DOI: https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.214-229
EDN IXJRPX
УДК 622.244.442:66.067.1

Исследование влияния щелочного фильтрата бурового раствора на устойчивость стенок скважины

Янышев Л.Я., Купаев Р.С., Аль Маолаи М.С.Д.
ООО «Буровые Системы», Ижевск, Россия

Investigation of the effect of alkaline drilling mud filtrate on the stability of borehole walls

L.Ya. Yanishev, R.S. Kupaev, M.S.D. Al Maolaee
"Drilling Systems" LLC, Izhevsk, Russia

E-mail: KupaevRS@yandex.ru

Аннотация. Статья посвящена описанию зависимости устойчивости стенок скважины от pH фильтрата бурового раствора, описаны теоретические аспекты неустойчивости стенок скважины, сложенных глинистыми породами и, как логическое завершение материала статьи, показана практическая ценность предлагаемого технического решения для предупреждения обвалообразования неустойчивых глинистых пород в ходе строительства скважин.

Ключевые слова: *бурение скважин; неустойчивость стенок скважины; фильтрат бурового раствора; влияние pH фильтрата на устойчивость стенок скважины, ингибирующие буровые растворы на водной основе*

Для цитирования: Янышев Л.Я., Купаев Р.С., Аль Маолаи М.С.Д. Исследование влияния щелочного фильтрата бурового раствора на устойчивость стенок скважины // Нефтяная провинция.-2025.-№2(42).-С. 214-229. - DOI https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.214-229. - EDN IXJRPX

Abstract. The article describes the stability of borehole walls from drilling mud filtrate with different pH, describes the theoretical aspects of the instability of borehole walls composed of clay rocks and, as a logical conclusion of the article, shows the practical value of the proposed technical solution to prevent the collapse of unstable clay rocks during the construction of oil wells.

Key words: *drilling of wells; instability of the borehole walls; drilling mud filtrate; the effect of the pH of the filtrate on the stability of the walls of the well*

© Янышев Л.Я., Купаев Р.С., Аль Маолаи М.С.Д., 2025

For citation: L.Ya. Yanishev, R.S. Kupaev, M.S.D. Al Maolaee Issledovaniye vliyaniya shchelochnogo fil'trata burovogo rastvora na ustoychivost' stenok skvazhiny [Investigation of the effect of alkaline drilling mud filtrate on the stability of borehole walls]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(42), 2025. pp. 214-229. DOI https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.214-229. EDN IXJRPX (in Russian)

Введение

Увеличение объёма бурения скважин кустовым методом привело к увеличению протяженности стволов скважин. С увеличением протяженности бурения возникла необходимость в совершенствовании не только техники и технологии буровых работ, но и систем промывки скважин буровыми растворами. Технические и экономические показатели бурения во многом зависят от совершенства технологии промывки скважин, состава и свойств буровых растворов, их физико-химической обработки и их соответствия разбуриваемым породам. Это обусловлено прежде всего тем, что буровые растворы, применяющиеся для промывки скважин, являются средами, в которых происходит разрушение горной породы буровым долотом, работы забойных гидравлических двигателей, бурильных и обсадных труб, геофизических приборов, а также осуществляются вскрытие, освоение нефтегазовых залежей и крепление скважин.

Известно, что состав и свойства буровых растворов оказывают влияние на характер разрушения горной породы на забое. При соответствующем регулировании физико-химических свойств буровых растворов можно управлять процессами буримости горных пород, устойчивостью стенок скважин, сложенных глинистыми сланцами, отложениями солей и т. д. От природы и содержания твердой фазы, типа химической обработки, коррозионных свойств бурового раствора, зависят работоспособность долот, долговечность работы бурильных и обсадных труб, турбобуров, электробуров, ГЗД и многих других узлов бурового оборудования. Промывочные средства существенно влияют на многие природные физические и механические ха-

