

## Оценка воздействия минерального и органического ингибиторов на бентонитовую глину

Ф.В. Дегтярёв

РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» БелНИПИнефть, Гомель, Республика Беларусь  
E-mail: [f.degtarev@beloil.by](mailto:f.degtarev@beloil.by)

Надсолевой комплекс месторождения Республики Беларусь представлен высококоллоидальными пестроцветными глинистыми отложениями с прослоями неустойчивых песчаников и алевролитов, равномерно распределенных по всему разрезу. Бурение интервалов, представленных глинистыми отложениями, сопровождается осложнениями, вызванными набуханием глин, – прихваты, затяжки, сальникообразование. Набухание происходит при прохождении высококоллоидальных глин. В результате действия промывочной жидкости и ее фильтрата глина набухает, сужая ствол и снижая устойчивость стенок скважины. Для предупреждения или максимального снижения интенсивности набухания глин буровой раствор должен обладать высокой ингибирующей способностью. Такие свойства придают специальные реагенты-ингибиторы, которые являются основным компонентом ингибирующего бурового раствора. Создание подобного бурового раствора целесообразно начать с выбора реагента-ингибитора.

В данной статье приведено сравнение ингибирующего эффекта двух реагентов, относящихся к органическим (Полиэколь) и неорганическим (хлористый калий) соединениям. Для оценки эффективности данных реагентов использовался показатель увлажняющей способности. В ходе проводимого эксперимента наибольшую эффективность продемонстрировал органический реагент-ингибитор Полиэколь в концентрации 2%, а неорганический реагент-ингибитор хлористый калий привел к растрескиванию образцов. Результаты, полученные в ходе сравнения данных реагентов, лягут в основу разработки ингибирующего бурового раствора для бурения надсолевых отложений Припятского прогиба.

**Ключевые слова:** глина, набухание, осложнения, устойчивость ствола скважины, реагенты-ингибиторы, буровой раствор, показатель увлажняющей способности

**Для цитирования:** Дегтярёв Ф.В. (2018). Оценка воздействия минерального и органического ингибиторов на бентонитовую глину. *Георесурсы*, 20(4), Ч.1, с. 355-358. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.4.355-358>

Надсолевой комплекс месторождения Республики Беларусь представлен высококоллоидальными пестроцветными глинистыми отложениями с прослоями неустойчивых песчаников и алевролитов, равномерно распределенных по всему разрезу. При бурении нефтяных скважин набухание глинистых пород может вызвать большое количество осложнений, таких как прихват бурильного инструмента, кавернообразование, обрушение горных пород, расширение ствола скважины и желобообразование, сальникообразование, потеря циркуляции (Середа, Соловьев, 1974). Набухание происходит при прохождении высококоллоидальных глин. В результате действия промывочной жидкости и ее фильтрата глина набухает, сужая ствол и снижая устойчивость стенок скважины. Для предупреждения или максимального снижения интенсивности набухания буровой раствор должен обладать высокой ингибирующей способностью. Такие свойства придают специальные реагенты-ингибиторы, которые являются основным компонентом ингибирующего бурового раствора. Создание подобного бурового раствора целесообразно начать с выбора реагента-ингибитора.

В качестве реагента-ингибитора может выступать вещество как органической, так и неорганической природы, или же их смесь. На данный момент на рынке представлено огромное количество подобных реагентов.

В данной статье приведено сравнение ингибирующего эффекта двух реагентов, относящихся к органическим (Полиэколь) и неорганическим (хлористый калий) соединениям. Результаты, полученные в ходе сравнения данных реагентов, лягут в основу разработки ингибирующего бурового раствора для бурения надсолевых отложений Припятского прогиба.

Использование при бурении хлористого калия как ингибитора глинистых отложений на территории Республики Беларусь имеет многолетний опыт. Данный реагент входит в рецептуры многих буровых растворов в качестве ингибитора набухания глин. Однако с развитием технологий производства и созданием новых исследовательских методик появилось огромное количество новых реагентов-ингибиторов, относящихся к другим классам химических веществ. И для выбора наиболее эффективного реагента необходимо провести сравнительные испытания.

