

Задавка ингибитора в пласт Верхнечонского месторождения для предупреждения отложения гипса из попутно-добываемых рассолов

И.В. Валекжанин

в.н.с.¹

ValekzhaninIV@ufanipi.ru

А.И. Волошин

д.х.н., эксперт по направлениям добычи¹

VoloshinAI@ufanipi.ru

Д.В. Кушнарченко

начальник отдела управления проектами новых технологий²

DVKushnarenko@rosneft.ru

Р.У. Кунаев

к.х.н., начальник отдела контроля качества и промышленной химии²

rukunaev@rosneft.ru

¹ООО «РН-УфаНИПИнефть», Уфа, Россия

²ПАО «Верхнечонскнефтегаз», Иркутск, Россия

В работе описан первый опыт защиты горизонтальных скважин от солеотложения гипса по технологии задавки ингибитора в пласт. Рассмотрены различные механизмы ингибирования отложений гипса фосфонатными ингибиторами.

Материалы и методы

На основе определенных адсорбционно-десорбционных свойств выбраны ингибиторы для защиты скважин от отложений гипса.

Ключевые слова

солеотложение, гипс, задавка в пласт, Верхнечонское месторождение

Верхнечонское месторождение — крупное нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в Катангском районе Иркутской области Российской Федерации. Месторождение введено в промышленную эксплуатацию в октябре 2008 г. Основная нефтегазоносность месторождения связана с верхнечонскими пластами ВЧ1, ВЧ2, ВЧ1+2 непского горизонта.

Попутно-добываемая вода на ВЧНГКМ относится к рассолам и пересыщена по хлориду натрия, карбонату кальция и сульфату кальция. Это обуславливает сложный состав отложений во всех зонах скважины: гипс, галит и кальцит могут образовываться в ПЗП, на ГНО и в наземной инфраструктуре. Эти обстоятельства создают определённые сложности при реализации технологий управления солеотложением.

Добыча нефти на Верхнечонском НГКМ имеет ряд особенностей [1], определяющих выбор технологий борьбы с солеотложением:

- низкая пластовая температура 12°C, понижающаяся на устье до -5°C;
- низкое пластовое давление (150 атм) — среднее по месторождению (в некоторых скважинах давление ниже давления насыщения), давление на забое — 90–135 атм, давление на устье — 25–30 атм;
- высокая минерализация пластовой воды — до 500 г/л.

Предварительный анализ показал, что для воды ВЧНГКМ вероятность солеотложения имеется на всех этапах добычи: в частности, в ПЗП и горизонтальном стволе скважин существуют риски отложения гипса и кальцита; в области насоса — гипса, кальцита и галита, особенно для скважин с высоким газовым фактором.

Среди существующих технологий по предупреждению отложений солей для условий Верхнечонского месторождения технологически и экономически оправданным является применение технологий непрерывного дозирования ингибитора в затрубное пространство скважины с использованием СУДР и технологии, предполагающей размещение ингибитора в поровом пространстве пласта. Для скважин с наиболее высоким риском отложения гипса в призабойной зоне пласта приоритетной технологией предупреждения солеотложения на ВЧНГКМ следует считать технологию задавки ингибитора в пласт [2].

Для выбора наиболее эффективных ингибиторов для проведения процедуры задавки в пласт был проведен ряд экспериментов по определению эффективности 10 ингибиторов солеотложений российского и зарубежного производства. Для реагентов, показавших эффективность ингибирования отложений гипса в условиях ВЧНГКМ более 90% при дозировке 50 мг/л или менее, были проведены фильтрационные эксперименты по определению адсорбционно-десорбционных свойств [3].

В качестве базового метода предупреждения отложений гипса на Верхнечонском

месторождении используется метод постоянного дозирования товарной формы ингибитора в затрубное пространство добывающих скважин с помощью СУДР. Для удаления отложений гипса с ГНО добывающих скважин применяется метод промывки скважин 15–20% раствором каустической соды. Технология задавок ингибитора солеотложений в пласт на Верхнечонском месторождении не испытывалась. Однако при наличии риска отложения солей в ПЗП возникает необходимость апробации и промышленного применения данной технологии для защиты добывающих горизонтальных скважин.

