

ПРОГНОЗ И БОРЬБА С ОТЛОЖЕНИЕМ НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЛЕЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

PREDICTING AND PREVENTION SCALE DEPOSITION IN OIL PRODUCTION OF THE BAZHENOV FORMATION OF THE PRIOBSKOYE OILFIELD

А. С. Огнева
Aleksandra S. Ogneva

ООО «РН-БашНИПИнефть»,
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPIneft LLC,
Ufa, Russian Federation

А. И. Волошин
Aleksandr I. Voloshin

ООО «РН-БашНИПИнефть»,
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPIneft LLC,
Ufa, Russian Federation

Е. Ф. Смолянец
Evgeniy F. Smolyanec

ООО «РН-БашНИПИнефть»,
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPIneft LLC,
Ufa, Russian Federation

М. С. Антонов
Maksim S. Antonov

ООО «РН-БашНИПИнефть»,
Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPIneft LLC,
Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

А.Ф. Калимуллин
Aidar F. Kalimullin

ООО «РН-БашНИПИнефть»,
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPIneft LLC,
Ufa, Russian Federation

В настоящее время разработка месторождений нефти баженовской свиты Западной Сибири является наиболее перспективным направлением развития нефтяной отрасли России. Сложные геологические условия залегания верхнеюрской нефти зачастую требуют особого подхода к выбору технологий добычи, отличающихся от классических. Сверхнизкая проницаемость породы, высокая чувствительность к техногенным воздействиям требуют глубокого понимания процессов, протекающих в пластовых условиях. В частности, для обеспечения притока жидкости к скважинам из низкопроницаемых коллекторов вынужденно снижают забойное давление в скважинах, что приводит к осложнениям, связанным с отложением карбонатных солей как в околоскважинной зоне пласта, так и в скважинах. Представлены причины образования и механизм формирования осадков неорганических солей на поверхности нефтепромыслового оборудования, краткий обзор методов борьбы с их отложением. Приведены результаты экспериментов по определению совместимости пластовых вод и жидкостей, используемых при проведении операций гидравлического разрыва пласта, технологических жидкостей, применяемых для обработки призабойной зоны пласта для условий баженовской свиты Приобского месторождения. Представлены физико-химические свойства тяжёлой жидкости глушения (ТЖГ) на основе формиата калия и результаты исследования её совместимости с пластовыми водами, технологическими жидкостями, используемыми в процессах нефтедобычи. Приведён минералогический состав отложений неорганических солей, отобранных с поверхности погружного оборудования скважины пласта Ю₀ Приобского месторождения. Рекомендованы методы по борьбе с отложением неорганических солей на поверхности нефтепромыслового оборудования месторождений баженовской

Ключевые слова

отложения неорганических солей;
разработка нетрадиционных
коллекторов; баженовская свита;
пласт Ю₀; добыча нефти;
технологии добычи нефти;
скважина; реагент

свиты, в частности применение бескальциевых растворов ТЖГ на основе органических солей (формиатов).

Разработаны критерии применимости мероприятий для предотвращения отложений неорганических солей при эксплуатации скважин объекта Ю₀ баженовской свиты в конкретных условиях с технико-экономической оценкой эффективности рекомендованных мероприятий.

At present, the development of oilfields of the bazhenov formation of Western Siberia is the most promising direction for the Russian oil industry development. The complex geological conditions of the Upper Jurassic oil occurrence often require a special approach to the production techniques selection that differ from the classical ones. Ultra low rock permeability, high sensitivity to man-caused impacts require a deep understanding of the processes occurring in reservoir conditions. In particular, to ensure fluid influx to wells from low-permeable reservoirs, bottom-hole pressure in the wells is forced to be reduced, which leads to problems associated with the carbonate salts deposition both in the near-wellbore formation zone and in the wells.

The formation causes and forming mechanism of inorganic salts deposits on the oilfield equipment surface are presented, as well as a brief overview of their deposition control methods. The experiments results to determine the compatibility of reservoir water and liquid used in hydraulic fracturing operations, process liquid used for the bottom-hole formation zone treatment for the bazhenov formation conditions of the Priobskoye field are presented. The physical and chemical properties of heavy killing liquid based on potassium formate and the study results of its compatibility with reservoir water, process liquid used in oil production processes are presented.

The mineralogical composition of inorganic salts deposits, selected from the well submersible equipment surface of the Yu₀ formation the Priobskoye field is given. Control methods of the inorganic salts deposition on the oilfield equipment surface of the bazhenov formation fields are recommended, in particular, use the calcic-free solutions of heavy killing liquid based on the organic salts (formates).

The measures applicability criteria to prevent inorganic salts deposits under the Yu₀ object wells operation of the bazhenov formation in specific conditions with a technical and economic assessment of the recommended measures effectiveness have been developed.

Введение

Разработка баженовско-абалакского комплекса Западной Сибири является одним из перспективных направлений развития нефтяной отрасли России, связанного с высокобитуминозными кремневыми глинисто-карбонатными породами баженовской свиты [1, 2]. Сложные геологические условия залегания верхнеюрской нефти зачастую требуют особого подхода к выбору технологий добычи, отличающихся от классических. Сверхнизкая проницаемость породы, высокая чувствительность к техногенным воздействиям требуют глубокого понимания процессов, протекающих в пластовых условиях. В частности, для обеспечения притока жидкости к скважинам из низкопроницаемых коллекторов вынужденно снижают забойное давление в скважинах, что приводит к осложнениям, связанным с отложением карбонатных солей (CaCO₃, FeCO₃) как в околоскважинной зоне пласта,

так и в скважинах [3]. Рассматривая проблему солеотложения в целом, отметим, что отложение солей при добыче нефти происходит на всех технологических этапах и стадиях разработки месторождений [4–6]. Выпадение солей в призабойной зоне пласта добывающих скважин снижает их продуктивность и дебит. Солеотложение на насосном оборудовании приводит к снижению сроков его безотказной работы, необходимости проведения преждевременных ремонтов или его замене; в трубопроводах — к снижению их пропускной способности [7–9]. Всё это приводит к разбалансированию системы разработки месторождений, и, в конечном счёте, к снижению коэффициента извлечения нефти и потере потенциально извлекаемых запасов [9].

