



Организация
Объединенных Наций по
вопросам образования,
науки и культуры



Международный
центр компетенций
в горнотехническом образовании
под эгидой ЮНЕСКО

**Международная специальная краткосрочная программа
Международного центра компетенций в горнотехническом
образовании под эгидой ЮНЕСКО**

**РАЗРАБОТАНА В РАМКАХ СОДЕЙСТВИЯ ЭКСПОРТА
ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ УСЛУГ**

**«СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН,
ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА»**

Уровень программы: общий

Форма обучения: очная

Объем программы: 64 часа

**Руководитель
программы:**

к.т.н., доц. Дмитриев А.Н.

**Составитель
программы:**

к.т.н., Чудинова И.В.



ПЕРВОЕ ВЫСШЕЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УЧЕБНОЕ ЗАВЕДЕНИЕ РОССИИ

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ
ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**

1 Общие положения

1.1 Цель программы

Цель программы – приобретение теоретических знаний и практических навыков в области технологии бурения скважин, борьбы с осложнениями в процессе строительства скважин, а также ознакомление с технологиями транспорта и хранения нефти и газа и их практической реализацией.

1.2. Основные задачи программы

- **получение дополнительных знаний** в области технологии бурения скважин;
- **получение дополнительных знаний** в области разработки рецептуры и контроля параметров буровых технологических жидкостей;
- **получение дополнительных знаний** в области современных методов борьбы с осложнениями;
- **получение дополнительных знаний** в области транспорта и хранения нефти и газа;
- **получение дополнительных знаний** в области организации и проведения научно-исследовательских работ.

1.3 Категория слушателей:

Студенты, обучающиеся по направлениям подготовки, связанным с разведочным и эксплуатационным бурением скважин, разработкой нефтегазовых месторождений, транспортом и хранением нефти и газа.

1.4 Планируемые результаты обучения

Перечень дополнительных профессиональных компетенций, качественное изменение которых осуществляется в результате реализации программы обучения:

- способность к определению основных производственных процессов, представляющих единую цепочку нефтегазовых технологий;
- готовность к выполнению исследований с использованием современных методов и приборов;
- способность применять навыки по предупреждению возможных осложнений и аварий в процессе бурения и ремонта нефтегазовых скважин;
- готовность к самостоятельной научно-исследовательской работе и работе в научном коллективе, способностью порождать новые идеи.

1.5 Требования к результатам освоения программы:

С целью достижения указанных в пункте 1.4 дополнительных профессиональных компетенций, студенты в процессе освоения программы должны:

Получить знания по вопросам:

- основных технологически процессов, связанных с бурением нефтяных и газовых скважин;
- овладение методами выбора промывочных и тампонажных жидкостей;
- проведения основных операций по замеру параметров промывочных и тампонажных растворов;
- предупреждения возможных осложнений и аварий в процессе бурения скважин;
- сооружения газо- нефтепроводов в сложных условиях;

Развить умения:

- выбирать и применять соответствующую технологию для бурения скважин в конкретных геолого-технических условиях;
- проводить исследования параметров технологических жидкостей с применением современного оборудования;

- проводить операции по контролю технического состояния трубопровода.
- применять на практике современные методы неразрушающего контроля трубопроводов.

Приобрести навыки:

- определять качество реагентов, применяемых для обработки растворов.
- делать контрольные проверки показаний приборов.
- проводить профилактический осмотр аппаратуры по замеру параметров растворов.
- проводить уборку своего рабочего места, оборудования, инструментов, приспособлений и содержание их в надлежащем состоянии.

1.6 Календарный учебный график:

Условные обозначения:

Теоретическое обучение	час
Итоговая аттестация	ИА

Форма обучения	Дни недели/ауд.час										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
очная	6	8	8	8	8	-	-	8	8	8	2 ИА

1.7 Учебный план:

№	Наименование модуля	Всего часов	В том числе					
			Лекции	Практические занятия (семинары)	Лабораторные занятия	Самостоятельная работа	Выездные мастер-классы	Итоговая аттестация
1	Введение. Современные технологии бурения скважин, транспорта и хранения нефти и газа	6	6	-	-	-	-	-
2	Модуль 1. Современные подходы к строительству скважин на нефть и газ	20	6	2	-	-	12	-
3	Модуль 2. Организация деятельности лаборатории буровых и тампонажных растворов	10	2	-	8	-	-	-
4	Модуль 3. Имитация технологических процессов на тренажере-имитаторе бурения скважин	4	-	-	4	-	-	-
5	Модуль 4 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых скважин	10	6	2	2	-	-	-
6	Модуль 5 Технологии транспорта и хранения углеводородов	10	6	4	-	-	-	-
7	Итоговая аттестация	4	-	-	-	2	-	2
	Всего	64	26	8	14	2	12	2

1.8 Объем программы и виды учебной работы:

Вид учебной работы	Часы
Лекционные занятия	26
Практические занятия	8
Лабораторные занятия	14
Выездные мастер-классы	12
Итоговая аттестация	2
Всего очных занятий	60
Самостоятельная работа, включая подготовку к итоговой аттестации	4
Общий объем программы	64

2 Содержание обучения:

2.1 Содержание обучения по программе:

Наименование разделов профессионального модуля, тем	Содержание учебного материала	Объем часов
Введение. Современные технологии бурения скважин, транспорта и хранения нефти и газа	Классификация современных методов бурения скважин. Применение современных технологий бурения скважин, транспорта и хранения углеводородов на примере нефтегазовых месторождений России.	6
Модуль 1. Современные подходы к строительству скважин на нефть и газ	Современные технологии строительства скважин на нефть и газ. Технологические жидкости для строительства скважин на нефть и газ.	20
Модуль 2. Организация деятельности лаборатории буровых и тампонажных растворов	Современные рецептуры буровых промывочных жидкостей для осложненных условий бурения. Современные рецептуры тампонажных растворов для осложненных условий бурения. Методика контроля параметров технологических жидкостей. Получение практических навыков работы в лаборатории буровых технологических жидкостей.	10
Модуль 3. Имитация технологических процессов на тренажере-имитаторе бурения скважин	Имитация процесса бурения скважины в сложных геолого-технических условиях на тренажере. Борьба с газонефтеводопроявлениями на тренажере. Имитация процесса заканчивания скважины на тренажере.	4
Модуль 4 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых скважин	Технологии эксплуатации скважин. Физика нефтяного пласта. Разработка нефтяных и газовых месторождений на шельфе. Компьютерное моделирование в нефтегазовом деле.	10
Модуль 5 Технологии транспорта и хранения углеводородов	Сооружение газонефтепроводов в сложных условиях. Основы технической диагностики. Современные методы неразрушающего контроля трубопроводов. Противокоррозионная защита.	10

2.2. Рабочие программы дисциплин (модулей) – представлены в Приложении 1.

2.3 Формы аттестаций по программе:

Для оценки качества усвоения знаний, умений и опыта деятельности предусмотрены текущий и итоговый виды контроля.

Текущий контроль успеваемости осуществляется на основе тестов, которые содержат контрольные вопросы по каждому изучаемому модулю и должны быть сданы обучающимися в ходе учебного периода.

Форма итоговой аттестации по программе - зачет.

К зачету допускаются только те слушатели, которые успешно сдали все промежуточные аттестации по изученным модулям.

2.4 Оценочные материалы:

Примерный перечень вопросов для подготовки к тестам и зачету:

- Основные способы бурения скважин.
- Понятие об осложнениях и авариях при бурении.
- Нарушения устойчивости стенок скважины.
- Типы применяемого оборудования для бурения геологоразведочных скважин.
- Виды операций, являющиеся основными в процессе бурения скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые.
- Основные физико-химические свойства буровых растворов.
- Основные физико-химические свойства тампонажных растворов.
- Виды цемента, применяемых для приготовления тампонажных растворов.
- Утяжелители для буровых и тампонажных растворов.
- Химические реагенты для обработки буровых растворов.
- Контрольно-измерительные приборы для определения параметров буровых растворов.
- Методы борьбы с осложнениями в бурении.
- Методы борьбы с флюидопроявлениями.
- Способы неразрушающего контроля трубопроводов.
- Методы коррозионной защиты трубопроводов.

2.4.1 Критерии оценивания

Критерии оценок промежуточной аттестации

Оценка	Описание
Зачтено	Посещение более 50 % занятий; обучающийся твердо знает материал, грамотно и по существу излагает его, не допуская существенных неточностей в ответе на вопрос; все предусмотренные программой обучения задания выполнены, качество их выполнения достаточно высокое; в течение курса выполнил работу.
Не зачтено	Посещение менее 50 % занятий; обучающийся не знает значительной части материала, допускает существенные ошибки в ответах на вопросы; большинство предусмотренных программой обучения заданий не выполнено, качество их выполнения оценено числом баллов, близким к минимальному.

Критерии оценок итоговой аттестации: примерная шкала оценивания знаний по выполнению заданий зачета:

Оценка	
Не зачтено	Зачтено
Посещение менее 50 % лекционных и практических занятий	Посещение не менее 50 % лекционных и практических занятий
Обучающийся не знает значительной части материала, допускает существенные ошибки в ответах на вопросы	Обучающийся хорошо знает материал, грамотно и по существу излагает его, допуская некоторые неточности в ответе на вопрос.
Не умеет находить решения большинства предусмотренных программой обучения заданий	Уверенно находит решения предусмотренных программой обучения заданий
Большинство предусмотренных программой обучения заданий не выполнено	Предусмотренные программой обучения задания успешно выполнены

2.5 Учебно-методические материалы (в том числе конспекты лекций) – представлены в Приложении 2.

2.6 Вид документа, подтверждающий прохождение обучения:

После успешного окончания обучения выдается сертификат о прохождении Международной специальной краткосрочной программы под эгидой Международного центра ЮНЕСКО: «Современные технологии бурения скважин, транспорта и хранения нефти и газа».

3 Организационно-педагогические условия реализации программы:

3.1 Материально-технические условия реализации программы:

Для реализации программы используется компьютерный класс кафедры Бурения скважин, оснащенный 12-ю моноблоками для работы обучающихся с подключенным к ним мультимедийным оборудованием (ауд. 2216); помещения лаборатории Буровых и тампонажных растворов, оборудованные высокотехнологичным аналитическим оборудованием (ауд. 2113, 2111, 2104); лаборатория с тренажером-имитатором процесса бурения АМТ (ауд. 2116), лаборатория моделирования разработки нефтегазовых месторождений (ауд. 2112), лаборатория эксплуатации нефтяных и газовых скважин (ауд. 2117), лаборатория эксплуатации, диагностики и ремонта газонефтепроводов и газонефтехранилищ (ауд. 2115).

3.2 Кадровое обеспечение образовательного процесса по программе:

№	Фамилия, Имя, Отчество	Образование (вуз; год окончания; специальность)	Должность, ученая степень, звание, стаж работы в данной или аналогичной области, лет	Количество научных и учебно-методических публикаций
Руководитель программы				
1	Дмитриев Андрей Николаевич	Ленинградский горный институт, 1985; специальность «Технология и техника разведки МПИ»	доцент кафедры бурения скважин, к.т.н., стаж научно-педагогической деятельности 12 лет	Автор более 100 научных работ

№	Фамилия, Имя, Отчество	Образование (вуз; год окончания; специальность)	Должность, ученая степень, звание, стаж работы в данной или аналогичной области, лет	Количество научных и учебно-методических публикаций
Профессорско-преподавательский состав программы				
2	Нуцкова Мария Владимировна	Пермский государственный технический университет, 2010; специальность «Бурение нефтяных и газовых скважин»	доцент кафедры бурения скважин, к.т.н., стаж научно-педагогической деятельности 6 лет	Автор более 30 научных работ
3	Блинов Павел Александрович	Санкт-Петербургский государственный горный институт (ТУ), 2000; специальность «Технология и техника разведки МПИ»	доцент кафедры бурения скважин, к.т.н., стаж научно-педагогической деятельности 12 лет	Автор более 30 научных работ
4	Леушева Екатерина Леонидовна	Ухтинский государственный университет, 2010, Бурение нефтяных и газовых скважин	Доцент кафедры бурения скважин, к.т.н., 6 лет	Автор более 30 научных работ
5	Страупник Игорь Альбертович	Санкт-Петербургский горный университет им. Г.В. Плеханова, 2009; специальность «Технология и техника разведки МПИ»	доцент кафедры бурения скважин, к.т.н., стаж научно-педагогической деятельности 7 лет	Автор более 30 научных работ
6	Чудинова Инна Владимировна	Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2014; Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых	ассистент кафедры транспорта и хранения нефти и газа, стаж научно-педагогической деятельности 1 год	Автор более 15 научных работ
7	Белоусов Артем Евгеньевич	Санкт-Петербургский горный университет, 2014; «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»	ассистент кафедры транспорта и хранения нефти и газа, стаж научно-педагогической деятельности 2 года	Автор более 15 научных работ
8	Паляница Александра Николаевна	Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2014; Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений	ассистент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, стаж научно-педагогической деятельности 2 года	Автор более 15 научных работ

Приложение 1
к образовательной программе –
«Международная специальная краткосрочная
Программа под эгидой Международного центра ЮНЕСКО
«Современные технологии бурения скважин,
транспорта и хранения нефти и газа»

Рабочая программа дисциплины (модуля)
«Введение. Современные технологии бурения скважин,
транспорта и хранения нефти и газа»

1. Описание модуля

Модуль включает 6 часов лекций заведующего кафедрой и специалистов кафедры.
 Содержание лекций.

Тенденции в области энергообеспечения. Тенденции развития мировой газовой промышленности. Тенденции развития мировой нефтяной промышленности. Региональная структура распределения запасов и добычи нефти. Структура запасов и добычи стран ОПЕК. Структура импорта нефти. Структура экспорта нефти. Региональная структура распределения запасов и добычи газа. Обеспеченность текущими запасами газа. Общеотраслевые тенденции.

2. Структура и содержание модуля

2.1. Структура модуля

№ п/п	Наименование дисциплины (модуля)/наименование тем дисциплины (модуля)	Всего, час	в том числе			Форма контроля
			лекц.	практич.	самост.	
1	<i>Введение. Современные технологии бурения скважин, транспорта и хранения нефти и газа</i>	6	6	–	–	–
1.1.	<i>Классификация современных методов бурения скважин.</i>	4	4	–	–	–
1.2.	<i>Применение современных технологий бурения скважин, транспорта и хранения углеводородов на примере нефтегазовых месторождений России.</i>	2	2	–	–	–

3. Учебно-методическое и информационное обеспечение

1. Серeda Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1974. – 456 с.

2. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 679 с.

3. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1978. – 471 с.

4. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учеб. пособие для вузов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 424 с.

5. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 679 с.

Рабочая программа дисциплины (модуля)

«Модуль 1. Современные подходы к строительству скважин на нефть и газ»

1. Описание модуля

Модуль включает 6 часов лекций, 12 часов выездных мастер-классов и 2 часа практических занятий.

Содержание модуля разделено на 2 *части*: современные технологии строительства скважин на нефть и газ; буровое оборудование и инструменты.

В раздел современные технологии строительства скважин на нефть и газ включены:

- лекции «Современные технологии бурения скважин и перспективы развития»; «Техника и технологии строительства скважин на нефть и газ в зоне арктического шельфа»;
- практическое занятие «Бурение скважины на нефть» (тренажер-имитатор бурения).

В раздел буровое оборудование и инструменты включены:

- лекция: «Оборудование и технологический инструмент для бурения скважин»;

В раздел включены два *выездных мастер-класса* по темам:

- «Оборудование и инструмент для бурения скважин» на базе НПП «Нефтяник»;
- «Организация деятельности предприятия по производству бурового оборудования и инструмента» на базе ООО «Завод буровых технологий».

Содержание лекций, мастер классов и практических занятий.

Поиски и разведка месторождений нефти и газа. Составление геологического разреза скважины. Механические свойства горных пород. Влияние всестороннего давления, температуры и водонасыщенности на свойства горных пород. Основные понятия и определения о строительстве скважин. Геологическое обоснование места заложения и проектирование инженерного сооружения. Монтаж оборудования для сооружения скважины. Проходка ствола скважины. Режимы бурения. Буровые долота. Шарошечные долота. Кинематика и динамика шарошечных долот. Алмазные долота. Лопастные долота. Бурильная колонна. Физическая модель бурильной колонны. Устойчивость бурильной колонны. Напряжения и нагрузки в трубах бурильной колонны. Привод долота. Особенности бурения скважин на акваториях. Бурение наклонно направленных и горизонтальных скважин. Факторы, определяющие траекторию забоя скважины. Вскрытие и разбуривание продуктивных пластов. Крепление скважин и разобщение пластов.

2. Планируемые результаты обучения

№ п/п	Наименование тем дисциплины (модуля)	Кол-во часов	Профессиональные компетенции
1	Современные подходы к строительству скважин на нефть и газ	20	1) способность осуществлять и корректировать технологические процессы при строительстве, ремонте и эксплуатации скважин различного назначения и профиля ствола на суше и на море, транспорте и хранении углеводородного сырья;

№ п/п	Наименование тем дисциплины (модуля)	Кол-во часов	Профессиональные компетенции
			2) способность оформлять технологическую и техническую документацию по эксплуатации нефтегазопромыслового оборудования; 3) способность применять в практической деятельности принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды; 4) способность выполнять технические работы в соответствии с технологическим регламентом.

3. Структура и содержание модуля

3.1. Структура модуля

№ п/п	Наименование дисциплины (модуля)/наименование тем дисциплины (модуля)	Всего, час	в том числе			Форма контроля
			лекц.	прак тич.	самост.	
1	<i>Модуль 1. Современные подходы к строительству скважин на нефть и газ</i>	20	18	2	–	текущий
1.1.	<i>Современные технологии строительства скважин на нефть и газ.</i>	6	4	2	–	–
1.2.	<i>Буровое оборудование и инструменты.</i>	14	14	-	–	–

3.2. Практические занятия (семинары)

№ темы	Наименование занятия семинарского типа	Вид занятия	Кол-во час.
1	Современные подходы к строительству скважин на нефть и газ	практическое занятие	2
1	Современные подходы к строительству скважин на нефть и газ	выездной мастер-класс	12

4. Учебно-методическое обеспечение дисциплины

Модуль 1. «Современные подходы к строительству скважин на нефть и газ»

1. Середина Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1974. – 456 с.

2. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 679 с.

3. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1978. – 471 с.

4. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учеб. пособие для вузов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 424 с.

5. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 679 с.
6. Трубы нефтяного сортамента: Справочник/Под общей редакцией А.Е. Сарояна. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1987. – 488 с.
7. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
8. Буровое оборудование: Справочник: В 2-х т. – М.: Недра, 2000. – Т. 1. – 269 с.
9. Бредо Г.Д. Проектирование режима бурения. – М.: Недра, 1988.
10. Спивак А.И., Попов А.Н. Разрушение горных пород при бурении скважин. – М.: Недра, 1986.
11. Справочник по механическим и абразивным свойствам горных пород/М.Г. Абрамсон, Б.В. Байдюк, В.С. Зарецкий и др. – М.: Недра, 1984.
12. Булатов А.И., Качмарь Ю.Д., Макаренко П.П., Яремийчук Р.С. Освоение скважин. Справочное пособие. – М.: Недра, 1999.
13. Болденко Д.Ф., Болденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Винтовые забойные двигатели. – М.: Недра, 1999.
14. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению: – В 4-х т. – М.: Недра, 1996.

Рабочая программа дисциплины (модуля)

«Модуль 2. Организация деятельности лаборатории буровых и тампонажных растворов»

1. Описание модуля

Модуль включает 2 часов лекций и 8 часов практических занятий.

Содержание модуля разделено на 2 *части*: буровые промывочные жидкости и тампонажные растворы.

В раздел буровые промывочные жидкости включены:

- лекция «Буровые промывочные жидкости»;
- практические занятия «Организация работы лабораторий нефтегазового факультета»; «Разработка состава буровой промывочной жидкости для осложненных условий бурения».

В раздел тампонажные растворы включены:

- лекция «Тампонажные растворы для крепления скважин»;
- практическое занятие «Регулирование свойств тампонажного раствора».

Содержание лекций и практических занятий.

Промывка скважин: термины и определения. Функции процесса промывки скважин. Требования к буровым растворам. Буровые и промывочные растворы. Приготовление и очистка буровых растворов. Технология химической обработки бурового раствора. Гидравлический расчет промывки скважины несжимаемой жидкостью. Методы утилизации отработанных буровых растворов и бурового шлама. Методы обезвреживания отработанных буровых растворов и шлама. Назначение и классификация тампонажных материалов для проведения изоляционных работ в скважинах. Минеральные вяжущие вещества. Физико-химические процессы гидратации и твердения минеральных вяжущих веществ. Тампонажные материалы специального назначения. Органические и органо-минеральные тампонажные материалы. Комбинированные тампонажные смеси. Модифицированные тампонажные материалы. Методы определения физико-механических свойств тампонажных смесей. Регулирование свойств тампонажных растворов с помощью химических реагентов. Цементирование обсадных колонн.

2. Планируемые результаты обучения

№ п/п	Наименование тем дисциплины (модуля)	Кол-во часов	Профессиональные компетенции
1	Организация деятельности лаборатории буровых и тампонажных растворов	10	1) способность обосновывать выбор буровых технологических жидкостей для бурения, крепления и ремонта скважин; 2) способность проводить расчеты по приготовлению технологической жидкости необходимых параметров; 3) способность проводить приготовление и химическую обработку буровых технологических жидкостей.

3. Структура и содержание модуля

3.1. Структура модуля

№ п/п	Наименование дисциплины (модуля)/наименование тем дисциплины (модуля)	Всего, час	в том числе			Форма контроля
			лекц.	прак тич.	самост.	
1	Модуль 2. Организация деятельности лаборатории буровых и тампонажных растворов	10	2	8	–	текущий
1.1.	Современные рецептуры буровых промывочных жидкостей для осложненных условий бурения.	2	–	2	–	–
1.2.	Современные рецептуры тампонажных растворов для осложненных условий бурения.	2	–	2	–	–
1.3.	Методика контроля параметров технологических жидкостей.	2	–	2	–	–
1.4.	Получение практических навыков работы в лаборатории буровых технологических жидкостей.	4	2	2	–	–

3.2. Практические занятия (семинары)

№ темы	Наименование занятия семинарского типа	Вид занятия	Кол-во час.
2	Организация деятельности лаборатории буровых и тампонажных растворов	лабораторное занятие	8

4. Учебно-методическое обеспечение дисциплины

1. Ахмадеев Р.Г. Химия промывочных и тампонажных жидкостей / Р.Г.Ахмадеев, В.С.Данюшевский. М.: Недра, 1981. 152 с.

2. Бережной А.И. Электрические и механические методы воздействия при цементировании скважин / А.И.Бережной, П.Я.Зельцер, А.Г.Муха. М.: Недра, 1976. 183 с.
3. Бочко Э.А. Упрочнение неустойчивых горных пород при бурении скважин / Э.А.Бочко, В.А.Никишин. М.: Недра, 1979. 168 с.
4. Булатов А.И. Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. М.: Недра, 1991. 325 с.
5. Булатов А.И. Обратное цементирование скважин. М.: Недра, 1987. 276 с.
6. Булатов А.И. Заканчивание скважин. М.: Недра, 2000. 452 с.
7. Булатов А.И. Справочник по креплению скважин. М.: Недра, 1981. 315 с.
8. Булатов А.И. Крепление нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 1976. 244 с.
9. Булатов А.И. Влияние геолого-технических факторов на качество цементирования скважин. М.: Недра, 1982. 260 с.
10. Булатов А.И. Управление физико-механическими свойствами тампонажных систем. М.: Недра, 1976. 248 с.
11. Бутт Ю.М. Практикум по химической технологии вяжущих веществ / Ю.М.Бутт, В.В.Тимашев. М.: Недра, 1982. 197 с.
12. Волженский Б.И. Минеральные вяжущие вещества / Б.И.Волженский, Ю.С.Буров, В.С.Колокольников. М.: Стройиздат, 1979. 302 с.
13. Волонский Б.В. Технические, физико-механические и физико-химические исследования цементных материалов / Б.В.Волонский, С.Д.Макашев, Н.П.Штейерт. Л.: Стройиздат, 1972. 304 с.
14. Данюшевский В.С. Проектирование оптимальных составов тампонажных цементов. М.: Недра, 1978. 293 с.
15. Каримов Н.Х. Тампонажные смеси для скважин с аномальными пластовыми давлениями / Н.Х.Каримов, Б.Н.Хахаев, Л.С.Запорожец и др. М.: Недра, 1977. 192 с.
16. Круглицкий Н.Н. Физико-химическая механика тампонажных растворов / Н.Н.Круглицкий, И.Г.Гранковский, Г.Р.Вагнер, В.П.Детков. Киев: Наукова думка, 1974. 288 с.
17. Мирзаджанзаде А.Х. Повышение качества цементирования нефтяных и газовых скважин / А.Х.Мирзаджанзаде, Г.И.Мищевич, Н.И.Титков и др. М.: Недра, 1975. 232 с.
18. Рафиенко И.И. Синтетические смолы в разведочном бурении. М.: Недра, 1975. 128 с.
19. Шейкин А.Е. Структура и свойства цементных бетонов / А.Е.Шейкин, Ю.В.Чеховский, М.И.Бруссер. М.: Стройиздат, 1979. 334 с.
20. Яковлев А.М. Очистные агенты и оперативное тампонирование скважин / А.М.Яковлев, Н.И.Николаев; СПГГИ (ТУ). СПб, 1990. 120 с.

Рабочая программа дисциплины (модуля)

«Модуль 3. Имитация технологических процессов на тренажере-имитаторе бурения скважин»

1. Описание модуля

Модуль включает 4 часа практических занятий: – «Имитация процесса бурения скважины в сложных геолого-технических условиях на тренажере, борьба с газонефтеводопроявлениями на тренажере»; «Имитация процесса заканчивания скважины на тренажере».

Содержание практических занятий.

Осложнения при бурении, их предупреждение и борьба с ними. Классификация осложнений. Разрушение стенок скважины. Поглощения жидкостей в скважинах. Газонефтеводопроявления. Глушение скважин. Прихваты затяжки и посадки обсадных

труб. Ликвидация геологических осложнений в открытом стволе скважины. Крепление скважин и разобщение пластов. Технология крепления скважин обсадными колоннами. Тампонажные цементы и растворы. Расчет цементированной скважины. Ликвидация и консервация скважин.

2. Планируемые результаты обучения

№ п/п	Наименование тем дисциплины (модуля)	Кол-во часов	Профессиональные компетенции
1	Имитация технологических процессов на тренажере-имитаторе бурения скважин	4	1) способность выполнять комплекс технологических мероприятий по строительству скважины; 2) владение методами борьбы с нештатными ситуациями; 3) способность к борьбе с осложнениями, возникающими в процессе бурения.

3. Структура и содержание модуля

3.1. Структура модуля

№ п/п	Наименование дисциплины (модуля)/наименование тем дисциплины (модуля)	Всего, час	в том числе			Форма контроля
			лекц.	лб.	самост.	
1	Модуль 3. Имитация технологических процессов на тренажере-имитаторе бурения скважин	4	–	4	–	текущий
1.1.	<i>Имитация процесса бурения скважины в сложных геолого-технических условиях на тренажере. Борьба с газонефтеводопроявлениями на тренажере.</i>	2	–	2	–	–
1.2.	<i>Имитация процесса заканчивания скважины на тренажере.</i>	2	–	2	–	–

3.2. Практические занятия (семинары)

№ темы	Наименование занятия семинарского типа	Вид занятия	Кол-во час.
1	Имитация технологических процессов на тренажере-имитаторе бурения скважин	лабораторное занятие	4

4. Учебно-методическое обеспечение дисциплины

1. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению: – В 4-х т. – М.: Недра, 1996.

2. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 679 с.

3. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1978. – 471 с.
4. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учеб. пособие для вузов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 424 с.
5. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 679 с.
6. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 670 с.

Рабочая программа дисциплины (модуля)

«Модуль 4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых скважин»

1. Описание модуля

Модуль включает 6 часов лекций и 4 часа практических занятий.

В содержание модуля включены:

- лекции «Технология эксплуатации скважин», «Физика нефтяного пласта», «Технология эксплуатации скважин»;
- практические занятия «Компьютерное моделирование в нефтегазовом деле (часть 1)»; «Компьютерное моделирование в нефтегазовом деле (часть 2)».

Содержание лекций и практических занятий.

Коллекторы нефти и газа, их характеристика. Пластовые жидкости и газы, их состав и физико-химические свойства. Расчет извлекаемых запасов нефти. коэффициент извлечения. Вскрытие и разбуривание продуктивных пластов. Технологические факторы, обеспечивающие разбуривание и вскрытие продуктивного пласта. Опробование пластов и испытание скважин в процессе бурения. Вторичное вскрытие продуктивных пластов, вызов притока нефти (газа) и освоение скважин. Пулевая перфорация. Кумулятивная перфорация. Перфорация при депрессии на пласт. Перфорация при репрессии на пласт. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи. Смешивающееся вытеснение. Тепловые методы. Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пластов. Освоение нефтяных скважин. Основные положения. Выбор способа эксплуатации нефтедобывающих скважин. Эксплуатация фонтанных скважин. Газлифтная эксплуатация скважин. Эксплуатация скважин погружными установками электроцентробежных насосов. Подземный ремонт скважин.

2. Планируемые результаты обучения

№ п/п	Наименование тем дисциплины (модуля)	Кол-во часов	Профессиональные компетенции
4	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых скважин	10	1. способность использовать стандартные программные средства при проектировании; 2. способность осуществлять сбор данных для выполнения работ по проектированию бурения скважин, добычи нефти и газа, промысловому контролю и регулированию извлечения углеводородов на суше и на море; способность оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в нефтегазовом производстве.

3. Структура и содержание модуля

3.1. Структура модуля

№ п/п	Наименование дисциплины (модуля)/наименование тем дисциплины (модуля)	Всего, час	в том числе			Форма контроля
			лекц.	прак тич.	самост.	
1	Модуль 4 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых скважин	10	6	4	–	текущий
1.1.	Технологии эксплуатации скважин.	2	2	–	–	–
1.2.	Физика нефтяного пласта.	2	2	–	–	–
1.3.	Разработка нефтяных и газовых месторождений на шельфе.	2	2	–	–	–
1.4.	Компьютерное моделирование в нефтегазовом деле.	4	–	4	–	–

3.2. Практические занятия (семинары)

№ темы	Наименование занятия семинарского типа	Вид занятия	Кол-во час.
1	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых скважин	практическое занятие	2
2	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых скважин	лабораторное занятие	2

4. Учебно-методическое обеспечение дисциплины

1. Амелин И.Д., Сургучев М.Л., Давыдов А.В. Прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии. – М.: Недра, 1994. – 308 с.
2. Амиан В.А., Васильева Н.П. Добыча газа. – М.: Недра, 1974. – 280 с.
3. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учебник для вузов. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
4. Васильевский В.Н., Петров А.И. Исследование нефтяных пластов и скважин. – М.: Недра, 1973. – 344 с.
5. Геолого-физические условия эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л. Сургучев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1974. – № 4. – С. 29–34.
6. Желтов Ю.П. Гидравлический разрыв пласта. – М.: Гостоптехиздат, 1957. – 98 с.
7. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: учебник для вузов. – М.: Недра, 1986. – 332 с.
8. Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. – М.: Недра, 1974. – 376 с.
9. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела: учебник для вузов. – Уфа: Дизайн-Полиграф сервис, 2005. – 528 с.
10. Косков В.Н., Косков Б.В., Юшков И.Р. Определение эксплуатационных характеристик продуктивных интервалов нефтяных скважин геофизическими методами: учеб. пособие. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2010. – 137 с.
11. Лысенко В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1987. – 247 с.

12. Методические рекомендации по определению коэффициента вытеснения нефти водой расчетным способом для продуктивных отложений Пермского Приуралья / сост. В.Г. Михневич, Б.И. Тульбович, Г.П. Хижняк. – Пермь, 1994. – 12 с.

13. Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа: учебник для вузов. – М.: Альянс, 2010. – 588 с.

14. Муравьев В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1978. – 448 с.

15. Нефтепромысловое оборудование: справочник / под ред. Е.И. Бухаленко. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1990. – 559 с.

16. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений: учебник для вузов / Ш.К. Гиматулинов [и др.]. – М.: Недра, 1988. – 302 с.

17. Разработка нефтяных месторождений: учеб.-метод. пособие / Н.Б. Сопронюк [и др.]; Самар. гос. техн. ун-т. – Самара, 2004. – 65 с.

Рабочая программа дисциплины (модуля)

«Модуль 5. Технологии транспорта и хранения углеводородов»

1. Описание модуля

Модуль включает 6 часов лекций и 4 часа практических занятий.

В содержание модуля включены:

– лекции «Сооружение газонефтепроводов в сложных условиях», «Основы технической диагностики», «Перспективы развития технологий в области транспорта нефти и газа».

– практические занятия «Противокоррозионная защита»; «Современные методы неразрушающего контроля трубопроводов».

Содержание лекций и практических занятий.

Транспорт нефти, газа и нефтепродуктов. Способы транспортирования нефти, нефтепродуктов и газа. Трубопроводный транспорт нефти. Свойства нефти, влияющие на технологию ее транспорта. Классификация нефтепроводов. Объекты и сооружения магистрального нефтепровода. Технологические схемы перекачки нефти. Перекачка высоковязких и высокосаistyвающих нефтей и нефтепродуктов. Трубопроводный транспорт газа. Классификация магистральных газопроводов. Особенности трубопроводного транспорта сжиженных газов. Хранение нефти, газа и нефтепродуктов. Подземное хранилище нефтепродуктов. Техническое обслуживание и ремонт нефтегазовых объектов. Основы технической диагностики. Защита трубопроводов от коррозии. Контроль и диагностика линейной части. Современные методы неразрушающего контроля трубопроводов.

2. Планируемые результаты обучения

№ п/п	Наименование тем дисциплины (модуля)	Кол-во часов	Профессиональные компетенции
4	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых скважин	10	1. Способность использовать стандартные программные средства при проектировании; 2. Способность осуществлять сбор данных для выполнения работ по проектированию бурения скважин, добычи нефти и газа, промышленному контролю и регулированию извлечения углеводородов на суше и на море; 3. Способность оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в нефтегазовом производстве.

3. Структура и содержание модуля

3.1. Структура модуля

№ п/п	Наименование дисциплины (модуля)/наименование тем дисциплины (модуля)	Всего, час	в том числе			Форма контроля
			лекц.	прак тич.	самост.	
1	Модуль 5 Технологии транспорта и хранения углеводородов	10	6	4	–	текущий
1.1.	Сооружение газонефтепроводов в сложных условиях.	2	2	–	–	–
1.2.	Основы технической диагностики.	2	2	–	–	–
1.3.	Современные методы неразрушающего контроля трубопроводов.	4	–	4	–	–
1.4.	Противокоррозионная защита.	2	2	–	–	–

3.2. Практические занятия (семинары)

№ темы	Наименование занятия семинарского типа	Вид занятия	Кол-во час.
1	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых скважин	практическое занятие	4

4. Учебно-методическое обеспечение дисциплины

1. Нефтегазовое строительство: учеб. пособие для студентов вузов, обучающихся по специальности «Менеджмент орг.» специализация «Менеджмент в отраслях нефтегазового комплекса / Беляева В.Я. и др. Под общ. ред. проф. И.И. Мазура и проф. В.Д. Шапиро. – М.: Изд-во ОМЕГА – Л, 2005. – 774 с.

2. Основы нефтегазового дела: Учебник / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – 2-е изд., доп. и испр. – Уфа: Дизайн Полиграф Сервис, 2002. – 554 с.

3. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов. Учебно-практическое пособие / Бахмат Г.В. и др. Под общей ред. Проф. Земенкова Ю.Д. – М.: Изд-во «Инфра-Инженерия», 2006. – 928 с.

4. Трубопроводный транспорт нефти / С.М. Вайншток, В.В. Новосёлов, А.Д. Прохоров, А.М. Шаммазов и др.; Под ред. С.М. Вайнштока: Учеб. для вузов: в 2 т. – М.: ООО «Недра-Бизнес-цент», 2004. – Т. 2. – 621 с.; Т. 1. – с.

5. Тугунов П.И., Новосёлов В.Ф., Коршак А.А., Шаммазов А.М. Типовые расчёты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграф Сервис», 2002. – 658 с.

6. Бабин Л.А., Григоренко П.Н., Ярыгин Е.Н. Типовые расчёты при сооружении трубопроводов: Учеб. пособ. для вузов. – М.: Недра, 1995. – 246 с.

7. Коннова Г.В. Оборудование транспорта и хранения нефти и газа: учеб. пособие для вузов / Г.В. Коннова. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2006. – 128 с.

8. Масловский В.В. Основы технологии ремонта газового оборудования и трубопроводных систем: Учеб. пособие / В.В. Масловский, И.И. Кайцов, И.В. Сокруто; Под общ. ред. В.В. Масловского. – М.: Высшая школа, 2004. – 319 с.

Приложение 2
к образовательной программе –
«Международная специальная краткосрочная
Программа под эгидой ЮНЕСКО
«Современные технологии бурения скважин, транспорта и хранения нефти и газа»

Учебно-методические материалы (в том числе конспекты лекций)

Дисциплина (модуль)

«Введение. Современные технологии бурения скважин, транспорта и хранения нефти и газа»

Тенденции в области энергообеспечения

Основной тенденцией развития глобальной энергетики за всю историю человечества является непрерывный рост производства и потребления энергии. Вместе с тем наблюдается трансформация региональной и видовой структуры производства и потребления

источников энергии под влиянием технологических, геополитических, финансово-экономических, а в последнее время экологических факторов. Мировым ориентиром в выработке национальной энергетической политики и международного сотрудничества в энергетической сфере до 2030 г. является Глобальная программа по целям устойчивого развития

(ЦУР) ООН. Цели устойчивого развития ООН являются ключевой частью глобальной системы задач и индикаторов для увеличения потребления энергии, производимой от возобновляемых источников, переход на экологически чистые энергоносители и кратное повышение энергоэффективности по стране в целом.

В то же время топливно-энергетический комплекс является главным элементом мировой системы энергообеспечения, служит основой формирования доходов государственного бюджета добывающих стран и ресурсных регионов, гарантом социальной стабильности, драйвером технологического и инновационного развития и экономического роста. Поэтому в настоящее время перед мировым энергетическим комплексом стоит сложная задача обеспечения растущего спроса на энергетические ресурсы и одновременно сокращения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. Таким образом, основные направления развития энергетики – повышение эффективности использования энергоносителей и декарбонизация экономики. В 2018 г. темп прироста потребления первичной энергии составил 2,9 %, что является наибольшим показателем с 2010 г. Суммарный прирост потребления энергоносителей составил 390 млн т н.э., из них около 43 % пришлось на природный газ, а выработка энергии из альтернативных источников обеспечила более 25 % этого прироста. В структуре потребления энергетических ресурсов доминируют нефть (33,6 %) и уголь (27,2 %). Однако их совокупная доля в структуре энергопотребления устойчиво сокращается в пользу альтернативных

энергоносителей. Росту межтопливной конкуренции способствует государственная поддержка развития возобновляемых источников энергии во многих странах мира и необходимость сокращения эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу. В результате высокими темпами растет доля природного газа, солнечной и ветряной энергетики. В региональной структуре более 51 % потребления энергоносителей в мире приходится на четыре страны – Китай, США, Индия и Россия. На протяжении последних 40 лет центр роста потребления энергетических ресурсов приходится на страны АТР с быстро растущей экономикой. В период с 1980 по 2018 г. доля этого региона в структуре энергопотребления выросла с 17,6 до 43,2 %. При этом среднегодовой темп прироста потребления энергоносителей в странах АТР составил 4,4 %. Северная Америка – второй регион по объёму потребления энергоносителей (20,4 %). До 1980 г. именно этот регион

обеспечивал наибольший рост потребления энергоресурсов. Однако с начала 2000-х гг. в регионе происходит замедление роста энергопотребления, а в отдельные годы даже его снижение. Среднегодовой темп прироста потребления энергоресурсов составил 0,3 %. На страны Европы приходится 14,2 % мирового энергопотребления. На протяжении почти 50 лет доля Европы в структуре энергопотребления снижается, в период 1991–2018 гг. темп прироста энергопотребления в регионе снизился до 0,2 %. Объем энергопотребления в России и странах СНГ находится на относительно стабильном уровне. Доля региона в структуре мирового энергопотребления сократилась с 9,5 % в 2000 г. до 7,3 % в 2018 г.

