

Буровые растворы

- Общее представление
- Функции
- Требования

<https://www.youtube.com/watch?v=Dk30mJxhAgs>

M-7.23-11.58

www.youtube.com/watch?v=rD7SYZukpRk - ТОМСК

Очистка

https://www.youtube.com/watch?v=vXLXQW_zvWs

www.youtube.com/watch?v=ceXM7NhGdLgwww.youtube.com/watch?v=ceXM7NhGdLg

[приготовление](#)

<https://www.youtube.com/watch?v=lIFclI5XsIys> - выбросита

1.1. Способы удаления продуктов разрушения и очистные агенты

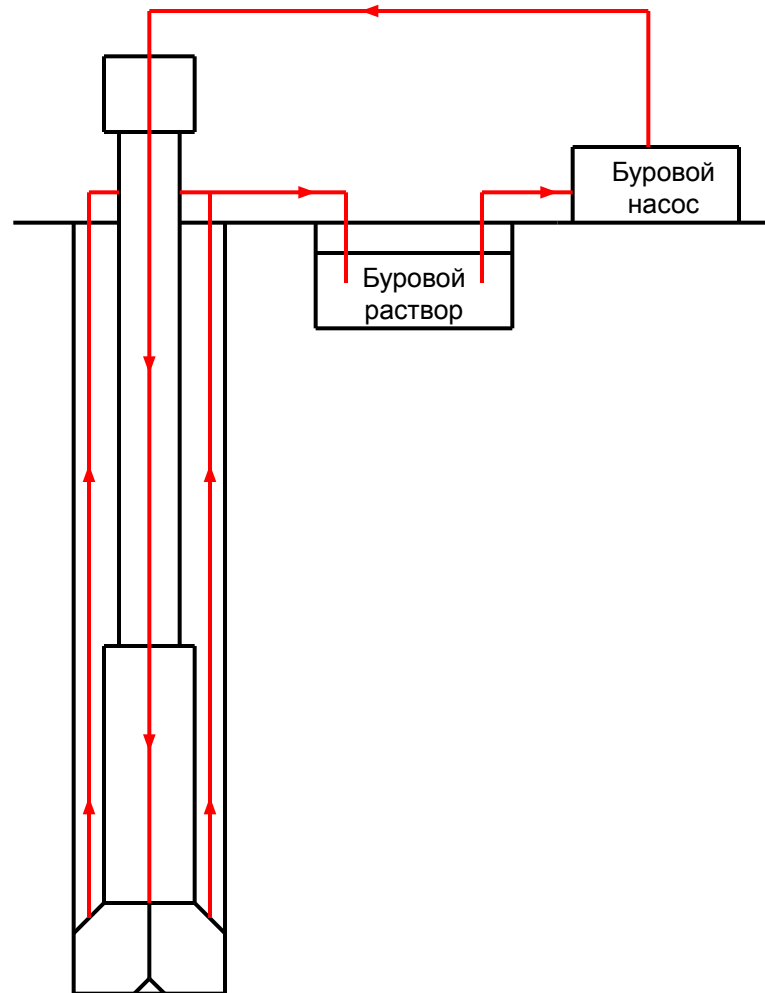
Удаление продуктов разрушения при бурении скважин осуществляется следующими способами:

- ✓ гидравлический;
- ✓ пневматический;
- ✓ комбинированный (гидропневматический или пневмогидравлический).

При **гидравлическом способе** продукты разрушения удаляются с забоя и транспортируются на поверхность **ПОТОКОМ ЖИДКОСТИ**, движущейся в скважине с определенной **скоростью**.

Такая жидкость называется буровым промывочным раствором или просто **буровым раствором (БР)**.

Буровой раствор закачивается буровым насосом в бурильные трубы, нагнетается к забою, омывает его и, подхватив частички выбуренной породы, по затрубному пространству выносит их на поверхность, где они осаждаются, главным образом, принудительно с помощью специальных очистных устройств.



Идея промывки скважин непрерывной циркуляцией воды по трубам и затрубному пространству принадлежит французскому инженеру **Фовеллю (1848 г.).**

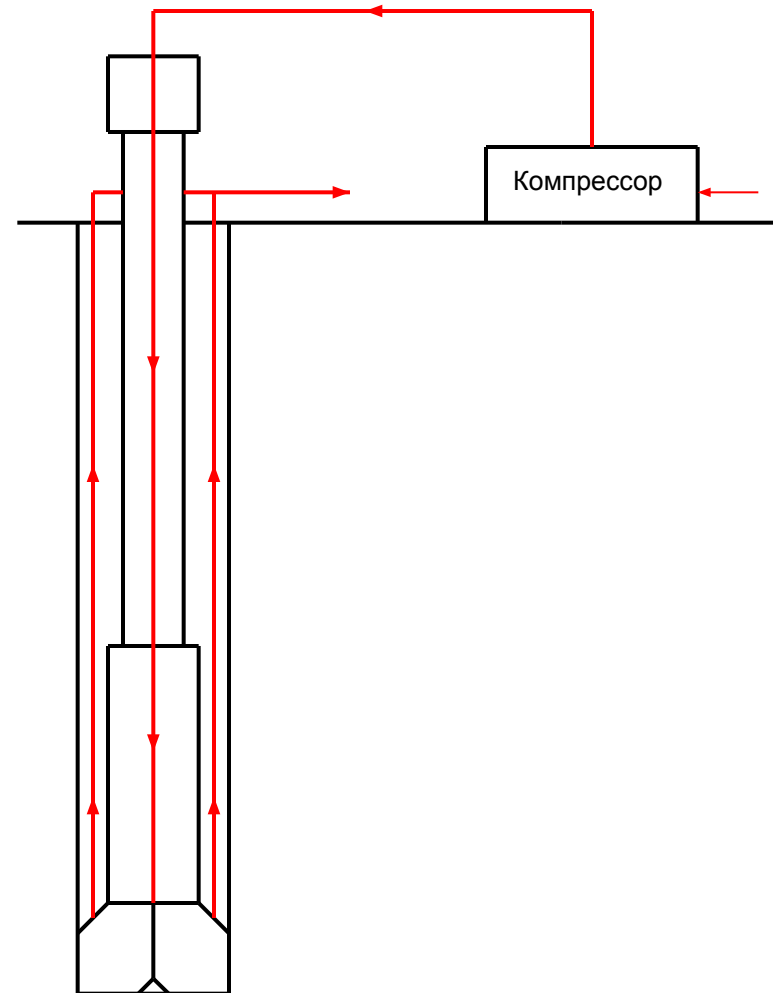
В 1887 г. американец **М.Д. Чэпмен предложил вводить в поток воды глину, отруби, зерно или цемент для создания на стенках скважин **малопроницаемой корки**.**

Из приведенного перечня материалов практическое применение нашла только глина и по сей день глинистые растворы являются самым распространенным видом буровых растворов.

Пневматический способ заключается в выносе продуктов разрушения из скважины **потоком газа**, чаще всего, сжатого воздуха.

Кроме сжатого воздуха используют выхлопные газы ДВС, природный газ, азот.

Всю их совокупность называют **газообразными агентами**.



Патент по использованию сжатого воздуха для удаления шлама из скважин принадлежит американцу **П. Суини, который он получил в 1866 г.**

Из газообразных агентов первым был испытан природный газ. Произошло это в сентябре 1932 г. при бурении нефтяной скважины глубиной 2680 м в штате Техас США.

