DOI: https://doi.org/10.25689/NP.2020.1.73-82

УДК 622.24

ИНГИБИРОВАНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ С ЦЕЛЬЮ БЕЗАВАРИЙНОЙ ПРОХОДКИ ИНТЕРВАЛОВ НЕУСТОЙЧИВЫХ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД

Кузьмин В.Н., Трефилова Т.В.

ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева

INHIBITION OF DRILLING FLUIDS WITH THE GOAL OF ACCIDENT-FREE DRILLING OF THE INTERVAL OF UNSTABLE CLAY ROCKS

V.N. Kuzmin, T.V. Trefilova

Udmurt state University", Institute of oil and gas name M.S. Gutserieva

E-mail: nf-kvn@udsu.ru

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы уменьшения процесса набухания неустойчивых глин за счет их ингибирования, поскольку осыпи и обвалы неустойчивых глинистых пород все еще остаются одной из актуальных проблем, возникающих при бурении скважин.

Лабораторные исследования были направлены на предотвращение набухания глин за счёт сочетанного ингибирования их, а именно, путём ввода в состав рецептуры бурового раствора (эмульсионного бурового раствора) неорганического ингибитора глин калия хлористого (как фактор ионного обмена) и сульфированного асфальта (как фактор создания водонепроницаемого барьера в порах и каналах буримых пород).

На основании результатов, полученных в ходе лабораторных исследований для строительства скважин, при прохождении интервалов со склонными к гидратации глинистыми отложениями, рекомендовано применение эмульсионного бурового раствора, в состав рецептуры которого введены калий хлористый и сульфированный асфальт. Применение данного типа бурового раствора, дополнительно усиленного ингибиторами глин, позволит предотвратить гидратацию и осыпание глин и, тем самым, снизить вероятность возникновения технологических аварий и инцидентов.

Ключевые слова: *бурение скважин; ингибирование глин; ингибиторы глин; буровые растворы*

Abstract. The article deals with the issues of reducing the swelling process of unstable clays due to their inhibition, since scree and collapses of unstable clay rocks are still one of the actual problems that arise when drilling wells. Laboratory studies were aimed at preventing swelling of clays due to combined inhibition of them, namely, by introducing an inorganic inhibitor of clays potassium chloride (as a factor of ion exchange) and sulfated asphalt (as a factor of creating a waterproof barrier in the pores and channels of drilled rocks) into the formulation of drilling mud (emulsion drilling mud). Based on the results obtained in the course of laboratory studies for the construction of wells, when passing intervals with clay deposits prone to hydration, it is recommended to use an emulsion drilling mud, the composition of the formulation of which is introduced potassium chloride and sulfated asphalt.

The use of this type of drilling mud, additionally enhanced with clay inhibitors, will prevent hydration and shedding of clays and, thus, reduce the likelihood of technological accidents and incidents.

Keywords: *The drilling of wells; inhibition of clays; inhibitors of clays; drilling fluids*

Потеря устойчивости горных пород является одним из наиболее распространенных осложнений в процессе строительства скважин на нефть и газ. Факторы потери устойчивости стенок скважин разнообразны, но все они определяются отклонением от номинального размера сечения скважины. Изменение диаметра ствола может быть обусловлено образованием глинистой корки (уменьшение) и размывом отложений, представленных, например, растворимыми солями (образование каверн). Кавернообразование обусловлено осыпями или обвалами горных пород, уменьшение диаметра скважины - выпучиванием пород. Причины последнего явления также различны. Выпучивание пород может привести как к обвалам, (падение пород под действием веса в направлении забоя скважины), так и к пробкообразованию (течение пород в направлении от забоя к устью скважины) [1, 2].

Глинистые породы, к которым относятся набухающие глины, аргиллиты и глинистые сланцы, составляют около 60 % от всего осадочного комплекса пород, где сосредоточены основные запасы нефти и газа. Обрушения стенок скважины или пластические деформации после их

вскрытия приводят к осложнениям, на ликвидацию которых затрачивается порядка 25 % производительного времени, а также дополнительный расход материалов [3, 4].

В некоторых случаях, при появлении подобных осложнений, скважину вообще не удается пробурить до проектной глубины. Анализ баланса времени строительства скважин по основным нефтедобывающим регионам страны показывает, что суммарное время, затрачиваемое на ликвидацию указанных осложнений и сопутствующих им аварий, в среднем за последние годы составляет около 10 % календарного времени бурения. Вот почему при бурении скважин с целью поиска, разведки и разработки месторождений углеводородного сырья значительную трудность представляет проходка потенциально неустойчивых глинистых пород [5 - 8].

Таким образом, осыпи и обвалы неустойчивых глинистых пород все еще остаются одной из актуальных проблем, возникающих при бурении скважин.