В условиях скважинной добычи температура, давление, состав нефти, газа и воды в пластовых условиях непрерывно изменяются от удалённой зоны пласта к центру скважины,

Key words

scale deposits;
the development of unconventional
reservoirs; bazhenov formation;
Yu₀ formation; oil production;
oil production technology;
well; reagent

в скважине от забоя до устья. Постоянно изменяющиеся термодинамические условия определяют место формирования солевых отложений, их состав и количество, что влияет на выбор технологий борьбы с ними [5, 7–9].

Рассматривая общие причины формирования солевых отложений, отметим, что пере-сыщение минерализованной воды происходит как за счёт смешивания несовместимых вод, используемых в процессе вытеснения нефти, так и за счёт применения в процессах добычи нефти различных химреагентов и растворов, в частности жидкостей глушения [5, 10].

Учитывая актуальность разработки пласта Ю₀ Приобского месторождения нами рассмотрены и систематизированы возможные риски солеотложения в околоскважинной зоне добывающих скважин, в скважинном оборудовании, нефтесборных коллекторах. Определены основные критерии их влияния на добычу нефти из низкопроницаемых пластов, рассмотрены методы борьбы с отложением неорганических солей, основанные на их предотвращении с применением ингибиторов солеотложения и удалении растворителями различного рода.

Характеристика пласта Ю₀, нефти, воды и материалов. Методы исследования

Порода пласта Ю₀ Приобского месторождения сложена тонкослоистыми аргиллитами тёмно-серого, иногда почти чёрного цвета, в значительной степени битумизированных.

Встречаются органогенно-глинисто-карбонатные породы [10]. Коллекторы пласта Ю₀ обладают низкой проницаемостью, которая по нефтенасыщенным образцам колеблется от 0,1 до 2,7 мД, пористость от 4 % до 10 % [11]. Основные характеристики пласта Ю₀ Приобского месторождения и пластовой нефти приведены в таблице 1.

Баженовская свита Приобского месторождения в настоящее время разрабатывается системой горизонтальных скважин с проведением на скважинах операций гидравлического разрыва пласта (ГРП). Добываемая продукция скважин обводнена, содержание воды составляет от 20 % до 40 %. Источником обводнения, по-видимому, является закачиваемая вода, поскольку пласт Ю₀, как принято считать, содержит только физически связанную воду, доля свободной воды мала [11]. Водонасыщенность породы Ю₀ составляет 2–4 %. Минерализация поровой воды породы баженовской свиты варьируется в широких пределах, она недонасыщена по основным минералам баженовской свиты. Поровая вода в основном представляет собой раствор NaCl с относительно небольшим содержанием катионов Ca²⁺, Mg²⁺, Fe²⁺ и анионов HCO₃⁻, SO₄²⁻ в пределах 30–300 мг/л.

Состав попутно-добываемой и закачиваемой вод на месторождении приведён в таблице 2.

Совместимость вод, рассматриваемую как отсутствие образования осадков при смешива-

Таблица 1. Свойства пласта Ю₀ и пластовой нефти

№	Параметр	Значение
1	Давление пластовое, МПа	39,2
2	Температура пластовая, °С	108,0
3	Давление насыщения пластовой нефти, МПа	16,7
4	Газосодержание при дифференциальном разгазировании, м ³ /т	149,0
5	Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	683,0
6	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,42
7	Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 1/МПа·10 ⁻⁴	20,1
8	Плотность выделившегося газа в стандартных условиях, кг/м ³	1,263
9	Содержание СО ₂ в пластовой нефти, % моль	1,54

Таблица 2. Ионный состав попутно-добываемой и закачиваемой вод пласта Ю₀

Пласт	Плотность, г/см ³	рН	Содержание ионов, мг/л					Минерализация, мг/л
			HCO ₃ ⁻	Cl ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺	
Попутно-добываемая вода								
Ю ₀	1,03	7,0	3770	19200	4990	720	7447	37127
	1,02	6,8	3315	15035	1360	240	9189	29439
	1,04	7,4	3965	31600	4400	660	16281	59606
	1,011	7,1	3660	6125	2300	120	2599	14704
Закачиваемая в пласт вода								
	1,003	7,1	1677,8	2946,5	110	6,1	2407,2	7147,6

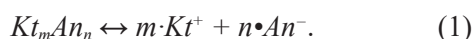
нии попутно-добываемой воды и коммерческих жидкостей, используемых при проведении операций ГПП, а также технологических жидкостей (растворы глушения), применяемых для обработки призабойной зоны (ОПЗ) для условий пласта баженовской свиты Приобского месторождения, определяли визуально при их смешивании в соотношении 1 : 1.

Растворы жидкостей глушения различной плотности готовили растворением навески соответствующих солей. В качестве солей использовали формиат калия (HCOOK , CAS 590-29-4), хлорид кальция (CaCl_2 , ГОСТ 450-77) и нитрат кальция марки «Премиум» ($\text{Ca(NO}_3)_2$, ТУ 2143-017-77381580-2012). Компонентный состав формиата калия и отобранных отложений со скважин определяли методом рентгеновской дифрактометрии на приборе Shimadzu XRD-6000, элементный состав — методом РФА на рентгенофлуоресцентном спектрометре ARL Perform X 4200W.

Причины образования и механизм формирования осадков неорганических солей на поверхности нефтепромыслового оборудования

Отложение неорганических солей непосредственно связано со значительным перенасыщением водной среды в результате изменения физико-химических параметров системы добычи нефти (температуры, давления, выделения газа, концентрации осадкообразующих ионов и т.д.). Химический состав промысловых вод постоянно изменяется по мере выработки запасов нефти, что обуславливает многообразие и изменчивость состава солевых отложений в процессе разработки месторождения [12, 13].

