

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРНОЙ ЗАЩИТЫ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОТ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ

К. И. Матиев, А. М. Самедов, А. Д. Ага-заде, Ф. М. Ахмедов

НИПИ«Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Assessment of inhibitor protection efficiency of oilfield equipment from salt deposits

K. I. Matiyev, A. M. Samedov, A. D. Aghazadeh, F. M. Akhmedov

«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

ABSTRACT

In the field development practice, the most common method for protecting oilfield equipment and pipeline surfaces from inorganic salt deposits is inhibitor protection. To enhance prevention efficiency, a salt deposit inhibitor has been developed, which contains a surfactant, acid, and anionic polymer. The aim of this development is to eliminate the need for scarce and expensive reagents, increase formation productivity by preventing the formation of inorganic deposits during the treatment of carbonate and terrigenous productive formations, and eliminate contamination of formation and downhole equipment by insoluble salts, as well as salt deposits in pipeline systems. Samples prepared at a flow rate of 10-30 g/t demonstrated a high inhibitor effect in preventing calcium sulphate and carbonate deposition. Field tests of the developed salt deposition inhibitor yielded positive results.

KEYWORDS:

Salt deposition inhibitor;
Adsorption-desorption properties;
Inhibition efficiency;
Calcium sulfate;
Calcium carbonate;
Field tests

*e-mail: kazim.matiyev@socar.az

<https://doi.org/10.53404/Sci.Petro.20230200049>

Введение

Как известно, в настоящее время в практике разработки месторождений наиболее распространенной является ингибиторная защита поверхности нефтепромыслового оборудования и трубопроводов от образования отложений неорганических солей (преимущественно карбонатов кальция, сульфатов кальция) [1-7]. Отложение солей в нефтяных оборудованных является одной из многочисленных проблем, возникающих в процессе добычи нефти. Солеотложения на стенках трубопроводов снижают эффективный диаметр и, следовательно, пропускную способность вплоть, приводя к абсолютному закупориванию. Выпадение солей является причиной засорения скважины, а также выхода из строя насоса, понижению притока жидкости и так далее. При совместной добыче нефти и воды проблема солеотложения проявляется в значительной степени [8-12].

Источником выпадения солей являются пластовые воды, которые добываются совместно с нефтью. Вследствие перемены температуры и давления содержание неорганических включений оказывается выше предела насыщения пластовых вод плохо растворимыми солями щёлочноземельных металлов, к примеру, карбонатом и сульфатом кальция, также солями магния, бария и стронция. В составе отложений могут встречаться сульфид желе-

за и твердые углеводородные соединения нефти, примеси кварцевых и глинистых частиц породы. Образование отложений зависит от нескольких факторов, таких как температура, давление, равновесие химических реакций, pH, время контакта, испарение, ионная сила и т.д. [13].

Различные геолого-физические условия залегания нефти, особенности разработки и эксплуатации залежей, трубопроводный транспорт углеводородов требуют тщательного подбора ингибиторов солеотложений применительно к данному технологическому процессу. С целью предотвращения отложения солей традиционно применяют физические, химические и технологические методы. На сегодняшний день наиболее распространенным является химический способ, основанный на использовании ингибиторов солеотложений. Выбор наиболее результативного ингибитора солеотложений для каждого конкретного случая должен базироваться на теоретических и лабораторных исследованиях. Для приобретения наибольшего ингибирующего действия по отношению к неорганическим солям иногда в состав ингибитора вводят несколько типов веществ. В этой связи производимые в последнее время большинство ингибиторов представляют собой сложные композиционные составы. В системе нефтегазовой промышленности для предотвращения солеотложений приоритет-

ное место получили ингибиторные способы защиты трубопроводов и оборудования [13-15].

Ингибиторы должны отвечать установленным требованиям: быть совместимыми с пластовыми и попутно добываемыми водами, быть термостойкими, обладать адсорбционно-десорбционной способностью, пониженной коррозионной активностью, не оказывать негативного влияния на ухудшение качества нефти, быть экологически безопасными и др.

Адсорбционно-десорбционные свойства – это одно из главных требований, которые предъявляются к разработанным ингибиторам солеотложений. Ингибиторы адсорбируются на зародышевых центрах солевого соединения и подавляют рост кристалла, модифицируют его форму и размеры и препятствуют прилипанию друг к другу, а также ухудшают адгезию солевого кристалла к металлическим поверхностям. В первую очередь, ингибитор должен сравнительно быстро и в большом объеме адсорбироваться на поверхности породы, во вторую – медленно десорбироваться в процессе эксплуатации скважины. На сколько меньше и медленнее выносится из пласта реагент, на столько больше период его ингибирующего действия [16, 17].

