

GEOLOGIYA-MINERALOGIYA FANLARI / GEOLOGICAL AND MINERALOGICAL SCIENCES

УДК: 620.193.8

НОВЫЙ ИНГИБИТОР СОЛЕОТЛОЖИ Я НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**Турсунов Максод Абдужалилович¹**-кандидат технических наук,E-mail: maksad.tursunov@grdc.uz**Абдиразаков Акмал Ибрагимович²** - доцент, email: akmal/abdirazakov@bk.ru**Норинов Фахриёр Курбонович²**-доцент, E-mail: faxriyornorinov@gmail.com**Кенжаев Куддуз Шавкат угли²**-докторант (PhD), E-mail: kenjayevquddus@gmail.com¹ООО «Geo Research and Development Company», г. Ташкент, Узбекистан²Каршинский инженерно-экономический институт, г. Карши, Узбекистан

***Аннотация.** В статье представлены результаты проведенных лабораторных испытаний нового ингибитора солеотложения разработанный для предотвращения отложений сульфатных и карбонатных солей в системах нефтепромыслового оборудования, трубопроводах при добыче и транспортировке нефти. С целью определения эффективности защитного действия представленного образца ингибитора солеотложения были проведены исследования на пластовой воде месторождения «Чегара» СП-1 при различных дозировках.*

В результате проведенных исследований установлено оптимальная дозировка ингибитора солеотложения для месторождения Чегара.

***Ключевые слова:** нефть, соль, коррозия, ингибитор коррозии, оборудования, защита, опытно-промышленное испытания, образцы свидетелей коррозии, продукт, скважин.*

UDC: 620.193.8

NEW SCALE INHIBITOR FOR OIL FIELDS**Tursunov Maksad Abdujallilovich** - Candidate of Technical Sciences,E-mail: maksad.tursunov@grdc.uz**Abdirazakov Akmal Ibragimovich** - associate professor, E-mail: akmal/abdirazakov@bk.ru**Norinov Fakhriyor Kurbonovich**-Acting Associate Professor,E-mail: faxriyornorinov@gmail.com**Kenzhaev Kudduz Shavkat ugli**-Doctoral student (PhD),E-mail: kenjayevquddus@gmail.com¹LLC “Geo Research and Development Company”, Tashkent city, Uzbekistan²Karshi engineering-economics institute, Karshi city, Uzbekistan

***Abstract.** The article presents the results of laboratory tests of a new scale inhibitor designed to prevent deposits of sulfate and carbonate salts in oilfield equipment systems, pipelines during oil production and transportation. In order to determine the effectiveness of the protective action of the presented sample of scale inhibitor, studies were carried out on the formation water of the Chegara SP-1 field at various dosages.*

As a result of the research, the optimal dosage of the scale inhibitor for the Chegara field was established.

***Key words:** oil, salt, corrosion, corrosion inhibitor, equipment, protection, pilot testing, samples of corrosion witnesses, product, wells.*

UO‘K: 620.193.8

NEFT KONLARI UCHUN YANGI SHKALA INGIBITORI**Tursunov Maksad Abdujallilovich**-texnika fanlari nomzodi, dotsent,

E-mail: maksad.tursunov@grdc.uz

Abdirazakov Akmal Ibragimovich² - dotsent, E-mail: akmal/abdirazakov@bk.ru**Norinov Faxriyor Qurbonovich**-dotsent vazifasini bajaruvchi, E-

mail: faxriyornorinov@gmail.com

Kenjayev Quddus Shavkat o‘g‘li-doktorant(PhD), E-mail: kenjayevquddus@gmail.com¹«Geo Research and Development Company» MChJ, Toshkent sh., O‘zbekiston²Qarshi muhandislik-iqtisodiyot instituti, Qarshi sh., O‘zbekiston

***Annotatsiya.** Maqolada neft qazib olish va tashish jarayonida neft konlari uskunalari tizimlarida, quvurlarda sulfat va karbonat tuzlari cho‘kmalarining oldini olish uchun mo‘ljallangan yangi shkala ingibitori laboratoriya sinovlari natijalari keltirilgan. Taqdim etilgan shkala ingibitori namunasining himoya ta‘sirining samaradorligini aniqlash uchun Chegara SP-1 konining turli dozalarda hosil bo‘lgan suvlari bo‘yicha tadqiqotlar o‘tkazildi. Tadqiqotlar natijasida Chegara koni uchun shkala ingibitorining optimal dozasi belgilandi.*

***Kalit so‘zlar:** neft, tuz, korroziya, korroziya ingibitori, jihozlar, himoya qilish, tajriba sinovlari, korroziya jarayonlarining namunalari, quduq, mahsuloti.*