Выпадение твёрдого вещества в осадок происходит в случае, если его концентрация в растворе превышает предельную растворимость соли для данных условий. Малорастворимая соль в твёрдом состоянии находится в равновесии с солеобразующими ионами (Kt^+ и An^-) в растворе согласно уравнению:



Степень пересыщения раствора SR определяют по формуле:

$$SR = \frac{[a_{Kt^+}]^m \cdot [a_{An^-}]^n}{K_{sp}} \quad (2)$$

где a_{Kt^+} , a_{An^-} — активности катиона и аниона; K_{sp} — произведение растворимости, зависящей от температуры и давления.

Тенденцию к образованию нерастворимых осадков неорганических соединений опреде-

ляют по величине S , если $S > 1$, раствор пересыщен и возможно отложение солей.

Для удобства используют индекс насыщенности SI , обычно рассчитываемый по методу Оддо-Томсона:

$$SI = \lg \frac{[a_{Kt^+}]^m [a_{An^-}]^n}{K_{sp}} \quad (3)$$

Возрастание фактических концентраций солеобразующих ионов и превышение произведения растворимости реализуется, например, при смешивании вод разного состава, несовместимых друг с другом, и при растворении горных пород. Изменение термобарических условий также может привести к изменению растворимости солей. Сдвиг ионного равновесия в сторону осадкообразования в результате изменения температуры и давления при подъёме и движении пластовой воды в технологической цепи добычи нефти особенно характерен для формирования отложений кальцита (CaCO_3):



Известно, что в пластовых водах диоксид углерода находится как в свободной, так и растворённой формах, в виде недиссоциированных молекул угольной кислоты H_2CO_3 , гидрокарбонат — ионов HCO_3^- и карбонатных ионов CO_3^{2-} [14]. В присутствии ионов Ca^{2+} в растворе образуются частицы CaHCO_3^+ , CaOH^+ , CaCO_3 с константами ассоциации $pK_{\text{CaHCO}_3^+}$, pK_{CaOH^+} , pK_{CaCO_3} 1,26, 1,49 и 3,22 соответственно [15].

При наличии в пластовых водах одновременно ионов Ca^{2+} , Mg^{2+} и HCO_3^- образуются непрочные, растворимые бикарбонаты кальция и магния, равновесное содержание которых также поддерживается за счёт наличия свободного диоксида углерода.

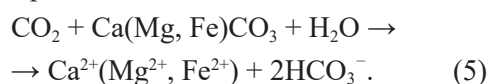
Влияние нефтяных компонентов на процесс солеотложения заключается в гидрофобизации образующихся в объёме потока кристаллов солей за счёт адсорбции водорастворимых компонентов нефти, в основном нафтеновых кислот и их солей. Значительная часть осадков содержит как кристаллические соли, связанные с нафтеновыми компонентами, так и адсорбированные органические соединения, которые гидрофобизируют поверхность кристаллов [16].

В низкообводнённых скважинах фактором, оказывающим влияние на солеотложение, является частичное испарение воды и переход её в газовую фазу при разгазировании скважинной продукции [17].

Оценка рисков солеотложения в скважинах в процессе добычи нефти из пласта Ю₂ Приобского месторождения

Используя усреднённый состав попутно-добываемой воды (таблица 2), были рассчитаны индексы насыщенности и абсолютные значения образования CaCO₃ в пластовых условиях на насосе и лифте скважины при различных значениях давления и температуры. Результаты расчётов приведены в таблице 3.

Предварительный анализ ионного состава добываемой воды показывает, что концентрация ионов Ca²⁺ и HCO₃⁻ существенно выше типичных значений концентрации этих ионов в воде скважин добываемой из пластов АС₁₀–АС₁₂. Причины такого расхождения не вполне понятны. Можно предположить, что высокая концентрация ионов Ca²⁺ и HCO₃⁻ связана с растворяющим влиянием CO₂ при взаимодействии с карбонатным цементом (доломит, кальцит, сидерит) породы пласта при высоком давлении и температуре, поскольку концентрация CO₂ в нефти пласта Ю₀ выше, чем в нефти пластов АС₁₀–АС₁₂:



Из результатов расчётов следует, что попутно-добываемая вода сильно пересыщена CaCO₃, причём солеотложение прогнозируется в пластовых условиях. Учитывая, что скорость образования карбоната кальция в поровом пространстве линейно зависит от степени пересыщенности раствора SR [18], а характерные размеры формирующихся кристаллов CaCO₃ составляют 49,6 мкм [19], можно предположить быструю кольматацию порового пространства околоскважинной зоны пласта.

Индекс насыщенности SI добываемой воды в скважине также высокий, что позволяет прогнозировать интенсивное отложение солей в скважине и на насосном оборудовании [20]. Состав отложений (таблица 4), отобранных с погружного оборудования, подтверждает сделанные предположения. В таблице 4 также приведены комментарии о возможных источниках зафиксированных минералов.

Таким образом, источником образования неорганических отложений может быть не только вода, но и продукты деградации породы пласта. В этой связи технологические решения, направленные на предупреждение отложений неорганических солей, должны предусматривать как снижение рисков разрушения породы пласта, так и ингибирование солеотложения из добываемой воды.

