

2.2. Структурно-механические свойства

Механические свойства буровых растворов (пластичность, упругость, эластичность и прочность) определяются их внутренней структурой и вследствие этого, называются **структурно-механическими**.

По механическим свойствам гетерогенные (многофазные) буровые растворы могут быть:

- ✓ **бесструктурными (свободнодисперсными);**
- ✓ **структурированными (связнодисперсными).**



В бесструктурных системах, называемых **золями**, частицы дисперсной фазы не взаимодействуют друг с другом и не способны создавать какую-либо пространственную сетку, именуемую структурой.

Механические свойства этих систем аналогичны механическим свойствам их дисперсионной среды и одинаковы в покое и при течении.

В структурированных системах, называемых **гелями**, частицы дисперсной фазы связаны между собой и образуют пространственную структуру, имеющую определенную механическую прочность.



В покое гели упрочняются, а попавшие в ячейки структуры дисперсионная среда (свободная вода) теряет свою подвижность.

Однако перемешивание или нагревание системы нарушает структуру и возвращает ей свойства золя. Явление перехода геля в золь и обратно носит название **тиксотропии**.

Для возвращения структурированной системе свойств жидкости структуру необходимо разрушить, приложив некоторое усилие. Величина этого усилия зависит от силы сцепления между частицами дисперсной фазы бурового раствора, т.е. от прочности образовавшейся структуры, и характеризуется статическим напряжением сдвига.

Статическое напряжение сдвига - это усилие, при котором начинается разрушение структуры, отнесенное к единице площади.

Статическое напряжение сдвига принято выражать в **дПа**.



Величина статического напряжения сдвига определяет возможность удержания во взвешенном состоянии частиц шлама и утяжелителя при остановках циркуляции бурового раствора.

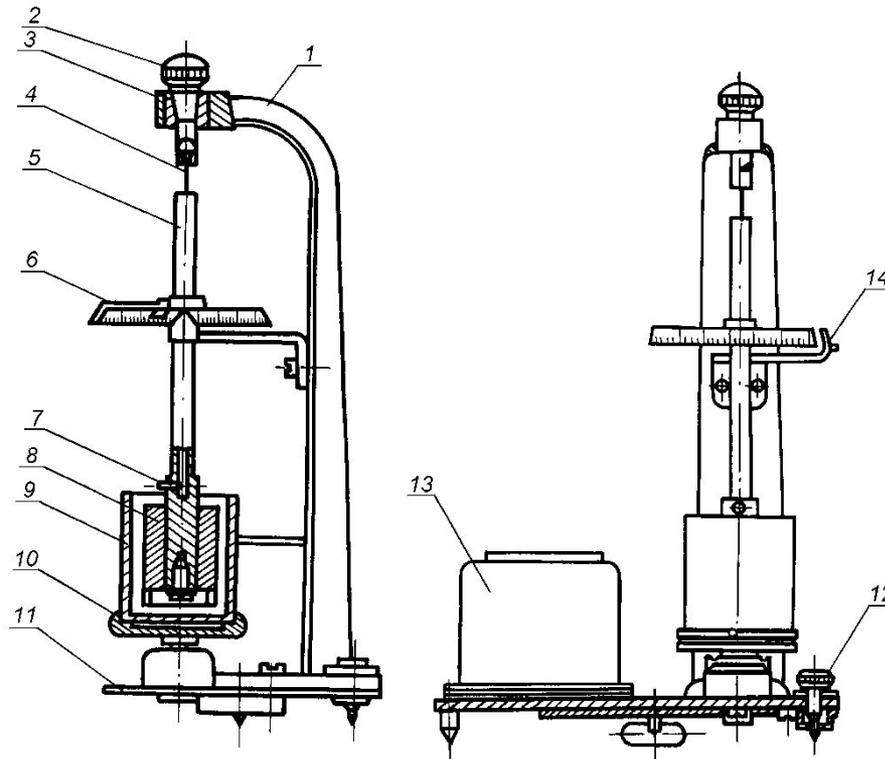
Очевидно, что для обеспечения этой возможности величина статического напряжения сдвига должна превышать величину усилия, создаваемого весом частиц выбуренной породы или утяжелителя. В противном случае эти частицы при отсутствии циркуляции бурового раствора будут оседать в призабойную часть скважины, что в конечном итоге может привести к прихвату бурового снаряда шламом.



