

Проведение испытаний технологии задавки ингибитора солеотложения в пласт в условиях Соровского месторождения

Валекжанин И.В.¹, Рафиков В.Н.², Синицына Т.И.², Блохин Д.А.³, Латыпов О.А.¹

¹ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия, ²ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, ³ООО «Соровскнефть», Тюмень, Россия
valekzhaniniv@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

В статье описан комплексный подход к предотвращению солеобразования в горизонтальных скважинах Соровского месторождения, включающий анализ добывающего и осложненного фонда скважин, компьютерное моделирование и оценку риска выпадения солей в скважинных условиях, лабораторные исследования ингибиторов солеотложения, включающие в том числе оценку адсорбции и десорбции ингибитора на керновом материале. Полученные результаты лабораторных исследований позволили разработать качественные дизайны задавок ингибитора солеотложения (ИСО) в пласт, спрогнозировать характер и продолжительность выноса закачанного ингибитора. Результаты промысловых испытаний подтвердили эффективность предложенного подхода: осложнений, связанных с образованием солей на объектах испытаний, не выявлено, продолжительность эффекта составила более 1 года.

Материалы и методы

Для определения адсорбционно-десорбционных свойств ингибитора солеотложения (изотерма адсорбции) с целью получения количественных данных, необходимых для расчета объемов задавки реагента в пласт, и определения объемов защищаемой воды были проведены лабораторные фильтрационные эксперименты на естественных образцах керна Соровского месторождения. Все исследования проведены на современном экспериментальном оборудовании, в том числе установке для определения

фильтрационно-емкостных свойств образцов UltraPoroPerm-500 (Core-Lab, США), фильтрационной установке УИК-5(2) (Гло-Бел НефтеСервис, г. Москва), позволяющем с высокой точностью определять исследуемые фильтрационные параметры.

Ключевые слова

солеотложение, ингибитор солеотложения, задавка в пласт, осложнения при добыче, наработка на отказ, кальцит

Для цитирования

Валекжанин И.В., Рафиков В.Н., Синицына Т.И., Блохин Д.А., Латыпов О.А. Проведение испытаний технологии задавки ингибитора солеотложения в пласт в условиях Соровского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 3. С. 61–66.

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-61-66

Поступила в редакцию: 19.04.2023

SERVICE

UDC 622.276 | Original Paper

Testing a scale inhibitor squeeze technology into a bottomhole formation zone under the conditions of the Sorovskoye field

Valekzhanin I.V.¹, Rafikov V.N.², Sinitsyna T.I.², Blokhin D.A.³, Latypov O.A.¹

¹“RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia, ²“Tyumen petroleum research center” LCC, Tyumen, Russia, ³“Sorovskneft” LCC, Tyumen, Russia
valekzhaniniv@bnipi.rosneft.ru

Abstract

The article describes an integrated approach to preventing scale formation in horizontal wells of the Sorovskoye field, including analysis of producing and complicated well stock, computer modeling and assessment of the risk of scale precipitation in well conditions, laboratory studies of scale inhibitors, including, among other things, an assessment of the adsorption and desorption of the inhibitor on core material. The obtained results of laboratory studies made it possible to develop high-quality designs of scaling inhibitor (SI) injections into the reservoir, to predict the nature and duration of the injection of the injected inhibitor. The results of field tests confirmed the effectiveness of the proposed approach: no complications associated with the formation of salts on the test objects were identified, the duration of the effect was more than 1 year.

Materials and methods

To determine the adsorption-desorption properties of the scaling inhibitor (adsorption isotherm) in order to obtain quantitative data necessary for calculating the volumes of reagent injection into the reservoir and determining the volumes of protected water, laboratory filtration experiments were carried out on natural core samples from the Sorovskoye field.

All studies were carried out on modern experimental equipment, including an UltraPoroPerm-500 (Core-Lab, USA) unit for determining

the porosity and porosity properties of samples, a UIK-5(2) filtration unit (Glo-Bel Oil Service, Moscow), which allows to determine the studied filtration parameters with high accuracy.

Keywords

scaling, scale inhibitor, squeeze, oil production complications, failure interval, calcite

For citation

Valekzhanin I.V., Rafikov V.N., Sinitsyna T.I., Blokhin D.A., Latypov O.A. Testing a scale inhibitor squeeze technology into a bottomhole formation zone under the conditions of the Sorovskoye field. Exposition Oil Gas, 2023, issue 3, P. 61–66. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-61-66

Received: 19.04.2023

Цель исследования

Повышение эффективности эксплуатации осложненного фонда скважин Соровского месторождения — снижение количества преждевременных отказов по причине солеотложения, увеличение наработки на отказ внутрискважинного оборудования.