рактеристики горных пород. Наличие в растворе большого количества глинистой фазы приводит к интенсивной кольматации порового пространства пород, значительно снижая их пористость, проницаемость, а следовательно, и дебит скважин, и удельную продуктивность нефтяных и газовых пластов. Отечественной и зарубежной практикой бурения скважин с промывкой технической водой установлено, что область ее применения, как эффективной промывочной жидкости, ограничена глубинами 1500—1800 м. При использовании воды для промывки скважин глубиной 2000—2500 м показатели бурения снижались вследствие ухудшения очистки забоя от выбуренной породы и осложнений в глинах и солевых отложениях. На таких глубинах гидростатического давления воды недостаточно, чтобы создать необходимое противодавление на стенки скважины и обеспечить их устойчивость. Данную проблему решили добавлением защитных коллоидов (ГЭЦ, КМЦ, полиакрилаты, крахмал, биополимеры и т.д.) в буровой раствор для снижения активности с глинистыми породами.

Однако в настоящее время проблема неустойчивости стенок скважины сложенными глинистыми породами склонными к обвалообразованию остаётся актуальной. В разрезе скважины зачастую встречаются пласты и пропластки аргиллитов. Аргиллит представляет собой твёрдую камнеподобную горную породу, образовавшуюся в результате уплотнения, дегидратации и цементации глин при диагенезе и эпигенезе (стадии превращения осадочных пород в более стабильные формы под действием давления, температуры и химических реакций), диффузии. По минералогическому и химическому составу аргиллиты очень сходны с глинами, но отличаются от них большей твёрдостью и неспособностью размокать в воде. Цементирующим веществом в аргиллите является не полностью обезвоженная глина. В следствии обвалообразования аргиллита возникает сужение ствола сква-

жины, эффект поршневания и свабирования при спуско – подъёмных операциях, возникает риск прихвата бурильного инструмента и потери скважины.

В настоящее время разработка месторождений ведется преимущественно проводкой горизонтальных стволов. Обвалившийся аргиллит на горизонтальном участке скважины будет оседать на нижней части ствола, так как аргиллит имеет плотность в пределах от 1,7 до 2,6г/см^3, силы СНС бурового раствора недостаточно для удержания обвалившейся породы во взвешенном состоянии. Во время промывки на поверхности обвалившегося аргиллита будет образовываться фильтрационная корка – саркофаг, вследствие чего данная порода превратится в одно целое со стволом скважины. Вымыв данной глинистой корки невозможен по причине молекулярной связи адсорбционных частиц.

