

УТВЕРЖДЕНЫ

Приказом ОАО «НК «Роснефть»

от «06» июня 2016 г. № 287

Введены в действие «06» июня 2016 г.

ВВЕДЕНЫ В ДЕЙСТВИЕ

Приказом ПАО «Востсибнефтегаз»

от «15» июня 2016 г. №475

Вступили в силу «15» июня 2016 г.

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ КОМПАНИИ

**ТРЕБОВАНИЯ К ОКАЗАНИЮ УСЛУГ ПО ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ
СОПРОВОЖДЕНИЮ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПРИ БУРЕНИИ И РЕКОНСТРУКЦИИ
СКВАЖИН**

№ П2-10 М-0024

ВЕРСИЯ 1.00

(с изменениями, внесенными приказом ПАО «НК «Роснефть» от 28.02.2017 № 108,
введенными в АО «Востсибнефтегаз» приказом от 29.03.2017 №285)

СОДЕРЖАНИЕ

ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ	4
НАЗНАЧЕНИЕ	4
ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ.....	4
ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ.....	5
1. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	6
2. ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	8
3. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	11
4. КЛАССИФИКАЦИЯ.....	12
4.1. КЛАССИФИКАЦИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ.....	12
4.2. КЛАССИФИКАЦИЯ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ И ОБРАБОТКИ	12
5. ПЛАНИРОВАНИЕ СОПРОВОЖДЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ	14
5.1 ТРЕБОВАНИЯ К ПЕРСОНАЛУ	14
5.2 ТРЕБОВАНИЯ К МАТЕРИАЛАМ И ХИМИЧЕСКИМ РЕАГЕНТАМ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА.....	15
5.3 ТРЕБОВАНИЯ К ОБОРУДОВАНИЮ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ	16
5.4 ТРЕБОВАНИЯ К ЛАБОРАТОРИИ, ВЫПОЛНЯЮЩЕЙ ИСПЫТАНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ	18
5.5 ТРЕБОВАНИЯ К ПРОГРАММЕ ПО БУРОВЫМ РАСТВОРАМ	18
5.6 ВЫБОР ТИПА БУРОВОГО РАСТВОРА	20
5.7 ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ.....	21
5.8 ТРЕБОВАНИЯ К ПАРАМЕТРАМ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ.....	23
5.8.1. БУРЕНИЕ В ЗОНАХ ММП.....	23
5.8.2. БУРЕНИЕ В ИНТЕРВАЛАХ ЗОН АВГД	24
5.8.3. БУРЕНИЕ В ИНТЕРВАЛАХ ПОГЛОЩЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА	24
5.8.4. НАЛИЧИЕ В РАЗРЕЗЕ БУРЕНИЯ АКТИВНЫХ ГЛИН	24
5.8.5. НАЛИЧИЕ В РАЗРЕЗЕ БУРЕНИЯ КИСЛОЙ И СЕРОВОДОРОДНОЙ АГРЕССИИ	25
5.8.6. НАЛИЧИЕ В РАЗРЕЗЕ БУРЕНИЯ АНГИДРИТА/ГИПСА	25
5.8.7. БУРЕНИЕ В СОЛЯХ.....	25

Права на настоящий ЛНД принадлежат ПАО «НК «Роснефть». ЛНД не может быть полностью или частично воспроизведён, тиражирован и распространён без разрешения ПАО «НК «Роснефть».

© © ПАО «НК «Роснефть», 2016

5.8.8. БУРЕНИЕ НАКЛОННЫХ, ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И СКВАЖИН С БОЛЬШИМ ОТХОДОМ ОТ ВЕРТИКАЛИ	25
5.8.9. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА.....	26
5.9 ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К СВОЙСТВАМ РУО	29
6. БУРЕНИЕ СКВАЖИНЫ (ПРИГОТОВЛЕНИЕ И ОБРАБОТКА БУРОВОГО РАСТВОРА)	31
6.1 МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА	31
6.2 ПРИГОТОВЛЕНИЕ И ОБРАБОТКА	31
6.3 КОНТРОЛЬ ПАРАМЕТРОВ.....	32
6.4 ПОТЕРИ	33
6.5 ПОВТОРНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ.....	33
6.6 УТИЛИЗАЦИЯ	33
6.7 СУТОЧНАЯ ОТЧЕТНОСТЬ	34
7. АНАЛИЗ	36
7.1 ТРЕБОВАНИЯ К ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНОМУ ОТЧЕТУ ПО СКВАЖИНЕ.....	36
7.2 ОЦЕНКА КАЧЕСТВА УСЛУГ	36
8. ПБОТОС	38
8.1 ТРЕБОВАНИЯ К ПЕРСОНАЛУ	38
8.2 ТРЕБОВАНИЯ К МАТЕРИАЛАМ	38
9. ССЫЛКИ	39
ПРИЛОЖЕНИЯ	40

Права на настоящий ЛНД принадлежат ПАО «НК «Роснефть». ЛНД не может быть полностью или частично воспроизведён, тиражирован и распространён без разрешения ПАО «НК «Роснефть».

© ® ПАО «НК «Роснефть», 2016

ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

НАЗНАЧЕНИЕ

Методические указания устанавливают требования к процессу выбора буровых растворов при разработке проектной документации на строительство и реконструкцию скважин проектными организациями, а также к планированию и оказанию услуг сервисными организациями по инженерно-технологическому сопровождению буровых растворов при строительстве и реконструкции скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях Компании с целью повышения эффективности оказания данных услуг.

ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ

Настоящие Методические указания обязательны для исполнения работниками:

- Департамента бурения на суше ПАО «НК «Роснефть»;
- иных структурных подразделений ПАО «НК «Роснефть»;
- дочерних обществ ПАО «НК «Роснефть», в отношении которых Уставами Обществ, акционерными и иными соглашениями с компаниями - партнерами не определен особый порядок реализации акционерами/участниками своих прав, в том числе по управлению Обществом,

задействованными в процессах разработки проектной документации на строительство и реконструкцию скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях Компании в части выбора буровых растворов и в процессе планирования услуг, оказываемых сервисными организациями по инженерно-технологическому сопровождению буровых растворов при строительстве и реконструкции скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях Компании.

Настоящие Методические указания носят рекомендательный характер для исполнения работниками зависимых обществ ПАО «НК «Роснефть» и Обществ Группы, в которых ПАО «НК «Роснефть» или его дочерние общества владеют акциями/долями в уставном капитале совместно с компаниями - партнерами, и/или уставами, акционерными и иными соглашениями которых определен особый порядок реализации акционерами/участниками своих прав, в том числе по управлению Обществом Группы.

Требования Методических указаний становятся обязательными для исполнения в дочернем обществе ПАО «НК «Роснефть» и зависимом обществе ПАО «НК «Роснефть», а также ином Обществе, в котором прямо или косвенно участвует ПАО «НК «Роснефть» после их введения в действие в Обществе в соответствии с Уставом Общества, с учетом специфики условий договоров или соглашений о совместной деятельности и в установленном в Обществе порядке.

Структурные подразделения ПАО «НК «Роснефть» и Общества Группы при оформлении договоров с подрядными организациями, оказывающими услуги по разработке проектной документации на строительство и реконструкцию скважин, сопровождению буровых растворов при строительстве и реконструкции скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях Компании, обязаны включать в условия договора пункт о

неукоснительном выполнении проектной и подрядной организацией настоящих Методических указаний.

Распорядительные, локальные нормативные и иные внутренние документы не должны противоречить настоящим Методическим указаниям.

ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ

Методические указания являются локальным нормативным документом постоянного действия.

Методические указания утверждаются, вводятся в действие, изменяются и признаются утратившими силу в ПАО «НК «Роснефть» на основании приказа ПАО «НК «Роснефть».

Инициаторами внесения изменений в Методические указания являются: Департамент бурения на суше ПАО «НК «Роснефть», а также иные структурные подразделения ПАО «НК «Роснефть» или Общества Группы по согласованию с Департаментом бурения на суше ПАО «НК «Роснефть».

Изменения в Методические указания вносятся в случаях: изменения законодательства РФ в области строительства скважин, изменения организационной структуры или полномочий руководителей, совершенствования системы строительства скважин и т.п.

1. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ

БУРЕНИЕ СКВАЖИН – этап строительства скважины, включающий в себя комплекс работ, связанный с проводкой и креплением ствола скважины, а также с испытанием скважины в процессе бурения.

БУРОВОЙ РАСТВОР – многокомпонентная дисперсная система суспензионных, эмульсионных и аэрированных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения.

БУРОВАЯ ПЛОЩАДКА – территория, отведенная в установленном законодательством порядке для строительства и реконструкции скважин.

БУФЕРНАЯ ЖИДКОСТЬ – жидкость, закачиваемая в скважину при выполнении технологических операций для предотвращения смешения разных типов жидкостей и растворов, а также очистки стенок скважины и обсадной колонны.

ПОДРЯДНАЯ (СЕРВИСНАЯ) ОРГАНИЗАЦИЯ – физическое или юридическое лицо, которое выполняет работы по договору подряда, заключаемому с Заказчиками работ и услуг.

ПРОГРАММА ПО БУРОВЫМ РАСТВОРАМ (ПРОГРАММА) – рабочий документ, включающий в себя совокупность режимов промывки и других операций, связанных с гидравликой и обеспечивающих бурение скважин без осложнений или с минимумом осложнений, состав, основные параметры и характеристики, буровых растворов применяющихся в процессе бурения скважины, планируемый расход материалов для приготовления буровых растворов, планируемые объемы использования буровых растворов и их стоимость, объемы образующихся отходов, инженерные рекомендации по предотвращению осложнений в процессе бурения скважин, предложения по оптимизации процесса бурения, другую необходимую информацию.

