



БУРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЖИДКОСТИ

ЛЕКЦИЯ 1

Отделение нефтегазового дела

Константин Мадестович Минаев

minaevkm@tpu.ru

07.09.2023





План работы по курсу

Вид занятия	Количество, часов
Лекции	32,0
Практические занятия	16,0
Лабораторные занятия	40,0
Самостоятельная работа	128,0
Экзамен, диф.зачет, КП	-



Тема лекции	Количество, часов
1. Введение. Общие сведения о технологических жидкостях в строительстве и ремонте скважин. Типы технологических жидкостей.	4
2. Основы общей и коллоидной химии.	4
3. Химия глин и глинистых минералов.	4
4. Химия полимерных реагентов.	6
5. Основы химии тампонажных материалов.	4
6. Типы и технические требования к тампонажным материалам.	4
7. Контроль качества тампонажных материалов.	4
8. Очистка, регенерация и утилизация технологических жидкостей. Экологические аспекты.	2
Итого	32



План работы по курсу

Критерий	Баллы
Лекции (посещение+работа, Тестирование на лекции)	30
Практические занятия (посещение+работа)	30
Работа и защита лабораторных работ	20
Выполнение ИДЗ	0-10
Экзамен	20

Отлично выше 90
баллов

Хорошо 80-90

Удовлетворительно
56-80



Буровой раствор (Drilling fluid) — это сложная многокомпонентная дисперсная система суспензионных, эмульсионных и аэрированных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения.

Буферные жидкости и промывочные жидкости служат для вытеснения бурового раствора из затрубного пространства, приведения обсадной колонны и пласта в смачиваемое водой состояние (без углеводородов), и отделения буровых растворов от цементного раствора. Поэтому буферная жидкость прокачивается перед первой порцией цементного раствора.

Жидкости для заканчивания и ремонта скважин (жидкости глушения скважин) - специальные водные и углеводородные составы с добавками загустителей или минеральных солей. Глушение скважин проводится с целью обеспечения безопасности буровых и ремонтных работ в скважинном стволе. Использование специальных растворов предотвращает выброс нефти и газа из продуктивного пласта. Процесс глушения проводят перед началом подземного и капитального ремонта, а также при подготовке скважины к вторичному вскрытию.



Историю буровых растворов можно разделить на три этапа:

- 1. Период экспериментов**, ранний период от древних времен до бурения фонтанирующей скважины в Спиндлтопе в 1901 г.
- 2. Период практики**, 1901-1928, в 1928 г была основана первая компания занимающаяся буровыми растворами для нефтяных скважин.
- 3. Период науки**, 1928 г по настоящее время





История буровых растворов

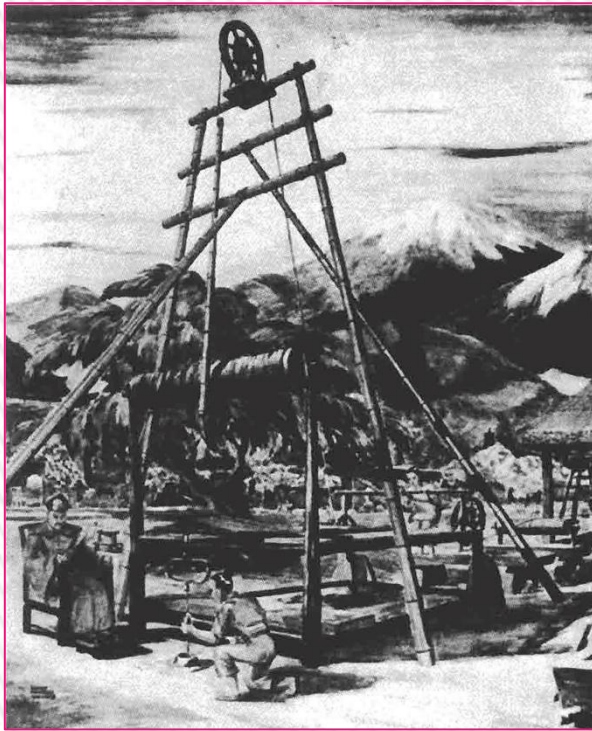
В третьем тысячелетии до н.э. на карьерах Египта при помощи ручных буров создавали стволы до 6 м глубиной.

Авторитетный специалист в истории бурения, Д. Е. Brentли, высказал мнение, что для удаления выбуренной породы они, по-видимому, применяли воду.





История буровых растворов



Конфуций (600 лет до н.э.) описывал, что в начале царствования династии Шу в Китае (1120-250 гг. до н.э.) близ границы с Тибетом было пробурено большое количество скважин глубиной десятки метров на газ, воду и рапу. Для облегчения бурения и удаление выбуренной породы в эти скважины заливали воду.