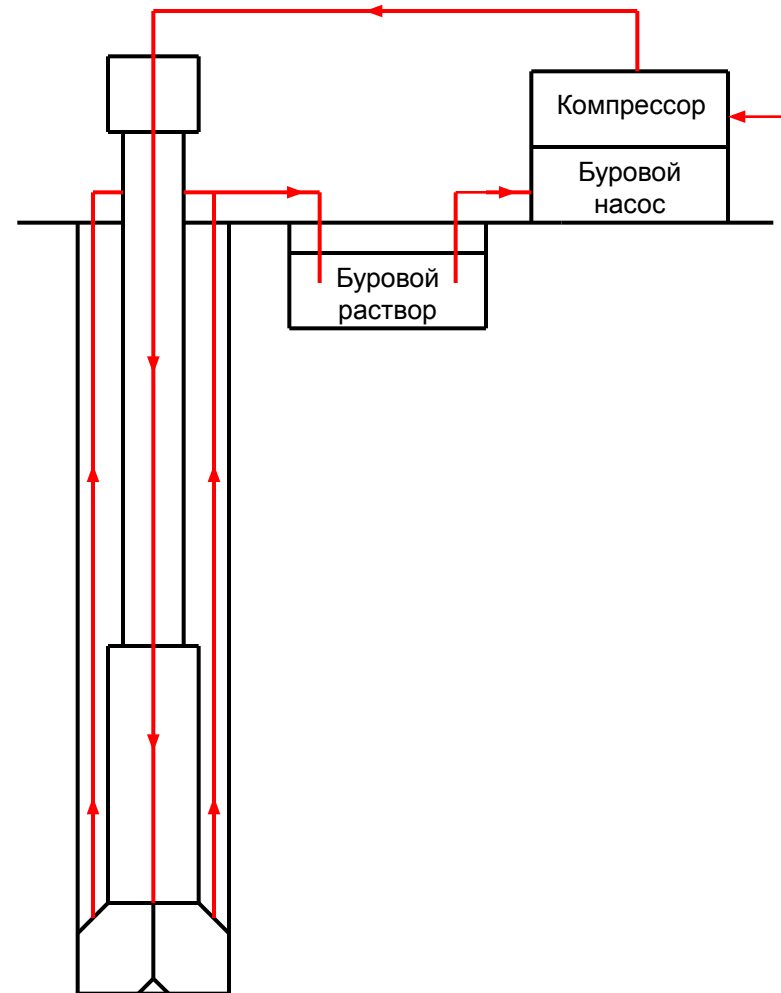
В этом же штате в 1950 г. для удаления продуктов разрушения при бурении сейсмических скважин впервые начали использовать сжатый воздух.

При **комбинированном способе** продукты разрушения удаляются из скважины потоком

ГазоЖидкостной Смеси (ГЖС) при одновременной работе бурового насоса и компрессора.

Типы ГЖС:

- ✓ **азрированные буровые растворы** (впервые были использованы в мае 1953 г. в штате Юта США);
- ✓ **пены** (впервые были применены в 1962 г. в штате Невада при бурении скважины диаметром 1630 мм на испытательном полигоне по атомной энергии США).



Очистные агенты:

- **БР** Буровой Раствор
- **газообразные агенты**
- **ГЖС** ГазоЖидкостные Смеси

1.2. Современные **функции** буровых растворов и **требования**, предъявляемые к ним

Основными функциями циркулирующего в скважине бурового раствора являются:

- ✓ **удаление с забоя** частиц разрушенной породы (шлама) и **транспортирование** (вынос) **шлама на поверхность**;
- ✓ **охлаждение** породоразрушающего инструмента (**ПРИ**).

При бурении с использованием **гидравлических забойных двигателей** (ГЗД) поток бурового раствора выполняет еще одну основную функцию - **переносит к ним энергию от буровых насосов**.

К числу дополнительных функций бурового раствора относятся следующие:

- ✓ обеспечение **устойчивости** горных пород в околоствольном пространстве скважины;
- ✓ создание **равновесия** в системе «ствол скважины - пласт», т.е. предупреждение **флюидопроявлений** (поступлений в скважину газа, нефти, воды) и поглощений (ухода бурового раствора из скважины вглубь проницаемых пластов);
- ✓ удержание частиц **шлама** во **взвешенном состоянии** при остановках циркуляции;
- ✓ **снижение сил трения** между контактирующими в скважине поверхностями и их износа.

При этом в любых условиях буровой раствор должен удовлетворять еще и целому ряду **требований**:

- ✓ активизировать процесс разрушения горных пород на забое;
 - ✓ не вызывать коррозии бурового оборудования и инструмента;
 - ✓ максимально сохранять естественную проницаемость продуктивных горизонтов (коллекторские свойства пород);
 - ✓ не искажать геолого-геофизическую информацию;
быть устойчивым к возмущающим воздействиям, т.е. к обогащению частицами разрушаемых пород, электролитной агрессии, высоким и низким температурам, действию бактерий и др.;
- быть безопасным для обслуживающего персонала, экологически безопасным для компонентов окружающей природной среды и «рентабельным», т.е. обеспечивающим максимально возможное снижение стоимости 1 м бурения или себестоимости 1 т (1 м³) нефти (газа).

1.3. Основы физико-химии **очистных агентов**

Очистные агенты представляют собой **физико-химические системы**, состоящие из одной или нескольких фаз.

Фазой называется часть системы, отделенная от других частей реальной поверхностью раздела.

Системы, состоящие из одной фазы, называются **гомогенными (однородными)**.

Гомогенные системы являются молекулярно-ионно-дисперсными системами, так как вещества в них находятся в виде или **диспергированы (раздроблены)** до размеров отдельных молекул, ионов ($a < 10^{-7}$ см).

Примером гомогенных систем могут служить **истинные растворы** (водные растворы солей, щелочей и кислот).

Всякий раствор состоит из **растворенных веществ и растворителя**, т.е. среды, в которой эти вещества равномерно распределены в виде молекул или ионов.

Обычно растворителем считают тот компонент, который в чистом виде существует в таком же агрегатном состоянии, что и полученный раствор. Если оба компонента до растворения находились в одинаковом агрегатном состоянии, то растворителем считается тот компонент, которого больше.

Растворы с низким содержанием растворенного вещества называются **разбавленными**, а с высоким – **концентрированными**.

Различают растворы **водные (полярные)**, когда растворителем является вода, и **неводные (неполярные)**, когда растворителем являются органические и неорганические вещества.

В бурении примером гомогенных систем (до попадания в них шлама) могут служить:

- ✓ **техническая вода;**
- ✓ **полимерные растворы;**
- ✓ **водные растворы электролитов (солей);**
- ✓ **водные растворы ПАВ;**
- ✓ **газообразные агенты.**

Физико-химические системы, состоящие из двух и более числа фаз, называются **гетерогенными** (**неоднородными**).

Гетерогенные системы включают в себя совокупность мелких частиц, называемую **дисперсной фазой (ДФ)**, и окружающее их вещество, называемое **дисперсионной средой (ДС)**.

Отсюда, обязательным условием получения гетерогенных систем является взаимная ***НЕрастворимость*** диспергированного вещества (дисперсной фазы) и дисперсионной среды.

По характеру (природе) **дисперсионной среды** гетерогенные системы могут быть **водными** (**полярными**) и **углеводородными** (**неполярными**).

Важнейшей характеристикой гетерогенных систем является **степень дисперсности D** , которая определяется величиной, обратной размерам частиц дисперсной фазы

$$D = 1/a, \text{ см}^{-1}, \quad (2.1)$$

где a – характерный размер частиц дисперсной фазы, см:

- ✓ диаметр (для сферических и волокнистых частиц);
- ✓ длина ребра (для частиц кубической формы);
- ✓ толщина пленки (для пластинчатых частиц).

Степень дисперсности численно равна числу частиц, которые можно плотно уложить в ряд длиной 1 см.

Мерой дисперсности (раздробленности) системы может служить и **удельная поверхность дисперсной фазы**, под которой понимают отношение площади всей поверхности частиц дисперсной фазы **S** к их массе **m**

$$S_{\text{уд}} = S/m, \text{ м}^2/\text{г}. \quad (2.2)$$

По степени дисперсности гетерогенные системы делятся на **две группы**:

- ✓ **высокодисперсные или коллоидные**
 $a \approx 10^{-5} \dots 10^{-7} \text{ см}, D \approx 10^5 \dots 10^7 \text{ см}^{-1}$;
- ✓ **грубодисперсные**
 $a > 10^{-5} \text{ см}, D < 10^5 \text{ см}^{-1}$.

Вследствие малого размера частиц дисперсной фазы **суммарная поверхность** в гетерогенных системах очень велика и может составлять десятки, сотни и даже **тысячи м² на 1 г** дисперсной фазы.

Высокая степень дисперсности и сильно развитая межфазная поверхность определяют многие важнейшие свойства гетерогенных систем: их кинетическую **(седиментационную) устойчивость**, **вязкость**, **фильтрационную способность** и др.

При этом перечисленные свойства в значительной степени зависят от концентрации в системе частиц коллоидных размеров вследствие того, что на них будет приходиться основная часть общей межфазной поверхности.

Следующим отличительным признаком гетерогенных систем с жидкой дисперсионной средой (ДС) является агрегатное состояние дисперсной фазы (ДФ), которая может быть твердой, жидкой и газообразной.