Однако с увеличением статического напряжения сдвига ухудшаются условия самоочистки бурового раствора от шлама на поверхности, а также возрастает величина импульсов давления на забой и стенки скважины при инициировании течения бурового раствора (при пуске насоса) и при проведении СПО, что, в свою очередь, повышает вероятность флюидопроявлений, нарушений устойчивости стенок скважин, гидроразрывов пластов и поглощений бурового раствора.

Таким образом, **величина статического напряжения сдвига должна быть минимальной, но достаточной для удержания во взвешенном состоянии в покоящемся буровом растворе частиц выбуренных пород и утяжелителя.**





Для измерения величины статического напряжения сдвига используют **прибор СНС-2**, а также ротационные вискозиметры ВСН-3, ВСН-2М и др.



Для оценки характера нарастания прочности структуры во времени измерения делают через 1 мин (CHC_1) и 10 мин (CHC_{10}) покоя.

Кроме названных показателей структурно-механические свойства буровых растворов характеризуют и **коэффициентом тиксотропии**

$$K_T = \text{CHC}_{10} / \text{CHC}_1. \quad (3.1)$$

Требуемая величина статического напряжения сдвига через 1 мин (CHC_1 , дПа) может быть определена по следующей формуле

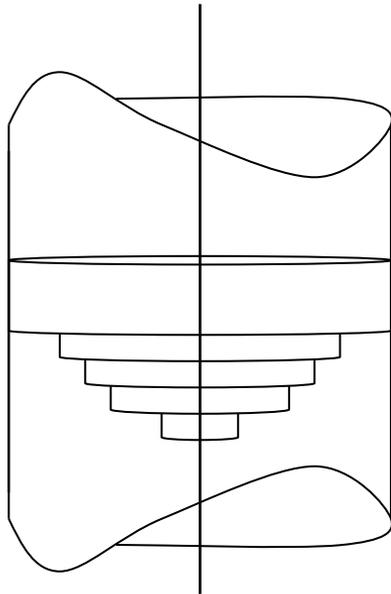
$$\text{CHC}_1 \geq 5 [2 - \exp(-110 d)] d (\rho_n - \rho), \quad (3.2)$$

где d - условный диаметр характерных частиц выбуренной породы, м; ρ_n , ρ - плотность соответственно породы и бурового раствора, кг/м^3 .



2.3. Реологические свойства

Все жидкости обладают подвижностью, т.е. способностью течь. Наука о течении жидкостей называется **реологией**, а их свойства, связанные с течением, называются **реологическими**.



Если жидкость, протекающую через трубку, разделить условно на концентрические слои, то окажется, что эти слои движутся с различными скоростями, причем форма (эпюра) распределения скоростей имеет вид параболы.

Такое течение жидкости называется **ламинарным (струйным)**.



Отношение разности в скоростях соседних слоев Δu к расстоянию между ними Δr называется **скоростью сдвига**
 $\gamma = \Delta u / \Delta r$.

Сила взаимодействия между двумя соседними слоями, перемещающимися относительно друг друга с определенной скоростью, зависит от рода жидкости, площади соприкосновения трущихся слоев и скорости сдвига (**закон внутреннего трения И. Ньютона**)

$$F = \mu S \gamma, \quad (3.3)$$

где F – сила трения между двумя соседними слоями жидкости;
 μ - динамическая вязкость (вязкость), зависящая от природы жидкости; S – площадь соприкосновения слоев; γ - скорость сдвига.



