

UDC 622.24.4.06

Author: BABUSHKIN Eduard Valeryevich, PhD in Engineering, Head of Flushing Liquids Division, Branch of JSC LUKOIL-Engineering KogalymNIPIneft, Tyumen; Vodoprovodnaya St., 15, Tyumen, Russia, 625002, BabushkinEV@tmn.lukoil.com;

Author: BUYANOVA Marina Germanovna, Engineer of the 2nd category, branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPIneft», Kogalym; Obskaya str., 14, Kogalym, Russia, 628484, BuyanovaMG@tmn.lukoil.com;

Author: AGLYULLIN Akhtyam Khalimovich, Doctor of Engineering, Professor, General Director of JSC «Center for Engineering Technologies», Ufa State Petroleum Technical University, Department «Drilling of oil and gas wells»; Marshala Timoshenko str., 17, Moscow, Russia, 121359, dir@et.center;

Author: KONEUSEV Gennadiy Vasil'evich, Doctor of Engineering, Professor of the Department «Drilling of oil and gas wells», Ufa State Petroleum Technical University; Shafieva str., 47, Ufa, Russia, 450062, konesev.burenie@mail.ru;

Author: TEPTEREVA Galina, PhD in Chemistry, Associate Professor, Ufa State Petroleum Technical University, Department «Drilling of oil and gas wells»; Zelenodolskaya str., 41, Ufa, Russia, 450017, teptereva.tga@yandex.ru

DEVELOPMENT OF INHIBITING DRILLING SOLUTIONS FOR INCREASING EFFICIENCY OF WELL CONSTRUCTION IN COMPLEX MINING-GEOLOGICAL CONDITIONS

EXTENDED ABSTRACT:

The experience of drilling shows that the use of modern drilling equipment does not always ensure a high quality of well construction in the sections represented by clay rocks. This is probably due to the fact that when selecting and applying drilling fluids, differences in the properties of the clay are not taken into account, and the properties of drilling fluids are selected without taking into account the features of interaction with rocks. Many complications and accidents in the construction of wells in the regions of Western Siberia are due to the presence of highly colloidal wet clays well hydrated and swelling upon contact with the drilling mud, as well as microfractured mudstones prone to scree and landslides in the geological section, which are opened in one dollying, which leads to the deviation of drilling fluid parameters from set values, packing, lowering the mechanical drilling speed, breaking the stability of the barrel, reducing commercial speed of well construction. It is necessary to develop a formulation of highly effec-



tive inhibitory drilling mud, the use of which will increase the mechanical speed of drilling, increase the stability of the trunk, reduce cavernousness, improve the technical and economic parameters of well construction in difficult mining and geological conditions, including large deviations from the vertical.

Key words: Inhibitory drilling fluids, complications, stability of clay deposits.

DOI: dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2018-10-2-42-62

MACHINE-READABLE INFORMATION ON CC-LICENSES (HTML-CODE) IN METADATA OF THE PAPER

```
<a rel="license" href="http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/"></a><br /><span xmlns:dct="http://purl.org/dc/terms/" href="http://purl.org/dc/dcmitype/Text" property="dct:title" rel="dct:type">Development of inhibitory drilling fluids to improve the efficiency of well construction in difficult mining and geological conditions.</span> by <a xmlns:cc="http://creativecommons.org/ns#" href="http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/">Creative Commons Attribution 4.0 International License</a> is licensed under a <a rel="license" href="http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/">Creative Commons Attribution 4.0 International License</a>.<br />Based on a work at <a xmlns:dct="http://purl.org/dc/terms/" href="http://nanobuild.ru/en_EN/nanobuild-2-2018/" rel="dct:source">http://nanobuild.ru/en_EN/nanobuild-2-2018/</a>.<br />Permissions beyond the scope of this license may be available at <a xmlns:cc="http://creativecommons.org/ns#" href="mailto:teptereva.tga@yandex.ru" rel="cc:morePermissions">teptereva.tga@yandex.ru</a>.
```

References:

1. *Petrov N.A., Sultanov V.G., Koneusev V.G., Davydova I.N.* Povyshenie kachestva pervichnogo i vtorichnogo vskrytiya neftyanyh plastov [Improving the quality of primary and secondary oil stratum opening]. Edited by prof. Koneuseva G.V. SPb: Nedra, 2007. 544 p. (In Russian).
2. *Sharafutdinov Z.Z., Chegodaev F.A., Sharafutdinov R.Z.* Burovye i tamponazhnye rastvory. Teoriya i praktika: Sprav. [Drilling and grouting mortars. Theory and practice: Handbook]. SPb.: Professional, 2007. 416 p. (In Russian).
3. *Inosaridze E.M., Sharafutdinov Z.Z., Ishbaev G.G., Sharafutdinova R.Z.* Inzhenerno-geologicheskaya klassifikaciya glinistyh porod i gidratoobrazuyushchie burovye rastvory dlya bureniya v nih [Engineering-geological classification of clay rocks and hydrate-forming drilling muds for drilling in them]. Neftegazovoe delo [Oil and gas business]. 2010. Available at: http://ogbus.ru/authors/Inosaridze/Inosaridze_1.pdf. (Accessed 16.04.2018) (In Russian).