Системы с твердой дисперсной фазой и жидкой дисперсионной средой называются **суспензиями**

ТДФ + ЖДС = суспензия.

Системы, в которых дисперсная фаза и дисперсионная среда представляют собой несмешивающиеся жидкости, называются **эмульсиями**

ЖДФ + ЖДС = эмульсия.

В этом случае одна из жидкостей должна быть **полярной**, а другая **неполярной**. Обычно полярную жидкость условно называют «водой», а неполярную – «маслом».

Различают 2 типа эмульсий:

- ✓ **прямые** «масло в воде» или **гидрофильные**;
- ✓ **обратные** «вода в масле» или **гидрофобные**.

Для эмульсий характерна **коаленсценция** капель дисперсной фазы, т.е. их **самопроизвольное слияние**.

Чтобы получить устойчивую эмульсию в систему добавляют **стабилизаторы (ПАВ)**.

Системы с газообразной дисперсной фазой и жидкой дисперсионной средой называются газовыми эмульсиями (в бурении – **аэрированными растворами**) = ГДФ+ЖДС

***Аэрация** – процесс насыщения жидкости газом (воздухом).*

Для аэрированных растворов характерно свободное перемещение в объеме несвязанных между собой пузырьков газа.

Когда концентрация газа велика, а дисперсионная среда представляет собой тонкие вытянутые пленки, то такие высококонцентрированные ячеисто-пленочные связные дисперсные системы уже называются **пенами**.

1.3.1. Классификация очистных агентов

Важнейшими физико-химическими признаками очистных агентов, как физико-химических систем, являются следующие:

- 1. число фаз;**
- 2. природа (состав) дисперсионной среды;**
- 3. агрегатное состояние дисперсной фазы.**

(1) По **числу фаз** очистные агенты можно разделить на два больших класса: **гомогенные** (однофазные) и **гетерогенные** (многофазные).

(2) По **природе** (составу) системы в целом или её дисперсионной среды можно выделить подклассы **водных** (полярных), **углеводородных** (неполярных) и **газообразных** очистных агентов.

(3) Кроме того, **гетерогенные** системы могут быть разделены на группы по агрегатному состоянию **дисперсной фазы**, которая может быть **твёрдой**, **жидкой**, **газообразной** и **комбинированной**.

Классификация очистных агентов

Класс	Подкласс	Группа	Тип очистного агента
Гомогенные (однофазные)	Водные (полярные)		1. Техническая вода 2. Полимерные растворы 3. Водные растворы ПАВ 4. Растворы электролитов (солей)
	Углеводородные (неполярные)		1. Нефть 2. Дизельное топливо
	Газообразные		1. Сжатый воздух 2. Природный газ 3. Выхлопные газы ДВС 4. Азот

Классификация очистных агентов (продолжение)

Гетерогенные (многофазные)	Водные (полярные)	ТДФ	<ol style="list-style-type: none"> 1. Глинистые растворы 2. Безглинистые растворы
		ЖДФ	<ol style="list-style-type: none"> 1. Гидрофильные эмульсии
		ГДФ, (Г + Т)ДФ	<ol style="list-style-type: none"> 1. Аэрированные растворы 2. Пены
		(Т + Ж)ДФ	<ol style="list-style-type: none"> 1. Эмульсионные глинистые растворы 2. Эмульсионные безглинистые растворы
	Углеводородные (неполярные)	ТДФ	<ol style="list-style-type: none"> 1. Известково-битумный раствор -ИБР
		ЖДФ	<ol style="list-style-type: none"> 1. Гидрофобные эмульсии
		(Т + Ж)ДФ	<ol style="list-style-type: none"> 1. Инвертные эмульсии

Типы очистных агентов далее можно подразделять на различные виды в зависимости от степени и состава минерализации всей системы или её дисперсионной среды, количества дисперсной фазы, способа приготовления БР и т.д.

Так, водные (полярные) гомогенные и гетерогенные очистные агенты в зависимости от концентрации солей (в пересчете на NaCl) могут быть:

- ✓ пресными (до 1 %);**
- ✓ слабоминерализованными (1...3 %);**
- ✓ среднеминерализованными (3...20 %);**
- ✓ высокоминерализованными (> 20 %).**

Эти же очистные агенты **по составу солей** (по минерализации) могут быть:

- ✓ хлоркалиевыми;
- ✓ хлоркальциевыми;
- ✓ силикатными (малосиликатными);
- ✓ гипсовыми;
- ✓ известковыми;
- ✓ гипсоизвестковыми;
- ✓ алюминатными (алюмокалиевыми, алюмокальциевыми);
- ✓ гипсокалиевыми.

Если концентрация твердой дисперсной фазы не превышает **7 %** по объему, то такие БР относят к **растворам с низким содержанием твердой фазы (РНСТФ или малоглинистые)**.

По способу приготовления глинистые растворы могут быть условно подразделены на **естественные**, образующиеся в стволе скважины в процессе бурения глинистых пород (получаемые самозамесом), и **искусственные**, приготовленные на поверхности.

2. Функциональные свойства буровых растворов и их оценка

Обоснование **выбора свойств буровых** растворов, определяющих эффективность выполнения ими требуемых в тех или иных геолого-технических условиях бурения **функций**, а также установление **допустимых пределов изменения показателей выбранных свойств** (регламента) в процессе бурения – важнейшие задачи этапа проектирования технологии промывки скважин.

Для решения этих задач необходимо иметь четкие представления о всех свойствах буровых растворов, влиянии этих свойств на выполнение буровым раствором тех или иных функций, а также о существующих показателях и методиках оценки различных свойств буровых растворов.

Последнее имеет весьма важное значение и с позиций **КОНТРОЛЯ ЗА КАЧЕСТВОМ БУРОВОГО РАСТВОРА** в процессе бурения, задачей которого является получение объективной информации об отклонениях значений показателей относительно заданного регламента и **принятие соответствующих мер по восстановлению (регенерации) свойств бурового раствора.**

Кроме того, такой контроль в процессе бурения необходим и для анализа **влияния свойств бурового раствора на ТЭП буровых работ**, без которого немыслима разработка путей дальнейшего улучшения качества буровых растворов.

Важнейшими **свойствами** буровых растворов являются:

- ✓ плотность;
- ✓ структурно-механические, реологические, фильтрационно-коркообразующие, электрохимические и триботехнические свойства;
- ✓ содержание твердой фазы, коллоидных глинистых частиц, абразивных частиц (песка), нефти и газа;
- ✓ седиментационная устойчивость;
- ✓ ингибирующая, консолидирующая (крепящая), недиспергирующая, закупоривающая и другие способности.

2.1. Плотность

Плотность бурового раствора - это масса единицы его объема.

Величина **плотности** определяет **гидростатическое давление на забой и стенки скважины столба бурового раствора**

$$p_{гс} = \rho q H, \quad (2.3)$$

где $p_{гс}$ - гидростатическое давление, Па;
 ρ - **плотность бурового раствора**, кг/м³;
 q - ускорение свободного падения, м/с²;
 H - высота столба бурового раствора, м.

Для предупреждения флюидопроявлений гидростатическое давление столба бурового раствора должно превышать пластовое (поровое) давление (p_p).

Пластовое (поровое) давление - это давление, создаваемое пластовыми флюидами (нефтью, газом, водой) на стенки пор горной породы.

Различают нормальное ($p_{пн}$), аномально высокое ($p_{пав}$) и аномально низкое ($p_{пан}$) пластовое давление.

Градиент **нормального пластового давления** принят равным 10 000 Па/м, что, как следует из формулы (2.3), при $q = 10 \text{ м/с}^2$ эквивалентно гидростатическому давлению, создаваемому столбом жидкости, имеющей плотность 1000 кг/м^3 (столбом пресной воды)

$$p_{\text{пн}} = 1000 q H. \quad (2.4)$$

Градиент **аномально высокого пластового давления (АВПД)** превышает 10 000 Па/м и может достигать 22 600 Па/м, т.е.

$$1000 q H < p_{\text{пав}} \leq 2260 q H. \quad (2.5)$$

При значении градиента меньшем, чем 10 000 Па/м, пластовое давление считается **аномально низким (АНПД)**

$$p_{\text{пан}} < 1000 q H. \quad (2.6)$$

Степень отклонения величины пластового давления от нормального характеризуется **коэффициентом аномальности** пластового давления

$$K_{ан} = p_p / p_{пн} = p_p / 1000 q Н. \quad (2.7)$$

Очевидно, что для **АВПД** $K_{ан} > 1$,
а для **АНПД** $K_{ан} < 1$.

