



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ «БУРЕНИЕ»

(ОАО НПО «Бурение»)

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор

ОАО НПО «Бурение»

С.А. Рябоконт

Руководящий документ

МЕТОДИКА КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

РД 39-00147001-773-2004

Настоящий документ разработан специалистами НПО «Бурение»

Ответственный исполнитель В.И. Демихов

Взамен РД 39-2-645-81

АННОТАЦИЯ

В методике изложены порядок и правила контроля параметров буровых растворов при бурении нефтяных и газовых скважин, даны рекомендации по выбору контролируемых параметров, приведены методы определения необходимой периодичности и точности контроля, основные характеристики и краткое описание технических средств и методов измерения, используемых для контроля параметров бурового раствора.

Методика предназначена для специалистов буровых предприятий, занимающихся контролем и регулированием параметров буровых растворов на бурящихся скважинах.

Вторая редакция методики составлена специалистами НПО «Бурение» под руководством д.т.н., Демихова В.И.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящая методика устанавливает правила контроля параметров бурового раствора в процессе бурения скважин и является основным руководящим документом для работников буровых предприятий, занимающихся контролем параметров буровых растворов.

1.2. В методике даны рекомендации по выбору контролируемых параметров, методы определения необходимой периодичности и точности контроля, основные характеристики технических средств, используемых для измерения и оценки параметров буровых растворов.

1.3. Задачей контроля является получение достоверной информации о значениях параметров бурового раствора, позволяющей своевременно обнаружить отклонения параметров от их проектных значений и принять соответствующие решения по регулированию свойств бурового раствора.

1.4. Суть контроля параметров бурового раствора заключается в том, что в заданные моменты времени из циркулирующего раствора отбирается определенное количество проб и производится измерение необходимых параметров.

По результатам измерений определяются средние значения параметров, которые наносятся на контрольные карты.

В зависимости от положения этих значений относительно границ регулирования принимают решения об управлении свойствами бурового раствора.

1.5. Контроль параметров на буровой проводится лаборантом в соответствии с разделом 2 настоящей методики. Порядок проведения измерений и описание используемых при этом приборов отражен в разделе 3.

1.6. Все ранее действующие РД и инструкции по контролю качества буровых растворов следует считать утратившими силу.



2. ОРГАНИЗАЦИЯ КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ БУРОВОГО РАСТВОРА НА БУРОВОЙ

2.1. Организация контроля параметров бурового раствора предусматривает выполнение следующих работ на буровой:

- подготовку контрольных карт к работе;
- отбор проб бурового раствора;
- контроль параметров бурового раствора;
- работу с контрольными картами.

2.2. Подготовка контрольных карт к работе

2.2.1. Контрольные карты представляют собой отпечатанный бланк, в который заносятся измеренные в течение суток значения параметров бурового раствора.

Пример заполненного бланка контрольных карт приведен в приложении 6.

Вертикальные линии на бланке указывают время суток и нанесены с интервалом в один час. Горизонтальные линии в определенном масштабе указывают значения параметров бурового раствора.

2.2.2. Подготовка контрольных карт к работе производится лаборантом и заключается в том, что на бланках указываются названия площади, номер скважины, глубина интервалов бурения. Вдоль вертикальной оси на контрольных картах указывают проектные значения параметров (Пр) на данном интервале, параллельно оси времени наносятся сами границы.

2.2.3. Необходимые для подготовки контрольных карт данные вместе с планом контроля, представляющим собой таблицу, в которой указано время отбора пробы, соответственно, измеряемые параметры бурового раствора, содержатся в проекте на бурение данной скважины и выдаются лаборанту мастером перед началом бурения очередного проектного интервала.

Пример рассчитанных данных для подготовки контрольных карт и плана контроля приведен в приложении 4.

2.2.4. Для удобства ведения контрольных карт рекомендуется в соответствии с планом контроля сделать на оси времени каждой контрольной карты отметки времени, в которые будут производиться отборы проб для измерения данного параметра.

2.3. Отбор проб для измерения параметров бурового раствора

2.3.1. Предусматривается два режима отбора проб бурового раствора, соответствующие:

- контролю при отсутствии нарушений границ регулирования;
- контролю при нарушении границ.

В первом режиме отбор проб бурового раствора для контроля параметров производится в моменты времени, указанные в плане контроля.

Во втором режиме отбор проб производится чаще (с периодичностью контроля при нарушении границ регулирования).

2.3.2. В первом режиме в указанные в плане контроля моменты времени отбирается одна проба бурового раствора.

2.3.3. При нарушении границ регулирования переходят ко второму режиму.

В этом режиме отбирается три пробы бурового раствора, когда необходимо контролировать параметры, у которых нарушены границы, и отбирается одна проба, когда необходимо контролировать параметры, у которых нет нарушений границ.

Интервал времени между отборами каждой из трех проб равен периодичности контроля при нарушении границ регулирования.

2.3.4. Отбор проб для измерения содержания газа и температуры бурового раствора производится в начале желобной системы, а измерения производят непосредственно у желоба сразу же после отбора пробы.

Для характеристики раствора, поступающего в скважину, отбор проб и измерения повторяют в конце желобной системы.

Для измерения плотности, условной вязкости, водоотдачи, статического напряжения сдвига и других параметров пробы отбираются на выходе из системы очистки. Измерение параметров производится в специально отведенном для этого помещении.

Для проведения анализа фильтрата бурового раствора проба раствора отбирается непосредственно у устья скважины, доставляется в лабораторию и фильтруется в тот же день.

2.3.5. Когда раствор необходимо отправить для анализа в стационарную лабораторию буровых растворов, находящуюся на значительном расстоянии от буровой, то проба отбирается на выходе системы очистки



небольшими порциями (до 0,5 л) через 10 - 15 минут таким образом, чтобы получить среднюю пробу объемом 3 - 5 л, характеризующую весь циркулирующий раствор.

Вместе с отобранной пробой бурового раствора в лабораторию должны быть переданы следующие сведения: дата отбора пробы, номер скважины, глубина забоя, температура раствора на выходе из скважины во время отбора проб, а также результаты измерения тех параметров, которые были определены на буровой.

2.4. Контроль параметров бурового раствора

2.4.1. В процессе бурения возможны два режима контроля параметров бурового раствора:

- контроль при отсутствии нарушений границ регулирования;
- контроль при нарушении границ.

2.4.2. Контроль при отсутствии нарушений границ регулирования проводится следующим образом:

- отбор проб проводится согласно п. 2.3.2;
- в каждой пробе измеряются параметры, указанные в плане контроля;
- измеренные значения в виде точек наносятся на соответствующие контрольные карты.

Контроль при этом режиме ведется до нарушения каким-либо параметром границы (попадание точки на границу не считается нарушением границы).

2.4.3. Контроль при нарушении границ проводится следующим образом:

- отбор проб производится согласно п. 2.3.3;
- в каждой из трех проб измеряются значения параметров, у которых нарушена предупреждающая граница;
- средние значения по трем измерениям в виде крестика наносятся на контрольные карты напротив отметок времени, соответствующих времени отбора первой из трех проб;
- остальные параметры контролируются согласно п. 2.4.2. Контроль в этом режиме ведется до тех пор, пока средние значения параметра находятся за внешней границей.

2.4.4. Методы непосредственного измерения параметров бурового раствора с использованием конкретных технических средств изложены в разделе 3.

2.5. Работа с контрольными картами

2.5.1. Работа с контрольными картами заключается в нанесении на них измеренных значений параметров бурового раствора согласно пп. 2.4.2 - 2.4.4, переходе от одного режима контроля к другому, определении момента и величины отклонений параметров от их проектных значений и принятия решений о необходимости регулирования свойств бурового раствора.

2.5.2. Кроме того, на бланках контрольных карт в соответствующих графах записывается следующая информация:

- дата заполнения контрольных карт;
- цифровое обозначение измеренных значений параметров;
- расход материалов на регулирование свойств бурового раствора;
- вид операций, связанных с промывкой скважины (например, остановка циркуляции, наращивание, ремонт бурового насоса и др.);
- глубина забоя;
- глубина нахождения инструмента.

В графе «Примечания» записываются распоряжения мастера и инженера по буровым растворам, остаток и поступление на буровую материалов для приготовления и регулирования свойств буровых растворов и другая необходимая информация о процессе промывки.

3. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА И МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ БУРОВОГО РАСТВОРА

3.1. Определение плотности бурового раствора

Плотность бурового раствора, ρ , г/см³ - отношение массы бурового раствора к его объему. Различают кажущуюся и истинную плотности. Первая характеризует раствор, выходящий из скважины и содержащий газообразную фазу, а вторая - раствор без газовой фазы.

Для измерения плотности могут быть использованы:

- плотномер электронный ПЭ-1;
- пикнометр;
- весы рычажные - плотномер;
- ареометр.

3.1.1. Плотномер электронный ПЭ-1



Принцип работы ПЭ-1 (рис. 1) основан на измерении выталкивающей силы, действующей на погруженный в жидкость поплавок.

Основные характеристики:

- диапазон измерения плотности бурового раствора, г/см³ - 0,8 ÷ 2,6;
- погрешность измерения, г/см³ ±0,002.

Порядок работы:

- залить в кружку раствор;
- опустить поплавок в раствор;
- сделать отсчет показаний прибора.



Рис. 1 - Плотномер электронный ПЭ-1

3.1.2. Пикнометр

Пикнометр представляет собой стеклянный сосуд известного объема с притертой пробкой и меткой на шейке. Для выхода из пикнометра воздуха или газа, которые могут выделяться из пробы, в пробке прибора предусмотрена сквозная канавка.

Порядок работы:

- взвесить сухой чистый пикнометр (P_1);
- заполнить пикнометр буровым раствором до метки, закрыть пробкой, вытереть досуха и взвесить (P_2).

Плотность бурового раствора рассчитывается по формуле

$$\rho = \frac{P_2 - P_1}{V_n} \quad (1)$$

где ρ - плотность бурового раствора, г/см³;

P_2 - масса пикнометра, заполненного буровым раствором, г;

P_1 - масса пустого пикнометра, г;

V_n - вместимость пикнометра, см³.

Примечание. Если вместимость пикнометра заранее не известна, то она определяется по разности масс пикнометра с дистиллированной водой и пустого.

$$V_n = \frac{P_1 - P_2}{\rho_w} \quad (2)$$

где V_n - вместимость пикнометра, см³;

ρ_2 - масса пикнометра с дистиллированной водой, г;

ρ_1 - масса пустого пикнометра, г;

ρ_w - плотность дистиллированной воды, г/см³.

Истинная плотность бурового раствора, содержащего газообразные компоненты, рассчитывается по формуле:

$$\rho_{ист} = \frac{\rho}{1 - \frac{V_g}{100}} \quad (3)$$

где $\rho_{ист}$ - истинная плотность, г/см³;

ρ - кажущаяся плотность, г/см³;

V_T - объем газов, %.

3.1.3. Весы рычажные - плотномер ВРП-1

Принцип работы ВРП-1 (рис. 2) основан на уравнивании моментов левой и правой сторон подвижной части весов относительно опоры.

Основные характеристики

диапазон измерения плотности бурового раствора:

по верхней шкале, г/см³ от 0,8 до 1,6;

по нижней шкале, г/см³ от 1,6 до 2,6;

погрешность измерения, г/см³ $\pm 0,01$.

Порядок работы:

- залить раствор в мерный стакан 1 до верхней кромки и закрыть крышкой 2;
- удалить излишки раствора, вытекшие через специальное отверстие;
- установить подвижную часть на правую призму 5 стойки;
- передвигая вправо или влево подвижный груз 7, установить рычаг 6 в положение равновесия и прочесть показания 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 4 и провести измерение по нижней шкале;
- после замера снять крышку, вылить раствор из стакана, промыть мерный стакан и крышку водой, протереть их насухо.

В начале каждой смены, а также по мере надобности прибор необходимо калибровать чистой пресной (дистиллированной) водой при температуре (20 ± 5) °С. При этом показания прибора должны быть равны 1 г/см³.

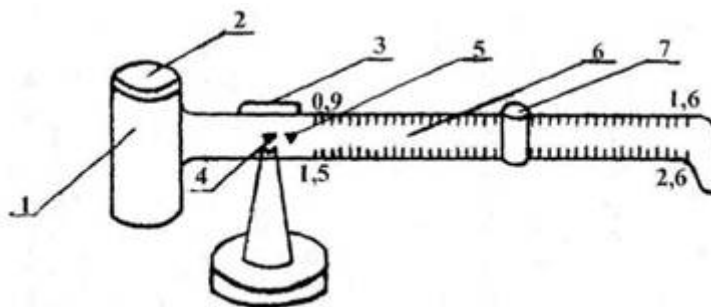


Рис. 2 Весы рычажные - плотномер ВРП-1

1 - мерный стакан; 2 - крышка; 3 - подушка;
4, 5 - призмы; 6 - рычаг; 7 - подвижный груз.

3.1.4. Ареометр АГ-ЗПП

Основные характеристики:

- диапазон измерения при надетом калибровочном грузе, г/см³ от 0,9 до 1,7;

- диапазон измерения без калибровочного груза, г/см³ от 1,6 до 2,4;

- погрешность измерения, г/см³ $\pm 0,02$,

- объем пробы раствора, см³ $78,5 \pm 1$.

Порядок работы:

- при измерении плотности бурового раствора с помощью АГ-ЗПП (рис. 3) может быть использована как пресная вода, так и минерализованная;
- при использовании пресной воды чистый мерный стакан 2 заполнить буровым раствором, соединить с поплавком 3 поворотом последнего до упора; тщательно обмыть стакан снаружи, погрузить его в ведерко с водой 5 и сделать отсчет удельного веса по основной шкале 6 (по делению, до которого ареометр опустился в воду);
- при использовании минерализованной воды делается поправка на ее плотность, для чего необходимо заполнить мерный стакан водой и соединить его с поплавком; погрузить прибор в ведерко с водой и оставить свободно плавать, деление на поправочной шкале, до которого ареометр погрузится в воду, покажет

алгебраическую величину поправки; затем вылить минерализованную воду из стакана, заполнить его буровым раствором, погрузить в ведро и произвести отсчет по основной шкале.

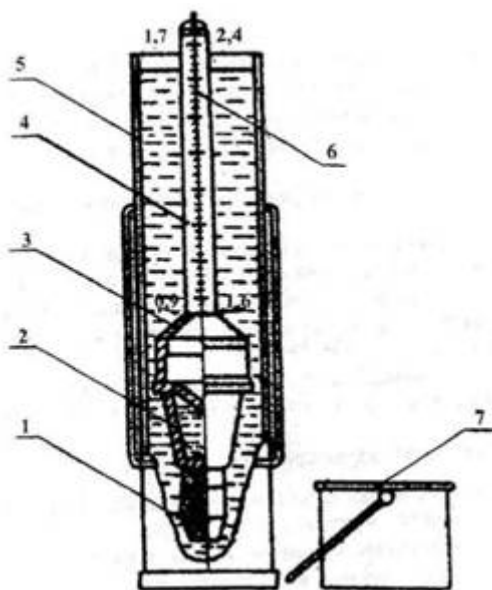


Рис. 3 Ареометр АГ-ЗПП

1 - объемный грузик; 2 - мерный стакан; 3 - поплавок; 4 - стержень;
5 - ведро для воды; 6 - основная шкала; 7 - крышка ведерка.

Плотность бурового раствора, в случае применения минерализованной воды, вычисляется по формуле

$$\rho = \rho_{\text{осн}} + \Delta\rho,$$

где ρ - плотность бурового раствора, г/см³;

$\rho_{\text{осн}}$ - отсчет плотности, сделанный по основной шкале, г/см³;

$\Delta\rho$ - алгебраическая величина поправки (отсчет плотности, сделанный по поправочной шкале), г/см³.

3.2. Определение условной вязкости

Условная вязкость (УВ, с) - величина, определяемая временем истечения из стандартной воронки определенного объема бурового раствора. Условная вязкость косвенно характеризует гидравлическое сопротивление течению, т.е. подвижность бурового раствора.

Для измерения условной вязкости используется вискозиметр ВВ-1, который состоит из мерной кружки, сетки и воронки (рис. 4).

Основные характеристики:

- постоянная вискозиметра (время истечения 500 см³ воды при температуре (20 ± 5) °С, с 15;
- погрешность постоянной вискозиметра, с ±0,5;
- объем воронки вискозиметра, см³ 700;
- объем мерной кружки, см³ 500.

Порядок работы:

- промыть водой воронку вискозиметра и мерную кружку;
- закрыть отверстие трубки пальцем правой руки и налить ковшом в воронку через сетку испытуемый раствор до перелива;
- подставить мерную кружку под трубку вискозиметра и, убрав палец, открыть отверстие трубки, одновременно включив левой рукой секундомер;
- в момент заполнения кружки раствором до краев остановить секундомер, закрыть отверстие трубки пальцем и прочесть показания секундомера;
- после каждого измерения кружку мыть.

В начале каждой смены, а также по мере необходимости, требуется производить проверку водного числа вискозиметра. Время истечения 500 см³ пресной (дистиллированной) воды при температуре 10 - 25 °С должно



быть равным 15 с. Если значение будет больше 15 с, то трубку вискозиметра надо прочистить, если меньше - вискозиметр следует заменить.

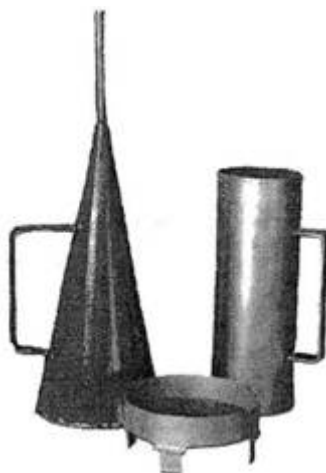


Рис. 4 - Вискозиметр ВВ-1

3.3. Определение реологических показателей

К основным характеристикам буровых растворов относятся реологические показатели (параметры): предельные статистическое и динамическое напряжения сдвига, эффективная и пластическая вязкости.

Для измерения реологических показателей используется ротационный вискозиметр.

Принцип работы ротационных вискозиметров основан на измерении сдвиговых напряжений в контролируемой среде, расположенной между составными цилиндрами. Мерой сдвиговых напряжений является крутящий момент на подвешенном цилиндре (внутреннем) при вращении внешнего цилиндра с постоянной угловой скоростью.

Ротационный вискозиметр ВИАМ

Основные характеристики прибора:

- диапазон измерения напряжения сдвига от 0 до 1000 дПа;
- диапазон измерения динамической вязкости от 0 до 1000 мПа·с;
- диапазон регулирования частоты вращения гильзы от 0 до 1000 об/мин.

Фиксированные частоты вращения гильзы - 3; 6; 58,7; 100, 300, 600 об/мин.

Относительная основная погрешность измерения напряжения сдвига $\pm 2,0$ %.

Относительная основная погрешность измерения динамической вязкости $\pm 4,0$ %.

Основная погрешность измерения частоты вращения гильзы $\pm 2,0$ %.

Измерительные поверхности имеют следующие размеры:

- наружный диаметр внутреннего цилиндра (34,5 - 34,49) мм;
- внутренний диаметр наружного цилиндра (36,83 - 36,85) мм;
- длина измерительной поверхности внутреннего цилиндра (38,1 - 38,3) мм.

В состав ротационного вискозиметра ВИАМ (рис. 5) входят следующие элементы:

- блок измерительный (1);
- штатив (2);
- основание (3).

В блоке измерительном находятся узел измерения вязкости и механизм привода. Порядок работы:

- перед измерением чистый сухой стакан заполнить буровым раствором и поставить в блок измерений;
- включить тумблер «сеть», прогрев прибора 15 минут;
- установить последовательно переключатели в положение «58,7» и «ИЗМ». При этом на табло «НАПРЯЖЕНИЕ» индицируется значение динамической вязкости в мПа·с, а на табло «СКОРОСТЬ» - число оборотов в минуту. При необходимости установите пульт на индикаторе «НАПРЯЖЕНИЕ» ручной корректор «О».

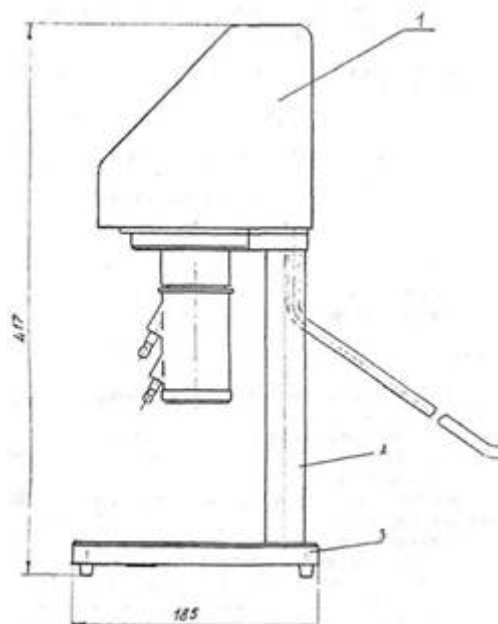


Рис. 5 - Ротационный вискозиметр ВИАМ

В остальных случаях индицируется напряжение сдвига, а вязкость вычисляется.

Определение предельного статического напряжения сдвига производится при частоте вращения гильзы 3 об/мин, через 1 или 10 мин покоя бурового раствора. Показания прибора снимаются в момент максимальных значений, предшествующих разрушению структуры. Предельное статическое напряжение сдвига θ через 1 и 10 мин определяется по формуле:

$$\theta_{1,10} = K \cdot \varphi_{1,10}, \text{ дПа} \quad (4)$$

где K - величина статического напряжения сдвига, соответствующая единице шкалы индикатора (указана в паспорте на прибор);

$\varphi_{1,10}$ - значение показаний на индикаторе.

