

ИНГИБИТОР КОРРОЗИИ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ «ИК-130»

Ишбаев Гниятулла Гарифуллович – д.т.н., профессор, генеральный директор
ООО НПП «БУРИНТЕХ», dir@burinteh.com

Дильмиев Марат Рафаилович – начальник службы буровых растворов
ООО НПП «БУРИНТЕХ», mdilmiev@burinteh.com

Христенко Алексей Витальевич – к.т.н., заведующий испытательной лаборатории
буровых растворов ООО НПП «БУРИНТЕХ», khristenko@burinteh.com

Петров Дмитрий Валерьевич – ведущий инженер-технолог испытательной
лаборатории буровых растворов ООО НПП «БУРИНТЕХ», petrovdv@burinteh.com

Майданова Анна Владимировна – к.х.н., инженер 2 категории испытательной
лаборатории буровых растворов ООО НПП «БУРИНТЕХ», maydanova@burinteh.com

Ложкин Сергей Сергеевич – к.х.н., инженер 1 категории испытательной лаборатории
буровых растворов ООО НПП «БУРИНТЕХ», lozhkin@burinteh.com

Ключевые слова: коррозия, буровой инструмент, минерализованный буровой раствор, ингибитор коррозии, комплекс металла, поверхностно-активное вещество, синергетический эффект.

Разработан высокоэффективный ингибитор коррозии «ИК-130» на основе комплекса металла и поверхностно-активного вещества. При низкой концентрации (0,4%) ингибитор коррозии позволяет снижать скорость коррозии до 0,03 мм/год в высокоминерализованном и до 0,1 мм/год в слабоминерализованном буровом растворе. Установлено, что высокая антикоррозионная активность «ИК-130» обусловлена синергетическим эффектом между компонентами состава.

CORROSION INHIBITOR IK-130 FOR DRILLING MUDS

Ishbaev, Gniyatulla G. – Dr.Tech.Sci., professor, general director
of LLC NPP BURINTEH, dir@burinteh.com

Dilmiev, Marat R. – director of the drilling mud service, LLC NPP BURINTEH,
mdilmiev@burinteh.com

Khristenko, Alexey V. – Cand.Tech.Sci., head of the drilling mud testing laboratory,
LLC NPP BURINTEH, khristenko@burinteh.com

Petrov, Dmitry V. – lead process engineer of the drilling mud testing laboratory,
LLC NPP BURINTEH, petrovdv@burinteh.com

Maydanova, Anna V. – Canad.Chem.Sci., engineer grade 2, the drilling mud testing
laboratory, LLC NPP BURINTEH, maydanova@burinteh.com

Lozhkin, Sergey S. – Canad.Chem.Sci., engineer grade 1, the drilling mud testing
laboratory, LLC NPP BURINTEH, lozhkin@burinteh.com

Key words: corrosion, drilling tool, saltwater mud, corrosion inhibitor, metal complex, surfactant, synergy.

The paper focuses on a new high performance corrosion inhibitor, IK-130, based on a metal complex and surfactant. A low concentration (0,4%) of the corrosion inhibitor enables to reduce corrosion rate to 0,03 mm/year in a saltwater mud and to 0,1 mm/year in freshwater mud. It was established that the excellent corrosion resistance of IK-130 is achieved through the synergy effect produced by its components.

Коррозия бурового инструмента – самопроизвольное разрушение бурового инструмента вследствие химического или электрохимического взаимодействия его с окружающей средой (буровым раствором).

Основной причиной коррозии в буровом растворе являются растворенные газы (кислород, сероводород, углекислый газ). Следует отметить, что в буровых растворах почти всегда присутствует кислород, растворившийся там во время его приготовления и обработки, причем

несколько его миллиграммов на 1 л достаточно для того, чтобы вызвать сильную коррозию. При этом считается, что основными факторами, влияющими на коррозию, являются рН бурового раствора, температура, давление и минерализация раствора. Так, многочисленные эксперименты показывают, что скорость коррозии металла намного выше при значении рН менее 7, чем при высоких значениях рН.

Также скорость коррозии возрастает с ростом температуры, что тоже связано с растворимостью газов в растворе. Например, коррозия бурового инструмента наиболее выражена в скважине ближе к забою, где температура максимальна, и образуется закрытая система, т.е. кислород не может быть удален. При этом замечено, что скорость коррозии уменьшается при одинаковой температуре в открытых системах – таких как растворные емкости, где кислород удалить легче.

Помимо температуры значительное влияние на коррозию оказывает минерализация раствора. Это связано с тем, что электрохимическая коррозия протекает с переносом электронов, а растворенные в воде соли увеличивают проводимость воды, тем самым создавая благоприятные условия для протекания данного процесса. Однако замечено, что наибольший коррозионный эффект имеют рассолы с концентрацией солей 3-5%, поскольку при высокой минерализации скорость коррозии снижается из-за уменьшения растворимости кислорода.