Добыча ископаемых энергоносителей во всех регионах мира растёт, за исключением Европы и Южной Америки. При этом, если снижение добычи в Европе обусловлено истощением запасов, то сокращение добычи в Южной Америке носит временный характер и связано с экономическим кризисом в Венесуэле. В 2018 г. темп прироста объёма добычи ископаемых источников энергии (нефть, природный газ, уголь) в мире вырос до 3,7 % против 2 % в предыдущем году.

Последние десятилетия основные центры производства и потребления энергетических ресурсов были разнесены. Это определило международный характер поставок углеводородов. При этом крупнейшим региональным импортером энергетических ресурсов является АТР, а крупнейшим поставщиком – Ближний Восток.

В мире сохраняется высокая дифференциация структуры потребления энергоносителей между регионами, что связано с различиями в ресурсносырьевой базе, структурой экономики, доступом к мировым энергетическим рынкам. Около трех четвертей потребления всех энергетических ресурсов приходится на три региона: АТР, Северная Америка и Европа.

Наблюдается общая тенденция снижения энергоемкости мировой экономики. За период 1970–2018 гг. энергоемкость экономики сократилась на 34 %: с 254 кг н.э./1000 долл. до 168 кг н.э./1000 долл. Среди факторов, влияющих на снижение энергоемкости экономики можно выделить следующие:

- технологическое развитие – рост эффективности использования трудовых и энергетических ресурсов;
- изменение структуры экономики – увеличение сектора услуг в структуре ВВП;
- увеличение стоимости электроэнергии и энергоносителей стимулирует развитие энергосберегающих технологий и повышение уровня эффективности использования энергии;
- изменение структуры потребления энергоносителей, переход на более эффективные или «чистые» источники энергии. В 2018 г. энергоемкость мировой экономики сократилась только на 0,1 %, что является самым низким показателем с 2010 г., когда наблюдался рост этого показателя. Одновременно ускорился рост эмиссии CO₂ до 2 %, что является самым высоким темпом с 2011 г.

Тенденции развития мировой нефтяной промышленности

Особенностью мировой нефтяной промышленности является несоответствие между географическим распределением запасов и крупнейших центров потребления нефти, что определяет международный характер нефтяного рынка и влияет на структуру и особенности развития экономик многих стран. Так, в АТР, на долю которого приходится 36,4 % потребления нефти в мире, располагается только 2,8 % запасов. В то же время на Ближнем Востоке, страны которого обеспечивают почти половину мировой добычи нефти, потребление нефти составляет только 8,8 %.

Обеспеченность текущего уровня добычи нефти запасами нефти в среднем по миру составляет 54 года. Наиболее обеспеченные запасами страны – Венесуэла, Ливия и Канада, которые могут поддерживать добычу на текущем уровне в течение 620, 132 и 106 лет соответственно. В России обеспеченность запасами нефти текущего уровня добычи составляет 33 года. Однако необходимо учитывать наличие перспективных ресурсов, а также нетрадиционных источников углеводородов, которые при проведении геологоразведочных работ и создании соответствующих технологий добычи в

перспективе могут быть отнесены к категории извлекаемых запасов. Так, геологические ресурсы Баженовской свиты могут составлять до 170 млрд т, из которых может быть извлечено до 20 млрд т нефти. Таким образом, потенциально обеспеченность запасами нефти в России может составить более 70 лет.

Несоответствие основных центров добычи и потребления нефти является основным фактором развития международного рынка нефти. Более 50 % добываемой нефти пересекает международные границы. За последние 10 лет объём международных поставок нефти вырос более чем на 26 %. Среднегодовой темп роста составил 2,3 %, однако в течение последних пяти лет произошло ускорение роста международной торговли нефтью. Так за период 2014–2018 гг. объём международных поставок нефти ежегодно рос в среднем на 4,7 %.

Тенденции развития мировой газовой промышленности

Распределение запасов и ресурсов газа по регионам имеет неоднородный характер. Более 70 % мировых запасов газа сосредоточено в Ближневосточном регионе и на территории России и стран СНГ. На третьем месте по объёму запасов – Азиатско-Тихоокеанский регион, на долю которого приходится около 9 %. В Северной Америке и Африке сосредоточено по 7 % запасов газа.

Соотношение объёмов запасов и добычи газа имеет более однородный характер. Лидер по объёму добычи газа является США, добыча в этой стране стимулируется наращиванием экспортного потенциала сжиженного природного газа (СПГ) и стремлением выйти на новые рынки. Обеспеченность текущего уровня добычи газа запасами в среднем по миру составляет около 50 лет. В 2018 г. обеспеченность текущими запасами газа упала до уровня 1980-х гг. Наиболее обеспеченные запасами природного газа страны – Туркменистан, Ирак и Венесуэла, которые могут поддерживать добычу на текущем уровне в течение 317, 274 и 191 лет соответственно. В России обеспеченность запасами газа текущего уровня добычи составляет 54 года.

За последние 10 лет объём международных поставок газа вырос более чем на 27 %. Среднегодовой темп роста составил 3,2 %, однако в течение последних пяти лет произошло ускорение роста международной торговли газом. Так, за период 2014–2018 гг. объём международных поставок газа ежегодно рос в среднем на 5,3 %.

Региональная структура распределения запасов и добычи нефти

Распределение запасов и ресурсов нефти по регионам носит неоднородный характер. Более 48 % мировых запасов нефти сосредоточено в Ближневосточном регионе. На втором месте по объёму запасов – Южная Америка, на долю которой приходится около 19 %. В Северной Америке и странах СНГ сосредоточено 14 и 8 % запасов соответственно.

Особенностью мирового нефтяного комплекса является несоответствие между географическим распределением запасов и крупнейших центров потребления нефти, что определяет международный характер нефтяного рынка и влияет на структуру и особенности развития экономик многих стран. Так, в АТР, на долю которого приходится 36,4 % потребления нефти в мире, располагается только 2,8 % запасов. В то же время на Ближнем Востоке, страны которого обеспечивают почти половину мировой добычи нефти, потребление нефти составляет только 8,8 %.

Наибольшими запасами нефти обладают Венесуэла (48 млрд т), Саудовская Аравия (41 млрд т), Канада (27 млрд т), Иран (21 млрд т), Ирак (21 млрд т). Объём технологически извлекаемых запасов нефти в России, включая мельчайшие месторождения и разрабатываемые на основе соглашений СРП, по данным Роснедр, составляют около 18,7 млрд т нефти (Рис. 3.1).

Соотношение объёмов запасов и добычи нефти имеет крайне неоднородный характер. Не все страны, располагающие высокими запасами нефти, являются лидерами по объёму добычи. Несоответствие уровня добычи объёму запасов обусловлено комплексом факторов, таких как качественные характеристики запасов нефти, политические факторы, состояние экономики.

Так, Венесуэла и Канада обладают большим объёмом запасов нефти, однако в них включены нетрадиционные источники: канадские нефтеносные пески и битуминозные пески Ориноко. Добыча сланцевой нефти требует более дорогих технологий, большой объём капитальных вложений и операционных затрат для добычи того же объёма нефти, а также наносит большой ущерб окружающей среде. В результате ежегодный объём добычи нефти в Канаде составляет 0,9 % от объёма запасов (Рис. 3.2).

Рисунок 3.1. Региональная структура распределения запасов и добычи нефти

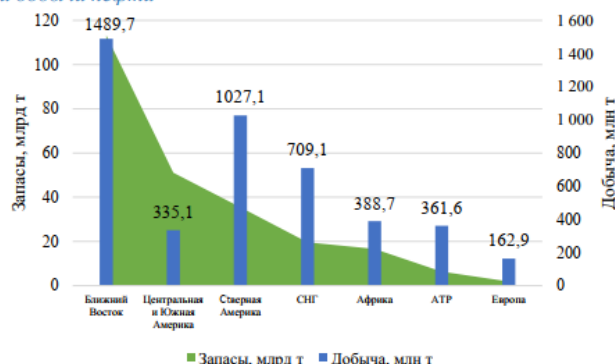
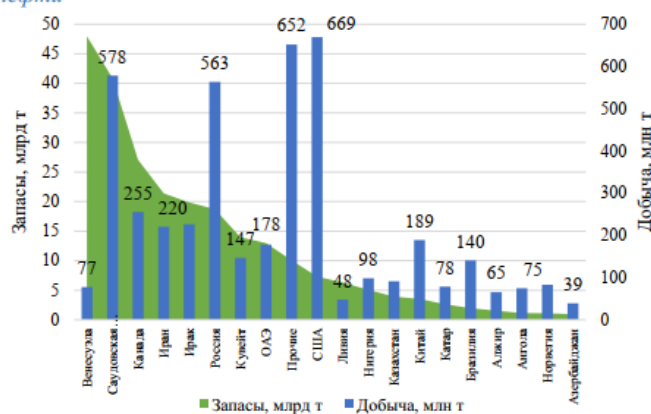


Рисунок 3.2. Крупнейшие страны по объёму запасов и добычи нефти



Обеспеченность запасами нефти

Помимо особенностей структуры запасов нефти в Венесуэле, на объём добычи существенно влияет экономический кризис, начавшийся на фоне падения цен на нефть в 2014 г. В результате ВВП страны сократился на 70 %, а добыча нефти снизилась почти в два раза. Годовой объём добычи нефти в Венесуэле составил 0,2 % от уровня запасов. Третья страна, добывающая менее 1 % собственных запасов нефти в год – Ливия. Низкий уровень добычи связан с военным переворотом 2011 г. и последовавшими конфликтами различных сторон. В результате к 2018 г. объём добычи нефти сократился на 44 % относительно довоенного уровня, а ежегодный объём добычи относительно запасов составляет 0,8 %. Страны с наиболее интенсивной добычей нефти – США, которые ежегодно добывают 9,2 % своих запасов, Мексика (9,6 %), Норвегия (7,6 %), Бразилия (7,2 %), Ангола (6,6 %). Среди стран, обладающих относительно небольшими запасами нефти (менее 500 млн т), интенсивность добычи, как правило, ещё выше. Так, в Великобритании интенсивность составляет 15,2 %, в Колумбии – 17,7 %, в Индонезии – 9,1 % (Рис. 3.3).

Обеспеченность текущего уровня добычи нефти запасами в среднем по миру составляет 54 года. Наиболее обеспеченные запасами страны – Венесуэла, Ливия и Канада, которые могут поддерживать добычу на текущем уровне в течение 620, 132 и 106 лет соответственно. Также высоким уровнем обеспеченности обладают страны Ближнего Востока, разрабатывающие традиционные месторождения нефти. Саудовская Аравия может поддерживать текущий уровень добычи нефти на протяжении 71 года, Ирак – на протяжении 88 лет, Иран – на протяжении 97 лет.

Лидеры по объёму добываемой нефти в мире – США обладают при этом относительно невысоким объёмом извлекаемых запасов. При текущем уровне добычи текущие запасы нефти истощатся в течение 11 лет. Тем не менее США обладает потенциалом по приросту извлекаемых запасов нефти за счет нетрадиционных источников.

В России обеспеченность запасами нефти текущего уровня добычи составляет 33 года. Однако необходимо учитывать наличие перспективных ресурсов, а также нетрадиционных источников углеводородов, которые при проведении геологоразведочных работ и создании соответствующих технологий добычи в перспективе могут быть отнесены к категории извлекаемых запасов. Так, геологические ресурсы Баженовской свиты могут составлять до 170 млрд т, из которых может быть извлечено до 20 млрд т нефти. Таким образом, потенциально обеспеченность запасами нефти в России может составить более 70 лет (Рис. 3.4).

Рисунок 3.3. Динамика обеспеченности текущими запасами нефти

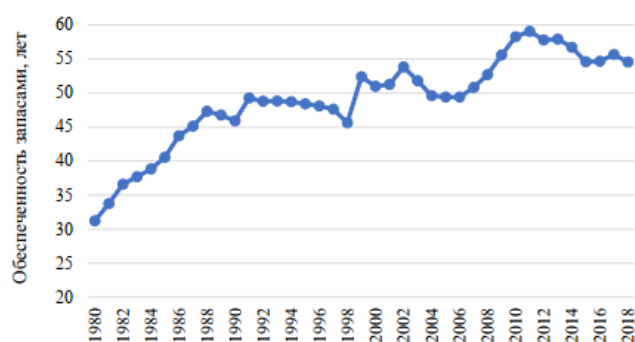
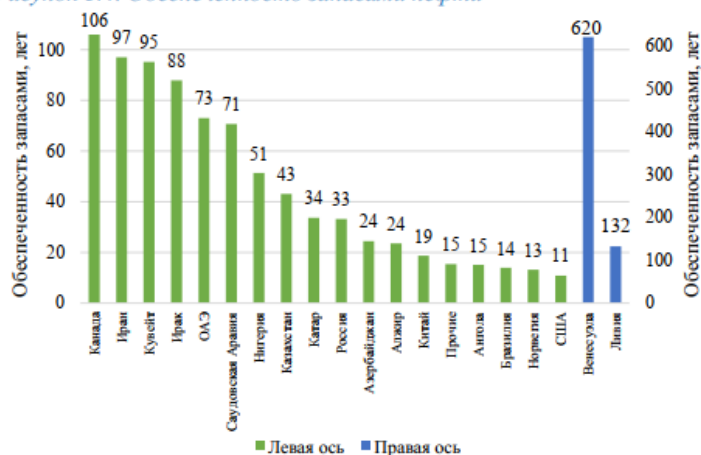


Рисунок 3.4. Обеспеченность запасами нефти



Структура запасов и добычи стран ОПЕК

Страны – члены ОПЕК располагают 70,5 % всех мировых запасов нефти. Крупнейшие запасы нефти на традиционных месторождениях сосредоточены в Саудовской Аравии (16,7 % мировых запасов), Иране (8,8 %), Ираке (8,1 %). Запасы нефти в Венесуэле составляют 19,6 % мировых запасов, однако сосредоточены преимущественно в нетрадиционных месторождениях, запасы нефти которых относятся к категории нетрадиционных.

Страны ОПЕК добывают 39,7 % нефти в мире. В 2018 г. суммарная добыча стран-членов ОПЕК составила 1776 млн т. Более 57 % добываемой нефти в рамках картеля приходится на три страны: Саудовская Аравия (578,3 млн т), Ирак (226,1 млн т) и Иран (220,4 млн т) (Рис. 3.5).

На фоне быстрого роста добычи сланцевой нефти и нестабильности мировых цен на нефть в конце 2016 г. было достигнуто соглашение об ограничении добычи нефти для

достижения баланса между спросом и предложением на нефтяном рынке и стабилизации цен на нефть. К соглашению присоединились Россия, Мексика, Оман, Малайзия и другие страны. При этом большую часть обязательств взяли на себя крупнейшие производители нефти – Саудовская Аравия и Россия. Благодаря этому соглашению участники соглашения совместно контролируют 57,5 % мировой добычи нефти (Рис. 3.6).

В июле 2019 г. в рамках министерских встреч стран ОПЕК+ продлено соглашение об ограничении добычи на прежних условиях (сократить объемы добываемой нефти относительно октября 2018 г. на 800 тыс. бар./сут. со стороны ОПЕК и на 400 тыс. бар./сут. странами, не входящими в картель). Данное соглашение будет действовать до 31 марта 2020 г.

В декабре 2019 г. планируется проведение встречи участников соглашения ОПЕК+ и обсуждение параметров соглашения на 2020 г. Так, в частности, по запросу России обсуждается возможность исключения из расчета квот добычу газового конденсата.

Рисунок 3.5. Структура запасов нефти, млрд т

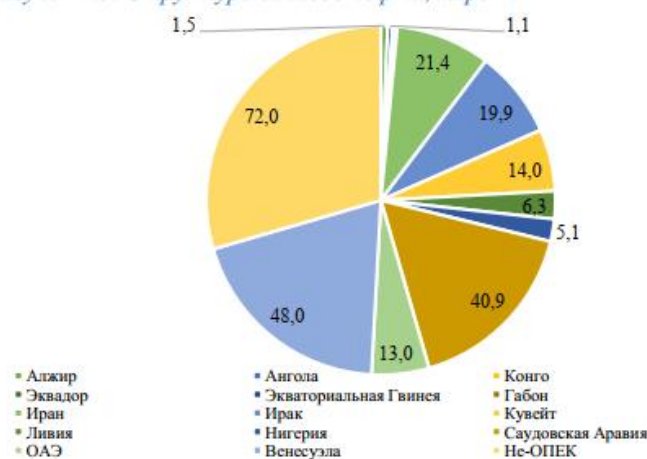
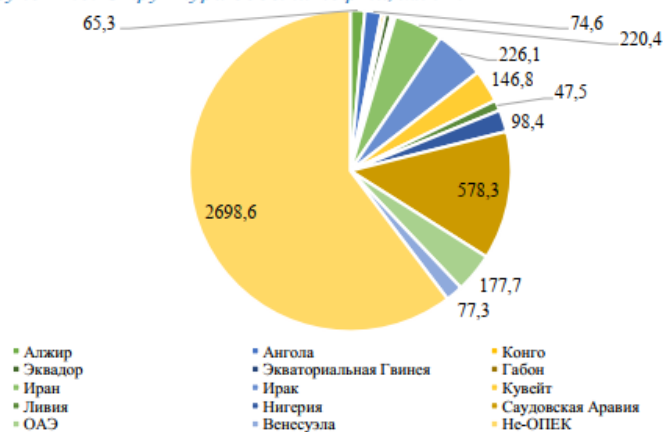


Рисунок 3.6. Структура добычи нефти, млн т



Структура импорта нефти

Крупнейший импортер нефти – Китай, закупающий на международном рынке 465 млн т нефти, или 74 % от внутреннего потребления. Поставки нефти в Китай достаточно диверсифицированы. Крупнейшими поставщиками нефти в Китай являются Россия (15,4 % от общего объема импорта), Саудовская Аравия (12,2 %), Ирак (9,7 %). Всего страны Ближнего Востока обеспечивают 44 % поставок нефти. Из стран Западной Африки поставляется 15,5 % нефти, из Южной и Центральной Америки – 13,3 %.

США – вторая страна по объему импортируемой нефти. Страна закупает на международном рынке 386 млн т нефти, что соответствует 43 % внутреннего потребления. Однако развитие добычи сланцевой нефти в США в последние годы способствует постепенному сокращению объема чистого импорта нефти. Так, с учетом взаимных

поставок нефти чистый импорт составляет только 33 % от внутреннего потребления. Крупнейшие поставщики нефти в США – Канада (47,8 % от общего объема импорта), Саудовская Аравия (11,2 %), Мексика (8,6 %).

Высокими темпами растет потребление нефти в Индии, при этом с 2011 г. сокращается собственная добыча. Объем международных поставок нефти в Индию составляет 227,5 т, что соответствует 96,2 % внутреннего потребления. Чистый импорт в Индию составляет 83,3 % внутреннего потребления. Основные объемы нефти поставляются из Ирака (21 %), Саудовской Аравии (17,3 %) и других стран Ближнего Востока (14,2 %). Четвертая страна по объему импортируемой нефти – Япония. Крупнейшие поставщики нефти на японский рынок – Саудовская Аравия (38,1 % от общего объема импорта), Объединенные Арабские Эмираты (24,7 %), Кувейт (7,7 %), Россия (4,7 %). Всего Япония импортирует 150,8 млн т нефти.

Европа, несмотря на политику декарбонизации экономики, остается одним из крупнейших региональных рынков нефти. На долю региона приходится 23 % мирового импорта нефти. Крупнейший поставщик нефти на европейский рынок – Россия, доля которой в структуре импорта составляет 29,5 %. Доля Ирака и Саудовской Аравии составляет соответственно 9,4 и 7,9 %, всего на долю стран Ближнего Востока приходится 23,9 % поставок нефти в Европу (Рис. 3.19, 3.20).

Рисунок 3.19. Источники поставок нефти на крупнейшие рынки (без АТР)

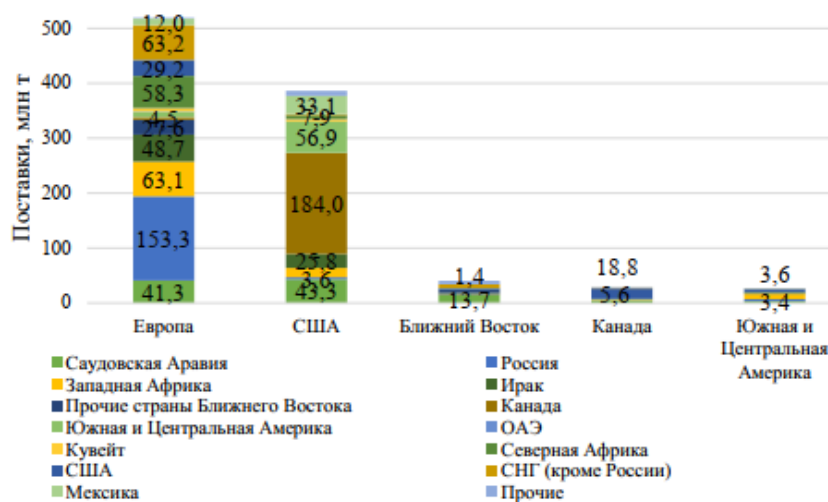
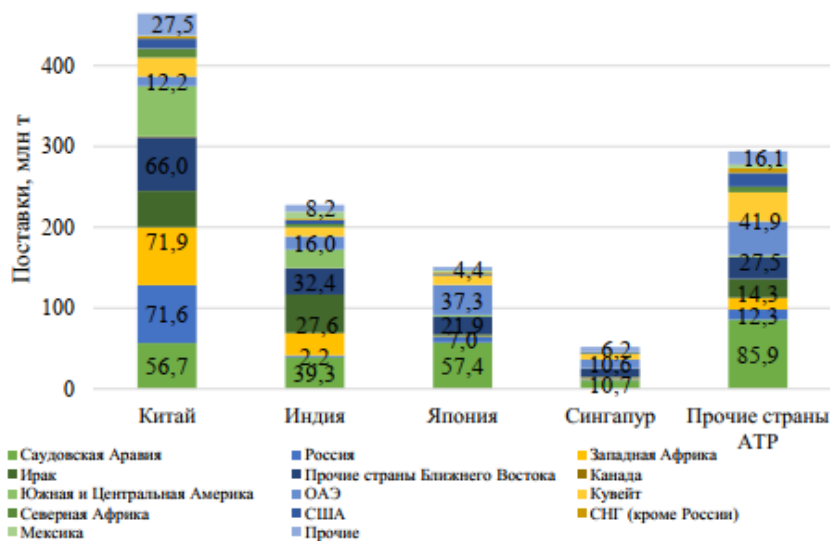


Рисунок 3.20. Источники поставок нефти на рынок стран АТР



Структура экспорта нефти

Около 44 % нефти на мировой рынок поставляется странами Ближнего Востока. При этом основная часть поставок из региона ориентирована на рынок стран АТР (74,4 %), на долю Европы и США приходится только 12,5 и 7,4 % соответственно. Крупнейший поставщик нефти на мировой рынок – Саудовская Аравия. На её долю приходится 16,2 % мирового экспорта нефти. Ключевое направление поставок – рынок стран АТР, доля которых в структуре экспорта Саудовской Аравии составляет более 68 %. В том числе в Японию поставляется 15,6 % от общего объёма экспорта, в Китай 15,4 %, в Индию – 10,7 %.

Россия – вторая страна по объёму экспорта нефти, поставки которой составляют 12,2 % мирового экспорта. Основное направление экспорта – страны Европы, на долю которых приходится более 55 %. Однако благодаря развитию транспортной инфраструктуры в последние годы высокими темпами растут поставки нефти на рынок стран АТР, прежде всего в Китай. В 2018 г. доля Китая в структуре экспортных поставок составила 26 %, в Японию поставлялось 2,5 %.

Третья страна по объёму поставок нефти на мировой рынок – Ирак, на долю которого приходится 8,9 % мирового экспорта. Структура экспорта Ирака в большей степени дифференцирована. Так, на долю стран АТР приходится 59,8 % поставок, в том числе на Китай и Индию 22,4 % и 23,7 % соответственно. Также значительные объёмы нефти отгружаются в страны Европы (24,2 %), США (12,9 %).

Доля Канады в структуре мирового экспорта составляет 8,4 %, однако поставки носят внутрорегиональный характер. Так, более 96 % всего экспорта нефти из Канады ориентировано на поставки на нефтеперерабатывающие заводы США.

Благодаря росту добычи сланцевой нефти США в последние годы интенсивно расширяют поставки нефти на международный рынок. Так, в 2018 г. их доля в структуре экспорта выросла до 4,1 %. Основные направления экспорта нефти из США – страны Европы (31,4 %), страны АТР (40,6 %, в том числе Китай – 13,2 %), Канада (20,2 %) (Рис. 3.21, 3.22).

Рисунок 3.21. Направления поставок крупнейших экспортеров нефти (без Ближнего Востока)

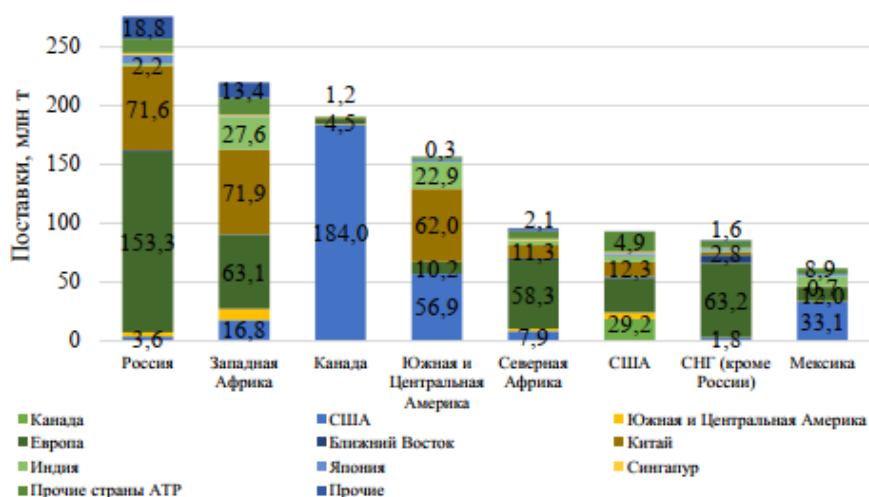
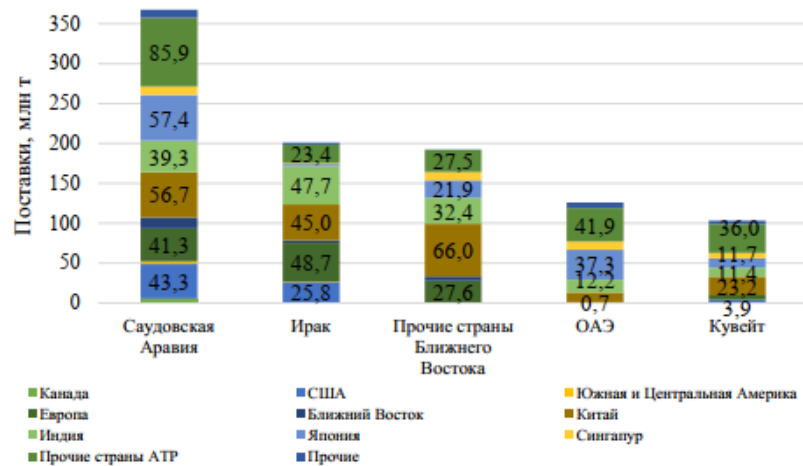


Рисунок 3.22. Направления поставок нефти стран Ближнего Востока



Региональная структура распределения запасов и добычи газа

Распределение запасов и ресурсов газа по регионам носит неоднородный характер. Более 70 % мировых запасов газа сосредоточено в Ближневосточном регионе и на территории России и стран СНГ. На третьем месте по объёму запасов – Азиатско-Тихоокеанский регион, на долю которой приходится около 9 %. В Северной Америке и Африке сосредоточено по 7 % запасов газа.

Как и в случае с мировым рынком нефти, особенностью мирового газового комплекса является несоответствие между географическим распределением запасов и крупнейших центров потребления газа, что определяет международный характер газового рынка и влияет на структуру и особенности развития экономик многих стран. Так, в Северной Америке, на долю которой приходится 27 % потребления газа в мире, располагается только 7,1 % запасов. В то же время на Ближнем Востоке и в СНГ (70 % запасов) потребление газа суммарно составляет только 29 % от мирового объема.

Наибольшими запасами газа обладают Россия (38,9 трлн куб. м к 2018 г.), Иран (31,9 трлн куб. м), Катар (24,7 трлн куб. м), Туркменистан (19,5 трлн куб. м), США (11,9 трлн куб. м). Соотношение объёмов запасов и добычи газа имеет более однородный характер. Однако не все страны, располагающие высокими запасами газа, являются лидерами по объёму добычи. Несоответствие уровня добычи объёму запасов обусловлено комплексом факторов, таких как географическое положение, политические факторы, состояние экономики.

Лидер по объёму производства газа – США, добыча в этой стране стимулируется наращиванием экспортного потенциала сжиженного природного газа (СПГ) и стремлением выйти на новые рынки. На протяжении 2015–2017 гг. добыча и потребление газа колебались в районе 750–770 млрд куб. м, то незначительно снижаясь, как в 2016 г., когда упали цены на нефть (спотовая цена американской марки нефти WTI обвалилась ниже \$30 за баррель, а в среднем в 2015–2016 гг. составила \$44–45), то вновь возрастая. Однако в 2018 г. началось заметное увеличение производства на фоне роста цен на нефть на 60 % к уровню 2016 г., нефтегазовые компании стали активнее бурить на сланцевых формациях в поиске жидких углеводородов, таким образом, США увеличили добычу газа на 12 % к 2017 г. (Рис. 4.1, 4.2).

Рисунок 4.1. Региональная структура распределения запасов и добычи газа

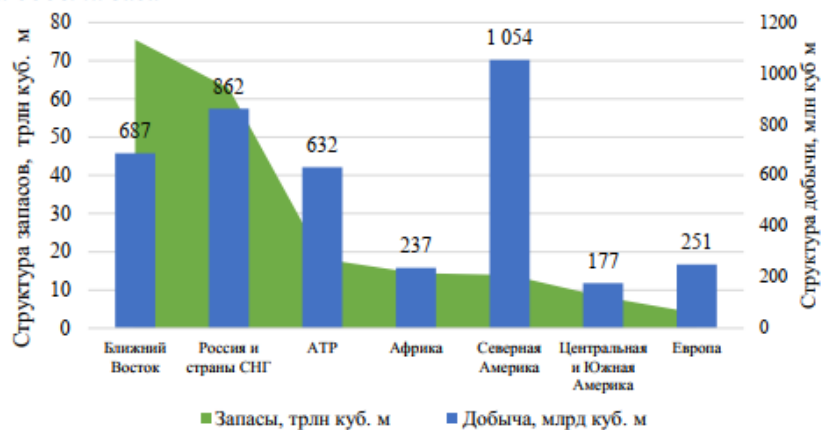
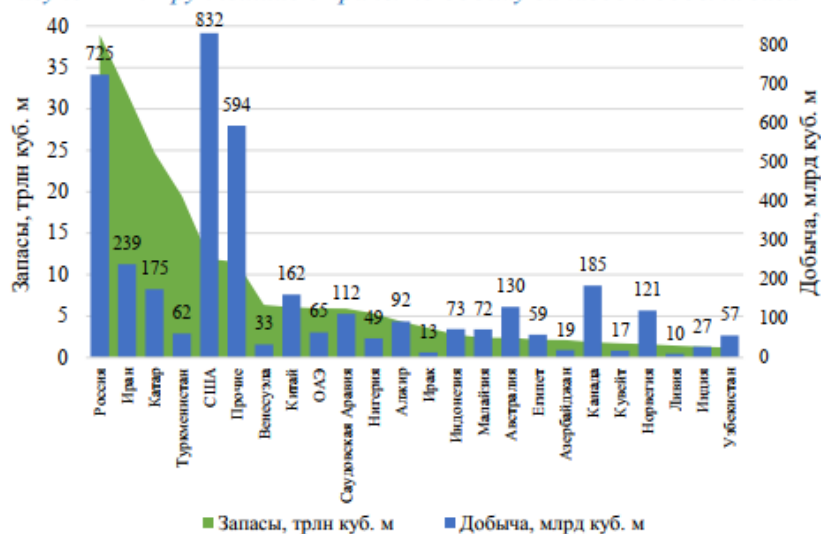


Рисунок 4.2. Крупнейшие страны по объёму запасов и добычи газа



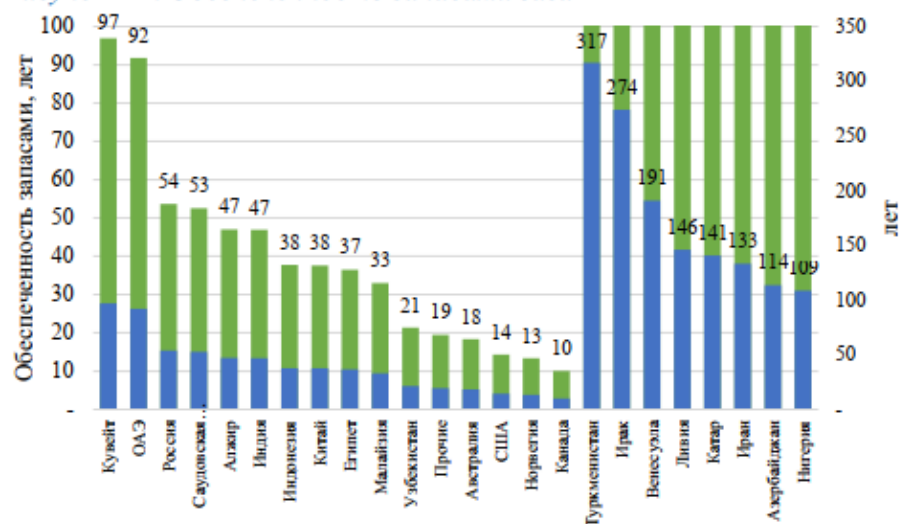
Обеспеченность текущими запасами газа

Обеспеченность текущего уровня добычи газа запасами в среднем по миру составляет около 50 лет. В 2018 г. обеспеченность текущими запасами газа упала до уровня 1980-х гг., что говорит о приблизительно одинаковых темпах наращивания добычи и увеличения объемов запасов газа в последние 40 лет. Однако в течение последних 10 лет произошла интенсификация добычи природного газа, в результате чего появилась устойчивая тенденция к сокращению уровня обеспеченности. Наиболее обеспеченные запасами природного газа страны – Туркменистан, Ирак и Венесуэла, которые могут поддерживать добычу на текущем уровне в течение 317, 274 и 191 лет соответственно. В основном высоким уровнем обеспеченности обладают страны Ближнего Востока, разрабатывающие традиционные месторождения нефти и газа.

Лидеры по объёму добычи газа в мире – США обладают при этом относительно невысоким объёмом извлекаемых запасов. При текущем уровне добычи текущие запасы газа истощатся в течение 14 лет. Тем не менее США обладает потенциалом по приросту извлекаемых запасов нефти и газа за счет нетрадиционных источников.

В России обеспеченность запасами газа текущего уровня добычи составляет 54 года. Однако необходимо учитывать наличие перспективных ресурсов, а также нетрадиционных источников углеводородов, которые при проведении геологоразведочных работ и создании соответствующих технологий добычи в перспективе могут быть отнесены к категории извлекаемых запасов (Рис. 4.4).

Рисунок 4.4. Обеспеченность запасами газа



Общепромышленные тенденции

В рамках обзора под альтернативной энергетикой будут подразумеваться следующие виды: гидр-, атомная, ветряная, солнечная, геотермальная, биомасса и др. Данное выделение источников энергии связано с их меньшей долей в энергобалансе по отношению к традиционным ископаемым энергоносителям, а также возобновляемым характером в своем большинстве.

Доминирование традиционных ископаемых источников энергии в ближайшие десятилетия останется на прежнем высоком уровне, который на данный момент составляет более 80 % от общего потребления энергии. Однако быстрый рост альтернативной энергетики отводит ей значимое место в мировом энергобалансе уже в настоящий момент. Среднегодовой темп прироста потребления альтернативной энергетики составляет около 4,3 % за последние 50 лет. Особенно быстрыми темпами с начала 1990-х гг. растет новая возобновляемая энергетика, представленная в основном солнечной, ветряной энергией и энергией биомассы: её среднегодовой темп прироста потребления составляет 6,5 %.

Новая возобновляемая энергетика начинает играть основную роль в развитии потребления альтернативных источников энергии, что связано с физическим исчерпанием потенциала роста гидроэнергетики и опасениями некоторых стран относительно атомной. В целом наблюдается стагнация потребления атомной энергии в мире. Крупнейший рынок атомной энергии в США испытывает серьезные проблемы: согласно World Nuclear Industry Status Report, средний возраст реактора в США составляет 38,9 лет, что на 8,5 лет больше, чем в среднем по миру. Более того, сланцевая революция и активное развитие новой возобновляемой энергетики ставит многие действующие реакторы под угрозу раннего закрытия по причине экономической неэффективности. Четыре реактора уже получили государственную поддержку, а многие находятся на грани экономической целесообразности.

Прирост потребления альтернативных источников энергии связан с развитием и вводом в эксплуатацию новых промышленных установок. Наиболее заметное ускорение ежегодного прироста наблюдаются в ветряной и солнечной энергии. Суммарный годовой прирост их потребления вырос с 27,8 млн т н.э. в 2012 г. до 61,8 млн т н.э. в 2018 г. При этом доля этих двух видов энергии в общих приростах выросла с 40 % до 50–70 %.

В региональной структуре потребления альтернативной энергетики первое место по объёму потребления и скорости прироста потребления занимает Азиатско-Тихоокеанский регион. При этом более 65 % потребляемой энергии на основе альтернативных источников в регионе приходится на Китай, что практически эквивалентно потреблению альтернативной энергетики Европы или Северной Америки.

Наибольший прирост потребления альтернативных источников энергии также приходится на страны АТР, которые увеличили ежегодный прирост потребления данных видов энергии с 16,2 млн т н.э. в 2012 г. до 74,3 млн т н.э. в 2018 г. На втором месте находится Европа, которая добавляет ежегодно в среднем 11,9 млн т н.э. На третьем месте – Северная Америка с 9,8 млн т н.э. ежегодно. Наименьший прирост показывает Ближний Восток, обеспечивая менее 0,5 млн т н.э. альтернативной энергии в среднем ежегодно.

В структуре потребления энергоносителей наибольшая доля альтернативных источников энергии приходится на страны Центральной и Южной Америки и Европы – по 27 % и 23,6 % соответственно. Однако, если в Европе структура потребления более дифференцирована, то в Южной Америке выработка осуществляется в основном на гидроэлектростанциях.

Для рынка альтернативной энергетики отмечается ускорение роста потребления: так, ежегодный прирост вырос с 32,6 млн т н.э. в 2012 г. до 114,0 млн т н.э. в 2018 г. Ускорение прироста потребления в среднем составляло 13,6 млн т н.э. в рамках рассматриваемого промежутка. Стоит отметить, что на динамику производства и потребления энергии на основе альтернативных источников оказывает влияние уровень цен на традиционные ископаемые энергоносители. Так, в 2014–2015 гг. прирост потребления несколько замедлился, что связано с падением цен на нефть. Многие проекты оказались значительно менее рентабельными, а также в значительной степени зависят от мер государственной поддержки и конъюнктуры рынка традиционных энергоносителей.

Тем не менее активное развитие технологий, особенно в новой возобновляемой энергетике, делает новые проекты более рентабельными скаждым годом и сокращает срок их ввода в действие, а развитие вопросов законодательного регулирования позволяет встраивать такие проекты в существующую энергетическую систему.