Известен ингибитор солеотложения, содержащий (масс.%) ингибированную соляную кислоту (40-60), азотсодержащее соединение (1.5-4.2), анионоактивный полимер (20-25), ортофосфорную кислоту (1-5) и воду (остальное). Ингибитор содержит азотсодержащее соединение, избранное из группы: карбамид, моноэтаноламин, диэтаноламин, триэтаноламин, диэтилентриамин, триэтилентетрамин, полиэтиленполиамин. В качестве анионоактивного полимера содержит карбоксиметилцеллюлозу или полиакриламид [18]. Использование большого количества ингибированной соляной кислоты, анионоактивного полимера, а также высокое содержание активного компонента в составе ингибитора являются недостатками способа. Традиционные методы борьбы с солевыми отложениями не обеспечивают полной защиты трубопроводов от осложнений, имеют высокую стоимость, сложны в реализации и токсичны.

Лабораторные исследования

Для повышения эффективности предотвращения солеотложений в нефтепромысловых оборудовании, трубопроводах и расширения сырьевых баз разработан ингибитор солеотложения, содержащий поверхностно-активное вещество (ПАВ), кислоту и анионоактивный полимер. В качестве ПАВ состав содержит пентаэтиленгексамин (ПЭГА) в количестве 11.6-23.4 масс.%, кислоты-ортофосфорную кислоту в количестве 9.8-30.6 масс.%, а в качестве анионоактивного полимера 1%-й водный

раствор натриевой соли карбоксиметилцеллюлозы – остальное [18].

Плотность приготовленных композиций при 20 °С составляет 1050-1070 кг/м³, кинематическая вязкость 14-20 мм²/с, температура замерзания – 10-15 °С, рН=3-4. Внешний вид: бесцветная, прозрачная, текучая жидкость, легко растворяется в воде.

Реагенты, используемые для приготовления ингибитора солеотложения, соответствуют нижеследующим нормативным документам: ортофосфорная кислота – ГОСТ10678-76, ТУ2143-002-34179766-97; ПЭГА-ТУ 0254-03-53839702-2005; натриевая соль карбоксиметилцеллюлозы – ТУ2231-037-26289127-01.

Как было отмечено, одним из основных требований для ингибиторов солеотложения являются их адсорбционно-десорбционные свойства. Известно, что породы, являющиеся носителями нефти и газа, обладают смачиваемостью и сорбционностью. Для улучшения адсорбционно-десорбционных свойств ингибитора солеотложения необходимо использование реагентов, снижающих межфазное натяжение на границе «нефть-ингибитор». Эти реагенты позволяют расширить площадь контакта со смесью силикатных и алюмосиликатных, а также карбонатных компонентов. Приготовленные реагенты, благодаря адсорбционно-десорбционным свойствам как ингибитора солеотложения, долгое время работают и имеют высокую эффективность.

Техническим результатом настоящей разработки является исключение применения дефицитных, дорогостоящих реагентов, увеличение продуктивности пласта за счет предотвращения образования неорганических отложений при обработке карбонатных и терригенных продуктивных пластов, исключающее загрязнение пласта и внутрискважинного оборудования нерастворимыми солями устранение солеотложений в трубопроводных системах.

Для приготовления ингибиторов солеотложений вначале готовят рассчитанное количество 1%-го водного раствора натриевой соли карбоксиметилцеллюлозы, затем в колбу наливают требуемый объем пентаэтиленгексамина и ортофосфорной кислоты и смешивают до получения однородного раствора. Полученные составы показаны в таблице 1.

Как видно из таблицы 1 количество Na-КМЦ (1%-й водный раствор) изменяется в пределах 46.0-78.6 %, ортофосфорной кислоты 9.8-30.6 %, ПЭГА-а 8.5-23.4 %. Приготовленные составы однородные, хорошо растворяются в воде. Плотность составов при 20 °С 1030-1050 кг/м³, кинематическая вязкость 10.25-13.345 мм²/с, водородный показатель рН=5.0-7.5.

