

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10066

В.Н. Кузьмин

к.т.н., заведующий кафедрой БНГС
n.f.kvn@udsu.ruИнститут нефти и газа им. М.С. Гущериева ФГБОУ
ВО «Удмуртский государственный университет»,
Ижевск, Россия

В статье рассмотрены: проблемы, возникающие при бурении интервалов ствола скважин, состоящих из глинистых горных пород, склонных к гидратации и обвалу; механизм набухания глинистых горных пород, процесс ингибирования глин; аспекты применения ингибиторов глин; указаны некоторые ингибиторы глин, положительно зарекомендовавшие себя в лабораторных испытаниях и в практике бурения нефтяных скважин; вкратце приведены результаты лабораторных испытаний по профилактике набухания глинистых пород при воздействии водной дисперсионной среды.

Материалы и методы

Лабораторные исследования направлены на поиск максимальных способов защиты ядерного материала глинистых пород от гидратации, путем подбора эффективных ингибиторов глин.

В ходе лабораторных исследований ядерного материала проведены наблюдения за воздействием различных дисперсионных сред на глинистую горную породу, путем погружения сегмента ядра в дисперсионную среду на 24 часа, в состоянии покоя (без механического перемешивания) в сравнении с исходным материалом, то есть ядром, не подвергнутом смачиванию дисперсионной средой.

Ключевые слова

бурение скважин, гидратация глинистых горных пород, ингибирование глин, ингибиторы глин, обвалы горных пород, образование каверн.

Проблемы потери устойчивости ствола скважин

Известно, что на нефтяных и газовых месторождениях мира около 70–75% пластов представлено глинистыми отложениями и около 70% технологических осложнений связано с неустойчивым состоянием ствола скважины при бурении в этих интервалах [1].

Одним из наиболее распространенных осложнений при бурении скважин является потеря устойчивости горных пород, слагающих стенки скважин. Причины потерь устойчивости стенок скважин носят разнообразный характер, но все они приводят к отклонению от номинального размера сечения ствола скважины. Изменение диаметра ствола скважины может быть следствием образования толстой глинистой корки (уменьшение диаметра) и размыва отложений, представленных, например, растворимыми солями (образование каверн). Если образование каверн обусловлено осыпями или обвалами горных пород, то уменьшение диаметра скважины является следствием выпучивания горных пород, с последующим скалыванием и осыпанием, особенно проявляющимся в трещиноватых породах при бурении с применением не ингибированных или недостаточно ингибированных (либо при применении неэффективных ингибиторов глин) буровых промывочных жидкостей на основе водной дисперсионной среды.

Механизм гидратации глинистых пород

Для того, чтобы правильно выбрать необходимые ингибиторы глин и в целом предотвратить процессы гидратации и осыпания глинистых горных пород, следует представлять механизм гидратации глин.

Гидратация глин приводит к разрушению глинистых горных, что сопровождается увеличением объема и последующим диспергированием. Скорость и масштабы разрушения глинистых горных пород зависят от того с какой дисперсионной средой контактирует глинистая порода и какие ингибиторы введены в состав дисперсионной среды.

Следует понимать, что под глинистыми породами понимаются не только собственно глины, но и глинистые сланцы, аргиллиты, породы на глинистом цементе (глинистый песчаник, мергель, алевролит и др.).

Главными признаками глин являются высокодисперсное состояние, характеризующееся коллоидными и близкими к ним размерами частиц, гидрофильность (активное взаимодействие с водой), способность к адсорбции, ионному обмену, набуханию и проявлению упруго-вязко-пластичных и тиксотропных свойств в концентрированных и разбавленных суспензиях.

На степень гидратации глинистых пород немалое влияние оказывают структурные особенности глинистых горных пород: тип структуры, структурные связи, плотность и ориентированность. При нарушении природных структурных связей, величина набухания глинистых горных пород существенно увеличивается.

Гидратация глинистых горных пород является результатом взаимодействия глины с водной фазой буровой промывочной жидкости. Набухание глинистых пород возникает из-за роста влажности, увеличения объема частиц и давления с последующим распадом структуры глинистых частиц [2].

