

Министерство науки и высшего образования  
Российской Федерации  
**Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего  
образования**  
**«Саратовский национальный исследовательский  
государственный университет  
имени Н.Г. Чернышевского»**

**И.В. Федусенко**

**«КОЛЛОИДНАЯ ХИМИЯ БУРОВЫХ  
РАСТВОРОВ»**

Учебное пособие для студентов, аспирантов  
и научных сотрудников

2018 г.

## ВВЕДЕНИЕ

Бурные темпы роста добычи нефти в Российской Федерации обуславливают проведение комплекса мероприятий, обеспечивающих снижение затрат на бурение нефтяных скважин. С этой целью разрабатывается и внедряется новое оборудование для бурения, совершенствуются виды буровых и цементных растворов, методы их обработки.

Литолого-физические условия современного бурения, определяемые большой глубиной скважин, наличием в разрезе проницаемых пластов с аномально высоким и аномально низким пластовым давлением диктуют необходимость постоянного совершенствования технологии и техники бурения скважин. К сожалению, даже при использовании современных достижений в области конструирования и технологии сооружения скважин, зачастую не удается избежать осложнений, препятствующих скоростному и эффективному бурению.

Современная технология промывки скважин включает комплекс технологических операций по приготовлению, очистке, обработке и циркуляции бурового раствора (промывочной жидкости). Состояние технологии промывки определяет технико-экономические показатели бурения скважин.

Рабочим агентом в технологическом процессе промывки скважин является буровой раствор. Понятие «буровой раствор» прочно вошло в технологию строительства скважин и мы, не отступая от традиционных названий, будем пользоваться этим термином. Однако это понятие является условным, т.к. не отражает истинного состояния данной системы. Буровые растворы представляют собой сложные гетерогенные многокомпонентные системы - *дисперсные (коллоидные) системы*. Дисперсионной средой является вода (разной степени минерализации) или нефтепродукты, а дисперсной фазой – глинистые частицы и другие вещества, специально

вводимые для модификации свойств буровых растворов. Основными характеристиками процесса бурения скважин считаются показатели свойств бурового раствора и режимные параметры его циркуляции.

Мировой опыт последних лет показывает, что практически все скважины в той или иной степени осложнены технологической несовместимостью отдельных интервалов бурения. Именно поэтому в большинстве случаев используются разнообразные по технологическим свойствам буровые растворы.

Наращивание объемов буровых работ привело к необходимости разработки новых типов химических реагентов для модификации буровых растворов. Комплексное решение проблемы соответствия промывочных жидкостей поставленным задачам, значительное повышение их технико-экономических показателей может быть достигнуто только при использовании новых, эффективных полимерных реагентов, которые позволяют регулировать реологические и фильтрационные свойства бурового раствора, а также уменьшить диспергирование и гидратацию глинистых пород в процессе бурения.

В последние годы предложено много новых химических реагентов и материалов, входящих в состав буровых растворов различного типа.

При бурении нефтяных скважин наиболее часто возникают такие осложнения, как поглощение бурового промывочного раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, затяжки и посадки бурового инструмента при спускоподъемных операциях. Все эти осложнения возникают из-за несоответствия свойств буровых растворов геологическим условиям проводки скважин. На ликвидацию осложнений чаще затрачивается больше времени и средств, чем на профилактические мероприятия по их предупреждению.

В данном пособии дана классификация буровых растворов, описаны их основные функции. Изложены некоторые методы контроля параметров буровых растворов.

# 1. НАЗНАЧЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

При бурении скважин буровые растворы предназначены выполнять различные функции, которые подразделяются на несколько основных групп.

- ***Гидродинамические функции***

Эти функции обусловлены свойствами бурового раствора как движущейся жидкости: вязкостью, инерцией и пр. К гидродинамическим функциям относится свойство бурового раствора:

- размывать породу на забое скважины (гидромониторный эффект);
- осуществлять перенос механической энергии от насоса к забойному двигателю (турбобуру при турбинном способе бурения);
- очищать забой от обломков выбуренной породы (шлама) и выносить их на поверхность;
- отводить тепло от долота при его работе на забое скважины.

Турбинный способ бурения полностью вытеснил другие, малоэффективные и энергоемкие способы. Буровой раствор, подаваемый через трубы на лопатки турбобура, приводит во вращение вал турбобура, который в свою очередь вращает долото.

По мере движения внутри инструмента, буровой раствор испытывает гидравлическое сопротивление. Эффективным способом снижения гидравлического сопротивления является применение маловязких буровых растворов со специальными добавками. Одновременно необходимо, чтобы буровой раствор не разрушал долото, бурильный инструмент и прочее оборудование; не размывал ствол скважины при транспортировке шлама на поверхность.

- ***Гидростатические функции***

Эти функции обусловлены весом бурового раствора, оказывающим давление на стенки скважины. К гидростатическим функциям относится свойство бурового раствора:

- удерживать частицы выбуренной породы во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции раствора;
- компенсировать избыточное пластовое давление флюидов;
- создавать давление на стенки скважины для предотвращения проникновения в ствол газа, нефти и воды из пластов, образующих стенки скважины;
- сохранять целостность стенок скважин из слабосцементированных пород.

Важной характеристикой промывочной жидкости является ее вязкость. С одной стороны, маловязкий раствор идеален для бурения, потому что он легче очищается на поверхности от шлама, эффективнее и быстрее освобождает забой от выбуренной породы. Очистка забоя от обломков выбуренной породы и вынос их на поверхность является одним из важных условий успешного бурения. Это требование достигается с помощью увеличения объема прокачиваемого бурового раствора и поддержания необходимых его параметров. Чем больше скорость подачи бурового раствора в скважину, тем лучше и своевременнее очищается забой скважины от выбуренной породы, тем эффективнее разрушение породы на забое долотом и тем больше скорость бурения.

С другой стороны, при вынужденном прекращении циркуляции бурового раствора, которое может возникнуть по разным причинам (спускоподъемные операции, смена движка буровой установки и т.д.), необходимо, чтобы раствор обладал тиксотропными свойствами, т.е. способностью удерживать частицы выбуренной породы во взвешенном состоянии за счет повышения вязкости. В противном случае частицы выбуренной породы могут оседать, образуя пробки в стволе скважины, приводя к серьезным проблемам: прихвату бурильной колонны, т.е. к невозможности извлечения труб из скважины.

При вскрытии продуктивных пластов нефть и газ, находящиеся под большим давлением, стремятся выйти из пласта и проникнуть в скважину.

Для предотвращения таких выбросов внутрипоровое давление флюидов должно быть скомпенсировано гидростатическим давлением столба бурового раствора. Эта проблема решается путем увеличения удельного веса бурового раствора с помощью специальных добавок. Одновременно с этим создаваемое давление не должно приводить к гидроразрыву пластов, а также к ухудшению проницаемости продуктивных горизонтов.

- **Функции коркообразования**

Эти функции обусловлены способностью буровых растворов образовывать на поверхности породы, образующей стенки скважины фильтрационную корку, обладающую определенной проницаемостью и прочностью. К функциям коркообразования относится способность бурового раствора:

- уменьшать проницаемость стенок скважины;
- сохранять или укреплять связанность слабосцементированных пород;
- уменьшать трение бурильных и обсадных труб о стенки скважины.

Добавление в буровой раствор соответствующих химических реагентов позволяет намного сократить время бурения скважины и одновременно увеличить её дебет. Вводимые добавки способствуют эффективному разрушению горной породы. С уменьшением удельного веса бурового раствора и концентрации в нем твердой фазы разрушение породы при бурении облегчается. Главная задача, которая ставится при бурении скважины - получение максимального количества нефти при наименьших затратах. Это возможно при сохранении естественной проницаемости пласта и сокращении времени освоения скважины, т.е. времени вызова притока нефти и газа из пласта в скважину. На эти параметры значительно влияет показатель фильтрации бурового раствора (количество жидкости, которое отфильтровывается из него под давлением за определенное время) и состав фильтрата. При низкой фильтрации закупорка стенок скважины уменьшается, поэтому приток нефти из пор горной породы увеличивается. При низком качестве бурового раствора, отфильтрованная из него жидкость,

проникая в поры продуктивного пласта, оттесняет нефть и газ. Следует контролировать концентрацию сухих компонентов в растворе, т.к. большое содержание воды способствует набуханию глины и приводит к закупорке пор в пласте.

Для сохранения естественной проницаемости продуктивного пласта при его вскрытии используют буровые растворы со специальными добавками, снижающими фильтрацию, а также растворы на нефтяной основе, у которых фильтратом является инертный по отношению к глинам нефтепродукт. Толщина фильтрационной корки, образуемой на стенках скважины должна быть такой, чтобы не происходило прихвата бурового инструмента.

- ***Физико-химические функции***

обусловлены процессами физико-химического взаимодействия компонентов бурового раствора с породами, составляющими стенки скважины, с пластовыми водами, бурильным инструментом и пр. К физико-химическим функциям относится свойство бурового раствора:

- сохранять естественную проницаемость продуктивных горизонтов при их вскрытии;
- сохранять устойчивость стенок скважины, несмотря на воздействие фильтрата бурового раствора;
- предохранять буровое оборудование от коррозии и абразивного разрушения.

Процесс бурения продолжается в течение длительного времени. При проходке скважины приходится неоднократно менять отработанное долото. Это занимает мало времени, если забой невелик. Если его глубина составляет несколько сотен метров, то затрачивается много времени для поднятия и спуска инструмента. При скоростном бурении долото очень быстро нагревается, что приводит к термическому разрушению металла. Буровой раствор охлаждает долото. Все это позволяет увеличить время работы частей долота и, следовательно, сократить время проходки скважины. Вводя в

буровой раствор специальные добавки, можно значительно повысить продолжительность работы бурильной колонны за счет смазки трущихся поверхностей.

- ***Прочие функции***

включают способность бурового раствора сохранять тепловой режим в многолетнемерзлых породах при их разбурировании, а также содействовать установлению геологического разреза скважины при помощи геофизической аппаратуры.

Рассматривая основные функции буровых растворов в сложном процессе бурения скважин, можно отметить, что зачастую к растворам предъявляются свойства противоположного характера. Так, для удержания в затрубном пространстве выбуренного шлама во взвешенном состоянии, необходимо, чтобы раствор обладал способностью загустевать при прекращении его прокачивания (тиксотропный эффект). Эффективность освобождения того же раствора от шлама на поверхности возрастает при уменьшении вязкости раствора.

Увеличение удельного веса бурового раствора является иногда решающим фактором для предупреждения набухания и обвалов неустойчивых глинистых и солевых пород. В то же время повышение удельного веса раствора может привести к поглощению раствора, вызвав разрыв пласта и его обрушение. Кроме того, повышение удельного веса раствора, так же как и увеличение вязкости, отрицательно влияет на скорость бурения.

При условии выполнения буровым раствором всех вышеперечисленных функций он должен иметь минимально возможную стоимость. Это обеспечивается оптимальным подбором рецептуры приготовления бурового раствора и применением наиболее дешевых материалов для его производства (без ущерба качеству). Таким образом оптимальный процесс промывки скважин обеспечивается правильным сочетанием вида бурового раствора, режима промывки (подачи насоса) и



организационных мер по поддержанию и регулированию свойств раствора в процессе бурения. Только такое сочетание позволит эффективно реализовать технологические функции процесса промывки.