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ – документация, содержащая материалы в текстовой форме и в виде карт (схем) и определяющая архитектурные, функционально-технологические, конструктивные и инженерно-технические решения для обеспечения строительства, реконструкции объектов капитального строительства, их частей, капитального ремонта, если при его проведении затрагиваются конструктивные и другие характеристики надежности и безопасности объектов капитального строительства.

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА

ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ – комплекс услуг, включающий в себя разработку проектных решений в части буровых растворов для бурения и реконструкции скважин, подготовку программ по буровым растворам, поставку материалов для приготовления и обработки буровых растворов, анализ свойств буровых растворов на буровой площадке, выдачу рекомендаций по приготовлению и обработке буровых растворов, подготовку суточной и итоговой отчетности.

СЕРВИСНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ ПО БУРОВЫМ РАСТВОРАМ - сервисная организация, оказывающая услуги по инженерно-технологическому сопровождению буровых растворов при строительстве и реконструкции скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях Компании по договору подряда, заключаемому с Заказчиками работ и услуг.

ЭКВИВАЛЕНТНАЯ ЦИРКУЛЯЦИОННАЯ ПЛОТНОСТЬ — представляет собой эквивалент градиента давления, создаваемого гидростатическим давлением столба бурового раствора и потерь давления на трение в затрубном пространстве, и является функцией расхода, реологических параметров жидкости, протяженности скважины и геометрии кольцевого пространства скважины/буровой трубы.

2. ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АВК – аварийная карточка материала.

АВПД – аномально высокое пластовое давление.

АНПД – аномально низкое пластовое давление.

БОВ – большой отход от вертикали.

БХУЦ – блок химического усиления центрифуг.

ВНСС – вязкость при низкой скорости сдвига.

ВТВД – высокая температура и высокое давление.

ВУС – вязкоупругая смесь.

ГЗД – гидравлический забойный двигатель.

ГИС – геофизические исследования скважины.

ГНВП – газонефтеводопроявления.

ГРП – гидроразрыв пласта.

ГТИ – геолого-технологические исследования.

ДННСС – динамическое напряжение при низкой скорости сдвига.

ДНС – динамическое напряжение сдвига.

ЗАКАЗЧИК – ПАО «НК «Роснефть» или Общество Группы, для удовлетворения потребностей которого сервисная организация оказывает услуги по инженерно-технологическому сопровождению буровых растворов при строительстве и реконструкции скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях.

ИВБ – измерения во время бурения.

КВБ – каротаж во время бурения.

КМЦ – карбоксиметилцеллюлоза.

КНБК – компоновка низа бурильной колонны.

КОМПАНИЯ – группа юридических лиц различных организационно-правовых форм, включая ПАО «НК «Роснефть», в отношении которых последнее выступает в качестве основного или преобладающего (участвующего) общества.

КПЭ – ключевые показатели эффективности.

ЛПО – лицензионное программное обеспечение.

МБП – материал для борьбы с поглощениями.

ММП – многолетне-мерзлые породы.

НПВ – непроизводительное время.

ОБЩЕСТВО ГРУППЫ (ОГ) – хозяйственное общество, прямая и (или) косвенная доля владения ПАО «НК «Роснефть» акциями или долями в уставном капитале которого составляет 20 процентов и более.

ПАА – полиакриламид.

ПАВ – поверхностно-активное вещество.

ПБМ – паспорт безопасности материала.

ПБОТОС – промышленная безопасность, охрана труда и окружающей среды, включая вопросы пожарной, противofонтанной, морской безопасности, предупреждения и реагирования на чрезвычайные ситуации.

ПЗП – призабойная зона пласта.

РВО – раствор на водной основе.

РПВ – раствор для первичного вскрытия продуктивного пласта.

РУО – раствор на углеводородной основе, инвертно-эмульсионный буровой раствор.

РУС – роторно-управляемая система.

СИЗ – средства индивидуальной защиты.

СНС – статическое напряжение сдвига.

СПО – спуско-подъемные операции.

ТЭП – технико-экономические показатели.

УВ – углеводород.

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства.

ЦСГО – центральная система грубой очистки.

ЭЦП – эквивалентная плотность циркуляции.

MBT – methylene blue test (тест метиленовой сини на катионообменную емкость).

MSDS – material safety data sheet (паспорт безопасности материала).

3. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Инженерно-технологическое сопровождение буровых растворов необходимо для качественного и безаварийного бурения и реконструкции скважин.

Целью инженерно-технологического сопровождения буровых растворов является минимизация рисков осложнений и обеспечение необходимых ТЭП бурения и реконструкции скважин.

Основные задачи инженерно-технологического сопровождения включают:

- выбор оптимальных типов и рецептур буровых растворов для каждого интервала скважины;
- определение необходимых параметров буровых растворов для каждого интервала скважины;
- контроль приготовления и обработки буровых растворов;
- контроль параметров буровых растворов;
- составление отчетов по буровым растворам.

Основными участниками инженерно-технологического сопровождения являются проектные организации, сервисные организации по инженерно-технологическому сопровождению буровых растворов, подрядные организации по бурению и реконструкции скважин, Общества Группы и Структурные Подразделения Компании.

Планирование и оказание услуг по инженерно-технологическому сопровождению буровых растворов при бурении и реконструкции скважин должно осуществляться согласно действующим нормативным требованиям Ростехнадзора, других соответствующих органов государственного надзора и ЛНД Компании в области ПБОТОС.

В случаях, если требования настоящих Методических указаний являются более жесткими по сравнению с аналогичными требованиями вышеуказанных органов, необходимо руководствоваться требованиями настоящих Методических указаний.

В случае необходимости разработки проектной документации на строительство и реконструкцию скважин, выбор буровых растворов, оказания услуг по буровым растворам по технологиям, не описанным в настоящих Методических указаниях, работники Заказчика, совместно с Департаментом бурения на суше ПАО «НК «Роснефть» должны провести оценку и изучение конкретных рисков.

4. КЛАССИФИКАЦИЯ

4.1. КЛАССИФИКАЦИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

В Компании применяется классификация буровых растворов, представленная в Таблице 1.

Таблица 1
Классификация буровых растворов

ТИП ОСНОВЫ	КЛАСС БУРОВОГО РАСТВОРА	ТИП БУРОВОГО РАСТВОРА
1	2	3
Вода	РВО	Алюмокалиевые
		Биополимерные неминерализованные
		Биополимерные ингибированные
		Гелево-эмульсионные
		Глинистые
		Известково-гипсовые
		Ингибированные
		Малоглинистые ингибированные
		Полигликолевые
		Полимер-глинистые
		Полимер-глинистые ингибированные
		Полимерные-инкапсулирующие
		Полимерные-ингибированные
		Соленасыщенные
УВ	РУО	Инвертно-эмульсионные
		Известково-битумные
		Безводные

4.2. КЛАССИФИКАЦИЯ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ И ОБРАБОТКИ

Для придания буровым растворам в процессе их приготовления необходимых технологических свойств, соответствующих геолого-техническим условиям бурения скважин применяют различные материалы.

Все материалы для приготовления и обработки буровых растворов классифицируют по назначению. С целью унификации материалов, в Компании принимается классификация, представленная в Таблице 2.

Таблица 2
Классификация материалов для приготовления и обработки буровых растворов

НАЗНАЧЕНИЕ	ИСПОЛЬЗУЕТСЯ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ И ОБРАБОТКИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ	ПРИМЕРЫ МАТЕРИАЛОВ
1	2	3
Бактерицид	РВО	Производные триазина
Загуститель	РВО, РУО	Ксантановая смола,
Ингибитор глин	РВО, РУО	Хлориды калия, кальция и

НАЗНАЧЕНИЕ	ИСПОЛЬЗУЕТСЯ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ И ОБРАБОТКИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ	ПРИМЕРЫ МАТЕРИАЛОВ
1	2	3
		натрия, амины полиэфиров
Ингибитор коррозии	PBO, PYO,	Органофосфорные соединения
Материал для борьбы с поглощениями, кольтмант	PBO, PYO	Ореховая скорлупа, слюда, карбонат кальция
Микрокольтмант	PBO, PYO	Асфальтены, гильсониты, сульфированный битум
Пеногаситель	PBO	Смеси ПАВ, кремнийорганических соединений
Пенообразующий агент	Пены	ПАВ
Понизитель жесткости	PBO	Карбонат натрия, гидрокарбонат натрия
Понизитель фильтрации	PBO, PYO	КМЦ, ПАЦ
Противоприхватная добавка	PBO	Изобутанол, алкены, продукты легкой дистилляции нефти
Противосальниковая добавка	PBO	ПАВ
Разжижитель	PBO, PYO	Танин, лигносульфонат
Разрушитель корки	PBO, PYO	Энзимы
Регулятор pH	PBO	Каустическая сода, лимонная кислота
Смазочная добавка	PBO, PYO	Производные жирных кислот
Структурообразователь	PBO	Бентонит, аттапульгит, органифильная глина
Термостабилизатор	PBO	Алколамины
Углеводородная основа	PYO	Гидролизированные фракции нефти
Утяжелитель	PBO, PYO	Барит, гематит
Флоккулянт	PBO	ПАА, ПАВ
Эмульгатор	PYO	Амины жирных кислот
Нейтрализатор	PBO, PYO	Оксид цинка, оксиды железа

5. ПЛАНИРОВАНИЕ СОПРОВОЖДЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

5.1 ТРЕБОВАНИЯ К ПЕРСОНАЛУ

Весь персонал, задействованный в работе с буровыми растворами, должен пройти обучение по специализированному курсу по буровым растворам и обладать уровнем профессиональной компетенции, соответствующей технологии бурения скважин на нефть и газ.

Весь персонал, задействованный в операциях с буровыми растворами должен пройти обучение и проверку знаний по охране труда, и быть аттестованным в области промышленной безопасности в соответствии с Разделом 9 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Квалификация персонала сервисной организации по буровым растворам должна соответствовать следующим требованиям при выполнении соответствующих обязанностей:

Старший инженер-технолог по буровым растворам.