Разрушение глинистых горных пород протекает в два этапа:

- всасывание глиной воды и, как следствие, набухание глины, то есть непосредственная гидратация глин (первый этап);
- диспергирование гидратированных частиц глины (второй этап) [3].

Процесс гидратации глинистых горных пород, в свою очередь, разделяют на две стадии: адсорбционное набухание и осмотическое набухание.

Стадия адсорбционного набухания глинистых горных пород связана с поглощением влаги в результате действия адсорбционных сил.

Стадия осмотического набухания глинистых горных пород обусловлена процессами поглощения влаги вследствие осмотических сил или осмотического давления, возникающего вблизи поверхности глинистых частиц [4]. Увеличение объема при набухании глинистых горных пород зависит от сочетания адсорбционных, осмотических и капиллярных сил.

Процесс гидратации глин существенно зависит от состава глинистых горных пород. Так, глинистые минералы, характеризующиеся высокой сорбционной активностью в отношении молекул воды, играют значительную роль в процессе набухания.

Во время второго этапа разрушения глинистых горных пород происходит диспергирование гидратированных частиц глины, то есть переход их в состав буровой промывочной жидкости. На данном этапе (в слабо сцепленных и трещиноватых породах) также высока вероятность обрушения горных пород и образования каверн [5].

Основные причины гидратации глин:

- отсутствие или недостаточное количество детергента и ингибитора глин в составе буровой промывочной жидкости;
- применение ингибиторов глин низкого качества (не эффективных или с низкой эффективностью);
- применение ингибиторов глин, не соответствующих конкретным горно-геологическим и технико-технологическим скважинным условиям, то есть без предварительного получения положительных данных лабораторных исследований, с последующим достижением положительных результатов опытно-промышленных испытаний реагентов;
- не сочетаемость применяемых ингибиторов глин, с каким-либо компонентом рецептурного состава буровой промывочной жидкости (в результате чего происходит «высаливание», коагуляция, флокуляция реагентов и другие подобного рода физико-химические реакции, либо реагенты в

- результате внутри рецептурной не сочетаемости вообще не диспергируются в буровой промывочной жидкости);
- несоответствие свойств буровых промывочных жидкостей требованиям проектной документации, геолого-технического наряда и/или программы промывки (особенно сказывается высокая фильтратоотдача буровой промывочной жидкости);
- некачественная глинистая фильтрационная корочка на стенке ствола скважины (рыхлая, толстослойная, неэластичная, неравномерно распределенная);
- большое непроизводительное время (простой различного рода), приводящее к увеличению времени контакта водной фазы буровой промывочной жидкости с глинистыми слагающими стенку скважины в не обсаженном стволе скважины, способствующее, в свою очередь, набуханию глин.

Ингибирование глин и ингибирующая способность

Ингибирующая способность — это способность буровой промывочной жидкости предупреждать или замедлять деформационные процессы в околоствольном пространстве скважины (кавернообразование, сужение ствола и т.п.), представленном легко гидратирующимися, набухающими и размокающими глинистыми горными породами. Основные причины потери устойчивости глинистых горных пород связаны с нарушением их естественного влажностного равновесия при взаимодействии с дисперсионной средой буровых промывочных жидкостей и обусловленным этим ростом дополнительных внутренних напряжений в поровом пространстве. При этом проникновение дисперсионной среды буровых промывочных жидкостей в глинистую породу происходит за счет адсорбционно-осмотических процессов. Ингибирование набухания глин достигается различными путями, но наиболее распространенным является уменьшение поверхностной гидратации за счет замены катиона обменного комплекса глин менее гидратирующимся.

Различают две основные группы ингибиторов глин и глинистых сланцев:

1. Неорганические ингибиторы, эта группа в основном представлена хлористыми солями калия, натрия, магния и кальция, а также к ней относятся гашеная известь и силикат натрия.

