

МЕНЕДЖМЕНТ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ «НК «РОСНЕФТЬ»

Кудряшов С.И.

Введение

Из-за различного географического положения нефтяных месторождений «НК «Роснефть» геолого-физическое строение разрабатываемых залежей, а также свойства добываемых флюидов сильно отличаются, что предопределяет различие в подходах к решению самых задач нефтедобычи, в том числе и управлению осложнениями. На месторождениях «НК Роснефть» наиболее остро стоит задача снижения рисков солеотложения, оптимизации применяемых технологий, выбор приоритетов в использовании новейших технологий предупреждения солеотложения.

Главный источник выделения солей – вода, добываемая совместно с нефтью. Процесс солеотложения непосредственно связан со значительным перенасыщением водной среды трудно растворимыми солями за счет изменения физико-химических параметров системы добычи нефти (температуры, давления, выделения газа, концентрации осадкообразующих ионов и т.д.). Химический состав промысловых вод постоянно меняется по мере выработки запасов нефти, что обуславливает многообразие и изменчивость во времени состава солевых отложений.

Химический состав неорганических отложений представлен в основном сульфатами и карбонатом кальция (ангидритом, гипсом, кальцитом), сульфатом бария (баритом), сульфатом стронция (целестином), окислами, карбонатами и сульфидом железа.

Из известных на сегодня способов борьбы с солеотложением наиболее эффективным и технологичным является способ предупреждения отложений с применением химических реагентов – ингибиторов.

При правильном выборе ингибитора и соответствующей технологии его применения может быть обеспечено технологически полное предупреждение отложения неорганических солей на всем пути движения продукции скважин – от забоя до пунктов подготовки нефти и воды.

1. Причины формирования неорганических кристаллических осадков

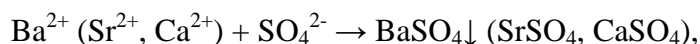
К основным причинам образования солей в нефтяных скважинах при разработке месторождений относятся [1-4]:

- снижение давления и увеличение температуры добываемых флюидов, что приводит к выделению растворенного углекислого газа в газовую фазу и выпадению осадка:

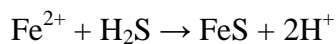


Снижение содержания CO_2 в растворе приводит к уменьшению концентрации угольной кислоты, что увеличивает показатель pH раствора, и, как следствие значительно снижает растворимость CaCO_3 .

- смешение несовместимых вод (обычно добываемая вода содержит катионы кальция, бария и стронция и смешение их с закачиваемой водой, содержащей сульфат ионы, приводит к образованию нерастворимых сульфатов, таких как барит, целестин, гипс и ангидрит):



При смешении флюидов, содержащих сероводород с флюидами, содержащими ионы железа:



- испарение водных растворов при контакте с нагретым оборудованием (электродвигатели УЭЦН) приводит к перенасыщению флюидов ограничено растворимыми солями и их высаливанию. Этот механизм реализуется в малообводненных скважинах, эксплуатируемых УЭЦН и, особенно, в скважинах с высоким давлением и температурой (так называемых «НР/НТ») [5,6].

Оценить риск солеотложения можно, опираясь на расчетные данные по скорости формирования отложений, перенасыщения воды солеобразующими ионами, по изменению термобарических условий в скважине при движении продукции в НКТ.

Имеющиеся технологии предупреждения и удаления солеотложений могут быть разделены на четыре основных категории: технологии, основанные на выборе нагнетаемой воды или изменении её ионного состава, химическое ингибирование, химические или механические средства удаления солей и технологии, направленные на ограничение водопритоков. Правильный,

экономически обоснованный выбор той или иной технологии должен базироваться на всестороннем анализе проблемы, прогноза рисков и т.д., т.е. на хорошо развитой системе менеджмента солеотложения (МС). МС - аналог системы коррозионного менеджмента, разработанного Компанией «Сарсис» и успешно применяемого в мировых нефтяных компаниях [7].

