

NEWS

OF THE NATIONAL ACADEMY OF SCIENCES OF THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN

SERIES CHEMISTRY AND TECHNOLOGY

ISSN 2224-5286

Volume 2, Number 416 (2016), 85 – 90

**IMPROVEMENT OF TECHNOLOGY OF MANAGEMENT
PROPERTIES OF POLYMER DRILLING MUD
IN UNSTABLE CLAY ROCKS****E. A. Akkazin, A. D. Kulekenov**

Al-Farabi Kazakh National University, Almaty, Kazakhstan.

E-mail: atymtaid@mail.ru

Keywords: drilling, solution, clay, swelling, lithification.

Abstract. The construction of oil and gas wells is largely dependent on the degree of interaction between the rock, drilling tool and drilling fluids. Moreover, this interaction is primarily physical-chemical nature, due to the surface properties of both metal pipes and rocks, and the component composition and processing properties of drilling fluids. The most acute consequences of such interactions occur when drilling in argillaceous rocks lithification weak. Experience in well construction similar rocks shows that addition of swelling clay and subsequent caving there are problems associated with maintaining the technological properties of drilling fluids, water-based: increased rheological, structural, and mechanical properties, the solids content generally of colloidal size, and density. In turn, such changes adversely affect the rate of destruction of the rock bit.

In recent years, for the construction of wells in argillaceous rocks it was used weak lithified inhibiting polymer muds warning mainly by their moisture regulating osmotic mass transfer and exchange complex changes clays. However, it is not always possible, even in the presence of special additives to manage the properties of such systems.

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ УПРАВЛЕНИЯ
СВОЙСТВАМИ ПОЛИМЕРНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ В
НЕУСТОЙЧИВЫХ ГЛИНИСТЫХ ПОРОДАХ****Е. А. Акказин, А. Д. Кулеkenov**

Казахский национальный университет имени аль-Фараби, Алматы, Казахстан

Ключевые слова: бурение, раствор, глины, набухание, литификация.

Аннотация. Строительство нефтяных и газовых скважин в значительной степени зависит от степени взаимодействия горных пород и бурильного инструмента с буровыми промывочными жидкостями. Причем это взаимодействие носит преимущественно физико-химический характер, обусловленный как поверхностными свойствами пород и металлических труб, так и компонентным составом, и технологическими свойствами буровых растворов. Наиболее остро последствия таких взаимодействий проявляются при бурении в глинистых породах слабой литификации. Опыт строительства скважин в подобных породах показывает, что набухания глин является основной проблемой при бурении глинистых пород. В свою очередь такие изменения отрицательно влияют на скорость разрушения горной породы долотом.

В последние годы для строительства скважин в слаболитифицированных глинистых породах используют ингибирующие полимерные буровые растворы, предупреждающие в основном их увлажнение за счет регулирования осмотического массопереноса и изменения обменного комплекса глин.

Наибольшее число осложнений и аварий в бурении вызвано неустойчивостью стенок скважины, преимущественно в глинистых отложениях. Из общего объема осадочных пород на долю глинистых минералов приходится около 80 %. Поэтому характеристика этой породы представляет наибольший интерес.

Известно, что глины – это тонкодисперсные, или пелитовые, породы, состоящие из обломков, поперечный размер которых менее 0,01 мм. Состоят главным образом из продуктов химического выветривания коренных пород и в меньшей мере из частиц, образовавшихся при механическом выветривании других пород [1]. Основные физико-химические свойства глин определяются как минералогическим составом, так и высокодисперсным состоянием. Некоторые глины состоят только из определенного глинистого минерала, большинство же – смесь различных глинистых минералов. В состав глин входит так же колеблющееся количество органических веществ и растворимых в воде солей [2]. К основным порообразующим глинистым минералам относятся монтмориллонит, каолинит, аттапульгит, иллит.

Наиболее серьезные осложнения при бурении скважин возникают в случае потери устойчивости горных пород, слагающих стенки скважин. Возможные случаи потери устойчивости стенок скважин разнообразны, но все они выражаются в отклонении от номинального размера сечения скважины. Увеличение размеров – кавернообразование – обусловлено осыпями или обвалами горных пород, уменьшение – выпучиванием пород. Причины последнего явления также различны. Выпучивание пород может привести как к обвалам (падение пород под действием силы тяжести в направлении к забою скважины), так и к пробкообразованию (течение пород в направлении от забоя к устью скважины) [3].

