

ФИЗИЧЕСКИЕ И ХИМИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ ГОРНОГО ПРОИЗВОДСТВА

УДК 622.276

DOI: 10.21440/0536-1028-2018-1-90-98

ИНГИБИТОРНАЯ ЗАЩИТА УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ В УСЛОВИЯХ, ОСЛОЖНЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯМИ СОЛЕЙ И КОРРОЗИЕЙ

ШИШЛЯНИКОВ Д. И., ЗВЕРЕВ В. Ю., ЛИГИНЬКОВА Я. С.

Выполнен анализ статистической информации по осложненному фонду скважин ООО «Лукойл-Пермь». Показано, что одними из наиболее распространенных осложняющих факторов на промыслах компании являются солеотложения и коррозия глубинно-насосного оборудования. Приведены основные сведения о видах коррозионного поражения и причинах развития солеотложений на элементах установок электроцентробежных насосов. Указывается, что повышение наработки и снижение количества аварийных отказов установок в условиях, осложненных отложениями солей и коррозией, возможно при использовании ингибиторной защиты насосного оборудования. Доказано, что наиболее рентабельным и рациональным способом дозирования ингибиторов в скважину является использование скважинных погружных контейнеров. Основные типы и принцип работы скважинных контейнеров рассмотрены на примере изделий, выпускаемых АО «Новомет-Пермь». Даны рекомендации по подбору контейнеров с различными типами ингибиторов.

Ключевые слова: установка электроцентробежных насосов; осложненные условия нефтедобычи; скважинный контейнер; ингибитор; защита оборудования.

В себестоимости скважинной добычи нефти с использованием установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) затраты на преодоление осложняющих факторов составляют 25–50 % от эксплуатационных затрат [1]. Развитие процессов коррозии и солеотложений зачастую приводит к преждевременным отказам УЭЦН, уменьшая наработку установок ниже гарантийных сроков.

Нефтедобывающими предприятиями и заводами-изготовителями нефтепромыслового оборудования разрабатываются и осуществляются технические мероприятия по снижению отрицательного влияния осложнений на процессы добычи, сбора, подготовки и транспортировки нефти. Эти мероприятия, как правило, имеют комплексный характер и предусматривают адаптацию промышленного оборудования к работе в условиях воздействия осложняющих факторов, а также предупреждение и периодическое устранение осложняющих факторов [2].

Из известных методов предупреждения солеотложений и снижения интенсивности коррозии скважинного оборудования при добыче нефти наиболее техноло-

Шишляников Дмитрий Игоревич – кандидат технических наук, доцент кафедры горной электромеханики. 614990, г. Пермь, Комсомольский просп., 29, Пермский национальный исследовательский политехнический университет. E-mail: 4vatjag@mail.ru

Зверев Валерий Юрьевич – аспирант кафедры горной электромеханики. 614990, г. Пермь, Комсомольский просп., 29, Пермский национальный исследовательский политехнический университет. E-mail: zvva92@mail.ru

Лигинькова Яна Сергеевна – студентка кафедры нефтегазового дела. 614990, г. Пермь, Комсомольский просп., 29, Пермский национальный исследовательский политехнический университет. E-mail: Kamenskiyh@gmail.com

гичным и экономически целесообразным является химический метод, который реализуется посредством применения ингибиторов [1]. Актуальной задачей является разработка эффективных способов дозирования ингибитора к работающей УЭЦН.

Осложненный фонд скважин ООО «Лукойл-Пермь». В настоящее время осложненный фонд скважин ООО «Лукойл-Пермь» составляет 68,7 % от общего количества скважин действующего фонда. Первое место в структуре осложняющих факторов занимают асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО): на осложненные АСПО скважины приходится 70 % осложненного фонда. Доля скважин, разработка которых сопровождается интенсивной коррозией глубинно-насосного оборудования, составляет 17 % (377 единиц); скважины с солеотложениями – 2 % (44 скважины) [2].

