

Комплексный подход к предупреждению солеотложения в условиях Ванкорского месторождения

И.В. Валежанин
научный сотрудник¹
ValekzhaninIV@ufanipi.ru

К.К. Резвова
младший научный сотрудник¹
RezvovaKK@ufanipi.ru

А.Р. Ахтямов
инженер¹
AkhtyamovAR@ufanipi.ru

В.В. Рагулин
к.т.н., начальник отдела¹
Victor@ufanipi.ru

А.И. Волошин
д.х.н., эксперт по направлениям добычи¹
VoloshinAI@ufanipi.ru

¹ООО «РН-УфаниПИНефть»,
Уфа, Россия

В работе рассмотрены причины образования солей в скважинах и ПЗП в условиях Ванкорского месторождения. Протестированы ингибиторы солеотложения и комплексные реагенты на образцах воды Ванкорского месторождения. Предложены наиболее оптимальные технологические решения по предупреждению и удалению солей.

Ванкорское месторождение — нефтегазоконденсатное месторождение на севере Красноярского края России, крупнейшее из открытых и введенных в эксплуатацию в России за последние 25 лет. Месторождение разбуривается нагнетательными наклонно-направленными и добывающими скважинами с горизонтальным окончанием, что обеспечивает высокие дебиты. Процесс нефтесодобывания полностью автоматизирован [1].

Для обеспечения безаварийной работы скважинного оборудования необходима разработка комплексной программы по борьбе с солеотложением на фоне скважин Ванкорского месторождения. Достижение поставленной цели реализуется с помощью определения причин солеотложения, прогнозирования развития проблем с солеотложением, разработке технологических решений по его предупреждению и удалению, лабораторного тестирования ингибиторов солеотложения и комплексных реагентов и установления их оптимальных дозировок.

По результатам исследования ионного состава и свойств попутно-добываемых, подтоварных, артезианских вод и жидкостей глушения [2] (таб. 1 и 2), установлено, что попутно-добываемые воды пластов Як 3-7, Нх-1, артезианская вода пластов Дл 1-3, Нс и подтоварная вода месторождения относятся к хлоркальциевому типу (в соответствии с классификацией Сулина В.А. [3]), а попутно-добываемые воды пласта Нх 3-4 относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу. Воды содержат катионы щелочноземельных металлов, которые способны образовывать труднорастворимые в воде осадки — карбонаты. В качестве ионов, способных образовывать труднорастворимые осадки, в растворах глушения присутствуют гидрокарбонат-анионы, сульфат-анион, катионы кальция и стронция

(в растворе хлорида кальция плотности 1,32 г/см³).

На основании определенного ионного состава попутно-добываемых, закачиваемых вод и технологических жидкостей проведено математическое и физическое моделирование склонности вод и их смесей к выпадению труднорастворимых солей. Оценка возможного выпадения солей в скважине проводилась по величине индекса насыщения — SI (методика Дж. Е. Оддо и М. Б. Томпсона). При SI > 0 — имеет место риск выпадения кальция, при SI < 0 — риск солеотложения отсутствует. Практические результаты свидетельствуют, что вода способна выделять осадок карбоната кальция при индексе насыщения >0,5 [3]. Уровни солеопасности в зависимости от величины индекса насыщения представлены в таб. 3.

В таб. 4 приведены расчетные данные по индексу насыщения. Подтоварная и артезианская воды в поверхностных условиях склонны к риску выпадения кальция. Изменение индекса насыщения попутно-добываемой воды (риск солеопасности) наиболее чувствителен к изменению забойного давления и содержанию солеобразующих ионов в водной среде. Риск выпадения кальция отмечен только в скважинах пласта Нх 3-4. Превалирует тенденция повышения риска выпадения кальция к устью скважины, что связано с процессами разгазирования скважинных флюидов и снижения содержания растворенного CO₂ в попутно-добываемой воде. В ряде случаев риск выше в забойных условиях и на УЭЦН, когда температура оказывает более сильное влияние на выпадение кальция, чем эффект разгазирования. Причиной выпадения кальция в скважине является изменение термобарического равновесия в пластовой воде. При поступлении ее на забой изменяется содержание растворенного CO₂ между водной

