

ПРИМЕНЕНИЕ ЖИДКОСТНЫХ ВАНН НА ОСНОВЕ ФЛОТОРЕАГЕНТА – ОКСАЛЬ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТОВ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Петров Н.А., Конесев Г.В., Кореняко А.В., Давыдова И.Н.

*ООО «Специальные технологии Западной Сибири», г. Ноябрьск
Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа
ЗАО «Нефтегазтехнология», г. Москва
ОАО «Сибнефть - Ноябрьскнефтегаз», г. Ноябрьск*

Результативность действий в любой аварийной ситуации, в том числе и при ликвидации прихватов бурильной колонны, во многом определяется правильностью ее диагностики и эффективностью соответствующих технологических мероприятий.

Различают три категории наиболее часто встречаемых на практике вида прихватов [1]:

- под действием перепада давлений;
- в результате заклинивания бурильной колонны в суженной части ствола скважины посторонними металлическими предметами, цементным камнем и затяжек труб в желобе;
- из-за обвалов и сужений в стволе скважины, а также образования сальников на бурильной колонне.

Наиболее простым и распространенным способом освобождения бурильной колонны является установка жидкостных ванн, которые используют при сохранении циркуляции промывочной жидкости.

При борьбе с аварией по каждой категории прихвата разработаны оптимальные стратегии действий и составы жидкостных ванн. В связи с трудностью установления причины прихвата применяют наиболее доступную по составу ванну. И, чем короче промежутки времени от возникновения прихвата до установки ванны, тем больше шансов освободить буровой инструмент. Следовательно, основной упор повышающий успешность операции делается на фактор времени. При этом чтобы повысить эффективность работ, используют жидкостные ванны универсального (более широкого спектра) действия, что и повышает успешность борьбы с любой категорией прихвата.

В качестве жидкостных ванн для ликвидации прихватов в Ноябрьском нефтегазовом регионе, применялись нефтяные ванны с добавкой сульфонола. С ужесточением требований к экологической безопасности технологий, применяемых в процессах бурения, авторами в середине 90-х годов была предложена жидкостная ванна на основе малотоксичного Флотореагента – Оксаль, представляющего собой кубовый остаток стадии ректификации диметилдиоксана и выпускаемый под марками Т-66, Т-80, Т-92 и Т-94. Использование оксалей для установки ванн способствует решению одновременно важной и актуальной проблемы утилизации отходов химического производства.

В зависимости от марки и партии поставки плотность оксалей обычно составляет $1050 \div 1090 \text{ кг/м}^3$. Жидкостную ванну на основе оксаля по плотности можно отнести к группе утяжеленных, поскольку ее плотность примерно равна плотности бурового раствора применяемого на большинстве месторождений. Это одно из основных преимуществ данной ванны перед нефтяной, позволяющее предупреждать ее самопроизвольное вертикальное перемещение по стволу скважины, что дает уменьшить риск возникновения обвалов горных пород, связанных с изменением гидростатического противодействия столба жидкости.

С 70-х годов известна хорошая смазочная способность оксалей, в частности марки Т-66, в составе буровых промывочных жидкостей [2, 3]. Нашими исследованиями также установлено, что при использовании современных марок оксаля коэффициент трения между слоем глинистой корки, полученной при определении показателя фильтрации на приборе ВМ-6, и стандартным бруском металла на приборе ЛК-1 резко снижается. Так, иногда при введении уже 0,7% оксаля в бентонитовую суспензию в лабораторных условиях липкость корки практически отсутствовала. На естественном буровом растворе, например на скв. 1764/к.30А Сугмутского месторождения, аналогичный результат был получен обработкой 0,5% оксаля. Следовательно, оксаль не только совместим с искусственным и намывным глинистым раствором, но и органично входит в состав формируемой глинистой корки, что в последующем позволяет не допустить осложнений при ее контакте с бурильной колонной.