Помимо удержания в пластах жидких и газообразных полезных ископаемых, повышенное **давление столба бурового раствора** на стенки скважины помогает поддерживать **их устойчивость**, так как создает противодействие.

В земной коре горная порода находится в состоянии равномерного всестороннего сжатия (без учета тектонических сил).

Геостатическое (горное) давление на глубине H равно давлению вышележащих пород

$$p_r = \rho_n \cdot g \cdot H, \quad (2.8)$$

где ρ_n - плотность горных пород, кг/м^3 .

По данным американских исследователей средняя плотность горных пород составляет 2262 кг/м^3 , в нашей стране при расчетах среднюю плотность пород принимают равной 2300 кг/м^3 .

При циркуляции бурового раствора давление, которое он оказывает на забой и стенки скважины, складывается из гидростатического давления, создаваемого столбом бурового раствора, и давления на преодоление гидравлических сопротивлений при его движении в кольцевом пространстве $\Delta p_{\text{к.п.}}$.

Сумму гидростатического давления ($p_{\text{гс}}$) и потерь давления в кольцевом пространстве ($\Delta p_{\text{к.п.}}$) называют гидродинамическим давлением ($p_{\text{гд}}$).

Если для расчета $\Delta p_{к.п.}$ использовать формулу **Дарси-Вейсбаха**, то без учета потерь давления между соединениями бурильных труб и стенками скважины, величина гидродинамического давления ($p_{гд}$, Па) будет равна

$$(2.9) \quad p_{гд} = p_{гс} + \Delta p_{к.п.} = \rho q H + \sum_{i=1}^n \{ \lambda_i (u_i^2 \rho l_i) / [2 (D_i - d_{н_i})] \},$$

где n - число интервалов кольцевого пространства с неизменной величиной зазора между трубами и стенками скважины;

λ_i - коэффициент гидравлических сопротивлений при движении бурового раствора в i - м интервале кольцевого пространства;

u_i - скорость потока бурового раствора в i - м интервале кольцевого пространства, м/с;

l_i - длина i - го интервала кольцевого пространства с неизменной величиной зазора между трубами и стенками скважины, м;

D_i - диаметр скважины на i - м интервале, м;

$d_{н_i}$ - наружный диаметр труб на i - м интервале скважины, м.

Очевидно, что для **предупреждения гидроразрыва пластов** и поглощений бурового раствора необходимо, чтобы **гидродинамическое давление** было меньше **давления гидроразрыва** ($p_{\text{г-динам}} < p_{\text{г-разрыва}}$).

$$p_{\text{гр}} = (0,5 \dots 1,1) \rho_{\text{п}} q H. \quad (2.10)$$

Снижение величины гидродинамического давления возможно за счет уменьшения **плотности**, **вязкости**, **скорости потока** бурового раствора и **увеличения зазора** между бурильными трубами и стенками скважины.

С ростом гидродинамического давления на забой скважины существенно снижается механическая скорость бурения.

Это объясняется ухудшением условий отрыва и перемещения с забоя частиц выбуренной породы в связи с ростом перепада давления, прижимающего их к забою.

Частицы породы удерживаются на забое силами, обусловленными разностью между гидродинамическим давлением на забой и поровым давлением в разбуриваемом пласте, которую принято называть

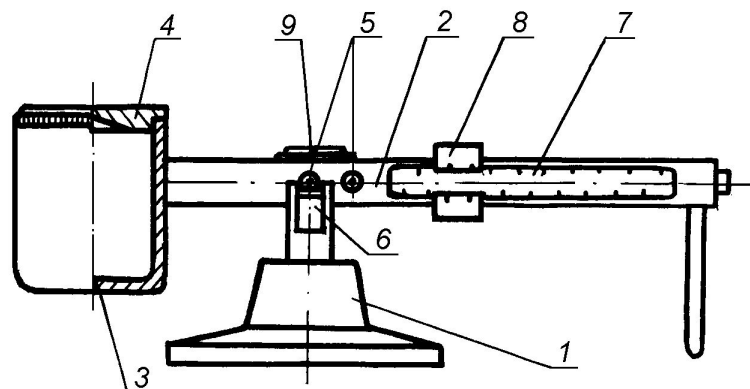
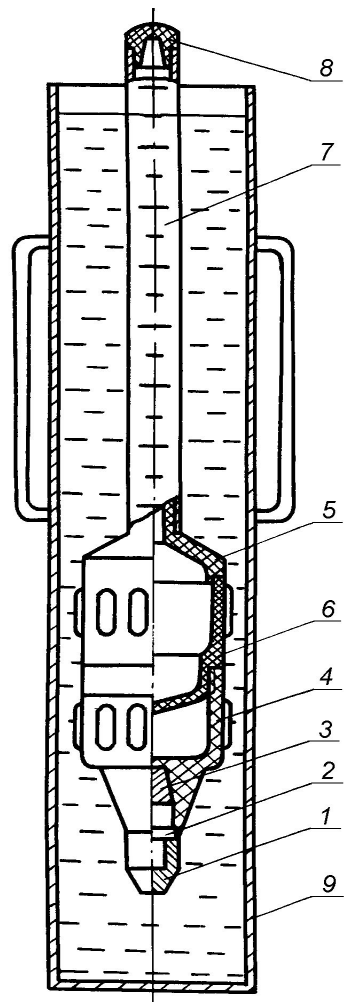
дифференциальным давлением (p_d)

$$p_d = p_{гд} - p_p \quad (2.11)$$

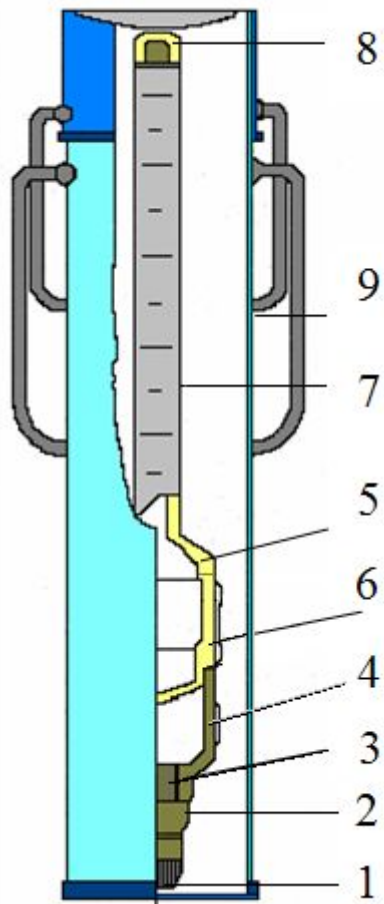
Каким образом можно **уменьшить усилие**, прижимающее частицу разрушенной породы к забою?

Существует три возможных пути :

- ✓ **уменьшение площади поверхности частицы**, на которую воздействует дифференциальное давление;
- ✓ **уменьшение гидродинамического давления** (снижение плотности, вязкости и скорости потока бурового раствора, а также увеличения зазора между бурильными трубами и стенками скважины);
- ✓ **увеличение пластового (порового) давления** на глубине разрушения породы до величины гидродинамического давления, что возможно при высокой мгновенной фильтрации бурового раствора.



Для измерения плотности буровых растворов используют ареометр АБР-1 или рычажные весы-плотномер ВРП-1.



Ареометр АБР-1:

1 – съемный груз; 2 – полиэтиленовая заглушка; 3 – металлический балласт; 4 – мерный стакан; 5 – крышка поплавка; 6 – доньшко поплавка; 7 – стержень с нанесенными на нем основной и поправочной шкалами; 8 – пробка; 9 – ведро

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.