№	Куст	Скв.	Пласт	Содержание ионов, мг/л							Общая минерализация, мг/л	Растворенный CO ₂ , мг/л
				Ca ²⁺	Mg ²⁺	Ba ²⁺	Sr ²⁺	K ⁺ + Na ⁺	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻		
1	10	300	Як 3-7	519	158	0	129	6892	11628	824	20150	38
2	5	117	Нх 3-4	72	51	0	40	6791	9265	2599	18818	0
3	102	701	Нх-1	362	82	28	47	5787	9632	378	16316	14

Таб. 1 — Ионный состав и свойства попутно-добываемых вод

Куст	Скважина	Пласт	Содержание ионов, мг/л								Общая минерализация, мг/л	Растворенный CO ₂ , мг/л
			Ca ²⁺	Mg ²⁺	Ba ²⁺	Sr ²⁺	K ⁺ + Na ⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻		
3	33	Дл 1-3, Нс	102	35	0	5	3714	5749	0	451	10056	14
Подтоварная вода (БКНС)			332	111	0	56	6153	9749	0	1190	17591	35
Подтоварная вода (РВС ОС)			387	138	0	75	6177	9924	0	1281	17982	35
Раствор глушения KCl			0	0	0	0	169049	153169	0	171	322389	0
Раствор глушения CaCl ₂			189526	0	0	10	0	335116	77	171	524900	0

Таб. 2 — Ионный состав и свойства подтоварных, артезианских вод и технологических жидкостей

Материалы и методы

Определен ионный состав попутно-добываемых, подтоварных и артезианских вод. С использованием методики Оддо-Томпсона проведено математическое и физическое моделирование склонности вод и их смесей к выпадению солей.

Ключевые слова

солеотложение, кальцит, прогноз, Ванкорское месторождение

Уровень	Значение SI
Низкий (I)	< 0,5
Средний (II)	0,5 – 1,0
Высокий (III)	1,0 – 1,5
Сверхвысокий (IV)	> 1,5

Таб. 3 — Уровни солеопасности

и нефтяной фазами, обедняясь CO_2 , водная фаза выделяет кальцит



Процесс может усиливаться на приеме УЭЦН из-за нагрева потока погружным электродвигателем и снижения растворимости кальцита. Если влияние данных факторов невелико и в воде сохранилось высокое солевое содержание растворенного гидрокарбоната, то в условиях сильного разгазирования в НКТ и появлении газовой фазы, процесс выпадения кальцита провоцируется вновь.

При анализе рисков выпадения кальцита в пластовых условиях при смешивании пластовых и закачиваемых вод использован средний ионный состав пластовых, подтоварной и артезианской вод (таб. 5).

По результатам моделирования смешения пластовых вод с закачиваемыми установлено, что их смешивание приводит к повышению неустойчивости пластовых вод и усилению выпадения кальцита (рис. 1). Однако интенсивность выпадения различна. Для пластовой воды Як 3-7 отмечается незначительный рост

выпадения с увеличением доли подтоварной воды в смеси, а для пластовой воды Нх-1 усиление неустойчивости происходит при 28% и выше содержании подтоварной воды в смеси с дальнейшим существенным ростом интенсивности выпадения кальцита. Наиболее значимо рост неустойчивости 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 смеси пластовой воды Нх 3-4 и подтоварной воды. Смешивание артезианской воды с пластовыми водами, наоборот, повышает солевую стабильность системы и снижает риск выпадения кальцита. Наиболее существенно этот факт проявляется для пластовой воды Нх 3-4. Это связано с низким содержанием гидрокарбонат-иона в артезианской воде в сравнении с пластовой водой Нх 3-4.