Разделим обе части уравнения (3.3) на S :

$$F / S = \mu \gamma,$$

где $F / S = \tau$ - касательное напряжение, вызывающее сдвиг слоя.

$$[\tau] = F / S = \text{Н/м}^2 = \text{Па}.$$

Тогда в окончательном виде закон И. Ньютона запишется следующим образом

$$\tau = \mu \gamma. \quad (3.4)$$

Уравнение (3.4) – это **реологическая модель ньютоновской (вязкой) жидкости.**

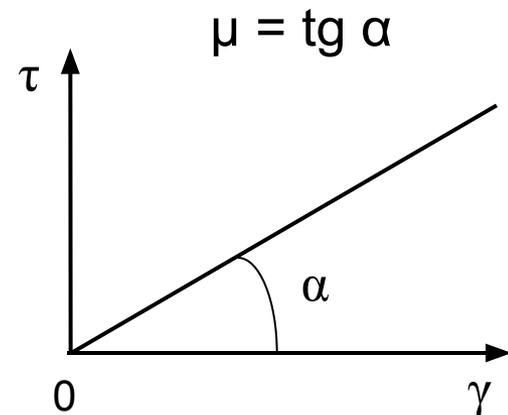
$$[\mu] = \tau / \gamma = \text{Па/с}^{-1} = \text{Па} \cdot \text{с}.$$

При температуре 20,5 °С и давлении 0,1 МПа вязкость воды равна 1 мПа · с.



Реограмма (график зависимости $\tau = f(\gamma)$ ньютоновских (вязких) жидкостей представляет собой прямую линию, проходящую через начало координат.

Из графика следует, что **для ньютоновских жидкостей динамическая вязкость остается неизменной при любой скорости сдвига** (в трубах, в затрубном пространстве, в насадках долота) и геометрически представляет собой тангенс угла наклона реологической кривой к оси скорости сдвига.



Буровые растворы, течение или реологическое поведение которых не подчиняется закону внутреннего трения И. Ньютона, называются **неньютоновскими**.

Различают два типа неньютоновских буровых растворов:

- ✓ **псевдопластичные (ППЖ);**
- ✓ **вязкопластичные (ВПЖ).**

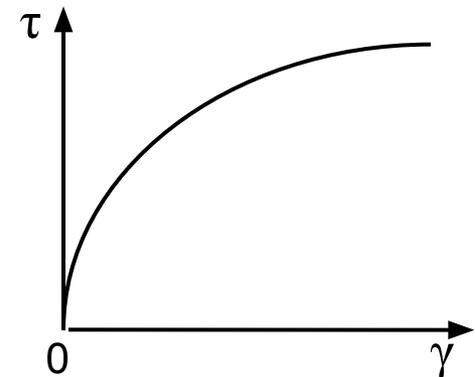


Реограмма псевдопластичной жидкости проходит через начало координат и обращена выпуклостью к оси касательных напряжений сдвига. Отношение $\tau/\dot{\gamma}$ (вязкость) такой жидкости при увеличении скорости сдвига уменьшается.

Реологическое поведение ППЖ описывается законом **Оствальда – де Ваале**

$$\tau = k(\dot{\gamma})^n, \quad (3.5)$$

где k – показатель консистенции, $\text{Па} \cdot \text{с}$;
 n – показатель неньютоновского поведения ($n < 1$).

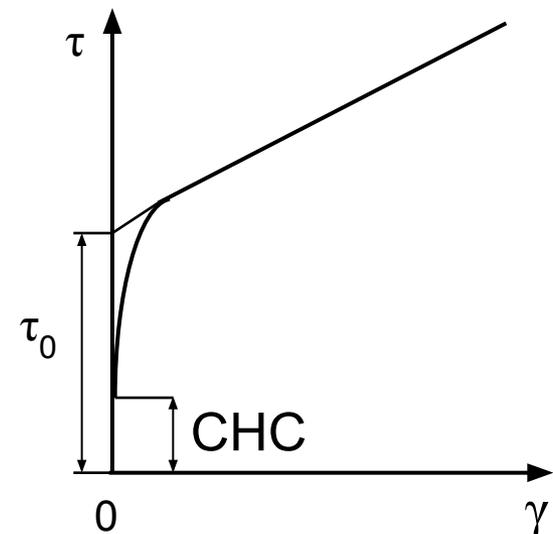


Реограмма ВПЖ не проходит через начало координат, а начинается от точки на оси касательных напряжений сдвига и имеет прямолинейный участок.