Наше время где-то в
Индонезии

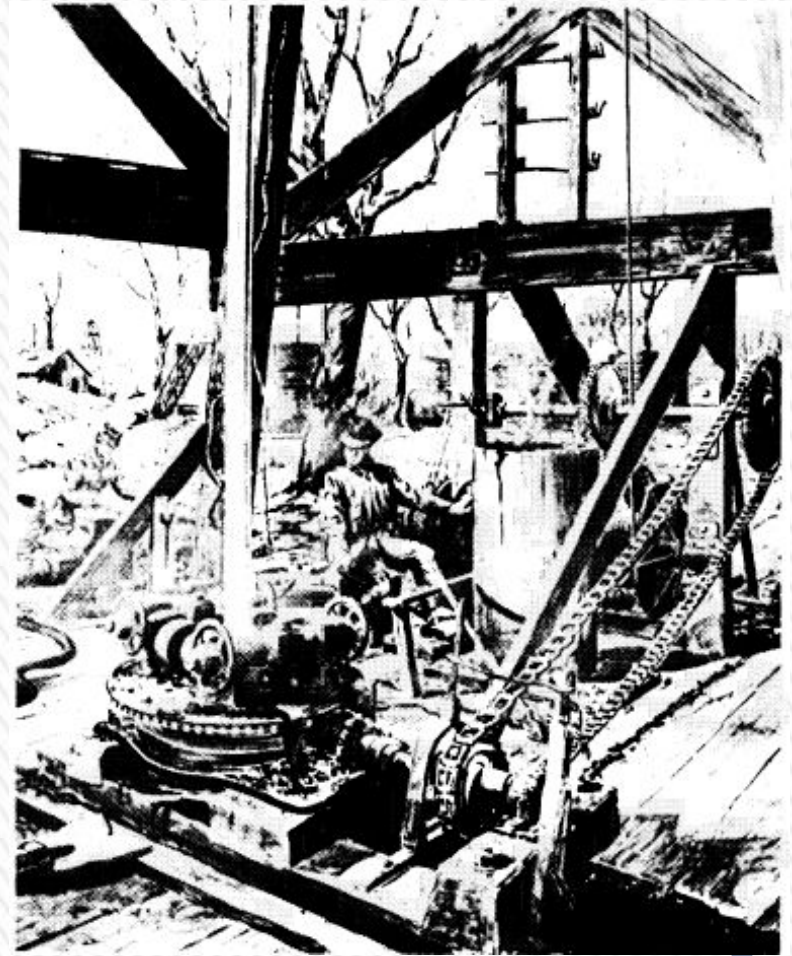




История буровых растворов

- За исключением бурившихся китайцами скважин, до 19-го века очень мало скважин действительно проходились через горные породы.
- В 1845 г. французский инженер по фамилии Фовель пробурил во Франции скважину с использованием промываемых водой инструментов. Это было описано в американском техническом журнале в 1846 г. Представляется, что в отношении использования буровых растворов, его буровая установка явилась предшественницей всех наших современных буровых установок.
- Фовель пишет, что сказал своему другу Бассалу: "Это примечательный факт, и его очень легко повторить. Если через полый стержень во время бурения скважины закачивать в нее воду, при возврате воды на поверхность она будет приносить с собой все выбуренные частицы"
- Интересно что, достижения Фовеля вызвали не более чем академический интерес.
- В 1887 г. М.Д. Чэпмен в своей заявке на патент США предложил добавлять в поток циркулирующей воды «пластичный материал», под которым подразумевались: глина, отруби, зерно и цемент.