2. Органические ингибиторы, к которым относятся на сегодняшний день многочисленное количество органических соединений, таких как: модифицированные битумы; композиции гликолей (гликолевые эфиры, полигликоли, полиэтиленгликоли и полипропиленгликоли), природных амидов, третичных полиаминов и полиэфилов с модифицирующими добавками; производные жирные кислоты, органические мыла и т.д.

Широко используемые в современной практике бурения скважин на нефть и газ ингибиторы гидратации глин (хлориды калия и кальция, силикаты натрия и калия), а также акриловые полимеры не обеспечивают в должной мере сохранение влажности глинистого шлама и не предупреждают его диспергирование в буровой промывочной жидкости, что, при прочих неблагоприятных условиях, создает предпосылки к обвалу стенок скважины и образованию каверн.

Практическое применение ингибиторов глин

Успешность бурения скважин в значительной степени зависит от состава и свойств буровых промывочных жидкостей, которые должны обеспечивать безопасность и безаварийность ведения работ.

В современных условиях, для безаварийной проводки скважин и предупреждения осложнений, горно-геологические условия и гидравлическая программа бурения непременно должны быть сопряжены с качеством буровых промывочных жидкостей, которое должно соответствовать требованиям, регламентируемым проектной документацией, геолого-техническим нарядом и программой промывки, при этом структурно-реологические, фильтрационные и антиприхватные свойства буровых промывочных жидкостей должны сочетаться с минимальным содержанием твердой фазы в них и с заданным уровнем их ингибирования и солестойкости.

В последние годы, при строительстве скважин на месторождениях Удмуртской Республики и соседних регионов, в интервале проходки склонных к гидратации глинистых пород, положительно зарекомендовали себя следующие органические ингибиторы глинистых сланцев (также данные реагенты предельно показали свою эффективность и в тестовых лабораторных испытаниях):

- ингибитор набухания глин «BurSig» (производитель реагента ООО «ХимБурСервис», г. Бугульма, Республика Татарстан);
- комплексный ингибитор «Ингидол ГЛ» (производитель реагента ООО «Химпром», г. Пермь);
- ингибитор набухания глин «Atren PG» (производитель реагента ГК «Миррико», г. Казань).

Помимо ингибирования глин и глинистых сланцев указанные реагенты способствуют улучшению устойчивости стенок скважины, усиливают триботехнические и антиприхватные свойства буровых промывочных жидкостей, повышают эффективность работы оборудования системы очистки буровых промывочных жидкостей, снижают вероятность образования сальников (что также очень важно, поскольку проблема образования сальников, при бурении интервалов ствола скважин под спуск кондукторов глубиной более 500 м, на месторождениях Удмуртской Республики, остается актуальной) [6].

В настоящее время проблемы гидратации и осыпания глин не решены полностью, поскольку факторы, способствующие возникновению данных проблем (как указано выше в настоящей статье) обширны и требуется комплексный подход к решению задач по профилактике гидратации и осыпания глин.

На основании многолетней работы автора данной статьи в составе бурового предприятия ЗАО «Удмуртнефть-Бурение» (инженерное сопровождение буровых промывочных растворов), а затем в составе ООО «СамараНИПИнефть» (выездной аудит сервиса буровых растворов в рамках авторского надзора за строительством скважин на месторождениях ОАО «Удмуртнефть») [7], установлено, что наибольший эффект в профилактике гидратации глин дает сочетанный ввод в состав буровых промывочных жидкостей ингибиторов органического и неорганического происхождения.

Однако, детальных исследований в лабораторных условиях не проводилось, те или иные способы ингибирования (либо те или иные ингибиторы) сразу испытывались в промысловых условиях и далеко не всегда был виден практический результат ввода их в состав рецептур буровых растворов. Поэтому встал вопрос о лабораторных испытаниях, в ходе которых было запланировано найти оптимальный вариант ингибирования



Рис. 1 — Ядро (исходный материал), не подвергнутое смачиванию дисперсионной средой
Fig. 1 — Core (source material) not wetted with a dispersion medium



