

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ КОРРОЗИИ И СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ ИНГИБИРУЮЩИМИ ПЕННЫМИ СИСТЕМАМИ В СКВАЖИНАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЕВЕРО-ЗАПАДА БАШКОРТОСТАНА

На поздней стадии разработки нефтяных месторождений Башкортостана эксплуатация скважин сопровождается коррозией и образованием отложений солей в подземном оборудовании. Изучение элементного состава отложений с помощью энергодисперсионного рентгеновского спектрометра «*Mini Pal*» позволило уточнить минеральный состав осадков. Традиционные способы борьбы с коррозией и солеотложением недостаточно эффективно защищают межтрубное пространство скважин. Разработан и испытан принципиально новый способ защиты оборудования, заключающийся в закачке в межтрубное пространство ингибирующей композиции во вспененном виде. Испытания предложенной технологии на Арланском месторождении выявили закономерности изменения скорости коррозии после обработок. Проведение обработок обеспечило увеличение периода эффективной защиты в 2,3-2,9 раза. Использование азота в качестве вспенивающего агента делает предложенную технологию промышленно безопасной и экологически чистой.

At the late stage of Bashkortostan's oil field development, well operation is accompanied by corrosion and salt accumulation in the underground equipment. The study of the elemental composition of accumulations and deposits conducted with the help of a «*Mini Pal*» energy-dispersion X-ray spectrometer allowed to define more accurately the mineral composition of precipitates. Conventional techniques of corrosion and salt accumulation control do not allow to effectively protecting the annular space of wells. A fundamentally new method of equipment protection has been designed and tested that consists in the injection of a corrosion and salt accumulation inhibiting composition in a foamed form in the annular space. Tests of the proposed technology conducted in Arlanskoe field allowed to establish the mechanisms of changes in corrosion rate after treatments and to work through the treatment technology. The carrying out of treatments provided the increase of the effective protection period by 2,3-2,9 times. The use of nitrogen as a foaming agent makes the technology commercially safe and pollution-free.

На поздней стадии разработки месторождений северо-запада Башкортостана эксплуатация скважин сопровождается коррозией и образованием отложений неорганических солей в насосном оборудовании и эксплуатационной колонне. Для определения элементного состава были отобраны пробы отложений, образовавшихся в нефтепромысловом оборудовании. Исследования элементного состава проводились на энергодисперсионном рентгеновском спектрометре «*Mini Pal*» фирмы «*Philips*».

Обобщение результатов позволяет судить о минеральном составе отложений. В

настоящий период разработки на большинстве залежей этого региона образуются отложения, содержащие сульфид железа, гипс, кальцит, а в качестве примесей галит, механические частицы глины и песка, углеводородные компоненты нефти, выпадающие в виде твердой фазы [2, 3].

В скважине можно выделить несколько зон образования отложений солей и сульфида железа (рис.1):

- межтрубное пространство эксплуатационной колонны и насосно-компрессорной трубы (НКТ) от устья скважины до уровня жидкости;

- зону нефти от динамического уровня до приема насоса;
- интервал эксплуатационной колонны от приема насоса до забоя.

Отложения солей могут формироваться в призабойной зоне пласта (ПЗП), а при перекачке перенасыщенных растворов и в губинном насосе, и на внутренней поверхности НКТ.

Проводимые мероприятия по предупреждению солеотложений позволяют обеспечить надежную защиту оборудования от образования отложений на всем пути движения жидкости от призабойной зоны 5 к интервалу 4, в насосном оборудовании 7 и на НКТ. Но при существующих технологиях недостаточно эффективно обеспечивается защита оборудования в зонах 1 и 3 [1, 2].

Активной, с точки зрения образования сульфидов железа, является зона 3, где металл контактирует со столбом сероводородсодержащей нефти.

В настоящее время для защиты от солеотложений и коррозии применяются периодические прокачки различных ингибиторов в межтрубное пространство. Однако эффективность таких прокачек не высока. Это объясняется, главным образом, значительной разницей между плотностью нефти в межтрубном пространстве скважины ($750-850 \text{ кг}/\text{м}^3$) и плотностью ингибиторов ($910-960 \text{ кг}/\text{м}^3$). По этой причине ингибитор быстро «проваливается» сквозь слой нефти в межтрубном пространстве на прием насоса и за короткое время выносится из скважины. Так как ингибитор не успевает в полной мере диспергироваться в затрубной нефти, продолжительность требуемого защитного эффекта не превышает 30 сут и до 80 % ингибиторов расходуется неэффективно [1, 2].

В связи с этим разработан новый способ защиты от коррозии и солеотложений внутриставажинного оборудования [1]. Сущность способа заключается в том, что в затрубное пространство скважины подается ингибирующая композиция в составе мелкодисперсной высокоустойчивой азотсодержащей пены [4].

