

**К ВОПРОСУ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ НОВОЙ
КОМПОЗИЦИОННОЙ СИСТЕМЫ
ДЛЯ БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ**

Рустамов И.Ф., Гордеев Я.И.

ОАО «Верхнечонскнефтегаз»

Шихиева Л.А., Багиров О.Т.

Институт научных исследований ГНКАР

В статье рассмотрены вопросы образования отложений солей в эксплуатационных объектах в процессе добычи нефти. На примере анализа данной проблемы по ряду месторождений России, Азербайджана и Казахстана показано, что данная проблема особенно сильно проявляется на длительно разрабатываемых месторождениях. При этом отмечается, что к группе повышенного риска относятся скважины, эксплуатируемые УЭЦН.

Отмечается, что микробиологические процессы дополнительно осложняют проблему ввиду образования отложений сложного состава. Приведены основные причины процесса выпадения солей в призабойной зоне и безуспешности ряда геолого-технических мероприятий по реабилитации фильтрационно-емкостных свойств пласта в призабойной зоне. С целью повышения эффективности проводимых геолого-технических мероприятий предлагается технология обработки призабойной зоны на основе использования хлорида аммония (NH_4Cl) в комбинации с ПАВ.

Ключевые слова: солеотложения, обводнение, ПЗС-призабойная зона скважин, эксплуатация скважин с УЭЦН, отложения со сложным составом, ингибиторы, хлорид аммония

Отмечаемые в последние десятилетия, ухудшения в структуре запасов углеводородного сырья, объективно приводит к осложнению условий эксплуатации добывающих скважин. Это приводит к снижению коэффициента эксплуатации скважин, увеличению затрат на проведение вынужденных геолого-технических мероприятий, реализацию новых технико-технологических решений для достижения запланированных объемов добычи углеводородного сырья.

Анализ факторов осложняющих работу добывающих нефтяных скважин по месторождениям Азербайджана, России и Казахстана показывает, что основные осложнения при эксплуатации скважин связаны с механизированным фондом, хотя скважины эксплуатируемые фонтанным способом не являются исключением.

Почти в 75 процентах случаев имеет место совместное проявление различных видов осложнений связанных с солеотложением, водопроявлением, пескопроявлением, коррозией, изменением фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта (ПЗП) и т.д. Например: процессы отложения и обводнение скважин, перетоки (межпластовые, заколонные) и солеотложения, солеотложение и отложения тяжелых углеводородов, обводнение и механическая суффозия, ухудшение состояния призабойной зоны скважины по различным причинам и отложения, а также прочие осложнения сопряженные с изменением термобарических и газодинамических особенностей добываемой продукции.

Образование отложений солей приводит к снижению дебита скважин, преждевременному выходу из строя дорогостоящего оборудования и дополнительным ремонтам скважин, а в итоге - к ухудшению технико-экономических показателей нефтегазодобывающих предприятий.

Анализ показывает, что по скважинам СП «Азгернефть» (Азербайджан), СП «Варьеганнефть», НГДУ «Бузулукнефть», ОАО «Верхнечонскнефтегаз» (Россия) отложения солей существенным образом влияют на межремонтный период работы скважин, оборудованных УЭЦН: более 20 % установок, вышедших из строя, не отработали гарантийный срок - 1 год, на некоторых скважинах было произведено по два и более подземных ремонта, связанных с восстановлением работоспособности УЭЦН, а межремонтный период по ним варьирует в пределах 40 - 120 суток.

Образование отложений солей в рабочих органах ЭЦН и вызываемый ими износ является основной причиной как преждевременных выходов установок из строя, так и аварий, связанных с падением их на забой скважин [1] .

