

2.4. Фильтрационно – коркообразующие свойства

Столб бурового раствора, заполняющего скважину, создает гидростатическое давление, которое, как правило, превышает давление пластовых флюидов, находящихся в порах горных пород. Поскольку все горные породы в той или иной мере проницаемы, то при вскрытии их бурением под воздействием перепада давления происходит проникновение дисперсионной среды бурового раствора в околоствольное пространство.

Поток дисперсионной среды перемещает частицы твердой фазы в направлении стенок скважины и если эти частицы имеют критический размер (примерно равный $1/3$ размера пор), то они застревают в суженных горловинах входа в поры и закупоривают их.



Как только происходит закупорка, в поровом пространстве задерживаются и самые мелкие частицы твердой фазы, которые откладываются на стенках скважины, образуя **фильтрационную корку**, через которую в околоствольное пространство поступает только **фильтрат**.

В процессе сооружения скважины проявляются два вида фильтрации:

- ✓ **статическая**, протекающая при отсутствии циркуляции бурового раствора в скважине;
- ✓ **динамическая**, происходящая в условиях циркуляции бурового раствора.



В условиях статической фильтрации, когда буровой раствор неподвижен, скорость фильтрации (объем фильтрата, поступающего на единицу площади пласта в единицу времени) снижается, а толщина фильтрационной корки - увеличивается со скоростью, затухающей во времени.

В условиях динамической фильтрации рост фильтрационной корки ограничен эрозионным (разрушающим) воздействием восходящего потока бурового раствора. Степень эрозии корки зависит от режима течения бурового раствора в кольцевом пространстве (ламинарный, турбулентный) и других факторов.

В момент вскрытия (обнажения) пласта скорость фильтрации высока и фильтрационная корка быстро растет. После того, как скорость роста корки становится равной скорости ее эрозии (разрушения), толщина корки и скорость фильтрации сохраняются постоянными.



Распространение фильтрата бурового раствора в радиальном направлении абсолютно не желательно, особенно при проходке слабосцементированных, рыхлых пород и вскрытии продуктивных песчано-глинистых пластов.

Поступление фильтрата бурового раствора в слабосцементированные и рыхлые породы вызывает их дополнительное увлажнение и связанные с этим **обвалы, осыпи стенок скважины**, частые и длительные **проработки ее ствола, прихваты** буровой колонны и др.



Проникновение фильтрата в продуктивные песчано-глинистые пласты приводит к набуханию входящих в их состав глинистых минералов; образованию нерастворимых осадков, эмульсий и гелей, вызванному взаимодействием фильтрата с пластовыми флюидами, изменению вязкости последних и др. В результате **снижается проницаемость пристволенной зоны продуктивного пласта**, что затрудняет вызов притока пластового флюида при освоении скважины и существенно уменьшает ее дебит, особенно в начальный период эксплуатации.



Полностью предупредить фильтрационные потери буровых растворов на водной основе практически невозможно, их можно только минимизировать.

Это достигается:

- ✓ **увеличением** в буровом растворе **доли прочносвязанной воды**, которая настолько прочно удерживается частицами твердой фазы, что не может быть удалена из бурового раствора даже при огромных давлениях;
- ✓ **снижением проницаемости** образующейся на стенках скважин **фильтрационной корки**;
- ✓ **повышением вязкости фильтрата** и, соответственно, повышением сопротивления его движению в поровом пространстве и др.