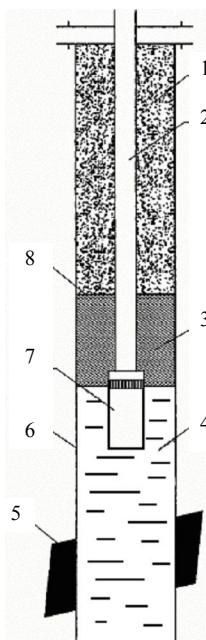


Рис.1. Схема скважины с зонами отложения солей сложного состава с сульфидом железа [2]

1 – нефтяной газ, сероводород, углекислый газ, пары воды; 2 – колонна НКТ; 3 – слой нефти; 4 – пластовая жидкость с сероводородом; 5 – продуктивный пласт; 6 – эксплуатационная колонна; 7 – электроцентробежный насос с приемным фильтром; 8 – динамический уровень

Обработка скважины производится в следующей последовательности (рис.2). Перед обработкой газ из межтрубного пространства скважины стравливается. Композиция подается в пеногенератор от УНЦВ через шланг подачи. Азот из баллона поступает через шланг. Баллон с азотом транспортируется и при обработке находится на

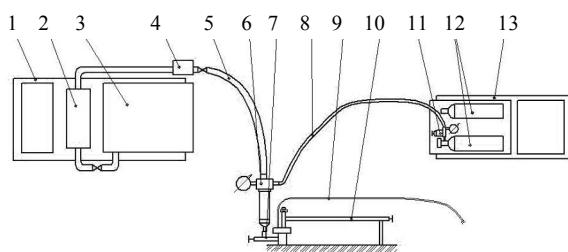


Рис.2. Схема размещения оборудования при обработке скважины вспененной ингибирующей композицией

1 – УНЦВ 32 × 4; 2 – подпорный насос НБ-32; 3 – цистерна; 4 – ультразвуковой расходомер типа «Панаметрикс»; 5 – шланг подачи композиции в пеногенератор; 6 – пеногенератор с манометром; 7 – затрубная задвижка; 8 – шланг подачи азота в пеногенератор; 9 – кабель УЭЦН; 10 – выкидная линия скважины; 11 – редуктор давления; 12 – баллон с азотом; 13 – автомобиль УАЗ «Терминал»

специальной подставке, установленной в кузове автомобиля. Давление азота, поступающего в пеногенератор регулируется редуктором давления и контролируется установленным на редукторе манометром. Процесс получения пены начинается включением в работу подпорного насоса НБ-32, отбирающего мощность от раздаточной коробки автомобиля. Получение пены требуемой дисперсности и кратности производится в пеногенераторе. Затем вспененная ингибирующая композиция подается в межтрубное пространство скважины. Давление закачки контролируется установленным на пеногенераторе манометром. Поры скважинной продукции отбираются из выкидной линии арматуры ЭЦН через пробоотборник. Содержание сероводорода в продукции определяется йодометрическим способом, а скорость коррозии – электрохимическим методом с помощью прибора типа «Моникор».

Вспененная ингибирующая композиция способна длительное время сохранять свою структуру и обеспечивать защиту подземного оборудования, контактируя с поверхно-

стью НКТ и эксплуатационной колонны. Защита межтрубного пространства скважины в интервале от уровня жидкости до приема насоса, а также самого насоса и внутренней поверхности НКТ обеспечивается за счет постепенного поступления жидкой фазы ингибирующей композиции по мере разрушения пены.

Испытание метода защиты подземного оборудования от коррозии и отложения солей [1] проводилось в Арланском управлении добычи нефти и газа.

В октябре 2004 и 2005 гг. проведено по 10 обработок скважин с проведением промысловых исследований. На рис.3 показан характер изменения скорости коррозии v_k после обработки скважин 1731, 7291, 7575. По фактическим значениям скорости коррозии получены эмпирические зависимости изменения скорости коррозии во времени (начальный отсчет времени 12-15 сут после обработки). Анализ зависимостей показал, что наиболее точно изменение скорости коррозии во времени отвечает полиномиальным уравнениям второго порядка.