Введение

Процесс извлечения нефти на поверхность неизбежно сопровождается добычей значительных объемов попутных вод — как пластовых, так и закачиваемых в залежь для поддержания пластового давления. В результате по мере обводнения добываемой продукции зачастую происходит образование солевых осадков, что приводит к большим материальным затратам и значительным потерям в добыче нефти. Особенностью Соровского месторождения является проблема солеотложения в горизонтальных скважинах, имеющих, как правило, протяженные интервалы перфорации и зачастую трещины гидроразрыва пласта (ГРП) в призабойной зоне (ПЗП). Авторами статьи был предложен и опробован в промысловых условиях Соровского месторождения комплексный подход к проведению работ по предупреждению солеотложения на скважинах данного типа.

Действующий нефтяной фонд Соровского месторождения составляет порядка 130 скважин. Основными объектами разработки являются пласты группы БС, средняя обводненность скважинной продукции составляет 62 %. Более 80 % скважин месторождения эксплуатируются установками электроцентробежных насосов (УЭЦН). Осложненный солеотложением фонд составляет 55 скважин. Химические технологии являются преобладающим методом борьбы с солеобразованием на месторождении, наиболее распространенные технологии — постоянное и периодическое дозирование ингибитора солеотложения (ИСО) в затрубное пространство скважины. Однако данные технологии не предотвращают образование солей в ПЗП,

что может приводить, в частности, к снижению продуктивности добывающих скважин. Для комплексной защиты скважин от отложений солей, начиная с ПЗП, может успешно использоваться технология задавки ингибитора солеотложения в пласт (Squeeze) [1–3], которая может являться элементом комплексной защиты погружного оборудования от отложений солей [4]. Данная технология достаточно широко реализуется в мировой нефтяной промышленности [5–7] и зарекомендовала себя как эффективный способ борьбы с отложением минеральных солей на добывающих нефтяных скважинах.

Технология Squeeze, как правило, включает следующие основные стадии:

- предоторочка (preflush) — отделение основного объема закачиваемого ИСО от пластовой жидкости для снижения рисков проявления несовместимости;
- основная обработка (main slug) — введение основного объема ингибитора в пласт, как правило, в виде водного раствора 3–10 % концентрации;
- продавка (overflush) — доведение раствора ингибитора на требуемую глубину в пласте для расширения зоны его адсорбции;
- выдержка (shut-in) — закрепление ингибитора в пласте для прохождения адсорбции реагента на породу пласта (обычно от 6 до 48 часов).

Однако к ингибиторам солеотложения, которые планируются к применению по технологии задавки в пласт, предъявляются более широкие требования. Помимо основных физико-химических свойств и ингибирующей эффективности необходимо проведение комплекса исследований, связанных с определением адсорбционно-десорбционных свойств реагента для конкретной породы пласта-коллектора. В проведенной работе были выполнены все необходимые исследования.

Необходимо отметить, что до настоящей работы технология задавки ингибитора солеотложения в пласт в условиях Соровского месторождения не применялась.

Расчет риска солеобразования

Основным солевым риском на скважинах Соровского месторождения является образование карбоната кальция (CaCO_3 , кальцит). Для оценки риска образования кальцита на добывающих скважинах был проанализирован состав попутно-добываемых вод различных пластов и рассчитан прогноз солеотложения по методике, предложенной Дж.Е. Оддо и М.Б. Томсоном [8, 9]. В качестве исходных данных для проведения расчетов использована следующая информация:

- данные многокомпонентного химического анализа воды (концентрации ионов

$\text{Na}^+ + \text{K}^+$, Ca^{2+} , Mg^{2+} , Ba^{2+} , Sr^{2+} , Cl^- , SO_4^{2-} и HCO_3^- в мг/л);

- данные мольного состава газа (мольные доли CO_2 , CH_4 , N_2);
- давление (Р, атм), температура (Т, °С) на забое скважины;
- дебит жидкости $Q_{\text{жидкости}}$ ($\text{м}^3/\text{сут}$), обводненность (%), газовый фактор ($\text{м}^3/\text{т}$) и плотность нефти ($\text{кг}/\text{м}^3$).

Результаты расчета индекса насыщения представлены в таблице 1.

По результатам моделирования установлено, что 113 проанализированных скважин характеризуются индексом насыщения более 1,5, то есть риск образования кальцита в условиях забоя этих скважин оценивается как сверхвысокий. На 8 скважинах риск образования кальцита высокий, на 2 скважинах — средний.

Лабораторные исследования

С целью повышения эффективности защиты осложненного солеотложением фонда скважин Соровского месторождения была инициирована работа по подбору, обоснованию и испытанию технологии задавки ИСО в призабойную зону пласта (Squeeze).

В рамках лабораторных исследований была проведена оценка адсорбционно-десорбционной способности двух ИСО на водонасыщенной керновой модели пластов БС8 и БС9(1-2) Соровского месторождения (табл. 2).