Введение

Основным методом разработки нефтяных месторождений является заводнение продуктивных пластов. При этом в пласте протекают сложные геохимические процессы взаимодействия закачиваемой воды с породой пласта и насыщающими ее жидкостями, приводящие к формированию попутно-добываемых вод, насыщенных неорганическими солями. При изменении термобарических условий в скважинах происходит кристаллизация из перенасыщенных попутно-добываемых вод и образование отложений солей в призабойной зоне скважин и на поверхности нефтепромыслового оборудования. Отдельные причины образования солей достаточно хорошо изучены, однако системного их обобщения и классификации, связывающих между собой все сложные процессы в пласте и скважинах, включающих и последнюю стадию разработки, не имеется.

Разработка месторождений с поддержанием пластового давления путем закачки пресной воды в продуктивные горизонты привела к осложнениям, которые вызваны образованием отложений минеральных солей на нефтепромысловом оборудовании в период обводнения добываемой нефти. Образование отложений неорганических солей является одной из серьезных проблем в добыче нефти. Эти отложения состоят в основном из кристаллов гипса, карбонатов кальция, продуктов коррозии, песчаных и глинистых частиц и органических включений [1, 2, 3, 4].

Одну из основных причин ряд исследователей связывает с формированием попутно-добываемых вод. С закачкой пресных вод в нефтяном пласте образуется сложная многокомпонентная система «закачиваемая вода - пластовая вода - погребенная вода - нефть с растворенным газом - породы пласта». В результате сложных внутрипластовых процессов в этой системе происходит увеличение концентрации ионов в попутной воде, потенциально способных к образованию солей и выпадению их в виде осадка. Процесс образования отложений усиливается при значительном изменении термодинамических параметров в пласте и скважине. Закачиваемые воды, при движении по пласту, взаимодействуют с породой, остаточными водами и углеводородами. При взаимодействии они меняют свой химический состав, степень минерализации и физические свойства [2, 5, 6, 7, 8].

Методы и материалы

Существующие методы предотвращения отложения солей можно разделить на две группы - безреагентные и химические [2,7].

К безреагентным методам относятся: воздействие на перенасыщенные солями растворы магнитными силовыми и акустическими полями, использование защитных покрытий труб и рабочих органов насосов. К этой же группе относят и мероприятия, основанные на изменении технологических факторов эксплуатации скважин, проведение специальных изоляционных работ, поддержание повышенных забойных давлений, использование хвостовиков, диспергаторов и других конструктивных изменений в глубинно насосных установках.

Установлено, что чем больше забойное давление, тем меньше интенсивность солеотложений. Однако повышение забойных давлений приводит к снижению дебитов скважин. Необходимо предусматривать повышение пластового давления, чтобы не допустить снижения добычи нефти [2].

В настоящее время на промыслах широко применяются химические методы борьбы с отложениями солей [2, 9, 10]. К ним относятся подготовка и использование для закачки в пласт высокоминерализованных, совместимых с пластовыми, вод. Их использование исключает, или в значительной мере снижает, интенсивность образования отложений неорганических солей. Однако, этот путь требует огромного количества различных солей для приготовления искусственных вод, идентичных по своему составу с первоначальными пластовыми водами, громоздкого оборудования и использование его в реальных условиях экономически не целесообразно.

Из известных химических методов предотвращения отложения неорганических солей наиболее эффективным и технологичным является способ с применением химических реагентов - ингибиторов отложения солей (ИОС), а также использования бактерицидов и ингибиторов коррозии для предотвращения образования отложений сульфида железа [11, 12].

Основными причинами выпадения солей в скважинах являются смешения несовместимых вод в результате эксплуатации нескольких продуктивных пластов одновременно или в скважинах, эксплуатируемых один пласт с заколонными перетоками из смежных горизонтов. Нередко причиной служит нарушение технического состояния эксплуатационных колонн и негерметичность пакера, особенно на старых месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки.

Для повышения работоспособности глубинно-насосного оборудования в условиях отложения солей применяют различные покрытия поверхности, соприкасающейся с пластовой жидкостью. Проблема солеотложения на металлических поверхностях нефтепромыслового оборудования связана с коррозионным процессом, так как любая шероховатость и продукты коррозии являются концентратом кристаллизации при движении пересыщенных солями растворов. Поэтому любые антикоррозионные покрытия на внутренних металлических поверхностях являются мерой по снижению солевых отложений. К ним относятся лакокрасочные и полимерные покрытия, детали и узлы скважинного оборудования, изготовленные из полимеров и обладающие низкой адгезией к отложениям солей. Использование полиэтиленовых труб против солеотложения рекомендуется в виде вставок в стальные трубы, что является также средством предотвращения коррозии. Однако промышленный опыт не подтвердил однозначно положительных результатов применения защитных покрытий. Так, например, полимерные материалы изнашиваются быстрее, чем металл [13].