2. Основные этапы менеджмента солеотложения

В ходе разработки месторождения программа менеджмента солеотложения (МС) должна включать два основных проектных уровня. На первом уровне реализуется программа, включающая определение возможного количества солей, которое способно отложится в скважинах, или интенсивность солевых отложений, определение индекса насыщения (SI - supersaturation index). Это необходимо для того, чтобы прогнозировать уровень реального солеотложения в скважинах и оценить возможные риски и потери при применении ингибиторной или иной технологии борьбы с солеотложением.

Расширенный анализ рисков солеотложения обеспечивается на втором уровне программы МС, который включает моделирование реакционных процессов нагнетаемой воды и породы, изменение ионного состава при смешивании с пластовой водой в процессе движения нагнетаемой воды от нагнетательных к добывающим скважинам. Второй уровень программы предназначен для долгосрочного прогнозирования солевого потенциала месторождения на основе геологической и гидродинамической модели месторождения. Причем решение этой задачи представляется одним из этапов в переходе “marginal oilfield to smart oilfield”.

Для оценки риска солеотложения в пласте, призабойной зоне используются стандартные программы гидродинамического моделирования, такие как FrontSim, Eclipse, моделирования процессов гидрогеохимического взаимодействия пластовой и закачиваемой воды с породой пласта с использованием GEOCHEM, GIBBS и др. [8,9].

Модели могут быть адаптированы для более полного понимания процессов, протекающих в резервуаре, для количественного прогноза влияния смешения вод на потенциал солеотложения.

Программа МС разрабатывается для каждого месторождения и должна включать оценку объемов технологических работ, обоснование технологий (алгоритм выбора технологии), обоснование текущих и капитальных затрат.

Уровень инженерного сопровождения в МС обеспечивается следующими данными.

1. Анализами пластовой и закачиваемой воды. Эти данные необходимы для оценки потенциала солеотложения.

2. Тестированием ингибиторов солеотложения с целью подбора наиболее эффективного для конкретных условий месторождения.

3. Изучением аналогичных месторождений для оценки рисков солеотложения и менеджмента.

4. Гидродинамическим моделированием месторождения или участка заводнения резервуара с целью определения рисков солеотложения *in situ* при смешении вод и солеотложения в добывающих скважинах.

5. Поскважинным анализом с целью определения уровня обводненности, накопленной добычи воды, прогнозом этих параметров.

6. Обоснованием оптимальных технологических решений: выбором 1 – 2 технологий оптимальных для данного месторождения из банка технологий.

7. Экономическим анализом стадий управления солеотложением, стадий МС.

Программа МС пересматривается регулярно с целью уточнения объемов необходимых вложений.

Масштабное внедрение МС позволит существенно минимизировать затраты на борьбу с осложнениями, поскольку стоимость прогнозируемых и обоснованных профилактических работ очевидно ниже стоимости устранения возникших осложнений.

3. Современное состояние управления солеотложением на месторождениях «НК «Роснефть»

Широкий диапазон варьирования пластовых температур, ионного состава и минерализации пластовых вод, газосодержания, состава растворенных газов и способов добычи на месторождениях «НК «Роснефть» определяют различную насыщенность попутно-добываемых вод солеобразующими ионами и, как следствие, различный состав солей и интенсивность отложения.

Используемые в настоящее время методы интенсивного воздействия на пласт в сочетании с использованием современных высокопроизводительных электроцентробежных насосов (ЭЦН) необходимы, прежде всего, для поддержания проектных темпов разработки месторождений. Форсированный отбор жидкости, сопряженный с заглублением и повышением температуры в зоне ЭЦН, снижением забойных давлений и интенсивным разгазированием скважинных флюидов, влияет на интенсивность солеотложения на различных участках от забоя до устья скважины, на погружных скважинных насосах. Важно различать следующие участки скважины: область от забоя до насоса, область ПЭДа и УЭЦН и выше УЭЦН. Такое разделение обусловлено различными последствиями солеотложения. Наиболее драматичной представляется ситуация, когда солеотложение начинается в области «забой – прием насоса», поскольку образующиеся микрочастицы соли, обладающие высокой адгезией к металлической поверхности рабочих колес насоса, отлагаются на них, вызывая поломку УЭЦН.