Наибольшее распространение в качестве ингибиторов солеотложения получили реагенты на основе фосфонатов: ОЭДФ, НТФ, ЭДФ, ЭДФМФ. Фосфонатные ингибиторы выпускаются в виде калийных солей, поскольку этот катион препятствует набухаемости породы пласта. Использование того или иного фосфоната в ингибиторе обусловлено типом отложения. Так для сульфатных отложений в основном используется НТФ, отлично ингибирующий образование гипса. Фосфонаты значительно увеличивают индукционный период кристаллизации, уменьшают скорость нуклеации. Учитывая тот факт, что фосфонаты взаимодействуют с катионами, зародышем кристалла и с самим микрокристаллом, механизм ингибирования фосфонатами довольно сложный. В сильно минерализованных водах при достаточно высоких концентрациях ионов щелочноземельных металлов происходит образование водорастворимых комплексов [4, 5] и малорастворимых полиядерных комплексов. В зависимости от pH в водных растворах существуют протонированные и диссоциированные формы фосфоната. При высоких концентрациях Ca^{2+} , Sr^{2+} , Ba^{2+} возможно образование нерастворимых полиядерных комплексов, в состав которых может входить до 5 катионов. Например, с НТФ возможно образование следующих комплексов: при $pH > 6$ $Ca_3(Phn)_2$, в среде, близкой к нейтральной $Ca_3(HPhn)_2$ ($pH = 5-6$) [6].

Способность фосфонатов образовывать нерастворимые комплексы используется для размещения ингибиторов в пласте месторождения или в трубопроводах [7, 8]. Совместно соосажденный с сульфатом кальция комплекс $Ca_n(Phn)_m$ сохраняет достаточно высокую эффективность для воды с высокой степенью пересыщенности, а низкая растворимость позволяет создавать необходимую для защиты воды концентрацию комплекса длительное время.

По результатам комплексных лабораторных исследований, для проведения процедуры задавки в пласт горизонтальных скважин были выбраны следующие ингибиторы: Gyrtron SA1610 («Champion Technologies», UK) и НТФ. Оба реагента использовались в виде 10% раствора в 2% растворе KCl. Приготовление рабочего раствора на 2% растворе KCl необходимо для снижения рисков набухания глин при

проведении процедуры задавки. Перед задавкой основной пачки реагента присутствовала предоторочка взаимного растворителя в объеме 5 т/скв. Использование предоторочки взаимного растворителя является обязательным этапом, так как при непосредственном контакте раствора ингибитора с высокоминерализованными пластовыми водами Верхнеконского месторождения в ПЗП возможно выпадение осадка и ухудшение фильтрационных характеристик пласта. Также взаимный растворитель способствует более качественной адсорбции реагента на породе пласта. Продавка раствора ингибитора осуществлялась расчетным количеством 2% водным раствором KCl.

Задавка ингибитора Gyrtron SA1610 в пласт горизонтальной скв. 2128 (куст 22) проведена 19.01.2016 г., задавка 10% раствора НТФ в пласт горизонтальной скв. 568 (куст 9) проведена 26.01.2016 г. Предполагаемый срок защиты обеих скважин от отложений

гипса — 100 суток. После задавки и продавки основного объема ингибитора для его полной адсорбции на породу пласта проводился технический отстой скважин сроком 24 ч. После выхода скважины на режим в среднем раз в две недели проводился анализ попутно-добываемой воды на остаточное содержание ингибитора, содержание солей и на содержание солеобразующих ионов.

На рис. 1 и 2 отражены режимы работы скважин до и после проведения ОПЗ с задавкой ингибитора в пласт. Как видно из параметров работы скважин, после проведения ОПЗ без задавки ингибитора солей в пласт возрастают дебиты по жидкости и нефти, коэффициент продуктивности увеличивается в 1,5–2 раза. Однако практически сразу начинается снижение данных параметров, и в течение 1–2 месяцев режим работы скважины возвращается к значениям до ОПЗ. Данное явление связано с постепенным образованием

солевых отложений в ПЗП после ОПЗ, что ухудшает фильтрационные характеристики пласта, снижает дебит и коэффициент продуктивности скважины.

