

Решение проблемы коррозии ГНО малодебитного фонда скважин

Л.Г. Тошевилов
ведущий инженер¹
LGToshevnikov@udmurtneft.ru

В.К. Миллер
инженер 1 кат.¹
VKMiller@udmurtneft.ru

Э.Е. Садиоков
инженер 2 кат.¹
EESadiokov@udmurtneft.ru

Д.А. Назаров
руководитель¹
DANazarov@udmurtneft.ru

¹ГКМ, ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», Ижевск, Россия

Впервые на добывающих скважинах месторождений ОАО «Удмуртнефть» проведены опытно-промышленные испытания капсулированного ингибитора коррозии, как способа повышения эффективности защиты от коррозии и увеличения наработки оборудования за счет пролонгированного выноса реагента после обработки.

Материалы и методы
Опытно-промышленные испытания капсулированного ингибитора коррозии.

Ключевые слова
малодебитный фонд скважин, коррозия ГНО, ингибиторная защита, вынос ингибитора коррозии, капсулированный ингибитор коррозии

Переход нефтяных месторождений компании ОАО «Удмуртнефть» на поздний этап разработки характеризуется снижением добычи нефти, существенным изменением ее качества, высокой обводненностью и агрессивностью добываемой продукции, и как следствие, расширением осложняющих добычу факторов. Практически для всех месторождений преобладающим осложнением является коррозия нефтепромышленного оборудования (НПО). Согласно статистическим данным ОАО «Удмуртнефть», в 2014 г. 26% отказов глубинно-насосного оборудования (ГНО) и 65% порывов промысловых трубопроводов и системы нефтесбора произошли по причине коррозионного разрушения (рис. 1). Основным видом повреждений оборудования добывающих скважин является коррозия внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ), в результате нарушается герметичность, что приводит к дорогостоящим

преждевременным подземным ремонтам и замене оборудования, вышедшего из строя.

Главным фактором, вызывающим коррозионное поражение углеродистой стали, является агрессивность пластовых флюидов и транспортируемых жидкостей, определяемая видом и концентрацией тех или иных активных компонентов. Согласно проведенной по [1] классификации нефтепромышленных месторождений ОАО «Удмуртнефть», добываемые жидкости являются преимущественно сильноагрессивными (таб. 1). Степень агрессивного воздействия в первую очередь определяется наличием в пластовой воде сероводорода, вызывающего химическую и электрохимическую коррозию, а также водородное охрупчивание металла. Высокий уровень биозараженности вод сульфатвосстанавливающими бактериями (СВБ) приводит к образованию на поверхности металла колоний микроорганизмов, которые выделяют

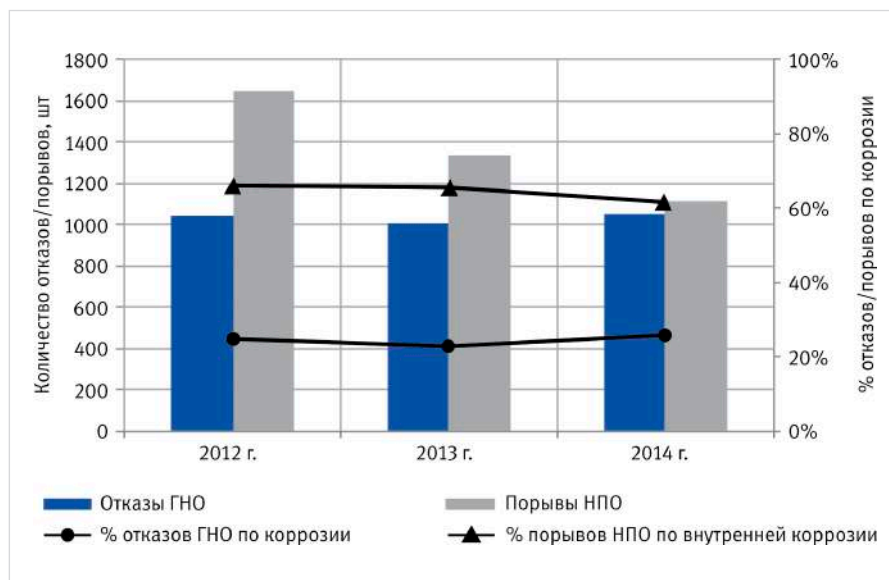


Рис. 1 — Динамика отказов ГНО и аварийности трубопроводов в ОАО «Удмуртнефть»