Особую остроту вопрос борьбы с осложнениями, обуславливающими отклонение размеров скважины от номинальных, приобрел при бурении относительно глубоких скважин.

В геологическом разрезе скважин значительное место занимают глинистые отложения различной степени литификации (глины, аргиллиты, алевролиты и т.д.). В отличие от других пород, глинистые отложения при взаимодействии с водными средами претерпевают существенные физико-химические изменения со всеми вытекающими из этого отрицательными последствиями для устойчивости ствола (осыпи, каверно- и обвалообразование и т.п.). Характер взаимодействия зависит не только от вещественного состава породы, но и от степени метаморфизации. В связи с этим нарушения могут быть с набуханием или без набухания глин [5].

Набухание, как правило, встречается при взаимодействии бурового с пластичными неморфизированными глинами. Существует множество методик определения величины набухания глинистых пород в различных средах [9].

Оценка характера взаимодействия глин с буровыми растворами и их моделями по коэффициентам набухания глины сама по себе не позволяет однозначно судить об устойчивости глинистых пород на стенке скважины. Эти коэффициенты позволяют понять механизм взаимодействия бурового раствора с глиной и качественно оценить интенсивность и направленность процесса [10-13].

Экспериментальная часть

Эксперименты на набухаемость проводились на тестере продольного набухания в динамическом режиме. Тестер оснащен несколькими измерительными ячейками. Исследуемая проба подвергается воздействию бурового раствора, циркулирующего вокруг образца. Дифференциальный датчик продольного удлинения измеряет расширение пробы в вертикальном направлении с интервалом 1 минута с точностью 0,1 %.

Исследования ингибиторов проводились на образцах, полученных из немодифицированного глинопорошка, в составе которого содержится в основном монтмориллонит, спрессованного под давлением 6 МПа, массой 9.6 грамма каждый.

В качестве базового использовался малоглинистый, обработанный полисахаридами раствор следующего состава:

Кальцинированная сода	3 кг/м ³ контроль щелочности
Бентонит	10 кг/м ³ структурообразователь
POLYACPLUS	4 кг/м ³ контроль фильтрации
PACLE	4 кг/м ³ контроль фильтрации
BARAZAN D	1,5 кг/м ³ структурообразователь

Ингибирующие добавки выбирались из условия достижения различного механизма ингибирования. При этом возможны следующие процессы:

- уменьшение поверхностной гидратации за счет замены катионообменного комплекса;
- капсулирование глин полимерами;
- гидрофобизация поверхности глинистых минералов;
- образование в микротрещинах и порах конденсационно-кристаллизационной структуры.

В качестве ингибирующих добавок использовались:

- хлорид калия – 10-70 кг/м³;
- ГКЖ – 1-5 кг/м³.

При таком подборе ингибиторов можно отметить, что хлориды калия и аммония участвуют в обменных реакциях и гидрофобизуют поверхность глин, ГКЖ гидрофобизуют поверхность.



Рисунок 1 – Тестер продольного набухания в динамическом режиме

Результаты и их обсуждение

Ингибирующая способность исследуемых растворов оценивалась по изменению степени набухания образца. Концентрация ингибиторов постепенно увеличивалась. Наблюдения производились через 1 час, 2, 3, 12 и 24 часа после начала опыта.

Результаты исследования набухания приведены в виде графиков, на рисунках 2, 3.

Рисунок 2 показывает, что увеличение концентрации хлорида калия приводит к снижению интенсивности набухания. Однако глинистый образец при содержании хлорида калия 20 кг/м³, набухает на протяжении всего эксперимента. Увеличение концентрации KCl приводит к затуханию процесса набухания. При этом после 12 часов образцы начинают разрушаться.

Наиболее стабильно вели себя образцы, помещённые в раствор, обработанный органическим гидрофобизатором ГКЖ (рисунок 3). При этом набухание прекращается уже через три часа, а степень набухания не превышает 13% уже при концентрации ГКЖ – 1 кг/м³, при том, что рекомендуемая концентрация – 5-10 кг/м³, такое поведение образца связано с адсорбцией реагента на поверхности образцов с образованием гидрофобного слоя.