Для скоростей сдвига, соответствующих линейному участку, $\tau = f(\gamma)$ описывается законом **Бингама – Шведова**

$$\tau = \tau_0 + \eta \gamma, \quad (3.6)$$

где τ_0 - динамическое напряжение сдвига, Па (дПа);
 η - пластическая вязкость, Па·с (мПа·с).



Итак, по своему реологическому поведению все буровые растворы делятся на три типа:

- ✓ **Ньютоновские** (вязкие) - $\tau = \mu \cdot \dot{\gamma}$, где μ - динамическая вязкость (модель Ньютона);
- ✓ **Неньютоновские**:
 - **ППЖ** - $\tau = k(\dot{\gamma})^n$, где k – показатель консистенции; n – показатель неньютоновского поведения (модель Оствальда - де Ваала);
 - **ВПЖ** - $\tau = \tau_0 + \eta \dot{\gamma}$, где τ_0 – динамическое напряжение сдвига; η - пластическая вязкость (модель Бингама – Шведова).



Очевидно, что перечень основных показателей, характеризующих реологические свойства бурового раствора, а также производных от них показателей (есть и такие), определяется выбором реологической модели.

Если $\tau_0 \rightarrow 0$ или $n \rightarrow 1$, то жидкость вязкая.

Однозначное мнение о том, какая из моделей: Оствальда - де Ваале или Бингама - Шведова является наиболее предпочтительной для описания реологического поведения неньютоновских буровых растворов, до сих пор отсутствует.



Существует три подхода в выборе реологической модели:

- ✓ **априорный или эвристический подход**, когда реологические свойства бурового раствора характеризуют либо пластической вязкостью и динамическим напряжением сдвига (показателями модели Бингама – Шведова), либо показателями консистенции и неньютоновского поведения (показателями модели Оствальда - де Ваале);
- ✓ **апостериорный подход**, когда реологические свойства бурового раствора характеризуют показателями той из двух рассматриваемых моделей, которая наиболее адекватно, т.е. с меньшей погрешностью, описывает его реологическое поведение;
- ✓ **компромиссный подход**, когда реологические свойства бурового раствора одновременно оценивают показателями, входящими в модель Бингама - Шведова и Оствальда - де Ваале.



Кроме основных показателей моделей Бингама – Шведова и Оствальда – де Ваале (τ_0 , η , k , n), для характеристики реологических свойств буровых растворов в последние годы широко используют ещё и целый ряд дополнительных показателей:

- ✓ коэффициент пластичности;
- ✓ эффективную вязкость при скорости сдвига равной 100 с^{-1} ;
- ✓ асимптотическую вязкость или **эффективную вязкость при полностью разрушенной структуре** (при скорости сдвига равной 10000 с^{-1}).



Коэффициент пластичности бурового раствора (КП, с⁻¹) определяется величиной отношения динамического напряжения сдвига к пластической вязкости

$$\text{КП} = \tau_0 / \eta. \quad (3.7)$$

С ростом коэффициента пластичности увеличивается транспортирующая способность потока, а также гидродинамическое давление струй бурового раствора, выходящих из насадок долота, что обеспечивает более эффективное разрушение горных пород на забое и рост механической скорости бурения. При этом **высокие значения коэффициента пластичности желательно поддерживать за счет снижения пластической вязкости бурового раствора, а не увеличения его динамического напряжения сдвига.**



Эффективная вязкость характеризует ту действительную вязкость, которой обладает буровой раствор при скорости сдвига, имеющей место в кольцевом пространстве скважины, в бурильных трубах или в промывочных каналах породоразрушающего инструмента (в насадках долота).

