

УДК 622.276.72

**ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ГЛУБИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ СКВАЖИН
В УСЛОВИЯХ ОТЛОЖЕНИЯ СОЛЕЙ
НА КИРСКОМ И КОТТЫНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ**

Волочков А.Н., Уметбаев В.Г.

ОАО НПФ «Геофизика», г. Уфа

e-mail: anvolochkoff@mail.ru

Аннотация. В статье приводятся причины образования карбонатных отложений на месторождениях Западной Сибири, разрабатываемых АНК "Баинефть", анализ результатов эффективности применяемых методов и технологий борьбы с солеотложениям. Так, в результате анализа выявлено, что средняя эффективность обработок растворителем марки СОНСОЛ 3003 составляет ~ 40 %. Выявлены более эффективные технологии борьбы с солеотложениями, а именно: дозирование ингибиторов солеотложений марки СОНСОЛ 2001 и 2002 по капиллярному рукаву непосредственно на прием насосного оборудования, закачивание реагента по НКТ и оставление его на реагирование в течение 1-5 часов. В связи с невысокой эффективностью приведенных в статье технологий предложен новый способ удаления отложений карбонатных солей с глубинного оборудования, основанный на комплексном применении органического растворителя, кислоты, ингибиторов солеотложения и коррозии.

Ключевые слова: Кирское, Коттынское, образование солей, ингибитор, растворитель, карбонатные отложения

Основным методом поддержания пластового давления на Кирском и Коттынском месторождениях является закачка попутно-добываемой сточной воды в разрабатываемые пласты. Техническая вода подвергается недостаточно качественной очистке от нефтепродуктов, механических примесей и неорганических солей, так как она является побочным продуктом добычи нефти. В процессе закачки такой воды в пласты происходит осолонение продукции добывающего фонда скважин неорганическими солями, появляются проблемы при эксплуатации подземного глубинного оборудования. Образование солевых отложений на насосном оборудовании приводит к снижению межремонтного периода работы скважины (МРП), наработки на отказ насосного оборудования (ННО), необходимости проведения работ по разрушению данных отложений путем применения ингибиторов отложения солей (ИОС), содержащих в своем составе разбавленные кислоты. Применение ИОС, основой которых являются фосфоновые кислоты, усиливают коррозию оборудования [3]. Образование солевых налетов происходит и на стенках эксплуатационной колонны. Для устранения данных отложений с поверхности эксплуата-

онной колонны совместно с ИОС применяются специальные механические средства, такие как механические скреперы, долота с забойными двигателями, шаблоны. Частые спуско-подъемные операции по смене насосного оборудования в наклонно-направленных скважинах истирают поверхность колонны из-за трения между металлом насосно-компрессорных труб и металлом колонны. Все это, в конечном итоге, приводит к нарушению герметичности эксплуатационных колонн – самой дорогостоящей части скважинного оборудования.

Большой проблемой является образование солевых отложений в скважинах, в которых ранее были проведены ремонтно-изоляционные работы по устранению негерметичности эксплуатационной колонны [1,2,3]. Для таких скважин применение механических устройств, направленных на разрушение отложившихся солей, нецелесообразно, так как это приводит к неконтролируемым нагрузкам на вновь созданную крепь интервала изоляции, а впоследствии и к разгерметизации негерметичности. Поэтому необходимо своевременно определять тип и состав неорганических отложений – для выбора конкретного метода борьбы с ними.

Начиная с 2006 г. в осадках, обнаруженных на рабочих органах установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), увеличилось содержание кальцита (CaCO_3). Так в 2008 г. кальцит выявлен в 96,4 % обследованных осадков. Компонентный состав отложений по результатам исследований лаборатории физико-химического анализа Нижневартковского УДНГ и лабораторий ДООО «Башгеопроект» приведён в табл. 1.

Таблица 1. Компонентный состав отложений на рабочих органах УЭЦН.