Проницаемость моделей пластов подбиралась в соответствии с расчетом по актуальным текущим эксплуатационным данным скважин осложненного фонда с учетом притоков воды и обобщенных относительных фазовых проницаемостей соответствующих пластов. В ходе эксперимента через модель пласта был профильтрован стационарный поток модели пластовой воды (МПВ, табл. 3) с линейной скоростью фильтрации 200–600 м/год, тем самым сформировав начальные условия. Затем через модель пласта был профильтрован 10 %-ный раствор ИСО в МПВ при неизменном режиме прокачки. На выходном конце модели пласта непрерывно отбирались пробы исходящего флюида, которые анализировались на содержание ИСО фотометрическим методом. Отбор проб и их анализ проводился до момента достижения концентрации ИСО в выходящем флюиде, равной концентрации во входящем потоке. Затем прокачка останавливалась — и керн, насыщенный раствором ИСО, выдерживался в течение 17 часов для адсорбции ингибитора на поверхности порового пространства породы.

Для оценки десорбционной способности после выдержки было произведено переключение входного потока на стационарную фильтрацию МПВ. На выходном конце

Табл. 1. Результаты оценки риска солеотложения в скважинах Соровского месторождения
Tab. 1. Results of scaling risk assessment in the wells of the Sorovskoye field

Уровень риска	Значение SI	Кол-во скважин
Низкий (I)	< 0,5	0
Средний (II)	0,5–1,0	2
Высокий (III)	1,0–1,5	8
Сверхвысокий (IV)	> 1,5	113

Табл. 2. Перечень образцов для определения адсорбционно-десорбционной способности ИСО
Tab. 2. List of samples for determining the adsorption-desorption capacity of scale inhibitor

№ мод.	№ образца	Диаметр образца, см	Длина образца, см	Пористость по газу, %	Проницаемость по газу, мД
Пласт БС8					
ИСО-1	2324/20	2,94	3,63	19,9	196,96
	2323/20	2,94	3,48	20,9	191,70
Пласт БС9(1-2)					
ИСО-1	20335/19	2,93	3,35	18,3	20,04
	20353/19	2,92	3,37	17,4	19,25

Табл. 3. Состав модельной пластовой воды
Tab. 3. Composition of reservoir water model

Месторождение		Соровское, пласты группы БС
Физико-химические свойства и растворимые компоненты модельной среды	Минерализация, мг/дм ³	15 814
	рН	7,7
	HCO ³⁻ , мг/дм ³	1 243
	Ca ²⁺ , мг/дм ³	127
	Mg ²⁺ , мг/дм ³	53
	Ba ²⁺ , мг/дм ³	28
	Sr ²⁺ , мг/дм ³	30
	Na ⁺ + K ⁺ , мг/дм ³	5 760
	SO ₄ ²⁻ , мг/дм ³	8
	Cl ⁻ , мг/дм ³	8 565
	Fe ³⁺ , мг/дм ³	0
	H ₂ S, мг/дм ³	0
	CO ₂ , мг/дм ³	68
Тпл, °С	86	

Табл. 4. Результаты исследований по восстановлению проницаемости по нефти после обработок
Tab. 4. The results of studies on the restoration of oil permeability after treatments

№ образца	Фазовая проницаемость по нефти, мД					
	Обработка моделью пластовой воды			Обработка ИСО		
	До, мД	После, мД	Коэффициент восстановления проницаемости «базовый», д. ед.	До, мД	После, мД	Коэффициент восстановления проницаемости, д. ед.
Пласт БС8						
1	26,90	24,35	0,91	24,14	22,09	0,92
Пласт БС9(1-2)						
2	4,52	4,25	0,94	4,39	4,35	0,99

непрерывно отбирались пробы исходящего флюида, которые анализировались на содержание ИСО фотометрическим методом. Отбор и анализ проб проводились до достижения в выходящем потоке концентрации ИСО равной порогу определения (менее 1 мг/л).

Для проведения фильтрационных экспериментов использовалась модель пластовой воды с параметрами, соответствующими параметрам вод пластов группы БС Соровского месторождения (табл. 3).

Графическое представление результатов фильтрационных экспериментов по оценке адсорбционно-десорбционной способности ИСО в условиях водонасыщенной модели пласта приведено на рисунке 1.

В результате фильтрационных экспериментов были получены численные значения и динамика зависимости концентрации тестируемого ИСО в выходящем из порового пространства флюиде от объема прокачанной жидкости, выраженной как в абсолютных единицах, так и в количестве поровых объемов.

Кроме того, с целью оценки рисков снижения проницаемости продуктивных пластов после закачивания ИСО в ПЗП был определен коэффициент восстановления проницаемости. Фильтрационные эксперименты проводились на керновых моделях терригенных пластов с остаточной водонасыщенностью при пластовой температуре (86 °С). Коэффициент восстановления проницаемости определялся как соотношение фазовой проницаемости по нефти после обработки образца ИСО/МПВ и фазовой проницаемости по нефти до обработки. В соответствии с принятыми в компании ПАО «НК «Роснефть» требованиями коэффициент восстановления проницаемости породы после обработки ИСО не должен снижаться более чем на 8 % по сравнению с проницаемостью породы при обработке моделью пластовой воды.

