

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 » 03 2020 г.

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

Наименование дисциплины:

направление подготовки:

направленность:

форма обучения:

Оборудование для освоения 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 Оборудование для освоения скважин.

Рабочая программа рассмотрена на заседании кафедры Нефтегазовое дело

Протокол № 1 от «31» 08 2020 г.

И.о.заведующего кафедрой


(подпись)

Р.Д. Татлыев

СОГЛАСОВАНО:

И.о.заведующего выпускающей кафедрой


(подпись)

Р.Д. Татлыев

«31» 08 2020 г.

Рабочую программу разработал: Муравьев К.А., к.т.н., доцент



1. Цели и задачи освоения дисциплины

Цели изучения дисциплины познакомить с оборудованием, которое обеспечивает выполнение всех технологических процессов и операций по освоению скважин.

Задачи дисциплины: формирование теоретических знаний и практических навыков в области технологии освоения нефтяных и газовых скважин, для успешного решения конкретных задач. Эти знания необходимы при проектировании, обслуживании и эксплуатации нефтяных и газовых скважин, отдельного оборудования к ним, устройств, узлов и приспособлений.

2. Место дисциплины в структуре ОПОП ВО

Дисциплина относится к дисциплинам формируемой участниками образовательных отношений. Код дисциплины Б1.В.20

Необходимыми условиями для освоения дисциплины являются:

Знание:

- особенности функционирования инженерно-технических служб контроля и управления за освоением скважины
- технических средств обеспечения основных технологических процессов освоения скважины
- основных правил промышленной безопасности при освоении скважин
- методик проектирования конструкции скважин, расчета оборудования для ее освоения

умение:

- проводить аналитические работы по технологическим проблемам освоения скважины
- пользоваться техническими средствами для измерения параметров процессов освоения скважины
- обоснованно выбирать способ оборудование для освоения скважин
- применять методы моделирования технологических процессов для освоения скважины

владение:

- навыками работы с нормативно-технологической и инструктивной документацией по освоению скважин
- навыками расчета конструкции скважин и оптимальных параметров режима освоения скважины
- методами построения простейших математических моделей типовых профессиональных задач
- навыками расчета конструкции скважин и оптимальных параметров расчета оборудования для освоения скважины

Содержание дисциплины «Оборудование для освоения скважин» является логическим продолжением содержания дисциплин «Машины и оборудование для бурения, добычи, подготовки и транспорта нефти и газа», «Оборудование для добычи нефти», «Методы и технологии повышения продуктивности скважин».

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 выпол-	ПКС-3.2 Организовывает работу по предупрежде-	Знать (31): особенности функционирования инженерно-технических служб контроля и

нять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	нию и ликвидации аварийных и нештатных ситуаций, в том числе с привлечением сервисных компаний, оценка рисков	управления за освоением скважины
		Владеть (В1): навыками работы с нормативно-технологической и инструктивной документацией по освоению скважин
ПКС-4 Способность осуществлять оперативное сопровождение технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-4.1 Выбор технологических процессов в области нефтегазового дела для организации работы коллектива исполнителей	Знать (З2): технические средства обеспечения основных технологических процессов освоения скважины
		Уметь (У2): пользоваться техническими средствами для измерения параметров процессов освоения скважины
		Владеть (В2): навыками расчета конструкции скважин и оптимальных параметров режима освоения скважины
	ПКС-4.2 Принимает исполнительские решения при разбросе мнений и конфликте интересов	Знать (З3): основные правила промышленной безопасности при освоении скважин
		Владеть (В3): методами построения простейших математических моделей типовых профессиональных задач
	ПКС-4.3 Выбор порядка выполнения работ по сопровождению технологических процессов	Знать (З4): методику проектирования конструкции скважин, расчета оборудования для ее освоения
Уметь (У4): применять методы моделирования технологических процессов для освоения скважины		
Владеть (В4): навыками расчета конструкции скважин и оптимальных параметров расчета оборудования для освоения 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	4/8	24	12	-	-	80	зачет
очно-заочная	5/А	14	14	-	-	80	зачет

5. Структура и содержание дисциплины

5.1. Структура дисциплины

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

Таблица 5.1.1

№ п/п	Структура дисциплины		Аудиторные занятия, час.			СРС, час.	Всего, час.	Код ИДК	Оценочные средства
	Номер раздела	Наименование раздела	Л.	Пр.	Лаб.				
1	1	Подъемные агрегаты	3/1	1/1	-	6/10	10/12	ПКС-3.2, ПКС-4.1, ПКС-4.2, ПКС-4.3	Тест
2	2	Гидроприводы подъемных агрегатов	3/1	1/1	-	6/10	10/12	ПКС-3.2, ПКС-4.1, ПКС-4.2, ПКС-4.3	Тест
3	3	Оборудование для освоения скважин	3/2	1/2	-	10/10	14/14	ПКС-3.2, ПКС-4.1, ПКС-4.2, ПКС-4.3	Тест
4	4	Агрегаты для гидравлического разрыва призабойной зоны	3/2	1/2	-	10/10	14/14	ПКС-3.2, ПКС-4.1, ПКС-4.2, ПКС-4.3	Тест
5	5	Жидкости для освоения скважин	3/2	2/2	-	10/10	15/14	ПКС-3.2, ПКС-4.1, ПКС-4.2, ПКС-4.3	Тест
6	6	Оборудование для промывок скважин от песчаных пробок	3/2	2/2	-	10/10	15/14	ПКС-3.2, ПКС-4.1, ПКС-4.2, ПКС-4.3	Тест
7	7	Оборудование для кислотной обработки скважин	6/4	4/4	-	20/20	30/28	ПКС-3.2, ПКС-4.1, ПКС-4.2, ПКС-4.3	Тест
Итого:			24/14	12/14	-	72/80	108/108		

5.2. Содержание дисциплины.

5.2.1. Содержание разделов дисциплины (дидактические единицы).

Раздел 1. Подъемные агрегаты

Назначение, основные технологические требования, классификация подъемных агрегатов. Транспортная база, компоновка и характеристики самоходных подъемных агрегатов для освоения скважин. Достоинства и недостатки транспортной базы подъемных агрегатов. Кинематическая схема подъемных агрегатов. Пути дальнейшего совершенствования подъемных агрегатов. Опреде-

ление оптимального соотношения скоростей подъема.

Раздел 2. Гидроприводы подъемных агрегатов

Классификация подъемных гидроприводов. Типовая схема объемного гидропривода подъемного агрегата. Кинематическая схема аксиального роторно-поршневого гидромотора. Устройство и принцип действия аксиально-поршневого гидромотора. Гидроцилиндры и гидромоторы, применяемые в подъемных агрегатах и их принципиальные схемы. Рабочие жидкости объемного гидропривода и требования к ним.

Раздел 3. Оборудование для освоения скважин

Промывочные агрегаты. Технические характеристики и кинематические схемы промывочных агрегатов. Промывочные вертлюры. Способы освоения добывающих скважин и применяемое оборудование. Способы освоения нагнетательных скважин и применяемое оборудование

Раздел 4. Агрегаты для гидравлического разрыва призабойной зоны

Насосные агрегаты и их характеристики. Пескосмесительные агрегаты и их характеристики. Автоцистерны и их характеристики. Станция управления и контроля ГРП, регистрируемые параметры. Скважинное оборудование и оборудование устья скважины при проведении работ по ГРП.

Раздел 5. Жидкости для освоения скважин

Техника и технология освоения скважин методом замены жидкости. Требования к жидкостям освоения скважин. Типы и конструкции скважинных подъемников (однорядные, двухрядные, полутора рядные. Уплотнение резьбовых соединений. Материалы насосно-компрессорных труб и муфт к ним. Переводники для насосно-компрессорных труб с защитными покрытиями.

Раздел 6. Оборудование для промывок скважин от песчаных пробок

Машины и оборудование флота гибких насосно-компрессорных труб. Цементировочный агрегат ЦА-320. Насосные агрегаты и компрессоры. Пакеры, их виды и назначение. Гидромониторные насадки.

Раздел 7. Оборудование для кислотной обработки скважин

Оборудование, химические реагенты и материалы, применяемые при кислотной обработке скважины. Арматура устья скважины. Насосы и насосные агрегаты.

5.2.2. Содержание дисциплины/модуля по видам учебных занятий.

Лекционные занятия

Таблица 5.2.1

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема лекции
		ОФО/ ОЗФО	
1	1	3/1	Подъемные агрегаты
2	2	3/1	Гидроприводы подъемных агрегатов
3	3	3/2	Оборудование для освоения скважин
4	4	3/2	Агрегаты для гидравлического разрыва призабойной зоны
5	5	3/2	Жидкости для освоения скважин
6	6	3/2	Оборудование для промывок скважин от песчаных пробок
7	7	6/4	Оборудование для кислотной обработки скважин
Итого:		24/14	

Практические занятия

Таблица 5.2.2

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема практического занятия
		ОФО /ОЗФО	
1	1	1/1	Расчет основных параметров процесса освоения скважины мето-

			дом замены жидкости
2	2	1/1	Расчет освоения скважины компрессорным методом
3	3	1/2	Расчет освоения скважины с помощью пен
4	4	1/2	Расчет основных технологических параметров ГРП
5	5	2/2	Выбор состава и свойств промывочных жидкостей
6	6	2/2	Расчет прямой промывки песчаной пробки
7	7	4/4	Расчет основных технологических параметров кислотных обработок
Итого:		12/14	

Лабораторные работы

Лабораторные работы учебным планом не предусмотрены

Самостоятельная работа студента

Таблица 5.2.3

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема	Вид СРС
		ОФО ОЗФО		
1	1	6/10	Спускоподъемные операции. Спуск и подъем труб. Спуск и подъем насосных штанг.	Подготовка к практическим занятиям.
2	2	6/10	Баланс энергии в скважине. Теоретические основы подъема газожидкостной смеси по насосно-компрессорным трубам.	Подготовка к практическим занятиям.
3	3	10/10	Технические характеристики и кинематические схемы промывочных агрегатов УН1-100-200, УН1Т-100-200, УН1Т-100-250	Подготовка к практическим занятиям.
4	4	10/10	Сущность гидравлического разрыва пласта (ГРП), область применения, схема проведения.	Подготовка к практическим занятиям.
5	5	10/10	Изучение методики расчета расчетов насосно-компрессорных труб различных видов.	Подготовка к практическим занятиям.
6	6	10/10	Принципиальная схема и принцип действия пакера ПВМ-122 500.	Подготовка к практическим занятиям.
7	7	10/10	Сверхпроектное обводнение продукции скважин	Подготовка к практическим занятиям.
Итого:		72/80		

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

- визуализация учебного материала в PowerPoint в диалоговом режиме (лекционные заня-

тия);

- индивидуальная работа (практические занятия).

