

Бурение и освоение нефтяных и газовых скважин

Курс лекций

**Автор: Епихин А.В.
асс.каф. бурения
скважин**

Томск-2013 г.



Тема №1

Буровые растворы



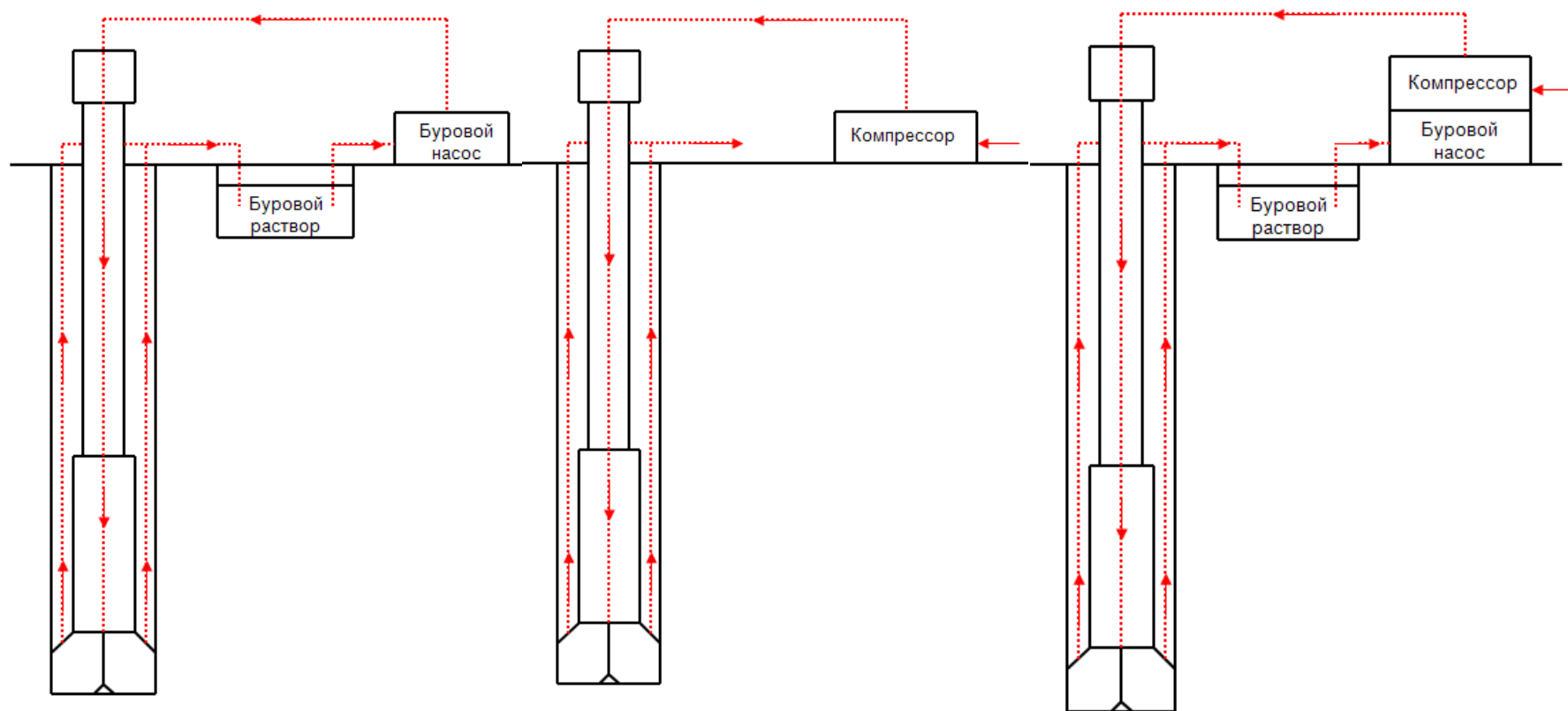
Тема №1.1

***Общие понятия. Функции БР,
требования к ним.***



Способы удаления продуктов разрушения с забоя

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





Способы удаления продуктов разрушения с забоя

БР + газообразные агенты + ГЖС = ОЧИСТНЫЕ АГЕНТЫ

Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности

(п. 2.10.1):

«Тип и свойства бурового раствора в комплексе с технологическими мероприятиями и техническими средствами должны обеспечивать безаварийные условия бурения с высокими технико-экономическими показателями, а также качественное вскрытие продуктивных горизонтов».



Основные функции:

- **удаление с забоя** частиц разрушенной породы (шлама) и **транспортирование (вынос) шлама на поверхность;**
- **охлаждение** породоразрушающего инструмента (**ПРИ**);
- **перенос энергии** от буровых насосов к ГЗД

Дополнительные функции:

- 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.



Требования к буровым растворам

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).



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

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

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.**



Основы физико-химии очистных агентов

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)**.

Отличительным признаком гетерогенных систем с жидкой дисперсионной средой является **агрегатное состояние дисперсной фазы**, которая может быть твердой, жидкой и газообразной.

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

ТДФ + ЖДС = суспензия.



Основы физико-химии очистных агентов

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

$$\text{ЖДФ} + \text{ЖДС} = \text{эмульсия.}$$

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).



Основы физико-химии очистных агентов

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

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**.



Тема №1.2

Классификация очистных реагентов.



✓**число фаз:** гомогенные (однофазные) и гетерогенные (многофазные).

✓**природа (состав) дисперсионной среды:** подклассы водных (полярных), углеводородных (неполярных) и газообразных очистных агентов.

✓**агрегатное состояние дисперсной фазы:** твердая, жидкая, газообразная и комбинированная.



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
Гетерогенные (многофазные)	Водные (полярные)	ТДФ	1. Глинистые растворы 2. Безглинистые растворы
		ЖДФ	1. Гидрофильные эмульсии
		ГДФ, (Г + Т)ДФ	1. Аэрированные растворы 2. Пены
		(Т + Ж)ДФ	1. Эмульсионные глинистые растворы 2. Эмульсионные безглинистые растворы
	Углеводородные (неполярные)	ТДФ	1. ИБР
		ЖДФ	1. Гидрофобные эмульсии
		(Т + Ж)ДФ	1. Инвертные эмульсии



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 %).

По составу солей:

- ✓ 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.**



Тема №1.3

Свойства буровых растворов.



растворов и их оценка

- **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.**



Плотность

Плотность бурового раствора - это масса единицы его объема. Величина плотности определяет гидростатическое давление на забой и стенки скважины столба бурового раствора

$$p_{гс} = \rho \cdot q \cdot H$$

где $p_{гс}$ - гидростатическое давление, Па;

ρ - плотность бурового раствора, кг/м³;

q - ускорение свободного падения, м/с²;

H - высота столба бурового раствора, м.

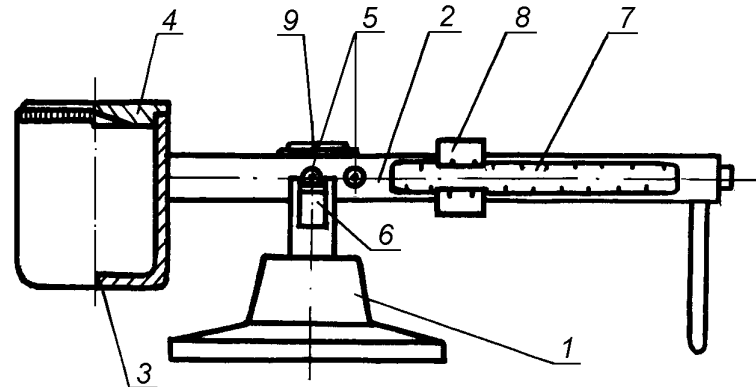
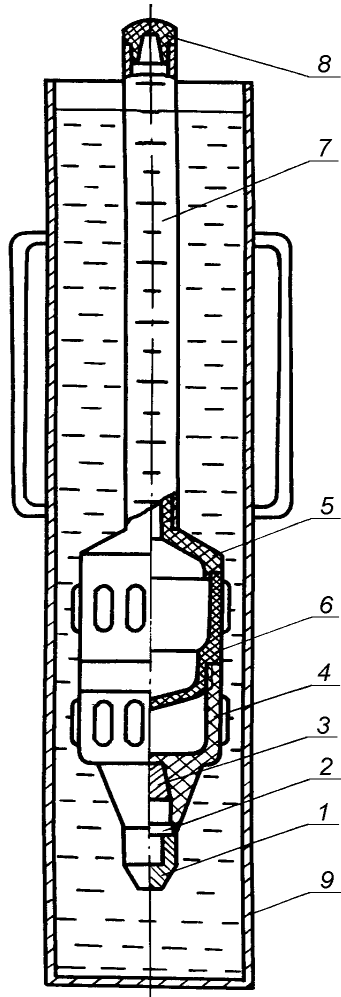
Для предупреждения флюидопроявлений гидростатическое давление столба бурового раствора должно превышать пластовое (поровое) давление (p_n).



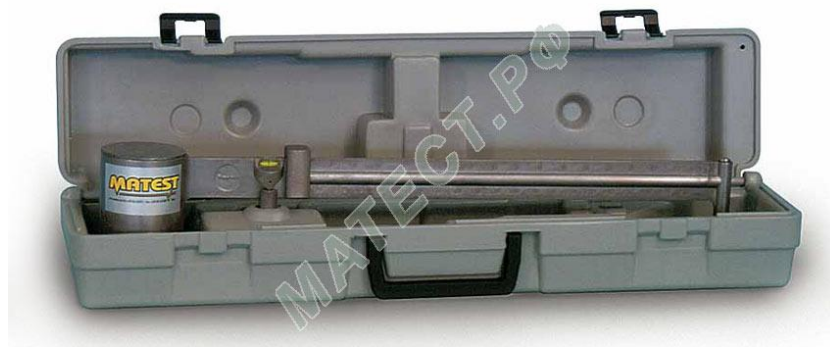
Какие типы пластового давления Вы знаете?



Плотность



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





Структурно-механические свойства Лекция №5

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) - ЗОЛИ;**
- ✓ **структурированными (связнодисперсными) - ГЕЛИ.**

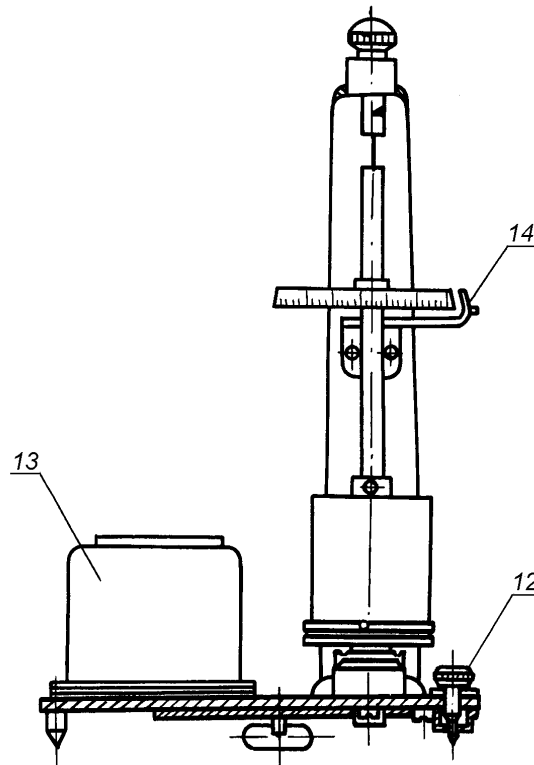
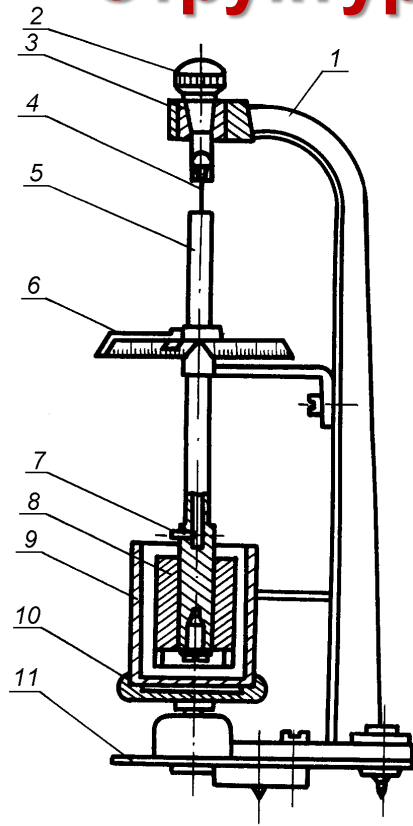
Явление перехода геля в золь и обратно носит название **тиксотропии**.

