

Оценка рисков солевывпадения в скважинах Ванкорского месторождения и выбор оптимальной технологии предупреждения

И.В. Валежжанин

в.н.с.

ValekzhaninIV@ufanipi.ru

А.И. Волошин

д.х.н., эксперт по направлениям добычи

VoloshinAI@ufanipi.ru

В.В. Рагулин

к.т.н., начальник отдела борьбы с осложнениями

Victor@ufanipi.ru

К.К. Резцова

в.н.с.

RezцоваKK@ufanipi.ru

ООО «РН-УфаниПИНЕФТЬ», Уфа, Россия

На основании исследования состава попутно-добываемых вод и условий нефтедобычи оценены риски солеотложения кальцита в погружном скважинном оборудовании. Проведен анализ необходимости применения взаимного растворителя при проведении процедуры задавки ингибитора в пласт. Предложены экономически обоснованные способы защиты от солеотложения.

Материалы и методы

Проведено исследование состава попутно-добываемых вод. На установке по исследованию зерна проведены эксперименты по фильтрации растворов ингибиторов через керновый материал Ванкорского месторождения. Определены адсорбционно-десорбционные свойства ингибитора, построены изотермы адсорбции. Выявлено влияние взаимного растворителя на восстановление коэффициента проницаемости.

Ключевые слова

солеотложение, кальцит, задавка в пласт, Ванкорское месторождение

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение находится на севере Красноярского края России и является крупнейшим из открытых и введенных в эксплуатацию в России за последние 25 лет. Месторождение, общая площадь которого составляет 416,5 км², включает в себя Ванкорский (Туруханский район) и Северо-Ванкорский (территория Таймырского Долгано-Ненецкого района) участки. Открыто в 1988 г., и запущено в промышленную эксплуатацию в 2009 г. Начальные извлекаемые запасы Ванкорского месторождения по состоянию на 1 января 2014 г. составляют 500 млн т нефти и конденсата, 182 млрд м³ газа.

Месторождение разбуривается нагнетательными наклонно-направленными и добывающими скважинами с горизонтальным окончанием, что обеспечивает высокие дебиты. Добываемая совместно с нефтью пластовая вода, содержащая минеральные соли, обуславливает риск выпадения труднорастворимых солей в процессе добычи и подготовки нефти. Для обеспечения безаварийной работы скважинного и нефтепромыслового оборудования в процессе солеотложения необходима разработка комплексной программы по борьбе с этим явлением. В этой связи встали задачи определения рисков солеотложения, прогноза динамики развития проблемы, определения эффективных технологических решений по предупреждению и удалению солеотложения с проведением лабораторной оценки эффективности существующих ингибиторов для установления их оптимальных дозировок.

По результатам исследования ионного состава и свойств попутно-добываемых, подтоварных и артезианских вод было установлено, что попутно-добываемые воды пластов Як 3-7, Нх-1 и артезианская вода относятся к хлоркальциевому типу (в соответствии с классификацией Сулина В.А.), а попутно-добываемые воды пласта Нх 3-4 – к гидрокарбонатно-натриевого типу. Общая минерализация вод составляет 19,9–21,5 г/л для пластов Як 3-7, 16,0–20,5 г/л для пласта Нх-1 и 12,8–20,9 г/л для пласта Нх 3-4. Воды содержат катионы щелочноземельных металлов,

которые способны образовывать трудно растворимые в воде осадки – карбонаты. Содержание катиона кальция составляет 100–592 мг/л (пласт Як 3-7), 338–748 мг/л (пласт Нх-1) и 35–535 мг/л (пласт Нх 3-4), катиона бария – 0–14 мг/л, 0–28 мг/л и 0–9 мг/л, соответственно. Концентрация катиона стронция находится в диапазонах 88–129 мг/л (пласт Як 3-7), 28–96 мг/л (пласт Нх-1) и 11–84 мг/л (пласт Нх 3-4). Содержание гидрокарбонат-аниона варьируется в пределах 671–1922 мг/л (пласт Як 3-7), 153–378 мг/л (пласт Нх-1) и 293–3050 мг/л (пласт Нх 3-4), хлор-аниона – 10955–12514 мг/л (пласт Як-3-7), 9483–12349 мг/л (пласт Нх-1), 5645–12436 мг/л (пласт Нх 3-4). Содержание растворенного CO₂ в воде изменяется в диапазоне 0–80 мг/л, водородный показатель pH – 8,0–8,99 (слабощелочной) для пластов Як 3-7 и Нх-1 и 7,67–9,64 (щелочной) для пласта Нх 3-4. Бактериальная зараженность попутно-добываемой воды сульфатостанавливающими бактериями (СВБ) достигает от десятка до 107 клеток/см³ (пласты Як 3-7, Нх-1) и до десятка клеток/см³ (пласт Нх 3-4).