Выбор источника водоснабжения и подготовка воды в системе поддержания пластового давления позволяют снизить интенсивность образования отложений солей. Закачиваемый в пласт агент должен иметь полную химическую совместимость с пластовыми и попутно добываемыми водами. К основным недостаткам этого метода можно отнести недостаточное количество высокоминерализованных вод для заводнения и значительные затраты на подготовку закачиваемого агента.

Следует отметить, что все перечисленные способы предотвращения солеотложения не могут считаться универсальными, и в значительной степени эффективность их применения зависит от условий образования осадков.

Эффективным способом предотвращения солеотложения в нефтепромысловом оборудовании, в том числе и при глушении скважин, является химический с использованием ингибиторов отложения солей. К ингибиторам относятся такие химические вещества, добавление которых в раствор неорганической соли резко замедляет процесс осадкообразования.

Результаты исследования

В настоящий момент ведется работа по подбору оптимального состава ингибирующей композиции (в том числе выбор типа и размеров наночастиц для проявления наибольшего ингибирующего эффекта) с учетом того, что для промышленных испытаний выбирают ингибитор, проявляющий при лабораторных исследованиях защитный эффект ингибирования солеотложения порядка 75–90 % при малой концентрации ингибитора. При этом необходимо, чтобы разработанные реагенты были адаптированы к реальным условиям применения (разнообразие горно-геологических особенностей строения продуктивных пластов, состава пластовых флюидов, системы поддержания пластового давления и типов используемых для этого вод определяет причины образования отложения солей, различие в составах солей на разных месторождениях). Кроме того, разработки направлены на повышение эксплуатационных свойств (например, возможность эффективной работы ингибитора при повышенных температурах) [1, 14].

В «Физико-химической лаборатории нефти и газа» ООО «Geo Research and Development Company» был разработан новый ингибитор солеотложения марки ИК GRDC- 0621 для месторождений Западного Узбекистана.

Ингибитор солеотложения «GRDC-0621» предназначен для предотвращения отложений сульфатных и карбонатных солей в системах нефтепромыслового оборудования, трубопроводах при добыче и транспортировке нефти. Ингибитор солеотложения представляет собой сложный многокомпонентный органический продукт.

По физико-химическим показателям ингибитор должен соответствовать требованиям и нормам, установленным в таблице 1.

Эффективность действия анализируемого ингибитора солеотложения оценивали путем сравнения процесса осадкообразования в ингибированной и неингибированной пластовых водах.

Сущность данного метода заключается в определении концентрации ионов кальция комплексометрическим методом до ввода ингибитора и после его введения в анализируемую систему.

На основании полученных данных был рассчитан защитный эффект ингибитора согласно формуле:

$$z = \frac{C_{И} - C_{ВО}}{C_{В} - C_{ВО}} \cdot 100 \%$$

где z – защитный эффект ингибирования солеотложений, %;

$C_{И}$ – концентрация ионов кальция в воде с ингибитором солеотложения после осаждения CaCO_3 (среднее из 2-х определений);

$C_{ВО}$ – концентрация ионов кальция в воде без ингибитора солеотложения после осаждения CaCO_3 (среднее из 2-х определений);

$C_{В}$ – концентрация ионов кальция в воде без ингибитора солеотложения до осаждения CaCO_3 (среднее из 2-х определений).

Требования и нормы к физико-химическим показателям ингибитора

№	Наименование показателя	Норма	Методы определения
1	Внешний вид	Однородная жидкость от бесцветного до светло-коричневого цвета	Определяется визуально по п. 9.2
2	Плотность при 20°C, г/м ³ не менее	0,95	по ГОСТ 3900
3	Кинематическая вязкость, мм ² /сек, не более при: - плюс 20°C - минус 40°C	20 500	по ГОСТ 33
4	рН, раствора	8,0 – 10,0	по ГОСТ 22567.5
5	Температура застывания, °С, не выше	Минус 50	по ГОСТ 20287
6	Скорость коррозии Ст-3 при 20°C в течении 24 часов: -Для фонда скважин не более мм/год; -Для остальных направлений не более мм/год.	0,089 0,125	ТУ ГОСТ 9.905-82
7	Эффективность в стандартном солевом растворе, %, не менее	90	по п.9.6. наст. ТУ