Механизм действия реагентов - понизителей фильтрации (полимеров):

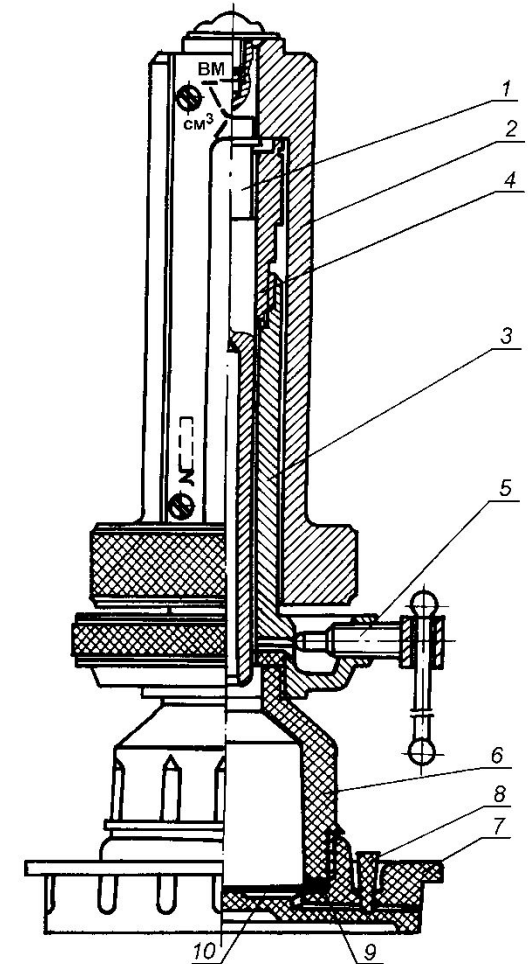
- ✓ **уменьшение свободного пространства между твердыми частицами в фильтрационной корке**, которое занимают молекулы полимера, имеющие достаточно большие размеры;
- ✓ **повышение вязкости фильтрата;**
- ✓ **уменьшение объема свободной дисперсионной среды (воды)** за счет присоединения её молекулами полимера, несущими собственные гидратные оболочки.



Фильтрационно-коркообразующие свойства буровых растворов традиционно оценивают показателем фильтрации и толщиной фильтрационной корки.

Показатель фильтрации (Φ , см³/30 мин) численно равен объему фильтрата, прошедшего за 30 минут через фильтрационную корку диаметром 75 мм при определенном перепаде давления (Δp).

В нашей стране показатель фильтрации принято измерять с помощью прибора ВМ-6 при $\Delta p = 0,1$ МПа.



Для измерения показателя фильтрации при более высоком, чем в ВМ-6, перепаде давления, используют **фильтр-пресс ФЛР-1**. Создаваемый в нем перепад давления равен 0,7 МПа, что является стандартной величиной при измерении показателя фильтрации в зарубежной практике.

Однако скорость фильтрации более чувствительна не к перепаду давления, а к температуре.

Рост температуры приводит к существенному увеличению скорости фильтрации по нескольким причинам:

- ✓ снижается вязкость фильтрата;
- ✓ значительно возрастает степень флокуляции частиц твердой фазы бурового раствора, что вызывает увеличение проницаемости фильтрационной корки;
- ✓ возрастает вероятность термодеструкции понизителей фильтрации, приводящей к резкому росту фильтрационных потерь.



В этой связи, кроме прибора ВМ-6 и фильтр-пресса ФЛР-1, для измерения величины показателя фильтрации используют еще и **установку УИВ-2**, позволяющую проводить испытания при температуре до 250 °С и перепаде давления до 5 МПа.

Зарубежные высокотемпературные фильтр-прессы высокого давления в отличие от УИВ-2 имеют гораздо меньшую массу и меньшие габариты, однако при этом создаваемые температура и перепад давления не превышают соответственно 148,9 °С и 3,51 МПа.



Измерение **толщины фильтрационной корки [δ, мм]** производят после определения показателя фильтрации, причем наружную поверхность корки смывают слабой струей воды (имитация эрозионного воздействия потока бурового раствора).

Для измерения толщины фильтрационной корки можно использовать прибор ВИКА ИВ-2, металлическую линейку с миллиметровыми делениями и предпочтительнее всего **штангенциркуль с глубиномером**.

По рекомендациям ВНИИКРнефти для неутяжеленных буровых растворов величина показателя фильтрации по ВМ-6 при комнатной температуре не должна превышать

$$\Phi \leq [(6 \cdot 10^3 / \rho) + 3], \quad (4.1)$$

где ρ - плотность бурового раствора, кг/м^3 .