6. Тематика курсовых работ/проектов

Курсовые работы/проекты учебным планом не предусмотрены.

7. Контрольные работы

Контрольные работы учебным планом не предусмотрены

8. Оценка результатов освоения дисциплины/модуля

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

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

Таблица 8.1

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

9. Учебно-методическое и информационное обеспечение дисциплины

9.1. Перечень рекомендуемой литературы представлен в Приложении 2.

9.2. Современные профессиональные базы данных и информационные справочные системы:

- 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

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	-	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
3	-	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
4	-	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
5	-	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
6	-	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть

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

11. Методические указания

11.1. Методические указания по подготовке к практическим занятиям

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

Задания на выполнение типовых расчетов на практических занятиях обучающиеся получают индивидуально. Порядок выполнения типовых расчетов изложены в следующих методических указаниях:

Практическое занятие № 1

Расчет основных параметров процесса освоения скважины методом замены жидкости

Общие положения

Освоение нефтяной скважины – это комплекс технологических работ по:

- вызову притока из пласта;
- восстановлению (при необходимости) проницаемости породы призабойной зоны пласта (ПЗП);
- установлению технологического режима эксплуатации скважины.

Освоение скважины – важный этап при подготовке ее к эксплуатации. От вида и качества проведенных работ при освоении в значительной степени будет зависеть степень гидродинамической связи скважин с пластом, качественные и количественные характеристики профиля притока в скважину, длительность работы скважины без осложнений, надежность функционирования конструкции забоя скважины, надежность и долговечность самой скважины.

Выбор технологии освоения скважины под нефть должен тесно увязываться с геолого-физической характеристикой пласта, с фильтрационным и напряженным состоянием призабойной зоны. Фильтрационное состояние призабойной зоны, как известно, формируется в процессе первичного и вторичного вскрытия продуктивного пласта, существенно изменяется при проведении подземных ремонтов скважин, постепенно изменяется в процессе обычной эксплуатации скважин.

Перед освоением скважину оборудуют в соответствии с её назначением, способом эксплуатации и методом вызова притока. Выбор метода вызова притока зависит от назначения скважины, её способа эксплуатации, пластового давления, глубины и расположения скважины на структуре, степени устойчивости коллектора и др.

В промысловой практике нашли применение следующие три основных метода вызова притока (пуска в работу): замена жидкости, аэрация и продавка.

Метод замены жидкости

Последовательная замена жидкости с большей плотностью на жидкость с меньшей плотностью осуществляется промывкой скважины обычно по схеме: буровой раствор с большей плотностью – буровой раствор с меньшей плотностью – вода – нефть – газоконденсат. Для этого в скважину спускают НКТ, обвязывают наземное оборудование и насосный агрегат, опрессовывают нагнетательную линию и закачивают жидкость в НКТ (прямая промывка) или в затрубное пространство (обратная промывка); из скважины жидкость выходит в сборную ёмкость. Жидкость закачивают посредством либо цементировочного агрегата типа ЦА-320 М, либо насосной установки типа УН 1=630х700А.

Задача

Рассчитать основные параметры процесса освоения скважины, методом замены жидкости, выбрать промывочную жидкость и необходимое оборудование. Дать схему размещения оборудования при освоении скважины. Скважина заполнена буровым раствором плотностью 1150 кг/м³.

Таблица 1

Наименование	Исходные данные								
	Варианты								
	1/11	2/12	3/13	4/14	5/15	6/16	7/17	8/18	9/19
Глубина скважины Н, м	1500	1600	1700	1880	1900	2000	2100	1670	1820
Пластовое давление P _{пл} , МПа	18	17	16	19	20	18	19	16	19
Расстояние от устья до верхних отверстий фильтра Н _ф , м	1480	1570	1680	1800	1770	1970	2080	1550	1600
Минимально-допустимая депрессия на забое скважины P _{мин} , МПа	2	1,5	1	1,2	1,4	1,6	1,8	1,7	1,3
Наружный диаметр эксплуатационной колонны D, мм	168	146	168	146	168	146	168	146	168
Условный диаметр НКТ d, мм	73	60	73	60	73	60	73	60	73

Методические рекомендации по решению:

1. Определяем плотность промывочной жидкости из условия вызова притока:

$$\rho_n = \frac{(P_{пл} - P_{мин}) \cdot 10^6}{L \cdot g} \quad (1.1)$$

где L — глубина спуска промывочных труб, м, принимаем L = Н_ф.

2. Выбираем промывочную жидкость;

- если полученная плотность больше или равна плотности пресной воды $\rho_n \geq \rho_v$, то выбираем пресную или соленую воду;

- если полученная плотность меньше плотности пресной воды $\rho_n < \rho_v$ выбираем нефть.

3. Определяем количество промывочной жидкости:

$$V_n = \varphi \cdot \left(\frac{\pi \cdot D_e^2}{4} \right) \cdot L, \text{ м}^3 \quad (1.2)$$

где φ — коэффициент запаса промывочной жидкости, $\varphi = 1, 1$;

D_в — внутренний диаметр эксплуатационной колонны (ЭК), м, толщина стенки эксплуатационной колонны – 10 мм.

4. Определяем количество автоцистерн для доставки промывочной жидкости:

$$n_{ц} = V_n / V_{ц}, \quad (1.3)$$

где V_ц – вместимость выбранного типа автоцистерн, принимаем 10 м³.

5. Определяем максимальное давление в процессе промывки, в момент оттеснения бурового раствора к башмаку промывочных труб:

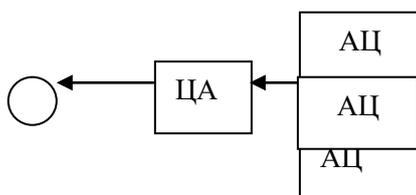
$$(\rho_{б.р} - \rho_{п}) * g * 10^{-6} + P_{тр} + P_{у}, \text{ МПа} \quad (1.4)$$

где $P_{тр}$ – потери давления на преодоление сил трения, МПа. Принимаем условно $P_{тр} = 0,5 \dots 1$ МПа

$P_{у}$ – противодействие на устье, МПа; при промывке в амбар $P_{у} = 0$.

6. Выбираем тип промывочного агрегата и передачу работ агрегата по характеристике его насоса. Для промывки обычно достаточно одного агрегата.

7. Составляем схему оборудования скважины и расположения наземного оборудования. Например:



Вопросы для самопроверки:

1. В чем заключается определение основных параметров процесса освоения скважины после бурения?
2. Перечислить методы освоения скважин.
3. По какой схеме осуществляется последовательная замена жидкости с большей плотностью на жидкость с меньшей плотностью?
4. Какие типы промывочных агрегатов, используются при освоении скважин?

Практическое занятие № 2

Расчет освоения скважины компрессорным методом

Общие положения

Компрессорный способ нашел наиболее широкое распространение при освоении фонтанных и частично механизированных скважин.

В скважину спускается колонна НКТ, а устье оборудуется фонтанной арматурой. К затрубному пространству присоединяется нагнетательный трубопровод от передвижного компрессора. При нагнетании газа жидкость в межтрубном пространстве отесняется до башмака НКТ или до пускового отверстия в НКТ, сделанного заранее на соответствующей глубине. Газ, попадая в НКТ, газифицирует жидкость в них. В результате давление на забое сильно снижается. Регулируя расход газа (воздуха), можно изменять плотность газожидкостной смеси в трубах, и следовательно, давление на забое $P_з$. При $P_з < P_{пл}$ начинается приток, и скважина переходит на фонтанный или газлифтный режим работы. Этот способ наиболее безопасен и позволяет быстро получить значительные депрессии на пласт, что особенно важно для эффективной очистки призабойной зоны скважины. Однако применение компрессорного способа освоения ограничено в скважинах, пробуренных в рыхлых и неустойчивых коллекторах, а увеличение глубины также ограничивает использование компрессорного способа.

Для более полного использования пластовой энергии, выноса жидкости с забоя и возможных промывок скважин башмак НКТ опускают до верхних перфорационных отверстий. Чтобы отеснить уровень жидкости до башмака НКТ, особенно при больших глубинах, нужны компрессоры, развивающие давление в несколько десятков МПа. Это осложняет освоение. Поэтому в колонне труб на заранее определенной глубине делают так называемое пусковое отвер-

ствие (пусковые муфты или пусковой клапан). Опускающийся в межтрубном пространстве уровень жидкости обнажает это отверстие, нагнетаемый газ поступает через него в НКТ и газифицирует столб жидкости выше отверстия.