Опыт работы по специальности не менее 3-х лет, включая работу с системами РВО, полимерными, ингибированными растворами, системами растворов для первичного вскрытия продуктивных пластов, РУО. Навыки проведения лабораторного анализа буровых растворов в соответствии с ISO 10414-1 и ISO 10414-2, определение наличия коррозионно-активных газов, оценка кольматационных свойств бурового раствора. Должен обладать необходимыми знаниями, подтвержденными сертификатами, по назначению, принципам работы и техническим характеристикам оборудования систем очистки бурового раствора, умение производить оценку эффективности оборудования системы очистки, расчет гидравлических параметров, моделировать очистку ствола скважины. Обязательны навыки использования инженерного программного обеспечения и подготовки отчетности в электронном виде.

Инженер-технолог по буровым растворам.

Опыт работы по специальности не менее 1-го года, включая работу с системами РВО, полимерными, ингибированными растворами, системами растворов для первичного вскрытия продуктивных пластов, РУО. Навыки проведения лабораторного анализа буровых растворов в соответствии с ISO 10414-1 и ISO 10414-2, определение наличия коррозионно-активных газов, оценка кольматационных свойств бурового раствора. Должен обладать необходимыми знаниями, подтвержденными сертификатами, по назначению, принципам работы и техническим характеристикам оборудования систем очистки бурового раствора, умение производить оценку эффективности оборудования системы очистки, расчет гидравлических параметров, моделировать очистку ствола скважины. Обязательны навыки использования инженерного программного обеспечения и подготовки отчетности в электронном виде.

Инженер-технолог по буровым растворам стажер.

Должен иметь образование не ниже среднего (степень бакалавра) по профилю нефтегазовое дело и пройти специализированное обучение по основам применения буровых растворов.

Инженер технической поддержки.

В обязанности входит инженерное сопровождение работ по буровым растворам в офисе. Опыт работы по специальности не менее 5-ти лет. Необходимые навыки включают в себя: экспертная техническая поддержка сопровождения буровых растворов, сопоставление операции бурения с различными аспектами применения буровых растворов, идентификация основных и специфических видов осложнений и методов их ликвидации, проведение расчетов гидравлических параметров, координация работы исследовательской лаборатории.

Руководитель (координатор) проекта.

В обязанности входит организационное и инженерное сопровождение работ по буровым растворам в офисе. Опыт работы по специальности не менее 5-ти лет. Необходимые навыки включают в себя: составление программ по буровым растворам на основе технологических регламентов и заданий, расчет расхода материалов, расчет и интерпретация объемов бурового раствора и шлама, поддержка материально-технического обеспечения, составление отчетов по окончании бурения скважин, проведение расчетов гидравлических параметров, координация работы полевого персонала, координация работы лаборатории. По запросу Заказчика необходимо оказание помощи специалистам Управления технологий и инжиниринга бурения Заказчика в соблюдении действующих нормативов (в получении лицензий, аттестаций).

Менеджер по работе с заказчиками.

Опыт работы по специальности не менее 7-ти лет. Необходимые навыки включают умение связывать технические требования с производственными планами Заказчика в бурении и добыче.

Инженер-механик по оборудованию очистки.

Опыт работы по специальности не менее 1-го года. Необходимые навыки включают умение производить расчет необходимого давления нагнетания, диаметра труб, объема емкостей, производительности оборудования системы очистки бурового раствора и насосов, проведение анализа на определение соотношения твердой фазы и жидкой фазы (ретортный анализ), определение объемов бурового шлама и подготовку отчетов в электронном виде.

5.2 ТРЕБОВАНИЯ К МАТЕРИАЛАМ И ХИМИЧЕСКИМ РЕАГЕНТАМ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА

Материалы и химические реагенты для приготовления буровых растворов должны быть изготовлены и сертифицированы в соответствии с требованиями нормативно-правовой базы РФ, должны иметь соответствующие сертификаты, паспорта безопасности, протоколы сертификационных испытаний лаборатории входного контроля сервисной организации и технические спецификации на применение. Пакет документов должен быть оформлен на русском языке, включать все перечисленные выше документы и предоставлен Заказчику по

требованию. Использование материалов, для которых отсутствует любой из вышеуказанных документов, не допускается.

Материалы и химические реагенты допускаются к применению для приготовления и обработки выбранного типа бурового раствора при соответствии техническим требованиям, предъявляемыми Методическими указаниями Компании «Единые технические требования по основным классам химических реагентов» № П1-01.05 М-0044, и только при наличии результатов (актов) опытно-промышленных испытаний в составе выбранного типа бурового раствора на месторождении (площади) применения или месторождении (площади) с аналогичными горно-геологическими условиями.

В случае отсутствия такого акта допуск материалов и химических реагентов для приготовления и обработки выбранного типа бурового раствора осуществляется после проведения опытно-промышленных испытаний в составе соответствующего типа бурового раствора в аналогичных месторождению (площади) применения горно-геологических условиях.»

Материалы, поставляемые на буровую площадку, должны иметь сроки годности, превышающие сроки оказания услуг, качество должно быть подтверждено протоколом сертификационных испытаний лаборатории входного контроля сервисной организации.

Свойства материалов для приготовления буровых растворов должны соответствовать требованиям ISO 13500.

5.3 ТРЕБОВАНИЯ К ОБОРУДОВАНИЮ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

Сервисная организация по буровым растворам перед началом работ должна предоставить Заказчику рекомендации по схеме расположения оборудования для очистки бурового раствора и мероприятия по повышению эффективности работы оборудования с целью снижения потерь и увеличения степени очистки бурового раствора, а также по типам и настройке оборудования, размеру сеток и давлению нагнетания для гидроциклонов.

В случае предоставления сервисной организацией по буровым растворам оборудования для очистки бурового раствора в аренду, организация должна предоставить Заказчику соответствующую разрешительную документацию на применение указанного оборудования.

Оборудование, смонтированное на буровой установке для очистки и приготовления бурового раствора, должно соответствовать требованиям ISO 13501.

Дегазатор должен быть включен в систему циркуляции бурового раствора перед выброситами как можно ближе к устью скважины и устанавливаться в желобе для бурового раствора (или на выкидном трубопроводе, идущем от устья скважины) с частичным погружением в поток бурового раствора.

Система очистки бурового раствора должна включать 4 ступени: выбросита, пескоотделители и илоотделители, оборудованные осушающим выброситом и центрифугу.

При наличии более жестких экологических требований к сбросу отработанного бурового раствора в районе производства работ в систему очистки бурового раствора в качестве 5-й ступени должен включаться БХУЦ для переработки и осветления бурового раствора.

Таблица 3
Характеристики ступеней очистки бурового раствора

НОМЕР СТУПЕНИ ОЧИСТКИ	НАИМЕНОВАНИЕ СТУПЕНИ	ОБРАБОТКА ЦИРКУЛЯЦИИ БУРОВОГО РАСТВОРА, %	РАЗМЕР УДАЛЯЕМЫХ ЧАСТИЦ, МКМ
1	2	3	4
1	Вибросита	100	>74
2	Пескоотделитель	150	От 40 до 74
3	Илоотделитель	150	От 25 до 40
4	Центрифуга	15	От 2 до 25
5	БХУЦ	-	До 2

Использование БХУЦ позволяет разделить жидкую и твердую фазу бурового раствора. При этом сокращается объем утилизации твердой фазы, жидкая фаза может быть также утилизирована или использована повторно.

В случае использования РУО буровая установка должна быть оборудована системой осушки бурового шлама, обеспечивающей остаточное содержание углеводородной основы в буровом шламе не более 5%.

Поток бурового раствора от устья скважины должен быть равномерно распределен на все использующиеся вибросита. Рекомендуется оснащение буровой установки не менее трех устьевых вибросит и одного осушающего вибросита. Вибросита должны обеспечивать линейную вибрацию с эффективным ускорением силы тяжести не менее 5G и угол наклона виброрама в пределах от -3° до +3°.

Гидроциклоны должны обеспечивать производительность не менее 150% производительности буровых насосов при бурении. Давление раствора на входе в пескоотделитель должно быть не менее 2,5 атм. Давление раствора на входе в илоотделитель должно быть не менее 3,0 атм.

Центрифуга должна обеспечивать регулировки скорости вращения барабана и дифференциальной скорости барабана и шнека, глубины подачи питающей трубы, глубины ванны, обеспечивать центробежное ускорение не менее 2000G на максимальной скорости вращения барабана и оснащена винтовым питающим насосом с регулируемой подачей бурового раствора. Рекомендуется наличие двух центрифуг в составе системы очистки буровой установки.

Рабочие и резервные емкости циркуляционной системы буровой установки должны быть оснащены перемешивателями, не менее одного на 20 м³ объема, а также системой гидромониторного перемешивания низкого давления. В системе обвязки емкостного парка должна быть предусмотрена емкость для приготовления ВУС объемом не менее 25 м³, оборудованная механическими перемешивателями.

Блок ЦСГО должен иметь три отсека: песколовушку под виброситами, отсек пескоотделителя, отсек илоотделителя. Все отсеки должны быть соединены по каскадной схеме и иметь перетоки раствора в верхней части.

Для минимизации потерь бурового раствора при СПО, буровая установка должна быть оборудована подроторной воронкой и роторным герметизирующим устройством.

Линия бурового раствора низкого давления от центробежного насоса до смесительной воронки (эжектора) должна иметь диаметр не менее 100 мм, с минимальным количеством изгибов и оборудована шибберными задвижками не менее 100 мм. Давление в линии перед смесительной воронкой (эжектором) должно быть не менее 4,0 атм.

