



Предупреждение аварий

УДК 541.183:536.658

DOI: 10.25514/CHS.2020.1.17016

Регулирование реологических свойств буровых растворов, стабилизированных полиакрилатами и полисахаридом

Р. И. Исмоилов¹, О. А. Шералиева², Н. А. Кадыров¹, А. А. Кадыров³✉

¹Ташкентский государственный технический университет имени Ислама Каримова, г. Ташкент, Узбекистан

²Ташкентский химико-технологический институт, г. Ташкент, Узбекистан

³Национальный университет Узбекистана им. Мирзо Улугбека, г. Ташкент, Узбекистан,
e-mail: abdusamig@rambler.ru

Поступила в редакцию: 01.03.2020 г., после доработки: 08.04.2020 г., принята в печать: 14.04.2020 г.

Аннотация – Для обеспечения безопасных и безаварийных условий бурения и исключения осложнений и аварий в скважине необходимо контролировать реологические свойства буровых растворов. Представлены результаты исследований в лабораторных условиях реологических свойств модельных буровых растворов на основе монтмориллонитовых глин Келесского месторождения (Казахстан), стабилизированных тремя типами регулирующих добавок: двумя водорастворимыми полиэлектролитами акрилового ряда – препаратом Унифлок (предварительно синтезированный гидролизированный полиакрилонитрил) и аналогом полиакриламида, а также модифицированным крахмалом – в диапазоне концентраций добавок от 0,1 до 1%. Получены значения основных реологических параметров изученной системы. Установлена связь между концентрацией полимеров в модельном буровом растворе и пластической и эффективной вязкостью, а также динамическим напряжением сдвига системы. Показано, что введение всех трех типов добавок позволяет регулировать реологические свойства, при этом наилучшие результаты получены при использовании (0,5-1,0%) аналога полиакриламида, полученного из отходов.

Ключевые слова: реологические свойства, буровой раствор, бентонит, акриловый полиэлектролит, Унифлок, полиакриламид, модифицированный крахмал.

Control of rheological properties of drilling fluids stabilized with polyacrylates and polysaccharide

Ravshan I. Ismoilov¹, Ozoda A. Sheralieva², Nodir A. Kadyrov¹✉,
and Abdusamig A. Kadyrov³

¹Tashkent State Technical University named after Islam Karimov, Tashkent, Republic of Uzbekistan

²Tashkent Chemical-Technological Institute, Tashkent, Republic of Uzbekistan

³National University of Uzbekistan named after Mirzo Ulugbek, Tashkent, Republic of Uzbekistan,
e-mail: abdusamig@rambler.ru

Abstract – Control of rheological properties of drilling fluids is of utmost importance in terms of accident risk mitigation, ensuring safe and accident-free drilling conditions and avoiding complications and hazards in the well. The paper presents results of laboratory study of rheological properties of model drilling fluids based on montmorillonite clays of the Keles deposit (Kazakhstan) stabilized by three types of regulating additives: two water-soluble acrylic polyelectrolytes – Uniflock reagent (pre-synthesized hydrolyzed polyacrylonitrile) and an analogue of polyacrylamide, as well as modified starch, each agent added in the range of concentrations of 0.1–1%. The values of basic rheological parameters of the studied systems have been measured. A relationship has been established between the level of polymer additives in the model drilling fluid and apparent and plastic viscosity, as well as dynamic shear stress of the systems. Introduction of all three types of additives is found to provide reliable control of the rheological properties of the drilling fluids with the best results obtained for using (0.5-1.0%) polyacrylamide analogue produced from waste.

Keywords: rheological properties, drilling fluid, bentonite, acrylic polyelectrolyte, Uniflock, polyacrylamide, modified starch.

ВВЕДЕНИЕ

Одна из важных задач буровых растворов, применяемых при строительстве и эксплуатации нефтяных скважин, это предотвращение возникновения аварийных ситуаций и различных технологических осложнений в процессе бурения. Буровые растворы должны обеспечивать высокоскоростную проходку скважин и при этом минимизировать загрязнение нефтегазонасыщенного пласта своими компонентами, в том числе при строительстве подводных узлов трубопровода [1]. Все эти функции обеспечиваются технологическими свойствами буровых растворов, которые относятся к одному из важных факторов, определяющих эффективное, экономичное и безопасное выполнение и завершение процесса бурения [2–4].