По результату проведения ОПЗ с последующей задавкой ингибитора в пласт, наблюдается увеличение дебита скважины по жидкости и нефти, стабилизация параметров работы скважины, сохранение эффекта от ОПЗ, снижение темпов падения дебита относительно проведения ОПЗ без применения ингибитора. После задавки ингибитора солей в пласт на обеих скважинах наблюдается значительное увеличение коэффициента продуктивности. Так, при проведении ОПЗ с последующей задавкой ингибитора Gyrtron SA1610 в пласт коэффициент продуктивности скважины 2128/22 увеличился более чем в 3 раза по сравнению с ОПЗ без ингибитора. Вместе с этим обводненность скважины увеличилась с 50 до 70–75%. Данное явление обусловлено тем, что при

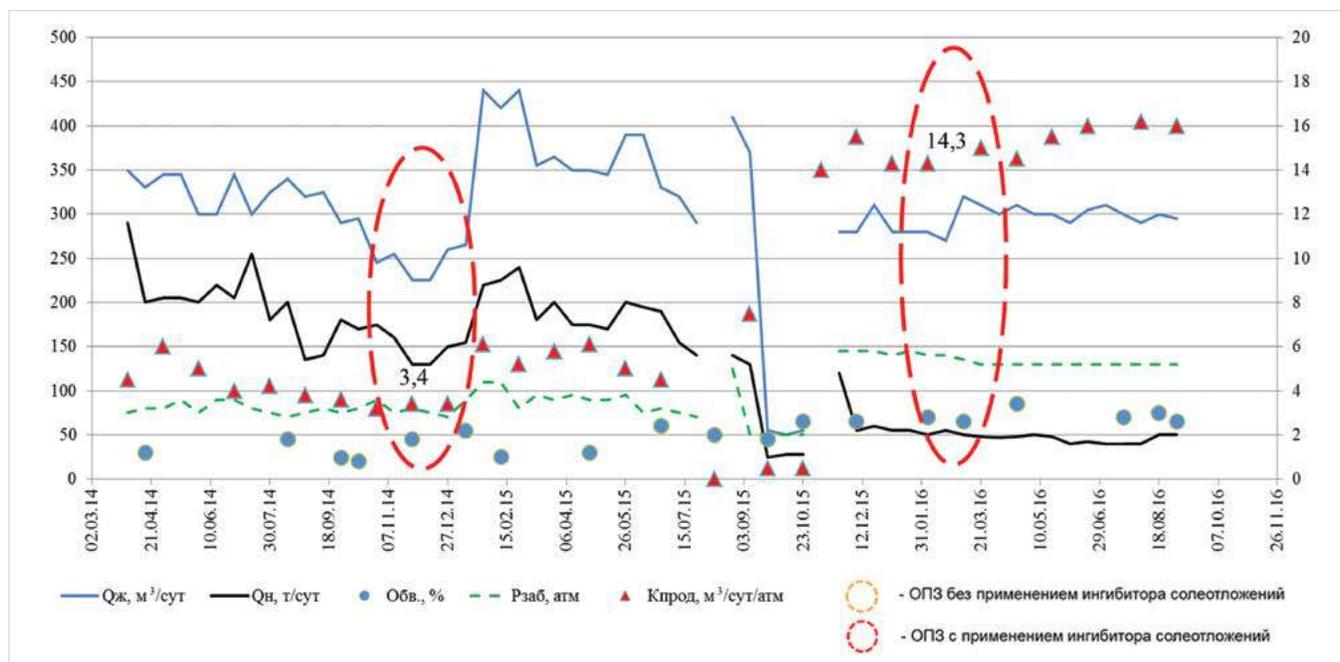


Рис. 1 — Режим работы скважины 2128/22 до и после задавки
Fig. 1 — The operation profile of 2128/22 well before and after scale inhibitor squeezing