Состав отложений	% от обследованных скважин			
	2006	2007	2008	2009
$\text{CaCO}_3 + \text{FeS} + \text{CaSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$	1,9	-	-	-
$\text{CaCO}_3 + \text{Fe}_2\text{O}_3(\text{FeO}) + \text{CaSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$	3,7	1	-	-
$\text{CaCO}_3 + \text{FeS}$	-	1	-	-
FeS	5,6	-	-	-
$\text{Fe}_2\text{O}_3(\text{FeO})$	7,4	9	3,5	2,8
$\text{CaCO}_3 + \text{FeS} + \text{Fe}_2\text{O}_3(\text{FeO})$	25,9	3	-	-
CaCO_3	25,9	84	96,4	94,8
$\text{FeS} + \text{Fe}_2\text{O}_3(\text{FeO})$	-	1	-	-

Образование кальцита характерно для большинства месторождений Западной Сибири. Исследованиями разных авторов установлено, что в составе пород продуктивного пласта большинства месторождений Западной Сибири присутствует сидерит (FeCO_3), кальцит и, в некоторых случаях, карбонат магния (MgCO_3). Как видно из табл. 2, эти соединения служат цементирующим веществом для материнских пород продуктивных пластов и в последующем вымываются. Причины этого заключаются в следующем. Пластовые воды на месторождениях в Западной Сибири насыщены растворенным углекислым газом (табл. 3). При фильтрации такой воды происходит растворение цемента породы пласта, в результате образуются растворимые в воде соединения – бикарбонаты железа и кальция, которые вместе с нефтью и пластовой водой выносятся в скважину. Процесс перехода растворимых в воде бикарбонатов в растворимые в воде карбонаты железа и кальция сопровождается осаждением последних на поверхности подземного оборудования скважины.

Таблица 2. Результаты анализа кернового материала рентгено-флуоресцентным методом на Коттыгском и Кирском месторождениях

Наименование пробы	Содержание элементов, % масс.						
	Fe	Ca	Ba	Mg	S	Sr	Cl
Коттыгское месторождение							
Скважина 227, куст 10	3,2	-	1,7	5	-	0,2	0,1
Скважина 549, куст 8	4,5	8,8	0,5	35,2	5	0,5	1,1
Скважина 518, куст 7	2,5	4,1	0,5	5	-	0,2	0,1
Кирское месторождение							
71П	8,8	24,8	11,2	5	-	0,4	6,1

С повышением температуры, снижением парциального давления двуокиси углерода и увеличением щелочности среды растворимость кальцита и сидерита существенно уменьшается, поэтому возможность отложения солей увеличивается.

Таблица 3. Характеристика попутно-добываемой воды.

Наименование	Плотность, кг/м ³	pH	Ионный состав, мг/л							Fe ³⁺	Fe ²⁺	CO ₂	H ₂ S
			Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Na ⁺ +K ⁺	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ⁺⁺	Общ. минер	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л
Ср. значение	1013	7,06	579,6	128,3	6984	11611	932	21,6	20302	8,8	29,3	170	3,4

С кристаллами солей осаждаются также частицы песка и глины, которые резко повышают абразивный износ рабочих органов насосов, что в дальнейшем приводит к ускоренному выходу насосов из строя и существенному снижению МРП, ННО. Образование данных отложений на стенках колонны приводит к сужению внутреннего сечения колонны, уменьшению или полному прекращению поступления жидкости из скважины. В связи с выпадением неорганических солей на стенках колонны также возможны прихваты УЭЦН, обуславливающие необходимость проведения внеплановых ремонтов по ликвидации аварий (за 2008-2009 гг. три ремонта).

В целях предупреждения отложений и борьбы с ними на месторождениях применяется химический метод ингибирования и удаления солей реагентами типа СОНСОЛ производства опытного завода «Нефтехим».

Ранее использовались ингибиторы солеотложения СНПХ-5312(5313), уксусная, соляная, грязевая кислоты. С 2005 г. применяются растворители СОНСОЛ 3000 (СОНСОЛ 3001, СОНСОЛ 3003м) и ингибиторы СОНСОЛ 2001, СОНСОЛ 2002.

В 2008г. с целью повышения эффективности применения растворителя значительная часть обработок скважин проводилась в режиме удаления отложения солей. Было проведено всего 536 обработок скважин, из них в режиме ингибирования (периодического дозирования в затрубное пространство) 319, удаления (периодичностью 15-180 сут.) с большим расходом растворителя (50-100 кг/скв.) – 135, удаление при промывках – 62, закачек в НКТ с дальнейшим реагированием (при отсутствии обратных клапанов) – 20. В табл. 4 приведён анализ эффективности указанных выше технологий борьбы с отложениями неорганических солей с применением растворителя СОНСОЛ 3003.

Эффективность применения растворителя рассчитывалась по балансу добываемой жидкости. При увеличении добычи жидкости – обработка считалась эффективной.