На основании определенного ионного состава попутно-добываемых, закачиваемых вод и технологических жидкостей по известным методикам математического моделирования (методика Дж. Е. Оддо и М. Б. Томпсона и др.) оценена склонность вод и их смесей к выпадению труднорастворимых солей. Оценка низких, средних и высоких рисков выпадения кальцита, основного компонента солевых отложений прогнозируемого по ионному составу пластовых вод, устанавливалась в соответствии с численными значениями индекса насыщения SI [1].

Моделированием склонности попутно-добываемых вод пластов Ванкорского месторождения к выпадению кальцита (рис. 1) было установлено, что риск выпадения кальцита в скважинных условиях для пластов Як 3-7 и Нх-1, в основном, отсутствует, хотя имеет место тенденция повышения индекса насыщения SI к устью скважины, что связано с процессами разгазирования скважинных флюидов и снижения содержания растворенного CO₂ в попутно-добываемой воде. Для скважин,

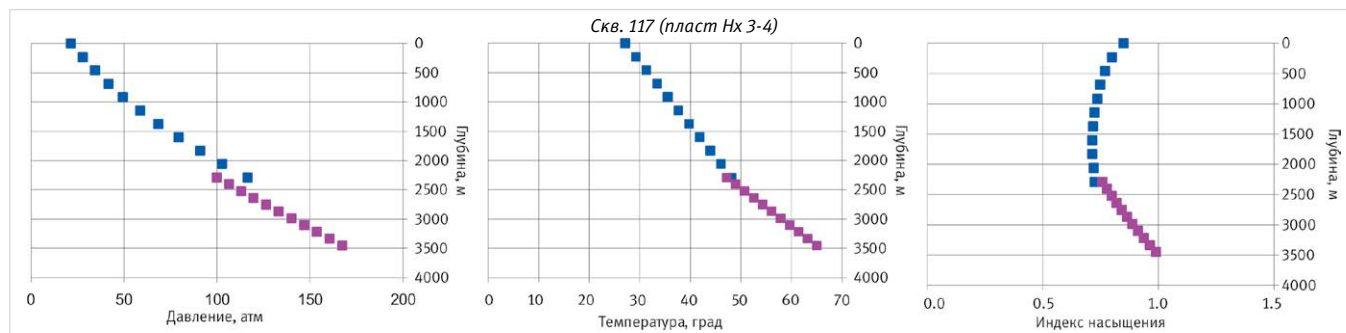


Рис. 1 — Изменение давления, температуры и индекса насыщения по стволу скважины и НКТ

добывающих продукцию пласта Нх 3-4, риск выпадения кальцита присутствует и наиболее высок в условиях забоя скважины.

Причиной выпадения кальцита является изменение термобарического равновесия в потоке скважинного флюида [2]. При поступлении скважинной продукции на забой изменяется содержание растворенного CO_2 между водной и нефтяной фазами, обедняясь CO_2 , попутно-добываемая вода выделяет труднорастворимый кальцит



В ходе исследования выявлено, что смешивание пластовых вод с закачиваемой подтоварной приводит к повышению нестабильности первых и усилению выпадения кальцита (рис. 2). Однако интенсивность выпадения кальцита различна. Для пластовой воды Як 3-7 отмечается незначительный рост количества выпадающего кальцита с увеличением доли подтоварной воды в смеси, а для пластовой воды Нх-1 усиление нестабильности происходит при 28 % и выше содержания подтоварной воды в смеси с дальнейшим существенном ростом интенсивности выпадения кальцита. Наиболее значимо рост нестабильности проявляется при смешивании пластовой воды Нх 3-4 с подтоварной водой с постоянным увеличением интенсивности выпадения кальцита при повышении содержания подтоварной воды в смеси.

Данное явление объясняется различием в содержании солеобразующего катиона кальция в пластовых и подтоварной водах. Наиболее велико различие в содержаниях катиона Ca^{2+} для пластовой воды Нх 3-4 и подтоварной воды.