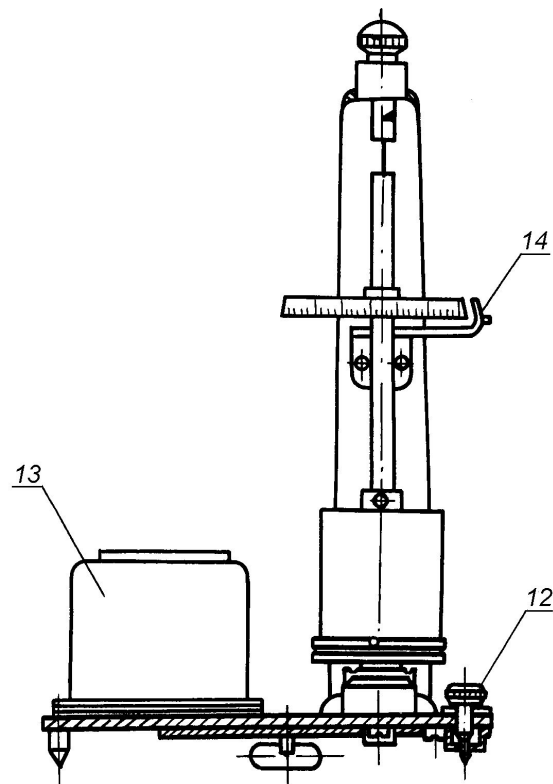
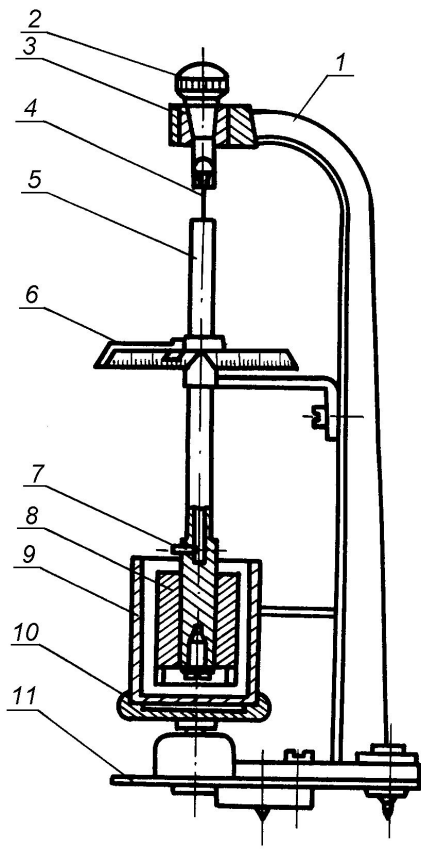
Статическое напряжение сдвига принято выражать в **дПа**.

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

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 покое** буровом растворе **частиц выбуренных пород и утяжелителя.**



Прибор СНС-2:

1 – стойка; 2 – пробка для установки нити; 3 – конусная втулка; 4 – упругая нить; 5 – защитная металлическая трубка; 6 – шкала с ценной деления 1 град; 7 – винт для крепления нити; 8 – измерительный цилиндр; 9 – внешний стакан; 10 – вращающаяся опора; 11 – общая плита; 12 – установочные винты; 13 – привод; 14 – указатель

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**

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

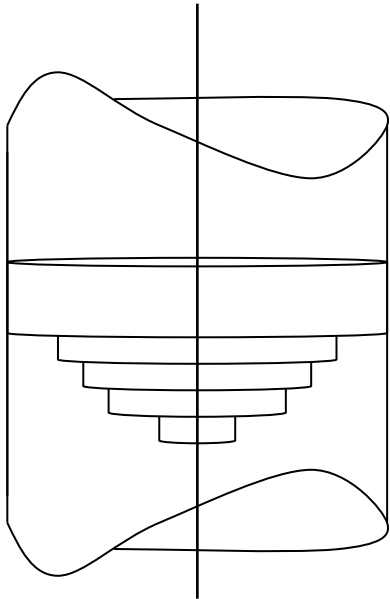
Требуемая величина статического напряжения сдвига через 1 мин (CHC_1 , дПа) может быть определена по следующей формуле

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

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

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

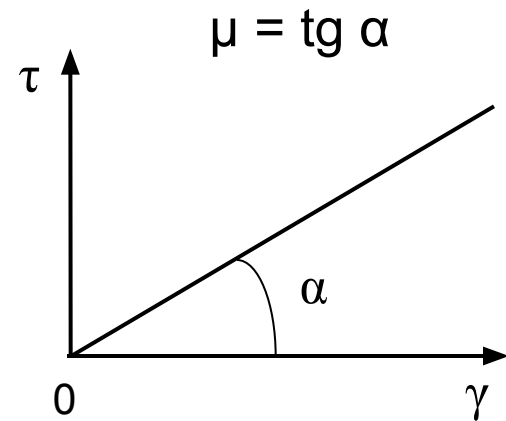
Уравнение (3.4) – это **реологическая модель ньютоновской (вязкой) жидкости.**

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

При температуре $20,5 \text{ }^\circ\text{C}$ и давлении $0,1 \text{ МПа}$ вязкость воды равна $1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$.

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:

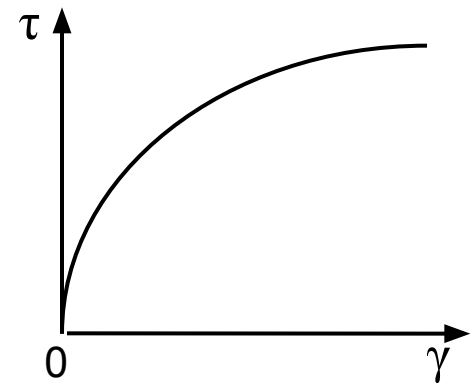
- ✓ **псевдопластичные (ППЖ);**
- ✓ **вязкопластичные (ВПЖ).**

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 ($n < 1$).

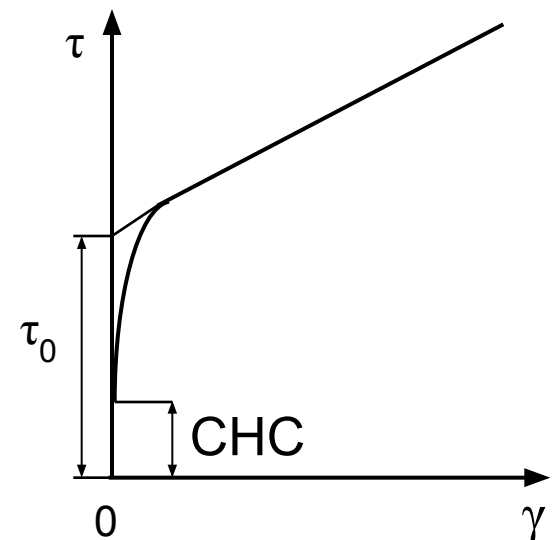


Реограмма ВязкоПластичной Жидкости не проходит через начало координат, а начинается от точки на оси касательных напряжений сдвига и имеет прямолинейный участок.

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).



1 дПа (деципаскаль) = 10^{-1} Па

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 Ваале);
 - **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.

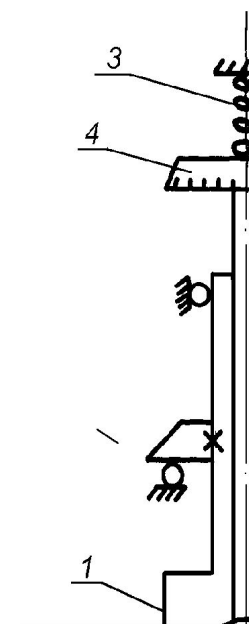
$$\text{ЭВ}_{10000} = k (10000)^{n-1}. \quad (3.9)$$

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).**

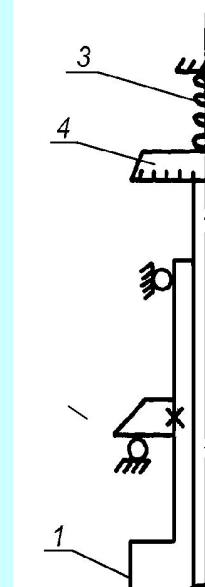
Чтобы установить характер зависимости между касательными напряжениями и скоростями сдвига и определить значения показателей реологических свойств бурового раствора чаще всего используют **ротационные вискозиметры**, основу которых составляют два вертикально расположенных соосных цилиндра, в зазор между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