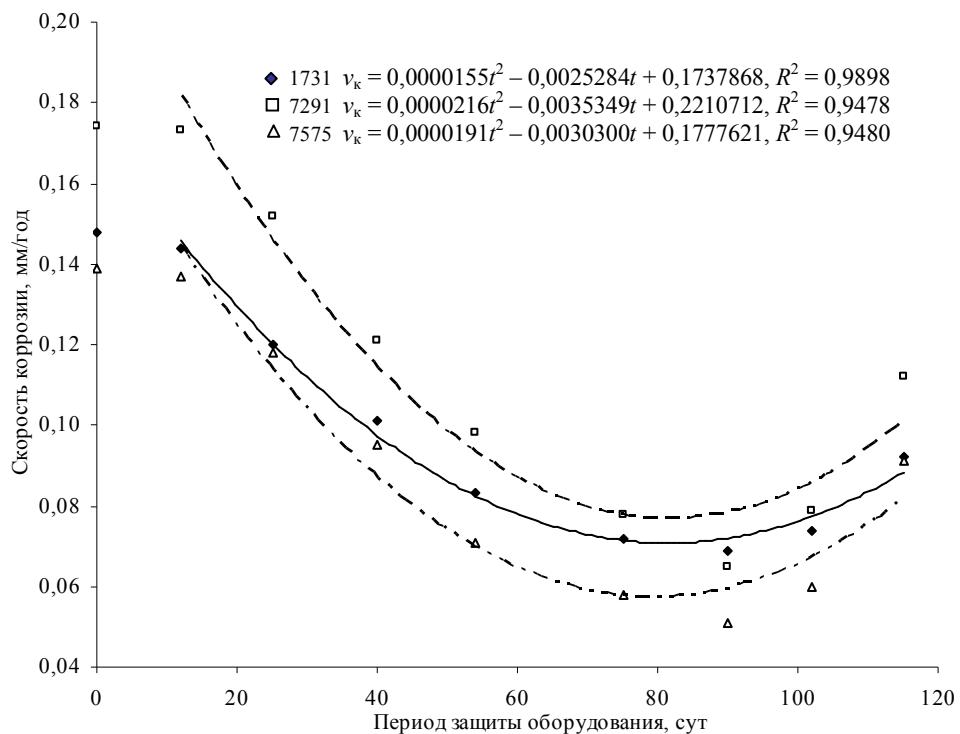


Рис.3. Изменение скорости коррозии после обработки скважин 1731, 7291, 7575 вспененной ингибирующей композицией

t – время после обработки скважины, сут; R^2 – коэффициент корреляции

Сопоставление графических зависимостей с опытными промысловыми данными показывает высокую сходимость фактических результатов с расчетными. Коэффициенты множественной корреляции R^2 изменяются в пределах 0,78-0,99 [4]. По результатам проведенных испытаний получена универсальная зависимость для данной выборки

$$v_k = 0,0000212t^2 - 0,00338t + 0,1967692.$$

Множественный коэффициент корреляции для полученной зависимости $R^2 = 0,84$. Учитывая высокую степень аппроксимации полученной зависимости ее можно рекомендовать для прогнозирования периода защиты подземного оборудования от коррозии и определения времени проведения последующей обработки скважины по аналогичной технологии.

Максимальная степень защиты оборудования от коррозии по проведенным обработкам 71,4-81,4 %, а средняя продолжительность защиты 72-96 сут, что в 2,3-2,9 раза больше, чем при традиционно применяемой обработке ингибиторами коррозии. Проведенные испытания позволили отработать технологию обработок, усовершенствовать установку для закачки вспененной ингибирующей композиции и показали перспективность применения данного метода защиты межтрубного пространства скважин от коррозии и солеотложений. При-

менение в качестве вспенивающего агента азота делает технологию обработки промышленно безопасной и экологически безвредной.

Обобщение результатов обработок и технологии их проведения с учетом соблюдения техники безопасности и охраны природы позволило разработать и внедрить стандарт организации СТО 03-187-2005 «Технологический регламент по применению ингибирующих композиций в составе азотсодержащей пены для обработки скважин, осложненных коррозией подземного оборудования и отложениями солей сложного состава, на месторождениях ОАО «АНК “Башнефть”» от 17 апреля 2006 г.

ЛИТЕРАТУРА

1. Защита оборудования скважины от коррозии и отложения солей ингибирующими композициями в составе азотсодержащих пен / Р.Ф.Габдуллин, Р.Р.Мусин, Ю.В.Антипин, Н.Р.Яркеева, Б.Р.Гильмутдинов, С.В.Дорофеев // Нефтяное хозяйство. 2005. № 7. С.102-105.
2. Кацавцев В.Е. Солеобразование при добыче нефти / В.Е.Кацавцев, И.Т.Мищенко. М.: Орбита-М, 2004. 432 с.
3. Определение элементного состава сложных осадков, образовавшихся в нефтепромысловом оборудовании / Ф.С.Гарифуллин, С.В.Дорофеев, А.М.Шайхулов, М.Х.Файзуллин, Р.Ф.Сергеева, Б.Р.Гильмутдинов // Нефтяное хозяйство. 2005. № 11. С.68-69.
4. Повышение эффективности эксплуатации скважин при добыче сероводородсодержащей продукции / Ю.В.Антипин, Б.Р.Гильмутдинов, Р.Р.Мусин // Нефтяное хозяйство. 2006. № 12. С.118-120.

Научный руководитель проф. Ю.В.Антипин