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

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



Структурно-механические свойства Лекция №5

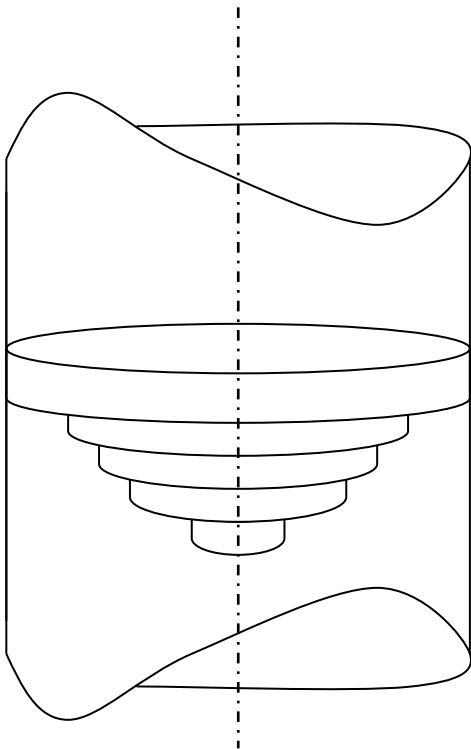


Для измерения величины статического напряжения сдвига используют прибор **СНС-2**, а также ротационные вискозиметры ВСН-3, ВСН-2М и др.

Для оценки характера нарастания прочности структуры во времени измерения делают через 1 мин (**СНС₁**) и 10 мин (**СНС₁₀**) покоя.



Реологические - свойства жидкостей, связанные с течением.



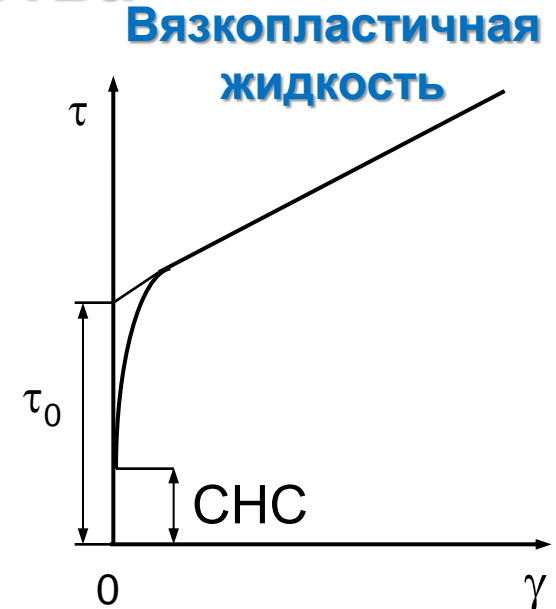
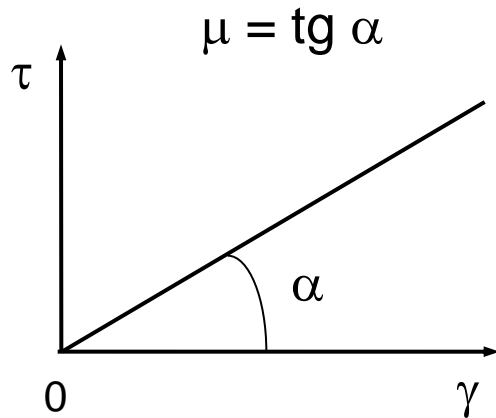
Если жидкость, протекающую через трубку, разделить условно на concentricкие слои, то окажется, что эти слои движутся с различными скоростями, причем форма (эпюра) распределения скоростей имеет вид параболы.



Какие называют такой тип течения жидкости?



Ньютоновская жидкость



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).**



- коэффициент пластичности;
- эффективная вязкость при скорости сдвига равной 100 с^{-1} ;
- асимптотическая вязкость или эффективная вязкость при полностью разрушенной структуре (при скорости сдвига равной 10000 с^{-1}).

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.

Эффективная вязкость при скорости сдвига равной 100 с^{-1} (ЭВ_{100} , Па·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} .



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

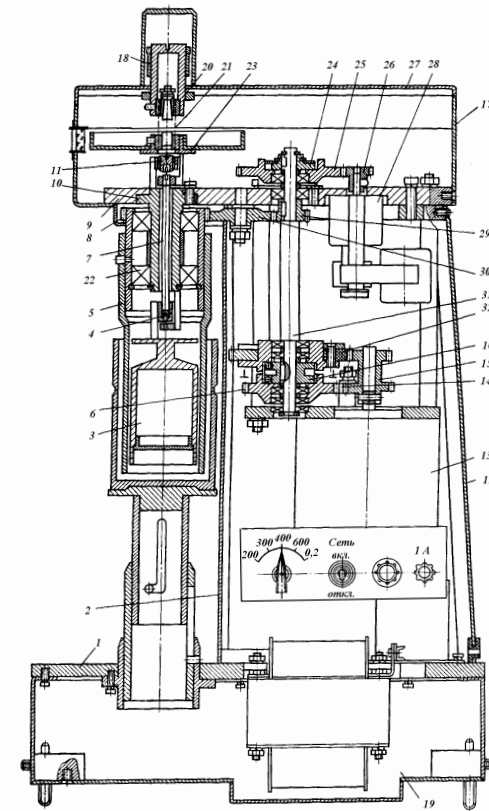
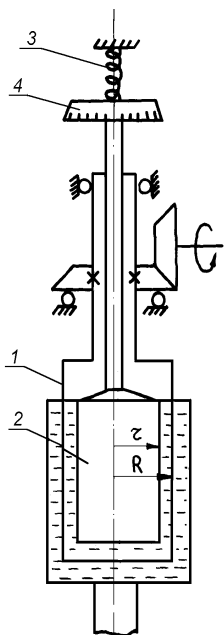
С уменьшением ЭВ_{10000} повышается степень очистки забоя скважины от шлама и степень охлаждения вооружения долота, вследствие чего возрастает ресурс его работы и механическая скорость бурения.

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



Реологические свойства

Чтобы установить характер зависимости между касательными напряжениями и скоростями сдвига и определить значения показателей реологических свойств бурового раствора чаще всего используют **ротационные вискозиметры.**



ВСН-3



Реологические свойства

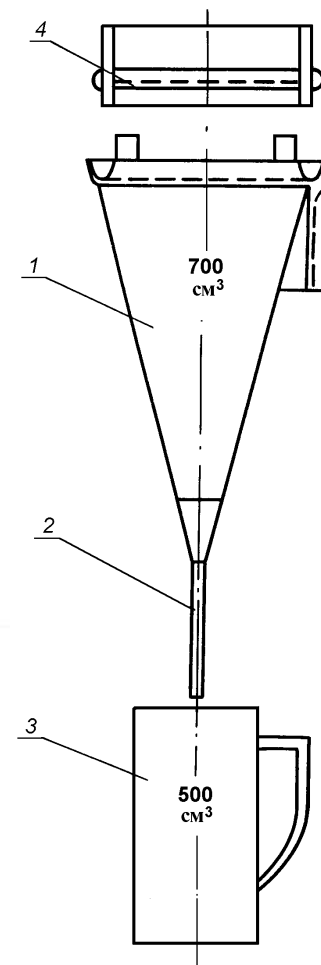
Идеальный с точки зрения реологии буровой раствор в нисходящем потоке (в бурильной колонне, гидравлическом забойном двигателе, насадках долота), на забое и в очистных устройствах должен обладать вязкостью, **близкой к вязкости ВОДЫ**, а в восходящем потоке иметь **вязкость, необходимую и достаточную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



Реологические свойства

Для оперативной оценки реологических свойств буровых растворов в нашей стране используют вискозиметр ВБР-1.

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



Почему вязкость называют УСЛОВНОЙ?
Как называется зарубежный аналог ВБР-1?



Фильтрационно-коркообразующие свойства

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:

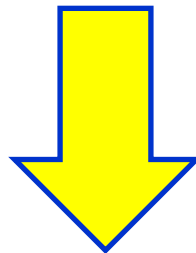
- ✓ **статическая**, протекающая при отсутствии циркуляции бурового раствора в скважине;
- ✓ **динамическая**, происходящая в условиях циркуляции бурового раствора.



Фильтрационно-коркообразующие свойства

Способы снижения объема фильтрации:

- **увеличением** в буровом растворе **доли прочносвязанной воды**;
- **снижением проницаемости** образующейся на стенках скважин **фильтрационной корки**;
- **повышением вязкости фильтрата** и, соответственно, **повышением сопротивления его движению в поровом пространстве** и др.



ПОНИЗИТЕЛИ ФИЛЬТРАЦИИ



Что произойдет при фильтрации бурового раствора в рыхлые породы?

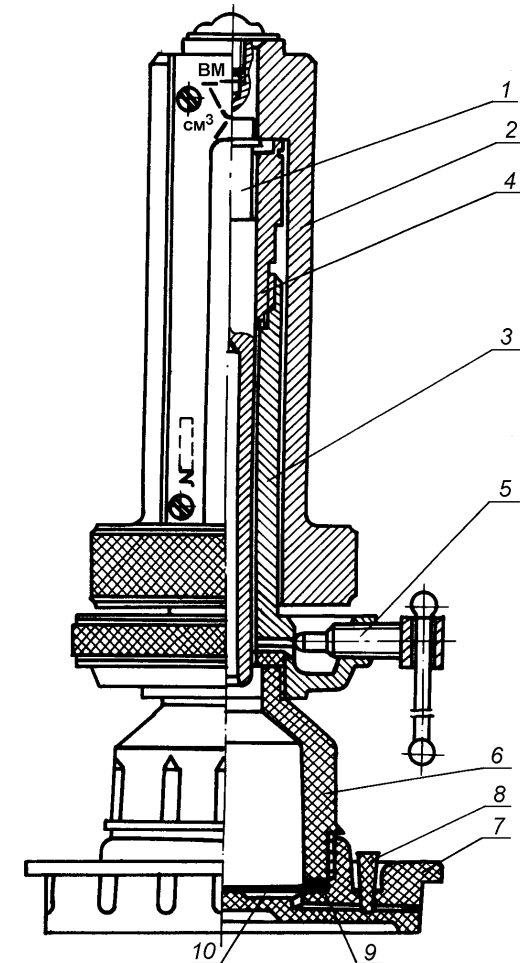
Что произойдет при фильтрации бурового раствора в продуктивный пласт?



Фильтрационно-коркообразующие свойства

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

Прибор – **ВМ-6**





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.



Электрохимические свойства

Для щелочных сред с ростом pH увеличивается вероятность:

- ✓ **нарушений устойчивости стенок скважин, сложенных глинистыми породами;**
- ✓ **химического диспергирования (пептизации) глинистых пород,** что затрудняет их удаление из бурового раствора;
- ✓ **снижения естественной проницаемости продуктивных песчано-глинистых коллекторов** из-за уменьшения размеров поровых каналов.

Способы измерения:

- **Колориметрический способ** (лакмусовая бумага, жидкости)
- **Электрометрический способ** (pH-метры)



Электрохимические свойства

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.

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



Что произойдет при очень высоком удельном электрическом сопротивлении?



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.



Триботехнические свойства

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.