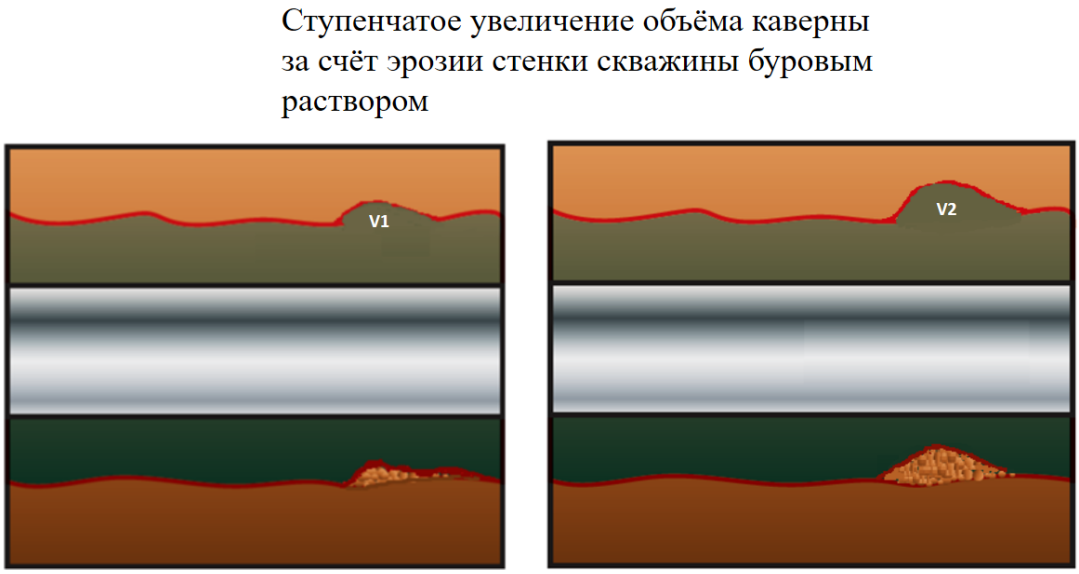

Рис. 1. Статическое увеличение объёма каверны

Обвалообразование аргиллита

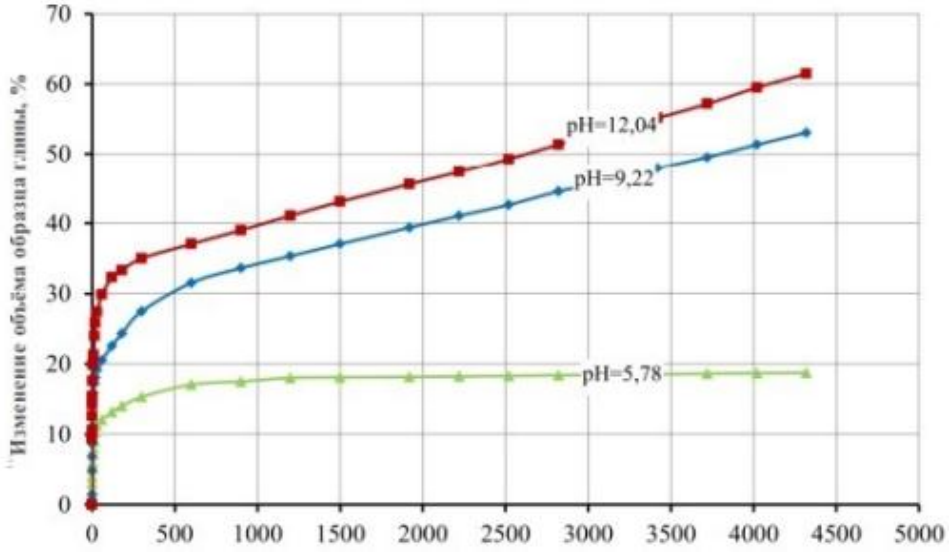

Рис. 2. График изменения объёма образца глины при различном pH

На графике представлена зависимость изменения объёма образца глины при нахождении её в воде, содержащей разные формы глинокислоты и отсутвующих ионах кальция и (или) калия. Увеличение объёма образцов будет происходить до тех пор, пока глина не диспергирует до молекул, дальнейшего увеличения не произойдет поскольку для расщепления молекулы на атомы необходимо торпедирование. Скорость увеличения объёма образцов зависит от величины содержания ионов водорода, чем выше щелочность воды, тем быстрее будет происходить диспергация. Быстрое увеличение объёма глинистой породы, приведет к более быстрому наступлению «геологического» осложнения.

Если бурение в глинистой породе происходит с использованием промывочной жидкости с pH>7, ее компоненты, проникающие в породу, вызывают набухание и разупрочнение глин (Рис. 2). Исходя из графика видно, чем выше щелочность раствора, тем сильнее изменится объём глины. Набухание происходит благодаря мелкопористой структуре и отрицательному заряду на глинистых частицах, глинистые породы ведут себя как полупроницаемые мембраны, через которые в соответствии с химическим градиен-

том проникают ионы фильтрата. Направление переноса ионов главным образом зависит от активности (величины pH) водной фазы в буровом растворе и в порах глинистой породы.