В соответствии с внутренними нормативными документами ООО «Лукойл-Пермь», добывающие скважины относят к коррозионному фонду при обводненности продукции выше 60 %, минерализации пластовой воды выше 10 г/л, содержании в пластовой воде растворенного сероводорода более 10 мг/л, углекислого газа – более 40 мг/л и сульфатвосстанавливающих бактерий (СВВ) – более 1 кл/мл. Основными видами коррозионных поражений внутрискважинного оборудования являются язвенная коррозия внутренних стенок насосно-компрессорных труб, корпусов погружных электродвигателей УЭЦН; локальная коррозия отдельных элементов электроцентробежных насосов, вызванная действием агрессивной микрофлоры (сульфатвосстанавливающих, углеводородокисляющих и других видов бактерий), блуждающих токов и т. д.

Причиной солеобразования при добыче нефти является превышение концентрации соли в пластовой жидкости C_i над равновесной концентрацией C_{ip} :

$$C_i > C_{ip}. \quad (1)$$

Неравенство (1) может выполняться вследствие увеличения концентрации соли в пластовой жидкости, а также при изменении растворимости соли, что имеет место при нестабильности внешних условий, таких как температура или давление [3]. Повышение температуры пластового флюида возможно вследствие нагрева при работе погружного электродвигателя УЭЦН. При этом из пластовой жидкости выделяется углекислый газ, а образующийся в результате распадов бикарбонатов нерастворимый кальцит осаждается на рабочих органах насоса.

Также одной из распространенных причин образования солей на элементах УЭЦН являются гидрохимические и микробиологические процессы, протекающие при смешении пластовых и закачиваемых вод. Растворение минералов и газов в воде при прохождении через пласт обуславливает увеличение концентрации солеобразующих ионов или изменение pH воды, заражение пластов специфическими бактериями, что и приводит к отложению гипсов, кальцитов, сульфидов [4].

На промыслах ООО «Лукойл-Пермь» в отношении большинства скважин, отнесенных к осложненному фонду по коррозии и солеотложениям, применяется ингибиторная защита. Часть скважин, химическая обработка которых признана нецелесообразной, оснащается глубинно-насосным оборудованием в коррозионно-стойком исполнении [2].

Основные способы ингибиторной защиты элементов УЭЦН, применяемые на промыслах ООО «Лукойл-Пермь». В основе механизма действия ингибиторов солеотложений лежат адсорбционные процессы. Сорбция поверхностью частиц солей молекул ингибитора сопровождается образованием устойчивых соединений, при этом ингибиторы подавляют дальнейший рост зародышевых кристаллов гипса,

кальцита и других малорастворимых солей. Образовавшиеся адсорбционные слои препятствуют не только соединению кристаллов, но и их прилипанию к поверхностям оборудования и труб, что обеспечивает унос частиц солей потоком пластовой жидкости на поверхность [1].

Действие ингибиторов коррозии обусловлено изменением состояния поверхности металла вследствие адсорбции реагента или образования с катионами металла труднорастворимых соединений. Защитные слои, создаваемые ингибиторами коррозии, всегда тоньше наносимых покрытий. Способностью замедлять коррозию металлов в агрессивных средах обладают многие неорганические вещества. Ингибирующее действие этих соединений обуславливается присутствием в них катионов (Ca^{2+} , Zn^{2+} , Ni^{2+} , As^{3+} , Sb^{3+}) или анионов (CrO_4^{2-} , $\text{Cr}_2\text{O}_7^{2-}$, NO_2^- , SiO_3^{2-} , PO_4^{3-}). Кроме того, для борьбы с микробиологической коррозией глубинно-насосного оборудования используются бактерицидные реагенты, нейтрализующие тионовые, сульфатвосстанавливающие, нитрофицирующие и железобактерии [1, 5].