По тем же рекомендациям $\delta \leq 1,5 \dots 2,0$ мм.



2.5. Электрохимические свойства

К общепринятым показателям электрохимических свойств буровых растворов на водной основе относятся:

- ✓ водородный показатель (pH);
- ✓ удельное электрическое сопротивление (УЭС, Ом·м).

Водородный показатель характеризует концентрацию в буровом растворе ионов водорода $[H^+]$ (степень кислотности или щелочности буровых растворов на водной основе):

$pH = 7$ – нейтральная среда;

$7 < pH \leq 14$ – щелочная среда;

$1 \leq pH < 7$ – кислая среда.



Степень кислотности или щелочности буровых растворов оказывает существенное влияние на проявление ими других свойств. Так, изменяя величину рН, можно изменять реологические и фильтрационные свойства, ингибирующую способность буровых растворов, их седиментационную устойчивость и др.

Величина рН также влияет на растворимость неорганических реагентов (солей) и эффективность действия (форму молекул) полимерных реагентов. При этом оптимальные значения рН находятся, как правило, в диапазоне от 9 до 11.



Однако для щелочных сред с ростом pH увеличивается вероятность:

- ✓ **нарушений устойчивости стенок скважин**, сложенных глинистыми породами, за счет их дополнительного увлажнения в результате интенсификации электроосмотических процессов;
- ✓ **химического диспергирования** (пептизации) **глинистых пород**, что затрудняет их удаление из бурового раствора, вызывая тем самым рост его плотности, вязкости и статического напряжения сдвига;
- ✓ **снижения естественной проницаемости** продуктивных **песчано - глинистых коллекторов** из-за уменьшения размеров поровых каналов, обусловленного набуханием глинистой составляющей продуктивных пластов, а также из-за закупорки этих каналов мигрирующими в них глинистыми частицами.



Для измерения величины рН применяют **колориметрический** и **электрометрический** способы.

Колориметрический способ основан на способности некоторых красителей менять свой цвет в зависимости от концентрации ионов водорода и заключается в определении величины рН с помощью индикаторной (лакмусовой) бумаги и эталонных цветных шкал. Этот способ имеет невысокую точность ($\pm 0,5$ ед. рН) и ограниченную область применения (нельзя использовать для измерения величины рН окрашенных жидкостей).

Электрометрический способ, в отличие от колориметрического, универсален и более точен ($\pm 0,01$ ед. рН). В основе его лежит способность некоторых веществ менять электрический потенциал в зависимости от концентрации $[H^+]$. Для электрометрических измерений используют специальные приборы - **рН-метры**.



Удельное электрическое сопротивление (УЭС, Ом·м) - величина, определяемая сопротивлением бурового раствора, помещенного в ячейку определенного поперечного сечения и длины, проходящему через него электрическому току.

При проведении геофизических исследований в скважинах (ГИС), в частности, электрокаротажа, измерение УЭС буровых растворов, их фильтрата и фильтрационных корок - стандартная и обязательная процедура.

Для обеспечения возможности правильной интерпретации результатов электрокаротажа, одной из задач которого является определение степени минерализации пластовых вод, УЭС бурового раствора при температуре, имеющей место в скважине, должно быть **не менее 0,2 Ом·м.**



Снижение значения удельного электрического сопротивления ниже регламентируемой величины возможно при значительном содержании в буровом растворе солей, в частности, KCl , $CaCl_2$, $NaCl$ и др.

В этой связи при разработке и эксплуатации ингибированных буровых растворов регламентирование и контроль величины УЭС являются обязательными.

В буровой практике для измерения величины удельного электрического сопротивления используется **полевой резистивиметр РП-1.**



2.6. Триботехнические свойства

Триботехнические свойства характеризуют способность бурового раствора снижать силу трения между контактирующими в нем поверхностями.