5.4 ТРЕБОВАНИЯ К ЛАБОРАТОРИИ, ВЫПОЛНЯЮЩЕЙ ИСПЫТАНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Полевая лаборатория сервисной организации по буровым растворам должна быть оборудована для выполнения испытаний согласно требованиям ISO 10414-1 в части РВО и ISO 10414-2 в части РУО, содержать комплект оборудования, указанный в [Приложении 1](#).

Сервисная организация по буровым растворам должна иметь возможность проводить исследования буровых растворов в регионе работ в соответствии с требованиями ISO 10416 и ISO 13500 (в части испытаний ксантановой смолы, полианионной целлюлозы низкой и высокой вязкости, модифицированных крахмалов), в собственной или сторонней испытательной лаборатории, аккредитованной для проведения таких испытаний в соответствии с Федеральным законом от 28.12.2013 № 412-ФЗ «Об аккредитации в национальной системе аккредитации».

При отсутствии у сервисной организации по буровым растворам стационарной исследовательской лаборатории в регионе работ, сервисная организация по буровым растворам обязана заключить договор на оказание услуг по проведению испытаний буровых растворов со сторонней лабораторией для возможности проведения контрольных анализов.

Комплектация полевой и стационарной лаборатории сервисной организации по буровым растворам может быть расширена по требованию Заказчика.

Всё лабораторное оборудование должно быть идентифицировано (средства измерения, испытательное оборудование, вспомогательное оборудование) и иметь соответствующие паспорта. Оборудование, относящееся к средствам измерения, должно быть поверено и иметь действующие свидетельства о поверке. Испытательное оборудование, должно быть аттестовано в установленном порядке и иметь методики аттестации и действующие протоколы аттестации.

5.5 ТРЕБОВАНИЯ К ПРОГРАММЕ ПО БУРОВЫМ РАСТВОРАМ

Программа по буровым растворам должна разрабатываться для каждой отдельной скважины и включать в себя все интервалы работ с буровыми растворами.

Программа по буровым растворам должна быть предоставлена инженерам по буровым растворам на буровой площадке до начала бурения.

В Программе по буровым растворам должны указываться свойства и диапазон допустимых значений параметров буровых растворов.

Программа по буровым растворам должна включать следующие разделы:

- Основные технические и экономические цели и задачи применения данного типа бурового раствора.
- Обоснование выбора типа бурового раствора для каждого интервала. Тип и предлагаемая рецептура бурового раствора должна быть испытана в лаборатории корпоративных институтов.
- Обоснование плотности бурового раствора.
- Рекомендации и мероприятия по доработке системы очистки бурового раствора.
- Конструкция скважины.
- Описание основных ожидаемых осложнений и проблем, при этом должен учитываться опыт, полученный в результате бурения скважин на данном или других месторождениях с аналогичными горно-геологическими условиями.
- По каждому интервалу бурения Программа должна включать:
 - ♦ Потребность бурового раствора.
 - ♦ Технические характеристики и эффективность оборудования очистки бурового раствора.
 - ♦ Расчетные объемы шлама, потерь и утилизации бурового раствора.
 - ♦ Параметры бурового раствора.
 - ♦ Потребность в материалах для приготовления и обработки бурового раствора, включая потребность технической воды.
 - ♦ Инженерные рекомендации и мероприятия по обработке и поддержанию свойств буровых растворов для каждого интервала бурения.
 - ♦ Процедуру приготовления бурового раствора.
 - ♦ Рекомендации по режиму работы оборудования очистки, планируемый расход сеток.
 - ♦ Результаты гидравлических расчетов, основанных на:
 - Качественной очистке скважины от шлама.
 - Предотвращение эрозии стенок ствола скважины.
 - Непревышении допустимого уровня ЭЦП.
 - Характеристиках наземного, скважинного оборудования и бурового инструмента.
 - ♦ Для интервала вскрытия продуктивного горизонта Программа по буровым растворам должна включать: совместимость растворов с пластовыми флюидами, описание методов замещения раствора в скважине, в зависимости от планируемого способа заканчивания, подбор и расчет количества и фракционного состава кислоторастворимого кольматанта, произведённый на основании предоставленной актуальной информации о пластовых свойствах;
- Сводную потребность в материалах для приготовления бурового раствора по скважине.

- Сводную потребность в сетках для вибросит.
- Регламент контроля параметров бурового раствора.
- Рекомендации по режиму промывок.
- Планы действий и описание применения конкретных методик, материалов при возникновении следующих осложнений:
 - ♦ поглощения бурового раствора;
 - ♦ нарушение устойчивости (осыпи и обвалы) стенок скважины;
 - ♦ дифференциальный прихват бурильной (обсадной) колонны, инструмента для исследования скважины;
 - ♦ воздействие различных загрязнителей (резкое ухудшение свойств бурового раствора);
 - ♦ НГВП
- Требования в области ПБОТОС;
- Описание материалов, применяемых для приготовления и обработки буровых растворов и специальных составов, их назначения и функций;

5.6 ВЫБОР ТИПА БУРОВОГО РАСТВОРА

Выбор типа бурового раствора должен являться итерационным процессом оценки рисков и принятия решений по их снижению, с целью обеспечения эффективного бурения планируемой скважины или секции при минимальных рисках.

Решения о выборе типа бурового раствора должны приниматься на основании анализа эффективности бурения соседних скважин со схожим литологическим строением разреза бурения, включая анализ осложнений в процессе бурения.

Данный анализ должен включать сбор и классификацию геологических данных по месторождению, либо отдельным характерным участкам, сбор и классификацию данных по промывке предыдущих скважин, включая анализ аварийности, осложнений, экологических вопросов, включая вопросы обращения с отходами, последующего крепления и освоения скважин.

Выбранный тип бурового раствора и технология его применения должны обеспечивать в процессе бурения и крепления скважины предупреждение ГНВП, устойчивость и стабильность ствола скважины, предотвращение поглощений, качественное вскрытие продуктивных пластов, возможность проведения ГИС, соответствовать условиям успешной проводки скважины в горно-геологических условиях и проявлять минимальную химическую агрессию к буровому оборудованию и инструменту.

Процесс принятия решений по определению типа, состава и параметров буровых растворов для каждого интервала бурения должен быть организован как последовательность следующих итерационных циклов:

- Анализ рисков бурения для каждого интервала ствола скважины на основе данных по соседним скважинам.

- Определение мероприятий по снижению выявленных рисков.
- Учет литологии разбуриваемых горных пород, характеристик пластовых флюидов и определение системы бурового раствора.
- Учет необходимости получения достоверной информации в ходе отбора керна, испытания пластов и при проведении ГИС.
- Анализ применения альтернативных систем бурового раствора, в том числе с учетом имеющихся ограничений по логистике. Документальное оформление выбора основной системы бурового раствора.
- Рассмотрение экологических вопросов (включая вопросы обращения с отходами), безопасности и экономической эффективности.
- Стоимость альтернативных вариантов при равных условиях.

При выборе бурового раствора следует учитывать следующие факторы:

- Характеристики пластов (геомеханические факторы, пластовые и поровые давления, литология, пластовые флюиды, профили температуры и давления).
- Характеристики скважины и операционные аспекты (комплекс ГИС, проведение исследований пластов, угол наклона скважины и длина интервала, наличие зон поглощения и прихватоопасных зон, расчетное время бурения интервалов).
- Состав и технические характеристики бурового оборудования.
- Вопросы ПБОТОС, включая утилизацию отходов.
- Достижение основных ТЭП бурения.

Для бурения в интервале продуктивного пласта должны использоваться специальные буровые растворы, предназначенные для первичного вскрытия продуктивного пласта.

Для определения требований к планируемой системе бурового раствора, в том числе в части принятия решения о необходимости использования РУО, должны быть рассмотрены все технологические риски в процессе бурения, особенно наблюдаемые в соседних скважинах со схожей литологией.

При выборе типа бурового раствора следует, прежде всего, обращать внимание на его способность обеспечить успешное бурение заданного интервала ствола скважины с учетом выявленных рисков, и только потом на его экономическую эффективность. Окончательный выбор типа бурового раствора должен базироваться на наименьшем соотношении цена/качество.

При выборе типа бурового раствора следует учитывать класс опасности применяемых в рецептуре реагентов.

До начала использования на месторождении (площади) выбранный тип бурового раствора должен пройти лабораторные испытания, подтверждающие соответствие его свойств и параметров условиям применения.

5.7 ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

Выбор и оптимизация гидравлических параметров процесса промывки для каждого интервала бурения скважины должны осуществляться как часть общего процесса планирования бурения скважины. Оптимизация гидравлических параметров промывки для минимизации гидравлических потерь должна производиться с учетом:

- характеристики системы нагнетания промывочной жидкости;
 - ♦ конструкции обсадных колонн;
 - ♦ глубины ствола скважины;
 - ♦ типоразмера бурильных труб;
 - ♦ пластовых давлений и давлений гидроразрыва пластов;
 - ♦ типоразмеров долот;
 - ♦ плотности и реологических параметров буровых растворов.

Расчет гидравлических показателей процесса промывки должен выполняться сервисной организацией по буровым растворам с помощью специализированного программного обеспечения для моделирования, а результаты должны быть включены в Программу по буровым растворам. Расчет должен быть выполнен в рабочем диапазоне параметров скорости бурения и давления нагнетания, плотности, реологии и температуры бурового раствора для каждой секции скважины.