4. *Ulyasheva N.M., Voronik A.M., Mikheev M.A.* Burovye rastvory s ponizhennymi dispergiruyushchimi svojstvami dlya vskrytiya vysokokolloidal'nyh glinistyh porod [Drilling fluids with reduced dispersing properties for opening high-colloidal clay rocks]. NTZ «Str. In the oil. and gas. well onshore and offshore». Moscow: OAO VNIOENG, 2009. № 9. P. 255. (In Russian).
5. *Gray J.R., Darley G.S.G.* Sostav i svojstva burovyyh agentov promyvochnyyh zhidkostej [Composition and properties of drilling agents of washing liquids]. Moscow: Nedra, 1985. 509 P. (In Russian).
6. *Ishbaev G.G., Tikhonov M.A., Dilmiev M.R., Khristenko A.V.* Ekologicheskii chistoie ingibirovanie nabuhaniya glinistyh porod pri bureanii neftyanyh i gazovyh skvazhin [Ecologically pure inhibition of swelling of clay rocks during drilling of oil and gas wells]. Burenie i neft' [Drilling and oil]. 2010. № 10. P. 40 (In Russian).
7. *Dedusenko G.Ya., Ivannikov V.I., Lipkes M.I.* Burovye rastvory s malym sodержaniem tverdoj fazy [Drilling fluids with low solids content]. Moscow: Nedra, 1985. 160 p. (In Russian).
8. *Krysin N.I., Ishmukhametova A.M. et al.* Effektivnost' primeneniya burovyyh rastvorov ponizhennoj plotnosti [Efficiency of application of drilling fluids of reduced density]. Review series «Drilling». Moscow: VNIOENG. 1985. 48 p. (In Russian).
9. *Petrov N.A., Konsev G.V., Davydova I.N.* Otritsatelnye i polozhitel'nye posledstviya obrabotki burovyyh rastvorov zhidkostyami GKZh-10 (11, 11N) [Negative and positive consequences of treatment of drilling fluids with liquids GKZH-10 (11, 11H)]. Neftegazovoe delo [Oil and gas business]. 2006. Available at: http://www.ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_2.pdf (Accessed 16.04.2018) (In Russian).
10. *Penkov A.I., Ryabchenko V.I., Rastegayev B.A., Phillipov E.F.* Rezul'taty primeneniya nedispergiruyushchih burovyyh rastvorov na osnove akrilovyh polimerov [Results of application of nondispersing drilling fluids based on acrylic polymers]. Neftyanoe hozyajstvo [Oil Industry]. 1988. No. 11. P. 8–10. (In Russian).
11. *Palchikova L.S., Sechnik O.N., Lyusin V.A.* Racional'nyj vybor glinoporoshka – osnova snizheniya zatrat na burovye rastvory [Rational choice of clay powder is the basis for lowering costs for drilling muds]. NTZH. Series «Construction oil and gas wells on the land and in the sea». 1998. № 11. (In Russian).
12. *Krysin N.I., Ishmukhametova A.M. et al.* Effektivnost' primeneniya burovyyh rastvorov ponizhennoj plotnosti [Efficiency of application of drilling fluids of reduced density]. Review series «Drilling». Moscow: VNIOENG. 1985. 48 p. (In Russian).
13. *Galyan D.A., Kulagina N.P., Korneeva V.P.* Issledovaniya processov nabuhaniya glinistyh porod [Investigations of swelling processes of clay rocks]. Neftepromyslovoe delo [Oil field business]. 2008. № 11. P. 80. (In Russian).



14. *Basarygin Yu.M., Bulatov A.I., Proselkov Yu.M.* Zakanchivanie skvazhin [Completion of wells]. Moscow. 2000. 668 p. (In Russian).
15. *Magomedov M.Z., Orlov A.V.* Burovye rastvory s malym sodержaniem tverdoj fazy, primenyaemye za rubezhom [Drilling fluids with low solids content, applied abroad]. Review series «Drilling». Moscow: VNIOENG, 1982. 20 p. (In Russian).
16. *Sharafutdinov Z.Z., Gaidarov M.M., Krylov V.I., Sharafutdinova R.Z.* Primenenie nanotekhnologij dlya stabilizacii glinistyh otlozhenij pri stroitel'stve skvazhin [Application of nanotechnologies for the stabilization of clay deposits during well construction]. *Burenie i neft'* [Drilling and oil]. 2008. No. 12. (In Russian).
17. *Novikov V.S.* Ustojchivost' glinistyh porod pri burenii skvazhin [Stability of clay rocks when drilling wells]. Moscow: Nedra, 2000. 270 p. (In Russian).
18. *Koneusev G.V.* Burovye promyvochnye zhidkosti: ucheb. posobie [Drilling Fluids: Textbook]. Ufa: Publishing house UNI, 1983. 93 p. (In Russian).
19. *Koneusev G.V.* Osnovy polucheniya i primeneniya lignosul'fonatov v burovoj tekhnologii [Determination of the properties of washing liquids]. UGNTU, 2013. 20 p. (In Russian).
20. *Teptereva G.A., Koneusev G.V., Ismakov R.A.* Osnovy polucheniya i primeneniya lignosul'fonatov v burovoj tekhnologii [Fundamentals of obtaining and application of lignosulfonates in drilling technology]. Berlin: Publishing house «Lambert», 2017. 70 p. (In Russian).

DEAR COLLEAGUES!**THE REFERENCE TO THIS PAPER HAS THE FOLLOWING CITATION FORMAT:**

Babushkin E.V., Buyanova M.G., Agliullin A.Kh., Koneusev G.V., Teptereva G.A. Development of inhibitory drilling fluids to improve the efficiency of well construction in difficult mining and geological conditions. *Nanotekhnologii v stroitel'stve = Nanotechnologies in Construction*. 2018, Vol. 10, no. 2, pp. 42–62. DOI: [dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2018-10-2-42-62](https://doi.org/10.15828/2075-8545-2018-10-2-42-62).