Следующим убедительным доказательством высокой противоприхватной способности оксалей являются данные, полученные по разработанной нами

методике с дважды сформированной при помощи вакуума глинистой коркой. Обработанную реагентом Т-92 бентонитовую суспензию вакуумировали в течение 1 мин на фильтре «розовая лента» с перфорированной пластиной воронки Бюхнера, которая помещалась в колбу Бунзена, и, тем самым, создавали первичную корку. Затем суспензию сливали и на корку помещали стальной брусок. После этого вновь заливали бентонитовую суспензию и систему вакуумировали еще в течении 5 мин. Происходило наращивание корки. Далее остатки раствора удаляли и воронку с глинистой коркой и бруском помещали в обойму устройства для замера угла страгивания, подобному приборам КТК, ЛК-1. В исходном состоянии шкалы нуль градусов совпадает с уровнем глинистой корки. При медленном подъеме верхней пластины с обоймой визуально определяют угол, когда происходит страгивание металлического бруска. Для необработанной бентонитовой суспензии брусок не страгивается при максимальном угле – 90°. При введении 0,5; 1 и 3% Т-92 в суспензию угол страгивания соответственно составил 51; 22 и 20°.

Приведенные результаты характеризуют Флотореагент – Оксаль как эффективную смазочную добавку в глинистых буровых растворах. После установки жидкостной ванны не требуется ее отслеживания при восстановлении циркуляции и сброса в амбар.

Представляют научный и практический интерес исследования механизма проявления противоприхватных свойств оксалей, что потребовало проведения дополнительных экспериментов. Учитывая, что прихват возможен из-за «заклинки» бурильного инструмента посторонними предметами (обычно выпавшими из каверн элементами долота – шарошками или лапами), были проведены исследования на машине трения МТ-2 с определением коэффициента трения пары «металл - металл» в различных средах. Для сравнения с оксалем брали нефть и американские реагенты PIPE-LAX, PIPE-LAX W, PIPE-LAX ENV, используемые в составе жидкостных ванн. Полученные результаты противоизносных и противозадирных свойств перечисленных сред представлены в табл. 1.

Таблица 1

Влияние различных реагентов и нагрузки на коэффициент трения пары «сталь - сталь»

Сила прижатия образцов, Н	Коэффициент трения Φ в средах				
	Оксаль	Нефть	PIPE-LAX	PIPE-LAX W	PIPE-LAX ENV
76,7	0,030	0,140	0,026	0,035	0,002
153,4	0,098	0,250	0,068	0,084	0,062
230,1	0,096	0,200	0,062	0,093	0,056
260,8	0,082	0,190	0,053	0,092	0,050
291,5	0,075	0,180	0,049	0,097	0,046
322,2	0,067	0,170	0,050	0,104	0,043

Флотореагент – Оксаль кратно уменьшает коэффициент трения пары «сталь – сталь» по сравнению с нефтью и незначительно уступает по данным свойствам реагентам PIPE-LAX, PIPE-LAX W и PIPE-LAX ENV. Необходимо отметить, что реагенты серии PIPE-LAX разработаны фирмой «M-I Drilling Fluids» непосредственно для освобождения прихваченных труб. Реагент PIPE-LAX идет как модифицирующая добавка в нефть, реагент PIPE-LAX W смешивается перед применением с дизельным топливом или минеральным маслом. А реагент оксаль нами предлагается использовать по новому назначению практически в товарном (неразбавленном) виде или с добавкой небольших количеств (несколько процентов) улучшающих его свойства поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Таким образом, получено экспериментальное подтверждение высокого уровня качества предлагаемой жидкостной ванны еще по одному параметру – низкому коэффициенту трения в контакте «металл - металл».

В процессе ликвидации прихвата важным фактором является скорость пропитки жидкостной ванной влажной пористой среды (смоченной раствором на водной основе) в зоне прихвата. Для количественной оценки данного параметра нами разработана несложная экспресс – методика. Моделью пористой среды служили полоски (12×1 см) фильтровальной бумаги с нанесенными на них делениями в 1 см. В емкости заливали образцы испытываемых сред и в них

помещали с одинаковым погружением фильтры, смоченные дистиллированной водой. В момент погружения фильтров включали секундомер, производили замеры времени пропитки 10 см^2 фильтра и рассчитывали время пропитки 1 см^2 мокрого фильтра. Результаты опытов приведены в табл. 2.