Среди различных существующих способов и технологий защиты от солеотложения

Подтоварная и артезианская воды

Вода	$P_{\text{уст}}, \text{ атм}$	$T_{\text{уст}}, \text{ }^\circ\text{C}$	Мольная доля CO_2 в газе	CO_2 в воде, мг/л	Индекс насыщения, SI
подтоварная	1	20	0,038	35,1	1,10
артезианская	1	20	0,011	10,3	0,25

Погружное и скважинное оборудование

Пласт	Скважина	Индекс насыщения на забое, SI	Индекс насыщения на выходе ЭЦН, SI	Индекс насыщения в середине НКТ, SI	Индекс насыщения на устье, SI
Як 3-7	300	-0,87	-1,09	-0,96	-0,71
Нх-1	701	-0,83	-1,08	-0,98	-0,66
Нх 3-4	117	0,74	0,60	0,48	1,19

Таб. 4 — Оценка рисков солевывпадения кальцита

Ионный состав воды	Пластовая Як 3-7	Пластовая Нх-1	Пластовая Нх 3-4	Подтоварная вода (БКНС)	Артезианская вода
Na^+	7262	6625	5897	6153	5058
Ca^{2+}	322	529	141	332	151
Mg^{2+}	134	57	58	111	79
Ba^{2+}	2	9	1	0	0
Sr^{2+}	107	66	35	56	10
Cl^-	11563	11211	8518	9749	8109
SO_4^{2-}	0	0	0	0	0
HCO_3^-	1169	274	1749	1190	331

Термобарические параметры

р пл, ат	159	254	271
Т пл, $^\circ\text{C}$	34	59	65

Таб. 5 — Средний ионный состав пластовых вод, подтоварной и артезианской вод

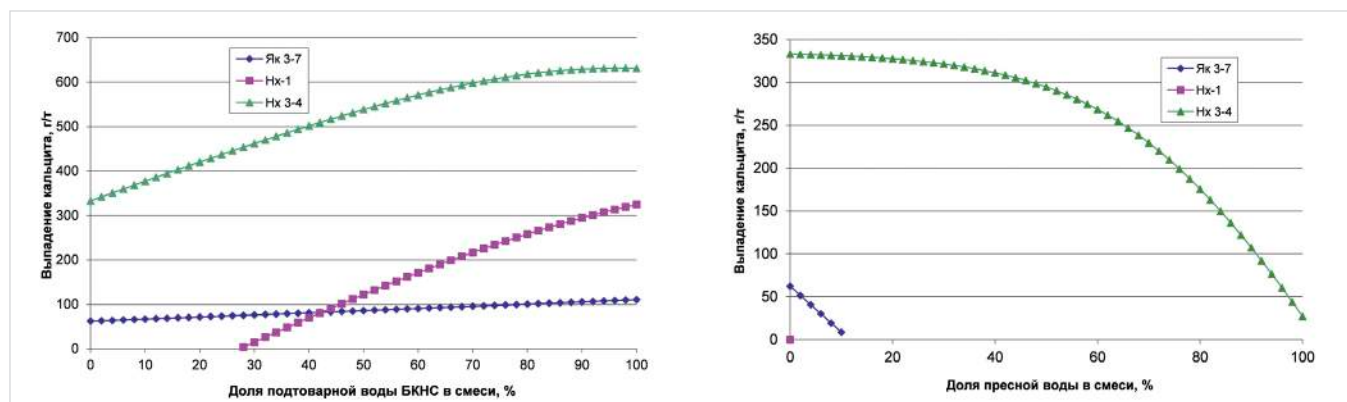


Рис. 1 — Моделирование смешивания пластовых вод с подтоварной и артезианской в пластовых условиях

[4] для горизонтальных средне- и высокодебитных скважин пласта Нх3-4 Ванкорского месторождения наиболее приемлемы следующие технологии:

- постоянное дозирование ингибитора солеотложения на прием УЭЦН (либо под ПЭД) через капиллярную трубку;
- задавливание ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта;
- дозирование ингибитора солеотложения по пробковой технологии в нагнетательные скважины с гидродинамической связью с осложненным добывающим фондом скважин.

Метод постоянного дозирования ингибитора солеотложения на прием УЭЦН (либо под ПЭД) через капиллярную трубку заключается в подаче ингибитора в постоянном режиме с помощью стандартной дозирующей установки на прием насоса (либо под ПЭД) с помощью капиллярной системы.

Гарантированное присутствие ингибитора на приеме ЭЦН и в продукции скважины и отсутствие непроизводительных потерь ингибитора — главные достоинства технологии. Однако данный метод не защищает от солеотложения ПЗП скважины и интервал от забоя скважины до приема ЭЦН, также постоянно занята внешняя затрубная задвижка.