Межремонтный период механизированного фонда скважин, осложненных солеотложением, в ряде случаев снижается до 10 - 35 суток [10]. Мониторинг отложений указывает на то, что доля солевых в общем числе отказов ЭЦН варьируется от 12 до 25 % и в 2005 г., например, по ОАО «Юганскнефтегаз» составила 17 % (рис. 1). Кроме того, выпадение солей в призабойной зоне пласта приводит к увеличению скин-фактора, а значит, становится причиной снижения добычи нефти в эксплуатационных скважинах.

В этой связи, для эффективной нефтедобычи крайне важен выбор оптимальных вариантов предотвращения солеотложения, учитывающий особенности эксплуатации скважин на конкретных месторождениях.

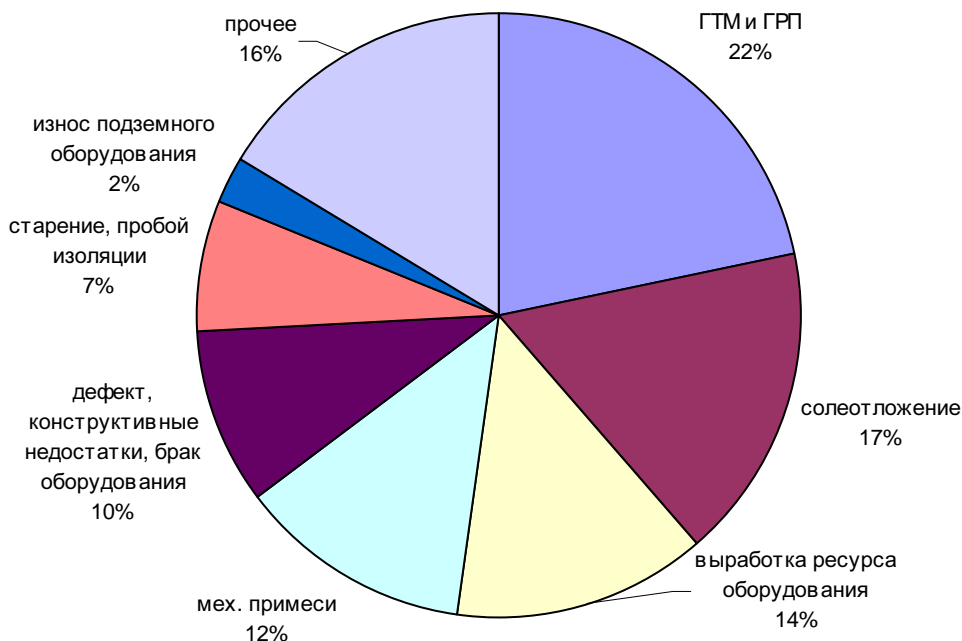


Рисунок 1. Причины отказов погружных ЭЦН в ОАО «Юганскнефтегаз» в 2005 г. (%)

4. Состав отложений с ЭЦН и НКТ скважин

Как показали результаты исследований многочисленных проб отложений с рабочих колес, втулок погружных скважинных насосов и НКТ скважин ОАО «Юганскнефтегаз», ОАО «НК «Роснефть» - Пурнефтегаз» и ОАО «НК «Роснефть» - Ставропольнефтегаз», в их составе содержатся полигенные компоненты, состоящие из твердых минеральных зерен, новообразований и техногенных частиц.

Минеральные зерна представлены, в основном, кварцем и глинизированными полевыми шпатами, в переменном количестве присутствуют хлорит, циркон, пирит.