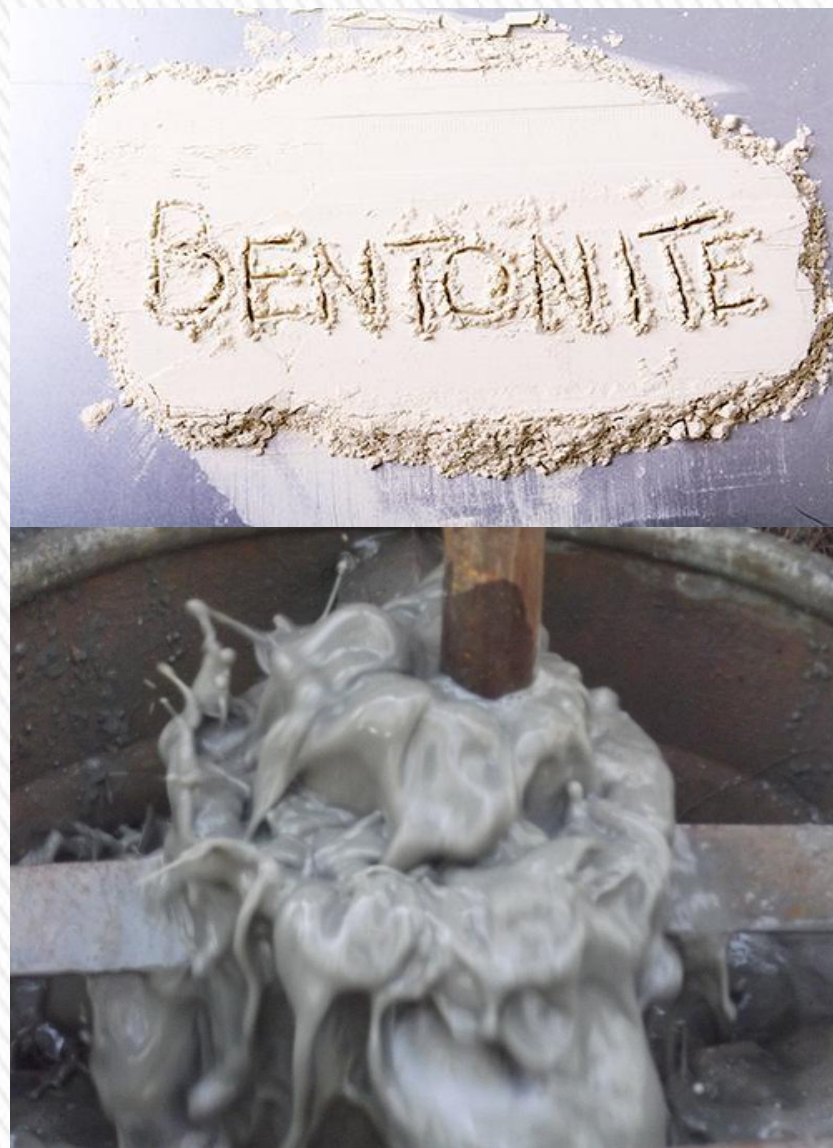
- Фонтанирующая скважина, полученная методом вращательного бурения с использованием бурового раствора на месторождении Спидлтоп вблизи Бомонта, Техас, в 1901 г .
- Решение проблемы пльвунов с помощью добавления глины.
- Глубина скважины 1040 футов (317 метров), 100 000 баррелей в сутки.
- Вращательная система бурения и использование буровых растворов получили признание.



Ранняя вращательная буровая установка периода Спидлтопского бума

История буровых растворов

- Первые исследования, посвященные буровым растворам были опубликованы: в 1914 г. А. Хеггманом и Д. Поллардом, в 1916 г. В. Мак-Мюрреем и А. Льюисом.
- Одним из первых упоминаний буровых растворов на **углеводородной основе** считается патент США, выданный в 1919 г. Дж. С. Свану предложившему использовать в качестве бурового раствора «неводную вязкую жидкость», под которой понимались растворы смолы, битума, древесного или каменноугольного дегтя в бензоле.
- В 1922 г Л.С. Капелин получил патент на новый тип бурового раствора – глинистый известковый буровой раствор.



- В 1933 г. на первом Мировом нефтяном конгрессе было представлено 5 докладов, посвященных буровым растворам:

- Публикации о буровых растворах

Год	Количество статей
1916	1
1924	1
1929	1
1930	23

- В период с 1930 по 1939 г. было выпущено большее число публикаций о буровых растворах, чем за предыдущие сорок лет с начала применения роторного способа бурения.
- В 1936 г. П. Эванс и А. Рейд опубликовали первую книгу посвященную буровым растворам.
- Первые компоненты буровых растворов на углеводородной основе в 1942 г. начала выпускать, созданная Дж. Л. Миллером, «Oil based drilling fluids». Первым продуктом был окисленный битум под торговой маркой «Black magic».
- В 50-е в СССР П.Г. Кулагин пошел по пути замены минеральной коллоидной фазы на органическую, тем самым создав безглинистую промывочную жидкость с крепящими свойствами. Данный тип раствора широко применялся в 1970-е гг.