С целью определения минимальных эффективных дозировок проведена оптимизация дозировок в пределах от 20 до 50 g/t

Анализ пластовый воды проводился по следующим показателям:

1. Внешний вид
2. рН
3. Жесткость общая, mol/l
4. Хлориды, mg/l
5. Сульфаты, mg/l
6. Гидрокарбонаты, mg/l
7. Карбонаты, mg/l
8. Кальций, mg/l
9. Магний, mg/l
10. натрий +калий (по расчету), mol/l
11. Плотность, g/cm³
12. Сухой остаток, mg/l

Ниже в таблице 2 представлены результаты анализа солевого состава пластовой воды месторождения «Чегара» из сборного пункта (СП-1).

Таблица 2

Результаты анализа пластовой воды «Чегара»из СП-1

Данные анализа	mg/l	mol/l	% эквивалент
1	2	3	4
Хлориды	76913,0	2169,6 2	49,51
Сульфаты	397,0	8,27	0,19
Гидрокарбонаты	817,40	13,40	0,31
Кальций	5410,8	270,00	3,1
Магний	850,5	70,00	4,2
Натрий+калий	44431,0	1851,2 9	42,7
ИТОГО:		4382,58	100
Сухой остаток mg/l	149358		
Общая жесткость, mol/l	340		
pH	7,4		
Плотность, g/cm ³	1,055		
Тип воды по Сулину	Хлоркальциевый		

Внешний вид пластовый воды – бесцветная, с небольшим осадком коричневого цвета. В таблице 2 представлены результаты анализа пластовой воды месторождения «Чегара» СП-1.

На основании проведенного исследования установлено, что анализируемая вода является высокоминерализованной с общей жесткостью 340,0mol/l

Эффективность защитного действия представленного образца реагента исследовалась на пластовой воде месторождения «Чегара» СП-1.

С целью определения минимальных эффективных дозировок проведена оптимизация дозировок в пределах от 20 до 50 g/t.

Результаты испытаний представлены в таблице 3.

Таблица 3

Защитный эффект образца реагента ингибитора солеотложения марки «ИС GRDC 0621») на пластовой воде м/р «Чегара СП -1».

Проба	Концентрация Ca ²⁺ , g/t			Защитный эффект, %
	1 определение	2 определение	Среднее Значение	
1	2	3	4	5
Дозировка 20 g/t				
Вода до осаждения ионов Ca ⁺⁺ в контрольном образце - C _в	5410,7	5410,9	5410,8	
Вода после осаждения ионов Ca ⁺⁺ в контрольном образце- C _{во}	5310,7	5310,9	5310,8	

Вода с ингибитором после осаднения ионов Ca^{++} - $C_{и}$	5310,9	5310,7	5310,8	Нет эффекта
1	2	3	4	5
Дозировка 30g/t				
Вода до осаднения ионов Ca^{++} в контрольном образце - $C_{в}$	5410,7	5410,9	5410,8	
Вода после осаднения ионов Ca^{++} в контрольном образце- $C_{во}$	5310,7	5310,9	5310,8	
Вода с ингибитором после осаднения ионов Ca^{++} - $C_{и}$	5405,9	5405,7	5405,8	95,0
Дозировка 40 g/t				
Вода до осаднения ионов Ca^{++} в контрольном образце - $C_{в}$	5410,7	5410,9	5410,8	
Вода после осаднения ионов Ca^{++} в контрольном образце- $C_{во}$	5310,7	5310,9	5310,8	
Вода с ингибитором после осаднения ионов Ca^{++} - $C_{и}$	5611,1	5611,3	5611,2	Нет эффекта
Дозировка 50 g/t				
Вода до осаднения ионов Ca^{++} в контрольном образце - $C_{в}$	5410,7	5410,9	5410,8	
Вода после осаднения ионов Ca^{++} в контрольном образце- $C_{во}$	5310,7	5310,9	5310,8	
Вода с ингибитором после осаднения ионов Ca^{++} - $C_{и}$	5110,3	5110,1	5110,2	Нет эффекта

Как видно из таблицы 3, при дозировке в пределе от 20 g/тдо 50 g/тингибитора солеотложения марки «ИС GRDC-0621»на пластовой воде месторождения «Чегара» ингибитор солеотложения оказывает защитный эффект 95% только при дозировке 30 г/т. Дозировки ингибитора солеотложения 20 g/t,40 g/t и 50 g/t не дают защитного эффекта.

Выводы

Таким образом разработан новый ингибитор солеотложения марки ИК GRDC- 0621 в «Физико-химической лаборатории нефти и газа» ООО «Geo Research and Development Company».