В большинстве проб преобладают химически осаждённые соли [3]. По результатам микроскопических наблюдений и данным термических анализов большинство продуктов солеотложения представлено кальцитом. Он присутствует как в виде собственных мономинеральных новообразований, так и в составе тонкой смеси с другими минеральными компонентами.

В отложениях ряда эксплуатационных скважин в различных количествах встречаются сульфаты. Часть из них присутствует в виде незначительной примеси

и относится к различным морфологическим типам гипса. Другая часть сульфатов образует самостоятельные выделения и представлена баритом. В эксплуатационных скважинах ОАО «НК «Роснефть» - Ставропольнефтегаз» и некоторых скважинах Фаинской группы месторождений ОАО «Юганскнефтегаз» (Средне-Асомкинское м/р) сульфат бария составляет основной объем солеотложения на насосном оборудовании.

Некоторая часть новообразований в скважинах представлена гидроксидами железа. По физическим свойствам эти выделения весьма похожи на природные образования гидроксидов железа типа гетита, обычно образующегося при окислении пирита. Кроме хемогенного гидроксида железа в составе отложений всегда присутствуют техногенные железистые частицы, представляющие собой продукты коррозии металлического оборудования.

Появление проппанта в техногенных компонентах связано с его выносом из пласта после проведения гидроразрыва на соответствующих скважинах.

5. Тестирование ингибиторов солеотложения

Пластовые воды месторождений НК «Роснефть» крайне разнообразны по своему ионному составу и минерализации. Так, воды ОАО «Юганскнефтегаз» относятся к гидрокарбонатному либо хлоркальциевому типу с минерализацией 6,4 – 47,8 г/л и содержанием солеобразующих ионов, мг/л: $\text{Ca}^{2+} = 22,6 - 473$, $\text{SO}_4^{2-} = 0 - 161$, $\text{HCO}_3^- = 195 - 2640$. Попутно-добываемые воды пластов месторождений ОАО «НК «Роснефть»-Ставропольнефтегаз» относятся к хлоркальциевому типу. Их минерализация изменяется от 35,4 до 139,1 г/л, а содержание солеобразующих ионов варьируется в пределах, мг/л: $\text{Ca}^{2+} = 304 - 16514$, $\text{Ba}^{2+} = 12 - 875$, $\text{Sr}^{2+} = 67 - 962$, $\text{SO}_4^{2-} = 0 - 463$, $\text{HCO}_3^- = 183 - 915$. Воды месторождений ОАО «НК «Роснефть»-Пурнефтегаз» относятся, в основном, к хлоркальциевому типу. Реже встречается гидрокарбонатно-натриевый тип вод. Их минерализация изменяется от 4,4 до 22,5 г/л. Содержание ионов Ca^{2+} и HCO_3^- варьируется в диапазоне 62-787 и 122 – 1098 мг/л, соответственно.

Тестирование ингибиторов солеотложения проводилось с учетом возможности солевывпадения как карбоната кальция, так и сульфата бария учитывая предрасположенность пластовых и попутно-добываемых вод

месторождений нефти Западной Сибири к выпадению кальцита, а ОАО «НК «Роснефть»-Ставропольнефтегаз» - к выпадению барита.

Как показывают результаты исследования (табл. 1), в зависимости от индекса насыщения пластовой воды карбонатом кальция, эффективность ингибирования солеотложения одними и теми же реагентами может существенно различаться. В этой связи, для повышения эффективности ингибирования необходим подбор марки и дозировок ингибитора для каждого осложненного солеотложением месторождения.