УДК 622.24.4.06

Автор: **БАБУШКИН Эдуард Валерьевич**, к.т.н., нач. отдела промывочных жидкостей, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень; ул. Водопроводная, д. 15, г. Тюмень, Россия, 625002, BabushkinEV@tmn.lukoil.com;

Автор: **БУЯНОВА Марина Германовна**, инженер 2 категории, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Когалым; проезд Обской, д. 14, город Когалым, Россия, 628484, BuyanovaMG@tmn.lukoil.com;

Автор: **АГЛИУЛЛИН Ахтям Халимович**, д.т.н., проф. каф. «Бурение нефтяных и газовых скважин», ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»; ген. дир. ООО «Центр инженерных технологий»; ул. Маршала Тимошенко, д. 17, г. Москва, Россия, 121359, dir@et.center;

Автор: **КОНЕСЕВ Геннадий Васильевич**, д.т.н., проф. каф. «Бурение нефтяных и газовых скважин» ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»; ул. Шафиева, д. 47, кв. 72, г. Уфа, Россия, 450062, konesev.burzenie@mail.ru;

Автор: **ТЕПТЕРЕВА Галина Алексеевна**, к.х.н, доц. каф. «Бурение нефтяных и газовых скважин», ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»; ул. Зеленодольская, д. 41, г. Уфа, Россия, 450017, teptereva.tga@yandex.ru

РАЗРАБОТКА ИНГИБИРУЮЩИХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

АННОТАЦИЯ К СТАТЬЕ (АВТОРСКОЕ РЕЗЮМЕ, РЕФЕРАТ):

Опыт бурения показывает, что использование современного бурового оборудования не всегда обеспечивает высокое качество строительства скважин в разрезах, представленных глинистыми породами. Это, возможно, связано с тем, что при выборе и применении буровых растворов не учитываются различия в свойствах вскрываемых глин, а свойства буровых растворов подбираются без учета особенностей взаимодействия с горными породами. Многие осложнения и аварии при строительстве скважин в регионах Западной Сибири обусловлены наличием в геологическом разрезе, вскрываемом в одно долбление, как высококоллоидальных увлажненных глин, хорошо гидратирующихся и набухающих при контакте с буровым раствором, так и микротрещиноватых аргиллитов, склонных к осыпям и обвалам, что приводит к отклонению параметров бурового раствора от заданных значений, сальникообразованию, снижению механической скорости бурения, нарушению устойчивости ствола,



снижению коммерческой скорости строительства скважин. Необходима разработка рецептуры высокоэффективного ингибирующего бурового раствора, применение которого позволит увеличить механическую скорость бурения, повысить устойчивость ствола, снизить кавернозность, повысить технико-экономические показатели строительства скважин в сложных горно-геологических условиях, в том числе с большим отклонением от вертикали.

Ключевые слова: ингибирующие буровые растворы, осложнения, устойчивость глинистых отложений.

DOI: dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2018-10-2-42-62

Машиночитаемая информация о СС-лицензии в метаданных статьи (HTML-код):

```
<a rel="license" href="http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/"></a><br />Произведение «<span xmlns:dct="http://purl.org/dc/terms/" href="http://purl.org/dc/dcmitype/Text" property="dct:title" rel="dct:type">Разработка ингибирующих буровых растворов для повышения эффективно- сти строительства скважин в сложных горно-геологических условиях </span>» созданное автором по имени <a xmlns:cc="http://creativecommons.org/ns#" href="На- нотехнологии в строительстве. – 2018. – Том 10, № 2. – С. 42–62. – DOI: dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2018-10-2-42-62." property="cc:attributionName" rel="cc:attributionURL">Бабушкин Э.В., Буянова М.Г., Аглиуллин А.Х., Конесев Г.В., Тептерева Г.А.</a>, публикуется на условиях <a rel="license" href="http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/">лицензии Creative Commons с указанием авторства 4.0 Всемирная</a>.<br />Основано на произведении с <a xmlns:dct="http://purl.org/dc/terms/" href="http://nanobuild.ru/ru_RU/nanobuild-2-2018/" rel="dct:source">http://nanobuild.ru/ru_RU/nanobuild-2-2018/</a>.<br />Разрешения, выходящие за рамки данной лицензии, могут быть доступны на странице <a xmlns:cc="http://creativecommons.org/ns#" href="teptereva.tga@yandex.ru" rel="cc:morePermissions">teptereva.tga@yandex.ru</a>.
```

Проведенные за последнее время исследования, а также накопленный опыт бурения позволяют выделить основные виды нарушений целостности стенок скважин при бурении глинистых пород: желообразование и кавернообразование, сужение ствола, осыпи и обвалы, которые приводят к ухудшению технико-экономических показателей бурения и увеличению стоимости строительства скважины.

На устойчивость ствола скважины оказывают влияние поровые и боковые горные давления, тектонические напряжения, характер залегания глинистой толщи и степень ее уплотнения. Кроме того, большое значение имеет взаимодействие бурового раствора с горными породами. С целью исключения потенциальных осложнений, связанных



с бурением глинистых больших интервалов глинистых пород, необходим тщательный выбор типа и параметров бурового раствора.

Выбор типа бурового раствора чаще базируется на практическом опыте исполнителей работ и зачастую ограничивается наличием тех или иных материалов и реагентов. Такой подход нередко является причиной применения либо бурового раствора с завышенными ингибирующими свойствами, что приводит к необоснованно высоким затратам средств и материалов, либо раствора, обладающего недостаточными ингибирующими свойствами, и, как результат этого, недостижение поставленной цели – предотвращения ожидаемых осложнений. Поэтому научный подход к разработке составов буровых промывочных растворов, использование при этом актуальной геолого-технической информации строительства скважин в регионе, проведение исследований с применением естественных керновых или шламовых материалов позволяет получить оптимальные составы, соответствующие конкретным горно-геологическим условиям строительства скважин.

Задачи предотвращения набухания и диспергирования глины при контакте с буровым раствором сводятся к поиску реагентов или их сочетанию, способных эффективно улучшить ингибирующие свойства раствора. Такое сочетание позволит получить высокоэффективный буровой раствор и обеспечит стабилизацию глинистых отложений при контакте с ним.

При бурении горизонтальных и пологих наклонно-направленных скважин на некоторых месторождениях Западной Сибири отмечены осложнения, связанные с затяжками и посадками, отсутствием свободного хождения инструмента без циркуляции. Осложненные интервалы при этом представлены как активными глинами в интервалах березовской и кузнецовской свит верхнемеловых отложений, так и прослаиванием легко осыпавшихся аргиллитов и глинистых алевролитов нижнемеловых и верхнеюрских отложений.