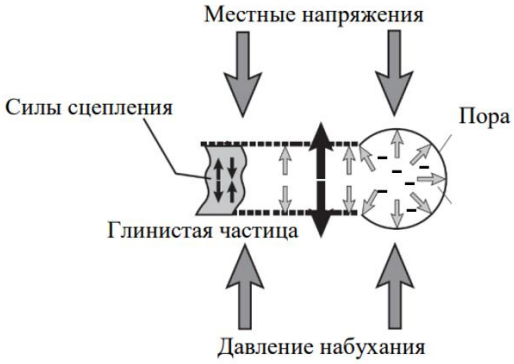

Рис. 3. Глинистая частица

Изначально глинистая порода заряжена отрицательно, при взаимодействии с положительно заряженным фильтратом (pH>7) бурового раствора происходит ионообмен. Ионообмен представляет собой движение воды или фильтрата бурового раствора под действием внешнего электрического поля. В большинстве случаев этот процесс направлен от анода (положительного электрода) к катоду (отрицательному электроду). Проникновение воды в поровое пространство глинистой породы влияет на толщину диффузного слоя. При значительном изменении толщины диэлектрического слоя, в глинистой породе меняется объём связанной воды, что в свою очередь вызывает осмотическое явление, т.е. возникает дополнительное поровое давление, что наглядно представлено на рис. 4.

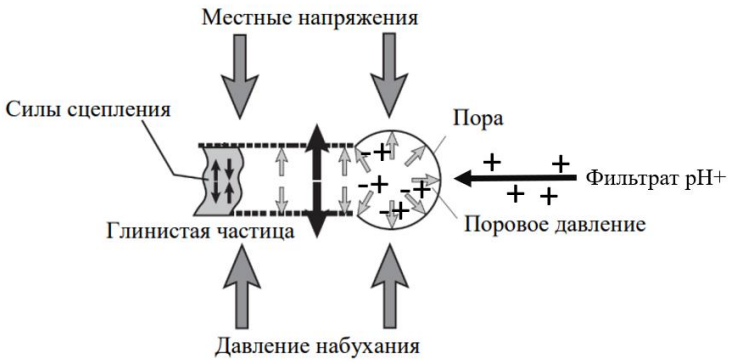

Рис. 4. Возникновение явления осмоса, вследствие проникновения щелочного фильтрата

Характерной особенностью структуры глин является то, что кислородная поверхность одного слоя контактирует с аналогичной кислородной поверхностью соседнего слоя, что является предпосылкой для процессов набухания, так как молекулы воды и других полярных жидкостей могут проникать между структурными слоями глины и ещё более снижать взаимодействие между ними. В зависимости от количества воды, находящейся в межслоевом пространстве, расстояние может изменяться от 9,6·10-8 до 140·10-8 см (возможно до полного расслоения).

Исследование глинистых образцов

Для подтверждения выше сказанного было проведено лабораторное исследование. Были взяты два одинаковых по химическому составу, массе и размеру образца аргиллитов (Рис. 5).

Рис. 5. Образцы аргиллитов

Образец №1 смочен раствором тех. воды и каустической соды, pH раствора 11. После непродолжительного времени, в следствие ионообмена между глинистой частицей (отрицательный заряд) и щелочным фильтратом (положительный заряд) будет происходить увлажнение и диспергация образца вплоть до полного расслоения (Рис. 6).

Рис. 6. Образец №1, смоченный раствором с pH - 11

Образец №2 был смочен раствором тех. воды с добавлением нитрило-триметилфосфоновой кислоты (НТФ), pH раствора 5. Во время наблюдения изменение структуры образца не происходило (Рис. 7).

Рис. 7. Образец, смоченный раствором с pH - 5

Реакция образца, помещенного в раствор с кислой средой, схематично изображена на рисунке.