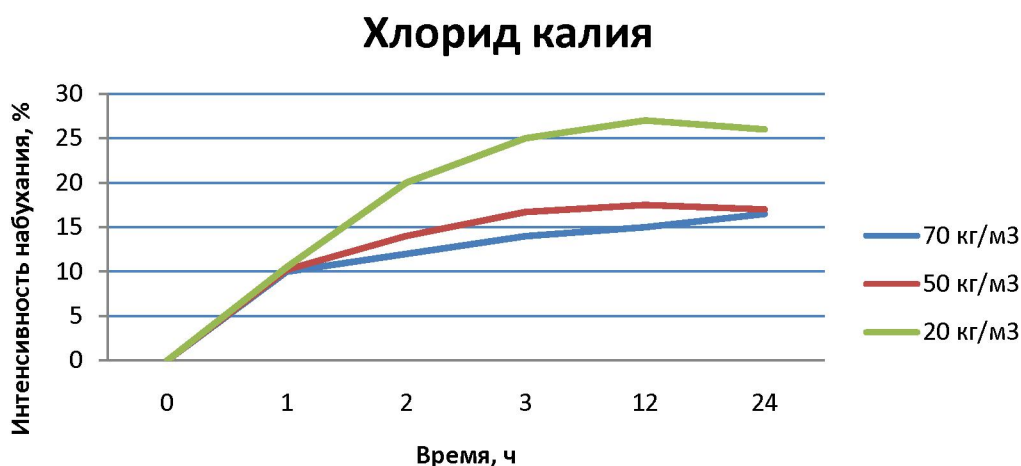


Рисунок 2 – Изменение степени набухания во времени в растворе хлорида калия

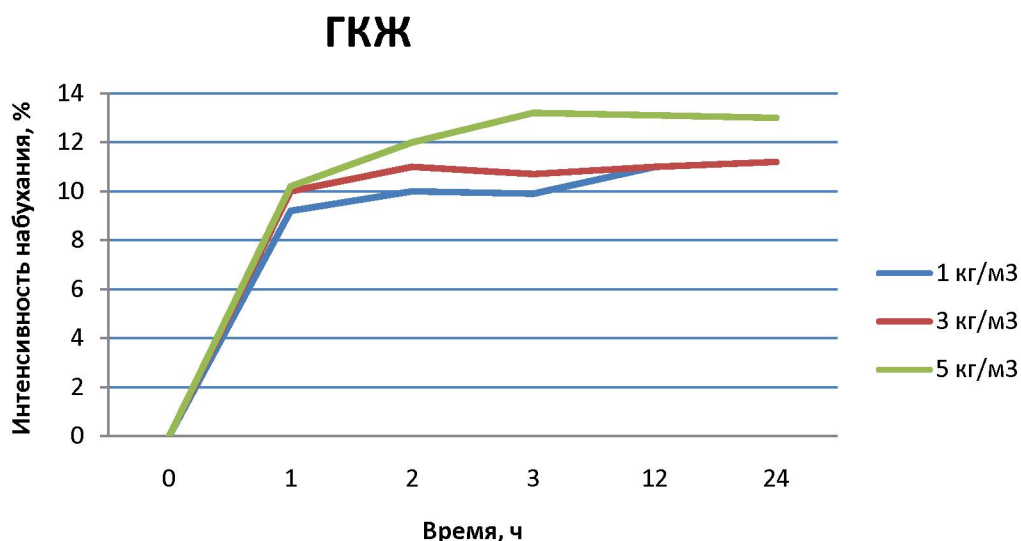


Рисунок 3 – Изменение степени набухания во времени в растворе ГКЖ

На основе анализа результатов лабораторных исследований можно сделать определённые выводы о возможности увеличения ингибирующей способности базового раствора, а именно:

- ингибирования можно добиться использованием неорганических и органических реагентов, обеспечивающих разные механизмы гидратации глин;
- эффективность ингибирующей способности бурового раствора, обеспечивают добавки ГКЖ [13-15].

Таким образом, правильный выбор ингибирующей добавки позволяет решить проблему стабилизации глинистых отложений, но свойства таких всегда сложно регулировать, поэтому для поддержания свойств промывочной жидкости необходима эффективная система управления свойствами малоглинистых полимерных буровых растворов.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Иванова М.Ф. Общая геология с основами исторической геологии. – М.: Высшая школа, 1980. – 440 с.
- [2] Ахмадеев Р.Г., Данюшевский В.С. Химия промывочных и тампонажных жидкостей. – М.: Недра, 1981. – 265 с.
- [3] Даминова А.М. Породообразующие минералы. – М.: Высшая школа, 1974. – 205 с.
- [4] Горбунов Н.И. Минералогия и коллоидная химия почв. – М.: Наука, 1974. – 314 с.