Ингибиторы коррозии – реагенты, введение которых в агрессивную среду в определенном количестве вызывает замедление коррозии. Выделяют два механизма защиты от коррозии – адсорбционный и пассивирующий. Реагенты, действующие по первому типу,

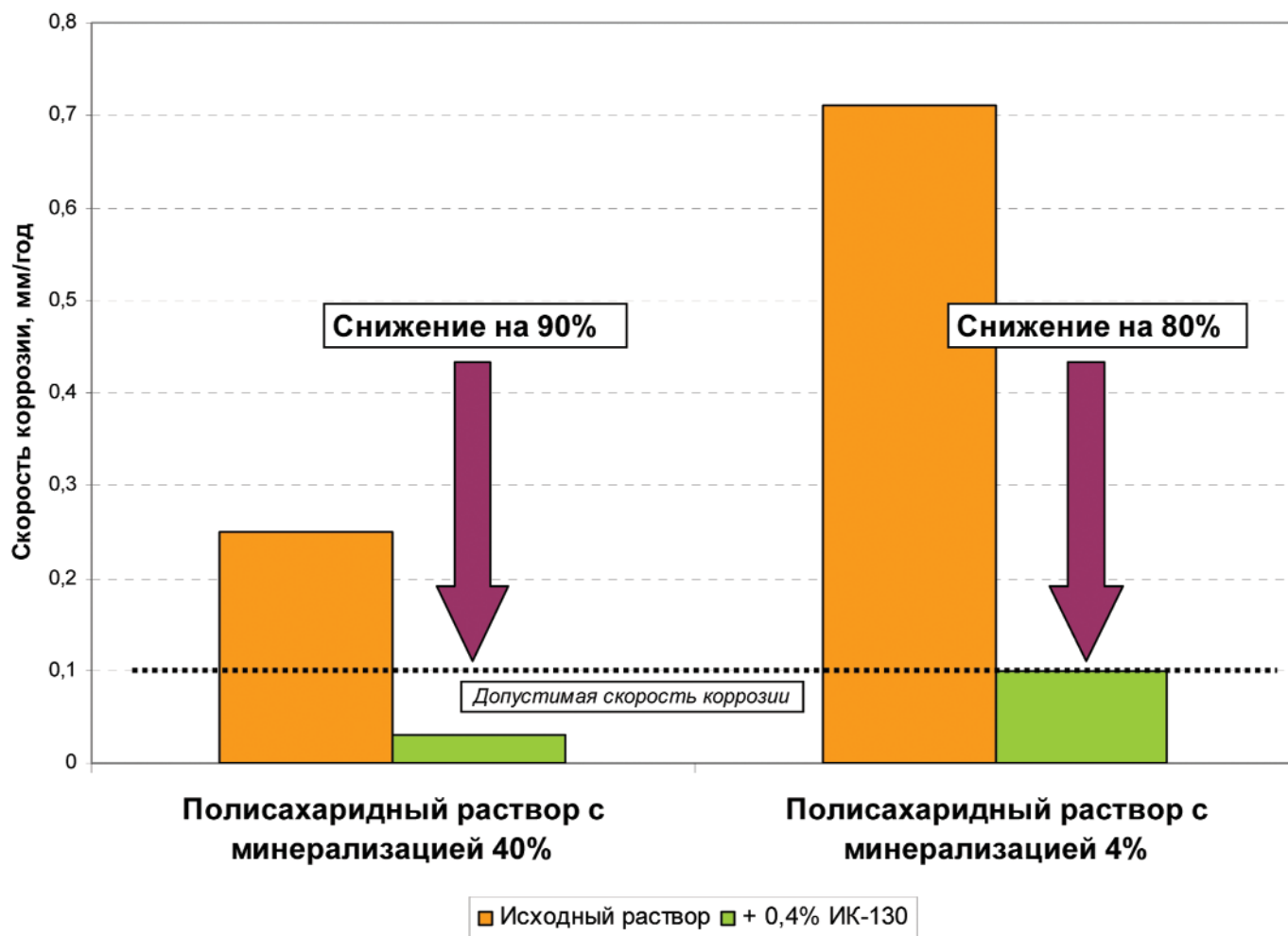


Рис. 1. Изменение скорости коррозии в зависимости от минерализации и добавки ингибитора коррозии

адсорбируются на поверхности металла, предотвращая агрессивное воздействие кислорода. Пассивирующие ингибиторы коррозии способствуют образованию на металле оксидных пленок и переводят металл в пассивное состояние.