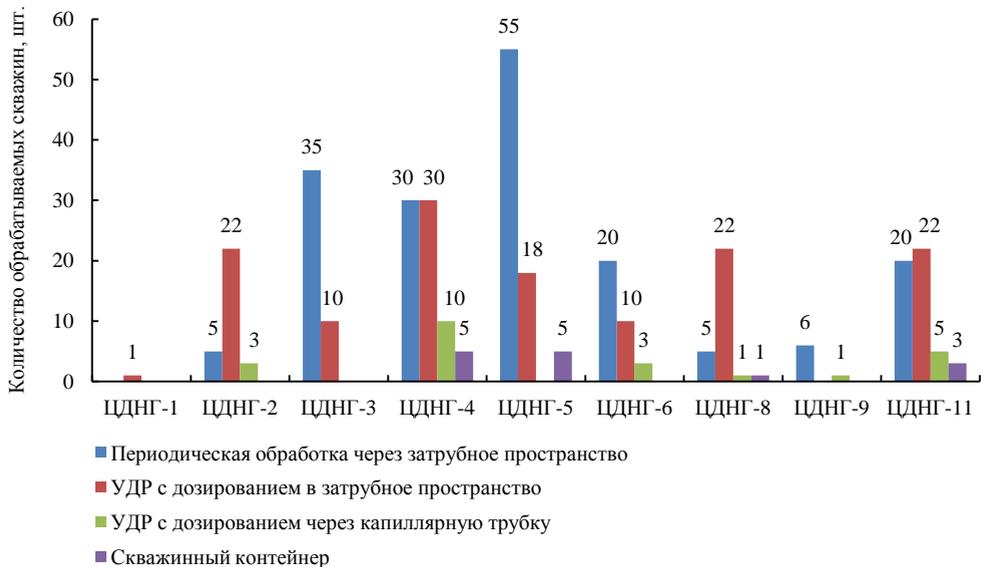


Рис. 1. Распределение добывающих скважин по видам обработок ингибиторами коррозии

На промыслах ООО «Лукойл-Пермь» применяют следующие способы подачи реагентов к работающей УЭЦН (рис. 1) [2]:

– закачка ингибитора в затрубное пространство – периодическая «ручная» обработка 1–3 раза в месяц и постоянная подача ингибитора с помощью устьевых установок дозирования реагента (УДР);

– установка поверхностных дозаторов с капиллярной трубкой на устье скважины;

– применение погружных контейнеров.

Периодическая закачка ингибитора коррозии в затрубное пространство применяется на 55 % скважин осложненного фонда ООО «Лукойл-Пермь». Данный способ рекомендуется использовать только при высоких динамических столбах, иначе реагент быстро выносится потоком жидкости, что обуславливает существенное снижение эффективности мероприятий по защите скважинного оборудования [1]. Корректировка периодичности обработки скважин осуществляется по результатам контроля за выносом реагента.

До 30 скважин в каждом цехе добычи нефти и газа (ЦДНГ) защищается с использованием УДР, которые осуществляют непрерывную подачу ингибитора в затрубное пространство. Как правило, такие УДР не обеспечивают защиту погружных электродвигателей УЭЦН от отложения солей, а поскольку подача ингибитора осуществляется в зону скважины с уже развитым процессом солеотложения, то данный способ характеризуется высокими материальными затратами на ингибитор ввиду повышенной эффективной дозировки. Альтернативой является использование УДР с капиллярной трубкой, доставляющей ингибитор на прием насоса, что позволяет существенно снизить расход ингибитора, однако при этом значительно усложняется монтаж и снижается надежность УДР.

В ООО «Лукойл-Пермь» осуществляются мероприятия, направленные на постепенную замену периодической обработки скважин на постоянную с применением УДР, поскольку при постоянном дозировании обеспечивается большая эффективность действия ингибиторов при меньшем расходе химреагентов [2].

Скважинные погружные контейнеры используются на промыслах ООО «Лукойл-Пермь» в сравнительно небольших количествах. Между тем данный способ ингибиторной защиты глубинно-насосного оборудования обладает рядом существенных преимуществ.

Погружные контейнеры подают ингибитор в самый низ насосной установки, что обуславливает высокую эффективность их использования, так как для подавления процессов коррозии элементов УЭЦН и солеотложений в зоне начала выпадения до нагрева жидкости электродвигателем требуется малое количество ингибитора. Данный способ характеризуется минимальными эксплуатационными расходами при работе на удаленных скважинах – контейнеры легко монтируются и не требуют обслуживания в течение всего срока эксплуатации. Возможна установка погружного контейнера под пакер для защиты труб обсадных колонн и УЭЦН, а также при одновременно-раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной.