Таблица 4. Данные анализа эффективности обработок скважин растворителем солеотложений СОНСОЛ 3003

Режим обработки	Общее кол-во обработок	Эффект	Кол-во обработок		Баланс добытой жидкости
			шт	%	
Режим ингибирования (дозир. в затр. пр-во)	319	Полож.	115	36	+2138,7
		Отриц.	204	64	-2282,4
Режим удаления (периодичность 15-180 сут)	135	Полож.	58	42,9	+746,2
		Отриц.	77	57,03	-895,9
Закачка в затрубное пр-во при промывке с целью удаления	62	Полож.	27	43,5	+1332,5
		Отриц.	35	56,5	-1517,1
Закачка в НКТ с реагированием (с целью удаления)	20	Полож.	17	85	+698,5
		Отриц.	3	15	-92,4
Итого	536	Полож.	217	39,8	+4915,9
		Отриц.	319	60,1	-4787,8

Из табл. 4 видно, что технология периодического дозирования растворителя в затрубное пространство наименее эффективна (36%). Обработки скважин растворителем в режиме удаления и добавления растворителя при промывках также недостаточно эффективны (~ 43%). Недостатками вышеперечисленных методов является то, что при движении по затрубному пространству реагент теряет часть своей активности, разбавляясь в жидкости затрубного пространства; малая продолжительность времени (3-3,5 ч.) нахождения реагента в скважине, необходимого для эффективного растворения солей (рис. 1).

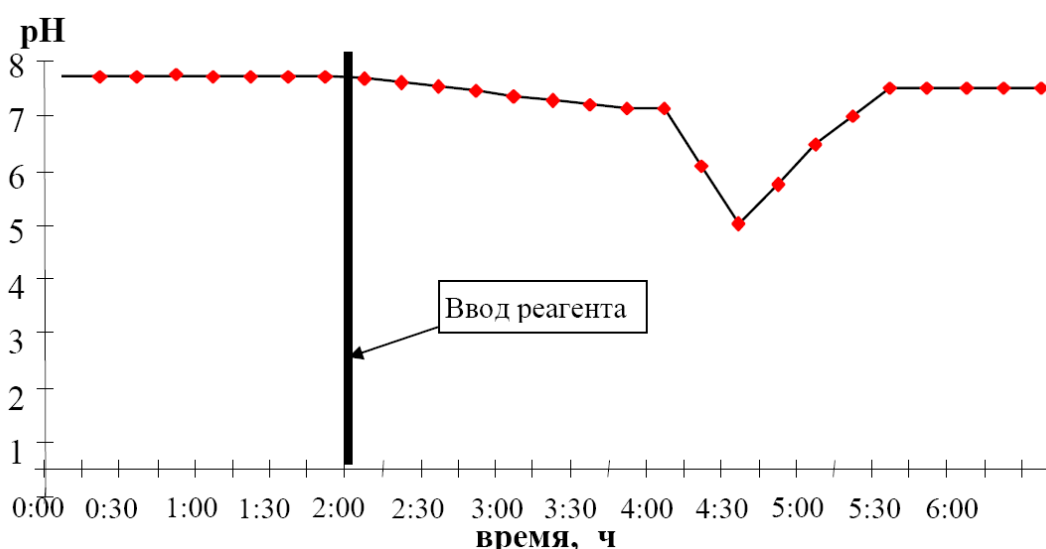


Рис. 1. Исследования pH среды продукции скважины, обработанной реагентом СОНСОЛ 3000

В скважинах, в компоновке глубинного оборудования которых отсутствовал обратный клапан, применялся метод закачки растворителя в остановленную скважину по НКТ, продавки его расчётным количеством воды до насоса и оставлением его для дальнейшего реагирования в течение от 1 до 5 часов. В 85 % этих обработок был получен положительный эффект – удавалось запускать заклинённые УЭЦН, восстанавливать уровень добычи жидкости.

На месторождениях проводилось внедрение технологии дозирования реагента на прием насоса по капиллярному рукаву с использованием ингибиторов солеотложений СОНСОЛ 2001, СОНСОЛ 2002 с удельной дозировкой 40 г/м³. По данной технологии обработано 11 скважин осложнённого фонда. ННО этих скважин составила 252 суток, что на 60 суток больше, чем до внедрения технологии дозирования реагента на приём насоса.