Прогноз выпадения неорганических солей при проведении технологических операций глушения скважин и проведения операций ГРП

Проблемы, связанные с отложением солей при контакте пластовой воды с технологическими жидкостями, возникают, прежде всего, там, где в качестве жидкости глушения (ЖГ) используют растворы на основе CaCl₂ или смеси CaCl₂ и Ca(NO₃)₂. Применение этих солей отчасти оправдано, поскольку их использование для приготовления ЖГ позволяет получить плотность растворов от 1200 до 1440 кг/м³. Для снижения рисков контакта ЖГ и пластовых флюидов, их фильтрации в пласт используют блокирующие пакки на основе гелеобразующих составов или высоковязких стабильных обратных эмульсий. Для снижения рисков повреждения пласта и снижения его проницаемости вынужденно используют ЖГ

Таблица 3. Индекс насыщенности попутно-добываемой воды и максимально возможное образование карбоната кальция при изменении давления и температуры

Температура, °С	Давление, атм	Индекс насыщенности, SI*	Максимально возможное количество CaCO ₃ , мг/л
108	390	2,06	2763
	200	2,29	2825
	100	2,43	2856
	50	2,55	2882
	10	2,86	2956
108	50	2,55	2882
90		2,33	2830
80		2,20	2793
70		2,07	2749
50		1,80	2635

Примечание.

* — расчёты произведены для содержания CO₂ в пластовой нефти 1,54 % мольн.

Таблица 4. Компонентный состав отложений из скважины пласта Ю₀

Соединение	Содержание, % масс.	Комментарий
Хлорид натрия (галит, NaCl)	22,2	При малой обводнённости нефти испарение воды при увеличении температуры и снижении давления может привести к образованию кристаллов хлорида натрия на поверхности насосного оборудования. Растворение кристаллов NaCl с увеличением обводнённости ограничено вследствие гидрофобизации поверхности кристаллов галита компонентами нефти.
Карбонат железа (сидерит, FeCO ₃)	21,6	Образование сидерита возможно при взаимодействии Fe ²⁺ с HCO ₃ ⁻ . Возможен вынос из пласта в качестве продукта разрушения породы пласта
Оксид кремния (кварц, SiO ₂)	20,6	Результат разрушения пласта
Карбонат кальция (кальцит, CaCO ₃)	20,0	Образование вследствие взаимодействия Ca ²⁺ с HCO ₃ ⁻
Глина (алюмосиликаты Na, K)	10,0	Результат разрушения пласта при взаимодействии с водой
Оксид железа (магнетит, Fe ₃ O ₄)	4,0	Продукты коррозии
Дисульфид железа (пирит, FeS ₂)	1,6	Результат разрушения пласта

на основе солей, катионы и анионы которых не способны образовывать малорастворимые соли. В качестве такой соли был выбран формиат калия (НСООК), на основе которого можно получить плотность растворов близких 1500 кг/м³. Эта соль является стабилизатором глин, в том числе и сланцевых пород, препятствуя Na⁺/K⁺ ионному обмену [21].

Результаты прогнозирования выпадения неорганических отложений в процессе проведения технологических операций глушения солевыми растворами скважин, эксплуатирующих пласт Ю₀, показывают, что отложение солей при смешении ЖГ с попутно-добываемой водой и с водой системы поддержания пластового давления (ППД) возможны, причём очевидно, что количество прогнозируемого осадка неорганических солей обусловлено в основном способностью воды образовывать

осадок. Установлено, что при применении в качестве ЖГ раствора формиата калия выпадение осадков карбоната кальция почти в 6 раз меньше (максимальное количество осадка 0,061 г/л), чем при применении для глушения скважин хлорида кальция (рисунок 1) при его смешивании с водой системы ППД.

При смешивании с попутно-добываемой водой также возможно образование CaCO₃ (рисунок 2), однако при использовании ЖГ на основе солей кальция, отсутствие осадка прогнозируется при соотношении доли ЖГ в воде более 20%. Отсутствие осадка при таком соотношении обусловлено тем, что растворы ЖГ высокой плотности на основе, например, CaCl₂ имеют кислую реакцию за счёт гидролиза ионов кальция:

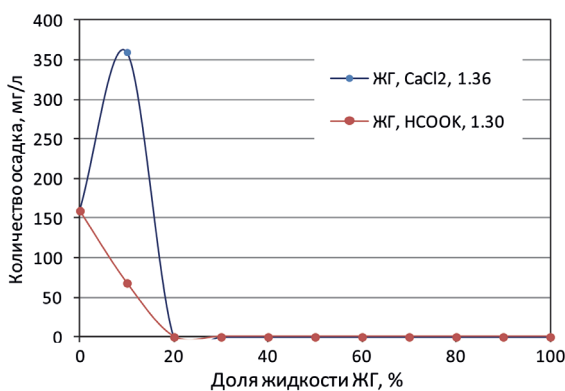
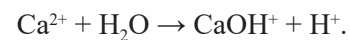


Рисунок 1. Результаты расчёта смешивания вод системы ППД (остров Монастырский Приобского месторождения) с ЖГ на основе формиата калия плотностью 1300 кг/м³ и CaCl₂ плотностью 1360 кг/м³ при давлении 360 атм и температуре 108 °С

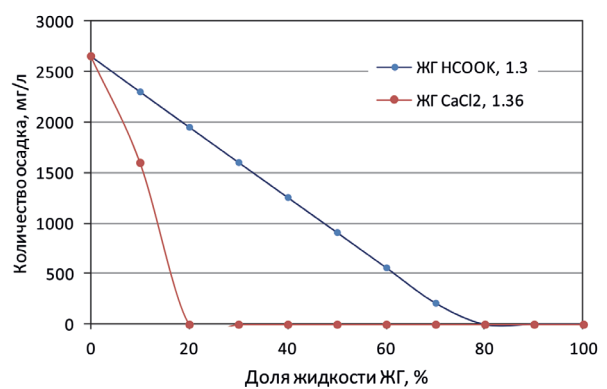


Рисунок 2. Результаты расчёта смешивания попутно-добываемой воды с ЖГ на основе формиата калия плотностью 1300 кг/м³ и CaCl₂ плотностью 1360 кг/м³ при давлении 360 атм и температуре 108 °С

На рисунке 3 приведены результаты тестирования совместимости вод при смешивании технологических жидкостей с фильтратом жидкостей проведения операций ГРП. В этом случае моделировали возможные риски при фильтрации жидкости ГРП в пласт. Установлено, что ЖГ полностью совместимы при заданных температурах с фильтраатами жидкостей ГРП и при смешивании не образуют неорганических осадков.