Отличия реагентов-ингибиторов относящихся к разным классам химических соединений связаны с их структурой, принципом гидратации и механизмом действия, оказываемым ими на глинистые минералы. Для выбора наиболее эффективного ингибитора необходимо точно представлять как структуру глинистых минералов, так и механизм их гидратации.

Согласно литературным данным (Билецкий, Касенов, Сушко, 2013), микроструктура глин представлена пакетами элементарных пластин, обладающих малой (доли

микрометров) толщиной и относительно весьма большой поверхностью. Ей соответствует высокая поверхностная энергия, проявляющаяся в виде отрицательного электрического заряда. Отрицательно заряженные пластины отталкиваются друг от друга, но соединяются в пакеты с помощью положительных ионов металлов. Чем выше положительный заряд (валентность) металлов, тем прочнее связь элементарных пластин в пакете. По виду преобладающего в них металла выделяют, например, натриевые и кальциевые глины, причем вторые (содержащие двухвалентный  $\text{Ca}^{2+}$ ) распускаются хуже первых (содержащих одновалентный  $\text{Na}^+$ ).

При бурении глинистых пород буровой раствор или его водный фильтрат по трещинам и порам устремляется в стенки скважины и вступает в контакт с глинистыми структурами. Известно, что молекула воды  $\text{H}_2\text{O}$  имеет вытянутую форму, причем на одном конце (пололюсе «диполя») сосредоточен положительный ион водорода, а на другом – отрицательный ион кислорода. Сталкиваясь в ходе броуновского движения с пакетами глины, диполи своей положительной стороной пристаю к отрицательно заряженной поверхности пластин. Поверхность элементарных пластин оказывается полностью «усаженной» одинаково ориентированными диполями воды – покрыта «гидратной оболочкой». При высоком заряде пластины гидратная оболочка может утолщаться, наращивая на себе все новые слои диполей воды. Гидратные оболочки раздвигают пластины в пакете, преодолевая удерживающее действие ионов металлов. В макромасштабе утолщение гидратных оболочек проявляется в увеличении объема («набухании») примыкающей к скважине толщ глины. Между набухающим слоем, составляющим стенки скважины, и основным «сухим» массивом возникают трещины сдвига, что провоцирует обвалы набухшего материала, который затем скапливается на зауженных участках ствола (Билецкий, Касенов, Сушко, 2013).

В качестве наиболее эффективного метода борьбы с неустойчивостью стенок скважин признано применение ингибирующих буровых растворов. Такие растворы превращают легко распускаемые глины прискважинной зоны в трудно распускаемые. В своём составе они обязательно содержат реагент-ингибитор. Действие таких реагентов основывается на адсорбции катионов на поверхности глины и осмотическом давлении. Осмотическое давление возникает в результате того, что промывочная жидкость обладает более высокой концентрацией катионов, нежели порода, стимулируя приток воды из породы в буровой раствор и, как следствие, уменьшая гидратацию породы (Егорова, 2010).

Неорганические соединения, в частности хлориды натрия и калия, широко используются для снижения проникновения воды в пространство между слоями глинистых минералов. В растворе происходит электролитическая диссоциация этих соединений на положительные и отрицательные ионы. Положительные ионы нейтрализуют отрицательный заряд элементарных пластин глины. Их гидратные оболочки утончаются вплоть до полного исчезновения. Пластины соединяются друг с другом, уменьшая занимаемый объём. С помощью ингибиторов предотвращают набухание глинистых стенок скважин, кавернообразование и связанные с этим осложнения

(Билецкий, Касенов, Сушко, 2013).

Органические ингибиторы считаются относительно дорогими. По этой причине их обычно применяют в паре с неорганическими солями натрия и калия, при этом наблюдается синергетический эффект (Масалида, 2017). В данной работе проведено сравнение эффективности неорганического и органического реагентов в качестве ингибиторов набухания глин, а также их смесей:

1. Полиэколь (НПО «Полицелл») – органический реагент комплексного действия, предназначен для улучшения ингибирующих смазочных и противоизносных свойств технологических жидкостей, используемых для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин. Основное действующее вещество – эфиры этиленгликоля.

2. Хлористый калий – неорганический ингибитор глин и глинистых сланцев, повсеместно используемый при бурении глинистых отложений в концентрациях от 1 до 10%.