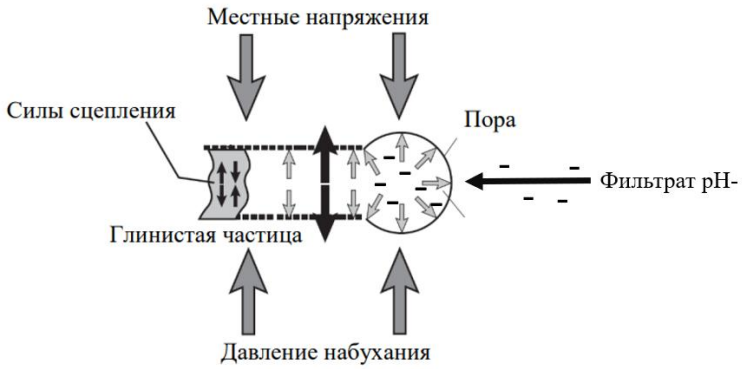

Рис. 8. Реакция образца глинистой породы фильтрат с pH <7

Как видно из рис. 8, поровое давление не изменится, так как не будет реакции между одноименными зарядами. Из этого следует, что проникающий фильтрат не будет вступать в реакцию с глинистой частицей.

Предупреждение обвалообразования неустойчивых глинистых пород

Для бурения в неустойчивых породах, склонных к обвалообразованию, используют буровые растворы, содержащие в своём составе ингибирующие компоненты. Ингибирующими компонентами буровых растворов могут служить: известь Ca(OH)2, хлористый калий KCl, аммонийные соли и другие электролиты. Так же в качестве ингибиторов применяют анионактивные ПАВ, которые являются носителями Ca2+, Ba2+, K+, NH4+.

Процесс ингибирования глинистой частицы заключается в следующем:

1) первым этапом на поверхности глины адсорбируются ионы Ca2+, Ba2+, K+.

2) при катионном обмене активируются ранее пассивные участки глин или поверхности глинистых частиц;

3) ослабляются анизотропия и анизометрия частиц в результате появления на глине замещенных экспонированных участков;

4) повышается заряд глинистых частиц и возникает контактная и жидкостная коагуляция глинистых частиц.

При дисперсии (процесс расслоения глинистых частиц) происходит отдаление глинистых частиц из-за адсорбации несвязанной воды на поверхности. Величина слоя воды, взаимодействующей с глинистой частицей, определяется типом и количеством катионов. Процесс ингибирования глинистой частицы двухвалентными ионами Ca2+, Ba2+ заключается в создании «мостика» между частицами глины, за счёт чего увеличивается сила притяжения между пластинами и уменьшается количество свободной воды. При ингибировании глинистой частицы K+, в растворе рядом с молекулой воды оказывается одновалентный ион. Обозначим энергию активации скачков воды через N, тогда при попадании иона энергия скачков станет равной N+ ΔN. Чем больше величина ΔN, тем реже происходит обмен молекул

воды и тем сильнее гидратация. Для одновалентных ионов K+, $\Delta N < 0$, молекулы воды около ионов с отрицательной ΔN становятся более подвижными, гидратация снижается. Это явление названо отрицательной гидратацией.

Ингибированный кальциевый буровой раствор

Для предупреждения осложнений в процессе строительства скважин, в лаборатории ООО «Буровые системы» была разработана и испытана рецептура кальциевого ингибированного бурового раствора. В качестве структурообразователя использовалась гашеная известь, для образования молекулярной связи PAC LV и PAC HV, НТФ для снижения величины pH и биополимер для снижения водоотдачи. Параметры исходного бурового раствора после приготовления представлены в табл. 1.

Таблица 1

Параметры ингибированного кальциевого бурового раствора

Плотность, кг/м^3	Условная вязкость, сек.	pH раствора	Фильтрация, См^3/30мин	pH фильтрата	КТК,°	Пластическая Вязкость, Па	ДНС, Па	СНС 1/10,Па
1,05	65	5	5	5	4	24	2,2	60/60

Следующим этапом для проверки стабильности параметров приготовленного раствора имитировали бурение в глинистых отложениях добавлением в буровой раствор 30 гр. на литр глинопорошка ПБМБ. При взаимодействии с буровым раствором на молекуле глины адсорбируются положительно заряженные ионы кальция, а кислотная среда фильтрата не вызывает диспергацию глинистых частиц, что схематично изображено на рис. 9.