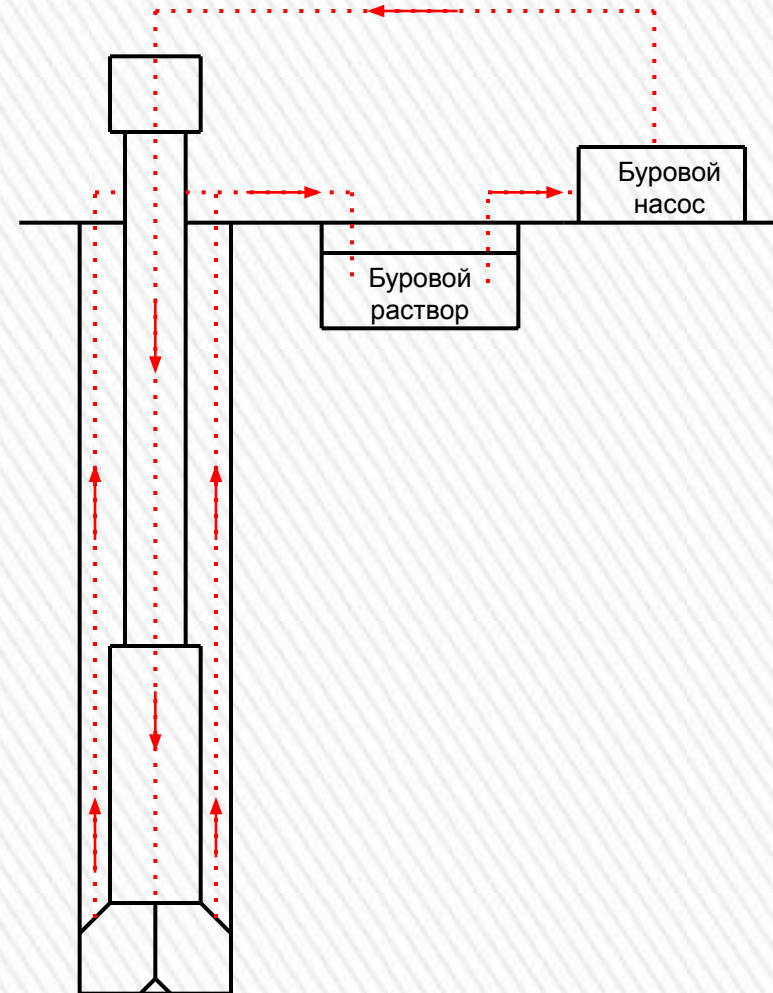




Процесс циркуляции БР

Процесс промывки скважин – комплекс технологических процессов и операций по очистке забоя и ствола скважины от шлама, вынос шлама на поверхность и последующее удаление твердой фазы из циркулирующего агента.

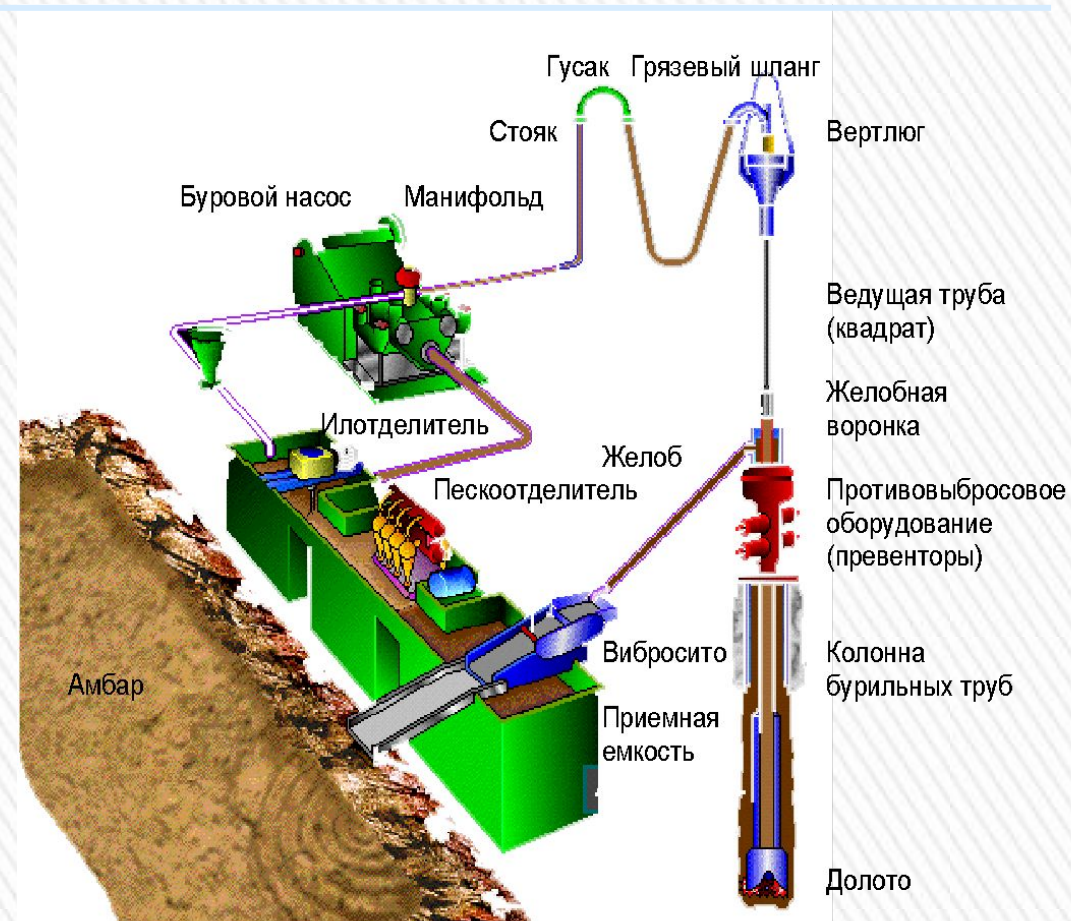
Буровой раствор закачивается буровым насосом в бурильные трубы, нагнетается к забою, омывает его и, подхватив частички выбуренной породы, по затрубному пространству выносит их на поверхность, где они осаждаются, главным образом, принудительно с помощью специальных очистных устройств.