В качестве показателя количественной оценки ингибирующих свойств был выбран показатель увлажняющей способности ( $P_p$ , см/ч) (Уляшева, 2008; Кошелев, Гвоздь и др., 2015; Сулакшин, Чубик, 2011), используемый с целью научно обоснованного выбора реагентов для ингибирующего бурового раствора при бурении в глинистых отложениях (Повжик, Дегтярёв, 2017).

Методика подготовки и проведения экспериментов заключалась в прессовании под давлением 40,0 МПа высушенного до влажности 8-10% и измельченного до размеров 20-200 микрон модельного глиноматериала (Рис. 1), предварительном взвешивании и выдержке спрессованных таблеток в исследуемых средах в течение 1 часа с последующим измерением веса увлажненных образцов.

В качестве модельного глиноматериала использовался бентонит марки ПБМВ. Данный материал содержит в своем составе не менее 70% минерала монтмориллонита (Грим, 1956), который за счет своего слоистого строения придает бентониту свойства сильно набухать при контакте с водой. Также бентонит марки ПБМВ модифицирован карбонатом натрия, данный процесс замещает обменный катион в межслоевом пространстве глинистого минерала на натрий, что еще больше увеличивает его реакционную способность (Бортников, 2012).

Таким образом, бентонит марки ПБМВ обладает высокой способностью к набуханию, постоянством состава, что позволяет использовать его в качестве модели для определения ингибирующих свойств реагентов. Следует отметить, что использование одного модельного глиноматериала необходимо для исключения недостоверности полученных данных, связанной с разницей составов и свойств различных глин.

Ингибирующее действие бурового раствора в значительной степени зависит от его реологических свойств. Биополимерная система, обладая наибольшими значениями условной и пластической вязкости, статического и динамического напряжения сдвига, демонстрирует наилучший эффект по стабилизации глинистого образца (Салтыков, 2008; Замулин, 2015; Кистер, 1972). В связи с этим для моделирования реологических характеристик бурового раствора в условиях эксперимента был использован структурообразователь – ксантановая камедь (MHF80PLUS Zibo Hailan Chemical Co., Ltd.) (Повжик, Добродеева, Дегтярев, 2017).

Рис. 1. Внешний вид спрессованного образца из бентонитового глинопорошка



Был приготовлен 0,25% раствор ксантанового биополимера и обработан ингибиторами в концентрациях 1 и 2% для Полиэколя и 2,5 и 5% для KCl, а также их смесями. В качестве контрольного использовался 0,25% раствор ксантанового биополимера без добавок ингибиторов. Спрессованные таблетки выдерживались в исследуемых средах в течение 1 часа. Все опыты проводились в трех повторениях; на рисунке 2 представлены усредненные результаты эксперимента.

Согласно рисунку 2, в растворах, где присутствует KCl, в любой из исследуемых концентраций происходит увеличение текущей скорости увлажнения образцов в 1,57-1,79 раз по сравнению с контролем. Отмечается сильное растрескивание спрессованной таблетки (Рис. 3А, Б), что может свидетельствовать об отсутствии ингибирующего эффекта в условиях эксперимента.

Увеличение скорости увлажнения в условиях проведенного эксперимента, то есть всасывания воды глинистым образцом в растворе неорганического ингибитора (в данном случае KCl), происходит из-за того, что исследуемая глина не содержит в своих порах фильтрата. Это делает невозможным ингибирующее влияние осмотического давления, а происходящая на поверхности глины адсорбция катионов калия играет незначительную роль в данном эксперименте. Изначально происходит насыщение глины жидкостью, её набухание, а так как раствор еще и обогащен катионами, его реакционная способность повышается. Как следствие, интенсивность гидратации глинистого образца тоже возрастает (Масалида, 2017). Было отмечено, что интенсивность поглощения воды зависит от концентрации катионов металла. При использовании растворов, ненасыщенных солями, увеличение глинистого образца происходит постепенно (в 2,5% растворе хлорида калия скорость увлажнения образца увеличивается в 1,57 раза по сравнению с контролем), в отличие от более концентрированных растворов (в 5% растворе хлорида калия скорость увлажнения образца увеличивается в 1,79 раза по сравнению с контролем).