Правильно подобранные тип и свойства бурового раствора должны в совокупности с другими условиями производства обеспечивать безаварийные условия бурения с высокими технико-экономическими показателями и минимальным ущербом.

При решении данных проблем ключевую роль играют реологические свойства буровых растворов – консистенция, подвижность, структурно-механические показатели и др. [5]. Эти свойства существенным образом влияют на создание гидродинамического давления в скважине, которое, в свою очередь, определяет возможность возникновения аварийных ситуаций и осложнений в процессе строительства скважин, приводящих к нарушению безопасных условий труда. Поэтому возникает задача управления реологическими характеристиками буровых растворов в скважине.

Для регулирования реологических свойств буровых растворов применяют регуляторы различной природы [6–9], прежде всего, это полимерные добавки, например, полиакриламид и его аналоги [10, 11], гидролизованный полиакрилонитрил [12], а также различные добавки на основе крахмала [13, 14].

В широком плане реология является наукой о деформациях и течении. В то же время регулирование реологических свойств буровых растворов, которые

непрерывно меняются в процессе бурения скважин – является одной из задач физической и коллоидной химии. Реологические параметры промывочных жидкостей характеризуют физико-химические процессы, происходящие в растворе. Реологической характеристикой системы является совокупность свойств, обуславливающих способность ее к течению, к изменению формы.

В сочетании с другими параметрами бурового раствора, такими как водоотдача (фильтрация), суточный отстой, стабильность – реологические показатели указывают, в каком направлении необходимо производить регулирование свойств глинистых суспензий.

В связи с этим целью настоящего исследования было изучение в лабораторных условиях реологических свойств модельных глинистых растворов, стабилизированных акриловыми полиэлектролитами и крахмальным реагентом с точки зрения возможности дальнейшего экстраполирования полученных результатов на реальные буровые растворы.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Для исследований использовали модельные буровые растворы в виде 10%-ной водной глинистой суспензии, приготовленной из бентонита (месторождение Келес, Республика Казахстан). Глинистую суспензию стабилизировали двумя акриловыми полиэлектролитами – препаратом К-Унифлок, синтез которого описан ниже, и аналогом полиакриламида (АПАА), а также крахмальным реагентом. Компоненты вводили по отдельности, меняя их концентрацию в диапазоне от 0,01 до 1%.

АПАА синтезировали в лабораторных условиях путем гидролиза отходов нитронного волокна гидроксидом натрия в присутствии персульфата калия. Крахмальным реагентом готовили в виде водно-щелочного раствора 5–8%-ной концентрации, причем брали соотношение крахмал : гидроксид натрия = 10 : 2 (на сухое вещество).

К-Унифлок получали из полимеризованной нитрилоакриловой кислоты (НАК) реакцией гидролиза с использованием гидроксида калия. При этом от полимера предварительно отделяли воду на центрифуге или методом фильтрования, после чего высушивали под вакуумом в сушильном шкафу при температуре 333–343 К до влажности 2–3%.

Высушенный порошок белого цвета, хорошо растворяется в диметилформамиде и диметилсульфоксиде и не растворяется в воде. Реакцию гидролиза-омыления полимера НАК и полиакрилонитрила проводили в среде растворитель – осадитель. С этой целью в процессе синтеза К-Унифлок использовали (в качестве осадителя) спирты (этиловый, пропиловый, бутиловый), как в нормальной, так и изомерной форме.

Высушенный полимеризованный продукт постепенно добавляли к смеси растворителя-осадителя при перемешивании до тех пор, пока твердые полимерные частицы не распределялись равномерно по всему объему реакционного водного раствора гидроксида калия, и нагревали до 323–328 К. В ходе реакции гидролиза полиакрилонитрила с помощью гидроксида калия происходит бурное выделение аммиака. Через 1 ч получали диспергированные

частицы полимера, цвет которых переходил от желтого к красно-оранжевому и, наконец, в красно-бурый, что свидетельствовало о гидратации и циклизации нитрильных групп, а также о разрушении циклических групп с переходом их в амидные группы. Полученный таким образом К-Унифлок вводили в глинистую суспензию и изучали реологические свойства стабилизированного бурового раствора.