В циркуляционной системе скважины скорость сдвига меняется в очень широких пределах:

- ✓ в бурильной колонне от 100 до 500 с⁻¹,**
- ✓ в УБТ от 700 до 3000 с⁻¹;**
- ✓ в затрубном кольцевом пространстве от 10 до 500 с⁻¹, чаще всего 100 с⁻¹;**
- ✓ в насадках долот от 10 000 до 100 000 с⁻¹.**



Эффективная вязкость при скорости сдвига равной 100 с^{-1} (ЭВ_{100} , $\text{Па} \cdot \text{с}$) характеризует вязкость бурового раствора в кольцевом пространстве скважины и является основным показателем, определяющим транспортирующую способность его потока, которая тем выше, чем выше значения ЭВ_{100} .

$$\text{ЭВ}_{100} = k (100)^{n-1}. \quad (3.8)$$

Однако с ростом ЭВ_{100} увеличиваются гидравлические сопротивления при течении бурового раствора в кольцевом пространстве и, соответственно, дифференциальное давление, что ведет к снижению механической скорости бурения и проходки на долото в результате не только удержания частиц разрушенной породы на забое, но и ухудшения условий формирования зоны предразрушения (условий зарождения и развития макро- и микротрещин).



Эффективная вязкость при полностью разрушенной структуре (ЭВ_{10000}) характеризует вязкость бурового раствора в насадках долот и в песко- илоотделителях (гидроциклонах).

С уменьшением ЭВ_{10000} повышается степень очистки забоя скважины от шлама и степень охлаждения вооружения долота, вследствие чего возрастает ресурс его работы и механическая скорость бурения.

Кроме того, с уменьшением ЭВ_{10000} снижается интенсивность обогащения бурового раствора шламом, так как при меньшей вязкости последний легче отделяется в очистных устройствах.

$$\text{ЭВ}_{10000} = k (10000)^{n-1}. \quad (3.9)$$



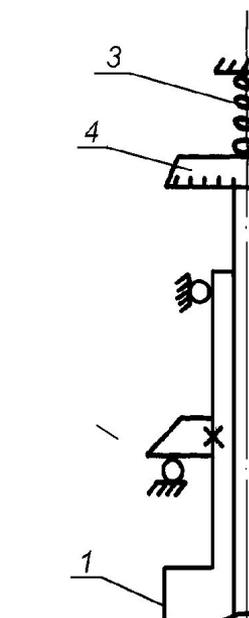
Очевидно, что использование семи показателей (τ_0 , η , k , n , КП, ЭВ_{100} , ЭВ_{10000}) позволяет достаточно всесторонне охарактеризовать реологические свойства и связанные с ними функциональные возможности бурового раствора.

Однако, если на этапе его проектирования это является достоинством, то в процессе эксплуатации бурового раствора, напротив, становится недостатком, так как одновременно контролировать большое число показателей, а главное управлять ими, чрезвычайно сложно.

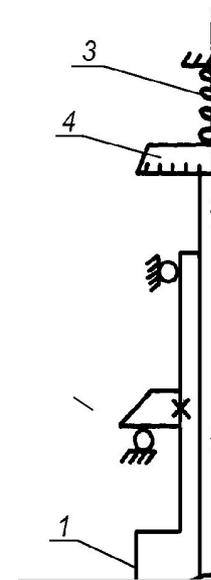
П.С. Чубик экспериментально доказал, что для **оценки реологических свойств буровых растворов вполне достаточно использовать комплекс из трех показателей: пластическая вязкость (η , мПа·с), динамическое напряжение сдвига (τ_0 , дПа) и коэффициент пластичности (КП, с⁻¹).**



Чтобы установить характер зависимости между касательными напряжениями и скоростями сдвига и определить значения показателей реологических свойств бурового раствора чаще всего используют **ротационные вискозиметры**, основу которых составляют два вертикально расположенных соосных цилиндра, в зазор между которыми заливается исследуемый буровой раствор.