В общем случае при бурении контактирующими в буровом растворе поверхностями являются следующие:

- ✓ наружная поверхность бурильных труб и их соединений - стенка ствола скважины;
- ✓ вооружение породоразрушающего инструмента - забой скважины;
- ✓ внутренняя поверхность керноприемной трубы – керн;
- ✓ поршень (плунжер) - цилиндр бурового насоса.



Снижение силы трения позволяет:

- ✓ **уменьшить крутящий момент при вращении колонны бурильных труб и снизить сопротивления при ее продольном перемещении в скважине, что в целом снижает энергоемкость процесса бурения;**
- ✓ **снизить вероятность возникновения дифференциальных прихватов (затраты на их ликвидацию);**
- ✓ **повысить ресурс работы бурильных труб и их соединений, породоразрушающего инструмента, гидравлических забойных двигателей, гидравлических частей буровых насосов;**
- ✓ **увеличить выход керна в результате предупреждения его самоподклинок.**



В качестве показателя триботехнических свойств бурового раствора чаще всего используют **коэффициент** триады **трения** «бурильные трубы – исследуемый буровой раствор - стенка ствола скважины».

В соответствии с законом Амонтона

$$F_{\text{тр}} = P f, \quad (4.2)$$

где P - усилие прижатия трущихся поверхностей, Н;
 f - коэффициент трения.

Для определения значений коэффициента трения (оценки качества смазочных добавок и нахождения их оптимальных концентраций в тех или иных буровых растворах) используют специальные приборы - **трибометры**.