Смешивание артезианской воды с пластовыми водами, наоборот, повышает солевую стабильность системы и снижает риск выпадения кальцита. Это связано с низким содержанием гидрокарбонат-иона в артезианской воде в сравнении с пластовыми водами (рис. 2).

Для предупреждения риска выпадения и солеотложения кальцита в нефтепромысловой практике широко используют ингибиторы солеотложения.

Среди различных способов и технологий защиты от солеотложения для горизонтальных средне- и высокодебитных скважин пласта Нх 3-4 Ванкорского месторождения наиболее приемлемы следующие варианты [3]:

- постоянное дозирование ингибитора солеотложения на прием УЭЦН (либо под ПЭД) через капиллярную трубку;
- задавливание ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта;
- дозирование ингибитора солеотложения в нагнетательные скважины с гидродинамической связью с солеотлагающими добывающими скважинами.

Выбор ингибиторов солеотложения для защиты скважин Ванкорского месторождения проводился методами статического и динамического тестирования.

В ходе тестирования были определены эффективные дозировки ингибирования осадкообразования CaCO_3 статическим методом и эффективное остаточное содержание ингибитора солеотложения в попутно-добываемой воде для предотвращения осаждения CaCO_3 по результатам динамического теста.

Эффективное остаточное содержание ингибитора солеотложения в попутно-добываемой воде определялось по блокированию капилляра осаждающимся CaCO_3 при прокачивании модели воды пласта Нх 3-4 через капилляр без ингибитора (холостой опыт) и с ингибитором в различных дозировках в течение 60–120 мин. Начало формирования отложений карбоната кальция в капилляре и, соответственно, блокирование проходного сечения определялось по относительно резкому, экспоненциальному увеличению перепада давления на капилляре (рис. 3).

Было проведено исследование эффективности 10 ингибиторов солеотложения отечественного производства. На основании проведенного тестирования было установлено, что испытанные ингибиторы солеотложения по результатам статических тестов на моделях вод пластов Як 3-7 и Нх 3-4 с эффективностью выше 90% ингибировали выпадение кальцита в дозировках 10–20 мг/л. Минимальная концентрация ингибиторов в водной среде, обеспечивающая

эффективное остаточное содержание реагентов для предотвращения солеотложения, по результатам динамических тестов составила от 3 до 10 мг/л.

Так как риски солеотложения в процессе нефтедобычи из пласта Нх 3-4 возникают непосредственно при поступлении скважинного флюида на забой скважины, то применение для защиты скважин от выпадения кальцита технологии задавки ингибиторов в пласт наиболее оправдано. В этой связи были проведены фильтрационные исследования по влиянию закачки водных растворов ингибиторов солеотложения и предоторочки взаиморастворителя на продуктивность скважин данного пласта [4].

Для проведения эксперимента по оценке влияния технологических растворов на проницаемость пласта использовались взаимный растворитель (ВР на основе бутилового эфира этилглицоля), 10% раствор лучшего по эффективности ингибитора солеотложения (ИС на фосфонатной основе) при пластовой температуре 65°C. Изовязкозная модель нефти имела вязкость 1,01 мПа·с, плотность 0,763 г/см³.

Фильтрацию проводили на установке УИК-5(2) (Гло-Бел НефтеСервис, г. Москва), позволяющей с высокой точностью определять исследуемые фильтрационные параметры.

Технология задавки ингибитора солеотложения в пласт предполагает следующие последовательные стадии:

- закачку взаимного растворителя;
- закачку ингибитора солеотложения;
- технологический отстой, необходимый для адсорбции ингибитора;
- вывод скважины на режим добычи нефти.

В соответствии с этим, через образец керна в опыте 1, помещённого в термобарические условия пласта, последовательно фильтровали нефть, взаимный растворитель, 10% раствор ингибитора в 2% растворе хлорида калия, затем фильтрацию прекращали (моделирование технологического отстоя). После технологического отстоя вновь фильтровали взаимный растворитель и в заключение нефть.