Процесс циркуляции БР

- Приготовление бурового раствора
- Утяжеление бурового раствора
- Прокачивание бурового раствора
- Очистка бурового раствора
- Обработка бурового раствора
 - Регенерация раствора
 - Замена бурового раствора



1. Удаление продуктов разрушения из скважины.

Для улучшения очистки забоя на практике:

- увеличивают вязкость бурового раствора
- увеличивают подачу бурового раствора к забою через насадки долота.

Наиболее предпочтителен **второй метод**, так как увеличение вязкости раствора сопровождается снижением скорости бурения и ростом энергетических затрат.

Величина подачи бурового раствора к забою скважины должна **иметь технико-экономическое обоснование** в соответствии с конкретными геолого-техническими условиями бурения и выбираться в

оптимальных пределах. **Функции:**

- Бурение скважины невозможно,

» **Требование:**

- не размывать ствол скважины.

2. Охлаждение и смазывание породоразрушающего инструмента и бурильных труб.

При трении долота и бурильной колонны о породу образуется **много тепла**. Это тепло не может охлаждаться породой, т.к. температура породы, как правило, превышает температуру бурового раствора. Поэтому оно **должно удаляться** циркулирующим раствором. Тепло, передающееся от точек трения или от породы к буровому раствору, **переходит** на поверхности **в атмосферу**.

В меньшей степени буровой раствор обеспечивает смазку бурильной колонны.

С целью уменьшения крутящего момента бурильной колонны применяют специальные добавки.



» **Невыполнение функции:**

- **Уменьшение срока службы породоразрушающего инструмента**

3. Образование фильтрационной корки.

Хороший буровой раствор должен образовывать на стенке скважины сложенной породами тонкую глинистую корку с низкой проницаемостью с целью укрепления породы и предупреждения поглощения раствора.



Невыполнение функции:

- увеличение вероятности осложнений и аварий;
- изменение параметров бурового раствора;
- загрязнение продуктивного пласта.



4. Создание противодействия на пласт

Давление столба жидкости
рассчитывается

как $P = \rho gh$ (Па)

– ρ = плотность БР ($\text{кг}/\text{м}^3$)

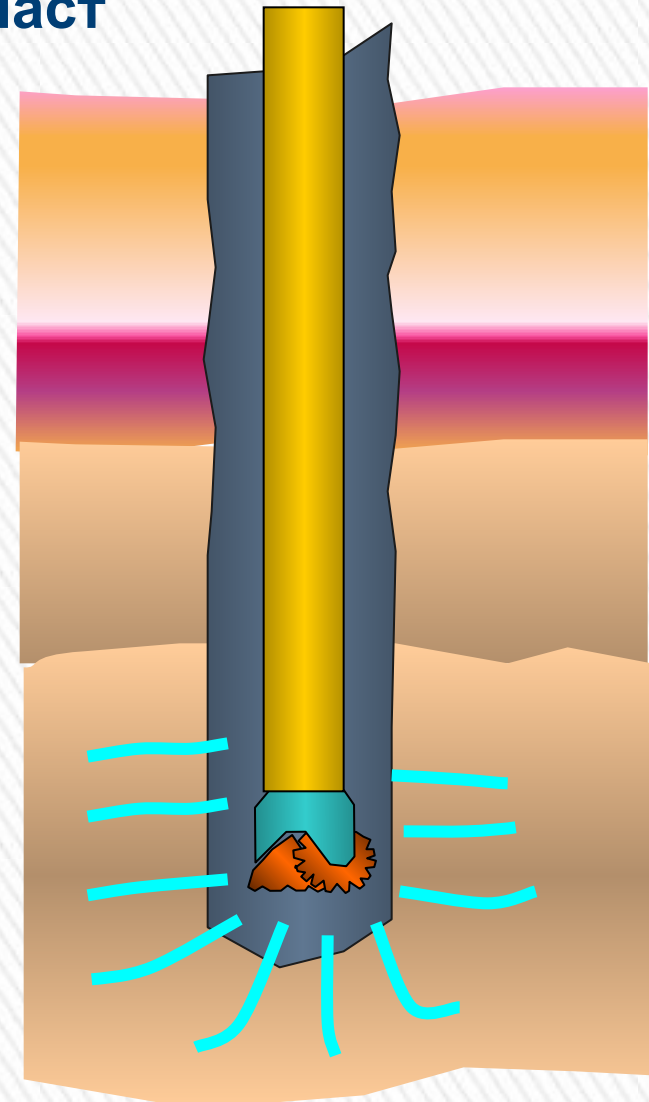
– g = ускорение силы тяжести ($\text{м}/\text{с}^2$)