Таблица 1

Эффективность ингибирования выпадения кальцита на моделях пластовых вод

Наименование ингибитора	Дозировка ингибитора, мг/л	Эффективность ингибиторов солеотложения (%) на модели пластовой воды месторождения нефти			
		Приобское, пласт А ₁₀₋₁₂	Фаинское, пласт Ю ₁	Южно-Сургутское, пласт Б ₁₀	Мамонтовское, пласт Б ₁₀
Характеристика модели воды					
Ионная сила		0,1252	0,4541	0,2826	0,2337
Соотношение Ca ²⁺ / HCO ₃ ⁻ , мг-экв/мг-экв		0,122	0,702	1,549	0,97
Индекс насыщения CaCO ₃ (20 °С, 1 ат)		3,03	2,53	2,39	2,3
Эффективность ингибирования					
Акватек 511 М	10	25	78	75	78
	20	50	84	82	85
	50	70	94	90	96
	100	62	84	78	85
Азол 3010	10	78	81	89	95
	20	84	100	93	100
	50	89	94	91	98
	100	80	88	92	93
Сансол 2001 А	10	60	64	78	88
	20	83	88	94	96
	50	91	93	95	100
	100	70	86	64	88
СНПХ 5312 Т	10	43	82	84	86
	20	77	94	90	87
	50	91	100	94	93
	100	71	82	80	81
СНПХ 5311	10	37	76	81	84
	20	71	82	90	84
	50	86	90	94	92
	100	66	82	84	79
ОЭДФ К 98%	2	78	87	90	86
	5	89	94	95	98
	10	97	100	100	100
	20	96	94	95	91

В условиях Западной Сибири применяемые ингибиторы солеотложения должны совмещать как низкотемпературные параметры (не замерзать при температуре $>$ минус 50°C), так и высокую термостабильность. Температура в призабойной зоне пласта и на приеме УЭЦН на ряде месторождений может достигать $110 - 130^{\circ}\text{C}$. Ингибиторы солеотложения должны хорошо перекачиваться в условиях низких температур, не оказывать отрицательного воздействия на процесс дэмульсации водо-нефтяной продукции и обладать низкой коррозионной активностью.

Учет всех этих параметров позволил для большинства осложненных месторождений нефти «НК «Роснефть» подобрать соответствующие ингибиторы солеотложения.

6. Моделирование солеотложения в скважине

Моделирование изменения солевой насыщенности попутно-добываемых вод позволяет прогнозировать потенциал солеотложения, интенсивность солеотложения в скважине, погружном насосном оборудовании, нефтесборных коллекторах. Для моделирования использовались разработанные программные средства, созданные на основе алгоритмов Дж. Е. Одда, М.В. Томпсона и Намиота. Моделирование учитывало ионный состав попутно-добываемой воды на конкретной скважине, изменение термодинамических условий и парциального давления CO_2 при движении скважинных флюидов в скважине, нагрев добываемых флюидов работающим погружным электродвигателем (ПЭД) центробежного насоса и другие параметры.

Результаты моделирования, иллюстрируемые зависимостями количества образующейся соли от глубины скважины (рис. 2) служат основой для выявления зон солеотложения и являются необходимой информацией для разработки мер по предупреждению солеобразования.