- [5] Ананьев В.П. Инженерная геология и гидрогеология. – М.: Высшая школа, 1980. – 271 с.
- [6] Белов В.П. Образование каверн при бурении. – М.: Недра, 1970.
- [7] Михеев В.И. Технологические свойства буровых растворов. – М.: Недра, 1979. – 246 с.
- [8] Грей Дж. Р., Состав и свойства буровых агентов / Пер. с англ. – М.: Недра, 1985. – 368 с.
- [9] Деминская Н.Г. Оптимизация составов буровых растворов для бурения скважин в неустойчивых горных породах на площадях Печоро-Кожвинского мегавала // Тез. докл. научно-технической конференции преподавателей и сотрудников. – Ухта: УГТУ, 2004. – С. 12-13.
- [10] Уляшева Н.М., Деминская Н.Г. Регулирование адгезионных процессов в литифицированных глинах // НТЖ Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 6. – С. 25-26.
- [11] Уляшева Н.М., Деминская Н.Г. Влияние адгезионно-активных добавок на кольматацию трещиноватых пород // Специализированный сборник «Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений». – № 2. – М.: ЗАО Локус станди, 2008. – С. 46-49.
- [12] Пименов И.Н. Анализ эффективности моделей управления свойствами буровых растворов, применительно к малоглинистым полимерным буровым растворам // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 4. – С. 32-34.
- [13] Пименов И.Н. Выбор параметров-критериев управления свойствами малоглинистых полимерных буровых растворов // Современные научные исследования и инновации. – Октябрь, 2012.
- [14] Крылов В.И., Крепул В.В. Особенности технологии промывки горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 7. – С. 20-24.
- [15] Лукманов Р.Р., Бабушкин Э.В., Лукманова Р.З., Попов В.Н. Повышение устойчивости глинистых пород при больших зенитных углах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 8. – С. 34-37
- [16] Алимжанов М.Т., Байзаков М.К., Смагулов Б.А. Устойчивость пород пристволенной зоны в условиях разупрочняющего действия бурового раствора // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 2. – С. 14-16.
- [17] Миненков В.М., Кошелев В.Н., Урманчиев В.И., Серебренникова Э.В., Аникеев Г.И. Гидрофобизирующий раствор «Силик» для бурения скважин и вскрытия продуктивных пластов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2006. – № 11. – С. 28-32.
- [18] Иносаридзе Е.М., Змеев Промысловый опыт применения буровых растворов и других технико-технологических решений при бурении горизонтальных и пологих скважин // Бурение и нефть. – 2007. – № 3. – С. 28-32.
- [19] Шарафутдинова Р.З., Близиюков В.Ю. Исследование неустойчивости глинистых горных пород при применении ингибированных буровых растворов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 7. – С. 31-33.
- [20] Лупшеева О.А., Проводников Г.Б., Лодина И.В., Вахрушев Л.П., Полищученко В.П. Высокоингибирующий экологически безопасный буровой раствор для бурения горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 9. – С. 46-49.

REFERENCES

- [1] Ivanov M.F. General Geology with bases of historical geology. M.: VysshayaShkola, **1980**, 440 p. (in Russ.)
- [2] Akhmadeev R.G., Danyushevsky B.C. Chemistry flushing and grouting fluids. M.: Nedra, **1981**, 265 p. (in Russ.)
- [3] Daminova A.M. Rock-forming minerals. M.: VysshayaShkola, **1974**, 205 p. (in Russ.)
- [4] Gorbunov N.I. Mineralogy and colloid chemistry of soils. M.: Nauka, **1974**, 314 p. (in Russ.)
- [5] Ananiev V. Engineering geology and hydrogeology. M.: Vysshaya Shkola, **1980**, 271 p. (in Russ.)
- [6] Belov V.P. The formation of cavities in the drilling. M.: Nedra, **1970**, 230 p. (in Russ.)
- [7] Mikheev B.I. Technological properties of drilling fluids. M.: Nedra, **1979**, 246 p. (in Russ.)
- [8] Gray J.R. Composition and properties of drilling agents. M.: Nedra, **1985**, 368 p. (in Russ.)
- [9] Deminskaya N.G. Optimization of drilling fluid compositions for drilling in unstable the areas of the Pechora-Kozhvinского field. Proc. rep. scientific and technical conference of teachers and employees Ukhta UGTU, **2004**, 12-13 (in Russ).
- [10] Ulyasheva N.M., Deminskaya N.G. Regulation of adhesion processes lithified clays. Construction of oil and gas wells on land and at sea, **2008**, 6, 25-26 (in Russ).
- [11] Ulyasheva N.M., Deminskaya N.G. Specialized book "Geology, drilling, development and exploitation of gas and gas condensate fields, **2008**, 2, 46-49 (in Russ).
- [12] Pimenov I.N. Analysis of the efficiency properties of drilling fluids management models applied to low claypolymer drilling fluids. Construction of oil and gas wells on land and at sea, **2012**, 4, 32-34 (in Russ).
- [13] Pimenov I.N. Selection criteria for the control-parameters properties low clay polymer drilling fluids. Modern scientific research and innovation, **2012**, October (in Russ).