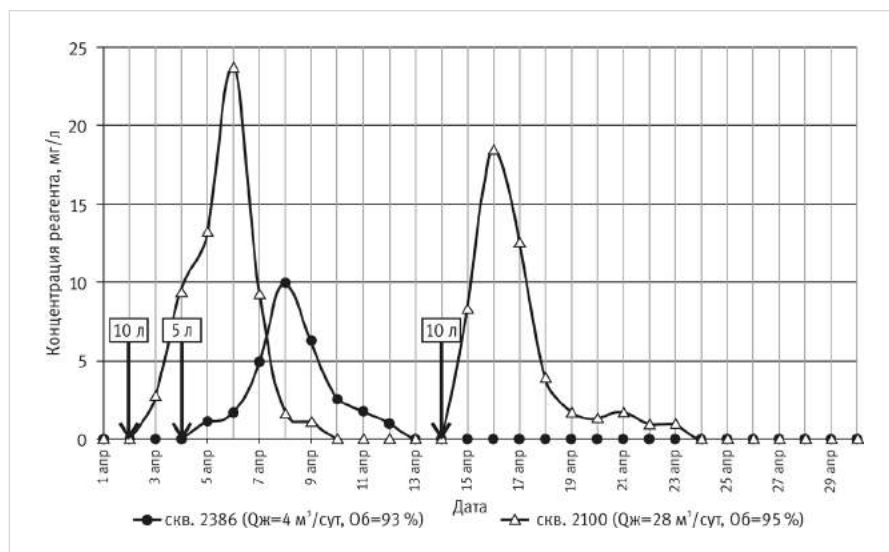


Рис. 2 — Динамика выноса ингибитора коррозии после обработки

концентрированный сероводород, усиливая тем самым электрохимическую коррозию, а также изолируют поверхность металла от воздействия обычных ингибиторов коррозии.

Кроме того, применяемые соляно-кислотные обработки добывающих скважин для удаления солейотложений, термохимические обработки растворами реагентов на пресной воде для борьбы с парафиноотложениями оказывают дополнительное негативное воздействие на НПО. Совокупность перечисленных параметров, при условии высокого содержания минеральных солей в пластовой воде, способствует интенсивному коррозионному разрушению используемого металлического оборудования.

Для сохранения целостности НПО применяются разнообразные методы борьбы с коррозией, но наиболее широко на месторождениях компании используется ингибиторная химическая защита, что позволяет значительно увеличить срок эксплуатации промышленных трубопроводов и межремонтный период (МРП) скважин. Охват осложненных коррозией скважин составляет порядка 98%. Обработка ведется ингибиторами коррозии (ИК) в товарной форме различными методами как постоянным дозированием посредством УДЭ, так и периодическим ингибированием скважин. При этом около 20% ингибируемых скважин обрабатывается с частотой 1 раз в месяц.

Добыча жидкости осуществляется механизированным способом, при этом, если ориентироваться на классификацию, предложенную для месторождений ОАО НК «Роснефть» [2], фонд скважин ОАО «Удмуртнефть» преимущественно представлен малодобитными скважинами (Qж < 30 м³/сут) на которые приходится 63% от всего действующего фонда. Данные скважины наиболее подвержены коррозионным процессам, что объясняется невысокой скоростью движения жидкости, образованием застойных зон, благоприятных для развития жизнедеятельности бактерий [3]. На практике именно на периодически защищаемый малодобитный фонд скважин (МДФС) приходится основное количество отказов ГНО по коррозии (таб. 2).

Для установления причин невысокой эффективности периодической ингибиторной защиты МДФС была определена динамика выноса ингибитора коррозии по показателю остаточного содержания реагента в добываемой жидкости после обработки скважины через затрубное пространство. Для испытаний использовали фосфорсодержащий ингибитор коррозии, применяемый на большинстве месторождений ОАО «Удмуртнефть». Зависимость выноса реагента от количества проведенных обработок и закаченного объема представлена на рис. 2.