Триботехнические свойства

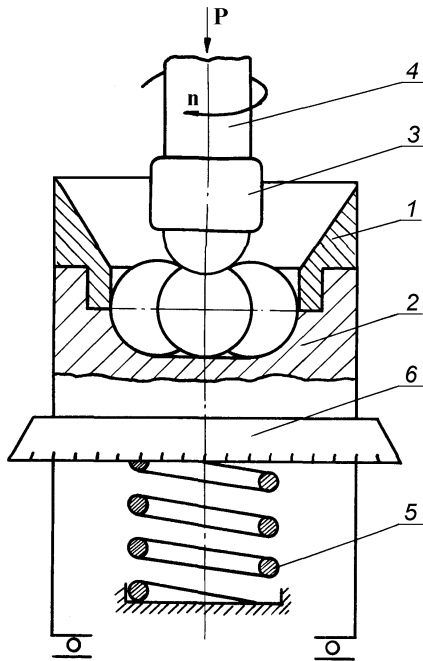


Схема трибометра для оценки коэффициента трения с помощью моментомера

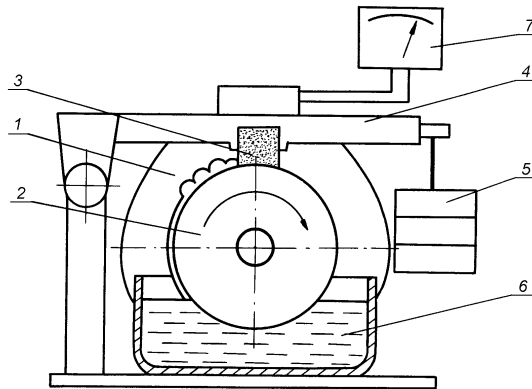


Схема трибометра для оценки коэффициента трения по затратам мощности

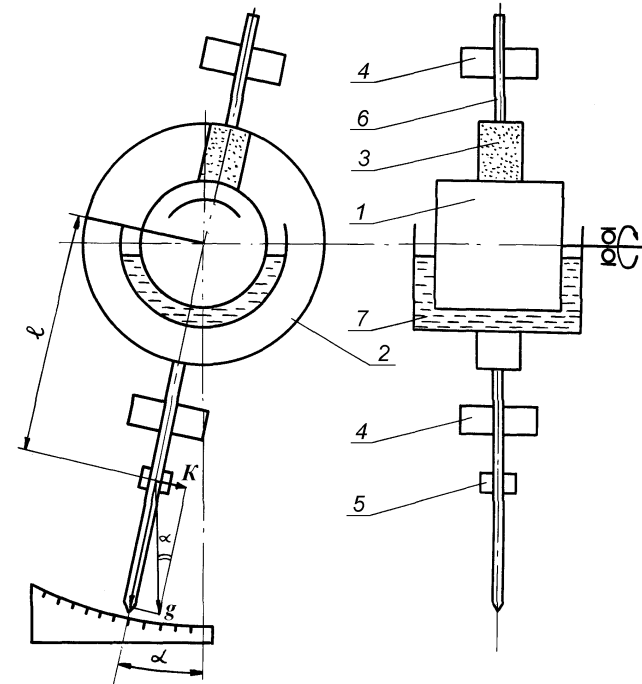


Схема трибометра для оценки коэффициента трения по углу отклонения маятника



Ингибирующая способность

Ингибирующая способность - это способность бурового раствора предупредить 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.**).



В чем причина возникновения деформаций глинистых пород при взаимодействии с буровым раствором?



Ингибирующая способность

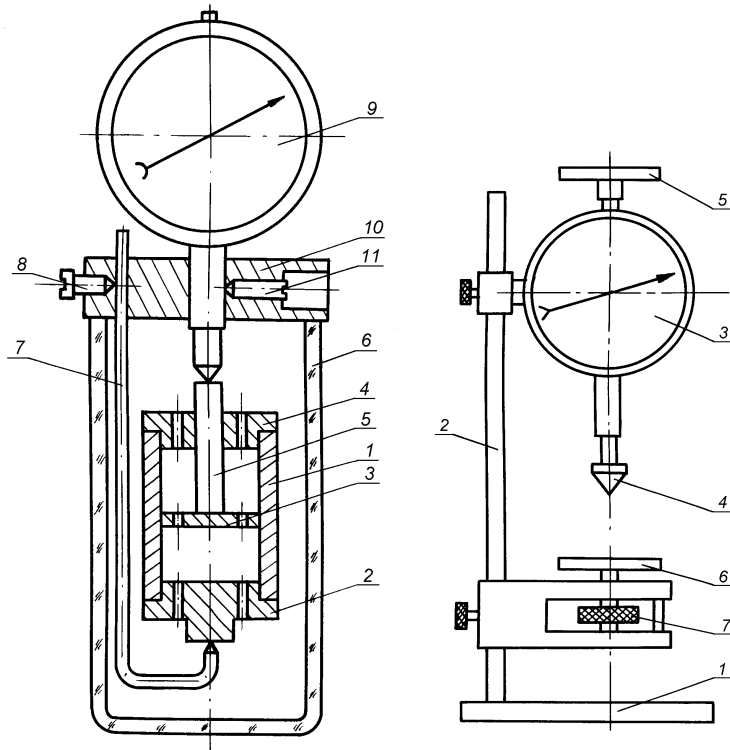
В связи со сложностью процессов влагопереноса в системе «ствол скважины - глинистые породы» единый показатель оценки ингибирующей способности буровых растворов до сих пор отсутствует.

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

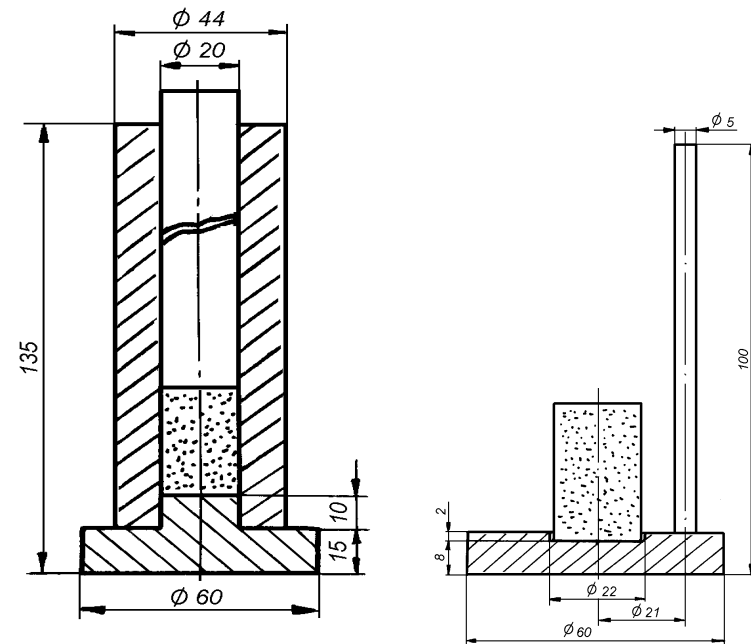
- ✓ **показатели набухания;**
- ✓ **показатели влажности;**
- ✓ **показатели деформации** естественных и искусственных образцов глинистых пород, контактирующих с исследуемой средой.



Ингибирующая способность



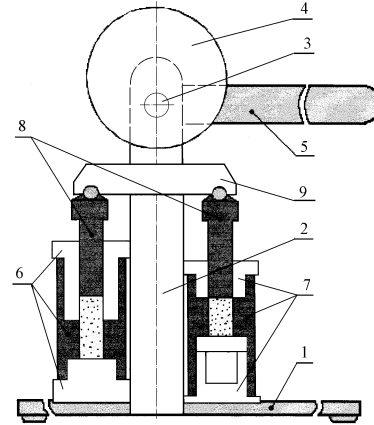
Схемы приборов для определения показателей набухания глинистых пород



Схемы приборов для определения показателя увлажняющей способности буровых растворов



Ингибирующая способность



Пресс для формирования модельных образцов глинистых пород

- 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.



Тема №1.4

Материалы для приготовления и регулирования свойств буровых растворов.



Материалы для приготовления и регулирования свойств буровых растворов

Наиболее широко используемым типом буровых растворов являются суспензии, дисперсионная среда которых чаще всего представлена водой, а **активная дисперсная фаза** - глиной, существенно реже мелом, торфом, сапропелем, асбестом и др.

Кроме активной твердой фазы в состав суспензий может входить и инертная, включающая в себя **утяжелители** и закупоривающие материалы (**наполнители**).

Для кондиционирования, т.е. придания буровым растворам требуемых свойств на этапе их приготовления, регулирования (регенерации) свойств буровых растворов в процессе бурения, а также для защиты их от возмущающих воздействий (высоких и низких температур, полиминеральной агрессии, воздействия выбуренных глинистых частиц, бактерий и др.) применяют различные **химические реагенты**.



Глины

Главными признаками глин являются **высокодисперсное состояние**, характеризующееся коллоидными и близкими к ним размерами частиц, **гидрофильность** (активное взаимодействие с водой), **способность к адсорбции, ионному обмену, набуханию и проявлению упруго-вязко-пластичных и тиксотропных свойств** в концентрированных и разбавленных суспензиях.



Глины

Глинистые минералы по химическому составу представляют собой **водные** (содержащие кристаллизационную воду) **алюмосиликаты**.

На основании различий в химическом составе, строении кристаллической решетки и свойствах глинистые минералы объединяют в четыре основные группы, получившие название по ведущему минералу:

- ✓ группа **монтмориллонита** (монтмориллонит, бейделлит, сапонит, гекторит, соконит, нонтронит и др.);
- ✓ группа **гидрослюдь** (гидромусковит, гидробиотит);
- ✓ группа **каолинита** (каолинит, диккит, накрит, галлуазит);
- ✓ группа **пальгорскита**.



Глины

Чем легче диспергируется и сильнее гидратируется глина, тем больший объем глинистого раствора с определенной вязкостью можно получить из одной и той же массы глины.

В соответствии с ОСТ 39-203-01-86 основным показателем качества (сортности) глин, используемых для целей бурения, является **выход** (объем) **глинистого раствора** в м^3 с эффективной вязкостью равной **20 мПа·с**, получаемый из 1 т глины.

С целью ускорения приготовления глинистых растворов преимущественно используют глины в виде порошков.

Глинопорошок представляет собой высушенную и измельченную глину с добавками или без добавок химических реагентов.



Утяжелители

Когда необходим буровой раствор с большей плотностью используют добавки тонко размолотых порошков инертных тяжелых минералов – **утяжелителей**.

1921 г. – американец Страуд предложил использовать **ОКИСЛЫ железа**, а в **1922 г.** – **барит**, который был испытан в **1923 г.** при бурении скважины в штате Калифорния.

В зависимости от основы минерала природные утяжелители делятся на 4 вида:

- ✓ **карбонатные**: известняк (CaCO_3 , $\rho = 2600 \dots 2800 \text{ кг/м}^3$), доломит ($\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$, $\rho = 2800 \dots 2900 \text{ кг/м}^3$);
- ✓ **баритовые** : сульфат бария или барит (BaSO_4 , $\rho = 4200 \dots 4500 \text{ кг/м}^3$);
- ✓ **железистые**: гематит (Fe_2O_3 , $\rho = 4900 \dots 5300 \text{ кг/м}^3$); магнетит (Fe_3O_4 , $\rho = 5000 \dots 5200 \text{ кг/м}^3$);
- ✓ **свинцовые**: галенит (PbS , максимально достижимая плотность бурового раствора равна 3840 кг/м^3).

Характеристики утяжелителей: **инертность; абразивность; степень дисперсности.**



Закупоривающие материалы (наполнители)

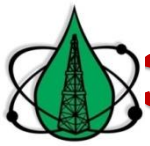
Накопленный зарубежными специалистами опыт показывает, что суммарное массовое **содержание наполнителей в буровом растворе**, вполне достаточное для ликвидации поглощений различной интенсивности, включая полное, и не вызывающее каких-либо нарушений процесса роторного бурения, составляет до **5...7 %**.

ТИПЫ

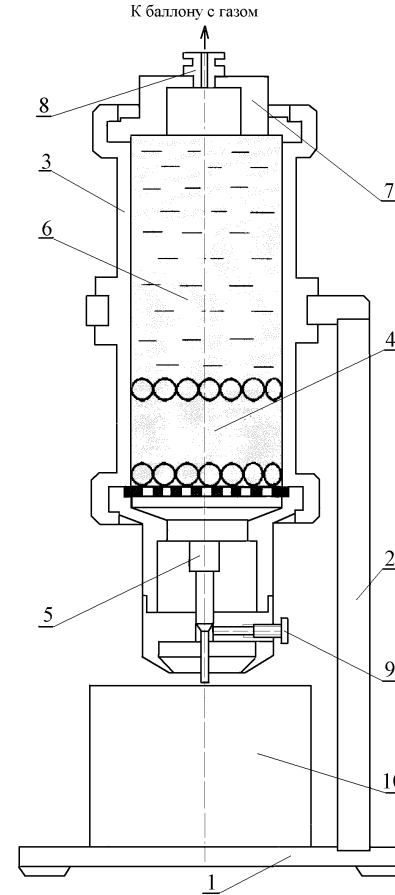
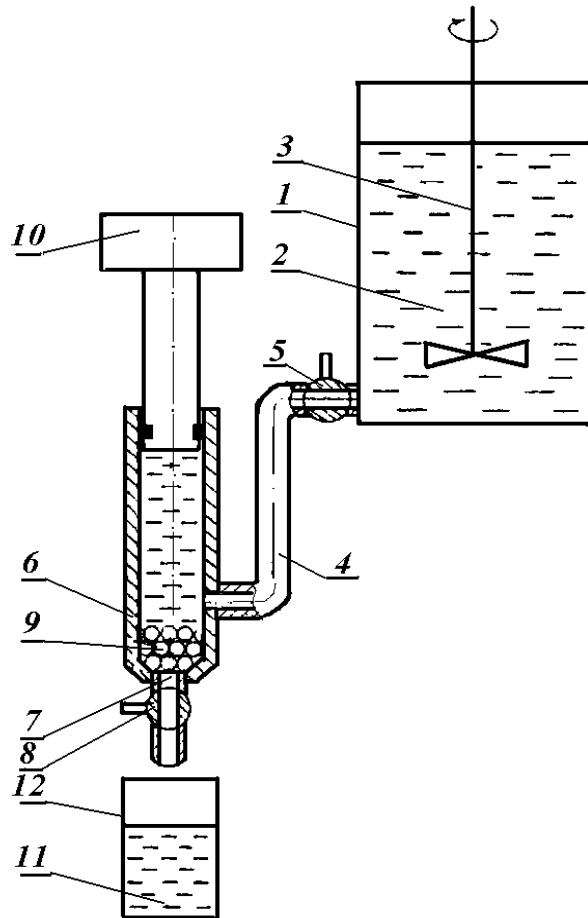
Волокнистые наполнители: древесные опилки; измельченная кора деревьев; кордное волокно; техническая кошма; кожа-«горох»; хромовая стружка; улюк волокнистый (недоразвитые семена хлопчатника); асбест; торф; свиная щетина; куриные перья и др.