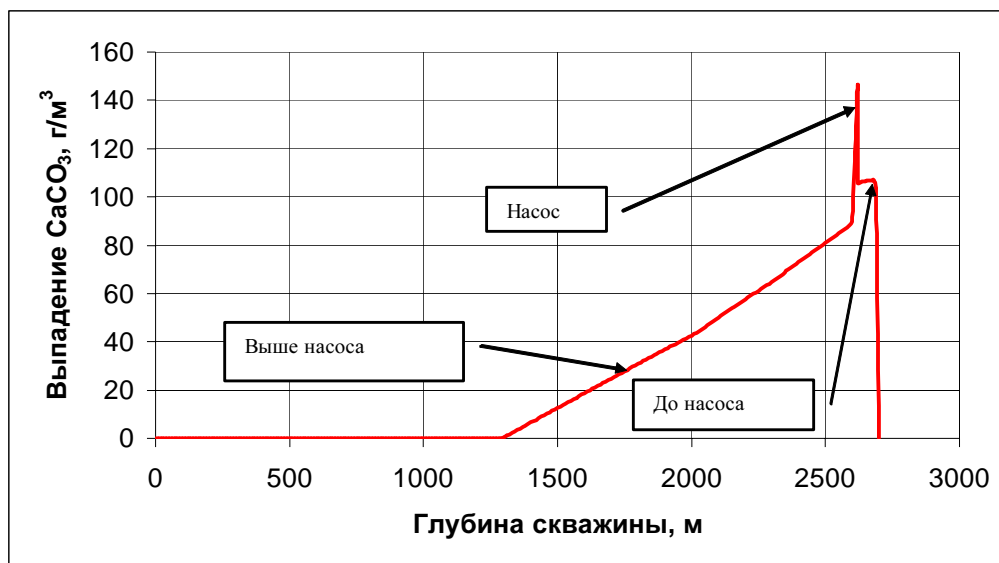


Рисунок 2. Солеобразование в зоне ЭЦН скважин Приобского (правый берег) месторождения

7. Технологии борьбы с солеотложением

Существующие технологии позволяют проводить работы как по удалению солеотложения в скважине, так и по его предупреждению. На месторождениях «НК «Роснефть» реализуются оба вида технологий, однако, приоритет в последние годы направлен на предотвращение солеотложения. Так в 2005 г. произошло снижение числа кислотных обработок УЭЦН по наиболее крупному нефтедобывающему предприятию «НК «Роснефть» - ОАО «Юганскнефтегаз» и увеличение количества скважин, оборудованных УДЭ, для постоянного дозирования ингибитора солеотложения в скважину.

Разработанная и реализуемая в «НК «Роснефть» методология борьбы с солеотложением, включающая практически все основные этапы МС, достаточно эффективна, но вместе с тем требует дальнейшего совершенствования, как в части моделирования и прогноза, так и в применяемых сегодня технологиях предупреждения солеотложения, особенно, в части защиты скважинного оборудования.

Накопленный опыт эксплуатации УЭЦН свидетельствует, что при их заглублении ухудшаются условия теплоотдачи ПЭДа и происходит интенсивный разогрев добываемых флюидов. В результате, снижается растворимость кальцита

– основного компонента солеотложения в скважинах Западно-Сибирского региона. Разгазирование также способствует выпадению кальцита из-за снижения содержания растворенного диоксида углерода в водной среде. При интенсификации солеотложения в зоне приема ЭЦН (рис. 2) с положительной стороны зарекомендовала себя технология постоянного дозирования ингибитора солеотложения в затрубное пространство скважины наземными дозирующими установками УДЭ.

Анализ работы осложненных скважин, оборудованных УДЭ, показал, что в среднем коэффициент увеличения наработки на отказ ЭЦН вырос более чем в 2 раза. Широкомасштабное применение технологии постоянного дозирования ингибитора солеотложения при помощи УДЭ позволило снизить количество солевых отказов.

Одним из факторов, осложняющих реализацию технологии постоянного дозирования ингибитора в затрубное пространство, является его коррозионная агрессивность. Были выявлены коррозионные разрушения НКТ и оболочки силового кабеля в затрубном пространстве некоторых ингибируемых скважин [11].

В настоящее время промышленностью производятся ингибиторы солеотложения с различной величиной рН товарных форм, а, следовательно, и различной коррозионной агрессивностью. Результаты испытаний коррозионной агрессивности некоторых ингибиторов солеотложения, представлены в табл. 3.

Результаты испытаний явно указывают на тенденцию роста коррозионной агрессивности ИС с понижением величины показателя рН раствора. В этой связи применение реагентов с низким рН среды увеличивает риск коррозионных разрушений скважинного оборудования.

Для защиты от солеотложения скважин расположенных в труднодоступных районах проходит испытание технология подачи ингибитора при помощи погружных контейнеров-дозаторов, подвешиваемых под ПЭД УЭЦН. Результаты испытаний позволят выявить границы применимости технологии и оптимизировать конструктивные характеристики дозаторов и состав ингибиторной композиции.