Расчет динамической вязкости при различных оборотах гильзы производится по формулам:

$$\eta = \frac{100\tau}{A \cdot n}, \text{ мПа} \cdot \text{с} \quad (5)$$

$$\eta = \frac{100(\tau_2 - \tau_1)}{A(n_2 - n_1)}, \text{ мПа} \cdot \text{с} \quad (6)$$

где τ , τ_1 , τ_2 - любые из измеренных значений напряжения сдвига в дПа;

n , n_1 , n_2 - соответствующее число оборотов в минуту;

A - конструктивный параметр вискозиметра.

При определении реологических характеристик буровых растворов измеряется напряжение сдвига при различных оборотах фиксированных или в диапазоне от 0 до 1000 об/мин при положении переключателей «ПЛАВНО», «ИЗМ».

Градиент скорости сдвига рассчитывается при этом по формуле:

$$\gamma = A \cdot n, \text{ с}^{-1} \quad (7)$$

Определение предельного динамического напряжения сдвига, эффективной и пластической вязкости производится следующим образом.



Предельное динамическое напряжение сдвига, τ_0 , Па - условная величина, характеризующая предел текучести в потоке бурового раствора, это напряжение, необходимое для разрушения структуры в текущей структурированной жидкости.

Эффективная (динамическая) вязкость, $\eta_{эф}$, мПа·с - характеризует вязкостное сопротивление бурового раствора при данной скорости сдвига.

Пластическая (структурная) вязкость, $\eta_{пл}$, мПа·с - условная величина, показывающая долю эффективной вязкости, которая возникает вследствие структурообразования в потоке бурового раствора.

Для измерений показателей, позволяющих получить величины этих параметров, используется ротационный вискозиметр ВИАМ.

Порядок работы:

- испытываемая жидкость перемешивается при частоте вращения гильзы 600 мин^{-1} с целью разрушения структуры, затем снимаются устойчивые показания по шкале прибора при 600; 300; 100; $58,7 \text{ мин}^{-1}$;
- по полученным данным строится график зависимости показаний прибора (φ) от частоты вращения наружного стакана (n);
- характерная зависимость показаний прибора от скорости вращения стакана для вязко-пластических жидкостей приведена на рис. 6;
- на полученной реологической кривой течения выделяют прямолинейный участок и продолжают его до пересечения с осью ординат;

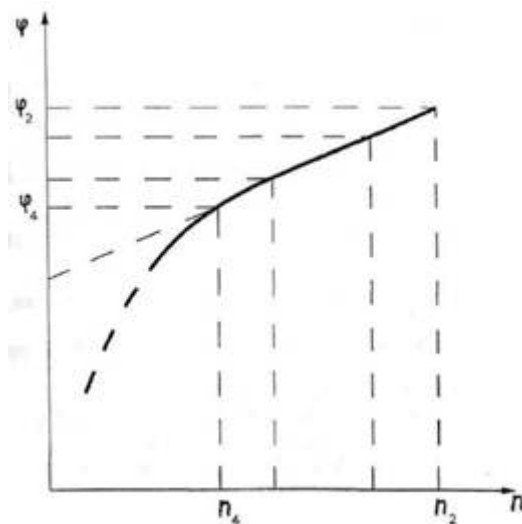


Рис. 6 - Кривая зависимости φ от n

- по значениям двух точек (n_1, φ_1) и (n_2, φ_2), взятых на прямолинейном участке кривой, определяют эффективную и пластическую вязкость, динамическое напряжение сдвига по формулам:

$$\eta_{эф} = \frac{A \cdot \varphi}{n}, \quad (8)$$

$$\eta_{пл} = \frac{\varphi_2 - \varphi_1}{n_2 - n_1} \cdot A, \quad (9)$$

$$\tau_0 = \frac{A}{B} \cdot \left[\varphi_2 - \frac{n_2}{n_2 - n_1} (\varphi_2 - \varphi_1) \right], \quad (10)$$

где $\eta_{эф}$ - эффективная вязкость ньютоновских жидкостей, Па·с (спз);

A, B - константы прибора (приводятся в паспорте на прибор);

$\eta_{пл}$ - пластическая вязкость, мПа·с (спз);

φ_2 - отсчет показаний прибора при большей частоте вращения стакана n_2 , мин^{-1} (об/мин), град.;

φ_1 - отсчет показаний прибора при меньшей частоте вращения стакана n_1 , мин^{-1} (об/мин), град.;

τ_0 - предельное динамическое напряжение сдвига, дПа (мг/см^2);

φ - отсчет показаний прибора при частоте вращения стакана 600 мин^{-1} .

3.4. Определение водоотдачи буровых растворов

Водоотдача (V , см^3) - объем фильтрата, отделившегося от бурового раствора за 30 мин при пропускании раствора через бумажный фильтр диаметром 75 мм, характеризует фильтрационные свойства бурового раствора при перепаде давления 0,7 МПа.

Для измерения водоотдачи используются:

- фильтр-пресс ФЛР-1;
- прибор ВМ-6.

3.4.1. Фильтр-пресс ФЛР-1

Принцип работы ФЛР-1 основан на способности жидкости отфильтровываться под давлением из раствора.

Основные характеристики:

- предел измерения объема фильтра за 30 мин при диаметре фильтра 75 мм, см^3 120;
- давление фильтрации, МПа (кг/см^2) 0,7 (7);
- вместимость стакана (объем пробы) мл 425;
- температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$ +5 - +50;
- максимальное давление на входе в редуктор, МПа (кг/см^2) 15 (150).

Фильтр-пресс ФЛР-1 (рис. 7) состоит из:

- стакана 1, предназначенного для заливки пробы раствора;
- редуктора 4, предназначенного для редуцирования с помощью регулировочного винта давления от 15 МПа до рабочего давления 0,7 МПа;
- баллона 5 с газом, который подается в редуктор, а оттуда по рукаву через пропускной клапан 2 в стакан с раствором;
- манометра для контроля давления фильтрации.

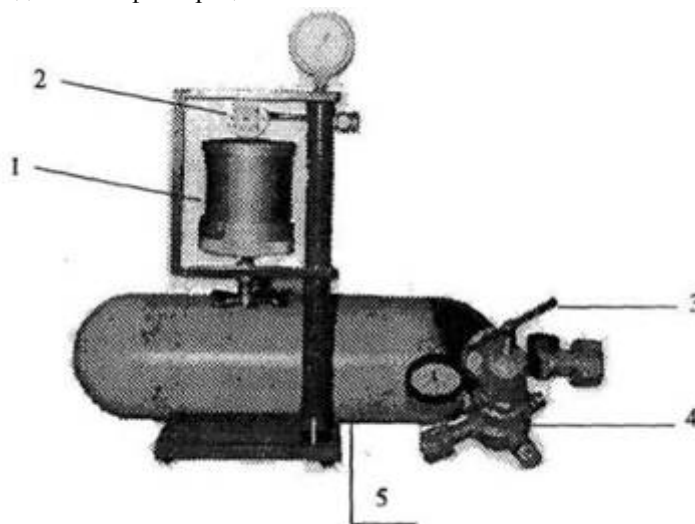


Рис. 7 - Фильтр-пресс ФЛР-1

Порядок работы:

- снять стакан 1, разобрать его, сполоснуть водой и высушить;
- смочить водой фильтровальную бумагу, избыток воды удалить сухой фильтровальной бумагой;
- отвернуть полностью винт редуктора 3;
- завернуть пропускной клапан 2 до упора;
- залить в стакан глинистый раствор;
- установить уплотняющие кольца, на кольцо нижней крышки положить фильтровальную бумагу, сетку;
- подставить под стакан измерительный цилиндр на 10 см^3 или 50 см^3 , в зависимости от предполагаемой водоотдачи;
- отвернуть вентиль баллона;
- поворотом регулировочного винта редуктора по часовой стрелке установить давление на выходе из редуктора 0,7 МПа;
- отвернуть винт пропускного клапана до упора и одновременно включить секундомер;
- через 30 мин завернуть винт клапана до упора и одновременно выключить секундомер и закрыть вентиль баллона;

- измерить количество фильтрата (P_f);
- снять стакан, снять верхнюю крышку стакана, убрать уплотнительное кольцо, вылить раствор;
- стакан, крышки, кольцо и другие детали промыть и высушить.

3.4.2. Прибор ВМ-6

Основные характеристики:

- предел измерения водоотдачи при диаметре фильтра 75 мм, см³ 40;
- погрешность измерения, см³ $\pm 0,5$;
- фактический диаметр фильтра, мм 53;
- давление фильтрации, МПа (кг/см²) 0,1 (1);
- объем пробы бурового раствора, см³ 100.

Прибор ВМ-6 (рис. 8) состоит из трех основных узлов:

- фильтрационный стакан 5, который имеет разборное дно, состоящее из металлической решетки 6, клапана 8 с резиновой прокладкой и поддона 7 с винтом, прижимающим клапан к решетке;
- напорного цилиндра 3 с втулкой 1, в который вставлен плунжер 2 с грузом и укрепленной на нем шкалой; для установки шкалы прибора на «0» и для спуска масла из цилиндра в нижней его части сделано отверстие, перекрываемое спускной иглой 4.

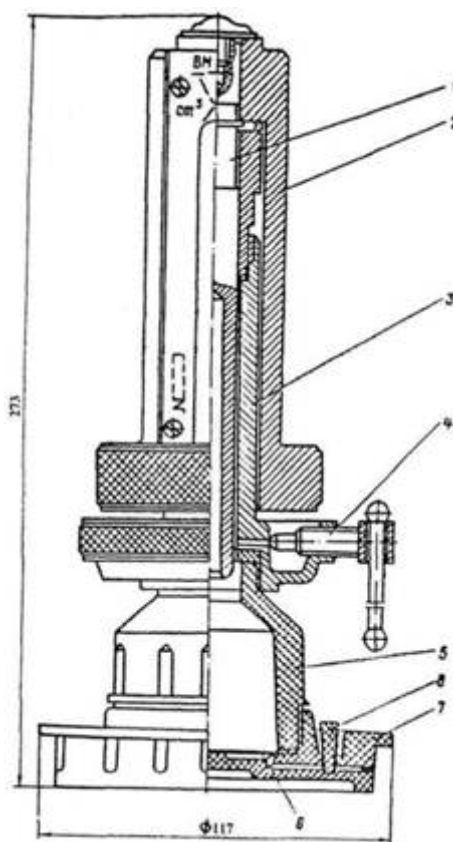


Рис. 8 - Прибор ВМ-6

Порядок работы:

- смочить кружок фильтровальной бумаги водой (при работе с растворами на водной основе) и положить его на решетку 6, которую вставить в нижнюю часть фильтрационного стакана бумагой внутрь; на решетку положить клапан с резиновой прокладкой и накрутить поддон 7; собранный стакан вставить в кронштейн, клапан туго завернуть винтом;
- залить подготовленный буровой раствор в стакан на 3 - 4 мм ниже края;
- накрутить напорный цилиндр 3 с закрытым игольчатым клапаном 4 на стакан, сверху налить машинное масло;
- вставить плунжер в цилиндр и, приоткрыв спускную иглу, легким вращением подвести нулевое деление на шкале к отсчетной риске на втулке цилиндра;
- закрыть спускной игольчатый клапан, а клапан с резиновой прокладкой открыть, одновременно пустить в ход секундомер;



- через 30 мин сделать отсчет по шкале (глаз должен находиться на уровне отсчетной риски); при открытии клапана с резиновой прокладкой может произойти резкое опускание груза на определенную величину, т.н. «скачок», значение «скачка» необходимо вычитать из полученного по шкале значения показателя фильтрации;

- после окончания измерения открыть спускную иглу, выпустить масло и опустившийся плунжер вынуть из цилиндра; игольчатый клапан закрыть, цилиндр отвернуть, масло слить в баллон, раствор вылить, отвинтить поддон, вымыть прибор, насухо вытереть его и собрать для следующего замера.

3.4.3. Определение водоотдачи при повышенных температурах

Для измерения водоотдачи при повышенных температурах используется прибор УИВ-2М. Основные характеристики:

- максимальная рабочая температура, °C 250;
- максимальное рабочее давление (перепад давления на фильтре), МПа/кг/см² 5 (50);
- площадь фильтра, см² 22;
- объем пробы бурового раствора, см³ 400;
- точность автоматического поддержания:
заданной температуры, °C ±5;

заданного перепада давления, МПа (кг/см²/) ±0,1 (1);

- питание от сети однофазного переменного тока напряжением, В 220,

Принципиальная схема УИВ-2М включает в себя:

- пневматическую систему, к которой относится трубопровод, распределительный манифольд с вентилями, баллон-ресивер и манометр;
- гидравлическую систему, к которой относится автоклав, соединительная трубка и холодильник с вентилем «фильтрат», который связывает подфильтровое пространство с атмосферой; для охлаждения фильтрата (в процессе измерения водоотдачи) и автоклава (после опыта) по трубопроводам подается вода; автоклав нагревают с помощью электронагревателя, мощность которого регулируется автотрансформатором и контролируется амперметром; температуру пробы измеряют термпарой в комплекте с регистрирующим потенциометром; фильтрационный элемент, над которым установлена шайба - отбойник, соединен с крышкой, которая прижимается к корпусу автоклава через уплотнительное кольцо с помощью нажимной гайки; мешалка приводится во вращение электродвигателем; термостат, в который устанавливается автоклав, состоит из рубашки охлаждения, электродвигателя и теплоизоляционного кожуха.

Порядок работы:

- залить в автоклав 350 - 400 см³ бурового раствора;
- закрепить на решетке фильтра фильтровальную бумагу (для испытаний при температуре выше 150 °C рекомендуется использовать бумагу асбестовую);
- установить собранную крышку в автоклав и закрепить нажимной гайкой, на крышке закрепить воздухопровод и трубку отвода фильтрата;
- установить стрелку потенциометра на деление шкалы, соответствующее температуре (потенциометр должен быть включен за 15 - 20 мин до начала опыта);
- включить электродвигатель;
- установить необходимую мощность нагревателя;
- открыв вентили «баллон» и «автоклав», подать сжатый газ в автоклав;
- после достижения заданной температуры подать воздух в холодильник;
- измерение водоотдачи начинается с момента открытия вентиля «фильтрат»;
- охлажденный в холодильнике фильтрат поступает в измерительную емкость;
- по окончании измерения отключить электродвигатель, с помощью вентиля "сброс" снизить давление в автоклаве до атмосферного и отсоединить от крышки автоклава воздухопровод и трубку, отводящую фильтрат; разобрать фильтр, промыть и высушить; автоклав извлечь из термостата, освободить от испытанного раствора и промыть водой.

3.4.4. Определение толщины глинистой корки

Для измерения толщины глинистой корки используется линейка.

При измерении линейкой вынуть из прибора для определения водоотдачи фильтр с глинистой коркой; поместить его на стеклянную пластинку и измерить толщину корки.



3.5. Определение содержания песка (общего и отмытого)

Песком ($П$, %) считают все грубодисперсные частицы независимо от их происхождения (в том числе комочки нераспустившейся глины).

Отмытым песком ($ОП$, %) являются собственно песчаные частицы, неспособные размокать (распускаться) в воде.

Содержание песка характеризует степень загрязнения бурового раствора грубодисперсными фракциями различного минералогического состава.

Для определения содержания песка используется металлический отстойник ОМ-2.

Основные характеристики, $см^3$;

- вместимость отстойника 600;

- отстойника до сливного отверстия 50;

- крышки 50;

- пробирки 10.

Отстойник ОМ-2 (рис. 9) состоит из следующих частей:

- цилиндрического сосуда 2 с уплотнительной крышкой 1, которая служит одновременно и для отмеривания раствора;

- стеклянной бюретки 3, которая укрепляется в нижней части сосуда при помощи винта через перекладину и шайбу с резиновой прокладкой; герметизация крепления бюретки обеспечивается резиновой прокладкой; бюретка градуирована через 0,1 $см^3$.

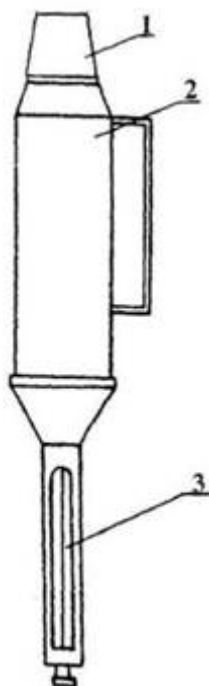
Порядок работы

Определение общего содержания песка:

- промыть отстойник и вытереть его;

- снять крышку отстойника, отмерить ею 50 $см^3$ раствора и влить его в отстойник через горлышко;

- не вымывая крышки, зачерпнуть ею воду, разбавить водой оставшийся на внутренних стенках крышки раствор и вылить в отстойник;



1 - уплотнительная крышка; 2 - цилиндрический сосуд; 3 - стеклянная бюретка.

Рис. 9 - Отстойник ОМ-2

- держа отстойник вертикально, с помощью крышки наполнить отстойник водой до уровня отверстия на его боковой поверхности; при появлении из отверстия воды следует подождать, пока не вытечет излишек воды;
- плотно закрыть отстойник крышкой и повернуть его в горизонтальное положение сливным отверстием вверх; прижимая крышку и прикрывая отверстие пальцем, интенсивно взболтать содержимое отстойника;
- повернуть отстойник в вертикальное положение, выждать одну минуту (по часам или секундомеру) и прочесть показания (V) по шкале бюретки против осевшего песка.



Определение содержания отмытого песка:

- после определения объема осадки (V) воду с неосевшими глинистыми частицами слить через край отстойника;
- разбавить осадок свежими порциями воды и перенести в фарфоровую чашку диаметром 120 мм;
- через 1 - 2 мин слить отстоявшуюся воду и налить новую порцию воды, в которой осадок растереть резиновой пробкой;
- сливать мутную воду, повторяя отмывку несколько раз до полного отмучивания глинистых частиц;
- после этого, разбавить осадок водой, перенести в отстойник и замерить его объем (V_1) таким же образом, как и при определении общего содержания песка.

Общее содержание песка определяют по формуле:

$$n = 2V, \quad (11)$$

где n - общее содержание песка, %;

V - общий объем осадка, см^3 ;

2 - коэффициент для выражения результатов в %.

Содержание отмытого песка рассчитывается по формуле:

$$ОП = 2V_1, \quad (12)$$

где ОП - содержание отмытого песка, %;

V - объем отмытого песка, см^3 ;

2 - коэффициент для выражения результатов в %.

3.6. Определение показателей стабильности и седиментации

Под стабильностью раствора понимается его способность сохранять свою плотность.

Для определения стабильности используется цилиндр стабильности ЦС-2 и стеклянный мерный цилиндр.

3.6.1. Цилиндр стабильности ЦС-2

Основные характеристики:

- вместимость цилиндра, см^3 720;

- масса, кг 0,36

Цилиндр стабильности (рис. 10) имеет отвод с резиновой пробкой 2 для слива верхней половины раствора; с наружной стороны цилиндра находится ручка 3.

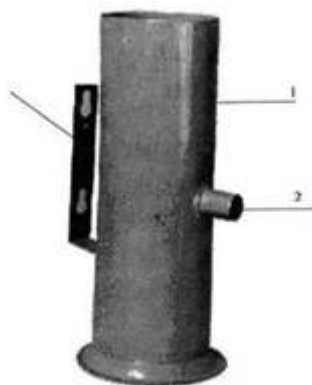


Рис. 10 - Цилиндр стабильности

Порядок работы:

- залить пробу раствора в цилиндр до края, предварительно тщательно перемешав ее;
- установить заполненный цилиндр в спокойном месте, отметить по часам время и оставить его в покое на сутки;
- через 24 часа открыть пробку, слить верхнюю часть пробы раствора вместе с отстоявшейся водой в кружку;
- тщательно перемешать слитый раствор и определить его плотность (ρ_1);
- закрыть отвод пробкой, тщательно перемешать оставшуюся в цилиндре нижнюю половину раствора и определить ее плотность (ρ_2);
- вымыть цилиндр и вытереть насухо.

Показатель стабильности бурового раствора вычисляется по формуле:



$$C = \rho_2 - \rho_1. \quad (13)$$

где C - показатель стабильности бурового раствора, г/см³;

ρ_2 - плотность нижней половины раствора, г/см³;

ρ_1 - плотность верхней половины раствора, г/см³.

3.6.2. Стекланный мерный цилиндр

Основные характеристики:

- объем, см³ 100;

- цена деления, см³ 1.

Порядок работы:

тщательно перемешанную пробу бурового раствора налить в цилиндр до 100-го деления по шкале;

поставить цилиндр с раствором в спокойное место, отметить время и оставить на 24 часа;

через 24 часа прочесть по шкале цилиндра отсчет положения уровня раздела раствора и отстоявшейся воды (V_3);

цилиндр вымыть и высушить.

Показатель седиментации (суточный отстой) (%) бурового раствора находится по формуле:

$$C = 100 - V_3, \quad (14)$$

где 100 - объем мерного цилиндра, см³;

V_3 - положение уровня раздела раствора и отстоявшейся воды, см³.

3.7. Определение содержания газа

Содержание газа характеризует степень разгазирования или вспенивания бурового раствора.