Результаты фильтрационных экспериментов по определению коэффициента восстановления проницаемости по нефти после

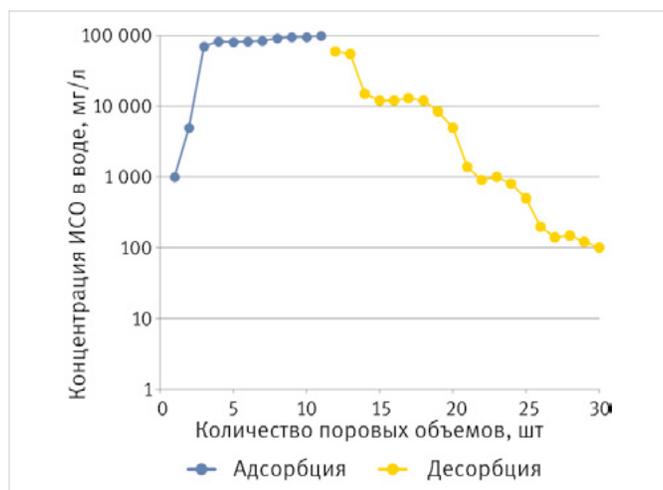


Рис. 1. Кривая адсорбции и десорбции ИСО для пласта БС8 Соровского месторождения (концентрация ингибитора 10 %, температура эксперимента 86 °С, десорбция осуществлялась прокачиванием модели пластовой воды)
Fig. 1. Inhibitor adsorption and desorption curve for the BS8 reservoir of the Sorovskoye field (inhibitor concentration 10%, experiment temperature 86 °C, desorption was carried out by pumping the reservoir water model)

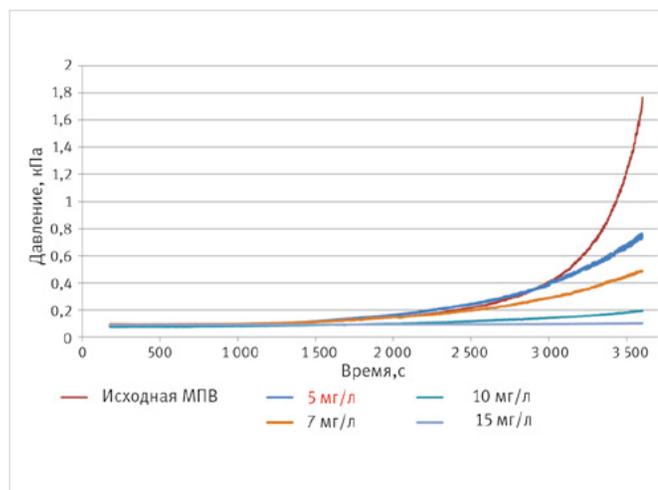


Рис. 2. Динамическое тестирование ИСО на модельной воде Соровского месторождения (пласты группы БС) методом блокирования капилляра
Fig. 2. Dynamic testing of inhibitor on the model water of the Sorovskoye field (reservoirs of the BS group) by the capillary blocking method

воздействия МПВ и растворов ИСО приведены в сводной таблице 4.

Результаты экспериментов позволяют констатировать, что коэффициент восстановления проницаемости ядерной модели по нефти после прокачки раствора ИСО находится в рамках нормативных значений.

Следующим этапом была определена минимально-рабочая концентрация (МРК), необходимая для дальнейшего моделирования процесса закачки ИСО в пласт. МРК ингибиторов определялась методом динамического тестирования по блокированию капилляра при прокачивании МПВ через капилляр без ингибитора (холостой опыт) и с ингибитором.

По результатам динамического тестирования (рисунок 2) в качестве МРК была принята дозировка 10 мг/л, обеспечивающая достаточный уровень ингибиторной защиты по данной технологии.

Разработка дизайна закачки ИСО в ПЗП скважины

На основании проведенных экспериментов была произведена оценка адсорбционно-десорбционной способности ИСО на образцах керна двух пластов Соровского месторождения. Полученные данные проведенных фильтрационных экспериментов выноса реагентов обработаны с использованием программного комплекса SQUEEZE V (Heriot-Watt University) [10], подпрограммой «ADSORPTION ISOTHERM DERIVATION MODEL».

На рисунке 3 приведена в качестве примера изотерма адсорбции ИСО на породу пласта БС8 в виде зависимости равновесной адсорбции на породе от текущей концентрации реагента в растворе, описываемой уравнением Фрейндлиха [11]:

$$G = k \cdot C^n,$$

где G — равновесная адсорбция реагента на породе; k, n — постоянные, полученные на основе экспериментальных данных; C — равновесная концентрация вещества, мг/л.