Для определения эффективности защитного действия представленного образца ингибитора солеотложения были проведены исследования на пластовой воде месторождения «Чегара» СП-1.

С целью определения минимальных эффективных дозировок проведена оптимизация дозировок ингибитора солеотложения в пределах от 20 до 50 g/t. Установлено, что дозировка ингибитора солеотложения 20 g/t, 40 g/t и 50 g/t не дают защитного эффекта.

Исследование эффективности образца ингибитора солеотложения марки «ИС GRDC-0621» показало, что максимальный защитный эффект 95% на пластовой воде месторождения Чегара СП-1 достигнуто при дозировке 30 g/t. Учитывая результаты лабораторных

исследований, было-бы целесообразно проведение опытно-промышленных испытаний в реальных условиях нефтяных промыслов.

Литература

1. [Шангараева Л.А., Петухов А.В.](#) Прогнозирование образования отложений солей в нефтяных скважинах. // [Современные проблемы науки и образования](#). Пенза 2013. – С. 99.
2. Геолого-технологические особенности разработки нефтяных месторождений северо-запада Башкортостана / Ф.Х. Хатмуллин, И.М. Назмиев, В.Е. Андреев и др. // М.: ОАО "ВНИИОЭНГ". 1999. - 294 с.
3. А. с. 995721 СССР, МКИ Е 21 В 43/12. Состав для предотвращения выпадения неорганических солей в призабойной зоне пласта / Е.М. Гнеев, М.Г. Исаев, Л.Б. Лялина и др. № 2988641 / 22-03 // БИ. - 1983. - № 6.
4. Кузнецов Н.П. Совершенствование технологий предупреждения парафино-солевых отложений и коррозии в нефтепромысловом оборудовании (на примере ОАО «Юганскнефтегаз»): Дисс. . канд. техн. наук: 05.15.06-Уфа, 1999.- 149 с.
5. Геологическое строение и разработка Арланского нефтяного месторождения // К.С. Баймухаметов, К.Х. Гайнуллин, А.Ш. Сыртланов, и др. Уфа: РИЦ АНК "Башнефть", 1997. - 386 с.
6. Исланова Г.Ш. Применение гелеобразующих композиций для повышения эффективности предотвращения отложения солей в скважинах: Дисс. . канд. техн. наук: 25.00.17 Уфа: УГНТУ, 2001.- 144 с.
7. Люшин С.Ф., Галеева Г.В., Глазков А.А. Оценка методик расчета склонности вод к отложению гипса при добыче нефти // РНТС. Сер. нефтепромысловое дело. М.: ВНИИОЭНГ. - 1983. - Вып.6. - С.8 - 10.
8. Magot M., Carreau L., Matheron R., Caumette P. Thermophilic Bacteria from an oil-producing well // 6th Int. Symp. Microb. Ecol. (ISME-6). -Barcelona, 6-11 Sept., 1992. P. 209.
9. Пути повышения эффективности предупреждения образования отложений неорганических солей в скважинах / А.Ш. Сыртланов, Р.А. Фасхутдинов, Ф.Д. Шайдуллин, Г.Ш. Исланова, Ю.В. Антипин, Н.Р. Яркеева // Нефт. хоз-во. -2002. № 4. - С.59 - 61.
10. Яркеева Н.Р., Гильмутдинов Р.С. Ингибирующая композиция отложения солей на основе малеиновой кислоты // Эксплуатация нефтяных месторождений на поздней стадии разработки: Сб. науч. тр. Уфа: Башнипинефть, 2002. - Вып. 110. - С.148 - 155.
11. Потапов С.С., Кузнецов Н.П. Взаимосвязь процессов солеотложения и коррозии при добыче обводненной нефти // Нефт. хоз-во .1990. -№8.-С. 59-61.
12. СТП 03 34 - 2001. Технология предупреждения образования сульфидосодержащих отложений композициями химических реагентов с применением активизирующих добавок / Р.Ф. Габдуллин, Ф.С. Гарифуллин. - Уфа.: АНК "Башнефть", 2001. - 13 с.
13. Антипин Ю.В., Габдуллин Р.Ф., Исланова Г.Ш. Повышение эффективности методов борьбы с отложениями неорганических солей при добыче нефти // Нефтепромысловое дело. М.: ВНИИОЭНГ. - 1999. - №10. -С.57-60.
14. Федоров С.А., Васильев А.И., Степанов И.И. Повышение эффективности технологий и методов борьбы с солеотложениями при эксплуатации скважин «Молодой учёный» . № 39 (329) Технические науки. Сентябрь 2020 г .September 2020 Technical Sciences 17-19