При одинарной месячной обработке отмечается неравномерный вынос ингибитора коррозии, с максимумом на кривой в начальный период после обработки и последующим длительным периодом низкого ингибирования. При двукратных обработках наблюдается схожая зависимость, но участки с низким ингибированием сокращаются. Таким образом, в течение первых нескольких суток после обработки происходит формирование плотной адсорбционной пленки ингибитора коррозии при его концентрации, намного превышающей рабочую концентрацию реагента. Однако последующее снижение концентрации ИК

ниже оптимальной, в силу отсутствия постоянного поступления реагента к поверхности для непрерывного восстановления пленки, не обеспечивает требуемый защитный эффект. Отсутствие необходимого уровня ингибиторной защиты при периодических обработках товарной формой ИК также может быть следствием ряда других факторов [3]:

- применением реагентов, не обладающих хорошим последствием;
- сложностью планирования обработок, что обусловлено отсутствием точной расчетной модели процесса выноса ингибитора;
- потерями реагента в затрубном пространстве на стенках эксплуатационной колонны и НКТ;
- несоблюдение технологических регламентов применения противокоррозионной химии;
- необеспеченность ингибиторами в требуемом объеме;
- ошибками персонала и пр.

Оптимальным является применение постоянного дозирования, однако это требует дополнительных затрат на приобретение и обслуживание дозирующих установок, что для высокообводненного малодобитного

фонда является нерентабельным. Таким образом, возникает необходимость поиска способа, позволяющего обеспечить постоянное присутствие ИК в промышленной жидкости для создания высокого уровня защиты без дополнительных затрат на оборудование и обработки. Указанному требованию соответствует применение капсулированного реагента, основная цель которого состоит в поддержании постоянной концентрации на требуемом уровне для эффективной защиты ГНО. Данное свойство объясняется особым механизмом поступления реагента в промышленную жидкость. Так, в отличие от классических ингибиторов коррозии, капсулированный реагент представляет собой совокупность микрокапсул определенного диаметра, внутри которых находится высококонцентрированная ингибиторная основа. При контакте с промышленной жидкостью происходит медленная равномерная диффузия реагента через органическую полимерную мембрану капсул, что обеспечивает концентрационное равновесие между капсулами и окружающей средой, обуславливая наличие определенного уровня реагента в жидкости в течение длительного времени.

№	Месторождение	Минерализация, г/л	pH	Содерж. H ₂ S, мг/л (ср.зн.)	Кол-во СВБ, кл./мл	Агрессивность среды
1	Чугырское	86 ÷ 92	7,1 ÷ 7,4	98	0 ÷ 10 ⁵	Сильноагрессивная
2	Гремихинское	136 ÷ 158	6,2 ÷ 6,9	72	10 ² ÷ 10 ⁵	
3	Мишкинское	141 ÷ 149	6,6 ÷ 7,2	63	10 ² ÷ 10 ⁵	
4	Киенгопское	156 ÷ 167	6,0 ÷ 6,8	47	0 ÷ 10 ²	
5	Северо-Ижевское	43 ÷ 78	6,4 ÷ 7,2	145	10 ² ÷ 10 ⁵	
6	Сундурско-Нязинское	43 ÷ 78	7,0 ÷ 7,5	69	10 ² ÷ 10 ⁴	
7	Мещеряковское	241 ÷ 259	7,2 ÷ 7,5	28	10 ² ÷ 10 ⁵	
8	Лиственское	148 ÷ 193	6,4 ÷ 6,9	66	10 ² ÷ 10 ⁵	
9	Лозюкско-Зуриинское	148 ÷ 162	7,0 ÷ 7,5	55	0 ÷ 10 ²	
10	Кырыкмасское	146 ÷ 163	6,9 ÷ 7,2	15	10 ³ ÷ 10 ⁵	
11	Красногорское	110 ÷ 152	7,1 ÷ 7,8	43	0 ÷ 10 ²	
12	Южно-Киенгопское	176 ÷ 182	6,4 ÷ 6,8	32	0 ÷ 10 ²	
13	Бегешкинское	142 ÷ 156	6,4 ÷ 7,0	28	10 ² ÷ 10 ⁵	
14	Кезское	89 ÷ 96	7,2 ÷ 7,5	32	0 ÷ 10 ²	
15	Восточно-Красногорское	129 ÷ 134	7,0 ÷ 7,4	29	10 ÷ 10 ³	
16	Лудошурское	200 ÷ 215	7,0 ÷ 7,2	23	10 ² ÷ 10 ⁴	
17	Ельниковское	154 ÷ 176	6,5 ÷ 6,9	20	10 ÷ 10 ²	
18	Прик. уч-к Ельниковского*	128 ÷ 146	6,4 ÷ 6,8	5	10 ³ ÷ 10 ⁵	
19	Ончугинское*	246 ÷ 261	6,8 ÷ 7,2	23	0 ÷ 10	Среднеагрессивная
20	Котовское	256 ÷ 263	6,0 ÷ 6,5	8	0	
21	Еселейское	249 ÷ 264	6,7 ÷ 7,1	8	0	
22	Архангельское	240 ÷ 264	7,0 ÷ 7,4	7	0	
23	Ломовское	256 ÷ 268	7,1 ÷ 7,5	3	0	
24	Заборское	256 ÷ 268	7,1 ÷ 7,5	3	0	
25	Ижевское	264	7,0 ÷ 7,5	3	0 ÷ 10	