Таблица 2

Влияние состава жидкостной ванны на пропитку
влажного бумажного фильтра

№, п.	Состав жидкостной ванны	Время пропитки 1 см^2 мокрого фильтра, мин – с
1	Нефть (скв. 313/к. 15 Средне-Итурского м-ния)	28 – 28
2	Т-92	13 – 26
3	Т-92 + 2,5%ГИПХ-6	10 – 38
4	Т-92 + 2,5%СНПХ-6012	12 – 11
5	Т-92 + 2,5%PIPE-LAX	10 – 47
6	Нефть + 2,5%СНПХ-ПКД-515	12 – 10
7	Нефть + 1,0%СНПХ-ПКД-515	18 - 16

Скорость пропитки влажного фильтра Флотореагентом – Оксаль в 2,12 раза выше скорости пропитки нефтью. Импортная добавка 2,5% PIPE-LAX в оксаль дополнительно ускоряет пропитку бумажного фильтра на 24,6%. Добавление в оксаль отечественных реагентов, в частности углеводородорастворимого СНПХ-6012 ускоряет пропитку оксалем только на 10,3%, а растворимого одновременно в полярной и неполярной жидкости ГИПХ-6 – на 26,3%. Применение водомаслорастворимого катионного ПАВ – ГИПХ-6 в композиции с оксалем оказалось эффективнее, чем с импортным ПАВ, представляющим собой химический концентрат органических соединений. Использование катионоактивного ГИПХ-6 в композиции с оксалем предпочтительнее еще и потому, что происходит гидрофобизация отрицательно заряженных поверхностей фильтрационных каналов, улучшающая смачиваемость углеводородами глинистой корки и сальников на бурильной колонне, обвалившейся горной породы и ее сужений в стволе скважины.

Сравнительные данные предлагаемой противоприхватной ванны на основе реагента Т-92 и традиционной ванны на нефтяной основе + ПАВ, в частности с одним из лучших в настоящее время комплексным реагентом СНПХ-ПДК-515 (неионогенное ПАВ и азотсодержащая добавка в растворителях), свидетельствуют в пользу ванны оксаль + КПАВ.

Для наглядности проникающей способности оксаля были проделаны две серии опытов (рис. 1, 2)