В условиях интенсивного отложения солей разрабатываются многие месторождения Урало-Поволжья, Башкортостана, Татарстана, Удмуртии и Оренбургской, Пермской, Самарской областях. Эта проблема также остро проявляется в пределах месторождений Апшеронского полуострова: Балаханы-Сабунчи-Романы, Сураханы-Карачухур, Гала, Биби-Эйбат, а так же Сиязанской моноклинали, находящихся на поздней стадии разработки. В составе отложений преобладают гипс, кальцит, барит. В виде примесей в отложениях встречаются сульфид железа,

твердые углеводородные соединения нефти, кварцевые и глинистые частицы породы, различные минералы и комплексные соединения.

Работы в направлении борьбы с отложениями солей можно условно разделить на две категории - превентивные, связанные с профилактикой возможного процесса отложения и мероприятия по «разрушению» уже образовавшихся твердых отложений.

Разработка своевременных и целесообразных превентивных мероприятий возможна уже на стадии изучения минерализованного состава пластовых вод по сводному разрезу залежей. Хотя такой подход и является необходимым, но в то же время этого недостаточно для решения проблемы ввиду постоянно изменяющейся газогидродинамической обстановки и геохимических изменений в сложной пластовой системе.

В настоящее время решение вопросов предотвращения солеобразования усложняется в связи с образованием в скважинах отложений солей сложного состава, содержащих в различных соотношениях сульфид железа. В составе отложений преобладают гипс, кальцит, барит. В виде примесей в отложениях встречаются сульфид железа, твердые углеводородные соединения нефти, кварцевые и глинистые частицы породы, пропитывающая скважинная жидкость [2]. Образование таких отложений является следствием не только сложных геохимических изменений в пластах и попутно-добываемых водах, но и микробиологических процессов в призабойной зоне пласта и скважинах. Микробиологические процессы дополнительно усложняют эксплуатацию скважин из-за образования сероводорода, приводящего к интенсификации коррозии оборудования и увеличению доли сульфида железа в осадках. Актуальность проблемы борьбы с отложениями солей сложного состава возрастает, поскольку фонд скважин, эксплуатация которых осложнена отложениями солей, постоянно увеличивается.

Как правило весь комплекс мероприятий по предупреждению и борьбе с солеотложениями можно подразделить на 3 категории : технико-технологические, физические и химические. Мероприятия технико-технологического характера в первую очередь предусматривают реализацию технологий по ограничению водопритоков, изоляцию обводненных пропластков в пределах слоистонеоднородных коллекторов, ликвидацию возможных перетоков, тщательное планиро-

вание мероприятий по водному воздействию с учетом особенностей пластовых вод и свойств закачиваемой воды, а также различные технические решения по регулированию динамических характеристик восходящего потока, использованию труб со специальными покрытиями и пр.

Среди физических методов следует отметить использование магнитных и электрических полей. Сюда же можно отнести и нанотехнологии на основе использования трибоэлектрически генерируемых ионизированных систем [3].

Химические методы предусматривают реализацию технологий по профилак- тике отложений на основе ингибирования скважинной продукции, а также мероприятия по ликвидации уже образовавшихся сульфатных и карбонатных от- ложений путем использования хим. реагентов и различных технологических жид- костей [4].

Одной из причин, снижающей эффективность работы добывающих сква- жин, является отложение солей непосредственно в призабойной зоне пласта и для их ликвидации альтернативы химическим методам нет. Однако в ряде случаев эффективность этих мероприятий бывает очень низкой, а порой и безрезультат- ной, в связи с чем эти операции относят к разряду безуспешных. Проблема осо- бенно остро проявляется на многопластовых и длительно разрабатываемых место- рождениях. В качестве примера отметим продуктивную толщу месторождения Сураханы, состоящую из 3-х базовых горизонтов общей мощностью 1570 м. В пределах базовых горизонтов разрабатываются многочисленные самостоятель- ные эксплуатационные объекты. Достаточно отметить, что Балаханская свита продуктивной толщи представлена 12-ю самостоятельными объектами с различ- ными по физико-химическим свойствам пластовыми жидкостями, величинами пластового давления и прочими показателями. Большинство скважин действующего фонда сильно обводнена. Обводненность продукции по ряду скважин до- ходит до 95 %.