Для опытно-промышленных испытаний технологии были рассчитаны дизайны закачки реагентов в ПЗП выбранных скважин на программном комплексе SQUEEZE V в подпрограмме «SINGLE-LAYER RADIAL NEAR-WELL MODEL», включая расчетные объемы ИСО, буферной пачки и продавки в зависимости от планового времени защиты (180 или 365 суток). Моделирование выноса реагента в течение заданного промежутка времени

Табл. 5. Планируемые параметры задавки
Tab. 5. Planned squeeze parameters

Скв.	Qж, м³/сут	Q воды, м³/сут	Объем буферной пачки, м³	Объем раствора реагента, м³	Объем продавки в пласт, м³	Объем продавки внутри скв. оборудования, м³
1	91,5	49	9,2	30,4	23,2	12,3
2	24,6	11	2,5	29,3	22,6	14,2

Табл. 6. Фактические параметры задавки
Tab. 6. Actual squeeze parameters

Скв.	Q воды, м³/сут	Объем буферной пачки, м³	Объем раствора реагента, м³	Объем продавки в пласт, м³	Объем продавки внутри скв. оборудования, м³
1	76	9,2	31,9	23,9	12,3
2	17	2,5	29,6	22,8	14,2

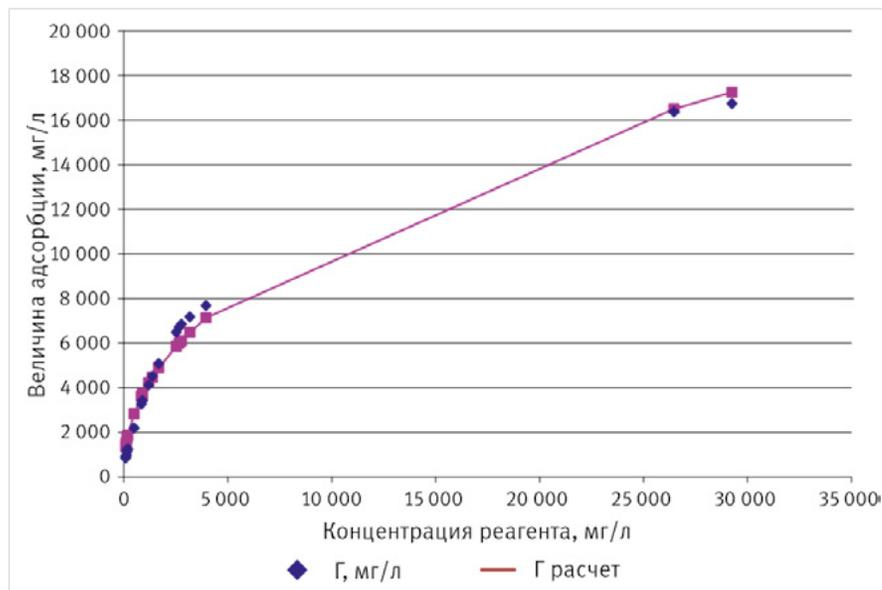


Рис. 3. Изотерма адсорбции ИСО на породу пласта БС8 Соровского месторождения
Fig. 3. Inhibitor adsorption isotherm on the rock of the BS8 formation of the Sorovskoye field

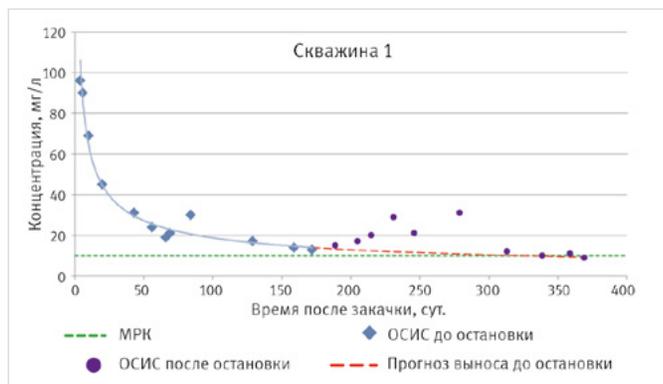


Рис. 4. Характер выноса ингибитора солеотложений на скважине № 1*
*ОСИС — остаточное содержание ингибитора солеотложений
Fig. 4. The nature of the scale inhibitor desorption in well №. 1*
*SIRC — scale inhibitor residual content

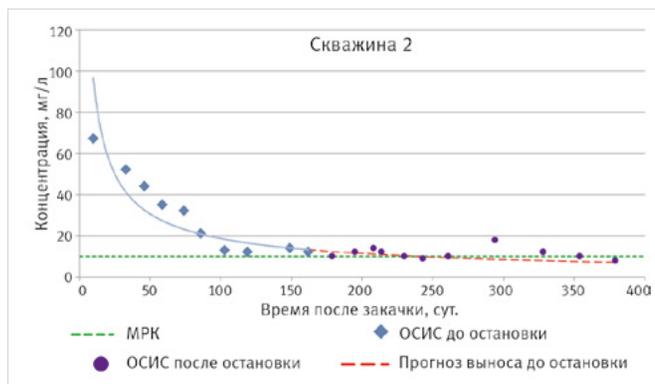


Рис. 5. Характер выноса ингибитора солеотложений на скважине № 2*
*ОСИС — остаточное содержание ингибитора солеотложений
Fig. 5. The nature of the scale inhibitor desorption in well №. 2*
*SIRC — scale inhibitor residual content

также проводилось с помощью программы SQUEEZE V.