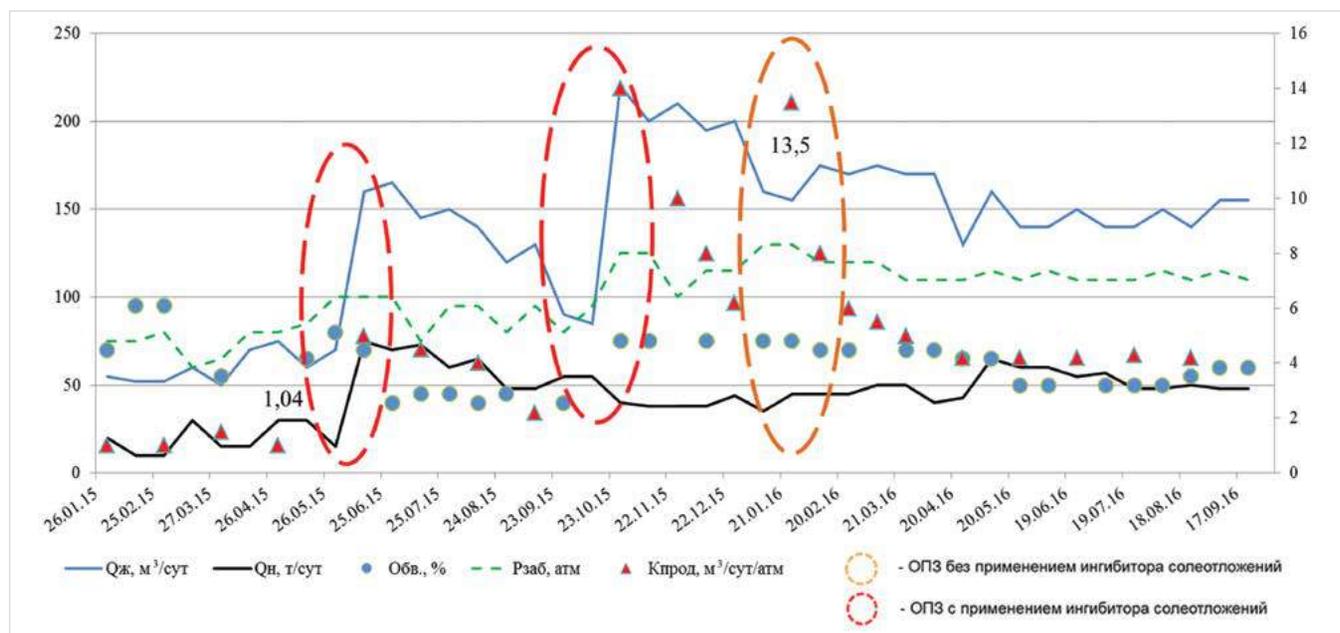


Рис. 2 — Режим работы скважины 568/9 до и после задавки
Fig. 2 — The operation profile of 568/9 well before and after scale inhibitor squeezing

задавке и продавке ингибитор солеотложений растворяет отложения гипса, которые кольматировали поровое пространство, увеличивая тем самым обводненность скважинной продукции. После окончания действия ингибитора в поровом пространстве вновь начнется отложение солей и обводненность скважинной продукции снизится.

При проведении задавки ингибитора солеотложений НТФ на скважине 568/9 коэффициент продуктивности увеличился более чем в 5 раз по сравнению с ОПЗ без ингибитора. При этом обводненность скважины практически не увеличилась, дебит скважины по нефти вырос на 15 т/сут. и по всему ходу ОПИ не наблюдалось его снижения. Это связано с тем, что ингибитор, адсорбируясь на породе пласта, препятствует кольматации солями порового пространства и способствует сохранению дебита нефти на текущем уровне.

На рис. 3 и 4 отражены результаты анализа остаточного содержания ингибитора в попутно-добываемой воде после задавки. По результатам лабораторных тестов, минимальная рабочая концентрация, обеспечивающая необходимый уровень защиты от отложений гипса, была принята равной 5 мг/л. Из графиков видно, что после выхода скважины на режим

наблюдается резкий вынос реагента и примерно через месяц после задавки остаточное содержание ингибитора в попутно-добываемой воде опускается ниже минимально рабочей концентрации (МРК). Однако в ходе ОПИ было установлено, что остаточное содержание ингибитора в попутно-добываемой воде даже на уровне 1 мг/л способствует успешной защите скважины от отложений гипса. В итоге, при планируемом сроке защиты скважин в 100 суток, скважина 2128/22 отработала 240 суток без солевых осложнений, скважина 568/9 отработала 257 суток. Через 240 суток после задавки ингибитора Gypton SA1610 скважина 2128/22 была остановлена по причине снижения изоляции кабеля ЭЦН, на рабочих органах ЭЦН отложения солей отсутствовали.

Пролонгированный срок защиты скважин связан с различным механизмом ингибирования. Часть ингибитора адсорбировалась на породе пласта и при последующей фильтрации в течение некоторого времени десорбировалась в скважинный флюид, ингибируя отложения гипса. Некоторая часть фосфонатного ингибитора в условиях высокоминерализованных вод Верхнеконского месторождения образовала с ионами Ca^{2+} комплексы типа $CaPhn$, которые выпали в ПЗП в виде осадка. Совместно

соосажденный с сульфатом кальция комплекс сохраняет достаточно высокую защитную эффективность для воды с высокой степенью пересыщенности, а низкая растворимость позволяет поддерживать достаточную для защиты воды концентрацию комплекса на уровне 1 мг/л длительное время.