Для определения содержания газа используется прибор ПГР-1

3.7.1. Прибор ПГР-1

Принцип работы ПГР-1 основан на свойстве газов сжиматься под действием избыточного давления

Основные характеристики:

- предел измерения газосодержания, % 0 - 10;

- абсолютная погрешность измерения, % $\pm 0,5$;

- цена деления шкалы, % 0,5;

- температура контролируемой жидкости, °C $+5 \div +80$;

- давление в рабочей емкости в пределах, МПа (кг/см²) 0,3 (3);

- температура окружающей среды, °C $+5 \div +50$.

Прибор газосодержания ПГР-1 (рис. 11) состоит из следующих составных частей:

- стакана 6, предназначенного для заполнения буровым раствором (исследуемым), и корпуса 3, герметично соединенных с помощью байпасного соединения;

- маховика 2, вращением которого против часовой стрелки создается избыточное давление;

- манометра 4, по которому фиксируется избыточное давление;

- резинового разделителя 5, который под действием избыточного давления давит на раствор;

- шкалы 1 для снятия показаний газоотделения.

Порядок работы:

- заполнить стакан до краев буровым раствором и соединить с корпусом прибора;

- вращая маховик против часовой стрелки, следить за показаниями манометра и прекратить вращение при достижении избыточного давления в 0,3 МПа (3 кг/см²);

- прочесть по шкале показания содержания газа в буровом растворе;

- сбросить давление, повернув маховик по часовой стрелке до упора;

- отсоединить кран от корпуса, вылить раствор, вымыть стакан, разделитель и обсушить их.

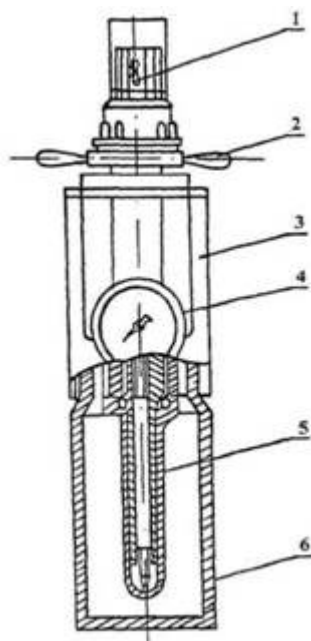


Рис. 11 - Прибор ПГР-1

3.7.2. Прибор ВГ-1М

Основные характеристики и порядок подготовки прибора к работе изложены в п. 3.7.1.

Порядок работы:

- навинтить цилиндр на горловину стакана, заполнить его маслом и надеть плунжер с грузом-шкалой;
- клапан, находящийся под решеткой фильтрационного стакана, при измерении должен быть закрыт;
- деление шкалы «газ», остановившееся при опускании плунжера против риски на верхнем крае втулки, укажет концентрацию газа в буровом растворе.

3.7.3. Метод разбавления

Метод основан на уменьшении объема бурового раствора в результате удаления газа из пробы раствора, разбавленного водой.

Для измерения необходимы:

- мерный цилиндр вместимостью 250 см³ с притертой пробкой;
- мерный цилиндр вместимостью 200 см³ без пробки;
- мензурка или цилиндр вместимостью 50 см³.

Порядок работы.

- в мерный цилиндр с притертой пробкой налить 50 см³ бурового раствора, отмеренного мензуркой.
- отмерить 200 см³ воды и вылить в цилиндр, предварительно обмыв этой водой мензурку, которой отмерялся буровой раствор;
- закрыть цилиндр с разбавленным раствором притертой пробкой, энергично взболтать в течение 1 мин и оставить в покое на некоторое время;
- после опадения пены отметить объем жидкости в цилиндре.

Концентрацию газа вычисляют по формуле

$$C_o = (250 - V_{ж}) \cdot 2, \quad (15)$$

где C_o - концентрация газа, %;

250 - суммарный объем бурового раствора с газом и водой, см³;

$V_{ж}$ - объем бурового раствора и воды после удаления газа, см³;

2 - множитель для получения результата в процентах.

3.8. Определение концентрации твердой фазы и нефти в буровом растворе

Концентрация твердой фазы (C_t , %) - величина, определяемая отношением количества твердого вещества к общему объему бурового раствора.



Объемная концентрация твердой фазы определяется, исходя из материального баланса компонентов бурового раствора, и рассчитывается по формуле

$$C_T = \frac{100(\rho_p - \rho_{вф}) + C_n(\rho_{вф} - \rho_n) - C_c(\rho_c - \rho_v)}{(\rho_T - \rho_{вф})}, \quad (16)$$

где C_T - объемная концентрация твердой фазы, %;

C_n - объемная концентрация нефти, %;

C_c - объемная концентрация соли, %;

ρ_T - плотность твердой фазы, г/см³;

ρ_p - плотность раствора, г/см³;

$\rho_{вф}$ - плотность водной фазы, г/см³;

ρ_n - плотность нефти, г/см³;

ρ_c - плотность соли, г/см³;

ρ_v - плотность воды, г/см³.

При плотности водной фазы, равной плотности воды $\rho_{вф} = \rho_v = 1,0$ г/см³, плотности нефти $\rho_n = 0,8$ г/см³, плотности соли (NaCl) $\rho_c = 2,85$ г/см³:

$$C_T = \frac{100(\rho_p - 1) + C_n \cdot 0,2 - C_c \cdot 1,85}{(\rho_T - 1)}, \quad (17)$$

Перевод объемной концентрации твердой фазы в массовую концентрацию производится по формуле

$$T_T = \frac{C_T \cdot \rho_T}{\rho_p}, \quad (18)$$

где T_T - массовая концентрация твердой фазы в буровом растворе, %.

Определение величин, входящих в формулы (16, 17), рассмотрено ниже для конкретных видов буровых растворов.

Для растворов, содержащих только воду и глину, формулы (16, 17) значительно упрощаются ($\rho_T = \rho_{гл}$)

$$C_T = \frac{100(\rho_p - 1)}{\rho_{гл} - 1} \quad (19)$$

Концентрация твердой фазы (глины) в данных растворах зависит только от плотности раствора и определять ее можно по табл. 1, принимая среднее значение плотности глины $\rho_{гл} = 2,6$ г/см³.

Таблица 1 - Концентрация твердой фазы (глины) в зависимости от плотности раствора. При расчетах принято среднее значение плотности глины - 2,6 г/см³

Плотность р-ра, г/см ³	Концентрация глины, %			Плотность р-ра г/см ³	Концентрация глины, %		
	объемная	масс/объем	массовая		объемная	масс/объем	массовая
1,000	0,00	0,00	0,00	1,100	6,25	16,25	14,75
1,005	0,31	0,81	0,80	1,105	6,56	17,06	15,44
1,010	0,62	1,62	1,60	1,110	6,87	17,87	16,11
1,015	0,93	2,43	2,39	1,115	7,18	18,68	16,76
1,020	1,25	3,25	3,18	1,120	7,50	19,50	17,41
1,025	1,56	4,07	3,96	1,125	7,81	20,31	18,06
1,030	1,88	4,87	4,74	1,130	8,12	21,12	18,69
1,035	2,19	5,68	5,50	1,135	8,43	21,93	19,32
1,040	2,50	6,50	6,25	1,140	8,75	22,75	19,96
1,045	2,87	7,32	7,00	1,145	9,06	23,56	20,57



Плотность р-ра, г/см ³	Концентрация глины, %			Плотность р- ра г/см ³	Концентрация глины, %		
	объемная	масс/объем	массовая		объемная	масс/объем	массовая
1,050	3,12	8,12	7,73	1,150	9,37	24,37	21,20
1,055	3,44	8,94	8,47	1,155	9,68	25,18	21,80
1,060	3,75	9,75	9,20	1,160	10,00	26,00	22,41
1,065	4,07	10,60	9,91	1,165	10,31	26,81	23,01
1,070	4,38	11,39	10,64	1,170	10,62	27,62	23,61
1,075	4,69	12,19	11,34	1,175	10,93	28,43	24,20
1,080	5,00	13,00	12,04	1,180	11,25	29,25	24,79
1,085	5,31	13,81	12,74	1,185	11,56	30,06	25,36
1,090	5,63	14,63	13,41	1,190	11,87	30,87	25,95
1,095	5,94	15,44	14,10	1,195	12,18	31,68	26,51
1,200	12,50	32,50	27,10	1,300	18,75	48,75	37,50
1,205	12,81	33,31	27,65	1,305	19,06	49,56	38,00
1,210	13,12	34,40	28,20	1,310	19,37	50,37	38,42
1,215	13,43	34,90	28,75	1,315	19,68	51,18	38,95
1,220	13,75	35,75	29,30	1,320	20,00	52,00	39,39
1,225	14,06	36,56	29,85	1,325	20,31	52,81	39,88
1,230	14,37	37,37	30,39	1,330	20,62	53,62	40,31
1,235	14,68	38,18	30,95	1,335	20,93	54,43	40,75
1,240	15,00	39,00	31,45	1,340	21,25	55,25	41,23
1,245	15,31	39,81	32,00	1,345	21,56	56,06	41,72
1,250	15,62	40,62	32,50	1,350	21,87	56,87	42,13
1,255	15,93	41,43	33,02	1,355	22,18	57,68	42,60
1,260	16,25	42,25	33,53	1,360	22,50	58,50	43,01
1,265	16,56	43,06	34,04	1,365	22,81	59,31	43,49
1,270	16,87	43,87	34,55	1,370	23,12	60,12	43,88
1,275	17,18	44,68	35,03	1,375	23,43	60,93	44,25
1,280	17,50	45,50	35,55	1,380	23,75	61,75	44,75
1,285	17,81	46,31	36,04	1,385	24,06	62,56	45,25
1,290	18,12	47,12	36,53	1,390	24,37	63,37	45,60
1,295	18,43	47,93	37,04	1,395	24,68	64,18	46,00

Более точно концентрация твердой фазы в данных растворах определяется методом выпаривания взвешенной пробы раствора в сушильном шкафу и определения массы высушенной пробы или с помощью установки ТФН-1М (рис. 12).

Порядок работы:

- налить 50 г бурового раствора в предварительно высушенную и взвешенную фарфоровую чашку;
- взвесить чашку с раствором, поместить ее в сушильный шкаф и сушить на верхней полочке при температуре приблизительно 100 °С до постоянной массы;
- первое взвешивание произвести примерно через 6 часов, повторные - через 1 час; масса считается постоянной, если разность между двумя последовательными взвешиваниями менее 0,01 г; пробы перед каждым взвешиванием выдерживать в эксикаторе с безводным хлористым кальцием до охлаждения.



Рис. 12 - Установка ТФН-Щ

Массовая концентрация твердой фазы вычисляется по формуле

$$T_t = \frac{P_2 - P}{P_1 - P} \cdot 100, \quad (20)$$

где T_t - массовая концентрация твердой фазы, %;

P - масса высушенной чашки, г;

P_1 - масса чашки с буровым раствором, г;

P_2 - масса чашки с высушенной пробой, г.

Для минерализованных растворов объемная концентрация соли (C_e) определяется по табл. 2, исходя из плотности фильтрата бурового раствора. Плотность раствора и фильтрата определяется на плотномере или пикнометром.

Таблица 2 - Концентрация NaCl в растворах различной плотности (при 20 °С)

Плотность, г/см ³	Концентрация NaCl, %		Плотность, г/см ³	Концентрация NaCl,	
	массовая	объемная		массовая	объемная
1,005	0,76	0,27	1,105	14,64	5,68
1,010	1,97	0,70	1,110	15,27	5,95
1,015	2,28	0,81	1,115	15,89	6,22
1,020	3,02	1,08	1,120	16,51	6,49
1,025	3,76	1,35	1,125	17,12	6,76
1,030	4,49	1,62	1,130	17,72	7,03
1,035	5,21	1,89	1,135	18,32	7,30
1,040	5,93	2,16	1,140	18,92	7,57
1,045	6,63	2,43	1,145	19,51	7,84
1,050	7,34	2,70	1,150	20,09	8,11
1,055	8,03	2,97	1,155	20,67	8,38
1,060	8,72	3,24	1,160	21,25	8,65
1,065	9,40	3,51	1,165	21,82	8,92
1,070	10,08	3,78	1,170	22,38	9,19
1,075	10,75	4,05	1,175	22,94	9,46
1,080	11,41	4,32	1,180	23,50	9,73
1,085	12,07	4,59	1,185	24,05	10,00
1,090	12,72	4,86	1,190	24,60	10,27
1,095	13,37	5,14	1,195	25,14	10,54
1,100	14,00	5,41	1,200	25,68	10,81



Пример 1. Раствор имеет плотность 1,095 г/см³. Солей и нефти нет. Необходимо найти концентрацию твердой фазы

По таблице 1 в соответствующей строке находим, что раствор плотностью 1,095 г/см³ содержит 5,94 % (объемн.) твердой фазы.

Или, подставляя значение $\rho_p = 1,095$ г/см³ в формулу (16) ($C_n = 0$; $C_c = 0$), найдем

$$T_r = \frac{100(\rho_p - 1)}{(\rho_r - 1)} = \frac{100(1,095 - 1)}{2,6 - 1} = \frac{100 \cdot 0,095}{1,6} = 5,94 \%$$

Пример 2. Раствор плотностью 1,27 г/см³ содержит 5 % (объемн.) нефти, плотность фильтрата 1,02 г/см³. Необходимо найти объемную концентрацию твердой фазы.

По таблице 2 находим, что раствор плотностью 1,02 г/см³ содержит 1 % (объемн.) соли. Подставляем все данные в формулу, получим содержание твердой фазы.

$$C_r = \frac{100(1,27 - 1) + 5 \cdot 0,2 - 1 \cdot 1,85}{2,6 - 1} = 16,3 \%$$

Для сложных систем буровых растворов, содержащих соль, нефть, глину, утяжелитель, определение концентрации твердой фазы, нефти и других компонентов производится с помощью установки ТФН-1, принцип работы которой основан на выпаривании жидкой фазы из заданного объема бурового раствора, конденсации паров и измерении объема жидкой фазы.

Основные характеристики установки ТФН-1:

- объем выпариваемой пробы бурового раствора, см³ 10;
- температура нагрева пробы бурового раствора, °С 450 ± 50;
- продолжительность анализа, не более, мин 60;
- основная приведенная погрешность определения концентрации твердой и жидкой фаз в буровом растворе, не более, % 4;
- напряжение питания, В 220.

Порядок работы:

Определение концентрации твердой фазы в пробе бурового раствора при наличии аналитических весов ВЛР-200-Т или квадратных весов ВЛКТ-500г/10 производится весовым методом:

- определить путем взвешивания на весах массу собранного испарителя без пробы;
- отвинтить нижнюю камеру испарителя, наполнить ее буровым раствором, закрыть калибровочной крышкой, свинтить с верхней камерой и снова взвесить;
- соединить испаритель с конденсатором, произвести затяжку резьбовых соединений и вставить в гнездо термостата;
- установить измерительный цилиндр против сливного отверстия конденсата;
- закрыть крышку кожуха и включить установку в сеть на нагрев, начало нагрева контролировать по загоранию сигнальной лампочки на передней панели;
- окончанием анализа служит прекращение выпадения капель конденсата в измерительный цилиндр, после прекращения выпадения капель отключить питание электродвигателя;
- открыть крышку кожуха установки, извлечь из термостата испаритель с конденсатором и установить его в подставку для охлаждения, вставить в термостат охладитель, предварительно наполненный водой;
- полученные конденсатные объемы воды и нефти считываются с точностью до 0,1 см³ по градуировочной шкале измерительного цилиндра в соответствии с положениями менисков; по окончании измерений измерительный цилиндр освободить от конденсата, высушить и подготовить для проведения следующего анализа;
- после охлаждения испаритель с твердым остатком отсоединить от конденсатора и взвесить.

В том случае, если отсутствуют весы ВЛР-200-Т или ВЛКТ-500г/10, применяется объемный метод, для которого необходимо иметь плотномер или пикнометр. Определение концентрации твердой и жидкой фаз производится следующим образом:

- определить с помощью плотномера или пикнометра плотность бурового раствора, подлежащего анализу;



- наполнить нижнюю камеру испарителя буровым раствором, прикрыть калибровочной крышкой, произвести сборку испарителя с конденсатором и вставить их в термостат, включить установку на нагрев;
- после окончания выпаривания, конденсации, прокаливания и прекращения стекания капель конденсата установку отключить от электропитания;
- испаритель и конденсатор извлечь из термостата и произвести охлаждение;
- определить с точностью до $0,1 \text{ см}^3$ полученные в измерительном цилиндре конденсатные объемы воды и нефти.

Если использовался весовой метод, то обработка данных производится следующим образом:

- плотность бурового раствора рассчитывается по формуле

$$\rho_p = \frac{P_2 - P_1}{10}, \quad (21)$$

где ρ_p - плотность раствора, г/см^3 ;

P_1 - масса испарителя без пробы, г;

P_2 - масса испарителя с пробой, г;

10 - вместимость камеры испарителя, см^3 ;

- плотность твердой фазы рассчитывается по формуле

$$\rho_t = \frac{P_3 - P_1}{V_t}, \quad (22)$$

где ρ_t - плотность твердой фазы, г/см^3 ;

P_1 - масса испарителя без пробы, г;

P_3 - масса испарителя с твердым остатком, г;

V_t - объем твердой фазы, см^3 ;

- объем твердой фазы рассчитывается по формуле

$$V_t = 10 - V_b - V_n - V_c, \quad (23)$$

где V_t - объем твердой фазы, см^3 ;

10 - вместимость камеры испарителя, см^3 ;

V_b - объем воды в измерительном цилиндре, см^3 ;

V_n - объем нефти в измерительном цилиндре, см^3 ;

V_c - объем соли в навеске раствора, см^3 ;

- объем соли в навеске раствора рассчитывается по формуле

$$V_c = \frac{C_c}{10}, \quad (24)$$

где V_c - объем соли, см^3 ;

10 - вместимость камеры испарителя, см^3 ;

C_c - объемная концентрация соли, % (определяется по табл. 2).

Используя данные, полученные по формуле (16) или (17), определяют концентрацию твердой фазы.

Если использовался объемный метод, то обработка данных производится следующим образом:

- плотность твердой фазы рассчитывается по формуле

$$\rho_t = \frac{P_t}{V_t}, \quad (25)$$

где ρ_t - плотность твердой фазы, г/см^3 ;

P_t - масса твердой фазы, г;



V_T - объем твердой фазы, см^3 ;

- масса твердой фазы рассчитывается по формуле

$$P_T = 10\rho_p - V_B \cdot 1,0 - V_H \cdot 0,8 - V_C \cdot 2,85, \quad (26)$$

где P_T - масса твердой фазы, г;

ρ_p - плотность раствора, г/см^3 ;

V_B - объем воды в измерительном цилиндре, см^3 ;

V_H - объем нефти в измерительном цилиндре, см^3 ;

V_C - объем соли в навеске раствора, см^3 (определяется как в весовом методе);

0,8 - плотность нефти, г/см^3 ;

2,85 - плотность соли, г/см^3 ;

- объем твердой фазы рассчитывается по формуле (23).

Используя полученные по формуле (16) данные, определяют концентрацию твердой фазы.

Объемная концентрация утяжелителя в растворе рассчитывается по формуле

$$C_y = \frac{\rho_y(\rho_T - \rho_{гг})C_T}{\rho_T(\rho_y - \rho_{гг})}, \quad (27)$$

где C_y - объемная концентрация утяжелителя в растворе, %;

ρ_y - плотность утяжелителя, г/см^3 ;

ρ_T - плотность твердой фазы раствора, г/см^3 ;

$\rho_{гг}$ - плотность глины, г/см^3 (если неизвестна, то принимают 2,6 г/см^3);

C_T - объемная концентрация твердой фазы, %.

Объемную концентрацию глины в растворе рассчитывают по формуле

$$C_{гг} = C_T - C_y, \quad (28)$$

где $C_{гг}$ - объемная концентрация глины, %;

C_T - объемная концентрация твердой фазы, %;

C_y - объемная концентрация утяжелителя, %.

Пример 3. Масса навески раствора в испарителе - 17 г, масса навески после высушивания - 9,8 г., плотность фильтрата - 1,03 г/см^3 , в измерительном цилиндре находилось 1,1 см^3 нефти и 6,3 см^3 воды. Необходимо найти концентрацию твердой фазы и ее компонентов (барита и глины) в растворе:

- определяем плотность раствора

$$\rho_p = 17:10 = 1,7 \text{ г/см}^3,$$

- определяем объем соли в навеске. По таблице 2 найдем объемную концентрацию соли. При $\rho_c = 1,03 \text{ г/см}^3$, $C_c = 1,62 \%$,

$$V_c = \frac{1,62}{10} = 0,16 \text{ см}^3,$$

- определяем объем твердой фазы

$$V_T = 10 - 1,1 - 6,3 - 0,16 = 2,44 \text{ см}^3;$$

- определяем плотность твердой фазы

$$\rho_T = \frac{9,8}{2,44} = 4,02 \frac{\text{г}}{\text{см}^3};$$



- определяем объемную концентрацию твердой фазы

$$C_T = \frac{100(1,7 - 1) + 1,1 \cdot 0,2 - 1,62 \cdot 1,85}{4,02 - 1} = 17,2 \%;$$

- объемную концентрацию барита в растворе

$$C_y = \frac{4,3(4,02 - 2,6) \cdot 17,2}{4,02(4,3 - 2,6)} = 15,4 \%;$$

- определяем объемную концентрацию глины в растворе

$$C_{гг} = 17,2 - 15,4 = 1,8 \%.$$

Пример 4. Плотность раствора - 1,95 г/см³; плотность фильтрата - 1,06 г/см³; в измерительном цилиндре находилось 1,7 см нефти и 4,4 см³ воды.