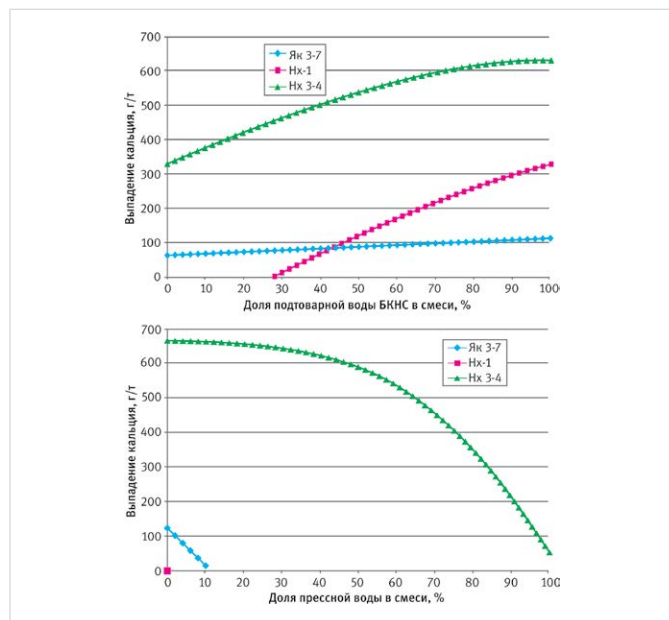


Рис. 2 — Моделирование смешивания пластовых вод с подтоварной и артезианской в пластовых условиях

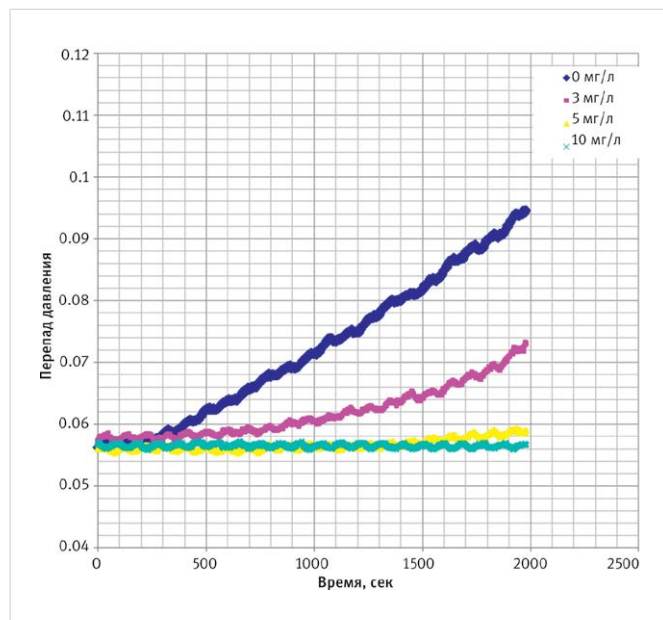


Рис. 3 — Пример результата динамического теста по определению эффективной остаточной концентрации ингибитора

В опыте 2 последовательно фильтровали нефть, 10% раствор ингибитора в 2% растворе хлорида калия и в заключение нефть.

Фильтрация раствора на каждом этапе в опыте 1 и в опыте 2 осуществлялась до стабилизации перепада давления, при этом определяли проницаемость пористой среды по раствору. Также осуществлялся контроль по объему прокачки (не более 10–12 Vпор) и времени контакта закачиваемых жидкостей с керном (не менее 3 ч для обеспечения протекания возможных процессов изменения свойств породы).

На каждом этапе фильтрации определялась проницаемость по жидкости, и рассчитывался коэффициент изменения проницаемости как отношение текущей эффективной проницаемости к базовой величине. За базовую была принята проницаемость керна по нефти.

В опыте 1 использовалась модель пористой среды с проницаемостью по газу $40,7 \cdot 10^{-3}$ мкм². Проницаемость модели по нефти составила $9,68 \cdot 10^{-3}$ мкм². При закачке на данном этапе наблюдалась стабильная фильтрация практически после прокачки 1 порового объема нефти без существенных изменений проницаемости в дальнейшем. На последующих этапах, при смене растворов наблюдалось снижение проницаемости. При фильтрации взаимного растворителя снижение проницаемости произошло до $5,75 \cdot 10^{-3}$ мкм², коэффициент восстановления проницаемости достиг значения 0,59. Фильтрация раствора

ингибитора солеотложения дополнительно снизила проницаемость до $1,75 \cdot 10^{-3}$ мкм², коэффициент восстановления проницаемости — 0,18. Последующая фильтрация взаимного растворителя на последнем этапе позволила частично восстановить проницаемость, коэффициент восстановления проницаемости 0,58. При последующей фильтрации нефти, объемом примерно 1,5 Vпор проницаемость пористой среды практически полностью восстановилась, коэффициент восстановления проницаемости составил 0,928.