В статье рассмотрены вопросы уменьшения процесса набухания неустойчивых глин за счет их ингибирования. Ингибирующая способность – это способность бурового раствора предупреждать или замедлять деформационные процессы в околоствольном пространстве скважины, представленном легко гидратирующимися, набухающими и размокающими глинистыми породами.

Ингибирование буровых растворов возможно посредством:

1. Ионного обмена (применение хлор-калиевых, кальциевых или натриевых растворов);
2. Капсуляции частиц буримых глин и стенок скважины за счет полимеров (полиакрилат, полиакриламид);
3. Капсуляции частиц буримых глин и стенок скважины за счет создания водонепроницаемых пленок (силикатной или гликолевой);

4. Создания водонепроницаемого барьера в порах и каналах буримых пород (асфальтены или гликоли);
5. Капсуляции частиц буримых пород и стенок скважины за счет применения многополимерных рецептур;
6. Применения растворов на углеводородной основе, не имеющих в растворе воду и, следовательно, нейтральных к разбуриваемым глинам [9].

Набухание и другие специфические свойства глинистых минералов с лабильной решеткой оказываются связанными со структурно-кристаллическими особенностями глинистых минералов (Рис. 1).

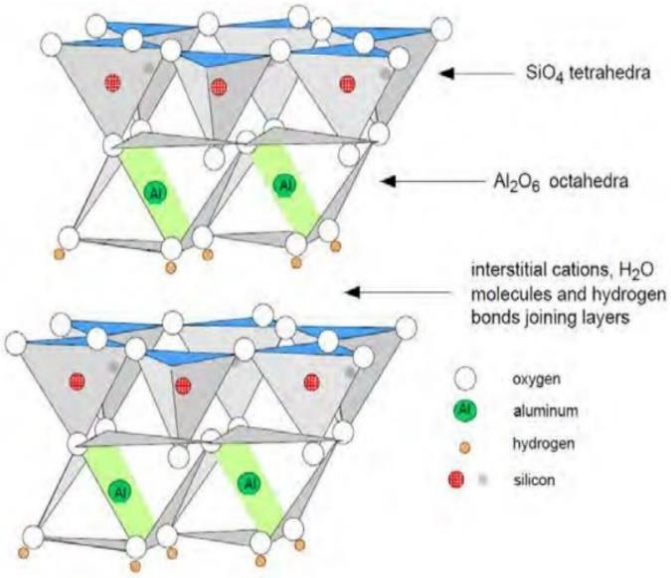

Рис. 1. Тетраэдр-октаэдрическая структура глин

Структура глинистых минералов образована сочленением двух типов слоев. Первый слой сформирован кремнекислородными (SiO_4) тетраэдрами, а второй состоит из двух слоев плотно упакованных атомов кислорода и гидроксильных групп, между которыми расположены атомы алюминия, железа или магия, образующих октаэдрическую форму ($Al_2(OH)_6$, $Fe_3(OH)_6$, $Mg_3(OH)_6)_n$. Молекулы воды могут проникать между частицами глины (тетраэдрическими и октаэдрическими структурами) и формировать единый ионно-гидратационный слой, вызывая изменения в решетке и подвижность кристаллов [10].

Порядок испытаний

Весь спектр лабораторных исследований был направлен на предотвращение набухания глин за счёт сочетанного ингибирования их, а именно, путём ввода в состав рецептуры бурового раствора (эмульсионного бурового раствора) неорганического ингибитора глин калия хлористого (использовался фактор ионного обмена) и сульфированного асфальта (использовался фактор создания водонепроницаемого барьера в порах и каналах буримых пород).

В ходе лабораторного тестирования проведены наблюдения за процессом набухания с дальнейшим разрушением (либо сохранения устойчивости к набуханию и дальнейшему разрушению) образцов керна пород глин, склонных к гидратации, при погружении керна в различные по составу водные дисперсионные среды на 24 часа, в состоянии покоя (без механического перемешивания) в сравнении с исходным материалом, то есть керном, не подвергнутым смачиванию дисперсионной средой (Рис. 2).

Рис. 2. Керн, не подвергнутый смачиванию

Результаты лабораторных испытаний:

- при погружении в пресную воду наблюдается наибольшая степень разрушения керна глинистой породы, с набуханием и радиальным расщеплением слоёв керна на отдельные чешуйки (Рис. 3);
- при погружении керна глинистой породы в минерализованную пластовую воду (Рис. 4) и в классический полисахаридный буровой

раствор с применением неорганических ингибиторов глин (Рис. 5) произошло набухание керна с частичным продольным расщеплением слоёв глины;

– при погружении керна в эмульсионный буровой раствор, обработанный калием хлористым и сульфированным асфальтом, не наблюдается визуального разрушения кернового материала (Рис. 6).