Реологические параметры бурового раствора: предельное статическое напряжение сдвига (СНС), динамический предел текучести, наименьшую пластическую вязкость (η_{nl}), эффективную вязкость ($\eta_{эф}$) определяли на ротационном вискозиметре ВСН-3.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Наиболее общей моделью, описывающей поведение глинистых растворов на водной основе, является модель псевдопластической жидкости.

Как известно, течение Ньютоновских жидкостей выражается следующим уравнением:

$$\tau = \eta dv / dn$$

где τ – касательное напряжение, н/м; η – динамическая вязкость (действительная и эффективная), сП; v – скорость потока, см/с; n – нормаль к скорости потока, см; dv / dn – градиент скорости, равный в данном случае 600^{-1} с.

Большинство структурированных растворов относится к пластичным жидкостям (тело Бингама) или к вязкопластичным жидкостям (тело Шведова), поэтому они не подчиняются закономерностям для Ньютоновских жидкостей [13–15].

Течение структурированных растворов может быть выражено уравнением Бингама-Шведова:

$$\tau = \tau_0 + \eta_{nl} dv / dn$$

где τ – касательное напряжение, н/м²; τ_0 – предельное динамическое напряжение сдвига, н/м²; η_{nl} – пластическая вязкость, сП.

Предельное статическое напряжение сдвига (СНС) характеризует прочность тиксотропной структуры, возникающей в покоящемся растворе, а также определяет интенсивность упрочнения во времени н/м² и определяется по формуле:

$$RT = \theta_{10} - \theta_1 / t_{10} - t_1$$

где θ_1 и θ_{10} – показатели СНС, соответственно за 1 и 10 мин; t_1 и t_{10} – время замера СНС.

Величина СНС во всех случаях рассчитывается по формуле:

$$\theta_{1,10} = A \cdot U_{1,10}$$

где $\theta_{1,10}$ – предельное статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин, мг/см²; A – константа нити СНС-2 или пружины динамометра ВСН-3 (указывается в

паспорте прибора); $U_{1,10}$ – углы закручивания нити, измеренные после 1 и 10 мин покоя (угловые градусы).

Плотность растворов измеряли с помощью пикнометра. Пикнометр представляет собой полый металлический или стеклянный узкогорлый цилиндр. Плотность γ_k определяется по формуле:

$$\gamma_K = P_{np} - P_k / V_n; \quad V_n = P_{np} - P_n$$

где γ_K – кажущаяся плотность раствора, г/см³; P_{np} – масса пикнометра с раствором, г; P_n – масса пустого пикнометра, г; V_n – объем пикнометра, см³.

В ходе изучения реологических свойств глинистой суспензии (приготовленной из Келесского бентонита) стабилизированным акриловым полиэлектролитом К-Унифлок (в форме калиевой соли), крахмала и АПАА получены следующие результаты.

Малоглинистая суспензия характеризуется низким значением СНС, а именно 9–12 мг/см² через 1 мин; другие реологические показатели составили: $\eta_{пл} = 1,125 \cdot 10^{-3}$ Па·с; $\eta_{эф} = 1,02 \cdot 10^{-3}$ Па·с; предельное динамическое напряжение сдвига – 8,24 мг/см².

Добавление в глинистую суспензию полиэлектролитов: К-Унифлок, крахмала и АПАА по отдельности приводит к увеличению СНС до 20 мг/см² через 1 мин (при концентрации всех типов добавок 1%). При малых концентрациях препарата Унифлок-К и крахмала пластическая вязкость (до 0,1%) суспензии снижается, затем с повышением концентрации, начиная от значения концентрации 0,1%, вязкость постепенно увеличивается и достигает своего максимального значения в конечной точке диапазона исследованных концентраций (при концентрации 1%) (рис. 1).