Таблица 1

Сравнительные затраты на реализацию способов подачи ингибиторов солеотложений в скважине с дебитом 100 м³/сут за два года

Способ подачи ингибитора	Затраты, тыс. р.				
	Оборудование	Монтаж	Ингибитор	Обслуживание	Итого
Дозирование на прием насоса посредством УДР с капиллярной трубкой	400	40	80	510	1030
Дозирование в затрубное пространство	195	25	140	490	850
Погружной контейнер с капсулированным ингибитором	140	32	240	0	412

Сравнительные затраты на реализацию описанных способов подачи ингибитора к УЭЦН, по данным [6], приведены в табл. 1. Анализ представленной информации показывает, что способ ингибиторной защиты глубинно-насосного оборудования с использованием скважинных контейнеров экономически наиболее целесообразен. При этом следует учесть, что капсулированный ингибитор является наиболее дорогостоящим среди других типов реагентов. С применением более экономичного ингибитора использование скважинных контейнеров будет еще более рентабельным. Фактором, ограничивающим область применения погружных контейнеров, является высокий дебит скважин. Скорость дозирова-

ния реагента зависит от горнотехнических и геологических условий, поэтому погружной контейнер подбирается индивидуально под параметры скважины.

Защита УЭЦН с применением УДР сопровождается самыми высокими материальными затратами в связи с необходимостью закупки, обслуживания и ремонта дорогостоящего оборудования.