Зернистые наполнители: скорлупа ореховая (фундук); мелкая резиновая крошка (дробленная резина); полиэтиленовая крошка; щебень; гравий; песок; пемза; шлак; туф; диатомит; трепел; опоки; керамзит; измельченные панцири раков и др.

Чешуйчато-пластинчатые наполнители: слюда-чешуйка; целлофановая стружка; бумажная стружка; подсолнечная лузга; рыба чешуя; сломель-М и др.



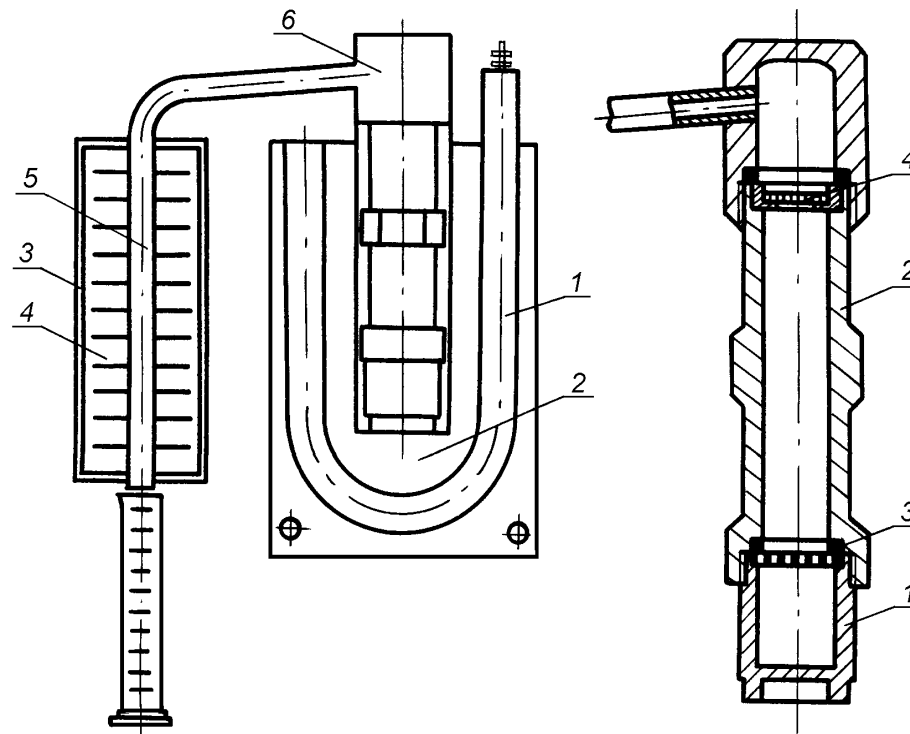
Закупоривающие материалы (наполнители)



Приборы для оценки закупоривающей способности наполнителей (ПОЗС) конструкции ТПУ



Определение объемной концентрации в буровом растворе твердой фазы и частиц коллоидных размеров



Концентрацию в буровом растворе твердой фазы определяют с помощью **установки ТФН-1**.

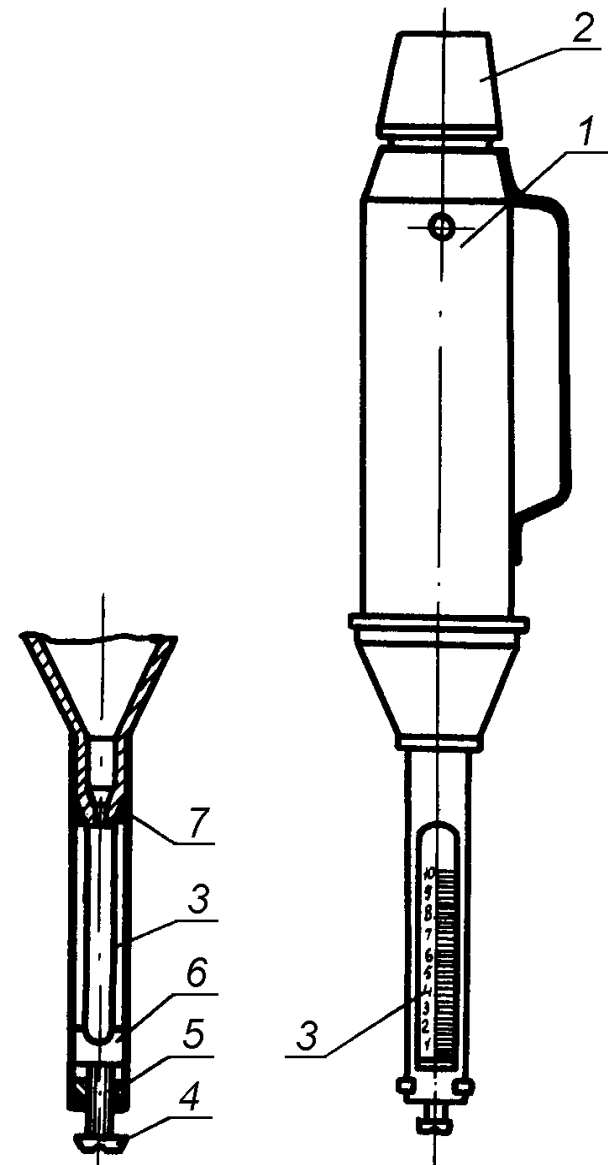
Установка ТФН-1 состоит из следующих основных узлов: нагревательного устройства, конденсатора, испарителя и измерительного цилиндра.



Определение концентрации загрязняющих буровой раствор примесей. Твердые примеси

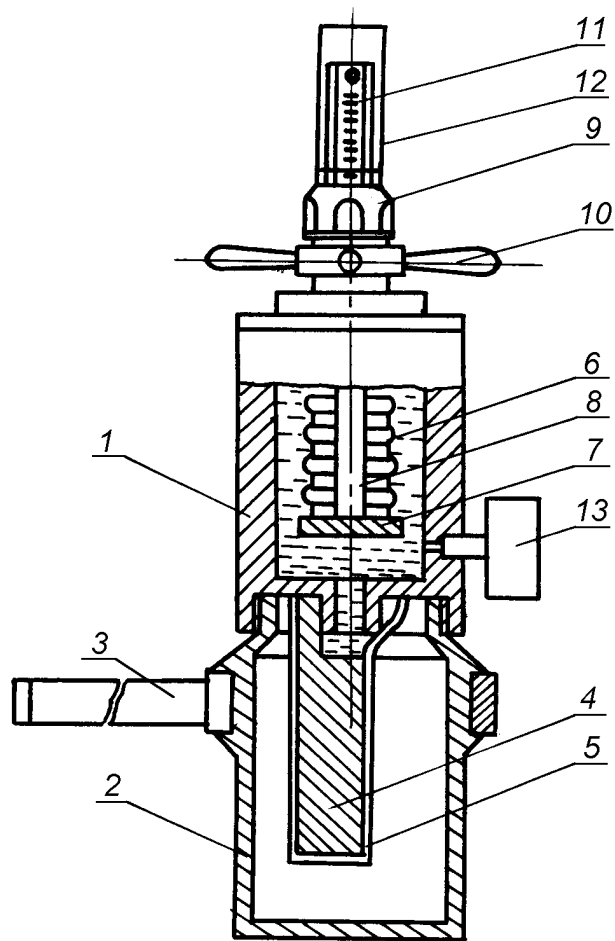
Для измерения концентрации «песка» используется **металлический отстойник ОМ - 2**.

Концентрация песка (C_p , %) - это объем осадка, который образуется при отстаивании в течение 1 мин разбавленного водой бурового раствора, отнесенный к объему исходного бурового раствора.





Определение концентрации загрязняющих буровой раствор примесей. Газообразные примеси.



Концентрацию газа (C_0 , %) в буровом растворе определяют с помощью прибора **ПГР-1**.



Химические реагенты

Назначение:

- ✓ для придания буровым растворам необходимых свойств в процессе их приготовления, т.е. для получения буровых растворов с показателями свойств, соответствующими геолого-техническим условиям бурения скважин;
- ✓ для защиты используемых буровых растворов от возмущающих воздействий (шлама выбуренных пород, низких и высоких температур, электролитной агрессии), которую, как правило, производят в процессе приготовления раствора;
- ✓ для регенерации (восстановления или поддержания в заданных пределах) свойств буровых растворов в процессе бурения.



Химические реагенты

Первыми химическими реагентами, которые в мировой буровой практике начали применяться с **1929 года**, были **каустическая сода** (едкий натр, гидроксид натрия) – NaOH и **алюминат натрия** ($\text{Na}_2\text{Al}_2\text{O}_3$). Они предназначались для повышения вязкости и статического напряжения сдвига буровых растворов с целью предупреждения осаждения в них частиц утяжелителя.

В нашей стране химические реагенты начали использовать в бурении в 40-х годах. Первыми отечественными реагентами являются **УЦР** и **ТЦР**, предложенные В.С. Барановым и З.П. Букс в **1934 году** (по другим источникам – в **1938 г.**).

В **1994 году** 98 фирм США выпускали материалы и химические реагенты для буровых растворов свыше 1900 наименований.



Химические реагенты

1. Полисахариды.

Основные реагенты этой группы: крахмал; модифицированный крахмал (МК); карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ - 500, 600, 700) и ее зарубежные аналоги FINOGELL, FIN-FIX и др.; КМЦ марки «Торос-2» - буровая.

2. Акриловые полимеры – синтетические полимеры, являющиеся продуктами нефтехимии.

Основные реагенты этой группы: гидролизированный полиакрилонитрил (гипан), а также его аналоги: отечественные (гивпан-Н, порошкообразный акриловый полимер – ПАП, полимер «Унифлок») и зарубежные (СУРАН); НР-5 (нитронный реагент); полиакриламид (ПАА) и его зарубежные аналоги: DK-DRIL, Cydril – 5110, 400, 5300; метас, метасол; сополимер М-14ВВ; лакрис 20.

3. Гуматные реагенты – натриевые или калиевые соли гуминовых кислот, получаемые экстракцией из бурого угля или торфа в присутствии щелочи (NaOH, KOH).

Основные реагенты этой группы: углещелочной реагент (УЩР) = бурый уголь + NaOH; торфощелочной реагент (ТЩР) = торф + NaOH (KOH); гуматнокалиевый реагент (ГКР) = бурый уголь + KOH.



Химические реагенты

4. Лигносulfонаты (сырьем для их получения служат многотоннажные отходы производства целлюлозы сульфитной варкой древесины).

Основные реагенты этой группы: сульфитно-спиртовая барда (ССБ); конденсированная сульфитно-спиртовая барда (КССБ); феррохромлигносульфонат (ФХЛС); хромлигносульфонат (окзил).

5. Реагенты на основе гидролизного лигнина (сырьем для их получения служит гидролизный лигнин, который является отходом при производстве спирта из древесины, подсолнечной лузги, кукурузных кочерыжек, хлопковой шелухи и др.).

Основные реагенты этой группы: нитролигнин (НЛГ); игетан.

6. Электролиты - кислоты, соли и основания (щелочи).