Рекомендуемые методы борьбы с отложением неорганических солей

Борьба с отложением неорганических солей в нефтедобыче ведётся двумя способами — удаление сформировавшихся осадков и предотвращение их образования. Для удаления осадков НС используются механические, химические методы, в зависимости от характера солевых отложений, места их отложений и состава. Так, при обработке отложений гипса водным раствором гидроксида натрия образуется смесь растворимых в воде сульфата натрия и гидроксида кальция, представляющая собой рыхлую массу, легко переходящую во взвешенное состояние с образованием тонкодисперсной суспензии, легко удаляемой потоком добываемой жидкости. Гидроксид

кальция может быть удалён и обработкой скважины водным раствором соляной кислоты.

Наиболее эффективным методом борьбы с солеотложением являются методы предупреждения их отложений — технологические, физические, химические и комбинированные [5–7]. Перспективным способом повышения работоспособности нефтедобывающего оборудования в условиях солеотложения является применение защитных покрытий [22–24]. Из доступных и технологичных способов предотвращения отложения солей наиболее эффективным является применение химических ингибиторов — хелатов, ингибиторов порогового действия, модификаторов кристаллизации [25]. При выборе технологии применения ингибиторов необходим учёт геологических особенностей разрабатываемого объекта, состав попутно добываемых вод, условия, причины и место отложения солей, их состав. В этой связи, например, для предупреждения солеотложения в околоскважинной зоне пласта применяют технологии размещения ингибитора солеотложения в пласте (squeeze treatment) [7, 8, 25–27].




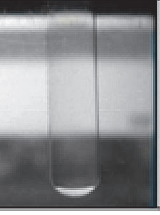
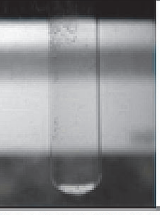
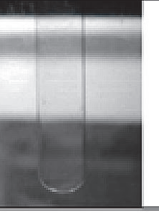



ООО ТД «Эконо-Тех»	ООО «Ника-Петротэк»	ООО «УралПласт»
Фильтрат жидкости ГРП до смешения		
		
50 % (об.) фильтрата жидкости ГРП и 50 % (об.) раствора нитрата кальция с хлористым кальцием плотностью 1,40 г/см³		
		
Через 1 час после термостатирования		
		
Образование осадка		
Не наблюдается	Не наблюдается	Не наблюдается

Рисунок 3. Совместимость вод при смешивании технологических жидкостей ОПЗ с фильтратом жидкостей, используемых при проведении операций ГРП, выдержанных при температуре 90 °С

Разработаны мероприятия для предотвращения отложений неорганических солей при эксплуатации скважин объекта Ю₀ Приобского месторождения в конкретных условиях с технико-экономической оценкой их эффективности. На примере скважины, эксплуатирующей пласт Ю₀ Приобского месторождения, с использованием данных по эксплуатации механизированного фонда скважин Ханты-Мансийского национального округа приведены результаты предварительной технико-экономической оценки эффективности рекомендаций по внедрению методов борьбы с отложением неорганических солей (период оценки 5 лет). Расчёты проведены с использованием усреднённых данных по эксплуатации осложнённого фонда добывающих скважин месторождений, эксплуатируемых ООО «РН-Юганскнефтегаз». Расчёт проведён по двум вариантам: в первом допускается эксплуатация скважин с сохранением максимального дебита 50 т/сут при минимальной обводнённости добываемой продукции — 2%. Во втором расчёт произведён для текущего дебита 8 т/сут и обводнённости добываемой жидкости 12%. Для оценки границ применимости технологии проведены прогнозные расчёты экономических показателей без защиты от отложений неорганических солей (применение при капитальном ремонте скважин (КРС) тяжёлой жидкости глушения (ТЖГ) на основе бинарных кальциевых солей) и с применением при КРС ТЖГ на основе формиата калия.

Значение чистого дисконтированного дохода (NPV) с применением при капитальном ремонте скважин ТЖГ на основе формиата калия максимально, при этом срок окупаемости эксплуатации погружного насосного оборудования (СНО) увеличивается почти в 5 раз. Срок окупаемости внедрения технологий составляет 6 мес.

Для исследованного варианта с максимальным дебитом скважин и обводнённости до-

бываемой продукции 12% значение NPV с применением при КРС ТЖГ на основе формиата калия максимально, при этом средний срок эксплуатации насосного оборудования увеличивается почти в пять раз. Срок окупаемости технологий не превышает 1–2 мес.

Выводы

1. Представлены краткий обзор причин образования и механизм формирования осадков неорганических солей на поверхности нефтепромыслового оборудования, методов борьбы с отложением неорганических солей.

2. На основании определения минералогического состава отложений неорганических солей, отобранных с поверхности скважинного оборудования пласта Ю₀ Приобского месторождения, представлены возможные причины возникновения отложений.

3. Приведены результаты расчётов и экспериментов по определению совместимости составов пластовых, нагнетаемых вод и жидкостей, используемых при проведении операций ГРП, технологических жидкостей, применяемых при обработке призабойных зон скважин, для условий эксплуатации месторождений баженовской свиты Приобского месторождения.

4. Рекомендованы методы по борьбе с отложением неорганических солей на поверхности нефтепромыслового оборудования баженовской свиты месторождений, в частности применение бескальциевых растворов тяжёлых жидкостей глушения на основе органических солей (формиатов). Показано, что в условиях высоких пластовых температур и давления, использование жидкостей глушения скважин на основе формиата калия позволит исключить фактор вторичного солеотложения.