Задания для самостоятельного решения

Рассчитать глубину установки муфты с пусковыми отверстиями для освоения заглушенной водой фонтанной скважины при следующих условиях (табл. 1). Скважина до устья заполнена водой. Освоение проводится обратной закачкой передвижной компрессорной установкой УКП-80 (рабочее давление $p_k = 8$ МПа, подача $q_{ст} = 8 \text{ м}^3/\text{мин.}$)

Таблица 1

		Исходные данные									
Вар.	Исх. данные	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Внутренний диаметр обсадной колонны, $D_{вн}$, м.	0,1503									
	Наружный диаметр НКТ, $d_{нар}$, м.	0,06	0,073	0,06	0,073	0,06	0,073	0,06	0,073	0,06	0,073
	Внутренний диаметр НКТ, $d_{вн}$, м.	0,0503	0,062	0,0503	0,062	0,0503	0,062	0,0503	0,062	0,0503	0,062
	Глубина скважины, L_c , м.	1700	1800	1710	1790	1802	1720	1800	1700	1805	1740
	Пластовое давление, $p_{пл}$, МПа.	18,5	19	20	20,5	19,5	18	19,6	21	20	19
	Плотность воды, $\rho_{в}$, кг/м ³	1100	1090	1100	1090	1100	1090	1100	1090	1100	1090
	Вязкость воды, $\mu_{в}$, Па*с	0,0015									
	Средняя температура в скважине, T , К.	299	298	297	296	299	298	297	296	295	199
	Коэффициент сверхсжимаемости газа, z	0,89									
	Плотность газа, $\rho_{г ст}$, кг/м ³	1,1	1	1,1	1	1,1	1	1,1	1	1,1	1
	Вязкость газа,	0,0005									

μ_r , Па*с	
----------------	--

Методические рекомендации по решению:

Так как освоение проводится обратной закачкой, то расчеты следует вести по формулам:

1. Предварительно рассчитываем коэффициент

$$B_r = \frac{p_k \cdot T_{ст}}{(p_0 \cdot T \cdot z)} \quad (2.1)$$

2. Рассчитываем скорость движения жидкости в трубках

$$W_{тж} = \frac{4q_{ст}}{(60 \cdot \pi \cdot B_r \cdot d_{вн}^2)} \quad (2.2)$$

3. Скорость движения газа в кольцевом зазоре рассчитываем по следующей формуле:

$$W_{кзг} = \frac{4q_{ст}}{[60 \cdot \pi \cdot B_r \cdot (D_{вн}^2 - d_{нар}^2)]} \quad (2.3)$$

4. Рассчитываем по формуле число Рейнольдса для воды, движущейся в трубках:

$$Re_r = \frac{W_{тж} \cdot d_{вн} \cdot p_в}{\mu_в} \quad (2.4)$$

5. Коэффициент $\lambda_{ж}$ рассчитываем по формуле:

$$\lambda_{ж} = \frac{0,1364}{\sqrt[4]{Re_r}} \quad (2.5)$$

6. Рассчитываем плотность газа при p_k и T :

$$p_r = p_{г ст} \cdot B_r \quad (2.6)$$

7. Определяем число Рейнольдса для газа, движущегося по кольцевому зазору:

$$Re_{кз} = \frac{W_{кзг} \cdot (D_{вн} - d_{нар}) \cdot p_r}{\mu_r} \quad (2.7)$$

8. Определить режим движения

8.1 Рассчитываем по формулам соответственно градиент потерь давления на трение при движении жидкости в трубе и газа в кольцевом зазоре:

$$A_{кзг} = \frac{\lambda_r \cdot W_{кзг}^2 \cdot p_r}{[2(D_{вн}^2 - d_{нар}^2)]} \quad (2.8)$$

$$A_{тж} = \frac{\lambda_{ж} \cdot W_{тж}^2 \cdot p_{ж}}{(2d_{вн})} \quad (2.9)$$

8.2 Вычисляем предельную глубину:

$$H_{пр} = \frac{(p_k - p_y) \cdot 10^6}{g(p_{ж} - p_{г ст} \cdot B_r) + A_{тж} + A_{кзг}} \quad (2.10)$$

9. Рассчитываем объем закачиваемого в скважину газа при продавке уровня по формуле:

$$V_r = \frac{\pi \cdot (D_{вн}^2 - d_{нар}^2) \cdot H_{пр}}{4} \quad (2.11)$$

10. Время закачки (работы компрессора) определяем по формуле:

$$T = \frac{V_r \cdot B_r}{q_{ст}} \quad (2.12)$$

Следовательно, при освоении скважины компрессором, когда уровень жидкости оттесняется до пусковых отверстий, газ прорывается через них в НКТ, газифицирует находящуюся там жидкость, забойное давление снижается ниже пластового давления, и начинается приток жидкости из пласта.

Вопросы для самопроверки:

1. Какие скважины осваивают компрессорным способом?
2. Для чего предназначены пусковые отверстия?
3. Описать технологию освоения скважины компрессорным способом

Практическое занятие № 3 Расчет освоения скважины с помощью пен

Общие положения

При освоении скважин могут применяться как однокомпонентные, так и многокомпонентные двухфазные пены. Даже простейшая пенная система обладает вязкопластичными и упругими свойствами, которые способны оказывать положительное влияние на результативность процесса вызова притока из пласта в скважину.

Применение пенных систем предотвращает проникновение в призабойную зону дополнительного количества фильтрата, а также может обеспечить полную очистку призабойной зоны от глинистых частиц и воды, проникших в пласт в процессе его вскрытия бурением и перфорацией. С целью предотвращения проникновения дополнительного количества фильтрата вызов притока следует осуществлять заменой скважинной жидкости однокомпонентной двухфазной пеной с малой степенью аэрации при прямой схеме циркуляции. После полной замены скважинной жидкости пеной необходимо приступить к закачке в скважину пены с меньшей плотностью, но уже по кольцевой схеме циркуляции, т.е. новые порции пены меньшей плотности направлять в скважину через затрубное пространство.

Освоение скважин пеной с полным удалением проникшего в пласт промывочного раствора состоит в том, что до вызова притока в скважину закачивается многокомпонентная пена до достижения давления на забое выше гидростатического.

Задача

Рассчитать давление закачки пены в скважине.

Таблица 3.1

Исходные данные

Вар.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Глубина, м	1700	1820	1805	1750	1740	1790	1720	1800	1810	1760
Внутренний диаметр, м	0,1503									
Плотность, кг/м ³	1000	1010	1000	1010	1000	1010	1000	1010	1000	1010
Степень аэра-	50%									

Методические рекомендации по решению:

1. Рассчитываем φ по формуле:

нисходящий поток

$$\varphi_{\text{н}} = \frac{(1 \pm 0,05)}{1 + \frac{pT_{\text{ст}}}{ap_0Tz}}, \tag{3.1}$$

восходящий поток

$$\varphi_{\text{в}} = \frac{(1 \pm 0,05)}{1 + \frac{pT_{\text{ст}}}{ap_0Tz}}. \tag{3.2}$$

2. Вычисляем плотность пены по формуле:

нисходящий поток

$$\rho_{\text{пн}} = \rho_{\text{ж}}(1 - \varphi) + \rho_{\text{гст}}\varphi \frac{pT_{\text{ст}}}{p_0Tz}, \tag{3.3}$$

восходящий поток

$$\rho_{\text{пв}} = \rho_{\text{ж}}(1 - \varphi) + \rho_{\text{гст}}\varphi \frac{pT_{\text{ст}}}{p_0Tz}. \tag{3.4}$$

3. Определяем расход пены по формуле:

$$Q_{\text{п}} = Q_{\text{ж}} \left(1 + \frac{ap_0Tz}{pT_{\text{ст}}}\right) \tag{3.5}$$

4. Рассчитываем скорости по формулам:

$$w_{\text{т}} = \frac{4Q_{\text{п}}}{\pi d_{\text{вн}}^2}, \tag{3.6}$$

$$w_{\text{кз}} = \frac{4Q_{\text{п}}}{[\pi(D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{нар}}^2)]}. \tag{3.7}$$

5. Вычисляем по формулам соответствующие градиенты потерь давления:
в трубах и кольцевом зазоре (нисходящий поток)

$$\left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{гсн}} = \rho_{\text{п}}g, \tag{3.8}$$

в трубах и кольцевом зазоре (восходящий поток)

$$\left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{гсв}} = \rho_{\text{п}}g, \tag{3.9}$$

в трубах (нисходящий поток)

$$\left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{тртн}} = \lambda \frac{w_{\text{т}}^2}{2} \frac{\rho_{\text{п}}}{d_{\text{вн}}}, \tag{3.10}$$

в трубах (восходящий поток)

$$\left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{тртв}} = \lambda \frac{w_{\text{т}}^2 \rho_{\text{п}}}{2 d_{\text{вн}}}, \quad (3.11)$$

в кольцевом зазоре (нисходящий поток)

$$\left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{тркзн}} = \lambda \frac{w_{\text{кз}}^2 \rho_{\text{п}}}{2(D_{\text{вн}} - d_{\text{нар}})}, \quad (3.12)$$

в кольцевом зазоре (восходящий поток)

$$\left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{тркзв}} = \lambda \frac{w_{\text{кз}}^2 \rho_{\text{п}}}{2(D_{\text{вн}} - d_{\text{нар}})} \quad (3.13)$$

6. Давление при прямой закачке:

$$p_{\text{з}} = p_{\text{укз}} + 10^{-6} \left[\left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{трт}} + \left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{тркз}} + \left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{гскз}} - \left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{гст}} \right] H, \quad (3.14)$$

7. Давление при обратной закачке:

$$p_{\text{з}} = p_{\text{ут}} + 10^{-6} \left[\left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{тркз}} + \left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{трт}} + \left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{гст}} - \left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{гскз}} \right] H,$$

или (при $p_{\text{ут}} = 0,1$ МПа)

Таким образом, в данном конкретном случае давление при прямой закачке пены практически равно давлению при обратной закачке пены.

8. При отключении насосного агрегата и компрессора произойдет выравнивание гидростатического давления в трубах и кольцевом зазоре и средний градиент потерь давления от действия гидростатического столба пены в скважине составит:

$$\left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{гс}} = \frac{\left[\left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{гсн}} + \left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{гсв}}\right]}{2} \quad (3.15)$$

В этом случае забойное давление составит:

$$p_{\text{заб}} = 10^{-6} \left(\frac{dp}{dH}\right)_{\text{гс}} H + p_{\text{у}} \quad (3.16)$$

Практическое занятие №4 Расчет основных технологических параметров ГРП

Все более распространенной технологией интенсификации нефтедобычи и увеличения коэффициента нефтеизвлечения для малодобитных скважин, низкообводненных скважин, эксплуатирующих неоднородные продуктивные пласты с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками, стала технология гидравлического разрыва пласта (ГРП). Технология ГРП опробована почти во всех отложениях Западной Сибири, начиная от верхнемеловых до юрских.