– h = вертикальная высота столба
жидкости (м)

Регулирование пластового давления
определяется **плотностью** бурового раствора.

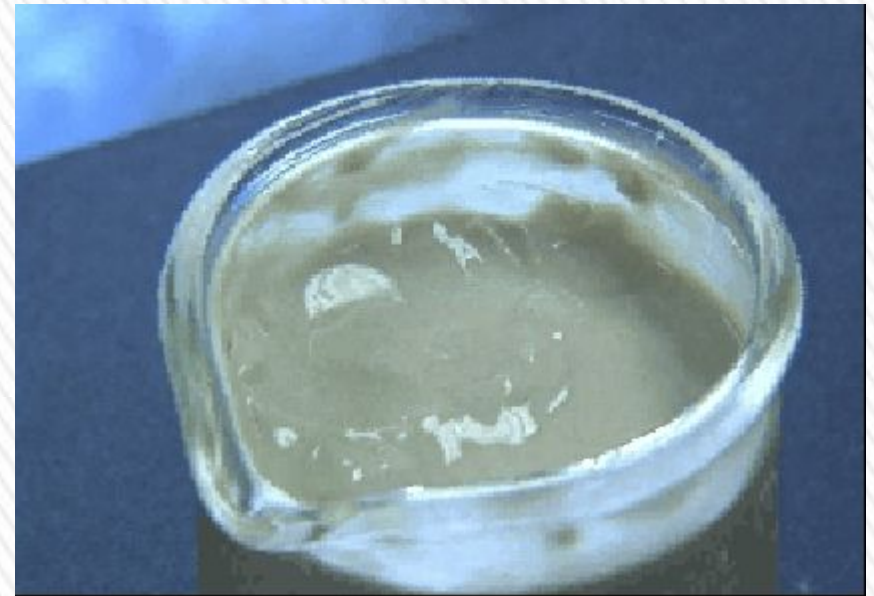
Невыполнение функции:

- газонефтеводопроявление
(поступление пластового флюида
в ствол скважины, не предусмотренное
технологией работ при ее строительстве,
освоении и ремонте)
- гидроразрыв пласта



5. Поддержание шлама во взвешенном состоянии

Хорошие буровые растворы обладают **тиксотропными** свойствами, обеспечивающими поддержание частиц выбуренной породы во взвешенном состоянии даже после остановки циркуляции бурового раствора. При возобновлении циркуляции раствор снова приобретает жидкую структуру и находящиеся в нём частицы песка и породы выносятся на поверхность.



Невыполнение функции:

- Выход из строя насосов
- Уменьшение скорости бурения
- Прихват бурового инструмента