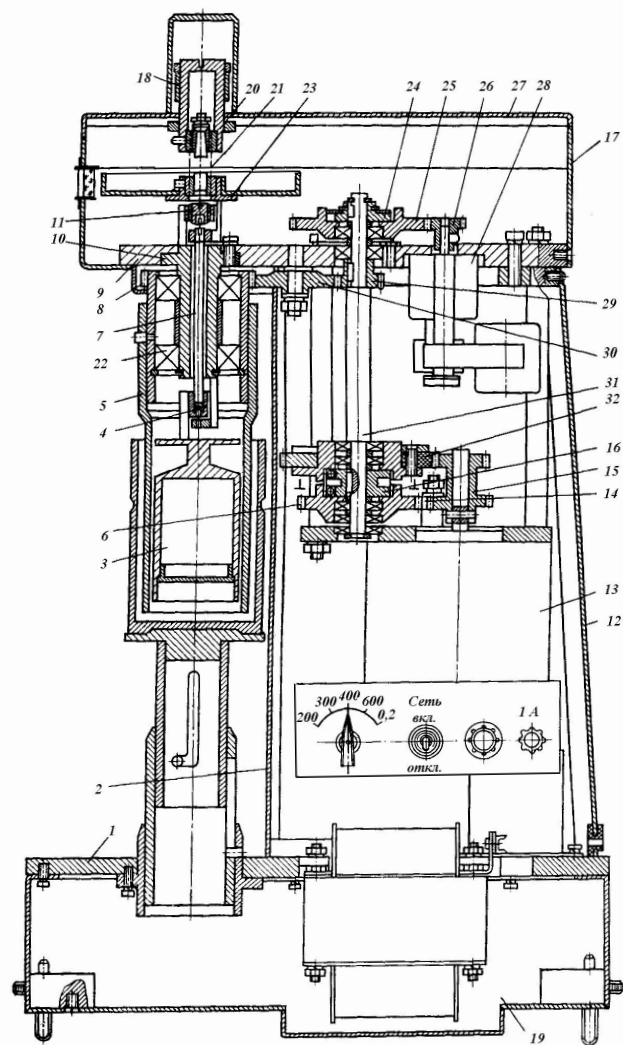
В результате последний поворачивается вокруг своей оси до тех пор, пока момент, развиваемый касательными напряжениями сдвига, не станет равным моменту закручивания **пружины 3**.

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

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.

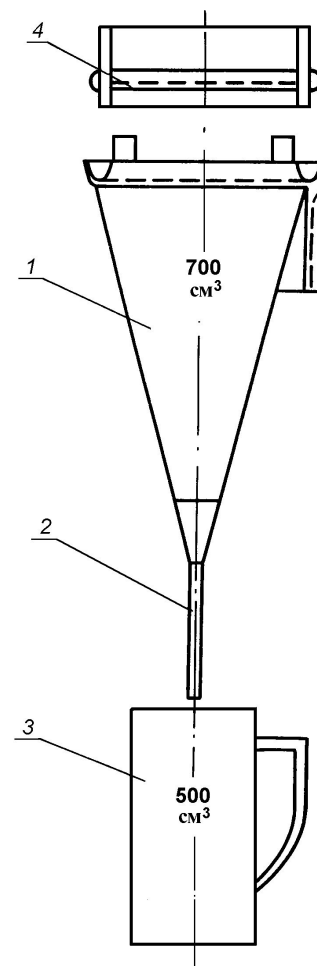
Желательные пределы изменения значений показателей реологических свойств бурового раствора, позволяющие характеризовать его по всему выделенному комплексу показателей как отличный, хороший и удовлетворительный, должны быть следующими:

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 см³**, 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 см³** бурового раствора через вертикальную трубку 2 из воронки 1, заполненной **700 см³** 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 .



**Пластиковый вискозиметр Марша
и мерная кружка**



Вискозиметр ВБР-2

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** бурильной 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 взаимодействию 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.

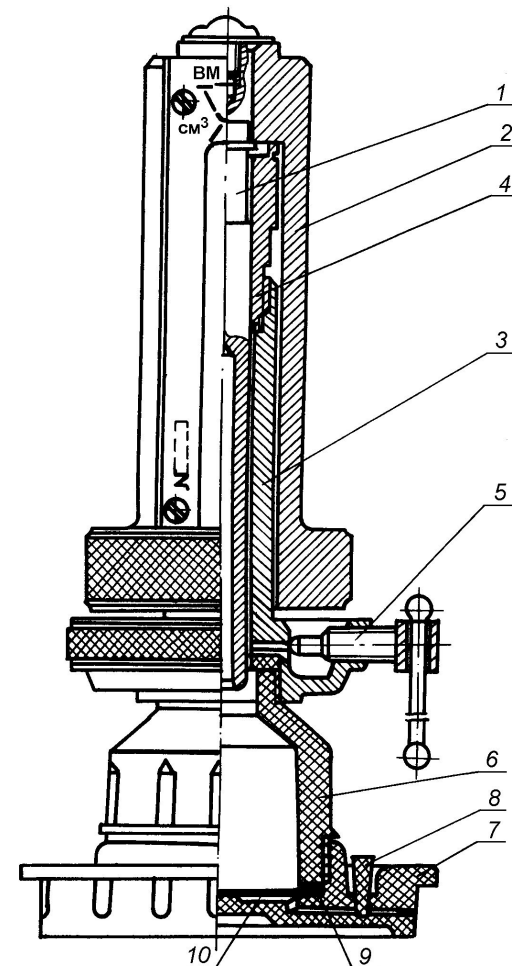
Механизм действия реагентов - понизителей фильтрации (полимеров):

- ✓ **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 , $\text{см}^3/30 \text{ мин}$) 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 $\Delta p = 0,1 \text{ МПа}$.



Прибор ВМ-6:

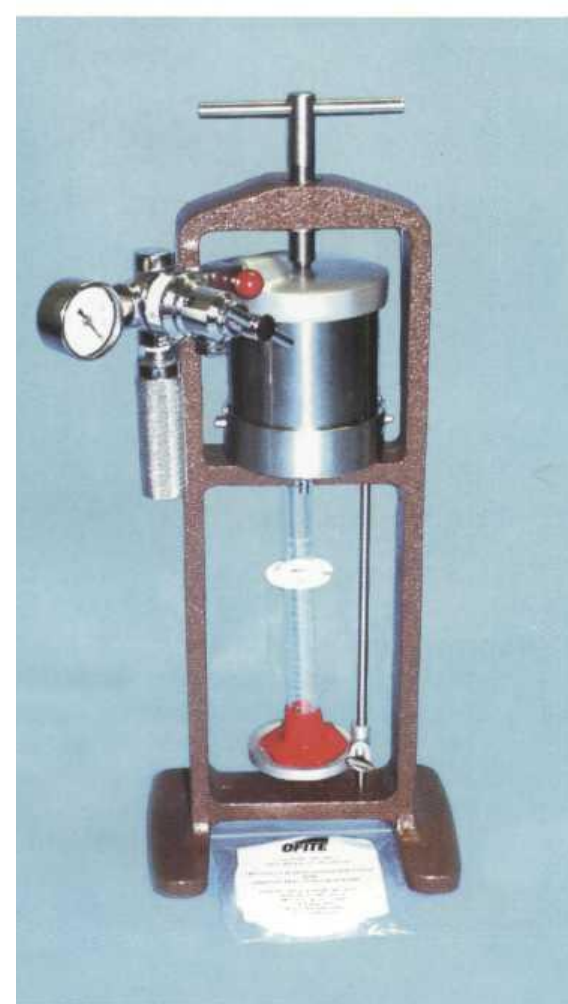
- 1 – плунжер;
- 2 – груз-шкала;
- 3 – цилиндр с свернутой в него втулкой 4,
- 5 – игла;
- 6 – фильтрационный стакан;
- 7 – основание;
- 8 – пробки;
- 9 – резиновая прокладка;
- 10 – бумажный фильтр

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

$$\Phi \leq [(6 \cdot 103 / \rho) + 3], \quad (4.1)$$

где ρ - плотность бурового раствора, кг/м³,
 $\delta \leq 1,5 \dots 2,0$ мм.



Прибор ВИКА

2.5. Электрохимические свойства

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

- ✓ **водородный показатель (рН);**
- ✓ **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 **pH**, **можно изменять** реологические и фильтрационные свойства, ингибирующую способность буровых растворов, их седиментационную устойчивость и др.

Величина pH также влияет на **растворимость** неорганических реагентов (солей) и эффективность действия (форму молекул) полимерных реагентов. При этом оптимальные значения pH 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 проходящему через него электрическому току, отнесенным к единице поперечного сечения и длины пробы бурового раствора, заключенной в ячейке определенной конфигурации.

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**.