Дисциплина (модуль)

«Современные подходы к строительству скважин на нефть и газ»

Бурение скважин с плавучих и гравитационных установок. В офшорном бурении (это разведка и добыча нефти и газа на нефтяных «полях», так называемых офшорных зонах) используют в основном морские буровые установки, которые условно разделяют на два класса — плавучие и стационарные (фиксированные). Как известно, затраты на обустройство морских нефтегазовых месторождений составляют свыше 50% всех капиталовложений. Достаточно сказать, что стоимость отдельных нефтегазопромысловых платформ достигает 1–2 млрд. долл. Например, эксплуатирующая в настоящее время глубоководная гравитационная платформа для месторождения Тролль в Северном море оценивается в сумму свыше 1 млрд. долл. [9]. При использовании передвижных самоподъёмных буровых платформ, а также платформ полупогружного типа оборудование устья скважин после бурения может быть расположено на дне моря. Для таких случаев ряд фирм США, Великобритании, Франции разработали комплексы оборудования с дистанционным управлением. Однако, по мере увеличения глубины разработки, а также в акваториях морей с движущимися ледовыми полями более предпочтительным оказывается метод расположения устьевого оборудования на дне [3].

Гравитационные платформы отличаются от металлических свайных платформ как по конструкции, материалу, так и по технологии изготовления, способу их транспортировки и установки в море. Общая устойчивость гравитационных платформ при воздействии внешних нагрузок от волн и ветра обеспечивается их собственной массой и массой балласта, поэтому не требуется их крепление сваями к морскому дну. Гравитационные платформы применяют в акваториях морей, где прочность основания морского грунта обеспечивает надежную устойчивость сооружения [9]. Аналогом данной технологии является платформа «Приразломная». Приразломное месторождение (ХМАО) находится на шельфе Печорского моря, в 60 км от берега (пос. Варандей). Глубина моря в районе месторождения — 19–20 м.

Проектные показатели:

- накопленная добыча нефти — 75 млн.т.;
- период рентабельной разработки — 22 года;
- максимальный уровень добычи — 6,6 млн.т/год [1].

Приразломное месторождение эксплуатируется с 1986 года. В 2011 г. на Приразломном нефтяном месторождении установлена одноименная морская стационарная ледостойкая платформа гравитационного типа, построенная в России. «Газпром» планирует начать работы на Приразломном месторождении в декабре 2013 года. В настоящее время затраты на проект составили порядка 100 млрд. рублей, в том числе стоимость нефтедобывающей платформы составляет 60 млрд. Крупнейшая пароходная компания России Совкомфлот построила два танкера ледового класса дедвейтом 70 тыс. т., которые будут курсировать между Приразломным месторождением и плавучим терминалом «Белокаменка» на рейде Кольского залива [10]. Окупаемость проекта начинается с доходности в 16,5%, сказал заместитель гендиректора «Газпром нефть шельф» Никита Лимонов. По его подсчетам, предоставленные государством льготы по экспортным пошлинам выведут компанию на уровень 15,4%. Менеджеры компании уточнили, что для запуска подобных проектов их доходность должна быть порядка 20%. Для достижения окупаемости и выхода на норму доходности хотя бы в 17,5% в «Газпром нефть шельфе» намерены добиться для проекта третьей категории сложности (сейчас Приразломное месторождение квалифицировано как проект второй категории сложности из трех) [5].

Преимущества данного способа разработки:

- наличие опыта строительства данного сооружения;
- данные установки предназначены не только для бурения скважин, но и для добычи и хранения нефти до отправки ее к месту переработки;
- прямая отгрузка нефти на танкеры. Недостатки плавучих и гравитационных установок:
 - недостаточность места для размещения оборудования;
 - зависимость от климатических условий;
 - установка подводного оборудования на морском дне, бурение (с плавучих установок), связь добывающих установок с главной платформой и обслуживание скважин с плавучих установок в течение всей продолжительности проекта крайне дорогостоящи;
 - необходимость пребывания персонала на платформе в течение длительного времени.

Бурение скважин с берега

Бурение скважин с большим отходом забоя от вертикали делает возможным вскрытие подводных нефтяных и газовых залежей путем бурения с берега и исключает необходимость строительства дополнительных морских сооружений и трубопроводов, а также проведение связанных с ними работ в районах, характеризующихся наличием льдов и высокой сейсмической активностью. Самая мощная в мире наземная буровая установка «Ястреб» расположена на буровой площадке Чайво на северо-восточном побережье острова Сахалин. Это сооружение высотой с 22-этажное здание было специально спроектировано для бурения наклонно-направленных скважин с большой протяженностью ствола, необходимых для разработки запасов месторождения Чайво, расположенного более 11 км от берега. Благодаря тому, что установка находится в обогреваемом корпусе, персонал «Ястреба» может работать в комфортных условиях даже когда море покрыто толстым слоем льда. Такая технология может также применяться и для разработки углеводородов в Ледовитом Океане, нходящихся на больших расстояниях от берега [11].

Суммарные затраты на реализацию всего проекта Сахалин-1, который включает в себя месторождения Чайво, Одопту и Аркутун-Даги составили 57 млрд. долл. Валовый доход равен 148 млрд. долл., доход государства — 40 млрд. долл. Преимущества технологии:

- сокращение высоких капитальных и эксплуатационных затрат на крупные морские сооружения, на строительство трубопроводов;
- возможность резко снизить отрицательное воздействие на экологически уязвимые прибрежные районы;
- бурение горизонтальных дренажных стволов, позволяет увеличить дебит куста эксплуатационных скважин, одновременно сократив их количество.

Недостатки бурения с берега:

- недостатки технологического характера ввиду большой протяженности горизонтальных скважин;
- высокая стоимость некоторых технических элементов (применение алюминиевых бурильных труб, систем измерений в процессе бурения, алмазные и поликристаллические долота и др.).

Подводные буровые установки. Метод освоения нефтегазовых месторождений при расположении устьевого оборудования на дне позволяет снизить затраты, а это означает, что можно разрабатывать месторождения с небольшими запасами. Подводное оборудование, размещаемое на дне, защищено от неблагоприятных метеорологических явлений на поверхности воды, а также оно не может быть повреждено движущимися айсбергами.

Метод устьевого оборудования на дне позволяет определить эксплуатационные параметры и характеристики месторождения на ранних стадиях разработки, что создает условия для принятия решения о вводе месторождения в эксплуатацию очередями. Для транспортирования нефти и газа, извлеченных из подводного месторождения, на небольшие расстояния, особенно в ледовых условиях арктических морей, предпочтительно использование трубопроводных систем. Одним из главных преимуществ трубопроводных систем является непрерывность процесса транспортирования и независимость от погодных условий [12]. Конструкторское бюро ОАО ЦК Лазурит завершило первый этап технического проекта подводного бурового судна «Аквабур», разработанного для ОАО «Газпром». Способ и технологический комплекс добычи запатентован в России в 1999 г. Подводный буровой комплекс предназначен для обеспечения круглогодичного режима ведения буровых работ при освоении месторождений нефти и газа на глубоководном шельфе арктических морей России независимо от климатических условий и ледовой обстановки. Алгоритм работы комплекса следующий. В период краткосрочной навигации надводное судно устанавливает на глубинах от 6 до 400 метров донную опорную плиту массой 8900 т. Плита служит фундаментом для подводного бурового судна, перемещающегося по ней, как по рельсам. Само судно способно автономно работать под водой 3 месяца и имеет на борту запас расходных материалов для сооружения одной вертикальной скважины глубиной до 3,5 км. После этого к «Аквабуру» приплывает подводное судно снабжения, обновляющее контейнеры с запасами, и бурение продолжается. Каждая из опорных плит рассчитана на бурение до 8 скважин. После выработки всех скважин судно переплывает на новую опорную плиту. Подводное буровое судно спроектировано с таким расчетом, что в случае аварийной ситуации мгновенно отстыковывается от плиты и всплывает, проламывая своим корпусом любой арктический лед. Данная концепция пока не предусматривает подводных танкеров — углеводороды транспортируются от опорной донной плиты на берег по подводным трубопроводам. Обратно же тянется кабель с электропитанием и связью. Единственное, в чем нуждается «Аквабур» — это подводные контейнерные суда снабжения [2]. Технологические операции за бортом выполняются подводными роботами, а пассажирские перевозки и аварийно-спасательные операции — транспортно-спасательными подводными аппаратами системы внешней поддержки. Для создания пилотного опытно-промышленного подводного бурового комплекса потребуется 5-7 лет после начала технического проекта, а промышленного комплекса — 2-3 года после испытаний пилотного. Комплексно ориентированный на безопасность метод проектирования обеспечивает высокую надежность и снижение риска, в частности, за

счет: • непрерывного компьютерного контроля параметров циркулирующего бурового раствора для предупреждения газопроявлений; • 100% гидропривода силового бурового оборудования с негорючей жидкостью; • складирования продуктов бурения в емкостях донной опорной плиты; • возможности экстренного самостоятельного всплытия ПБС с проламыванием льда толщиной до 3-х метров без повреждения корпуса. [13]

Преимущества подводных буровых установок:

- расположение устьевого оборудования на дне снижает затраты;
- независимость от погодных условий;
- уменьшение возможности утечек нефти и газа;
- непрерывность процесса транспортировки.

Недостатки технологии:

- нет аналогов и опыта в бурении подводных буровых установок;
- сложность разработки телеуправляемого необитаемого аппарата.

Как видно, технические и технологические проблемы при освоении шельфа преодолимы. Речь идет, прежде всего, о технологиях круглогодичного бурения и эксплуатации скважин в суровых ледовых условиях и при высокой сейсмичности. Кроме того, в Арктике можно будет использовать технологии бурения скважин с плавучих сооружений с отклонением от вертикали на расстояние до 12–15 км. Пригодятся на этом шельфе и технологии ликвидации разливов нефти во льдах, знание особенностей танкерных операций и операций по отгрузке нефти в ледовых условиях. Главный риск освоения североморских месторождений — экономический.

Реализация этих проектов требует строительства дорогостоящих и высокотехнологических инфраструктурных объектов, для чего понадобится большое количество опытных специалистов. С другой стороны, запасы Ледовитого Океана огромны и должны покрыть расходы.

Кроме того, освоение шельфа приведет к:

- увеличению прямых поступлений в бюджет от недропользования;
- притоку инвестиций в реальный сектор экономики;
- наращиванию внутреннего потребления и экспорта;
- росту ВВП;
- снижению импортной зависимости в сфере оборудования и высоких технологий;
- социально-экономическому развитию удаленных регионов Российской Федерации и зон особых геополитических интересов;
- поддержанию занятости населения и созданию новых рабочих мест.

Дисциплина (модуль)

«Организация деятельности лаборатории буровых и тампонажных растворов»

«Технологические функции промывочных жидкостей»

Введение: Промывочные жидкости являются средой, в которой происходят процессы разрушения горных пород на забое и формирование ствола скважины в течение длительного периода ее строительства. От соответствия буровых промывочных жидкостей геолого–техническим условиям бурения зависит скорость проходки, предупреждение осложнений и аварий, долговечность бурового оборудования и инструмента, успешное разобщение пластов, эффективность освоения продуктивных горизонтов и, в конечном счете, результативность и себестоимость буровых работ.

Целями проведения лекции являются:

- классификация технологических функций промывочных жидкостей по способу воздействия;
- изучение способа воздействия технологической жидкости на процесс бурения.

К промывочной жидкости предъявляется много требований. Если первоначально промывочная жидкость применялась только для удаления выбуренной породы из ствола скважины, то в настоящее время промывочные жидкости выполняют комплекс функций.

Учебный вопрос №1. Гидродинамические функции технологической жидкости.

К гидродинамическим функциям технологической жидкости относятся:

- удаление выбуренной породы из-под долота, транспортирование ее к устью скважины;
- перенос энергии от насосов к забойным двигателям, турбобурам и объемным двигателям;
- размыв породы на забое скважины (гидромониторный эффект);
- охлаждение и очистка долота в процессе бурения.

Учебный вопрос №2. Гидростатические функции технологической жидкости.

К гидростатическим функциям технологической жидкости относятся:

- создание гидростатического равновесия в системе скважина-пласт, предотвращение притока флюидов и поглощений промывочной жидкости;
- удержание частиц выбуренной породы и утяжелителя во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции промывочной жидкости;
- создание гидростатического давления на стенки скважины, сложенные слабосцементированными или пластичными породами;
- уменьшение нагрузки на талевую систему.

Учебный вопрос №3. Функции коркообразования.

К функциям коркообразования относятся:

- уменьшение проницаемости пористых стенок скважины, сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта;
- сохранение или усиление связности слабосцементированных пород;
- уменьшение трения бурильных труб о стенки скважины и обсадной колонны.

Учебный вопрос №3. Физико-химические функции.

К физико-химическим функциям относятся:

- предотвращение химического взаимодействия с породами, образующими стенки скважины;
- предохранение бурового оборудования, бурильной и обсадной колонн от коррозии и абразивного износа;
- сохранение проницаемости продуктивных горизонтов при их вскрытии;
- сохранение необходимых технологических характеристик промывочной жидкости в процессе бурения скважины;
- понижение твердости и улучшение буримости твердых пород.

Прочие функции промывочной жидкости:

- создание условий для сбора и интерпретации информации, которую можно получить при анализе бурового шлама, керна и кривых каротажа;
- создание среды для геофизических исследований;
- сохранение теплового режима скважины в многолетнемерзлых породах.

«Требования, предъявляемые к промывочным жидкостям»

Введение: Многообразие функций промывочной жидкости при бурении скважин позволяет сделать вывод о том, что требования, предъявляемые к промывочным жидкостям, могут находиться в противоречии с различными их функциями. То есть, для обеспечения тех или иных функций промывочной жидкости мы предъявляем к ним совершенно самостоятельные требования, удовлетворение которых в полной мере может отрицательно сказаться на выполнении других ее функций. Таким образом, при окончательном выборе вида промывочной жидкости и ее свойств необходимо учитывать все требования, то есть находить какое-то компромиссное решение. При этом всегда следует принимать во внимание требования, предъявляемые к промывочным жидкостям при работе бурового наконечника (долота или коронки), и удовлетворять их как можно полнее, так как от показателей работы бурового наконечника в большей мере зависят показатели бурения скважин.

Цели:

- изучение факторов оказывающих влияние на свойства промывочной жидкости;

- ознакомление с оптимальными параметрами технологической жидкости.

Учебный вопрос №1. Влияние типа твердой фазы на свойства промывочной жидкости.

Тип твердой фазы и ее количество в промывочной жидкости влияют на вязкость жидкости, а вязкость, в свою очередь, оказывает отрицательное влияние на механическую скорость бурения и на другие показатели работы бурового наконечника.

Следовательно, для повышения показателей работы различных буровых наконечников необходимо применять промывочные жидкости с наименьшим содержанием в них твердой фазы. Присутствие в них абразивных частиц песка и выбуренной породы в количествах 4-5 % и более в несколько раз ускоряет изнашивание элементов буровых наконечников (в т.ч. опор и подшипников у долот) по сравнению с их изнашиванием в растворах, свободных от абразивных частиц. Содержание таких частиц в промывочной жидкости не должно превышать, по крайней мере, 0,5-1 %.

Учебный вопрос №2. Работоспособность бурильного вала.

Работоспособность бурильного вала в процессе бурения, опор и вооружения долот и коронок во многом определяется смазывающими, охлаждающими и корродирующими свойствами промывочных жидкостей. Необходимо стремиться к тому, чтобы смазывающие и охлаждающие свойства промывочной жидкости полностью удовлетворяли конкретным условиям работы бурового наконечника, а ее корродирующее действие должно снижаться до минимума.

Отрицательно сказывается на показателях работы бурового наконечника сальникообразование, поэтому промывочная жидкость не должна допускать слипания шлама, частиц твердой фазы жидкости и образования сальника на буровом наконечнике, колонковой трубе, переходниках, замковых соединениях бурильного вала.

Учебный вопрос №2. Оптимальные свойства промывочной жидкости.

Итак, наиболее благоприятные условия работы породоразрушающего инструмента на забое создаются тогда, когда промывочная жидкость обладает следующими свойствами:

- минимально возможным удельным весом;
- минимально возможной кинематической вязкостью;
- высокой водоотдачей;
- минимальным содержанием твердой фазы;
- отсутствием песка и выбуренных частиц породы;
- высокой смазывающей способностью;
- хорошими охлаждающими свойствами;
- диспергирующим воздействием на частицы твердой фазы промывочной жидкости для предупреждения образования сальников;
- не вызывает коррозионного износа элементов бурового наконечника, бурильного вала, обсадной колонны и бурового оборудования;
- не оказывает вредного влияния на окружающую природную среду, недра и здоровью человека.

«Классификация промывочных жидкостей»

Введение: Классификации облегчают выбор промывочной жидкости при бурении. При этом определяющим моментом должны служить характерные признаки раствора и условия его применения. Единой приемлемой во всех отношениях классификации промывочных жидкостей нет. Сложность заключается в том, что некоторые промывочные жидкости представляют собой дисперсные системы уже в исходном виде, другие можно относить к дисперсным системам лишь после циркуляции в скважине. Дисперсная фаза таких жидкостей представлена частицами разбуриваемых пород. Причем в ряде случаев стремятся увеличить содержание этой твердой фазы и ее дисперсность для получения промывочной жидкости с другими свойствами.

Целями лекции являются изучение:

- классификации промывочных жидкостей по типам дисперсных систем;

- классификации промывочных жидкостей по степени минерализации;
- классификации промывочных жидкостей по назначению;
- классификации промывочных жидкостей по способу приготовления.

Учебный вопрос №1. Классификация промывочных жидкостей по типам дисперсных систем.

В промывочных жидкостях, которые уже в исходном виде представляют собой дисперсные системы, в процессе бурения изменяется состав дисперсной фазы. Нередко это изменение происходит не только за счет увеличения количества компонентов, сколько вследствие активного физико-химического воздействия поступающих в жидкость частиц с дисперсионной средой. Для поддержания качества промывочной жидкости в нее добавляют так называемые химические реагенты, в дисперсной системе появляются новые компоненты.

В практике бурения в качестве исходных промывочных жидкостей используются:

- вода;
- водные растворы;
- водные дисперсные системы на основе:
 1. добываемой твердой фазы (глинистые, меловые, сапропелевые, комбинированные растворы);
 2. жидкой дисперсной фазы (эмульсии);
 3. конденсированной твердой фазы;
 4. выбуренных горных пород (естественные промывочные жидкости);
- дисперсные системы на углеводородной основе;
- пены;
- сжатый воздух.

В исключительных условиях для промывки скважин используются углеводородные жидкости (дизельное топливо, нефть).

Все дисперсные системы с твердой фазой могут быть с малым (до 7 %), нормальным (до 20-22 %) и повышенным содержанием (более 20-22 %) твердой фазы.

Учебный вопрос №2. Классификация промывочных жидкостей по степени минерализации.

Промывочные жидкости с водной средой делятся по степени и составу минерализации. По степени минерализации промывочные жидкости могут быть:

- 1) слабоминерализованными (менее 3 %),
- 2) среднеминерализованными (3-10 %),
- 3) высокоминерализованными (более 10 %).

По составу минерализации они классифицируются в соответствии с названием соли, содержание которой является наибольшим – хлорнатриевая, хлоркальциевая, силикатная и т.д.

Промывочные жидкости могут быть устойчивыми к действию солей и неустойчивыми. В первом случае их называют соленеустойчивыми.

По особенностям поведения в условиях повышенных забойных температур промывочные жидкости делятся на термоустойчивые и термонеустойчивые. Они могут быть термосолеустойчивыми.

Все промывочные жидкости делятся на обработанные химическими реагентами и необработанные.

Учебный вопрос №3. Классификация промывочных жидкостей по назначению.

По назначению промывочные жидкости подразделяются на:

- жидкости для нормальных геологических условий бурения (вода, некоторые водные растворы, нормальные глинистые растворы);
- жидкости для осложненных условий бурения.

По основному эффекту, достигаемому химической обработкой, промывочные жидкости для осложненных условий бурения можно подразделить на ингибированные, в

которых структурообразование приостановлено на определенном уровне, солестойкие, термостойкие.

По способу приготовления промывочные жидкости бывают:

- естественные;
- искусственно приготовленные.

К первым относятся вода, углеводородные жидкости и промывочные жидкости, получаемые в процессе бурения за счет постепенного образования дисперсной фазы из разбурываемых пород, ко вторым – все остальные.

Наибольшее распространение в качестве промывочных жидкостей получили *глинистые растворы*. В целом их можно разделить на две группы:

- нормальные;
- специальные.

К нормальным относятся растворы, не обработанные реагентами. Глинистые растворы, обработанные реагентами с целью направленного регулирования свойств применительно к конкретным геологическим и технологическим условиям, объединяются в специальные. Они получают название либо по наименованию основного активного компонента (ингибированные растворы – хлоркальциевые, ферросульфатные и т. д.), либо по технологическому названию (утяжеленные, растворы с противоморозными добавками и т.д.), либо по виду дисперсной системы (эмульсионные, аэрированные).

Часто в промывочную жидкость вводят добавки специального назначения (смазывающие, пластифицирующие, эмульгирующие и т.д.). Как правило, добавки имеют многофункциональное действие. Это приводит к тому, что промывочные жидкости одного и того же состава в зависимости от того, какая в данных геологических условиях функция является главной, могут по назначению относиться к различным типам, что еще более усложняет их классификацию.

Компонентами промывочных жидкостей являются различные наполнители - малоактивная дисперсная фаза (грубодисперсная), также определяющая ряд эксплуатационных свойств. Состав наполнителей - следующий классификационный признак промывочных жидкостей (наименования конкретных наполнителей).

При наличии пузырьков воздуха в промывочной жидкости в достаточно большом количестве жидкость называют аэрированной, при достаточно большом количестве другой несмешивающейся жидкости - эмульсионной.

При введении углеводородной жидкости в воду промывочная жидкость является эмульсионной гидрофильной (*прямой*), воды в нефть - эмульсионной гидрофобной (*обратной или инвертной*).

Промывочные жидкости, содержащие твердые частицы утяжелителя, называются утяжеленными. Если твердые наполнители представлены известью или мелом, жидкости называются карбонатными. Когда содержание частиц минералов из выбуренных пород существенно влияет на свойства промывочной жидкости, их называют естественными.

Щелочность промывочной жидкости играет большую роль в бурящихся скважинах. Показатель pH промывочной жидкости служит классификационным признаком щелочности. Высокощелочные жидкости имеют $pH > 11,5$, среднещелочные – $pH = 8,5-11,5$, а слабощелочные - $pH = 8,5$. Величина pH нейтральных промывочных жидкостей соответствует щелочности воды и равна 7,0, кислых промывочных жидкостей - $pH < 7,0$.

Учебный вопрос №4. Классификация промывочных жидкостей по способу приготовления.

К последнему классификационному признаку относятся способы приготовления промывочной жидкости. Их два:

- способы, основанные на приготовлении промывочных жидкостей из материалов, которые доставляются к специальным установкам, находящимся на поверхности;
- приготовление жидкостей из выбуренной породы, диспергируемой в стволе скважины в процессе циркуляции (разбурываемые глинистые минералы, поставляющие в

промывочную жидкость легко диспергируемые частицы). Иногда основой дисперсной фазы являются частицы неглинистых пород, образующиеся при работе породоразрушающего инструмента. Такой способ приготовления называется естественным, а промывочная жидкость - естественной.

Для определения промывочной жидкости необходимо указывать одну или несколько характеристик. Выбор характеристик определяется задачами, для решения которых применяют данную промывочную жидкость.

Методы и средства замера параметров буровых растворов

Основными задачами работы являются лабораторные качества буровых и технологических жидкостей в соответствии с требованиями, установленными стандартами ГОСТ 33213-2014 (ISO 10414-1:2008) «Контроль параметров буровых растворов в промысловых условиях. Растворы на водной основе», ГОСТ 33697-2015 (ISO 10414-2:2011) «Растворы буровые на углеводородной основе. Контроль параметров в промысловых условиях», ISO 13500-2006 «Petroleum and natural gas industries. Drilling fluid materials. Specifications and tests» (Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для приготовления буровых растворов. Технические требования и испытания - Второе издание), ISO 10414-1-2008 «Petroleum and natural gas industries. Field testing of drilling fluids. Part 1. Waterbased fluids» (Нефтяная и газовая промышленность. Контроль буровых растворов в промысловых условиях. Часть 1. Растворы на водной основе), ISO 10414-2-2011 «Petroleum and natural gas industries. Field testing of drilling fluids. Part 2: Oil-based fluids» (Нефтяная и газовая промышленность. Полевые испытания буровых растворов. Часть 2. Жидкости на масляной основе - Второе издание) и с методиками исследований в соответствии с технической документацией приборов и оборудования:

Лабораторные исследования буровых растворов в соответствии с ISO 10414-1:2008, и РД 39-00147001-773-2004, применяемых для промывки скважин.

Основным содержанием работы является:

- приготовление пробы раствора;
- определение плотности, кг/м³;
- определение условной вязкости, с;
- определение реологических показателей (при 20 °С и атмосферном давлении, при повышенных температуре и давлении);
- определение фильтрации, см³ за 30 минут;
- определение содержания воды, нефти и твердой фазы, %;
- определение содержания песка, %;
- определение содержания глины по испытаниям метиленовой синькой;
- определение водородного показателя (pH);
- определение щелочности и содержания извести;
- определение показателей стабильности и седиментации;
- определение ингибирующей способности фильтратов буровых растворов;
- химический анализ буровых растворов на углеводородной основе;
- определение электрической устойчивости.

Основные технические требования к лабораторным исследованиям:

2. Подготовка буровых растворов, определение их параметров и проведение лабораторных физико-химических исследований по определению качества ПАВ осуществляется в соответствии с РД 39-00147001-773-2004 «Методика контроля параметров буровых растворов», ISO 10414-1:2008 «Нефтяная и газовая промышленность – Промысловые испытания буровых растворов».

Для проведения лабораторных исследований буровых растворов обязательно соблюдение следующих требований:

- определение реологических параметров по согласованию с Заказчиком может осуществляться при одном из условий:
 - температура 20 °С и атмосферное давление;
 - температура от 20 до 100 °С и атмосферное давление;
 - повышенные температура и давление;
- определение показателя фильтрации по согласованию с Заказчиком может осуществляться при одном из условий:
 - температура 20 °С и перепад давления 0,1 МПа;
 - повышенные температура и давление;
- замеры по определению ингибирующей способности фильтрата бурового раствора проводятся через 24 часа, 48 часов и 7 суток.

1. Определение плотности буровых растворов

Цель работы. Определение плотности бурового раствора.

Плотность промывочной жидкости – это масса единицы ее объема. Изменением плотности раствора регулируют гидростатическое давление на забой и стенки скважины, что важно при борьбе с осложнениями (поглощениями, фонтанированием, обвалами). Для нормальных условий бурения величина плотности $\rho=1050-1300$ кг/м³.

Увеличение плотности вызывает повышение расхода энергии на прокачивание раствора и увеличение его потерь в трещиноватых и пористых породах.

Плотность бурового раствора можно определить, используя любой прибор, позволяющий производить измерение с точностью до 0,01 г/см³. Такими приборами являются рычажные весы фирм «BAROID», «FANN» и др. По стандарту API плотность бурового раствора измеряют в фунтах/галлон, фунтах/фут³, г/см³. Помимо рычажных весов можно использовать ареометр.

Ареометр АБР-1 предназначен для определения плотности глинистых и цементных растворов в полевых условиях. Плотность можно замерять в пресной, морской и в технической воде с учетом поправки на плотность рабочей воды, отличной от 1 г/см³ по поправочной шкале стержня. Ареометр АБР (рис. 12) состоит из мерного стакана 5, доньшка 6, поплавка 7, стержня 8 и съемного груза 1. Мерный стакан имеет две полости - емкость для пробы измеряемого раствора и компенсационную камеру. В компенсационной камере размещается металлический балласт 4, необходимый для устойчивости погруженного в воду прибора, и компенсационный груз 3 (чугунная дробь) для тарировки. Дробь и балласт изолируются заглушкой 2. В верхней части стакана расположены прорези для слива излишков раствора. Плавучесть ареометра обеспечивает поплавковая камера. Она состоит из поплавка 7 и доньшка 6. Стержень 8 изготовлен из дюралевой трубки и крепится к поплавку на резьбе эпоксидным клеем. Трубка сверху закрывается полиэтиленовой пробкой 10. Съемный груз 1, обеспечивающий два диапазона измерения ареометром, представляет собой стальную арматуру, залитую снаружи полиэтиленовой оболочкой. Он закрепляется на приборе посредством резьбового соединения.

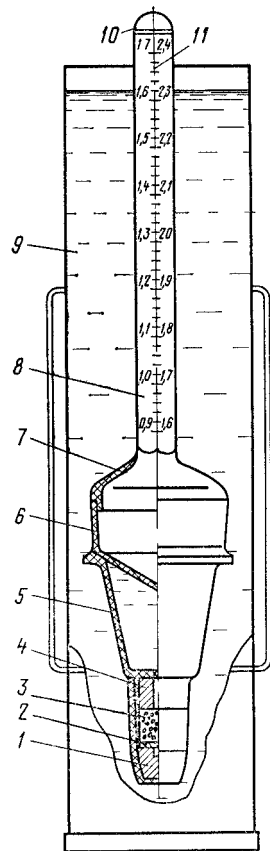


Рис.12. Ареометр АБР-1

На поверхности стержня нанесены две шкалы 11 для измерения плотности в пределах 0,9-1,7 г/см³ и 1,6-2,4 г/см³, а также поправочная шкала. При измерениях по второй шкале (утяжеленные растворы) груз 1 снимают. При выполнении опыта ареометр погружают в ведро 9, имеющее емкость 3,5 л.

Подготовка к работе. Перед проведением опыта необходима тарировка прибора. Для этого в мерный стакан ареометра с надетым калиброванным грузом наливают воду плотностью (1000 ± 1) кг/м³ и погружают прибор в ведро с водой такой же плотности,

предварительно перевернув пробку на стержне ареометра.

При отклонении показаний ареометра от отметки (0 ± 10) кг/м³ поправочной шкалы снимают отклонения показаний и вносят поправку в результат измерения, либо в пробку засыпают металлическую дробь диаметром 2-3 мм до тех пор, пока показания прибора по поправочной шкале не станут равными (0 ± 10) кг/м³. После этого дробь высыпают в стержень ареометра и закрывают его пробкой.

Выполнение работы. Отделить доньшко поплавка от мерного стакана, доньшко и стакан промыть водой и насухо вытереть. Налить в ведро чистую воду (пресную или морскую), имеющую температуру 20 ± 5 °С, при этом уровень воды в ведре с погруженным в нее ареометром должен находиться ниже края ведра не более чем на 5 мм.

В мерный стакан ареометра налить воду из ведра, в котором производится замер, стакан при этом держать вертикально. Соединить доньшко со стаканом поворотом до упора.

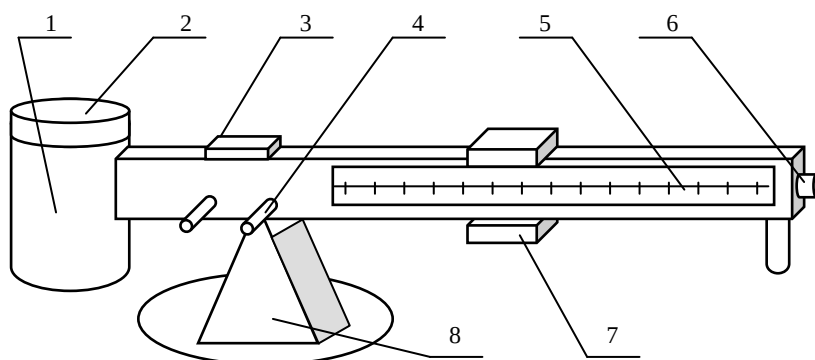


Рис.14. Весы рычажные

Погрузить ареометр в ведро и вращением стержня согнать воздушные пузырьки. При стабильном положении прибора прочесть и записать показания и знак поправки по поправочной шкале.

Извлечь прибор из ведерка, отсоединить стакан от доньшка и вылить воду в ведро. Протереть внутреннюю часть стакана от капель воды.

Залить в мерный стакан ареометра предварительно приготовленный глинистый раствор и соединить стакан с поплавком.

Погрузить ареометр в ведерко с водой, вращением стержня согнать пузырьки воздуха и по делению основной шкалы, до которого ареометр опустится в воду, прочесть значение плотности промывочной жидкости. При надетом калиброванном грузе отсчет брать по левой шкале с оцифровкой от 0,9 до 1,7 г/см³. Если ареометр при надетом калибровочном грузе погрузится так, что шкала окажется под уровнем воды в ведре, то следует снять груз и отсчет брать по правой части основной шкалы с оцифровкой от 1,7 до 2,6 г/см³.

Плотность промывочной жидкости равна алгебраической сумме показаний основной и поправочной шкал. Для достоверности результатов измерений необходимо провести не менее трех опытов.

Весы рычажные, например ВБР-1, модели FANN 140 (рис. 13), предназначен для измерения плотности буровых, цементных растворов и жидких химических реагентов, нейтральных к алюминию и имеющих температуру от плюс 5 до плюс 80 °С. Наилучшими эксплуатационными характеристиками обладают рычажные весы, которые обеспечивают достаточную точность измерений и надежны в работе в сложных полевых условиях независимо от колебаний температуры. Рычажные весы позволяют определять плотность в диапазоне 0,9 – 2,4 г/см³.

Рычажные весы (рис. 14) состоят из следующих составных частей: подставки 8 и подвижной части, состоящей из рычага 5, жестко закрепленного с мерным стаканом 1, на который надевается крышка 2. Соединение подвижной части весов с подставкой

осуществляется с помощью одной из призм 4, укрепленной на рычаге и вкладыша, укрепленного на подставке 8.



Рис. 13. Рычажные весы FANN модели 140

На рычаге весов расположены две шкалы с диапазонами измерений: по верхней шкале от 0,8 до 1,6 г/см³; по нижней шкале от 1,6 до 2,6 г/см³.

Замеры по верхней шкале осуществляются путем установки весов на правую призму и перемещения движка 7, замеры по нижней шкале осуществляются путем установки весов на левую призму и перемещения движка 7. Принцип работы рычажных весов основан на уравнивании моментов левого и правого плеча подвижной части весов относительно опоры на призмах. Весы считаются уравновешенными, если пузырек ампулы уровня 3, прикрепленного на рычаге, находится между двумя центральными рисками ампулы. Тарировка прибора осуществляется с помощью винта 6.

Подготовка к работе. Установить подставку 8 весов на столе. Промыть мерный стакан 1 водой, протереть насухо, подготовить пробу раствора.

Порядок выполнения работы. Залить раствор в мерный стакан до верхней кромки и закрыть крышкой. Излишки раствора вытекающие через специальное отверстие в крышке, удаляются сухой тряпкой. Установить подвижную часть весов с помощью правой призмы. Передвигая движок 7, установить рычаг 5 в положение равновесия и прочесть показание плотности раствора по верхней шкале. Если плотность раствора окажется большей, чем предел измерения по верхней шкале, то подвижную часть весов необходимо переставить на левую призму и вести измерения по нижней шкале, перемещая движок влево и вправо. После замера снять крышку 2 и вылить раствор из стакана 1. Промыть мерный стакан и крышку водой.

Калибровка. Весы для измерения плотности бурового раствора следует часто калибровать пресной водой. Пресная вода при температуре 21 °С имеет плотность 1,00 г/см³ (8,33 фунта/галлон или 62,3 фунта/фут³ по американской и британской системе измерения). Для получения такого результата на пресной воде добавьте или убавьте свинцовую дробь из конца коромысла или отрегулируйте установленный винт.

Обработка результатов и их представление. Отчет по лабораторной работе должен быть набран при помощи ПК, распечатан на листе формата А4 и содержать следующие разделы: цель работы; описание аппаратуры и материалов; результаты работы.

2. Определение вязкости буровых растворов

Цель работы. Определить условную вязкость бурового раствора с помощью вискозиметра.

Вязкость – один из важнейших параметров промывочной жидкости. Она определяет не только величину гидравлических сопротивлений в циркуляционной

системе скважины, но и характер, и величину проникновения промывочной жидкости в поры и трещины горных пород. С ростом вязкости ухудшаются условия очистки забоя скважины от шлама и резко падает механическая скорость бурения.

Вязкость буровых растворов должна быть минимальной, но достаточной для удержания во взвешенном состоянии частиц выбуренной породы и утяжелителя при данной плотности бурового раствора. В полевых условиях измеряют так называемую условную вязкость (T_{500} , с), которая определяется временем истечения 500 см^3 (по стандартному полевому вискозиметру СПВ-5) промывочной жидкости через вертикальную трубку вискозиметра. Верхний предел вязкости должен составлять $T_{500} \leq 30$ с для раствора с плотностью $\rho \leq 1400 \text{ кг/м}^3$, $T_{500} \leq 45$ с для раствора с $\rho > 1400 \text{ кг/м}^3$.

Условная вязкость – это время истечения бурового раствора из специальной воронки через трубку с калиброванными диаметром и длиной. Объемы заполнения воронки и истечения из нее стандартизованы.

Оборудование. Для измерения условной вязкости буровых растворов используется следующее стандартное оборудование:

1. Вискозиметр «Воронка Марша» (Рис. 15) состоит из воронки объемом 1500 мл со встроенной сеткой и мерной кружки на 1000 мл с круговой отметкой 1 кварты (946 мл). Время истечения 1 кварты (946 мл) пресной воды при $20^\circ\text{C} \pm 0,5^\circ\text{C}$ составляет $26 \pm 0,5$ с.



Рис.15. Вискозиметр «Воронка Марша»

2. Вискозиметр СПВ-5 (Рис. 16) – состоит из воронки объемом 700 мл и мерной кружки на 500 мл. К воронке прилагается съемная сетка для очистки раствора от крупного шлама. Постоянная вискозиметра (время истечения 500 мл пресной воды) при температуре $20^\circ\text{C} \pm 0,5^\circ\text{C}$ составляет 15 с.

Порядок выполнения работы. Процедура замера условной вязкости обеими воронками идентична.

1. Закройте нижнее отверстие воронки пальцем и через сетку влейте буровой раствор так, чтобы его уровень касался сетки.

2. Уберите палец с отверстия и засекайте время вытекания 0,5 литра (одной кварты) раствора из воронки.

3. Время вытекания раствора в секундах есть не что иное, как условная вязкость.

4. Отметьте температуру измеряемой пробы.

За условную вязкость промывочной жидкости принимается среднее значение результатов трех измерений, отличающихся между собой не более чем на 2 секунды. После каждого измерения мерную кружку и воронку с сеткой необходимо ополаскивать водой.

Периодически проводят проверку постоянной вискозиметра: воронку подвешивают на стойке в вертикальном положении, закрывают отверстие пальцем и заливают в воронку дистиллированную воду (допускается использование чистой пресной воды). Под трубку вискозиметра ставят мерную кружку, открывают

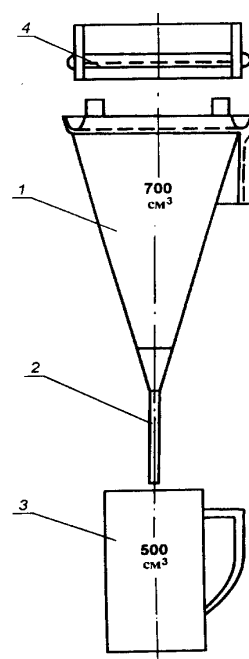


Рис 16 Вискозиметр

отверстие трубки и по секундомеру отсчитывают время истечения воды из прибора. По трем замерам определяют среднее значение условной вязкости.

Обработка результатов и их представление. Отчет по лабораторной работе должен быть набран при помощи ПК, распечатан на листе формата А4 и содержать следующие разделы: цель работы; описание аппаратуры и материалов; результаты работы.

3. Определение содержания песка в буровом растворе

Цель работы. Определить содержание песка в глинистом растворе.

Содержание песка в растворе характеризует загрязненность его грубодисперсными частицами, попавшими вместе с исходным сырьем (глиной), а также в результате разрушения горных пород в процессе бурения. Наличие песка в растворе свыше 4 % приводит к интенсивному износу деталей буровых насосов, бурового снаряда и другого гидравлического оборудования.