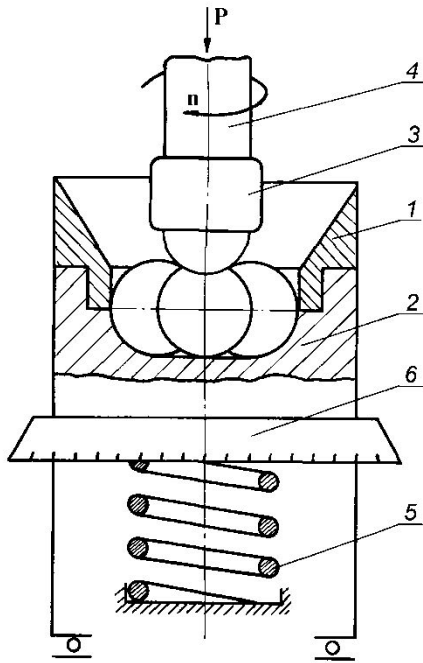


Схема трибометра для оценки коэффициента трения с помощью моментомера

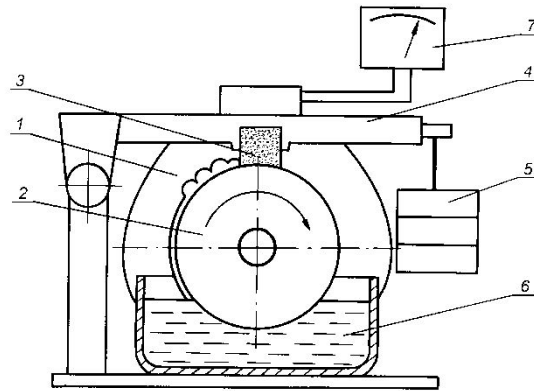


Схема трибометра для оценки коэффициента трения по затратам мощности

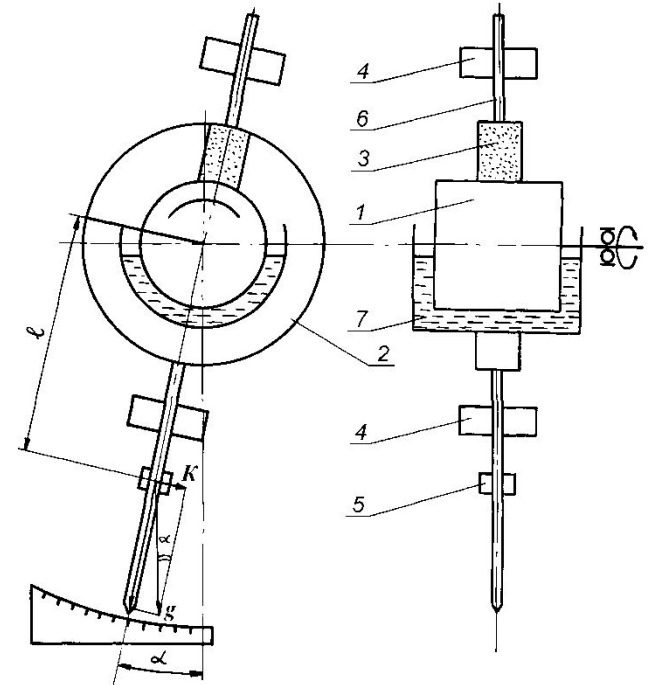


Схема трибометра для оценки коэффициента трения по углу отклонения маятника



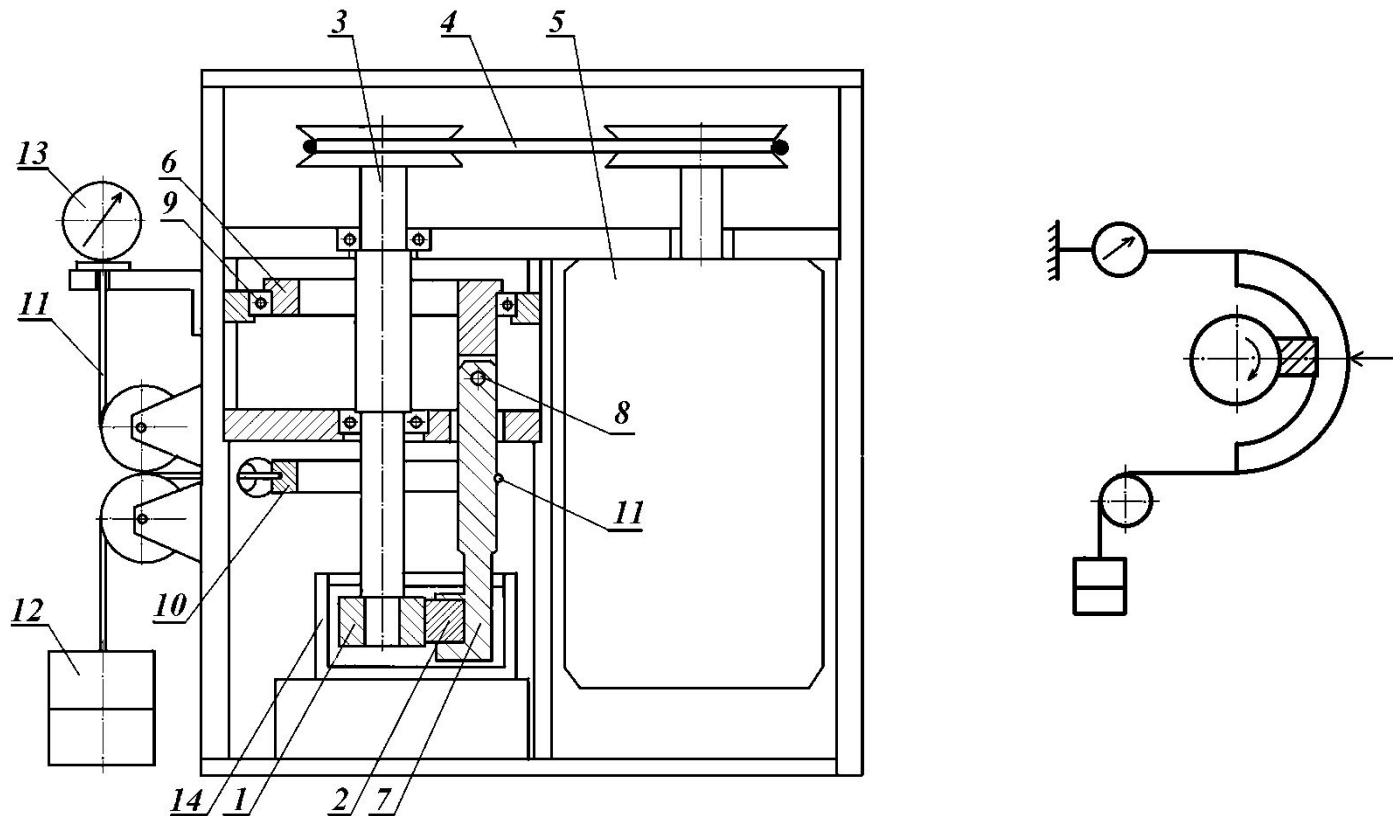


Схема трибометра конструкции ТПУ



2.7. Ингибирующая способность

Ингибирующая способность - это способность бурового раствора предупредить или замедлить деформационные процессы в околоствольном пространстве скважины (кавернообразование, сужение ствола и т.п.), представленном легкогидратирующимися, набухающими и размокающими глинистыми породами.

При этом под глинистыми породами понимаются не только собственно глины, но и глинистые сланцы, аргиллиты, породы на глинистом цементе (глинистый песчаник, мергель, алевролит и др.).



Согласно современным представлениям основные причины потери устойчивости глинистых пород связаны с **нарушением их естественного влажностного равновесия** при взаимодействии с дисперсионной средой буровых растворов и обусловленным этим **ростом дополнительных внутренних напряжений в поровом пространстве.**

Влагоперенос, т.е. проникновение дисперсионной среды бурового раствора в глинистую породу, происходит главным образом за счет **адсорбционно - осмотических процессов.**