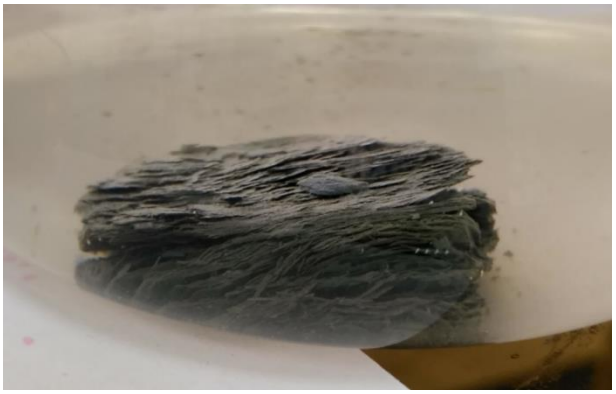

Рис. 3. Керн, выдержанный в течение суток в пресной воде

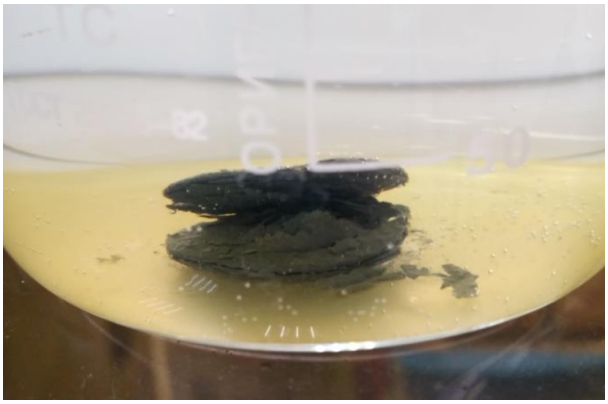

Рис. 4. Керн, выдержанный в течение суток в пластовой минерализованной воде

Рис. 5. Керн, выдержанный в течение суток в классическом полисахаридном буровом растворе, с применением неорганических ингибиторов глин

Рис. 6. Керн, выдержанный в течение суток в эмульсионном буровом растворе, обработанном калием хлористым и сульфированным асфальтом

Заключение

В ходе строительства скважин, для прохождения интервалов со склонными к гидратации глинистыми отложениями, рекомендуется применение эмульсионного бурового раствора, в состав рецептуры которого введены калий хлористый и сульфированный асфальт. Применение данного типа бурового раствора, дополнительно усиленного ингибиторами глин, позволит предотвратить гидратацию и осыпание глин и, тем самым, снизить вероятность возникновения технологических аварий и инцидентов.

Список литературы

1. Перродон А. Формирование и размещение месторождений нефти и газа: монография, пер. с франц. М.: Недра. 1991. 359с.
2. Васильченко С.В. О теории и практике борьбы с разрушениями стенок скважин / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. № 4. - 2009. - С. 22-27.
3. Гамзатов С.М. Методика определения и прогнозирования осмотических явлений в скважинах Текст. / С.М. Гамзатов // РНТС: сер. Бурение / М.: ВНИИОЭНГ. № 10. - 1973. - С. 15-17.
4. Кузьмин В.Н., Абашев А.Г. Авторский надзор за строительством эксплуатационных и поисково-разведочных скважин на месторождениях нефти ОАО «Удмуртнефть» // Современные технологии извлечения нефти и газа. Перспективы развития минерально-сырьевого комплекса (Российский и мировой опыт): материалы Всероссийской научно-практической конференции, с

международным участием, в честь 25-летия высшего нефтяного образования Удмуртской Республики. Ижевск. 2018. С. 289-294.
5. Шарафутдинов З.З., Чегодаев Ф.А., Шарафутдинова Р.З. Буровые и тампонажные растворы. Теория и практика. СПб.: Профессионал. 2007. 416 с.
6. Инженерно-геологическая классификация глинистых горных пород и гидратообразующие буровые растворы для бурения в них / Иносаридзе Е.М. [и др.] // Нефтегазовое дело. 2010. №2. С. 1-55.
7. Задачи управления адгезионными свойствами буровых растворов при углублении скважины в глинистых породах / Уляшева Н.М. [и др.] // Нефтегазовое дело. 2014. №6. С. 103-119.
8. Кузьмин В.Н. Ингибирование глин и предотвращение образования сальников при бурении под кондуктор // Современные технологии извлечения нефти и газа. Перспективы развития минерально-сырьевого комплекса (Российский и мировой опыт): материалы Всероссийской научно-практической конференции, с международным участием, в честь 25-летия высшего нефтяного образования Удмуртской Республики. Ижевск. 2018. С. 283-288.
9. Соколов В.Н. Глинистые породы и их свойства // Соровский Образовательный Журнал. 2000. Том 6, №9. С.59-65.
10. Кульчицкий Л.И., Усьяров О.Г. Физико-химические основы формирования свойств глинистых пород. М.: Недра. -1981. -178 с.