Итоги

Успешно проведены процедуры задавок ингибиторов в пласт горизонтальных скважин. Достигнуты и превышены запланированные показатели по срокам защиты.

1. По результатам выполненной работы установлено, что технология задавки ингибитора солеотложений в пласт горизонтальных добывающих скважин успешно предотвращает образование и отложение солей гипса в ПЗП и на насосном оборудовании. Применение данной технологии ведет к увеличению МРП скважины, сокращению затрат на предотвращение и удаление отложений гипса по сравнению с базовыми вариантами.
2. Осадительный механизм защиты скважин при проведении задавки в ПЗП позволяет получить более пролонгированное ингибирование по сравнению с механизмом адсорбции/десорбции.

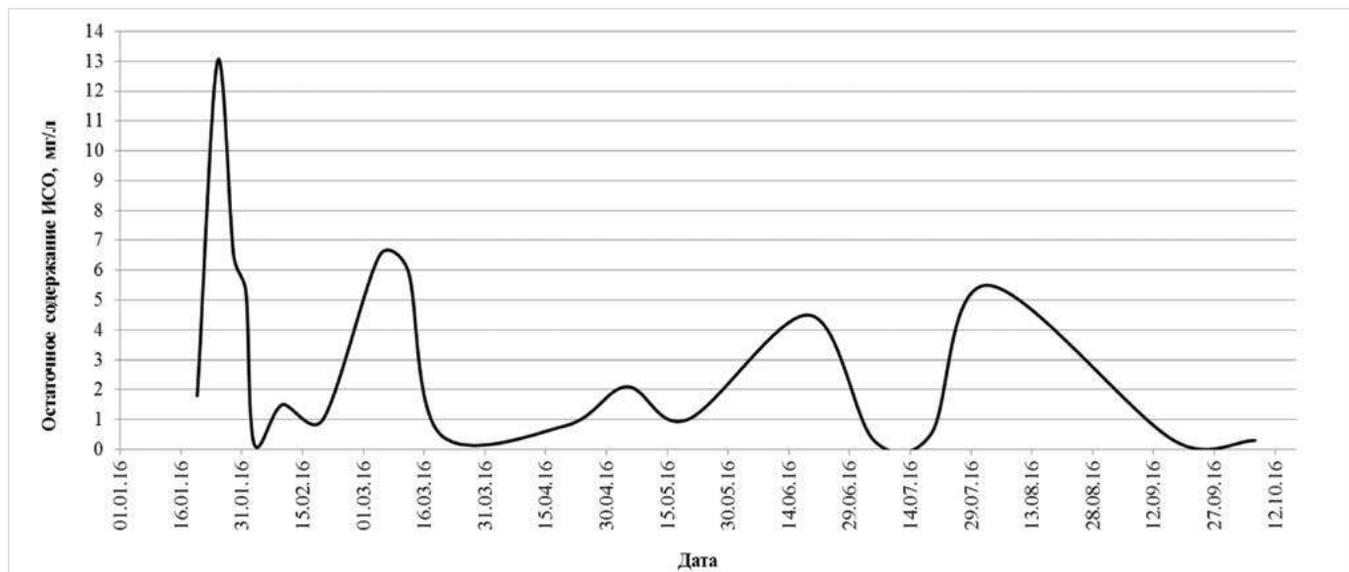


Рис. 3 — Остаточное содержание реагента Gypton SA1610 в скважине 2128/22
Fig. 3 — The residual content of inhibitor Gypton SA1610 in 2128/22 well