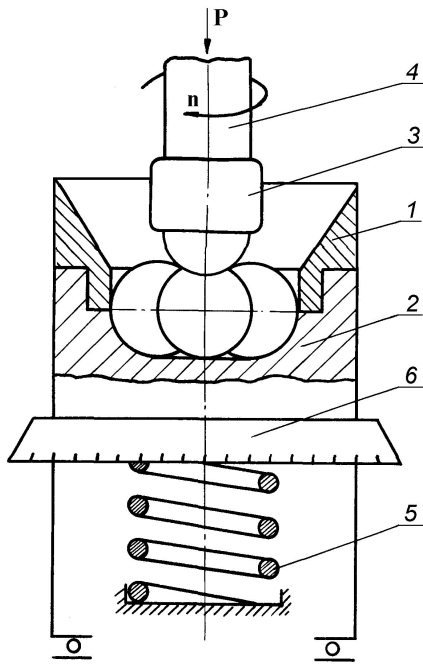


Схема трибометра для оценки коэффициента трения с помощью моментомера

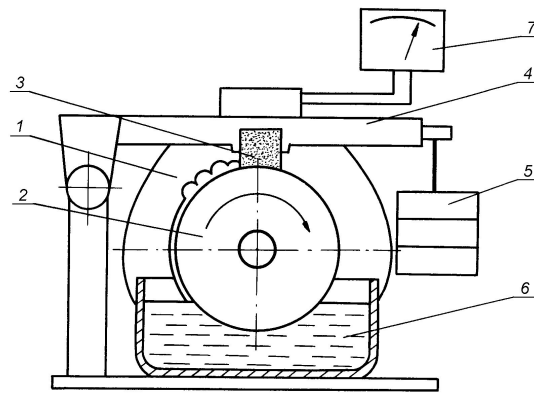


Схема трибометра для оценки коэффициента трения по затратам мощности

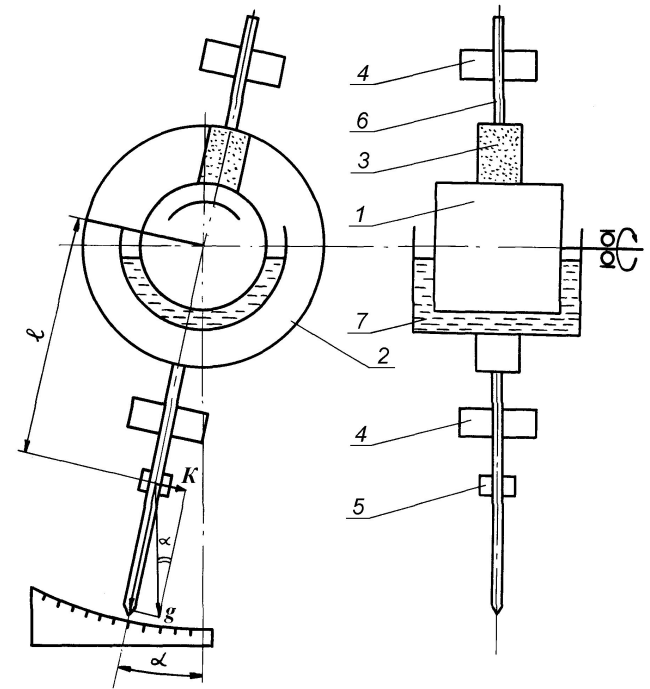


Схема трибометра для оценки коэффициента трения по углу отклонения маятника

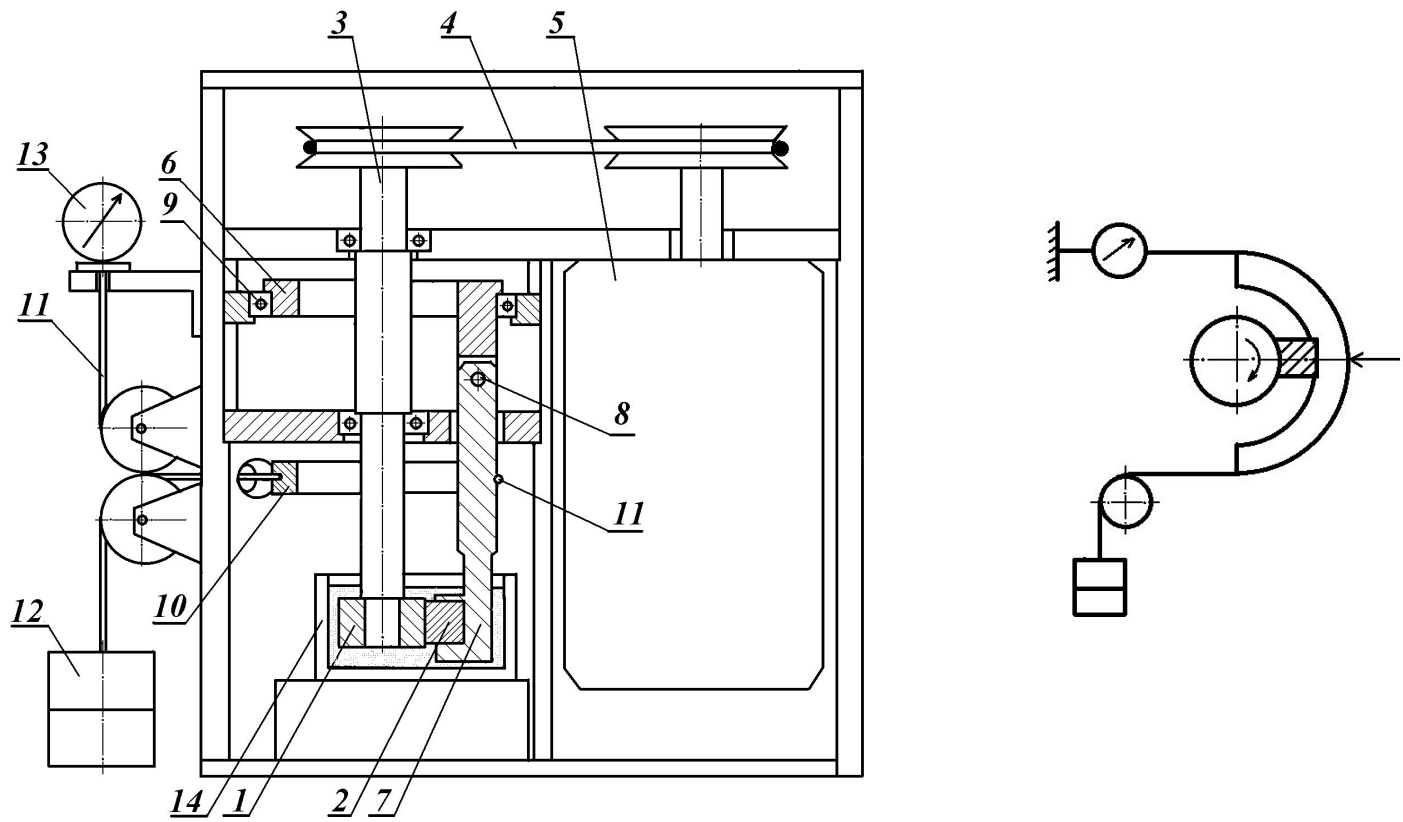
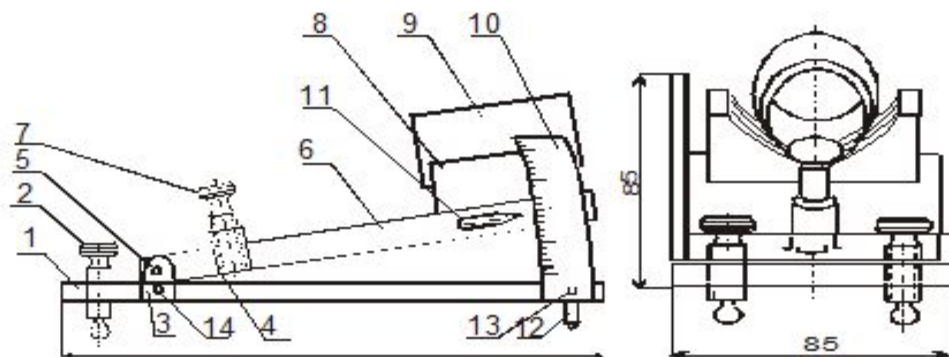


Схема трибометра конструкции ТПУ

Измерение коэффициента трения пары «бурильные трубы – фильтрационная корка»

Прибор КТК-2



- столик 1 вместе с подвижной плитой 6 приводят в горизонтальное положение с помощью винтов 2 и уровня;
- протирают авиационным бензином или спиртом и просушивают груз 9; фильтрационную корку, полученную на приборе ВМ-6,
- устанавливают на вогнутое ложе 8, на корку кладут груз 9;
- медленным непрерывным вращением винта 7 по часовой стрелке приводят в движение подвижную плиту 6 и наблюдают за положением груза;
- в момент страгивания груза прекращают вращение винта, по шкале 10 и стрелке 11 определяют значение угла трения;

$$K_{TP} = \operatorname{tg} \varphi$$

2.7. Ингибирующая способность

Ингибирующая способность - это способность бурового раствора **предупреждать** или **замедлять 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 околостволевой 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**.