5. Разработаны мероприятия для предотвращения отложений неорганических солей при эксплуатации скважин объекта Ю₀ в конкретных условиях с технико-экономической оценкой их эффективности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Satter A., Iqbal G.M. Reservoir Engineering: The Fundamentals, Simulation, and Management of Conventional and Unconventional Recoveries. Waltham: Gulf Professional Publishing, 2016. 486 p.
2. Искрицкая Н.И., Макаревич В.Н., Щепочкина А.А. Основные тенденции освоения трудноизвлекаемых запасов нефти Российской Федерации // Геология нефти и газа. 2015. № 4. С. 62–66.
3. Смолянец Е.Ф., Телин А.Г., Кузнецов О.Э., Мамлеева Л.А., Кузнецов Н.П., Госсман В.Р. Осложнения

в добыче нефти и борьба с ними // Нефтяное хозяйство. 1994. № 2. С. 36–39.

4. Voloshin A.I., Ragulin V.V., Tyabayeva N.E., Diakonov I.I., Mackay E.J. Scaling Problems in Western Siberia // Oilfield Scale: Materials of SPE International Symposium. Aberdeen, United Kingdom. 2003. SPE-80407-MS. DOI: 10.2118/80407-MS.

5. Amjad Z., Koutsoukos P.G. An Overview the Science and Technology of Industrial Water Treatment. Ch. 1. Mineral Scales and Deposits: Overview. 2010. Vol. 1. P. 1.

6. Кашавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. М.: Орбита-М, 2004. 430 с.
7. Рагулин В.В., Волошин А.И., Ганиев И.М., Невядовский Е.Ю., Даминов А.А. Мониторинг осложненных в процессе добычи нефти и разработка эффективных технологий их предупреждения в дочерних обществах ОАО «НК «Роснефть» // Нефтяное хозяйство. 2010. № 8. С. 60–64.
8. 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 // Materials of SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition. Moscow, Russia. 2008. SPE-115195-RU. DOI: 10.2118/115195-RU.
9. Гарифуллин А.Р., Невядовский Е.Ю., Волошин А.И., Чурбанова М.В., Рагулин В.В. Опыт применения технологии Mini Squeeze для защиты скважины от солеотложения при выводе на режим в ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2009. № 11. С. 51–53.
10. Voloshin A., Ragulin V., Ganiev I., Neviadovskiy E. Technical and Economic Strategy in the Scale Deposition Management is an Important Factor in Enhancement the Efficiency of Oil Production // Materials of SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition. Moscow, Russia. 2010. SPE-138066-RU. DOI: 10.2118/138066-RU.
11. Колпаков В.В., Спиридонов Д.А., Шайхутдинова Г.Х., Саегалеев Я.Х., Койнова Н.А., Галиев Т.Р. Нефтеносность и геологическое строение нормального и аномального разрезов баженовской свиты Когалымского региона // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 11. С. 5–17.
12. Казак Е.С., Харитоновна Н.А., Казак А.В. Минерализация и макрокомпонентный состав поровых вод пород баженовской, ачимовской и георгиевской свит (по данным водных вытяжек) // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2018. № 5. С. 100–110.
13. El-Said M., Ramzi M., Abdel-Moghny T. Analysis of Oilfield Waters by Ion Chromatography to Determine the Composition of Scale Deposition // Desalination. 2009. Vol. 249. Issue 2. P. 748–756.
14. Bazin B., Brosse E., Sommer F. Chemistry of Oil-Field Brines in Relation to Diagenesis of Reservoirs 1. Use of Mineral Stability Fields to Reconstruct in Situ Water Composition // Marine and Petroleum Geology. 1997. Vol. 14. Issue 5. P. 481–495.
15. Plummer L., Busenberg N.E. The Solubilities of Calcite, Aragonite and Vaterite in CO₂-H₂O Solutions between 0 and 90 °C, and an Evaluation of the Aqueous Model for the System CaCO₂-CO₂-H₂O // Geochimica et Cosmochimica Acta. 1982. Vol. 46. Issue 6. P. 1011–1040. DOI: 10.1016/0016-7037(82)90056-4.
16. Sincero A.P., Sincero G.A. Physical-Chemical Treatment of Water and Wastewater. London: IWA Publisher, 2002. 784 p.
17. Mohamed A.S., Alian S.S., Singh J., Singh R., Goyal A., Munainni G. Remediation of Well Impaired by Complex Organic Deposits Embedded with Naphthenate and Contaminated with Inorganics // Materials of SPE Offshore Technology Conference Asia. Kuala Lumpur, Malaysia. 2016. OTC-26524-MS. DOI: 10.4043/26524-MS.
18. Wylde J.J., Slayer J.L. Halite Scale Formation Mechanisms, Removal and Control: A Global Overview of Mechanical, Process and Chemical Strategies // Oilfield Chemistry: Materials of SPE International Symposium. Woodlands, Texas, USA. 2013. SPE-164081-MS. DOI: 10.2118/164081-MS.
19. Stamatakis E., Stubos A., Muller J. Scale Prediction in Liquid Flow through Porous Media: A Geochemical Model for the Simulation of CaCO₃ Deposition at the Near-Well Region // Journal of Geochemical Exploration. 2011. Vol. 108. Issue 2. P. 115–125. DOI: 10.1016/j.gexplo.2010.11.004.
20. Fakhreeva A.V., Voloshin A.I., Tomilov Yu.V., Dokichev V.A. Production of Ethanolamine Salts and Amides of Carboxymethyl Cellulose (Promising Reagents for Oil Production) // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2020. Vol. 459. P. 052050. DOI:10.1088/1755-1315/459/5/052050.
21. Elichev V.A., Voloshin A., Latypov O., Topolnikov A.S., Gotvig K.L., Khabibullin R. Scale Deposition Prediction for Pump Design in Oil Wells // Materials of SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition. Moscow, Russia. 2010. SPE-135084-MS. DOI: 10.2118/135084-MS.
22. Wang L. Clay Stabilization in Sandstone Reservoirs and the Perspectives for Shale Reservoirs // Advances in Colloid and Interface Science. 2019. Vol. 276. P. 102087. DOI: 10.1016/j.cis.2019.102087.
23. Сашнев И.А., Митюнин В.В., Захаров В.А. Испытания полимерных материалов для защиты центробежных насосов от солеотложения // Тр. СибНИИИП. Тюмень, 1981. Вып. 22. С. 25–29.
24. Маринин Н.С., Ярышев Г.М., Ершов В.А. Отложение солей и борьба с ними на месторождениях Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. 1978. № 5. С. 53–54.
25. Маринин Н.С., Ярышев Г.М., Михайлов С.А. Методы борьбы с отложением солей. М.: ВНИИОЭНГ, 1980. 55 с.
26. Волошин А.И., Гусаков В.Н., Фахреева А.В., Докичев В.А. Ингибиторы для предотвращения солеотложения в нефтедобыче // Нефтепромышленное дело. 2018. № 11. С. 60–72. DOI: 10.30713/0207-2351-2018-11-60-72.
27. Пат. 2484238 РФ, МПК Е 21 В 37/06. Способ предотвращения отложения неорганических солей / А.И. Волошин, В.В. Рагулин, И.М. Ганиев, А.С. Мальшев, Р.А. Ягудин. 2012105501/03, Заявлено 16.02.2012; Опубл. 10.06.2013. Бюл. 16.