Одним из недостатков ГРП является то, что при распространении трещины по пласту ориентация и направление ее распространения обусловлены напряженным состоянием пород и не контролируется технологически. В результате этого трещина уходит за пределы продуктивного пласта, что снижает эффективность ГРП, а в случае наличия вблизи продуктивного водо-

носного пласта способствует быстрому обводнению скважины. В связи с этим перед проведением ГРП рекомендуется провести глубокую кислотную обработку пласта.

В настоящее время скважины для проведения ГРП выбирают по следующим основным критериям:

- Дебит жидкости – до 10 м³/сут;
- Перфорированная мощность – не менее 3 м.;
- Обводненность – менее 30%;
- Остаточные извлекаемые запасы – не менее 70% начальных.

Произведем расчет процесса ГРП (Желтов С.А., Беренблат В.М.) используя исходные данные (таблица 6).

Определим вертикальную составляющую горного давления $P_{zв}$

$$P_{zв} = \rho_n \cdot g \cdot L \quad (4.1)$$

где ρ_n – средняя плотность вышележащих пород, кг/м³.

Горизонтальную составляющую горного давления рассчитываем по следующей формуле:

$$P_z = \frac{P_{zв} \cdot \nu}{(1 - \nu)} \quad (4.2)$$

где $\nu = 0,3$ - коэффициент Пуассона;

Таблица 4.1 - Исходные данные для расчета ГРП.

Показатель	Обозначение	Величина	Ед.изм.
1	2	3	4
Глубина скважины	L	2835	м
Диаметр скважины	D	0,2159	м
Вскрытая толщина пласта	h	20	м
Средняя проницаемость	K	$2,8 \times 10^{-11}$	м ²
Модуль упругости пласта	E	2×10^6	Па
Коэффициент Пуассона	ν	0,25	
Средняя плотность пород над продуктивным пластом	ρ_n	2070	кг/м ³
Ускорение свободного падения	g	9,81	м/с ²
Плотность жидкости разрыва	ρ_p	1000	кг/м ³
Вязкость жидкости разрыва	η	0,038	Па·с
Пористость трещины после закрытия	m_m	40	%

Концентрация песка в жидкости разрыва	c	800	кг/м ³
Внутренний диаметр НКТ	d_g	0,059	м
Плотность проппанта	ρ_{nn}	2,6	кг/м ³

Методические рекомендации по решению

Давление ГРП на забое скважины:

$$P_z = P_z + B_p \quad (4.3)$$

где $B_p = b$ - предел прочности пород продуктивного пласта на разрыв (определяется по графику /2/), МПа.

Давление на устье скважины при ГРП определяется

$$P_y = P_z + P_{тр} + B_p - P_{пл} \quad (4.4)$$

где $P_{тр}$ - потери давления в системе обвязки и трубах (ориентировочно можно принять $P_{нкт} = 0,2$ МПа на 100м НКТ), МПа;
 $P_{пл} = 27,0$ МПа - пластовое давление.

Общий объем жидкости для проведения процесса ГРП определяется по формуле:

$$V = V_{пр} + V_{жр} + V_n \quad (4.5)$$

где $V_{жр}$ - объем жидкости разрыва, м³;
 $V_{пр}$ - объем продавочной жидкости, м³;
 V_n - объем жидкости песконосителя, м³.

Объем жидкости разрыва определяется из условия $V_{жр} = 2$ м³ на 1 м эффективной толщи продуктивного пласта.

Общий объем продавочной жидкости

$$V_{пр} = \frac{\kappa \cdot \pi \cdot d_{вн} \cdot H_{нкт}}{4} \quad (4.6)$$

где $\kappa = 1,3$ - коэффициент, учитывающий превышение объема жидкости над объемом труб;

$d_{вн}$ - внутренний диаметр НКТ, м;

$H_{нкт}$ - глубина спуска НКТ, м.

Объем жидкости песконосителя

$$V_{II} = \frac{M_{II}}{K_{II}} \quad (4.7)$$

где $M_{II} = 12$ т – масса песка закрепителя;
 $K_{II} = 0.56$ т/м³ – концентрация песка в 1 м³ жидкости песконосителе.

Рассчитаем число насосных агрегатов по формуле:

$$N_I = \frac{Q_{mp}}{Q_{АГР}} + 1 \quad (4.8)$$

где $Q_{mp} \geq 0,05$ м³/с - требуемый расход;
 $Q_{АГР} = 0,0225$ м³/с - производительность насосной установки «Кардвелл».

Число пескосмесительных агрегатов определяет

$$N_2 = \frac{M_{II}}{V_{БУНК}} \quad (4.9)$$

где $V_{БУНК} = 9$ м³ объем бункера пескосмесительного агрегата.

Продолжительность процесса ГРП выражается уравнением:

$$t = \frac{V}{q} \quad (4.10)$$

где $q = 0,0225$ м³/с - темп закачки жидкостей ГРП.

Используя формулы (16-25) произведем расчет процесса ГРП.

Определим вертикальную составляющую горного давления:

$$P_{2в} = 2070 \cdot 9,81 \cdot 2725 = 55,33 \text{ МПа}$$

Горизонтальная составляющая горного давления:

$$P_2 = \frac{55,33 \cdot 0,3}{(1-0,3)} = 23,71 \text{ МПа}$$

Давление ГРП на забое скважины:

$$P_3 = 23,71 + 6 = 29,71 \text{ МПа}$$

Давление на устье при проведении ГРП:

$$P_y = 23,71 + 5,41 + 6 - 27 = 8,12 \text{ МПа}$$

Объем жидкости разрыва:

$$V_{жр} = 2 \cdot 20 = 40 \text{ м}^3$$

Объем продавочной жидкости:

$$V_{пр} = \frac{1,3 \cdot 3,14 \cdot 0,059^2 \cdot 2705}{4} = 9,61 \text{ м}^3$$

Объем жидкости песконосителя

:

$$V_{п} = \frac{12}{0,56} = 21,4 \text{ м}^3$$

Общий объем жидкости для проведения процесса

$$V = 9,61 + 40 + 21,4 = 73,71 \text{ м}^3$$

Число насосных агрегатов:

$$N_1 = \frac{0,08}{0,0225} + 1 = 4,55$$

Принимаем число насосных агрегатов = 5.

Число пескосмесительных агрегатов:

$$N_2 = \frac{12}{9} = 1,33$$

Принимаем число пескосмесителей равным 2.

Продолжительность процесса ГРП:

$$t = \frac{73,71}{0,0225} = 3276 \text{ с} = 54,6 \text{ мин}$$

Практическое занятие №5

Выбор состава и свойств промывочных жидкостей

При проектировании технологического процесса освоения скважин различного назначения особое внимание уделяется определению свойств и состава промывочных жидкостей и газообразных промывочных агентов, находящихся в непрерывной принудительной циркуляции.

В связи с многообразием геолого-технических условий строительства скважин многочисленные требования и ограничения к промывочным жидкостям не могут быть удовлетворены какой-либо одной универсальной промывочной жидкостью.

Тип и параметры циркулирующих агентов выбираются с учетом ожидаемых геологических и гидрогеологических условий залегания пород; их литологического и химического составов; устойчивости пород под воздействием фильтрата бурового раствора;

наличия проницаемых пластов, их мощности и пластовых давлений; давлений гидравлического разрыва; с учетом накопленного опыта в аналогичных условиях, а также наличия сырья для приготовления бурового раствора.

Оптимизация буровых растворов – выбор в каждом конкретном случае экономически наиболее выгодного сочетания технологических показателей процесса промывки, обеспечивающих минимальную стоимость скважины и достижение поставленной цели при сохранении высокого качества объекта.

В зависимости от перечисленных условий и глубины скважины циркулирующий агент иногда приходится выбирать не только для каждого района, участка или отдельно взятой скважины, но и для бурения различных интервалов в одной скважине.

При выборе параметров бурового раствора следует руководствоваться следующими правилами.

Плотность бурового раствора ($\rho_{б.р.}$) выбирается исходя из условий предотвращения потери устойчивости горных пород, слагающих стенки скважины и их гидроразрыва. Очень важно также создание нормального противодействия на пласты, насыщенные пластовыми флюидами, препятствующего притоку их в скважину. Таким образом, **изменение $\rho_{б.р.}$** – основное средство регулирования давления в скважине.

При вскрытии газонефтенасыщенных пластов значение $\rho_{б.р.}$ должно определяться для горизонта с минимальным градиентом пластового давления в интервале совместимых условий. Согласно правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности [2]: «2.7.3.3 Проектные решения по выбору плотности бурового раствора должны предусматривать создание столбом раствора гидростатического давления на забой скважины и вскрытие продуктивного горизонта, превышающего проектные пластовые давления на величину не менее:

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

В необходимых случаях проектом может устанавливаться большая плотность раствора, но при этом противодействие на горизонты не должно превышать пластовые давления на 15 кгс/см² (1,5 МПа) для скважин глубиной до 1200 м и 25-30 кгс/см² (2,5-3,0 МПа) для более глубоких скважин».

Минимальное превышение гидростатического давления столба бурового раствора относительно кровли вскрываемого пласта приведено в таблице 1.1 с учетом глубины скважины и коэффициента аномальности пластового давления K_a (проектного или фактического).

