

А.В. Денисова, Д.С. Пислегина, А.М. Шайдулина

ООО «ФЛЭК»

В.Г. Рябов, А.А. Павлова

Пермский национальный исследовательский
политехнический университет

ЛАБОРАТОРНЫЙ ПОДБОР РЕАГЕНТОВ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ГАЛИТА С ПОВЕРХНОСТИ ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ СКВАЖИН ВЕРХНЕЧОНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Установлены причины отказов нефтепромыслового оборудования скважин Верхнечонского месторождения. Выполнен физико-химический анализ вод и осадков. Определены эффективные ингибиторы солеотложений и растворители неорганических осадков. Подобрана оптимальная дозировка ингибиторов.

Эксплуатация ряда скважин (скв. 1009, 1010, 1002) Верхнечонского месторождения приводит к частому выходу из строя насосного оборудования.

Самой проблемной скважиной является 1009. По данной скважине проходят остановки по затрубному пространству с заклиниванием ЭЦН с периодичностью 1 раз в 3–4 дня. В настоящее время расклинивание солевых пробок осуществляют на промысле путем промывки пресной водой в течение 1–2 сут. Разовый объем промывочной жидкости составляет от 20 до 70 м³. Количество механических примесей может меняться от 3 до 573 мг/дм³.

Исходя из незначительных литературных данных [1–8], информации по технологическим параметрам эксплуатации скважин, их отказам, а также физико-химическому анализу вод и осадков, выполненным по РД 39-23-1055–84, возможны следующие причины образования галита (NaCl):

- ♦ изменение термобарических условий (колебание пластовой температуры до устья скважины от 10 до 20 °С, снижение давления с 16 МПа до атмосферного);

- ◆ газовый фактор 97,8 м³/м³;
- ◆ обводненность продукции скважин, достигающая в среднем 49 %;
- ◆ содержание АСПО до 15 %, промотирующих рост кристалла галита;
- ◆ локальное засоление коллектора;
- ◆ практически одинаковыми значениями давления насыщения и пластового давления;
- ◆ высокая минерализация скважинной продукции (до 355,5 г/дм³), благоприятно влияющая на концентрирование ионов бария в воде (табл. 1).

Трудность растворения галита (до 96,5 %) пресной водой обусловлена тем, что на поверхности его кристаллов сформирован труднорастворимый барит (до 3,5 %) и соответственно для его удаления и предотвращения необходима другая химия, нежели для галита (табл. 2, рис. 1).

Для предупреждения образования неорганических отложений был исследован метод их ингибирования.

При определении эффективности действия ингибиторов солеотложений (ИСО) были приняты две методики:

1) РД 39-1-641–81 «Методика подбора ингибиторов отложения солей технологических процессов подготовки нефти».

2) гравиметрический метод анализа, применяемый в РУП ПО «БелНИПИнефть».

Результаты испытаний ИСО, полученные по методике РД 39-1-641–81, приведены на рис. 2. Эффективным считается ингибитор, имеющий степень защиты от образования солей не менее 80 %.

На основании полученных результатов лабораторных испытаний ИСО можно сделать вывод о возможности применения следующих реагентов для осложненной среды скв. 1010 при дозировке 100 г/м³ (по мере убывания эффективности): Ипроден К-2 м.Б, Хеллан-Н (15%-ный водный раствор), Сонсол 2003, Оптима-017 (126), ФЛЭК ИСО-502, Азол-3010 м.С, Фокс-03Н.

При дозировке данных реагентов 100 г/м³ защитный эффект против образования барита составил более 80 %, что соответствует требованиям РД 39-1-641–81.