REFERENCES

1. Satter A., Iqbal G.M. *Reservoir Engineering: The Fundamentals, Simulation, and Management of Conventional and Unconventional Recoveries*. Waltham, Gulf Professional Publishing, 2016. 486 p.
2. Iskrietskaya N.I., Makarevich V.N., Shchepochkina A.A. Osnovnye tendentsii osvoeniya trudnoizvlekaemykh zapasov nefiti Rossiiskoi Federatsii [Main Trends in the Development of Hard-to-Extract Oil Reserves of the Russian Federation]. *Geologiya nefiti i gaza — Oil and Gas Geology*, 2015, No. 4, pp. 62–66. [in Russian].
3. Smolyanets E.F., Telin A.G., Kuznetsov O.E., Mамлеева L.A., Kuznetsov N.P., Gossman V.R. Oslozhneniya v dobyche nefiti i bor'ba s nimi [Complications and Control of Oil Production]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 1994, No. 2, pp. 36–39. [in Russian].

4. Voloshin A.I., Ragulin V.V., Tyabayeva N.E., Diakonov I.I., Mackay E.J. Scaling Problems in Western Siberia. *Materials of SPE International Symposium «Oilfield Scale»*. Aberdeen, United Kingdom, 2003, SPE-80407-MS. DOI: 10.2118/80407-MS.
5. Amjad Z., Koutsoukos P.G. *An Overview the Science and Technology of Industrial Water Treatment*. Ch. 1. Mineral Scales and Deposits: An Overview, 2010, Vol. 1, pp. 1.
6. Kashchavtsev V.E., Mishchenko I.T. *Soleobrazovanie pri dobyche nefli* [Salt-Formation during Oil Production]. Moscow, Orbita-M Publ., 2004. 430 p. [in Russian].
7. Ragulin V.V., Voloshin A.I., Ganiev I.M., Nevyadovskii E.Yu., Daminov A.A. Monitoring oslozhenii v protsesse dobychi nefli i razrabotka effektivnykh tekhnologii ikh preduprezhdeniya v dochernikh obshchestvakh OAO «NK «Rosneft» [Monitoring of Complications in the Process of Oil Production and Development of Effective Technologies for Their Prevention in Subsidiaries of OJSC «NK» Rosneft]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2010, No. 8, pp. 60–64. [in Russian].
8. 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. *Materials of SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition. Moscow, Russia*, 2008, SPE-115195-RU. DOI: 10.2118/115195-RU.
9. Garifullin A.R., Nevyadovskii E.Yu., Voloshin A.I., Churbanova M.V., Ragulin V.V. Opyt primeneniya tekhnologii Mini Squeeze dlya zashchity skvazhiny ot soletozheniya pri vyvode na rezhim v OOO «RN-Yuganskneftegaz» [Mini-Squeeze — Method of the Scale Preventing after Pump Starting. The Application in Rosneft-Yuganskneftegaz LLC]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2009, No. 11, pp. 51–53. [in Russian].
10. Voloshin A., Ragulin V., Ganiev I., Neviadovskiy E. Technical and Economic Strategy in the Scale Deposition Management is an Important Factor in Enhancement the Efficiency of Oil Production. *Materials of SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition. Moscow, Russia*, 2010, SPE-138066-RU. DOI: 10.2118/138066-RU.
11. Kolpakov V.V., Spiridonov D.A., Shaikhutdinova G.Kh., Saetgaleev Ya.Kh., Koinova N.A., Galiev T.R. Neftenosnost' i geologicheskoe stroenie normal'nogo i anomal'nogo razrezov bazhenovskoi svity Kogalym'skogo regiona [Oil Content and Geological Structure of the Normal and Anomalous Sections of Bazhenov Suite in Kogalym Region]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii — Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2016, No. 11, pp. 5–17. [in Russian].
12. Kazak E.S., Kharitonova N.A., Kazak A.V. Mineralizatsiya i makrokomponentnyi sostav porovykh vod porod bazhenovskoi, achimovskoi i georgievskoi svit (po dannym vodnykh vytyazhek) [Composition of Pore Solutions. A Study Using the Indirect Method of Water Extracts]. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 4: Geologiya — Moscow University Geology Bulletin*, 2018, No. 5, pp. 100–110. [in Russian].
13. El-Said M., Ramzi M., Abdel-Moghny T. Analysis of Oilfield Waters by Ion Chromatography to Determine the Composition of Scale Deposition. *Desalination*, 2009, Vol. 249, Issue 2, pp. 748–756.
14. Bazin B., Brosse E., Sommer F. Chemistry of Oil-Field Brines in Relation to Diagenesis of Reservoirs 1. Use of Mineral Stability Fields to Reconstruct in Situ Water Composition. *Marine and Petroleum Geology*, 1997, Vol. 14, Issue 5, pp. 481–495.
15. Plummer L., Busenberg N.E. The Solubilities of Calcite, Aragonite and Vaterite in CO₂–H₂O Solutions Between 0 and 90 °C, and an Evaluation of the Aqueous Model for the System CaCO₃–CO₂–H₂O. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1982, Vol. 46, Issue 6, pp. 1011–1040. DOI: 10.1016/0016-7037(82)90056-4.
16. Sincero A.P., Sincero G.A. *Physical-Chemical Treatment of Water and Wastewater*. London, IWA Publisher, 2002. 784 p.
17. Mohamed A.S., Alian S.S., Singh J., Singh R., Goyal A., Munaini G. Remediation of Well Impaired by Complex Organic Deposits Embedded with Naphthenate and Contaminated with Inorganics. *Materials of SPE Offshore Technology Conference Asia. Kuala Lumpur, Malaysia*, 2016, OTC-26524-MS. DOI: 10.4043/26524-MS.
18. Wylde J.J., Slayer J.L. Halite Scale Formation Mechanisms, Removal and Control: A Global Overview of Mechanical, Process and Chemical Strategies. *Materials of SPE International Symposium «Oilfield Chemistry»*. Woodlands, Texas, USA, 2013, SPE-164081-MS. DOI: 10.2118/164081-MS.
19. Stamatakis E., Stubos A., Muller J. Scale Prediction in Liquid Flow through Porous Media: A Geochemical Model for the Simulation of CaCO₃ Deposition at the Near-Well Region. *Journal of Geochemical Exploration*, 2011, Vol. 108, Issue 2, pp. 115–125. DOI: 10.1016/j.gexplo.2010.11.004.
20. Fakhreeva A.V., Voloshin A.I., Tomilov Yu.V., Dokichev V.A. Production of Ethanolamine Salts and Amides of Carboxymethyl Cellulose (Promising Reagents for Oil Production). *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2020, Vol. 459, pp. 052050. DOI:10.1088/1755-1315/459/5/052050.
21. Elichev V.A., Voloshin A., Latypov O., Topolnikov A.S., Gotvig K.L., Khabibullin R. Scale Deposition Prediction for Pump Design in Oil Wells. *Materials of SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition. Moscow, Russia*, 2010, SPE-135084-MS. DOI: 10.2118/135084-MS.
22. Wang L. Clay Stabilization in Sandstone Reservoirs and the Perspectives for Shale Reservoirs. *Advances in Colloid and Interface Science*, 2019, Vol. 276, pp. 102087. DOI: 10.1016/j.cis.2019.102087.
23. Sashnev I.A., Mityunin V.V., Zakharov V.A. Ispytaniya polimernykh materialov dlya zashchity tsentrobezhnykh nasosov ot soletozheniya [Testing of Polymer Materials to Protect Centrifugal Pumps from Scale Formation]. *Trudy SibNIINP* [Proceedings of SibNIINP]. Tyumen, 1981, Issue 22, pp. 25–29. [in Russian].
24. Marinin N.S., Yaryshev G.M., Ershov V.A. Otlazhenie soli i bor'ba s nimi na mestorozhdeniyakh Zapadnoi Sibiri [Salt Deposition and Control of Salts in the Fields of Western Siberia]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 1978, No. 5, pp. 53–54. [in Russian].
25. Marinin N.S., Yaryshev G.M., Mikhailov S.A. *Metody bor'by s otlozheniem soli* [Methods for Dealing with Salt Deposition]. Moscow, VNIIOENG Publ., 1980. 55 p. [in Russian].