Невысокая эффективность существующих способов обусловлена присутствием отложений асфальто-смоло-парафиновых веществ в солевых отложениях, недостаточным временем реагирования, снижением концентрации реагента в процессе обработки при работающей скважине. В связи с вышеизложенным нами предложен другой способ удаления отложения солей на глубинном оборудовании, защищенный патентом РФ №2375554 [4]. Результат достигается за счет предварительной очистки оборудования от нефтяной пленки и асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) закачкой органического растворителя в скважину, после чего производят удаление отложения солей с поверхности глубинного оборудования (насоса или колонны) по следующей технологии (рис. 2).

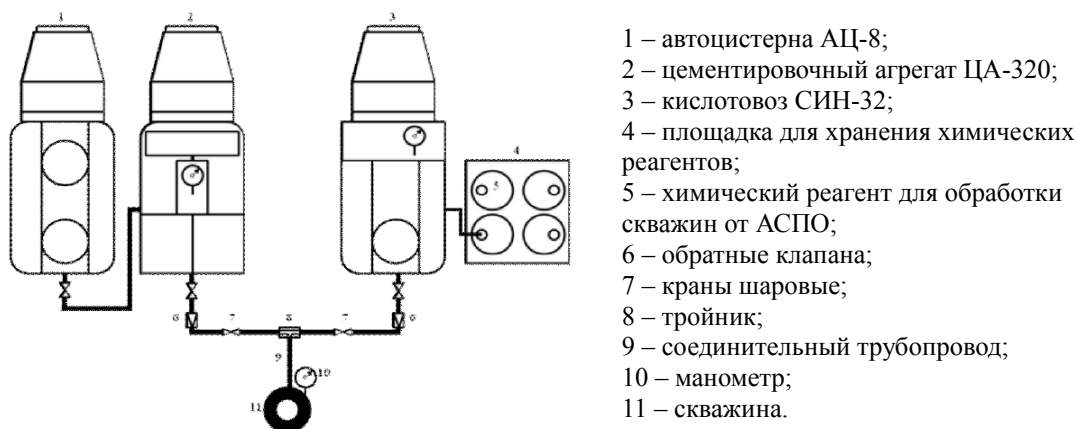


Рис. 2. Схема обработки скважины от отложения неорганических солей на глубинно-насосном оборудовании.

Предварительно в межтрубное пространство остановленной скважины закачивают растворитель АСПО («МИАПРОМ» или «СОНПАР-5402») в объёме от 2-7,5 м³ в зависимости от объема жидкости в скважине, затем – состав, содержащий соляную или уксусную кислоту и ИОС, продавливают его до насоса или места образования солевых отложений ниже насоса и выдерживают в течение 1,5-2 часов. Состав берут из расчета 5,0-5,5 % от объема жидкости в скважине при следующем соотношении компонентов: 25 % от объёма составляет уксусная или соляная кислота, 18 % – ингибитор коррозии («РЕКОД-608», «СОНКОР 9701»), 17 % – ингибитор солеотложений («СОНСОЛ 2001», «СОНСОЛ 2002а» или «СНПХ-1500»), 40 % - пресная вода.

Выводы

1. Проведен краткий анализ причин осложнений при эксплуатации скважин Кирского и Котгынского месторождений и методов борьбы с ними и выявлено следующее:

– происходит изменение компонентного состава неорганических солей (увеличивается содержание кальцита), образование сложных осадков, содержащих АСПО и механические примеси, что приводит к аварийным ремонтам скважин по освобождению прихваченного оборудования и ухудшению технического состояния колонн;

– для борьбы с солеотложениями в 2008 г. проведено 536 обработок скважин с использованием растворителя СОНСОЛ 3003 общей эффективностью всего ~ 40 %, в том числе по технологиям дозирования в затрубное пространство, периодического удаления (через 15-180 сут.) с расходом растворителя 50-100 кг/скв. и обратной промывки эффективностью около 43 %;

– наибольшая эффективность достигнута путем использования технологии закачки реагента растворителя по НКТ и с оставлением его на реагирование в течение 1-5 ч. (85 %) и технологии подачи ингибитора солеотложений СОНСОЛ 2001 и СОНСОЛ 2002 с удельной дозировкой 40 г/м³ по капиллярному рукаву на прием насоса, обеспечившей увеличение ННО до 252 сут. против 190 сут. при применении растворителя.

2. Предложен перспективный способ удаления солеотложений на уровне патента РФ, основанный на комплексном применении органического растворителя, соляной или уксусной кислоты, ингибиторов солеотложений и коррозии.