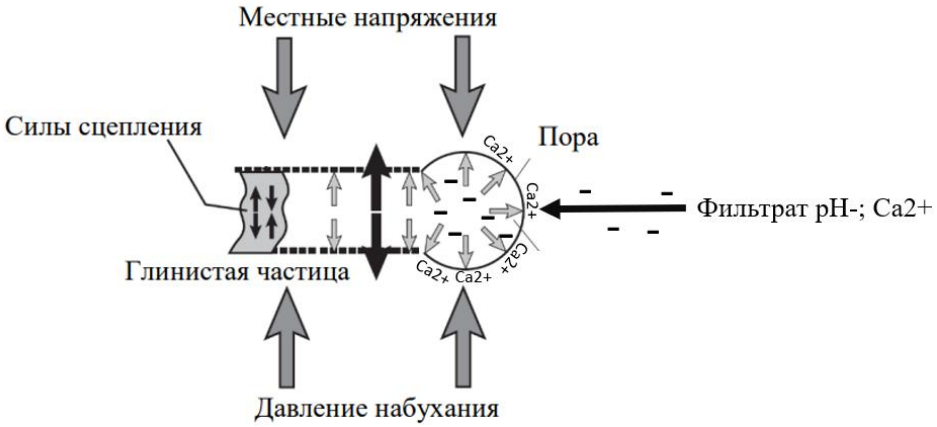

Рис. 9. Проникновение фильтрата кальциевого бурового раствора

При процеживании через сито (имитация первой ступени системы очистки), введённый в раствор глинопорошок полностью остаётся на сите, перехода «выбуренной» породы в раствор не происходит.

Рис. 10. Очистка ингибированного бурового раствора от ПБМБ

После очистки параметры бурового раствора не изменились. Следовательно, механизм ингибирования за счёт ионов кальция и поступление «одноименно заряженного» фильтрата предупредит диспергацию глинистых отложений.

Для сравнения был приготовлен буровой раствор, по программе промывки скважины №910, Пентегенского Месторождения. Для бурения данной скважины в интервале под эксплуатационную колонну (1740-2020 м),

диаметром 168 мм, использовали биополимерный солевой ингибированный буровой раствор. Параметры бурового раствора после приготовления соответствовали программным:

Таблица 2

Параметры бурового раствора после испытания

Плотность, кг/м^3	Условная вязкость, сек.	pH раствора	Фильтрация, См^3/30мин	pH фильтрата	КТК, °	Пластическая Вязкость, Па	ДНС, Па	СНС 1/10, Па
1,07	55	10	4	9	3,5	20	2,3	18

6.2. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА БУРОВОГО РАСТВОРА

Параметры по стандарту API	Диапазон
БПСИР	
Плотность, г/см^3	1,06±0,03
Условная вязкость, сек/кв	40-55
ПВ, сП	10-18
ДНС, фунт/100футов	14-24
СНС 10 сек, фунт/100футов^2	4-12
СНС 10 мин, фунт/100футов^2	6-18
Фильтратоотдача, см^3/30мин	≤5
Толщина фильтрационной корки, мм	≤1
[Ca2+], мг/л	≤800
pH	9-11
Содержание песка, %	<0,5
Содержание смазки, %	≥2
МВТ	<15

Рис. 11. Выкопировка из программы промывки скв. 910, Пентегенского месторождения

Далее произвели испытание бурового раствора на устойчивость при бурении в глинистых отложениях добавлением 30 гр. на литр БПСИР.

Рис. 12. Распущенные частицы глинопорошка при очистке

При процеживании через сито наблюдался пептизация (переход выбуренной породы в раствор), при этом условная вязкость раствора стала не текучей.