References

1. A. Perrodon *Formirovanie i razmeshchenie mestorozhdenij nefti i gaza* [Oil and gas field formation and distribution]. Moscow: Nedra Publ, 1991, 359 p (translated from French)
2. S.V. Vasilchenko *O teorii i praktike bor'by s razrusheniyami stenok skvazhin* [Theory and practice of well collapse control]. Stroitel'stvo neftyanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more [Construction of oil and gas wells on-shore and off-shore], 2009, No.4, pp.22-27 (in Russian)
3. S.M. Gamzatov *Metodika opredeleniya i prognozirovaniya osmoticheskih yavlenij v skvazhinah* [Procedure for detecting and forecasting osmotic conditions in wells]. Moscow: VNIIOENG Publ, 1973, No.10, pp.15-17 (in Russian)
4. V.N. Kuzmin, A.G. Abashev *Avtorskij nadzor za stroitel'stvom ekspluatacionnyh i poiskovo-razvedochnyh skvazhin na mestorozhdeniyah nefti OAO «Udmurtneft'»* [Supervision of production and exploratory wells construction in Udmurtneft's fields] State-of-the-art technologies of oil and gas production. Outlook for the development of mineral resources sector: Proceedings of National Research-to-Practice Conference. Izhevsk, 2018, pp.289-294 (in Russian)
5. Z.Z. Sharafutdinov, F.A. Chegodaev, R.Z. *Sharafutdinova Burovye i tamponazhnye rastvory. Teoriya i praktika* [Drill muds and cement slurries. Theory and practice]. St-Petersburg: Professional Publ, 2007, 416 p (in Russian)
6. E.M. Inosaridze *Inzhenerno-geologicheskaya klassifikaciya glinistyh gornyh porod i gidratoobrazuyushchie burovye rastvory dlya bureniya v nih* [Geotechnical classification

of clay rocks and hydrate-forming muds for well drilling in such rocks]. Neftegazovoye delo, 2010, No.2, pp. 1-55 (in Russian)

7. N.M. Ulyasheva *Zadachi upravleniya adgezionnymi svojstvami burovyh rastvorov pri uglublenii skvazhiny v glinistyh porodah* [Problems of dill mud adhesive properties control during well deepening in clay rocks]. Neftegazovoye delo, 2014, No.6, pp.103-119 (in Russian)
8. V.N. Kuzmin *Ingibirovanie glin i predotvrashchenie obrazovaniya sal'nikov pri burenii pod konduktor* [Shale inhibition and prevention of balling-up during surface hole drilling]. State-of-the-art technologies of oil and gas production. Outlook for the development of mineral resources sector: Proceedings of National Research-to-Practice Conference. Izhevsk, 2018, pp. 283-288 (in Russian)
9. V.N. Sokolov *Glinistye porody i ih svojstva* [Clay rocks and their properties]. Sorovsky Educational Journal, 2000, Vol.6, No.9, pp.59-65 (in Russian)
10. L.I. Kulchitsky, O.G. Usiarov *Fiziko-himicheskie osnovy formirovaniya svojstv glinistyh porod* [Physics and chemistry of clay rock properties development]. Moscow, Nedra Publ, 1981, 178 p (in Russian)

Сведения об авторах

Кузьмин Вячеслав Николаевич, кандидат наук, заведующий кафедрой БНГС, ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева, г.Ижевск, Российская Федерация
E-mail: nf-kvn@udsu.ru, yakvn72@yandex.ru

Трефилова Татьяна Валерьевна, старший преподаватель кафедры БНГС, ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева, г.Ижевск, Российская Федерация
E-mail: trefilova_tv@udsu.ru

Authors

V.N. Kuzmin, candidate Sciences, head of department Department of BNGS, of the "Udmurt state University", Institute of oil and gas name M.S. Gutserieva, Izhevsk, Russian Federation
E-mail: nf-kvn@udsu.ru, yakvn72@yandex.ru

T.V. Trefilova, senior lecturer of the Department of BNGS, Udmurt state University, Institute of oil and gas name M.S. Gutserieva, Izhevsk, Russian Federation
E-mail: trefilova_tv@udsu.ru

Кузьмин Вячеслав Николаевич
426034, Российская Федерация
г. Ижевск, ул. Университетская 1
Тел.: +7 912 745 45 11
E-mail: nf-kvn@udsu.ru