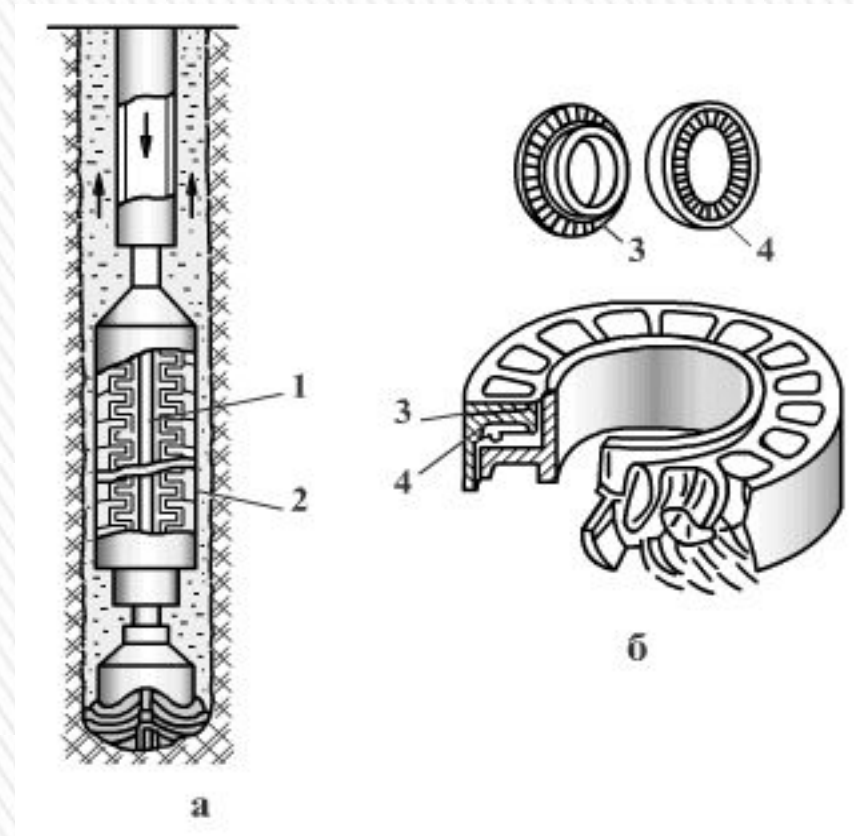


6. Передача гидравлической мощности долоту (турбинное бурение)

- По мере циркуляции БР вниз по БТ, через долото, и затем вверх по затрубному пространству, происходит потеря мощности БР на трение
- Потери давления на трение зависят от геометрии скважины, свойств БР и скорости потока

Невыполнение функции:

- Бурение невозможно



1. Облегчение процесса разрушения горных пород на забое.

- Применение поверхностно-активных веществ. Эффект Ребиндера.
- Гидромониторный эффект

Невыполнение требования:

- Снижение скорости бурения

2. Сохранение проницаемости продуктивных горизонтов.

- Минимизация коагуляции коллекторов
- Предупреждение создания эмульсионных пробок в коллекторах
- Изменение фазовой проницаемости коллекторов
- Предупреждение набухания и гидратации глин, находящихся в продуктивных пластах

Невыполнение требования:



3. Предохранение бурового инструмента и оборудования от коррозии и абразивного износа.

Невыполнение требования:

Повышение стоимости бурения

4. Снижение коэффициента трения.

Невыполнение требования:

Повышение стоимости бурения и вероятности осложнений

5. Сохранение заданных технологических характеристик бурового раствора.

Невыполнение требования:

Повышение стоимости бурения



6. Обеспечение геофизической информации о разрезе

7. Экологическая и токсикологическая безопасность

- В соответствии с требованиями местного законодательства и нормативных документов
- Минимальная токсичность бурового раствора (4 или 3 класс опасности)
- Биоразлагаемость компонентов
- Возможность утилизации бурового раствора

8. Экономическая эффективность.

обеспечивать максимально возможное снижение стоимости 1 м бурения или себестоимости 1 т (1 м³) нефти (газа).



Термодинамические и теплофизические

- Плотность
- Удельная теплоемкость
- Коэффициент теплопроводности
- Термический коэффициент объемного расширения

Коллоидно-реологические

- Условная вязкость
- Пластическая вязкость
- Динамическое напряжение сдвига
- Эффективная вязкость
- Статическое напряжение сдвига
- Коэффициент коллоидальности твердой фазы
- Показатель консистенции
- Показатель неньютоновского поведения
- Касательное напряжение сдвига
- Показатель седиментации

Фильтрационные

- Показатель фильтрации
- Толщина фильтрационной корки

Электрические

- Удельное электрическое сопротивление
- Напряжение электропробоя



Дополнительно определяют некоторые химические свойства буровых растворов:

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

Жесткость – суммарное содержание ионов кальция и магния

Водородный показатель - величина, характеризующая активность или концентрацию ионов водорода в буровом растворе, равная отрицательному десятичному логарифму активности или концентрации ионов водорода

Содержание **ионов кальция, магния, калия, хлора** и т. д.



Дисперсные системы

Гомогенная система (от др.-греч. ὁμός «равный, одинаковый» γένω «рождать») — однородная система, химический состав и физические свойства которой во всех частях одинаковы или меняются непрерывно (между частями системы нет поверхностей раздела). В гомогенной системе из двух и более химических компонентов каждый компонент распределён в массе другого в виде молекул, атомов, ионов. Составные части гомогенной системы нельзя отделить друг от друга механическим путём.