Литература

1. Габдуллин Р.Ф., Мусин Р.Р., Антипин Ю.В., Яркеева Н.Р., Гильмутдинов Б.Р., Дорофеев С.В. Защита оборудования скважины от коррозии и отложения солей ингибирующими композициями в составе азотосодержащих пен // Нефтяное хозяйство. 2005. № 7. С. 102-105.

2. Мурзагильдин З.Г., Шайдуллин З.Г., Шайхаттаров Ф.Х., Рекин С.А. Особенности коррозии и защиты нефтепромыслового оборудования в сероводородосодержащих средах // Нефтепромысловое дело. 2002. № 5. С. 38-41.

3. Шакрисламов А.Г., Антипин Ю.В., Гильмутдинов Б.Р., Гарифуллин Ф.С. Повышение надежности эксплуатационной колонны в условиях солеотложения и коррозии // Нефтяное хозяйство. 2007. № 8. С. 128-131.

4. Пат. №2375554 РФ, МКИ Е 21 В / Способ повышения межремонтного периода работы глубиннонасосного оборудования добывающей скважины, осложненной солеотложениями / Гарифуллин Ф.С., Долгов Д.В., Минязев И.К., Валеев А.М., Волочков А.Н. (Россия); заяв. 15.02.2008; опубл. 10.12.2009, Бюл. №34.

INCREASE RELIABILITY OF EXPLOITATION DEPTH WELL EQUIPMENT IN CONDITION OF SALT SEDIMENTATION ON KIRSKOE AND KOTTINSKOE OILFIELDS

A.N. Volochkov, V.G. Umetbaev
NPF "Geofizika" JSC, Ufa, Russia
e-mail: anvolochkoff@mail.ru

Abstract. *The article is about reasons of form carbonate sedimentation on West Siberian oilfields exploitation by JSC "Bashneft", analysis of results efficiency applying methods and technologies preventing salt formation. There is 40 % average efficiency of use solvent SONSOL 3003. Expose more efficient technologies against salt formation: measure out in doses inhibitor SONSOL 2001 and 2002 by special capillary sleeve in a well, inject solvent by tube with waiting for reaction on 1-5 hours. In connection with small efficiency describing in article technologies, suggest new way of delete carbonate salt formation from depth well equipment which found on using organic solvent, acid, corrosion and salt sediment inhibitors.*

Keywords: *Kirskoe, Kottinskoe, form of salt, inhibitor, solvent, carbonate sediment*

References

1. Gabdullin R.F., Musin R.R., Antipin Yu.V., Yarkeeva N.R., Gil'mutdinov B.R., Dorofeev S.V. Zashchita oborudovaniya skvazhiny ot korrozii i otlozheniya solei ingibiruyushchimi kompozitsiyami v sostave azotosoderzhashchikh pen (Protection of equipment wells against corrosion and salt deposition inhibiting compositions comprising nitrogen foams). Neftyanoe khozyaistvo – Oil industry, 2005, Issue 7, pp. 102-105.
2. Murzagil'din Z.G., Shaidullin Z.G., Shaikhattarov F.Kh., Rekin S.A. Osobennosti korrozii i zashchity neftepromyslovogo oborudovaniya v serovodorodosoderzhashchikh sredakh (Features of corrosion and protection of oilfield equipment in hydrogen sulfide medium). Neftpromyslovoe delo. 2002. Issue 5. pp. 38-41.
3. Shakrislamov A.G., Antipin Yu.V., Gil'mutdinov B.R., Garifullin F.S. Povyshenie nadezhnosti ekspluatatsionnoi kolonny v usloviyakh soleotlozheniya i korrozii (Improving the reliability of the production casing at a saline deposit and corrosion). Neftyanoe khozyaistvo – Oil industry. 2007. Issue 8. pp. 128-131.
4. Patent №2375554 RF, MKI E 21 B / Sposob povysheniya mezhremontnogo perioda raboty glubinnonasosnogo oborudovaniya dobyvayushchei skvazhiny, oslozhnennoi soleotlozheniyami (Method to improve the turnaround time of downhole pump equipment at oilwell, complicated saline depositing) / Garifullin F.S., Dolgov D.V., Minyazev I.K., Valeev A.M., Volochkov A.N. (Russia); appl. 15.02.2008; publ. 10.12.2009, Bull. №34.