При тестировании ИСО по методике РУП ПО «БелНИПИнефть» исследована наиболее минерализованная вода скв. 1009. Согласно методике эффективность реагентов определялась по ингибированию бариевых отложений. Методика испытаний заключалась в добавлении к модельной осложненной среде товарных форм ингибиторов в количестве 30, 50, 100, 200 г/м³. Проба с ингибитором и без него («контрольная»

Таблица 1

Физико-химический анализ вод ОАО «Верхнечонскнефтегаз»

Место отбора, дата	Плотность, г/см ³	рН	Минерализа- ция, г/л	Содержание компонентов, мг/л							
				Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Ba ²⁺	Fe ³⁺ / Fe _{общ}	Na ⁺ + K ⁺
Скв. 1008 (нагнетательная) 07.09.2009	0,997	6,9	3,44	1906,10	274,70	197,30	378,46	380,61	–	–/2,70	300,87
Скв. 1009 (добывающая) 08.09.2010	1,209	4,4	355,47	221590,20	537,10	9,09	15731,40	14227,00	–	–/19,00	103371,11
Скв. 1010 (добывающая) 15.03.2011	1,156	3,92	289,89	173109,44	1425,44	41,48	8076,12	1044,90	16,25	10,35/10,65	106170,48

Примечания:

1. Шестикомпонентный анализ вод проводили согласно РД 39-23-1055–84. По В.А. Сулину, данные пластовые среды можно отнести к хлоридно-кальциевому типу вод.
2. Содержание общего железа в промышленных средах определяли согласно ПНД Ф 14.1: 2.50–96.
3. Йодометрическое определение иона бария в воде осуществляли согласно методике, описанной в НТЖ «Нефтепромысловое дело» (1982. № 9. С. 26–27).

Таблица 2

Химический состав отложений ОАО «Верхнечонскнефтегаз»

Место отбора проб	Содержание органической части, %	Содержание неорганической части (минеральные примеси), %								
		Неорганика	Нерастворимый остаток	Продукты коррозии	CaCO ₃	MgCO ₃	NaCl	BaSO ₄	BaCO ₃	Na ₂ SO ₄
Скв. 1027, куст 4	0,29	99,71	5,14	0,94	0	0	90,14	3,49	0	0
Скв. 111р	0,17	99,83	0,12	0,54	0	0	95,72	3,26	0,19	0
Скв. 111р (повторная проба)	0,77	99,23	0,16	0,10	0	0	96,60	2,15	0	0,95
Куст 4	0,39	99,61	5,15	1,02	0	0	90,49	0,89	2,07	0

Примечание: компонентный анализ неорганической части определяли согласно РД 39-23-1055–84.



Рис. 1. Фрагмент внешнего вида неорганических осадков скв. 111р

проба) термостатировались при температуре 20 °С в течение 6 ч, после чего отфильтровывался выпавший осадок. Остаточное содержание в растворе катионов бария определялось йодометрическим методом.

Эффективность ингибирования (Э, %) рассчитывалась по формуле

$$\text{Э} = (C_p - C_x) \cdot 100 \% / (C_0 - C_x), \quad (1)$$

где C_x – содержание катионов бария в «холостой» пробе, мг/дм³; C_p – содержание катионов бария в пробе с ИСО после термостатирования, мг/дм³; C_0 – содержание катионов бария в исходном растворе, мг/дм³.

Лабораторные испытания показали, что ни у одного ИСО не была получена 80%-ная эффективность действия по предотвращению образования галита. Получены следующие результаты определения эффективности (%) ингибиторов солеотложений при дозировке 100 г/м³ в модельной среде скв. 1009 ОАО «Верхнечонскнефтегаз»:

Clariant 8101	11,0
ES 6628 A	28,7
Оптима-017 (126)	52,2
Т-3000 Е	27,0
ФЛЭК ИСО-501	34,2
ФЛЭК ИСО-502	52,5
Ипроден К-2 м. Б	64,0
Хеллан (15%-ный водный р-р)	74,5
Азол-3010 м.С	52,2
ВНПП-ОС-3	32,4
Сонсол 2003	49,5
ИСО-61	30,7
Фокс-03Н	52,6
Оксикор-15Н	53,4
Инсан	41,6