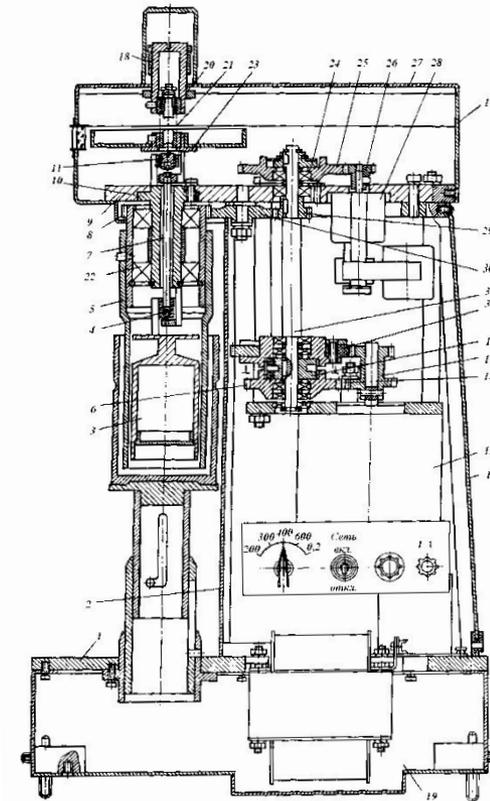


Внешний цилиндр (гильза) 1 может вращаться с различными частотами. При вращении гильзы между concentрическими слоями бурового раствора, находящегося в кольцевом зазоре вискозиметра, возникают касательные напряжения сдвига и обусловленный ими крутящий момент, который передается внутреннему цилиндру 2. В результате последний поворачивается вокруг своей оси до тех пор, пока момент, развиваемый касательными напряжениями сдвига, не станет равным моменту закручивания пружины 3. Угол поворота внутреннего цилиндра, пропорциональный величине касательных напряжений сдвига, фиксируется по шкале прибора 4.



В настоящее время в отечественной инженерной практике для **реометрии** буровых растворов наиболее широко используется **ротационный вискозиметр ВСН-3**.

Реометрические измерения на ВСН-3 сводятся к последовательной установке фиксированных частот вращения гильзы n_i (600, 400, 300 и 200 мин^{-1}) и определению при этом устойчивых показаний углов поворота шкалы ϕ_i .



Для перевода показаний, снимаемых по шкале ВСН-3, в термины касательных напряжений сдвига зафиксированные значения углов поворота шкалы умножаются на паспортную константу «К» прибора

$$\tau_i = \text{«К» } \phi_i, \quad (3.10)$$

где τ_i - касательное напряжение сдвига при i - й частоте вращения гильзы, Па;
 ϕ_i - средний (по 2 - 3 параллельным измерениям) угол поворота шкалы прибора при той же частоте вращения гильзы, град;
«К» - константа прибора, Па/град.



Скорость сдвига в кольцевом зазоре вискозиметра при i - й частоте вращения гильзы приблизительно может быть найдена по формуле

$$\gamma_i = \pi n / 15 [1 - (r/R)^2], \quad (3.11)$$

где γ_i - скорость сдвига в с^{-1} при частоте вращения гильзы n_i в мин^{-1} ;

r - радиус внутреннего цилиндра (измерительного элемента), мм;
 R - внутренний радиус гильзы, мм.



За рубежом для определения показателей реологических свойств буровых растворов, в том числе и при высоких температурах, используют ротационные вискозиметры, выпускаемые в основном американской компанией Fann Instrument: FANN HC 34A и 34A; FANN 35A и 35SA; FANN 35A / SR12 и 35SA / SR12; FANN 70 НТНР.

Измерительные системы вискозиметров FANN подобны используемым в отечественных приборах типа ВСН. Модели вискозиметров FANN отличаются приводом (ручной, электрический); числом частот вращения гильзы и, соответственно, диапазоном скоростей сдвига; температурами и давлениями, реализуемыми в ходе реометрических измерений; способами регистрации измеряемых величин.



Полученная по результатам реометрии на том или ином ротационном вискозиметре совокупность $[\tau_i, \text{Па}; \gamma_i, \text{с}^{-1}]$ является основой для расчета значений пластической вязкости (η , мПа·с), динамического напряжения сдвига (τ_0 , дПа) и коэффициента пластичности (КП, с⁻¹) бурового раствора по формулам

$$\eta = [(\sum \tau_i \gamma_i - 1 / m \sum \tau_i \sum \gamma_i) 1000] / [\sum (\gamma_i)^2 - 1 / m (\sum \gamma_i)^2], \quad (3.12)$$

$$\tau_0 = 10 [1 / m \sum \tau_i - 0,001 \eta \sum \gamma_i], \quad (3.13)$$

$$\text{КП} = 100 \tau_0 / \eta, \quad (3.14)$$

где m - число использованных в процессе реометрических измерений частот вращения гильзы.