Основные результаты и расчетные величины, полученные в опыте 1, представлены на рис. 4.

В опыте 2 использовали ту же модель пористой среды, что и в опыте 1, с проницаемостью по газу $40,7 \cdot 10^{-3}$ мкм². Проницаемость модели по нефти в опыте 2 составила $8,27 \cdot 10^{-3}$ мкм². Фильтрация раствора ингибитора солеотложения снизила проницаемость до $1,19 \cdot 10^{-3}$ мкм², коэффициент восстановления проницаемости — 0,144. При последующей фильтрации нефти, объемом более 5 Vпор проницаемость пористой среды частично восстановилась до $6,45 \cdot 10^{-3}$ мкм², коэффициент восстановления проницаемости составил 0,78.

Основные результаты и расчетные величины, полученные в опыте 2, приведены на рис. 5.

Таким образом, фильтрационные опыты по физическому моделированию технологии закачки ингибитора солеотложения в пласт показали, что при использовании взаимного

растворителя проницаемость пористой среды по нефти практически полностью восстанавливается, коэффициент восстановления — 0,93. Показано, что фильтрация растворов ингибитора солеотложения даже при использовании реагентов подавляющих набухаемость глин (хлорид калия) без взаимного растворителя существенно снижает проницаемость по нефти пористой среды, коэффициент восстановления проницаемости — 0,78; причем восстановление проницаемости более длительное. Восстановление проницаемости с взаимным растворителем происходит после фильтрации 1,5 Vпор, без взаимного растворителя после фильтрации 5 Vпор.

Использование взаимного растворителя в обработках скважин для предотвращения солеотложения позволяет очищать обрабатываемые поры и каналы фильтрации от пластовой воды и нефти, удалять с поверхности породы рыхлосвязанную воду и пленку нефти, увеличивая тем самым площадь поверхности, контактирующей с ингибитором солеотложения. Тем самым обеспечивается подготовка пласта для оптимальной сорбции ингибитора на породе с последующей медленной и полной десорбцией ингибитора.

Для оценки диапазона эффективного применения технологий проведено экономическое сопоставление способов защиты внутрискважинного оборудования от выпадения солей.

Как показали расчеты, технология за-

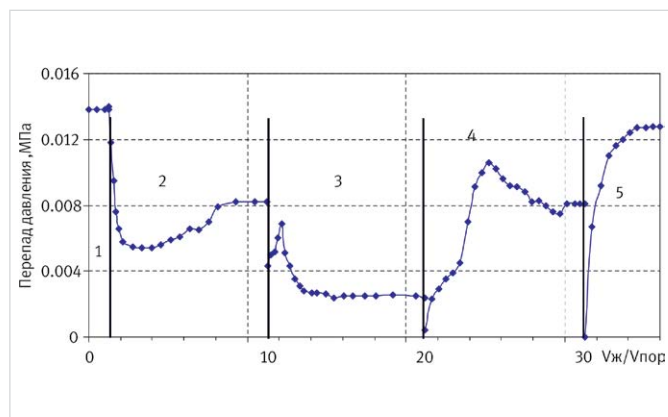


Рис. 4 — Динамика фильтрации соответственно 1 – нефти, 2 – взаимного растворителя, 3 – 10% раствора ИС, 4 – взаимного растворителя и 5 – нефти через керн пласта Нх3-4

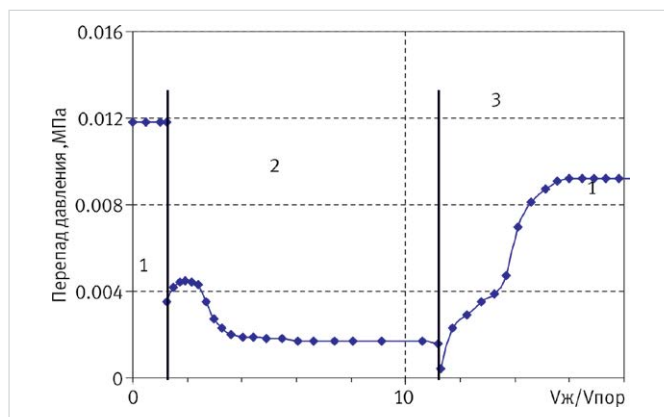


Рис. 5 — Динамика фильтрации соответственно 1 – нефти, 2 – 10% раствора ИС в 2% растворе КСl и 3 – нефти через керн пласта Нх3-4