Примечание: * — высокое содержание сероводорода наблюдается на нескольких скважинах

Таб. 1 — Агрессивность нефтепромысловых сред месторождений ОАО «Удмуртнефть»

Отказы ГНО по коррозии, шт.	Дебит жидкости, м ³ /сут.		
	< 30	30-100	> 100
Без ингибиторной защиты	27	26	4
С постоянной ингибиторной защитой	2	27	9
С периодической ингибиторной защитой	137	44	0

Таб. 2 — Распределение отказов по коррозии ГНО в 2014 г. в зависимости от способа ингибирования

Технология применения капсулированного ингибитора коррозии не требует дополнительного оборудования и осуществляется на предварительно остановленной скважине. Реагент закачивается через затрубное пространство с последующей прокачкой порции воды и выдерживанием для достижения капсулами зумпфа, после этого скважина возвращается к нормальной работе. При ПКРС осаждение реагента происходит одновременно со спуском подземного оборудования. Данная технология не предусматривает задавки ингибитора в пласт и, следовательно, не оказывает влияния на ПЗП. [5]. Основными ограничениями применения капсулированного ИК является наличие зумпфа объемом не менее 0,2 м³ (меньший объем зумпфа не позволяет разместить реагент в скважине) и дебит по жидкости не более 100 м³ вследствие быстрого выноса ингибитора.

Для оценки эффективности данной технологии были проведены испытания реагента Epcatron 95 как альтернативы периодическим обработкам классическим ингибитором коррозии марки Cortron RN-404, применяемым на текущий момент на выбранных объектах испытания.

Учитывая особенности технологии микрокапсулирования, проведение лабораторных испытаний данного типа реагентов не представляется возможным. Этот факт объясняется трудностью в моделировании динамического потока жидкости, в результате

чего технология проходила опытно-промышленные испытания (ОПИ).

В качестве скважин-кандидатов для проведения ОПИ были выбраны добывающие скважины двух месторождений, характеристика которых представлена в таб. 3.

Критериями выбора объектов испытания являлись сильноагрессивная среда, частые отказы и низкие наработки скважин по причине коррозии ГНО. Основной акцент был сделан на малодобитные скважины, но помимо них технология также была испытана на высокодебитной скважине, для всесторонней оценки ее эффективности. Расчет необходимого количества для закачки и прогнозируемый период выноса капсулированного ингибитора коррозии проводился производителем реагента применительно к каждой скважине, исходя из ее параметров.