Общим для этих процессов является то, что в результате вокруг структурных элементов глинистых пород образуются **гидратные оболочки**, т.е. происходит их дополнительное увлажнение.



При достижении критической влажности (для аргиллитов критической считается влажность порядка 8 - 9 %), т.е. при максимальном развитии и перекрытии гидратных оболочек, которые обладают значительной упругостью и прочностью на сдвиг, в глинистой породе возникают **гидратационные напряжения**, величина которых в околоствольной зоне скважины может достигать от 40 до 1000 МПа, вследствие чего породы в этой зоне претерпевают весь спектр деформаций от вязкопластического течения до хрупкого разрушения.



В аргиллитах и глинистых сланцах деформационные процессы завершаются хрупким разрушением (**кавернообразованием**). Для типичных глинистых пород характерны пластические деформации, следствием которых является **сужение ствола скважины**.

Набухание и диспергирование глинистого базиса пород-коллекторов, а также миграция диспергированных глинистых частиц в их поровом пространстве являются одной из главных причин **снижения** естественной **проницаемости продуктивных пластов**.

Диспергирование выбуренных глинистых частиц ведет к аккумуляции их в самом буровом растворе. В результате этого происходит интенсивное изменение его функциональных свойств, регенерация которых требует разбавления бурового раствора водой, дополнительной обработки его химическими реагентами и применения многоступенчатых систем очистки.