Технология задавливания ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта заключается в задавливании пачки ингибитора в предварительно подготовленную призабойную зону пласта, где он адсорбируется и удерживается на поверхности породы.

В процессе добычи при фильтрации добываемой жидкости через ПЗП протекает постепенный процесс десорбции ингибитора, который вместе с пластовой жидкостью поступает в скважину. Технология состоит из 3 этапов: этап предварительной подготовки пласта, этап закачки основного объема ингибитора солеотложения и этап продавки объема раствора ингибитора в пласт. Использование взаимного растворителя (ВР) позволяет очищать

обрабатываемые поры и каналы фильтрации от пластовой воды и нефти, удалять с поверхности породы рыхлосвязанную воду и пленку нефти и увеличивать площадь поверхности, контактирующей с ингибитором солеотложения, обеспечивая подготовку пласта для оптимальной сорбции ингибитора на породе с последующей медленной и полной десорбцией ингибитора. При использовании этой технологии защита распространяется на призабойную зону скважины, эксплуатационную колонну до уровня насоса, насосное оборудование, НКТ и наземные коммуникации. Недостатком является необходимость продавливания ингибитора в удаленные зоны пласта водным раствором, контакт которого с ПЗП может затруднить дальнейший вывод скважины на режим.

Технология дозирования ингибитора через систему ППД состоит в закачке ингибитора в нагнетательную скважину, которая продолжается в течение месяца ежедневно или через день пачками раствора определенного объема. Пласт работает как осреднительная емкость больших размеров, поэтому концентрация ингибитора, поступающего в добывающую скважину, постоянна. Закачиваемая в пласт вода может достигать добывающей скважины в течение первых десяти дней после закачки. Поступление ингибитора продолжается в течение 4–6 месяцев с момента начала работ. Достоинства метода — защита всех зон солеотложения, низкие эксплуатационные расходы и защита целой группы солеотлагающих скважин. Большой расход ингибитора, невозможность проведения подготовительных работ сразу на всех скважинах участках (что снижает эффективность ингибирования) и ограниченные условия применения (экономическая целесообразность только в зонах группового размещения солеотлагающих скважин) являются основными недостатками метода.

Анализ показал, что наиболее экономически целесообразна технология задавливания ингибитора солеотложения в пласт для

скважин низкой и средней обводненности, а с ростом обводненности добываемой продукции более эффективна технология постоянного дозирования через капиллярную трубку.

Для реализации технологий предупреждения солевываждения был проанализирован ряд ингибиторов солеотложения и реагентов комплексного действия (таб. 6). В соответствии с методиками, изложенными в [5], определены основные физико-химические показатели ингибиторов солеотложения и реагентов комплексного действия. По физико-химическим свойствам ингибиторы солеотложения и реагенты комплексного действия, в целом, удовлетворяют требованиям [5].

Тестирование эффективности ингибирования выпадения кальцита проводилось статическим и динамическим методами. В качестве моделей пластовых вод (МПВ) исследовались МПВ Яковлевской Як 3-7 и Нижнехетской Нх 3-4 свит, составы которых приведены в таб. 5.

Определены эффективные дозировки ингибирования осадкообразования CaCO_3 статическим методом [5] и эффективное остаточное содержание ингибитора солеотложения в попутно-добываемой воде для предотвращения осаждения CaCO_3 по результатам динамического теста (определялось по блокированию капилляра при прокачивании модели воды пласта Нх 3-4 через капилляр без ингибитора и с ингибитором). Определено эффективное остаточное содержание ингибиторов солеотложения в попутно-добываемой воде для предотвращения осаждения CaCO_3 . На основании проведенного тестирования установлено, что испытанные ингибиторы солеотложения по результатам статического тестирования на моделях вод Як 3-7 и Нх 3-4 свит с эффективностью выше 90% ингибируют 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 составляет от 3 до 10 мг/л.

Выбор предпочтительных ингибиторов солеотложения из представленного перечня производился с учетом рейтинговых оценок (таб. 7).

На основании проведенного тестирования составлен рейтинг испытанных реагентов, представленный на рис. 2.