Контроль изменения скорости коррозии производился по образцам-свидетелям коррозии (ОСК), установленным на 2-х скважинах (№ 662, 471), выкидные линии которых оборудованы узлами контроля коррозии (УКК). Образцами служили металлические пластины, изготовленные из металла, близкого по химическому составу металла внутрискважинного оборудования и подготовленные согласно [6]. Предварительно определялась фоновая скорость коррозии без ингибиторной защиты, путем экспозиции ОСК в добываемой промысловой жидкости в течение 25–30 сут. Оценка коррозионной агрессивности среды по отношению к

металлу образцов проводилась гравиметрическим методом с последующим определением средней скорости проникновения коррозии. После обработки скважин устанавливались новые ОСК, для определения уровня снижения скорости коррозии и степени защиты капсулированного ингибитора.

Защитное действие реагента вычисляли по формуле, при условии минимально требуемого уровня эффективности 90%:

$$Z = ((KCK - ОСК) / KCK) \cdot 100 \%;$$

где КСК — контрольная (фоновая) скорость коррозии, мм/год; ОСК — остаточная скорость коррозии в ингибированной среде, мм/год;

Полученные значения по снижению скорости коррозии и защитному эффекту представлены на рис. 3.

Скорость коррозии не ингибируемой добываемой жидкости составила порядка 0,05–0,06 мм/год, что обусловлено высоким содержанием сероводорода и биозараженностью (таб. 3). Насыщение пластовой воды ингибитором коррозии, диффундирующим из капсул, в начальный период испытаний позволило снизить скорость коррозии более чем в 10 раз, что обеспечило требуемый уровень защиты 90%. С увеличением времени после обработки отмечалась положительная динамика по дальнейшему снижению скорости коррозии и достижению защитного эффекта 98–99% на 100 сутки проведения испытаний. На заключительном этапе ОПИ степень защиты сохранила достигнутый уровень, что обусловлено постоянным ингибированием

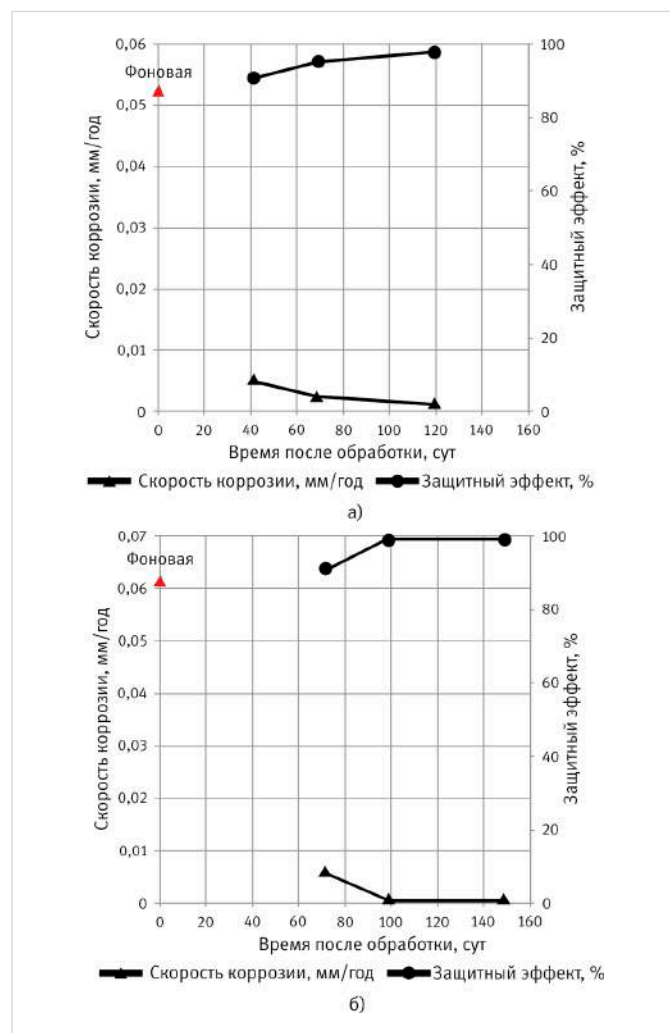


Рис. 3 — Эффективность ингибиторной защиты капсулированного реагента: а) скв.471; б) скв.662