Для решения данной проблемы было предложено использование бурового раствора с добавлением многофункционального комплексного реагента «PolySil potassium», содержащего в своем составе высокомолекулярные силикаты, полимер, модифицированный битум и добавки. При этом каждая добавка выполняет определенную функцию:

1) силикат натрия или калия – подавляет гидратацию и набухание глин, оказывает крепящее действие на глинистые породы;



2) полимер – снижает показатель фильтрации, уменьшает глубину проникновения фильтрата раствора в микротрещиноватые глинистые породы за счет увеличения его вязкости, инкапсулирует выбуренную породу;

3) гидрофобизаторы (модифицированный битум) – блокируют микротрещины в глинистых породах на стенках скважины, предотвращает осыпи и обвалы, а также гидратацию глин.

Многофункциональный комплексный реагент «PolySil potassium» представляет собой синергетическую смесь компонентов, при растворении в пресной воде образующих пространственные структуры, устойчивые к солевой агрессии щелочных металлов и действию высоких температур (до 150 °С), препятствующие глубокому проникновению раствора в поры и микротрещины, поддерживающие структурно-реологические свойства раствора, ингибирующие увлажнение и разупрочнение глинистых пород на стенках скважины.

В настоящее время существуют различные методы определения эффективности реагентов-ингибиторов в буровых растворах, такие как:

- оценка величины набухания образцов пород в среде буровых растворов (как с использованием цельного кернового материала, так и подготовленных из дезинтегрированного керна/шлама);
- изменение реологических свойств и содержания коллоидной глинистой фазы раствора при добавлении глинопорошка или измельченной глинистой породы;
- изменение геометрических размеров и физико-механических свойств образцов пород (визуально и с использованием лабораторных приборов и оборудования) после воздействия бурового раствора.

Указанные методы исследований, в целом, учитывают физико-химические факторы, влияющие на ингибирующую способность буровых растворов, и определяют степень эффективности реагентов по их непосредственному назначению. Так же могут применяться более сложные способы: определение прочности пород на сжатие, динамика деформации и разрушения под нагрузкой до и после воздействия бурового раствора и другие.

Первоначальным этапом процесса изучения гидратации глин в присутствии различных реагентов-ингибиторов проводилось на приборе OFITE для определения набухания глинистых пород в динамических условиях, конструкция которого позволяет одновременно испытывать



до четырех образцов при температурах до 80 °С в динамических условиях, приближенных к скважинным. Данный метод испытаний заключается в определении линейного увеличения образца породы при воздействии бурового раствора.

Прибор предназначен для измерения величины и динамики набухания искусственно приготовленных глинистых образцов или образцов керна в среде исследуемого флюида (бурового раствора). Результаты испытания представляются в графическом виде и отображают степень набухания образца в зависимости от времени его нахождения в растворе. Тестер позволяет определить ингибирующую способность бурового раствора по отношению к набуханию глинистых минералов. Тестер оснащается измерительными головками для одновременного исследования до четырех проб керна или проб буровых растворов. Данные, поступающие с измерительных головок, регистрируются, обрабатываются и отображаются в графическом виде при помощи специализированного программного обеспечения, установленного на персональном компьютере.

Образец породы истирали при помощи ротационной мельницы до размера частиц $< 0,07$ мм, чтобы в дальнейшем создать модельный однородный образец, затем высушивали в термошкафу при $t = 105 \pm 5$ °С и помещали в эксикатор.

Для проведения испытания образцы изготавливали (спрессовывали в цилиндрические таблетки) при помощи двухместного гидравлического компактора (пресса). Порошкообразный материал помещали в цилиндрическую пресс-форму, создавали сжимающее давление 68,9 МПа (10000 psi), которое поддерживали постоянным на протяжении всего времени формирования образцов – 1,5 часа. Создаваемое при помощи ручного гидравлического насоса давление контролируется по стрелочным манометрам.

Суть исследований заключается в определении линейного увеличения образца породы (относительные значения, по сравнению с исходной высотой) под воздействием тестируемого бурового раствора.

При проведении лабораторных испытаний был использован образец шлама, отобранный в интервале 2650–2800 м на Пякяхинском месторождении. Установлено, что неустойчивые отложения рассматриваемого интервала представлены легко осыпающимися переслаивающимися аргиллитами и глинистыми алевролитами. Основными глинистыми



минералами, образующими данные породы, являются каолинит, хлорит и гидрослюда, присутствующие в различных количествах.

Лабораторные испытания проводились в водных растворах различных реагентов в концентрации 2% (табл. 1).

Таблица 1

Влияние различных ингибиторов набухания глин

№ п/п	Наименование реагента	Описание реагента	Степень «набухания» глин через 24 ч, %
1	PolySil potassium	Полимерсиликатный ингибитор	13,7
2	Stabilayt	Ингибитор с содержанием органических смол	50,5
3	Силикор	Полимерсиликатный ингибитор	50,8
4	Clotonext	Полимерный химреагент на основе модифицированного талового пека и лигнита	45,4
5	КЛСП	Карбоксилигносульфонат пековый	52,7
6	BORE HIB	Неорганическая смесь	54,1
7	BLACK-FURY	Смесь асфальтена в полигликоле	45,3
8	ASPHASOL	Сульфонатная органическая смесь смол	44,9
9	Сульфированный асфальт	Частично водорастворимый полианионный сульфированный асфальт	46,3
10	KLA-HIB	На основе полиаминов	40,9
11	АЛС	Акриловый лигносульфонат	42,1
12	Биоминг	Композиция природных амидов и полиэфиров с модифицирующими добавками	56,3
13	БСП	Боросиликатный	56,5
14	KCl	Калия хлорид	24,6

Результаты исследований свидетельствуют о том, что наиболее эффективным реагентом, предотвращающим набухание глин, является



комплексный «PolySil potassium», величина «набухания» глин составляет 13,7%.