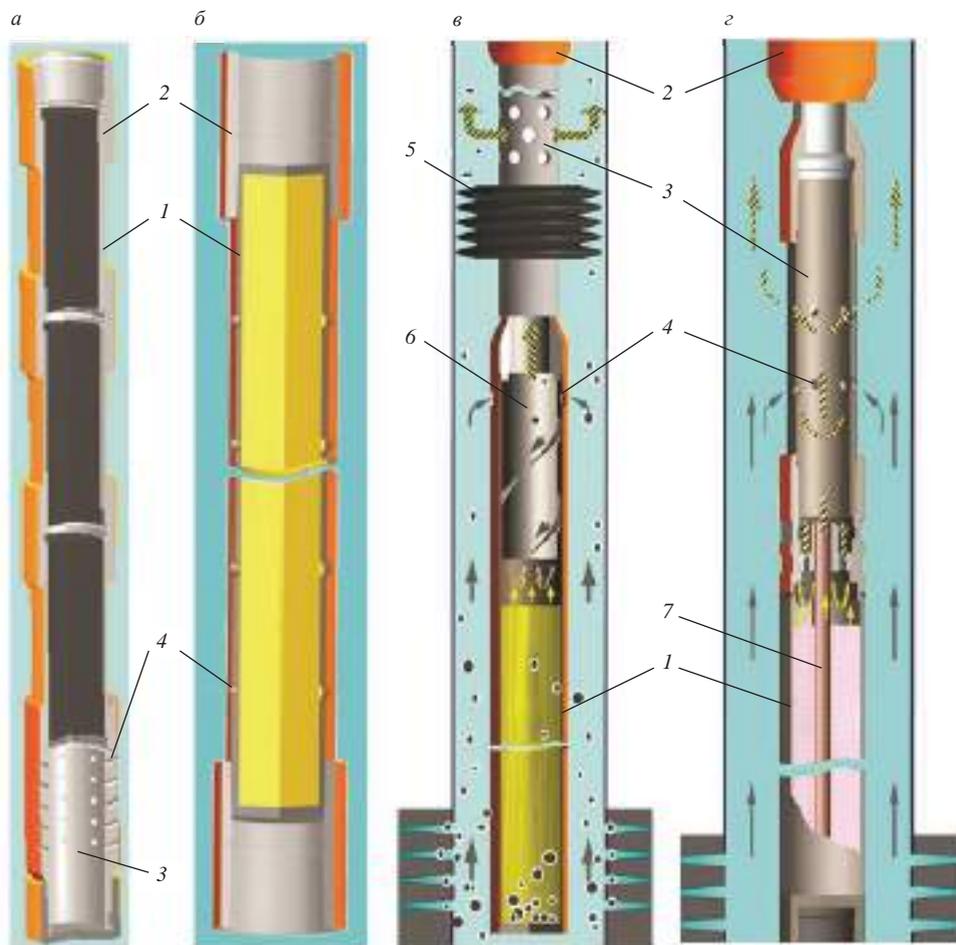


Рис. 2. Скважинные контейнеры производства АО «Новомет-Пермь»: а – КСТР; б – КСКР; в – КСШ; з – КСУ; 1 – корпус с ингибитором; 2 – муфты; 3 – дозатор; 4 – отверстия для подачи пластовой жидкости; 5 – эластичный разобщитель; 6 – шнек; 7 – трубка

Погружные скважинные контейнеры для ингибиторной защиты УЭЦН. Применение погружных контейнеров для защиты УЭЦН от солеотложений и коррозии является наиболее рациональным способом подачи ингибитора в скважину. Рассмотрим некоторые наиболее перспективные конструкции скважинных контейнеров, выпускаемых отечественными машиностроительными предприятиями. Например, АО «Новомет-Пермь» разработаны и производятся скважинные контейнеры с жидким, твердым и капсулированным ингибитором для защиты УЭЦН от солеотложений и коррозии. Контейнеры монтируются под основанием погружного электродвигателя (ПЭД) или телеметрической системы (ТМС), что позволяет дозировать ингибитор ниже уровня ПЭД, в область, где только начинается процесс солеотложений вследствие нагрева пластовой жидкости [7, 8].

Контейнер скважинный для твердого ингибитора (КСТР) представляет собой набор корпусов 1, соединенных муфтами 2 (рис. 2, а). Корпус контейнера заполняется смесью ингибитора в высоковязкой матрице, в нижней части корпуса 1 выполнено дозировочное отверстие 4 и расположена рабочая камера с системой каналов, представленных в виде корпуса с отверстиями 4, необходимых для попадания пластовой жидкости.

При работе в скважине из-за нагрева пластовой жидкостью смесь ингибитора и высоковязкого связующего вещества приобретает текучесть и под действием гравитационных сил вытекает через откалиброванное дозировочное отверстие в нижней части корпуса 1 в рабочую камеру дозирующего устройства 3, где смешивается с пластовой жидкостью, растворяется по диффузионному механизму и через отверстия 4 подается в скважину.

Концентрация ингибитора в пластовой жидкости определяется по формуле

$$C = \Delta H S \rho / (\Delta t Q),$$

где C – концентрация ингибитора в пластовой жидкости, г/м³; ΔH – изменение высоты столба ингибитора в контейнере, м, за время эксплуатации контейнера Δt , сут; S – площадь поперечного сечения контейнера, м²; ρ – плотность ингибитора, г/м³; Q – дебит скважины, м³/сут.

Следует отметить, что в начальный период работы контейнера наблюдается пиковый выброс ингибитора и постепенное снижение концентрации реагента в пластовой жидкости при дальнейшей эксплуатации насосной установки. Вследствие неравномерного выноса ингибитора в начальный момент времени и ограничений по весу дополнительного оборудования погружные контейнеры, как правило, применяются в скважинах с дебитом не более 150 м³/сут.

Результаты эксплуатации контейнеров КСТР показали высокую эффективность их использования. Время наработки УЭЦН при установке скважинных контейнеров увеличивается в 2–2,7 раза. Всего с 2006 г. по настоящее время заказчикам поставлено более 2000 контейнеров КСТР производства АО «Новомет-Пермь» [3].

В целях увеличения сроков эффективной защиты элементов УЭЦН от осложняющих факторов и повышения равномерности расхода ингибитора разработан скважинный контейнер для капсулированного реагента (КСКР). Активное вещество капсулированного ингибитора заключено в полимерную оболочку, растворимую в воде и ограничивающую пиковый выброс ингибитора в начальный период эксплуатации контейнера.