Эффективность ингибиторов солеотложений по

предотвращению осаждения сульфатов и карбонатов кальция проверена в модельных пластовых водах. Приготовленные модельные пластовые воды, которые осаждают CaSO_4 и CaCO_3 имеют следующие составы:

Для осаждения CaSO_4

Первая часть

NaSO_4 13.0 г/л

NaCl 18.8 г/л

$\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ 1.24 г/л

Вторая часть

CaCl_2 13.6 г/л

Для осаждения CaCO_3

Первая часть

NaHCO_3 2.4 г/л

Вторая часть

CaCl_2 2.92 г/л

NaCl 40.4 г/л

$\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ 4.26 г/л

Эффективность ингибирования к солеотложению приготовленных образцов проведено в модельных пластовых водах [18]. Лабораторные тесты проведены при 80 °С в течение 5 часов. Эффективность ингибирования (\mathcal{E}) вычислена по следующей формуле:

$$\mathcal{E} = (C_p - C_x) \cdot 100 / (C_0 - C_x)$$

Здесь, C_p – количество ионов Ca^{2+} в термостатированной и ингибированной среде, мг/л; C_x – количество ионов Ca^{2+} в среде без ингибитора; C_0 – количество ионов Ca^{2+} в исходном растворе, мг/л.

На рисунке 1 показана эффективность разработанных ингибиторов солеотложений по предотвращению осаждения сульфатов кальция, а на рисунке 2 – эффективность разработанных ингибиторов солеотложений по предотвращению осаждения карбонатов кальция при концентрациях 10г/т, 20г/т и 30г/т.

№ примера	Компоненты, входящие в состав ингибитора, в массовых процентах		
	Na-КМЦ	ПЭГА	o-Н ₃ PO ₄
1	78.6	11.6	9.8
2	69	12.5	18.5
3	54.5	15.5	20.0
4	59.2	17.3	23.5
5	54.8	19.5	25.7
6	50.2	21.3	28.5
7	46.0	23.4	30.6
8	65.0	13.8	21.2
9	71.5	10.5	18.0
10	75.5	8.5	16.0

Как видно из таблицы и рисунков, приготовленные образцы при расходе 10-30 г/т проявляют высокий ингибиторный эффект по предотвращению осаждения сульфата и карбоната кальция.

Промысловые исследования

Промысловые испытания разработанного ингибитора для борьбы с солеотложениями на оборудовании, используемом на служебном участке утилизации пластовых вод, осуществлены 15.04-16.05.2019 г в НГДУ им Г. З. Тагиева. Приготовленный реагент в количестве 3 тонны с перерывом 2 часа вводился в резервуар, заполненный пластовой водой в количестве 100 тонн и выдерживался 30 минут. Затем пластовая вода с добавкой реагента поступала в транспортную линию. В течение 30 дней каждые 10 дней 0.9 тон реагента вводилось в резервуар со сборно-пластовой водой и далее после 30-ти минутной выдержки в соответствии с правилами жидкость из резервуара подавалась в транспортную линию. До

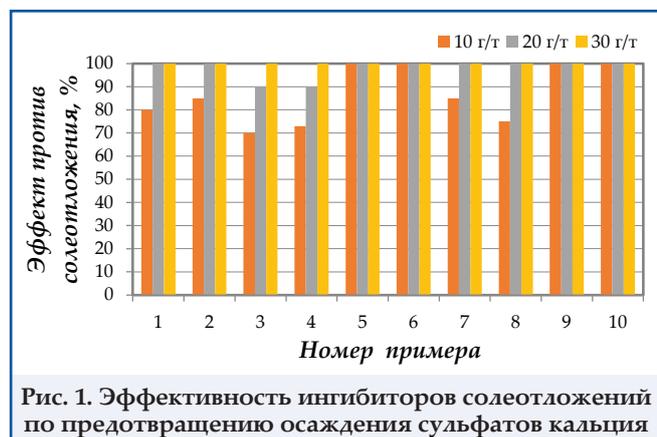


Рис. 1. Эффективность ингибиторов солеотложений по предотвращению осаждения сульфатов кальция

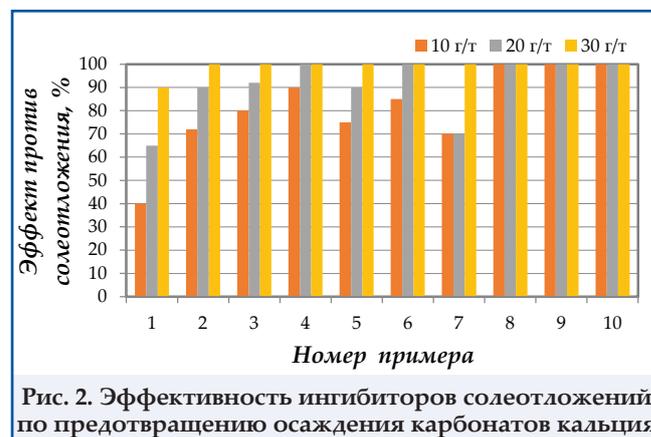


Рис. 2. Эффективность ингибиторов солеотложений по предотвращению осаждения карбонатов кальция

добавки реагента отбирались пробы для анализа пластовой воды.