Таблица 4

Степень влияния оптимизации по параметру в зависимости от диаметра скважины

	РАЗМЕР СКВАЖИНЫ	>393,7 ММ	295,3 ММ	215,9 ММ	<215,9 ММ	ГОР. СКВ.
1	2	3	4	5	6	7
1	ЭЦП		0	+	++	++
2	Давления свабирования и поршневания и максимальная скорость СПО	++	++	++	++	++
3	Промывка скважины	++	+	+	0	++
4	Эрозионные пределы	+	+	+	++	+
5a	Энергообеспечение скважинного инструмента (ГЗД, ИВБ/КВБ)	++	+	0	0	+
5b	Требования к передаче данных (ИВБ/КВБ)	0	0	0	0	0
6	Скорость бурения, очистка долота	++	+	+	0	+
7	Сокращение потерь давления в обвязке/бурильных трубах	+	+	0	0	+
<i>Примечание: ++высокая степень влияния; +средняя степень влияния; 0 Требуется.</i>						

Следует стремиться обеспечить показатель ЭЦП как можно ниже, не превышая давления гидроразрыва или давления начала поглощения и поддерживая необходимую репрессию.

Расчетные показатели давления свабирования и поршневания должны быть учтены при проектировании гидравлических характеристик для определения максимальных скоростей СПО для каждого участка скважины. Реологические свойства бурового раствора, должны поддерживаться в пределах, указанных в Программе по буровым растворам при бурении и СПО.

Эффективная очистка ствола скважины от выбуренного шлама является одной из основных задач промывки скважины. Степень очистки является приоритетной для скважин большого диаметра, а также стволов скважин с зенитным углом более 30°, в том числе горизонтальных и скважин с БОВ.

Скорость восходящего потока раствора в кольцевом пространстве скважины должна составлять не менее 0,75 м/сек для минимальной очистки и 1 м/сек для оптимальной очистки ствола скважины.

При выборе параметров бурового раствора необходимо учитывать воздействие чрезмерного расхода на стенки скважины и эрозионные процессы в слабосцементированных пластах. Следует избегать турбулентного режима течения бурового раствора на участках слабосцементированных пластов для предотвращения размыва горных пород и образования каверн.

Гидравлика (Гидравлическая программа) бурения должна предусматривать применение в КНБК ГЗД, РУС для направленного бурения. Каждый элемент требует поддержания минимального расхода и потребляет гидравлическую мощность. Кроме того, требуется обеспечить достаточный перепад давления на оборудовании ИВБ/КВБ, позволяющий поддерживать бесперебойную передачу сигнала к наземному модулю.

Реализация максимальной гидравлической мощности на долоте, очистка и охлаждение долота должны рассматриваться в качестве части общей системы планирования гидравлических показателей процесса промывки. Увеличение гидравлической мощности на долоте достигается за счет увеличения расхода бурового раствора или уменьшения общей площади истечения насадок. При этом необходимо учитывать ограничения, связанные с эрозией скважины и величиной ЭЦП.

При выборе буровых насосов необходимо учитывать возможность создания постоянной гидравлической мощности (расход и давление) и плавного регулирования расхода буровых насосов за счет регулирования скорости привода.

5.8 ТРЕБОВАНИЯ К ПАРАМЕТРАМ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Параметры буровых растворов при бурении каждого интервала скважины должны обеспечивать гидростатическое противодействие для предотвращения ГНВП, устойчивость стенок скважины, высокую эффективность бурения и безопасность выполнения работ.

Плотность бурового раствора должна соответствовать требованиям п. 210 Раздела XVII Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Параметры буровых растворов определяются горно-геологическими условиями бурения, конструкцией и типом скважин, траекторией бурения, литологическими свойствами слагающих разрез пород и другими факторами.

5.8.1. БУРЕНИЕ В ЗОНАХ ММП

При наличии зон ММП необходимо поддерживать высокие реологические параметры бурового раствора, чтобы снизить риски кавернообразования. Температура циркулирующего бурового раствора должна быть снижена до минимально возможной, а реагенты следует выбирать с учетом их эффективности при таких условиях применения.

5.8.2. БУРЕНИЕ В ИНТЕРВАЛАХ ЗОН АВПД

Зоны АВПД также обладают аномально высокой пластовой температурой. Большинство широко используемых систем буровых растворов и реагентов являются стойкими при температуре до 120°C включительно. Для работы в условиях более высоких температур (определяемых температурой циркуляции на забое) следует выбирать только такие реагенты, которые остаются устойчивыми в предполагаемых условиях применения.

5.8.3. БУРЕНИЕ В ИНТЕРВАЛАХ ПОГЛОЩЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА

Основными осложнениями при наличии зон АНПД являются дифференциальные прихваты и поглощения бурового раствора.

Предотвращение дифференциального прихвата должно в первую очередь достигаться путем выбора минимальной репрессии (за счет наименьшей допустимой плотности бурового раствора), коркообразующих и фильтрационных характеристик. Плотную фильтрационную корку можно получить с помощью любого бурового раствора на водной основе, но необходимо предварительно отработать рецептуру раствора в лаборатории и уточнить по результатам бурения скважин.

Если ожидается вскрытие зон поглощений бурового раствора в верхних интервалах скважины, то следует рассмотреть возможность выбора в пользу недорогого и легкого в приготовлении бурового раствора, такого как глинистые буровые растворы (бентонитовые, полимер-бентонитовые), если позволяют прочие условия и приоритеты выбора типа раствора.

Если использование недорогого бурового раствора не представляется возможным, необходимо заранее предусмотреть приготовление и использование рассчитанных по составу кольматационных пачек на основе МБП различного фракционного состава.

При высоких рисках поглощений необходимо заранее предусмотреть включение в КНБК циркуляционного переводника для прокачки кольматационных пачек, для исключения риска кольматации оборудования ИВБ/КВБ.

Для организации работ по ликвидации поглощения бурового раствора необходимо разработать диаграмму принятия решений для различных интенсивностей поглощения. Диаграмма принятия решений должна быть включена в Программу промывки скважины.

5.8.4. НАЛИЧИЕ В РАЗРЕЗЕ БУРЕНИЯ АКТИВНЫХ ГЛИН

При наличии в разбуриваемом разрезе активных диспергируемых глин необходимо предусмотреть повышенные ингибирующие свойства бурового раствора, для того чтобы

предотвратить нестабильность ствола скважины по причине набухания или разрушения глинистых минералов.

Ингибирование достигается путем ввода в рецептуру бурового раствора солей, органических ингибиторов на основе аминов, гликолей и т.д. Конкретный тип ингибирования должен соответствовать горно-геологическим условиям и экологическим требованиям в регионе бурения.

Органические ингибиторы глин должны использоваться, в случае, если применение минеральных солей противоречит экологическим требованиям.

Применение того или иного типа бурового раствора для наиболее эффективного ингибирования должно быть подтверждено результатами лабораторных испытаний воздействия бурового раствора на шлам.

5.8.5. НАЛИЧИЕ В РАЗРЕЗЕ БУРЕНИЯ КИСЛОЙ И СЕРОВОДОРОДНОЙ АГРЕССИИ

Применяемая система бурового раствора должна обладать устойчивостью к возможному попаданию значительных объемов пластовых жидкостей (рассолов) и газофлюидов.

Особое внимание следует обратить на присутствие в буровом растворе H_2S и CO_2 . Оба газа являются агрессивными. Кроме того, H_2S представляет серьезную опасность для здоровья персонала. В Программу по буровым растворам следует включить необходимые меры снижения рисков, за счет связывания газов поглотителями, и эффективное их удаление из бурового раствора.

5.8.6. НАЛИЧИЕ В РАЗРЕЗЕ БУРЕНИЯ АНГИДРИТА/ГИПСА

При наличии в разбуриваемом разрезе ангидрита или гипса, свойства бурового раствора должны обладать устойчивостью к воздействию таких загрязнителей. Необходимо рассмотреть вариант применения гипсовой или известково-гипсовой системы бурового раствора.

Оценка влияния загрязнения бурового раствора ангидритом/гипсом является обязательным требованием при планировании свойств бурового раствора.

5.8.7. БУРЕНИЕ В СОЛЯХ

При нахождении в разбуриваемом разрезе солевых пластов следует использовать соленасыщенный буровой раствор. Солевой состав бурового раствора должен соответствовать составу разбуриваемых солевых отложений. Если наличие соли в разрезе не очевидно, но имеется риск вскрытия пластов соли, то выбранная система бурового раствора должна обеспечивать ее перевод в соленасыщенную, в случае реализации указанного риска.

5.8.8. БУРЕНИЕ НАКЛОННЫХ, ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И СКВАЖИН С БОЛЬШИМ ОТХОДОМ ОТ ВЕРТИКАЛИ

При бурении наклонных скважин с зенитным углом более 30°, скважин с горизонтальным окончанием и скважин с БОВ к свойствам буровых растворов предъявляются повышенные геологические требования по сравнению с вертикальными скважинами.

В скважинах с углом наклона от 30° до 60° такой характеристики как ДНС недостаточно для индикации хорошей очистки ствола скважины от выбуренного шлама. В дополнение к показателю ДНС необходимо учитывать такой показатель как ДННСС, характеризующий несущую способность бурового раствора в кольцевом пространстве скважины.

Для скважин с углом более 60°, а также скважин с горизонтальным окончанием, скважин с БОВ, применительно к РВО, применяются требования относительно ВНСС.

Таблица 5
Геологические характеристики буровых растворов

ПОКАЗАТЕЛЬ	ЗНАЧЕНИЕ
1	2
ДННСС, дПа (фунт/100фут ²)	$\geq D_{\text{ном.ствола}}/4,5(D_{\text{ном.ствола}}/21)$
ВНСС, сП	≥ 30000

где: $D_{\text{ном.ствола}}$ — номинальный диаметр ствола скважины, мм

Для снижения сил трения между стенкой ствола скважины и колонной труб, следует увеличить смазывающую способность бурового раствора за счет применения специальных смазывающих добавок.

5.8.9. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА

Наряду с требованиями по функциональному назначению, аналогичным требованиям к любым буровым растворам, РПВ должны минимизировать ухудшение коллекторских свойств ПЗП. Ухудшение коллекторских свойств ПЗП твердой фазой и фильтратом бурового раствора снижает ее проницаемость и, как результат, приводит к снижению продуктивности скважин на протяжении всего периода эксплуатации. В конечном итоге повреждение ПЗП приводит к снижению ТЭП работы скважины.