Таблица 5.1

Значения минимального превышения гидростатического давления раствора над пластовым

Глубина скважины (интервал), м	Минимальное превышение гидростатического давления раствора над пластовым (репрессия) ΔP_{\min} , МПа
≤ 1200	1,1
≥ 1200	1,05

К указанному в таблице 1.1 значению репрессии добавляется величина:

$$\Delta P' = K_{cno} \cdot K_a \quad (5.1)$$

где K_{cno} – коэффициент, учитывающий колебания гидростатического давления при СПО, $K_{cno}=0,5$ при диаметре скважины $D_c \leq 215,9$ мм и $K_{cno}=0,3$ при $D_c > 215,9$; K_a – коэффициент аномальности пластового давления.

Суммарная репрессия на пласт:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{min} + \Delta P \quad (5.2)$$

Величину $\rho_{б.р.}$, необходимую для создания противодействия на пласт, можно вычислить из выражения:

$$\rho_{б.р.} = (P_{пл} + \Delta P_{\Sigma}) / gH, \text{ кг/м}^3 \quad (5.3)$$

Давление циркулирующего бурового раствора, как уже отмечалось, не должно приводить к раскрытию трещин наиболее слабых пород и возникновению поглощений.

Максимально допустимая репрессия (с учетом гидродинамических потерь) должна исключать возможность гидроразрыва или интенсивного поглощения бурового раствора на любой глубине интервала совместимых условий бурения.

Условие предупреждения гидроразрыва:

$$\rho_{б.р.} \leq \frac{|P_{ГР}| - |\Delta P_{ож}|}{gH}, \text{ кг/м}^3 \quad (5.4)$$

где $P_{ГР}$ – давление гидроразрыва (критическое давление бурового раствора в скважине, при котором возможен разрыв горной породы, или раскрытие трещин); $\Delta P_{ож}$ – ожидаемое повышение давления в скважине.

Рациональная плотность азрированного (облегченного) бурового раствора находится из уравнения:

$$\rho_{обр} = \rho_{бр} \frac{H - h_{ст}}{H}, \text{ кг/м}^3 \quad (5.5)$$

где $\rho_{б.р.}$ – плотность исходного бурового раствора; $h_{ст}$ – статический уровень в скважине.

В интервалах, сложенных глинами, аргиллитами, глинистыми сланцами и солями, склонными в процессе бурения к потере устойчивости и текучести, плотность, фильтрация и химический состав бурового раствора устанавливаются исходя из необходимости обеспечения устойчивости стенок скважины. Допускается депрессия на стенки скважины в пределах 10-15% эффективных скелетных напряжений (разница между горным и поровым давлением), если это не вызывает угрозу течения, осыпей, обвалов и не приводит к газонефтеводопроявлением (ГНВП).

Вязкость бурового раствора (T_{500}) должна быть достаточной для обеспечения выноса частиц выбуренной породы из скважины, предотвращения, снижения или прекращения поглощений раствора в скважине. Однако чрезмерная вязкость повышает гидравлические сопротивления в циркуляционной системе скважины и ухудшает условия очистки бурового раствора.

Величина *условной вязкости* должна составлять 25-30 с. Отечественный и зарубежный опыт показывает, что верхний предел T_{500} , определенный прибором ВБР-1 должен составлять $T_{500} \leq 30$ с для раствора с $\rho_{б.р.} \leq 1400$ кг/м³, и $T_{500} \leq 45$ с для раствора с $\rho_{б.р.} \geq 1400$ кг/м³, а пластическая вязкость η соответственно $\eta \leq 0,006$ Па·с и $\eta \leq 0,01$ Па·с.

Для удовлетворительного гидротранспорта шлама на дневную поверхность ламинарным потоком и предотвращения выпадения утяжелителя в поверхностной циркуляционной системе достаточно иметь величину динамического напряжения сдвига $\tau_0 = 1,5-2,0$ Па.

Статическое напряжение сдвига (СНС) должно быть достаточным для удержания во взвешенном состоянии утяжелителя и частиц выбуренной породы при прекращении циркуляции промывочной жидкости. Вместе с тем СНС должно быть минимальным допустимым, так как повышенное значение прочности структуры промывочной жидкости вызывает затруднение при запуске насосов, создает значительное давление на стенки скважины, что в слабосвязанных породах может вызвать гидравлический разрыв пласта при восстановлении циркуляции и ухудшает условия очистки от частиц выбуренной породы и дегазации очистного агента.

Хорошая удерживающая способность промывочной жидкости достигается при $СНС_1 \geq 1,25$ Па и $СНС_{10} \leq 60$ Па при коэффициенте тиксотропии $K_{\tau} = \theta_{10} / \theta_1 \leq 3$.

Минимально допустимое значение СНС можно вычислить из выражения:

$$\theta = \frac{d_c(\gamma_n - \gamma_{\text{бр}})}{6}, \text{Па} \quad (5.6)$$

где d_c – диаметр частиц, м; γ_n и $\gamma_{\text{бр}}$ – удельный вес соответственно породы и бурового раствора, Н/м³.

Обычно достаточно, чтобы $\theta \leq 5$ Па. Лишь при операциях по ликвидации поглощений в некоторых случаях целесообразно использовать раствор с высоким СНС.

Величина **фильтрации бурового раствора Φ_{30}** , определяется устойчивостью, а также их насыщенностью пластовыми водами и флюидами. Снижение показателей рекомендуется для бурения в неустойчивых, хорошо проницаемых породах и при вскрытии продуктовой залежи. Однако чрезмерное снижение Φ_{30} может вызвать ухудшение технико-экономических показателей бурения из-за нарушения баланса гидростатического и пластового давления в скважине. Проникающий в забой фильтрат способствует компенсации давления вокруг сколотой частицы, что приводит к улучшению условий очистки забоя от выбуренных частиц шлама и повышает буримость горной породы.

Показатель фильтрации бурового раствора строго регламентируется при проходке проницаемых песчаников, глин с низким поровым давлением и продуктивных горизонтов. Для этих условий поддерживают $\Phi_{30} = 3-6$ см³ за 30 мин. При давлении в нормальных условиях $\Phi_{30} \leq 20-25$ см³.

Содержание песка в буровом растворе не должно превышать 1-2 %.

Значение водородного показателя (рН) определяется типом промывочной жидкости, видом химического реагента, используемого для регулирования параметров бурового раствора, характером и интенсивностью взаимодействия фильтрата бурового раствора с породой и пластовыми флюидами. При выборе значения рН необходимо учитывать коррозионное воздействие на буровое оборудование.

Лучшие тиксотропные свойства раствора наблюдаются при рН=8-10, минимальная стабильность – при рН=2,7-4,0, наиболее высокая стабильность – рН=10,5-11,5, минимальная вязкость при рН=8,5, минимальная коррозия стальных буровых труб – при >7,0, а минимальная коррозия буровых труб из алюминиевых сплавов – при рН<10. Исходя из этого, оптимальным значением следует считать рН=8-8,5.

При турбинном бурении к качеству бурового раствора предъявляются дополнительные требования: максимальное снижение вязкости, что улучшает работу забойных двигателей, уменьшает гидродинамическое давление на пласты при СПО; очистка от выбуренной породы и дегазация выходящего из скважины бурового раствора должны быть совершенными; максимально возможное равенство давления на забой столба раствора и пластового давления.

Таким образом, при выборе основных параметров раствора ($\rho_{\text{б.р}}$, T_{500} , СНС, Φ_{30}) стремятся приблизить их к минимально допустимому пределу, при котором еще можно вести процесс бурения без заметных осложнений (таблица 5.2).

Таблица 5.2

Желательные пределы изменения значений показателей реологических свойств бурового раствора

Оценка качества	η , мПа·с	τ_0 , дПа	КП, с ⁻¹
Отлично	3 - 6	15 - 30	> 500
Хорошо	6 - 10	20 - 50	350 - 500
Удовлетворительно	10 - 15	20 - 50	200 - 350

Задача 5.1. Скважиной, диаметром D_c (мм) на глубине H (м), вскрывается газонасыщенный горизонт с коэффициентом аномальности K_a . Определить требуемую плотность бурового раствора.

Таблица 5.3

Данные для различных вариантов задач

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
D_c , мм	300	275	255	225	195	220	190	150	140	165
H , м	1050	1580	1820	2035	2375	2505	3089	3560	4700	4480
K_a .	1,1	1,08	1,3	1,2	1,4	1,3	1,8	1,7	1,5	1,6

Задача 5.2. При бурении скважины на глубине H возникло поглощение бурового раствора плотностью $\rho_{б.р.}$. Статический уровень в скважине установился на глубине $h_{ст.}$. Для ликвидации поглощения решено было уменьшить гидростатическое давление в скважине на поглощающий горизонт снижением его плотности путем аэрации. Определить рациональную плотность аэрированного бурового раствора.

Таблица 5.4

Данные для различных вариантов задач

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\rho_{б.р.}$, кг/м ³	1000	1100	1150	1200	1250	1300	1350	1400	1450	1500
$h_{ст.}$, м	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85
H	400	450	500	550	600	650	700	750	800	850

Задача 5.3. Вскрытие глинистой толщи плотностью $\rho_{гль.}$ с коэффициентом аномальности K_a , залегающей в интервале (H_u), предусматривается с депрессией. Подобрать плотность бурового раствора.

Таблица 5.5

Данные для различных вариантов задач

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\rho_{гль.}$, кг/м ³	2000	2100	2150	2200	2250	2300	2350	2400	2500	2550
H_u , м	2500-3000	1580-2500	1820-2240	2035-2500	2375-2800	2505-2900	3089-3400	3560-4800	4700-4890	4480-4600
K_a .	1,1	1,08	1,3	1,2	1,4	1,3	1,3	1,6	1,5	1,4

Задача 5.4. Частицы выбуренной породы весом γ_n и диаметром d_c , находятся в покоящемся буровом растворе с $\gamma_{бр.}$. Определить минимальное допустимое значение СНС, препятствующего падению частицы на забой.