Основные реагенты этой группы: NaOH – гидроксид натрия (едкий натр, каустическая сода); Na_2CO_3 – карбонат натрия (кальцинированная сода); KOH – гидроксид калия (едкий калий); $\text{Ca}(\text{OH})_2$ – гидроксид кальция (гашеная известь); CaCl_2 – хлористый кальций; KCl – хлористый калий; жидкое стекло натриевое $\text{Na}_2\text{O} \cdot n\text{SiO}_2$ и калиевое $\text{K}_2\text{O} \cdot n\text{SiO}_2$; $\text{KAl}(\text{SO}_4)_2$ – алюмокалиевые квасцы; нитрилотриметилфосфоновая кислота (НТФ) и др.



Химические реагенты

7. Кремнийорганические жидкости – синтетические полимеры, содержащие в макромолекуле атомы кремния и углерода:

Основные реагенты этой группы: ГКЖ-10 (11); Петросил – 2М.

8. Поверхностно-активные вещества (ПАВ) - способны адсорбироваться на поверхности раздела фаз (воздух - жидкость, жидкость - жидкость, жидкость - твердое тело) и снижать вследствие этого межфазное поверхностное натяжение.

Основные реагенты этой группы: «Прогресс»; сульфонат; сульфонол; азолят А; ДС-РАС; ОП-7, ОП-10; превоцел.



Химические реагенты

По назначению (действию на свойства буровых растворов) все химические реагенты принято условно делить на следующие **11 групп**:

- ✓ понизители фильтрации;
- ✓ понизители вязкости (разжижители);
- ✓ структурообразователи;
- ✓ регуляторы щелочности (рН);
- ✓ ингибиторы глинистых пород;
- ✓ регуляторы термостойкости (+ и -);
- ✓ пенообразователи;
- ✓ пеногасители;
- ✓ эмульгаторы (вещества, предохраняющие капельки дисперсной фазы эмульсий от коалесценции, т.е. слияния);
- ✓ смазочные добавки;
- ✓ понизители твердости горных пород.



Группа реагентов – **понижителей фильтрации** включает в себя полисахариды, акриловые полимеры, гуматные реагенты и лигносульфонаты (КССБ).

К реагентам **понижителям вязкости** относятся реагенты на основе гидролизного лигнина, модифицированные лигносульфонаты (ФХЛС, окзил) и НТФ.

Роль **структурообразователей, регуляторов щелочности, ингибиторов глинистых пород** и регуляторов термостойкости в основном выполняют электролиты и кремнийорганические жидкости.

Функции **пеногасителей, пенообразователей, эмульгаторов, смазочных добавок** и **понижителей твердости** горных пород чаще всего выполняют ПАВ.

Кроме этого, в качестве **смазочных добавок** и пеногасителей используют и кремнийорганические жидкости.



Тема №1.5

Типы очистных агентов



Гомогенные (однофазные) очистные агенты

Техническая вода

Техническая вода является наиболее доступным и дешевым очистным агентом, в связи с чем достаточно широко используется при бурении устойчивых пород в случае отсутствия флюидопроявлений.

Кроме того, техническая вода служит основой, т. е. дисперсионной средой, для получения абсолютного большинства других типов очистных агентов (буровых растворов на водной основе).

Качество технической воды для целей бурения принято характеризовать:

- ✓ степенью минерализации;
- ✓ составом минерализации;
- ✓ жесткостью.

По степени минерализации, оцениваемой количеством растворенных солей в 1 литре воды, природные воды делятся на 4 группы:

- ✓ пресные – до 1 г/л;
- ✓ солоноватые – 1...10 г/л;
- ✓ соленые – 10...50 г/л;
- ✓ рассолы > 50 г/л.



Типы очистных агентов

Техническая вода

По **составу минерализации**, оцениваемому количественным соотношением анионов и катионов, природные воды делятся на 49 классов: гидрокарбонатные, сульфатные, хлоридные и т.д.

По **жесткости**, оцениваемой в мг·эquiv/л, природные воды делятся на 5 групп:

- ✓ очень мягкие ($< 1,5$);
- ✓ мягкие (1,5...3);
- ✓ умеренно-жесткие (3...6);
- ✓ жесткие (6...9);
- ✓ очень жесткие (> 9).

1 мг·эquiv жесткости соответствует содержанию в 1 литре воды 20,04 мг Ca^{2+} или 12,16 мг Mg^{2+} .

Состав минерализации технической воды весьма важен с точки зрения использования ее в виде очистного агента!

Сернокислые воды обладают сильной агрессивностью по отношению к металлу, а **магнезиальные** – к цементному камню. В качестве очистного агента эти воды применять нельзя.

С точки зрения использования технической воды как основы для приготовления буровых растворов наиболее важными показателями её качества являются жесткость и степень минерализации!!!

Оптимальная жесткость - не более 3...4 мг·эquiv/л.

Степень минерализации воды оказывает существенное влияние на эффективность действия (расход) химических реагентов и степень гидратации глин.



Типы очистных агентов

Техническая вода

Преимущества:

- дешевизна;
- доступность;
- малой вязкостью (1 мПа·с при $t = 20,5 \text{ }^\circ\text{C}$);
- низкой плотностью (1000 кг/м³);
- высокой охлаждающей способностью.

Недостатки:

- вызывает интенсивную гидратацию, набухание и диспергирование глинистых пород;
- легко поглощается и размывает керн при бурении в трещиноватых, пористых и рыхлых породах;
- растворяет соли;
- замерзает при отрицательной температуре;
- плохо удерживает частицы выбуренных пород при прекращении циркуляции.

Вывод:

Применение воды в качестве очистного агента целесообразно и эффективно лишь при бурении в устойчивых (не размываемых, не растворяемых и не набухающих) породах при отсутствии зон поглощений и флюидопроявлений.

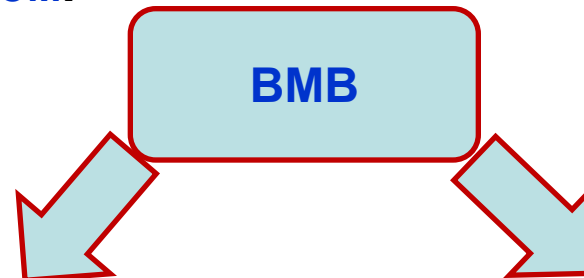
Вода может успешно применяться для вскрытия водоносных горизонтов.



Полимерные растворы

Полимерными называются водные растворы высокомолекулярных веществ (ВМВ), молекулы которых построены путем многократного повторения одного и того же звена - **мономера**.

Если в молекуле чередуются разные мономеры, то такое ВМВ называется **сополимером**.



Полиэлектролиты

реагенты на основе водорастворимых эфиров целлюлозы и на основе акриловых полимеров, которые при диссоциации в воде образуют сложный анион и простой катион

Неэлектролиты

крахмальные реагенты, содержащие полярные группы, не имеющие заряда (используются при приготовлении БР крайне редко)



Полимерные растворы

Впервые полимерные растворы начали применяться в США в начале 60-х годов, в нашей стране – спустя десятилетие.

Достоинства:

- ✓ **Псевдопластичные свойства**, благодаря которым полимерные растворы обладают хорошей очистной, несущей (транспортирующей) и удерживающей способностью.
- ✓ **Способность создавать на стенках скважин полимерную пленку**, препятствующую проникновению фильтрата в поры горных пород.
- ✓ **Длинноцепочечные полимеры** обладают уникальной способностью снижать гидравлические сопротивления при турбулентном режиме течения (**эффект Томса**, 1949 г.).

Недостатки:

- ✓ **низкая стойкость к действию ионов кальция и других поливалентных металлов;**
- ✓ **высокая стоимость импортных ВМВ (3...16 тыс. долларов за тонну)** и дефицитность отечественных (потребности в полимерных реагентах удовлетворяются только на **40...50 %**).

Вывод:

Полимерные растворы по своим функциональным свойствам существенно превосходят техническую воду, а в ряде случаев, и качественные глинистые растворы, т.е. являются весьма перспективными очистными агентами при бурении в условиях отсутствия флюидопроявлений (бурении при равновесии давления в системе «ствол скважины – пласт»).



Типы очистных агентов

Водные растворы электролитов (солей)

Водные растворы солей (NaCl , KCl , CaCl_2 , MgCl_2) могут применяться в качестве очистных агентов в следующих случаях:

- ✓ при бурении в многолетнемерзлых породах (ММП);
- ✓ при бурении в отложениях солей;
- ✓ для глушения скважин при капитальном ремонте (в качестве жидкости глушения);
- ✓ в качестве буферной жидкости при тампонировании скважин.

При бурении скважин в ММП (распространены более чем на половине территории России, мощность их доходит до нескольких сотен метров, температура достигает - 13 °С, обычно - 5...6 °С) **применяются водные растворы NaCl , реже CaCl_2 .**

Концентрация соли в растворе выбирается в соответствии с температурой ММП.

Незамерзающие водные растворы солей обладают такими же свойствами, как и техническая вода, но в отличие от воды имеют более высокую плотность и повышенное коррозионное воздействие на металл.

Они не пригодны для бурения в мерзлых породах, сцементированных льдом, так как вызывают его таяние.

Водные растворы солей рационально применять только при бурении плотных, устойчивых, «сухих» мерзлых пород.

При проходке мощных пластов солей во избежание образования каверн применяют насыщенные растворы этих солей.

С повышением температуры растворимость солей увеличивается. Поэтому в глубоких скважинах циркулирующая жидкость в призабойной части способна растворять соль, а в верхней части скважины, где её температура понижается, - выделять соль в виде кристаллов (**рекристаллизация**).

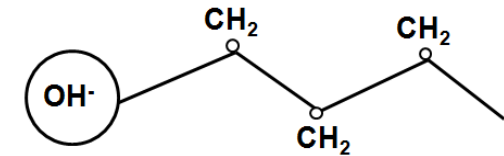
Таким образом, водные растворы солей могут использоваться при проходке пластов солей, залегающих лишь в верхних интервалах скважин.



Водные растворы поверхностно-активных веществ (ПАВ)

Поверхностно-активными называются такие вещества, которые способны адсорбироваться (концентрироваться) на поверхностях раздела фаз и понижать вследствие этого их поверхностное натяжение.

Молекулы ПАВ имеют **дифильное** (двойственное) строение. Их принято изображать в виде головастика, у которого головка полярная (гидрофильная), а хвостик – неполярный (гидрофобный).



Достоинства:

✓ **Интенсификация процесса разрушения горных пород на забое.** Это объясняется следующим. В процессе бурения горная порода в зоне контакта с долотом покрывается сетью макро- и микротрещин, которые после снятия нагрузки смыкаются и таким образом, работа, затраченная на их образование в последующем не используется для облегчения разрушения горных пород. При адсорбции ПАВ на поверхности таких микротрещин, их смыкание предотвращается, обеспечивая тем самым как бы понижение прочности горных пород в зоне предразрушения (**эффект П.А. Ребиндера, 1928 г.**).

✓ **Снижение силы трения между стенками скважины (аксиальное трение) и бурильными трубами, а также износ последних.** Материал бурильных труб и горные породы гидрофобны, поэтому молекулы ПАВ адсорбируются на них своими гидрофобными (углеводородными) частями. Образующиеся в результате граничные пленки («молекулярный ворс») способны значительно уменьшить трение и износ контактирующих в скважине поверхностей.

✓ **Повышение износостойкости породоразрушающего инструмента** за счет образования аналогичной граничной пленки на вооружении и опорах долот.

В практике бурения наиболее часто применяют водные растворы **ОП-7, ОП-10, сульфонола и превоцела.**



Нефть и дизельное топливо

Нефть и нефтепродукты определенного состава используются в качестве:

- ✓ дисперсионной среды растворов на углеводородной основе (РУО) и гидрофобных эмульсий;
- ✓ дисперсной фазы гидрофильных эмульсий (в качестве противоприхватной добавки наряду с неполярными жидкостями растительного и животного происхождения);
- ✓ самостоятельных очистных агентов (весьма редко).

Из нефтепродуктов наиболее широко используется **дизельное топливо** (чаще чем сырая нефть) марок ДЛ и ДЗ (летнее и зимнее).