- [14] Krylov V.I., Kretsul V.V. Features washing technology of horizontal wells. Oil Industry, **2001**, 7, 20-24 (in Russ).
- [15] Lukmanov P.P., Babushkin E.V., Lukmanova R.Z., Popov V.N. Enhancing the stability of clay rocks at large zenith angles. Construction of oil and gas wells on land and at sea, **2007**, 8, 34-37 (in Russ).
- [16] Alimzhanov M.T., Baizakov M.K., Smagulov B.A. Stability rocks near-wellbore zone in a softening action of the mud, Oil Industry, **1997**, 2, 14-16 (in Russ).
- [17] Minenkov V.M., Koshelev V.N., Urmanceev V.I., Serebrennikov E.V., Anikeenko G.I. Hydrophobising solution "Silica" for drilling wells and drilling into productive formations. Construction of oil and gas wells on land and at sea, **2006**, 11, 28-32 (in Russ).
- [18] Inosaridze E.M. Kites Fishing experience with drilling fluids and other technical and technological solutions in the drilling of horizontal wells and shallow. Drilling and Oil, **2007**, 3, 28-32 (in Russ).
- [19] Sharafutdinova R.Z., Bliznyukov V.Y. Research instability argillaceous rocks in the application of inhibited drilling fluids. Construction of oil and gas wells on land and at sea, **2010**, 7, 31-33 (in Russ).
- [20] Lushpeeva O.A., Provodnikov G.B., Lodin I.V., Vahrushev L.P., Polishchuchenko V.P. Highly inhibiting environmentally safe drilling fluid for drilling horizontal wells. Oil Industry, **2007**, 9, 46-49 (in Russ).

ТҰРАҚСЫЗ САЗДЫ ЖЫНЫСТАРДА ПОЛИМЕРДІ БҰРҒЫЛАУ СҰЙЫҚТАРЫНЫҢ ҚАСИЕТТЕРІН БАСҚАРУ ТЕХНОЛОГИЯСЫН ЖЕТІЛДІРУ

Е. А. Акказин, А. Д. Кулеkenов

Әл-Фараби атындағы қазақ ұлттық университеті, Алматы, Қазақстан

Түйін сөздер: бұрғылау, бұрғылау сұйығы, саз, ісіну, литификация.

Аннотация. Мұнай және газ ұңғымаларын бұрғылау бұрғылау сұйықтығының тау жынысымен және бұрғылау құрылғысымен әрекеттесуіне тәуелді. Бұл әрекеттесудің тау жыныстарының және металл құбырлардың беттік әрекеттесу қасиеттерімен қоса, бұрғылау сұйықтығының компоненттік құрамына және технологиялық қасиеттеріне тәуелді болған физико-химиялық процесс. Бұл әрекеттесудің теріс салдары литификациясы әлсіз болған сазды тау жыныстарын бұрғылау кезінде пайда болады. Осындай жыныстарда бұрғылау тәжірибесі көрсеткендей, Сызды тау жыныстарының ісінуі ең басты проблема болып табылады. Өз кезегінде бұндай өзгерістер бұрғымен тау жыныстарын бұзу жылдамдығын азайтады.

Сонғы жылдарда литификациясы әлсіз сазды тау жыныстарын бұрғылау кезінде ингибитрлі полимерлі бұрғылау сұйықтарын қолданады. Олар тау жынысының ылғалдануының, осматикакалық масса алмасуды реттеу, және саздардың алмасу комплексін өзгерту арқылы, алдын алады.

Бұрғылау кезінде қиындықтардың көбі сазды жыныстардағы ұңғымалар қабырғаларының тұрақсыздығынан болады. Шөгінді тау жыныстарында минералды сазды жыныстадың үлесі 80%.

Поступила 14.03.2016г.