Таблица 5.6

Данные для различных вариантов задач

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
γ_n , Н/м ³	20·10 ³	21·10 ³	22·10 ³	23·10 ³	24·10 ³	25·10 ³	26·10 ³	27·10 ³	28·10 ³	29·10 ³
$\gamma_{бр.}$, Н/м ³	10·10 ³	11·10 ³	12·10 ³	13·10 ³	11·10 ³	12·10 ³	10·10 ³	13·10 ³	14·10 ³	11·10 ³
d_c , 10 ⁻³ м	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9

Практическое занятие № 6 Расчет прямой промывки песчаной пробки

Расчет процесса прямой промывки песчаной пробки показан на примере.

Задача

Произвести гидравлический расчет прямой промывки скважины от песчаной пробки. Промывка производится раствором с удельным весом 1020 кг/м^3 :

Исходные данные:

Глубина скважины – 2897 м

Внутренний диаметр эксплуатационной колонны – 126 мм

Диаметр промывочных труб – 73 мм

Максимальный размер песчинок, составляющих пробку – 1 мм

Глубина фильтра скважины – 2834 -2869 м

Уровень песчаной пробки – 2747 м

Методические рекомендации по решению:

1. Определяем потери напора на гидравлические сопротивления при движении жидкости в промывочных трубах диаметром 73 мм по формуле 1.

$$h = \lambda \frac{H}{d_B} \frac{g_n^2}{2g} \text{ м}, \quad (6.1)$$

$$1 \text{ скорость} - h_1 = 0,035 \frac{2897 \cdot 1,26^2}{0,062 \cdot 2 \cdot 9,81} = 132,3 \text{ м}$$

$$2 \text{ скорость} - h_1 = 0,035 \frac{2897 \cdot 1,85^2}{0,062 \cdot 2 \cdot 9,81} = 154,2 \text{ м}$$

$$3 \text{ скорость} - h_1 = 0,035 \frac{2897 \cdot 2,78^2}{0,062 \cdot 2 \cdot 9,81} = 644,1 \text{ м}$$

$$4 \text{ скорость} - h_1 = 0,035 \frac{2897 \cdot 4,27^2}{0,062 \cdot 2 \cdot 9,81} = 1519,7 \text{ м}$$

где λ - коэффициент трения при движении воды в трубах, для 73 мм трубы коэффициент трения составляет 0,035;

d_B - внутренний диаметр промывочных труб, м;

g_n - скорость нисходящего потока жидкости, м/с.

Скорость нисходящего потока воды при соответствующей подаче насоса: на 1 скорости $q - 3,8 \text{ дм}^3/\text{с} - g_n - 1,26 \text{ м/с}$; на 2 скорости $q - 5,6 \text{ дм}^3/\text{с} - g_n - 1,85 \text{ м/с}$; на 3 скорости $q - 8,4 \text{ дм}^3/\text{с} - g_n - 2,78 \text{ м/с}$; на 4 скорости $q - 12,94 \text{ дм}^3/\text{с} - g_n - 4,27 \text{ м/с}$.

2. Определяем потери напора на гидравлические сопротивления при движении смеси жидкости с песком в затрубном пространстве скважины по формуле 2.

$$h_2 = \varphi \lambda \frac{H}{D_B - d_n} \cdot \frac{g_B^2}{2g} \text{ м}, \quad (6.2)$$

$$1 \text{ скорость} - h_2 = 1,2 \cdot 0,037 \frac{2897}{(0,126 - 0,073)} \cdot \frac{0,41^2}{2 \cdot 9,81} = 20,79 \text{ м}$$

$$2 \text{ скорость} - h_2 = 1,2 \cdot 0,037 \frac{2897}{(0,126 - 0,073)} \cdot \frac{0,62^2}{2 \cdot 9,81} = 47,5 \text{ м}$$

$$3 \text{ скорость} - h_2 = 1,2 \cdot 0,037 \frac{2897}{(0,126 - 0,073)} \cdot \frac{1,0^2}{2 \cdot 9,81} = 123,6 \text{ м}$$

$$4 \text{ скорость} - h_2 = 1,2 \cdot 0,037 \frac{2897}{(0,126 - 0,073)} \cdot \frac{1,6^2}{2 \cdot 9,81} = 316,6 \text{ м}$$

где φ - коэффициент, учитывающий повышение гидравлических потерь напора в результате содержания песка в жидкости, колеблется в пределах 1,1-1,2, принимаем 1,2;

λ - коэффициент трения при движении воды в затрубном пространстве, определяется по разности диаметров 139-мм и 73-мм труб: $126 - 73 = 53 \text{ мм} \Rightarrow \lambda$ составляет 0,037;

d_n - наружный диаметр промывочных труб;

\mathcal{G}_B - скорость восходящего потока жидкости в затрубном пространстве, м\с. Для расходов жидкости на 1, 2, 3 и 4 скоростях насосной установки УН1Т-100х200, равных соответственно 3,8; 5,6; 8,4 и 12,9 дм³\с, по графику находим соответствующие значения скоростей восходящего потока для 73-мм промывочных труб, спущенных в 126-мм колонну; они равны для 1 скорости $\mathcal{G}_e = 0,41$, для 2 скорости $\mathcal{G}_e = 0,62$, для 3 скорости $\mathcal{G}_e = 1,0$, для 4 скорости $\mathcal{G}_e = 1,6$ м\с.

3. Определяем потери напора на уравнивание столбов жидкости разной плотности в промывочных трубах и в затрубном пространстве по формуле К.А. Апресова:

$$h_3 = \frac{(1-m)F\ell}{f} \left[\frac{\rho_n}{\rho_{жс}} \left(1 - \frac{\mathcal{G}_{кр}}{\mathcal{G}_B} \right) - 1 \right], \quad (6.3)$$

$$1 \text{ скорость} - h_3 = \frac{(1-0,3) \cdot 148 \cdot 14}{82} \left[\frac{2600}{1020} \left(1 - \frac{9,5}{41} \right) - 1 \right] = 18,9 \text{ м}$$

$$2 \text{ скорость} - h_3 = \frac{(1-0,3) \cdot 148 \cdot 14}{82} \left[\frac{2600}{1020} \left(1 - \frac{9,5}{62} \right) - 1 \right] = 21,09 \text{ м}$$

$$3 \text{ скорость} - h_3 = \frac{(1-0,3) \cdot 148 \cdot 14}{82} \left[\frac{2600}{1020} \left(1 - \frac{9,5}{100} \right) - 1 \right] = 23,8 \text{ м}$$

$$4 \text{ скорость} - h_3 = \frac{(1-0,3) \cdot 148 \cdot 14}{82} \left[\frac{2600}{1020} \left(1 - \frac{9,5}{160} \right) - 1 \right] = 25,8 \text{ м}$$

где m - пористость песчаной пробки, принимаем равной 0,3;

F - площадь проходного сечения 146-мм эксплуатационной колонны, равна 148 см²;

l - высота пробки промытой за один прием (длина двухтрубки равна 14 м);

f - площадь поперечного сечения кольцевого пространства между 126-мм и 73-мм трубами, равна 82 см²;

ρ_n - плотность зерен песка, принимаем 2600 кг\м³;

$\rho_{жс}$ - плотность промывочной жидкости;

$\mathcal{G}_{кр}$ - скорость свободного падения песчинок в воде для песчинок размером 1 мм равна 9,5 см\с;

\mathcal{G}_B - скорость восходящего потока жидкости, см\с.

4. Определяем потери напора на гидравлические сопротивления в шланге и вертлюге при движении раствора.

Потери напора, возникающие в шланге h_4 и вертлюге h_5 , составляют в сумме при работе:

$$1 \text{ скорость} - (h_4 + h_5) = 7,2 \text{ м}$$

$$2 \text{ скорость} - (h_4 + h_5) = 15 \text{ м}$$

$$3 \text{ скорость} - (h_4 + h_5) = 31,8 \text{ м}$$

$$4 \text{ скорость} - (h_4 + h_5) = 128 \text{ м}$$

5. Находим потери напора h_6 на гидравлические сопротивления в 73-мм нагнетательной линии от насоса агрегата до шланга. Принимаем длину этой линии $\ell = 40$ м. Тогда по формуле 1 находим потери напора:

$$1 \text{ скорость} - h_6 = 0,035 \frac{40 \cdot 1,26^2}{0,062 \cdot 2 \cdot 9,81} = 1,8 \text{ м}$$

$$2 \text{ скорость} - h_6 = 0,035 \frac{40 \cdot 1,85^2}{0,062 \cdot 2 \cdot 9,81} = 3,9 \text{ м}$$

$$3 \text{ скорость} - h_6 = 0,035 \frac{40 \cdot 2,78^2}{0,062 \cdot 2 \cdot 9,81} = 8,8 \text{ м}$$

$$4 \text{ скорость} - h_6 = 0,035 \frac{40 \cdot 4,27^2}{0,062 \cdot 2 \cdot 9,81} = 20,9 \text{ м}$$

6. Определяем давление на выкиде насоса определяется суммой потерь:

$$P_n = \frac{1}{10^6} \rho_{ж} \cdot g(h_1 + h_2 + h_3 + h_4 + h_5 + h_6), \quad (6.4)$$

$$1 \text{ скорость} - P_n = \frac{1}{10^6} \cdot 1020 \cdot 9,81(132,3 + 20,79 + 18,9 + 7,2 + 1,8) = 1,8 \text{ МПа}$$

$$2 \text{ скорость} - P_n = \frac{1}{10^6} \cdot 1020 \cdot 9,81(154,2 + 47,5 + 21,09 + 15 + 3,9) = 2,4 \text{ МПа}$$

$$3 \text{ скорость} - P_n = \frac{1}{10^6} \cdot 1020 \cdot 9,81(644,1 + 123,6 + 23,8 + 31,8 + 8,8) = 8,32 \text{ МПа}$$

$$4 \text{ скорость} - P_n = \frac{1}{10^6} \cdot 1020 \cdot 9,81(1519,7 + 316 + 25,8 + 128 + 20,9) = 20,1 \text{ МПа}$$