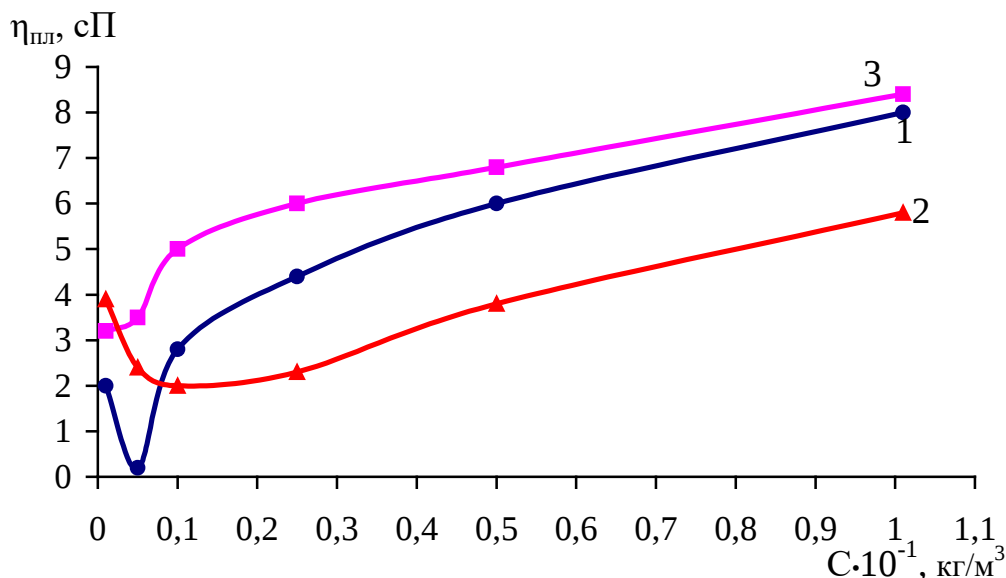


Рис. 1. Зависимость пластической вязкости водной глинистой суспензии от концентрации полиэлектролитов. Состав суспензии: 1 – глина + К-Унифлок, 2 – глина + крахмал, 3 – глина + АПАА.

Fig. 1. Dependence of plastic viscosity of aqueous clay suspensions from concentration of polyelectrolytes. Composition: 1 – clay+ K-Uniflock, 2 – clay + starch, 3 – clay + APAA.

Что касается эффективной вязкости ($\eta_{эф}$), этот показатель при добавлении в глинистую суспензию всех трех изученных добавок по отдельности равномерно увеличивается с повышением концентрации этих добавок (рис. 2).

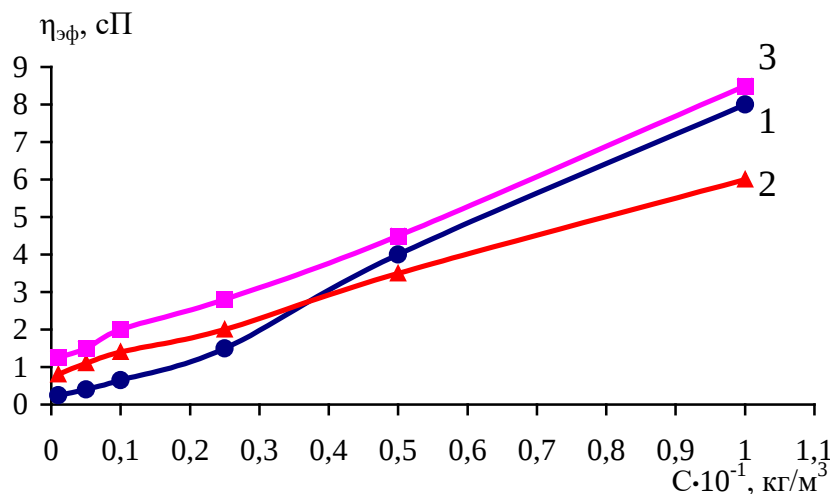


Рис. 2. Зависимость эффективной вязкости водной глинистой суспензии от концентрации полиэлектролитов при постоянном напряжении сдвига. Состав суспензии: 1 – глина + К-Унифлок, 2 – глина + крахмал, 3 – глина + АПАА.

Fig. 2. Dependence of effective viscosity of aqueous clay suspensions from concentration of polyelectrolytes at constant shear stress. Composition: 1 – clay+ K-Uniflock, 2 – clay + starch, 3 – clay + APAA.