Следует минимизировать ухудшение коллекторских свойств ПЗП за счет использования РПВ с низким показателем фильтрации и способностью образовывать тонкую, плотную, непроницаемую фильтрационную корку, при поддержании минимального избыточного гидростатического давления (репрессии) в системе скважина-пласт. В качестве твердой фазы РПВ необходимо использовать утяжелители и коркообразующие добавки из кислоторастворимых материалов. Должна быть определена физико-химическая активность фильтрата РПВ по отношению к минералам горной породы ПЗП и, в случаях наличия активных глинистых минералов в составе породы коллектора, следует использовать РПВ, фильтрат которого обладает ингибирующими свойствами.

При выборе рецептуры РПВ должен быть проведен технико-экономический анализ эффективности применения, и выбран наиболее оптимальный вариант бурового раствора для бурения участка ствола скважины в продуктивном пласте.

Вскрытие всех потенциальных продуктивных пластов должно осуществляться с использованием специальных буровых растворов. РПВ может быть вновь приготовлен или использован повторно только с интервала вскрытия продуктивного горизонта.

Использование для вскрытия продуктивного пласта буровых растворов, не прошедших проверку на совместимость с породой коллектора и флюидами, ПЗП не допускается.

Противодавление на проницаемые пласты является движущим фактором, под действием которого буровой раствор проникает в ПЗП. Для снижения риска повреждения пласта противодавление должно поддерживаться на минимально допустимом уровне.

При обосновании типа, состава и свойств бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта должны быть выполнены специальные исследования по повреждению коллекторских свойств ПЗП на характерных образцах керна. Если результаты подобных исследований отсутствуют, должны быть использованы результаты исследования на образцах керна со схожими петрофизическими свойствами.

Компонентный состав РПВ должен быть подобран таким образом, чтобы обеспечить максимальную эффективность проводки скважин при минимальном нарушении ФЕС, за счет чего сохраняется потенциал продуктивности скважины.

Рецептура раствора должна предусматривать применение разрушаемых или кислоторастворимых загустителей, понизителей фильтрации и подобранных по гранулометрическому составу закупоривающих материалов, которые в совокупности обеспечивают уменьшение объема поглощений раствора в пласт.

Перед использованием ингибиторов в РПВ необходимо провести испытание планируемого бурового раствора на возможность быстрого удаления фильтрационной корки с указанием методов удаления.

Раствор для вскрытия коллекторов должен обеспечивать качественную очистку скважины от шлама, иметь хорошие смазывающие и ингибирующие способности.

Гранулометрический состав твердой фазы должен обеспечивать экранирование поровых отверстий и проходимость частиц через оборудование заканчивания.

Частицы твердой фазы должны рассматриваться как кольматирующий материал, закупоривающий и предохраняющий от загрязнения поры коллектора. Гранулометрический состав твердых частиц должен выбираться исходя из ожидаемого среднего размера устьев поровых каналов, таким образом, чтобы размер 90% твердой фазы был приблизительно равен среднему размеру устьев пор породы-коллектора.

Приблизительной оценкой среднего размера поровых каналов породы-коллектора, выраженной в микронах, является значение квадратного корня показателя проницаемости продуктивного интервала. Это значение используется для определения правильного гранулометрического состава твердых частиц кольматирующего материала.

В качестве кольматантов необходимо использовать фракционированный карбонат кальция или растворимую соль (хлорид натрия, хлорид калия для ингибированных систем), что

позволит обеспечить растворимость фильтрационной корки. Концентрация кольматанта должна учитывать конечную плотность бурового раствора и должна быть не менее 80 кг/м^3 .

Для подбора фракционного состава кольматирующего материала необходимо использовать специализированное программное обеспечение. Диаграммы подбора фракционного состава должны быть включены в соответствующие разделы Программы по буровым растворам скважины.

Для придания буровому раствору стабильных в условиях забойной температуры реологических неньютоновских свойств (снижение сопротивления сдвига при увеличении скорости сдвига) в рецептуре бурового раствора должны быть использованы специальные полимеры из группы природных полисахаридов. Они должны обеспечивать более низкую вязкость при более высоких значениях скорости сдвига. Применение других полимеров не допускается.

Выбор реагентов для контроля фильтрации должен быть основан на требовании по обеспечению минимального давления, необходимого для отрыва корки при инициализации притока из скважины при ее освоении. Необходимо тщательно рассмотреть реологические свойства раствора, особенно зависимость вязкости от скорости сдвига. Требования к реологическим параметрам растворов определяются эффективностью очистки ствола скважины от выбуренной породы.

Если в интервале коллектора предполагается наличие слоев активных глинистых сланцев, необходимо использовать буровой раствор для вскрытия продуктивных пластов, обладающий ингибирующим действием. Ингибирование может быть достигнуто за счет добавления соли хлорида калия, других минеральных солей или органических ингибиторов для предупреждения ухудшения качеств коллектора диспергированными частицами глинистого материала.

При выборе ингибиторов и их концентраций должны учитываться данные по минералогическому составу глинистых минералов продуктивных пластов и тестов на определение обратной проницаемости.

Содержание выбуренной породы в составе РПВ на водной основе должно быть ограничено до 2% по объему.

В РПВ на водной основе в целях снижения давления отрыва фильтрационной корки при освоении скважины содержание активной коллоидной фазы, по тесту МВТ, должно составлять не более 14 кг/м^3 .

Для снижения возможности проникновения выбуренной горной породы в пласт необходимо проводить активные мероприятия по регулированию содержания твердой фазы, чтобы удалять частицы выбуренной породы после первого цикла их пребывания в скважине.

Для создания максимально плотной фильтрационной корки и достижения наименьшего показателя фильтрации за счёт максимально плотной упаковки частиц корки, необходимо контролировать гранулометрический состав слагающих корку твердых частиц. Плотная упаковка частиц уменьшает пористость и проницаемость фильтрационной корки, тем самым позволяя уменьшить ее толщину и общее количество твердой фазы, необходимое для обеспечения эффективного заполнения. Такая плотная упаковка может быть достигнута в

том случае, когда частицы коллоидного размера (менее 2 микронов) заполняют объем между частицами коагулирующего материала.

При заканчивании скважины открытым забоем или хвостовиком-фильтром следует обеспечить возможность удаления бурового раствора и фильтрационной корки без необходимости проведения очищающей обработки.

Твердую фазу и полимеры, формирующие фильтрационную корку, намного легче удалить со стенки скважины, чем непосредственно из пласта. Поэтому дисперсность полимеров и твердой фазы РПВ должна быть достаточно высока для перекрытия пор и образования фильтрационной корки на стенках скважины.

При вызове притока из ПЗП фильтрационная корка должна обладать низким давлением отрыва, беспрепятственно отделяться и не препятствовать движению пластового флюида. Для удаления и разрушения фильтрационной корки необходимо использовать специальные окислительные, деструктурирующие энзимные или хелатные составы, а также кислотную обработку.

При креплении ствола скважины обсадной колонной и цементировании с последующим проведением перфорации или ГРП, требования в отношении качества и состава РПВ могут быть снижены, поскольку перфорация и/или ГРП позволит вскрыть пласт за пределами ПЗП с измененными коллекторскими свойствами. В таких случаях буровой раствор, использовавшийся при бурении предыдущего участка, может быть обработан для использования в качестве РПВ, при условии подтвержденного соответствия требованиям, предъявляемым к РПВ, а также после удаления всей нерастворимой твердой фазы и отсутствия риска повреждения коллектора.

Повышенные значения депрессии при освоении и увеличенный диаметр перфорационных отверстий способствуют нейтрализации негативного воздействия, оказываемого РПВ с заниженными характеристиками на ФЕС коллектора.

5.9 ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К СВОЙСТВАМ РУО

Использование РУО позволяет повысить эффективность бурения при вскрытии разрезов представленных активными глинами, солевыми отложениями, при строительстве скважин со сложным профилем, скважин с большими зенитными углами, а также скважин с БОВ, использование РУО в значительной степени снижает риски, свойственные РВО.

Решение о применении РУО всегда следует принимать в сравнении с РВО на основе оценки полной стоимости строительства скважины, учитывая скважину целиком или участок ствола, для которого может использоваться РУО. Предполагаемая эффективность применения РУО должна оцениваться в контексте эффективности применения в соседних скважинах и в сравнении с успешно применяемыми системами РВО.

Основными рисками, связанными с использованием РУО, являются: большие экономические потери в случае поглощения бурового раствора, риски охраны труда и промышленной безопасности для персонала, риски загрязнения окружающей среды применительно к разливам бурового раствора и утилизации бурового шлама, потенциальное не своевременное обнаружение признаков ГНВП, позднее выделение растворенного газа, влияние на оценку

продуктивности пласта и возможное образование эмульсий при замещении на РВО или рассол во время операций заканчивания.

Должно быть разработано развернутое технико-экономическое обоснование использования РУО на основе общей стоимости скважины или на основе реализации проекта в целом, при использовании на нескольких скважинах. Данное обоснование должно включать в себя оценку эффективности повторного использования РУО после восстановления, в сравнении с РВО, свойства которых при значительном загрязнении не подлежат восстановлению.

РУО должны выполнять все функции бурового раствора, дополнительно обеспечивая следующее:

- Инертность ко всем видам пород, слагающих разрез.
- Устойчивость ствола скважины.
- Повышенная температурная устойчивость.
- Повышенная смазочная способность.
- Антикоррозионные свойства.

В качестве основы РУО предпочтительно использовать минеральное или синтетическое масло с низким содержанием ароматических соединений, кинематической вязкостью и высокой температурой вспышки.