Наилучшие результаты получены в растворе с содержанием Полиэколя 2%, в нем происходит уменьшение скорости увлажнения образца на 6,6% (Рис. 4А, Б). После

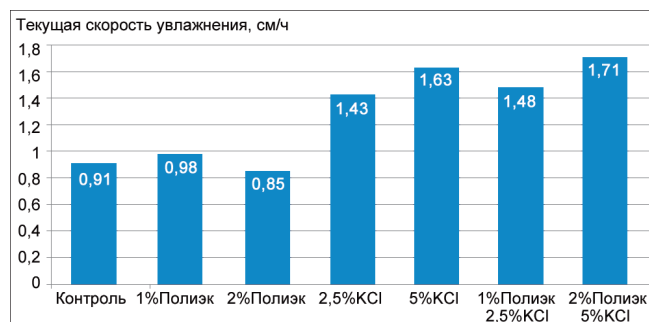


Рис. 2. Текущая скорость увлажнения спрессованных образцов

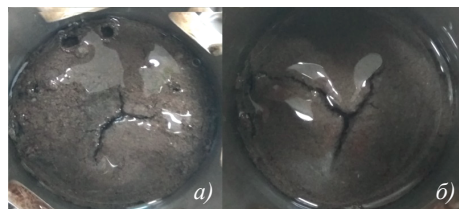


Рис. 3. Внешний вид спрессованных образцов после нахождения в 0,25% растворе ксантанового биополимера с содержанием KCl 2,5% (А) и 5% (Б) в течение 1 ч

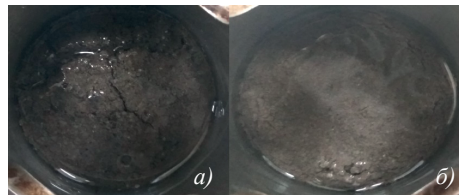


Рис. 4. Внешний вид спрессованных образцов после нахождения в 0,25% растворе ксантанового биополимера с содержанием Полиэколя 1% (А) и 2% (Б) в течение 1 ч

нахождения в растворах Полиэколя, спрессованные таблетки имеют мелкие трещины и поверхность более рыхлую, чем после нахождения в растворах хлорида калия. Эффективность Полиэколя в условиях эксперимента объясняется тем, что он как поверхностно-активное вещество образует более прочные водородные связи с глинистым минералом, вытесняя воду из межслоистого пространства.

## Выводы

Растворы неорганического ингибитора (в данном случае KCl) при контакте с сухим образцом глины вызывают нарушение его целостности, так как исследуемая глина не содержит в своих порах фильтрата, изначально происходит насыщение глины жидкостью, а за счет расклинивающего давления происходит растрескивание образца.

Для стабилизации глинистых отложений хорошо подходит биополимерная основа (ксантановая камедь в концентрации не менее 0,25%) с органическим ингибитором Полиэколем (концентрация 1,5-2%). В условиях эксперимента синергетический эффект от применения неорганического и органического ингибитора отсутствует.

Настоящие исследования позволяют определить направление работ по созданию рецептуры ингибирующего бурового раствора для бурения надсолевых отложений Припятского прогиба.

## Литература

- Билецкий М.Т., Касенов А.К., Сушко С.М. (2013). Опыт использования ингибирующих буровых растворов с целью предотвращения геологических осложнений при прохождении пучащихся глин. *Вестник Казахского национального технического университета имени К.И. Сатпаева*, 3 (97), с. 16-22.
- Бортников С.В. (2012). Активация щелочноземельного бентонита карбонатом натрия. *Альманах современной науки и образования*, 2 (57), с. 61-63.
- Грим Р.Е. (1956). Минералогия глин. Москва: Издательство иностранной литературы, 457 с.
- Егорова Е.В. (2010). Разработка ингибирующего бурового раствора для бурения в глинистых отложениях. *Автореф. дис. канд. техн. наук*. Астрахань, 194 с.
- Замулин П.В. (2015) Виды буровых растворов. Развитие полимеросодержащих буровых растворов, их особенности и преимущества над остальными растворами. *Современные проблемы гидрогеологии, инженерной геологии и гидрогеоэкологии Евразии: материалы Всероссийской конференции*. Томск: Изд-во ТПУ, с. 591-596.