В зависимости от геологического разреза и физико-механических свойств горных пород конкретного района работ одни функции промывочной жидкости являются главными, другие - второстепенными. Необходимый комплекс функций процесса промывки предъявляет к промывочному агенту требования, для удовлетворения которых он должен иметь определенные свойства. Эти свойства обуславливают вид промывочной жидкости.

Таким образом, в зависимости от геолого-технических условий проходки скважины свойства бурового раствора должны быть оптимальными для каждого конкретного случая. Подбирать состав бурового раствора для бурения в каждом районе следует на основе внимательного и всестороннего изучения геологических условий залегания горных пород, подлежащих разбурированию, с учетом технических особенностей проходки скважины. Задача специалистов по буровым растворам состоит в том, чтобы обеспечить подбор оптимального состава используемых промывочных жидкостей для каждого разреза скважины.

Технология строительства скважин напрямую связана с разрушением горных пород на забое и транспортировкой выбуренной породы на поверхность земли.

Важной технологической составляющей в процессе строительства скважины является процесс промывки.

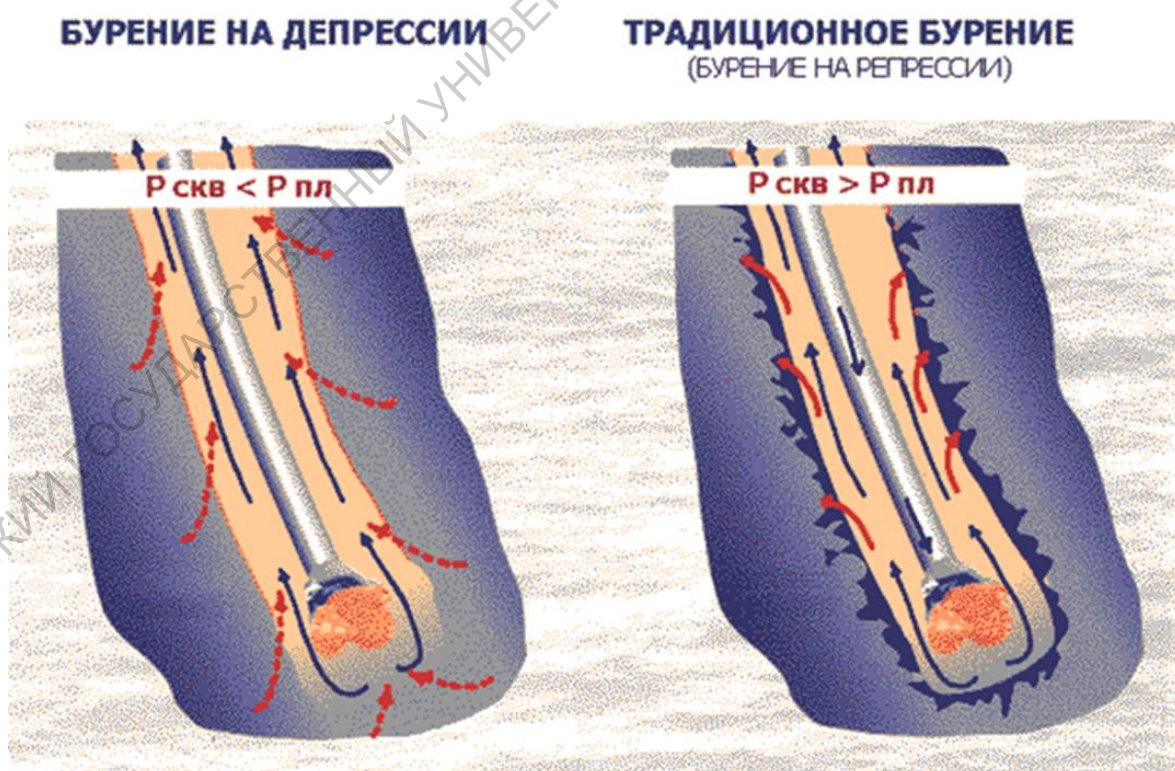
**Процесс промывки скважин** – комплекс технологических процессов и операций по очистке забоя и ствола скважины от шлама, вынос шлама на поверхность и последующее удаление твердой фазы из циркулирующего агента.

Насосы и их силовые установки являются «сердцем» циркуляционной системы, а циркулирующий буровой раствор – ее «кровью». Насосы приводятся в действие от дизельных или электрических двигателей.

Для обеспечения необходимого давления и скорости закачки под конкретные условия бурения подбирают определенные размеры поршней, втулок и насадок долота. Этот процесс называется **оптимизацией гидравлической системы** – ключевой элемент обеспечения эффективности буровых работ.

Буровой раствор под высоким давлением подается в стояк – длинную вертикальную трубу, установленную на мачте; затем он подается на буровой шланг (грязевой рукав) и попадает в ведущую трубу.

Далее буровой раствор закачивается в колонну бурильных труб и поступает на долото. Струя бурового раствора обрабатывает забой скважины, очищая таким образом шарошки и удаляя шлам с забоя.



Затем буровой раствор поднимается вверх по затрубному пространству (так называется пространство между бурильной колонной и стенками скважины), увлекая за собой шлам.

Частица будет вынесена на поверхность, если скорость потока в затрубье превысит скорость осаждения частицы.

Скорость, с которой частицы поднимаются вверх по кольцевому пространству, называется **скоростью выноса**.

Для вертикальной скважины:

**$Скорость\ выноса = скорость\ потока\ в\ затрубье - скорость\ осаждения$**

На поверхности смесь шлама и бурового раствора выходит через наклонную трубу большого диаметра (выкидную линию) и поступает на одно или несколько вибросит, установленных на блоке системы очистки.

Принцип действия вибросита основан на том, что буровой раствор проходит через сито, а большая часть частиц шлама задерживается на нем и удаляется таким образом из циркуляционной системы.

Проходя через вибросита, буровой раствор попадает в емкости-отстойники – большие металлические резервуары, соединяющиеся между собой посредством труб или желобов.

Буровой раствор в емкостях-отстойниках не перемешивается, поэтому твердая фаза, оставшаяся после обработки раствора на виброситах, осаждается из него.

Из емкостей-отстойников буровой раствор попадает в емкости, оборудованные мешалкой. Там происходит сепарация газа, песка и ила. После этого буровой раствор поступает в приемные емкости, откуда он снова закачивается в скважину. Приемная емкость служит также для введения различных химических реагентов и добавок к буровому раствору.

Для введения сыпучих добавок, таких как глинопорошок и утяжелители, используется гидромешалка.

Процесс выноса шлама в горизонтальных и горизонтально-наклонных скважинах оказывается более затруднительным, чем в случае с вертикальными скважинами.

В горизонтальных скважинах выбуренная порода скапливается вдоль донной части ствола, образуя «шламовые подушки». Эти отложения препятствуют прохождению потока, их трудно удалить из скважины.

Существует два способа борьбы с осложнениями, которые затрудняют очистку ствола в горизонтальных и наклонных скважинах:

- 1. Использование тиксотропных, разжижающихся при сдвиге растворов, с высокой вязкостью при низкой скорости сдвига и создание ламинарного потока.**

Примером таких растворов могут служить биополимерные и бентонитовые системы.

- 2. Использование высокой скорости потока и буровых растворов малой плотности для получения турбулентного потока.**

Турбулентный поток обеспечивает хорошую очистку и предотвращает осаждение частиц в процессе циркуляции, однако, при остановке циркуляции, шлам осаждается быстро.

Данный подход подразумевает удержание взвеси твердых частиц турбулентностью и высокой скоростью потока в затрубье.

Наиболее эффективно применение неутяжеленных растворов с низкой плотностью для бурения в устойчивых породах.

Высокая скорость вращения бурильной колонны обеспечивает более эффективную очистку ствола, поскольку к потоку раствора в кольцевом пространстве добавляется элемент кругового движения.

Выбуренные частицы, сосредоточенные у стенок скважины, благодаря спиральному потоку, начинают перемещаться в такие зоны кольцевого пространства, откуда они быстрее могут быть вынесены на поверхность.

Вращение бурильной колонны – лучший метод, для удаления выбуренного шлама из горизонтальной скважины или скважины с большим углом отклонения.

Определенная функция раствора может находиться под влиянием различных свойств раствора.

В случае изменения даже одного или двух параметров для регулирования какой-либо определенной функции раствора, это изменение может повлиять и на другую функцию.

Необходимо понимать важность каждой функции раствора и зависимость функций от различных свойств.

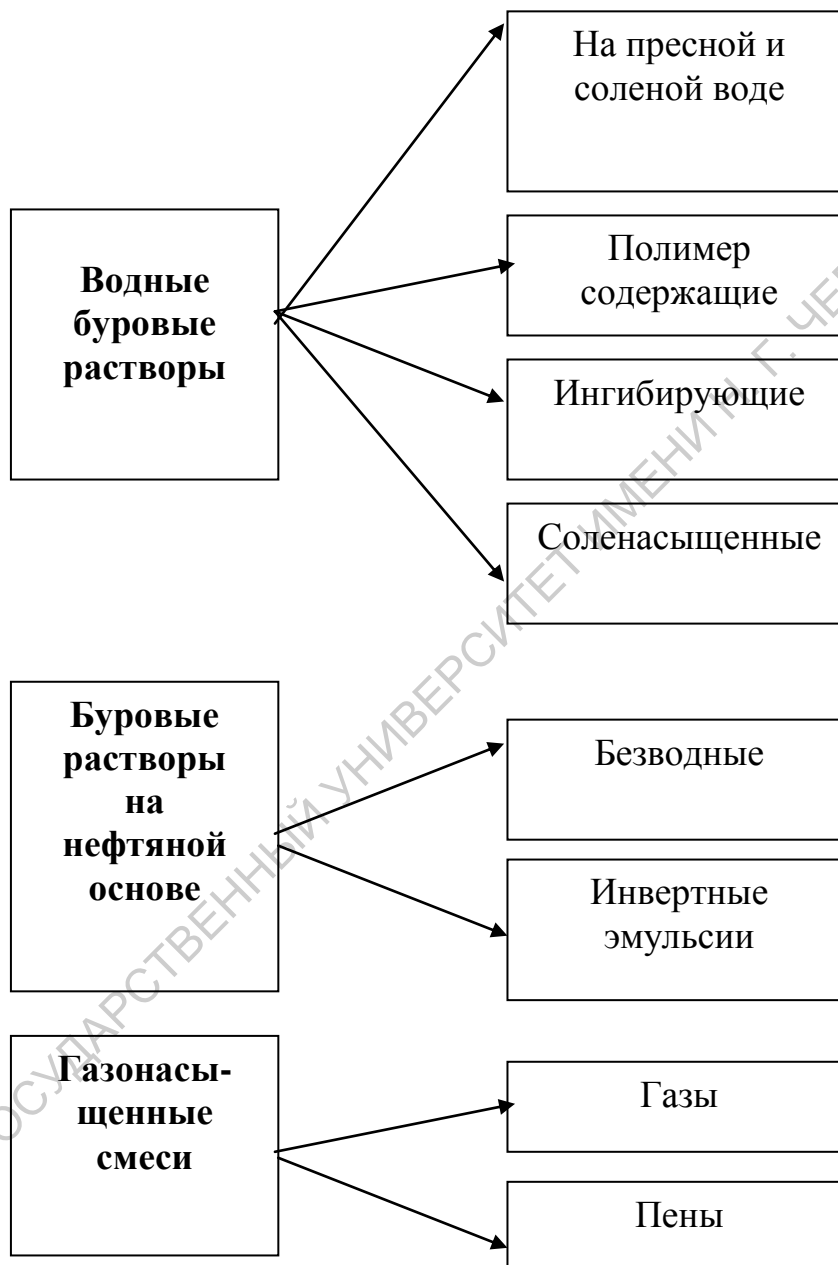
САРАТОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н. Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО

## 2. КЛАССИФИКАЦИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

При классификации буровых растворов определяющими являются основные признаки, присущие большинству буровых растворов.