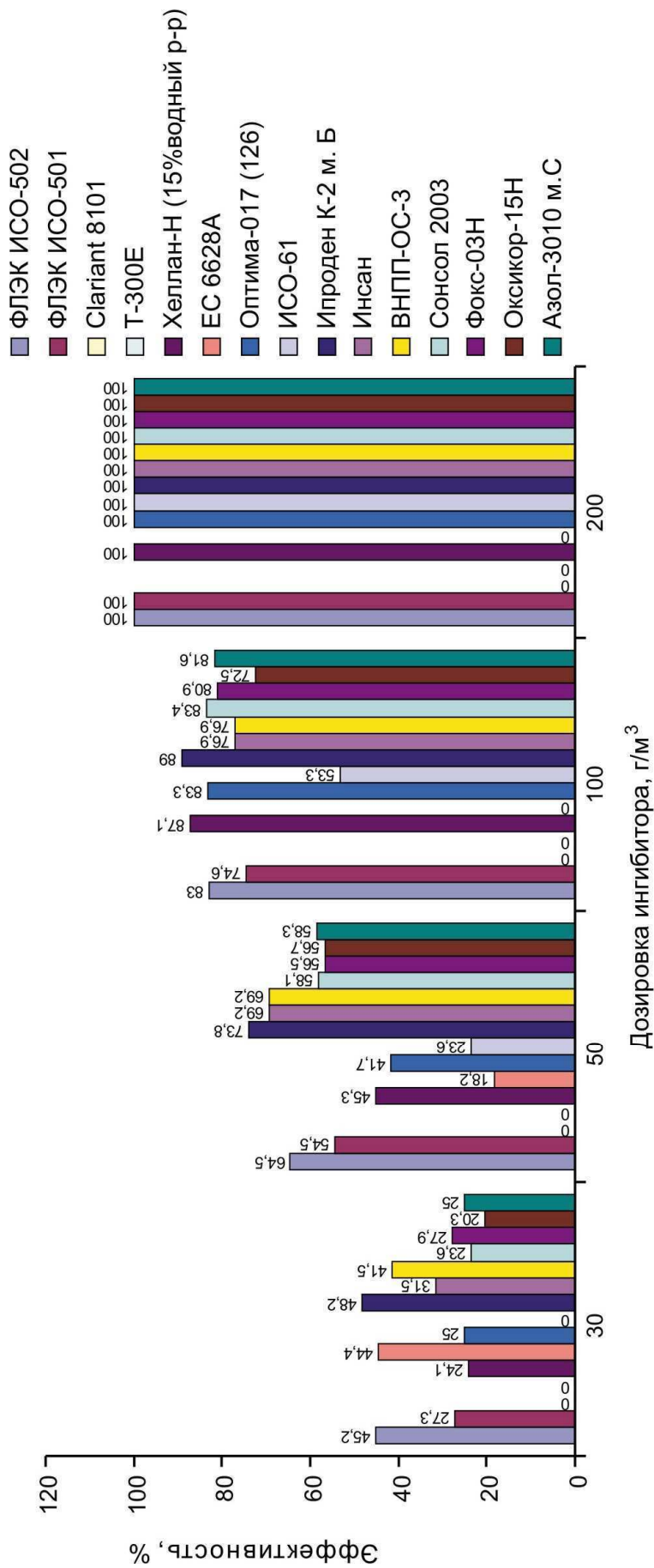


Рис. 2. Эффективность действия ингибиторов солеотложений в модельной среде скв. 1010
ОАО «Верхнечонскнефтегаз»

Установлены следующие наиболее эффективные ИСО при дозировке 100 г/м^3 (по мере убывания эффективности): Хеллан (15%-ный водный р-р) – (74,5 %), Ипроден К-2 м.Б – (64,0 %), Оксикор-15Н – (53,4 %), Фокс-03Н – (52,6 %), ФЛЭК ИСО-502 – (52,5 %), Оптима-017 (126) – (52,2 %), Азол-3010 м.С – (52,2 %).

Подбор растворителя для неорганических осадков, отобранных с поверхности насосного оборудования, осуществляли гравиметрическим методом при $t = 20 \text{ }^\circ\text{C}$, $\tau = 3 \text{ ч}$, соотношении осадка растворителя, равном 1:5, в статических условиях.

В результате лабораторных исследований определены следующие эффективные растворители: кислота соляная модифицированная ФЛЭК-КС-401 м.А, разбавленная пресной водой в соотношении 1:99; 0,6%-ный водный раствор каустической соды NaOH (рН 8); 0,6%-ный водный раствор каустической соды NaOH (рН 8) совместно с кислотой соляной модифицированной ФЛЭК-КС-401 м.А, разбавленной пресной водой в соотношении 1:99.