Использование дизельного топлива или его эквивалента в качестве основы РУО допускается только по согласованию с Заказчиком. Дизельное топливо должно обладать наименьшим содержанием ароматических углеводородов, наименьшей кинематической вязкостью и наибольшей температурой вспышки.

6. БУРЕНИЕ СКВАЖИНЫ (ПРИГОТОВЛЕНИЕ И ОБРАБОТКА БУРОВОГО РАСТВОРА)

6.1 МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА

Транспортировка материалов для приготовления буровых растворов на буровую площадку или узел по приготовлению бурового раствора должна осуществляться в упаковке завода-изготовителя, предотвращающей ухудшение качества материалов. Сыпучие материалы, такие как барит и бентонит, должны приниматься на хранение только в надлежащей таре (мягкий контейнер, закрытые бункеры, силосы). При отсутствии упаковки, материалы не должны приниматься на буровую площадку или узел приготовления.

Хранение материалов на буровой площадке должно соответствовать требованиям Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. При хранении материалов для приготовления буровых растворов на буровой должны выполняться следующие условия:

- Доступ к материалам должны иметь только специалисты, ответственные за выполнение работ с буровыми растворами.
- Кислотные и щелочные материалы должны храниться отдельно.
- Опасные материалы должны храниться в специально отведенных местах.
- Материалы должны быть защищены от повреждения (в результате погодных условий, механического воздействия и пр.).

Состав и количество материалов для приготовления единицы объема выбранного типа бурового раствора должны соответствовать его рецептуре.

Расход материалов и химических реагентов для обработки бурового раствора в процессе бурения и реконструкции скважин должен соответствовать утверждённым Заказчиком нормативам.

Утилизация упаковки, материалов для приготовления буровых, буферных и разделительных растворов, бурового шлама, буровых растворов должна производиться в строгом соответствии с требованиями Ростехнадзора и других соответствующих органов государственного надзора, соответствующих требований ЛНД Компании и ОГ по утилизации материалов.

По окончании буровых работ все неиспользованные материалы, упаковочная тара и открытые мешки должны быть удалены с буровой площадки.

6.2 ПРИГОТОВЛЕНИЕ И ОБРАБОТКА

Работа с оборудованием и материалами для приготовления бурового раствора должна осуществляться только прошедшими обучение и специально назначенными работниками буровой бригады. Инженер-технолог по буровым растворам не должен непосредственно производить операции с насосами, задвижками, клапанами, агрегатами, грузоподъемной техникой и т.д.

При производстве буровых работ необходимо иметь запас бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины: один в емкостях буровой установки, второй разрешается иметь в виде материалов и химических реагентов для его оперативного приготовления.

Ввод реагентов в емкости через смесительную воронку должен осуществляться на максимальном расстоянии от приёма буровых насосов, что позволит увеличить время перемешивания до поступления вновь приготовленного раствора в скважину.

Емкости для приготовления должны быть очищены от остатков старого раствора, все оборудование должно быть проверено на работоспособность, все задвижки необходимо проверить на герметичность.

При смешивании опасных материалов, таких как каустическая сода, должна применяться специальная емкость.

Инженер-технолог по буровым растворам должен провести анализ химического состава технической воды для приготовления бурового раствора, и в случае необходимости, дать рекомендацию по ее обработке.

Приготовление и обработка бурового раствора должны производиться в соответствии с рецептурой, указанной в Программе по буровым растворам. Приготовление и обработка бурового раствора осуществляется под руководством инженера-технолога по буровым растворам. Инженер-технолог по буровым растворам должен информировать бурильщика и инженера станции ГТИ о приготовлении и перемещении бурового раствора.

Любое отклонение от Программы по буровым растворам, в том числе изменение концентраций материалов, указанных в Программе по буровым растворам должно быть согласованно с Заказчиком.

Расход материалов и объемы приготовления буровых растворов должны быть зафиксированы, и отражены в суточном рапорте по буровым растворам.

6.3 КОНТРОЛЬ ПАРАМЕТРОВ

Инженер-технолог по буровым растворам должен осуществлять как минимум два полных анализа свойств бурового раствора в сутки, в соответствии с ISO 10414-1 для РВО и ISO 10414-2 для РУО, и более двух при наличии осложнений при бурении. Отбор проб бурового раствора для отправки в исследовательскую лабораторию, с целью отработки рецептуры и уточнения параметров и выдачи рекомендаций для безаварийной проводки скважины.

Замеры параметров заносятся в суточный рапорт по буровым растворам. Пробы раствора отбираются на выходе из скважины и приеме бурового насоса, при бурении и промывке. При отборе пробы должна регистрироваться температура бурового раствора.

Регламент замера параметров бурового раствора указан в [Приложении 1](#).

Определенные операции на буровой могут потребовать изменения процедуры контроля и

набора параметров и согласуются между инженером-технологом по буровым растворам и уполномоченным представителем Заказчика на буровой.

6.4 ПОТЕРИ

Для предотвращения любых потерь бурового раствора при бурении, заканчивании и других операциях в скважине должны быть разработаны специальные мероприятия. Потери бурового раствора, должны быть сведены к минимуму.

Инженер-технолог по буровым растворам или инженер-механик по оборудованию очистки должен предоставить Заказчику рекомендации по размеру сеток для вибросит, углу наклона виброрама, размеру насадок для гидроциклонов, режиму работы центрифуги в соответствии с производительностью буровых насосов, характеристиками разбуриваемых пород и других условий бурения таким образом, чтобы минимизировать потери бурового раствора в системе очистки.

В случае использования РУО для минимизации потерь бурового раствора должно использоваться специальное оборудование по осушке шлама и регенерации углеводородной основы (фазы).

Операции по замещению жидкостей в скважине должны быть детально спланированы, в них должны быть учтены все риски несанкционированного смешения бурового раствора с другими технологическими жидкостями, должны использоваться специальные буферные и разделительные жидкости.

Любые потери бурового раствора должны быть зафиксированы, и отражены в суточном рапорте по буровым растворам.

Несанкционированный сброс бурового раствора без согласования уполномоченного представителя Заказчика запрещается.

6.5 ПОВТОРНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ

По возможности, следует использовать буровой раствор повторно, если это не противоречит установленным Программой по буровым растворам требованиям к свойствам бурового раствора.

Буровой раствор, использовавшийся при бурении одного интервала скважины, может быть использован на последующих интервалах, в случае схожих горно-геологических условий, при этом буровой раствор должен быть дообработан до требуемых параметров.

Не допускается применение бурового раствора для бурения горизонтального интервала скважины, использовавшегося при проводке расположенных выше интервалов скважины.

6.6 УТИЛИЗАЦИЯ

Сервисная организация по буровым растворам должна разработать план мероприятий по минимизации образования буровых отходов в процессе бурения и заканчивания скважины.

Утилизация отработанного бурового раствора и бурового шлама должна производиться в соответствии с нормами и правилами природоохранного законодательства РФ, а также Стандартом Компании «Управление отходами» № ПЗ-05 С-0084.

6.7 СУТОЧНАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

Подготовка отчета должна производиться инженером-технологом по буровым растворам ежедневно. Время предоставления отчета должно быть согласовано с уполномоченным представителем Заказчика на буровой.

Инженер-технолог по буровым растворам в соответствии с положениями Технологического регламента Компании «Формирование суточной отчетности при строительстве и реконструкции скважин с использованием модуля «Журнал супервайзера» лицензионного программного обеспечения «Удаленный мониторинг бурения» № П2-10 ТР-1029, ежедневно должен вносить данные в соответствующий блок модуля «Журнал Супервайзера» ЛПО «Удаленный мониторинг бурения» информационной системы «Контроль и управление строительством скважин», и нести ответственность за полноценный и качественный ввод данных.

Суточный рапорт должен быть представлен в электронном виде, и в двух экземплярах в печатном виде.

Суточный рапорт по буровым растворам должен содержать полную и исчерпывающую информацию по операциям с буровыми растворами на скважине, актуализированную по времени на 24:00:

- Наименование Заказчика, сервисной организации по бурению скважин, сервисной организации по буровым растворам.
- Номер скважины, дату, порядковый номер отчета.
- Глубину забоя, текущие операции по скважине, проектный забой.
- Профиль скважины и конструкцию обсадных колонн.
- Параметры бурового раствора.
- Объемы раствора: полученного, приготовленного, вывезенного со скважины, потерянного и сброшенного. Потери раствора должны быть расписаны детально.
- Добавленный объем воды, жидкостей, материалов, растворов.
- Количество удаленной из раствора твердой фазы.
- Информацию по циркуляции бурового раствора, скорость подачи буровых насосов, время циркуляции от поверхности до забоя, от долота до поверхности и общее время циркуляции.
- Объемы раствора в скважине и на поверхности с указанием емкостей.
- Состояние склада материалов: начальное количество, приход, расход за сутки, за интервал и общий за скважину, вывоз и остаток.

- Информация о проделанных операциях с раствором. (произведенные работы, приготовление или обработка бурового раствора с указанием концентраций затраченных материалов).
- Информация об операциях на буровой.

Формат суточного рапорта по буровым растворам представлен в [Приложении 2](#).

7. АНАЛИЗ

7.1 ТРЕБОВАНИЯ К ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНОМУ ОТЧЕТУ ПО СКВАЖИНЕ

Заключительный отчет по сопровождению буровых растворов готовится инженером-технологом по буровым растворам по окончании строительства скважины. На подготовку отчета отводится определенный срок, оговариваемый в договоре на оказание услуг, и не должен превышать 10 календарных дней.