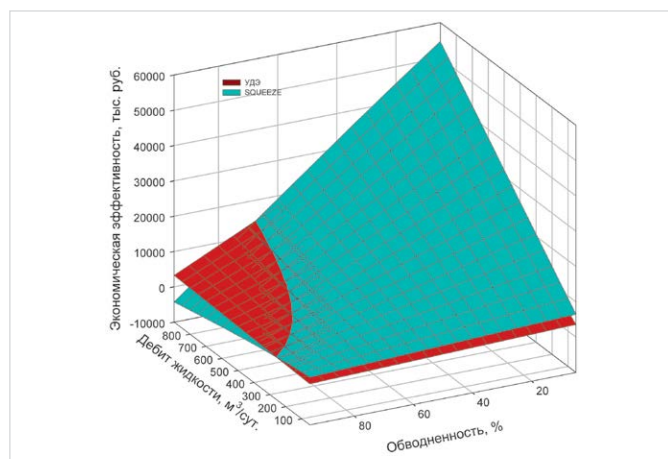


Рис. 6 — Сопоставление экономических эффективностей технологий защиты скважин от солеотложения методом постоянного ингибирования через капилляр (УДЭ) и методом задавки ингибитора в пласт

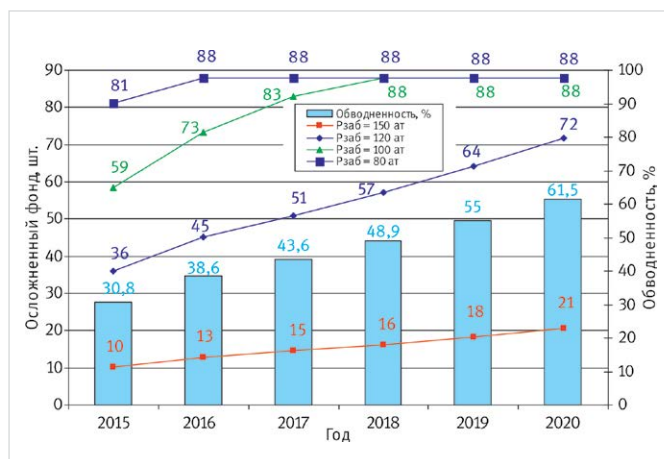


Рис. 7 — Прогноз динамики осложненного фонда скважин по пласту Нх3-4

пласт экономически целесообразна для скважин низкой и средней обводненности, относящихся к средне- и высокодебитному фонду (рис. 6). Технология предполагает высокие затраты на проведение работ по задавке ингибитора в пласт, связанные, в том числе, и с приобретением необходимого количества ингибитора. Однако производственная практика указывает и на наибольшую эффективность защиты при использовании технологии, выражающуюся в увеличении средней наработки на отказ погружного скважинного оборудования на, как правило, не менее 4 раз;

- с ростом обводненности добываемой продукции расширяется диапазон дебитов скважин, для которых более эффективна технология постоянного дозирования через капиллярную трубку. Технология постоянного ингибирования эффективнее задавки для скважин с дебитами по жидкости 300 м³/сут при обводненности > 90%, для скважин с дебитами по жидкости 400 м³/сут при обводненности > 82%, скважин с дебитами по жидкости 500 м³/сут при обводненности > 76% и т.д. Необходимо отметить, что затраты на приобретение реагента по данной технологии наиболее низкие из рассматриваемых методов защиты;
- положительный эффект от использования технологий постоянного ингибирования через капилляр и задавки в пласт для скважин пласта НхЗ-4 проявляется при увеличении средней наработки на отказ более чем в

1,02 и 1,26 раза, соответственно. При росте СНО погружного оборудования в 1,4 и 5,2 раза, соответственно, технология эффективна для всего осложненного фонда скважин.

По своей экономической эффективности технология закачки ингибитора через систему ППД в нагнетательные скважины уступает по эффективности технологиям задавки ингибитора в пласт и постоянному дозированию. Технология закачки ингибитора в систему ППД конкурентно способна только при целенаправленной обработке скважин нагнетательного фонда для защиты гидродинамически связанных осложненных добывающих скважин. Технология также эффективна, если через КНС ингибитором приходится обрабатывать всю нагнетаемую воду, а осложненный солеотложением фонд добывающих скважин значителен.