Оборудование. Лабораторная глиномешалка, весы с разновесами, образцы глины различного качества, техническая вода, отстойник ОП-2 (или отстойник Лысенко, ОМ-2), комплект для определения содержания песка (по стандарту API).

Отстойник ОП-2. Пластиковый отстойник ОП-2 (рис.17) представляет собой цилиндрический сосуд 2 со стеклянной пробиркой 3 в нижней части. На боковой поверхности пробирки нанесена шкала с ценой деления $0,1 \text{ см}^3$. Пробирка крепится к нижней части цилиндра 2 с помощью винта 5, переключателя 4. Сверху отстойник закрывается крышкой 1 объемом 50 см^3 , которая используется как мерный сосуд. В верхней части цилиндра имеется отверстие, объем цилиндра ниже отверстия составляет 500 см^3 .

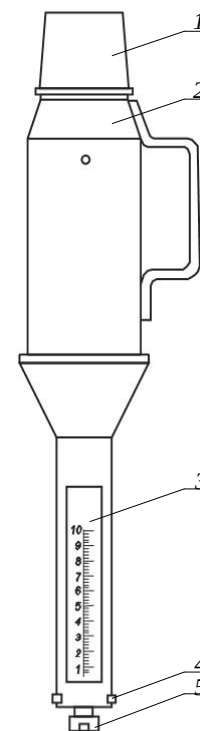


Рис. 17. Отстойник ОП-2

Порядок выполнения работы. В отстойник ОП-2 или ОМ-2 заливают сначала $200\text{--}300 \text{ см}^3$ воды, далее 50 см^3 испытуемой жидкости, затем доливают воду, пока она не начнет выливаться через отверстие. Надев крышку и прикрывая пальцем боковое отверстие, переворачивают несколько раз отстойник, перемешивая содержимое. После этого отстойник устанавливают в вертикальное положение и оставляют в покое на 1 мин. За это время из раствора оседают частицы размером более $0,02 \text{ мм}$. По делениям на пробирке определяют объем осевших частиц в см^3 . Полученный результат умножают на два. Это будет содержание песка в %.

Прибор для измерения содержания песка. Комплект включает в себя сетку размером ячеек 200меш (74мкм), воронку и стеклянную мерную пробирку, проградуированную в процентах (рис.18).



Рис. 18. Комплект для определения содержания песка

Порядок выполнения работы. Для измерения показателя, при помощи комплекта для определения содержания песка, влейте в пробирку раствор до отметки “Mud to here”, а затем добавьте воды до отметки “Water to here”. Закройте горлышко пробирки пальцем и хорошо встряхните ее. Вылейте смесь через сетку и смойте с нее все остатки чистой водой. Чтобы облегчить смывание, постукивайте по ребру сетки пальцем. Если на сетке остается что-нибудь, не проходящее через нее, не нужно раздавливать этот остаток и силой продавливать через сетку, т.к. это даст неправильный результат и может привести к разрыву сетки. Смойте песок, оставшийся на сетке, струей воды, чтобы смыть с него буровой раствор. Установите воронку поверх сетки, затем медленно ее переверните и, вставив носик воронки в пробирку, смойте песок с сетки тонкой струей воды. Подождите, пока осядет песок. Запишите объем песка в пробирке в процентах. Тщательно промойте сетку и пробирку.

Обработка результатов и их представление. Отчет по лабораторной работе должен быть набран при помощи ПК, распечатан на листе формата А4 и содержать следующие разделы: цель работы; описание аппаратуры и материалов; результаты работы.

4. Определение стабильности и суточного отстоя промывочной жидкости

Цель работы. Определение стабильности и суточного отстоя глинистых растворов.

Стабильность раствора – это способность его сохранять равномерность распределения частиц твердой фазы по всему объему. От величины стабильности глинистого раствора зависит его способность удерживать во взвешенном состоянии частицы глины, выбуренной породы (шлама) и утяжелителя.

Суточный отстой – это количество свободной воды в процентах, отстоявшейся за сутки из пробы раствора. Суточный отстой характеризует устойчивость раствора как коллоидной системы, т.е. способность в течение длительного времени не разделяться на твердую и жидкую фазы.

Приборы и материалы. Лабораторная глиномешалка, весы с разновесами, образцы глины различного качества, техническая вода, мерный стеклянный цилиндр объемом 100 см^3 , стеклянная крышка, стеклянная палочка для размешивания раствора, цилиндр ЦС-2, ареометр АГ-ЗПП, две кружки вместимостью 0,5 л.

Прибор ЦС-2 (рис.19) представляет собой металлический цилиндр 1 объемом 800 см^3 и высотой 200 мм. В середине боковой поверхности цилиндра имеется отверстие с резиновой пробкой 2 для слива раствора.

Порядок выполнения работы. Определение суточного отстоя. Мерный цилиндр объемом 100 см^3 с ценой деления 1 см^3 моют водой и вытирают насухо снаружи и внутри. Тщательно перемешанную пробу испытываемого раствора заливают в цилиндр до отметки «100», закрывают сверху стеклянной крышкой, ставят и засекают время. Через 24 ч по шкале цилиндра определяют объем отстоявшейся воды O_1 . Суточный отстой:

$$O = 100 - O_1, \%$$

При измерениях трех проб раствора для ускорения работы необходимо иметь три цилиндра и опыты проводить одновременно. Данные измерений записать в таблицу. Для нормальных глинистых растворов суточный отстой не должен превышать 4 %.

Определение стабильности раствора. Цилиндр ЦС-2 моют водой и вытирают насухо снаружи и внутри, закрывают отверстие резиновой пробкой. Тщательно перемешивают пробу раствора, заполняют ею цилиндр до краев, закрывают цилиндр стеклянной крышкой и засекают время. Через 24 ч открывают пробку и сливают верхнюю часть раствора вместе с отстоявшейся водой в кружку, тщательно перемешивают слитый раствор и определяют его плотность ρ_1 ареометром. Закрывают отверстие цилиндра пробкой, перемешивают

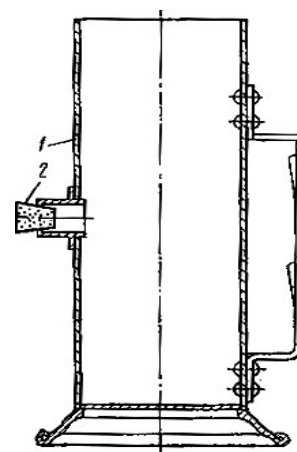


Рис.19. Прибор ЦС-2

нижнюю половину раствора и определяют его плотность ρ_2 . При обоих измерениях необходимо пользоваться одним ареометром.

Стабильность определяют по формуле:

$$C = \rho_2 - \rho_1, \text{ кг/м}^3$$

Данные измерений занести в таблицу. Для нормального раствора стабильность не должна превышать 20 кг/м^3 ($0,02 \text{ г/см}^3$).

Обработка результатов и их представление. Отчет по лабораторной работе должен быть набран при помощи ПК, распечатан на листе формата А4 и содержать следующие разделы: цель работы; описание аппаратуры и материалов; результаты работы.

5. Измерение реологических параметров промывочных жидкостей

Цель работы. Определить динамическое напряжение сдвига и пластическую вязкость бурового раствора.

В связи с тем, что буровой раствор в процессе бурения скважин находится в состоянии движения, необходимо знать его реологические характеристики в динамическом режиме. Для этой цели созданы вискозиметры ротационного типа, в которых создаются сдвиговые напряжения в щелевом кольцевом зазоре, наиболее близко моделирующие течение бурового раствора в условиях скважины. Все ротационные вискозиметры конструктивно имеют один и тот же измерительный узел вертикального исполнения – цилиндр (боб) на подвесе, соединенный с измерительной пружиной, расположенной коаксиально в полем цилиндре. Между бобом и полым цилиндром имеется щелевой зазор, в котором и возникают исследуемые сдвиговые напряжения при вращении полого цилиндра. Сдвиговые напряжения оцениваются по углу закручивания бобом измерительной нити, который отображается на шкале измерительного диска.

Законы течения и деформации любого тела – предмет изучения реологии. Цель реологии – составить такую систему уравнений, которая бы связывала напряжения, деформации, скорости деформаций и была применима для любых тел. Поведение тела под воздействием внешних сил определяется его внутренней структурой, величиной и скоростью возникновения напряжений, характером их изменения.

Реологические свойства промывочных жидкостей относятся к числу важнейших, т.к. они оказывают существенное влияние практически на все показатели и процессы, связанные с бурением скважин. В частности, реологические свойства в значительной мере определяют степень очистки забоя скважины от шлама и охлаждение породоразрушающего инструмента, транспортирующую способность потока промывочной жидкости, величину гидравлических сопротивлений во всех звеньях циркуляционной системы скважины и гидродинамического давления на её стенки и забой в процессе бурения; амплитуду колебаний давления при пуске и остановке насосов, выполнении спуско-подъемных операций (СПО) и проработке скважины с расхаживанием буровой колонны; интенсивность обогащения промывочной жидкости шламом, полноту её замещения тампонажным раствором в кольцевом пространстве между обсадной колонной и стенками скважины и др.

Перечень показателей, которыми характеризуют реологические свойства промывочных жидкостей, определяется выбором реологической модели, т.е. уравнения, описывающего связь между возникающими в жидкости напряжениями τ и скоростью её деформации или скорости сдвига γ .

Большой интерес для инженеров по буровым растворам представляют следующие модели течения (рис. 20): ньютоновская, бингамовская, псевдопластичная и степенная (дилатантная). Каждая

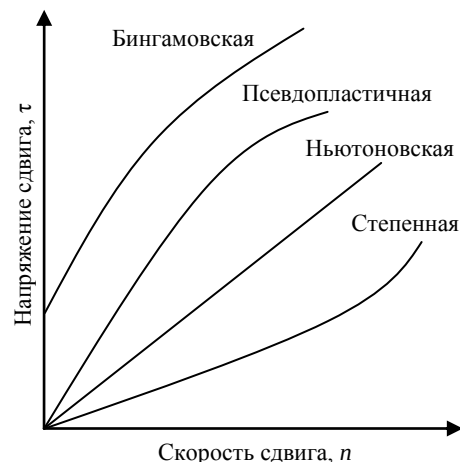


Рис. 20. Кривые течения жидкостей, подчиняющихся разным моделям течения

из этих моделей связывает скорость течения (скорость сдвига) с давлением течения (напряжением сдвига), когда раствор имеет ламинарный режим течения.

Первой реологической моделью, использованной для описания реологического поведения глинистых суспензий, была модель Бингама-Шведова:

$$\tau = \tau_0 + \gamma\eta, \text{ Па}$$

где τ_0 – динамическое напряжение сдвига, Па; η – пластическая (структурная) вязкость, Па·с.

Среди известных реологических моделей буровых растворов наибольшим распространением в отечественной и зарубежной практике пользуются модели Бингама - Шведова и Оствальда - де Ваале.

Динамическое напряжение сдвига косвенно характеризует сопротивление промывочной жидкости, возникающее при иницировании её течения. С увеличением динамического напряжения сдвига увеличивается удерживающая способность промывочной жидкости, но вместе с тем возрастают гидравлические сопротивления в циркуляционной системе скважины, амплитуда колебаний давления при пуске и остановке насосов и выполнении СПО, а также вероятность образования застойных зон с аккумуляцией в них выбуренной породы.

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

Пластическая (структурная) вязкость промывочной жидкости характеризует темп роста касательных напряжений сдвига при увеличении скорости сдвига. С увеличением пластической вязкости возрастают гидравлические сопротивления в циркуляционной системе скважины и снижается ресурс работы насосов, а также доля гидравлической мощности, подводимой к забойному двигателю и долоту. Верхний предел вязкости должен составлять $\eta \leq 0,006$ Па·с для раствора с плотностью $\rho \leq 1400$ кг/м³, $0,01$ Па·с для раствора с $\rho > 1400$ кг/м³. Для неутяжеленных буровых растворов на базе бентонитовых порошков $\eta \leq 0,002$ Па·с.

Оборудование. Ротационные вискозиметры по принципу действия бывают ручные и электрические. В настоящее время имеется широкий выбор моделей с различными характеристиками (количество скоростей вращения, точность измерения и эксплуатационная надежность).

1. Ротационный вискозиметр «RHEOMETER FANN» (США) – ручной, 2-х скоростной (600 и 300 об/мин).

2. Ротационные вискозиметры фирм «BAROID», «OFITE» (рис. 21а) с электрическим приводом выпускаются 2-х, 6-ти, 8-ми и 12-ти скоростные (600, 300, 200, 180, 100, 90, 60, 30, 6, 3, 1,8, 0,9 об/мин).

Для полевых условий обычно применяются 2-х и 6-ти скоростные (600, 300, 200, 100, 6, 3 об/мин) – рис. 21.

Скорости 600 и 300 об/мин можно использовать для определения кажущейся вязкости, пластической вязкости и динамического напряжения сдвига.



а)



б)



в)

Рис.21 Ротационные вискозиметры:

а - НРНТ, модель 1100 (OFITE); б – шестискоростной; в - 2-х скоростной

Порядок выполнения работы. 1. Влейте хорошо перемешанный раствор в стакан вискозиметра, установите на подвижную опору. Медленно поднимайте опору, пока уровень раствора в стакане не совместится с риской на полном цилиндре, винтом закрепите опору. 2. Включите вискозиметр в режиме перемешивания (stir). Через 10-15 секунд включите скорость 600 об/мин, дождитесь стабилизации показания на этой скорости и запишите результат. (Время зависит от характеристик бурового раствора). 3. Переключите вискозиметр на 300 об/мин, дождитесь стабилизации показаний и запишите результат.

Примечание: Переключайте скорость только при работающем двигателе. Пластическая вязкость (PV) в сПз равна разнице показаний при 600 и 300 об/мин. Динамическое напряжение сдвига (YP) в фунтах/100 фут² равно показанию при 300 об/мин минус значение пластической вязкости. Кажущаяся вязкость (AV) в сПз (показания прибора для получения результата в дПа необходимо умножить на коэффициент 4,88) равна показанию при 600 об/мин, деленному на 2. Обязательно указывайте температуру пробы.

Пример:

Показание при 600 об/мин - 48.

Показание при 300 об/мин - 34.

$AV = 48 / 2 = 24$ сПз.

$PV = 48 - 34 = 14$ сПз.

$YP = 34 - 14 = 20$ фунт/100 фут².

или $= 20 * 4,88 = 97$ дПа.

Обработка результатов и их представление. Отчет по лабораторной работе должен быть набран при помощи ПК, распечатан на листе формата А4 и содержать следующие разделы: цель работы; описание аппаратуры и материалов; результаты работы.

6. Определение статического напряжения сдвига буровых растворов

Цель работы. Определить статическое напряжение сдвига (CHC) бурового раствора.

Статическое напряжение сдвига θ характеризует прочность структуры и определяет способность промывочной жидкости: удерживать во взвешенном состоянии частицы разрушенной породы и пузырьки газа (воздуха); проникать в трещины и поры горных пород и удерживаться там под действием нагрузок.

CHC буровых растворов должна быть минимальной, но достаточной для удержания во взвешенном состоянии частиц выбуренной породы и утяжелителя при данной плотности бурового раствора. Обычно достаточно, чтобы $\theta_{10} \leq 5$ Па. Повышать θ следует в случае, если интенсивность разрушения горных пород при бурении достаточно

велика и продукты разрушения имеют значительные размеры и плотность, если необходимо утяжелять промывочную жидкость специальными утяжелителями, а также в условиях возможных поглощений промывочных жидкостей в трещиноватых или пористых породах. При этом необходимо иметь в виду, что повышенное статическое напряжение сдвига ухудшает условия дегазации и очистки промывочных жидкостей.

Оборудование. Лабораторная глиномешалка, весы с разновесами, образцы глины различного качества, техническая вода, ротационный пластометр СНС-2 или широметр.

Прибор СНС-2. Состоит из цилиндра 6 (рис.22), подвешенного на упругой проволоке 2 к конусу 1, кронштейна 4 и стакана 7, установленного на вращающемся столике 8. Вращение с частотой 0,2 об/мин через редуктор 12 и шкив передается столику от электродвигателя 13. Во избежание скольжения испытуемой жидкости поверхность подвесного цилиндра сделана рифленой. На трубке 3, соединенной с цилиндром, укреплен лимб 14, разделенный на 360°. На уровне лимба на кронштейне находится указатель 5. Для горизонтирования станины прибора 11 на опорах 10 имеются установочные винты 9.

Порядок выполнения работы. Приготовить раствор. При помощи регулировочных винтов прибор установить в строго горизонтальное положение, о чем будет свидетельствовать концентрическое положение цилиндра в стакане. Нить должна находиться по центру трубки.

Слегка приподнимая и вращая подвеску с помощью крутильной головки, совмещают нуль лимба с риской указателя. Показание на шкале против риски принимают за начальный угол отсчета φ_1 .

Прибор включить в электросеть. Испытуемый раствор заливают в стакан прибора до тех пор, пока уровень его не совпадет с верхним краем цилиндра.

Затем включить секундомер, а через 1 мин - электродвигатель. Стакан начинает вращаться, увлекая за собой цилиндр и всю подвесную систему, так как усилие вращения передается через структуру глинистого раствора. По мере закручивания упругой проволоки сопротивление закручиванию возрастает и, в конце концов, превышает прочность структуры испытуемой жидкости. Это сопровождается или остановкой внутреннего цилиндра, или его движением в обратную сторону. По лимбу определяют максимальный угол закручивания проволоки φ_2 .

Статическое напряжение сдвига, мг/см^2 :

$$\theta = k (\varphi_2 - \varphi_1),$$

где k - константа прибора при данной упругости проволоки (табл. 14).

Определив θ_1 , выключают электродвигатель, промывочную жидкость в стакане вновь перемешивают. По лимбу определяют начальный угол φ_1 и фиксируют время стабилизации структуры. По истечении 10 мин включают электродвигатель и измеряют угол φ_2 . Определив θ_{10} рассчитывают отношение $\theta_{10}/\theta_1 = k_T$, характеризующее тиксотропные свойства исследуемой жидкости ($k_T=1\div 1,5$).

Продолжительность замера углов закручивания проволоки при исследовании промывочной жидкости не должна превышать 1 мин, так как в процессе измерения происходит дальнейшее упрочнение структуры. Поэтому для измерения статического напряжения сдвига промывочных жидкостей в широком диапазоне значений применяют проволоки различной упругости.

Статическое напряжение сдвига ($G_{el0/10}$) по стандарту API, показатель СНС называется « $G_{el0/10}$ » определяют через 10 с и 10 мин на ротационном вискозиметре любой модели на скорости 3 об/мин, а если ее нет, то вручную.

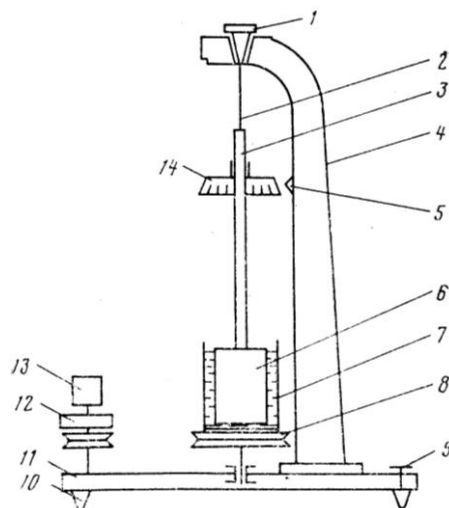


Рис.22. Прибор СНС-2

Таблица 14
Константа прибора

Номер нити	Диаметр подвесной нити, мм	Статическое напряжение сдвига при угле закручивания на 1^0 , мг/см ²
1	0,3	0,450
2	0,3	0,450
3	0,4	1,244
4	0,4	1,244
5	0,5	3,060
6	0,5	3,060

Некоторые буровые растворы склонны образовывать чрезмерные значения структурной прочности при статических условиях, особенно при повышенных температурах. Чрезмерное напряжение сдвига может повлечь за собой высокие давления закачки, что, в свою очередь, влечет к потере циркуляции во время проведения различных мероприятий по освоению скважины (бурение, каротаж, перфорация и др.)

Измерение напряжения сдвига бурового раствора обычно производят в статических условиях на образце, подверженного термическому старению. Обычно температура старения приближена к забойным значениям скважины. Поэтому для теста необходимо наличие емкостей или ячеек, отвечающих этим требованиям. Широмеры (рис. 23) используются для определения структурной прочности буровых растворов. Результаты считываются непосредственно с градуированной шкалы и определяют структурную прочность в фунтах на 100 квадратных футов площади. В набор Широмера входят отградуированная чаша, две 5-ти граммовые трубки и инструкция.

Порядок выполнения работы.

На приборе СНС-2.

1. Перемешайте пробу на высокой скорости в течение 10 секунд. 2. Переключите скорость на нейтральную, а в электрических двухскоростных вискозиметрах - выключите двигатель. 3. Подождите требуемое время: 10 с для первого замера и 10 мин для второго, начните медленно вращать ручку, чтобы получить показания на индикаторе. Максимальное отклонение индикатора и есть Gel в фунт/100 фут². 4. При использовании 6-ти скоростного вискозиметра СНС определяют на скорости 3 об/мин.



Рис. 23. Широмеры компании Fann

Примечание: Если после выключения двигателя шкала вискозиметра не возвращается в нулевое положение, то нужно сделать это путем вращения полого цилиндра против часовой стрелки. Можно полученные показания переводить в дПа, умножив на коэффициент 4,88, но при этом полученные показания будут не очень точны. Для правильного перевода периодические замеры СНС необходимо делать на приборе СНС-2.

На широмере

Измерение начального статического напряжения сдвига

Перед началом выполнения измерения, очистите и протрите насухо чашку для образцов, а также приготовьте таймер для измерения затраченного времени (желательно

секундомер). Для измерения начального статического напряжения сдвига бурового раствора выполните действия, описанные ниже:

1. Смочить полую трубку широметра и вытереть излишки воды.
2. Влить только что перемешанный образец бурового раствора в чашку для образцов (уровень бурового раствора должен быть на уровне нижней линии шкалы измерения). В момент, когда поверхности образца бурового раствора станет спокойной, быстро установите полую трубку широметра рядом с измерительной шкалой, выступающей над поверхностью образца, и опустите трубку на поверхность.
3. Отпустите трубку широметра, пусть она погружается в течение одной минуты (измеряется с момента отпускания трубки), сохраняя при этом вертикальное положение. Пальцами направляйте ее только тогда, когда это необходимо.
4. По истечению минуты, запишите показания по шкале в верхней части трубки широметра.

Показания должны быть записаны в фунтах на 100 квадратных футов.

Измерение предельного статического напряжения сдвига через 10 минут

Следующая методика применяется для измерения предельного статического напряжения сдвига образца спустя 10 минут (или иного предписанного временного интервала):

1. Смочить трубку широметра и вытереть излишки воды.
2. Влить только что перемешанный образец бурового раствора в чашку для образцов (уровень бурового раствора должен быть на уровне нижней линии шкалы измерения). Дать отстояться буровому раствору в течение 10 минут (или иного предписанного временного интервала).
3. Установите полую трубку широметра рядом с измерительной шкалой, выступающей над поверхностью образца, и опустите трубку на поверхность.
4. Отпустите трубку широметра, пусть она погружается в течение одной минуты (измеряется с момента отпускания трубки), сохраняя при этом вертикальное положение. Пальцами направляйте ее только тогда, когда это необходимо.
5. По истечению минуты, запишите показания по шкале в верхней части трубки широметра. Показания должны быть записаны в фунтах на 100 квадратных футов, за время, прошедшее с момента вливания раствора в чашку.

Обработка результатов и их представление. Отчет по лабораторной работе должен быть набран при помощи ПК, распечатан на листе формата А4 и содержать следующие разделы: цель работы; описание аппаратуры и материалов; результаты работы.

7. Определение фильтрации (водоотдачи), толщины и коэффициента трения фильтрационной корки буровых растворов

Цель работы. Определить фильтрацию (водоотдачу), толщину фильтрационной корки и коэффициент трения глинистой корки бурового раствора.

Водоотдача промывочной жидкости – это способность её отфильтровывать жидкую фазу под влиянием избыточного давления. Водоотдача раствора является наиболее важным его параметром при бурении в рыхлых, слабосцементированных, пористых и трещиноватых породах. Глинистый раствор с большой водоотдачей образует в скважине толстую и рыхлую корку, сужающую ствол скважины и вызывающую затяжки и прихваты бурового инструмента при подъеме. Проникновение водного фильтрата в породы, окружающие ствол скважины, может вызвать набухание и обрушение этих пород, а также снижение дебита продуктивных пластов. Снижением водоотдачи можно предупредить эти осложнения.

Для определения показателя фильтрации и коркообразующих свойств бурового раствора используют фильтр-пресс. Буровой раствор фильтруется в камере фильтр-пресса при заданной температуре и давлении за определенный промежуток времени. Для получения сравнительных данных об объеме жидкости, ушедшей в породу, измеряют

толщину фильтрационной корки (в миллиметрах), отложившейся на фильтровальной бумаге. Также оценивается ее плотность, рыхлость, ломкость, липкость, скольжение тел на ее поверхности. Эти косвенные характеристики корки дают дополнительную информацию о состоянии раствора и характере шлама, находящегося в нем.

В полевых условиях может определяться показатель фильтрации при температуре до 100 °С и давлении 7атм (100 psi) на фильтр-прессе АНИ (рис.24) и при температуре выше 100 °С и перепаде давления 35 атм (500 psi) на НТНР фильтр прессе (рис.25).



Рис.24 Фильтр – пресс АНИ (API)

Процедура замера на фильтр-прессе АНИ

1. Соберите детали чистого и сухого фильтр-пресса, используя специальную (комплектную) для прибора фильтровальную бумагу. Порядок сбора указан в его паспорте. 2. Залейте буровой раствор в контейнер так, чтобы он приблизительно на 1,5 см не доходил до верха (заполняйте контейнер доверху в том случае, когда в растворе необходимо сохранить газ) и установите его на опору рамы фильтр-пресса. Верхнюю крышку установить на контейнер, зажать винтом рамы до упора, клапан подачи газа – в рабочее положение (в камеру). 3. Установите мерный цилиндр для приема фильтрата и с помощью редуктора подайте давление 7 атм (100 ± 5 psi), включив при этом таймер или секундомер. 4. Через 30 минут давление стравливают (клапан подачи газа в положении стравливания), в мерном цилиндре отмечают объем фильтрата (в миллилитрах), который и является показателем фильтрации. Разобрав фильтр-пресс (в обратном порядке) и вылив раствор из контейнера, осторожно снимите фильтровальную бумагу с фильтрационной коркой и под слабой струей воды смойте избыток бурового раствора. Толщину фильтрационной корки измеряют с точность до 1/2 мм. Также полезно записать и комментарии о состоянии фильтрационной корки. 5. После использования тщательно вымойте и вытрите насухо части прибора.



Рис.25 Фильтр – пресс НТНР

Процедура замера показателя фильтрации на НТНР фильтр прессе. Показатель фильтрации при температуре выше 100 °С измеряется следующим образом: 1. Перед началом опыта подключите нагревательную рубашку прибора к сети соответствующего напряжения. Установите термометр в гнездо рубашки. Нагрейте рубашку до требуемой температуры. Отрегулируйте термостат так, чтобы температура была на 5-6 °С выше заданной и была постоянной во времени. 2. В дно камеры, которое будет верхом, закручивается до упора клапан, камера переворачивается и в нее заливается раствор до уровня 1,5 см ниже края (при температуре испытаний до 149 °С) и 3,8 см (при температуре выше 149 °С) ниже уровня внутреннего среза. На опору среза аккуратно устанавливается бумажный фильтр. В отверстие камеры устанавливается ее нижнее дно с резиновым уплотнением и ввернутым в него нижним клапаном. Нижнее дно фиксируется по окружности винтами, которые должны попасть в выемки по кольцу нижнего дна. Нижний клапан поворачивается до упора ключом. 3. Камера переворачивается и устанавливается в нагревательную рубашку. Во время установки надо проявлять осторожность, чтобы избежать ожога. В гнездо камеры вставьте второй термометр. 4. Установите блок создания давления на верхний клапан и закрепите его. Внизу установите приемник фильтрата и также закрепите его. При закрытых клапанах подайте давление в 100 psi в оба устройства, работающие под давлением. Откройте верхний клапан и, продолжая нагревать раствор, подайте в камеру с раствором давление, равное 100 psi. 5. При испытаниях, когда температура ниже 149 °С, нужно придерживаться следующего порядка проведения работ. Когда температура пробы достигнет заданной, увеличьте давление в верхнем устройстве, работающем под давлением до 600psi, и откройте нижний клапан, чтобы началась фильтрация, одновременно включив таймер или секундомер. Поддерживая постоянную температуру с колебаниями ± 3 °С, соберите фильтрат за 30 минут. При желании, можете измерить мгновенную фильтрацию за 2 секунды. В процессе измерения противодействие может повышаться выше 100 psi, во избежание этого периодически осторожно сливайте часть фильтрата в мерный цилиндр. Запишите его общий объем. 6. Объем фильтрата должен быть приведен к площади фильтрования, равной 7,1 дюйм². 7. По окончании опыта закройте оба клапана. Закройте редукторы высокого давления, выкрутив винты до свободного хода. Сбавьте давление на верхней и нижней линии высокого давления до нуля, открыв выпускные краны барашками с насечкой.

Предупреждение: В фильтрационной камере все еще остается давление около 500 psi. Удерживая в вертикальном положении камеру, осторожно вытащите её, охладите до комнатной температуры, а затем сбавьте давление. С целью принятия мер по сохранению фильтровальной бумаги, переверните камеру, открутите крепежные винты по окружности и вытащите нижнее дно. Осторожно достаньте фильтрационную корку и промойте слабой струей воды от избытка раствора, определите ее толщину с точностью до одного миллиметра и запишите результат.

Примечание: По спецификации АНИ площадь фильтрования в камере должна составлять 7,1 дюйм². Однако есть фильтр-пресс, площадь фильтрования в которых в два раза меньше. Для того, чтобы полученный на таком фильтр - прессе результат согласовывался с требованиями АНИ, его нужно удвоить.

Толщина фильтрационной корки измеряется в миллиметрах и обозначается буквой К.

Коэффициент трения фильтрационной корки бурового раствора определяется в условиях промысловых лабораторий и на буровых с целью выявления эффективности смазочных добавок и оперативного вмешательства в технологический процесс бурения в осложненных условиях.

Прибор КТК-01 используют для измерения коэффициента трения корки, образующейся после фильтрации бурового раствора.

Коэффициент трения определяется как тангенс угла наклона, при котором деталь, нормализованная формой и весом, создающая удельное давление на поверхность опоры, равное 7,85 г/см², начнет двигаться по корке.

Прибор КТК-01 (рис.26) состоит из следующих основных узлов: корпуса 1, соединяющего все узлы и на котором закреплен нониус 5; платформы 2, на которой закреплены лимб 8 и накладка 13; уровня 4; ручки 6, для регулирования угла наклона платформы; винтовой опоры 7, для регулирования прибора по уровню; шаровой опоры 9; рычага 10 с шарниром 11 для наклона платформы; оси 12 наклона платформы, на которой установлена пружина закручивания для обратного действия.

Порядок выполнения работы. Прибор устанавливают на прочную ровную поверхность. Смотрят, чтобы платформа прибора находилась в нижнем положении, и нулевые риски лимба и нониуса совпадали. При помощи винтовых опор 7 устанавливают прибор по уровню 4. При этом воздушный шарик уровня 4 должен находиться по центру.

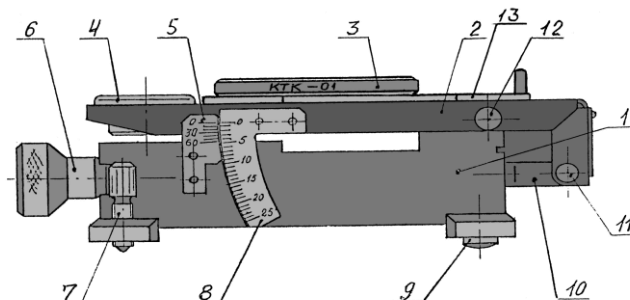


Рис.26. Прибор КТК-01

Фильтр со свежей коркой укладывают на середину платформы коркой кверху. Сверху на корку симметрично ложится пригруз-ползушка 3 на 10 минут. После этого, поворачивая по часовой стрелке медленно и плавно ручку 6 регулирования наклона платформы, следить за положением пригруза-ползушки. Как только "ползушка" начнет сползать, наклон платформы приостановить. По лимбу и нониусу определить действительный угол наклона платформы, при котором началось движение пригруза-ползушки 3. По таблице тангенсов найти тангенс этого угла. Числовое значение тангенса угла наклона платформы и будет коэффициентом трения корки.

Прибор КТК- 2 (рис.27) состоит из следующих основных узлов: столика – основания 1, регулировочных винтов 2, подъемной плиты 3, электродвигателя 4 (ДСМ-2), установленного на корпусе 8, который крепится к подъемной плите, ложа 5, груза 9, основной шкалы 10, шкалы нониуса 11.

Основание – столик опирается на лабораторный стол двумя регулировочными

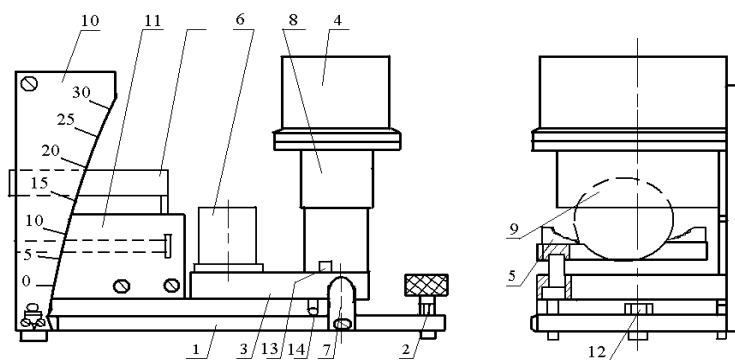


Рис.27. Прибор КТК-2

винтами 2 и ножкой 12. Подъемная плита 3 поворачивается вокруг горизонтальной оси 7 с момента включения электродвигателя 4. Для возвращения плиты в исходное состояние (установка на «0») в корпусе расположена кнопка 13. На подъемной плите закреплено ложе 5 с цилиндрической поверхностью диаметром 60 мм, на которое устанавливается груз 9 диаметром 38 мм и весом 140 г.

Принцип действия устройства основан на определении угла подъема φ (в градусах) подвижной плиты в момент страгивания цилиндра и перевод его значения в коэффициент трения по прилагаемой к устройству таблице тангенсов.

Подготовка к работе. Проверить совмещение нулевого штриха шкалы 11 нониуса, расположенного на подвижной плите, с нулевым штрихом основной шкалы 10. При отсутствии совмещения его необходимо добиться с помощью ножки. Установить на подвижную плиту уровень 6. Винтами 2 установить пузырек уровня в центральное положение.

Порядок выполнения работы. Вставить штепсельную вилку в розетку. Фильтр, с образовавшейся на нем коркой после измерения водоотдачи, установить на ложе, затем опустить сверху на корку груз. Включателем на шнуре включить питание на двигатель, после срабатывания кнопки (слышен щелчок) приводится в движение подъемная плита, при этом следует наблюдать за положением груза. В момент страгивания груза прибор отключить от сети. Определить по шкале угол подъема плиты. Если штрих нониуса с обозначением «0» совпадает с каким-либо штрихом основной шкалы, то отсчитывается целое значение угла только по основной шкале. Если этот штрих не совпадает ни с одним штрихом основной шкалы, то отчет состоит из двух частей: целое значение угла, кратное 1° , определяют по ближайшему меньшему значению основной шкалы, и к этому значению добавляют дробное значение размера по нониусу, которое определяется значением штриха нониуса, совпадающего со штрихом основной шкалы.

Полученное значение угла φ в градусах перевести в коэффициент трения ($K_{тр} = \text{tg}\varphi$) по прилагаемой к прибору таблице и занести в журнал регистрации параметров промывочной жидкости.

При задержке опускания столика, после нажатия кнопки 13 указательным пальцем надавить на упор 14 в направлении регулировочных винтов 2 столик - опустится.

Обработка результатов и их представление. Отчет по лабораторной работе должен быть набран при помощи ПК, распечатан на листе формата А4 и содержать следующие разделы: цель работы; описание аппаратуры и материалов; результаты работы.

8. Определение содержания твердой фазы в буровом растворе

Цель работы. Определение содержания твердой фазы в буровых растворах.

Приборы и материалы. Установка ТФН-1М (реторта), весы, буровой раствор.

Установка ТФН-1М предназначена для определения содержания твердой фазы в буровых растворах (рис.28). Принцип работы установки основан на выпаривании жидкой фазы из заданного объема бурового раствора, конденсации паров и измерения объема или массы жидкой фазы.

Корпус состоит из опорной плиты со стойками. К стойкам крепится теплоизолирующее устройство 4, на верхней плите 5 которого установлен нагревательный

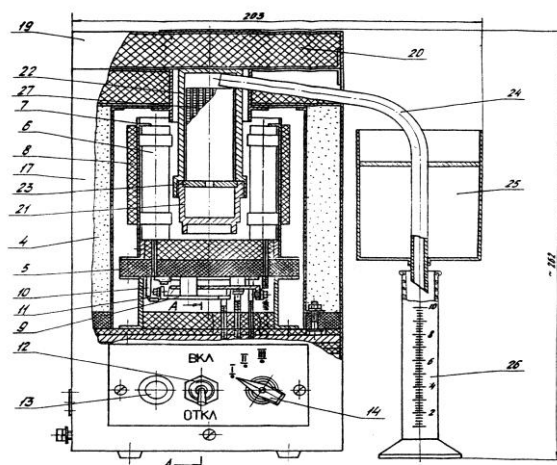


Рис.28. Установка ТФН-1

узел, состоящий из шести электронагревательных элементов 6, стакана-отражателя 7, обоймы 8, коммутирующих шин 9, электроизолирующих трубок 10, проводов 11.

На стойке закреплена панель с выключателем 12, сигнальной лампочкой 13 и переключателем 14. В стойку 2 вмонтировано контактное устройство 15 для подключения установки с помощью электрического шнура 16 к электрической сети. К опорной плите 1 крепится кожух 17 с теплоизоляционной стенкой 4 и предохранитель 18. В верхней части кожуха располагается откидная крышка 19 с теплоизоляцией 20. В нижней части кожуха находится заземляющий зажим.

Испаритель состоит из нижней камеры 21, на которой промаркированы ее объем, верхней камеры 22, калибровочной крышки 23. К верхней камере приварена трубка 24 с конденсатором 25. Цилиндр измерительный 26 объемом 10 мл, имеет шкалу с ценой деления 0,2 мл. Проволочный фильтр 27 установлен в камере 22.

Выполнение работы. Взвешиванием определить массу собранного испарителя с конденсатором (нижняя камера, калибровочная крышка, верхняя камера с конденсатором, проволочный фильтр).

Отсоединяем нижнюю камеру испарителя, наполнить ее буровым раствором, закрыть калибровочной крышкой. Заливать раствор следует струйкой (не допуская появления воздушных пузырьков), чуть выше мерной фаски, чтобы под калибровочной крышкой не оказался воздух. Излишки бурового раствора, появившегося на калибровочной крышке через центральное отверстие, тщательно стереть чистой ветошью.

Подсоединяем нижнюю камеру испарителя к верхней, затягивая резьбовое соединение ключом с усилием 2-4 кг·м. Собранное испарительно-конденсирующее устройство с буровым раствором взвесить на весах, после чего вставить его в шахту установки. Разность двух взвешиваний дает массу пробы, подвергающейся анализу.

Под сливную трубку конденсатора поставить цилиндр измерительный. Закрываем крышку установки и вилку шнура включаем в электросеть. Включаем тумблер. Начало нагрева контролируется по загоранию сигнальной лампочки на панели установки.

С окончанием каплепадения жидкой фазы бурового раствора заканчивается выпаривание раствора. В течение последующих 5-10 мин проводится прокаливание твердой фазы бурового раствора.

Тумблером на панели установки выключается электропитание. Открывается крышка установки, извлекается из шахты испарительно-конденсирующее устройство и устанавливается на подставку для охлаждения. По шкале измерительного цилиндра определяются объемы жидкой фазы.