При комбинировании различных реагентов также не удалось достичь максимального значения ингибирующей способности, полученного при испытании «PolySil potassium» (таблица 2).

Таблица 2

Влияние комбинации реагентов на набухание глины

№ п/п	Наименование / концентрация реагента	Степень набухания глин, %
1	ASPHASOL (1,5%) + BLACK-FURY (1%)	38,4
2	ASPHASOL (1%) + BLACK-FURY (2%)	21,4
3	АЛС (1%) + ASPHASOL (1%)	48,3
4	KCl (10%) + ASPHASOL (2%)	21,9
5	Clotonext (2%) + ASPHASOL (2%)	36,8
6	Силикор (2%) + ASPHASOL (2%)	35,5
7	Силикор (2%) + ASPHASOL (3,5%)	30,1
8	Силикор (3,5%) + ASPHASOL (3,5%)	30,1
9	Силикор (2%) + ASPHASOL (2%) + 0,5% Унифлок	15,6
10	KCl (10%) + ASPHASOL (1%) + BLACK-FURY (2%)	18,5

Простейшим буровым раствором, применяемым при бурении в глинистых разрезах Западной Сибири, является трехкомпонентная инкапсулирующая система, состоящая из воды, азотсодержащего полимера и модифицированного бентонитового глинопорошка. Стабилизирующие, флокулирующие и гидрофобизирующие свойства этих растворов дают возможность свести к минимуму обогащение раствора выбуренной породой, сохранить устойчивость стенок скважин.

Для проведения исследований был использован шлам Повховского месторождения в интервале отбора 750–1200 м (таллицкая, ганькинская и березовская свиты). Образец породы истирали при помощи ротационной мельницы до размера фракции < 0,07 мм, чтобы в дальнейшем



создать модельный однородный образец. Далее порошкообразный материал спрессовывали в цилиндрические таблетки при помощи двухместного гидравлического компактора при давлении 68,9 МПа (10000 psi). Полученные значения величины набухания глинистого материала после воздействия различных буровых растворов в течение 24 часов представлены в табл. 4. Также в табл. 4 приведено описание состояния таблеток после воздействия буровых растворов.

Вследствие сильного диспергирования глинистого образца в среде раствора ПГК происходит разрушение таблетки. Диспергированная порода высыпается из держателя образца, в результате чего изменения высоты таблетки не происходят. Это говорит о низкой ингибирующей способности ПГК. По полученным результатам можно судить о преимуществе растворов на основе комплексного PolySil potassium и высокомолекулярного азотсодержащего полимера марки Flodrill 1040. Хорошим показателем является и то, что образец глинистой породы после воздействия данных типов растворов остался твердым (состав № 8 в табл. 4).

Отрицательные последствия диспергирования глинистого шлама проявляются в сальникообразовании, перерасходе химреагентов, увеличении объемов технологических отходов бурения. Для измерения диспергирующей способности бурового раствора проводили тест на определение эрозии глинистых пород. Для исследований также был использован керн Повховского месторождения. Образцы керна общей массой 20 г фракции 2,5–5 мм были высушены до постоянной массы, взвешены. Керн засыпали в ячейки термостарения объемом 500 мл с испытуемыми растворами, которые помещались в роликовую печь на 16 часов при температуре 70 °С. После этого буровой раствор пропускали через сито с ячейкой 2,5 мм, оставшиеся на сите частицы промывали, сушили и определяли их массу. Чем больше процент остатка на сите, тем ниже диспергирующая способность раствора.

Результаты определения диспергирующей способности исследуемых растворов представлены на рис. 1.

Также оценку ингибирующей способности растворов определяли по твердости образцов керна после термостатирования в роликовой печи в среде бурового раствора.

Измельченный образец породы, после воздействия бурового раствора в течение 16 часов при температуре 70 °С в тесте на эрозию, засыпа-



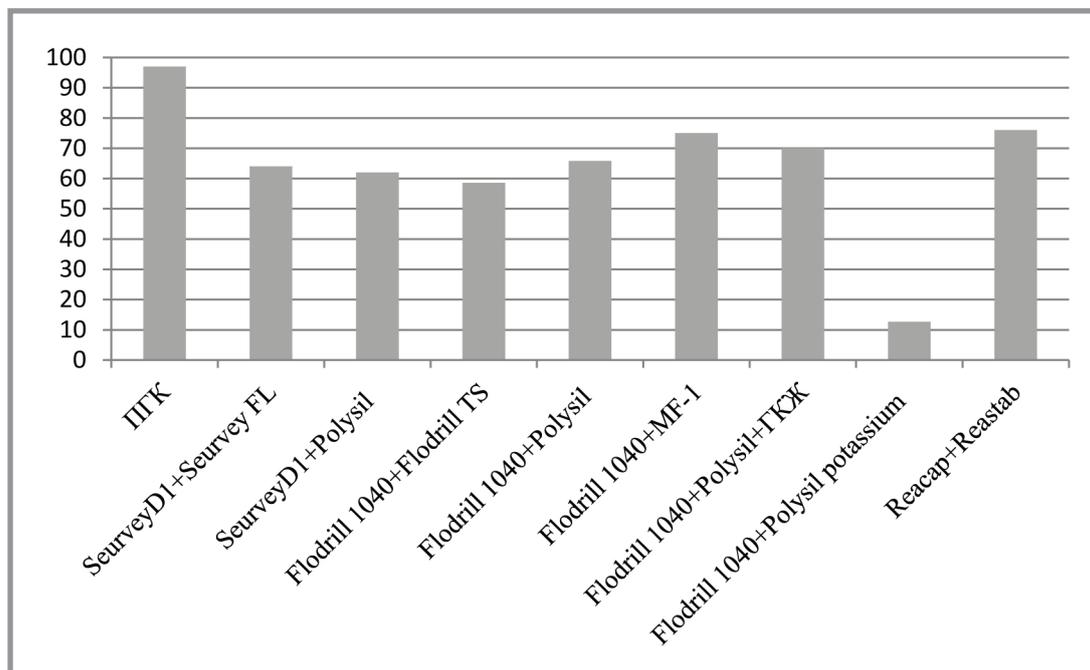


Рис. 1. Диспергирующая способность буровых растворов

ли в отверстие специального прибора для определения твердости шлама (рис. 2), устанавливали фторопластовую шайбу, закрывали сверху крышкой, в которую вкручен шток. Устанавливали на шток динамометрический ключ (моментомер) и, вращая его, продавливали керн через отверстия. Фиксировали момент в зависимости от количества оборотов. Чем выше момент, тем тверже и прочнее керн после воздействия бурового раствора.