Необходимо найти концентрацию твердой фазы и ее компонентов (барита и глины) в растворе:

- определяем объем соли (при $\rho_c = 1,06$ г/см³, $C_c = 3,24$ %)

$$V_c = \frac{3,24}{10} = 0,324 \text{ см}^3;$$

- определяем объем твердой фазы

$$V_T = 10 - 4,4 - 1,7 - 0,324 = 3,576 \text{ см}^3;$$

- определяем массу твердой фазы

$$P_T = 10 \cdot 1,95 - 4,4 \cdot 1,7 \cdot 0,8 - 0,324 \cdot 2,85 = 12,82 \text{ г};$$

- определяем плотность твердой фазы

$$\rho_T = \frac{12,82}{3,576} = 3,59 \frac{\text{г}}{\text{см}^3};$$

- определяем объемную концентрацию твердой фазы

$$C_T = \frac{100(1,95 - 1) + 1,7 \cdot 0,2 - 3,24 \cdot 1,85}{3,59 - 1} = 35,7 \%;$$

-определяем объемную концентрацию барита в растворе

$$C_y = \frac{4,3(3,59 - 2,6) \cdot 35,68}{3,59(4,3 - 2,6)} = 24,9 \%;$$

- определяем объемную концентрацию глины в растворе

$$C_{гг} = 35,7 - 24,9 = 10,8 \%.$$



3.9. Определение концентрации коллоидных частиц в буровом растворе

Концентрация коллоидных частиц (C_k , %) - величина, определяемая отношением количества частиц размером менее 2 мкм к общему количеству бурового раствора. Характеризует активную составляющую твердой фазы, наиболее влияющую на свойства бурового раствора.

В основу определения концентрации коллоидных частиц положен экспресс-метод определения бентонита в буровом растворе по величине адсорбции метиленовой сини (МС).

В среднем 1 г коллоидных частиц бентонита (размером менее 2 мкм) адсорбирует 59 см³ МС 0,45 %-ой концентрации. Эта величина принята стандартной при сравнительной оценке активности твердой фазы буровых растворов.

Необходимые реактивы и посуда:

- водный раствор МС; растворить 4,5 МС (ЧДА) в 300 мл теплой дистиллированной воды, охладить и разбавить до 1000 мл, хранить в закрытой посуде;
- 5 нормальный раствор химически чистой серной кислоты при медленном перемешивании влить 14 мл концентрированной серной кислоты в 50 мл холодной дистиллированной воды и разбавить до 100 мл;
- перекись водорода 3 %-ная «аптечная»;
- дистиллированная вода;
- конические колбы вместимостью 250 мл;
- цилиндры мерные на 25 и 50 мл;
- шприц аптечный на 2 мл с большим размером отверстия (или пипетка с обрезанным носиком);
- стеклянная палочка;
- фильтровальная бумага средней плотности (белая лента).

Порядок работы:

- отобрать шприцем или пипеткой 2 мл предварительно перемешанного бурового раствора и перенести его в чистую коническую колбу вместимостью 250 мл;
- добавить 15 мл 3 %-ного раствора перекиси водорода и 0,5 мл 5 нормального раствора H₂SO₄, тщательно размешать и кипятить ровно 4 мин в колбе с обратным холодильником (стеклянной воронкой); добавка перекиси водорода позволит исключить влияние на результат определения таких реагентов, как гуматы, КМЦ, акриловые и лигносульфонаты, а добавка серной кислоты позволит четко отбить точку конца титрования;
- после охлаждения измерить объем, разбавить дистиллированной водой до 50 мл и титровать МС;
- после каждой добавки МС раствор тщательно перемешивать короткое время (встряхиванием), затем стеклянной палочкой из колбы отобрать каплю и нанести ее на фильтровальную бумагу; при полном сорбировании МС глиной данной пробы раствора от капли будет оставаться темный круг с четко очерченной границей и прозрачная вода;
- титрование ведется до тех пор, пока от капли на фильтровальной бумаге не появится голубой ореол от избытка свободной МС, после этого через 2 мин легкого встряхивания необходимо отобрать повторную каплю, если ореол не исчезнет, то следует считать, что достигнут предел поглощения и титрование закончено, если же ореол исчезнет, следует продолжать титрование добавкой по 0,5 - 1 мл МС.

Необходимо иметь в виду, что с начала титрования необходимо добавлять по 0,5 - 1,0 мл МС, иначе результат определения может быть искажен.

В некоторых случаях, например, в буровых растворах большой плотности или с малым содержанием твердой фазы, когда концентрация коллоидных частиц мала, добавка МС по 1 мл может быть большой, в этом случае конец титрования можно определить только добавками части миллилитра МС, используя микробюретку.

Объемная концентрация коллоидных частиц в буровом растворе определяется по следующей формуле

$$C_k = 0,33 \cdot V, \quad (29)$$

где C_k - объемная концентрация коллоидных частиц в буровом растворе, %;

V - объем МС, пошедшей на титрование 2 мл исследуемого раствора, мл.

Перевод объемной концентрации коллоидных частиц в массовую концентрацию производится по формуле

$$T_k = C_k - \rho_{гль}, \quad (30)$$



где T_k - массовая концентрация коллоидных частиц в буровом растворе, %;

$\rho_{\text{гл}}$ - плотность глины, равная 2,6 г/см³.

3.10. Определение водородного показателя

Водородный показатель (рН) характеризует активность или концентрацию ионов водорода в буровом растворе.

Для измерения водородного показателя могут быть использованы:

- индикаторная бумага;
- лабораторный рН-метр-милливольтметр рН-121.

3.10.1. Индикаторная бумага

Сущность работы с индикаторной бумагой заключается в сравнении цвета индикаторной бумаги, смоченной буровым раствором, с эталоном и определении рН бурового раствора.

3.10.2. Лабораторный рН-метр-милливольтметр рН-340

Работа прибора основана на преобразовании э.д.с. электродной системы в постоянный ток, пропорциональный измеряемой величине.

Основные характеристики:

диапазон измерения величины рН, от 1 до 14,

от 1 до 4,

от 4 до 9,

от 9 до 14;

абсолютная погрешность измерения по диапазонам:

от 1 до 14 $\pm 0,4$,

от 1 до 4 $\pm 0,04$;

от 4 до 9 $\pm 0,04$;

от 9 до 14 $\pm 0,04$.

Порядок работы:

- измерению на рН-340 предшествует ряд операций, связанных с подготовкой, настройкой и проверкой прибора по буферному или контрольному раствору в соответствии с прилагаемой к нему инструкцией;
- для измерения рН испытуемый раствор налить в специальный стакан и погрузить в него электроды;
- отсчет величины рН произвести по шкале показывающего прибора только после того, как показания примут установившиеся значения.

3.11. Определение прочности структуры буровых растворов

Перед спуском геофизических приборов, бурильных труб необходима оценка прочности структуры буровых растворов.

Для определения прочности структуры буровых растворов используется широметр, состоящий из стакана, шкалы, мерного цилиндра, набора груза (рис. 13).

Принцип действия широметра основан на измерении глубины погружения мерного цилиндра под воздействием приложенной нагрузки, создаваемой весом цилиндра, подставки и гирями.

Основные характеристики:

- вместимость стакана для бурового раствора, см³ 260

- размерность шкалы, мм от 1 до 95

- размеры мерного цилиндра, мм 36×0,2×89

Порядок работы:

- установить шкалу внутри стакана;
- залить испытуемый буровой раствор в стакан до риски;
- мерный цилиндр поместить на поверхность раствора.

Одеть подставку для гирь и уравновесить. При этом надо следить за тем, чтобы цилиндр входил в раствор вертикально. Образовавшуюся на поверхности раствора корку перед установкой мерного цилиндра надо разрушить,

- на подставку добавить гирьки для создания движения цилиндра. Цилиндр остановится тогда, когда приложенная нагрузка сравняется с сопротивлением раствора на сдвиг. Желательно, чтобы мерный цилиндр погрузился на половину длины цилиндра;
- записать общий вес гирек и подставки в граммах;
- по шкале измерить длину погруженной части цилиндра;
- вылить раствор, вымыть и вытереть составные части широметра;



Рис. 13 - Широметр

- используя полученные данные, произвести расчет прочности структуры бурового раствора по формуле:

$$\tau = \frac{44,02(G_{\text{ц}} + G_{\text{п}} + G_{\text{г}})}{L} - 10,22\rho, \quad (31)$$

где τ - предельное статическое напряжение сдвига, дПа;

$G_{\text{ц}}$ - масса цилиндра, г;

$G_{\text{п}}$ - масса подставки, г;

$G_{\text{г}}$ - масса гирь, г;

ρ - плотность раствора, г/см³;

L - длина погруженной части цилиндра, см.

3.12. Определение смазочной способности буровых растворов

Смазочная способность бурового раствора косвенно определяется коэффициентом трения скольжения при заданном контактном напряжении (см. приложение 7).

Для определения смазочной способности бурового раствора используется установка УСП-1, принцип работы которой основан на измерении коэффициента трения между вращающимся кольцом и неподвижной вставкой, помещенными в буровой раствор (рис. 14).

Основные характеристики:

- диапазон измерения коэффициента трения, о.е. от 0 до 0,5;
- основная погрешность измерения, % ± 10 ;
- скорость вращения рабочего вала, об/мин 60 ± 2 ;
- момент нагрузки при измерении коэффициента трения, Нм 15,

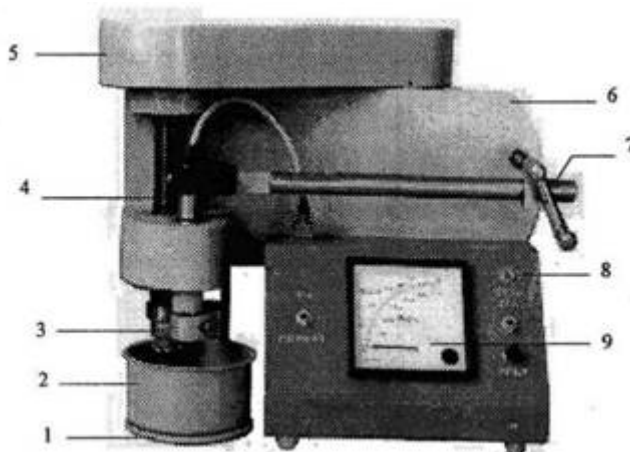


Рис. 14 - Установка УСП-1

В состав установки входят (рисунок 14): станина 6, мотор-редуктор 5, рабочий вал 4 с кольцом, кронштейн с вставкой, подвижный столик 1 на штанге, чашка для раствора 2, тензометрический ключ 7, блок приборный 8, цепная передача, гайка, винт, крыльчатка, прибор 9.

Порядок работы:



- заполнить чашку для раствора исследуемым раствором, поставить на столик и поднять так, чтобы кольцо и вставка полностью погрузилась в раствор, зафиксировать винтом;
- установить переключатель «Момент/Ктр» в положение «Ктр.» и ручкой «Уст.0» установить стрелку прибора в нулевое положение;
- вернуть переключатель «Момент/Ктр» в положение «Момент», установить с помощью переключателя «Момент/Ктр» и рукоятки зажима ключа момент нагрузки 15 Нм;
- установить переключатель «Момент/Ктр» в положение «Ктр» и через 4 - 5 минут снять по верхней шкале прибора измеренное значение коэффициента трения.

Прибор имеет две шкалы. По нижней шкале производится установка момента нагрузки, по верхней шкале производится отсчет значения коэффициента трения.

Условия измерения коэффициента трения пары «металл-металл» соответствуют требованиям АНИ (Американского Нефтяного Института).

3.13. Определение напряжения электропробоя эмульсионных буровых растворов

Напряжение электропробоя (Н, В) - величина, определяемая разностью потенциалов в момент разряда тока между расположенными на определенном расстоянии электродами, погруженными в раствор, косвенно характеризующая стабильность буровых растворов на нефтяной основе.

Для измерения напряжения электропробоя используется прибор ПНП-1 (рис. 15).

Основные характеристики:

- диапазон измерения, В от 0 до 1500;
- величина тока в момент пробоя, мкА 61 ± 3 ;
- параметры электропитания:
- род тока переменный;
- напряжение, В 220.



Рис. 15 - Прибор ПНП-1

Порядок работы:

- поместить электроды в раствор так, чтобы клеммы были погружены на глубину от 25 до 50 мм;
- нажать на кнопку «Измерение» и держать ее до момента, когда показания вольтметра стабилизируются;
- снять показание вольтметра;
- окончив измерения, отключить питание, извлечь электроды из раствора, промыть электроды в бензине, протереть ветошью насухо.

3.14. Определение удельного электрического сопротивления буровых растворов

Удельное электрическое сопротивление (ρ , Ом·м) - величина, определяемая сопротивлением бурового раствора проходящему через него току, отнесенным к единице поперечного сечения и длины взятого объема бурового раствора. Для измерения используется резистивиметр РВ-1 (рис. 16).

Основные характеристики:

- диапазон измерения, Ом·м:
первый - от 0,001 до 1,999;
второй - от 0,01 до 19,99;
- основная приведенная погрешность измерения, % ± 5
- параметры электропитания:
род тока - переменный;
напряжение, В 220.

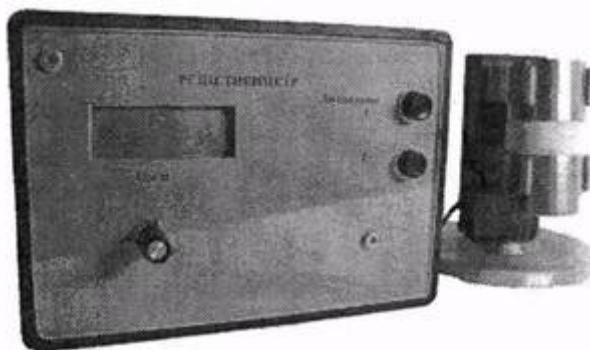


Рис. 16. Резистивиметр

Порядок работы:

- перевести переключатель диапазонов на диапазон ожидаемого сопротивления раствора или большего;
- наполнить измерительный сосуд буровым раствором и вставить его в зажимы;
- подать напряжение питания на резистивиметр, при этом на индикаторе во всех разрядах должны высветиться цифры;
- произвести установку нуля во всех разрядах индикатора вращением резистора;
- нажать кнопку левого модуля «ИЗМЕРЕНИЕ» и через 5 - 10 секунд снять показания индикатора, соответствующие удельному сопротивлению исследуемого бурового раствора в Ом·м;
- величина сопротивления измерительной ячейки пропорциональна величине напряжения, которое после формирования поступает на блок индикации;
- выключить резистивиметр, вынув вилку из розетки сети напряжением 220 В;
- вылить буровой раствор из измерительной ячейки, вымыть цилиндр измерительной ячейки.

3.15. Анализ фильтра бурового раствора

3.15.1 Определение показателя минерализации фильтра

Показатель минерализации (М) - величина, косвенно характеризующая содержание водорастворимых солей в буровом растворе, условно определяемая эквивалентным содержанием солей хлористого натрия.

Определение показателя минерализации по плотности фильтра.

Оборудование:

- весы технико-химические до 200 г;
- пикнометр стеклянный вместимостью 10 - 15 мл с притертой пробкой, оканчивающийся капилляром, или пикнометр стеклянный вместимостью 10 - 15 мл с притертой пробкой.

Порядок работы:

- чистый, сухой, предварительно взвешенный пикнометр заполнить фильтратом и плотно закрыть пробкой, излишек жидкости сливается через капилляр или отбирают его с помощью пипетки;
- пикнометр тщательно вытереть и взвесить с точностью до 0,01 г.

Плотность фильтра вычисляется по формуле

$$\rho = \frac{P_{\phi} - P_0}{V_n}, \quad (32)$$

где ρ - плотность фильтра, г/см³;

P_{ϕ} - масса пикнометра с фильтратом, г;

P_0 - масса пустого пикнометра, г;

V_n - объем пикнометра, см³.

Зная плотность исследуемого фильтра, по табл. 2 определить содержание солей в фильтрате (считается на хлористый натрий).

Определение показателя фильтрации по сухому остатку.

Порядок работы:

- в предварительно высушенную и взвешенную фарфоровую чашку постепенно влить отмеренное количество фильтра (10 - 50 мл), чашку поместить на водяную баню и выпаривать;



- после выпаривания всей жидкости дно чашки обтереть фильтровальной бумагой, поставить в сушильный шкаф и выдержать в течение 4 - 6 часов при температуре 105 °С;
- чашку с сухим остатком выдержать в эксикаторе 45 минут и взвесить на аналитических весах, покрыв часовым стеклом.

Содержание сухого остатка рассчитывается по формуле

$$P_{с.о} = (P - P_1) \cdot \frac{1000}{a} \cdot 1000, \quad (33)$$

где $P_{с.о}$ - содержание сухого остатка, мг/л;

P - масса фарфоровой чашки с часовым стеклом и сухим остатком, г;

P_1 - масса пустой фарфоровой чашки с часовым стеклом, г;

a - объем исследуемого фильтрата, мл.

Примечание. Результаты анализов выражают в миллиграмм-эквивалентах и в миллиграммах на 1 л фильтрата. Для вычисления в мг-экв/л при объемных определениях число миллилитров раствора, израсходованного на титрование, умножают на нормальность этого титрованного раствора и на 1000 и делят на объем фильтрата, взятого для данного анализа. Пересчет мг-экв/л в мг/л проводят умножением числа мг-экв/л на эквивалентный вес определенного катиона или аниона.

Ниже дана табл. 3 молекулярных, эквивалентных весов и значений мг-эквивалентов различных ионов, а также множители для пересчета в мг-эквиваленты г-ионов и мг-ионов.

Титрованные растворы при наличии фиксаналов готовят из последних. Если фиксаналов нет, то готовят их указанными способами и устанавливают нормальность.

3.15.2. Определение кальция и магния

Для определения концентрации ионов Ca^{++} и Mg^{++} применяют комплексометрический метод.

Определение кальция.

Комплексометрическое определение кальция основано на способности трилона Б извлекать кальций из его растворимого окрашенного комплекса с мурексидом, вследствие чего розовая окраска раствора изменяется на фиолетовую.

Необходимые реактивы:

- кали едкое 5 н. раствор;
- 280 г безводного КОН или 460 г $KOH \cdot 2H_2O$ растворить в воде, довести объем до 1 литра и перемешать;
- комплексен III (трилон Б, двунатриевая соль этилендиаминотетрауксусной кислоты, хелатон, ЭДТА и др.) 0,01 н. раствор;

Таблица 3 - Молекулярные и эквивалентные веса, значения мг-эквивалентов различных ионов

Наименование ионов	Молекулярный вес	Эквивалентный вес	Мг-эквивалент, выраженный в		Множитель для пересчета в мг-экв	
			г	мг	г-ионов 1000	Мг-ионов 1
					экв. вес	экв. вес
Si	35,453	35,450	0,035	35	28,20	0,0282
CO_3^{2-}	60,000	30,000	0,030	30	33,33	0,0333
HCO_3^-	61,000	61,000	0,061	61	16,39	0,0164
SO_4^{2-}	96,060	48,000	0,048	48	20,82	0,0208
Ca^{2+}	40,080	20,040	0,020	20	40,90	0,0409
Mg^{2+}	24,310	12,150	0,012	12	82,84	0,0828
Na^+	22,980	22,980	0,023	23	43,48	0,0435
K^+	39,102	39,100	0,039	39	25,58	0,0256
Cr^{6+}	51,996	17,330	0,017	17	57,71	0,0577
CrO_3	152,000	25,330	0,025	25	39,47	0,0394
$Na_2Cr_2O_7 \cdot 2H_2O$	298,030	49,670	0,049	49	20,13	0,0201
NaCl	58,448	58,448	0,058	58	17,10	0,0171
CaO	56,080	28,040	0,028	28	35,66	0,0356



Наименование ионов	Молекулярный вес	Эквивалентный вес	Мг-эквивалент, выраженный в		Множитель для пересчета в мг-экв	
			г	мг	г-ионов 1000	Мг-ионов 1
					экв. вес	экв. вес
CaO ₄	136,15	68,070	0,068	68	14,69	0,0147

- 1,86 г х/ч реактива растворить в 200 - 300 мл дистиллированной воды при небольшом нагревании, отфильтровать и после охлаждения разбавить в мерной колбе до 1 л; установить нормальность комплексона по титрованному раствору MgSO₄·7H₂O;

- индикатор мурексид;

- смешать 1 массовую часть мурексида и 99 массовых частей KCl, смесь тщательно растереть до тонкого порошка и хранить в сухом виде; можно также использовать индикатор флуорексон (метод приготовления аналогичен мурексиду);

- солянокислый гидроксиламин NH₂ОНCl кристаллический.

Порядок проведения анализа:

- 1 - 2 мл фильтрата пипеткой перенести в коническую колбу вместимостью 250 мл, разбавить водой до 100 мл, добавить 5 мл 5 н. раствора KOH, 10 мг кристаллического гидроксиламина и 10 - 25 мг сухого индикатора мурексида, раствор при этом окрашивается в красный цвет;

- титровать трилоном при энергичном перемешивании до появления устойчивой (не исчезающей в течение 3 - 5 минут) фиолетовой окраски, от прибавления избытка трилона окраска не должна изменяться;

- в качестве свидетеля взять перетитрованную пробу;

- если в качестве индикатора применяется флуорексон, то титрование вести от окраски желтого цвета с интенсивно зеленой флуоресценцией до оранжево-розового цвета.