Результаты анализа пластовой воды до введения реагента следующие: Ca^{2+} – 160.32 мг/л; Mg^{2+} – 173.55 мг/л; Cl^- – 48585 мг/л; HCO_3^- – 989.92 мг/л.

После введения 3 тонн реагента в резервуар из конца транспортной линии отбирались пробы воды для проведения анализа. После полного введения реагента повторно проводился 2-ой этап анализа воды. Пробы для анализа воды отбирались из трех точек: из конца транспортной линии (после ~1200 метров), из транспортной линии (1-ая после

~700 метров, 2-ая после ~600 метров). Результаты анализов пластовых вод после добавки разработанного ингибитора солеотложений показаны в таблицах 2 и 3.

Во всех пробах воды после введения ингибитора солеотложений наблюдается увеличение количества ионов. Это доказывает эффективное влияние разработанного реагента на процесс предотвращения солеотложений. Полученные результаты позволяют рекомендовать применение предложенного ингибитора солеотложений на других производственных объектах.

Анализируемые ионы, мг/л	после ~1200 метров	после ~700 метров	после ~600 метров
Ca^{2+}	1843.7	3486.9	4208.4
Mg^{2+}	2383.36	3696.4	4450.56
Cl^-	53605	66385	66740
HCO_3^-	1378.4	1545.8	1884.5

Анализируемые ионы, мг/л	после ~1200 метров	после ~700 метров	после ~600 метров
Ca^{2+}	1282.56	1883.76	3046.08
Mg^{2+}	1094.5	1459.2	2213.12
Cl^-	57155	59285	60250
HCO_3^-	1578.4	1823.5	3326.64

Выводы

1. Предложен ингибитор солеотложений, содержащий ПАВ, кислоту и анионоактивный полимер. При расходе 10-30 г/т составы проявляют ингибирующий эффект по предотвращению осаждения сульфата кальция от 70 до 100 % и карбоната кальция от 40 до 100 %.
2. Испытания разработанного ингибитора солеотложений в НГДУ им Г. З. Тагиева для борьбы с отложениями солей на оборудовании и трубопроводе, используемом на служебном участке утилизации пластовых вод, показали, что во всех пробах воды, после введения ингибитора наблюдается увеличение количества ионов, что доказывает эффективное влияние разработанного реагента на процесс предотвращения солеотложений.

Литература

1. Аксенов, Д. А. (2016). Эффективность предотвращения отложения солей с помощью ингибиторов. *European Science*, 56, 5-7.
2. Волошин, А. И., Гусаков, В. Н., Фахреева, А. В. и др. (2018). Ингибиторы для предотвращения солеотложения в нефтедобыче. *Нефтепромысловое дело*, 11, 59-72.
3. Каипбергенова, Г. Р., Халикова, С. Д., Кадиров, Х. И. (2020). Сравнительные исследования эффективности ингибиторов солеотложения. *UNIVERSUM: Технические Науки*, 2(71), 38-42.
4. Ko, S., Wang, X., Zhao, Y., et al. (2020). Prevention of mineral scale deposition using dispersants and inhibitors. SPE-200670-MS. In: *SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition, Virtual*.

References

1. Aksenov, D. A. (2016). Effectively prevent the deposition of salts using inhibitors. *European Science*, 56, 5-7.
2. Voloshin, A. I., Gusakov, V. N., Fakhreeva, A. V., Dokichev, V. A. (2018). Scaling prevention inhibitors in oil production. *Oilfield Engineering*, 11, 59-72.
3. Kaipbergenova, G. R., Halikova, S. D., Kadirov, H. I. (2020). Comparative effectiveness research of salting inhibitors. *UNIVERSUM: Technical Sciences*, 2(71), 38-42.
4. Ko, S., Wang, X., Zhao, Y., et al. (2020). Prevention of mineral scale deposition using dispersants and inhibitors. SPE-200670-MS. In: *SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition, Virtual*.