Показатель	№ скважины			
	1292	662	471	3061
Месторождение	Гремихинское			Северо-Ижевское
Способ эксплуатации	ШГН	ШГН	ЭЦН	ШГН
Q жидкости, м ³ /сут	29	26	142	16
Обводненность, %	81	67	95	88
Объем зумпфа, м ³	0,34	0,43	0,85	0,34
Объем реагента, кг	199	199	497	199
МРП, сут.	50	80	377	231
Содержание H ₂ S, мг/л	122,8	198,1	77,5	180,0
Кол-во СВБ, кл./мл	10 ³	10 ³	10	10 ⁵

Таб. 3 — Характеристика скважин-кандидатов на ОПИ

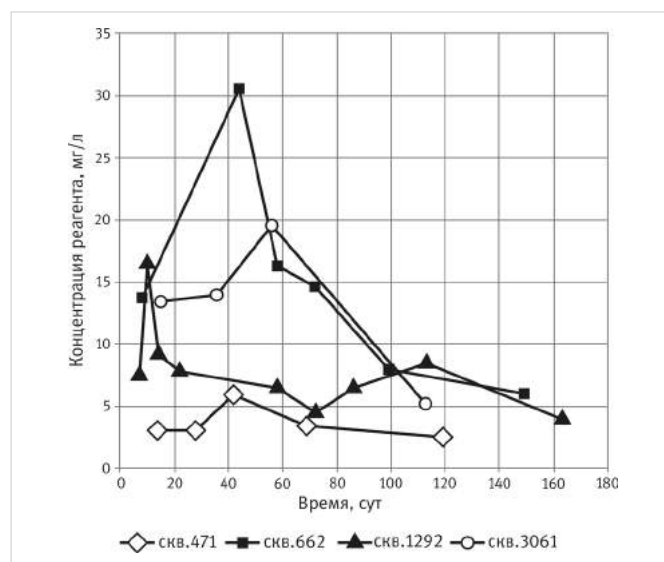


Рис. 4 — Динамика выноса капсулированного ингибитора коррозии

добываемой жидкости, образованием и поддержанием на поверхности металла стабильной адсорбционной пленки, что подтверждается остаточным содержанием ИК в пластовой жидкости, определенным в ходе ОПИ (рис. 4).

Динамика выноса реагента для всех скважин имеют схожий характер, но отличаются уровнем концентрации ингибитора в пластовой воде. Полученные зависимости, по-видимому, объясняются различной обводненностью скважин, что определяет перераспределение реагента между водной и углеводородной фазами, но не оказывает влияния на эффективность ингибиторной защиты.

Согласно предоставленным производителем реагента данным, с учетом закаченного объема ИК, фактически полученные значения периода выноса ингибитора на 20% превысили расчетные значения. В результате применения капсулированного ингибитора только за период ОПИ наработка на отказ по всем скважинам-кандидатам увеличилась в среднем в 1,5–2 раза и на текущий период отказов по причине коррозии ГНО на данных скважинах не зафиксировано. Полученные результаты позволяют признать опытно-промышленные испытания положительными с последующим тиражированием данной технологии на проблемные по коррозии месторождения компании.

Таким образом, применение капсулированного ингибитора коррозии является оптимальным методом антикоррозионной защиты малодебитного фонда скважин

добывающих высоко агрессивную пластовую жидкость. Применение данной технологии позволит осуществлять постоянную ингибиторную защиту без использования дополнительного оборудования, уменьшит потери реагента на стенках затрубного пространства, значительно сократит количество периодических обработок с применением специального транспорта, что повысит качество исполнения регламентов применения химии, снизит влияние человеческого фактора и обеспечит эффективность защиты оборудования от коррозии на требуемом уровне.

Основным сдерживающим фактором широкого применения данной технологии является высокая стоимость капсулированного реагента, которая превышает примерно в 3 раза стоимость классических ингибиторов коррозии. Однако в условиях сильноагрессивных сред внедрение данной технологии окупает себя благодаря существенному снижению количества подземных ремонтов скважин и увеличению наработки ГНО.

Итоги

Рассмотрена технология применения капсулированного ингибитора коррозии на малодебитном фонде скважин.