Кистер Э.Г. (1972). Химическая обработка буровых растворов. Москва: Недра, 392 с.

Кошелёв В.Н., Гвоздь М.С., Растегаев Б.А., Ульшин В.А., Фаткуллин Т.Г. (2015). Выбор раствора для разбуривания глинистых пород. *Бурение и нефть*, 9, с. 27-32.

Масалида И.В. (2017). Исследование ингибирующих свойств органических и неорганических реагентов полимерглинистого бурового раствора. *Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Межд. симпозиума им. М.А. Усова*. Томск: изд-во ТПУ, т. 2, с. 506-508.

Повжик П.П., Добродеева И.В., Дегтярев Ф.В. (2017). Изучение физико-химических свойств глиносодержащих образцов с целью подбора актуальных реагентов-ингибиторов гидратации глин. *Оборудование и технологии для нефтяного комплекса*, 4, с. 21-24.

Повжик П.П., Дегтярев Ф.В. (2017). Лабораторные испытания ингибиторов глин и выбор оптимального реагента для безаварийного бурения надсолевой части Припятского прогиба. *Оборудование и технологии для нефтяного комплекса*, 6, с. 4-8.

Салтыков В.В. (2008). Теория и практика вскрытия высокоглинистых терригенных коллекторов нефти и газа биополимерсолевыми растворами. *Автореф. дис. докт. техн. наук*. Тюмень, 43 с.

Середа Н.Г., Соловьёв Е.М. (1974). Бурение нефтяных и газовых скважин. Москва: Недра, 455 с.

Сулакшин С.С., Чубик П.С. (2011). Разрушение горных пород при проведении геологоразведочных работ. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 367 с.

Уляшева Н.М. (2008). Технология буровых жидкостей. Ухта: УГТУ, 164 с.

## Сведения об авторе

*Филипп Вячеславович Дегтярёв* – аспирант, инженер-технолог 2 категории службы промысловых жидкостей РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» БелНИПИнефть

Республика Беларусь, 246003, Гомель, ул. Книжная, д. 15б

Статья поступила в редакцию 10.07.2018;

Принята к публикации 17.10.2018; Опубликовано 30.11.2018

IN ENGLISH

## Evaluation of mineral and organic inhibitor effects on bentonite clay

*F.V. Degtjarjov*

Production association "Belorusneft" BelNIPIneft, Gomel, Republic of Belarus  
E-mail: f.degtjarev@beloil.by

**Abstract.** The supra-salt complex of the oilfield of the Republic of Belarus is represented by high-colloidal multicolored clay deposits with layers of unstable sandstones and aleurolites evenly distributed throughout the section. Drilling of intervals which are represented by clay sediments is accompanied by complications caused by swelling of clays – stuck, tightening, sticking clay on the drilling tool. Swelling occurs during drilling of high-colloidal clays. As a result of the action of the drilling mud and its filtrate, the clay swells, narrowing the trunk and reducing the stability of the walls of well. For the prevention or maximum reduction of the intensity of the swelling the drilling mud must have a high inhibitory ability. Such properties are attached by special reagents-inhibitors, which are the main component of the inhibiting drilling fluid. The creation of such drilling fluid is advisable to start with the choice of the reagent-inhibitor.

This article provides a comparison of the inhibitory effect of the two reagents specific to organic (Polykol) and inorganic (potassium chloride) compounds. To assess the effectiveness of these reagents, the indicator of moisturizing ability was used. In the experiment, the highest efficiency demonstrated organic reagent-inhibitor Polykol at a concentration of 2%, and the inorganic reagent-inhibitor potassium chloride resulted in cracking of samples. The results obtained during the comparison of these reagents will form the basis for the development of an inhibiting drilling mud for drilling of the supra-salt deposits of the Pripyat trough.