5. Wang, H., Hu, J., Yang, Z. (2021). The study of a highly efficient and environment-friendly scale inhibitor for calcium carbonate scale in oil fields. *Petroleum*, 1, 1-14.
6. Пучина, Г. Р., Рагулин, В. В., Телин, А. Г. и др. (2020). Современная практика предупреждения и удаления солеотложений. *Нефтегазовое дело*, 2, 72-80.
7. Джаббарова, К. Ш. (2021). Оценка возможностей применения наноструктурированного состава для предотвращения солеотложений в технологических процессах добычи нефти. *SOCAR Proceedings*, 4, 67-71.
8. Шахбазов, Э. Г., Гасанов, Х. И., Халилов, Н. Н. (2022). Наносодержащие ингибиторы солеотложения на основе этаноламмонийфосфатов. *SOCAR Proceedings*, 2, 67-72.
9. Jafar Mazumder, M. A. (2020). A review of green scale inhibitors: process, types, mechanism and properties. *Coatings*, 10, 1-29.
10. Кащавцев, В. Е. (2004). Роль пластовых вод в процессе осадкообразования солей при добыче нефти. *Нефть. Газ. Бизнес*, 1, 42-45.
11. Кащавцев, В. Е., Мищенко, И. Т. (2004). Солеобразование при добыче нефти. *Москва: Орбита-М*.
12. Рустамов, Ч. Ф., Гордеев, Я. И., Шихиева, Л. А., Багиров, О. Т. (2009). К вопросу реализации технологии новой композиционной системы для борьбы с солеосаждениями. *Нефтегазовое дело*, 1, 1-11.
13. Глушенко, В. Н., Денисова, А. В., Силин, М. А., Пташко, О. А. (2013). Ингибиторная защита нефтепромыслового оборудования от коррозии и солеотложения. *Уфа: Китап*.
14. Бикчантаева, Н. В., Монахова, Н. В., Алешкина, И. В. (2000). Исследование свойств нового ингибитора солеотложений СНПХ-5312 (марок С и Т). *Нефтяное хозяйство*, 11, 39-40.
15. Kamal, M. S., Hussein, I., Mahmoud, M., et al. (2018). Oilfield scale formation and chemical removal: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 12, 127-139.
16. Khormali, A., Petrakov, D. G., Moghaddam, R. N. (2017). Study of adsorption/desorption properties of a new scale inhibitor package to prevent calcium carbonate formation during water injection in oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 153, 257-267.
17. Ахмедов, Ф. М. (2021). Разработка нового ингибитора для предотвращения солеотложений. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*, 4, 32-37.
18. Матиев, К. И., Самедов А. М., Ага-заде А. Д., Ахмедов, Ф. М. (2022). Ингибитор солеотложения. *Евразийский патент № 039647*.
5. Wang, H., Hu, J., Yang, Z. (2021). The study of a highly efficient and environment-friendly scale inhibitor for calcium carbonate scale in oil fields. *Petroleum*, 1, 1-14.
6. Puchina, G. R., Alimbekova, S. R., Telin, A. G., et al. (2020). Modern practice of salt deposition preventing and removing. *Petroleum Engineering*, 2, 72-80.
7. Jabbarova, K. Sh. (2021). Assessment of the possibilities of using nanostructured composition to prevent salt deposition in oil production processes. *SOCAR Proceedings*, 4, 67-71.
8. Shakhbazov, E. G., Hasanov, Kh. I., Khalilov, N. N. (2022). Inhibitor for nitrogen-containing hardness deposition based on ethanolammonium phosphates. *SOCAR Proceedings*, 2, 67-72.
9. Jafar Mazumder, M. A. (2020). A review of green scale inhibitors: process, types, mechanism and properties. *Coatings*, 10, 1-29.
10. Kashchavtsev, V. E. (2004). The role of formation water in the process of salt precipitation during oil production. *Neft. Gas. Business*, 1, 42-45.
11. Kashchavtsev, V. E., Mishchenko, I. T. (2004). Salt formation at oil production. *Moscow: Orbita-M*.
12. Rustamov, I. F., Gordeyev, Y. I., Shihiyeva, L. A., Bagirov, O. T. (2009). About realization of new composite system technology for salt scale control. *Oil and Gas Business*, 1, 1-11.
13. Glushchenko, V. N., Denisova, A. V., Silin, M. A., Ptashko, O. A. (2013). Inhibitor protection of oilfield equipment from corrosion and salt deposition. *Ufa: Kitap*.
14. Bikhantaeva, N. V., Monaxova, N. V., Aleshkina, I. V. (2000). Studies on properties of the new salt deposits inhibitor SNPH-5312. *Oil Industry*, 11, 39-40.
15. Kamal, M. S., Hussein, I., Mahmoud, M., et al. (2018). Oilfield scale formation and chemical removal: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 12, 127-139.
16. Khormali, A., Petrakov, D. G., Moghaddam, R. N. (2017). Study of adsorption/desorption properties of a new scale inhibitor package to prevent calcium carbonate formation during water injection in oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 153, 257-267.
17. Ahmadov, F. M. (2021). Development of new inhibitor to prevent salt deposition. *Azerbaijan Oil Industry*, 4, 32-37.
18. Matiev, K. I., Samedov, A. M., Agha-zadeh, A. D., Akhmedov, F. M. (2022). Salt deposition inhibitor. *Eurasian Patent No. 039647*.