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

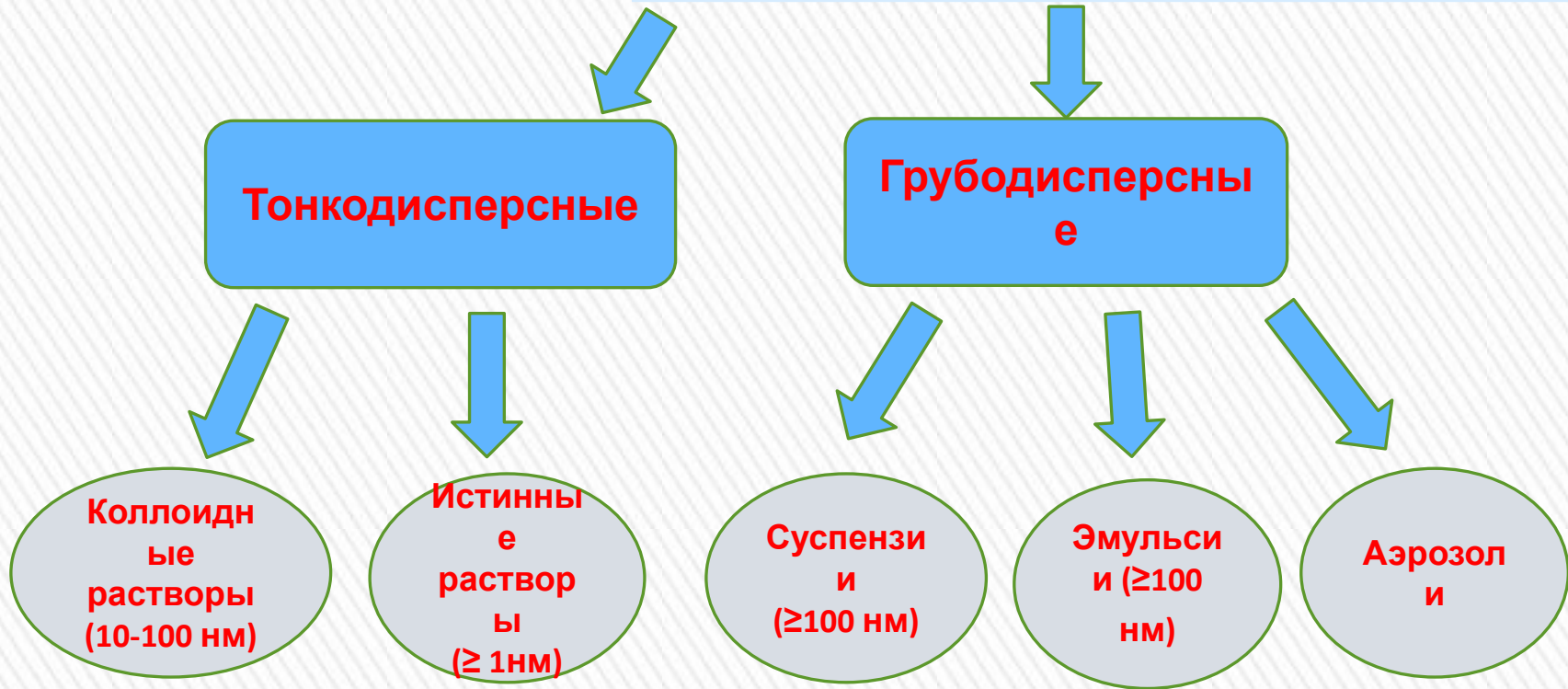
Гетерогенные системы включают в себя совокупность мелких частиц, называемую **дисперсной фазой (ДФ)**, и окружающее их вещество, называемое **дисперсионной средой (ДС)**.

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)**.



Дисперсные системы





Дисперсные системы

Важнейшей характеристикой гетерогенных систем является

степень дисперсности D , которая определяется величиной, обратной размерам частиц дисперсной фазы

$$D = 1/a, \text{ см}^{-1},$$

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.

Удельная поверхность ($S_{уд}$) – межфазная поверхность, приходящаяся на единицу объема дисперсной фазы



Дисперсные системы

Следующим 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**





Дисперсные системы

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

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





Дисперсные системы



Эмульсия второго
типа



Эмульсия первого
типа



Дисперсные системы

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**.



Дисперсные системы

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 связанные дисперсные системы уже называются **пенами**.



**ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХ**

**СПАСИБО
ЗА ВНИМАНИЕ!**