Опытно-промышленные работы

В соответствии с разработанными дизайнами было проведено две операции задавки ИСО в пласты добывающих скважин Соровского месторождения. Обе скважины являются горизонтальными, во всех ранее проводились многостадийные ГРП. Плановый срок защиты от солеотложения согласно дизайнам — 365 суток. Планируемые параметры работы скважин и расчетные объемы технологических жидкостей для операций задавок приведены в таблице 5. Фактические данные после обработок приведены в таблице 6.

По приведенным данным можно констатировать, что фактическая задавка проведена в точном соответствии с разработанными дизайнами в части объемов применяемых технологических жидкостей.

Дополнительной особенностью описываемых случаев реализации технологии Squeeze является тот факт, что в течение запланированного срока защиты данные скважины были остановлены по причине ограничений добычи. Остановки на обеих скважинах произошли через 200–220 суток после задавки ИСО и продолжались в течение 80–100 суток, за которые на скважинах не проводились какие-либо геолого-технические мероприятия. После снятия ограничений скважины были успешно запущены в работу.

В итоге наработка по скважинам № 1 и 2 составила запланированные 365 суток (без учета времени простоя). Проблем, связанных с образованием и отложением солей, за данный период не выявлено.

Для контроля испытания технологии в течение всего срока защиты в попутно-добываемой воде скважин определялось наличие ингибитора солеотложений спектрофотометрическим методом [12]. Результаты замера остаточного содержания ингибитора солеотложений приведены на рисунках 4–5.

Также был проведен анализ сходимости фактического выноса ингибитора солеотложения с разработанным ранее дизайном задавок. В качестве примера на рисунке 6 приведено сравнение дизайна задавки и фактического выноса ИСО на скважине № 1.

По представленным на рисунках 4–6 данным видно, что на протяжении запланированного периода ОПИ в 365 суток остаточное содержание ИСО в воде варьировалось от ~100 до ~8 мг/дм³, что подтверждает высокую сходимость с разработанным дизайном задавки. Характерный изгиб графика выноса в период 230 и 270 суток после проведения работ может быть обусловлен ростом концентрации ИСО вследствие его перераспределения в ПЗП в процессе простоя скважины по ограничению добычи.

Таким образом, за время проведения испытаний технологии задавки ингибитора солеотложения в пласт установлено:

- — нарушений работы ГНО, снижения расходно-напорных характеристик, роста токовых нагрузок погружного электродвигателя более чем на 10 % не наблюдалось;
- соляно-кислотные обработки не проводились;
- снижения средних значений содержания солеобразующих ионов от фоновых значений в попутно-добываемой воде не наблюдалось;

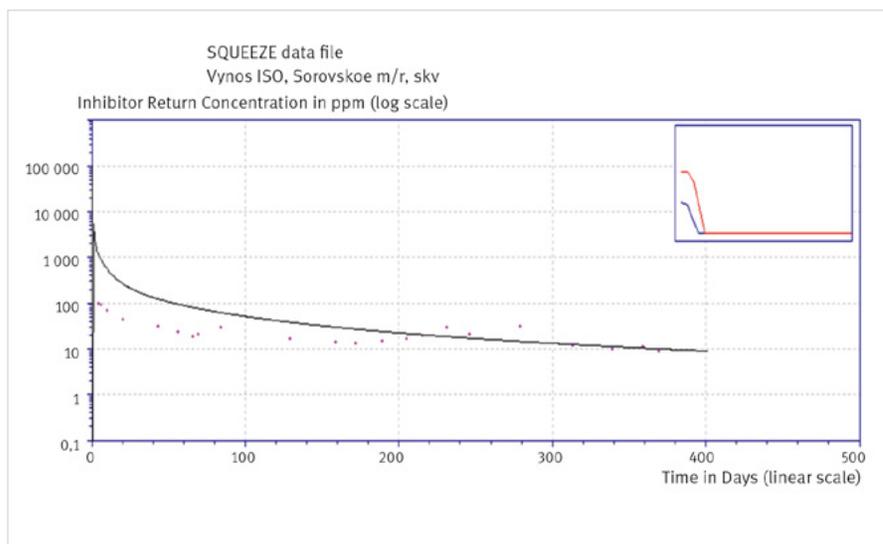


Рис. 6. Сравнение дизайна задавки и фактического выноса ИСО на скважине № 1
Fig. 6. Comparison of the squeeze design and the actual desorption of the inhibitor in well No. 1

- твердые отложения солей карбоната кальция не обнаружены;
- отказы по причине отложения солей не зафиксированы;
- сходимость фактического выноса ингибитора солеотложений с расчетным дизайном задавок хорошая, обе скважины успешно проработали запланированный период в 365 суток без каких-либо осложнений, связанных с отложением минеральных солей.