Весовые количества жидких фракций конденсата находят умножением объема жидких фракций на их плотность.

После охлаждения испарительно-конденсирующее устройство с твердым остатком взвешивается на весах. Разность двух взвешиваний до нагрева и после нагрева даст массу твердого остатка.

Процентное весовое содержание твердой фазы и жидких фаз в пробе бурового раствора определяют по формулам, %:

$$G_T = 100 \cdot m_T / m; \quad G_B = 100 \cdot m_B / m; \quad G_H = 100 \cdot m_H / m,$$

где m - масса пробы бурового раствора, г; m_T - масса твердого остатка после прокаливания, г; m_B - масса воды в измерительном цилиндре, г; m_H - масса нефти (углеводородов) в измерительном цилиндре.

Для определения содержания жидкой и твердой фаз в буровом растворе также используется реторта (рис. 29). Тщательно отмеренный объем пробы помещают в реторту и нагревают до тех пор, пока жидкая фаза не испарится. Пары пропускают через конденсатор и собирают в измерительном цилиндре. Объем жидкости, как воды, так и нефти, можно определить в процентах. Объемный процент содержания твердой фазы, как суспензированной, так и растворенной, находят путем вычитания процентного содержания жидкой фазы из 100 % объема. По этим данным рассчитывают плотность твердой фазы.

Выполнение работы.

1. Влейте однородную пробу бурового раствора в калиброванную реторту, накройте ее обтекающей крышкой, лишний объем удалите тряпкой.
2. Заполните свободный объем в камере испарения реторты тонкой стальной ватой. Смажьте резьбу крышки термосмазкой.
3. Соберите реторту и установите под конденсатором мерный цилиндр для сбора жидкой фазы. Сборку установите в нагреватель реторты и закройте крышку.



Рис. 29 Реторта

4. Включите нагреватель реторты. Продолжайте нагревание до тех пор, пока из конденсатора не перестанет капать жидкость.
5. Измерьте объем полученной воды и нефти и рассчитайте их процентное содержание, а также процентное содержание твердой фазы.

Примечание: В зависимости от типа применяемого прибора, эта процедура может иметь некоторые отличия.

6. Охладите прибор и шпателем удалите из него всю твердую фазу. Нефтяной осадок можно удалить растворителем.

На основе объемного содержания фаз в растворе можно определить усредненную плотность твердой фазы:

$$\rho_{\text{т.ф.}} = \frac{M_{\text{р-ра}} - M_{\text{воды}} - M_{\text{нефти}}}{V_{\text{т.ф.}}}, \text{ г/см}^3$$

где $M_{\text{р-ра}}$, $M_{\text{воды}}$, $M_{\text{нефти}}$ - масса, соответственно, раствора, воды и нефти, г; $V_{\text{т.ф.}}$ - объем твердой фазы, см^3 .

Относительное содержание барита и глины во взвешенной твердой фазе в пресных утяжеленных растворах представлено в таблице 15.

Таблица 15

Относительное содержание барита и глины во взвешенной твердой фазе в пресных утяжеленных растворах

Плотность твердой фазы, кг/м^3	Барит, % по массе	Глина, % по массе
2600	0	100
2800	18	82
3000	34	66
3200	48	52
3400	60	40
3600	71	29
3800	81	19
4000	89	11
4300	100	0

Примечание: В реторте будет вся твердая фаза, как суспендированная, так и растворенная. Для высокоминерализованных растворов вводится поправка на количество содержащейся в них соли.

Обработка результатов и их представление. Отчет по лабораторной работе должен быть набран при помощи ПК, распечатан на листе формата А4 и содержать следующие разделы: цель работы; описание аппаратуры и материалов; результаты работы.

9. Определение величины электропробоя эмульсионных буровых растворов

Цель работы: Определение величины электропробоя эмульсионных буровых растворов.

Электрическая стабильность бурового раствора на нефтяной основе - свойство, связанное с устойчивостью его эмульсии и смачивающей способностью нефти. Электростабильность определяется по способности гидрофобной углеводородной эмульсии на минерализованной воде не расслаиваться и обладать свойствами диэлектрика, является не количественной, а булевой бинарной величиной, и смысл имеет определение только одного критического значения электростабильности ($U_{кр}$ - величина напряжения электропробоя), которое является основой для определения термостойкости конкретного вида ЭБР.

Приборы и материалы: Прибор ПНП, мензурка, образец бурового раствора.

Прибор ПНП (рис. 30) предназначен для определения напряжения электропробоя эмульсионных буровых растворов при бурении нефтяных и газовых скважин.

Принцип действия прибора ПНП основан на измерении напряжения электропробоя между электродами, расположенными на определенном расстоянии друг от друга и погруженными в эмульсионный буровой раствор.

Напряжение, подаваемое на электроды, растет с постоянной скоростью при токе, равном (61 ± 3) мкА, рост напряжения прекращается и оно фиксируется на цифровом табло.

Прибор ПНП состоит из измерительного блока и измерительной ячейки, которая помещается в исследуемый буровой раствор, залитый в мензурку.

На задней панели установлен выключатель, с помощью которого осуществляется включение сети. На передней панели имеется кнопка «Изм.» для измерения напряжения электропробоя (включенный модуль не фиксируется и после снятия усилия нажатия кнопка возвращается в исходное положение). Возврат кнопки в исходное состояние производят после измерения, то есть остановки роста напряжения электропробоя и его фиксации на цифровом табло.

Ячейка измерительная представляет собой два электрода диаметром 3,2 мм, расположенные торцами на расстоянии 2 мм друг от друга и залитые высокоомным компаундом.

Обработка результатов и их представление. Отчет по лабораторной работе должен быть набран при помощи ПК, распечатан на листе формата А4 и содержать следующие разделы: цель работы; описание аппаратуры и материалов; результаты работы.

10. Определение смазывающей способности бурового раствора

Цель работы. Определение коэффициента трения стали по стали в среде бурового раствора при заданном усилии прижатия.

Смазывающая способность бурового раствора определяет затраты мощности буровой установки на вращение колонны бурильных труб в скважине, а также влияет на

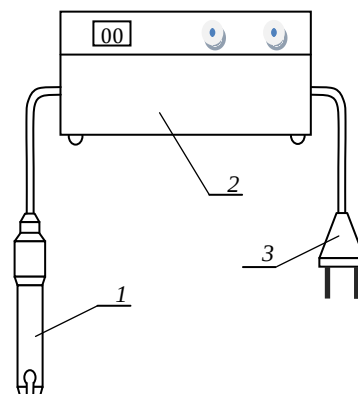


Рис.30. Прибор ПНП: 1 – измерительная ячейка; 2 –

износ буровых труб. Способы определения смазывающей способности буровых растворов заключаются в измерении коэффициента трения между трущимися поверхностями, помещёнными в буровой раствор.

Оборудование. Лабораторная глиномешалка, весы, образцы глины различного качества, техническая вода, установка УСП-1М (тестер Fann модели 212).

Установка УСП-1М или тестер Fann модели 212 (рис. 31) предназначены для определения смазывающей способности буровых растворов посредством измерения коэффициента трения между трущимися поверхностями, помещёнными в буровой раствор.

Принцип работы установки основан на измерении коэффициента трения между вращающимся кольцом и неподвижной вставкой, которые помещены в буровой раствор. При этом кольцо и вставка сдавливаются между собой с нормированным усилием.

Определение коэффициента трения производится измерением момента на валу двигателя с помощью датчика момента.

Диапазон измерения коэффициента 0-0,5 о.е.. Скорость вращения рабочего вала 60 ± 5 об/мин.

Порядок выполнения работы. Включить установку тумблером "ВКЛ", при этом прижимной механизм автоматически калибрует своё положение.

В состоянии ожидания используются следующие кнопки: - «ПУСК» - переход в режим измерения $K_{тр}$; - «МЕНЮ» - переход к калибровке, получение информации о типе прибора, его производителе и версии программного обеспечения, а также из меню можно произвести технологическую притирку кольца и прижима измерительного механизма;

- « • » - запуск основного двигателя для чистки измерительного узла, остановка производится после нажатия кнопки «СТОП».

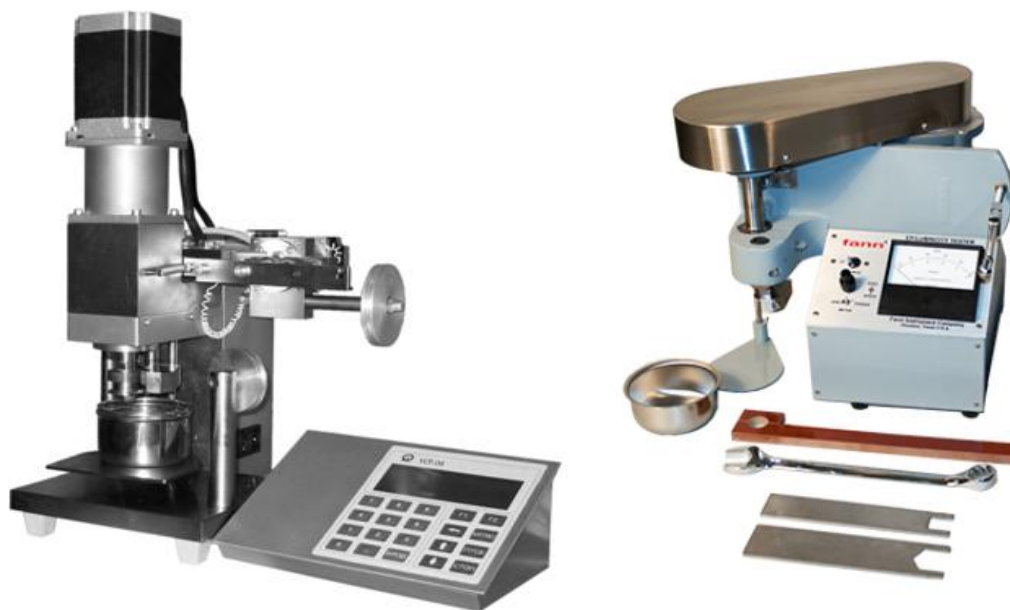


Рис. 31 – Приборы для определения смазывающей способности бурового раствора
а - УСП-1М; б - тестер Fann модели 212

В любом режиме, кнопка <СТОП> позволяет завершить выполняемые операции и вернуться к состоянию, предшествующему отменяемой операции

В чашку для испытания раствора налейте раствор, предназначенный для испытания, и поднимите её до полного погружения неподвижной вставки и кольца. Поверните подвижный столик под чашку с испытуемым раствором и отцентрируйте её относительно измерительного механизма таким образом, чтобы вращающееся кольцо и крыльчатка не тёрлись об чашку.

Для перехода в режим испытания $K_{тр}$, нажать кнопку «ПУСК». Нажать кнопку «ВВОД», после чего начнётся процесс измерения, и последовательно на индикаторе будут отображаться выполняемые программой действия установки.

Обработка результатов и их представление. Отчет по лабораторной работе должен быть набран при помощи ПК, распечатан на листе формата А4 и содержать следующие разделы: цель работы; описание аппаратуры и материалов; результаты работы.

11. Определение pH бурового раствора

Цель работы. Определить показатель pH бурового раствора.

Определение pH бурового раствора возможно двумя различными методами: при помощи индикаторной бумаги и pH-метра.

Оборудование. Индикаторная бумага, pH-метр.

Индикаторная бумага для измерения pH обработана таким образом, что в зависимости от концентрации ионов водорода в растворе меняет окраску. При высоких концентрациях хлорида индикаторная бумага теряет свою эффективность.

pH-метр - это электрометрический прибор, в котором концентрация ионов водорода измеряется устройством, состоящим из стеклянного электрода, электронного усилителя и шкалы, прокалиброванной в единицах pH. Ошибки в измерении, вызываемые высокой концентрацией ионов натрия, можно предотвратить использованием специального электрода или применением специальных поправочных коэффициентов.

Порядок выполнения работы.

Индикаторная бумага.

1. Поместите полоску индикаторной бумаги на поверхность бурового раствора и подождите, пока не намокнет нижняя её часть, и цвет стабилизируется (обычно на это требуется около 1 минуты).

2. Сравните цвет верхней стороны полоски (который не контактировал с буровым раствором) с цветовым стандартом, поставляемым с набором индикаторной бумаги, и определите pH бурового раствора.

3. Запишите значение pH с точностью до 0,2-0,5 единицы (в зависимости от диапазона используемой бумаги).

4. Если полученный цвет невозможно сравнить с эталонным, повторите исследование, используя полоску индикаторной бумаги из диапазона, ближайшего к измеряемой pH. Индикаторная бумага выпускается в нескольких диапазонах pH. Хотя результат при использовании индикаторной бумаги не отличается большой точностью, для обычной работы в условиях буровой его вполне достаточно. Если содержание хлорида превышает 10000 промилле, использование индикаторной бумаги не рекомендуется.

pH - метр (рис. 32).



Рис. 32 – Приборы для определения смазывающей способности бурового раствора

Лабораторный рН-метр Basic 20+

1. Согласно инструкции, прилагаемой к прибору, включите усилитель и произведите стандартизацию прибора соответствующим буферным раствором.

2. Тщательно промойте электрод дистиллированной водой. Осторожно оботрите его и вставьте в буровой раствор.

Предупреждение: Не допускайте касания электродом стенок контейнера!

3. Осторожно взболтайте раствор с опущенным в него электродом.

4. Измерьте рН в соответствии с инструкцией. После стабилизации показаний (требуется от 30 секунд до нескольких минут), запишите рН.

5. Укажите значение рН с точностью до 0,1.

6. Тщательно промойте электрод и храните его в дистиллированной воде.

Обработка результатов и их представление. Отчет по лабораторной работе должен быть набран при помощи ПК, распечатан на листе формата А4 и содержать следующие разделы: цель работы; описание аппаратуры и материалов; результаты работы.

12. Химический анализ буровых растворов

Цель работы. Определить наличие загрязняющих примесей в буровом растворе и его фильтрате.

Для облегчения контроля параметров бурового раствора воду затворения и фильтрат раствора исследуют химическим путем.

Для проведения химического анализа обычно требуется следующее лабораторное оборудование: пипетки, склянки для химреактивов, капельницы, чашки, мерные цилиндры, палочки для перемешивания и посуда для мытья.

Щелочность и содержание извести

Порядок выполнения работы. Измерения щелочности фильтрата (обозначается "Pf" - по фенолфталеину "Mf" - по метилоранжу):

1. Влейте в чашку 1мл фильтрата.

2. Добавьте 2-3 капли индикаторного раствора фенолфталеина (если фильтрат не окрасится, то $Pf = 0$, если фильтрат станет красным, то продолжаем исследование).

3. Добавляйте при непрерывном помешивании 0,02N (N/50) серной кислоты до тех пор, пока фильтрат не обесцветится. Число использованных миллилитров 0,02N (N/50) серной кислоты называется "Р" щелочностью фильтрата (Pf).

4. К пробе, которая титровалась до конечной точки "Р", добавьте 2-3 капли индикаторного раствора метилоранжа. При помешивании добавляйте по капле стандартную серную кислоту до изменения цвета с желтого на розовый. Общий объем кислоты (в миллилитрах), использованной до момента достижения конечной точки по метилоранжу (включая и объем на титрование до конечной точки "Р"), запишите как "Mf".

5. Укажите щелочность фильтрата по метилоранжу "Mf" в виде общего количества 0,02N кислоты на миллилитр фильтрата, использованного на титрование до конечной точки по метилоранжу.

Примечание: Щелочность "Mf" можно также проверить индикатором бромкрезоловым зеленым. При использовании этого индикатора проще определить конечную точку. Вначале выполняют этапы 1-3, описанные выше, а затем следующие.

6. К пробе, у которой достигнута конечная точка "Р", добавляют 3-4 капли индикатора бромкрезолового зеленого. По капле добавляют 0,02N серную кислоту до изменения окраски с синей до цвета зеленого яблока.

7. Щелочность "М" (Mf) - это объем кислоты, необходимый для достижения конечной точки по бромкрезоловому зеленому ($pH = 4-4,5$). В этот объем входит и объем кислоты, использованной на титрование до конечной точки Pf. Если образец окрашен и не позволяет визуально определить изменение цвета, конечные точки "Р" и "М" следует

определять тогда, когда показания на стеклянном электроде рН-метра (см. лабораторную работу № 11) - 8,3 и 4,3 соответственно.

Оценка содержания гидроксида, карбоната, бикарбоната

Порядок выполнения работы. Пусть:

P = мл 0,02N серной кислоты, требуемой для достижения конечной точки по фенолфталеину.

M = общее количество мл 0,02N серной кислоты, израсходованной на титрование до конечной точки по метилоранжу.

Тогда, если:

$P = 0$, щелочность является следствием присутствия только бикарбоната.

$P = M$, щелочность является следствием присутствия только гидроксида.

$2P = M$, щелочность является следствием присутствия только карбоната.

$2P > M$, щелочность является следствием присутствия смеси карбоната и гидроксида.

$2P < M$, щелочность является следствием присутствия смеси карбоната и бикарбоната.

Предлагаемое применение. Обычные буровые растворы

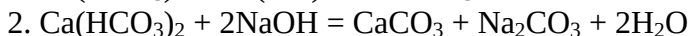
Буровые растворы на пресной воде, обработанные каустической содой или разжижителями, содержащими каустическую соду, часто имеют нежелательно высокие СНС и вязкость, а также неустойчивую водоотдачу, неадекватную нормальными добавками гидрогеля. Такие состояния очень часто можно объяснить родом щелочности, имеющейся в буровом растворе. Различные формы щелочности можно соотносить с характеристиками бурового раствора следующим образом:

- только ОН щелочность - раствор стабилен и в хорошем состоянии;
- щелочность ОН и CO_3 - раствор стабилен и в хорошем состоянии;
- только щелочность CO_3 - раствор нестабилен и его трудно контролировать;
- щелочность CO_3 и HCO_3 - раствор не стабилен и его трудно контролировать;
- только HCO_3 щелочность - раствор не стабилен и его трудно контролировать.

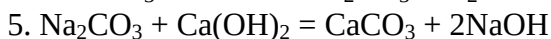
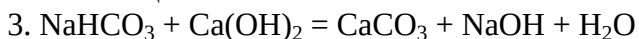
Исходя из изложенного, всегда желательно регулировать программу обработки таким образом, чтобы восстанавливать бикарбонатную щелочность до карбонатной, а карбонатную удалять или преобразовывать в гидроксидную.

Изменение типа щелочности возможно, поскольку бикарбонат не может существовать в присутствии гидроксида, так как восстанавливается до карбоната. Карбонат можно удалить добавлением кальция, образующего нерастворимый карбонат кальция. Для восстановления бикарбонатной щелочности до карбонатной обычно используют два распространенных материала: гашеную известь и каустическую соду. Выбор того или иного материала зависит от имеющегося в буровом растворе кальция и основывается на следующих реакциях, если в каждом случае имеются указанные исходные материалы.

Если есть кальций:



Если кальция нет:



Обработку № 1 следует применять тогда, когда грамм-эквиваленты на литр имеющегося в буровом растворе кальция равны или меньше грамм-эквивалентов на литр бикарбоната, или когда не ожидается дальнейшего загрязнения кальцием в иных формах, кроме бикарбоната кальция $[\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2]$. Эта обработка вызывает восстановление бикарбонатной щелочности до карбонатной, которая выпадает в осадок в виде карбоната кальция (CaCO_3).

Обработку № 2 следует применять в тех случаях, когда содержание кальция в буровом растворе в грамм-эквивалентах на литр выше, чем бикарбонатная щелочность в грамм-эквивалентах на литр. В результате образования кальцинированной соды (Na_2CO_3) на каждый грамм-эквивалент на литр имеющегося бикарбоната удаляется 2 грамм-эквивалента на литр кальция. Раствор, в котором содержится 20 грамм-эквивалентов на литр бикарбоната, будет свободен от кальция, если обработкой каустической содой восстановить бикарбонат до карбоната.

Обработка № 3 используется в том случае, когда кальция в буровом растворе нет, и является средством преобразования бикарбоната натрия, который широко не применяется и обычно является загрязняющей примесью, в полезную форму каустической соды. Если система бурового раствора обрабатывается смесью каустической соды с квебрахо и значительно увеличивается загрязнение его бикарбонатом натрия, то желательно уменьшить или даже прекратить добавление каустической соды и заменить ее известью $[\text{Ca}(\text{OH})_2]$.

Обработка № 4 восстанавливает бикарбонат натрия до каустической соды и используется только в тех случаях, когда есть необходимость в предварительной обработке кальцинированной содой, в поддержании концентрации кальцинированной соды на уровне, необходимом при проходке гипса или ангидрита, в добавлении в воду затворения, в регенерации каустической соды из бикарбоната натрия или карбоната натрия, что объясняется ниже в описании обработки 5.

Обработка № 5 также восстанавливает карбонат натрия до каустической соды и используется для поддержания гидроксидной щелочности, не увеличивая при этом количества образующейся карбонатной щелочности. Эту обработку можно проводить вместе с обработкой № 4, чтобы получить минимальную карбонатную щелочность и поддержать требуемую гидроксидную.

Определение содержания извести

Порядок выполнения работы. 1. Отмерьте 1 мл бурового раствора в чашку и доведите объем до приблизительно 50 мл дистиллированной водой. Для этого лучше всего использовать шприц.

2. Добавьте 2 - 3 капли индикаторного раствора фенолфталеина.

3. При непрерывном помешивании начните добавлять из пипетки 0,02N (N/50) серной кислоты до тех пор, пока окраска на цвет бурового раствора. Число миллилитров 0,02 N кислоты называется Р щелочностью бурового раствора (Рm).

4. По вышеизложенной методике определите Рf.

5. Рассчитайте содержание извести следующим образом:

$$0,26 \times (\text{Р}_m - \text{F}_w \text{Рf}) = \text{эквиваленту гидроксида кальция}$$

где эквивалент гидроксида кальция изменяется в фунтах/баррель; F_w = объемный коэффициент воды в буровом растворе (по результатам определения содержания жидкой и твердой фаз).

$$\text{F}_w = \frac{\text{Объемный процент воды}}{100}$$

Если плотность раствора составляет $1,44 \text{ г/см}^3$ или меньше, то приблизительное содержание извести в кг/м^3 можно рассчитать по формуле:

$$\text{Известь } [\text{кг/м}^3] = (\text{Р}_m - \text{Рf}) \times 0,714$$

Концентрация хлорида

Порядок выполнения работы.

1. Влейте в чашку точно 1мл или кратно больше пробы фильтрата раствора и добавкой дистиллированной воды доведите объем до 50 мл.

2. Добавьте несколько капель фенолфталеинового индикатора. При появлении розовой окраски, добавьте серной кислоты до полного исчезновения окраски.

3. Добавьте 4 - 5 капель индикаторного раствора хромата калия для того, чтобы раствор стал ярко-желтым.

4. При непрерывном помешивании добавляйте по капле стандартный раствор нитрата серебра. Конечная точка титрования будет достигнута тогда, когда цвет пробы раствора изменится с желтого на оранжевый или кирпично-красный.

Расчеты:

При использовании 0,0282 N AgNO₃:

$$\text{Содержание Cl} \left[\frac{\text{мг}}{\text{л}} \right] = \frac{\text{нитрат серебра [мл]}}{\text{проба [мл]}} \times 1000$$

При использовании 0,280 N AgNO₃:

$$\text{Содержание Cl} \left[\frac{\text{мг}}{\text{л}} \right] = \frac{\text{нитрат серебра [мл]}}{\text{проба [мл]}} \times 10000$$

$$\text{Cl} \left[\frac{\text{мг}}{\text{л}} \right] \times 1,65 = \text{NaCl [мг/л]}$$

Общая жесткость

Порядок выполнения работы. 1. Влейте в чашку или мензурку точно 1 мл иликратно больше пробы фильтрата раствора и добавкой дистиллированной воды доведите объем приблизительно до 50 мл.

2. Добавьте 4 капли буферного раствора и 2 капли раствора Манвер. При наличии кальция или магния раствор станет красным. Вместо раствора Манвера можно добавить несколько крупинок индикатора Эрихром черный Т.

3. При непрерывном помешивании добавляйте титравер (1мл = 1г CaCO₃) до изменения окраски с красной на синюю.

Расчеты:

$$\frac{\text{Титравер [мл]} \times 1000}{\text{проба [мл]}} = \text{жесткость в } \frac{\text{мг}}{\text{л}} \text{ в пересчете CaCO}_3$$

$$(\text{Ca}^{++} + \text{Mg}^{++})[\text{мг/л}] = 0,4 \times \text{жесткость в } \frac{\text{мг}}{\text{л}} \text{ в пересчете на Ca}^{++}$$

Жесткость по кальцию

Порядок выполнения работы.

1. Влейте в чашку или мензурку 1 мл пробы фильтрата и разбавьте небольшим количеством дистиллированной воды.

2. Добавьте две капли 8 N гидроксида калия.

3. Добавьте несколько гранул индикатора Calver II и взболтайте смесь так, чтобы она хорошо перемешалась. Вместо Calver II можно добавить несколько крупинок сухого индикатора мурексида.

4. Титруйте титравером до изменения окраски с красной на синюю.

Расчеты:

$$\frac{\text{Титравер [мл]} \times 1000}{\text{проба [мл]}} = \text{CaCO}_3 [\text{мг/л}]$$

$$\frac{\text{Титравер [мл]} \times 400}{\text{проба [мл]}} = \text{Ca}^{++} [\text{мг/л}]$$

Жесткость по магнию

Порядок выполнения работы.

Жесткость по магнию - это разность между значением Ca²⁺ в мг/л, полученным по методу, при котором используется манвер, и значением Ca²⁺, полученным при использовании индикатора Calver II.

Концентрация сульфатов

Порядок выполнения работы.

1. Влейте в цилиндр, мензурку или пробирку 2-4 мл фильтрата.
 2. Добавьте несколько капель раствора хлорида бария.
 3. Если в пробе есть сульфаты или карбонаты, они выпадут в осадок в виде молочно-белой массы.
 4. Добавьте несколько капель концентрированной азотной кислоты.
Если осадок растворяется - это карбонат, если нет - сульфат.
 5. Результат запишите таким образом: следы, признаки, немного, много.
- Обработка результатов и их представление. Отчет по лабораторной работе должен быть набран при помощи ПК, распечатан на листе формата А4 и содержать следующие разделы: цель работы; описание аппаратуры и материалов; результаты работы.

13. Определение содержания карбонатного утяжелителя в буровом растворе

Цель работы. Определить содержание карбонатного утяжелителя в буровом растворе.

Оборудование: Сушильный шкаф, электрическая плитка, цилиндр на 50 - 100 мл, фарфоровая чашка на 100 - 200 мл, весы с разновесами, соляная кислота 15%-ной концентрации, стеклянная воронка, фильтровальная бумага, стеклянный стакан на 100 - 200 мл.

Порядок выполнения работы.

После последних 2-3 замеров фильтрации оставляют 2-3 фильтра с коркой. Затем переносят их в фарфоровую чашку и помещают в разогретый сушильный шкаф. Сушат при температуре 110-120 °С (можно 150 °С) до постоянного веса (время может достигать нескольких часов). При отсутствии сушильного шкафа, сушку необходимо осуществлять осторожно на электрической плитке. Высушенную твердую фазу ссыпают в фарфоровую чашку и измельчают до порошка из чашки. Берут навеску (P_1) в 5г и переносят в чистую фарфоровую чашку или в стеклянный стакан. В сосуд с порошком добавляют 15%-ную соляную кислоту, примерно 40-50 мл на 5 г твердой фазы. Смесь перемешивают 15-20 мин до прекращения реакции (прекращается выход газа из реакционной смеси).

Предварительно взвешенную и высушенную (P_2) фильтровальную бумагу помещают в стеклянную воронку и выливают на нее суспензию в кислоте. После отфильтровывания, стакан, (чашку) промывают дистиллированной водой и переносят остаток вновь на фильтр. После завершения фильтрации фильтр вместе с осадком помещают в сушильный шкаф (или на плитку) и сушат до постоянного веса (P_3).

Расчет содержания карбонатного утяжелителя в твердой фазе бурового раствора производят по следующей формуле:

$$C_{CaCO_3} [\%] = (P_1 + P_2 - P_3) / P_1 \times 100$$

Содержание шлама определяется как:

$$C_{ш} [\%] = 100\% - C_{CaCO_3} [\%]$$

Содержание карбонатного утяжелителя в 1 м^3 определяется по формуле:

$$M_{CaCO_3} = 10 \frac{2,6 (p_p - 1)}{2,6 - 1} \times C_{CaCO_3}$$

где: 10 - коэффициент; p_p - плотность раствора, г/см³; 2,6 - усредненная плотность выбуренной породы и карбонатного утяжелителя, г/см³; 1 - плотность воды, г/см³.

Обработка результатов и их представление. Отчет по лабораторной работе должен быть набран при помощи ПК, распечатан на листе формата А4 и содержать следующие разделы: цель работы; описание аппаратуры и материалов; результаты работы.

Тема 3. Методы и средства замера параметров тампонажных растворов

В связи с большим разнообразием целей и методов применения тампонажных материалов при бурении скважин, различны и требования, предъявляемые к ним.

Последние обусловлены также горно-геологическими условиями строительства скважин, которые непрерывно усложняются по мере увеличения глубин и совершенствования технологии бурения, поэтому главным требованием к тампонажным материалам является возможность регулирования их свойств в достаточно широких пределах. Для качественного проведения изоляционных работ в скважинах необходимо использовать составы тампонажных материалов в зависимости от конкретных условий бурения.

К наиболее важным факторам, определяющим выбор тампонажных материалов, следует отнести температуру в скважине и перепад температур между верхней и нижней отметками глубины расположения тампонажного раствора.

Температура окружающей среды определяет в основном выбор того или иного типа тампонажного материала (портландцемент, глиноземистый цемент, шлаковый цемент и т. д.), а перепад температур — выбор рецептуры тампонажного раствора, обеспечивающей одновременное его схватывание по всей протяженности изолируемого интервала скважины.

Важное значение как для технологии проведения тампонажных работ, так и для процесса твердения камня в стволе скважины имеет давление. Обычно давление жидкостей и газов в недрах приблизительно равно условному гидростатическому, за величину которого принимается давление столба пресной воды, равного по высоте глубине залегания насыщенного жидкостью или газом пласта. Однако встречаются пласты с аномально низким и аномально высоким пластовым давлением (АНПД и АВПД).

Давление, возникающее при проведении тампонажных работ или при эксплуатации скважины, может оказаться выше АВПД и даже превышать горное давление, а также прочность горных пород. На процесс твердения и долговечность тампонажных материалов значительно влияет перепад давления между отдельными пластами, вызывающий движение тампонажного материала вдоль поверхности контакта его с горными породами или обсадными трубами. Фильтрация жидкостей или газов через малопрочный тампонажный материал приводит к его размыву (суффозии), а в прочном тампонажном камне может вызвать коррозионные процессы, способствующие проникновению вглубь его растворенных агрессивных компонентов. Затвердевший тампонажный материал испытывает статические нагрузки от обсадной колонны при колебаниях температуры, а также динамические - при различных работах внутри ствола скважины, особенно сильные при некоторых способах перфорации обсадных колонн. Один из важнейших факторов, определяющих выбор вида и состава тампонажного материала, — химический состав окружающей среды, особенно наличие в ней воды, хорошо растворимых солей, кислых газов. Это главный фактор, влияющий на долговечность тампонажного материала.

В качестве тампонажных материалов в настоящее время наиболее широко применяются минеральные вяжущие вещества — порошкообразные продукты, образующие при так называемом затворении, т. е. при смешивании с водой или водными растворами солей, нерасслаивающиеся суспензии, способные к затвердеванию. Природа твердения таких суспензий сложна и многообразна. В ее основе лежит чаще всего химическая реакция между частицами порошка (твердой фазы суспензии) и жидкостью затворения (жидкой фазой суспензии), приводящая к следующему:

- значительному увеличению объема твердой фазы за счет химической реакции присоединения к ней жидкой фазы;
- повышению дисперсности твердой фазы, сопровождающемуся многократным увеличением поверхности раздела фаз, а следовательно, к росту числа контактов между частицами твердой фазы, причем в местах контакта частицы «срачиваются»;
- образованию тонкокристаллической структуры тампонажного камня.

К минеральным вяжущим веществам относят также жидкие или водорастворимые материалы, способность к затвердению которых проявляется при смешении их с растворами других химических веществ. В смеси растворов таких веществ происходит химическая реакция, в результате которой выпадает тонкодисперсный твердый осадок.

В последние годы в качестве тампонажных все больше применяются органические полимеризующиеся материалы, называемые органическими связующими.

Химические вещества, обеспечивающие затвердевание жидкообразной системы — тампонажного раствора, редко применяются в чистом виде. Их смешивают либо с инертными по отношению к ним веществами-наполнителями (утяжелители, облегчающие добавки, закупоривающие или армирующие наполнители), либо с химически активными добавками, чтобы ускорить или замедлить затвердевание, уменьшить корродирующее воздействие окружающей среды и т. д.

Химические вещества, обеспечивающие затвердевание тампонажных растворов, называются базовыми тампонажными материалами, а вещества, вводимые для регулирования свойств тампонажных растворов или образующегося тампонажного камня, называют добавками. Тампонажные материалы, содержащие добавки, называются модифицированными или смесями. Модифицирующие добавки можно вводить в порошкообразный тампонажный материал, в жидкость затворения или в приготовленный тампонажный раствор.

По области применения тампонажные материалы подразделяются:

- для изоляции затрубного пространства обсадных колонн глубоких скважин;
- для ликвидации поглощений промывочной жидкости и водопроявлений;
- для поддержания устойчивости ствола скважины;
- для установки разделительных мостов, консервации и ликвидации скважин.

По температурным условиям применения тампонажные материалы подразделяются:

- для низких температур ($<15\text{ }^{\circ}\text{C}$);
- для нормальных температур ($15\text{—}40\text{ }^{\circ}\text{C}$);
- для повышенных температур ($40\text{—}90\text{ }^{\circ}\text{C}$);
- для высоких температур ($90\text{—}160\text{ }^{\circ}\text{C}$);
- для сверхвысоких температур ($>160^{\circ}\text{C}$).

По плотностиготавливаемых растворов тампонажные материалы делятся на:

- нормальные— $1650\text{—}1950\text{ кг/м}^3$;
- облегченные— $1400\text{—}1700\text{ кг/м}^3$;
- легкие— $<1400\text{ кг/м}^3$;
- утяжеленные— $1950\text{—}2300\text{ кг/м}^3$;
- тяжелые— $>2300\text{ кг/м}^3$.

По особым свойствам тампонажные материалы классифицируются на:

- быстросхватывающиеся;
- медленносхватывающиеся;
- коррозионностойкие к определенным средам;
- расширяющиеся;
- с закупоривающими свойствами;
- с особо высокой подвижностью;
- с низкой водоотдачей;
- армированные волокнами.

Минеральные вяжущие вещества

Большинство из известных минеральных вяжущих веществ может быть использовано в качестве базовых тампонажных материалов. К важнейшим из них относятся: портландцемент; глиноземистый и гипсоглиноземистый цементы; гипсовые вяжущие вещества; металлургические шлаки; кальцево-силикатные вяжущие вещества гидротермального твердения; магнезиальные вяжущие вещества; вяжущие вещества на основе водорастворимых силикатов; органо-минеральные связующие на основе полимеров и др.

Согласно ГОСТ 25597—83 «Цементы тампонажные. Классификация» тампонажные цементы подразделяются по следующим основным признакам:

а) по вещественному составу тампонажные цементы делятся на:

- портландцемент (без добавок);
- портландцементы с минеральными добавками не более 20%;
- портландцементы с минеральными добавками от 20 до 80 %;
- глиноземистые цементы;
- бесклнкерные цементы.

б) по температуре применения тампонажные цементы делятся:

- для низких температур ($<15^{\circ}\text{C}$);
- для нормальных температур ($15\text{—}50^{\circ}\text{C}$);
- для умеренных температур ($50\text{—}100^{\circ}\text{C}$);
- для повышенных температур ($100\text{—}150^{\circ}\text{C}$);
- для высоких температур ($150\text{—}250^{\circ}\text{C}$);
- для сверхвысоких температур ($>250^{\circ}\text{C}$).
- для циклически меняющихся температур.

в) по стойкости к агрессивному воздействию тампонажные цементы делятся на:

- стойкие к сульфатным средам;
- стойкие к кислым (углекислая, сероводородная) средам;
- стойкие к магниальным средам;
- стойкие к полиминеральным средам.

г) по величине собственных объемных деформаций при твердении:

- без особых требований;
- безусадочные- величина линейной деформации после 3 сут твердения до 0,1 %;
- расширяющиеся — величина линейной деформации после 3 сут твердения более

0,1 %.

Портландцемент представляет собой порошок определенного минералогического состава, получаемый путем тонкого измельчения клинкера смеси обожженных до спекания известняка, глины и других горных пород, способный при затворении водой образовывать вяжущую массу, затвердевающую в водной и воздушной среде.

Промышленностью выпускаются следующие разновидности портландцемента, используемые в бурении:

- портландцемент общестроительного назначения марок 400, 500, 550 и 600;
- высокопрочный портландцемент марок 600, 700 и 800, характеризующийся повышенным содержанием алита, более тонким измельчением и небольшим (до 5%) содержанием активных минеральных добавок;
- быстротвердеющий портландцемент, характеризующийся быстрым нарастанием прочности в начальные сроки твердения (до 7 сут); выпускаются цементы марок 400 и 500, и быстротвердеющий цемент марки 700;
- сульфатостойкий портландцемент, отличающийся строго нормированным составом клинкера (ограничивается содержанием алита и трехкальцевого алюмината); он обладает повышенной коррозионной стойкостью и сульфатостойкостью;
- дорожный портландцемент с высоким содержанием алита и ограниченным расчетным содержанием трехкальцевого алюмината (до 10%); из добавок он содержит обычно доменный шлак;
- пластифицированный портландцемент, содержащий пластифицирующую добавку, в качестве которой используют поверхностно-активные вещества (понижители вязкости) в количестве 0,1-0,4%; эти цементы образуют весьма подвижные суспензии, обладающие замедленным твердением;
- гидрофобный портландцемент с добавками, уменьшающими гидратацию цементных зерен в процессе длительного хранения; в качестве гидрофобизирующих добавок используются олеиновая кислота, асидол, мылонафт в количестве 0,1-0,3%;
- песчанистый портландцемент, получаемый путем совместного помола кварцевого песка (25-40%) с портландцементным клинкером и гипсом и характеризующийся

термостойкостью в гидротермальных условиях, однако обладающий плохой седиментационной устойчивостью и замедленным твердением;

- шлакопортландцемент, содержащий, кроме клинкера и гипса, доменный гранулированный шлак в количестве 30-60% и отличающийся повышенной коррозионной стойкостью к солям и сульфатам, замедленным схватыванием и твердением при незначительных температурах; при высоких температурах интенсивность структурообразования значительно возрастает;

- пуццолановый портландцемент с добавками осадочного (20-30%) или вулканического (25-40%) происхождения (опоки, трепелы, диатомиты, глиежи, т.е. глины естественные жженные, пемзы, вулканические шлаки, вулканические пеплы, туфы, порфиroidы); он обладает пониженной интенсивностью твердения при низких температурах и ускоренным твердением при высоких.

Глиноземистый цемент - быстротвердеющее вяжущее вещество, получаемое при тонком помоле продуктов совместного спекания или плавления боксита и извести. Примерное содержание основных компонентов: глинозема - 40%; окиси кальция - 40%; окиси кремния - 10%; оксида (или закиси) железа - 10%. Камень из глиноземистого цемента обладает большой прочностью и водопроницаемостью по сравнению с портландцементом. Применение глиноземистого цемента для тампонирования скважин ограничено из-за отрицательного воздействия на него высокой температуры, в связи с чем рационально его использовать при температурах до 20-25°C. Этот цемент является единственным из вяжущих тампонажных материалов устойчивым против сероводородной агрессии.