По НГДУ «Бузулукнефть» с обводненностью 80-90 % работает 130 сква- жин, т.е 16 % от всего действующего фонда и 163 скважин с обводненностью бо- лее 90 % - 20 % от действующего фонда (рис. 1) и доля этого фонда постоянно увеличивается.

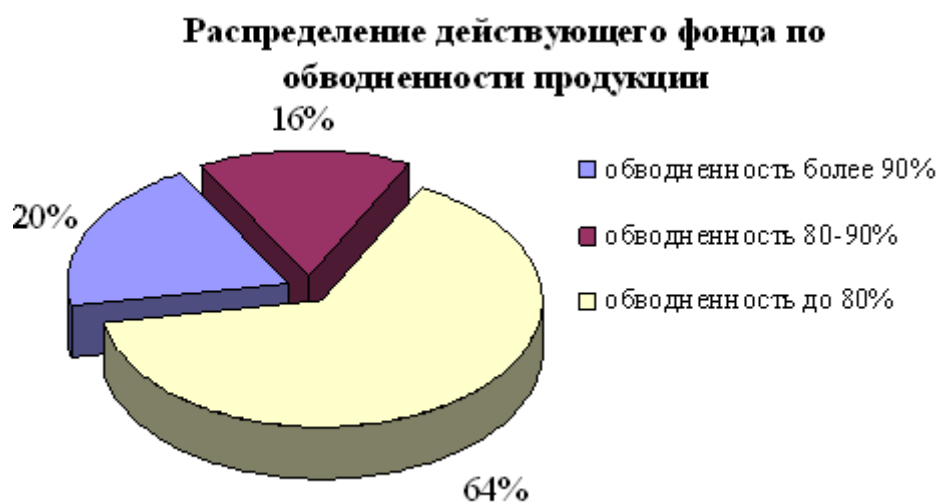


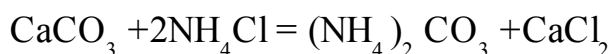
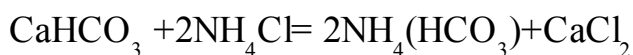
Рисунок 1

По среднестатистическим данным, при обводненностях свыше 30 % проблема солеотложения уже приобретает особую остроту в пределах объектов эксплуатации НГДУ «Сураханынефть», «Биби-Эйбатнефть» и «Сиязыннефть».

Межпластовые перетоки, имеющие место на некоторых участках, законные перетоки, прорыв закачиваемой воды по сильно дренированным участкам к забоям добывающих скважин, появление в воде сульфат редуцирующих бактерий, резкое изменение термобарической обстановки в ПЗС - вот далеко не полный перечень причин образования сложных солевых отложений в призабойной зоне скважин. Обычно встречаются две группы отложений: карбонатные и сульфатные. Это как правило карбонаты, бикарбонаты, сульфаты щелочных и щелочно-земельных металлов (как правило кальция, магния, бария, стронция), и другие более сложные неорганические соединения сульфатов или карбонатов, а также комплексные соединения составных минеральных включений пластовых вод. Для борьбы с такого рода осложнениями предложены различные составы, позволяющие разрушать сложные минеральные образования в призабойной зоне скважин. Однако эффективность их в ряде случаев бывает несколько низкая ввиду того, что на поверхности этих отложений часто образуются адсорбционные пленки углеводородов, ухудшающие контакт закачиваемой технологической жидкости с продуктом отложения. Последнее имеет место ввиду изменения фазовой

проницаемости для воды в зоне кольматированных участков и передислокации потоков в нефти и водонасыщенных областях призабойной зоны [5,6].