Выводы

1. Применение капсулированного ингибитора коррозии обеспечивает постоянное присутствие реагента в добываемой жидкости, что позволяет достичь степень

защиты более 90%.

2. Применение капсулированного ингибитора коррозии на малодебитном фонде скважин позволяет увеличить наработку на отказ ГНО в 2 раза.

Список используемой литературы

1. РД 39-0147103-362-86 Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений.
2. Якимов С.Б. Состояние и перспективы использования технологий эксплуатации малодебитных скважин в ОАО «НК «Роснефть» // Инженерная практика. 2014. №11. С. 4–12.
3. Ивановский В.Н. Вопросы эксплуатации малодебитных скважин механизированным способом // Инженерная практика. 2010. №7. С. 4–15.
4. Киченко С.Б., Киченко А.Б. Методы обработки скважин ингибиторами коррозии и их особенности // Практика противокоррозионной защиты. 2012. № 2 (64). С. 26–37.
5. Инкапсулированные реагенты серии Captron. Режим доступа: http://www.m-chem.ru/products/inkapsulirovannie_reagenti/ (дата обращения 07.08.2015).
6. ГОСТ 9.905-2007 Единая система защиты от коррозии и старения. Методы коррозионных испытаний. Общие требования.

ENGLISH

CORROSION

The solution on corrosion problem of downhole pumping equipment marginal wells

UDC 620.193

Author:

Lev G. Toshevnikov — lead engineer¹; LGtoshevnikov@udmurtneft.ru
Veronica K. Miller — first category engineer²; VKMiller@udmurtneft.ru
Eduard E. Sadiokov — second category engineer³; EESadiokov@udmurtneft.ru
Dmitry A. Nazarov — head of Corrosion Monitoring Group⁴; DANazarov@udmurtneft.ru

¹JSC Izhevsk Oil Research Center, Izhevsk, Russian Federation

Abstract

For the first time in the fields of producing wells conducted pilot tests of encapsulated corrosion inhibitor, as a way to improve the effectiveness of protection against corrosion and increase the operating time of equipment at the expense of long-removal agent after treatment.

Materials and methods

Field trial of encapsulated corrosion inhibitor.

Results

The technology of application of encapsulated corrosion inhibitor to stack of marginal wells was presented.

Conclusions

1. The use of the encapsulated corrosion inhibitor provides constant presence of a reagent in the produced fluid at the required level of protection to ensure a degree of 90%.

2. The use of encapsulated corrosion inhibitor to stack of marginal wells can increase operating time up to 2 times.

Keywords

low-yield wells, corrosion SAP, protection with inhibitor, removal of corrosion inhibitor, encapsulated corrosion inhibitor

References

1. Guidance Document 39-0147103-362-86 Guidance on the application of anti-corrosion measures during the drafting of construction and reconstruction of oil fields.
2. Yakimov S.B. *Sostoyaniye i perspektivy ispol'zovaniya tekhnologiy ekspluatatsii malodebitnykh skvazhin v "OAO "NK Rosneft"* [Status and prospects of the use of technology in the operation of marginal wells JSC "NK" Rosneft]. *Inzhenernaya praktika*, 2014, issue 1, pp. 4–12.
3. Ivanovskiy V.N. *Voprosy ekspluatatsii malodebitnykh skvazhin mekhanizirovannym sposobom* [Mechanized operation of marginal wells questions]. *Inzhenernaya praktika*, 2010, issue 7, pp. 4–15.
4. Kichenko S.B., Kichenko A.B. *Metody obrabotki skvazhin ingibitorami korrozii i ikh osobennosti* [Wells treating methods with corrosion inhibitors and their features]. *Praktika protivokorroziionnoy zashchity*, 2012, issue 2 (64), pp. 26–37.
5. *Inkapsulirovannyye reagenty serii Captron* [Encapsulated corrosion inhibitor Captron]. Available at http://www.m-chem.ru/products/inkapsulirovannie_reagenti/ (accessed 8 August 2015).
6. GOST 9.905-2007 Unified system of corrosion and ageing protection. Corrosion test methods. General requirements.