Гипсоглиноземистый цемент представляет собой продукт совместного помола высокоглиноземистого шлака и двухводного гипса, взятых в соотношении 3:1. Ориентировочные параметры тампонажного раствора (при затворении этого вида цемента на водопроводной воде) при 22°C

Водоцементное отношение	0,5
Растекаемость по конусу АзНИИ, см	22
Начало схватывания, ч-мин	1-00
Конец схватывания, ч-мин	1-30
Прочность камня на сжатие, МПа, через 48 ч ...	18

При креплении нефтяных и газовых скважин чаще применяют смесь тампонажного портландцемента и гипсоглиноземистого в соотношениях (75-85%):(25-15%). В таких случаях при водоцементном отношении 0,45 и температуре 22°C начало схватывания задерживается до 2,5-4ч, прочностные показатели аналогичны тампонажным цементам, а расширение образцов достигает 2%. С повышением температуры до 40°C сроки схватывания сокращаются. Камень из этих цементов отличается повышенной коррозионной устойчивостью. Гипсоглиноземистый цемент выпускается в промышленном масштабе Пашийским цементным заводом.

Цементный камень из него устойчив при температуре до 60°C к сульфатной агрессии, но неустойчив к воздействию сероводорода и солей магния.

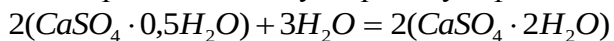
Гипсовые вяжущие вещества получают путем термической обработки гипсового камня. Природный сульфат кальция –гипс, содержит две молекулы воды на одну молекулу сульфата $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ При нагревании он разлагается, теряя воду и образуя полугидрат $\text{CaSO}_4 \cdot 0,5\text{H}_2\text{O}$:



Различают строительный, формовочный, высокопрочный и высокообжиговый гипс (эстрих-гипс). Плотность гипса 2,6-2,75 г/см³.

Если термическая обработка гипса проводится в печах или открытых котлах при температуре 110-170°C, то получается мелкокристаллический продукт, называемый α -полугидратом. Промышленный продукт, содержащий эту модификацию полугидрата сульфата кальция, называют строительным гипсом. Если же термическая обработка проводится в автоклаве при 115-200°C, то образуется продукт в виде более крупных

кристаллов - β -полугидрат. Для получения в смеси с водой пластичного теста или достаточно подвижной суспензии требуется меньше воды, поэтому затвердевший камень оказывается менее пористым и более прочным. Этот продукт называют высокопрочным гипсом. Строительный и высокопрочный гипс - быстросхватывающиеся и быстротвердеющие вяжущие вещества. Гипсовая суспензия схватывается обычно за 15 мин, а конечную прочность она приобретает за несколько часов, при этом после высыхания строительный гипс дает прочность до 5 МПа, высокопрочный - до 20 МПа. Гипсовая суспензия затвердевает в результате присоединения воды к полугидрату с вторичным образованием двугидрата сульфата кальция:



Искусственный камень образуется переплетением микроскопических кристаллов двухводного гипса, имеющих форму игл. Вследствие сравнительно высокой растворимости сульфата кальция затвердевшие гипсовые вяжущие вещества размягчаются в воде и поэтому относятся к воздушным вяжущим веществам. Несмотря на этот недостаток, они применяются при цементировании скважин с добавлением веществ, замедляющих схватывание и повышающих водостойкость. Важное преимущество гипса как тампонажного материала - небольшое увеличение объема при затвердевании. Двухводный и полуводный гипс применяется также, в качестве составных частей в других тампонажных цементах.

Скорость схватывания гипсовых вяжущих материалов возрастает при повышении температуры до 50°C. При температуре более 80°C гипсовый раствор не схватывается. Важнейшей особенностью гипсовых вяжущих является быстрое "старение" материала при длительном хранении на складах, а также интенсивное снижение прочности при твердении в водных условиях, особенно в минерализованных водах.

Лабораторная работа 2.

Методы и средства замера параметров тампонажных растворов

Тампонажные растворы характеризуются многими параметрами, однако для практики наибольший интерес представляют свойства, измерение которых оперативно и несложно. Существующие в настоящее время приборы и методы определения свойств тампонажных растворов несовершенны, и часто простота измерения идет в ущерб соответствию полученных оценок реальной действительности.

Основные параметры тампонажных растворов: плотность, подвижность, консистенция, водоудерживающая способность, сроки схватывания, прочность структуры, седиментационная устойчивость, водотвердое отношение, а также адгезия к горным породам и трубам.

Основными задачами работы являются лабораторные качества тампонажных растворов в соответствии с требованиями, установленными стандартами ГОСТ 34532-2019 «Цементы тампонажные. Методы испытаний» (Дата начала действия: 01 июня 2020, взамен ГОСТ 26798.1-96 «Цементы тампонажные. Методы испытаний»), ГОСТ 26798.2-96 «Цементы тампонажные типов I-G и I-H. Методы испытаний» и с методиками исследований в соответствии с технической документацией приборов и оборудования:

1. Определение подвижности тампонажного раствора

Цель работы. Определить растекаемость тампонажной смеси.

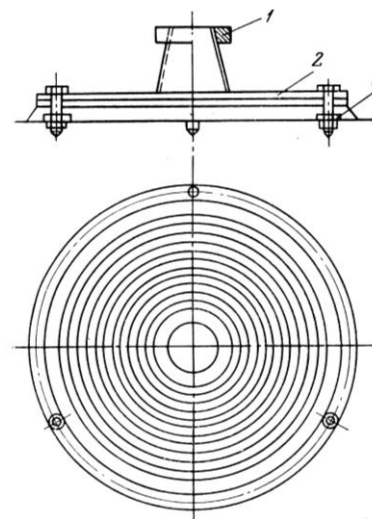


Рис.33. Прибор АзНИИ

Подвижность раствора – способность легко прокачиваться по трубам в течение необходимого для проведения процесса цементирования времени, характеризует возможность его прокачивания насосом, определяет величину гидравлических сопротивлений при тампонировании и особенности поведения раствора при заполнении каналов. На практике подвижность оценивают по растекаемости тампонажного раствора, которая определяется на конусе АзНИИ. От подвижности раствора в первую очередь зависит всасывающая способность насоса. Считается, что удовлетворительное всасывание обеспечивается при растекаемости не менее 17-18 см. Для глубоких скважин с малыми зазорами растекаемость тампонажных растворов рекомендуется повышать до 22 см. Подвижность тампонажных материалов определяется природой вяжущего, тонкостью помола, водоцементным отношением, количеством, степенью загрязненности и удельной поверхностью наполнителя, добавок, а также условиями, в которых раствор пребывает в течение процесса цементирования, временем и способом перемешивания раствора. Требуемая подвижность раствора обусловлена техникой и технологией проведения тампонажных работ и может быть изменена в желаемую сторону. Это особенно актуально для растворов на основе минеральных вяжущих материалов. Поэтому растекаемость как критерий подвижности – весьма условный параметр.

Приборы и материалы. Емкость для замеса, гипс, цемент, песок, техническая вода, конус АзНИИ (конус растекаемости КР-1).

Прибор АзНИИ (конус растекаемости КР-1). Состоит из усеченного конуса-кольца 1 массой 300 г (рис.33), имеющего внутренние диаметры верхнего основания 36 и нижнего 64 мм, высоту 60 мм, объем 120 см³. Конус устанавливается на съемное стекло 2, которое, в свою очередь, помещают на круглую плиту, рассеченную концентрическими окружностями. С помощью регулировочных винтов 3, служащих одновременно и опорами прибора, плита со стеклом предварительно по уровню устанавливается в горизонтальное положение. Конус ставится в центре круга.

Порядок выполнения работы. Для измерения растекаемости готовят 250 см³ раствора заданного состава и после перемешивания в течение 3 мин заливают его в конус вровень с верхним кольцом. Затем конус плавно поднимают вверх, и раствор растекается по стеклянному кругу основания. Во взаимно перпендикулярных направлениях определяют наибольший и наименьший диаметры круга расплыва и по ним вычисляют средний диаметр в сантиметрах.

2. Определение консистенции тампонажных растворов

Цель работы. Определить консистенцию тампонажной смеси.

Консистенция тампонажных растворов, применяемых при цементировании нефтяных и газовых скважин, характеризует время их загустевания. Эту характеристику используют для оценки текучести тампонажных композиций, загущающихся (за счет структурообразования) через некоторое время после замешивания.

Время, в течение которого условная вязкость образца тампонажного раствора достигает - 30 условных единиц консистенции (1 е.к. = 1 Ве, Ве - единица консистенции Вердена) от начала его перемешивания, называют временем загустевания.

Консистометр ZM1002 (рис.34) предназначен для определения времени загустевания (консистенции) тампонажных растворов, применяемых при цементировании нефтяных и газовых скважин с динамической температурой на забое до 95° С.



Рис.34. Консистометр ZM1002

Консистометр работает в автономном режиме под управлением микропроцессорной системы. В диалоговом режиме оператор устанавливает параметры, необходимые для испытания тампонажных растворов. Результаты испытаний могут быть переданы через интерфейс RS 232 на персональный компьютер для печати, сохранения в архиве или обработки программами пользователя.

Диапазон определения консистенции - от 0 до 100 единиц консистенции.

Частота вращения рамки измерительной в цементном растворе - (150 ± 1) об/мин. Программно можно задать частоту вращения от 10 до 150 об/мин.

Принцип действия консистометра основан на определении крутящего момента, создаваемого на лопастном устройстве (рамке) тампонажным раствором при его загустевании, при вращающейся с заданной скоростью рамкой.

Крутящий момент на лопастном устройстве воспринимается датчиком момента, который преобразует момент в ШИМ-сигнал. По величине ШИМ-сигнала производится измерение крутящего момента в единицах консистенции.

За единицу консистенции (е.к.) принимается консистенция раствора, создающего момент 20 г·см. Измеренное значение момента (е.к.) отображается на индикаторе.

Нагрев пробы тампонажного раствора в стакане производится инфракрасными излучателями с заданной скоростью нагрева до достижения заданной оператором температуры. Выход на температурный режим разогрева с заданной скоростью осуществляется с задержкой около 5 минут. Это связано с теплоёмкостью стакана с пробой раствора. В дальнейшем температура автоматически поддерживается до завершения испытания. Прибор завершает испытание при достижении заданного оператором значения консистенции раствора. При этом выключаются нагрев и вращение стакана с пробой, а также подается звуковой сигнал.

Задание значений: температуры, скорости нагрева и консистенции производится оператором перед проведением испытания.

Введенные оператором параметры испытания (скорость нагрева, температура и консистенция) запоминаются во внутренней энергонезависимой памяти.

Консистометр позволяет записывать в эту же память текущие значения температуры и консистенции в ходе испытания через, заданные оператором, промежутки времени - от 0,1 до 9,9 мин.

Порядок выполнения работы. Заполнить стакан пробой тампонажного раствора до кольцевой риски во внутренней части стакана - примерно 18 мм. от верхней кромки.

На хвостовик измерительной рамки надеть диск из стеклотекстолита и вставить ее в верхнюю часть измерительного блока - поворачивая измерительную рамку вокруг оси; зафиксировать её.

Стакан с пробой вставить в нижнюю часть измерительного блока и повернуть его вокруг оси до фиксации.

Верхнюю часть измерительного блока, с установленной в нём измерительной рамкой, осторожно соединить с крышкой стакана с пробой, опустив измерительную рамку в стакан.

После включения электропитания консистометр переходит в режим готовности, при этом на индикаторе высвечиваются параметры.

В этом режиме можно поменять любой из параметров отображаемый в четырёх строках индикатора. Для этого кнопками «↑» или «↓» подвести курсор к изменяемому параметру и нажать кнопку «ВВОД». При этом консистометр переходит в режим изменения параметра и справа от изменяемого параметра появляется мигающий курсор. Нажимая кнопку «←», удалить предыдущее значение и ввести новое. Если введённое значение не корректно, то на экране отобразятся допустимые значения.

Если значения, установленные в предыдущем испытании, приемлемы, то приступите к проведению испытания, нажав кнопку «ПУСК». При этом на индикаторе будут отображаться текущие параметры испытания.

Испытание будет продолжаться до того момента, пока значение консистенции не достигнет установленного оператором, значения (отображается в скобках - с права от текущего значения).

Испытание можно прервать в любой момент времени, нажав кнопку «СТОП». В этом случае отключится нагреватель, и электродвигатель прекратит вращение.

После проведения испытаний необходимо незамедлительно очистить стакан с пробой от испытываемого раствора. Задержка может привести к отверждению цементного раствора и повреждению измерительной рамки при механической очистке стакана.

Для просмотра результатов испытаний необходимо нажать кнопку «МЕНЮ». Перемещая курсор кнопками «↑» или «↓» выбрать режим «Трассировка памяти» и нажать кнопку «ВВОД».

Внутренняя память консистометра организована как кольцевой буфер на 245 шагов записи. При заполнении всего объема буфера, консистометр продолжает испытания, затирая информацию, записанную в начале испытаний. После проведения испытаний информация в памяти всегда доступна во временном окне, укладывающемся в объеме буфера, от некоторого момента времени до завершения испытаний.

Консистометр КЦ-5 (рис.35), представляющий собой своеобразную механическую мешалку, состоит из стакана для цементного раствора 1 приводимого во вращение электродвигателем 3 и рамки с лопастями 2, помещаемой внутрь стакана. При вращении стакана, заполненного цементным раствором, между раствором и лопастями возникают силы трения, приводящие к повороту рамки и закручиванию калиброванной пружины.

Шкала консистометра 9 градуирована либо в единицах консистенции, либо в градусах, соответствующих углу закручивания измерительной пружины. В последнем случае к консистометру прилагают тарировочную кривую с зависимостью между углом закручивания пружины в градусах и единицам консистенции (Па·с).

Начальную консистенцию тампонажного раствора определяет через 20 мин. испытания. Цементный раствор считается достаточно подвижным, если его начальная консистенция не превышает 10-15 у.е.

Порядок выполнения работы. При подготовке консистометра к эксперименту следует провести его холостой пуск. В рабочем положении рамка с лопастями не должна касаться внутренней поверхности вращающегося стакана, что подтверждается нулевым отчетом по шкале при включении двигателя и остановки (условный нуль соответствует 5 у.е.);

Снимают стакан и заливают в него до риски на внутренней поверхности тампонажный раствор (готовят 650 см³);

Стакан фиксируется в рабочем положении с помощью байонетного замка;

Снаружи устанавливают электронагревательное устройство, заполненное необходимым количеством воды;

Время от момента затворения тампонажного материала до момента пуска прибора должно пройти не более 5 мин;

Скорость нагревания контролируют по показателям термометра и регулируют путем изменения напряжения питания электронагревателя. Интенсивность нагрева устанавливают в соответствии с заданием на испытание обычно 0,6-2,5°С в мин.;

После включения электродвигателя и системы нагрева через каждые 5 мин, записывают температуру раствора и показания по шкале прибора;

Процесс измерения заканчивается при достижении консистенции раствора 50 у.е. В расчет принимается время от момента включения привода стакана (при условном нуле равном 5 у.е.) до момента достижения основной вязкости 35° ВУ Точность расчета ±5 мин.

Обработка результатов и их представление. Отчет по лабораторной работе должен быть набран при помощи ПК, распечатан на листе формата А4 и содержать следующие

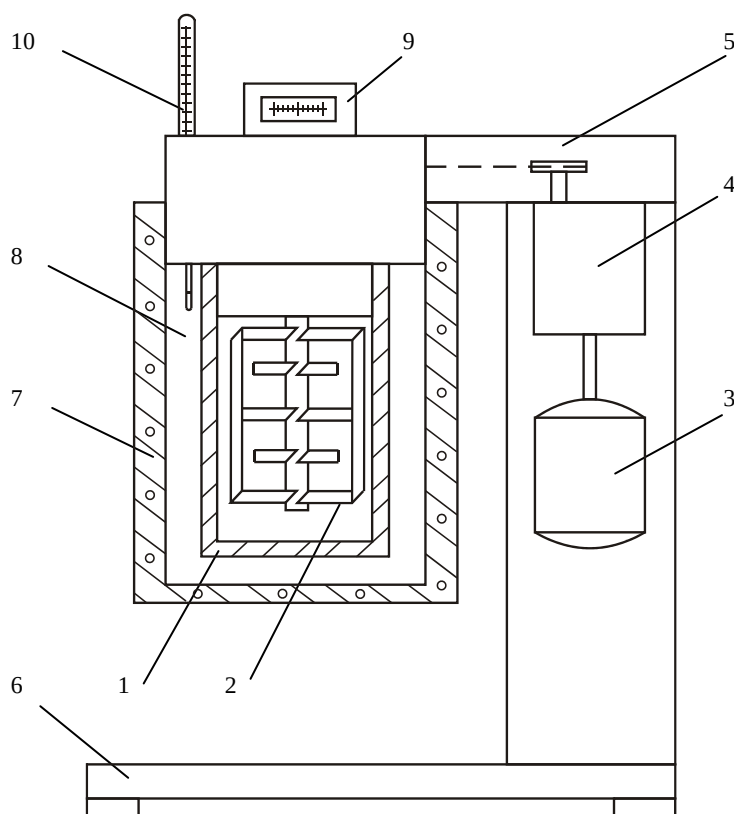


Рис.35. Консистомер КЦ-5: 1 - стакан, 2 - рамка, 3,- электродвигатель, 4 - редуктор, 5 - кронштейн, 6 - станина, 7 - нагреватель, 8- водяная баня, 9 - шкала, 10 - термометр.

разделы: цель работы; описание аппаратуры и материалов; результаты работы.

3. Определение сроков схватывания тампонажных растворов

Цель работы. Определить сроки схватывания смесей различного состава.

Сроки схватывания тампонажных растворов – условные параметры, так как в их основу положены условные критерии. Процесс образования структуры раствора и превращения его в тампонажный камень по физико-химической сути относится к переходу от стадии коагуляции к стадии кристаллизации. На сроки схватывания влияют давление, минерализация пластовых вод и химический состав тампонируемых пород. Однако попытки выполнять измерения с учетом этих факторов при существующих методах определения сроков схватывания не имеют смысла. Такой учет дает лишь качественную картину изменения процесса схватывания.

В то же время для успешного тампонирования скважин нужно четко знать время, которым располагают исполнители для проведения работ. В этом отношении сроки схватывания дают самое общее представление об этом времени. Если начало схватывания наступает, например через 1 ч, это не значит, что исполнитель работ имеет в своем распоряжении этот час. Поэтому, готовя раствор для тампонирования скважины, исполнитель стремится подстраховаться и увеличить время начала схватывания, а это приводит к резкому уменьшению эффективности тампонажных работ.

Приборы и материалы. Емкость для замеса, гипс, цемент, песок, техническая вода, прибор ВИКа.

Прибор ВИКа. Состоит из круглого металлического стержня 4 (рис.36), свободно перемещающегося в вертикальной обойме 5 станины 1. Для закрепления стержня на желаемой высоте служит зажим 2. В нижнюю часть стержня 4 ввинчивается стальная игла 6 диаметром 1,1 мм и длиной 50 мм. На кронштейне станины укреплена шкала 3. В комплект прибора входит кольцо 7 с подставкой 8. Масса подвижной системы прибора 300 г.

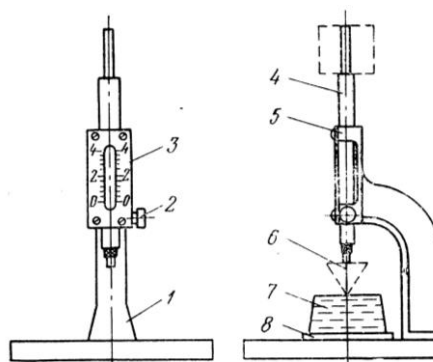


Рис.36. Прибор ВИКа

Порядок выполнения работы. Для определения сроков схватывания готовят 300 см^3 тампонажного раствора, который после трехминутного перемешивания заливается в кольцо с подставкой (перед заливкой раствора кольцо и подставка смазываются солидолом). Перед началом измерения игла должна слегка касаться поверхности раствора. Способ основан на периодическом погружении стержня (иглы) площадью сечения 1 мм^2 под действием нагрузки в 3 Н. По мере загустевания раствора движение иглы в нем замедляется. Время, прошедшее от момента затворения до момента, когда игла не доходит до подставки на 1 мм, называют временем начала схватывания. Время, прошедшее от момента затворения до момента, когда игла погружается в раствор не более чем на 1 мм, называют временем конца схватывания.

Обработка результатов и их представление. Отчет по лабораторной работе должен быть набран при помощи ПК, распечатан на листе формата А4 и содержать следующие разделы: цель работы; описание аппаратуры и материалов; результаты работы.

4. Определение пластической прочности тампонажных растворов

Цель работы. Определить пластическую прочность тампонажной смеси.

Необходимо знать кинетику нарастания прочности структуры раствора во времени. Для этого измеряют пластическую прочность структуры раствора.

Пластическая прочность P_T характеризует прочность структуры раствора при пластично-вязком разрушении, измеряется на приборе ВИКа по методу акад. П.А. Ребиндера, усовершенствованному М.С. Винарским. Вместо иглы прибор снабжается комплектом конусов из стали, алюминия или органического стекла с углами при вершине 30° , 45° , 60° , 90° . Кроме того, необходимо иметь кольцо диаметром 127-146 мм и соответствующего размера подкладную пластину.

Приборы и материалы. Емкость для замеса, гипс, цемент, песок, техническая вода, прибор ВИКа с комплектом конусов и съемным грузом.

Порядок выполнения работы. В кольцо 7 высотой 40 мм (рис.36), установленное на пластине-поддоне 8, заливают тампонажный раствор. Поверхность раствора тщательно выравнивают. Подвижный стержень 4 прибора с укрепленным в нижней части конусом (показан пунктиром) устанавливают таким образом, чтобы конус чуть касался поверхности раствора, и в таком положении фиксируют зажимом 2. Через определенное время выдержки зажим опускают, подвижную систему освобождают и конус погружается в раствор на определенную глубину. Величина погружения фиксируется по шкале 3. Затем конус поднимают, насухо протирают и устанавливают в исходное положение. Кольцо 7 с пробой раствора смещается с пластиной 8 по плите-основанию таким образом, чтобы после очередного погружения конуса центры лунок находились на расстоянии не менее трех диаметров предыдущей лунки. Через заданное время выдержки нажатием кнопки зажима 2 конус вновь освобождается, и замеряется глубина его погружения.

Пластическая прочность P_m (в Па) вычисляется по формуле:

$$P_m = K_\alpha (G/h^2),$$

где K_α - коэффициент, зависящий от угла конуса; G – вес погружаемой системы, Н; h – глубина погружения конуса в тампонажный раствор, м.

Коэффициент K_α определяется из выражения:

$$K_\alpha = \frac{1}{\pi} \cos^2 \frac{\alpha}{2} \operatorname{ctg} \frac{\alpha}{2},$$

где α - угол при вершине конуса.

Так как пластическая прочность нарастает во времени, глубина погружения конуса постепенно уменьшается. Для повышения точности измерений при достижении $h=0,5 \div 0,8$ см конус заменяют более острым. Если использован самый острый конус комплекта, систему дополнительно нагружают, для чего в верхней её части устанавливается съемный груз. Величина груза зависит от конкретных условий опыта. Если груз оказался слишком велик (подвижная система доходит до поддона), можно перейти на конус с большим углом при вершине.

Рекомендуется одновременно исследовать не менее трех образцов раствора и пластическую прочность выбрать как среднее трех измерений. По результатам измерений строят кривую изменения пластической прочности во времени. Общий характер кривой показан на рис.37. Кривая 1 характерна для цементного раствора, кривая 2 – для глинистого раствора с содержанием цемента 10%.

Общий характер кривых отражает физико-химические изменения, происходящие в растворе с течением времени. Сначала прочность нарастает медленно, затем лавинообразно ускоряется, после чего вновь замедляется, асимптотически приближаясь к конечному значению. На каком-то этапе лавинообразного участка упрочнения пластическое разрушение структуры переходит в хрупкое. Но раствор не прокачивается задолго до этого момента.

Знание кинетики нарастания прочности позволяет оценить время, которым мастер располагает при неполадках в процессе прокачки раствора. На этапе медленного набора прочности структуры раствора пластическую прочность можно считать аналогом статического напряжения сдвига. Тогда, если раствор находится в трубах длиной L , сопротивление раствора сдвигу P_Θ определяется по формуле:

$$P_\Theta = 4 \frac{LP_m}{d} - p_{cm},$$

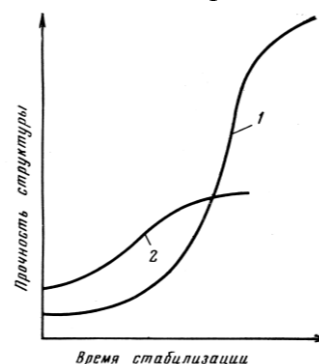


Рис.37. Зависимость пластической прочности тампонажных растворов от времени стабилизации

где p_{cm} - гидростатическое давление раствора в бурильных трубах, Па; d - внутренний диаметр бурильных труб, м.

Отсюда при максимальном давлении, развиваемом насосом $p_{\Theta_{\max}}$ получим критическое значение пластической прочности $P_{т\ кр}$, при котором насос не может продавить раствор в трубах:

$$P_{т\ кр} = \frac{[(p_{\Theta_{\max}} + p_{cm}) d]}{4L}.$$

Зная $P_{т\ кр}$ по кривой нарастания пластической прочности во времени для данного раствора, можно найти время, за которое структура достигла критической прочности. Конечно, и здесь речь идет о приблизительной оценке, так как трудно учесть ряд факторов: время предварительного перемешивания, степень соответствия для данного времени статического напряжения сдвига и пластической прочности, температуры в скважине и др. но полученная оценка является количественной, отражает в динамике физико-химию процесса и может уточняться по мере получения дополнительной информации.

Обработка результатов и их представление. Отчет по лабораторной работе должен быть набран при помощи ПК, распечатан на листе формата А4 и содержать следующие разделы: цель работы; описание аппаратуры и материалов; результаты работы.

5. Определение предела прочности тампонажного камня при изгибе и сжатии образцов

Цель работы. Определить предел прочности тампонажного камня при испытаниях на изгиб и одноосное сжатие.

Прочность тампонажного камня характеризуется временным сопротивлением сжатию, изгибу, реже разрыву. Прочность цементного камня непостоянна. Первое время после твердения она быстро возрастает, затем постепенно стабилизируется, а через некоторое время начинает медленно снижаться.

Прочность при сжатии определяют путем разрушения образцов на гидравлическом прессе. Наиболее распространены образцы в виде куба с ребром 7,07 и 5 см (площади поперечного сечения соответственно 50 и 25 см²), но можно применять и образцы цилиндрической формы, их высота и диаметр должны быть равны.

Прочность при изгибе определяют при разрушении образцов-призм на разрывных машинах. Размеры призм 4×4×16 см.

Приборы и материалы. Емкость для замеса, гипс, цемент, песок, техническая вода, комплект образцов в виде куба, комплект образцов-призм, гидравлический пресс, рычажная разрывная машина МИИ-100.

Порядок выполнения работы.

Определение прочности при сжатии. Для изготовления образцов цементный раствор заливают в разъемные формы соответствующих размеров, выполненные из стали или пластмассы. Из одного замеса цементного раствора изготавливают несколько образцов (не меньше трех), которые выдерживают в одинаковых условиях одно и то же время. Перед заливкой раствора на формы устанавливают надставки высотой 5 мм, обеспечивающие некоторый избыток раствора. Через 1 ч. твердения избыток раствора срезается вровень с краями формы. Формы заполняют последовательно в два приема: вначале до половины, затем вровень с надставкой.

Через 24±2 ч. образцы освобождают от форм и испытывают на гидравлическом прессе. За величину прочности принимают среднее значение трех измерений. Скорость нагружения при испытании на сжатие не должна превышать 2 МПа в 1 с.

Определение прочности при изгибе. Порядок приготовления и испытаний такой же, как и образцов для исследования на сжатие. Предел прочности цементов при изгибе определяют с помощью испытательной машины МИИ-100 или же рычажной разрывной машины.

Испытательная машина МИИ-100

Машина МИИ-100 (рис.38) состоит из двух основных частей станины 1 и коромысла 2.

Испытуемый образец должен быть установлен на опоры подвижного захвата гранями. Затем вращением маховика установочного винта 19 коромысла следует вывести из положения равновесия так, чтобы в момент разрушения образца стрелка 20 коромысла находилась примерно против нулевой цифры на шкале 21.

Усилие, создаваемое грузом 9, перемещающимся по направляющим 10 коромысла, передается посредством рычажной системы на захваты 12. Положение груза на коромысле, определяющее величину приложенной на образец нагрузки, фиксируется счетчиком 13, указывающим величину напряжения изгиба. Перемещение груза осуществляется электродвигателем 6 через редуктор 7 и ходовой винт 8.

В положении тумблера «Вперед» (нижнее положение рукоятки управления 15) электрическая цепь замыкается через размыкающий контакт микропереключателя МП-8, обмотку ротора, центробежный регулятор ЦР и обмотку статора. Груз перемещается по направляющим коромысла, осуществляя нагружение образца.

После разрушения образца коромысло поворачивается на призмах и ударяет хвостовиком 16 о шайбу 4 амортизатора 5, и электродвигатель отключается

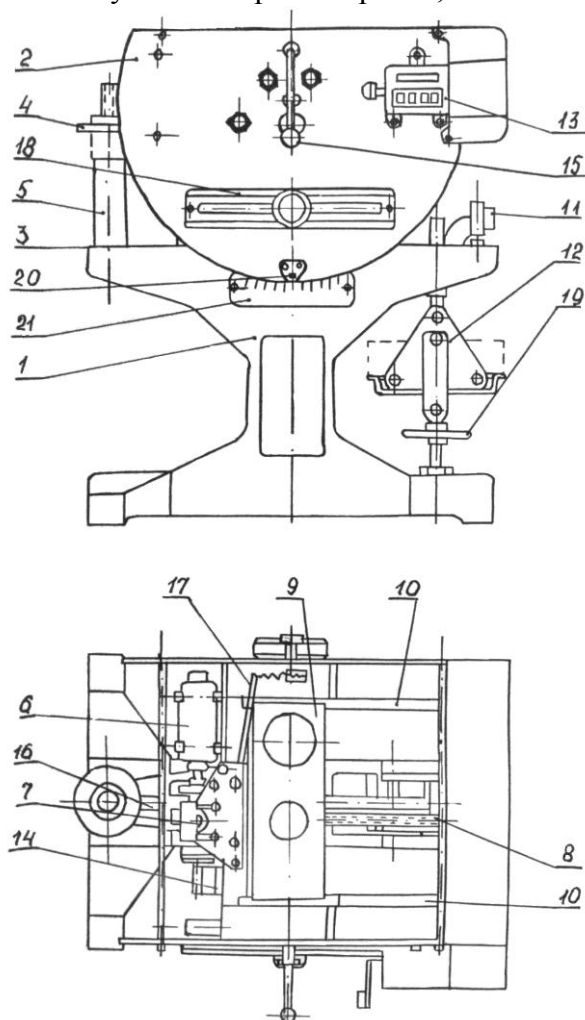


Рис.38. Испытательная машина МИИ-100

микропереключателем МП-6, результат испытания зафиксирован на счетчике.

В положении тумблера «Назад» (верхнее положение рукоятки управления 15) осуществляется ускоренный возврат груза в исходное положение. Цепь замыкается через размыкающий контакт микропереключателя МП-3 и сопротивление, минуя центробежный регулятор. Скорость вращения электродвигателя увеличивается в 2-4 раза. В конце

обратного хода груз нажимает на рычаг 17 и освобождает штифт микропереключателя МП-3, тем самым вновь включая центробежный регулятор.

При изгибе балочки сечением 40х40 мм на пролете 100 мм соотношение между усилием действующим на захватах (показаниями счетчика) и напряжением изгиба соответствует 4,2676.

Постоянная скорость нагружения поддерживается центробежным регулятором 14, регулирующим скорость вращения электродвигателя.

Считается, что конечные прочностные характеристики цементный камень набирает через 28 суток твердения. Однако уже через двое суток прочность цементного камня может достигать 90% и более от максимальной. Поэтому оперативная оценка прочности дается через 2 суток твердения.

Полуавтоматическая машина для испытания на сжатие и на изгиб Controls 65-L11G2/C Pilot 3

Пресс работает в автономном режиме под управлением микропроцессорной системы. В диалоговом режиме оператор устанавливает параметры, необходимые для образцов. Результаты испытаний могут быть переданы на персональный компьютер для печати, сохранения в архиве или обработки программами пользователя.

Прибор разработан для испытания образцов тампонажного камня на прочность при изгибе и сжатии. Цилиндры оснащены электрической системой отключения, которая автоматически останавливает машину при достижении нагрузки, превышающей максимальный предел. Прибор (рис. 39) состоит из основания с масляным резервуаром, насоса, пульта управления Digimax Plus и испытательной рамы.

Испытательная рама (1) состоит из двух жестких стальных опор. Подъемный механизм (2) состоит из цилиндра и подъемника. Бесшумный гидравлический приводной насос (3) с регулятором расхода позволяет управлять скоростью нагружения во время испытания. Диалоговое окно пульта управления (4) представляет собой мембранную клавиатуру для ввода тестовых данных и окно для вывода графика процесса испытания образца и конечных результатов испытания в цифровом виде.

Пульт управления Digimax Plus (50-Q0802/B) представляет собой электронный микропроцессорный блок, который используется для сбора, обработки, отображения и передачи данных, записанных от одного или нескольких электронных преобразователей.

Скорость нагрузки может быть установлена с помощью клапана регулирования потока с индикатором часового типа (5), поворотом диска регулирующего клапана. Например, для испытания образцов цементного камня 40х40х160 мм, желательно поддерживать следующие значения при испытаниях на одноосное сжатие 2400 ± 200 Н/с; на изгиб 50 ± 10 Н/с.

Подготовка к работе. Убедиться, что переключатель (6) блока управления гидравлическим приводным насосом (рис. 40) находится в выключенном положении. Подключить прибор к сети.

Испытание на изгиб. Установить образец размерами 40х40х160 мм по центру между опорами на левую подъемную платформу (2). На панели управления (4) выбрать следующие значения и установить при помощи кнопок «↑», «↓», «<» и «>» размеры: испытание на изгиб («Flexure»), форма образца – балка («Beam»), информационный канал – «Ch2», длина «b» – 040.0 мм, высота «h» – 040.0 мм, расстояние между опорами «l» – 120.0 мм. Установить рычаг (A) в верхнее положение.



Рис. 39. Полуавтоматическая машина для испытания на сжатие и на изгиб Controls 65-L11G2/C Pilot 3



Рис. 40. Блок управления гидравлическим приводным насосом

Испытание на одноосное сжатие. Установить образец размерами 40x40x40 мм по центру между опорами на правую подъемную платформу (2), опустить защитный экран. На панели управления (4) выбрать следующие значения и установить размеры: испытание на сжатие («Compression»), форма образца – куб («Cube»), информационный канал – «Ch1», длина «b» – 040.0 мм, высота «h» – 040.0 мм, ширина «d» – 040.0 мм. Установить рычаг (A) в нижнее положение.

Проверить положение рычагов: (B) – опущен вниз, (C) – повернут к оператору.

Испытание образцов. Установить переключатель (6) в положение ВКЛ. Переместить рычаг (B) вверх. Установить необходимую скорость нагружения клапаном регулирования потока (5). Рычаг (B) в верхнем положении позволяет подать нагрузку для подъема платформы (2), в нижнем – разгрузить ее. Рычагом (C) и клапаном (5) регулировать скорость нагружения и нагружение образца. При установлении рычага (C) в максимальном переднем положении применяется нагрузка как установленная регулятором расхода. При установленном в начальное положение рычаге (B) при максимальной скорости насоса быстро поднять платформу (2) с образцом к раме (1), а затем переместить рычаг вперед, чтобы применить необходимую рекомендуемую скорость нагружения. При использовании этого рычага в прижатом к стенке положении результат теста будет некорректным. Нагрузку подавать до момента разрушения образца. После разрушения образца повернуть рычаг (B) вниз, рычаг (C) к оператору и выключить машину. На цифровом дисплее отображается результат испытания, указывающий пиковую нагрузку на образец (кН) и его прочность (МПа).

Обработка результатов и их представление. Отчет по лабораторной работе должен быть набран при помощи ПК, распечатан на листе формата А4 и содержать следующие разделы: цель работы; описание аппаратуры и материалов; результаты работы.

Дисциплина (модуль)

«Имитация технологических процессов на тренажере-имитаторе бурения скважин»

Одним из элементов обучения бурового персонала является обучение методам управления буровой установкой при реализации перечисленных технологических процессов. Для этой цели служит ТРЕНАЖЕР - ИМИТАТОР БУРЕНИЯ, включающий пульта (посты) управления, комплекс показывающих приборов, а также комплекс имитационных и учебно-тренировочных задач, частью которого является УТК (устройство терминального контроля) «БУРЕНИЕ»

В данном методическом указании рассматриваются следующие задачи:

«Имитация бурения» — обеспечивающая практическое обучение управлению буровой установкой в процессе проводки скважины.

«Предотвращение аварии при бурении» — обеспечивающая практическое обучение распознаванию осложнений и аварийных ситуаций при бурении.

Моделирование процессов бурения

Процесс бурения ИМИТАТОРОМ БУРЕНИЯ моделируется в трех основных технологических процессах:

- промывки;
- вращения;
- подачи долота.

Кроме того, после углубки ствола на длину одной бурильной трубы необходимо наращивать бурильную колонну. В этом случае процесс непосредственно бурения прерывается процессом наращивания. В начале рейса и после каждого наращивания осуществляется спуск к забою с вращением.

В реальном процессе бурения перед подходом к забою бывает необходимость в проработке части ствола. В условиях данной версии тренажера АМТ-231 проработка не моделируется.

1.1 Промывка

Реализация процесса промывки скважины включает:

1. управление подачей раствора (закачкой раствора) в скважину,
2. обеспечение движения раствора на поверхности (в циркуляционной системе и манифольде),
3. управление очисткой раствора от выбуренной породы и газа, попадающего в раствор при перебурировании продуктивных пластов,
4. приготовление и обработка раствора (добавление химреагентов, утяжеление).

Управление подачей раствора обеспечивается включением или выключением одного или двух насосов и регулированием числа двойных ходов в минуту их поршней.

Регулирование осуществляется в пределах от 10 до 70 двойных ходов в минуту на пульте цементировочной системы (ПЦС). При одновременной работе двух насосов рекомендуется устанавливать на каждом из них одинаковое число двойных ходов.

Управление движением раствора в циркуляционной системе и манифольде обеспечивается открытием и закрытием соответствующих задвижек.

Для обеспечения поступления раствора в бурильную колонну всегда должна быть открыта задвижка стояка на превенторе и закрыты задвижка линии приготовления раствора и разделительная задвижка линии глушения и стояка.

Состояние остальных задвижек определяется тем, из какой емкости и каким насосом забирается раствор: должно обеспечиваться поступление раствора в эту емкость из скважины. К этим задвижкам относятся выходные задвижки насосов и емкостей и разделительные задвижки насосов и емкостей.

Управление очисткой раствора подразумевает включение (выключение) блока очистки и дегазатора ПЦС.

Процессы приготовления и обработки раствора в данной версии тренажера АМТ-231 не рассматриваются. Принять, что утяжеление раствора осуществляется где-то вне системы. Закачка раствора заданной плотности в скважину осуществляется установкой на пульте циркуляционной системы вариатора плотности раствора на желаемую величину.

Контроль промывки осуществляется с помощью поста стрелочных и цифровых показывающих приборов, на которых отражаются:

- число двойных ходов поршней в минуту для насосов 1 и 2;
- расход раствора в скважину;
- давление в манифольде;
- уровни в емкостях 1 и 2;
- изменение расхода раствора на выходе (отношение расхода на выходе из скважины к двойной величине расхода на входе в скважину в процентах);
- плотность раствора на входе и выходе;
- температура раствора на входе и выходе;
- содержание газа в растворе.

Комплекс приборов тренажера позволяет оценивать весь процесс промывки. Так, работа насосов контролируется по величине числа двойных ходов для каждого из насосов, наличие движения раствора в скважину - по величине расхода в скважину и давления на стояке (в манифольде).

К примеру, наличие двойных ходов поршней при отсутствии расхода и давления говорит о неисправности насосов, падение давления на стояке без изменения расхода свидетельствует о нарушении целостности буровой колонны.