В последнее время наиболее актуальным становится применение ингибиторов комплексного действия (ИКД), направленных как на предотвращение солеотложения, так и на борьбу с коррозией. Тестирование ингибиторов комплексного действия проводилось как в отношении эффективности ингибирования солевываждения кальцита статическим и

№	Производитель	Наименование реагентов
Ингибиторы солеотложения		
1	ООО «СК «ОРИОН»	Оксикор-15, марка Н
		Оксикор-15, марка МТ
2	ООО «Везерфорд»	WSI-D 3006
3	ООО «Экспериментальный завод «Нефтехим»	Ипроден С-2
4	ОАО «Котласский химический завод»	Азол 3040 марка В
5	ООО «ФЛЭК»	ФЛЭК ИСО-502
6	ООО «Мастер кемикалз»	Солмастер 7010 марка А
7	ООО «НПО «Акватек»	Акватек 512 марки 512НМ
		Акватек 511 марка М
8	ЗАО НПЦ «Химтехно»	Реком -5102 марка В
9	ООО «Виразж»	Пральт-31 марка Б-1
10	ООО «Миррико»	Descum-2 D-3811-C
Ингибиторы комплексного действия		
11	ООО «СК «ОРИОН»	Оксикор-15, марка К
12	ООО «Везерфорд»	Alpha-D 3385
13	ООО «НПО «Акватек»	Акватек-515, марка Н
14	ООО «Мастер кемикалз»	Кормастер 1095 марка Б

Таб. 6 — Перечень реагентов для борьбы с солеотложением в условиях Ванкорского месторождения

Эффективность ингибирования выпадения кальцита	Балл рейтинга
> 95 %	5
90–95 %	4
80–90 %	3
70–80 %	2
< 70 %	1

Таб. 7 — Шкала рейтинговых оценок эффективности ингибирования

динамическим методом на МПВ пласта Нх 3-4, так и эффективности ингибирования коррозии в соответствии с [6] и [7].

Установлено, что эффективные дозировки ингибиторов комплексного действия для предотвращения выпадения кальцита и коррозионного воздействия среды составляют 20 мг/л. В этих условиях обеспечивается 90% эффективность действия испытанных реагентов. Однако при наличии выноса мехпримесей при их содержании в добываемом флюиде в пределах 100 мг/л из-за абразивного воздействия на ингибированную поверхность эффективные дозировки реагентов для 90% ингибирования коррозионного воздействия среды рекомендуется увеличить до 50 мг/л. Минимальная концентрация ингибиторов в водной среде, обеспечивающая эффективное остаточное содержание реагентов для предотвращения солеотложения, по результатам динамических тестов составляет от 5 до 10 мг/л. На основании проведенного тестирования и рейтинговых оценок указана приоритетность в эффективности ингибирования солеотложения кальцита и коррозии по испытанным ингибиторам комплексного действия (рис. 3).

Таким образом, при выборе реагентов для опытно-промышленных испытаний (ОПИ) рекомендуется придерживаться следующего алгоритма действий:

- исключаются реагенты, не удовлетворяющие нормам ЕТТ по физико-химическим свойствам;
- в дальнейшем выбор базового и альтернативного реагентов должен быть осуществлен с учетом критерия цена/качество и стоимости ингибиторной защиты одного метра кубического добываемой или перекачиваемой воды.

Для ингибиторов с эффективностью более 90% ценовой критерий (К) (стоимость защиты 1 м³ воды в руб.) может быть рассчитан по формуле 1.

$$K = C \times \Xi \times 10^{-6} \quad (1)$$

где С — стоимость ингибитора, руб./т;
 Ξ — эффективная дозировка, г/м³.

Анализ полученных результатов указывает, что технология задавливания ингибитора солеотложения в пласт экономически целесообразна для скважин низкой и средней обводненности, относящихся к средне- и высокодебитному фонду. На рис. 4 представлено сопоставление экономических эффективностей технологий защиты скважин от солеотложения методом постоянного ингибирования через капилляр (УДЭ) и методом задавки ингибитора в пласт (SQUEEZE).

Технология предполагает высокие затраты на проведение работ по задавке ингибитора в пласт, связанные, в том числе, и с приобретением необходимого количества ингибитора. С ростом обводненности добываемой продукции расширяется диапазон дебитов скважин, для которых более эффективна технология постоянного дозирования через капиллярную трубку. Затраты на приобретение реагента по данной технологии наиболее низкие из рассматриваемых методов защиты.