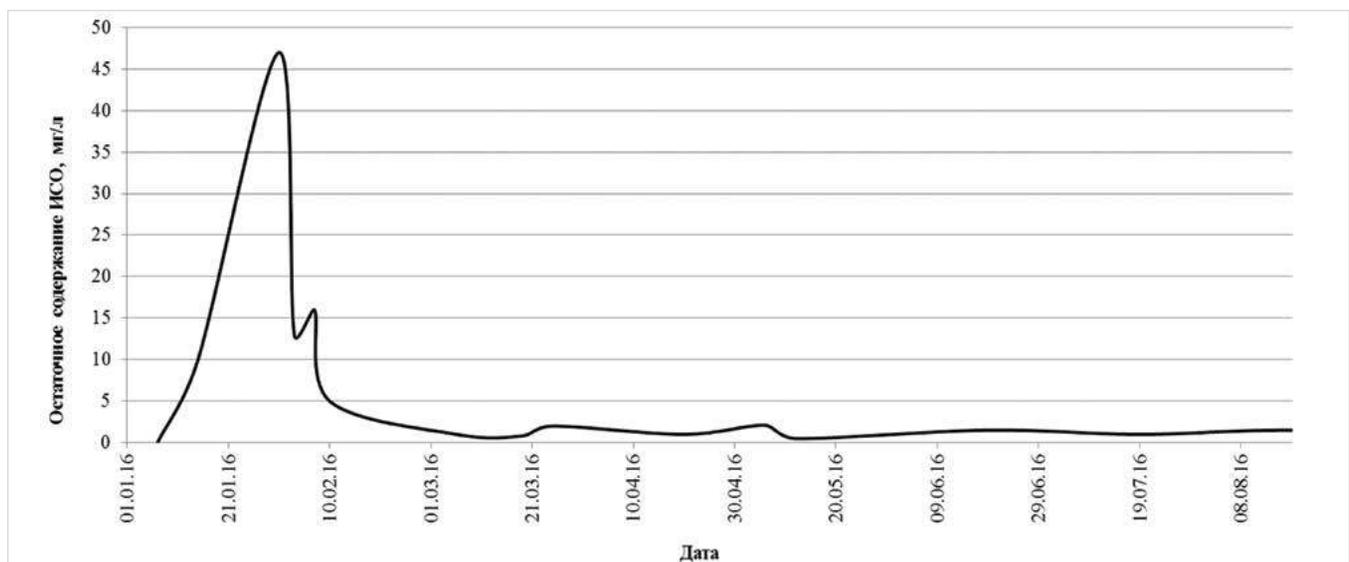


Рис. 4 — Остаточное содержание реагента НТФ в скважине 568/9
Fig. 4 — The residual content of inhibitor NTF in 568/9 well

Выводы

1. Перед проведением операции задавки ингибитора рекомендуется проводить процедуру ОПЗ водным раствором каустической соды с целью удаления уже имеющихся в ПЗП отложений гипса для достижения более полной адсорбции ингибитора на породу.
2. При подборе реагентов для проведения будущих процедур задавок рекомендуется выбирать многокомпонентные товарные формы ингибиторов. Они, помимо активной основы, содержат в своем составе дополнительные компоненты (спирты, ПАВ и т.д.), которые способствуют более полной сорбции реагента на пласт.

Список литературы

1. Chertovskikh E.O., Alekseev S.V. Problems of oil and gas production associated with gypsum depositing in the

Verkhnechonskoye oil and gas condensate field. SPE Russian oil and gas exploration & production technical conference and exhibition, 14–16 October, Moscow, Russia, 2014.

2. Валежжанин И.В., Волошин А.И., Ахтямов А.Р., Кушнарченко Д.В. и др. Отложение гипса на Верхнечонском месторождении. Моделирование задавки ингибиторов в пласт // Экспозиция Нефть Газ. 2016. №4. С. 36–40.
3. Патент №2484238. Способ предотвращения отложения неорганических солей. Приоритет от 16.02.2012, кл. E21B 37/06, 2006.01.
4. Demadis K.D., Stavgianoudaki N., Grossmann G., Gruner M., Schwartz J.L. Calcium-phosphonate interactions: solution behavior and Ca²⁺ binding by 2-Hydroxyethyliminobis(methylenephosphonate) studied by multinuclear NMR spectroscopy inorganic chemistry, 2009, Vol. 48. №9.

5. Popov K., Ronkkomaki H., Lajunen L.H.J. Critical evaluation of stability constants of phosphonic acids: (IUPAC Technical Report): pure and applied chemistry 200173(10): 1641–1677.
6. Zhang N. Integration of phosphonates onto the immobilized surface: application to scale control in oil and gas flow assurance. Thesis PhD, Rise University, 2013.
7. Kan A.T., Fu G., Tomson M.B Adsorption and precipitation of an aminoalkylphosphonate onto calcite. Journal of Colloid and Interface Science, 2005, 281(2): 275–284. 0021–9797.
8. Shaw S.S., Sorbie K.S., Structure and stoichiometry of mixed calcium-magnesium-phosphonate scale inhibitor complexes for application in precipitation squeeze processes. 2014, NACE-2014-3865.