Результаты исследований твердости представлены на рис. 3. В составе исходного раствора – бентонитовый глинопорошок и карбонатный кольматант.

Также были проведены фильтрационные исследования разработанного бурового раствора на естественных керновых образцах пласта ЮВ1 Урьевского месторождения. Керн данного пласта представлен алевроитовым песчаником средне- и мелкозернистым со средней проницаемостью по газу $41,1 \cdot 10^{-3}$ мкм², пористостью 18,6%. Рецепт борового раствора и основные параметры для фильтрационных испытаний приведены в табл. 5.

Результаты фильтрационных исследований с применением керновых образцов представлены в табл. 6. Коэффициент восстановления





Рис. 2. Прибор для определения твердости керна

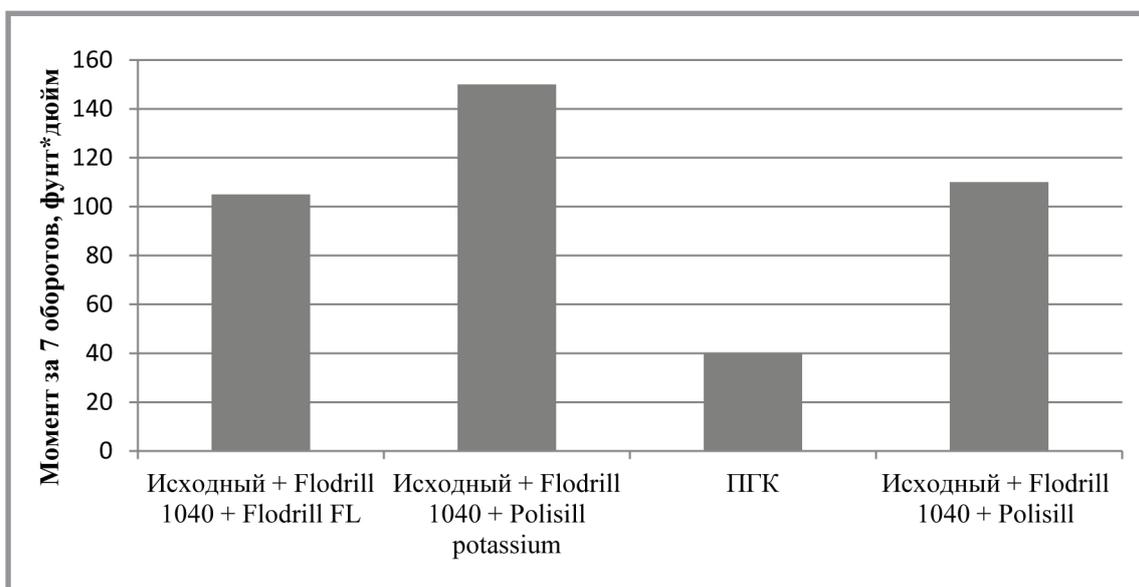


Рис. 3. Твердость керна после горячей прокатки в среде бурового раствора

проницаемости после фильтрации бурового раствора составил 79%. Высокое значение коэффициента проницаемости по керну свидетельствует о незначительном загрязнении призабойной зоны пласта при воздействии бурового раствора, в состав которого входит комплексный реагент «PolySil potassium». По результатам фильтрационных иссле-



дований применение данного раствора возможно для вскрытия пласта с заканчиванием открытым забоем или скважинным фильтром.

Проведено сравнительное исследование скорости смачивания реагентов-ингибиторов по отношению к глинистым породам с применением метода капиллярной пропитки.

Известно, что при разбурировании горных пород одним из основных процессов является смачивание горных пород буровым раствором. На этом основано адсорбционное понижение твердости горных пород – эффект Ребиндера. Это сложный физико-химический процесс, приводящий к деформации, разрушению и диспергированию гидрофильной глинистой породы в водной фазе бурового раствора. Начинается этот процесс с набухания тонкого слоя породы у поверхности ее контакта с жидкой средой. Распространяется вглубь пласта вследствие капиллярной пропитки породы водной фазой и развития диффузионно-осмотических процессов [19–21].

Целью данной работы было измерение скорости капиллярной пропитки образца горной породы.

Использован метод измерения скорости пропитки [20] образцов глинистых пород (таблетки) с помощью стеклянных капилляров диаметров 3 и 4 мм. Результаты исследований представлены в табл. 3.