Газообразные агенты

Достоинства:

- ✓ Существенно увеличить механическую скорость бурения (в 4 - 5 раз в твердых и в 2 - 3 раза в мягких породах) и проходку на долото (в 2 - 5 раз).
- ✓ Сохранить естественные свойства отбираемого керна, так как исключается его размыв, растворение, загрязнение.
- ✓ Без осложнений проходить зоны, катастрофически поглощающие буровой раствор.
- ✓ Существенно увеличить продуктивность пластов с низким пластовым давлением.
- ✓ Исключить набухание, растворение и обвалы горных (глинистых) пород, естественная структура которых нарушается при контакте с буровым раствором на водной основе.
- ✓ Успешно бурить интервалы ММП и льда (теплоемкость воздуха в 4 раза ниже теплоемкости воды, поэтому его легко и быстро можно охладить до нулевой и даже до отрицательной температуры).
- ✓ Улучшить условия труда буровой бригады (отпадает необходимость в приготовлении бурового раствора и растворов химреагентов, не нужна циркуляционная и очистная системы, не замерзает нагнетательная система и т.д.).
- ✓ До минимума снизить техногенную нагрузку на окружающую природную среду.



Типы очистных агентов

Газообразные агенты

- ✓ **Увеличивается стоимость наземного оборудования.** Для бурения с продувкой необходимы компрессор высокого давления; специальные нагнетательная и выкидная линии, пылесборники, влагомаслоотделитель, КИП и т. д. Кроме этого **продувка возможна только при роторном способе бурения.**
- ✓ **Повышается износ бурильных труб** вследствие окислительного действия газообразной среды (при использовании в качестве очистного агента сжатого воздуха), отсутствия архимедовой силы, абразивного действия смеси «газ + шлам», высоких значений коэффициента трения.
- ✓ **Отсутствует возможность регулирования противодействия на вскрываемые пласты,** в связи с чем значительно возрастает опасность флюидопроявлений, сложно бурить в потенциально неустойчивых породах.
- ✓ **Значительно осложняется бурение при притоках в скважину воды.** В этом случае шлам становится влажным, налипает на буровой инструмент и стенки скважины, в результате чего образуются сальники. При незначительных водопитоках производят гидрофобизацию контактирующих поверхностей непрерывными добавками ПАВ (0,1...0,2 % к предполагаемому объему притока воды).
- ✓ **Ограничивается возможность проведения геофизических работ.** Для проведения электрокаротажа и перфорирования обсадной колонны скважина должна быть заполнена жидкостью.

Вывод:

Газообразные агенты экономически целесообразно использовать при проходке зон катастрофического поглощения, интервалов ММП и льда, при бурении в безводных и засушливых районах, при вскрытии продуктивных горизонтов с низким пластовым давлением (со строгим соблюдением правил безопасности).



Глинистые растворы (гетерогенные очистные агенты)

Достоинства:

- ✓ **относительная доступность и дешевизна основного сырья** для их приготовления;
- ✓ **особые, в какой-то мере универсальные, свойствами:**
 - способностью образовывать малопроницаемую фильтрационную корку на стенках скважины;
 - способностью удерживать во взвешенном состоянии частицы выбуренной породы и утяжелителя;
 - возможностью регулирования реологических, структурно - механических и фильтрационных свойств в весьма широком диапазоне.

Для эффективной работы полимерных реагентов оптимальные значения **pH** необходимо поддерживать в пределах **8,5...9,5**.

Термостойкость полимерглинистых растворов зависит от применяемых полимеров и варьирует в пределах **120...200 °C**.

Из трех разновидностей полимерглинистых растворов для вскрытия продуктивных пластов наиболее предпочтительны гидрофобизирующие, которые относятся к классу защитно-кольматирующих (образуют тонкий, низкопроницаемый экран, впоследствии разрушаемый перфорацией).

Коэффициент восстановления проницаемости в заглинизированных гранулярных коллекторах составляет **0,8...0,85**, т.е. проницаемость ухудшается на **15...20 %**.



Полимерглинистые растворы

Предназначены для массового бурения эксплуатационных и разведочных скважин в различных отложениях, а также для вскрытия продуктивных пластов.

Разновидности полимерглинистых растворов:

✓ *На основе одного полимерного реагента:* КМЦ, ПАА (его аналогов), метаса, КЕМ-ПАС, М-14ВВ, НР-5. При необходимости разжижения - обработка НТФ.

Предназначены для бурения в достаточно устойчивых, предпочтительно грубодисперсных, слабо набухающих породах (обычно при бурении под кондуктор).

✓ На основе одного полимерного реагента с добавками ГКЖ-10 (11) или Петросил-2М (*гидрофобизирующие растворы*).

Предназначены для разбуривания высококоллоидальных глинистых пород.

✓ *На основе комплексных или поликомплексных реагентов*, содержащих два или большее число полимеров, одни из которых обладают свойствами стабилизаторов (понижителей фильтрации), а другие – флокулянтов (ингибируют глинистые породы и предотвращают обогащение бурового раствора шламом).

Стабилизаторы: НР-5, метас, гипан, СУРАН и др.

Флокулянты: ПАА, DK-DRIL-A1, CYDRIL (высокая молекулярная масса).

Назначение: бурение в набухающих глинах и неустойчивых глинистых сланцах.



Типы очистных агентов

Утяжеленные буровые растворы

Утяжеленные буровые растворы применяются при бурении скважин в отложениях, в том числе, продуктивных, с высоким пластовым давлением, а также в неустойчивых высокопластичных глинах, т.е. для предупреждения флюидопроявлений и сужений ствола скважины.

Утяжеляться могут любые структурированные буровые растворы.



Типы очистных агентов

Ингибированные буровые растворы

Общее назначение - бурение скважин в глинистых и глинодержащих породах, которые теряют устойчивость и диспергируются при взаимодействии с дисперсионной средой обычных буровых растворов на водной основе.

Основные разновидности ингибированных буровых растворов:

- ✓ **известковые;**
- ✓ **гипсоизвестковые;**
- ✓ **хлоркалиевые;**
- ✓ **гипсокалиевые;**
- ✓ **хлоркальциевые;**
- ✓ **малосиликатные;**
- ✓ **алюмокалиевые.**

Обязательный компонент – реагенты-ингибиторы, замедляющие гидратацию, набухание и диспергирование глин.

Общими компонентами для всех перечисленных выше видов ингибированных буровых растворов являются следующие:

- ✓ глина;
- ✓ вода;
- ✓ смазочные добавки;
- ✓ пеногасители (кроме малосиликатного).



Типы очистных агентов

Известковые буровые растворы

Назначение – бурение в неустойчивых глинистых отложениях, склонных к осыпям, обвалам и набуханию.

Недостатки:

- ✓ ограниченная солестойкость (до 5 % по NaCl);
- ✓ невысокая термостойкость: от 100 °С (при высоких значениях pH) до 160 °С (при низких значениях pH);
- ✓ несовместимость с Na_2CO_3 , Na_2PO_4 , CaCO_3 .

Гипсоизвестковые буровые растворы

Назначение: бурение в разрезах, содержащих набухающие, гидратирующие глины и аргиллиты; вскрытие заглинизированных продуктивных пластов при забойных температурах до 160 - 180 °С (коэффициент восстановления проницаемости до 0,9).

Преимущества перед известковыми буровыми растворами:

- ✓ более высокая солеустойчивость;
- ✓ более высокий ингибирующий эффект.

Хлоркалиевые буровые растворы

Назначение: бурение в неустойчивых глинистых сланцах различного состава; вскрытие заглинизированных гранулярных продуктивных пластов (коэффициент восстановления проницаемости до 0,95).

Термостойкость от 100 до 200 °С.

Преимущества перед кальциевыми буровыми растворами (носителями Ca^{2+}): проще стабилизируются (нет разжижителей).

Недостатки – сложность проведения ГИС ($\text{УЭС} < 0,2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$).

Алюмокалиевые буровые растворы

Назначение – разбуривание аргиллитов, малоувлажненных и увлажненных высококоллоидальных глин.

Недостатки – сложность проведения электрометрических работ.



Типы очистных агентов

Гипсокалиевые буровые растворы

Назначение: разбуривание слабоустойчивых высококоллоидальных глин и глинистых пород преимущественно натриевого типа; вскрытие заглинизированных продуктивных пластов (коэффициент восстановления проницаемости 0,95...0,98).

Термостойкость до 160 °С.

Преимущества перед хлоркалиевыми буровыми растворами: более высокое ингибирующее действие.

Недостатки те же (трудности с интерпретацией результатов ГИС).

Хлоркальциевые буровые растворы

Назначение – бурение в высокопластичных глинах, набухающих глинистых сланцах и неустойчивых аргиллитоподобных отложениях (в Са-глинах ингибирующий эффект минимален). Изменение проницаемости пород приствольной зоны – незначительное.

Недостатки:

- ✓ низкая термостойкость (100...120 °С);
- ✓ несовместимость с Na_2CO_3 , $\text{Na}_2\text{O} \cdot n\text{SiO}_2$, УЩР, акриловыми полимерами, сульфолоном и др.

Малосиликатные буровые растворы

Назначение – повышение устойчивости стенок скважин при бурении в осыпающихся аргиллитах и глинистых сланцах.

Содержание жидкого стекла (натриевого или калиевого) – 20...40 кг/м³.

Термостойкость до 200 °С.

Недостатки:

- ✓ несовместимость с нефтью;
- ✓ низкий коэффициент восстановления проницаемости продуктивных пластов (не более 0,64).



Типы очистных агентов

Соленасыщенные буровые растворы

Назначение: бурение скважин в солевых отложениях, чередующихся с пропластками глин.

Состав:

- ✓ **солеустойчивая глина** (палыгорскит, дружковская глина; местные, в том числе буровые глины);
- ✓ **вода**, в том числе пластовая (минерализованная);
- ✓ **соль** (до 300...400 кг/м³): при проходке однородных толщ галита – NaCl; при проходке калийно-магниевых солей - карналлит ($\text{KMgCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$) или бишофит ($\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$);
- ✓ **стабилизаторы**: при температуре < 100 °С – крахмал; до 140...160 °С - КМЦ (высоковязкая) или (крахмал : КМЦ : Na_2CO_3) = (2 : 1 : 1); до 160...180 °С – метас (М-14ВВ) + Na_2CO_3 ;
- ✓ **разжижители** – ССБ (КССБ, ФХЛС);
- ✓ **смазочные добавки** – нефть (СМАД-1).

Недостатки:

- ✓ высокая коррозионная активность, особенно при наличии в составе бурового раствора калийно-магниевых или хлормгниевых солей;
- ✓ экологическая вредность (все соленасыщенные буровые растворы экологически вредны и требуют утилизации).



Типы очистных агентов

Буровые растворы с конденсированной твердой фазой

Впервые буровые растворы с конденсированной твердой фазой были разработаны в нашей стране группой сотрудников ныне Российского государственного университета нефти и газа под руководством О.К. Ангелопуло.

Конденсационный способ получения коллоидных растворов основан на образовании нерастворимых твердых частиц из сильно пересыщенных растворов различных электролитов (солей, щелочей).

К настоящему времени разработано около 20 рецептов буровых растворов с конденсированной твердой фазой, большинство из которых защищены патентами России, США, Польши. Однако в силу разных причин достаточно широкое практическое применение получил только **гидрогель магния**.

Основой для приготовления гидрогеля магния служит рассол магнийсодержащих солей.

Варианты:

- ✓ галит (NaCl) + бишофит ($\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$);
- ✓ карналлит ($\text{KMgCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$);
- ✓ полиминеральная пластовая вода.

Общее содержание солей в рассоле до 300 кг/м^3 .

В гидрогель магния могут вводиться **смазочные добавки** (нефть) и **утяжелители**.

Достоинства гидрогеля магния:

- ✓ стоек к воздействию пластовых вод любой минерализации;
- ✓ образует фильтрационные корки, полностью растворяющиеся в процессе кислотной обработки (сероводородная кислота);
- ✓ при температуре до плюс $50 \text{ }^\circ\text{C}$ вообще не растворяет, а при более высокой – мало растворяет вскрываемые отложения солей.



Типы очистных агентов

Растворы на углеводородной основе (РУО)

Растворы на углеводородной основе были разработаны в США в 1937 г. В нашей стране их начали применять в 1955 г. по инициативе профессора К.Ф. Жигача.

Дисперсионная среда РУО: дизельное топливо; нефть; углеводородорастворимые ПАВ.

Дисперсная фаза РУО: высокоокисленный битум; гидроокись кальция (СаО); глина, в том числе органобентонит; барит (при необходимости утяжеления РУО); небольшое количество эмульгированной воды.

Достоинства:

- ✓ обладают высокой стабильностью во времени (**можно длительно хранить и многократно использовать**);
- ✓ **инертны в отношении глин и солей**;
- ✓ обладают хорошими антикоррозионными и триботехническими свойствами;
- ✓ **могут утяжеляться** любыми стандартными утяжелителями;
- ✓ обладают высокой **термостойкостью** (**до 220...220 °С**);
- ✓ почти **не фильтруются в проницаемые пласты**, а их фильтрат не оказывает вредного влияния на продуктивные нефтяные горизонты, так как имеет общее сходство с пластовой нефтью.