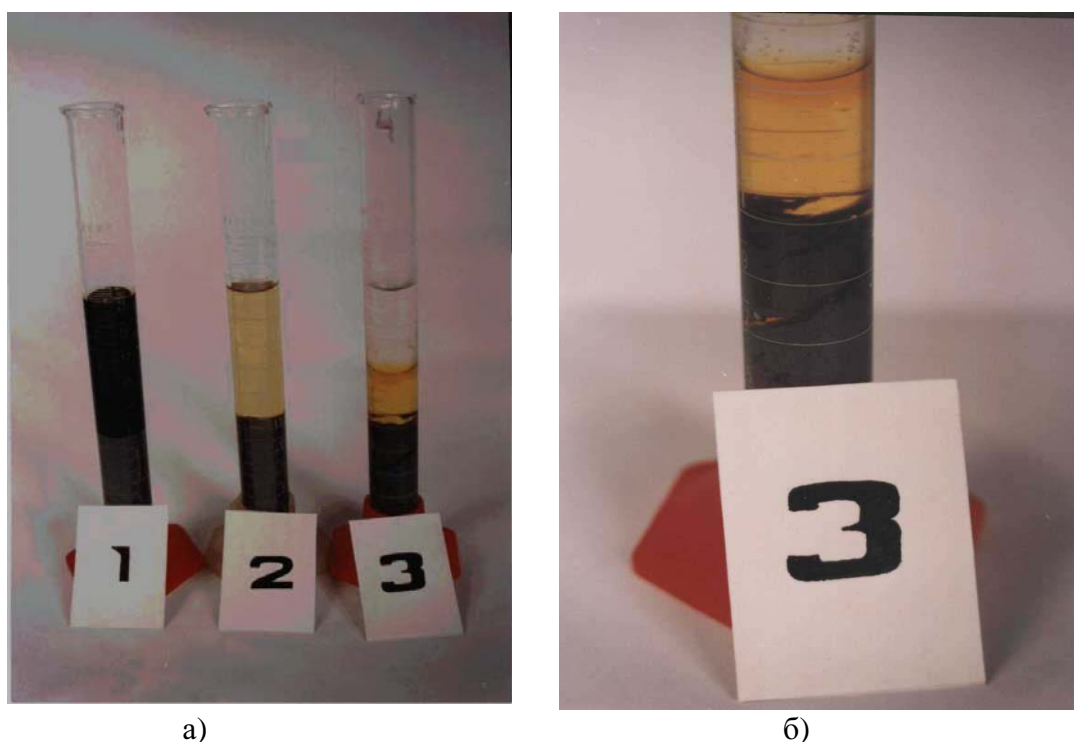


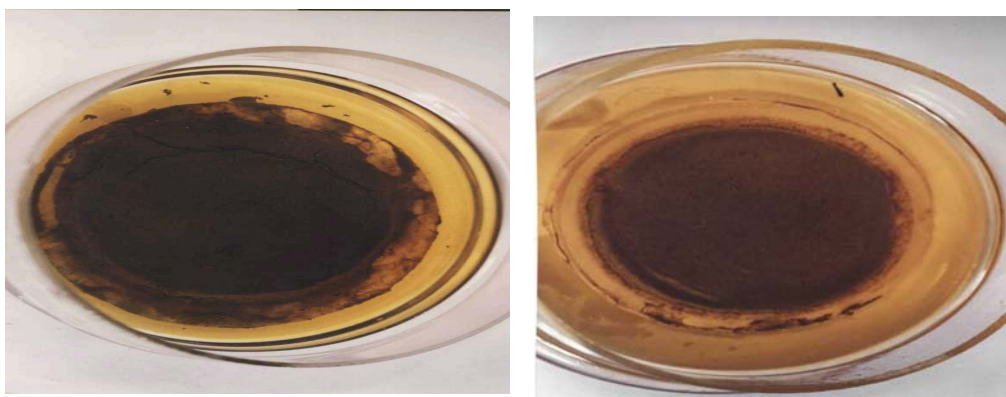
Рисунок 1. Тест на взаимное проникновение жидкостей:

- а) пробирки с буровым раствором залитые :
 1-нефтью; 2-дизельным топливом; 3- оксалем;
 б) увеличенная пробирка с буровым раствором и оксалем

В первой группе опытов в три пробирки емкостью 25 мл залили по 10 мл наработанного на скважине бурового раствора плотностью 1180 кг/м^3 . Затем в них по стенке были наслоены в таком же объеме нефть, дизельное топливо (ДТ) и оксаль. Через некоторое время в пробирке с оксалем произошло замещение (вытеснение) воды оксалем и образовался промыв в растворе (рис. 1,б).

Визуально отмеченное прохождение оксаля в буровой раствор произошло примерно на 1 см, несмотря на то, что плотность оксаля все же меньше плотности глинистого раствора. В других пробирках с нефтью и ДТ ничего не изменилось.

Во второй группе опытов в две ванночки поместили фильтры с глинистой коркой, полученные после определения показателя фильтрации бурового раствора на приборе ВМ-6. Затем в них залили ДТ и оксаль.



а) с оксалем;

б) с дизельным топливом;

Рисунок 2. Ванночки с глинистой коркой на бумажном фильтре

В глинистой корке, куда залили оксаль, почти сразу же образовались трещины. А корка, залитая дизельным топливом, осталась без изменений.

Необходимо отметить, что проникающая способность оксаля оказалась выше нефти и ДТ несмотря на то, что вязкость ее выше нефти и тем более ДТ (табл. 3).

Таблица 3

Условная вязкость оксаля и нефти при различных температурах

№, п.	Реагент	Условная вязкость по ВП-5, с, при температурах, °С			
		- 10	+ 20	+ 40	+ 60
1	Оксаль	163	94	47	30
2	Нефть	130	20	17	16

Считается, что применение жидкостных ванн, повышающих проницаемость фильтрационной корки, уменьшает силу прижатия бурильной колонны, прихваченной под действием дифференциального давления [1]. Очевидно, образование трещин в глинистой корке повышает ее проницаемость и как следствие улучшает эффективность противоприхватной ванны.

Создать трещины в глинистой корке и существенно повысить ее проницаемость можно несколькими путями. Во-первых, воздействием раствора хлористого кальция, что приводит к коагуляции корки и осмотической усадке ее при замене ионов Na^+ в глине на ионы Ca^{++} . Во-вторых, соляной кислотой, которая деформирует и растрескивает корку, изменяя ее структуру, когда замещаются ионы Na^+ и Ca^{++} на ионы H^+ . В-третьих, коагуляцию корки можно вызвать азотсодержащими катионными ПАВ [4 - 6].

Флотореагент – Оксаль представляет собой маслянистую жидкость, содержащую более 50% диоксановых спиртов и эфиров (ТУ 38.103429-83). Поэтому растрескивание глинистой корки вероятнее всего происходит по другому механизму, в результате обезвоживания (или «осушки») корки диоксановыми спиртами. Так как механизм трещинообразования глинистой корки оксалем другой, необходимо было выяснить, как это сказывается на ее проницаемости.