Конструкция контейнера КСКР (рис. 2, б) включает в себя корпус 1 с соединительными муфтами 2, заполненный капсулированным ингибитором. Внутри каждой секции реагент растворяется по диффузионному механизму. Пластовая жидкость, насыщенная ингибитором, выносится в скважину через систему калиброванных отверстий 4.

К преимуществам контейнеров КСКР следует отнести отсутствие зависимости интенсивности выноса активной основы ингибитора от температуры пластовой жидкости, обводненности и скважинного давления, так как труднорастворимая полимерная матрица капсул обеспечивает пролонгированный и равномерный вынос реагента.

Контейнеры КСКР возможно использовать в горизонтальных скважинах, а также применять с совместным использованием различных реагентов (например, ингибитор коррозии и ингибитор солейотложений; ингибитор коррозии и деэмульгатор), поскольку в полимерную матрицу можно заключить практически любой ингибитор [1, 3].

С целью обеспечения равномерного процесса дозирования в пластовую продукцию жидких реагентов АО «Новомет-Пермь» разработан и серийно выпускается скважинный контейнер со шнеком (КСШ) для жидкого ингибитора. Контейнер КСШ (рис. 2, в) устанавливается под основанием ПЭД с применением эластичного разобщителя 5. В верхней части корпуса 1, заполненного жидким концентрированным ингибитором, располагается неподвижный шнек 6, над которым выполнены калиброванные отверстия 4.

Подача ингибитора из контейнера КСШ реализуется следующим образом. Пластовая жидкость поступает из скважины в корпус 1 контейнера через отверстия 4 и проходит вдоль лопастей шнека 6. При этом взвешенные крупнодисперсные частицы, содержащиеся в жидкости, отделяются и оседают на дне контейнера, вытесняя концентрированный ингибитор в верхнюю часть секции и далее в скважину. Таким образом, при работе контейнера синхронно осуществляются процессы дозирования реагента и очистки пластовой жидкости, а сам контейнер является накопителем крупнодисперсных частиц. Дозирование ингибитора в скважину осуществляется с высокой точностью, так как количество дозируемого реагента пропорционально коэффициенту сепарации шнека. К недостаткам контейнеров КСШ следует отнести ограничения по области применения: данный контейнер не рекомендуется использовать в скважинах с углом наклона более 35° от вертикали.

Наличие на мировом рынке широкой номенклатуры ингибиторов для устранения осложняющих факторов при скважинной добыче нефти, а также потребность нефтедобывающих предприятий в универсальных технических устройствах обусловили необходимость создания скважинного универсального контейнера.

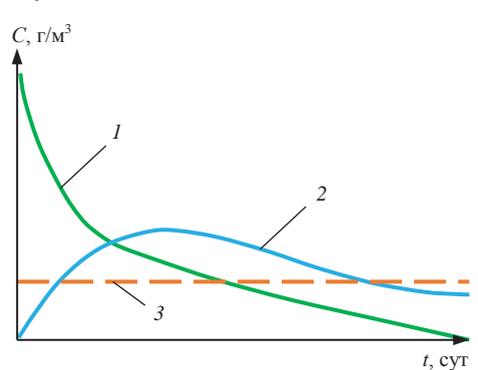


Рис. 3. Изменение концентрации ингибитора в пластовой жидкости от времени при использовании скважинных контейнеров: 1 – КСТР; 2 – КСКР, КСУ; 3 – КСШ

Скважинный универсальный контейнер (КСУ) предназначен для заполнения жидким и капсулированным ингибитором. Контейнер КСУ (рис. 2, з) состоит из корпуса 1, соединительных муфт 2 и дозатора 3, размещенного в верхней части каждой секции. Дозатор 3 помимо отверстий 4 снабжен дополнительной ступенью дозирования с системой отверстий и трубкой 7, обеспечивающей подачу пластовой жидкости в нижнюю часть корпуса, что обуславливает равномерное и полное растворение ингибитора в течение заданного периода эксплуатации за счет увеличенной поверхности массообмена. Дозирование реагента

обеспечивается посредством диффузионного растворения ингибитора и выноса в скважину насыщенной реагентом пластовой жидкости. Эффективный подбор конструкции под тип ингибитора осуществляется путем изменения геометрических параметров отверстий в дозаторе 3 и в дополнительной ступени дозирования.