С целью повышения эффективности проводимых геолого-технических мероприятий по улучшению фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов призабойной зоны пласта нами предложена технология обработки призабойной зоны (ОПЗ) на основе использования хлорида аммония (NH_4Cl) в комбинации с ПАВ. Технология предполагает предварительный отмыв с поверхности отложений тяжелых углеводородных включений с последующей закачкой растворителя. При взаимодействии хлорида аммония с карбонатными включениями отложений происходят следующие реакции:



Образующийся при этих реакциях осадок CaCl_2 хорошо растворяется в воде и выносится потоком на поверхность.

С целью изучения влияния нефтяной пленки на эффективность процесса проникновения химреагента к поверхности отложения и растворения последней проведены предварительные исследования по подбору оптимальных концентраций реагентов и изучена возможность осуществления технологии ОПЗ на основе предварительного отмыва адсорбционных углеводородных пленок с поверхности отложений с последующей прокачкой хлорида аммония. Исследования проводились в следующей последовательности. Вначале на поверхности пластин одинакового размера, при идентичных условиях, создавались модели карбонатных отложений. Далее пластинки с искусственно созданными карбонатными отложениями помещались в нефть и этим самым на их поверхности создавалась углеводородная пленка. Для изучения нефтewымывающей способности растворов ПАВ при различных температурных и динамических режимах, модельные

образцы помещались в приготовленные растворы сульфанола различной концентрации. Эффективность отмыва оценивалась по массе образца до и после процесса.

На рисунке 2 представлена изотермы зависимости эффективности процесса отмыва нефтяной пленки от концентрации сульфанола. В результате этой серии экспериментов было выявлено, что для условий температуры 50 °С оптимальная концентрация составляет 0,05 %. При температуре 25 °С оптимальная концентрация составляет 0,07 %.

Дальнейшие исследования предусматривали оценку диапазона оптимальных концентраций хлорида аммония по параметру остаточной величины адсорбированного отложения.

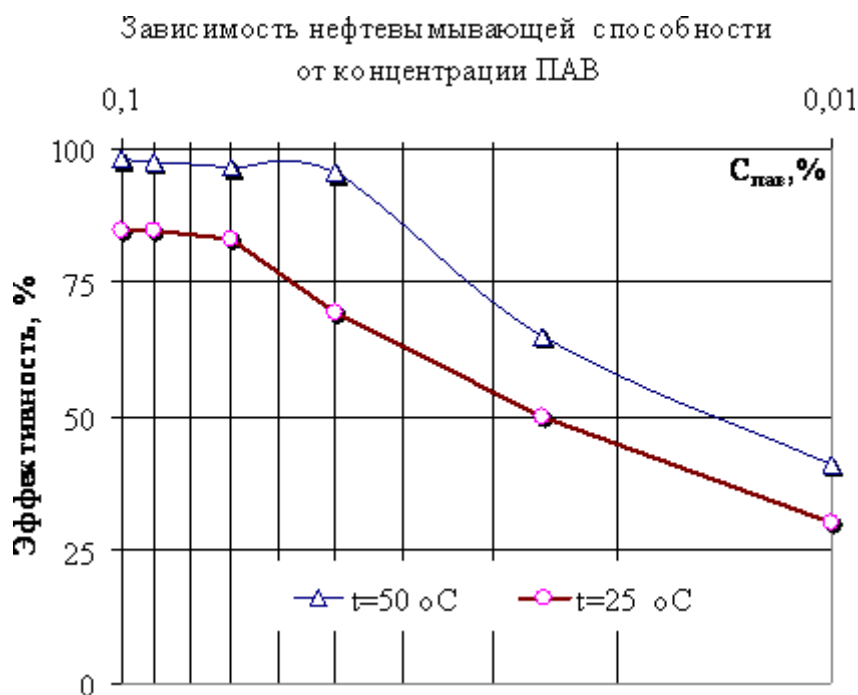


Рисунок 2

Результаты этих исследований (рис. 3) показывают, что наиболее приемлимым является раствор хлорида аммония с объемным содержанием основного вещества в 4 %. При этом в течении 8 часов отложения практически полностью разрушаются (рис. 4).