26. Voloshin A.I., Gusakov V.N., Fakhreeva A.V., Dokichev V.A. Ingibitory dlya predotvrashcheniya soletozheniya v nefte dobyche [Scaling Prevention Inhibitors in Oil Production]. *Neftepromyslovoe delo — Oilfield Engineering*, 2018, No. 11, pp. 60–72. DOI: 10.30713/0207-2351-2018-11-60-72. [in Russian].

27. Voloshin A.I., Ragulin V.V., Ganiev I.M., Malyshov A.S., Yagudin R.A. *Sposob predotvrashcheniya otlozheniya neorganicheskikh solei* [Method for Preventing the Deposition of Inorganic Salts]. Patent RF, No. 2484238, 2013. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ ABOUT THE AUTHORS

Огнева Александра Сергеевна, ведущий специалист отдела технологического аудита и комплаенса, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

Aleksandra S. Ogneva, Leading Specialist of the Technology Audit and Compliance Department, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: OgnevaAS@bnipi.rosneft.ru

Волошин Александр Иосифович, д-р хим. наук, старший эксперт, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

Aleksandr I. Voloshin, Doctor of Chemical Sciences, Senior Expert, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: VoloshinAI@bnipi.rosneft.ru

Смолянец Евгений Федорович, канд. техн. наук, старший эксперт, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

Evgeniy F. Smolyanec, Candidate of Engineering Sciences, Senior Expert, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: Smolyanec@bnipi.rosneft.ru

Антонов Максим Сергеевич, канд. техн. наук, начальник управления развития инноваций и сопро-
вождения ТриЗ, ООО «РН-БашНИПИнефть», исполняющий обязанности заведующего кафедрой
«Цифровые технологии в разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, г. Уфа,
Российская Федерация

Maksim S. Antonov, Candidate of Engineering Sciences, Head of the Innovations Development and the Hard-to-Recover Oil Reserves Support Department, RN-BashNIPIneft LLC, Acting Head of Digital Technologies in Oil and Gas Fields Development and Operation Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: AntonovMS@bnipi.rosneft.ru

Калимуллин Айдар Фаридович, главный технолог отдела развития технологий заканчивания ТРиЗ,
ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

Aidar F. Kalimullin, Chief Technologist of the Hard-to-Recover Oil Reserves Completion Technologies Development Department, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: KalimullinAF@bnipi.rosneft.ru