Оценка эффективности ингибиторной защиты нефтепромыслового оборудования от солеотложений

К. И. Матиев, А. М. Самедов, А. Д. Ага-заде, Ф. М. Ахмедов
НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Реферат

В настоящее время в практике разработки месторождений наиболее распространенной является ингибиторная защита поверхности нефтепромыслового оборудования и трубопроводов от образования отложений неорганических солей. Для повышения эффективности предотвращения солеотложений в нефтепромысловых оборудованных, трубопроводах и расширения сырьевых баз разработан ингибитор солеотложения, содержащий поверхностно-активное вещество, кислоту и анионоактивный полимер. Техническим результатом настоящей разработки является исключение применения дефицитных, дорогостоящих реагентов, увеличение продуктивности пласта за счет предотвращения образования неорганических отложений при обработке карбонатных и терригенных продуктивных пластов, исключающее загрязнение пласта и внутрискважинного оборудования нерастворимыми солями устранение солеотложений в трубопроводных системах. Приготовленные образцы при расходе 10-30 г/т проявляют высокий ингибиторный эффект по предотвращению осаждения сульфата и карбоната кальция. Промысловые испытания разработанного ингибитора солеотложений показали хорошие результаты.

Ключевые слова: ингибитор солеотложений; адсорбционно-десорбционные свойства; эффективность ингибирования; сульфат кальция; карбонат кальция; промысловые испытания.

Neftmədən avadanlıqlarının duz çöküntülərindən ingibitor qorunmasının effektivliyinin qiymətləndirilməsi

К. İ. Mətiyev, A. M. Səmədov, A. D. Ağə-zadə, F. M. Əhmədov
²«Neftqazəlmətdiqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Hal-hazırda yataqların işlənməsi təcrübəsində ən çox yayılmış neft-mədən avadanlığının və boru kəmərlərinin səthinin qeyri-üzvi duz çöküntülərinin əmələ gəlməsindən ingibitor qorunmasıdır. Neft mədən avadanlıqlarında, boru kəmərlərində duz çöküntüsünün qarşısının alınmasının və xammal bazalarının genişləndirilməsinin effektivliyini artırmaq üçün səthi aktiv maddə, turşu və anionaktiv polimer olan duz çökmə ingibitoru işlənmişdir. Bu işləmənin texniki nəticəsi, bahalı reaktivlərin istifadəsinin aradan qaldırılması, karbonat və terrigen məhsuldar layların işlənməsi zamanı qeyri-üzvi çöküntülərin əmələ gəlməsinin qarşısını alaraq, layın və quyudaxili avadanlıqların həll olunmayan duzlarla çirklənməsini istisna etməklə, boru kəmərləri sistemlərində duz çöküntülərinin aradan qaldırılmasıdır. Hazırlanmış nümunələr 10-30 q/t sərfi ilə kalsium sulfat və karbonatın çökməsinin qarşısını almaq üçün yüksək ingibitor effekti göstərmişdir. İşlənmiş duz çöküntüsü ingibitorunun mədən sınaqları yaxşı nəticələr göstərmişdir.

Açar sözlər: duz çöküntüsü ingibitoru; adsorbsiya-desorbsiya xüsusiyyətləri; ingibitorlaşmanın effektivliyi; kalsium sulfat; kalsium karbonat; mədən sınaqları.