Таблица 3

Параметры бурового раствора после очистки через сито:

Плотность, кг/м^3	Условная вязкость, сек.	pH раствора	Фильтрация, См^3/30мин	pH фильтрата	КТК, °	Пластическая Вязкость, Па	ДНС, Па	СНС 1/10,Па
1,08	н/т	10	3	9	5	27	3,0	22/37

Вывод

При бурении скважин, содержащиеся в разрезе склонные к обвалообразованию породы (аргиллиты), устойчивость которых обеспечивают свободные ионы Са+, К+, с содержанием ионов водорода в фильтрате бурового раствора меньше 7. Такие мероприятия для предотвращения обвалообразования, как увеличение плотности бурового раствора и увеличение условной вязкости не даст длительного положительного эффекта.

Приготовленный в лаборатории ООО «Буровые системы» ингибированный кальциевый буровой раствор с низким значением pH позволит предотвратить обвалообразование неустойчивых глинистых пород и тем самым сократит срок строительства скважины.

Список литературы

1. Семёнов, Н. Я. Гидродинамика поглощающего пласта. - Уфа: ООО "Монография". - 2019. - 718 с., с ил.
2. Кульчицкий Л.И., Усьяров О.Г. Физико-химические основы формирования свойств глинистых пород. М.: Недра, 1981. 178 с.
3. Эйриш М.В. О природе сорбционного состояния катионов и воды в монтмориллоните Коллоидный журнал. 1964. Т. 26. № 5. С. 633-639.
4. Чудинова И.В. Обоснование и разработка составов полимерных промывочных жидкостей для бурения разведочных скважин в неустойчивых глинистых породах. Санкт-Петербургский горный университет 2019. С. 57-68.
5. В.П. Овчинников. Технология бурения нефтяных и газовых скважин в пяти томах. Тюменский индустриальный университет, 2017. Том 4, с. 68-187.
6. Петров Н. А. (д-р. техн. наук, нефтедобыча д-р хим. наук), Измухамбетов Б.С., Агзамов Ф. А., Ногаев Нурлан Аскарович Катионоактивные ПАВ - эффективные ингибиторы в технологических процессах нефтегазовой промышленности / Н. А. Петров, Б.С. Измухамбетов, Ф.А. Агзамов, Н.А. Ногаев ; под общ. ред. Ф. А. Агзамова. - СПб. : Недра, 2004. - 406 с.
7. Н. М. Уляшева, М. А. Михеев, В. В. Дуркин. Технология буровых растворов: учеб.-метод. пособие. – Ухта: УГТУ, 2019. –112 с.
8. Михеев В.Л. Технологические свойства буровых растворов. М., Недра 1979. 239 с.
9. Гизатуллин Б.И., Архипов Р.В., Сулейманова Е.А. Исследование гидратации бентонитовых глин методом ядерного магнитного резонанса // Георесурсы. – 2011. – № 6 (42). – С. 35–39.
10. Осипов В.И. Нанопленки адсорбированной воды в глинах, механизм их образования и свойства – Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокрилогия. – 2011. -№ 4. – С. 291-305.
11. Попов В.Г., Абдрахманов Р.Ф. Ионная концепция в генетической гидрогеохимии. – Уфа: Гилем, Башкирская энциклопедя, 2013 – 356 с.

12. Неверов А.Л., Рожков В.П., Каратаев Д.Д., Неверов А.А. Исследование влияния растворов солей на гидротацию глинистых минералов при бурении скважин на примере Талнахского рудного узла – Известия Томского политехнического университета 2015. Т 326 №2.
13. Ахмадеев Р.Г. Данюшевский В.С. Химия промывочных и тампонажных жидкостей: учебник для вузов – М.: Недра 1981. 152 с.