Аналогичным образом была построена и изучена зависимость предельного динамического напряжения сдвига глинистой суспензии от концентрации полиэлектролитов и крахмала (рис. 3). При малой концентрации динамическое напряжение сдвига глинистой суспензии понижается, затем с ростом концентрации добавок, начиная с концентрации 0,1%, увеличивается.

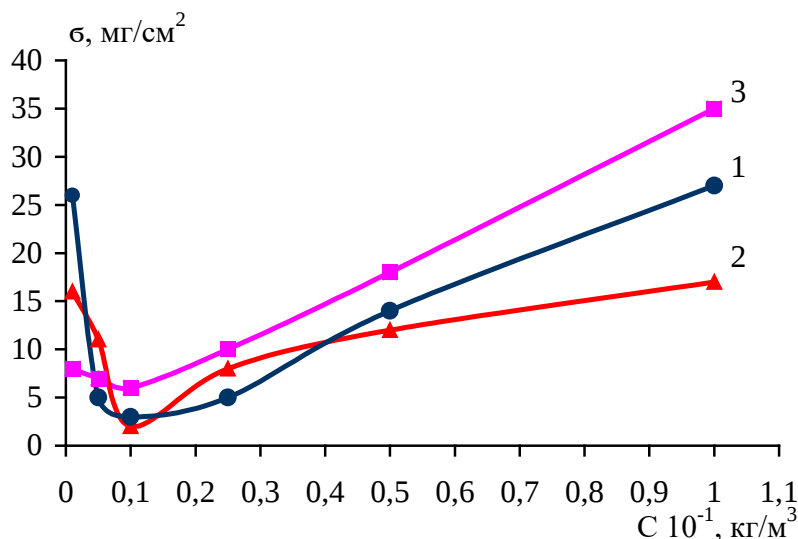


Рис. 3. Зависимость предельного динамического напряжения сдвига водной глинистой суспензии от концентрации полиэлектролитов. Состав суспензии: 1 – глина + К-Унифлок, 2 – глина + крахмал, 3 – глина + АПАА.

Fig. 3. Dependence of maximum dynamic shear stress from concentration of polyelectrolytes at constant shear stress. Composition: 1 – clay+ K-Uniflock, 2 – clay + starch, 3 – clay + APAA.

Наблюдаемый характер изменения показателей реологического поведения системы – $\eta_{пл}$, $\eta_{эф}$, τ_0 , θ , по-видимому, связан с образованием ассоциатов макромолекул, а также их адсорбцией и формированием адсорбционных защитных слоев, обуславливающих образование прочной коагуляционно-тиксотропной структуры системы. Сравнение результатов исследований показывает, что наилучшая тиксотропная структура у глинистого бурового раствора получается при добавке полиэлектролита АПАА, наихудшая – у крахмала, а реагент К-Унифлок занимает промежуточное положение.

ВЫВОДЫ

В лабораторных условиях проведены исследования регулирования реологических свойств модельных буровых растворов, из результатов которых можно сделать следующие предварительные выводы:

1. Введение в 10%-ную водную малоглинистую суспензию бентонита, моделирующую буровой раствор, препарата К-Унифлок, крахмала и аналога полиакриламида АПАА по отдельности приводит к увеличению статического напряжения сдвига (СНС) до 20 мг/см² через 1 и 10 мин (при концентрации всех трех типов добавок, равной 1%). При постепенном увеличении концентрации добавок, начиная от сверхмалых концентраций, предельное динамическое напряжение сдвига водных глинистых суспензий сначала снижается, а затем при дальнейшем увеличении концентрации растет, начиная от концентрации 0,1%.

2. При концентрациях полимерных добавок в диапазоне от 0,1 до 1% эффективная вязкость бурового раствора равномерно увеличивается, динамическое и статическое напряжение сдвига глинистой суспензии повышается. Для препарата Унифлок оптимальной концентрацией для стабилизации глинистой суспензии можно считать диапазон 0,3–0,5%. При использовании препарата в качестве флокулянта при очистке сточных вод в качестве оптимальной можно рекомендовать концентрацию 0,1%.