Недостатки:

- ✓ высокая стоимость (200...625 \$/м³) и дефицитность основных компонентов;
- ✓ пожароопасность;
- ✓ трудность очистки от шлама;
- ✓ трудность проведения электрометрических работ;
- ✓ экологическая вредность.

Основная область применения РУО: вскрытие продуктивных нефтяных пластов с низким пластовым давлением. Кроме этого, РУО применяют при бурении скважин в условиях высоких положительных и отрицательных (бурение во льдах) забойных температур, а также для проходки соленосных толщ и высокопластичных глинистых пород.



Типы очистных агентов

Инвертные эмульсионные растворы (ИЭР)

ИЭР представляют собой гидрофобно - эмульсионно -суспензионные системы.

Дисперсионная среда ИЭР: дизельное топливо марок «Л» или «З»; разгазированная нефть (с температурой вспышки > 70 °С).

Дисперсная фаза ИЭР: *жидкая* - минерализованная CaCl_2 (NaCl , MgCl_2) техническая или пластовая вода (содержание соли 180...240 кг/м³); *твердая* - молотая негашеная известь (гидроокись кальция - CaO), глинопорошок (ПББ, ПБВ), железный купорос, хлорное железо, мел (утяжелитель), барит (утяжелитель).

Для эмульгирования воды в углеводородной среде используют следующие **ПАВ:** эмультал; окисленный петролатум; СМАД – 1; украмин (или его аналог ИКБ - 2); высокоокисленный битум; АБДМ - хлорид.

ИЭР по свойствам и условиям применения близки к РУО, но выгодно отличаются от них тем, что содержат значительное количество воды, а следовательно существенно дешевле.

Соотношение водной и углеводородной фаз в ИЭР изменяется в диапазоне от 60 : 40 до 40 : 60. Содержание твердой фазы (без утяжелителя) составляет при этом 5...30 кг/м³.

Различают несколько видов ИЭР: **ВИЭР** (высококонцентрированный ИЭР); **ТИЭР** (термостойкий ИЭР); **эмульжел** (ИЭР, содержащий железный купорос); **ГЭР** (гидрофобно-эмульсионный раствор).

Недостаток: **обратимость** при повышенном содержании твердой фазы.



Газожидкостные смеси (ГЖС)

- ✓ **пены**;
- ✓ **аэрированные промывочные жидкости (АПЖ)**.

Аэрацией называется процесс насыщения жидкости воздухом, реже другими газами. При этом газообразная фаза рассматривается как дисперсная, а жидкая – как непрерывная дисперсионная среда.

Объемное соотношение газообразной $V_{г}$ и жидкой $V_{ж}$ фаз называется **степенью аэрации** $\alpha = V_{г} / V_{ж}$.

Для АПЖ $\alpha < 60$, для пен $\alpha = 60...300$.

Способы приготовления АПЖ и пен:

Механический способ обеспечивает аэрацию жидкости с помощью компрессорных установок и специальных устройств - аэраторов (пеногенераторов).

Эжекционный способ. При этом способе жидкость аэрируется путем засасывания воздуха из атмосферы с помощью специальных эжекторных смесителей.

Химический способ обеспечивает вспенивание (аэрацию) жидкости при обработке ее ПАВ – пенообразователями и перемешивании.

Комбинированный способ сочетает механический (эжекционный) и химический способы аэрации.



Типы очистных агентов

Газожидкостные смеси (ГЖС)

Основным отличительным свойством АПЖ и пен является их **низкая плотность**. При атмосферном давлении плотность АПЖ может составлять **100...1000 кг/м³**, пен – **50...100 кг/м³**.

Преимущества:

- ✓ вследствие снижения давления на забой скважины **увеличиваются механическая скорость бурения и проходка на долото**;
- ✓ появляется **возможность бурения в зонах АНПД** ($K_a = 0,3..0,8$ для АПЖ; $K_a < 0,3$ для пен), поглощающих буровой раствор;
- ✓ **уменьшается вредное воздействие на продуктивные горизонты с низким пластовым давлением**.
- ✓ **улучшение условий очистки забоя скважины от шлама в результате флотационного эффекта**, заключающегося в способности частиц выбуренной породы прилипать к воздушным пузырькам и выноситься ими в затрубное пространство.
- ✓ **высокая несущая способность потока**, которая у пен в 7- 8 раз выше, чем у воды.
- ✓ **низкая теплопроводность**, что весьма важно при бурении скважин в ММП (слой пены, контактирующий с ММП, быстро замерзает и препятствует обрушению стенок скважин).
- ✓ **возможность регулирования функциональных свойств в широком диапазоне** путем изменения степени аэрации и состава пен.

Недостатки:

- ✓ **сложность приготовления**.
- ✓ **сложность закачивания в скважину**, так как ГЖС плотностью менее 500 кг/м³ могут подаваться в скважину только при одновременной работе насоса и компрессора с установкой на нагнетательных клапанах бурового насоса **дожимного устройства (бустера)**.
- ✓ **сложность очистки от шлама на поверхности**, так как для этого пену необходимо разрушить.
- ✓ **повышенный коррозионный износ** бурильных труб и другого оборудования вследствие окислительного действия газообразной среды.



Тема №1.6

Приготовление и очистка буровых растворов



Приготовление и очистка буровых растворов

Приготовление БР

Приготовление – это процесс получения бурового раствора с требуемыми свойствами в результате переработки исходных материалов и их химического взаимодействия.

Исходные материалы:

- ✓ техническая вода, углеводородные жидкости (**дисперсионная среда**);
- ✓ глиноматериалы, утяжелители, твердые нефтепродукты (**дисперсная фаза**);
- ✓ химические реагенты и добавки (**регуляторы свойств БР**).

Переработка - это диспергирование (измельчение), растворение и перемешивание исходных материалов.

Для приготовления БР применяют **мешалки**

Механические:

- лопастные;
- фрезерно-струйные мельницы (ФСМ).

Гидравлические:

- эжекторные;
- гидромониторные;
- вихревые.



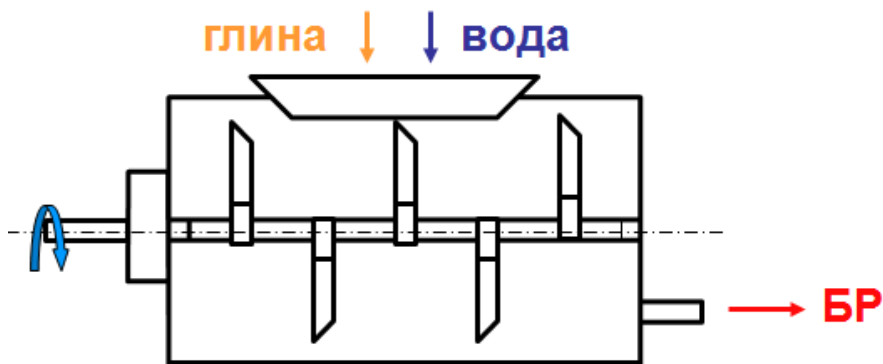
Приготовление и очистка буровых растворов

Механические мешалки лопастного типа

представляют собой металлическую емкость цилиндрического или овального сечения, внутри которой находятся один или два вала с лопастями (например, лопастная механическая мешалка марки МГ2-4Х имеет два вала и емкость объемом 4 м³).

Достоинства: простота конструкции и высокое качество приготовления БР.

Недостатки: низкая производительность (до 6 м³/ч при использовании глинопорошков).



ФСМ в общем виде состоит из бункера 1, ротора 2 с лопастями, диспергирующей рифленной плиты 3 и выходной решетки 4.

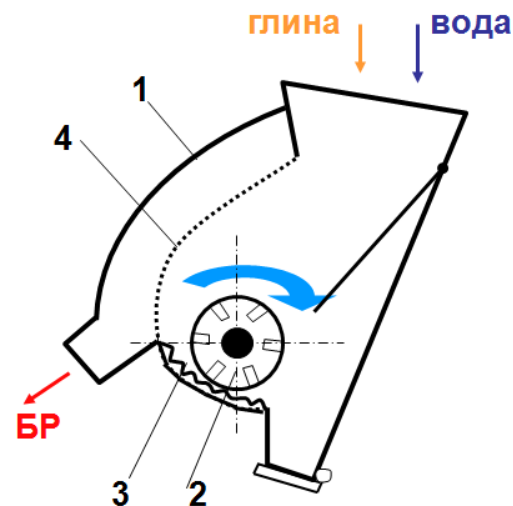
Дополнительное диспергирование исходных материалов осуществляется при ударе струй, выбрасываемых лопастями ротора, о выходную решетку.

Достоинства ФСМ:

- ✓ достаточно простая конструкция;
- ✓ высокая производительность (до 20...25 м³/ч при использовании механизированной загрузки глинопорошка).

Недостатки:

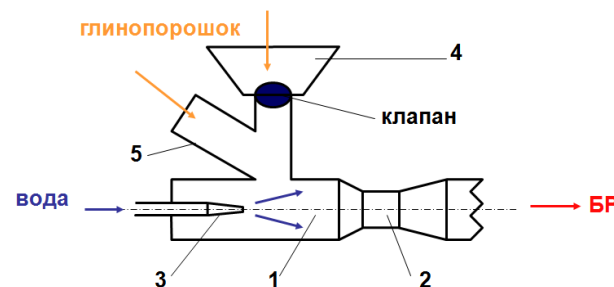
- ✓ низкое качество получаемого БР.





Приготовление и очистка буровых растворов

Гидравлическая мешалка эжекторного типа в общем виде состоит из приемной 1 и смесительной 2 камер, сменного штуцера (сопла) 3, загрузочной воронки 4 и линии подвода 5 глинопорошка (утяжелителя) от бункеров БПР-70.



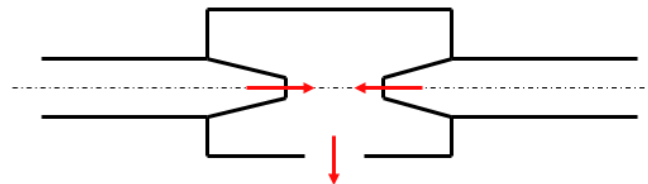
Принцип действия мешалки эжекторного типа: в результате истечения воды (раствора химических реагентов) из сопла с высокой скоростью в приемной камере создается разрежение, благодаря чему в неё из воронки (из бункера БПР) засасывается глинопорошок (утяжелитель).

Достоинства мешалок эжекторного типа: высокая производительность (70...90 м³/ч при непрерывной механизированной подаче глинопорошка).

Недостатки: качество приготавливаемого БР ниже, чем в механических мешалках лопастного типа.

Повысить качество приготовления бурового раствора помощью **диспергаторов**, в частности, гидравлического диспергатора ДГ-1, работающего на **принципе соударения двух струй**.

При соударении в камере ограниченного объема двух высокоскоростных струй возникают кавитационные явления (**кавитация** – образование газовых пузырьков в результате уменьшения давления в быстродвижущейся жидкости), ультразвук и другие эффекты, интенсифицирующие процесс диспергирования.





Приготовление и очистка буровых растворов

Гидравлическая мешалка вихревого типа состоит из приемной воронки 1, наружного цилиндра 2 с выходным патрубком 3 и внутреннего цилиндра 4 с входным патрубком 5.

Вода под давлением подается в патрубок 5 и, благодаря его тангенциальному расположению, «закручивается» внутри цилиндра 4, образуя слой жидкости, внутри которого создается разрежение.

В результате глинопорошок засасывается из приемной воронки 1, захватывается быстровращающимся слоем жидкости, интенсивно в нем перемешивается (крупные агрегаты перетираются о стенки под действием центробежных сил), полученная суспензия, вращаясь по спирали, поднимается вверх и переливается в наружный цилиндр.

Кроме устройств, предназначенных для приготовления БР, приемные емкости наземной циркуляционной системы буровой установки оснащаются еще и **перемешивателями**.

Перемешиватели, как и мешалки, **делятся на механические и гидравлические**.