К преимуществам контейнеров КСУ следует отнести отсутствие ограничений по типу используемого ингибитора, температуре и обводненности пластовой жидкости эксплуатируемых скважин. Контейнеры КСУ обеспечивают высокую точность дозирования ингибитора и эффективную защиту узлов УЭЦН в осложненных условиях эксплуатации.

Сравнение качественных характеристик выноса твердого, жидкого и капсулированного ингибитора из скважинных контейнеров различных конструкций представлено на рис. 3 [3].

Широкая номенклатура применяемых реагентов для ингибиторной защиты УЭЦН и разнообразие горно-геологических условий работы глубинно-насосного оборудования определяют возможность и предпочтительность использования тех или иных конструкций погружных скважинных контейнеров (табл. 2).

Таблица 2

**Рекомендации по применению скважинных контейнеров производства
АО «Новомет-Пермь»**

Тип контейнера	Рекомендации по применению	
	Тип ингибитора	Условия применения
КСТР	Твердый	Температура пластовой жидкости – от 75 до 120 °С. Обводненность пластовой жидкости – от 0 до 90 %
КСКР	Капсулированный	Установка в горизонтальных скважинах. Нет ограничений по температуре и обводненности пластовой жидкости
КСУ	Твердый, жидкий, капсулированный	Нет ограничений по температуре и обводненности пластовой жидкости
КСШ	Жидкий	Равномерный вынос ингибитора. Концентрация взвешенных частиц менее 200 мг/л, средний диаметр частиц менее 300 мкм

Так, универсальные контейнеры и контейнеры для капсулированного реагента характеризуются широкой областью применения, твердые ингибиторы являются наиболее доступными по цене. Контейнеры КСШ обеспечивают равномерное дозирование реагента в пластовую жидкость при использовании жидких ингибиторов [8].

Итак, в настоящее время на промыслах ООО «Лукойл-Пермь» используются различные способы ингибиторной защиты УЭЦН, работающих в условиях, осложненных коррозией и отложениями солей. Компанией проводятся мероприятия, направленные на постепенный отказ от периодической обработки скважин и внедрение средств непрерывного дозирования реагентов к глубинно-насосному оборудованию.

Защита УЭЦН посредством использования скважинных погружных контейнеров позволяет существенно увеличить наработку насосного оборудования. Данный способ подачи ингибитора в скважину является наиболее эффективным и экономически целесообразным. Непрерывное дозирование ингибитора обеспечивает защиту эксплуатационной колонны и всех узлов УЭЦН. Актуальными остаются задачи разработки и внедрения высокоэффективных ингибиторов, а также создания универсальных конструкций скважинных контейнеров, обеспечивающих равномерную подачу реагента в пластовую жидкость в течение длительных периодов времени.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Галикеев И. А., Насыров В. А., Насыров А. М. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях. Ижевск: Парацельс-Принт, 2015. 354 с.
2. Соснин Е. А. Применение ингибиторной защиты глубинно-насосного оборудования добывающих скважин на месторождениях ООО «Лукойл-Пермь» // Производственно-технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика». 2017. № 3. С. 10–15.
3. Антипина Н. А. Моделирование рабочих процессов в устройствах защиты нефтяных насосов от засорения с целью повышения их эффективности: дис. ... канд. техн. наук. Пермь, 2012. 130 с.
4. Кириллова Л. Н. Эксплуатация скважин, осложненных АСПО и солетложением, на месторождениях ООО «Лукойл-Пермь» // Производственно-технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика». 2013. № 12. С. 50–57.
5. Алдыбаева А. И., Левин Л. З. Ингибиторы коррозии металлов: справочник. Л.: Химия, 1968. 264 с.
6. Иванов С. В. Новые виды химреагентов. Результаты опытных испытаний, изменение способов подачи, перспективы развития // Производственно-технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика». 2013. № 11. С. 76–79.