3. На основании изучения характера изменения пластической и эффективной вязкости суспензии можно предположить, что этот процесс связан с образованием ассоциатов макромолекул на разных уровнях, их адсорбцией и формированием адсорбционных защитных слоев, обуславливающих образование прочной коагуляционно-тиксотропной структуры.

4. Наилучшие результаты по регулированию реологических свойств модельных буровых растворов получены при добавлении в глинистую суспензию аналога полиакриламида. Дополнительным фактором в пользу применения для данной цели аналога полиакриламида является то, что АПАА может быть получен гидролизом отходов нитронного волокна, что актуально для решения проблем утилизации отходов.

Список литературы:

1. Шарафутдинов З.З. (2005). Создание реологических свойств буровых растворов, обеспечивающих безопасность процесса бурения. *Записки Горного института*, 164, 109 - 113.

2. Caenn R., Chillingar G.V. (1996). Drilling fluids: state of the art. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 14(3-4), 221 - 230. [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(95\)00051-8](https://doi.org/10.1016/0920-4105(95)00051-8)
3. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Каменский Л.А., Федоровская В.А. (2014). Полимерные буровые растворы. Эволюция «из грязи в князи». *Бурение и нефть*, 12, 24 - 29.
4. Булатов А.И. (2003). *Бурение нефтяных и газовых скважин*. М.: Недра.
5. Пименов И.Н. (2012). Реологические характеристики как основной показатель качества бурового раствора. В сб. науч. трудов Материалы научно-технической конференции (17-20 апреля 2012 г.): в 3 ч.; ч. 1. Под ред. Н.Д. Цхадая. Ухта: УГТУ. С. 115 - 117.
6. Taylor K.C., Nasr-El-Din H.A. (1998). Water-soluble hydrophobically associating polymers for improved oil recovery: a literature review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 19(3-4), 265 - 280. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(97\)00048-X](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(97)00048-X)
7. Петров Н.А., Давыдова И.Н. (2016). Технологии повышения качества буровых растворов. *Электронный научный журнал нефтегазовое дело*, 1, 20 - 38. http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/1_2016/ogbus_1_2016_p20-38_PetrovNA_ru.pdf (дата обращения 10.04.2020).
8. Negmatova K.S., Negmatov S.S., Salimsakov Y.A., Rakhimov Y.K., Negmatov J.N., Isakov S.S., Kobilov N.S., Sharifov G.N., Negmatova M.I. (2012). Structure and properties of viscous gossypol resin powder. *AIP Conference Proceedings*, 1459, 300 - 302. <https://doi.org/10.1063/1.4738476>
9. Сатаев И.К., Ахмедов К.С. (1982). *Водорастворимые полиэлектролиты в бурении*. Ташкент: Фан.
10. Taylor K.C., Nasr-El-Din H.A. (1994). Acrylamide copolymers: a review of methods for the determination of concentration and degree of hydrolysis. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 12(1), 9 - 23. [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(94\)90003-5](https://doi.org/10.1016/0920-4105(94)90003-5)
11. Gungor N., Karaogla S. (2001). Interactions of polyacrylamide polymer with bentonite in aqueous systems. *Materials Letters*, 48(3-4), 168 - 175. [https://doi.org/10.1016/S0167-577X\(00\)00298-6](https://doi.org/10.1016/S0167-577X(00)00298-6)
12. Петров Н.А., Майкоби А.А. (2017). Исследование реагента Унифлок для буровых растворов Западной Сибири. *Электронный научный журнал нефтегазовое дело*, 6, 6 - 19. http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/6_2017/ogbus_6_2017_p6-19_PetrovNA_ru.pdf (дата обращения 10.04.2020).
13. Лышко О.Г. (2017). Выбор крахмалов для регулирования фильтрационных и реологических свойств буровых биополимерных растворов. *Булатовские чтения*, 3, 154 - 159.
14. Петров Н.А., Майкоби А.А. (2017). Исследование метил карбокси крахмального реагента для буровых растворов. *Электронный научный журнал нефтегазовое дело*, 2, 5 - 27. http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/2_2017/ogbus_2_2017_p5-27_PetrovNA_ru.pdf (дата обращения 10.04.2020).
15. Попов А.Н., Спивак А.И., Мавлютов М.Р. (2003). *Технология бурения нефтяных и газовых скважин*. М.: Недра.