7. Определяем давление на забое скважины при работе установки по формуле:

$$P_{заб} = \frac{1}{10^6} \cdot \rho_{ж} \cdot g(H + h_2 + h_3), \quad (6.5)$$

где H - глубина скважины, м

$$1 \text{ скорость} - P_{заб} = \frac{1020}{10^6} \cdot 9,8(2897 + 20,79 + 18,9) = 29,3 \text{ МПа}$$

$$2 \text{ скорость} - P_{заб} = \frac{1020}{10^6} \cdot 9,8(2897 + 47,5 + 21,09) = 29,6 \text{ МПа}$$

$$3 \text{ скорость} - P_{заб} = \frac{1020}{10^6} \cdot 9,8(2897 + 123,6 + 23,8) = 30,4 \text{ МПа}$$

$$4 \text{ скорость} - P_{заб} = \frac{1020}{10^6} \cdot 9,8(2897 + 316 + 25,8) = 32,3 \text{ МПа}$$

8. Определяем мощность, необходимую для промывки скважины от песчаной пробки по формуле:

$$N = \frac{P_n Q}{10^3 \eta}, \quad (6.6)$$

$$1 \text{ скорость} - N = \frac{1,8 \cdot 10^6 \cdot 3,8 \cdot 10^{-3}}{10^3 \cdot 0,8} = 8,55 \text{ кВт}$$

$$2 \text{ скорость} - N = \frac{2,4 \cdot 10^6 \cdot 5,6 \cdot 10^{-3}}{10^3 \cdot 0,8} = 16,8 \text{ кВт}$$

$$3 \text{ скорость} - N = \frac{8,3 \cdot 10^6 \cdot 8,4 \cdot 10^{-3}}{10^3 \cdot 0,8} = 87,15 \text{ кВт}$$

$$4 \text{ скорость} - N = \frac{20,1 \cdot 10^6 \cdot 12,9 \cdot 10^{-3}}{10^3 \cdot 0,8} = 324,1 \text{ кВт}$$

где η - общий механический КПД насосной установки, принимаем равным 0,8.

Насосная установка УН1Т-100х200 имеет номинальную полезную мощность 83 кВт, работа ее на 3 и 4 скоростях невозможна. Поэтому все дальнейшие расчеты будем вести для первых двух скоростях установки.

9. Определим коэффициент использования максимальной мощности насосной установки по формуле:

$$K = \frac{N}{N_{\max}} \cdot 100, \quad (6.7)$$

$$1 \text{ скорость} - K = \frac{8,55}{83} \cdot 100 = 10\%$$

$$2 \text{ скорость} - K = \frac{16,8}{83} \cdot 100 = 20\%$$

10. Определим скорость подъема размытого песка, который находится как разность скоростей по формуле:

$$g_n = g_B - g_{кр}, \quad (6.8)$$

$$1 \text{ скорость} - g_n = 0,41 - 0,095 = 0,315 \text{ м/с}$$

$$2 \text{ скорость} - g_n = 0,62 - 0,095 = 0,525 \text{ м/с}$$

11. Определяем продолжительность подъема размытой пробки после промывки скважины на длину колена до появления чистой воды по формуле:

$$t = \frac{H}{g_n}, \quad (6.9)$$

$$1 \text{ скорость} - t = \frac{2897}{0,315} = 9196 \text{ с} = 2 \text{ ч } 55 \text{ мин}$$

$$2 \text{ скорость} - t = \frac{2897}{0,62} = 4672 \text{ с} = 1 \text{ ч } 29 \text{ мин}$$

12. Определяем размывающую силу жидкости по формуле:

$$P = 2 \cdot 10^2 \frac{Q^2}{f \cdot F}, \quad (6.10)$$

$$1 \text{ скорость} - P = 2 \cdot 10^2 \cdot \frac{3,8^2}{148 \cdot 30,19} = 0,64 \text{ кПа}$$

$$2 \text{ скорость} - P = 2 \cdot 10^2 \cdot \frac{5,6^2}{148 \cdot 30,19} = 1,4 \text{ кПа}$$

где Q - подача агрегата, $\text{дм}^3/\text{с}$;

f - площадь поперечного сечения струи жидкости, нагнетаемой в скважину, то есть площадь поперечного сечения промывочных труб – $30,19 \text{ см}^2$ (для 73-мм колонны);

F - площадь проходного сечения эксплуатационной колонны - 148 см^2

Исходя из номинальной мощности УНТ выбираем работу агрегата на 2 скорости. Давление на выкиде насоса составляет 2,4 МПа, давление на забое скважины – 29,6 МПа, необходимая мощность двигателя – 16,8 кВт, время на промывку скважины составляет – 1 часа 29 минут.

Практическое занятие №7

Расчет основных технологических параметров кислотных обработок

Общие положения

Химические методы (солянокислотные обработки) дают хорошие результаты в слабо-проницаемых карбонатных породах. Их успешно применяют также в цементированных песчаниках с карбонатным цементом.

Механические методы (гидравлический разрыв пласта) применяют обычно в пластах, сложенных плотными породами, с целью увеличения их трещиноватости.

Тепловые методы (промывка скважины горячими носителями) применяют для удаления со стенок поровых каналов парафина и смол.

При разработке продуктивных карбонатных коллекторов наиболее эффективным методом интенсификации притока к скважине является проведение различного вида солянокислотных обработок (СКО) скважин, сущность проведения которых заключается в увеличении проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП).

Для обработки карбонатных коллекторов, состоящих в основном из кальцита, доломита и других солей угольной кислоты, а также терригенных коллекторов с повышенным содержанием карбонатов (свыше 10 %) используют соляную кислоту. Допускается применение сульфаминовой и уксусной кислот.

Продолжительность выдерживания кислотного раствора зависит от температуры пласта. При температурах до $30 \text{ }^\circ\text{C}$ — 2 ч, от 30 до $60 \text{ }^\circ\text{C}$ — от 1 до 1,5 ч. При температурах свыше $60 \text{ }^\circ\text{C}$ время выдерживания кислотного раствора в пласте не регламентировано и зависит от времени полной нейтрализации (потери активности) кислоты.

Приготовление раствора необходимо производить на базе в месте хранения и приготовления кислотных растворов в следующем порядке:

- в кислотный агрегат заливается чистая техническая вода в объеме из расчета долива концентрированной кислоты для приготовления раствора требуемой концентрации;
- концентрированная соляная кислота перекачивается агрегатом тонкой струей в емкость кислотного агрегата с водой;
- если вместо соляной кислоты используется бензолсульфокислота (БСК), то в кислотный агрегат с определенным количеством чистой технической воды насыпается расчетное ко-

личество измельченной кристаллической бензолсульфокислоты и хорошо перемешивается насосом кислотного агрегата;

– в приготовленный раствор кислоты заливается требуемое количество ПАВ и уксусной кислоты.

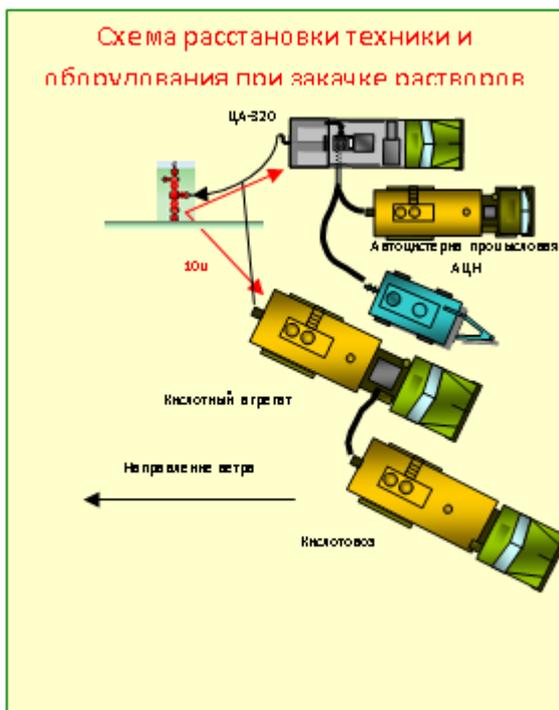


Рис.1. Схема расстановки оборудования при проведении СКО

Задача

Выбрать концентрацию и количество реагентов, необходимое оборудование для проведения СКО ПЗС.

Исходные данные для расчета в таблице 7.1.

Таблица 7.1

Исходные данные

Вариант	1/11	2/12	3/13	4/14	5/15	6/16	7/17	8/18	9/19
Глубина скважины Н, м	1490	1540	1580	1620	1660	1700	1740	1780	1820
Эффективная мощность пласта h, м	12	10	14	16	15	17	18	19	11
Трещиновато-кавернозные известняки									
Проницаемость породы k, мм ²	0,45	0,1	0,2	0,34	0,44	0,51	0,11	0,12	0,31
Пластовое давление P _{пл} , МПа	13,5	16,0	15,5	14,3	15,0	16,6	17,0	15,9	14,4
Внутренний диаметр скважины D _д , м	0,168	0,146	0,168	0,146	0,168	0,146	0,168	0,146	0,168
Диаметр НКТ d, мм	73	60	73	60	73	60	73	60	73
Температура пласта T _{пл} , С	66								
Диаметр водо-	60								

вода $d_{об}$, мм									
Длина водовода $l_{об}$, м	30	25	20	22	32	25	30	24	35

Методические рекомендации по решению:

1. Для заданный условий принимаем концентрацию кислоты 10-16%, объем раствора.

2. Определяем общий необходимый объем раствора соляной кислоты:

$$V = V' \cdot h \text{ м}^3, \quad (7.1)$$

где V' - расход раствора HCl на 1м толщины пласта, м^3

3. Определяем количество концентрированной товарной соляной кислоты:

$$V_{\kappa} = \frac{A \cdot X \cdot V(B - Z)}{B \cdot Z \cdot (A - X)} \text{ м}^3, \quad (7.2)$$

где $Z = 27,5\%$ -я концентрация товарной кислоты;

B и A – числовые коэффициенты, определяются по таблице 2

X – выбранная концентрация солянокислотного раствора, %.