Рис. 2 — Ядро, выдержанное в пресной воде
Fig. 2 — Core, aged in fresh water

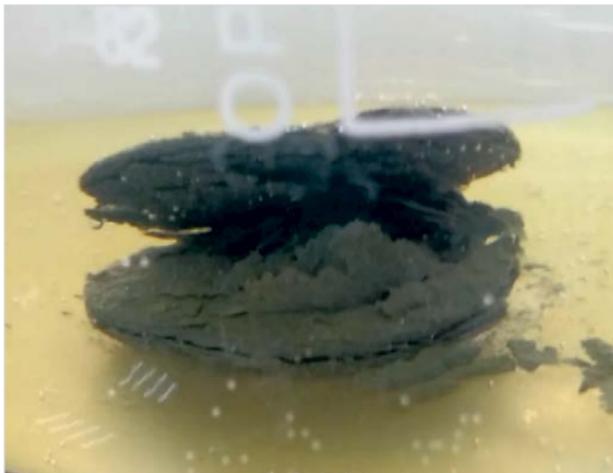


Рис. 3 — Керн, выдержанный в пластовой воде (в дисперсионной среде со смесью неорганических ингибиторов - натрия, кальция и калия хлористого)

Fig. 3 — Core matured in reservoir water (in a dispersion medium with a mixture of inorganic inhibitors-sodium, calcium, and potassium chloride)

глин. Поскольку продуктивными пластами большинства буримых на месторождениях Удмуртской Республики скважин являются верейско-башкирские горизонты, то соответственно, керновым материалом послужили глины верейского горизонта.

Исследования ингибиторов глин

Цель — добиться максимально возможной профилактики гидратации глин.

Задачи — подвергнуть анализу последствия погружения кернового материала в различные водные среды (пресные, минерализованные, без добавления и с добавлением ингибиторов глин (органических, неорганических и при их сочетании применении); выявить наиболее эффективные ингибиторы глин.

Постановка и порядок проведения исследований

Лабораторные исследования направлены на поиск максимальных способов защиты кернового материала глинистых пород от гидратации, путем подбора эффективных ингибиторов глин, в том числе при их сочетании применении.

В ходе лабораторных исследований кернового материала проведены наблюдения за воздействием различных дисперсионных сред на глинистую горную породу (глина верейского горизонта), путем погружения сегмента керна в дисперсионную среду на 24 часа, в состоянии покоя (без механического перемешивания) в сравнении с исходным материалом, то есть керном, не подвергнутым смачиванию дисперсионной средой (рис. 1).

Дисперсионными средами для погружения в них кернового материала глинистых пород служили:

- пресная вода,
- пластовая вода (с примерным процентным содержанием основных солей: натрия, кальция и калия хлористого, в концентрациях 70, 15 и 15%, соответственно), отобранная из залежей пластовой воды

нижнего карбона месторождений Удмуртской Республики), моделирующая смесь неорганических ингибиторов (натрия, кальция и калия хлористого), — пластовая вода с добавлением органических ингибиторов глин «BurSig», «Ингидол ГЛ» и «Atren PG».

Выбор именно данных составов, в качестве дисперсионных сред, для погружения в них кернового материала глинистых пород обусловлен тем, что на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» при бурении интервалов скважин под направление и кондуктор основной буровых растворов служит пресная вода, а интервалов бурения под эксплуатационную колонну пластовая вода.

Результаты исследований

По результатам лабораторных исследований, направленных на изучение характера разрушающего воздействия различных водных дисперсионных сред на керновый материал, сделаны следующие выводы:

- наибольшее разрушение образца керна глинистой горной породы произошло при погружении его в пресную воду, при этом наблюдалось набухание и радиальное расщепление слоев керна на отдельные чешуйки (рис. 2);

- при погружении образца керна глинистой породы в пластовую воду (в дисперсионную среду со смесью неорганических ингибиторов — натрия, кальция и калия хлористого) произошло набухание керна с частичным продольным расщеплением слоев глины (рис. 3);

- при погружении керна в дисперсионную среду со смесью неорганических (пластовая вода, содержащая соли натрия, кальция и калия хлористого) и органического ингибиторов не наблюдалось визуального разрушения кернового материала (рис. 4).