Анализ кинетики процесса растворения показывает, что наиболее интенсивное растворение имеет место в течении первых двух часов.

Для количественной оценки кинетики процесса растворения был введен параметр E , характеризующий скорость потери массы отложения за каждый дискретный промежуток времени (рис. 4):

$$E = M_i / \Delta T,$$

где: $M_i = M_i - M_{i-1}$,

M_i - общая масса растворенного отложения на момент времени T в процентах от общей массы отложения определенная по результатам гравиметрических измерений

M_{i-1} - общая масса растворенного отложения на момент времени $(T-1)$ в процентах от общей массы отложения определенная по результатам гравиметрических измерений.

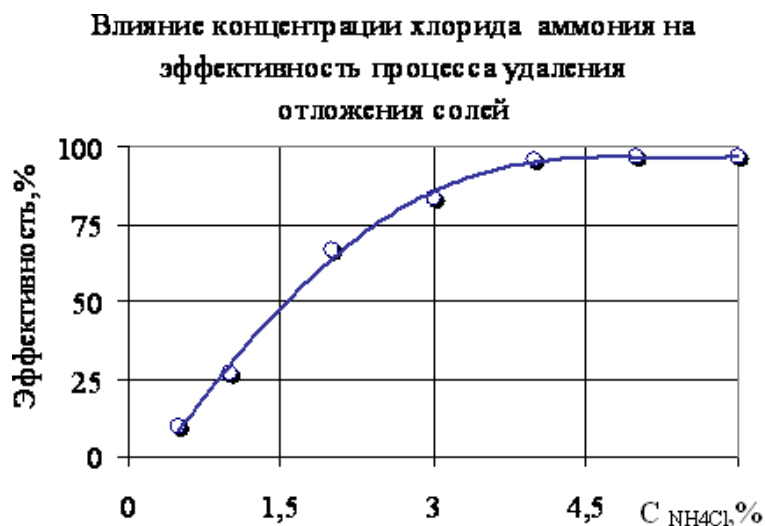


Рисунок 3

Как видно из рисунка 4, после 2-часового интенсивного реагирования происходит стабилизация скорости растворения и последующее разрушение отложения характеризуется постоянством скорости перехода твердого осадка в раствор. Завершается процесс относительно медленным темпом растворения твердого отложения.

С целью изучения особенностей изменения фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов в процессе реализации предлагаемой технологии, проведены экспериментальные исследования на моделях различных пористых сред.

Исследования проводились на линейных моделях пористых сред с выдержанными условиями моделирования.



Рисунок 4

Длина и диаметр каждой колонки составили соответственно 1,7 и $4,4 \cdot 10^{-2}$ м. Размеры колонки составили, соответственно: длина - 1,7 м., диаметр - $4,4 \cdot 10^{-2}$ м. Пористая среда была составлена из кварцевого песка с идентичной фракцией пластовых минеральных солей приготовленных из продуктов естественного отложения солей на поверхности насосно-компрессорных трубах. Предварительно определялись объем порового пространства и проницаемости моделей пласта по воздуху и нефти. Определению проницаемости пористых сред по нефти предшествовал процесс их насыщения углеводородной жидкостью. После этого производились операции по вытеснению нефти предлагаемыми составами. С этой целью в первую колонку подавался раствор 4 %-го хлорида аммония, а во вторую - последовательно: оторочка 0,05 %-го раствора сульфанола и раствор 4 %-го хлорида аммония в равных соотношениях. Объемы закачиваемых технологических жидкостей составили 10, 50, 100, 150 и 200 % от объема порового пространства модели пласта. Исследованиями установлено, что наилучший результат достигается при закачке предлагаемой технологической системы в количестве 100-150 % объема пор.