Итоговый отчет по сопровождению буровых растворов должен включать следующую информацию:

- Параметры бурового раствора по Программе по буровым растворам и фактические.
- Учет объемов буровых растворов и других технологических жидкостей (объемы приготовления, потерь, вывоза и т.д.).
- Перечень используемого оборудования приготовления и очистки буровых растворов, основные технические характеристики, замечания по работе оборудования.
- Определение эффективности используемого оборудования очистки в соответствии с ISO 13501.
- Плановый и фактический расход и стоимость материалов для приготовления буровых растворов.
- Плановый и фактический расход и стоимость сеток для вибросит.
- Описание осложнений в процессе бурения и методов их ликвидации.
- Рекомендации по оптимизации буровых растворов.
- Извлечённые уроки по отчётной скважине, также должен учитываться опыт ближайших скважин.
- Предложения для предупреждения негативного опыта.
- Обсуждение положительного опыта.

7.2 ОЦЕНКА КАЧЕСТВА УСЛУГ

Оценка качества работы сервисной организации по буровым растворам является неотъемлемой частью договорных отношений с Заказчиком.

Для анализа качества оказания услуг по буровым растворам должны проводиться ежеквартальные совещания с участием представителей Заказчика и сервисной организации по буровым растворам.

На данных совещаниях должны рассматриваться существующие проблемы при бурении скважин, пути их решения и предлагаемые мероприятия. На совещании сервисная организация по буровым растворам должна представить отчет, содержащий:

- Анализ времени.
- Анализ объемов бурового раствора.

- Анализ проблем с устойчивостью стенок стволов скважин.
- Анализ стоимости.
- Рекомендации и мероприятия

Предлагаемые на данных совещаниях сервисной организацией по буровым растворам мероприятия должны быть согласованы Заказчиком и учитываться при составлении планов и программ на последующие периоды оказания услуг.

Для оценки эффективности работы сервисной организации по буровым растворам Департаментом бурения на суше ПАО «НК «Роснефть» включаются в договоры на оказание услуг по сопровождению буровых растворов КПЭ и методики их расчета, представленные в [Приложении 3](#). Оценка подрядной организации может принимать значения от 0 до 100 баллов, в зависимости от результата суммирования баллов по каждому показателю, и применения специальных условий обнуления КПЭ.

8. ПБОТОС

8.1 ТРЕБОВАНИЯ К ПЕРСОНАЛУ

Подготовка и аттестация специалистов задействованных в операциях с буровыми растворами в области промышленной безопасности проводится в соответствии с требованиями Ростехнадзора в объеме, соответствующем их должностным обязанностям.

Персонал, задействованный в операциях с буровыми растворами должен обязательно соблюдать требования в области ПБОТОС, использовать соответствующие СИЗ, соблюдать трудовую и производственную дисциплину. Обязательные области аттестации и проверки знаний специалистов сервисной организации по буровым растворам в зависимости от должности приведены в [Приложении 4](#).

8.2 ТРЕБОВАНИЯ К МАТЕРИАЛАМ

Материалы для приготовления буровых растворов должны соответствовать всем действующим нормативным требованиям и ограничениям по применению. В местах хранения материалов на буровой площадке должны присутствовать карточки АВК на все используемые материалы для приготовления буровых растворов, включающие краткую информацию об опасных факторах, связанных с материалами, и необходимые меры безопасности. На буровой установке также должны быть доступны ПБМ (MSDS). Вся документация должна быть представлена на русском языке.

Работы с материалами для приготовления буровых растворов должны производиться строго с использованием СИЗ. Необходимый набор СИЗ для каждого материала, указывается в карточке АВК.

Места хранения материалов для буровых растворов, приготовления буровых растворов, а также помещения лабораторий исследования буровых растворов должны быть оснащены станциями экстренной промывки глаз. Замена жидкости в станциях экстренной промывки глаз должна производиться своевременно, в соответствии с указаниями производителя. Запрещается использование станций экстренной промывки глаз по истечении срока годности жидкости, а также в случае применения жидкости не соответствующей спецификации производителя.

9. ССЫЛКИ

1. Федеральный закон от 28.12.2013 № 412-ФЗ «Об аккредитации в национальной системе аккредитации».
2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101.
3. 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.
4. ISO 10414-2:2011 Petroleum and natural gas industries - Field testing of drilling fluids - Part 2: Oil-based fluids = Нефтяная и газовая промышленность. Контроль буровых растворов в промысловых условиях. Часть 2. Растворы на углеводородной основе.
5. ISO 10416:2008 Petroleum and natural gas industries - Drilling fluids - Laboratory testing = Нефтяная и газовая промышленность. Растворы буровые. Лабораторные испытания.
6. ISO 13500:2008 Petroleum and natural gas industries - Drilling fluid materials - Specifications and tests = Нефтяная и газовая промышленность. Материалы буровых растворов. Технические условия и испытания.
7. ISO 13501:2011 Petroleum and natural gas industries - Drilling fluids - Processing equipment evaluation = Нефтяная и газовая промышленность. Буровые растворы. Оценка технологического оборудования.
8. Стандарт Компании «Управление отходами» № ПЗ-05 С-0084 версия 3.00, утвержденный приказом ОАО «НК «Роснефть» от 13.10.2011 № 557.
9. Методические указания Компании «Единые технические требования по основным классам химических реагентов» № П1-01.05 М-0044 версия 2.00, утвержденные приказом ОАО «НК «Роснефть» от 09.02.2016 № 54.
10. Технологический регламент Компании «Формирование суточной отчетности при строительстве и реконструкции скважин с использованием модуля «Журнал супервайзера» лицензионного программного обеспечения «Удаленный мониторинг бурения» № П2-10 ТР-1029 версия 1.00, утвержденный приказом ОАО «НК «Роснефть» от 28.03.2016 № 119.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица 6

Перечень Приложений к Методическим указаниям Компании

НОМЕР ПРИЛОЖЕНИЯ	НАИМЕНОВАНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	ПРИМЕЧАНИЕ
1	2	3
1	Технические средства и регламент измерения параметров бурового раствора	Включено в настоящий файл
2	Форма суточного рапорта по буровым растворам	Приложено отдельным файлом в формате Excel
3	Ключевые показатели эффективности работы сервисной организации по буровым растворам и методика их расчета	Приложено отдельным файлом в формате Excel
4	Матрица проведения аттестации и проверки знаний специалистов сервисной организации по буровым растворам	Приложено отдельным файлом в формате Excel

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА И РЕГЛАМЕНТ ИЗМЕРЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ БУРОВОГО РАСТВОРА

В настоящем Приложении изложены основные средства и регламент измерения параметров буровых растворов на буровой площадке.

Таблица 7
Минимальный набор лабораторного оборудования для испытания буровых растворов

НАИМЕНОВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО для РВО, шт	КОЛИЧЕСТВО для РУО, шт
1	2	3
Воронка марша	2	2
Мерная кружка	2	2
Металлические рычажные весы	2	1
Герметизированные металлические рычажные	1	2
Ротационный вискозиметр (не менее 8 скоростей)	1	1
Термическая чашка для вискозиметра	1	1
Фильтр-пресс (ISO, стандартный размер)	1	
pH-метр электронный	1	
Комплект для определения щелочности P_f , P_m , M_f	1	
Комплект для определения ионного состава Ca^{2+} , Mg^{2+} , Cl^-	1	
Комплект для определения абсорбционной ёмкости (МВТ)	1	
Реторта 50 мл	1	1
Комплект для определения содержания песка	1	
Комплект для определения содержания ионов K^+	1	
Кальциметр	1	
КТК-2 (или аналог)	1	
Секундомер	1	1
Магнитная мешалка		1
ВТВД фильтр-пресс (фильтрация при высокой температуре и высоком давлении)		1
Комплект для определения щелочности P_{om}		1
Комплект для определения содержания Cl^-		1
Комплект для определения электрической стабильности		1

Таблица 8
Список дополнительного лабораторного оборудования для испытания буровых растворов

НАИМЕНОВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО, шт
1	2
Вискозиметр для измерения вязкости при низких скоростях сдвига (типа Брукфильд или OFITE 900)	1
ВТВД Фильтр-пресс для определения фильтрации на керамических дисках	1
Комплект для определения коэффициента трения (метал/фильтрационная корка)	1
Комплект для определения коэффициента трения (метал/метал)	1
Газоанализатор Гаррета для определения содержания CO_2	1
Газоанализатор Гаррета для определения содержания H_2S	1
Турбидиметр	1

Таблица 9

Регламент замера параметров буровых растворов при строительстве всех секций скважины

ПАРАМЕТРЫ БУРОВОГО РАСТВОРА	ДЛЯ РВО, НЕ РЕЖЕ	ДЛЯ РУО, НЕ РЕЖЕ
1	2	3
Плотность*	1 раз/1 час	1 раз/час
Условная вязкость (ISO)*	1 раз/1 час	1 раз/час
Температура бурового раствора на выходе из скважины	1 раз/1 час	1 раз/1 час
Пластическая вязкость	4 раза/сут	2 раза/сут
Динамическое напряжение сдвига	4 раза/сут	2 раза/сут
CHC 10с/10мин	4 раза/сут	2 раза/сут
6/3 RPM	2 раза/сут	2 раза/сут
МВТ, содержание твёрдой фазы	2 раза/сут	
Жесткость по Ca^{2+}	2 раза/сут	
Содержание хлорид-ионов	2 раза/сут	2 раза/сут
Показатель фильтрации (ISO), толщина фильтрационной корки	4 раза/сут	
pH, P_m , P_f , M_f	2 раза/сут	
Содержание песка	2 раза/сут	2 раза/сут
Содержание ионов K^+	2 раза/сут	
Коэффициент трения фильтрационной корки	2 раза/сут	
Содержание карбоната кальция	2 раза/сут	
Содержание смазки	2 раза/сут	
Показатель фильтрации (ВТВД), толщина фильтрационной корки		2 раза/сут
Отношение УВ фаза/Вода		2 раза/сут
Электростабильность		2 раза/сут
Избыточная известь		2 раза/сут

Примечание: * - измеряется первым помощником бурильщика.