При этом при замене одного органического ингибитора на другой (ингибитор другой марки, из числа указанных в данной статье), существенных визуальных отличий



Рис. 4 — Керн, выдержанный в дисперсионной среде со смесью неорганических ингибиторов (пластовая вода, содержащая соли натрия, кальция и калия хлористого) и органического ингибитора (одного из испытуемых)

Fig. 4 — Core matured in a dispersion medium with a mixture of inorganic inhibitors (reservoir water containing sodium, calcium, and potassium chloride salts) and an organic inhibitor (one of the test subjects)

по разрушающему действию в результате смачивания образца керна глинистых пород водной дисперсионной средой, не выявлено (то есть вне зависимости от примененных органических ингибиторов, в сочетании с неорганическими ингибиторами глин, керн выглядел подобно образцу, представленному на рис. 4, без визуальных подтверждений разрушающего действия воды), что свидетельствует о том, что все подвергнутые испытанию органические ингибиторы выразительно проявили свое эффективное функциональное действие.

Итоги

По результатам лабораторных исследований, направленных на изучение характера разрушающего воздействия различных водных дисперсионных сред на керновый материал, выявлено, что наибольшее разрушение образца керна глинистой горной породы произошло при погружении его в пресную воду, а наименьшее — при погружении керна в дисперсионную среду со смесью неорганических и органических ингибиторов.

Выводы

На основании полученных результатов исследований можно констатировать, что гидратация глин максимально предотвращается при сочетании ввода в буровые промывочные жидкости органических и неорганических ингибиторов глин. Предотвращение диспергирования глин и вхождения их в буровую промывочную жидкость, тем самым, снижает, в ходе строительства скважин, вероятность возникновения технологических аварий и инцидентов, часто встречающихся при прохождении интервалов стволов скважин, представленных склонными к гидратации глинистыми отложениями.

Данный подход к решению проблемы предотвращения гидратации глин, основанный на сочетании применении органических и неорганических ингибиторов глин, уже успешно применяется на месторождениях нефти,

расположенных на территории Удмуртской Республики, Самарской области и Пермского края и носит рекомендательный характер для территориально соседствующих регионов и регионов со схожими горно-геологическими условиями.

Литература

1. Перродон А. Формирование и размещение месторождений нефти и газа. М.: Недра, 1991. 359 с.
2. Шарафутдинов З.З., Чегодаев Ф.А., Шарафутдинова Р.З. Буровые и тампонажные

растворы. Теория и практика. СПб.: Профессионал, 2007. 416 с.

3. Иносаридзе Е.М. и др. Инженерно-геологическая классификация глинистых горных пород и гидратообразующие буровые растворы для бурения в них // Нефтегазовое дело. 2010. №2. С. 1–55.
4. Соколов В.Н. Глинистые породы и их свойства // Соровский образовательный журнал. 2000. Т. 6. №9. С. 59–65.
5. Уляшева Н.М. и др. Задачи управления адгезионными свойствами буровых растворов при углублении скважины в

глинистых породах // Нефтегазовое дело. 2014. №6. С. 103–119.

6. Кузьмин В.Н. Ингибирование глин и предотвращение образования сальников при бурении под кондуктор. Всероссийская научно-практическая конференция. Ижевск, 2018. С. 283–288.
7. Кузьмин В.Н., Абашев А.Г. Авторский надзор за строительством эксплуатационных и поисково-разведочных скважин на месторождениях нефти ОАО «Удмуртнефть». Всероссийская научно-практическая конференция. Ижевск, 2018. С. 289–294.

ENGLISH

DRILLING

UDC 622.24

The prevention of hydration and collapse of clays

Author

Vyacheslav N. Kuzmin — Sc.D., head of department Department of BNGS; nf-kvn@udsu.ru

M.S. Gutseriev Institute of Oil and Gas, Udmurt State University, Izhevsk, Russian Federation

Abstract

The article deals with: the problems arising in the drilling intervals of the wellbore, consisting of clay rocks, prone to hydration and collapse; the mechanism of swelling of clay rocks, the process of inhibition of clays; aspects of the use of clay inhibitors; some clay inhibitors, positively proven in laboratory tests and/or in the practice of drilling oil wells; briefly presents the results of laboratory tests for the prevention of swelling of clay rocks under the influence of water dispersion medium..