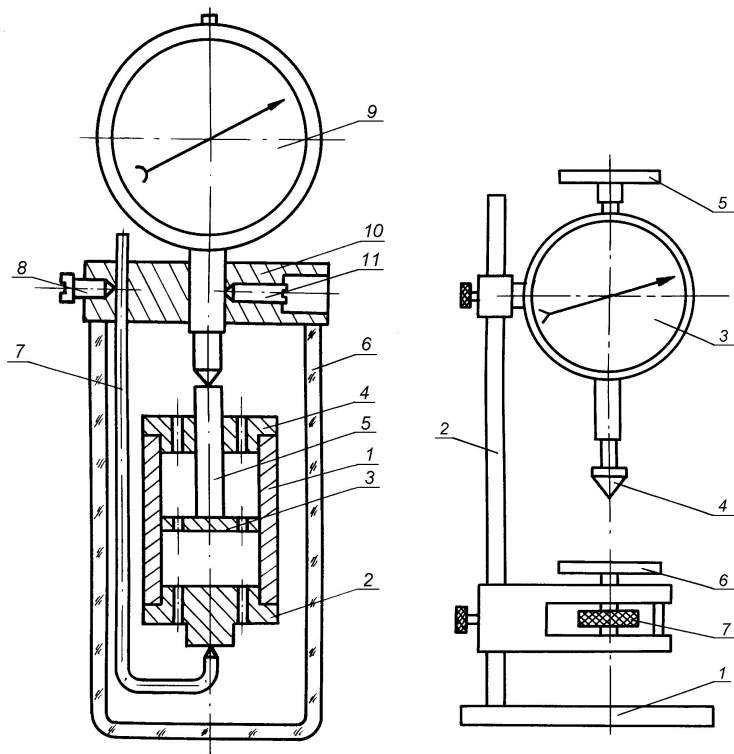
Набухание и диспергирование глинистого базиса пород-коллекторов, а также миграция диспергированных глинистых частиц в их поровом пространстве являются одной из главных причин **снижения** естественной **проницаемости продуктивных пластов**.

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.

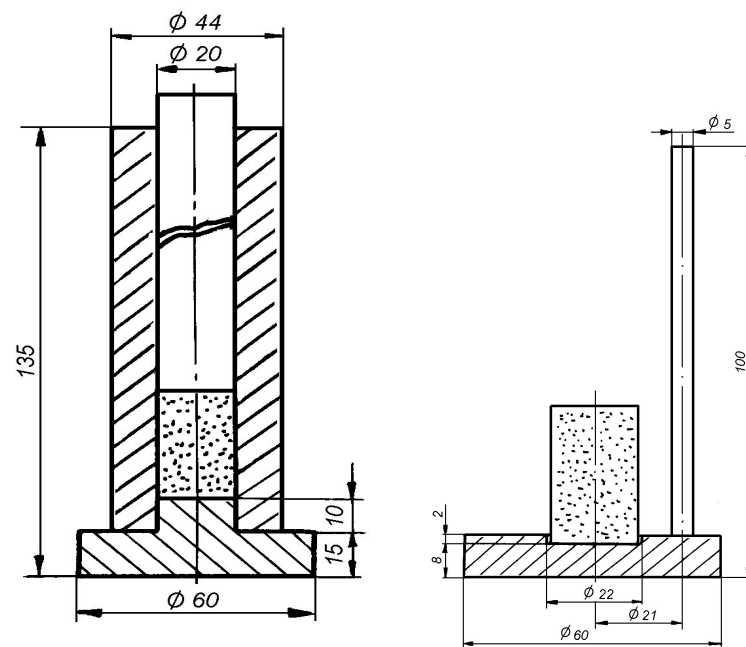
В связи со сложностью процессов влагопереноса в системе «ствол скважины - глинистые породы» единый показатель оценки ингибирующей способности буровых растворов до сих пор отсутствует.

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

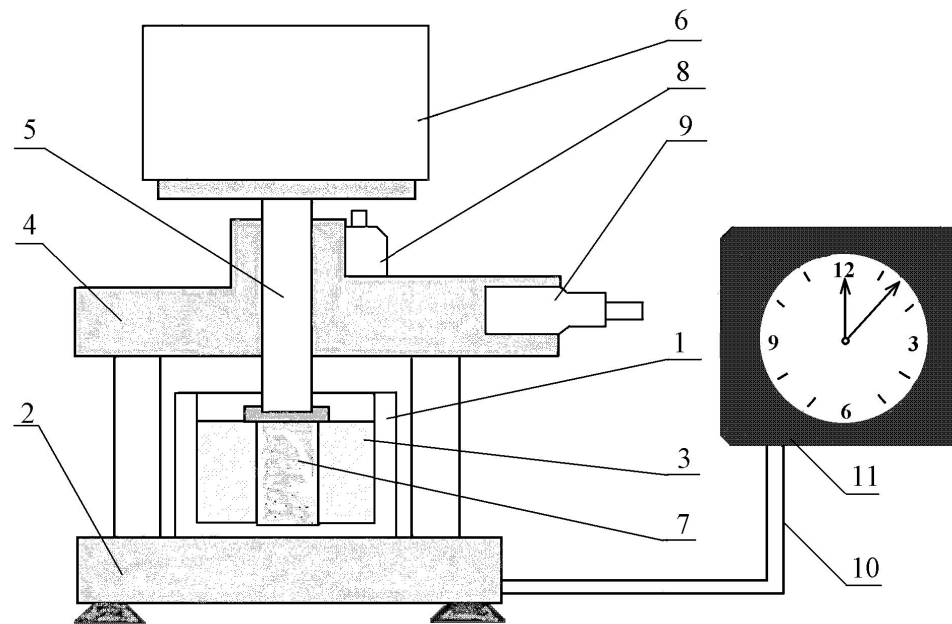
- ✓ показатели набухания;**
- ✓ показатели влажности;**
- ✓ показатели деформации** естественных и искусственных образцов глинистых пород, контактирующих с исследуемой средой.



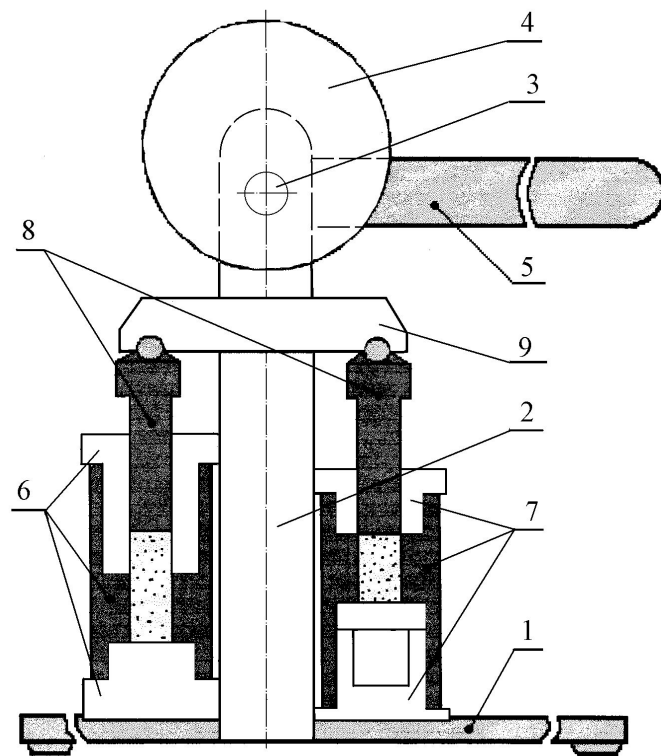
Схемы приборов для определения показателей набухания глинистых пород



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

$$\text{Ис} = \tau_{\text{ф}} / \tau_{\text{в}}, \quad (4.3)$$

где $\tau_{\text{ф}}$, $\tau_{\text{в}}$ - 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.**