ENGLISH

OIL PRODUCTION

The inhibitor squeezing into the reservoir of the Verkhnechonskoe field prevents from the gypsum scale precipitation of the associated salt waters

UDC 622.276

Authors:

Il'ya V. Valekzhanin — the leading researcher¹; ValekzhaninIV@ufanipi.ru

Alexander I. Voloshin — Sc.D., the expert in production areas¹; VoloshinAI@ufanipi.ru

Denis V. Kushnarenko — the head of the department of innovative technologies project management²; DVKushnarenko@rosneft.ru

Roman U. Kunaev — Ph.D., the head of the department of the quality control and the upstream chemistry²; [rukunaev@rosneft.ru](mailto:rुकunaev@rosneft.ru)

¹“RN-UfaNIPIneft” LLC, Ufa, Russian Federation

²PJSC “Verkhnechonskneftegaz”, Irkutsk, Russian Federation

Abstract

The article describes the first experience of protecting horizontal wells from gypsum scaling, using the inhibitor squeezing technology. Various mechanisms of the inhibition of gypsum deposits by phosphonate inhibitors are determined.

Materials and methods

Inhibitors, intended for protecting wells from gypsum sediments, were selected, according to the definite adsorptive and stripping properties.

Results

The procedures of the inhibitor squeezing into the reservoir of horizontal wells were highly productive.

Pre-designed performance targets, concerned with

the protection time, were achieved and exceeded.

1. As the results of the experience, it was discovered, that the inhibitor squeezing technology of scaling into the producing well prevents from the gypsum scale precipitation in the bottom-hole area and in the pumping equipment. The application of the technology leads to the increasing of the well overhaul period, cost saving for sediment preventing and removing in comparison with the base case.
2. The precipitating protection mechanism of wells gives substantive results during the squeezing into the bottom-hole area: prolong inhibiting compared with two-site sorption.

Conclusions

1. Before inhibitor squeezing, it is recommended

to carry out the procedure of the bottom-hole treatment with the aqueous caustic soda in order to remove the existing gypsum sediments in the bottom-hole area to achieve the better inhibitor adsorption on the formation.

2. Selecting reagents for future squeezing, it is recommended to choose multicomponent commodity forms of inhibitors. They contain different components (alcohols, surfactants, etc.) in addition to the active base, that promote the better reagent sorption on the formation.

Keywords

scaling, gypsum, inhibitor squeezing technology, Verkhnechonskoe field

References

1. Chertovskikh E.O., Alekseev S.V. Problems of oil and gas production associated with gypsum depositing in the Verkhnechonskoye oil and gas condensate field. SPE Russian oil and gas exploration & production technical conference and exhibition, 14–16 October, Moscow, Russia, 2014.
2. Valekzhanin I.V., Voloshin A.I., Akhtyamov A.R., Kushnarenko D.V. and oth. *Otlozhenie gipsa na Verkhnechonskom mestorozhdenii. Modelirovanie zadavki ingibitorov v plast* [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, pp. 36–40.

3. Patent No. 2484238 *Sposob predotvrashcheniya otlozheniya neorganicheskikh soley* [The way of preventing the inorganic salt sediments]. Priority from 16.02.2012, cl. E21B 37/06, 2006.01.
4. Demadis K.D., Stavgianoudaki N., Grossmann G., Gruner M., Schwartz J.L. Calcium-phosphonate interactions: solution behavior and Ca²⁺ binding by 2-Hydroxyethyliminobis(methylenephosphonate) studied by multinuclear NMR spectroscopy inorganic chemistry, Vol. 48, issue 9, 2009.
5. Popov K., Ronkkomaki H., Lajunen L.H.J. Critical evaluation of stability constants of

phosphonic acids: (IUPAC Technical Report): pure and applied chemistry 200173(10): 1641–1677.

6. Zhang N. Integration of phosphonates onto the immobilized surface: application to scale control in oil and gas flow assurance. Thesis PhD, Rise University, 2013.
7. Kan A.T., Fu G., Tomson M.B Adsorption and precipitation of an aminoalkylphosphonate onto calcite. Journal of Colloid and Interface Science, 2005, 281(2): 275–284. 0021–9797.
8. Shaw S.S., Sorbie K.S., Structure and stoichiometry of mixed calcium-magnesium-phosphonate scale inhibitor complexes for application in precipitation squeeze processes. 2014, NACE-2014-3865.