Materials and methods

Laboratory studies are directed at finding the maximum ways to protect the core material of clay rocks from hydration, by selecting effective clay inhibitors. In the course of laboratory studies of the core material, observations were made of the effect of various dispersion media on clay rock, by immersing the core segment

in the dispersion medium for 24 hours, at rest (without mechanical mixing) in comparison with the source material, that is, the core not subjected to wetting by the dispersion medium.

Keywords

drilling of wells, hydration of clay rocks, clay inhibition, inhibitors clays, formation of cavities, formation clay balling

Results

According to the results of laboratory studies aimed at studying the nature of the destructive effect of various water dispersion media on the core material, it was revealed that the greatest destruction of the core sample of clay rock occurred when it was immersed in fresh water, and the least-when the core was immersed in a dispersion medium with a mixture of inorganic and organic inhibitors.

Conclusions

Based on the results of research, it can

be stated that the hydration of clays is prevented as much as possible when combined with the introduction of organic and inorganic clay inhibitors into drilling fluids. Preventing the dispersion of clays and their entry into the drilling fluid will reduce the likelihood of technological accidents and incidents occurring during the construction of wells, which are often encountered during the passage of intervals of well shafts represented by clay deposits prone to hydration. This approach to solving the problem of preventing clay hydration, based on the combined use of organic and inorganic clay inhibitors, has already been successfully used in oil fields located on the territory of the Udmurt Republic, Samara region and Perm region and is recommended for geographically neighboring regions and regions with similar mining and geological conditions.

References

1. Perrodon A. *Formirovanie i razmeshchenie mestorozhdeniy nefti i gaza* [Formation and placement of oil and gas fields]. Moscow: Nedra, 1991, 359 с.
2. Sharafutdinov Z.Z., Chegodaev F.A., Sharafutdinova R.Z. *Burovye i tamponazhnye rastvory. Teoriya i praktika* [Drilling and grouting solutions. Theory and practice]. Saint-Petersburg: Professional, 2007, 416 p.
3. Inosaridze E.M. and oth. *Inzhenerno-geologicheskaya klassifikatsiya glinistykh gornyykh porod i gidratoobrazuyushchie burovye rastvory dlya bureniya v nih* [Engineering-geological classification of clay rocks

and hydrate-forming drilling fluids for drilling in them]. Oil and Gas business, 2010, issue 2, pp. 1–55.

4. Sokolov V.N. *Glinistyye porody i ikh svoystva* [Clay rocks and their properties]. Soroovsky educational journal, 2000, vol. 6, issue 9, pp. 59–65.

5. Ulyasheva N.M. and oth. *Zadachi upravleniya adgezionnymi svoystvami burovyykh rastvorov pri uglublenii skvazhin v glinistykh porodakh* [Problems of control of adhesive properties of drilling fluids when deepening a well in clay rocks]. Oil and Gas business, 2014, issue 6, pp. 103–119.
6. Kuz'min V.N. *Ingibirovanie glin i*

predotvrashchenie obrazovaniya sals'nikov pri burenii pod konduktor [Inhibition of clays and prevention of oil seals formation during drilling under the conductor]. The all-Russian scientific and practical conference. Izhevsk, 2018, pp. 283–288.

7. Kuz'min V.N., Abashev A.G. *Avtorskiy nadzor za stroitel'stvom ekspluatatsionnykh i poiskovo-razvedochnykh skvazhin na mestorozhdeniyakh nefti OAO «Udmurtneft'»* [Author's supervision of construction of operational and exploration wells at oil fields of JSC "Udmurtneft"]. The all-Russian scientific and practical conference. Izhevsk, 2018, pp. 289–294.