7. Контейнеры для борьбы с солеотложениями. URL: <http://www.novomet.ru/rus/products/scale-prevention/>

8. Лыкова Н. А. Защита УЭЦН от засорения: комплексный подход // Производственно-технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика». 2016. № 4. С. 44–50.

Поступила в редакцию 12 октября 2017 года

INHIBITOR PROTECTION OF ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMPS IN THE CONDITIONS COMPLICATED BY SCALE AND CORROSION DAMAGE

Shishliannikov D. I., Zverev V. Iu., Ligin'kova Ia. S. – Perm National Research Polytechnic University, Perm, the Russian Federation. E-mail: 4varjag@mail.ru

The analysis of statistical information on the complicated well stock LLC LUKOIL-PERM has been performed. It is shown that the scale and corrosion of down-hole pumping equipment are one of the most common complicating factors in the company fields. The main information about the types of corrosion damage and the reasons for the development of scale on the elements of electric centrifugal pump units is presented. It should be emphasized that an increase in overhaul life and decline in a number of the emergency failures of pumps in the hard scale deposit and corrosion conditions are possible with using the inhibitor protection of pumps. It is proved that the most cost effective and rational method of dosing inhibitor in the borehole is the usage of scale dosing unit. The main types and the principle of operation of scale dosing units are considered on the example of products produced by the JSC Novomet-Perm. Recommendations for the selection of scale dosing units with different types of inhibitors are given.

Key words: electric centrifugal pump installation; complicated oil production conditions; scale dosing unit; inhibitor; equipment protection.

REFERENCES

1. Galikeev I. A., Nasyrov V. A., Nasyrov A. M. *Ekspluatatsiia mestorozhdenii nefiti v oslozhnennykh usloviakh* [Exploitation of oil fields in complicated conditions]. Izhevsk, Paratsel's-Print Publ., 2015. 354 p.
2. Sosnin E. A. [The use of inhibitor protection of down-hole pumping equipment of recovery wells at the fields of LLC LUKOIL-PERM]. *Proizvodstvenno-tekhnicheskii neftegazovyi zhurnal "Inzhenernaia praktika" – Oilfield Engineering*, 2017, no. 3, pp. 10–15. (In Russ.)
3. Antipina N. A. *Modelirovanie rabochikh protsessov v ustroistvakh zashchity nefitnykh nasosov ot zasoreniia s tsel'iu povysheniia ikh effektivnosti: dis. ... kand. tekhn. nauk* [Modeling workflows in clogging protection devices of oil pumps with the purpose of efficiency improving. Cand. eng. sci. diss.]. Perm, 2012. 130 p.
4. Kirillova L. N. [Exploitation of wells, complicated by scale and heavy oil deposits, asphaltene sediments, at the fields of LLC LUKOIL-PERM]. *Proizvodstvenno-tekhnicheskii neftegazovyi zhurnal "Inzhenernaia praktika" – Oilfield Engineering*, 2013, no. 12, pp. 50–57. (In Russ.)
5. Altsybaeva A. I., Levin L. Z. *Ingibitory korrozii metallov: spravochnik* [Reference book "Metal corrosion inhibitors"]. Leningrad, Khimiia Publ., 1968. 264 p.
6. Ivanov S. V. [New types of chemicals. The results of pilot testing, supply variations, and prospects]. *Proizvodstvenno-tekhnicheskii neftegazovyi zhurnal "Inzhenernaia praktika" – Oilfield Engineering*, 2013, no. 11, pp. 76–79. (In Russ.)
7. Scale preventers. Available at: <http://www.novomet.ru/rus/products/scale-prevention/> (In Russ.)
8. Lykova N. A. [Protection of ESP units from clogging: integrated approach]. *Proizvodstvenno-tekhnicheskii neftegazovyi zhurnal "Inzhenernaia praktika" – Oilfield Engineering*, 2016, no. 4, pp. 44–50. (In Russ.)