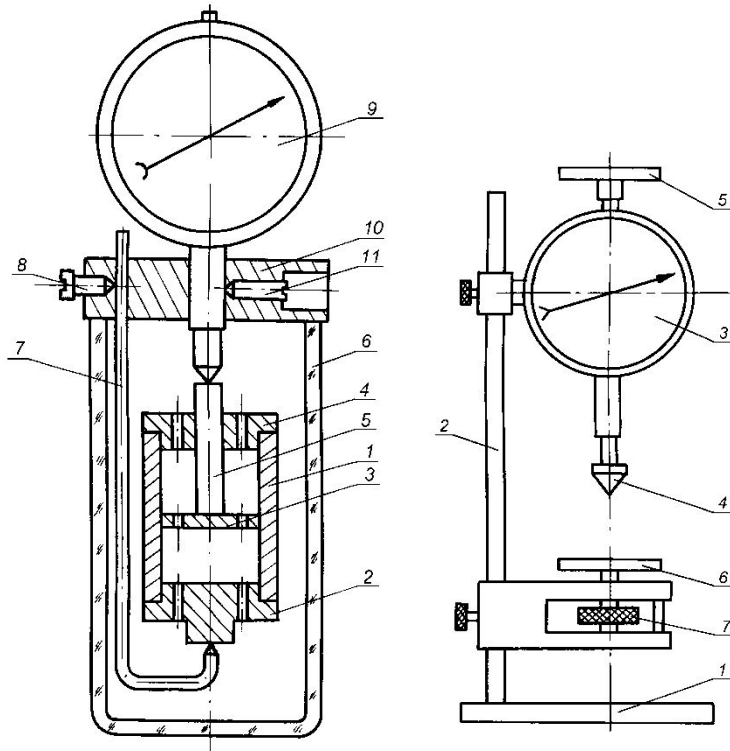


В связи со сложностью процессов влагопереноса в системе «ствол скважины - глинистые породы» единый показатель оценки ингибирующей способности буровых растворов до сих пор отсутствует.

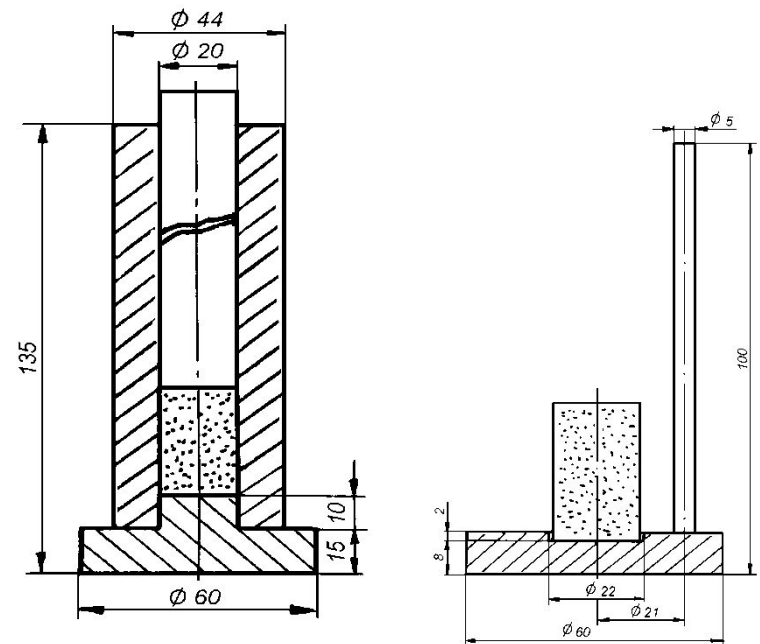
Существующие показатели оценки ингибирующей способности могут быть объединены в три группы:

- ✓ **показатели набухания;**
- ✓ **показатели влажности;**
- ✓ **показатели деформации** естественных и искусственных образцов глинистых пород, контактирующих с исследуемой средой.