References

1. Semenov, N. Ya. Hydrodynamics of an absorbing reservoir. Ufa: Monografiya LLC. - 2019. - 718 p., with ill. (in Russian)
2. Kulchitsky L.I., Usyarov O.G. Physico-chemical foundations of the formation of properties of clay rocks. Moscow: Nedra, 1981. 178 p. (in Russian)
3. Eirish M.V. On the nature of the sorption state of cations and water in montmorillonite Colloidal Journal. 1964. Vol. 26. No. 5. pp. 633-639. (in Russian)
4. Chudinova I.V. Substantiation and development of compositions of polymer washing liquids for drilling exploration wells in unstable clay rocks. Saint Petersburg Mining University 2019. From 57-68. (in Russian)
5. V.P. Ovchinnikov. The technology of drilling oil and gas wells in five volumes. Tyumen Industrial University, 2017. Volume 4, from 68-187. (in Russian)
6. Petrov N.A. (Doctor of Technical Sciences, petroleum Production Doctor of Chemical Sciences), Izmukhambetov B.S., Agzamov F.A., Nogaev Nurlan Askarovich Cationic surfactants - effective inhibitors in technological processes of the oil and gas industry / N.A. Petrov, B.S. Izmukhambetov, F.A. Agzamov, N.A. Nogaev; under the general editorship of F.A. Agzamov. St. Petersburg: Nedra Publ., 2004. 406 p. (in Russian)
7. N. M. Ulyasheva, M. A. Mikheev, V. V. Durkin. Drilling fluid technology: textbook.- the method. stipend. – Ukhta: UGTU, 2019. -112 p. (in Russian)
8. Mikheev V.L. Technological properties of drilling fluids. Moscow, Nedra 1979. 239 p. (in Russian)
9. Gizatullin B.I., Arkhipov R.V., Suleymanova E.A. Investigation of bentonite clay hydration by nuclear magnetic resonance. – 2011. – № 6 (42). – Pp. 35-39. (in Russian)
10. Osipov V.I. Nanofilms of adsorbed water in clays, the mechanism of their formation and properties – Geoecology. Engineering geology. Hydrogeology. Geocrylogy, 2011, No. 4, pp. 291-305. (in Russian)
11. Popov V.G., Abdrakhmanov R.F. Ion concept in genetic hydrogeochemistry. Ufa: Gilem, Bashkir Encyclopedia, 2013 – 356 c. (in Russian)
12. Neverov A.L., Rozhkov V.P., Karataev D.D., Neverov A.A. Investigation of the effect of salt solutions on the hydrotation of clay minerals during well drilling using the example of the Talnakh ore node – Izvestiya Tomsk Polytechnic University 2015. T 326 № 2. (in Russian)
13. Akhmadeev R.G. Danyushevsky V.S. Chemistry of washing and grouting liquids: a textbook for universities– Moscow: Nedra 1981. 152 p. (in Russian)

Сведения об авторах

Янышев Леондар Яныбекович, специалист по решению сложных технологических задач наклонно-направленного и горизонтального бурения ООО «Буровые системы»
Россия, 426058, Ижевск, ул. 40 Лет победы ,140а
E-mail: leonid.yanyshev@yandex.ru

Купаев Роман Сергеевич, инженер технологического отдела ООО «Буровые системы»
Россия, 426058, Ижевск, ул. 40 Лет победы ,140а
E-mail: KupaevRS@yandex.ru

Аль Маолаи Мохаммед Садек Джаафар, инженер по бурению по раздельному сервису ООО «Буровые системы»
Россия, 426058, Ижевск, ул. 40 Лет победы ,140а
E-mail: tsmall1996@maill.ru

Authors

L.Ya. Yanishev, specialist in solving complex technological problems of directional and horizontal drilling, LLC "Drilling Systems"
140a, 40 Let pobedy Str., Izhevsk, 426058, Russian Federation
E-mail: leonid.yanyshev@yandex.ru

R.S. Kupaev, engineer of the Technological Department of LLC "Drilling Systems"
140a, 40 Let pobedy Str., Izhevsk, 426058, Russian Federation
E-mail: KupaevRS@yandex.ru

M.S.D. Al Maolaee, direction driller for separate service of LLC "Drilling systems"
140a, 40 Let pobedy Str., Izhevsk, 426058, Russian Federation
E-mail: tshmal1996@mail.ru

Статья поступила в редакцию 11.04.2025
Принята к публикации 17.06.2025
Опубликована 30.06.2025