Для этого провели ряд опытов на приборе ВМ-6 по усовершенствованной нами и приведенной ниже методике.

Вначале, традиционным методом в течение 30 мин определяли показатель фильтрации (ПФ) естественного бурового раствора. Затем, частично развинчивая стакан и поддон, выливали использованный буровой раствор. Далее осторожно по стенке, не разрушая сформированной глинистой корки, в стакан заливали исследуемую жидкость. Вновь собирали прибор и определяли показатель фильтрации за 30 мин.

В качестве исследуемых жидкостей брали: оксаль, дизельное топливо, техническую воду (ТВ), водный раствор хлористого калия. Результаты исследований представлены в табл. 4.

Таблица 4

Фильтрация различных сред через глинистую корку бурового раствора

№, п.	Фильтруемая среда	Показатель фильтрации, ПФ, см ³ /30 мин
1	Буровой раствор (к.15 Спорышевского м-ия, $\rho = 1130 \text{ кг/м}^3$, УВ = 24 с, К = 0,5 мм)	6,5
2	Оксаль	2,5
3	Оксаль + Дизельное топливо (1:1)	4,5
4	Дизельное топливо	14,0
5	Техническая вода	4,0
6	Техническая вода + 2%КС1	14,0
7	Техническая вода + 5% КС1	17,0

Полученные данные свидетельствуют об обратной зависимости. При наличии трещин в корке с оксалем показатель фильтрации уменьшился в 2,6 раза, а в отсутствие трещин с дизельным топливом ПФ увеличился в 2,2 раза. Если рассматривать глинистую корку с позиции синергетики как фрактальный объект (наличие систем трещин не равномерно распределенных во всем объеме корки и не одинаковых по размеру), что мы наблюдали (рис. 2), то о результате можно судить следующим образом.

Оксаль способствует созданию сети трещин в корке и одновременно блокирует фильтрацию в незатронутой трещинообразованием части корки. Фильтрация оксаля при фиксированном перепаде давления в 0,1 МПа происходит только по наиболее крупным трещинам. Вязкость оксаля повышенная, поэтому и объемная скорость прохождения данной жидкости замедленная. В отличие от оксаля дизельное топливо и техническая вода фильтруются через всю площадь поверхности корки. Показатель фильтрации бурового раствора определяют в условиях, когда корка, особенно на начальном этапе, еще не сформирована. А техническую воду отфильтровали уже через созданную корку, поэтому показатель фильтрации с ТВ меньше.

Кроме того, буровой раствор обрабатывают основным реагентом полимером – стабилизатором и специальными добавками (смазывающими, гидрофобизирующими, ингибирующими, поверхностно-активными и др.).

Вероятно, капсулирующее действие полимеров и гидрофобизация корки углеводородными добавками внесли дополнительный вклад в снижение проницаемости по ТВ. Смешение оксаля и ДТ приводит к увеличению ПФ до $4,5\text{см}^3/30$ мин, что свидетельствует о наложении на фрактальный характер фильтрации по трещинам обычной сплошной фильтрации ДТ. Но при соотношении компонентов 50/50% ПФ повысился на $2\text{см}^3/30$ мин, то есть только на 17,4%.

Но фильтрационный экран в данном случае представлен одновременно глинистой коркой и закольматированным бумажным фильтром. При фильтрации оксаля через указанный экран, в корке образуются трещины, что улучшает ее проницаемость. Однако, в силу повышенной диспергирующей (пептизирующей) способности оксаля [7], мельчайшие частицы глины усиливают кольматацию бумажного фильтра и в целом снижают показатель фильтрации. Фильтрация воды через закольматированный глиной бумажный фильтр усиливает кольматацию и снижает показатель фильтрации за счет набухания глинистых частиц.

Фильтрация гидрофобизированных (катионными ПАВ) и ингибированных (калием) жидкостей способствует очистке пор за счет дегидратации глинистых частиц, что и приводит к увеличению показателя фильтрации.

Были проведены дополнительные опыты и после того, как слили оксаль, в стакан залили ТВ и еще раз определили ПФ. Последний для ТВ снизился до $1,5\text{см}^3/30$ мин. Следовательно, оксаль снижает ПФ через глинистую корку одновременно для неполярной и полярной жидкости. Последнее происходит в результате совместного проявления повышенных реологических свойств и роста структурно-механических свойств оксаля в ограниченном пространстве трещин.