Из-за значительной доли непроизводительных потерь ингибитора в скважинах с повышенной обводненностью, по своей экономической эффективности технология закачки ингибитора через систему ППД уступает по эффективности технологиям задавки

ингибитора в пласт и постоянному дозированию. Технология закачки ингибитора в систему ППД конкурентоспособна 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

Проведенное исследование позволяет понять, какие скважины Ванкорского месторождения могут быть отнесены к безопасным, в каких участках скважин риск солеотложения наиболее велик. Разработаны рекомендации по предотвращению отложения солей.

Выводы

Исследованием ионного состава вод установлено, что в скважинах пласта Нх 3-4 наблюдается риск выпадения кальцита. Установлено, что смешение подоварных и пластовых вод приводит к увеличению нестабильности системы и выпадению кальцита в пласте Нх 3-4 и его скважинах. Составлен рейтинг ингибиторов солеотложения и реагентов комплексного действия. Показано, что технология задавки ингибитора в пласт наиболее эффективна в условиях Ванкорского месторождения.

Оксикор 15 марка МТ	Азол 3040 марка В	Оксикор 15 марка Н	Реком 5102 марка В	Пральт-31 Марка Б-1	WSI-D 3006Т	ФЛЭК ИСО-502	Акватек 511 маркаМ	Ипроден С-2
	Сол Мастер 7010 марка А	Descum-2 D-3811-С						
	Акватек 512 марка НМ							

Снижение рейтинга

Рис. 2 — Рейтинг ингибиторов солеотложения

Оксикор 15 марка К	Alpha D 3385 Л	Кормастер 1095 марка Б	Акватек 515 марка Н
--------------------	----------------	------------------------	---------------------

Снижение рейтинга

Рис. 3 — Рейтинг ингибиторов комплексного действия

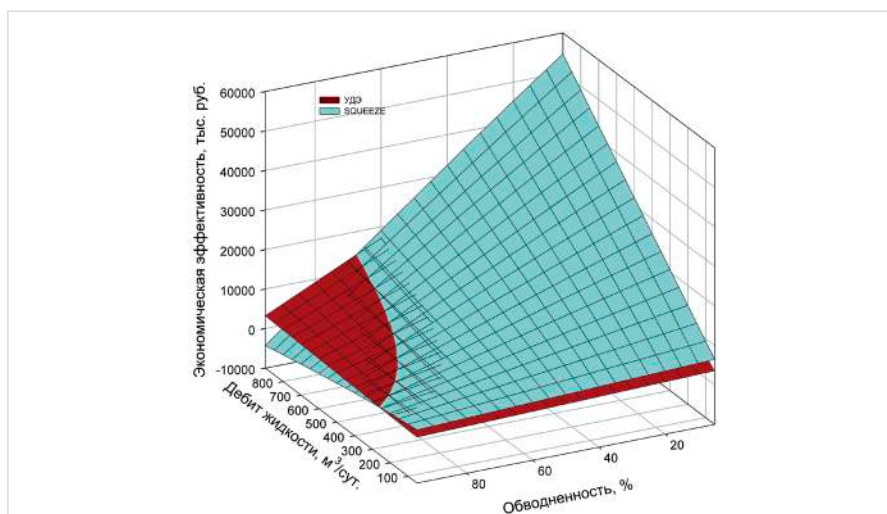


Рис. 4 — Сопоставление методов УДЭ и SQUEEZE

Список используемой литературы

1. Ванкорнефть. Режим доступа: http://www.rosneft.ru/Upstream/ProductionAndDevelopment/eastern_siberia/vankorneft/
2. Инструкция компании ОАО «НК «Роснефть» № П1-01.05 И-0011 Формирование базы данных по химическому составу попутно-добываемых вод нефтедобывающих скважин, 2011, 59 с.
3. Сулин В.А. Гидрогеология нефтяных месторождений. Л.: Гостоптехиздат, 1948. 480 с.
4. Качавцев В.Е., Гаттенбергер Ю.П., Люшин С.Ф. Предупреждение солеотложения при добыче нефти. М.: Недра, 1985. 215 с.
5. Методические указания компании ОАО «НК «Роснефть» № П1-01.05 М-0044 Единые технические требования по основным классам химических реагентов от 25.02.2013, 189 с.
6. ГОСТ 9.514-99 Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов для водных систем. Электрохимический метод определения защитной способности
7. Стандарт компании ОАО «НК «Роснефть» № П1-01 СЦ-080 Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов: деэмульгаторов, ингибиторов коррозии, ингибиторов-бактерицидов, ингибиторов солеотложений на объектах добычи углеводородного сырья Компании.