На основании полученных лабораторных результатов разработан временный технологический регламент по удалению неорганических осадков и защите нефтепромыслового оборудования с применением ИСО для добывающих скважин Верхнечонского месторождения ОАО «Верхнечонскнефтегаз».

В ходе выполнения научно-исследовательской работы по установлению причин образования неорганических осадков на поверхности нефтепромыслового оборудования Верхнечонского месторождения, а также благодаря лабораторному подбору ингибиторов и растворителей солеотложений установлено следующее:

1. Формирование неорганических осадков в основном обусловлено термобарическими условиями эксплуатации скважин, а также физико-химическим составом вод, представляющих собой рассолы (минерализация до $355,5 \text{ г/дм}^3$) и содержащих до 96,6 % галита и 3,5 % очень труднорастворимого барита.

2. Наиболее эффективные ИСО для скв. 1010 (по мере убывания эффективности): Ипроден К-2 м.Б, Хеллан-Н (15%-ный водный раствор), Сонсол 2003, Оптима-017 (126), ФЛЭК ИСО-502, Азол-3010 м.С, Фокс-03Н. При дозировке данных реагентов 100 г/м^3 защитный эффект против образования барита составил более 80 %, что соответствует требованиям РД 39-1-641–81. Найденная расходная норма ингибиторов обусловлена высокой минерализацией промысловых сред.

3. Наиболее эффективные ИСО при дозировке 100 г/м³ для скв. 1009 (по мере убывания эффективности): Хеллан (15%-ный водный р-р) (74,5 %), Ипроден К-2 м.Б (64,0 %), Оксикор-15Н (53,4 %), Фокс-03Н (52,6 %), ФЛЭК ИСО-502 (52,5 %), Оптима-017 (126) – (52,2 %), Азол-3010 м.С – (52,2 %).

4. Наиболее эффективные растворители: кислота соляная модифицированная ФЛЭК-КС-401 м.А, разбавленная пресной водой в соотношении 1:99; 0,6%-ный водный раствор каустической соды NaOH (рН 8); 0,6%-ный водный раствор каустической соды NaOH (рН 8) совместно с кислотой соляной модифицированной ФЛЭК-КС-401 м.А, разбавленной пресной водой в соотношении 1:99.

Список литературы

1. Кашавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. – М.: Орбита-М, 2004. – 432 с.

2. Кашавцев В.Е., Гаттенбергер Ю.П., Люшин С.Ф. Предупреждение солеобразования при добыче нефти. – М.: Недра, 1985. – 215 с.

3. Нефтепромысловая химия: Осложнения в системе пласт – скважина – УППН: учеб. пособие / В.Н. Глущенко, М.А. Силин, О.А. Пташко, А.В. Денисова. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 328 с.

4. Фурман А.А. Неорганические хлориды (химия и технология). – М.: Химия, 1980. – 416 с.

5. Годес О.М., Себалло В.А., Гольцикер А.Д. Массовая кристаллизация из растворов. – Л.: Химия, 1984. – 232 с.

6. Гарифуллин Ф.С., Гильмутдинов Р.С., Сайтов И.Р. О механизме образования осадков сложного состава в скважине // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 11. – С. 77–78.

7. Кислотные обработки: составы, механизм реакций, дизайн / В.Н. Глущенко, О.А. Пташко, Р.Я. Харисов, А.В. Денисова. – Уфа: Изд-во АН РБ; Гилем, 2010. – 392 с.

8. Результаты стандартных и специальных исследований нефти Верхнечонского месторождения / К.Д. Ашмян, Г.Б. Немировская, А.Б. Фукс [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 4. – С. 30–33.

7. Сахибгареев Р.С. Геохимические особенности выпадения галита на контакте нефть – вода на примере нефтяных месторождений Припятского прогиба // Докл. АН СССР. – 1974. – Т. 219, № 3. – С. 721–723.

8. Подбор ингибирующей и депрессорной присадки для нефти Верхнечонского месторождения / И.В. Прозорова, Н.В. Юдина, Н.А. Небогина [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 6. – С. 68–70.

Получено 20.06.2012