При воздействии на глинистую корку раствором КСl, как и ожидалось, ПФ кратно увеличился. Поэтому, для повышения эффекта при проведении работ с дифференциально прихваченной колонной, целесообразно для повышения проницаемости корки применять солевой раствор и, в частности, раствор хлористого калия. Его, также как и оксаль, не понадобится удалять из раствора и сбрасывать в амбар после проведения операции. Оставив раствор КСl в буровом растворе и равномерно распределив во всем объеме, можно существенно повысить ингибирующие свойства фильтрата дисперсной системы.

Чтобы повысить эффективность аварийных работ необходимо устанавливать комплексную жидкостную ванну. Например, вначале закачивать 2-4 м³ 2-5% -го водного раствора KCl, а затем 6-8 м³ оксаля (для повышения точности лучше цементировочным агрегатом). В большинстве случаев в Ноябрьском регионе прихватывает компоновку низа бурильной колонны (КНБК) – турбобур или утяжеленные бурильные трубы (УБТ). Продавку буровым раствором следует осуществлять таким образом, чтобы часть (1,5-2,5 м³) оксаля осталась в колонном пространстве. В процессе продавливания солевого раствора и большей части оксаля в затрубное пространство необходимо расхаживать бурильный инструмент на 10-12 делений по индикатору веса выше массы колонны. После продавки оставляют ванну не менее чем на полчаса, но при этом постоянно расхаживают бурильный инструмент. Далее вытесняют остатки оксаля из колонного пространства в заколонное. При этом и в последующем также расхаживают бурильную колонну. После повторного выжидания установленной ванны (около 30 мин) восстанавливают промывку в скважине буровыми насосами до выравнивания параметров бурового раствора. В зависимости от того, освободилась или не освободилась от прихвата КНБК, корректируют план дальнейших работ.

Второй перспективный вариант – это совместное применение солянокислотной или глинокислотной ванны с оксалем. Соляную кислоту преимущественно используют при ликвидации прихвата в карбонатных породах. В Западной Сибири горные породы представлены глинистым материалом и полимиктовыми коллекторами с малой (до 10%) карбонатностью и повышенной глинистостью (до 20%). Следовательно, более предпочтительнее использовать смесь соляной и плавиковой кислот с оксалем. Грязевая кислота эффективнее также при борьбе с прихватами, обусловленными заклиниваем металлическими предметами. Однако и скорость кислотной коррозии бурильной колонны при использовании глинокислоты кратно выше. Для определения растворяющей способности композиции 4% оксаля добавляли к кислотным растворам. В химически чистой (х.ч.) соляной кислоте раствор остался прозрачным с жирными пятнами на дне стаканчика и частично на поверхности. Через сутки на дне пробирки сформировалась тонкая с повышенной твердостью пленка коричневого

цвета. Почти то же наблюдалось в стакане с технически ингибированной (т.и.) соляной кислотой Чапаевского химзавода. После термостатирования при 60°C в течение 1 ч растворы стали мутными с мелкими темно-коричневыми каплями на стенках пробирки.

В глинокислоте произошло растворение оксала с образованием слабой мути и изменением цвета от желтого до коричневого. После термостатирования изменился цвет до черного с мелкими черными каплями на стенках пробирки. Еще через 50 ч хранения раствор стал черным, дно пробирки не просматривалось, на стенках отмечались мелкие капли. Из всего следует, что оксаль в перечисленных кислотных растворах проявляет явно выраженное пленкообразующее свойство.

Для того чтобы выяснить, проявляют ли защитные функции пленки оксала от кислотной коррозии металла, провели дополнительные исследования. Изготовили образцы из стали труб нефтяного сортамента группы прочности «Д». Создавали пленочное покрытие (пл.п.) на образцах выдерживанием их в оксале. Затем помещали образцы в кислотные среды. Исходили из соотношения объема среды к площади поверхности образцов равного 7. Температура кислотного раствора соответствовала скважинной в призабойной зоне (80°C), продолжительность коррозии 1 ч. При меньшей температуре скорость коррозии естественно меньше, поэтому в лабораторных условиях моделировали экстремальные условия.

По потере массы образцов судили о скорости коррозии. Результаты экспериментов приведены в табл. 5.