Итоги

В ходе изучения физико-химических свойств скважинных флюидов Ванкорского месторождения и моделирования процессов выпадения труднорастворимых солей оценены риски солеотложения в процессе нефтедобычи и предложены технологии защиты погружного скважинного оборудования.

Выводы

Проведен анализ рисков отложения солей при смешивании пластовых вод с подтоварными и артезианскими. Установлено

наличие риска солевываждения при смешении вод. Проведено лабораторное тестирование ряда ингибиторов солеотложений. Смоделирована процедура задавки ингибитора в пласт. Установлено положительное влияние применения взаимного растворителя на восстановление коэффициента проницаемости после задавки ингибитора в пласт.

Список литературы

1. J.E. Oddo, M.B. Tomson. Why scale forms and how to predict it. SPE Production & Facilities 9. 1998. №1. pp. 47–54.
2. Кащавцев В.Е., Гаттенбергер Ю.П., Люшин С.Ф. Предупреждение солеотложения при добыче нефти. М.: Недра, 1985. 215 с.
3. Рагулин В.В., Михайлов А.Г., Волошин А.И., Маркелов Д.В., Матяш С.Е. Проблема солеотложения и пути ее решения на месторождениях «НК «Роснефть» // Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. 2006. №10. С. 38–46.
4. Nail Pointon, Alan Miller, Dmitry Konyuhov, Andre Leontieff, Ilgiz Ganiev, Alexander Voloshin. Squeezing scale inhibitors to protect submersible pumps in highly fractured, calcium carbonate scaling reservoirs. SPE 115195, Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, 28-30 October 2008, Moscow, Russia.

Risk assessment of salt precipitation in Vankor field wells and selection of the optimal prevention technology

UDC 622.276

Authors:

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

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

Victor.V. Ragulin — Ph.D., head of the department of struggle with complications; Victor@ufanipi.ru

Kristina K. Rezvova — junior researcher; RezvovaKK@ufanipi.ru

"RN-UfaNIPIneft" LLC, Ufa, Russian Federation

Abstract

Risks of calcite scaling in submersible equipment were estimated on the basis of studies the composition of produced water and oil production conditions. There was analyzed the need of use the mutual solvent during the inhibitor squeezing procedure into the formation. Economical reasonable protection methods against scaling are proposed.

Materials and methods

The composition of produced water was studied. Experiments on filtration the inhibitors through core samples of Vankor field were conducted at the installation for

core examination. The adsorption-desorption properties of inhibitor were determined, adsorption isotherms were constructed. The influence of the mutual solvent for the restoration of the permeability coefficient was revealed.

Results

Risks of scale in the process of oil production were estimated in the course of studying the physical and chemical properties of downhole fluids of Vankor field and modeling of precipitation of sparingly soluble salts. Technologies of protection the submersible downhole equipment were offered.

Conclusions

In article was analyzed risk of salt deposition in mixing reservoir water, produced water and artesian waters. The risk of salt deposition was established. The numbers of lab tests on scale inhibitors were carried out. The procedure of squeezing inhibitor into the formation was simulated. The positive effect of the application of the mutual solvent for the restoration of the permeability coefficient after squeezing inhibitor into the formation was established.

Keywords

scaling, calcite, squeezing into the formation, the Vankor field

References

1. J.E. Oddo, M.B. Tomson. Why scale forms and how to predict it. SPE Production & Facilities 9, 1998, issue 1, pp. 47–54.
2. Kashchavtsev V.E., Gattenberger Yu.P., Lyushin S.F. *Preduprezhdenie soletozheniya pri dobyche nefiti* [Prevention of scaling in oil production]. Moscow: Nedra, 1985, 215 p.

3. Ragulin V.V., Mikhaylov A.G., Voloshin A.I., Markelov D.V., Matyash S.E. *Problema soletozheniya i puti ee resheniya na mestorozhdeniyakh «NK «Rosneft'»* [The problem of scale and its solutions in the fields of "NK" Rosneft"]. *Interval. Peredovye neftegazovye tekhnologii*, 2006, issue 10, pp. 38–46.

4. Nail Pointon, Alan Miller, Dmitry Konyuhov, Andre Leontieff, Ilgiz Ganiev, Alexander Voloshin. Squeezing scale inhibitors to protect submersible pumps in highly fractured, calcium carbonate scaling reservoirs. SPE 115195, Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, 28-30 October 2008, Moscow, Russia.