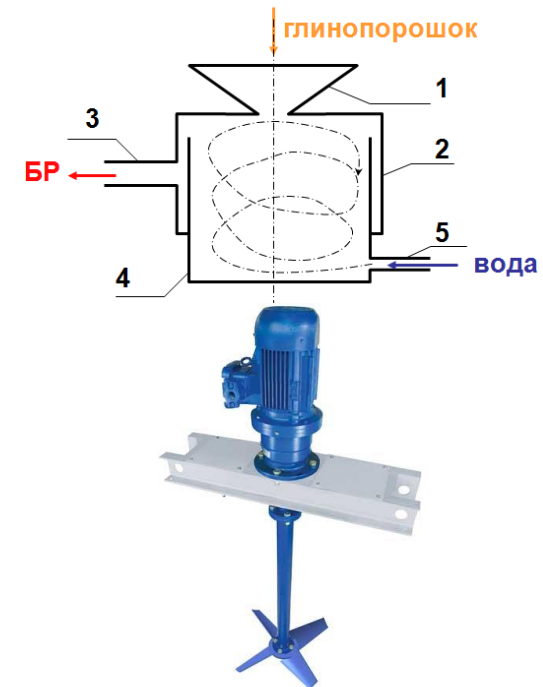
Механические перемешиватели в общем виде состоят из электродвигателя, редуктора, вала и перемешивающего органа пропеллерного (ПМ) или турбинно-пропеллерного типа (ПЛ), который располагается ближе ко дну приемной емкости.

Действие **гидравлических перемешивателей** основано на использовании кинетической энергии струи БР, выходящего из насадки с высокой скоростью.

Различают **управляемые** и **неуправляемые гидравлические перемешиватели**.

Управляемые своей сути **представляют пожарный ствол** с рукояткой, поворотом которой можно направить струю БР в любую зону приемной емкости (4УПГ, ПГ).

Неуправляемые гидравлические перемешиватели **работают по принципу сегнера колеса**, т.е. являются самовращающимися (ПГС).





Приготовление и очистка буровых растворов

Очистка бурового раствора от шлама

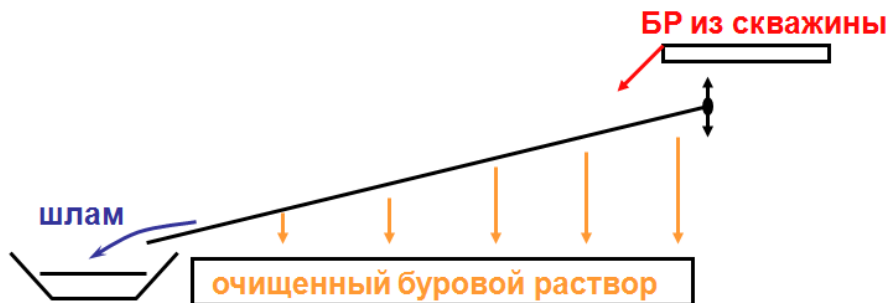
В результате разрушения горных пород на забое скважины циркулирующий в ней буровой раствор непрерывно обогащается шламом, что приводит к росту плотности, вязкости и статического напряжения сдвига бурового раствора со всеми вытекающими отсюда негативными последствиями:

- ✓ **снижение** механической скорости бурения и проходки на долото;
- ✓ **снижение** ресурса работы гидравлического оборудования (буровых насосов, вертлюгов);
- ✓ **увеличение** вероятности возникновения различного рода осложнений, аварий и др.

Эффективная очистка БР возможна только при искусственном ускорении оседания шлама, что легче всего достигается при вибрациях или за счет центробежного эффекта.

Из устройств, ускоряющих процесс очистки БР за счет вибраций, наибольшим распространением, как в нашей стране, так и за рубежом пользуется **вибросита**.

Принцип действия вибросита заключается в следующем: выходящий из скважины поток БР поступает равномерным слоем на натянутую на вибрирующей раме сетку, шлам по наклонной сетке сбрасывается за пределы вибросита, а очищенный буровой раствор протекает сквозь отверстия сетки в приемную емкость.





Приготовление и очистка буровых растворов

Очистка бурового раствора от шлама

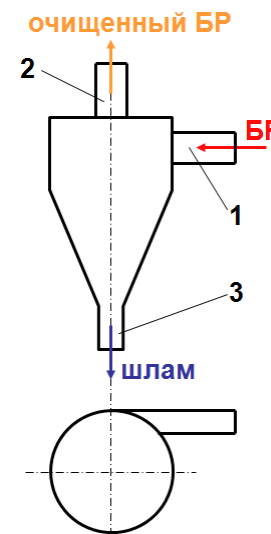
Для очистки БР от тонкодисперсного шлама используют устройства, ускоряющие его отделение за счет центробежного эффекта (центробежное ускорение в таких устройствах может более чем в 100 раз превышать ускорение свободного падения).

Среди этих устройств наибольшим распространением пользуются **гидроциклоны**, которые способны отделять частицы шлама размером $\geq 0,03$ мм.

Конструктивно гидроциклон представляет собой неподвижный аппарат, состоящий из цилиндрической, конической частей и патрубков: питающего 1, сливного 2 и пескового 3. БР, предварительно очищенный на вибросите, тангенциально (по касательной) вводится внутрь цилиндрической полости гидроциклона, за счет чего приобретает вихревое движение. Под действием центробежных сил частицы шлама отбрасываются к стенкам гидроциклона и опускаются по конусу в песковый патрубок (на сброс).

В зависимости от минимального размера удаляемых частиц гидроциклоны подразделяют на:

- ✓ **пескоотделители** (0,08...0,09 мм);
- ✓ **илоотделители** (0,03...0,05 мм).





Приготовление и очистка буровых растворов

Очистка бурового раствора от шлама

Для эффективной очистки БР необходимо последовательно использовать вибросито (ВС) → пескоотделитель (ПГ) → илоотделитель (ИГ), т.е. так называемую **трехступенчатую систему очистки**, обеспечивающую удаление из БР более 60 % выбуренной породы.

За рубежом значительную экономию средств, особенно при использовании дорогостоящих БР, получают за счет применения **четырёхступенчатой системы очистки**.

Четвертой ступенью в этой системе является **центрифуга (оптифуга)**.

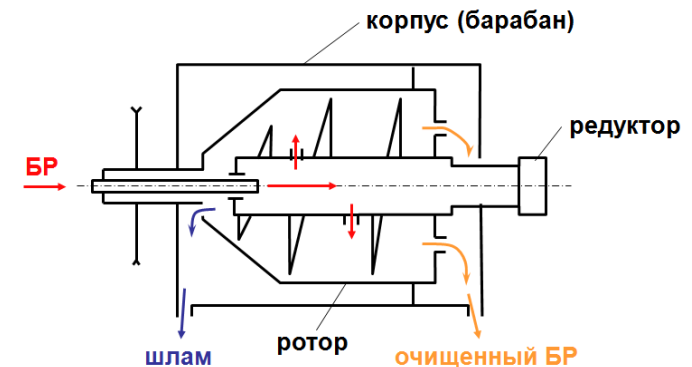
Из всех известных очистных устройств именно центрифуги обеспечивают наибольшую степень очистки БР от шлама (минимальный размер удаляемых частиц 0,01... 0,002 мм).

В общем виде центрифуга включает в себя ротор цилиндрической формы, который получает вращение от электродвигателя посредством клиноременной передачи.

Частота вращения ротора составляет 1200...3000 об/мин.

Внутри ротора соосно расположен шнек, который транспортирует шлам к окнам выгрузки ротора. Шнек вращается в ту же сторону, что и ротор, но с меньшей частотой. Именно разность в частотах вращения ротора и шнека обеспечивает принудительное перемещение шлама вдоль внутренней поверхности ротора.

Вращение шнеку сообщается ротором через планетарный редуктор.





Приготовление и очистка буровых растворов

Очистка бурового раствора от газа

В зависимости от концентрации газа в БР, выходящем из скважины, используют одно- или двухступенчатую системы его удаления.

Двухступенчатая система удаления газа из БР осуществляется по следующей схеме: **газовый сепаратор** (грубая очистка) - **дегазатор** (тонкая очистка) - **вибросито**.

Двухступенчатую систему используют при большой концентрации газа в БР или в том случае, если газ токсичен (как, например, сероводород).

При небольшой концентрации газа используют одноступенчатую систему его удаления, осуществляемую по следующей схеме: **вибросито** (частичная дегазация) - **дегазатор**.

Конструктивно **газовый сепаратор** представляет собой герметичный баллон объемом до 4 м³ с целым рядом патрубков: входным 1, газовым 2, сливным 3 и шламовым 4.

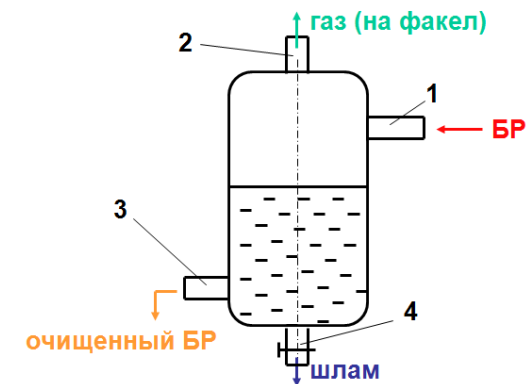
Входной патрубок расположен тангенциально.

При тангенциальном вводе загазированного БР в сепаратор:

- ✓ резко снижается скорость потока БР;
- ✓ поток приобретает вихревое движение (возникает центробежная сила).

В связи с этим газовый сепаратор объединяет в себе **два способа разрушения пузырьков газа**:

- ✓ **экранный**, работающий на принципе резкого торможения потока;
 - ✓ **центробежный**, работающий на принципе вращения потока БР.
- Сочетание этих способов и обеспечивает интенсивное выделение газа из жидкости (**действуют силы инерции и гравитации**).





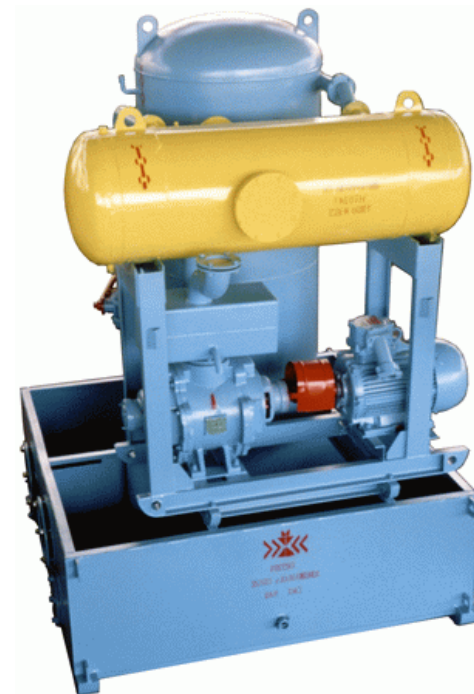
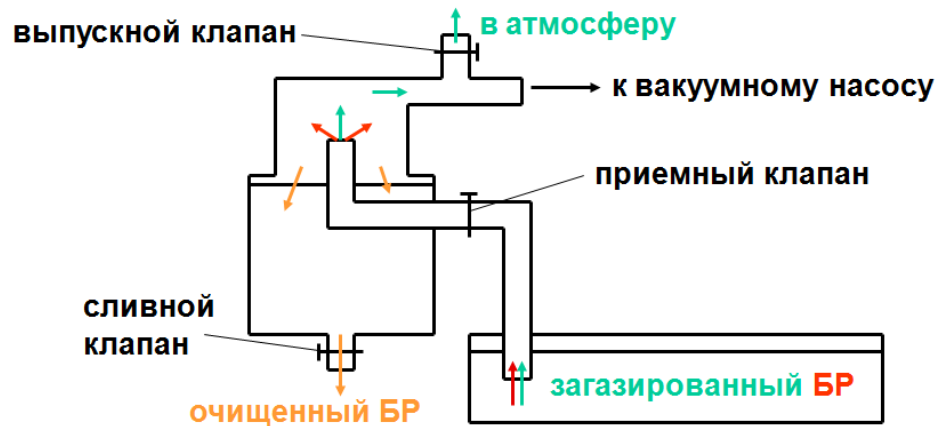
Приготовление и очистка буровых растворов

Очистка бурового раствора от газа

В основу работы используемых в бурении **дегазаторов** положен барометрический способ разрушения газовых пузырьков (изменение давления путем вакуумирования).

При всех закрытых клапанах включается вакуум-насос. Как только разрежение достигает заданной величины приемный клапан открывается и загазированный БР засасывается в камеру, где освобождается от газа, который отсасывается вакуум-насосом. Когда уровень БР в камере достигает максимально допустимой высоты, открывается выпускной (соединяет камеру с атмосферой) и сливной клапаны.

Обычно используют двухкамерные дегазаторы, камеры которых работают последовательно (в одной - слив, в другой - всасывание).



Спасибо за внимание!!!