Таблица 5

Влияние пленок оксала на скорость коррозии стали марки «Д»
в кислотных растворах (Т = 80°C, t = 1 ч)

№, п.	Коррозионная среда, покрытие	Площадь образца, мм ²	Объем среды, мл	Потеря массы образца, г	Скорость коррозии, г/(м ² ·ч)
1	2	3	4	5	6
1	12%-ая HCl (т.и)	635,9	44,5	0,11085	174,3
2	п.1+пленочное покрытие оксалем	627,7	43,9	0,08450	134,6

Продолжение табл.5

1	2	3	4	5	6
3	12%-ая HCl + 2% HF (1:1 от товарного вида)	641,6	44,9	0,96695	1507,1
4	п.3+пленочное покрытие оксалем	638,0	44,7	0,20535	321,9

Скорость коррозии стали в глинокислоте в 8,6 выше, чем в соляной кислоте. Степень защиты пленки оксаля в соляной кислоте 22,8%, а в глинокислоте – 78,6%. Высокий ингибиторный эффект пленки оксаля в глинокислотном растворе позволяет рекомендовать его в качестве буферной жидкости.

Комбинированная жидкостная ванна в таком случае будет состоять из порции (0,5-1,0 м³) оксаля, 2-3 м³ глинокислотного раствора и 6-8 м³ оксаля. Первая порция оксаля разделяет глинистый буровой и кислотный растворы и одновременно защитной пленкой предупреждает усиленную коррозию бурильного инструмента. Ее объем подбирают исходя из этих условий, то есть частичного перемешивания с буровым раствором и адсорбции на внутренней поверхности бурильной колонны. В технологической операции, в отличие от вышеописанной установки комплексной ванны, предусматривается дополнительное время (около 30 мин) на установку глинокислотной ванны. Глинокислотный раствор, помимо растворения металлических предметов, обвалившейся горной породы и сальников, также растворяет и растрескивает глинистую корку, что значительно повышает ее проницаемость. Вторая порция оксаля вслед за кислотой мгновенно создает пленку на металле и резко прекращает коррозию. Остальные вышеописанные положительные свойства оксаля сохраняются.

Таким образом, замена нефти и нефтепродуктов экологически безопасным оксалем, его модифицирование катионным ПАВ, комбинирование с другими видами жидкостных противоприхватных ванн (солевых и кислотных) позволит существенно повысить успешность аварийных работ практически в любой ситуации.

Литература

1. Ясов В.Г., Аниськовцев А.В., Жуйков Е.П., Казаков А.Г. Применение жидкостных ванн при ликвидации прихватов бурильной колонны. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989. – (обзор.информ. Сер. «Строительство скважин»).
2. Промывочная жидкость: А.С. 666194 СССР / М.Р. Мавлютов, Г.В. Конесев, Д.Л. Рахманкулов и др. - №1790996/22-03; Заявл. 02.06.72. Оpubл. 05.06.79. – Бюл. №21.
3. Буровой раствор: А.С.1303604 СССР / Г.В. Конесев, М.Р. Мавлютов, В.Р. Рахматуллин и др. - №38606687/23-03; Заявл. 25.12.84. Оpubл. 15.04.87. – Бюл. №14.
4. А.У. Шарипов, Р.М. Клявин, Г.Н. Хангильдин. Исследования влияния хлористого кальция, добавляемого к цементному раствору, на глинистую корку / Техника и технология бурения нефтяных скважин. Научн.тр. БашНИПИнефть. – г. Уфа. Вып. 36. С.141 – 147.
5. А.У. Шарипов, Р.М. Клявин, Г.Н. Хангильдин. Исследование размываемости фильтрационной глинистой корки в различных жидкостях / Техника и технология бурения нефтяных скважин. Научн.тр. БашНИПИнефть. – г. Уфа. Вып. 36. С.148 – 153.
6. Петров Н.А. Совершенствование техники и технологии вскрытия продуктивных пластов применением катионоактивных ПАВ и гидроперфорации: Дис. канд. техн. наук : 25.12.03 / Уфим. Гос. Нефт. Техн. Ун-т. – Уфа. 2003. – 224 с.
7. Рахманкулов Д.Л., Ахметшин Э.А., Злотский С.С. и др. Применение физико-химических методов при бурении скважин, добыче и транспортировке нефти и газа. «Разработка нефтяных и газовых месторождений» (Итоги науки и техники), 1985, 18.1-176.