**Keywords:** clay, swelling, complications, wellbore stability, reagents-inhibitors, drilling mud, indicator of moisturizing ability

**Recommended citation:** Degtjarjov F.V. (2018). Evaluation of mineral and organic inhibitor effects on bentonite clay. *Georesursy = Georesources*, 20(4), Part 1, pp. 355-358. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.4.355-358>

### References

Bileckij M.T., Kasenov A.K., Sushko S.M. (2013). The practice of inhibiting drilling muds application for the purpose of preventing geological aggravations while penetrating bulging clays. *Vestnik Kazahskogo nacional'nogo tehnikeskogo universiteta imeni K.I. Satpaeva* [Bulletin of the Satpayev Kazakh National Technical University], 3(97), pp. 16-22. (In Russ.)

Bortnikov S.V. (2012). Activation of alkaline-earth bentonite by sodium carbonate. *Al'manah sovremennoy nauki i obrazovaniya* [Almanac of modern science and education], 2(57), pp. 61-63. (In Russ.)

Egorova E.V. (2010). Razrabotka ingibiruyushchego burovogo rastvora dlya bureniya v glinistykh otlozheniyakh [Development of inhibitory drilling

mud for drilling in clay sediments]. *Avtoref. dis. kand. tehn. nauk* [Abstract Cand. tech. sci. diss.]. Astrahan, 194 p. (In Russ.)

Grim R.E. (1956). Clay mineralogy. Moscow: Foreign Literature Publ., 457 p. (In Russ.)

Kister Je.G. (1972). Chemical treatment of drilling muds. Moscow: Nedra Publ., 392 p.

Koshelev V.N., Gvozd' M.S., Rastegaev B.A., Ul'shin V.A., Fatkulin T.G. (2015). The choice of a solution for drilling up clay rocks. *Burenie i neft'* = *Drilling and oil*, 9, pp. 27-32. (In Russ.)

Masalida I.V. (2017). Study of the inhibiting properties of organic and inorganic reagents in polymer-clay drilling mud. *Problemy geologii i osvoeniya neдр: trudy XXI Mezhd. simpoziuma im. M.A. Usova* [Problems of geology and subsoil development: Proc. XXI Int. Symp. named after ac. M.A. Usov]. Tomsk: TPU publ., v.2, pp. 506-508. (In Russ.)

Povzhik P.P., Dobrodeyeva I.V., Degtjarev F.V. (2017). The study of physico-chemical properties of clay-containing samples with the aim of selecting reagents-inhibitors of clay hydration. *Oborudovaniye i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa = Equipment and technologies for oil and gas complex*, 4, pp. 21-24. (In Russ.)

Povzhik P.P., Degtjarev F.V. (2017). Laboratory testing of clays inhibitors and selecting of the optimal reagent for troubleproof drilling of supra-salt part of the Pripyat trough. *Oborudovaniye i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa = Equipment and technologies for oil and gas complex*, 6, pp. 4-8. (In Russ.)

Saltykov V.V. (2008). The theory and practice of opening high clay terrigenous reservoirs for oil and gas with biopolymer solutions. *Avtoref. dis. dokt. tehn. nauk* [Abstract Dr. tech. sci. diss.]. Tyumen, 43 p. (In Russ.)

Sereda N.G., Solov'ev E.M. (1974). Drilling of oil and gas wells. Moscow: Nedra Publ., 455 p. (In Russ.)

Sulakshin S.S., Chubik P.S. (2011). The destruction of rocks during exploration. Tomsk: TPU publ., 367 p. (In Russ.)

Ulyasheva N.M. (2008). Tehnologiya burovyykh zhidkostey [Technology of drilling muds]. Uhta: UGTU, 164 p. (In Russ.)

Zamulin P.V. (2015) Types of drilling muds. The development of polymer-containing drilling muds, their features and advantages over the other solutions. *Sovremennyye problemy gidrogeologii, inzhenernoj geologii i gidrogeokologii Evrazii: materialy Vserossiyskoj konferencii* [Modern problems of hydrogeology, engineering geology and hydrogeocology of Eurasia: Proc. All-Russian Conf.]. Tomsk: TPU publ., pp. 591-596. (In Russ.)

### About the Author

*Filipp V. Degtjarjov* – PhD student, Engineer, Drilling Fluids Service, Production association "Belorusneft" BelNIPIneft 15b, Knizhnaya st., Gomel, 246003, Republic of Belarus

Manuscript received 10 July 2018;

Accepted 17 October 2018; Published 30 November 2018