По результатам экспериментальных исследований была произведена оценка эффективности использования предлагаемых составов. В качестве критерия эффективности использовался параметр относительного изменения проницаемос-

тей идентичных пористых сред (E) после прокачки 4 %-го раствора хлорида аммония и этого же раствора с оторочкой 0,05 %-го раствора сульфанола. Этот параметр по сути характеризует удельный технологический эффект (рис. 5). Как видно из рисунка, наилучший результат достигается при использовании 0,05 %-го раствора сульфанола и 4 %-го раствора хлорида аммония в процессе их закачки по 50 % процентов, каждого, от объема пор.

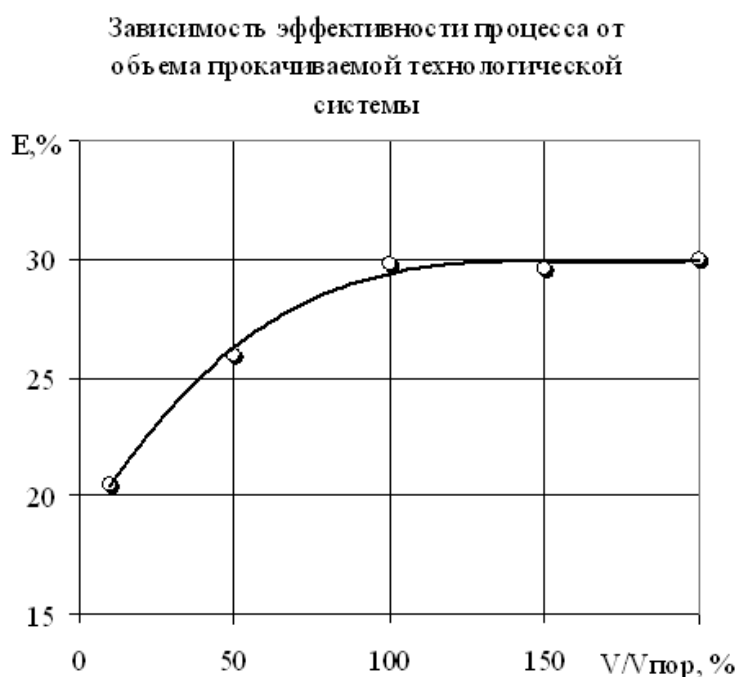


Рисунок 5

Предложенная технология была апробирована на 5 скважинах ОАО «Верхнечонскнефтега» и 4-х скважинах НГДУ «Сураханынефть» ГНКАР. В результате очистки призабойной зоны скважин предложенным методом в течении более 4 месяцев, дебиты скважин увеличились на 20-25 %. В течении отмеченного периода были полностью исключены отказы в работе подземного оборудования, а по 2-м скважинам НГДУ «Сураханынефть», где традиционно применялись мероприятия по дозированию добываемой продукции фосфорорганическим реагентом, в течении 3 месяцев были приостановлены профилактические мероприятия по ингибированию потока.

Литература

1. Маринин Н.С., Ярышев Т.М., Минайлов С.А. и др. Методы борьбы с отложениями солей. М.: Издательство ВНИОЭНГ, 1980. 36 с.
2. Хеманта Мукерджи. Производительность скважин. Руководство. 2-ое изд. - М.: 2001. 172 с.
3. Гумбатов Г.Г., Багиров О.Т., Сарыев С.К., Шихиев М.Н. Регулирование техногенных процессов для повышения добывных возможностей скважин. -Баку: «Мариф», 2002. 397 с.
4. Малахов А.И. Использование химических реагентов в технологических процессах добычи, сбора и подготовки газа. - Уфа: УГНТУ, 2003. 48 с.
5. Халадов А.Ш. Повышение эффективности удаления асфальтосмолистых и парафиновых отложений при добыче нефти с большими перепадами температур в фонтанном лифте. Автореферат диссертации на соиск. уч.степ. канд.техн. наук.- Уфа, УГНТУ , 2002. 14 с.
6. Логинов Б.Г., Малышев Л.Г., Гарифуллин Ш.С. Руководство по кислотным обработкам скважин. -М.: «Недра», 1966. 219 с.