При нормальном процессе промывки прибор, показывающий изменение расхода, стоит на определенной отметке. Если величина изменения более этой отметки, имеет место проявление, если меньше - имеет место поглощение. Соответственно, при проявлении растет уровень раствора в приемных емкостях, а при поглощении - уровень уменьшается.

1.2 Вращение

Управление вращением при роторном бурении осуществляется путем включения (выключения) привода ротора и регулирования частоты его вращения в пределах от 0 до 300 оборотов в минуту (при плавном регулировании). Контроль осуществляется по указателю частоты вращения и моментометру на посту показывающих приборов.

При бурении забойными двигателями, управление вращением осуществляется за счет управления расходом бурового раствора и нагрузкой на долото на пульте бурильщика (ПБ).

1.3 Подача

Подача инструмента (перемещение талевого блока и верхнего конца буровой колонны) осуществляется с целью доведения долота до забоя или подъема его от забоя и регулирования нагрузки на долото. Подача осуществляется с лебедки, либо при помощи регулятора подачи долота.

Управление подачей с лебедки осуществляется при выключенных приводах лебедки и регулятора подачи путем регулирования скорости перемещения верхнего конца инструмента изменением тормозного усилия от ручного тормоза лебедки. При подаче инструмента с тормоза лебедки на забой положение талевого блока контролируется по прибору на пульте бурильщика. После того, как долото коснется забоя, подача дополнительно контролируется по весу на крюке и нагрузке на долото, отражаемых на индикаторах поста показывающих приборов.

Приподъем долота от забоя осуществляется путем включения привода лебедки и ослабления усилия ручного тормоза при регулировании скорости ходового конца каната. При этом, если установлена скорость, слишком большая для данного веса инструмента и

мощности лебедки, то подъем происходить не будет. Контроль движения инструмента осуществляется по тем же приборам, что и при подаче с тормоза.

Управление в режиме «Автомат» реализуется путем включения привода регулятора подачи, установкой переключателя режимов на «Автомат» и установкой вариатора нагрузки на долото в желаемое положение. При этом привод лебедки должен быть выключен, ручной тормоз лебедки полностью отжат. При таком положении органов управления, если долото находится над забоем, талевый блок и верхний конец инструмента перемещаются вниз с максимальной (для данного регулятора) скоростью подачи (75 м/ч). После того, как долото коснется забоя, регулятор подачи отрабатывает установленную вариатором нагрузку на долото, уравнивая скорость подачи со скоростью перемещения долота (механическая скорость бурения). Перемещение талевого блока контролируется по прибору на пульте бурильщика, а нагрузка на долото по стрелочному прибору на посту показывающих приборов.

Управление в режиме «Ручное» осуществляется по скорости подачи верхнего конца бурильной колонны. Для этого переключатель режимов ставится в положение «Ручное», переключатель направления подачи в положение «Низ», после чего вариатором устанавливается желаемая скорость подачи. Если поставить переключатель направления в положение «Верх», то будет производится подъем инструмента. Контроль осуществляется по тем же приборам, что описаны выше.

2. Имитация бурения

Задача «Имитация бурения» осуществляет моделирование рассмотренных выше технологических процессов, т.е. осуществляет преобразование входных сигналов, поступающих от органов управления АМТ-231 (рис. 1), в зависимости от условий, заданных сценарием обучения, в выходные сигналы на показывающих приборах и на пульте инструктора. Так с помощью ИМИТАТОРА БУРЕНИЯ моделируется процесс проводки скважины и управление ходом этого процесса.

Задача предназначена для обучения методам управления буровой установкой при бурении скважины и наращивании бурильной колонны.

Перед стартом задачи необходимо установить органы управления АМТ-231 в исходное положение:

- бурильная колонна висит над забоем, ручной тормоз лебедки зажат максимальным усилием;
- привод регулятора подачи (РПДЭ) выключен;
- привод лебедки выключен;
- привод ротора выключен;
- включен один или два насоса с ЧДХ (число двойных ходов) не менее 1/мин.

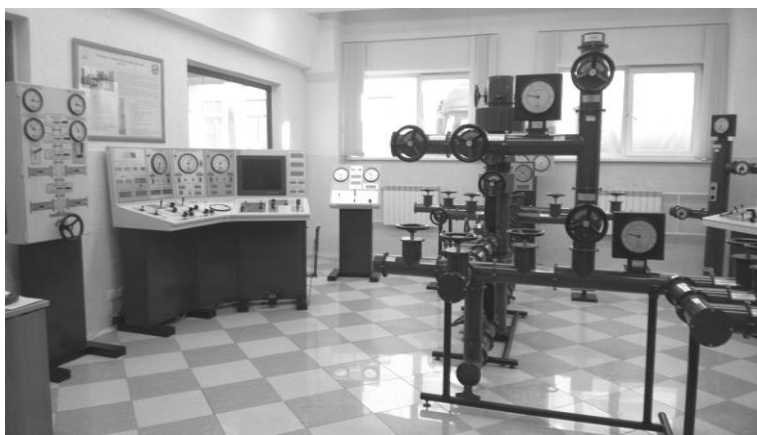


Рис. 1. Тренажер-имитатор бурения АМТ-231

Невыполнение любого из перечисленных условий исключает старт задачи

Для начала бурения, до старта имитации или уже после старта задачи следует

включить промывку скважины, для чего:

- откройте задвижку стояка 1 и 2;
- закройте задвижку обратной промывки;
- откройте выходную задвижку того насоса, который предполагается включить;
- откройте выходную задвижку приемной емкости, если предполагается забирать раствор из нее;
- откройте выходную задвижку емкости приготовления раствора, если предполагается сбрасывать раствор в нее;
- при заборе раствора из емкости приготовления откройте задвижку между емкостями (на циркуляционном пульте);
- установите вариатором плотность раствора на входе в скважину;
- установите вариатором желательное число двойных ходов включенного насоса;
- закройте задвижку линии обратной промывки;
- закройте ручную задвижку линии глушения 1 и 2;
- закройте гидроуправляемую задвижку линии глушения 1 и 2;
- закройте ручную задвижку линии дросселирования 1 и 2.

Невыполнение любой из указанных выше операций может привести к ошибке, нарушающей процесс имитации бурения (ошибки описаны ниже).

Чтобы исключить возможность возникновения аварийной ситуации при старте задачи, убедитесь в правильном положении элементов оборудования, в том числе:

- все превенторы открыты;
- элеватор закрыт;
- клинья ротора подняты;
- ключ не вращается и отведен от устья скважины.

После старта задачи проверьте состояние выходных параметров на посту показывающих приборов и на мнемосхеме (в инженерном варианте по оперативной информации), в том числе:

- вес на крюке не равен нулю, нагрузка на долото равна нулю;
- не горит сигнал ошибки на мнемосхеме (и на экране) (красная лампочка сверху справа).

После выполнения указанных условий приступите к бурению, при невыполнении - еще раз проверьте правильность выполнения вышеописанных действий.

Включите блок очистки раствора: если бурение роторное или турбинное с проворотом инструмента ротором, то необходимо включить привод ротора. Ориентируясь по показаниям стрелочного прибора, установите вариатором необходимую частоту вращения ротора.

При большом расстоянии до забоя спуск к забою целесообразно производить с тормоза лебедки. Спуск к забою с тормоза лебедки осуществляйте путем попеременного уменьшения и увеличения тормозного усилия (то приподнимая, то опуская рукоятку тормоза), чтобы не допустить сильного разгона инструмента. Следите по стрелочному указателю высоты талевого блока на пульте бурильщика за движением талевого блока. При заметном движении стрелки тормозите. Когда до забоя останется менее одного метра, следите за показаниями нагрузки на долото на посту показывающих приборов. С появлением нагрузки на долото, снова затормозите и потом толчками ослабляйте тормоз, плавно доведя нагрузку на долото до заданной.

Работа с тормоза лебедки требует навыка и хорошей реакции. Промедление с торможением может вызвать резкое увеличение нагрузки на долото вплоть до его перегрузки.

Для спуска к забою и последующего бурения, с помощью регулятора подачи с автоматическим регулированием нагрузки на долото выполните последовательно следующие операции:

- установите переключатель режима работы регулятора подачи в положение «Автомат»;

- установите вариатор нагрузки на долото в нулевое положение;
- включите привод регулятора подачи;
- уберите тормозное усилие, поставив рукоятку тормоза в крайнее верхнее положение;
- вариатором установите заданную нагрузку на долото.

Для спуска к забою и последующего бурения с помощью регулятора подачи при регулировании скорости подачи в ручном режиме последовательно выполните следующие операции:

- установите переключатель режима работы регулятора подачи в положение «Ручное»;
- установите переключатель направления подачи в положение «Низ»;
- установите вариатор регулирования скорости подачи в нулевое положение;
- включите привод регулятора подачи;
- уберите тормозное усилие, поставив рукоятку тормоза в крайнее верхнее положение;
- вариатором установите желаемую скорость подачи.

После постановки долота на забой, с помощью вариатора подачи, ориентируясь на стрелочный прибор на посту показывающих приборов, доведите нагрузку на долото до нужной величины и поддерживайте ее, уравнивая скорость подачи с механической скоростью.

Для перехода от подачи с тормоза лебедки к подаче с помощью регулятора, последовательно выполните следующие операции:

- затормозите лебедку, опустив рукоятку тормоза в крайнее нижнее положение;
- установите нужный режим работы регулятора подачи долота;
- установите вариатор нагрузки на долото или скорости подачи (в зависимости от режима работы) в нулевое положение;
- включите привод регулятора подачи;
- уберите тормозное усилие, поставив рукоятку тормоза в крайнее верхнее положение;
- вращая вариатор нагрузки (или скорости), доведите нагрузку на долото до нужной величины.

Для перехода от регулятора подачи к подаче с тормоза лебедки последовательно выполните следующие операции:

- выставьте вариатор нагрузки или скорости подачи (в зависимости от режима работы регулятора) в нулевое положение;
- затормозите лебедку, опустив рукоятку тормоза в крайнее нижнее положение - выключите привод регулятора подачи;
- регулируйте скорость подачи, ослабляя тормозное усилие.

После того, как долото встанет на забой и нагрузка на долото установится, вариатором отрегулируйте нагрузку по показаниям стрелочного прибора.

Если при подаче инструмента с тормоза лебедки необходимо приподнять инструмент от забоя, то последовательно выполните следующие действия:

- затормозите лебедку, опустив рукоятку тормоза в крайнее нижнее положение;
- установите вариатор скорости ходового конца каната в нулевое положение;
- включите привод лебедки;
- уберите тормозное усилие, поднимая рукоятку тормоза;
- установите вариатором необходимую скорость ходового конца каната;
- следите за уменьшением нагрузки на долото и перемещением талевого блока;
- для остановки подъема затормозите лебедку, выключите привод.

Если при подаче с регулятора необходимо приподнять инструмент от забоя, последовательно выполните следующие операции:

- установите вариатор скорости подачи в нулевое положение;
- если работа осуществлялась в режиме «Автомат», перейдите в режим «Ручное»;
- установите переключатель направления подачи в положение «Верх»;
- вариатором установите нужную скорость подъема;

- для остановки подъема установите вариатор в нулевое положение.

Если длина интервала бурения предполагается больше, чем позволяет длина ведущей бурильной трубы, то, после того как высота талевого блока над ротором станет равной около 0.5м (по прибору на пульте бурильщика), необходимо произвести наращивание бурильной колонны. Для этого необходимо осуществить следующую последовательность действий:

- прекратить подачу инструмента (при подаче с лебедки затормозить барабан ручным тормозом, при подаче с регулятора в режиме «Ручное» установить вариатор скорости подачи в нулевое положение, при подаче с регулятора в режиме «Автомат» перевести сначала в режим «Ручное», либо на подачу с лебедки);
- дождаться падения нагрузки на долото до нуля;
- приподнять инструмент на 3-5 метров от забоя;
- при роторном бурении выключить ротор;
- при работе с регулятором подачи перейти на лебедку и выключить привод регулятора подачи;
- выключить приводы насосов, выключить блок очистки и дегазатор;
- поднять бурильную колонну, установив соединение ведущей трубы с бурильной колонной на уровне ключа (высота талевого блока над ротором равна длине квадрата плюс 1 м) (при этом на жидкокристаллической панели пульта бурильщика должна появиться фигурка «Верхового»);
- опустить клинья ротора;
- ослабляя тормоз лебедки, передать вес колонны от талевого блока клиньям ротора (вес на крюке должен составить около 8т);
- подать ключ на скважину, отвернуть ведущую бурильную трубу, убрать ключ от скважины;
- убрать ведущую бурильную трубу (т.е. открыть элеватор);
- опустить элеватор до высоты талевого блока над ротором равной высоте квадрата плюс 1 м;
- взять одиночную бурильную трубу (т.е. закрыть элеватор);
- подать ключ на скважину, завинтить трубу, убрать ключ от скважины;
- включив привод лебедки и приподнимая инструмент, передать вес от клиньев к элеватору (до полного веса на крюке), после чего затормозить и выключить привод лебедки;
- поднять клинья ротора;
- опустить бурильную колонну с навинченной одиночной трубой в скважину до высоты 0-1 м талевого блока над ротором (при этом на жидкокристаллической панели пульта бурильщика должна появиться фигурка «Верхового»);
- опустить клинья ротора;
- передать вес от талевого блока на клинья (вес на крюке снижается до веса элеватора, талевого блока и крюка);
- открыть элеватор;
- поднять пустой элеватор на высоту, равную высоте квадрата плюс 1 м (при этом на жидкокристаллической панели пульта бурильщика должна появиться фигурка «Верхового»);
- взять ведущую бурильную трубу (т.е. закрыть элеватор);
- подать ключ на скважину, навинтить ведущую бурильную трубу, убрать ключ от скважины;
- включив привод лебедки, передать вес колонны от клиньев ротора талевому блоку, доведя вес на крюке до полного, зажать тормоз, выключить привод лебедки.

Предотвращение аварий при бурении

Задача «Предотвращение аварий при бурении» предназначена для обучения быстрому и безошибочному распознаванию нештатных, в том числе аварийных ситуаций, возникающих в процессе бурения скважины. Под нештатной ситуацией процесса бурения на буровой установке и в скважине, понимается ситуация, нарушающая нормальное течение технологического процесса. Термин «нештатная» применяется как более общий, чем «аварийная»: так, ситуация «Остановка турбобура» при турбинном бурении нарушает ход технологического процесса, но не является аварийной, т.е. не вызывает необратимых последствий, в то время как ситуация «Обрыв бурильной колонны» - это аварийная ситуация, прерывающая процесс бурения и требующая специальных мероприятий для ее ликвидации. Несвоевременное ее распознавание может привести к более тяжелым последствиям. Обе упомянутые ситуации являются нештатными, но аварийной является только вторая.

Все нештатные ситуации, моделируемые УТК «БУРЕНИЕ», разделяются на внутренние и внешние.

Внутренние ситуации - это ситуации, возникающие в результате неправильных действий обучаемого по управлению объектом и контролируемые задачей «Имитация бурения». К ним относятся все ситуации, описанные выше.

Внешние ситуации - это ситуации, возникающие в процессе бурения не в результате ошибок обучаемого, а по независящим от него причинам (в условиях реальной буровой, например, из-за дефектов инструмента, при попадании в зону аномально высоких пластовых давлений и т.п.).

В настоящей версии тренажера АМТ-221-БУР эти ситуации заложены в сценарии обучения и привязываются к глубине забоя. Эти ситуации могут быть вызваны также из задачи при помощи закладки «ЗАПУСК». К ним относятся:

- остановка турбобура;
- заклинка опор долота;
- проявление;
- поглощение;
- обрыв бурильных труб;
- обрыв утяжеленных бурильных труб;
- промыв бурильной колонны;
- сальник на долоте;
- неисправность насоса.

Как видно из перечня, некоторые ситуации могут быть как внутренними, так и внешними.

Ликвидация флюидопроявления (ГНВП)

Ликвидация возникшего флюидопроявления состоит в удалении из скважины поступившего в нее флюида. Наиболее сложная ситуация имеет место при газопроявлении. В практике бурения скважин используют ряд методов, которые можно разделить на две группы:

- удаление флюида при поддержании постоянного давления на забое скважины (методы плавного глушения);
- удаление флюида при изменяющемся давлении на забой скважины.

Методы плавного глушения проявлений наиболее рациональны, так как при их использовании значительно снижается вероятность возникновения других осложнений, связанных с увеличением давления в скважине.

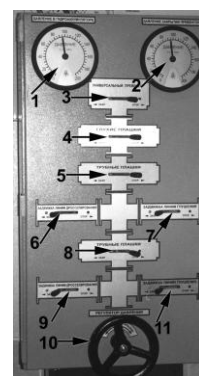


Рис. 1 Плaшечный пульт превентора.

1- стрелочный индикатор давления в гидроаккумуляторе, 2- стрелочный индикатор давления закрытия превентора, 3- откр./закр. плашек универсального превентора, 4- откр./закр. глухих плашек, 5- откр./закр. трубных плашек, 6,9- откр./закр. задвижек линии дросселирования, 7,11- откр./закр. задвижек линии глушения, 10- регулятор давления.

При плавном глушении проявлений поступивший в скважину флюид удаляют путем промывки при закрытом превенторе и соответствующем противодавлении на устье, которое изменяют таким образом, чтобы обеспечить постоянное давление на забой. При этом дифференциальное забойное давление должно быть выбрано так, чтобы предотвратить поступление новой порции флюида из пласта и в то же время не вызвать поглощения и других осложнений. Такая технология ликвидации проявлений способствует сохранению коллекторских свойств пласта.

Следует отметить, что если при глушении проявления создать противодавление, при котором объемы закачиваемой и выходящей жидкостей будут равны, то при подъеме газового пузыря его давление практически не изменится. Это приведет к росту давления в скважине (например, при подъеме пузыря до устья давление на забое будет примерно равно удвоенному пластовому давлению) и как следствие, к гидроразрывам пород с поглощением и последующим бурным проявлением. Поэтому при подъеме газовой пачки ее объем должен возрастать, а давление газа - снижаться.

Методы глушения проявления различаются по местонахождению колонны труб в скважине, последовательности проведения работ, способу контроля за давлением на забое.

В лабораторных работах будут рассматриваться только методы плавного глушения проявлений, как наиболее часто применяемые на практике и достаточно надежные. При этом колонна буровых труб должна находиться на забое либо в призабойной зоне.

К методам плавного глушения проявлений относятся следующие методы:

- Метод бурильщика.
- Метод ожидания и утяжеления.
- Непрерывный метод.

Метод бурильщика

При этом методе проведения работ ликвидация выброса осуществляется в два этапа. На первом этапе (первый цикл циркуляции) происходит вымывание флюида из скважины буровым раствором той же плотности. В течение второго цикла в скважину закачивают утяжеленный буровой раствор требуемой плотности для уравнивания пластового давления.

Метод ожидания и утяжеления

При этом методе проведения работ скважину закрывают и готовят утяжеленный буровой раствор требуемой плотности. Флюид удаляют из скважины с одновременной закачкой утяжеленного бурового раствора.

Непрерывный метод

При этом методе проведения работ немедленно начинается вымыв пластового флюида с одновременным увеличением плотности бурового раствора с максимальной возможной скоростью. При этом плотность бурового раствора следует повысить до значения, необходимого для глушения, в процессе циркуляции.

Достоинства и недостатки

Метод бурильщика наиболее прост в использовании и позволяет немедленно начинать вымывание флюида. Однако при этом требуются по меньшей мере два полных цикла циркуляции для ликвидации проявления, что приводит к более высокому устьевому давлению, чем в двух других методах.

Метод ожидания и утяжеления позволяет заглушить скважину за один цикл циркуляции, а также обеспечивает снижение до минимума устьевое давление во время вымывания флюида.

Непрерывный метод позволяет начать вымыв сразу же после закрытия скважины, но требует регулирования давления в буровых трубах (при повышенной плотности бурового раствора), чтобы поддерживать постоянное давление на забое. Давление в обсадной колонне находится в диапазоне значений для первых двух методов.

Если во время начального вымыва плотность бурового раствора не может быть увеличена достаточно, чтобы обеспечить глушение скважины, то требуются по крайней мере два полных цикла промывки.

Если проявление произошло во время спуско-подъемных операций или когда трубы находятся вне скважины, то, по возможности, колонна должна быть спущена до забоя, чтобы можно было использовать метод поддержания постоянного давления на забое. Для этого требуется обеспечить свободный или принудительный спуск труб в скважину через герметизированное устье.

Во всех трех перечисленных вариантах борьбы с нефте-газопоявлениями, давление в нагнетательной линии может служить показателем, контролирующим давление на забое, а его величина регулируется штуцером на выкидной линии превентора, т.е. противодавлением на устье.

Методы плавного глушения проявлений, основанные на контроле за давлением в нагнетательной линии, применимы в различных вариантах технологии проведения работ при поступлении в скважину любых флюидов. Важным их преимуществом является простота расчетов технологических параметров процесса глушения, а также отсутствие необходимости в достоверной информации о геометрических размерах кольцевого зазора в открытом стволе. Это и определяет их широкое применение в зарубежной и отечественной практике.

К недостаткам этих методов глушения можно отнести необходимость использования постоянной подачи насоса, несинхронность изменения давлений в кольцевом пространстве, на устье и в нагнетательной линии и др.

Если во время вымыва пластового флюида забойное давление поддерживается постоянным, то по мере подхода к устью газ будет расширяться. Поскольку плотность газа гораздо меньше плотности бурового раствора, увеличение длины газовой пачки вызывает снижение гидростатического давления и повышение давления в обсадной колонне. На длину газовой пачки и, следовательно, на давление в обсадной колонне влияют размер проявляющей зоны, интенсивность проявления, расширение газа по мере вымыва, и геометрия ствола.

Принцип вымыва пластового флюида при постоянной подаче насоса и поддержании неизменного давления в бурильных трубах является основой всех методов ликвидации проявлений с поддержанием постоянного забойного давления.

При изменении плотности закачиваемого бурового раствора меняются как гидростатическое давление, так и потери давления на трение в бурильных трубах; следовательно, для поддержания постоянного забойного давления необходимо регулировать давление в бурильных трубах. Процедуры поддержания постоянного забойного давления во время изменения плотности бурового раствора для трех основных методов глушения различны.

При использовании метода бурильщика поступивший в скважину пластовый флюид полностью вымывается без изменения плотности бурового раствора, затрубное пространство и бурильные трубы заполняются буровым раствором одинаковой плотности; следовательно, по давлению в затрубном пространстве в этом случае можно точно судить о забойном давлении. Такая ситуация сохраняется до тех пор, пока плотность бурового раствора в затрубном пространстве не изменится. При прекращении циркуляции давление в бурильных трубах будет равно давлению в обсадной колонне, если весь пластовый флюид уже вымыт. После доведения плотности бурового раствора в емкостях до необходимого для глушения значения, циркуляция восстанавливается и в это время поддерживается постоянное давление в затрубном пространстве.

Постоянное давление в обсадной колонне сохраняется до тех пор, пока бурильные трубы не заполнятся раствором необходимой для глушения плотности. Когда этот раствор достигает долота, определяют давление циркуляции в бурильных трубах и поддерживают его постоянным, пока раствор данной плотности не достигнет устья. Если буровой

раствор с требуемой для глушения плотностью полностью заполнит скважину, то давление в бурильных трубах и в обсадной колонне при остановке насосов будут равны.

При использовании метода ожидания и утяжеления, во время закачки бурового раствора для глушения пластовый флюид все еще находится в затрубном пространстве. Поэтому давление в бурильных трубах - единственный надежный показатель забойного давления. Для поддержания постоянного забойного давления, в бурильных трубах давление снижают по мере движения утяжеленного бурового раствора вниз по бурильной колонне.

По мере нагнетания утяжеленного бурового раствора давление в бурильных трубах снижают, чтобы компенсировать увеличение плотности бурового раствора. Снижение давления нагнетания производится в соответствии с объемом закачанного бурового раствора, так что конечное давление нагнетания будет иметь место, когда утяжеленный буровой раствор достигнет долота. В дальнейшем это давление поддерживается до тех пор, пока утяжеленный буровой раствор не появится на выходе из скважины.

При использовании непрерывного метода вымыв пластовых флюидов начинается сразу же за стабилизацией давления после закрытия скважины. К увеличению плотности бурового раствора рекомендуется приступать как можно быстрее. Скорость наращивания плотности зависит как от подачи насоса, так и от эффективности системы приготовления бурового раствора. Необходимо отметить, что в случае проявления большой интенсивности, равновесной плотности бурового раствора может оказаться недостаточно для глушения. Циркуляцию и утяжеление продолжают до тех пор, пока утяжеленный буровой раствор выровненной плотности не появится на устье. Дальнейшее утяжеление и промывку ведут циклами и заканчивают, когда буровой раствор с плотностью глушения достигнет устья.

При использовании всех трех методов для ликвидации проявления необходимо обеспечивать постоянное забойное давление во время вымыва флюида. Забойное давление поддерживается постоянным путем регулирования давления в бурильных трубах на уровне, зависящем от скорости закачки и плотности бурового раствора. Давление в бурильных трубах регулируется дросселем.

При выборе расхода раствора для глушения проявления необходимо учитывать следующие факторы. Увеличение расхода ускоряет процесс глушения, повышает давление на пласт за счет сопротивления в кольцевом пространстве, а снижение расхода имеет преимущества в критических ситуациях. Это, в частности - обеспечение запаса давления в нагнетательной линии, снижение скорости утяжеления бурового раствора до уровня соответствия техническим возможностям устройств, получение резерва времени для принятия решений и т.д. Последняя группа требований более предпочтительна, и на практике рекомендуется применять один насос и поддерживать его подачу постоянно и равной 50% от максимально возможной подачи при установленных втулках.

Дисциплина (модуль)

«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых скважин»

Коллекторы нефти и газа, их характеристика

Коллектором нефти или газа называется горная порода, имеющая сообщающиеся пустоты в виде пор, трещин, каверн и др., заполненные (насыщенные) нефтью, газом или водой и способные отдавать их при создании перепада давления, т.е. при разработке нефтяной (газовой) залежи. Основными свойствами коллекторов являются пористость, проницаемость горных пород и насыщенность их нефтью, газом или водой.

Гранулометрический состав

Под гранулометрическим составом горной породы понимается количественное содержание в ней равных по размеру зерен, составляющих данную

породу, его выражают как процентное содержание отдельных фракций (по размеру зерен) в образце породы. От его состава зависят многие свойства пористой среды: проницаемость, пористость, удельная площадь поверхности, капиллярные свойства и т.д.

Исследования показали, что размер зерен большинства нефтесодержащих пород колеблется от 0,01 до 0,1 мм. Механический состав породы определяют ситовым и седиментационным анализом. Ситовый анализ применяется для отсева фракций песка размером до 0,05 мм и больше. Содержание частиц меньшего размера определяется методами седиментации, который основан на различной скорости осаждения зерен разного размера в вязкой жидкости.

Пористость

Под пористостью горных пород понимают наличие в ней пустот (пор), вмещающих пластовые флюиды (нефть, газ, воду). Различают общую (абсолютную), открытую (связанную) и эффективную пористость. Общая пористость характеризуется отношением общего объема всех пустот породы, включая поры, связанные и не связанные между собой к объему всей породы. Открытая пористость характеризуется отношением объема сообщающихся пор (пустот) к объему всей породы. Коэффициент открытой пористости используется при оценке геологических запасов нефти в пласте. Эффективная пористость учитывает объем открытых пор, по которым возможно движение жидкости или газа.

На основе изложенных определений можно записать:

$$m_{\text{общ}} = V_{\text{пор}} / V_{\text{г.п.}}$$

$$m_{\text{откр}} = V_{\text{пор сооб}} / V_{\text{г.п.}}$$

$$m_{\text{эф}} = V_{\text{пор дв}} / V_{\text{г.п.}}$$

где $m_{\text{общ}}$, $m_{\text{откр}}$, $m_{\text{эф}}$ – соответственно общая (полная), открытая (сообщающаяся) и эффективная пористость; $V_{\text{пор}}$ – объем всех пор (пустот) в горной породе; $V_{\text{пор сооб}}$ – объем сообщающихся пор (пустот); $V_{\text{пор дв}}$ – объем пор, по которым возможно движение жидкости и (или) газа; $V_{\text{г.п.}}$ – объем горной породы.

Поровые каналы нефтяных и газовых пластов можно разделить следующим образом (по величине поперечного размера):

- сверхкапиллярные – более 0,5 мм;
- капиллярные – от 0,2 мкм ($0,2 \cdot 10^{-3}$ мм) до 0,5 мм;
- субкапиллярные – менее 0,2 мкм.

По сверхкапиллярным каналам происходит свободное движение жидкости под действием гравитационных сил. По капиллярным каналам движение жидкости происходит при значительном участии капиллярных сил (т.е. свободное движение под действием гравитационных сил по таким каналам невозможно). В субкапиллярных каналах из-за влияния поверхностно-молекулярных сил движение жидкости при градиентах давлений, создаваемых в продуктивных пластах, не происходит. Горные породы, поры в которых представлены в основном субкапиллярными каналами, практически непроницаемы для жидкостей и газов. Примеры таких пород – глины, глинистые сланцы.

Пористость породы выражают в долях единицы или в процентах. Пористость коллекторов, дающих промышленную нефть, обычно: пески – 20–25, песчаники – 10–30, карбонатные породы – 10–25 %.

Проницаемость

Проницаемостью горных пород называют их свойство пропускать сквозь себя жидкость или газ при создании перепада давления. При эксплуатации нефтяных месторождений в пористой среде движется нефть, газ, вода или их смеси. Поэтому для характеристики проницаемости нефтесодержащих пород различают проницаемость абсолютную, эффективную и относительную.

Абсолютная проницаемость – проницаемость пористой среды при наличии и движении в ней лишь одной фазы (газа или однородной жидкости при отсутствии физико-

химического взаимодействия между жидкостью и пористой средой и при условии полного заполнения пор среды газом или жидкостью).

Эффективная (фазовая) – проницаемость породы для одной жидкости (газа) при наличии в порах другой жидкости (подвижной или неподвижной) или газа. Фазовая проницаемость зависит от физических свойств породы и степени насыщенности ее жидкостью или газом.

Относительная – отношение эффективной (фазовой) проницаемости среды к ее абсолютной проницаемости. Относительная проницаемость горной породы для нефти или газа уменьшается при увеличении доли воды в поровом пространстве. С увеличением содержания воды более 20 % проницаемость породы для нефти резко снижается, и при водонасыщенности более 80 % движение нефти почти прекращается (рис. 1.1).

В лабораторных условиях проницаемость определяют при фильтрации жидкости или газа через образцы горных пород. Во всех приборах основным элементом является кернодержатель, т.е. зажим для керна, через который пропускается жидкость или газ. При фильтрации замеряется расход рабочего агента в единицу времени и перепад давления по длине керна.

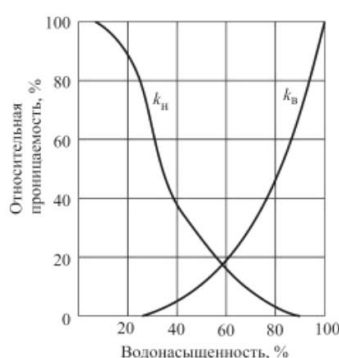


Рис. 1.1. Зависимость относительной проницаемости песка для воды и нефти от водонасыщенности: k_n и k_v – соответственно фазовые проницаемости для нефти и воды

К проницаемым породам относят пески, песчаники, известняки, к непроницаемым или плохо проницаемым – глины, глинистые сланцы, песчаники с глинистой цементацией и др. Проницаемость породы для жидкостей и газов будет тем меньше, чем меньше размер пор и каналов, соединяющих эти поры в породе. Проницаемость естественных нефтяных коллекторов изменяется в очень широких пределах. Приток нефти и газа наблюдается и при незначительной проницаемости пород (в пределах $0,010\text{--}0,020 \text{ мкм}^2 = 10\text{--}20 \text{ мД}$) до $0,1\text{--}2 \text{ мкм}^2 = 100\text{--}2000 \text{ мД}$.

Удельная поверхность

Важной характеристикой горных пород является их удельная поверхность – отношение площади поверхности пор и каналов (или поверхности слагающих породу частиц) к объему горной породы. Чем больше удельная поверхность, тем сильнее проявляются поверхностно-молекулярные силы, оказывая влияние на фильтрацию пластовых флюидов и затрудняя извлечение нефти из продуктивных пластов в скважины. От величины удельной поверхности зависит проницаемость горной породы, ее адсорбционная способность, содержание связанной воды и др.

По данным лабораторных исследований, величина удельной поверхности горных пород может достигать очень больших значений – до $100\text{--}200 \text{ тыс. м}^2/\text{м}^3$ и более. Определение удельной поверхности для реальных пород является сложной задачей из-за очень сложной микроструктуры.

Насыщенность горных пород

Насыщенность горных пород показывает, какую часть порового объема занимает та или иная фаза (нефть, вода, газ). Коэффициент нефтенасыщенности – это отношение

объема пор, заполненных нефтью, ко всему объему сообщающихся пор. Величина нефтенасыщенности пластов колеблется в довольно широких пределах (от 55 до 95 %).

Природный резервуар, залежь, месторождение Вместилище для нефти, газа и воды в породах-коллекторах, окруженных проницаемыми или непроницаемыми породами, называют природным резервуаром. Верхняя часть такого резервуара, где скапливается нефть и газ, называют ловушкой. Значительное, пригодное для промышленного освоения скопление нефти или газа в ловушке природного резервуара называют залежью. Совокупность залежей, связанных одним участком земной поверхности, называют месторождением.

Пластовые жидкости и газы, их состав и физико-химические свойства

Нефть – жидкое горючее полезное ископаемое, представляет собой маслянистую горючую жидкость, обычно темно-коричневого цвета, со специфическим запахом. По химическому составу нефть – сложное соединение, состоящее в основном из двух элементов – углерода (82–87 %) и водорода (11,5–14,5 %). Такие соединения называются углеводородами. Кроме углерода и водорода в нефтях содержатся в небольших количествах кислород, азот и сера, в очень малых количествах – хлор, фосфор, йод и другие химические элементы. В состав нефти входят метановые (парафиновые), нафтеновые и ароматические группы углеводородов. Обычно нефти бывают смешанного типа с преобладанием в их составе той или иной группы углеводородов и в зависимости от этого носят название парафиновых (метановых), нафтеновых или ароматических. Наиболее распространены в природных условиях углеводороды метанового ряда. Углеводороды от CH_4 до C_4H_{10} при атмосферном давлении находятся в газообразном, от C_5H_{12} до $\text{C}_{15}\text{H}_{32}$ – в жидком, начиная с $\text{C}_{16}\text{H}_{34}$ и выше – в твердом состоянии.

Содержание в нефти большого количества смолистых и других высокомолекулярных соединений делает ее более тяжелой, вязкой и малоподвижной. Плотность нефти при температуре 20 °С и атмосферном давлении колеблется от 700 (газовый конденсат) до 980 и даже 1000 кг/м³. Вязкость пластовой нефти в зависимости от ее

характеристики и температуры может изменяться от значений меньше 1 до 200 и более мПа·с. Вязкость нефтяных битумов достигает 15000 мПа·с.

По содержанию серы нефти делятся на три класса: малосернистые (содержание серы до 0,5 %); сернистые (содержание серы от 0,51 до 1,9 %); высокосернистые (содержание серы более 1,9 %). По содержанию парафина нефти делятся на три вида: малопарафинистые – с содержанием парафина до 1,5 %, парафинистые – с содержанием парафина от 1,51 до 6,0 % и высокопарафинистые – с содержанием парафина свыше 6 %.

Нефтяные (попутные) газы – углеводородные газы, растворенные в нефти (в пластовых условиях), газы газовых шапок, формирующихся в купольной части нефтяных залежей, газы, образующиеся при переработке нефти. Горючие газы нефтяных и газовых месторождений (смесь углеводородов – метана CH_4 , этана C_2H_6 , пропана C_3H_8 , бутана C_4H_{10} , пентана C_5H_{12}) по химической природе сходны с нефтью. Самый легкий из всех углеводородов – метан. Попутные газы могут включать и неуглеводородные компоненты (азот, сероводород, углекислый газ, инертные газы). Количество газа (в кубических метрах), приведенное к нормальным условиям, приходящееся на 1 т извлеченной из пласта

нефти, называют газовым фактором. Газовый фактор для различных нефтей колеблется в очень широких пределах – от 10 до 1000 м³/т.

При снижении давления из нефти начинают выделяться первые пузырьки растворенного газа, это давление называется давлением насыщения пластовой нефти. Оно зависит от состава нефти и газа, соотношения их объемов и температуры.

Природный газ – углеводородный газ, добываемый из газовых, газогидратных, газоконденсатных, газоконденсатнонефтяных или газонефтяных месторождений. В природных газах чисто газовых месторождений преобладает метан (до 90–98 %). В газах, добываемых из нефтяных месторождений, содержится от 10–20 до 80–90 % метана. Одной

из основных характеристик углеводородных газов является относительная плотность, под которой понимают отношение массы объема данного газа к массе такого же объема воздуха при нормальных или стандартных условиях. Относительная плотность газов колеблется от 0,554 для метана до 2,49 для пентана и выше.

Вода. В нефтяном или газовом месторождении всегда присутствует вода, которая занимает пониженные части пласта или находится в водоносных горизонтах. Минерализация пластовых вод характеризуется количеством растворенных в ней минеральных солей. Воды с минерализацией менее 1 г/л относятся к пресным, от 1 до 50 г/л – к соленым (минерализованным), свыше 50 г/л – к рассолам. Плотность пластовых вод, как правило, больше 1000 кг/м³ и возрастает с увеличением содержания солей. Вязкость пластовой воды для большинства нефтяных месторождений изменяется в пределах от 0,9 до 1,5–2,0 мПа·с. Вязкость воды уменьшается с повышением температуры и при снижении минерализации.

В нефтегазовых залежах распределение жидкостей и газов соответствует их плотности: верхнюю часть пласта занимает свободный газ, ниже залегает нефть, которая подпирается пластовой водой. Обычно пластовая вода в нефтяных и газовых залежах находится не только в чисто водяной зоне, но и в нефтяной и газовой, насыщая вместе с нефтью и газом продуктивные породы залежей.

Эту воду называют связанной, или погребенной, она смачивает поверхность поровых каналов, удерживаясь в них за счет поверхностно-молекулярных сил, или полностью заполняет капиллярные каналы (поры) и удерживается в них за счет сил капиллярного давления.

Методы увеличения нефтеотдачи пластов

В результате эксплуатации нефтяных скважин на поверхность извлекаются не все запасы нефти, а только их часть. При разработке нефтяных месторождений конечный коэффициент нефтеотдачи в карбонатных коллекторах достигает 0,4–0,5, а в терригенных коллекторах – 0,4–0,8. Указанные значения достигаются при максимально благоприятных условиях (небольшая вязкость нефти, хорошая проницаемость и однородность пластов, организация системы заводнения, плотная сетка скважин и т.п.).

Увеличение нефтеотдачи хотя бы на 0,1 д.ед. (10 %) может привести к значительным приростам добычи нефти и улучшению экономических показателей. Особенно это может сказаться на разрабатываемых месторождениях, где существует система сбора и подготовки нефти, система ППД, дороги, линии электропередач, система связи и т.д.

Одним из способов увеличения коэффициента нефтеотдачи является применение методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Опыт внедрения МУН показывает, что их эффективность

в значительной степени зависит от правильного выбора метода для конкретных условий месторождения. Выделяют три основных группы факторов:

- геолого-физические (вязкость нефти и минерализация пластовой воды, проницаемость и глубина залегания пласта, его толщина, однородность, текущая нефтенасыщенность, пластовое давление, величина водонефтяной зоны и т.п.);

- технологические (закачиваемый агент, его концентрация, величина оторочки, количество добывающих и нагнетательных скважин, их взаимное расположение, расстояние между скважинами, плотность сетки скважин, система разработки и т.п.);

- технические (обеспечение техникой, оборудованием, их качество, наличие и расположение источников сырья (агента), состояние фонда скважин, климатические условия и т.д.).

