

УДК 622.22

Салаватов М.В.,
студент магистратуры
2 курс, факультет «Горно-нефтяной»
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Россия, г. Уфа

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕОЛОГИЕЙ БУРОВОГО РАСТВОРА

Аннотация: Хорошая очистка от шлама, вынос частиц горной породы на устье, потери на трение при циркуляции бурового раствора и на многие другие факторы значительное влияние оказывают реологических свойства буровой жидкости. Поэтому в последние годы было проведено достаточно много разных исследований, в частности и на изучение зависимости добавок наночастиц на реологические параметры буровой жидкости.

Ключевые слова: Параметры бурового раствора, регулирование параметрами бурового раствора, реологические свойства раствора, наночастицы, микрочастицы, нанодобавки.

Annotation: Good cleaning of sludge, removal of rock particles at the mouth, friction losses during the circulation of drilling fluid and many other factors are significantly influenced by the rheological properties of the drilling fluid. Therefore, quite a lot of different studies have been conducted in recent years, in particular, to study the dependence of nanoparticle additives on the rheological parameters of drilling fluid.

Key words: Drilling mud parameters, filtration index, rheological properties of the solution, nanoparticles, microparticles, nano-additives.

Все глинистые буровые растворы даже без добавления наночастиц являются вязкопластичными неньютоновскими жидкостями. Однако результаты исследования показывают, что нанодобавки могут увеличивать эффективную вязкость промывочных жидкостей даже при незначительных концентрациях, и при дальнейшем увеличении содержания наночастиц в растворах это влияние становится все более значительным.

Например, исследования показывают, что при добавлении наночастиц диоксида титана (TiO_2) в буровую жидкость, дисперсионной средой которой является вода, приводит к 13-кратному увеличению пластической вязкости и почти к 3-кратному повышению предельного напряжения сдвига.

Также содержание наночастиц диоксида кремния (SiO_2) в буровой промывочной жидкости влияет на показатель пластической вязкости и увеличивает это значение практически в 3 раза, а предельное напряжение сдвига повышается в 5-кратном размере. В случае добавления диоксида кремния (SiO_2) в полимерный буровой раствор происходит рост предела текучести в полтора раза.

Также было проведено исследование зависимости наночастиц диоксида кремния (SiO_2), диоксида титана (TiO_2) и оксида алюминия (Al_2O_3) на буровой раствор дисперсионной средой которой является вода. Содержание наночастиц было от 0,25 до 2 мас. %, а дисперсность (5-100) нм.

Вязкость глинистых буровых жидкостей можно описать следующей степенной моделью:

$$\mu = K \cdot \dot{\gamma}^{n-1},$$

где K – коэффициент консистенции, $\text{Па} \cdot \text{с}^n$;

$\dot{\gamma}$ – градиент скорости (скорость сдвига), с^{-1} ;

n – показатель нелинейности.

Параметры испытываемого бурового раствора были следующими:

- коэффициент консистенции: $K=0,069 \text{ Па} \cdot \text{с}^n$;

- показатель нелинейности: $n=0,658$.

Влияние бурового раствора от содержания наночастиц диоксида кремния (SiO_2) от их дисперсности представлено на рисунке 1.

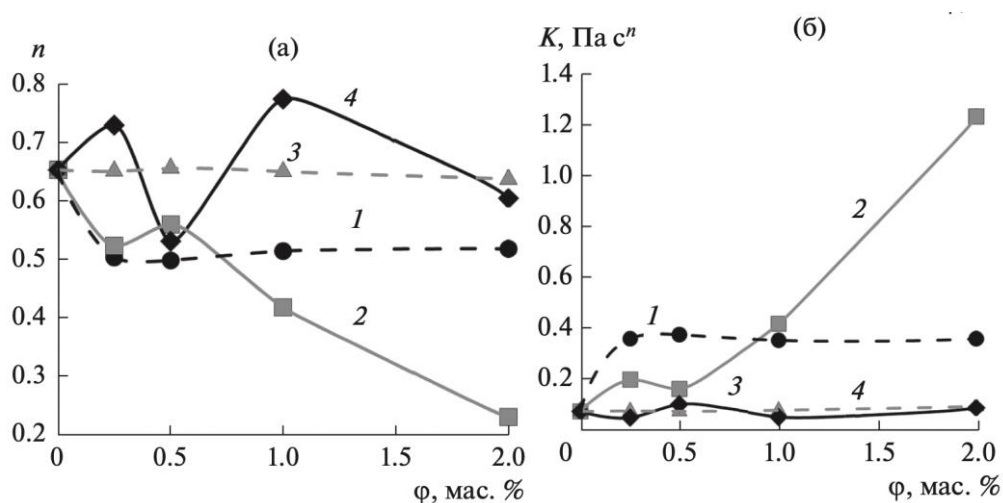


Рисунок 1. Влияние показателя нелинейности n (а) и коэффициента консистенции K (б) глинистого бурового раствора от содержания наночастиц диоксида кремния (SiO_2) разной дисперсности: 1 - 5 нм, 2 – 10 нм, 3 - 50 нм, 4 - 100 нм

Из рисунка 1 видно, что реология глинистого бурового раствора значительно зависит от наночастиц диоксида кремния (SiO_2).

К тому же было проведено исследование зависимости реологии утяжеленной биополимерной буровой жидкости от наночастиц. При исследовании в биополимерный раствор добавляли утяжелитель-микropорошок из барита, концентрация которого варьировалась в пределах (10-40) %. В буровой раствор вводили 2 мас. % наночастиц диоксида кремния (SiO_2) дисперсностью 5 нм.

Исследования показали, что при добавлении в буровой раствор 40 мас. % микropорошка барита, увеличивается пластическая вязкость раствора приблизительно на 30 %, предельное напряжение сдвига при низком содержании барита уменьшается, затем с увеличением его добавления восстанавливается чуть выше уровня неутяжеленного бурового раствора. Плотность буровой жидкости увеличилась почти на 50 %. Анализ зависимости

реологии полимерного раствора с микропорошком барита от наночастиц показал, что содержание в растворе 2 мас. % диоксида кремния (SiO₂) повышает пластическую вязкость раствора и его предельное напряжение сдвига примерно в 1,5 раза, независимо от концентрации утяжелителя в растворе. Отсюда можно сделать вывод, что содержание в растворе наночастиц значительно влияет на его реологию, притом это влияние отмечено как для глинистого бурового раствора, так и для полимерного.

Таким образом, из вышесказанного можно сделать вывод, что наночастицы способны поддерживать оптимальные реологические свойства, что позволяет эффективно решать многие проблемы бурения. Их низкая концентрация в системе бурения по сравнению с другими обычными буровыми добавками обеспечивает основу для более эффективных методов бурения. При строительстве скважин в областях аномально высоких пластовых температур необходимо иметь буровые растворы со стабильной вязкостью и реологией.

Использованные источники:

1. Boyou, N.V. Experimental investigation of hole cleaning in directional drilling by using nano-enhanced water-based drilling fluids / N.V. Boyou, I. Ismail, W.R. W. Sulaiman, A.S. Haddad, N. Husein, H.T. Hui, K. Nadaraja // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – V. 176. – P. 220-231.