Обработка результатов анализа.

Концентрация ионов кальция рассчитывается по формулам:

$$X_{Ca^{2+}} = \frac{V \cdot H \cdot 1000}{\alpha}, \quad (34)$$

$$Y_{Ca^{2+}} = X_{Ca^{2+}} \cdot \Xi, \quad (35)$$

где $X_{Ca^{2+}}$ ($Y_{Ca^{2+}}$) - концентрация ионов кальция, мг-экв/л (мг/л);

V - объем раствора трилона Б, израсходованного на титрование, мл;

H - нормальность раствора трилона Б;

α - объем исследуемой пробы фильтрата, взятой для определения, мл.

Определение магния

Необходимые реактивы:

- комплексен Ш (трилон Б), 0,05 и 0,01 н. раствор;

- гидроксиламин солянокислый;

- буферный раствор, pH = 11;

- 20 г хлористого аммония NH₄Cl растворить в 500 мл дистиллированной воды, добавить 10 г KOH и 1 г NaOH, затем прилить 400 мл 25 %-ного NH₄OH и дистиллированной водой довести объем до 1 л;

- индикатор хромоген черный, сухая смесь с KCl в соотношении 1:99.

Порядок проведения анализа:

- 1 - 2 мл фильтрата (такое же количество, как и для определения кальция) разбавить дистиллированной водой до 50 - 100 мл;

- ввести 5 мл буферной жидкости, 10 - 25 мг индикаторной смеси хромогена черного (щепотку) и гидроксиламина солянокислого - 10 - 15 мг; титрование провести при энергичном перемешивании раствором комплексона до перехода окраски от вишнево-красной до сине-зеленоватой;

- при больших содержаниях магния титрование вести 0,1 или 0,05 н., а при малых - 0,01 н. раствором комплексона; если в качестве индикатора применяется берилон, то окраска изменяется от синей до сиреневой.



Концентрация ионов магния определяется по формулам:

$$X_{Mg^{2+}} = \frac{(V_1 - V) \cdot H \cdot 1000}{\alpha}, \quad (36)$$

$$Y_{Mg^{2+}} = X_{Mg^{2+}} \cdot Z, \quad (37)$$

где $X_{Mg^{2+}}$ ($Y_{Mg^{2+}}$) - концентрация ионов магния, мг-экв/л (мг/л);

V_1 - объем раствора комплексона, израсходованного на титрование $Ca^{2+} + Mg^{2+}$, мл;

V - объем раствора комплексона, израсходованного на титрование Ca^{2+} , мл;

H - нормальность раствора трилона Б;

α - объем пробы, взятой для анализа, мл.

3.15.3 Определение хлор-иона

Определение хлор-иона производится аргентометрическим и меркуриметрическим методами.

Аргентометрический метод основан на взаимодействии хлор-ионов с ионами серебра в присутствии хромат-ионов.

Необходимые реактивы:

- азотнокислосое серебро, 0,1 и 0,01 н. титрованный раствор;
- индикатор - хромовокислый натрий 10 %-ной концентрации H_2SO_4 - 0.1 н. раствор.
- для приготовления 0,1 н. раствора 17 г $AgNO_3$ поместить в мерную колбу вместимостью 1000 мл и довести до метки дистиллированной водой; нормальность и титр раствора установить по хлористому натрию, для чего взять определенные объемы титрованного раствора $NaCl$ и титровать приготовленным раствором $AgNO_3$ с индикатором хромовокислым калием до появления не исчезающей кирпично-красной окраски;
- нормальность раствора вычислить по формуле

$$H_{AgNO_3} = \frac{V_{NaCl} \cdot H_{NaCl}}{V_{AgNO_3}}, \quad (38)$$

где H_{AgNO_3} - нормальность раствора $AgNO_3$;

H_{NaCl} - нормальность раствора $NaCl$;

V_{AgNO_3} - объем титрованного раствора $AgNO_3$, мл;

V_{NaCl} - объем титрованного раствора $NaCl$, мл;

Порядок проведения анализа:

- в зависимости от результатов приближенного определения хлор-иона (качественная реакция) отобрать пипеткой (1 - 10) мл фильтрата бурового раствора;
 - добавить 50 мл дистиллированной воды;
 - оттитровать карбонат и гидрокарбонат ионы;
 - добавить 1 мл 20 %-ного раствора хромовокислого калия;
 - титровать 0,1 или 0,01 н. раствором $AgNO_3$ при постоянном перемешивании до перехода желтой окраски раствора в красновато-бурую;
 - для определения иона хлора можно использовать также фильтрат, в котором оттитрована общая щелочность.
- Концентрация хлор-иона определяется по формулам:

$$X_{Cl^-} = \frac{V \cdot H \cdot 1000}{\alpha}, \quad (39)$$

$$Y_{Cl^-} = X_{Cl^-} \cdot Z, \quad (40)$$



где X_{Cl^-} (Y_{Cl^-}) - содержание хлор-иона, мг-экв/л (мг/л);

V - объем раствора $AgNO_3$, израсходованного на титрование, мл;

N - нормальность раствора $AgNO_3$;

α - объем фильтрата, взятого для анализа, мл;

Ξ - эквивалент хлор-иона, равный 35,5.

Меркуриметрический метод основан на том, что ион двухвалентной ртути образует с хлор-ионом растворимый, но малодиссоциирующий хлорид ртути.

Необходимые реактивы:

- кислота азотная, 0,05 н. раствор; готовится разведением 3,5 мл концентрированной HNO_3 водой до 1 л; нормальность проверяют обычным титрованием;

- раствор индикатора; 0,5 г дифенилкарбазона и 0,05 г бромфенолового синего переносят в мерную колбу вместимостью 100 мл и разбавляют до метки 95 %-ным раствором этилового спирта;

- ртуть азотнокислая, 0,1 н. раствор; 16,3 г $Hg(NO_3)_2$ растворяют в 100 мл дистиллированной воды, содержащей 1 - 1,5 мл концентрированной HNO_3 , и разбавляют раствор водой до 1 л; нормальность раствора азотнокислой ртути устанавливают по 0,1 н. раствору $NaCl$ в таких же условиях, которые описаны для определения хлор-иона.

Порядок проведения анализа:

- отмерить в коническую колбу исследуемый фильтрат бурового раствора с таким расчетом, чтобы в нем содержалось 1 - 2 мг-экв СГ;

- разбавить дистиллированной водой до 50 мл и прибавить 10 капель индикатора, состоящего из смеси бромфенолового синего и дифенилкарбазона;

- нейтрализовать полученный раствор 0,05 н. раствором HNO_3 до перехода окраски в желтый цвет, после чего прибавить еще 0,5 мл 0,05 н. раствора HNO_3 и титровать по каплям 0,1 н. раствором $Hg(NO_3)_2$ до сине-фиолетового цвета.

Концентрация хлор-иона рассчитывается по формулам:

$$X_{Cl^-} = \frac{V \cdot N \cdot 1000}{\alpha}, \quad (41)$$

$$Y_{Cl^-} = X_{Cl^-} \cdot \Xi. \quad (42)$$

где X_{Cl^-} (Y_{Cl^-}) - концентрация хлор-иона, мг-экв/л (мг/л);

V - объем раствора $HgNO_3$, израсходованного на титрование, мл;

N - нормальность раствора $HgNO_3$;

α - объем фильтрата, взятого для анализа, мл;

Ξ - эквивалент хлор-иона, равный 35,5.

3.15.4. Определение сульфат-ионов

Определение сульфатов производится весовым и титрометрическим методами.

Весовой метод основан на чрезвычайно малой растворимости сульфата бария в воде. В исследуемом фильтрате сульфат-ион осаждают хлоридом бария, в результате чего в осадок выпадает сульфат бария.

Необходимые реактивы:

- раствор HCl (1:1);

- 5 %-ный раствор $BaCl_2 \cdot 2H_2O$;

- 58,6 г кристаллического хлористого бария растворить в воде и довести объем водой до 1 литра; через сутки раствор профильтровать через плотный фильтр (синяя лента);

- 0,02 н. раствор $AgNO_3$;

- 3,4 г азотнокислого серебра растворить в дистиллированной воде и довести объем водой до 1 литра.

Порядок проведения анализа.

Прежде чем определить концентрацию сульфатов в фильтрате бурового раствора, необходимо провести предварительные качественные исследования:



- в пробирке к 1 мл фильтрата добавить 1 каплю раствора соляной кислоты (1:1), 1 - 2 капли 5 %-ного раствора BaCl_2 и содержимое пробирки нагреть; выпадение осадка или образование мути указывает на наличие сульфатов в пробе.

После проведения качественных испытаний приступить к количественному определению сульфат-ионов:

- 10 - 20 мл фильтрата перенести пипеткой в химический стакан;
- добавить 2 - 3 капли индикатора метилового оранжевого или метилового красного и по каплям соляную кислоту (1:1) до появления красного окрашивания раствора;
- нагреть раствор до кипения и медленно по каплям добавить нагретый до 70 - 80 °С осадитель - хлористый барий, при постепенном осаждении получается крупнозернистый осадок;
- стакан с осадком оставить стоять 2 - 3 часа для того, чтобы BaSO_4 полностью выделился из пересыщенного раствора, после чего произвести проверку на полноту осаждения следующим образом: в прозрачный отстоявшийся раствор по стенке стакана прилить несколько капель осадителя, при появлении даже незначительной мути необходимо снова нагреть раствор, прилить избыток осадителя и выдерживать осадок для отстаивания в течение 3 - 4 часов; если осадок незначителен, то время отстаивания увеличивается до 12 - 24 часов, после чего приступить к фильтрованию;
- фильтрование провести через двойной плотный фильтр (синяя лента) диаметром 7 - 9 см, предварительно смочив его кипящей дистиллированной водой;
- осадок на фильтре промыть холодной дистиллированной водой до прекращения реакции на Cl^- при прибавлении к пробе нескольких капель 0,02 н. раствора AgNO_3 ;
- фильтр с осадком подсушить, поместить во взвешенный фарфоровый тигель, озолить и прокалить при температуре около 800 °С в течение 25 - 30 минут; повторные прокаливания (15 - 20 минут) ведут до постоянной массы;
- по массе осадка BaSO_4 определить концентрацию сульфат-иона.

Концентрация сульфат-иона рассчитывается по формулам:

$$Y_{\text{SO}_4^{2-}} = 0,4114 \cdot P \cdot 1000 \frac{1000}{\alpha} \quad (43)$$

$$X_{\text{SO}_4^{2-}} = \frac{Y_{\text{SO}_4^{2-}}}{\Xi}, \quad (44)$$

где $Y_{\text{SO}_4^{2-}}$ ($X_{\text{SO}_4^{2-}}$) - концентрация сульфат-иона, мг/л (мг-экв/л);

P - масса остатка сульфата бария, г;

α - объем фильтрата, взятого для анализа, мл;

0,4114 - коэффициент для пересчета массы BaSO_4 на сульфат-ион;

Ξ - эквивалентная масса SO_4 , равная 48,03.

Комплексометрический (объемный) метод заключается в осаждении сульфат-ионов определенным количеством титрованного раствора хлорида бария, избыток которого затем оттитровывается в присутствии ионов магния и индикатора хромогена черного раствором трилона Б.

Метод дает точные результаты, если концентрация ионов SO_4^{2-} в объеме фильтрата, взятого для анализа, не превышает 0,6 мг-экв (качественная проба дает заметный осадок BaSO_4). При большом осадке следует разбавлять исследуемый фильтрат, при малом - сгущать выпариванием.

Необходимые реактивы:

- барий хлористый 0,05 н. раствор;
- 6,11 г $\text{BaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ растворить в дистиллированной воде и довести объем до 1 литра; нормальность раствора установить по титрованному раствору трилона Б;
- магний хлористый 0,05 н. раствор;
- 5,08 г $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ растворить в дистиллированной воде до 1 литра; нормальность раствора установить по титрованному раствору трилона Б;
- трилон Б (комплексон III), 0,05 н. раствор;



- 9,3 г трилона Б растворить в дистиллированной воде и довести объем до 1 литра; нормальность раствора устанавливают по перекристаллизованному $\text{MgSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$;
- аммиачная буферная смесь: NH_4Cl - 20 г, NaOH - 7 г, KOH - 10 г, NH_4OH - 400 мл;
- растворить хлористый аммоний в дистиллированной воде, добавить необходимое количество NaOH и KOH , затем влить концентрированный аммиак (25 %-ный) и смесь довести до 1 литра дистиллированной водой;
- сухая индикаторная смесь хромоген черного с KCl 1:99;
- соляная кислота плотностью 1,19 г/см³;
- аммиак 10 %-ной концентрации;
- гидроксиламин солянокислый или сернокислый.

Порядок проведения анализа:

- пробу фильтрата поместить в коническую колбу на 250 мл; разбавить водой до 100 мл;
- подкислить соляной кислотой (плотность 1,19 г/см³) до изменения окраски бумажки конго в сине-фиолетовую ($\text{pH} = 3$); кипятить в течение нескольких минут для удаления углекислого газа, сразу же прибавить 5 - 10 мл 0,05 н. раствора хлористого бария и оставить в покое для охлаждения до комнатной температуры;
- нейтрализовать фильтрат аммиаком (до покраснения бумажки конго, $\text{pH} = 5,2$);
- прилить равное с BaCl_2 количество 0,05 н. раствора хлорида магния и, не отфильтровывая осадка, внести 5 - 10 мг гидроксиламина, 10 - 25 мг индикатора хромоген черного;
- добавить 5 - 10 мл аммиачно-буферной смеси и титровать 0,05 н. раствором трилона Б до изменения окраски от винно-красной до сине-голубой, в конце титрования следует ввести индикатор дополнительно;
- после этого (или предварительно) оттитровать смесь растворов $\text{BaCl}_2 + \text{MgCl}_2$, взятых в тех же объемах, которые внесены в испытуемый раствор; разбавить смесь дистиллированной водой до 100 мл, внести 5 мл буферной смеси, прибавить хромоген черный и титровать трилоном Б; этим титрованием устанавливают количество ионов бария, внесенного в раствор для осаждения сульфат-ионов.

Сумма щелочно-земельных элементов, как правило, известна, так как анализ на определение Ca^{2+} и Mg^{2+} проводится заранее.

Обработка полученных данных.

Концентрация сульфат-иона рассчитывается по формулам:

$$X_{\text{SO}_4^{2-}} = [V_1 - (V_2 - V_3)] \cdot H \cdot \frac{1000}{\alpha}, \quad (45)$$

$$Y_{\text{SO}_4^{2-}} = X_{\text{SO}_4^{2-}} - \text{Э}, \quad (46)$$

где $X_{\text{SO}_4^{2-}}$ ($Y_{\text{SO}_4^{2-}}$) - концентрация сульфат-иона, мг-экв/л (мг/л);

V_1 - объем трилона Б, израсходованного на титрование отдельной пробы смеси $\text{BaCl}_2 + \text{MgCl}_2$, мл;

V_2 - объем трилона Б, израсходованного на титрование пробы фильтрата, мл;

V_3 - объем трилона Б, израсходованного на титрование суммы $\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}$, мл;

H - нормальность раствора трилона Б;

Э - эквивалент аниона SO_4^{2-} , равный 48,

α - объем фильтрата, взятого на определение сульфатов, мл.

3.15.5. Определение суммы щелочных металлов

Прямое определение ионов щелочных металлов химическими методами занимает много времени, поэтому практически удобнее определять сумму натрия и калия по разности анионов и катионов. Вычисление проводят следующим образом:

- просуммировать мг-эквивалентный состав катионов (Ca^{2+} и Mg^{2+}) в исследуемом фильтрате;
- просуммировать мг-эквивалентный состав анионов (CO_3^{2-} , HCO_3^{-} , HCO_3^{-} , Cl^{-} , SO_4^{2-});
- из суммы мг-эквивалентов анионов вычесть сумму мг-эквивалентов катионов; найденная разность равна сумме щелочных металлов ($\text{Na}^{+} + \text{K}^{+}$) в фильтрате.

3.15.6. Определение калия

Для определения концентрации калия используются.



- экспрессный седиментационный кобальтнитритный метод;
- метод ускоренного определения калия.

Экспрессный седиментационный кобальтнитритный метод основан на образовании осадка кобальтгексанитрата калия при осаждении ионов калия кобальтнитритным реактивом. Количество осадка пропорционально содержанию калия, которое определяется по калибровочным кривым.

Необходимые химические реактивы и растворы:

- кобальтнитритный реактив; готовится двумя способами: 30 г азотнокислого кобальта (ГОСТ 4528-78) растворить в 60 мл дистиллированной воды, одновременно в другом стакане 50 мл нитрита натрия растворяется в 100 мл дистиллированной воды;
- оба раствора сливают и прибавляют 10 мл ледяной уксусной кислоты, через сутки раствор фильтруется;
- 50 г хлористого кобальта растворяют при нагревании 50 мл дистиллированной воды и отдельно 150 г нитрита натрия растворяют в 500 мл воды, растворы охлаждают, сливают вместе и к полученной смеси добавляют 50 мл 50 %-ной уксусной кислоты, через сутки раствор фильтруют; кобальтнитритный реактив хранят в темном месте.

Порядок работы:

- для получения осадка кобальтнитрита $K[NaCo(NO_2)_6]$ необходимо в пробирку вместимостью (10 - 15) мл отмерить пипеткой 5 мл фильтрата, подкислить ледяной уксусной кислотой, добавить 5 мл кобальтнитритного реактива и (1 - 2) мл дистиллированной воды, должно сразу же наблюдаться выпадение осадка;
- пробирку слегка встряхнуть, закрыть резиновой пробкой и поместить в центрифугу;
- после 3 минут перемешивания в центрифуге измеряют линейкой высоту осадка.

Для получения калибровочной кривой по серии эталонных растворов, содержащих 5000, 10000, 20000, 30000, 50000 мг/л хлорида калия, что соответствует (0,5 - 5) %, необходимо:

- в мерных колбах на 100 мл разбавить приготовленный раствор, содержащий 10000 мг/л 10 %-ного хлорида калия (лучше из фиксаля);
 - осаждение калия из эталонных растворов провести описанным выше методом; по концентрации эталонных растворов и соответствующим значениям высоты осадка строят калибровочную кривую, которая пригодна только для данной пробирки (в ней же определяется и концентрация калия в фильтрате бурового раствора).
- Для получения осадка одинаковой плотности как в пробах фильтрата, так и в эталонных растворах, центрифугирование должно проводиться при постоянной скорости вращения и неизменном напряжении на клеммах электродвигателя центрифуги.

Измеренное в мм значение высоты осадка нанести на калибровочную кривую и отсчитать по ней концентрацию калия.

Метод ускоренного определения содержания калия основан на том, что тетрафенилборат калия относительно плохо растворяется в воде, тогда как тетрафенилборат натрия - хорошо. Осаждающим веществом для калия служит 3 - 4 %-ный раствор тетрафенилбората натрия, который должен быть совершенно чистым.

Необходимое оборудование и реактивы:

- конические колбы вместимостью 250 мл, водно-ледяная ванна, термометр, пористые тигли, вакуумный насос, сушильный шкаф с подогревом до 120 °С и подставка для тигелей;
- стандартный калиевый раствор; растворить 1,9068 г KCl в воде и разбавить до 1 л;
- гидроокись алюминия - одномольный раствор; растворить 15 г гидроокиси алюминия в воде и разбавить до 100 мл;
- хлорид алюминия - 0,2 н. раствор; растворить 0,889 г $AlCl_3$ в воде и разбавить до 100 мл;
- тетрафенилборат натрия; растворить в воде 3,4 г тетрафенилбората натрия, добавить 5 мл одномольного раствора $Al(OH)_3$ и разбавить до 100 мл, хорошо перемешать и профильтровать через пористый фильтр-тигель непосредственно перед употреблением;
- промывочный раствор; добавить в 3 мл раствора тетрафенилбората натрия 0,5 мл уксусной кислоты и разбавить водой до 100 мл;
- соляная кислота, 1 н. раствор.

Все применяемые реагенты должны быть аналитически чистыми и приготавливаться на дистиллированной воде.

Порядок проведения анализа:

- 25 мл исследуемого фильтрата поместить в коническую колбу вместимостью 250 мл;
- довести pH раствора до 4 - 5 путем добавления 1 н. раствора HCl;



- раствор прокипятить, если возможно наличие аммония;
 - добавить к раствору 3 капли 0,2 н. раствора AlCl_3 и поставить колбу на 20 мин в водно-ледяную баню при температуре $0\text{ }^\circ\text{C}$;
 - добавить 10 мл раствора тетрафенилбората натрия, предварительно охлажденного до $0\text{ }^\circ\text{C}$, перемешать раствор интенсивным встряхиванием и поставить в баню на 5 мин, после чего содержимое колбы перенести в пористый тигель; для удаления из колбы остатков осадка используется холодный промывочный раствор (не более 50 мл);
 - поставить тигель в сушильный шкаф с температурой $120\text{ }^\circ\text{C}$ и высушить до постоянной массы.
- Концентрация калия рассчитывается по формуле

$$A = \frac{P \cdot 1000}{V \cdot 91,7} = \frac{P \cdot 109}{V}, \quad (47)$$

где A - концентрация калия, мг/л;

P - масса осадка, мг,

V - объем фильтрата, взятый для определения, мл;

91,7 - переводной коэффициент от тетрафенилбората калия к калию.