№ п/п	Основной признак	Характеристика
1.	Дисперсионная среда	Водная Неводная
2.	Дисперсная фаза	Малоглинистая (до 10% глины) Глинистая Глинистая-органофильная (для неводных растворов) Битумная Безглинистая (полимерная)
3.	Степень минерализации	Слабоминерализованная (менее 3% солей) Среднеминерализованная (3-10%) Высокоминерализованная (более 10%)
4.	Состав минералов	Хлорнатриевый (солевые) Хлоркалийевый Хлормагниевый Сульфатно-магниевый Хлоркальциевый (высококальциевый) Гипсовый (ангидритовый) Известковый Силикатный
5.	Состав наполнителей	Аэрированный Эмульсионный (нефть в воде) Утяжеленный Карбонатный (мел, известняк) Минералы выбуренных пород
6.	Кислотно-щелочность среды	Высокощелочная ( $pH > 11,5$ ) Среднещелочная ( $8,5 < pH < 11,5$ ) Слабощелочная ( $7,0 < pH < 8,5$ ) Нейтральная ( $pH=7,0$ ) Кислая ( $pH < 7,0$ )
7.	Химическая обработка	Обработанный Необработанный
8.	Способ приготовления	Специально приготовленный Естественный (из выбуренной породы)

По составу дисперсионной среды буровые растворы (БР) делятся на три типа: водные, растворы на нефтяной основе, газонасыщенные смеси.



САРАТОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО

### 3. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Резкое различие в геолого-технических условиях горных пород приводит к тому, что приходится постоянно изменять свойства бурового раствора с помощью химических реагентов. Все это предусмотрено геолого-техническим нарядом (ГТН). Для определения параметров раствора существуют специальные приборы и методики. При бурении скважин на нефть и газ предусмотрен комплекс специальных измерений, который включает измерение плотности, условной вязкости, фильтрации, предельного статического напряжения сдвига, концентрации катионов и анионов, водородных ионов (рН), степень минерализации бурового раствора, содержание нефти, газа, песка, содержание твердой фазы в растворе.

При разработке новых видов растворов проводят измерения эффективной пластической вязкости, предельного динамического напряжения сдвига и некоторых других параметров.

Для оценки состояния бурового раствора пробу отбирают вблизи устья скважины и фиксируют температуру. Некоторые параметры, такие как плотность и условную вязкость измеряют непосредственно на буровой, остальные - в специальной лаборатории. Для этого в процессе циркуляции отбирают небольшие количества раствора (до 0,5 л) через 10-15 мин. Общее количество пробы должно составлять 3 - 5 л. Перемешивание раствора проводят до тех пор, пока разница в измерениях не превысит 5%.



## 4. ИЗМЕРЕНИЕ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

### РАБОТА 1. ПОЛУЧЕНИЕ СУСПЕНЗИИ ГЛИНЫ

Глинистые породы составляют значительную часть разреза скважин. Из общего объема осадочных пород на долю глинистых приходится около 70%. К их числу относятся глины, лессы, суглинки, аргиллиты и др. Глинистые породы состоят из большого числа разнообразных минералов и примесей и отличаются от других горных пород рядом специфических свойств: высокодисперсным состоянием, пластичностью, гидрофильностью, проявлением упруго-вязко-пластичных и тиксотропных свойств в концентрированных и разбавленных водных суспензиях. В химическом отношении глины представляют собой водные алюмосиликаты.

По минералогическому составу глины делятся на несколько групп, отличающихся друг от друга химическим составом и структурой кристаллической решетки компонентов. Наиболее важными и широко распространенными группами минералов являются монтмориллонит, каолин, гидрослюда, палыгорскит. Кроме перечисленных групп минералов в глинах в различных количествах содержатся  $Fe_2O_3$ ,  $Na_2O$ ,  $K_2O$ ,  $CaO$ ,  $MgO$ . Оксиды металлов связаны с глинистыми минералами: часть их может входить в состав глинистых минералов, замещая оксиды алюминия, часть связана с глинистыми минералами слабее и представляет собой обменные основания.

Морфологически большинство глинистых минералов имеют пластинчатую структуру. В зависимости от повторяющихся составных частей структуры, глинистые минералы можно классифицировать по отношению между количеством слоев оксида алюминия и оксида кремния как 1:1, 2:1 и 2:2, а также в зависимости от структуры зерен – **на слоистые и игольчатые.**

При изготовлении буровых растворов некоторые глинистые минералы, например **сметтит** – основной компонент бентонита – применяются в качестве загустителя, а также для формирования структуры раствора и регулирования водоотдачи.

Во время бурения глины вскрываемых пластов неизбежно попадают в буровой раствор, вызывая самые разнообразные осложнения.

Таким образом, глинистые минералы могут оказывать как положительное, так и отрицательное влияние на качество буровых растворов.

Глинистые минералы, используемые в буровых растворах, можно разделить на три группы.

1. Минералы первой группы – **аттапульгит** или **сепиолит** - состоят из зерен игольчатой формы и не разбухают в воде.

Благодаря своей форме и устойчивости к разбуханию, такие глины совсем не пригодны в качестве регуляторов водоотдачи.

Поэтому аттапульгит главным образом используется в качестве загустителя в растворах на основе соленой воды, а сепиолит часто применяют как дополнительный загуститель в геотермальных и высокотемпературных скважинах.

2. Вторая группа – пластинчатые неразбухающие (или незначительно разбухающие) глины: **иллит**, **хлорит** и **каолинит**.

3. Третья группа – пластинчатые интенсивно разбухающие глины **монтмориллониты**.

Вторая и третья группа глинистых минералов встречается в пластовых породах (перечислено в порядке убывания): иллит, хлорит, монтмориллонит, каолинит.

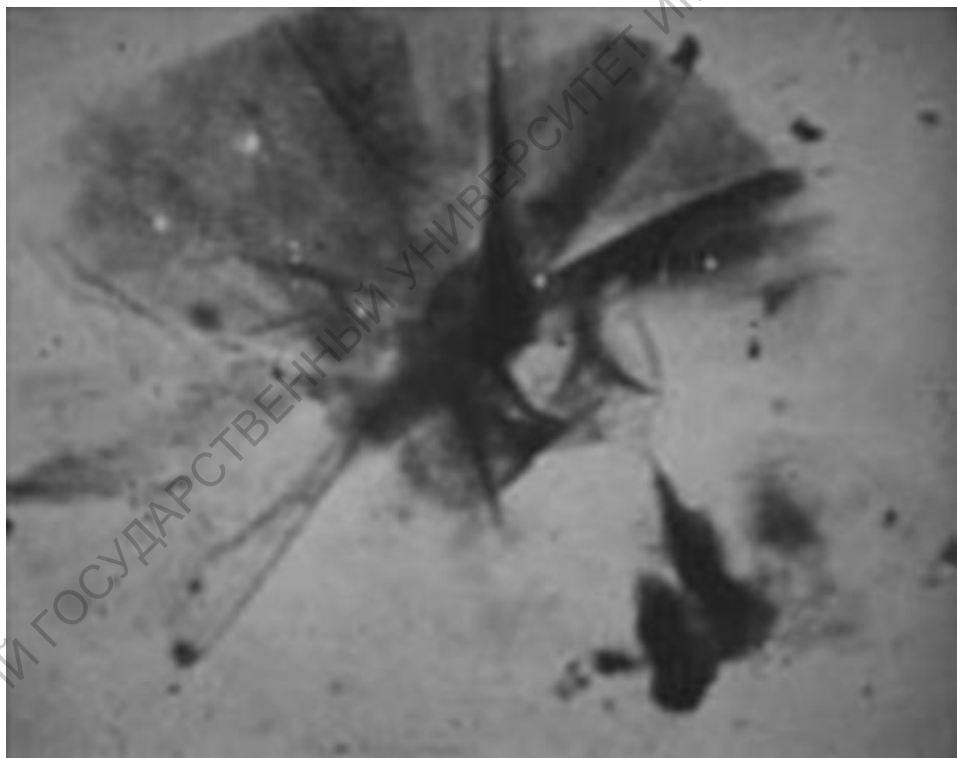
Залегающая в естественных условиях глина имеет слоистую структуру, толщина каждого слоя – около 10 ангстрем (Å). Это значит, что в каждом миллиметре толщины глины находятся около миллиона слоев.

Каждый слой глины – очень гибкий, тонкий и имеет огромную площадь поверхности. Отдельную частицу глины можно представить себе

как лист бумаги или целлофана. Суммарная площадь поверхности одного грамма натриевого монтмориллонита составляет 8 073 фут<sup>2</sup> (750 м<sup>2</sup>)!

Глина слоями адсорбирует воду и разбухает так интенсивно, что ослабевают силы, сдерживающие отдельные слои, и те отделяются друг от друга. Такое отделение слоев известно как дисперсия. При отделении растет число отдельных частиц, следовательно, увеличивается и площадь поверхности, что приводит к увеличению плотности суспензии.

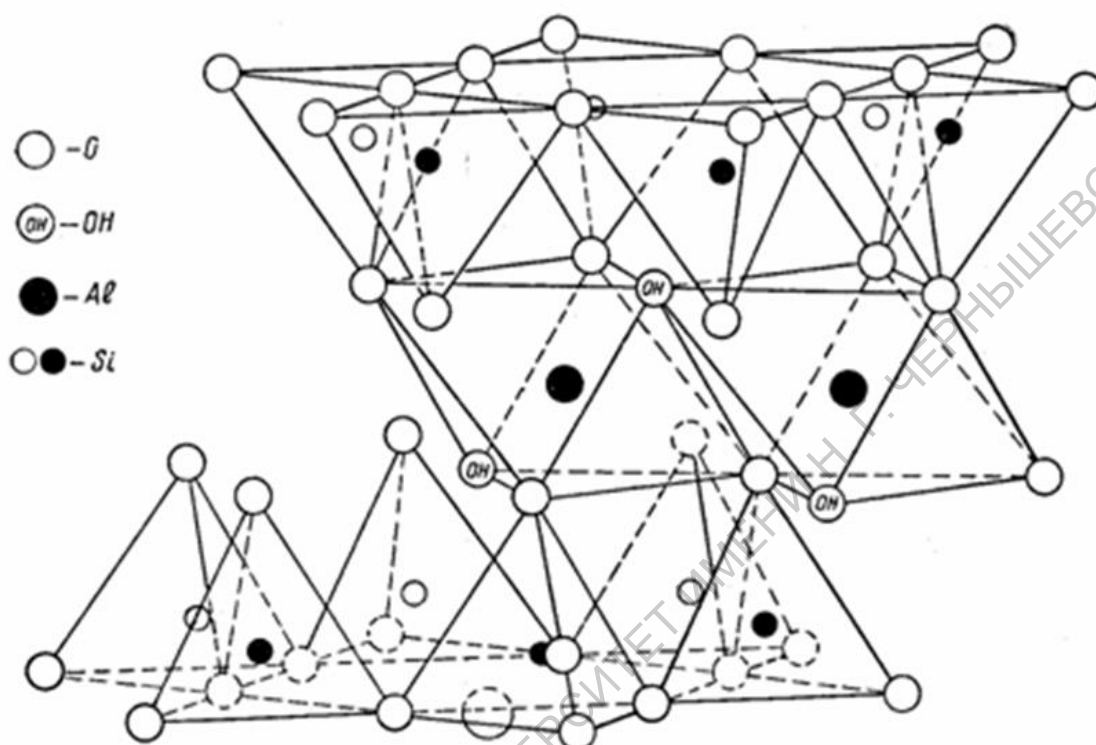
На фотографии представлена частица бентонита под микроскопом. Она напоминает колоду карт, сложенных «веером». Видны несколько перекрывающихся друг друга пластинчатых частиц. Именно эта характерная форма частиц и служит причиной так называемому «эффекту черепицы», наиболее важному механизму контроля водоотдачи.



Глины обычно бывают двух типов: двухслойные (каолин) и трехслойные (монтмориллонит, хлорит или иллит).

Каждая частица глины состоит из пачки нескольких параллельных слоев. Отдельный слой – это комбинация тетраэдральных (четырёхгранных)

пластинок из оксида кремния и октаэдральных (восьмигранных) пластинок из оксида алюминия или оксида магния.



Трехслойные глины состоят из слоев, составленных двумя тетраэдральными пластинками по обе стороны октаэдральной; такие слои напоминают бутерброд. Электрический заряд глины может быть нейтральным или отрицательным.

Если в кристаллической решетке заменить всего один атом магния ( $Mg^{2+}$ ) на атом алюминия ( $Al^{3+}$ ), появится один дополнительный электрон, а электрический заряд станет отрицательным.

Суммарный отрицательный заряд компенсируется адсорбцией катионов (положительно заряженных ионов) на внешней и внутренней поверхности пачки слоев. Катионы, адсорбируемые на поверхности слоя, могут обмениваться с другими катионами; такие катионы называют **обменными**.

Количество катионов на единицу веса глины называется **емкостью катионного обмена**.

Наиболее характерный признак монтмориллонита – межслойное разбухание (гидратирование) в воде.

Однако в последнее время общепризнанным стало групповое название «смектит», а термин «монтмориллонит» употребляют в основном для описания глин, содержащих алюминий. Данная группа включает в себя монтмориллонит, гекторит, сапонит, нонтронит и некоторые другие минералы.

У иллитов та же структура, что и у монтмориллонитов, однако в них не наблюдается межслойное разбухание. Вместо замещения  $Mg^{2+}$  на  $Al^{3+}$ , в иллитах происходит замещение  $Al^{3+}$  на  $Si^{4+}$ , суммарный заряд при этом тоже становится отрицательным. Компенсационные катионы – это главным образом ионы калия ( $K^+$ )

Каолинит – неразбухающая глина. Каолинит не имеет межслойных катионов или поверхностного заряда. В местах залегания каолинит обычно составляет от 5% до 20% осадочных пород (глин или песчаников).

В России для бурения используют бентонитовые, палыгорскитовые и каолинит-гидрослюдистые глины.

Бентониты состоят из минералов монтмориллонитовой группы. Наиболее целесообразно использовать бентониты с преимущественным содержанием ионов  $Na^+$ , т.к. они образуют суспензии с требуемыми структурно-реологическими свойствами при относительно низкой концентрации твердой фазы. При бурении скважин в солевых породах более эффективно использование солестойкой глины – палыгорскита. Применение каолинит-гидрослюдистых глин ограничено из-за трудности их диспергирования и незначительного набухания в воде.

Основным показателем качества (сортности) глины является выход раствора, т.е. количество  $m^3$  глинистой суспензии с заданной условной вязкостью (25-30 с) и содержанием песка (6-7%), полученной из 1 т глины.

Все глины по коллоидным свойствам делятся на три группы: высокодисперсные бентонитовые (дают хорошие структурированные суспензии при концентрации 3-4 об.%); глины средней степени дисперсности и низкой степени дисперсности (характеризуются высоким содержанием твердой фазы в суспензии и высокой плотностью).

С целью ускорения приготовления буровых растворов используют глины в виде глинопорошков (например M-I GEL® и M-I GEL SUPREME™), представляющих собой высушенную и измельченную природную глину или глину с добавками  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  и акриловых полимеров.

Глинопорошок выполняет две функции:

1. обеспечивает необходимую вязкость раствора;
2. способствует образованию фильтрационной корки, которая изолирует высокопроницаемые пласты, ограничивая тем самым поглощение раствора, и предотвращает прихват.

В некоторых регионах бурение производится сначала на воде, которая постепенно набирает шлам; результате этого получается пригодный для бурения раствор.

В ряде случаев применяют полимерные буровые растворы, которые в своем составе не имеют глинопорошка.

Глинопорошки расфасовывают на заводах в мешки или контейнеры. На буровой глинопорошки следует предохранять от попадания влаги.

Каждая партия глинопорошка сопровождается документом, в котором указывается завод-изготовитель, сорт продукции, добавка химических реагентов, показатель качества и др.

**Цель работы:** Получение суспензии глины с заданными параметрами.

**Реактивы:** глинопорошок, вода, 5%-ный раствор пирофосфата натрия, хлористый натрий.

**Оборудование:** ВБР-1, четырехлопастная мешалка, пикнометр, фарфоровая кружка  $V=1500$  мл, стакан  $V=300$  мл, фарфоровая чашка,

мерный цилиндр, секундомер, стеклянный бюкс, аналитические весы, эксикатор.

**Задание 1.** *Приготовление глинистой суспензии.*

В фарфоровую кружку налейте 1000 мл воды, нагретой до кипения, и поместите ее в водяную баню с кипящей водой. При перемешивании вертикальной черырехлопастной мешалкой с частотой вращения 1000 об/мин в воду добавьте 100-140 г бентонитового порошка или 200 г порошка других глин. Через 5 мин раствор охладите до 20°C. Перемешивайте его еще в течение 5 мин, а затем определите вязкость (см. работу 3).

Если время истечения раствора более 25 с, раствор следует разбавить водой. Менее вязкие растворы готовятся заново с увеличенной навеской глины. Замеры проводить до совпадения двух последовательных результатов. Плотность раствора определить одним из способов, описанных в работе 2.

**Задание 2.** *Определение влажности глинопорошка.*

10 г глинопорошка поместите в сушильный шкаф в стеклянном бюксе, прокаленном до постоянного веса, и сушите пробу при 105°C пока разница в весе между двумя последовательными взвешиваниями не станет менее 0,01 г. Первое взвешивание производите через 2 ч., повторные - через 30 мин. Перед взвешиванием пробу охлаждайте в эксикаторе с безводным хлористым кальцием в течение 30 мин. Содержание влаги ( $W, \%$ ) в глинопорошке рассчитайте по отношению:

$$W = \frac{(m - m_1)}{m} \cdot 100\% ,$$

где  $m$  – навеска глинопорошка, г,

$m_1$  – вес глинопорошка после сушки, г.

**Задание 3.** *Определение содержания песка в глинопорошке.*

В стакан налейте 300 мл воды, нагретой до кипения, прибавьте 10 мл 5%-ного раствора пирофосфата натрия и при перемешивании мешалкой добавьте 10 г предварительно высушенного глинопорошка. Полученную суспензию перемешивайте в течение 15 мин, а затем вылейте в предварительно взвешенную фарфоровую чашку. Через несколько минут, когда глина осядет, мутную воду слейте. Осадок в чашке растирайте резиновой пробкой и несколько раз промывайте водой, сливая ее с осадка до тех пор, пока жидкость не станет прозрачной. Отмытый осадок высушите до постоянного веса. Содержание песка ( $\Pi, \%$ ) в глинопорошке рассчитайте по отношению:

$$\Pi = \frac{m_a}{m_z} \cdot 100\%$$

где  $m_a$  - вес сухого остатка в чашке, г,

$m_z$  - навеска глинопорошка в пересчете на сухое вещество, г.

**Задание 4.** *Определение отстоя глинистой суспензии.*

В раствор хлористого натрия (115 г NaCl в 350 мл H<sub>2</sub>O) добавьте 35 г предварительно высушенного глинопорошка. Суспензию перемешивайте на мешалке в течение 30 мин. Для определения отстоя 200 мл приготовленной суспензии вылейте в мерный цилиндр и оставьте в покое на 2 ч. Величину отстоя ( $O, \%$ ) рассчитайте по формуле:

$$O = \frac{a}{v} \cdot 100\%$$

где  $a$  – объем осветленной части суспензии, мл,

$v$  - общий объем суспензии, мл.

**Задание 5.** *Расчет количества глинопорошка для приготовления бурового раствора.*

Расход глинопорошков для приготовления 1 м<sup>3</sup> бурового раствора следует рассчитывать с учетом его влажности:



$$m_{\Gamma} = \frac{(\rho - \rho_1) \cdot \rho}{(\rho_2 - \rho_1) \cdot (100 - W)} \cdot 10^5,$$

где  $m_{\Gamma}$  - количество глинопорошка, кг,

$\rho$  - плотность приготавливаемого глинистого раствора, г/см<sup>3</sup>,

$\rho_1$  - плотность воды: 1 г/см<sup>3</sup>,

$\rho_2$  - плотность абсолютно сухого глинопорошка: 2,7 г/см<sup>3</sup>,

$W$  - влажность глинопорошка, %.

Например, необходимо приготовить глинистый раствор плотностью 1,20 г/см<sup>3</sup> из глинопорошка влажностью 5%.

$$m_{\Gamma} = \frac{(1,2 - 1,0) \cdot 1,2}{(2,7 - 1,0) \cdot (100 - 5)} \cdot 10^5 = 149$$

Таким образом, на 1 м<sup>3</sup> воды следует взять 149 кг глинопорошка.

САРАТОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНА Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО

## РАБОТА 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА

Плотность (ее обычно называют весом раствора в американской литературе) измеряется при помощи рычажных весов, имеющих точность измерений в пределах 0,1 фунт/галлон или 0,01 г/см<sup>3</sup>).

В большинстве случаев на практике плотность ( $\rho$ ) означает вес (более строго-массу вещества) на единицу объема и измеряется путем взвешивания раствора на рычажных весах.



В зависимости от характера проводимых при бурении операций требования к плотности бурового раствора могут быть разными. Для обеспечения оптимальной работы долота плотность бурового раствора должна быть минимальной. Однако современная технология проходки скважин такова, что плотность бурового раствора выбирают из условия предотвращения нефте- и газопроявлений, осыпей и обвалов разбуриваемых горных пород. При выборе величины плотности бурового раствора определяющим является пластовое (внутрипоровое) давление флюида. Давление на внутренние стенки скважины должно быть достаточным, чтобы не допустить неуправляемого притока в нее пластового флюида. Изменяя плотность бурового раствора можно регулировать давление бурового

раствора на пласт. Соотношение между гидростатическим давлением бурового раствора и пластовым давлением называют показателем безопасности. При измерении плотности бурового раствора следует иметь в виду, что выходящий из скважины буровой раствор может содержать газ, поэтому плотность такого раствора считается кажущейся. Истинная плотность бурового раствора устанавливается на основании измерения кажущейся и содержания газа.

Плотность бурового раствора, соответствующая равенству гидравлического давления в стволе скважины и в пласте ( $\rho$ ), рассчитывается по формуле:

$$\rho = \frac{10 \cdot P_{пл}}{H},$$

где  $P_{пл}$  – пластовое давление, кгс/см<sup>2</sup>,

$H$  – глубина скважины, м.

Например, при давлении в пласте 70 кгс/см<sup>2</sup> на глубине 500 м плотность бурового раствора, обеспечивающая равенство давлений в стволе скважины и пласте, равна 1,4 г/см<sup>3</sup>.

Плотность, в большинстве случаев, поддерживается на 5–15 % выше расчетной, в зависимости от геолого-технических условий бурения.

Для технологических операций, не связанных с циркуляцией, величина плотности бурового раствора ограничивается: давление гидравлического разрыва пласта должно быть выше гидростатического давления столба бурового раствора в скважине. В этих условиях плотность бурового раствора должна удовлетворять следующему соотношению:

$$P_{пл} \leq \rho \cdot g \cdot H \leq P_{гп},$$

где  $P_{пл}$  – пластовое давление, кгс/см<sup>2</sup>,

$\rho$  – плотность бурового раствора, г/см<sup>3</sup>,

$H$  – глубина забоя, м,

$P_{гп}$  – давление гидроразрыва породы, кгс/см<sup>2</sup>.

Плотность бурового раствора определяют взвешиванием известного объема раствора на рычажных весах, ареометрами или пикнометрически.

**Цель работы:** Определение плотности бурового раствора.

**Реактивы:** буровой раствор

**Оборудование:** рычажные весы, кружка, ареометр АБР – 1, весы аналитические, пикнометр V=50 мл.

**Задание 1.** Измерение плотности бурового раствора на рычажных весах.

По уровню 3 установите рычажные весы (рис.1) в горизонтальное положение.

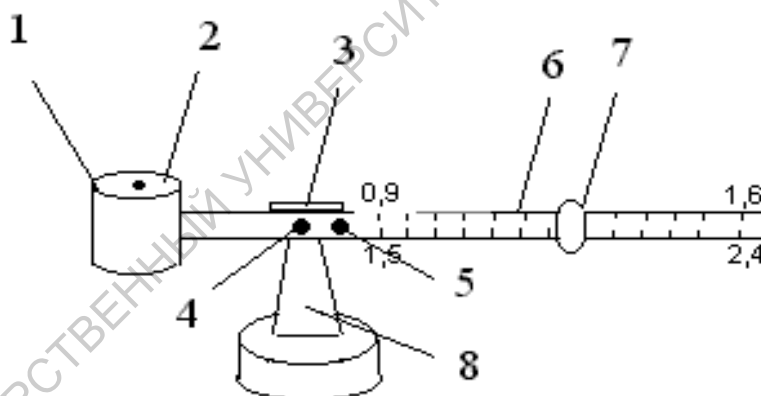


Рис.1. Рычажные весы:

1- мерная кружка, 2 - крышка, 3 - уровень, 4 и 5 - призмы, 6 - рычаг, 7 - движок, 8 - стойка.

Рычаг 6 следует снять со стойки 8. Мерную кружку 1, заполните водой до краев так, чтобы при закрытии ее крышкой 2 из отверстия в крышке вытекало немного раствора. Закрыв отверстие пальцем, тщательно промойте

внешнюю сторону кружки водой. Основная шкала рычага делится на две части: одна служит для измерения плотности от 0,9 до 1,7 г/см<sup>3</sup> (призма 4), вторая служит для измерения плотности от 1,6 до 2,4 г/см<sup>3</sup> (призма 5). Рычаг установите на одну из призм 4 или 5 в зависимости от ожидаемой плотности раствора. Перемещением движка 7 по рычагу уравновесьте кружку и сделайте отсчет. Затем аналогичные измерения проведите с буровым раствором.

**Задание 2.** Измерение плотности ареометром.

Ареометр АБР -1 предназначен для измерения плотности растворов или пульп и состоит из ареометра и ведра с крышкой.

Ведро служит емкостью для рабочей воды, в которой производится измерение. Крышка предназначена для отбора пробы исследуемого раствора.

Ареометр (рис.2) состоит из мерного стакана 1, поплавок 2, стержня 3 и съемного калиброванного груза 5.

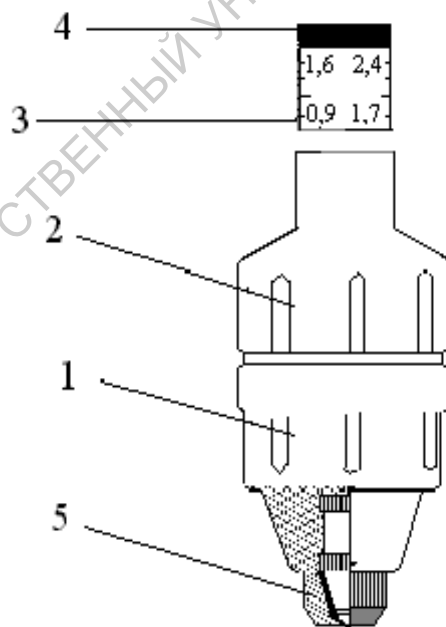


Рис. 2. Ареометр АБР-1:

- 1 – мерный стакан, 2 – поплавок, 3 – стержень с основной и поправочной шкалами,  
4 – заглушка, 5 – съемный калиброванный груз.

На стержне имеются две шкалы: основная (от 0,9 до 2,4), по которой измеряется плотность бурового раствора и поправочная (от 0,2 до -0,1), которая используется для определения поправки на плотность минерализованной воды.

Мерный стакан имеет две полости: для заполнения пробой измеряемого раствора и компенсационную камеру, которая изолируется от окружающей среды полиэтиленовой заглушкой 4. В компенсационной камере размещается металлический балласт, необходимый для устойчивости погруженного в воду прибора. Налейте в ведро воду таким образом, чтобы до края ведра с погруженным в него ареометром оставалось не более 5 мм. Сухой стакан 1 ареометра заполните водой из ведра, в котором производится замер. Стакан держите вертикально. Соедините стакан с поплавком 2 поворотом последнего до упора. При этом из стакана должен выдавиться излишек воды.

Погрузите ареометр в ведро. При стабильном положении прибора в воде снимите и запишите показания поправки по поправочной шкале ( $\Delta\rho$ ). Извлеките ареометр из ведра, разъедините стакан и поплавок и вылейте воду в ведро. Протрите внутреннюю часть стакана от капель воды.

Налейте в мерный стакан ареометра пробу раствора до начала резьбы, соедините с поплавком до упора. Выдавленные излишки раствора с поверхности стакана тщательно смойте водой.

Погрузите ареометр в ведро с водой, в стабильном положении снимите показания плотности раствора ( $\rho_{осн}$ ) по основной шкале прибора. Если плотность раствора изменяется от 0,8 до 1,7 г/см<sup>3</sup>, отсчет вести по левой части основной шкалы при надетом калиброванном грузе 5. Если плотность исследуемого раствора окажется больше 1,7 г/см<sup>3</sup>, то следует снять груз и отсчет вести по правой части основной шкалы от 1,7 до 2,6 г/см<sup>3</sup>.

Измеренная плотность бурового раствора ( $\rho$ , г/см<sup>3</sup>) равна сумме отсчетов, сделанных по основной и поправочным шкалам:

$$\rho = \rho_{\text{осн}} + \Delta\rho.$$

**Задание 3.** Измерение плотности бурового раствора пикнометром.

Взвесьте пустой пикнометр на аналитических весах с точностью  $\pm 0,0002$  г. Заполните его дистиллированной водой до метки и вновь взвесьте. Вылейте воду, высушите пикнометр. В сухой пикнометр залейте очищенный от шлама буровой раствор до метки (излишки раствора уберите фильтровальной бумагой), встряхните несколько раз и вновь взвесьте. Плотность раствора рассчитайте по формуле:

$$\rho_{\kappa} = \frac{m_p - m_0}{V}, \quad V = m_в - m_0,$$

где  $\rho_{\kappa}$  – кажущая плотность раствора, г/см<sup>3</sup>,

$m_p$  – вес пикнометра с раствором, г,

$m_0$  – вес пустого пикнометра, г,

$m_в$  – вес пикнометра с водой, г,

$V$  – объем пикнометра, см<sup>3</sup>.

Истинную плотность бурового раствора ( $\rho$ , г/см<sup>3</sup>), содержащего газообразные компоненты, рассчитайте по формуле:

$$\rho = \frac{\rho_{\kappa}}{1 - \frac{V_г}{100}},$$

где  $V_г$  – объем газов, % (определение содержания газа в буровом растворе описано в работе 14).

### РАБОТА 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВНОЙ ВЯЗКОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА

Вязкость жидкостей характеризуется внутренним трением между отдельными слоями жидкости при её движении. Истинные растворы (неструктурированные жидкости) обладают вязкостью, которая не зависит от интенсивности механического воздействия на жидкость.

С уменьшением вязкости снижаются энергетические затраты на циркуляцию бурового раствора, улучшается очистка забоя от шлама, снижаются потери давления в затрубном пространстве скважины. В полевых условиях обычно измеряется вязкость (называемая условной) при одном напряжении сдвига.

Условная вязкость – это “визуальная” вязкость бурового раствора. Определение условной вязкости является одним из самых первых измерений раствора, которые стали проводить в промышленных условиях.

Условная вязкость используется в промысловых условиях только как индикатор относительных изменений текучести раствора. Нельзя использовать условную вязкость в качестве критерия сравнения различных систем буровых растворов и нельзя назвать наилучшее ее значение для всех систем растворов - то, что хорошо работает в одном случае, может не сработать в другом. Однако существует простое правило, применимое к глинистым буровым растворам: условная вязкость большинства глинистых растворов должна быть в четыре раза (или слегка меньше) больше плотности раствора (в фунтах/галлон). Есть, однако, исключения и для глинистых растворов, например, если требуется раствор с повышенной вязкостью. Кроме того данное правило вообще не применимо к полимерным, инвертно-эмульсионным растворам (на углеводородной или синтетической основе).



**Цель работы:** Определение условной вязкости бурового раствора на воронке Марша.

**Реактивы:** вода, буровой раствор.

**Оборудование:** воронка Марша, секундомер

**Задание.** Измерение условной вязкости на воронке Марша.

Воронка марша (рис.3) состоит из воронки 1, герметично соединенной с трубкой 3, мерной кружки 2 и сетки 4.

Условная вязкость  $T$  характеризует подвижность бурового раствора и измеряется временем истечения 946 мл (кварта жидкостная USA) жидкости.

В верхней части воронки помещена проволочная сетка со стороной ячейки 1,5 мм. Вискозиметр выпускается в комплекте с измерительной кружкой.

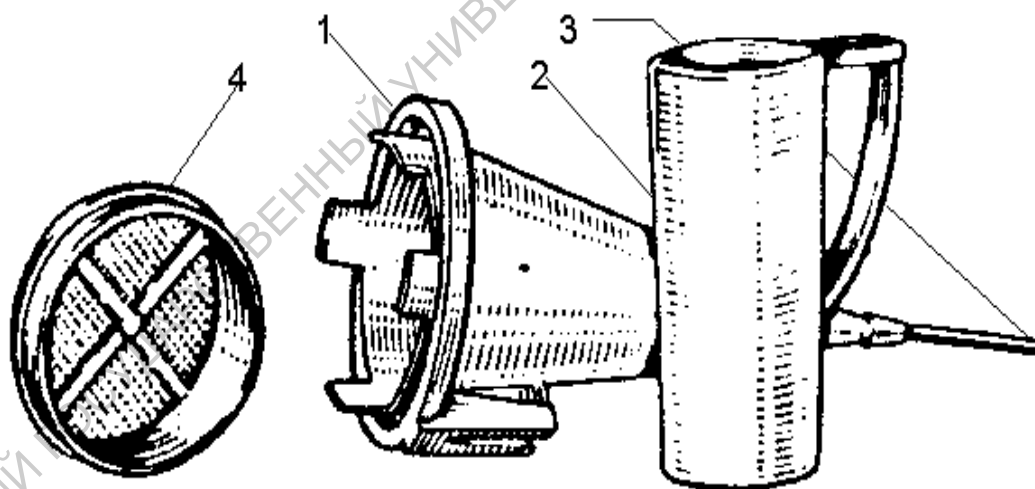


Рис. 3. Воронка Марша:

1 – воронка, 2 – мерная кружка, 3 – трубка, 4 – сетка.

Перед измерением вязкости бурового раствора воронку и кружку промойте водой. Поместите вискозиметр в вертикальное положение. Закройте нижнее отверстие трубки пальцем правой руки и налейте в воронку

через сетку испытуемый раствор, пока уровень не достигнет нижней части фильтра (1500 мл). до краев.

Подставьте мерную кружку под трубку вискозиметра. Уберите палец, перекрывающий выпускное отверстие, и одновременно левой рукой включите секундомер, который надо остановить, когда кружка заполнится до метки 946 мл.

Произведите таким образом не менее трех замеров. Условная вязкость воды по воронке Марша равна  $26 \pm \frac{1}{2}$  сек.

Точность вискозиметра периодически следует проверять определением его водного числа, т.е. времени истечения из воронки пресной воды. Водное число вискозиметра, пригодного для измерения, должно быть  $26 \pm 0,5$  с. Если время истечения воды больше, следует прочистить трубку вискозиметра, если меньше - вискозиметр непригоден.

После этого определите условную вязкость бурового раствора.

САРАТОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н. Г. Чернышевского

## РАБОТА 4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ БУРОВОГО РАСТВОРА

При добавке глины в буровой раствор образуется глинистая суспензия - структурированная жидкость. В растворе, находящемся в покое, глинистые частицы под действием молекулярных сил образуют сетчатую структуру, что приводит к загустеванию раствора вплоть до потери текучести.

Для обеспечения течения такого раствора и снижения его вязкости, необходимо разрушить образовавшуюся в нем структуру.

Физические свойства бурового раствора – его плотность и реологические параметры необходимо контролировать с целью оптимизации процесса бурения. Физические свойства раствора оказывают значительное влияние на ряд важных факторов успешного бурения скважины, включая:

- контроль давления в скважине для предотвращения проявлений пластовых флюидов;
- обеспечение на выходе из насадок долота кинетической энергии потока, необходимой для повышения механической скорости бурения;
- обеспечение устойчивости ствола скважины в интервалах с высокими поровым и горным давлениями;
- эффективность удаления выбуренной породы (шлама) из скважины;
- способность раствора удерживать шлам и материал-утяжелитель во взвешенном состоянии в статических условиях;
- возможность осуществлять очистку раствора от шлама и газа на поверхности.

Каждая скважина уникальна, поэтому важно регулировать эти свойства с учетом геолого-технических и технологических особенностей бурения данной скважины, а также с учетом особенностей используемой системы бурового раствора. Одни и те же реологические свойства раствора могут отрицательно влиять на одни физические процессы при бурении скважины и оказывать существенное положительное воздействие на другие. Важно найти баланс, такой, чтобы обеспечить максимальную эффективность очистки

ствола скважины от шлама, свести к минимуму гидродинамическое давление бурового раствора при циркуляции, предотвратить проявление пластовых флюидов и поглощение раствора.

Буровые растворы являются структурированными жидкостями, т.е. их вязкость зависит от напряжения сдвига. В качестве структурообразователя помимо глины применяют полимеры. Полимеры используются в буровых растворах с 30-х годов 20 века, когда в качестве средства для борьбы с водоотдачей стали применять крахмал. С тех пор полимеры все более совершенствовались, а спектр их применения значительно расширился. Сегодня полимеры – составная часть практически всех буровых растворов на водной основе. В настоящее время существует огромное разнообразие полимеров. Некоторые – например, крахмал – природного происхождения. Другие, более специализированные полимеры являются модифицированными природными полимерами или синтетическими.

Вязкостью в широком смысле может быть названа способность среды сопротивляться течению. В такой трактовке термин «вязкость» является наиболее общей характеристикой текучести жидкости и может аккумулировать в себе не только собственно вязкостные свойства жидкостей, но и их пластические и тиксотропные свойства. Вот почему в зависимости от метода определения существуют различные показатели вязкости (и соответствующие термины, относящиеся к вязкости).

В нефтяной промышленности используются следующие термины, связанные с вязкостью и другими реологическими характеристиками буровых растворов:

1. Эффективная вязкость /Effective viscosity/ (сП или мПа·сек)
2. Кажущаяся вязкость /Apparent viscosity/ (сП или мПа·сек)
3. Пластическая вязкость /Plastic viscosity/ (сП или мПа·сек)
4. Динамическое напряжение сдвига /Yield point/ (фунт/100 фут<sup>2</sup> или дПа)

5. Статическое напряжение сдвига /Gel strengths/ (фунт/100 фут<sup>2</sup> или дПа).

Это важнейшие реологические характеристики, которыми оперируют при приготовлении и обработке буровых растворов.

Эффективная вязкость жидкости выражается как отношение напряжения сдвига к скорости сдвига

Если эффективная вязкость жидкости не меняется при изменении скорости сдвига, такая жидкость называется *ньютоновской*. В противном случае жидкость называется *неньютоновской*. Как правило, эффективная вязкость буровых растворов уменьшается с увеличением скорости сдвига, поэтому данные растворы относятся к неньютоновским жидкостям.

Кажущейся вязкостью (AV) бурового раствора называют его эффективную вязкость при максимальной скорости сдвига 1022 с<sup>-1</sup>, реализуемой в вискозиметре Фанна.

Пластическая вязкость бурового раствора есть мера механического трения в жидкой фазе раствора диспергированных частиц твердой фазы, эмульгированной фазы, а также макромолекул полимеров. На пластическую вязкость бурового раствора влияют концентрация, размер и форма твердой фазы; вязкость жидкой фазы; присутствие полимеров с линейным строением макромолекул и достаточно длинной молекулярной цепью, например гидроксипропилцеллюлоза, карбоксиметилцеллюлоза и др.

Увеличение пластической вязкости может означать увеличение процентного содержания твердой фазы в растворе, уменьшение размера твердых частиц или изменение формы частиц. Любое увеличение площади поверхности приведет к росту пластической вязкости. Например, раскалывание твердой частицы пополам приведет к появлению двух частиц. При этом общая площадь поверхности будет больше, чем у исходной частицы. Плоская частица имеет большую площадь поверхности, чем сферическая частица того же объема. Увеличение пластической вязкости в

первую очередь является результатом увеличения процентного содержания твердой фазы.

Часть присутствующей в буровом растворе твердой фазы специально вводится в раствор. Bentonit, например, используется для увеличения вязкости и снижения водоотдачи, в то время как барит необходим для увеличения плотности раствора. Следует придерживаться следующего правила: вязкость бурового раствора не должна быть выше, чем это требуется для очистки ствола скважины от шлама и удержания в растворе барита во взвешенном состоянии. Если раствор не может выполнять эти функции, следует увеличить предельное динамическое напряжение сдвига и реологические параметры раствора при низких скоростях сдвига (показания вискозиметра при 6 и 3 об/мин), но не его пластическую вязкость.

Присутствие выбуренной породы в буровом растворе отрицательно влияет на его реологические свойства и поэтому нежелательно. Частицы горной породы постоянно попадают в раствор во время бурения, вызывая общее увеличение концентрации твердой фазы. Если частицы быстро не удалить из раствора, то они будут продолжать делиться на более мелкие части, циркулируя в скважине и системе очистки. Если содержание выбуренной породы не контролировать и не удалять ее частицы из раствора, то возникнут проблемы с регулированием вязкости раствора.

Содержание выбуренной породы в буровом растворе можно снизить до регламентируемого программой промывки скважины уровня тремя способами:

1. Механической очисткой раствора
2. Отстаиванием
3. Разбавлением или замещением загрязненного шламом раствора (части или всего его объема) вновь приготовленным.

Пластическая вязкость бурового раствора зависит также от вязкости его жидкой фазы. По мере снижения вязкости воды с ростом температуры пропорционально снижается и пластическая вязкость раствора.

Солесодержащие буровые растворы имеют более высокую пластическую вязкость, чем растворы на основе пресной воды. Нефть, будучи эмульгированной в буровой раствор на водной основе, проявляет себя как механическая примесь и увеличивает пластическую вязкость раствора.

Полимеры, добавленные в раствор для поддержания его общей вязкости, снижения водоотдачи и ингибирования глин, могут привести к увеличению пластической вязкости, особенно после первоначального добавления полимера. Увеличение пластической вязкости наиболее заметно сразу же после добавления в раствор полимеров. Поэтому не рекомендуется измерять вязкость раствора в приёмной емкости во время добавления полимеров. Обычно после нескольких циклов циркуляции пластическая вязкость и другие реологические параметры раствора снижаются и стабилизируются.

Как правило, пластическая вязкость раствора всегда поддерживается на как можно более низком уровне, так как при уменьшении пластической вязкости долото обеспечивается большей гидродинамической энергией, эффективность очистки ствола скважины от выбуренной породы возрастает, уменьшается износ оборудования и экономится горючее. На практике, максимальное значение пластической вязкости, выраженное в мПа·с или сП, не должно превышать удвоенное значение плотности раствора, выраженное в фунтах/галлон. В то же время выполнение данного требования может оказаться непростой задачей при использовании растворов высокой плотности. Большое объемное содержание твердой фазы (за счет материала-утяжелителя) делает такие растворы очень восприимчивыми к загрязнению частицами выбуренной породы.

Наличие у жидкости предельного напряжения сдвига (как статического, так и динамического) обусловлено существованием сил электрического или межмолекулярного притяжения диспергированных в жидкости частиц. Например, частицы глины в буровом растворе, имеющие преимущественно положительно заряженные сколы и отрицательно

заряженные базальные поверхности, притягиваясь друг к другу разноименными зарядами, образуют внутреннюю структуру раствора, для разрушения которой требуется приложение дополнительной силы. В статических условиях прочность этой структуры возрастает во времени по мере увеличения количества вступивших во взаимодействие частиц и упорядочивания структуры. В сдвиговом течении раствора устанавливается динамическое равновесие между количеством вновь образуемых связей частиц и количеством разрушенных при сдвиге связей. В соответствие с этим динамическое напряжение сдвига – это мера прочности внутренней структуры раствора в динамических условиях. Динамическое напряжение сдвига есть величина, не зависящая от времени.

Динамическое напряжение сдвига зависит от:

- концентрации зарядов на поверхности/сколах частиц твердой фазы раствора;
- объемной концентрации твердой фазы;
- концентрации и типов ионов в жидкой фазе.

Высокое динамическое напряжение сдвига может являться причиной высоких значений эффективной, кажущейся и условной вязкостей, т. е. низкой текучести бурового раствора. Это может быть вызвано:

1. Попаданием в раствор растворимых примесей, таких как соли, цемент, ангидрит или гипс, результатом чего является *флокуляция* частиц активной твердой фазы.

2. Размалыванием глинистых частиц долотом и бурильными трубами. При этом на сколах частиц создаются новые остаточные заряды (за счет нарушенных валентных связей), что способствует объединению частиц во флокулы (хлопья).

3. Вводом барита, карбоната кальция и др. химически инертных материалов или попаданием в раствор инертных частиц выбуренной породы, в результате чего возрастает объемная концентрация твердой фазы раствора.



Это приводит к сокращению расстояния между частицами и увеличению сил притяжения между ними.

4. Поступлением в раствор активных частиц выбуренной породы при прохождении интервалов отложений гидрофильных глин и сланцев за счет общего увеличения концентрации в растворе твердой фазы и наличия некомпенсированных зарядов на вновь поступивших частицах.

Динамическое напряжение сдвига – это та составляющая сопротивления течению, которую можно контролировать соответствующей химической обработкой бурового раствора. С уменьшением сил притяжения между частицами активной твердой фазы за счет химической обработки раствора снижается динамическое напряжение сдвига раствора и соответственно его эффективная, кажущаяся и условная вязкость.

Динамическое напряжение сдвига бурового раствора на водной основе можно снизить следующими способами.

1. Введением в буровой раствор анионных материалов - танинов и лигнитов, сложных фосфатов, лигносульфонатов и др., которые будут нарушать валентные связи вследствие разрушения частиц глины.

2. Удаление в виде нерастворимого осадка солей кальция или магния.

3. Разбавление раствора водой, если концентрация твердой фазы не очень высока.

По значению динамического напряжения сдвига часто судят о способности бурового раствора удерживать во взвешенном состоянии материал-утяжелитель и очищать ствол скважины от выбуренной породы.

Некоторые жидкости обладают способностью к образованию внутренней трехмерной структуры в статических условиях и ее обратимому разрушению при течении. Среды с подобными свойствами называются *тиксотропными*.

Большинство буровых растворов на водной основе проявляют тиксотропные свойства благодаря присутствию электрически заряженных твердых частиц или полимеров, способных образовывать внутреннюю

структуру. Значения статического напряжения сдвига, измеренные после 10-ти секунд и 10-ти минут выдержки раствора в покое, отражают степень тиксотропности раствора. Величина статического напряжения сдвига зависит от содержания и типа твёрдой фазы бурового раствора, времени выдержки раствора в покое, его температуры и химической обработки.

Скорость образования и прочность внутренней структуры бурового раствора важны для удержания в растворе выбуренной породы и материала-утяжелителя.

Темп нарастания статического напряжения сдвига отражает некоторые особенности структурообразования в буровом растворе. Если значения статического напряжения сдвига раствора, измеренные после 10 с покоя значительно ниже, чем после 10 мин покоя, то такой тип структурообразования называют *прогрессирующим*/. Прогрессирующее структурообразование характерно для глинистых систем растворов при их загрязнении выбуренной породой, карбонатами или бикарбонатами. Почти мгновенное структурообразование с малой разностью между 10-секундным и 10-минутным значениями статического напряжения сдвига характерно для некоторых полимерных растворов. Быстро образуясь в данных растворах, такая структура столь же легко и быстро разрушается при сдвиге, а потому такой тип структурообразования называется *хрупким*/.

**Цель работы:** Определение реологических параметров бурового раствора.

**Реактивы:** буровой раствор

**Оборудование:** вискозиметр Фанна.

**Задание.** Определить эффективную вязкость, пластическую вязкость, динамическое и статическое напряжения сдвига.

Буровой раствор заливается в кольцевое пространство вискозиметра (рис. 4) между двумя концентрическими цилиндрами. Внешний цилиндр или

роторная гильза (втулка) движется при постоянной скорости вращения – ротационной скорости.

Налейте 350-400 мл пробы полимер-бентонитового раствора в металлический стакан вискозиметра. Стакан поместите под ротор вискозиметра, отрегулировав уровень раствора так, чтобы он доставал до отметки на рукаве ротора. Перемешивайте в режиме “stirring” в течение 10-15 сек. Спиртовым термометром измерьте температуру бурового раствора. Стакан не переливайте.



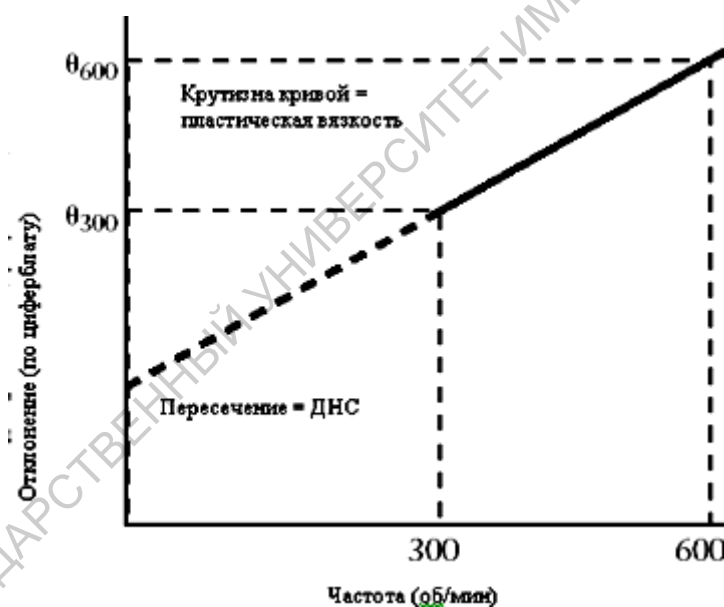
Рис.4. Вискозиметр Фанна

Переключите скорость вискозиметра на 600 об/мин. Снимите показания отклонений по шкале. Снижайте скорость до 300 об/мин. Зафиксируйте показания. Рассчитайте следующие величины:

- Эффективная вязкость  $AV$  (сП или мПа/с) - показания прибора при 600 об/мин, деленные на 2.
- Пластическая вязкость  $PV$  (сП или мПа/с) - показания прибора при 600 об/мин минус показания прибора при 300 об/мин.
- Динамическое напряжение сдвига  $YP$  (фунт/100 кв.футов) - показания прибора при 300 об/мин минус значение пластической вязкости.

Перемешайте пробу на вискозиметре в течение 30 секунд в режиме “stirring”. Остановите прибор. По прошествии 10 секунд отведите переключатель назад (на 3 об/мин) и зафиксируйте максимальное отклонение шкалы, что будет являться исходным (10 секунд) значением СНС (Gels0/10) (фунт/100 кв.футов). Перемешайте пробу на вискозиметре в течение 30 секунд в режиме “stirring”. Остановите прибор и подождите 10 минут. Переключите скорость на 3 об/мин и зафиксируйте максимальное отклонение шкалы, что будет являться значением СНС после 10 минут (фунт/100 кв.футов)

Зафиксируйте показания, снятые на всех скоростях прибора. Полученные результаты представьте в виде диаграммы.



## РАБОТА 5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ БУРОВОГО РАСТВОРА

Основной функцией бурового раствора является изоляция проницаемых пород и регулирование фильтрации. Толстая глинистая корка и избыточная фильтрация вызывают различные осложнения, такие как сужения ствола, чрезмерный момент при вращении колонны, затяжки при ее подъеме, прихват, потерю циркуляции, ухудшение коллекторских свойств пласта. Регулирование фильтрационных свойств бурового раствора и отложение тонкой, низкопроницаемой фильтрационной корки необходимо для предотвращения различных проблем, возникающих при бурении и эксплуатации.

Излишняя толщина фильтрационной корки приводит к сужению ствола скважины; прихвату бурильной колонны, ведущему к прилипанию и дальнейшему прихвату бурильной колонны; осложнениям при цементировании в связи с недостаточным вытеснением бурового и цементных растворов; затруднениям при спуске обсадной колонны.

При недостаточной толщине фильтрационной корки происходит избыточное внедрение фильтрата в стенки скважины, что приводит к ухудшению коллекторских свойств продуктивного пласта; трудностям при оценке параметров продуктивного пласта; вероятности необнаружения нефте- и газоносных зон из-за вымыва фильтратом углеводородов из ствола скважины.

Понятие фильтрации (водоотдачи) применимо к жидкой фазе раствора, которая проникает в проницаемый пласт в результате воздействия дифференциального давления. Во время этого процесса твердые частицы отфильтровываются, образуя фильтрационную корку. Проницаемость имеет отношение к способности флюида протекать через пористый пласт.

Фильтрационные свойства буровых растворов оценивают по суммарному объему фильтрата за определенное время при стандартных условиях. АНИ рекомендовал следующие условия: продолжительность измерений - 30

минут, комнатная температура, давление - 690 кПа. Величина фильтрации по методике АНИ определяется как объем фильтрата (см<sup>3</sup>), собранного за 30 минут. Толщина фильтрационной корки, формирующейся во время проведения испытания, указывается с точностью до 1/10 см.

**Цель работы:** Определение фильтрационных свойств бурового раствора при низкой температуре и давлении (по методу АНИ), анализ свойств фильтрационной корки.

**Реактивы:** буровой раствор

**Оборудование:** фильтр-пресс (каркас для камеры, напорная камера, фильтровальная бумага, мерный цилиндр), кислородный баллон.

**Задание.** Определить объем фильтрата и толщину фильтрационной корки.

Проверьте, чтобы все детали фильтр-пресса (рис.5) были чистые и сухие, прокладки не изношены, не деформированы. Сетчатый элемент в напорной камере не должен иметь острых кромок и разрывов.



Рис. 5. Фильтр-пресс

Соберите напорную камеру (рис.6) в следующем порядке: крышка основания, резиновая прокладка, корпус камеры.

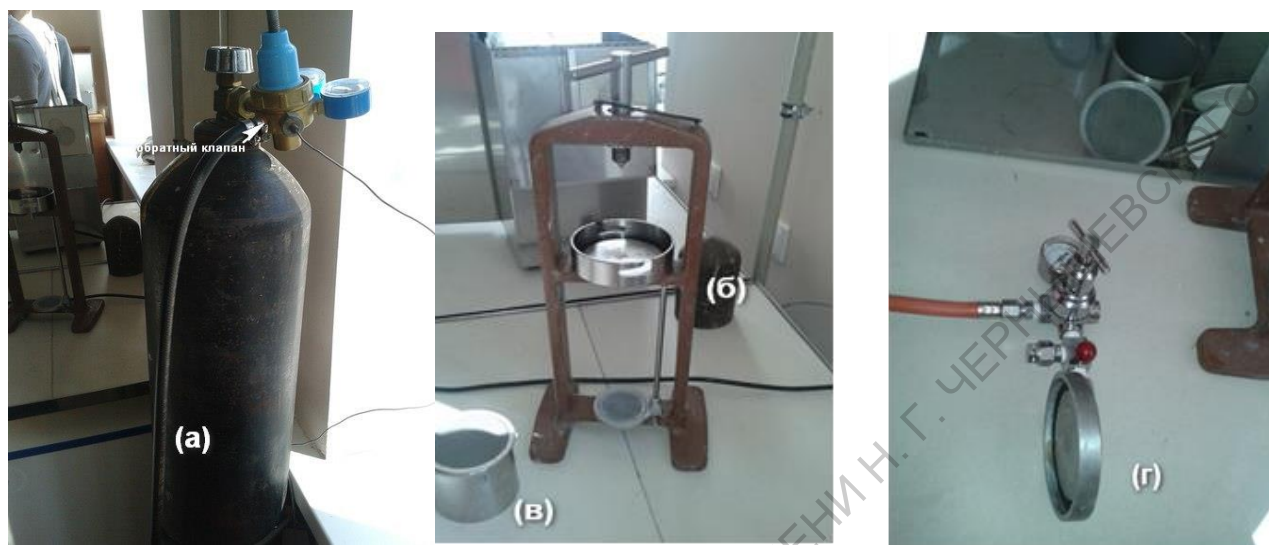


Рис.6

(а)- кислородный баллон, (б) - каркас для камеры, (в) - напорная камера, (г) -крышка основания с обратным клапаном

Заполните напорную камеру предварительно перемешанным буровым раствором так, чтобы до верхнего края оставалось 1,3 см . Поместите камеру в каркас, закрыв её винтом.

Подставьте под патрубок отвода фильтрата чистый мерный цилиндр.

Закройте напорную камеру крышкой с обратным клапаном и установите регулятор в положение, обеспечив создание давления в 100 фунтов на кв.дюйм (690 кПа) в течении 30 минут. Отсчет времени испытания на фильт-прессе ведите с момента исходной опрессовки камеры.

По истечении 30 минут перекройте ток воздуха через регулятор давления и осторожно откройте потайной клапан. Измерьте объем собранного фильтрата в  $\text{см}^3$  с точностью до  $\pm 0,1 \text{ см}^3$ . Зафиксируйте время проведения эксперимента и исходную температуру бурового раствора. Сохраните фильтрат для проведения дальнейших исследований его химического состава.

После полного сброса давления в напорной камере, извлеките её из каркаса. Разберите камеру, удалите остатки бурового раствора, извлеките бумажный фильтр вместе с осадком так, чтобы механическое воздействие на фильтрационную корку было минимальным. Измерьте и укажите толщину фильтрационной корки с точностью до 0,5 мм. Опишите качественные характеристики фильтрационной корки: твердость, прочность на разрыв, наличие скользкой поверхности, упругость, плотность, наличие пористости.

САРАТОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н. Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО



## РАБОТА 6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ПЕСКА В БУРОВОМ РАСТВОРЕ

Очистка скважины от шлама является одной из основных функций промывочной жидкости. Выбуренная и осыпавшаяся порода должна выноситься буровым раствором на дневную поверхность. Отсутствие эффективной очистки ствола скважины может привести к развитию серьезных осложнений, в том числе к прихватам инструмента, чрезмерным затяжкам и посадкам, потере циркуляции, чрезмерной вязкости и СНС раствора, большим расходам на буровой раствор, неудовлетворительному качеству крепления скважин, недостаточной скорости проходки.

**Цель работы:** определение содержания песка в буровом растворе.

**Реактивы:** буровой раствор

**Оборудование:** устройство, состоящее из сита, воронки и стеклянной измерительной пробирки.

**Задание.** Определить содержание песка в буровом растворе.

Набор для определения содержания песка (рис. 7) состоит из сита диаметром 2,5 дюйма и размером ячеек 74 мкм, воронки для сита и стеклянного мерного стакана, градуированного в процентах содержания песка (от 0 до 20%).



Рис.7. Набор для определения содержания песка

Заполните пробирку раствором до указанной метки “Mud to here”. Добавьте воды до метки “Water to here”. Отверстие пробирки закройте пальцем и энергично встряхните. Вылейте смесь на сито. Добавьте еще воды в пробирку, встряхните и снова вылейте на сито. Повторяйте до тех пор, пока вода в пробирке не станет чистой. Промойте песок, оставшийся на сите от остатков бурового раствора. Для этого установите воронку широкой частью на сито, медленно переверните и вставьте горлышко воронки в отверстие стеклянной пробирки. Смойте песок с сетки тонкой струёй воды. Дайте песку отстояться в течение 10-15 минут. По делениям на пробирке определите объёмный процент содержания песка в буровом растворе.

САРАТОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н. Г. Чернышевского

## РАБОТА 6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ТВЕРДОЙ И ЖИДКОЙ ФАЗЫ БУРОВОГО РАСТВОРА

**Цель работы:** Определение содержания жидкой и твердой фазы в буровом растворе.

**Реактивы:** буровой раствор

**Оборудование:** нагревательная камера (нагреватель); реторта; конденсатор; градуированный (измерительный) цилиндр; приемная емкость.

**Задание.** Определить содержание твердой фазы, водной фазы и органической фазы в буровом растворе.

Перед началом эксперимента убедитесь, что камера реторты, конденсатор охлаждены и находятся в чистом состоянии. Если в буровом растворе содержится воздух, то необходимо добавить 1-2 капли пеногасителя. Соберите реторту (рис.8).



Рис. 8. Комплектация реторты: а) нижняя камера; б) крышка с отверстием для нижней камеры реторты; в) верхняя камера.

Нижнюю камеру реторты заполните буровым раствором так, чтобы при закрытии крышкой излишки раствора вытеснились через отверстие в ней. Накройте нижнюю камеру реторты крышкой и при необходимости

осторожно уберите излишки раствора фильтровальной бумагой. На резьбу нижней камеры реторты нанесите слой графитовой смазки. Верхнюю камеру реторты заполните «стальной шерстью», во избежание выплескивания кипящей жидкости. Держа нижнюю камеру реторты в строго вертикальном положении осторожно привинтите верхнюю камеру.

После того, как собрана реторта, поместите её в нагревательную камеру и прикрутите на реторту конденсатор (рис.9)



Рис.9. а - нагревательная камера; б - конденсатор; в - градуированный (измерительный) цилиндр.

Под сливную трубку конденсатора поставьте приемную ёмкость. Включите нагреватель и продолжайте греть до тех пор, пока конденсат не закончит собираться в измерительный цилиндр. Извлеките приемную емкость и перелейте собранную жидкость в градуированный (измерительный) цилиндр. Определите процентное содержание водной и органической жидких фаз и твердой фазы:  $V_{тв} = 100 - (V_{H_2O} + V_{орг})$

$V_{тв}$  – процентное содержание твердой фазы;

$V_{H_2O}$  – процентное содержание воды;

$V_{орг}$  – процентное содержание органической фазы.

## РАБОТА 6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАТИОННООБМЕННОЙ ЕМКОСТИ ГЛИНОПОРОШКА

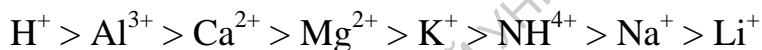
Количество катионов на единицу веса глины называется **емкостью катионного обмена (ЕКО)**. Единица измерения ЕКО – миллиграмм-эквивалент на 100 г сухой глины (мг-экв./100 г).

ЕКО монтмориллонитов находится в пределах от 80 до 150 мг-экв./100 г сухой глины.

ЕКО иллитом и хлоритов – от 10 до 40 мг-экв./100 г.

ЕКО у каолинитов - от 3 до 10 мг-экв./100 г.

Анализ по метиленовой сини (англ. сокр. МВТ) является индикатором наблюдаемой ЕКО глины. При исследовании бурового раствора метиленовым синим индикатором измеряется общая ЕКО по метиленовой сини всех глинистых минералов, присутствующих в растворе. Для лучшего понимания порядка замещения одних катионов другими ниже приводится последовательность замещения в порядке убывания:



Любой катион слева будет замещать любой катион справа.

**Цель работы:** Определение катионообменной емкости глинопорошка.

**Реактивы:** буровой раствор, раствор «Метиленовый голубой» (1мл=0,01 мг-экв, 3,74 г метиленовый голубой на 1 литр), 3% раствор перекиси водорода, 5 N раствор серной кислоты.

**Оборудование:** Шприц V=3мл, пипетка V=1мл, колба Эрленмейера V=250мл, бюретка или пипетка V=10мл, градуированный цилиндр V=50мл, палочка для перемешивания, электрическая плитка, фильтровальная бумага.

**Задание.** Определить катионообменную емкость глинопорошка.

Добавьте 2мл бурового раствора и 10 мл воды в колбу Эрленмейера. Добавьте 15 мл 3% раствора перекиси водорода и 0,5 мл серной кислоты. Перемешайте в течение 1-2 мин. Поставьте на плитку, доведите до кипения и кипятите в течение 10 мин (кипение не бурное). После кипения охладите растров до комнатной температуры и разбавьте водой до объёма, равного 50 мл.

*Буровые растворы, помимо бентонита, часто содержат вещества, поглощающие «метиленовую синь». Для нейтрализации таких органических веществ, как КМЦ, полиакрилат, лигносульфонаты и лигниты, рекомендуется обработка перекисью водорода.*

Добавьте в колбу пипеткой или бюреткой раствор «метиленовой сини» по 0,5 мл за один прием. После каждого введения метиленовой сини закрывайте колбу резиновой пробкой и встряхивайте содержимое в течение 30 секунд. Пока частицы еще находятся во взвешенном состоянии, с помощью стеклянной палочки поместите одну каплю содержимого на фильтровальную бумагу. Конечная точка титрования будет достигнута при появлении зеленовато-голубого ореола, окружающего окрашенные капли.

После того, как зеленовато-голубой ореол появится, встряхивайте колбу в течение еще 2-х минут, и поместите следующую каплю на фильтровальную бумагу. Если зеленовато-голубой ореол появится снова, это будет означать, что титрование закончено. Если же нет, продолжайте титровать до тех пор, пока после 2-х минутного встряхивания раствора ореол не появится на бумаге вокруг капли.

Запишите объем использованного раствора «метиленовый синий» в мл.

Рассчитайте МВТ.

**Английская система:** МВТ (фунт/бар) = («метиленовый голубой» в мл/объем раствора в мл) \* 5 = \_\_\_\_\_

**Метрическая система:** МВТ (кг/м<sup>3</sup>) = («метиленовый голубой» в мл/объем раствора в мл) \* 4 = \_\_\_\_\_