An integrated approach to the prevention of scale in terms of the Vankor field

Author:

Ilya. V. Valekzhanin — researcher¹; ValekzhaninIV@ufanipi.ru

Kristina. K. Rezvova — junior researcher¹; RezvovaKK@ufanipi.ru

Azamat. R. Akhtyamov — engineer¹; Akhtyamovar@ufanipi.ru

Victor. V. Ragulin — Ph. D., head of department¹; Victor@ufanipi.ru

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

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

Abstract

The paper discusses the causes of the salts formation in the wells and the BFZ in the conditions of the Vankor field. Scale inhibitors and complex reagents were tested on the Vankor field water samples, the best technological solutions for the prevention and removal of salts were offered.

Materials and methods

Ionic composition of produced, bottom and artesian water was defined. Using the Oddo-Tompson procedure was carried out a

mathematical and physical modeling of tendency of water and mixtures to precipitation of salts.

Results

The research allows us to understand which of Vankor field wells can be assigned to high-risk wells, in which well areas the risk of scale is more high. The recommendations for the prevention of salt deposits were developed.

Conclusions

The study of ionic composition of water established that in reservoir Nh 3-4 wells there

is risk of calcite precipitation.

It was found that the mixing of bottom water and reservoir water leads to an increase instability of the system and the precipitation of calcite in the reservoir Nh 3-4 and its wells. It was composed a rating of scale inhibitors and complex effect reagents.

It has been shown that the technology of squeezing inhibitor into the reservoir is most effective in conditions of the Vankor field.

Keywords

scaling, calcite, prediction, Vankor field

References

1. Vankorneft. Available at: http://www.rosneft.ru/Upstream/ProductionAndDevelopment/eastern_siberia/vankorneft/
2. Company OJSC “NK “Rosneft” instruction № P1-01.05 I-0011 Formation of a database on the chemical composition of produced water oil wells, 2011, 59 p.
3. Sulin V.A. *Gidrogeologiya neftyanykh mestorozhdeniy* [Hydrogeology of oil fields]. Leningrad: *Gostoptekhizdat*, 1948, 480 p.
4. Kashchavtsev V.E., Gattenberger Yu.P., Lyushin S.F. *Preduprezhdenie soleotlozheniya pri dobyche nefi* [Prevention of scaling in oil production]. Moscow: *Nedra*, 1985, 215 p.
5. Methodical instructions of OJSC “NK “Rosneft” № P1-01.05 M-0044 Common specifications for the main classes of chemicals dated 02.25.2013, 189 p.
6. GOST 9.514-99 Unified system of corrosion and ageing protection. Corrosion inhibitors of metals for water systems. Electrochemical method protective ability evaluation.
7. Standard of “NK “Rosneft” company № P1-01 SC-080 The procedure of laboratory and pilot tests of chemical reagents demulsifiers, corrosion inhibitors, bactericides, scale inhibitors at the facilities of the Company's production of hydrocarbons.



НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ВОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК



Доступно в
App Store

Google play

ТЕХНОЛОГИИ И ПУТИ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ, СТОЯЩИХ ПЕРЕД
ГЛАВНЫМ ИНЖЕНЕРОМ, ТЕХНОЛОГОМ, КОНСТРУКТОРОМ, МЕТРОЛОГОМ.

Авторы и подписчики — Татнефть, Лукойл, Сургутнефтегаз, Роснефть, Газпром, Газпром нефть, Новатэк, Русснефть, Транснефть, ведущие нефтяные и технические университеты, проектные институты и профильные предприятия.

Журнал распространяется на 90% нефтегазовых выставках и конференциях субъектов России и СНГ.