3.15.7. Определение извести

Порядок проведения анализа:

- отобрать шприцем 1 мл бурового раствора, перенести в стеклянный стаканчик и добавить 50 мл дистиллированной воды;
- потенциметрически титровать смесь 0,02 н. раствором серной или соляной кислот до $\text{pH} = 8,2$, после окончания титрования электроды промыть водой;
- в другой стаканчик отобрать 1 мл фильтрата, добавить 50 мл воды и провести титрование тем же титрованным раствором кислоты.

Концентрация извести в буровом растворе определяется по формуле

$$C = 0,02(V_p - V_{\text{ж}} \cdot P \cdot \rho) \cdot 37, \quad (48)$$

где C - концентрация извести в буровом растворе, г/л;

$V_{\text{ж}}$ - количество серной кислоты, пошедшей на титрование 1 мл фильтрата, мл;

V_p - количество серной кислоты, пошедшей на титрование 1 мл бурового раствора, мл;

P - массовая концентрация жидкой фазы в буровом растворе;

ρ - плотность бурового раствора, г/см³;

0,02 - нормальность серной кислоты;

37 - эквивалентная масса $\text{Ca}(\text{OH})_2$.

3.15.8. Определение содержания коллоидной глинистой составляющей и полимерного реагента - стабилизатора

Для определения содержания коллоидной глинистой составляющей и полимерного реагента - стабилизатора используются:

- оценка коэффициента активности реагентов - стабилизаторов,
- результаты анализа содержания коллоидных глинистых частиц в буровом растворе;
- результаты анализа содержания реагента-стабилизатора в фильтрате бурового раствора.

Необходимые приборы, реактивы:

- реометр ВИАМ;
- пикнометр;
- водный раствор катионактивного красителя (К): растворить 13,5 г «К» в 300 мл теплой ($t = 30 - 40\text{ }^\circ\text{C}$) дистиллированной воды.

На водяной бане выдержать раствор в течении 1 час. при температуре $40 - 50\text{ }^\circ\text{C}$, охладить и разбавить до 1000 мл, отфильтровать и хранить в закрытой посуде;

- перекись водорода 3 %-ная «аптечная»;
- дистиллированная вода;
- конические колбы вместимостью 250 мл;
- цилиндры мерные на 25 и 50 мл;



- шприц аптечный на 2 мл с большим размером отверстия (или пипетка с обрезанным носиком);
- стеклянная палочка;
- фильтровальная бумага средней плотности (белая лента);
- бюретка 1, 2 класса;
- штатив;
- микрокалькулятор.

3.15.8.1. Оценка коэффициента активности анионных реагентов - стабилизаторов

Последовательность операций следующая.

Приготовить определенной концентрации раствор химического реагента с $pH = 9 \div 10$. Шприцем (или пипеткой) отобрать такое количество раствора химического реагента, чтобы в нем содержалось 0,1 г сухого реагента.

Отобранный объем реагента перелить в чистую коническую колбу объемом 250 см³ и добавить дистиллированную воду до 50 мл. Приготовленный раствор титровать водным раствором красителя «К» концентрацией 1,35 %, добавляя его по 1,0 мл. После каждого добавления «К» раствор тщательно перемешивать короткое время (встряхиванием) и стеклянной палочкой из колбы отбирать каплю, нанося на фильтровальную бумагу. При титровании вначале на фильтровальной бумаге появляются расплывчатые темные пятна. Титрование ведется до тех пор, пока не появится резко очерченный желтый ореол вокруг темного пятна, что указывает на полную нейтрализацию отрицательно заряженных молекул реагента положительно заряженной «К».

Коэффициент активности реагента-стабилизатора определяется из соотношения:

$$K_p = A_1/59, \quad (49)$$

где K_p - коэффициент активности реагента;

A_1 - адсорбция «К» 1 г исследуемого реагента;

59 - адсорбция «К» 1 г эталонного материала в дистиллированной воде.

В таблице 4 приведены значения коэффициентов активности некоторых реагентов - стабилизаторов, применяемых для обработки буровых растворов.

Таблица 4 - Коэффициент активности химических реагентов - стабилизаторов при $pH = 9 \div 10$

Реагенты	K_p
М-14	12,5 □ 14,0
Метас	11,0
Полиакриламид 40 % ст. гидролиза	9,5
КМЦ-500	3,72
КМЦ-600	4,23
Окзил	1,25
ФХЛС	1,18
КССБ-4	1,4
УЩР	1,5 - 2,0

3.15.8.2. Анализ содержания анионного реагента - стабилизатора в фильтрате бурового раствора

Отобрать шприцем (или пипеткой) 2 мл фильтрата бурового раствора и перенести его в чистую коническую колбу вместимостью 250 мл, добавить дистиллированную воду до 50 мл. Затем титровать водным раствором красителя «К» (концентрация 1,35 %), добавляя его по 0,1 мл. После каждого добавления «К» раствор тщательно перемешивают короткое время (встряхиванием) и стеклянной палочкой из колбы отбирают каплю и наносят на фильтровальную бумагу. При титровании вначале на фильтровальной бумаге появляется расплывчатое темное пятно. Титрование ведется до тех пор, пока не появится резко очерченный желтый ореол вокруг темного пятна.

Количество органического коллоида в фильтрате бурового раствора определяют по формуле:

$$\Sigma C_p K_{p(\Phi)} = V - 100/59 = V 1,69, \quad (50)$$



где C_p - содержание реагента - стабилизатора в фильтрате бурового раствора, %;

K_p - коэффициент активности определяемого реагента;

V - объем красителя, пошедшего на титрование 1 мл фильтрата бурового раствора, мл;

59 - объем красителя, идущего на титрование эталонного материала с коэффициентом активности, равным единице, мл.

3.15.8.3. Расчетный метод определения количества реагента - стабилизатора, адсорбированного на твердой фазе бурового раствора

Количество органического коллоида, адсорбированного на твердой фазе бурового раствора $\Sigma C_p K_{p(t)}$ определяется по формулам:

а) При $\Sigma C_p K_{p(f)} < C_k$,

$$\Sigma C_p K_{p(t)} = 0,35 \cdot C_k \Sigma C_p K_{p(f)} \quad (51)$$

б) При $\Sigma C_p K_{p(f)} \geq C_k$

$$\Sigma C_p K_{p(t)} = C_k \quad (52)$$

Общее содержание органического коллоида $\Sigma C_p K_{p(общ)}$ в буровом растворе определяется как сумма содержания его в фильтрате $\Sigma C_p K_{p(f)}$ и $\Sigma C_p K_{p(t)}$ адсорбированного на твердой фазе:

а) При $\Sigma C_p K_{p(f)} < C_k$

$$\Sigma C_p K_{p(общ)} = \Sigma C_p K_{p(f)} + 0,35 \cdot C_k \Sigma C_p K_{p(f)} \quad (53)$$

б) При $\Sigma C_p K_{p(f)} \geq C_k$

$$\Sigma C_p K_{p(общ)} = \Sigma C_p K_{p(f)} + C_k \quad (54)$$

ПРИМЕЧАНИЯ К РАЗДЕЛУ № 1:

Помимо изложенного в разделе 1 материала в заключительной части настоящего РД (в приложениях) приведена следующая дополнительная информация:

- Методика оценки ингибирующих свойств буровых растворов (Приложение 8);
- Определение поверхностного натяжения на границе «жидкость-жидкость» (Приложение 9);
- Определение поверхностно - активных свойств добавок и фильтратов буровых растворов (Приложение 10);
- Определение антиприхватных свойств буровых растворов и методика определения времени освобождения от дифференциального прихвата при установке жидкостных ванн (Приложение 11).

4. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

4.1. При эксплуатации приборов и установок, описанных в настоящей методике, необходимо руководствоваться «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными Госгортехнадзором, «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителями», утвержденными Госгортехнадзором, «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением», утвержденными Госгортехнадзором, а также указаниями мер безопасности, приведенными в паспортах и инструкциях по эксплуатации на соответствующие приборы и установки.

4.2. К работе с приборами и установками допускаются лица, имеющие соответствующую квалификацию и прошедшие предварительное обучение и инструктаж по общим правилам техники безопасности, по правилам техники безопасности при эксплуатации сосудов, работающих под давлением, и правилам технической эксплуатации и безопасности электроустановок промышленных предприятий с напряжением до 1000 в, а также изучившие инструкции и правила эксплуатации приборов и установок, описанных в настоящей методике.

4.3. Электрооборудование должно быть надежно заземлено. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом. Качество заземления проверяется в присутствии лица, ответственного за технику безопасности.



4.4. При работе с буровыми растворами и химическими реагентами следует руководствоваться действующими правилами и инструкциями по их безопасному применению.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Рекомендации по выбору контролируемых параметров бурового раствора и средств для их измерения

1. Параметры бурового раствора, подлежащие контролю, разделяются на три группы в зависимости от условий бурения:

- к первой группе относятся параметры, контроль которых обязателен при бурении скважин в любых геолого-технических условиях;
- ко второй группе относятся параметры, контроль которых обязателен на скважинах с особыми геолого-техническими условиями бурения при наличии зон возможных осложнений или при использовании специальных буровых растворов (хлоркальциевых, известковых, гипсовых, калиевых, соленасыщенных, эмульсионных и др.);
- к третьей группе относятся параметры, контроль которых необходим для получения дополнительной информации о свойствах буровых растворов (например, параметры при повышенных температурах и давлениях и др.).

2. Первая группа параметров включает: плотность, условную вязкость, статическое напряжение сдвига через 1 и 10 минут, показатель фильтрации, толщину фильтрационной корки и водородный показатель.

3. Для контроля указанных параметров целесообразно использовать описанные в настоящем руководящем документе средства измерений, а так же секундомер, набор индикаторной бумаги, реагентов и посуды для химических анализов.

4. Вторая группа включает параметры первой группы, а также: показатель минерализации, концентрацию ионов кальция, магния, калия, щелочных металлов, хлора, сульфата, концентрацию извести, газа, твердой фазы, коллоидных частиц, нефти, напряжения электропробоя.

5. Для контроля параметров первой и второй групп используются дополнительно: прибор ПНП-1, установка ТФН-1, фильтр-пресс УИВ-2М.

6. Третья группа включает параметры первой и второй групп, а также: температуру бурового раствора, показатель фильтрации при повышенной температуре, статическое напряжение сдвига при повышенной температуре, динамическое напряжение сдвига, эффективную и пластическую вязкости при нормальной и повышенной температурах, смазочную способность, напряжение сдвига глинистой корки, показатели стабильности и седиментации, удельное электрическое сопротивление.

7. Для контроля параметров бурового раствора первой, второй и третьей групп используются все описанные в настоящем руководящем документе средства измерений.

Кроме этого, могут использоваться другие серийно выпускаемые приборы, которые приведены в настоящих рекомендациях.

8. Настоящие рекомендации не регламентируют конкретный перечень контролируемых параметров.

Включение параметров, относящихся ко 2-й и 3-й группам, в число контролируемых должно предусматриваться проектом на скважину (геолого-техническим нарядом) в каждом конкретном случае.

9. На стадии проектирования при выборе технических средств измерения параметров бурового раствора целесообразно определять допустимую погрешность измерения.

Под допустимой погрешностью измерений понимается ее случайная составляющая, так как систематическая составляющая обычно учитывается в результате измерений.

Для определения допустимой погрешности измерения Δ используется приведенная в приложении 2 методика.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Методика обоснования допустимой погрешности измерения параметров буровых растворов

На стадии проектирования строительства скважины при выборе технических средств измерения параметров бурового раствора целесообразно определить допустимую погрешность измерения.

Под погрешностью измерений понимается отклонение результатов измерений параметра от его истинного значения.



Погрешности измерений при контроле приводят к появлению ошибок, т.е. необнаруженному или фиктивному браку.

Экономическими последствиями ложной браковки (ошибки первого рода) бурового раствора по какому - либо параметру могут быть затраты на дополнительную обработку химическими реагентами бурового раствора.

При появлении в результатах контроля необнаруженного брака (ошибок второго рода) возникают потери, определяемые тем, что в процессе бурения скважин используется бракованный буровой раствор.

Допустимые погрешности измерений параметров буровых растворов определяются экономической эффективностью, т.е. превышением стоимости сокращенных потерь над затратами на измерительные средства и проведение контроля.

Оптимальный уровень вероятности ошибок первого рода (α) не должен превышать 0,058, а ошибок второго рода (β) - 0,036.

Для определения допустимой погрешности измерений Δ используются специальные номограммы, составленные для нормальных законов распределений контролируемых величин и погрешностей измерительных средств (табл. 1, 2).

Допустимая погрешность измерения Δ находится следующим образом.

По известным δ и σ_x определяют величину K

$$K = \frac{\delta}{\sigma_x}$$

где δ - допустимое отклонение параметра;

σ_x - среднее квадратическое отклонение параметра.

Для указанных вероятностей ошибок по номограммам находят коэффициенты точности A , с помощью которых вычисляют погрешность измерения Δ :

$$\Delta = A \cdot \delta$$

Исходя из величины допустимой погрешности измерений выбирают соответствующие средства измерений.

Таблица 1 - Зависимость вероятностей ошибок контроля первого рода от коэффициентов точности при нормальном распределении контролируемых величин и погрешностей измерений

Вероятности ошибок	Коэффициенты точности при δ/σ_x					
	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	1,50
0,006	0,3	0,15	0,12	0,11	0,12	0,12
0,01	0,5	0,25	0,18	0,18	0,18	0,19
0,014	0,6	0,32	0,24	0,23	0,225	0,245
0,018	0,75	0,4	0,3	0,280	0,280	0,315
0,022	0,9	0,48	0,365	0,330	0,330	0,370
0,026	1,5	0,565	0,425	0,380	0,380	0,420
0,030	1,205	0,6445	0,490	0,435	0,435	0,475
0,034	1,360	0,730	0,550	0,490	0,495	0,525
0,038	1,570	0,800	0,610	0,535	0,545	0,570
0,042	1,650	0,875	0,677	0,585	0,595	0,620
0,046	1,80	0,960	0,725	0,640	0,640	0,665
0,050	1,955	1,045	0,790	0,695	0,695	0,705
0,054		1,115	0,850	0,770	0,730	0,745
0,058	-	1,195	0,910	0,790	0,775	0,790
0,062	-	1,275	0,970	0,835	0,815	0,830
0,066	-	1,355	1,025	0,880	0,860	0,835
0,070	-	1,470	1,075	0,930	0,900	0,905
0,074	-	1,520	1,130	0,975	0,940	0,950
0,078	-	1,595	1,175	1,020	0,980	0,990



Вероятности ошибок	Коэффициенты точности при δ/σ_x					
	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	1,50
0,082	-	1,165	1,220	1,060	1,015	1,025
0,086	-	1,740	1,275	1,105	1,055	1,065
0,090	-	1,810	1,330	1,150	1,090	1,100
0,094	-	1,890	1,385	1,195	1,130	1,135
0,110	-	-	1,610	1,370	1,290	1,270
0,114	-	-	1,670	1,415	1,330	1,300
0,118	-	-	1,715	1,455	1,380	1,340
0,122	-	-	1,770	1,500	1,415	1,375
0,126	-	-	1,825	1,540	1,450	1,405
0,130	-	-	1,880	1,585	1,480	1,440
0,134	-	-	1,935	1,625	1,515	1,475
0,136	-	-	1,990	1,675	1,550	1,510
0,142	-	-	-	1,710	1,585	1,540
0,146	-	-	-	1,755	1,620	1,575
0,150	-	-	-	1,800	1,655	1,605
0,154	-	-	-	1,845	1,695	1,635
0,158	-	-	-	1,880	1,725	1,670
0,162	-	-	-	1,930	1,765	1,700
0,166	-	-	-	1,965	1,800	1,730
0,170	-	-	-	-	1,830	1,755
0,174	-	-	-	-	1,865	1,785
0,178	-	-	-	-	1,895	1,815
0,182	-	-	-	-	1,930	1,845
0,186	-	-	-	-	1,965	1,880
0,190	-	-	-	-	1,985	1,910
0,194	-	-	-	-	-	1,945
0,198	-	-	-	-	-	1,975
0,202	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 1

Вероятности ошибок	Коэффициенты точности при δ/σ_x					
	1,75	2,00	2,25	2,50	2,75	3,00
0,006	0,140	0,195	0,255	0,300	0,675	0,500
0,01	0,220	0,290	0,370	0,465	0,750	0,650
0,014	0,290	0,380	0,440	0,550	0,840	0,750
0,018	0,355	0,440	0,510	0,615	0,930	0,840
0,022	0,430	0,500	0,575	0,680	1,00	0,900
0,026	0,465	0,565	0,655	0,735	1,055	0,940
0,030	0,520	0,630	0,710	0,795	1,100	0,975
0,034	0,570	0,675	0,765	0,840	1,145	-
0,038	0,625	0,725	0,815	0,885	1,190	-
0,042	0,670	0,770	0,885	0,930	1,230	-
0,046	0,720	0,815	0,900	0,980	1,270	-
0,050	0,770	0,855	0,945	1,020	-	-
0,054	0,815	0,895	0,980	1,060	-	-
0,058	0,855	0,935	1,025	1,100	-	-
0,062	0,895	0,970	1,055	1,135	-	-
0,066	0,935	1,005	1,090	1,165	-	-



Вероятности ошибок	Коэффициенты точности при δ/σ_x					
	1,75	2,00	2,25	2,50	2,75	3,00
0,070	0,975	1,045	1,125	1,195	-	-
0,074	1,010	1,080	1,155	-	-	-
0,078	1,045	1,115	1,185	-	-	-
0,082	1,075	1,150	1,220	-	-	-
0,086	1,110	1,175	1,250	-	-	-
0,090	1,140	1,205	1,285	-	-	-
0,094	1,175	1,235	1,325	-	-	-
0,098	1,210	1,265	-	-	-	-
0,102	1,240	1,295	-	-	-	-
0,106	1,280	1,325	-	-	-	-
0,110	1,310	1,355	-	-	-	-
0,114	1,345	1,390	-	-	-	-
0,118	1,375	1,420	-	-	-	-
0,122	1,415	1,450	-	-	-	-
0,126	1,440	1,475	-	-	-	-
0,130	1,460	-	-	-	-	-
0,134	1,485	-	-	-	-	-
0,138	1,515	-	-	-	-	-
0,142	1,540	-	-	-	-	-
0,146	1,565	-	-	-	-	-
0,150	1,595	-	-	-	-	-
0,154	1,625	-	-	-	-	-
0,158	1,655	-	-	-	-	-
0,162	1,690	-	-	-	-	-
0,166	-	-	-	-	-	-
0,170	-	-	-	-	-	-
0,174	-	-	-	-	-	-
0,178	-	-	-	-	-	-
0,182	-	-	-	-	-	-
0,186	-	-	-	-	-	-
0,190	-	-	-	-	-	-
0,194	-	-	-	-	-	-
0,198	-	-	-	-	-	-
0,202	-	-	-	-	-	-

Таблица 2 - Зависимость вероятностей ошибок контроля второго рода от коэффициентов точности при нормальном распределении контролируемых величин и погрешностей измерений

Вероятности ошибок	Коэффициенты точности при δ/σ_x					
	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	1,50
0,006	0,3	0,15	0,1	0,08	0,1	0,12
0,01	0,45	0,25	0,18	0,15	0,17	0,22
0,014	0,6	0,35	0,25	0,23	0,25	0,41
0,018	0,76	0,44	0,33	0,30	0,335	0,43
0,022	0,9	0,52	0,40	0,375	0,415	0,56
0,026	1,075	0,615	0,480	0,445	0,515	0,71
0,030	1,25	0,705	0,55	0,535	0,60	0,90
0,034	1,42	0,795	0,625	0,615	0,715	1,14
0,038	1,60	0,885	0,70	0,70	0,83	1,415



Вероятности ошибок	Коэффициенты точности при δ/σ_x					
	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	1,50
0,042	1,76	0,975	0,775	0,775	1,000	1,78
0,046	1,92	1,070	0,885	0,885	1,20	-
0,050	-	1,175	0,930	0,980	1,37	-
0,054	-	1,27	1,000	1,075	1,505	-
0,058	-	1,370	1,120	1,200	1,635	-
0,062	-	1,470	1,220	1,310	1,770	-
0,066	-	1,585	1,335	1,465	1,920	-
0,070	-	1,700	1,415	1,520	-	-
0,074	-	1,810	1,510	1,750	-	-
0,078	-	1,930	1,615	1,910	-	-
0,082	-	-	1,730	-	-	-
0,086	-	-	1,870	-	-	-
0,090	-	-	-	-	-	-

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Методика определения периодичности контроля параметров буровых растворов

Для эффективного поддержания и регулирования свойств буровых растворов в процессе бурения скважин необходимо установление рациональной частоты измерения их параметров. При небольшой длительности между моментами контроля технологических параметров, когда вероятность нахождения значений параметра в пределах границ поля допуска велика, результаты контроля практически не несут дополнительной информации. Если периодичность контроля заведомо больше той, при которой вероятность нахождения параметра в пределах поля допуска превышает заданное значение, то будут пропускаться некоторые моменты выхода параметра за пределы поля допуска.

Следовательно, длительность интервалов между моментами дискретного контроля технологических параметров не должна превышать интервала времени, в течение которого вероятность нахождения параметра в пределах поля допуска равна заданной величине.

При дискретном контроле считается, что в течение межконтрольного периода технологический параметр имеет значение, равное полученному при последнем измерении.

Контроль дискретно измеряемых параметров должен осуществляться практически без пропусков отклонений контролируемых величин за допустимые границы.

Предлагается новый метод определения длительности интервалов времени между моментами дискретного контроля технологических параметров бурового раствора при бурении скважин.