Итоги

По результатам проведенного комплекса работ, включающего фильтрационные исследования, компьютерное моделирование и опытно-промышленную реализацию, показано, что технология задавки раствора ингибитора в пласт (технология Squeeze) доказала свою эффективность для ингибирования отложений минеральных солей на горизонтальных скважинах в условиях Соровского месторождения и может быть использована в качестве эффективного метода управления солеотложением.

Выводы

- Проведен анализ добывающего и осложненного солями фонда Соровского месторождения. Рассмотрены основные применяемые технологии и химические реагенты для борьбы с образованием солей.
- Проведена оценка риска солеобразования для всех скважин Соровского месторождения. Установлено, что 96 % скважин находятся в зоне сверхвысокого риска образования кальцита.
- На основании проведенных лабораторных исследований, в том числе и с использованием ядерного материала месторождения, были разработаны дизайны задавок ИСО в пласт.
- С использованием разработанных дизайнов впервые для условий Соровского месторождения проведены испытания технологии задавки ИСО в горизонтальные скважины с проведенными многостадийными ГРП.
- Результаты проведенных испытаний признаны положительными, фактическая

продолжительность эффекта от ингибирования составила более 1 года, что хорошо согласуется с расчетным дизайном.

- Технология задавки ИСО в ПЗП может быть рекомендована к применению для защиты добывающих скважин Соровского месторождения от отложений минеральных солей (в частности карбоната кальция).

Литература

1. Патент 2484238 РФ, МПК Е 21 В 37/06. Способ предотвращения отложения неорганических солей // А.И. Волошин, В.В. Рагулин, И.М. Ганиев, А.С. Малышев, Р.А. Ягудин. 2012105501/03, Заявлено 16.02.2012; Опубл. 10.06.2013. Бюл. 16.
2. Валекжанин И.В., Волошин А.И., Ахтямов А.Р., Кушнаренко Д.В. и др. Отложение гипса на Верхнечонском месторождении. Моделирование задавки ингибиторов в пласт // Экспозиция Нефть Газ. 2016. № 4. С. 36–40.
3. Валекжанин И.В., Волошин А.И., Рагулин В.В., Резвова К.К. Оценка рисков солевыпадения в скважинах Ванкорского месторождения и выбор оптимальной технологии предупреждения // Экспозиция Нефть Газ. 2017. № 1. С. 30–33.
4. Voloshin A.I., Ragulin V.V., Neviadovskiy E., Ganiev I.M. Technical and economic strategy in the scale deposition management is an important factor in enhancement the efficiency of oil production. SPE Russian oil and gas conference and exhibition, 2010, October 26–28, SPE-138066-MS. (In Eng).
5. Jordan M.M., Mackey E.J. Scale control in deepwater fields: use interdisciplinary approach to control scale. World Oil, 2005, Vol. 226, issue 9, P. 75–80. (In Eng).
6. Bybee K. Scale cause in the Smorbukk field. Journal of petroleum technology, 2006, Vol. 58, issue 3, P. 71–73. (In Eng).
7. Poynton N., Miller A., Konyukhov D., Leontieff A., Ganiev I., Voloshin A. Squeezing scale inhibitors to protect electric submersible pumps in highly fractured, calcium carbonate scaling reservoirs. SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, 2008,

- October 28–30, SPE-115195-MS. (In Eng).
8. Oddo J.E., Tomson M.B. Why scale forms in the oil field and methods to predict it. Society of petroleum engineers, 1994, Vol. 9, issue 1, P. 47–54. (In Eng).
 9. Elichev V.A., Voloshin A., Latypov O., Topolnikov A.S., Gotvig K.L., Khabibullin R. Scale deposition prediction for pump design in oil wells. SPE Russian oil and gas conference and Exhibition, 2010, October 26–28, SPE-135084-MS. (In Eng).
 10. Mackay E.J., Sorbie K.S. An Evaluation of Simulation Techniques for Modelling Squeeze Treatments. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1999, October 3–6, SPE-56775-MS. (In Eng).
 11. Levan M.D., Vermeulen T. Binary Langmuir and Freundlich isotherms for ideal adsorbed solutions. The journal of physical chemistry, 1981, Vol. 85, issue 22, P. 3247–3250. (In Eng).
 12. Бриков А.В., Маркин А.Н., Суховерхов С.В., Задорожный П.А. Современные методы анализа концентрации ингибиторов солеотложений в воде // Нефтепромысловое дело. 2018. № 8. С. 66–72.