References:

1. Sharafutdinov, Z.Z. (2005). Creation of rheological properties of drilling fluids ensuring safety of drilling process. *Zapiski gornogo instituta = Journal of Mining Institute*, 164, 109 - 113 (in Russ.).
2. Caenn, R., & Chillingar, G.V. (1996). Drilling fluids: state of the art. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 14(3-4), 221 - 230. [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(95\)00051-8](https://doi.org/10.1016/0920-4105(95)00051-8)
3. Ovchinnikov, V., Akseanova, N., Kamenski, L., & Fedorovskaya, V. (2014). Polymer drilling muds. Their evolution “from rags to riches”. *Burenie i neft = Drilling and oil*, 12, 24 - 29 (in Russ.).
4. Bulatov, A.I. (2003). *Drilling oil and gas wells*. М.: Nedra (in Russ.).

5. Pimenov, I.N. (2012). Rheological characteristics as the main indicator of the quality of the drilling fluid. *Proceedings of Materials of the scientific and technical conference (April 17-20, 2012) in 3 parts; part 1. Ed. N.D. Tskhadaya. Ukhta: UGTU*, pp. 115 - 117 (in Russ.).
6. Taylor, K.C., & Nasr-El-Din, H.A. (1998). Water-soluble hydrophobically associating polymers for improved oil recovery: a literature review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 19(3-4), 265 - 280. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(97\)00048-X](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(97)00048-X)
7. Petrov, N.A., & Davydova, I.N. (2016). Technology of improving the quality drilling mud. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal neftegazovoe delo = The electronic scientific journal "Oil and Gas Business"*, 1, 20 - 38. http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/1_2016/ogbus_1_2016_p20-38_PetrovNA_ru.pdf (accessed 10.04.2020) (in Russ.).
8. Negmatova, K.S., Negmatov, S.S., Salimsakov, Y.A., Rakhimov, Y.K., Negmatov, J.N., Isakov, S.S., Kobilov, N.S., Sharifov, G.N., & Negmatova, M.I. (2012). Structure and properties of viscous gossypol resin powder. *AIP Conference Proceedings*, 1459, 300 - 302. <https://doi.org/10.1063/1.4738476>
9. Sataev, I.K., & Akhmedov, K.S. (1982). *Water soluble polyelectrolytes in drilling*. Tashkent: Fan (in Russ.).
10. Taylor, K.C., & Nasr-El-Din, H.A. (1994). Acrylamide copolymers: a review of methods for the determination of concentration and degree of hydrolysis. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 12(1), 9 - 23. [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(94\)90003-5](https://doi.org/10.1016/0920-4105(94)90003-5)
11. Gungor, N., & Karaogla, S. (2001). Interactions of polyacrylamide polymer with bentonite in aqueous systems. *Materials Letters*, 48(3-4), 168 - 175. [https://doi.org/10.1016/S0167-577X\(00\)00298-6](https://doi.org/10.1016/S0167-577X(00)00298-6)
12. Petrov, N.A., & Maikobi, A.A. (2017). Investigation of Uniflox reagent for drilling Siberian solvent solutions. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal neftegazovoe delo = The electronic scientific journal "Oil and Gas Business"*, 6, 6 - 19. http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/6_2017/ogbus_6_2017_p6-19_PetrovNA_ru.pdf (accessed 10.04.2020) (in Russ.).
13. Lyshko, O.G. (2017). The choice of starches for regulating the filtration and rheological properties of drilling biopolymer fluids. *Bulatovskie chteniya = Readings name of A.I. Bulatov*, 3, 154 - 159 (in Russ.).
14. Petrov, N.A., & Maikobi, A.A. (2017). The study of methyl carbonate starch reagent for drilling fluids. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal neftegazovoe delo = The electronic scientific journal "Oil and Gas Business"*, 2, 5 - 27. http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/2_2017/ogbus_2_2017_p5-27_PetrovNA_ru.pdf (accessed 10.04.2020) (in Russ.).
15. Popov, A.N., Spivak, A.I., & Mavlyutov, M.R. (2003). *Technology for drilling oil and gas wells*. M.: Nedra (in Russ.).