Сущность метода заключается в следующем:

- определяется по статистическим данным взаимосвязь между случайными величинами интервалов времени между моментами отклонений значений технологического параметра за пределы допусков и их вероятностями;
- выбирается значение вероятности того, что в процессе дискретного контроля не будет пропущен момент выхода контролируемого параметра за допустимые границы;
- для требуемой вероятности определяется по найденной аналитической зависимости случайных величин интервалов времени между моментами отклонений значений технологического параметра за пределы допусков и их вероятностями допустимые интервалы между моментами дискретного контроля.

Таким образом, для определения длительности интервалов времени между моментами дискретного контроля технологических параметров при бурении скважин необходимо определить зависимость случайных величин интервалов времени между моментами отклонений значений технологического параметра за пределы допусков и их вероятностями.

Такие зависимости нами определены для различных параметров бурового раствора при бурении скважин в различных нефтегазодобывающих регионах.

Зависимость случайных величин интервалов времени между моментами отклонений значений параметров бурового раствора за пределы допусков и их вероятностями - экспоненциальная с различными параметрами.



Поэтому экспоненциальную зависимость вероятностей и случайных величин интервалов времени между моментами отклонений значений параметров бурового раствора за пределы допусков следует использовать при определении периодичности контроля параметров буровых растворов.

Вероятность события, состоящего в том, что реализация нахождения значений параметра в пределах поля допуска должна быть больше интервала времени между моментами контроля, может быть определена на основе экономических показателей: суммарные потери от возможного ухудшения качества бурового раствора и затраты на контроль и регулирование свойств бурового раствора должны быть минимальными.

Однако, практически трудно получить необходимые данные достаточной точности для определения допустимой вероятности того, что в процессе дискретного контроля не будет пропущен момент выхода контролируемого параметра за допустимые границы, а также потерей от возможного ухудшения качества бурового раствора и затрат на контроль.

При бурении скважины в нормальных условиях вероятность события, состоящего в том, что длительность интервалов между моментами дискретного контроля параметров бурового раствора меньше интервалов времени нахождения значений контролируемого параметра в пределах поля допуска может быть принята равной 0,9.

Функция плотности экспоненциального распределения, с которым согласуется зависимость случайных величин интервалов времени между моментами отклонений значений параметров бурового раствора за пределы поля допуска и их вероятностями, имеет вид:

$$f(t) = K'e^{-K't}$$

где K' - параметр распределения;

t - время.

Интегральная функция экспоненциального распределения равна:

$$P(t) = \int_0^t K'e^{-K't} dt = e^{-K't}$$

При вероятности того, что длительность интервалов между моментами дискретного контроля параметров бурового раствора меньше интервалов времени нахождения значений контролируемого параметра в пределах поля допуска, равной 0,9, периодичность контроля вычисляется по формуле:

$$\Delta t = \frac{\ln 0,9}{K'}$$

Параметр распределения определяется из равенства

$$K' = \frac{1}{T_1}$$

где T_1 - среднее значение времени нахождения значений контролируемого параметра в пределах поля допуска.

$$T_1 = \frac{\sum_{i=1}^N t_i}{N'}$$

где t_i - середина интервалов времени, на которые разбит период наблюдений;

N' - количество выходов параметра за пределы поля допуска.

Рассмотрим сущность предложенной методики на конкретных примерах определения периодичности контроля параметров буровых растворов при бурении скважин в различных нефтегазодобывающих регионах.

Пример 1.

В табл. 1 приведены типичные данные длительности нахождения в допустимых пределах плотности бурового раствора, полученные при бурении скважин в Северо-Кавказском регионе.

Таблица 1 - Результаты статистической обработки данных об интервалах времени нахождения плотности бурового раствора в допустимых пределах

Границы интервалов, ч	Середина интервалов, ч	Частота	Частость	Плотность распределения	
				эмпирическая	теоретическая
0 - 1,5	0,75	22	0,415	0,276	0,172
1,6 - 3	2,25	9	1,172	0,133	0,126
3,1 - 4,5	3,75	5	0,095	0,063	0,094
4,6 - 6	5,25	4	0,076	0,05	0,06



Границы интервалов, ч	Середина интервалов, ч	Частота	Частость	Плотность распределения	
				эмпирическая	теоретическая
6,1 - 7,5	6,75	2	0,037	0,046	0,05
7,6 - 9	8,25	2	0,037	0,046	0,038
9,1 - 12,5	10,75	3	0,056	0,024	0,022
12,5 - 30	21,25	6	0,113	0,0064	0,0028

По данным таблицы по формуле определено значение T_1 :

$$T_1 = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{N'} = \frac{264,75}{53} = 5 \text{ ч.}$$

$$K' = 0,2$$

Длительность интервалов между моментами дискретного контроля плотности бурового раствора определяется из формулы:

$$P = \int_0^t 0,2e^{-0,2t} dt,$$

где P - вероятность нахождения значений плотности бурового раствора в пределах поля допуска;

t - время.

При $P = 0,9$

$$\Delta t = \frac{\ln 0,9}{0,2} = 0,5 \text{ ч}$$

Следовательно, длительность между моментами дискретного контроля плотности бурового раствора не должен превышать 30 минут.

Пример 2.

В табл. 2 приведены типичные данные о длительности нахождения в допустимых пределах условной вязкости бурового раствора, полученные при бурении той же скважины.

По данным таблицы по формуле определено:

$$T_1 = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{N'} = \frac{299}{100} = 2,99 \text{ ч.}$$

$$K' = 0,331$$

Таблица 2 - Результаты статистической обработки данных об интервалах времени нахождения условной вязкости бурового раствора в допустимых пределах

Границы интервалов, ч	Середина интервалов, ч	Частота	Частость	Плотность распределения	
				эмпирическая	теоретическая
0 - 1,5	0,75	42	0,42	0,28	0,23
1,6 - 3	2,25	23	0,23	0,158	0,15
3,1 - 4,5	3,75	12	0,21	0,08	0,09
4,6 - 6	5,25	8	0,08	0,05	0,06
6,1 - 7,5	6,75	5	0,05	0,03	0,04
7,6 - 9	8,25	5	0,05	0,03	0,03
9,1 - 12,5	10,75	5	0,05	0,014	0,013

При $P(t) = 0,9$ длительность интервалов между моментами дискретного контроля условной вязкости бурового раствора равна:



$$\Delta t = \frac{\ln 0,9}{0,33} = 20 \text{ мин}$$

Пример 3.

В табл. 3 приведены типичные данные о длительности нахождения в допустимых пределах статического напряжения сдвига бурового раствора через 1 мин. после перемешивания, полученные при бурении той же скважины.

Таблица 3 - Результаты статистической обработки данных об интервалах времени нахождения статического напряжения сдвига бурового раствора через минуту после перемешивания в допустимых границах

Границы интервалов, ч	Середина интервалов, ч	Частота	Частость	Плотность распределения	
				эмпирическая	теоретическая
0 - 12	6	19	0,3	0,025	0,022
12 - 24	18	14	0,22	0,018	0,016
24 - 36	30	10	0,15	0,012	0,012
36 - 48	42	8	0,12	0,01	0,009
48 - 60	54	5	0,079	0,006	0,006
60 - 72	66	4	0,063	0,00	0,005
72 - 84	78	3	0,04	0,003	0,003

По данным таблицы по формуле определено значение T_1 :

$$T_1 = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{N} = \frac{1172}{63} = 18,6 \text{ ч.}$$

$$K' = 0,05376$$

При $P(t) = 0,9$ длительность интервалов между моментами дискретного контроля статического напряжения сдвига бурового раствора через 1 мин. после перемешивания равна:

$$\Delta t = \frac{\ln 0,9}{0,05376} = 2 \text{ час.}$$

Пример 4.

В табл. 4 приведены типичные данные о длительности нахождения в допустимых пределах водоотдачи бурового раствора, полученные при бурении скважины.

Таблица 4 - Результаты статистической обработки данных об интервалах времени нахождения водоотдачи бурового раствора в допустимых границах

Границы интервалов, ч	Середина интервалов	Частота	Частость	Плотность распределения	
				эмпирическая	теоретическая
0 - 12	6	19	0,36	0,03	0,028
12 - 24	18	12	0,23	0,019	0,018
24 - 36	30	8	0,15	0,012	0,012
36 - 48	42	6	0,11	0,009	0,008
48 - 60	54	4	0,07	0,005	0,005
60 - 72	66	2	0,04	0,003	0,003
72 - 84	78	1	0,02	0,0016	0,002

При $P(t) = 0,9$ длительность интервалов между моментами дискретного контроля плотности бурового раствора равна:

$$\Delta t = \frac{\ln 0,9}{2,287} = 0,36 \text{ ч} \approx 20 \text{ мин.}$$

Пример 5.

В табл. 5 приведены типичные данные о длительности нахождения в допустимых пределах плотности бурового раствора, полученные при бурении скважин.



Таблица 5 - Результаты статистической обработки данных об интервалах нахождения плотности бурового раствора в допустимых границах

Границы интервалов, ч	Середина интервалов, ч	Частота	Частость	Плотность распределения	
				эмпирическая	теоретическая
0 - 2	1	12	0,414	0,207	0,217
2 - 4	3	8	0,276	0,138	0,122
4 - 6	5	3	0,1	0,05	0,068
6 - 8	7	3	0,1	0,05	0,038
8 - 10	9	2	0,07	0,035	0,022
10 - 12	11	1	0,034	0,017	0,012

По данным таблицы по формуле определено значение T_1 :

$$T_1 = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{N'} = \frac{1248}{52} = 24 \text{ ч.}$$

$$K' = 0,042$$

При $P(t) = 0,9$ длительность интервалов между моментами дискретного контроля водоотдачи бурового раствора равна:

$$\Delta t = \frac{\ln 0,9}{0,042} = 2,5 \text{ ч}$$

Пример 6.

В табл. 6 приведены типичные данные о длительности нахождения в допустимых пределах условной вязкости бурового раствора, полученные при бурении скважин куста 756 в УБР № 2 объединения «Нижневартовскнефтегаз».

Таблица 6 - Результаты статистической обработки данных об интервалах времени нахождения условной вязкости бурового раствора в пределах поля допуска

Границы интервалов	Середина интервалов, ч	Частота	Частость	Плотность распределения	
				эмпирическая	теоретическая
0 - 4	2	28	0,65	0,162	0,157
4 - 8	6	9	0,21	0,052	0,05
8 - 12	10	3	0,07	0,017	0,018
12 - 16	14	1	0,023	0,005	0,006
16 - 20	18	1	0,023	0,005	0,002
20 - 24	22	1	0,023	0,005	0,001

По данным таблицы по формуле определено значение T_1 :

$$T_1 = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{N'} = \frac{194}{43} = 4,5 \text{ ч.}$$

$$K' = 0,22$$

При $P(t) = 0,9$ длительность интервалов между моментами дискретного контроля условной вязкости бурового раствора равна:

$$\Delta t = \frac{\ln 0,9}{0,22} = 0,47 \approx 30 \text{ мин}$$

Аналогичные результаты получены и по данным других скважин.

При контроле предложено использовать контрольные карты, которые представляют собой бланки, на оси ординат которых указаны значения параметров, а на оси абсцисс - текущее значение времени. При контроле

Документ скачан с портала нормативных документов www.OpenGost.ru



параметров их измеренные с соответствующей периодичностью значения регистрируются на контрольной карте. Контрольные карты отражают все изменения контролируемого параметра, указывают моменты его выхода за пределы поля допуска.

При бурении скважин в осложненных условиях, при газоводонефтепроявлениях периодичность контроля изменяется. Длительность интервалов времени между моментами контрольных операций определяется по формуле:

$$\Delta t = \frac{M(x) - x_r}{M(V)}$$

где x_r - граничное значение поля допуска параметра;

$M(x)$ - среднее значение параметра;

$M(V)$ - среднее значение скорости изменения параметра.

Например, при бурении скважины 95 Горячеводского УБР на глубине 3280 м началось газопроявление.

Средняя скорость изменения плотности бурового раствора была равна 0,004 г/см³ в минуту. Нижнее граничное значение поля допуска плотности бурового раствора равно 2,16 г/см³, среднее значение плотности бурового раствора равно 2,28 г/см³. Вычисленный интервал времени между моментами контроля плотности бурового раствора равен 5 минутам.

Также определяется периодичность контроля и других дискретно измеренных технологических параметров.

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Выбор плана контроля параметров бурового раствора

В плане для каждого контролируемого параметра рассчитываются значения внешних границ регулирования, рациональная периодичность контроля при отсутствии нарушений границ регулирования (т.е. в нормальном режиме) и рациональная периодичность контроля при нарушении границ регулирования.

Составление плана контроля предусматривает определение моментов времени отбора проб бурового раствора и, соответственно, контролируемых в каждой пробе параметров.

Значения границ регулирования определяются по формуле:

$$K_{н(в)i} = X_{пр.i} \pm Z_{\alpha} \frac{\sigma_i}{\sqrt{n}}$$

где $K_{н(в)i}$ - значение нижней (верхней) границы регулирования i -го параметра бурового раствора;

$X_{пр.i}$ - проектное значение i -го параметра бурового раствора;

Z_{α} - величина, зависящая от уровня значимости (для $\alpha = 0,0027$, $Z_{\alpha} = 3$);

σ_i - среднее квадратическое отклонение i -го параметра бурового раствора;

n - число измерений.

Рациональная периодичность контроля параметров бурового раствора определяется по методике, представленной в приложении 3.

Подготовка исходных данных

В плане предусматриваются следующие контролируемые параметры и их коды:

«1» - плотность бурового раствора, г/см³;

«2» - условная вязкость, с;

«3» - статическое напряжение сдвига за 1 мин, Па;

«4» - статическое напряжение сдвига за 10 мин, Па;

«5» - показатель фильтрации, см³;

«6» - водородный показатель;

«7» - напряжение электропробоя, В;

«8» - концентрация газа, %;

«9» - показатель минерализации фильтрата, мг/л;

«10» - содержание ионов кальция и магния, мг/л.



Таблица 1 - Общая исходная информация по скважине

Наименование	Идентификатор	Значение
1. Название объединения	NO	Краснодарнефтегаз
2. Название площади	NP	-
3. Номер скважины	NSK	21
4. Число проектных интервалов с постоянными значениями контролируемых параметров (не более 10)	K	1
5. Время начала смены, ч	T ₀	8
6. Продолжительность смены, ч	G	12

Таблица 2 - Исходная информация по интервалам

Интервал 1			
Наименование	Идентификатор	Значение	
1. Глубина интервала, м			
H ₁ - нижняя граница	H ₁		1700
H ₂ - верхняя граница	H ₂		3200
2. Подача буровых насосов, л/с	Q		38
3. Объем циркулирующего бурового раствора, м ³	V		150
4. Число параметров, контролируемых на данном интервале (не более 10)	NC		5
5. Порядковый номер интервала	PI		1
6. Код контролируемого параметра	A ₁		1
7. Проектное значение контролируемого параметра (ρ, г/см ³)	B ₁		2,01
8. Допустимое отклонение контролируемого параметра от проектного значения	C ₁		0,003
9. Код контролируемого параметра	A ₂		2
10. Проектное значение контролируемого параметра (УВ, с)	B ₂		30
11. Допустимое отклонение контролируемого параметра от проектного значения	C ₂		7
12. Код контролируемого параметра	A ₃		3
13. Проектное значение контролируемого параметра (CHC ₁ , Па)	B ₃		0,6
14. Допустимое отклонение контролируемого параметра от проектного значения	C ₃		0,9
15. Код контролируемого параметра	A ₄		4
16. Проектное значение контролируемого параметра (CHC ₁₀ , Па)	B ₄		1,8
17. Допустимое отклонение контролируемого параметра от проектного значения	C ₄		1,5
18. Код контролируемого параметра	A ₅		5
19. Проектное значение контролируемого параметра	B ₅		2,5
20. Допустимое отклонение контролируемого параметра от проектного значения	C ₅		1,5

Данные для подготовки контрольных карт (пример)

Объединение Краснодарнефтегаз

Площадь

№ скважин 21

Интервал бурения, м	Контролируемые параметры, ед. изм.	Проектные значения параметров	Значения предупреждающих границ		Значения внешних границ		Периодичность контроля в нормальном режиме, часы - мин
			нижняя	верхняя	нижняя	верхняя	



Интервал бурения, м	Контролируемые параметры, ед. изм.	Проектные значения параметров	Значения предупреждающих границ		Значения внешних границ		Периодичность контроля в нормальном режиме, часы - мин
			нижняя	верхняя	нижняя	верхняя	
1700 - 3200	ρ , г/см ³	2,01	1,99	2,03	1,98	2,04	0 - 10
	УВ, с	30	26	34	23	37	0 - 30
	СНС ₁ , Па	0,6	0,4	0,8	0,0	1,5	5 - 40
	СНС ₁₀ , Па	1,8	0,8	2,8	0,3	3,3	5 - 40
	Φ , см ³	2,5	1,8	3,2	1,0	4,0	3 - 30

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

Подготовка контрольных карт к работе

Подготовка контрольных карт к работе производится лаборантом цеха промысловых жидкостей (или лаборантом на буровой) на основании рассчитанных данных (см. приложение 4).

Вверху бланка указывается наименование объединения и площади, номер скважины и глубина интервала бурения.

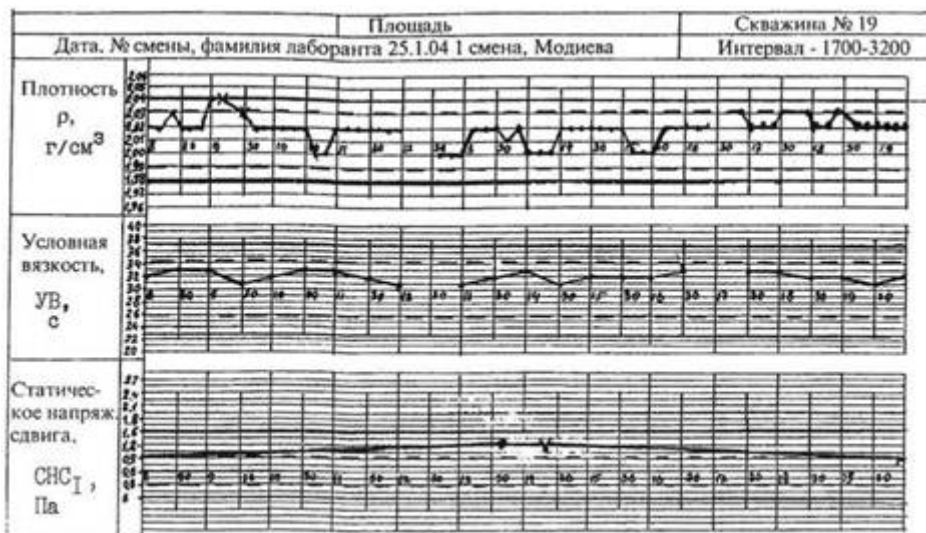
Вдоль вертикальной оси на каждой контрольной карте в произвольном масштабе, выбираемом в зависимости от значений предупреждающих и внешних границ регулирования, наносятся значения контролируемых параметров. Проектные значения наносятся в центре контрольных карт.

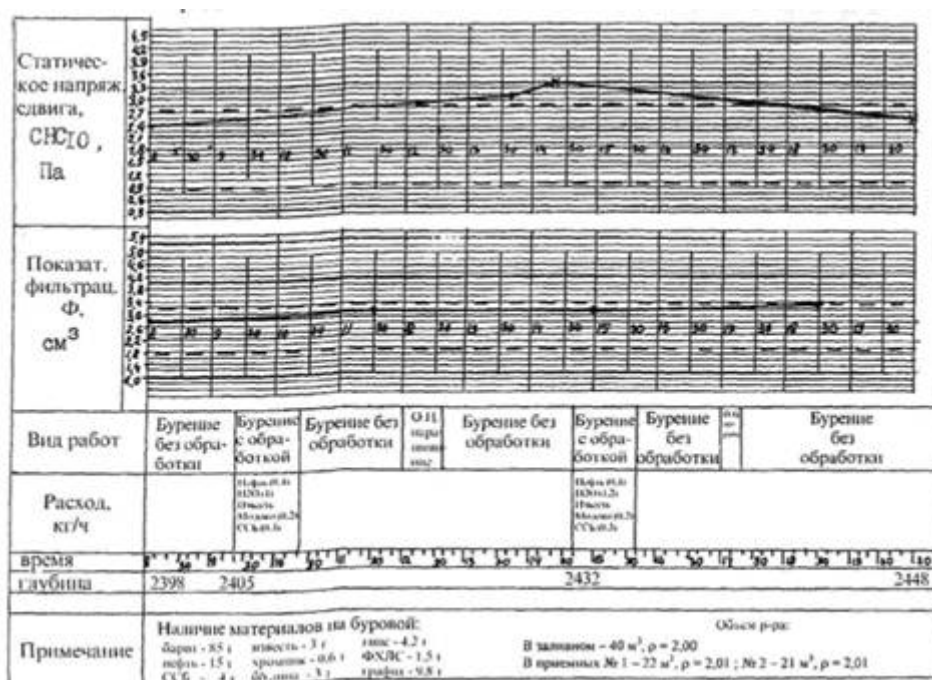
Параллельно оси времени напротив соответствующих значений пунктирными линиями проводятся предупреждающие границы, сплошными жирными линиями проводятся внешние границы.

Для удобства ведения контрольных карт рекомендуется для каждого параметра в соответствии с планом контроля нанести на каждую карту отметки времени, в которые будут производиться отборы проб для измерения данного параметра.