Таблица 3

Коррозионная агрессивность товарных форм ингибиторов солеотложения

Ингибитор солеотложения	Скорость коррозии, мм/год (г/м ² ×час)	рН товарной формы	Балл коррозионной активности товарной формы (ГОСТ 13819)	Степень агрессивного воздействия реагентов (РД 39-0147103-362-86)
	Товарная форма			
Акватек 511 М	0,03 (0,03)	8,30	4	слабоагрессивная
Antisel FC 85	0,11 (0,10)	7,30	6	среднеагрессивная
Азол 3010	0,45 (0,40)	6,11	6	среднеагрессивная
Сонсол 2001 А	0,15 (0,13)	8,10	6	среднеагрессивная

Число периодических обработок скважин ингибиторами солеотложения через затрубное пространство неизменно сокращается, что связано с высокими эксплуатационными затратами на периодический подвоз и закачку реагента, невозможностью регулировки эффективной дозировки ингибитора. Достаточно быстрое поступление закачиваемого в затрубное пространство скважины водного раствора ингибитора солеотложения требует четкого соблюдения графика ингибирования. Отсутствие возможности регулировки дозирования реагента зачастую значительно снижает эффективность ингибирования солеотложения.

Моделирование процесса солеотложения в скважинах на ряде месторождений свидетельствует о выпадении солей в призабойной зоне пласта и интервале «призабойная зона пласта - прием ЭЦН». В этом случае введение ингибитора на прием ЭЦН при помощи УДЭ малоэффективно.

На таких месторождениях с положительной стороны зарекомендовала себя технология закачки ингибитора солеотложения через систему ППД вместе с нагнетаемой в пласт водой. Применение данной технологии эффективно при воздействии через систему ППД одновременно на 5-6 солеотлагающих добывающих скважинах, характеризующихся устойчивыми гидродинамическими связями с нагнетательными скважинами [4]. В результате опытных обработок произошло снижение числа отказов ЭЦН по причине солеотложения, а их наработка выросла в 1,4 - 4,9 раза. Отмечался рост добычи нефти по солеотлагающим скважинам по сравнению с базовым уровнем, что связано как с общим снижением времени простоя, так и с ингибированием процесса солеобразования в порах водонасыщенной части продуктивного пласта и

призабойной зоны скважины. Испытания технологии показали, что период защиты от солеотложения очаговой зоны скважин от одной закачки ингибитора по данной технологии составляет не более 6-7 месяцев.

В настоящее время для ряда осложненных солеотложением месторождений «НК «Роснефть» выделены зоны для обработки скважин ингибитором через нагнетаемую в пласт воду на Приобском, Тарасовском, Барсуковском и Восточно-Янгтинском месторождениях.

Внедряется в производственную практику технология задавки ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта (технология SQUEEZE) [12, 13].

Реализация технологии предполагает проведение широкого комплекса исследований:

- тестирование ингибиторов солеотложения на пластовой воде;
- определение совместимости растворов ингибитора солеотложения с пластовой водой;
- исследование влияния дозировки выносимого ингибитора солеотложения на эффективность применяемых деэмульгаторов при подготовке нефти;
- исследование изменения коррозионной агрессивности скважинной продукции при содержании в ней ингибитора солеотложения в выносимой концентрации;
- исследование адсорбционно-десорбционных свойств ингибитора солеотложения в статических и динамических условиях на реальном керновом материале. Построение изотермы адсорбции;
- определение дизайна задавки. Моделирование скорости выноса ингибитора солеотложения от объема основной задавки, концентрации раствора ингибитора солеотложения, объема продавочной жидкости;
- разработка методического обеспечения задавки – составление Программы работ, определение потребности в технических средствах и химических реагентах для проведения задавки.