Таблица 7.2

Значения коэффициентов B и A

Z, X	B, A
5,15 – 12,19	214
13,19 – 18,11	218
19,06 – 24,78	221
25,75 – 29,57	226
29,95 – 31,52	227,5
32,10 – 33,40	229,5
34,42 – 37,22	232

4. При обработке скважин к раствору HCl добавляют различные реагенты, выбираем их концентрацию:

4.1 Ингибитор - катапин А, в количестве 0,01% объема кислотного раствора по формуле:

$$V_1 = \frac{V \cdot 0,01}{100}, \text{ м}^3 \quad (7.3)$$

4.2 Стабилизатор – уксусная кислота по формуле:

$$V_{у.к.} = \frac{1000 \cdot b \cdot V}{c} \text{ дм}^3 = \text{м}^3 \quad (7.4)$$

где b - 1,5% добавка уксусной кислоты;

c - концентрация уксусной кислоты, принимаем 80%

4.3 Интенсификатор – марвелан в количестве 1...1.5% объема солянокислотного раствора:

$$V_{\text{м}} = \frac{V \cdot 1,5}{100} \text{ м}^3 \quad (7.5)$$

4.4 Для удержания в растворенном состоянии продуктов реакции применяют хлористый барий:

$$V_{\text{х.б.}} = 21,3 \cdot V \left(\frac{a \cdot X}{z} \right) \cdot \frac{1}{\rho_{\text{хб}}} \text{ дм}^3 = \text{м}^3 \quad (7.6)$$

где a – содержание SO_3 в товарной соляной кислоте, $a = 0,6\%$;

$\rho_{\text{хб}} = 4 \text{ кг} / \text{дм}^3$ - плотность хлористого бария.

5. Определяем количество воды для приготовления СКР.

$$V_{\text{в}} = V - V_k - \sum V_{p, \text{м}^3} \quad (7.7)$$

6. Определяем количество раствора, закачиваемого в скважину (при открытой задвижке) в объеме выкидной линии, НКТ и ствола скважины от башмака НКТ до подошвы пласта по формуле:

$$V' = 0,785 \cdot d_{\text{об}}^2 \cdot l + 0,785 \cdot d_{\text{нн}}^2 \cdot (H - h) + 0,785 \cdot D_o^2 \cdot h, \text{м}^3 \quad (7.8)$$

7. Определяем количество жидкости, которое закачивают (при закрытой задвижке) затрубного пространства по формуле:

$$V'' = V - V', \text{м}^3 \quad (7.9)$$

8. Определяем объем продавочной жидкости:

$$V_{\text{пж}} = V', \text{м}^3 \quad (7.10)$$

9. Выбираем необходимое оборудование, например, кислотный агрегат УНЦ1-160Х50К, автоцистерны АЦ-10.

10. Определяем время нагнетания и продавки в пласт раствора:

$$\tau = (V + V_{\text{пж}}) \frac{1000}{g \cdot 3600}, \text{ч} \quad (7.11)$$

где g – производительность агрегата на 3 передаче, 4,76.

Ответ (вывод) по расчету.

Вопросы для самопроверки:

1. Перечислить методы интенсификации притока нефти к скважине.
2. Перечислить причины загрязнения призабойной зоны пласта.
3. Как расшифровывается СКО? Для чего предназначаются СКО?
4. Перечислить оборудование при кислотных обработках.
5. Перечислить реагенты, применяемые при СКО, указать их назначение.
6. Описать технологию проведения СКО.

11.2. Методические указания по подготовке к лабораторным работам.

Лабораторные работы учебным планом не предусмотрены

11.3. Методические указания по организации самостоятельной работы.

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

Основной формой самостоятельной работы обучающегося является изучение конспекта лекций, их дополнение, рекомендованной литературы, активное участие на лабораторных заня-

тиях. 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. Овладение 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 **Оборудование для освоения скважины**

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	3	4	5
ПКС-3 Способность выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-3.2 Организовывает работу по предупреждению и ликвидации аварийных и нестандартных ситуаций, в том числе с привлечением сервисных компаний, оценка рисков	Знать (З1): особенности функционирования инженерно-технических служб контроля и управления за освоением скважины	Не знает особенности функционирования инженерно-технических служб контроля и управления за освоением скважины	Слабо знает особенности функционирования инженерно-технических служб контроля и управления за освоением скважины	Знает особенности функционирования инженерно-технических служб контроля и управления за освоением скважины, но допускает неточности	Знает особенности функционирования инженерно-технических служб контроля и управления за освоением скважины
		Уметь (У1): проводить аналитические работы по технологическим проблемам освоения скважины	Не умеет проводить аналитические работы по технологическим проблемам освоения скважины	Слабо умеет проводить аналитические работы по технологическим проблемам освоения скважины	Умеет проводить аналитические работы по технологическим проблемам освоения скважины, но допускает ошибки	Умеет проводить аналитические работы по технологическим проблемам освоения скважины
		Владеть (В1): навыками работы с нормативно-технологической и инструктивной документацией по освоению скважин	Не владеет навыками работы с нормативно-технологической и инструктивной документацией по освоению скважин	Слабо владеет навыками работы с нормативно-технологической и инструктивной документацией по освоению скважин	Хорошо владеет навыками работы с нормативно-технологической и инструктивной документацией по освоению скважин	Уверенно владеет навыками работы с нормативно-технологической и инструктивной документацией по освоению скважин

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	3	4	5
ПКС-4 Способность осуществлять оперативное сопровождение технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-4.1 Выбор технологических процессов в области нефтегазового дела для организации работы коллектива исполнителей	Знать (З2): технические средства обеспечения основных технологических процессов освоения скважины	Не знает технические средства обеспечения основных технологических процессов освоения скважины	Слабо знает технические средства обеспечения основных технологических процессов освоения скважины	Знает технические средства обеспечения основных технологических процессов освоения скважины, но допускает неточности	Знает технические средства обеспечения основных технологических процессов освоения скважины
		Уметь (У2): пользоваться техническими средствами для измерения параметров процессов освоения скважины	Не умеет пользоваться техническими средствами для измерения параметров процессов освоения скважины	Слабо умеет пользоваться техническими средствами для измерения параметров процессов освоения скважины	Умеет пользоваться техническими средствами для измерения параметров процессов освоения скважины, но допускает ошибки	Умеет пользоваться техническими средствами для измерения параметров процессов освоения скважины
		Владеть (В2): навыками расчета конструкции скважин и оптимальных параметров режима освоения скважины	Не владеет навыками расчета конструкции скважин и оптимальных параметров режима освоения скважины	Слабо владеет навыками расчета конструкции скважин и оптимальных параметров режима освоения скважины	Хорошо владеет навыками расчета конструкции скважин и оптимальных параметров режима освоения скважины	Уверенно владеет навыками расчета конструкции скважин и оптимальных параметров режима освоения скважины
	ПКС-4.2 Принимает исполнительские решения при разбросе мнений и конфликте интересов	Знать (З3): основные правила промышленной безопасности при освоении скважин	Не знает основные правила промышленной безопасности при освоении скважин	Слабо знает основные правила промышленной безопасности при освоении скважин	Знает основные правила промышленной безопасности при освоении скважин, но допускает неточности	Знает основные правила промышленной безопасности при освоении скважин
		Уметь (У3): обоснованно выбирать способ оборудования для освоения скважин	Не умеет обоснованно выбирать способ оборудования для освоения скважин	Слабо умеет обоснованно выбирать способ оборудования для освоения скважин	Умеет обоснованно выбирать способ оборудования для освоения скважин, но допускает ошибки	Умеет обоснованно выбирать способ оборудования для освоения скважин

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	3	4	5
		Владеть (В3): методами построения простейших математических моделей типовых профессиональных задач	Не владеет методами построения простейших математических моделей типовых профессиональных задач	Слабо владеет методами построения простейших математических моделей типовых профессиональных задач	Хорошо владеет методами построения простейших математических моделей типовых профессиональных задач	Уверенно владеет методами построения простейших математических моделей типовых профессиональных задач
	ПКС-4.3 Выбор порядка выполнения работ по сопровождению технологических процессов	Знать (З4): методику проектирования конструкции скважин, расчета оборудования для ее освоения	Не знает методику проектирования конструкции скважин, расчета оборудования для ее освоения	Слабо знает методику проектирования конструкции скважин, расчета оборудования для ее освоения	Знает методику проектирования конструкции скважин, расчета оборудования для ее освоения, но допускает неточности	Знает методику проектирования конструкции скважин, расчета оборудования для ее освоения
Уметь (У4): применять методы моделирования технологических процессов для освоения скважины		Не умеет применять методы моделирования технологических процессов для освоения скважины	Слабо умеет применять методы моделирования технологических процессов для освоения скважины	Умеет применять методы моделирования технологических процессов для освоения скважины, но допускает ошибки	Умеет применять методы моделирования технологических процессов для освоения скважины	
Владеть (В4): навыками расчета конструкции скважин и оптимальных параметров расчета оборудования для освоения скважины		Не владеет навыками расчета конструкции скважин и оптимальных параметров расчета оборудования для освоения скважины	Слабо владеет навыками расчета конструкции скважин и оптимальных параметров расчета оборудования для освоения скважины	Хорошо владеет навыками расчета конструкции скважин и оптимальных параметров расчета оборудования для освоения скважины	Уверенно владеет навыками расчета конструкции скважин и оптимальных параметров расчета оборудования для освоения скважины	

КАРТА**обеспеченности дисциплины (модуля) учебной и учебно-методической литературой**Дисциплина **Исследование скважин и пластов**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	Ягафаров, А.К. Разработка нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. [Электронный ресурс] / А.К. Ягафаров, И.И. Клещенко, Г.П. Зозуля. - Электрон. дан. - Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. - 396 с.	Электр. ресурс	100	100	+

Заведующий кафедрой _____ Р.Д. Татлыев

« ____ » _____ 20__ г.

Библиотекарь II категории

_____ /А.Д.Кодрян /
(подпись)

« ____ » _____ 20__ г.