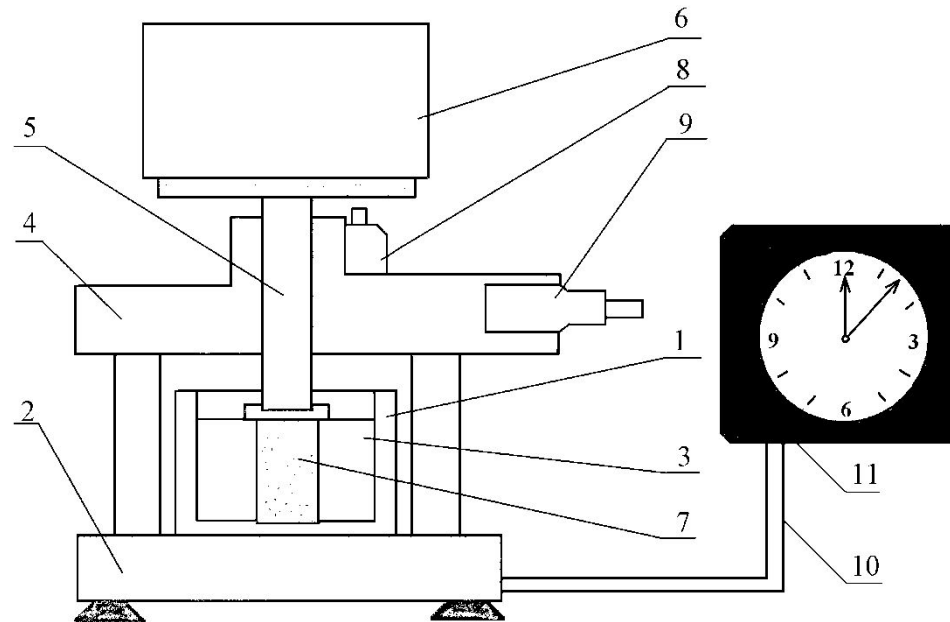


Схемы приборов для определения показателей набухания глинистых пород



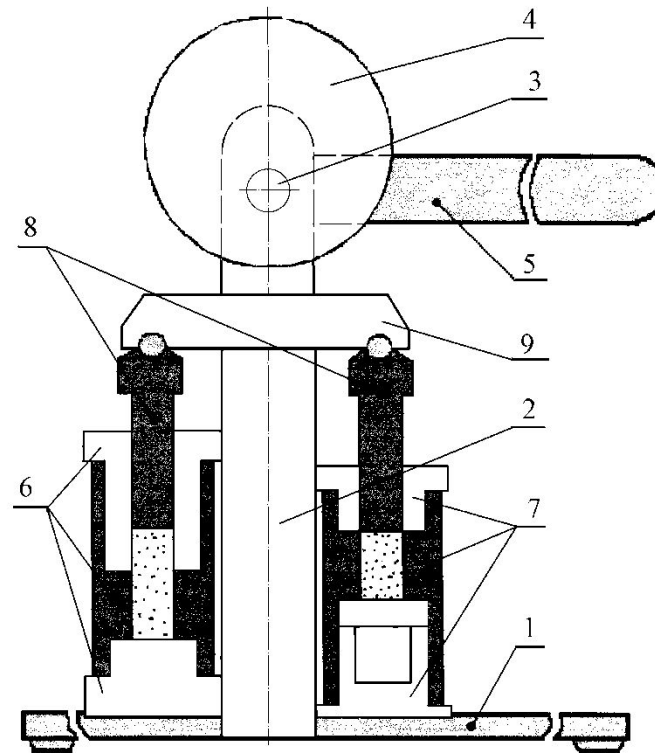
Схемы приборов для определения показателя увлажняющей способности буровых растворов





Универсальный прибор для оценки ингибирующей и консолидирующей способности буровых растворов (ПОИКС) конструкции ТПУ





Пресс для формирования модельных образцов глинистых пород



Показатель оценки ингибирующей способности (ИС) бурового раствора

$$ИС = t_{\text{ф}} / t_{\text{в}}, \quad (4.3)$$

где $t_{\text{ф}}$, $t_{\text{в}}$ - время воздействия на модельные образцы глинистых пород до их разрушения соответственно фильтрата испытуемого бурового раствора и дистиллированной воды, с.



Принципиальные отличия между методиками оценки ингибирующей и консолидирующей способности буровых растворов:

- ✓ при оценке ингибирующей способности испытывают модельные образцы глинистых пород с влажностью, близкой к естественной, которые помещают в фильтрат бурового раствора (в сравнительных испытаниях - в дистиллированную воду);**
- ✓ при оценке консолидирующей способности испытаниям подвергаются модельные образцы из потенциально неустойчивых пород, сконсолидированные буровым раствором и погружаемые в него на весь период испытаний.**