Реологические свойства буровых растворов оказывают преобладающее влияние на следующие показатели и процессы, связанные с бурением скважин:

- ✓ **степень очистки забоя скважины от шлама;**
- ✓ **степень охлаждения породоразрушающего инструмента;**
- ✓ **транспортирующую способность потока;**
- ✓ **величину гидравлических сопротивлений во всех звеньях циркуляционной системы скважины;**
- ✓ **величину гидродинамического давления на забой и стенки скважины в процессе бурения;**
- ✓ **амплитуду колебаний давления при пуске и остановке насосов, выполнении СПО и проработке скважины с расхаживанием буровой колонны;**
- ✓ **интенсивность обогащения бурового раствора шламом;**
- ✓ **полноту замещения бурового раствора тампонажным в кольцевом пространстве между обсадной колонной и стенками скважины и др.**



Идеальный с точки зрения реологии буровой раствор в нисходящем потоке (в бурильной колонне, гидравлическом забойном двигателе, насадках долота), на забое и в очистных устройствах должен обладать вязкостью, близкой к вязкости воды, а в восходящем потоке иметь вязкость, необходимую и достаточную для транспортирования шлама на поверхность без аккумуляции его в скважине.



Желательные пределы изменения значений показателей реологических свойств бурового раствора, позволяющие характеризовать его по всему выделенному комплексу показателей как отличный, хороший и удовлетворительный, должны быть следующими:

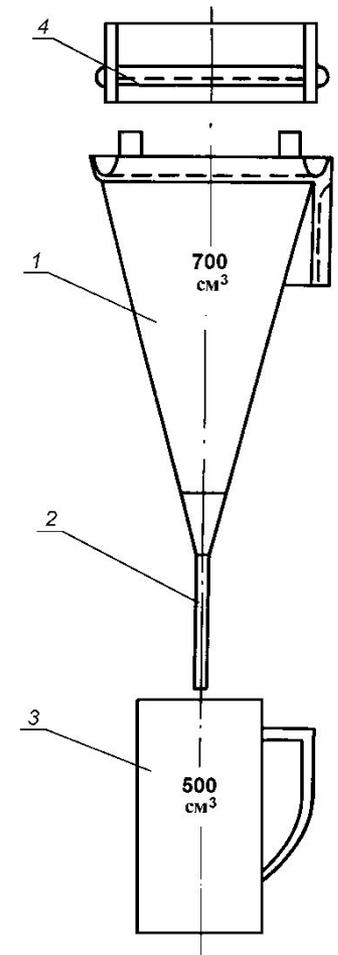
Оценка качества	η, мПа·с	T_0, дПа	КП, с⁻¹
отлично	3 - 6	15 - 30	> 500
хорошо	6 - 10	20 - 50	350 - 500
удовлетворительно	10 -15	20 - 50	200 - 350



Для оперативной оценки реологических свойств буровых растворов в нашей стране используют вискозиметр ВБР-1, представляющий собой стандартную воронку объемом 700 см^3 , заканчивающуюся калиброванной трубкой диаметром 5 мм и длиной 100 мм.

Показателем реологических свойств в этом случае является **условная вязкость (УВ, с)** - величина, косвенно характеризующая гидравлическое сопротивление течению.

Условная вязкость определяется временем истечения 500 см^3 бурового раствора через вертикальную трубку 2 из воронки 1, заполненной 700 см^3 бурового раствора. В состав ВБР-1 так же входят мерная кружка 3 и сетка 4.



$$УВ = f(\rho, \text{СНС}_{10}, \eta).$$

Для неутяжеленных буровых растворов по методике ВНИИКРнефть

$$УВ \leq 21 \cdot 10^{-3} \rho, \quad (3.15)$$

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

За рубежом условную вязкость буровых растворов измеряют с помощью **воронки Марша**, которая в отличие от ВБР-1 оснащена трубкой меньшей длины (50,8 мм) и меньшего диаметра (4,7 мм), но при этом ее воронка и мерная кружка имеют большую вместимость: соответственно 1500 и 946 см^3 .