На основании лабораторных исследований, опытно-промышленных и промышленных испытаний разработаны определенные критерии методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Классически они разделены на четыре большие группы [1, 5, 21]:

- физико-химические (закачка водных растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ), загустителей полиакриламида (ПАА), щелочей, кислот и др. агентов);

- методы смешивающегося вытеснения (закачка в пласт двуокиси углерода (CO₂) или карбонизированной воды, углеводородного или дымовых газов, водогазовой смеси, применение мицеллярных растворов и др.);

- тепловые методы (закачка горячей воды, закачка пара, влажное внутрискважинное горение);

- гидродинамические методы (гидравлический разрыв пласта (ГРП), нестационарное (циклическое) заводнение и отбор жидкости с изменением направлений фильтрационных потоков (ИНФП), повышение давления нагнетания, перенос фронта нагнетания, очаговое и избирательное размещение нагнетательных скважин, форсированный отбор жидкости и др.

Дисциплина (модуль) **«Технологии транспорта и хранения углеводородов»**

Трубопроводный транспорт нефтегрузов осуществляется по специальным трубопроводам от мест производства к местам потребления. В результате «путешествие» нефти по трубе на расстояние свыше 500 км обходится более чем в 10 раз дешевле по сравнению с другим способом. Этим транспортом перемещается почти 99% нефти и около 25% нефтепродуктов (37). По перекачиваемому продукту магистральные трубопроводы подразделяют на нефтепроводы, перекачивающие нефть, и нефтепродуктопроводы, перекачивающие бензины, дизельные топлива, керосины, мазуты. К магистральным нефтепроводам относятся трубопроводы диаметром от 529 до 1220 мм и протяженностью 50 км и более, предназначенные для доставки нефти из районов добычи на нефтеперерабатывающие заводы или пункты налива нефти в железнодорожные вагоны-цистерны или в места погрузки ее на танкеры. К магистральным нефтепродуктопроводам относятся трубопроводы диаметром не менее 219 мм и протяженностью 50 км и более, предназначенные для транспортировки нефтепродуктов из районов их производства, а также перевалочных нефтебаз в районы потребления – до распределительных нефтебаз, наливных станций, портов, крупных промышленных предприятий, ТЭЦ и др.

Достоинства трубопроводного транспорта:

- ☐ наиболее низкая себестоимость перекачки;
- ☐ небольшие удельные капитальные вложения на единицу транспортируемого груза и быстрая окупаемость затрат при строительстве трубопроводов;
- ☐ бесперебойная поставка в течение года, практически не зависящая от климатических условий;
- ☐ высокая производительность труда;
- ☐ незначительные потери нефти и нефтепродуктов при перекачке;
- ☐ сравнительно короткие сроки строительства;
- ☐ возможность перекачки нескольких сортов нефти и нефтепродуктов по одному трубопроводу;
- ☐ возможность наращивания пропускной способности трубопровода за счет строительства дополнительных насосных станций и прокладки параллельных участков (лупингов).

Недостатки трубопроводного транспорта:

- ☐ крупные единовременные капитальные вложения в строительство (необходимо проложить весь трубопровод);

•□ потребность в крупных материальных затратах на заполнение всего трубопровода нефтью или нефтепродуктом при вводе в эксплуатацию.

Особенно велики эти затраты для магистральных нефтепродуктопроводов: большая металлоемкость, необходимость устойчивого грузопотока на длительное время, небольшая скорость движения нефти и нефтепродуктов ($5 \div 10$ км/ч).

На технологию транспорта и хранения нефти в той или иной мере влияют ее физические свойства (плотность, вязкость), испаряемость, пожаровзрыво-опасность, электризация, токсичность.(Рис. 2.2.1., 2.2.2.).

Плотность нефти при 20 °С колеблется в пределах от 760 до 940(1050) кг/м³ С увеличением температуры она уменьшается по закону прямой. От правильного определения плотности нефти в резервуарах зависит точность ее учета, а в конечном счете — прибыль предприятия.

Вязкость — один из важнейших параметров нефти. От нее зависит выбор технологии перекачки, энергозатраты на транспортировку нефти и др. Величина вязкости предопределяет способ транспортировки нефти по трубопроводам. Маловязкие нефти перекачивают при температуре окружающей среды без предварительной обработки, а высоковязкие нефти перекачивают по специальным технологиям.



Рис.2.2.1. Состав нефти и природных газов



Рис. 2.2.2. Свойства нефти

За единицу динамической вязкости принят паскаль-секунда (Па·с), т.е. вязкость такой жидкости, в которой на 1 м² поверхности слоя действует сила, равная одному

ньютону, если скорость между слоями на расстоянии 1 см изменяется на 1 см/с. Жидкость с вязкостью 1 Па·с относится к числу высоковязких.

В нефтяном деле, так же как и в гидрогеологии и ряде других областей науки и техники, для удобства принято пользоваться единицей вязкости в 1000 раз меньшей – мПа·с. Так, пресная вода при температуре 20 °С имеет вязкость 1 мПа·с, а большинство нефтей, добываемых в России, – от 1 до 10 мПа·с, но встречаются нефти с вязкостью менее 1 мПа·с и несколько тысяч мПа·с. С увеличением содержания в нефти растворенного газа, ее вязкость заметно уменьшается. Для большинства нефтей, добываемых в России, вязкость при полном выделении из них газа (при постоянной температуре)

увеличивается в 2÷4 раза, а с повышением температуры резко уменьшается.

Температура застывания имеет существенное значение для транспортирования нефти, т.к. по мере приближения к ней фактической температуры жидкости затрудняется или становится невозможным ее перемещение. Переход нефти из одного агрегатного состояния в другое совершается не при одной постоянной температуре, а в некотором интервале

их значений. Поэтому температура застывания является условной величиной. Она зависит главным образом от химического состава нефти и от содержания в ней парафина и смол. У разных нефтей эта температура меняется в широких пределах – от -35 °С (месторождение в Якутии) до +30°С (месторождение на Мангышлаке), а месторождении «Белый Тигр» +32°С (Вьетнам), --16°С на Самотлорском месторождении.

Температурой застывания нефти принято считать температуру, при которой нефть, налитая в пробирку стандартных размеров, остается неподвижной в течение одной минуты при наклоне пробирки под углом 45°.

Испаряемость — свойство нефти и нефтепродуктов переходить из жидкого состояния в газообразное при температуре меньшей, чем температура кипения. Нефть легко теряет легкие фракции, поэтому она должна храниться в закрытых сосудах.

Пожаровзрывоопасность нефти и нефтепродуктов характеризуется способностью смесей их паров с воздухом воспламеняться и взрываться.

Пожароопасность нефти и нефтепродуктов определяется величинами температур вспышки, воспламенения и самовоспламенения. Под температурой вспышки паров понимают температуру, при которой пары жидкости, нагретой при определенных условиях, образуют с воздухом смесь, вспыхивающую при поднесении к ней открытого пламени. Углеводородные жидкости с температурой вспышки 61 °С и ниже относятся к легковоспламеняющимся, выше 61°С — к горючим. Под температурой воспламенения понимают температуру, при которой жидкость при поднесении открытого пламени горит.

Под температурой самовоспламенения понимают температуру нагрева жидкости, при которой ее пары воспламеняются без поднесения открытого огня. В зависимости от температуры воспламенения установлено пять групп пожароопасных смесей: T1 > 450 °С; T2 = 300—450 °С; T3 = 200—300 °С; T4 = 135—200 °С; T5 = 100—135°С.

Взрывоопасность нефти и нефтепродуктов характеризуется величинами нижнего и верхнего пределов взрываемости. Нижний предел взрываемости — это концентрация паров жидкости в воздухе, ниже которой не происходит вспышки смеси из-за избытка воздуха и недостатка паров при внесении в эту смесь горящего предмета. Верхний предел взрываемости соответствует такой концентрации паров нефти и нефтепродуктов в воздухе,

выше которой смесь не взрывается, а горит. Значения концентрации паров между нижним и верхним пределами взрываемости называют интервалом взрываемости. Для нефти и нефтепродуктов интервал взрываемости составляет от 2 до 10%.

Электризация углеводородных жидкостей обусловлена их высоким электрическим сопротивлением, т.е. диэлектрическими свойствами. От разрядов статического электричества применяют, в основном, два метода защиты: заземление токопроводящих элементов оборудования и ограничение скоростей перекачки (не более 10 м/с).

Токсичность нефтей и нефтепродуктов заключается в том, что их пары оказывают отравляющее действие на организм человека. При этом наблюдается повышенная заболеваемость органов дыхания, функциональные изменения со стороны нервной системы, изменение кровяного давления, замедление пульса.

Классификация нефтепроводов

Трубопроводы для добычи и транспортировки газа, нефти и нефтепродуктов подразделяются на четыре группы (Рис. 2.2.2.1):

- промысловые трубопроводы;
- технологические трубопроводы;
- магистральные трубопроводы;
- распределительные трубопроводы.

Промысловые трубопроводы прокладываются от скважин к установкам подготовки газа, газового конденсата или нефти на промыслах. Они служат для сбора продуктов скважин и их транспортировки на центральные пункты сбора (ЦПС), а также для подачи очищенного газа, ингибитора и сточных вод под большим давлением в нефтяные скважины.



Рис. 2.2.2.1. Технология трубопроводного транспорта нефти

Обычно на одном нефтяном месторождении устраивают один ЦПС. Но в ряде случаев один ЦПС устраивают на несколько месторождений с размещением его на более крупном месторождении. В этом случае на отдельных месторождениях могут сооружаться комплексные сборные пункты (КСП), где частично производится обработка (подготовка) нефти. На ЦПС сосредоточены установки по подготовке нефти газа и воды. На установке по подготовке нефти осуществляют в комплексе все технологические операции. Комплект этого оборудования называется УКПН - установка по комплексной подготовке нефти, УКПГ- установки комплексной подготовки газа. Обычно диаметры промысловых трубопроводов составляют 57-219мм.; диаметр промыслового коллектора —500-1000 мм. Давления в промысловых трубопроводах достигают 32 МПа и более.

Технологические трубопроводы прокладываются на территории УКПГ и УКПН и предназначены для соединения между собой технологического оборудования, на котором осуществляется очистка нефти и/или газа от механических примесей, воды и других компонентов.

Магистральные трубопроводы предназначены для дальней транспортировки подготовленных на промысловых сооружениях нефти, газа, газового конденсата. Кроме того, магистральные трубопроводы прокладываются от газоперерабатывающих и нефтеперерабатывающих (нефтепродуктопроводы) заводов до районов их потребления. Диаметры магистральных трубопроводов могут быть от 219 до 1420 мм, протяженность не менее 50 км., рабочие давления в них могут составлять от 2,5 МПа до 10,0 МПа.

Распределительные трубопроводы прокладываются от магистральных трубопроводов к местам непосредственного потребления газа или нефтепродуктов. Диаметр таких трубопроводов обычно составляет 100—300 мм, рабочие давления не превышают 1,2 МПа.

В соответствии со СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы» *магистральные газопроводы* подразделяются на два класса в зависимости от рабочего давления:

- I класс — рабочее давление свыше 2,5 МПа (25 кгс/см²) до 10,0 МПа (100 кгс/см²) включительно;
- II класс — рабочее давление свыше 1,2 МПа (12 кгс/см²) до 2,5 МПа (25 кгс/см²) включительно.

Магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы подразделяются на четыре класса в зависимости от диаметра трубопровода:

- I класс — диаметр свыше 1000 мм до 1200 мм включительно;
- II класс — диаметр свыше 500 мм до 1000 мм включительно;
- III класс — свыше 300 мм до 500 мм включительно;
- IV класс — 300 мм и менее.

В зависимости от класса трубопровода выбираются безопасные расстояния от трубопровода до строений и сооружений при проектировании. Наряду с этой классификацией для трубопроводов и их участков установлены категории, которые требуют обеспечения соответствующих прочностных характеристик (выбора коэффициента условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность), объема неразрушающего контроля сварных соединений и величины испытательного давления. В соответствии со СНиП 2.05.06-85* приняты пять категорий трубопроводов и их участков: В, I, II, III, IV; наиболее высокой категорией является «В», наименьшей — IV. Чем выше категория трубопровода, тем больше принимается объем контроля сварных соединений, выше испытательное давление, меньше коэффициент условий работы трубопровода.

К категории «В» относятся: переходы нефтепровода и нефтепродуктопровода диаметром 1000 мм и более через судоходные водные преграды и несудоходные шириной зеркала воды 25 м. и более; газопроводы внутри зданий компрессорных станций (КС), подземных хранилищ газа (ПХГ), газораспределительных станций (ГРС), нефтеперекачивающих станций (НПС) и др. К участкам IV категории относятся трубопроводы, проходящие по равнинной местности, в устойчивых грунтах, вдали от строений и сооружений.

Необходимость в такой классификации объясняется различием условий, в которых будет находиться трубопровод на тех или иных участках местности и возможными последствиями в случае разрушения трубопровода. Так, если газопровод или нефтепровод разрушится на равнинной местности, вдали от строений и сооружений и водоемов, то ущерб будет минимальным, а если газопровод разрушится на территории КС или нефтепровод на пересечении водотока, то ущерб будет значительный. Поэтому к таким участкам трубопровода предъявляются более жесткие требования, чем к остальным.

Техническое обслуживание и ремонт нефтегазовых объектов. Защита трубопроводов от коррозии. Способы защиты трубопроводов от наружной коррозии подразделяются на пассивные и активные.

Пассивный метод защиты от коррозии основан на создании непроницаемого барьера между металлом трубопровода и окружающим его грунтом. Это осуществляется нанесением на трубу специальных защитных покрытий. Согласно ГОСТ Р 51154-98 для изоляции применяются:

- комбинированное на основе мастики и полимерной ленты;
- комбинированное на основе битумно- полимерной мастики и термоусаживающей ленты;
- ленточно-полимерно-битумное;

- полиуретановое и полиуретаново-эпоксидное;
- экструдированное полиэтиленовое, наносимое на трубу в заводских условиях.

На практике не удастся добиться полной сплошности изоляционного покрытия. Различные виды покрытия имеют различную диффузионную проницаемость и поэтому обеспечивают различную изоляцию трубы от окружающей среды. В процессе строительства и эксплуатации в изоляционном покрытии возникают трещины, задиры, вмятины и другие дефекты. Наиболее опасными являются сквозные повреждения защитного покрытия, где, практически, и протекает грунтовая коррозия.

Так как пассивным методом не удастся осуществить полную защиту трубопровода от коррозии, одновременно применяется активная защита (ЭХЗ- электрохимическая защита), связанная с управлением электрохимическими процессами, протекающими на границе металла трубы и грунтового электролита (ЭХЗ- электрохимическая защита). Такая защита носит название комплексной защиты.

Активный метод защиты от коррозии осуществляется путем катодной поляризации и основан на снижении скорости растворения металла по мере смещения его потенциала коррозии в область более отрицательных значений, чем естественный потенциал. Прилагая между поверхностью металла трубы и грунтом электрический ток, необходимо достигнуть снижения потенциала в дефектных местах изоляции трубы до значения ниже критерия защитного потенциала, равного - 0,85 В. В результате этого скорость коррозии снизится до 10 мкм в год, утрачивая при этом практическое значение. Существуют два вида активной защиты трубопроводов от наружной коррозии — **протекторная** и **катодная**. При протекторной защите рядом с трубопроводом размещают более активный металл (протектор), который соединяют с трубопроводом изолированным проводником.(2). Протекторы изготавливают из цинка, алюминия или магниевых сплавов. При катодной защите с помощью источника постоянного тока (катодной станции) (рис. 6.1.1) создают разность потенциалов между трубопроводом и размещенными рядом с трубопроводом кусками металла (обычно обрезки старых труб, металлолом) так, что на трубопровод подается отрицательный заряд, а на куски металла — положительный. Таким образом, дополнительно размещаемый в грунте металл как в протекторной, так и в катодной защите, является анодом и подвергается разрушению, а наружная коррозия трубопровода не происходит.

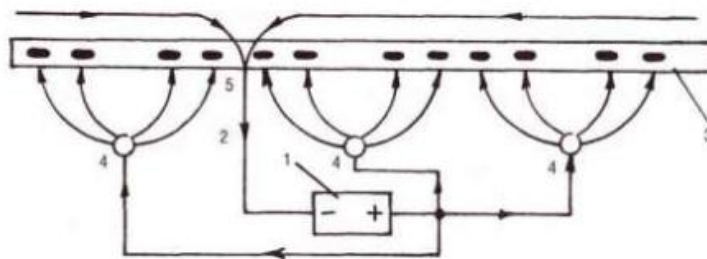


Рис. 6.1.1 Принципиальная схема катодной защиты трубопровода: 1 — источник постоянного тока; 2 — изолированный электропровод; 3 — трубопровод с поврежденной изоляцией; 4 — анод (заглубленное железо); 5 — дренаж (соединение тела трубы с электропроводом)

Два электрода (трубопровод и протектор, изготовленный из более электроотрицательного металла, чем сталь) опущены в почвенный электролит и соединены проводником. Так как материал протектора является более электроотрицательным, то под действием разности потенциалов происходит направленное движение электронов от протектора к трубопроводу по проводнику. Одновременно ионы материала протектора переходят в раствор, что приводит к его разрушению. Сила тока при этом контролируется с помощью контрольно-измерительной колонки. Таким образом, разрушение металла все равно имеет место, но не трубопровода, а протектора.

Контроль и диагностика оборудования трубопроводов

Контроль и диагностика линейной части

Требования к проектированию, изготовлению, монтажу и эксплуатации промысловых и магистральных газонефтепроводов, периодичности и объему их освидетельствования и технического диагностирования содержатся в различных отраслевых и ведомственных документах (1, 43, 45).

Нарушение работоспособности линейной части газонефтепроводов может происходить как вследствие нарушения технологии производства работ, так и из-за накопления дефектов элементами трубопровода в период эксплуатации. К технологическим причинам нарушения работоспособности линейной части относят гидратные и газовые пробки, засорения трубопроводов и др. Они выявляются методами функциональной

(оперативной) диагностики и устраняются оперативным обслуживающим персоналом.

Основными видами дефектов, возникающих в процессе эксплуатации газонефтепроводов, являются: коррозия металла, эрозионный износ стенок, трещины в сварных швах и основном металле, нарушение защитных свойств изоляционных покрытий, изменение проектного положения элементов трубопровода. Соотношение различных дефектов определяется в основном климатическим районом расположения трубопровода, свойствами грунта (пучинистостью, просадочностью, набухаемостью и т. п.) в зоне его прокладки и наличием участков с высоким уровнем грунтовых вод. На каждый газонефтепровод на основании результатов анализа технической документации разрабатывается индивидуальная программа диагностирования, которая включает (1):

- карту-схему газонефтепровода с указанием потенциально опасных участков и отдельных элементов, которые в силу особенностей их конструкции или условий эксплуатации наиболее подвержены появлению повреждений и отказов;
- план обследования, включающий порядок и последовательность проведения диагностических работ, методы и аппаратуру, используемые в процессе диагностирования;
- меры безопасности при проведении диагностирования;
- методы обработки результатов диагностирования и порядок их представления.

Для магистральных газонефтепроводов, имеющих большую протяженность, наиболее технологичным является проведение диагностики с помощью внутритрубных инспекционных приборов (ВИП). Технология внутритрубной диагностики регламентирована рядом нормативнотехнических документов, наиболее подробным из которых является РД 153- 39.4-035-03, разработанный центром технической диагностики «ДИАСКАН» акционерной компании «Транснефть». Работы по внутритрубной диагностике в общем случае включают в себя:

- пропуск скребка-калибра для определения минимального проходного сечения трубопровода перед пропуском профилемера;
- пропуск шаблона-профилемера для участков первичного обследования, имеющих подкладные кольца, с целью предупреждения застревания и повреждения профилемера деформированными подкладными кольцами;
- пропуск профилемера для контроля проходного сечения трубопровода с целью предупреждения застревания и повреждения дефектоскопа и определения глубины вмятин;
- пропуск очистных скребков для очистки внутренней поверхности трубопровода от парафиносмолистых отложений, глиняных тампонов, а также удаления посторонних предметов;
- пропуск дефектоскопа.

Для проведения внутритрубной диагностики магистральный трубопровод должен отвечать следующим требованиям: все соединительные элементы и запорная арматура участка трубопровода должны быть равнопроходными с трубопроводом. Каждый участок

диагностируемого

магистрального трубопровода (в том числе лупинги и резервные нитки подводных переходов) должен быть оборудован камерами пуска, приема и очистки ВИП.

Для контроля за движением прибора служат приемопередатчики профиломеров и дефектоскопов, антенны которых установлены под решеткой бампера в носовой части, а также наземные приборы сопровождения, в состав которых входят низкочастотные локаторы и наземные маркерные передатчики. Приемопередатчики ВИП генерируют низкочастотные электромагнитные сигналы, которые улавливаются антенной локатора на поверхности земли с расстояния до 2,5 м от передатчика прибора, находящегося в трубопроводе.

Все типы ВИП, используемых центром технической диагностики «ДИАСКАН», по техническим характеристикам позволяют проводить пропуски на участках магистрального трубопровода, имеющих подкладные кольца. Применяют следующие основные типы ВИП: очистные скребки СКР1, СКР1-1, СКР2, магнитные скребки СКР3, СКР-4; профиломеры и шаблоны-профиломеры, внутритрубные инспекционные приборы-дефектоскопы WM, MFL, CD.

При невозможности контроля приборами внутритрубной диагностики (например, из-за отсутствия камер приема-пуска или других конструктивных особенностей) газонефтепроводы подвергаются гидравлическим или пневматическим испытаниям на прочность и плотность. Как правило, испытания проводят гидравлическим способом с периодичностью не реже одного раза в восемь лет.

Трубопроводная арматура магистральных и промысловых газонефтепроводов относится к классу ремонтируемых, восстанавливаемых изделий с регламентируемой системой восстановления и назначенным ресурсом. Назначенный (средний) ресурс измеряется в часах и циклах «открыто-закрыто» с четко выраженным циклическим характером работы (запорная арматура: задвижки клиновые и шиберные, клапаны, краны, дисковые поворотные затворы; защитная и предохранительная арматура: клапаны предохранительные, затворы и клапаны обратные и др.). Для арматуры, не имеющей четко выраженного циклического характера работы (регулирующая арматура), назначенный (средний) ресурс приводится в часах.

В пределах установленных значений назначенных показателей должно быть обеспечено полное соответствие показателей безотказности арматуры требованиям и критериям, оговоренным в конструкторской и нормативнотехнической документации.

Обследование технического состояния арматуры, находящейся в эксплуатации, производится индивидуально для каждой единицы арматуры по программе работ и включает следующие процедуры:

- визуальный и измерительный контроль;
- испытания на работоспособность.

В случае необходимости, с учетом результатов визуального и измерительного контроля и испытания на работоспособность, осуществляется также:

- разборка и ревизия внутренних полостей арматуры с дефектацией отдельных сборочных единиц и деталей;
- замер толщины стенок патрубков и корпусных деталей арматуры;
- контроль неразрушающими методами;
- контроль образцов материалов разрушающими методами или косвенная оценка механических характеристик материала по результатам контроля твердости;
- дополнительные испытания арматуры или ее отдельных комплектующих элементов, узлов и деталей;
- контроль приводных узлов. Испытания на работоспособность включают: • испытания изделия на плотность корпусных деталей;
- испытания на герметичность сальниковых и прокладочных уплотнений по отношению к внешней среде;

- испытания на герметичность в затворе (для запорной, предохранительной, обратной арматуры) в соответствии с паспортом на арматуру;
- проверку функционирования (совершение 2—3 циклов).

Испытания проводят, как правило, без демонтажа изделия, непосредственно на месте его установки. Работы по оценке технического состояния арматуры, связанные с необходимостью разборки или демонтажа изделия с места установки, проводят в момент плановой остановки трубопровода на планово-предупредительный, средний или капитальный ремонт.

При проведении визуального и измерительного контроля осматриваются как наружные, так и внутренние поверхности корпусных деталей, а также те детали, сборочные единицы и места, где вероятнее всего максимальный износ и возможны механические повреждения или усталостные явления, в том числе: застойные зоны, места скопления влаги и коррозионных продуктов, места изменения направления потоков, сварные швы и околошовные зоны (наличие подрезов, непроваров, свищей), зоны входных и выходных патрубков, резьбы втулок, штоков и маховиков (износ витков, сколы резьбы), хвостовики штоков и проушины дисков (клиньев) у задвижек, зоны уплотнения штоков (коробки сальников), уплотнительные поверхности узла затвора (седел, дисков, клиньев, золотников, плунжеров и т.д.) на наличие раковин, трещин, следов эрозии, коррозии, кавитационного износа; крепежные и соединительные детали арматуры (шпильки, болты, гайки), прокладки и поверхности уплотнения в местах сочленения сборочных единиц арматуры, внутренние поверхности корпусных деталей, подверженные кавитации, коррозии или эрозии; места возможной концентрации механических напряжений.

Проверяются размеры изнашиваемых деталей и зазоры между подвижными сопрягаемыми деталями. Измеряются также толщины стенок патрубков, корпусов, размеры резьбы. Замер производится в местах, где возможно утонение вследствие коррозионного, эрозионного или кавитационного разрушений.

С учетом результатов визуального и измерительного контроля и ревизии внутренних полостей проводится дефектоскопия с применением методов неразрушающего контроля. Герметичность затвора проверяется АЭ течеискателем. Корпуса крупногабаритной трубопроводной арматуры контролируют с использованием комбинаций методов неразрушающего контроля: акустико-эмиссионного контроля, принимаемого в качестве основного; ультразвукового и капиллярного методов контроля как обязательных при обследовании акустически активных зон корпусов, обнаруженных при акустико-эмиссионном контроле; магнитопорошкового метода как альтернативного капиллярному при обследовании акустически активных зон корпусов; магнитометрического метода контроля (метода магнитной памяти) как альтернативного акустико-эмиссионному методу. Магнитометрический метод выбирается при отсутствии возможности обеспечения необходимого изменения внутреннего давления, требуемого при акустико-эмиссионном контроле, для определения линий или зон концентрации механических напряжений на поверхности корпуса. Контроль осуществляется в первую очередь в местах резкого изменения толщины (сочленение патрубков—корпус), в подфланцевых зонах, в радиусных переходах, в местах пересечения или стыковки сварных швов, в зонах концентрации напряжений и других подобных местах. Контролю должна подвергаться арматура, длительно работающая в наиболее неблагоприятных климатических условиях, при максимальных рабочих параметрах и т.п. Рекомендуемые (ОАО «АК "Транснефть"») места для контроля толщины и наличия дефектов показаны на рис. 6.2.2.(45)

Обязательному поверочному расчету на прочность подлежат детали арматуры в случаях, если:

- число циклов нагружения (циклических изменений параметров рабочей среды и других воздействий), предусмотренное в конструкторской документации, может быть превышено в течение продлеваемого периода;

- выявлено утонение стенок или изменение размеров деталей, влияющее на их прочность, устойчивость, если не предусматривается их восстановление в процессе ремонта;
- размеры обнаруженных дефектов превышают допустимые, установленные НТД;
- выявлено изменение характеристик металла;
- выявлено отличие режимов эксплуатации от предусмотренных конструкторской документацией и расчетами на прочность в сторону ужесточения.

Расчеты производятся по действующей нормативно-технической документации. В результате расчета должно быть подтверждено соблюдение условий прочности на продлеваемый период с запасом прочности не ниже регламентированного уровня.

Критериями предельных состояний арматуры являются: • начальная стадия нарушения цельности корпусных деталей и сильфонных сборок (возникновение трещин, разрушение отдельных слоев сильфона и т.п.);

достижение геометрических размеров деталей (например, толщины стенок корпуса из-за механического износа, эрозионного, коррозионного и кавитационного разрушений) минимально допустимых значений;

- достижение количественных значений физико-механических характеристик металла основных деталей граничных значений, оговоренных нормативно-технической и конструкторской документацией.

Величину остаточного ресурса арматуры в общем случае определяют как разность между назначенным (средним) ресурсом, установленным в технической документации, и наработкой изделия на момент снятия его с трубопровода для проведения капитального ремонта. Величины назначенного (среднего) ресурса и наработки на момент обследования должны быть пересчитаны с учетом фактических значений рабочих параметров, скорости коррозии и (или) эрозии в процессе эксплуатации, результатов дополнительных испытаний.

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ОСВОЕНИЮ ПРОГРАММЫ

Процесс изучения материала программы предусматривает активное использование современных инновационных образовательных технологий. Формы обучения: индивидуальные и групповые. Методы обучения:

- работа с преподавателем, - работа в коллективе обучающихся,
- самостоятельная работа.

При освоении дисциплины используются следующие виды активной и интерактивной форм обучения для достижения запланированных результатов обучения и формирования компетенций:

- совместное погружение в проблемное поле;
- обсуждение сложных вопросов и проблем;
- работа в малых группах; - разборы конкретных ситуаций и т.д. Процесс освоения дисциплины предусматривает следующие работы:

1. Контактная работа (аудиторная работа: лекционные, практические и лабораторные занятия, мастер-классы, консультации);
2. Самостоятельная работа;
3. Контрольные мероприятия (промежуточные и итоговые аттестации).

Методические указания для обучающихся по лекционным занятиям по модулю

Лекция является наиболее экономичным способом передачи учебной информации, т.к. при этом обширный материал излагается концентрировано, в логически

выдержанной форме, с учетом характера профессиональной деятельности обучаемых. Лекция закладывает основы научных знаний в обобщенной форме. На лекционных занятиях преподаватель:

- знакомит обучающихся с общей методикой работы над курсом;
- дает характеристику учебников и учебных пособий, знакомит слушателей с обязательным списком литературы;
- рассказывает о требованиях к промежуточной аттестации;
- рассматривает основные теоретические положения курса;
- разъясняет вопросы, которые возникли у обучающихся в процессе изучения курса. Лекционное занятие преследует 5 основных дидактических целей:
- информационную (сообщение новых знаний);
- развивающую (систематизация и обобщение накопленных знаний);
- воспитывающую (формирование взглядов, убеждений, мировоззрения);
- стимулирующую (развитие познавательных и профессиональных интересов);
- координирующую с другими видами занятий.

В процессе прослушивания лекций очень важно умение обучающихся конспектировать наиболее значимые моменты теоретического материала. Конспект помогает внимательнее слушать, лучше запоминать в процессе записи, обеспечивает наличие опорных материалов при подготовке к лабораторным занятиям и промежуточной аттестации. В этой же тетради следует записывать неясные вопросы, требующие уточнения на занятии. Рекомендуется в тетради отвести место для словаря, куда в алфавитном порядке вписываются специальные термины и пояснения к ним.

Методические указания для обучающихся по практическим занятиям по модулю

Практическое занятие – форма систематических учебных занятий, с помощью которых обучающиеся изучают тот или иной раздел определенной научной дисциплины, входящей в состав учебного плана.

Для того чтобы практические занятия приносили максимальную пользу, необходимо помнить, что упражнение и решение заданий проводятся по вычитанному на лекциях материалу и связаны, как правило, с детальным разбором отдельных вопросов лекционного курса. Следует подчеркнуть, что только после усвоения лекционного материала с определенной точки зрения (а именно с той, с которой он излагается на лекциях) он будет закрепляться на практических занятиях как в результате обсуждения и анализа лекционного материала, так и с помощью решения проблемных ситуаций, задач. При этих условиях обучающийся не только хорошо усвоит материал, но и научится применять его на практике, а также получит дополнительный стимул (и это очень важно) для активной проработки лекции.

При самостоятельном решении заданий нужно обосновывать каждый этап решения, исходя из теоретических положений курса. Если обучающийся видит несколько путей решения проблемы, то нужно сравнить их и выбрать самый рациональный. Полезно до начала вычислений составить краткий план решения проблемы. Решение проблемных заданий или примеров следует излагать подробно, вычисления располагать в строгом порядке, отделяя вспомогательные вычисления от основных. Решения при необходимости нужно сопровождать комментариями, схемами, чертежами и рисунками.

Следует помнить, что решение каждого учебного задания должно доводиться до окончательного логического ответа, которого требует условие, и по возможности с выводом. Полученный ответ следует проверить способами, вытекающими из существа данного задания. Полезно также (если возможно) решать несколькими способами и сравнить полученные результаты. Решение заданий данного типа нужно продолжать до приобретения твердых навыков в их решении.

При подготовке к практическим занятиям следует использовать основную литературу из представленного списка, а также руководствоваться приведенными указаниями и рекомендациями. Для наиболее глубокого освоения дисциплины рекомендуется изучать литературу, обозначенную как «дополнительная» в представленном списке. На практических занятиях приветствуется активное участие в обсуждении конкретных ситуаций, способность на основе полученных знаний находить наиболее эффективные решения поставленных проблем, уметь находить полезный дополнительный материал по тематике занятий.

Обучающемуся рекомендуется следующая схема подготовки к занятию:

1. Проработать конспект лекций;
2. Прочитать основную и дополнительную литературу, рекомендованную по изучаемому разделу;
3. Ответить на вопросы плана семинарского занятия;
4. Выполнить домашнее задание;
5. Проработать тестовые задания и задачи;
6. При затруднениях сформулировать вопросы к преподавателю.

В процессе подготовки изучают рекомендованные преподавателем источники литературы, а также самостоятельно осуществляют поиск релевантной информации.

Методические указания для обучающихся по лабораторным занятиям по дисциплине (модулю)

Лабораторные занятия имеют целью углубление и закрепление теоретических знаний, развитие навыков самостоятельного экспериментирования. В ходе лабораторного занятия обучающиеся под руководством преподавателя лично проводят натурные или имитационные эксперименты с целью проверки и подтверждения отдельных теоретических положений учебного курса, приобретают практические навыки работы с вычислительной техникой, овладевают методикой экспериментальных исследований в конкретной предметной области. Порядок проведения лабораторного занятия:

1. Вводная часть: - входной контроль подготовки обучающегося; - вводный инструктаж (знакомство обучающихся с содержанием предстоящей работы, показ способов выполнения отдельных операций, предупреждение о возможных ошибках).
2. Основная часть: - проведение обучающимся лабораторной работы; - текущий инструктаж, повторный показ или разъяснения (в случае необходимости преподавателем исполнительских действий, являющихся предметом инструктирования).
3. Заключительная часть: - оформление отчета о выполнении задания; - заключительный инструктаж (подведение итогов выполнения учебных задач, разбор допущенных ошибок и выявление их причин, сообщение результатов работы каждого обучающегося, объявление о том, что необходимо повторить к следующему занятию).

Методические указания для обучающихся по мастер-классам

Одной из современных педагогических форм, позволяющих демонстрировать новые возможности профессионализма, является мастер-класс.

Целью проведения мастер-класса является демонстрация достижений специалиста как подлинного мастера в своей области.

Мастерство — это всегда высокий профессионализм, большой и разнообразный опыт определенной деятельности, обширные познания теории и практики в конкретной сфере. Основной принцип мастер-класса: «Я знаю, как это сделать, и я научу вас». К особенностям проведения мастер-класса можно отнести следующие:

- основная форма взаимодействия со слушателями — сотрудничество, сотворчество, совместный поиск;
- формы, методы, технологии работы в процессе проведения мастер-класса участникам не навязываются, а предлагаются;
- на одном из этапов мастер-класса слушателям предлагается самостоятельная работа в малых группах, создающая условия для включения всех в активную деятельность и позволяющая провести обмен мнениями.

Задачи мастер-класса:

- передача педагогом-мастером своего опыта путем прямого и комментированного показа последовательности действий, методов, приемов;
- совместная отработка приемов решения поставленной в программе мастер-класса проблемы;
- рефлексия собственного профессионального мастерства участниками мастер-класса;
- оказание помощи участникам мастер-класса в определении задач саморазвития, самообразования и самосовершенствования

Перед началом мастер-класса обучающиеся должны пройти инструктаж по технике безопасности и расписаться в журнале за технику безопасности.

Мастер разбивает задание на ряд задач. Группам предстоит придумать способ их решения. Причём участники свободны в выборе метода, темпа работы, пути поиска. Каждому предоставляется независимость в выборе пути поиска решения, дано право на ошибку и на внесение корректив.

Когда группа выступает с отчётом о выполнении задачи, важно, чтобы в отчёте были задействованы все. Это позволяет использовать уникальные способности всех участников мастер-класса, даёт им возможность самореализоваться, что позволяет учесть и включить в работу различные способы познания каждого педагога.

Методические указания для обучающихся по самостоятельной работе по дисциплине (модулю)

Достижение целей эффективной подготовки обучающихся и развитие профессиональных компетенций невозможно без их целеустремленной самостоятельной работы. Самостоятельная работа обучающихся является составной частью учебной работы и имеет целью закрепление и углубление полученных знаний и навыков, поиск и приобретение новых знаний, в том числе с использованием автоматизированных обучающих систем, а также выполнение учебных заданий, подготовку к предстоящим занятиям, текущему контролю и промежуточной аттестации.

Основная цель данного вида занятий состоит в обучении методам самостоятельной работы с учебным материалом, нормативноправовыми актами, научной литературой, с ситуационными задачами, развитие способности самостоятельно повышать уровень профессиональных знаний, реализуя специальные средства и методы получения нового знания, и использовать приобретенные знания и умения в практической деятельности. Состав самостоятельной работы:

1. Подготовка к лекционным и практическим занятиям:

- чтение текста (учебника, первоисточника, дополнительной литературы и т.д.);
- составление плана текста, графическое изображение структуры текста, конспектирование текста, выписки из текста и т.д.;
- работа с конспектом;
- подготовка вопросов для самостоятельного изучения

2. Подготовка к лабораторным занятиям:

- работа со справочниками и др. литературой;
- формирование отчета о выполнении лабораторного занятия;
- подготовка мультимедиа презентации и докладов к выступлению по результатам лабораторного занятия;

3. Подготовка к мастер-классам:

- обучающиеся должны ознакомиться с анонсом мероприятия, предусмотренных программой мастер-класса;
- необходимо предварительно ознакомиться со структурой предприятия, на базе которого будет проводиться мастер-класс, основными направлениями, которыми занимается предприятие или компания.

4. Подготовка к промежуточной и итоговой аттестациям:

- повторение всего учебного материала модуля
- аналитическая обработка текста; периодического, продолжающегося издания или сборника как составная часть его основного текста.

Методические указания для обучающихся по промежуточной и итоговой аттестации по дисциплине (модулю)

В период подготовки к промежуточной и итоговой аттестации обучающихся вновь обращаются к пройденному учебному материалу. При этом они не только закрепляют полученные знания, но и получают новые. Подготовка обучающегося к аттестации включает в себя три этапа:

- самостоятельная работа в течение курса;
- непосредственная подготовка в дни, предшествующие промежуточной и итоговой аттестации по темам курса;
- подготовка к ответу на вопросы.

Подготовка к аттестации осуществляется на основании списка вопросов по изучаемому курсу, конспектов лекций, учебников и учебных пособий, научных статей, информации среды интернет. Литература для подготовки к промежуточной аттестации рекомендуется преподавателем. Для полноты учебной информации и ее сравнения лучше использовать не менее двух источников. Обучающийся вправе сам придерживаться любой из представленных в литературе точек зрения по спорной проблеме (в том числе отличной от преподавателя), но при условии достаточной научной аргументации.

Основным источником подготовки к промежуточной и итоговой аттестации является конспект лекций, где учебный материал дается в систематизированном виде, основные положения его детализируются, подкрепляются современными фактами и информацией, которые в силу новизны не вошли в опубликованные печатные источники. В ходе подготовки к аттестации обучающимся необходимо обращать внимание не только на уровень запоминания, но и на степень понимания излагаемых проблем. Для подготовки к аттестации преподаватель проводит консультацию по возникающим вопросам. Промежуточная аттестация проводится по вопросам, охватывающим весь пройденный материал. По окончании ответа преподаватель может задать обучающемуся дополнительные и уточняющие вопросы. Оценка качества подготовки обучающихся осуществляется в двух основных направлениях: оценка уровня освоения дисциплин и оценка уровня сформированности компетенций обучающихся. Предметом оценивания являются знания, умения и практический опыт обучающихся.

Положительно будет оцениваться стремление обучающихся изложить различные точки зрения на рассматриваемую проблему, выразить свое отношение к ней, применить теоретические знания по современным проблемам.