Проводимые в настоящее время работы по моделированию процесса задавки в ПЗП неводных ингибиторов солеотложения позволят избежать риска от возможного снижения продуктивности скважин при закачке растворов в пласт и, в перспективе, обеспечат защиту скважинного оборудования от солеотложения продолжительностью до 500 суток.

Заключение

Таким образом, развиваемая в «НК «Роснефть» система МС требует дальнейшего совершенствования в области прогноза солеотложения, приемов и методов контроля возможных рисков, экономического обоснования применяемых технологий. Вместе с тем, накопленный опыт применения технологий борьбы с солеотложением позволил определить критерии выбора скважин для наиболее эффективного применения основных технологий предупреждения солеотложения. Анализ проводимых работ по ингибированию солеотложения в скважинах ОАО «Юганскнефтегаз» позволил выработать основные рекомендации по минимизации рисков солеотложения и предложить программу по распространению технологий предупреждения солеотложения на другие осложненные месторождения «НК «Роснефть».

Литература

1. M. M. Jordan, E.J. Mackey, Scale control in deepwater fields: use interdisciplinary approach to control scale. World Oil, N9, 2005
2. E.J. Mackay, I.R. Collins, M.M. Jordan and N. Feasey, SPE 80385, PWRI: Scale Formation Risk Assessment and Management, SPE 5th International Symposium on Oilfield Scale, Aberdeen, 2003.
3. A.I. Voloshin, V.V. Ragulin, N.E. Tyabayeva, I.I. Diakonov, E.J. Mackay, SPE 80407 Scaling Problems in Western Siberia SPE 5th International Symposium on Oilfield Scale, Aberdeen, 2003
4. V. Ragulin, A. Mikhailov, O. Latipov, A. Voloshin, N. Tyabayeva, and E. Mackay, SPE 87461, Scale Management of Production Wells via Inhibitor Application in Supporting Injection Wells, 6th International Symposium on Oilfield Scale held in Aberdeen, 2004.
5. K. Bybee, Scale Cause in the Smorbukk Field, JPT, March, 2006, 71
6. F. Vassenden, O. Gustavsen, F.M. Nielsen, M.Rian and A.J. Haldoupis, SPE 94578, Why Didn't All the Wells at Smorbukk Scale in? SPE 7th International Symposium on Oilfield Scale, Aberdeen, 2005.

7. _____
8. Крайнов С.Р., Рыженко Б.Н. Анализ разрешающих возможностей прогнозных моделей техногенного изменения химического состава подземных вод, их оптимальное геохимическое содержание. // Геохимия. 2000. №7. С.691-703,
9. Рыженко Б.Н., Крайнов С.Р. Модель «порода-вода» как основа прогноза химического состава природных вод земной коры. // Геохимия. 2003. №9. С. 1002-1024
10. Рагулин В.В., Волошин А.И., Михайлов А.Г. Хлебников С.П. Исследование солеотложения в скважинах ОАО «НК «Роснефть»-Ставропольнефтегаз» и ОАО «НК «Роснефть»-Пурнефтегаз» и рекомендации для его предупреждения. - М.: Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть», № 1, 2006, с. 38-41.
11. Daminov A., Ragulin V., Voloshin A. Mechanism formations of corrosion damage of inter equipment in wells by continuous scale inhibitor dosing utilizing surface dosing systems. Testing scale and corrosion inhibitors, SPE 100476, The 3th International Symposium Oilfield Corrosion, Aberdeen, UK, 2006.
12. Graham, A.L., Boak, L.S., Neville, A. and Sorbie, K.S. How Minimum Inhibitor Concentration (MIC) and Sub-MIC Concentrations Affect Bulk Precipitation and Surface Scaling Rates, SPE 93311, SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, 2-4 February 2005.
13. Mackay, E.J., Al-Mandhari, S., Peacock, J. and Hammond, B. Improved Accuracy of Modelling for Optimisation of Squeeze Design, SPE 93375, SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, 2-4 February 2005.