Таблица 3

Результаты определения скорости капиллярной пропитки образцов реагентов-ингибиторов

Реагент Опыт	D_1 , мм	D_2 , мм	D_3 , мм	$D_{ср.}$, мм	$V_{проп.}$, мм/с	$\frac{V_{проп.н}}{V_{проп.н2о}}$, %
1	2	3	4	5	6	7
1. Стабилайт асфальтен (ингибитор)	4	4	4	4	0,0220	60,94%
2. Силикор (ингибитор)	4	5	4	4,34	0,0241	66,76%
3. Карболингно-сульфонат пековый (стабилизатор)	3	3	3	3	0,0167	46,26%



1	2	3	4	5	6	7
4. Polysil Pottassium (ингибитор)	3	2,5	2,5	2,67	0,0148	40,98%
5. Асфасол (ингибитор)	6	6	6	6	0,0333	92,24%
6. KLA-HIB (ингибитор)	8	7	8	7,67	0,0426	118,01%
7. ВИАК FURY (ингибитор)	5	5	5	5	0,0277	76,73%
8. Биоминг Б (ингибитор)	5	7	7	6,3	0,035	96,95%
9. Вода	6,5	6	7	6,5	0,0361	100%

По результатам проведенных экспериментов было установлено, что наименьшими скоростями пропитки по отношению к воде обладают:

1. Polysil potassium – 60% ;
2. Карболигносульфонат пековый – 54% .

Наибольшие скорости пропитки:

1. KLA-HIB – 118% ;
2. Биоминг Б – 97% .

Таким образом, наибольшей ингибирующей способностью на основании данных эксперимента и наименьшей скоростью пропитки по отношению к глинистым породам обладает реагент Polysil potassium.

Проведенные лабораторные исследования показывают, что задачу стабилизации состояния глины можно решить путем управления свойствами буровых растворов и создания химических систем, построенных на основе невалентных взаимодействий. Насыщение структуры бурового раствора наполнителем блокирует внутреннюю его структуру, придавая ей гидрофобность при значительном упрочнении водородных связей вследствие отсутствия каналов доступа для мономеров воды через водную структуру глины. PolySil potassium позволяет объединить координационно-насыщенные молекулы, не вступающие в химическое взаимодействие друг с другом, в новые химические объекты, обладающие индивидуальным набором физических и химических свойств. Таким образом, применение комплексного реагента «PolySil potassium»



в буровом растворе обеспечивает, за счет синергетического эффекта действия его компонентов, подавление процессов гидратации и набухания глин и глинистых сланцев, предотвращает диспергирование выбуренного глинистого шлама, что позволит предотвратить осложнения и аварии и повысить технико-экономические показатели строительства скважин.

Вывод: На основании проведенных исследований можно отметить, что существует возможность получить высокоэффективный состав бурового раствора в комплексе с химическим реагентом. Комплексный реагент PolySil potassium является эффективным ингибитором высококоллоидальных глинистых отложений и может быть рекомендован в составе буровых растворов с малым содержанием твердой фазы.

Таблица 4

Состав, технологические параметры и результаты воздействия буровых растворов на глинистый материал

№ п/п	Состав раствора	Плотность, кг/м ³	Фильтрация, см ³ /30 мин	$\eta_{пл}$, мПа*с	ДНС, дПа	СНС _{10/10'} , дПа	Описание образца	% набухания через 24 ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Исходный + CYDRILL 4000	1060	10,0	11,7	76,3	13,4/56,2	Пластичный, мягкий,	41,1
2	Исходный + ДК-DRILL	1060	10,5	14,1	108,4	19,2/78,7	Пластичный, плотный	38,1
3	Исходный + Flodrill1040 + MF-1	1060	3,5	12,2	101,0	16,8/28,8	Пластичный, мягкий	37,8
4	Раствор ПГК	1060	10,0	12,3	43,0	28,2/30,1	Мягкий	36,5
5	Исходный + КМЦ-0,2 + MF-1 – 0,1	1060	–	10,4	70,6	17,3/52,3	Плотный, почти не пластичный	36,2
6	Исходный + Flodrill1040 + PolySil + ГКЖ	1060	4,8	12,3	70,0	8,2/10,1	Мягкий, хрупкий	34,4
7	Исходный + Flodrill 1040+ PolySil	1060	3,4	16,6	77,8	21,6/24,0	Твердый, при надавливании пластичный	32,9



1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	Исходный + Flodrill 1040 PolySil potassium	1060	3,6	25,0	130,0	23,0/28,8	Твердый, не хрупкий	29,4

Примечание 1: Исходный раствор: структурообразователь – бентонитовый глинопорошок и карбонатный коагулянт – мел.

Примечание 2: ПГК – полимер-глинистый буровой раствор с карбонатным коагулянтом для бурения наклонно-направленных, пилотных и транспортных стволов в горизонтальных скважинах.

Таблица 5

**Параметры растворов для фильтрационных исследований,
замеренные в лаборатории**

№ пп	Буровой раствор	Показатели свойств раствора							
		Плотность, кг/м ³	Условная вязкость (ВБР), сек	ФАРІ, см ³ /30 мин	Т.к., мм	$\eta_{пл}$, сПз	ДНС, дПа	СНС _{10"/10"} , дПа	pH
1	1. Бентонит – 2% 2. Flodrill 1040 – 0,2% 3. Polysil potassium – 2% 4. Мраморная крошка (МК-10, МК-40) – 10% 5. Бактерицид – 0,05%	1,08	54	3,8	0,3	16,0	68,2	13,0/16,8	10,0
2	Раствор по п. № 1 + 20 г/л керн (песчаник) и 15г/л глинистая порода (аргиллит) пласта ЮВ1 Урьевского месторождения. Термостатирование в течение 16 часов при температуре 49 °С	1,10	50	3,9	0,3	21,8	95,0	22,6/23,5	9,5



Таблица 6

Состав, технологические параметры и результаты воздействия буровых растворов на глинистый материал

Раствор	Раствор по п. № 2 табл. № 5
Плотность бурового раствора, кг/м ³	1100
Созданная репрессия (динамическая/статическая), МПа	5,1/4,6
Объем отфильтровавшегося раствора (динамическая/статическая), см ³	5,8/3,4
Продолжительность фильтрации бурового раствора (динамическая/статическая), мин	120/233
Коэффициент проницаемости по газу, $K_{пр}$, 10^{-3} мкм ²	41,1
Коэффициент проницаемости по керосину до воздействия БР (К), 10^{-3} мкм ²	30,5
Коэффициент проницаемости по керосину после воздействия БР (К1), 10^{-3} мкм ²	23,99
Коэффициент восстановления проницаемости после фильтрации бурового раствора, %	79