ENGLISH

Results

Based on the results of the completed work package, including filtration studies, computer modeling and pilot implementation, it has been shown that the technology of squeezing an inhibitor solution into the reservoir (Squeeze technology) has proven its effectiveness for inhibiting mineral salt deposits in horizontal wells under the conditions of the Sorovskoye field and can be used in as an effective scale management method.

Conclusions

- An analysis of the producing and scale-complicated fund of the Sorovskoye field was carried out. The main applied technologies and chemical reagents to combat the formation of salts are considered.
- An assessment of the risk of salt formation was carried out for all wells of the Sorovsky field. It was found that 96 % of the wells are in the zone of ultra-high risk of calcite formation.

References

1. Voloshin A.I., Ragulin V.V., Ganiev I.M., Malyshev A.S., Jagudin R.A. Method for preventing deposits of non-organic salts. Patent RU 2 484 238 C1, 2012. (In Russ).
2. Valekzhanin I.V., Voloshin A.I., Akhtyamov A.R., Kushnarenko D.V., Kunaev R.U., Grunin A.N. Features of gypsum deposits in the verkhnechonsk field. simulation of the process of scaling inhibitors squeezing into the formation. Exposition Oil Gas, 2016, issue 4, P. 36–40. (In Russ).
3. Valekzhanin I.V., Voloshin A.I., Ragulin V.V., Rezvova K.K. Risk assessment of salt precipitation in vankor field wells and selection of the optimal prevention technology. Exposition Oil Gas, 2017, issue 1, P. 30–33. (In Russ).
4. Voloshin A.I., Ragulin V.V., Neviadovskiy E., Ganiev I.M. Technical and economic strategy in the scale deposition management is an important factor in enhancement the efficiency of oil production. SPE Russian oil and gas conference and exhibition, 2010, October 26–28, SPE-138066-MS. (In Eng).
5. Jordan M.M., Mackey E.J. Scale control in deepwater fields: use interdisciplinary approach to control scale. World Oil, 2005, Vol. 226, issue 9, P. 75–80. (In Eng).
6. Bybee K. Scale cause in the Smorbukk field. Journal of petroleum technology, 2006, Vol. 58, issue 3, P. 71–73. (In Eng).
7. Poynton N., Miller A., Konyukhov D., Leontieff A., Ganiev I., Voloshin A. Squeezing scale inhibitors to protect electric submersible pumps in highly fractured, calcium carbonate scaling reservoirs. SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, 2008, October 28–30, SPE-115195-MS. (In Eng).
8. Oddo J.E., Tomson M.B. Why scale forms in the oil field and methods to predict it. Society of petroleum engineers, 1994, Vol. 9, issue 1, P. 47–54. (In Eng).
9. Elichev V.A., Voloshin A., Latypov O., Topolnikov A.S., Gotvig K.L., Khabibullin R. Scale deposition prediction for pump design in oil wells. SPE Russian oil and gas conference and Exhibition, 2010, October 26–28, SPE-135084-MS. (In Eng).
10. Mackay E.J., Sorbie K.S. An Evaluation of Simulation Techniques for Modelling Squeeze Treatments. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1999, October 3–6, SPE-56775-MS. (In Eng).
11. Levan M.D., Vermeulen T. Binary Langmuir and Freundlich isotherms for ideal adsorbed solutions. The journal of physical chemistry, 1981, Vol. 85, issue 22, P. 3247–3250. (In Eng).
12. Brikov A.V., Markin A.N., Sukhoverkhov S.V., Zadorozhny P.A. Modern methods applied to analyze scaling inhibitors concentration in water. Oilfield engineering, 2018, issue 8, P. 66–72. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Валекжанин Илья Владимирович, начальник отдела борьбы с осложнениями, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия
Для контактов: valekzhaniniv@bnipi.rosneft.ru

Рафиков Вадим Нариманович, главный специалист управления инжиниринга добычи, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Синицына Татьяна Ивановна, начальник управления инжиниринга добычи, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Блохин Дмитрий Александрович, начальник отдела по работе с механизированным фондом, ООО «Соровскнефть», Тюмень, Россия

Латыпов Оскар Азатович, главный специалист отдела борьбы с осложнениями, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

Valekzhanin Ilya Vladimirovich, head of the department of combating complications, LLC “RN-BashNIPIneft”, Ufa, Russia
Corresponding author: valekzhaniniv@bnipi.rosneft.ru

Rafikov Vadim Narimanovich, chief specialist of the production engineering department, “Tyumen petroleum research center” LCC, Tyumen, Russia

Sinitsyna Tatiana Ivanovna, head of the production engineering department, “Tyumen petroleum research center” LCC, Tyumen, Russia

Blokhin Dmitry Alexandrovich, head of the department for work with the mechanized fund, “Sorovskneft” LLC, Tyumen, Russia

Latypov Oskar Azatovich, chief specialist of the department of complications management, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia