

УДК 622.2.621.8

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ФУНКЦИИ БУРОВОГО РАСТВОРА

Холбаев Б.М., проф., Бобохонов А.Р., студент (КарИЭИ)

Аннотация: В статье приведены технологические функции бурового раствора.

Ключевые слова: Бурения, гидродинамические функции, гидростатические функции, гидростатические функции, колматация, коллоидно-химические свойства буровых растворов, суспензии, эмульсии.

Введение. Буровой раствор в процессе бурения осуществляет ряд функций, которые тем разнообразнее, чем сложнее процесс бурения: глубже скважина, неустойчивее ее стенки, выше давление газа и нефти в разбуриваемых горизонтах [1,2].

Объект и метод исследования. Процесс бурения представляет собой совокупность различных операций, определяющих технологию проходки скважины, поэтому функции называются технологическими.

Гидродинамические функции осуществляются потоком раствора в скважине и заключаются в следующем:

- в выносе выбуренной породы (шлама) из скважины;
- в переносе энергии от насосов к забойным двигателям (турбобурам);
- в размыве породы на забое скважины (гидромониторный эффект);
- в охлаждении долота в процессе бурения.

Гидростатические функции осуществляются покоящимся буровым раствором. К этой группе функций относятся:

- создание гидростатического равновесия в системе ствол скважины - пласт;
- удержание частиц выбуренной породы и утяжелителя во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции бурового раствора;
- создание гидростатического давления на стенки скважины, сложенные слабосцементированными или пластичными породами;
- уменьшение нагрузки на талевую систему.

Функции [3], связанные с процессом коркообразования: Буровой раствор, представляющий собой тонкую взвесь коллоидных частиц (твердой фазы) в

жидкой среде, в процессе движения в пласт образует на его поверхности и в порах фильтрационную корку, препятствующую или замедляющую дальнейшее поступление раствора. Данный процесс разделения жидкой и твердой фаз, в результате чего происходит кольматация (закупоривание) стенок скважины, называется фильтрацией. К этой группе функций относятся:

- снижение проницаемости пористых стенок скважины;
- сохранение или усиление связности слабосцементированных пород;
- уменьшение трения буровых и обсадных труб о стенки скважин.

Физико-химические функции заключаются в добавлениях к буровому раствору специальных химических реагентов в процессе бурения скважины, которые принято называть химической обработкой. К этим функциям относятся [4]:

- сохранение связности пород, образующих стенки скважины;
- предохранение бурового оборудования от коррозии и абразивного износа;
- сохранение проницаемости продуктивных горизонтов при их вскрытии;
- сохранение необходимых характеристик бурового раствора в процессе бурения скважины;
- улучшение буримости твердых пород.

К прочим функциям бурового раствора относятся [5]:

- установление геологического разреза скважины (по составу шлама);
- сохранение теплового режима многолетнемерзлых пород.

Коллоидно-химические свойства буровых растворов. Буровые растворы представляют собой физико-химические системы, состоящие из двух или более фаз. Однофазные системы из двух или более веществ, не имеющие поверхности раздела между компонентами, называются гомогенными (истинные растворы). Системы, между фазами которых существуют реальные поверхности раздела, называются гетерогенными. К ним относится большинство буровых и тампонажных растворов [6].

Дисперсной фазой дисперсионной системы называется вещество, мелко раздробленное и равномерно распределенное в другом веществе, получившем название дисперсионной среды. И фаза, и среда могут быть твердыми, жидкими и газообразными. Буровые и тампонажные растворы относятся к полидисперсным системам, т.е. имеющим частицы дисперсной фазы различных размеров.

Степень дисперсности частиц [7] характеризуется дисперсностью, D -величиной, обратной поперечному размеру частицы, d (см^{-1}). Чем выше дисперсность, тем больше общая поверхность раздела фаз.

По степени дисперсности системы делятся на высокодис-персные (коллоидные) и грубодисперсные. Размер коллоидных частиц находится в пределах 1×10^{-5} - 1×10^{-8} см. Из грубодис-персных систем в качестве бурового раствора применяют суспензии, эмульсии и аэрированные жидкости.

Суспензии – мутные жидкости с находящимися в них во взвешенном состоянии частицами твердого вещества. Эти частицы под влиянием силы тяжести оседают, т.е. седи-ментируют [8].

Результаты. Эмульсии – многофазные жидкие системы, в которых в одной жидкости находятся во взвешенном состоянии мельчайшие капельки другой жидкости. Эти системы неустойчивые. Эмульсии могут существовать только при наличии ПАВ - поверхностно-активных веществ (эмульгаторов). Они разруша-ются в результате процессакоалиценции, т.е. укрупнения частиц дисперсной фазы при слиянии между собой [9].

Аэрированной жидкостью называют многофазную систему, содержащую дисперсную фазу в виде пузырьков воздуха. Если воздух играет роль среды, то такие жидкости называются пенами.

Из всех дисперсных систем [10] наиболее полно отвечают требованиям, предъявляемым к буровым растворам, коллоидные системы. По молекулярно-кинетической теории внутреннее сцепление тел обусловлено силами взаимодействия молекул. Внутри тела (жидкости) эти силы уравновешены. Силы притяжения молекул, расположенных на поверхности раздела двух фаз, не уравновешены. В результате избытка сил притяжения со стороны жидкости молекулы с границы раздела стремятся втянуться внутрь, поэтому поверхность раздела стремится к уменьшению. В связи с этим поверхностные молекулы на разделе фаз обладают некоторой некомпенсированной избыточной энергией, называемой поверх-ностной. Поверхностное натяжение можно представить как работу образования 1 м^2 поверхности ($\text{Дж}/\text{м}^2$). Таким образом, ПАВ – это вещества, понижающие поверхностное натяжение.

Большое значение в характеристике дисперсных систем имеет явление смачиваемости. Смачивание жидкостью твердого тела можно рассматривать как результат действия сил поверхностного натяжения. Она характеризуется величиной краевого угла. Если дисперсионной средой является вода, то системы называются гидрофильными, если масло -гидрофобными. Первые относительно

устойчивы, т.е. стабильны во времени, а вторые характеризуются слабым молекулярным взаимодействием, поэтому не стабильны [11].

Различают кинетическую (седиментационную) агрегативную устойчивость. Кинетическая обеспечивается седиментацией и броуновским движением, а агрегативная определяет способность частиц дисперсной фазы не слипаться. По агрегативному состоянию и механическим свойствам различают свободно-дисперсные (или бесструктурные) и связно-дисперсные (структурированные) системы. Первые отличаются подвижностью и не оказывают сопротивления сдвигу. Связно дисперсная система получила название «геля» и отличается наличием сплошной пространственной структуры. Она обладает вязкостью, пластичностью, прочностью, упругостью и т.п.

Пространственная структура геля при механическом воздействии разрушается. Гель превращается в «золь» (жидкую дисперсную систему). В состоянии покоя структура восстанавливается. Процесс, связанный с созданием и разрушением пространственной структуры, получил название тиксотропии. Тиксотропность - одна из важнейших характеристик буровых растворов.

Коагуляция- укрупнение (слипание, слияние) частиц дисперсной фазы под действием молекулярных сил сцепления или сил тяжести.

Флокуляция – слипание гидрофобных минеральных частиц в хлопья. Гидрофобная коагуляция характеризуется полным расслоением дисперсной системы на жидкую и твердую фазы [91].

Дисперсность с коагулированной коллоидной системы можно восстановить, добавляя пептизаторы. Пептизация - обратный процесс коагуляции.

Структурообразование – это способность коллоидных частиц в неподвижном растворе слипаться по краям и образовывать сотообразную структуру, заполняющую весь объем раствора.

Диспергирование - способ приготовления дисперсных систем. Дисперсные системы обладают способностью течь. Наука о деформации и течении тел называется реологией, а свойства тел, связанные с течением и деформацией - реологическими.

К основным параметрам буровых растворов относятся:

Плотность (ρ , г/см³) – это отношение массы бурового раствора к его объему. Различают кажущую и истинную плотности. Первая характеризует раствор, выходящий из скважины и содержащий газообразную фазу, а вторая – раствор без газообразной фазы.

Условная вязкость (T , сек) – величина, определяемая временем истечения из стандартной воронки 500 см^3 бурового раствора и характеризующая подвижность бурового раствора.

Статическое напряжение сдвига (СНС, $\text{мгс}/\text{см}^2$) - величина, определяемая минимальным касательным напряжением сдвига, при котором начинается разрушение структуры бурового раствора в покое. СНС характеризует прочность тиксотропной структуры и интенсивность упрочнения ее во времени [12].

Фильтрация (Φ , $\text{см}^3/30 \text{ мин}$) - величина, определяемая объемом дисперсной среды, отфильтрованной за 30 минут при пропускании бурового раствора через бумажный фильтр ограниченной площади. Показатель фильтрации косвенно характеризует способность бурового раствора отфильтровываться через стенки ствола скважины.

Коэффициент трения ($K_{\text{тр}}$) – величина, определяемая отношением силы трения между двумя металлическими поверхностями в среде бурового раствора к прилагаемой нагрузке.

Коэффициент вспенивания - это величина, определяемая отношением объема вспененного раствора к объему исходного раствора.

Толщина фильтрационной корки (K , мм) – фильтрационная корка образуется в результате отфильтровывания жидкой фазы бурового раствора через пористую систему.

Выводы. Концентрация водородных ионов, определяемая величиной рН, характеризует щелочность бурового раствора. Чем больше рН, тем щелочность выше.

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Оборудование для приготовления, очистки и циркуляции бурового раствора: Каталог ВНИИнефтемаша / ЦИНТИхимнефтемаш. -М.: 1972. - 85 с.
2. Овчаренко Ф.Д. Гидрофильность глин и глинистых минералов. Киев: изд-во АН Украина, 1961. - 291 с.
3. Опыт приготовления утяжеленного бурового раствора на углеводородной основе при проводке скважины 100 Левкинской площади / Л.К. Мухин, И.В. Дудыкина, А.Я. Бражников // НТС, Бурение, 1973. № 11. - С. 16 - 19.
4. Опыт применения раствора на основе промысловых нефтей при бурении скважин на Украине и Белоруссии / В.И. Токунов, Э.С. Сенкевич, А.Н. Яров и др. // Тр. УкрНИИПНД, 1971. Вып. 10. - С. 137. - 143.

5. Особенности поведения неустойчивых глинистых пород и технология их перекрытия промежуточными колоннами на площади Жанажол / Б.Д. Альсеитов, Е.Г. Леонов, В.М. Триацкий // РНТС. Сер. Бурение, 1981. Вып. 12. -С. 19-22.

6. Пасынский А.Г. Коллоидная химия.-М.: Высшая школа,1959.-232 с.

7. Паус К.Ф. Буровые растворы. М.: Недра, 1973. - 202 с.

8. Пеньков А.И. Влияние полимеров на ингибирование глин // Нефтяное хозяйство, 1979. №5. - С. 16 - 18.

9. Подбор и расчет параметров гидродинамического многократного диспергатора ГДА 1 / В.Ф. Горский, П.В. Горский, А.Н. Мельничук // РНТС. Сер. Бурение. - М.: ВНИИОЭНГ, 1983. - Вып. 12. - С. 8 - 9.

10. Предупреждение и ликвидация газонефтеводопроявлений при бурении / А.И. Булатов, А.К. Куксов, Э.В. Бабаян // Обзорная информ. Сер. Бурение. -М.: ВНИИОЭНГ, 1987. 52 с.

11. Предупреждение и ликвидация газонефтепроявлений при бурении скважин /А.Ф.Озеренко, А.К. Куксов, А.И.Булатов и др. -М.: Недра, 1978. -279 с.

12.Предупреждение и ликвидация осложнений в трещиноватых породах / О.А. Сурикова, Б.М. Курочкин, М.В. Алексеев и др. // Обзорная информ. Сер. Бурение. -М.: ВНИИОЭНГ, 1985. 59 с.

13. Б.М.Холбаев, З.М.Сатторов, С.Р.Мажидов, Б.А.Мухамедгалиев.

Эффективные стабилизаторы буровых растворов из техногенных отходов и вторичных ресурсов. Монографии – Т.: «Voris – nashriyot», 2021. -182 стр.