Библиографический список:

1. *Петров Н.А.* Повышение качества первичного и вторичного вскрытия нефтяных пластов / Н. А. Петров, В. Г. Султанов, В. Г. Конесев, И. Н. Давыдова; под ред. проф. Г. В. Конесева. – СПб.: ООО «Недра», 2007. – 544 с.
2. *Шарафутдинов З.З.* Буровые и тампонажные растворы. Теория и практика: Справ. / З.З. Шарафутдинов, Ф.А. Чегодаев, Р.З. Шарафутдинова. – СПб.: НПО «Профессионал», 2007. – 416 с.
3. *Иносаридзе Е.М.* Инженерно-геологическая классификация глинистых пород и гидратообразующие буровые растворы для бурения в них / Е.М. Иносаридзе, З.З. Шарафутдинов, Г.Г. Ишбаев, Р.З. Шарафутдинова // Нефтегазовое дело. – 2010 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://ogbus.ru/authors/Inosaridze/Inosaridze_1.pdf.



4. Уляшева Н.М. Буровые растворы с пониженными диспергирующими свойствами для вскрытия высококоллоидальных глинистых пород / Н.М. Уляшева, А.М.Вороник, М.А. Михеев // НТЖ «Стр-во нефт. и газ. скважина суше и на море». – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2009. – 9. – С. 25.
5. Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов промывочных жидкостей. – М.: Недра, 1985. – 509 с.
6. Ишбаев Г.Г. Экологически чистое ингибирование набухания глинистых пород при бурении нефтяных и газовых скважин / Г.Г. Ишбаев, М.А. Тихонов, М.Р. Дильмиев, А.В. Христенко // Бурение и нефть. – 2010. – 10. – С. 40
7. Дедусенко Г.Я. Буровые растворы с малым содержанием твердой фазы / Г.Я. Дедусенко, В.И. Иванников, М.И. Липкес // М.: Недра, 1985. – 160 с.
8. Крысин Н.И. Эффективность применения буровых растворов пониженной плотности / Н.И. Крысин, А.М. Ишмухаметова и др. // Обзорная информ. Сер. бурение. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1985 – 48 с.
9. Петров Н.А., Конесев Г.В., Давыдова И.Н. Отрицательные и положительные последствия обработки буровых растворов жидкостями ГКЖ-10 (11, 11Н) // Нефтегазовое дело. – 2006 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_2.pdf
10. Пеньков А.И. Результаты применения недиспергирующих буровых растворов на основе акриловых полимеров / А.И. Пеньков, В.И. Рябченко, Б.А. Растегаев, Е.Ф. Филлипов // Нефтяное хозяйство. – 1988. – № 11. – С. 8–10.
11. Пальчикова Л.С. Рациональный выбор глинопорошка – основа снижения затрат на буровые растворы / Л.С. Пальчикова, О.Н. Сечник, В.А. Люсин // НТЖ. Сер.и Стр-во нефт. и газ. скважин на суше и на море. – 1998. – № 11.
12. Крысин Н.И. Эффективность применения буровых растворов пониженной плотности / Н.И. Крысин, А.М. Ишмухаметова и др. // Обзорная информ. Сер. бурение. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1985 – 48 с.
13. Галян Д.А. Исследования процессов набухания глинистых пород / Д.А. Галян, Н.П. Кулагина, В.П. Корнеева // Нефтепромысловое дело. – 2008. – 11. – С. 80.
14. Басарыгин Ю.М. Заканчивание скважин / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М. – 2000. – 668 с.
15. Магомедов М.З. Буровые растворы с малым содержанием твердой фазы, применяемые за рубежом / М.З. Магомедов, А.В. Орлов // НТЖ. Сер. «Бурение». – Москва: ВНИИОЭНГ, 1982. – 20 с.
16. Шарифутдинов З.З., Гайдаров М.М., Крылов В.И., Шарифутдинова Р.З. Применение нанотехнологий для стабилизации глинистых отложений при строительстве скважин // Бурение и нефть. – 2008. – № 12.



17. *Новиков В.С.* Устойчивость глинистых пород при бурении скважин. – М.: Недра, 2000. – 270 с.
18. *Конесев Г.В.* Буровые промывочные жидкости: учеб. пособие; УНИ. – Уфа: Изд-во УНИ, 1983. – 93 с.
19. *Конесев Г.В.* Определение показателей свойств промывочных жидкостей. – Изд-во УГНТУ, 2013. – 20 с.
20. *Тептерева Г.А.* Основы получения и применения лигносульфонатов в буровой технологии / Г.А. Тептерева, Г.В. Конесев, Р.А. Исмаков. – Берлин: Ламберт, 2017. – 70 с.

УВАЖАЕМЫЕ КОЛЛЕГИ!

**ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ МАТЕРИАЛА ДАННОЙ СТАТЬИ
ПРОСИМ ДЕЛАТЬ БИБЛИОГРАФИЧЕСКУЮ ССЫЛКУ НА НЕЁ:**

Бабушкин Э.В., Буянова М.Г., Аглиуллин А.Х., Конесев Г.В., Тептерева Г.А. Разработка ингибирующих буровых растворов для повышения эффективности строительства скважин в сложных горно-геологических условиях // Нанотехнологии в строительстве. – 2018. – Том 10, № 2. – С. 42–62. – DOI: dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2018-10-2-42-62.

DEAR COLLEAGUES!

THE REFERENCE TO THIS PAPER HAS THE FOLLOWING CITATION FORMAT:

Babushkin E.V., Buyanova M.G., Agliullin A.Kh., Koneusev G.V., Teptereva G.A. Development of inhibitory drilling fluids to improve the efficiency of well construction in difficult mining and geological conditions. Nanotehnologii v stroitel'stve = Nanotechnologies in Construction. 2018, Vol. 10, no. 2, pp. 42–62. DOI: dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2018-10-2-42-62.