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

Пример заполненного бланка контрольных карт





ПРИЛОЖЕНИЕ 7

Определение смазочных свойств добавок и буровых растворов по стандарту АНИ

Эффективность смазочного действия добавок и буровых растворов по стандарту Американского нефтяного института (АНИ) определяется на машине трения фирмы Baroid Mud и Lubricity Tester (США) путем определения коэффициента трения ($K_{тр}$) пары «металл-металл» в среде водного раствора при различных удельных давлениях прижатия металлической призмы к вращающемуся валу, в том числе при стандартном давлении, равном 1,03 МПа (150 фунтов/дюйм²) и частоте вращения вала 60 мин⁻¹. На основании этих показаний рассчитывается коэффициент трения исследуемого раствора в стандартных условиях. Снижение коэффициента трения водных растворов (дисперсий) смазочных добавок различной концентрации вычисляется по формуле:

$$\Delta K_{тр} = \frac{K_{тр.д.в} - K_{тр.и}}{K_{тр.д.в}} \cdot 100, \%$$

где: $K_{тр.д.в}$ - коэффициент трения дистиллированной воды (стандартное поверочное значение равно величине 0,34 - 0,36);

$K_{тр.и}$ - коэффициент трения водных растворов смазочной добавки различной концентрации.

Одновременно, для повышения информативности триботехнических свойств исследуемого раствора, измеряют показания прибора в диапазоне нагрузки от 0,25 до 4,12 МПа (до 600 фунтов/дюйм²) с фиксацией максимальной нагрузки прижатия W_{max} , которая характеризует работоспособность смазочных добавок и систем буровых растворов. Показатель $K_{тр}$ и W_{max} дают возможность выяснить поведение различных образцов смазочных добавок в условиях постоянно возрастающей нагрузки, способность смазочных добавок сохранять свои свойства и свойства бурового раствора до момента наступления максимальной нагрузки - прихвата пары «металл-металл».

В качестве критерия оценки смазочной эффективности дополнительно к коэффициенту трения можно использовать также интегральный показатель эффективности смазочного действия - отношение $K_{тр}$ и W_{max} .



ПРИЛОЖЕНИЕ 8

Методика оценки ингибирующих свойств буровых растворов (РД 39-2-813)

1. Общие положения

1.1. Количественная оценка ингибирующих свойств буровых растворов производится для решения следующих задач:

- классификации буровых растворов по ингибирующей способности;
- научно обоснованного выбора типа бурового раствора при бурении в неустойчивых глинистых отложениях;
- контроля ингибирующей способности бурового раствора в процессе бурения;
- определения путей развития и совершенствования систем буровых растворов.

1.2. Целевое назначение методики - установление порядка подготовки образцов, проведения экспериментов и определения показателя увлажняющей способности буровых растворов.

1.3. Показатель увлажняющей способности раствора не зависит от состава образца глинистой породы, используемого в эксперименте.

1.4. Буровые растворы сравниваются между собой по величине показателя увлажняющей способности (I_0) - чем меньше этот показатель, тем выше ингибирующая способность бурового раствора.

2. Методика подготовки образцов и проведения экспериментов

2.1. Для определения увлажнения глин буровыми растворами используются образцы (принятые за эталон) прессованного саригюхского бентонита диаметром 20 мм и высотой 32 мм.

2.1.1. Перед прессованием образец глины необходимо размолоть и просеять через сито с диаметром отверстий не более 0,25 мм.

2.1.2. Определить влажность глинопорошка в соответствии с ОСТ 39-203-02.

2.1.3. Определить коэффициент коллоидальности глинопорошка (K) в следующем порядке.

Навеску 0,02 г глины, высушенную при 105 °С и пропущенную через сито с отверстиями 1 мм, помещают в колбу на 250 мл. Добавляют 15 мл H_2O_2 (3 %-ную) и 0,5 мл 5 н. H_2SO_4 . Тщательно перемешивают и кипятят 4 мин. в колбе с обратным холодильником. После охлаждения добавляют 35 мл H_2O (дистил.) и титруют метиленовой синью (0,45 %-ной). После добавки каждого мл метиленовой сини раствор тщательно перемешивают палочкой, из колбы отбирают каплю и наносят на фильтровальную бумагу.

При недостаточности метиленовой сини на фильтре от капли получается темный круг с резко очерченной границей. Титрование ведут пока не появится за темным кругом голубой ореол. После этого через 2 мин. берут повторную каплю, и если ореол не исчез, титрование считается законченным. Если ореол исчезает, то титрование продолжается до получения одинакового результата.

Коллоидальность в % рассчитывается по формуле:

$$K = A \frac{V}{a}$$

где: V - объем метиленовой сини, пошедшей на титрование, мл;

a - навеска сухой глины, г;

A - 1,923 (коэф. адсорбции метиленовой сини на бентоните).

2.1.4. Увлажнить просеянный глинопорошок по содержанию влаги в нем

$$W = 33,3K, \%$$

2.1.5. Увлажнение глинопорошка проводить дистиллированной водой при тщательном разбрызгивании и перемешивании.

2.1.6. Определить влажность увлажненного глинопорошка в соответствии с п. 2.1.2.

2.1.7. Навеску увлажненного глинопорошка в количестве 20 г засыпать в пресс-форму (см. рисунок), предварительно смазав внутреннюю часть цилиндра небольшим количеством солидола.

2.1.8. Прессование производить при давлении 40,0 МПа в течение 5 минут. Время набора рабочего давления с момента движения поршня пресс-формы должно составлять 30 - 40 сек.

2.1.9. Выпрессовать образец из пресс-формы и запарафинить его торцы, окунув их в расплавленный парафин на глубину 2 мм.



2.2. Приготовить 1000 см³ водного раствора химических реагентов, аналогичных химической обработке растворов. Если контроль ведется в процессе бурения, то исследуется непосредственно буровой раствор. Проба раствора или композиции реагентов используется для одной серии опытов.

2.2.1. Взвесить образцы и опустить в кристаллизатор.

2.2.2. Залить в кристаллизатор приготовленную среду так, чтобы ее уровень был выше верхнего торца образцов.

2.3. Серия экспериментов проводится на пяти параллельных образцах.

2.4. Время выдержки в исследуемых средах равно четырем часам.

2.4.1. По истечении времени, указанного в п. 2.4., образцы вынуть из среды, убрать капли раствора фильтровальной бумагой и взвесить с точностью до 0,1 г.

2.4.2. При испытании бурового раствора образцы, выдержанные в среде, дополнительно освобождаются от налипшей корки, а затем проводится работа в соответствии с п. 2.4.1.

2.5. Температура при проведении экспериментов не должна превышать 30 °С.

Шероховатость поверхности внутренних стенок цилиндра и поверхности поршня принимается 0,32, а посадка

между ними - $\frac{H_1}{h_0}$.

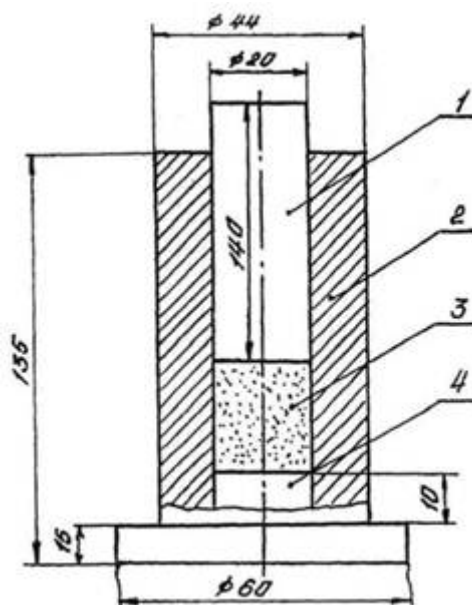


Рис. Пресс-форма

1 - поршень; 2 - цилиндр; 3 - глинопорошок; 4 - основание.

3. Определение показателя увлажняющей способности

3.1. Показатель увлажняющей способности для любого раствора рассчитывается по формуле:

$$П_0 = V_t e^{(0,85 - K) \ln \tau},$$

где V_t - текущая скорость увлажнения, см/час;

$П_0$ - показатель увлажняющей способности, см/час;

τ - время увлажнения образцов, час;

K - коэффициент коллоидальности образца глины, определяемый по метиленовой сини.

3.2. Текущая скорость увлажнения рассчитывается по формуле:

$$V_t = \frac{(P_2 - P_1) \cdot K^1}{P_1 \cdot \tau} \cdot 100 \frac{\text{см}}{\text{час}},$$

где P_2 - вес увлажненного образца, г;



P_1 - вес исходного образца, г;

τ - время испытания, час;

K^1 - коэффициент, имеющий размерность, см (равен 1)

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

Определение поверхностного натяжения на границе «жидкость - жидкость»

Определение поверхностного натяжения проводится методом счета капель, который основан на предположении, что масса капли, отрывающейся под действием собственного веса от конца капилляра, пропорциональна поверхностному натяжению на границе «капля - окружающая среда»:

$$G_1 = \alpha \sigma,$$

где: G_1 - масса капли, г;

α - постоянная прибора, пропорциональная радиусу капилляра;

σ - поверхностное натяжение на границе «капля - окружающая среда», Н/м.

Для измерения поверхностного натяжения углеводородной жидкости на границе с водой производится счет капель жидкости, выпускаемой из капилляра.

Если суммарная масса капель углеводородной жидкости в воде равна G , то поверхностное натяжение на разделе указанных жидкостей будет равно:

$$\sigma = G/\alpha n,$$

где n - число капель.

Если массу капель G выразить через объем и разность плотностей исследуемых жидкостей, то поверхностное натяжение можно определить (в Н/м) по формуле:

$$\sigma = \frac{V(\rho_1 - \rho_2)}{\alpha n} g$$

где: V - суммарный объем капель, м³;

ρ_1 и ρ_2 - плотности жидкостей, кг/м³;

g - ускорение свободного падения, м/с².

Для определения поверхностного натяжения на границе «жидкость – жидкость» используется сталагмометр, предложенный Н.Е. Шептала.

Схема сталагмометра приведена на рисунке. Сталагмометр состоит из микрометра 3, медицинского шприца 4 и капилляра 5.

При помощи муфты зацепления 2 микрометр соединяется с двигателем 1, частота вращения вала которого 2 об/мин. Микрометр и шприц сталагмометра скобой и втулкой прикрепляются к стойке штатива.

В основании штатива имеются установочные винты 6 и уровень 7. Сталагмометр помещается в воздушный термостат.

Порядок работы

1. Вращением головки винта микрометра устанавливают микровинт в исходное положение, после чего закрепляется муфта привода с винтом микрометра. В гнездо держателя вставляется шприц, промытый в бензоле и четыреххлористом углероде и прокипяченный в дистиллированной воде, который наполняется исследуемой жидкостью (фильтратом бурового раствора).

2. Стакан заполняется углеводородной жидкостью. Игла помещается в углеводородную жидкость.

Вся система выдерживается в течение 1 ч при фиксированной температуре.

3. Включается электродвигатель. В процессе вращения ротора двигателя фильтрат медленно вытесняется из шприца сталагмометра и формируется на кончике капилляра в виде капель. Определяется число делений лимба микрометра при выходе «л» капель из капилляра.

Регистрируется температура, составы жидкостей в стакане и шприце, их плотности, число капель, постоянная капилляра.

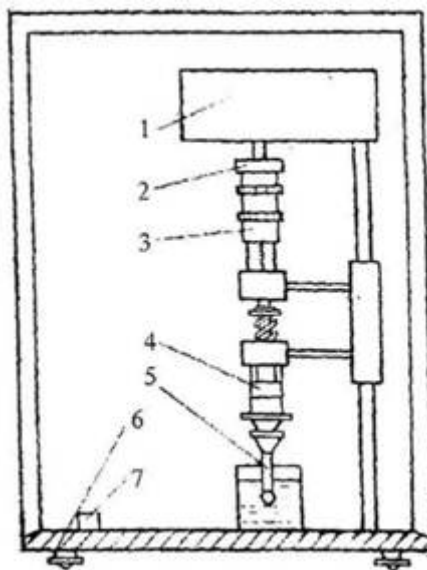


Рис. Прибор для определения межфазного натяжения (сталагмометр)

Значение межфазного поверхностного натяжения на границе «нефть-вода» определяется (в Н/м) по формуле:

$$\sigma_{\phi} = K(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}) \frac{l}{n},$$

где: K - константа, Нм/кг;

$\rho_{\text{в}}, \rho_{\text{н}}$ - плотности воды и углеводородной жидкости, кг/м³;

l - ход поршня шприца;

n - число капель, вытесненных из шприца.

$$K = F \cdot q / \alpha,$$

где: F - площадь поршня шприца, м²;

q - ускорение свободного падения, м/с²;

α - постоянная прибора.

Постоянная прибора - величина поверхностного натяжения на границе «дистиллированная вода - криоскопический бензол», равная 33.

ПРИЛОЖЕНИЕ 10

Определение поверхностно-активных свойств добавок и фильтратов буровых растворов

В процессе вскрытия продуктивных пластов с промывкой скважины глинистым раствором на водной основе уменьшается естественная проницаемость призабойной зоны в результате проникновения его фильтрата в нефтеносный пласт. При этом возникают капиллярные давления, обусловленные образованием менисков на границе «нефть-вода». Капиллярное давление направлено от стенок скважины в глубь пласта, поскольку поверхность поровых каналов остается преимущественно гидрофильной. В процессе бурения это способствует проникновению фильтрата в нефтяной пласт, а при освоении скважины создается дополнительное сопротивление вытеснению фильтрата из призабойной зоны.

Величина капиллярного давления определяется известным уравнением:

$$P = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos Q}{R},$$

где: σ - поверхностное натяжение на границе раздела фаз «нефть-вода»;

R - радиус пор;

Q - краевой угол смачивания.

Из уравнения следует, что за счет уменьшения межфазного поверхностного натяжения, при прочих равных условиях, вредное влияние капиллярного давления может быть уменьшено.



Для определения межфазного натяжения на границе раздела фаз «жидкость-жидкость» используется разновидность сталагмометрического метода - метод наибольшего давления. Измерения проводятся на приборе типа «Сталагмометр УФНИИИ».

Поверхностное натяжение σ (мН/м) на границе раздела фаз «жидкость - жидкость» можно определить, используя разновидность сталагмометрического метода по формуле:

$$\sigma = K \times P \times (f_1 - f_2),$$

где: K - постоянная прибора, определяемая предварительной калибровкой по эталонному образцу;

P - усилие, затрачиваемое на выдавливание капли раствора при вращении винта микрометра;

f_1 - плотность исследуемого раствора;

f_2 - плотность углеводорода (керосина).

Снижение поверхностного натяжения на межфазной границе ($\Delta\sigma$) при увеличении концентрации образца рассчитывается по формуле:

$$\Delta\sigma = \frac{\sigma_{\text{в}} - \sigma_{\text{г}}}{\sigma_{\text{в}}} \cdot 100, \%$$

где: $\sigma_{\text{в}}$ - поверхностное натяжение воды на межфазной границе с керосином (углеводородом), мН/м;

$\sigma_{\text{г}}$ - поверхностное натяжение исследуемого образца на межфазной границе с керосином, мН/м.

ПРИЛОЖЕНИЕ 11

Определение антиприхватных свойств буровых растворов и методика определения времени освобождения от дифференциального прихвата при установке жидкостных ванн

Антиприхватные (противоприхватные) свойства буровых растворов определяются на приборе Sticking Tester OFI (США) по коэффициенту потенциального прихвата $K_{\text{п}}$ на границе «глинистая корка - металл» при перепаде давления 3,34 МПа.

Испытатель дифференциального прихвата разработан для определения «Потенциального прихвата труб» и эффективности жидкости для определения вероятности возникновения прихвата в любом буровом растворе. Коэффициент потенциального прихвата трубы (который характеризует способность образца к прихвату и образованию глинистой корки) определяется после завершения формирования корки при перепаде давления и создания прихвата (прижатия) измерительного пуансона на сформированной корке в камере с избыточным давлением 33,4 атм.

Физической основой коэффициента потенциального прихвата является то, что он принимает во внимание и статический коэффициент трения глинистой корки (объемный коэффициент прихвата на единицу площади глинистой корки) и количество глинистой корки, которое вызвало бы прихват трубы в скважине. Буровой раствор с невысокой способностью к образованию прихватов, который образует очень незначительное количество глинистой корки, гораздо безопаснее для забоя скважины, чем буровой раствор с высокой способностью к образованию глинистой корки, который прихватывает площадь поверхности, результатом чего является более высокий коэффициент потенциального прихвата.

Коэффициент потенциального прихвата $K_{\text{п}}$ рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{п}} = \frac{0,001 \cdot Q \cdot P}{477,5}$$

где: Q - показания ключа-динамометра;

P - используемое давление, фунт/дюйм²;

Снижение коэффициента потенциального прихвата $\Delta K_{\text{п}}$ рассчитывается по формуле:

$$\Delta K_{\text{п}} = \frac{K_{\text{п}_0} - K_{\text{п}_1}}{K_{\text{п}_0}} \cdot 100, \%$$



где: $K_{п_0}$ - коэффициент потенциального прихвата исходного бурового раствора;

$K_{п_1}$ - коэффициент потенциального прихвата исследуемого бурового раствора.

Методика установки жидкостных (нефтяных) ванн для освобождения от дифференциального прихвата в лабораторных условиях

Для проведения оценки эффективности жидкостных ванн при освобождении от прихвата в стендовых (лабораторных) условиях используется рабочая камера прибора Sticking Tester OFI (США), в которой после фиксирования прихвата, буровой раствор заменяли различными антиприхватными составами жидкостных ванн (см. рисунок). Оценку эффективности действия ванны производят по коэффициенту потенциального прихвата $K_{п_1}$, который определялся в зависимости от времени t действия ванны. Жидкостная ванна устанавливается после определения коэффициента потенциального прихвата $K_{п_0}$ исходной промывочной жидкости, далее, не снимая прихвата, буровой раствор заменяется на противоприхватный состав и определяется время освобождения от дифференциального прихвата в камере с избыточным давлением 33,4 атм.

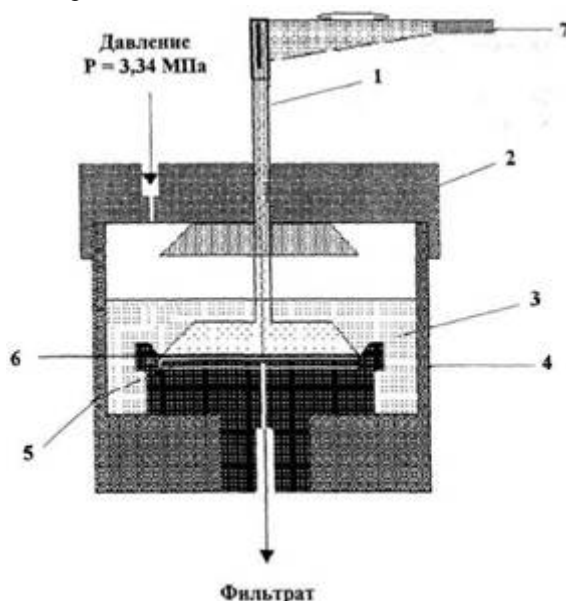


Рис. Рабочая камера прибора Sticking Tester OFI (США)

1 - Плунжер, 2 - Крышка камеры, 3 - Буровой раствор (ванна),
4 - Корпус камеры, 5 - Пористая перегородка, 6 - Глинистая корка,
7 - Ключ-динамометр.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие положения
2. Организация контроля параметров бурового раствора на буровой
3. Технические средства и методы определения параметров бурового раствора
 - 3.1. Определение плотности бурового раствора
 - 3.2. Определение условной вязкости
 - 3.3. Определение реологических показателей
 - 3.4. Определение водоотдачи буровых растворов
 - 3.5. Определение содержания песка (общего и отмытого)
 - 3.6. Определение показателей стабильности и седиментации
 - 3.7. Определение содержания газа
 - 3.8. Определение концентрации твердой фазы и нефти в буровом растворе
 - 3.9. Определение концентрации коллоидных частиц в буровом растворе
 - 3.10. Определение водородного показателя
 - 3.11. Определение прочности структуры буровых растворов
 - 3.12. Определение смазочной способности буровых растворов
 - 3.13. Определение напряжения электропробоя эмульсионных буровых растворов



-
- 3.14. Определение удельного электрического сопротивления буровых растворов
 - 3.15. Анализ фильтрата бурового раствора
 - 4. Требования безопасности
 - Приложение 1. Рекомендации по выбору контролируемых параметров бурового раствора и средств для их измерения
 - Приложение 2. Методика обоснования допустимой погрешности измерения параметров буровых растворов
 - Приложение 3. Методика определения периодичности контроля параметров буровых растворов
 - Приложение 4. Выбор плана контроля параметров бурового раствора
 - Приложение 5. Подготовка контрольных карт к работе
 - Приложение 6. Пример заполненного бланка контрольных карт
 - Приложение 7. Определение смазочных свойств добавок и буровых растворов по стандарту АНИ
 - Приложение 8. Методика оценки ингибирующих свойств буровых растворов (РД 39-2-813)
 - Приложение 9. Определение поверхностного натяжения на границе «жидкость - жидкость»
 - Приложение 10. Определение поверхностно-активных свойств добавок и фильтратов буровых растворов
 - Приложение 11. Определение антиприхватных свойств буровых растворов и методика определения времени освобождения от дифференциального прихвата при установке жидкостных ванн