В Испытательной лаборатории буровых растворов ООО НПП «БУРИНТЕХ» разработан ингибитор коррозии «ИК-130». Реагент, состоящий из комплекса металла и поверхностно-активного вещества, обладает адсорбционно-пассивирующим действием на металл бурового инструмента и проявляет высокую эффективность при температурах до 130°C.

Действие ингибитора коррозии «ИК-130» было проверено на буровых растворах с низкой и высокой минерализацией, применяющихся как НПП «БУРИНТЕХ», так и дру-

гими компаниями в настоящее время. Раствор с высокой минерализацией – это полисахаридный раствор с содержанием солей калия, магния и кальция более 40%. Раствор с низкой минерализацией представляет собой полисахаридный раствор с 4% КСl. рН растворов поддерживался на уровне не менее 8 ед.

Испытания на коррозию проводились в лабораторных условиях, с использованием образцов из углеродистой низколегированной стали марки Ст-3. Тщательно очищенные образцы помещались в ячейки для определения коррозионной активности, заливались раствором для испытаний и вращались в роллерной печи при необходимой температуре в течение 66 ч. Для каждого испытания проводилось минимум два параллельных опыта. Расчет

коррозионной активности проводился по разнице масс образца стали до и после эксперимента по формуле согласно ГОСТ 9.502-82.

Опыты по установлению коррозионного действия проводились при 80°C. Согласно испытаниям, раствор с низкой минерализацией проявляет значительно более высокое коррозионное действие, чем высокоминерализованный раствор (рис. 1). Введение 0,4% ингибитора коррозии «ИК-130» снижает коррозионность растворов до минимальной. Высокая эффективность ингибитора коррозии «ИК-130» обусловлена сильным синергетическим эффектом - скорость коррозии 0,03 мм/год для смеси компонентов в высокоминерализованном растворе, тогда как в аналогичных условиях и концентрациях скорость коррозии индивидуальных компо-

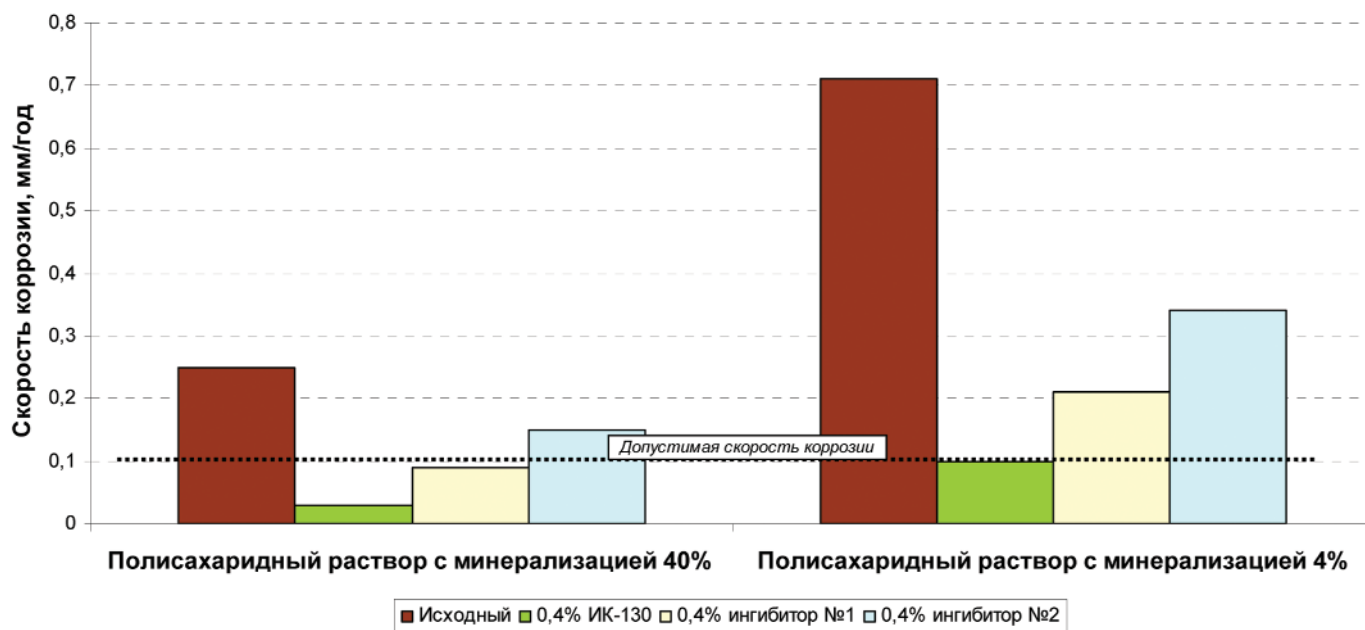


Рис. 2. Изменение скорости коррозии в зависимости от ингибитора коррозии

нентов составляет 0,12 мм/год (комплекс металла) и 0,085 мм/год (поверхностно-активное вещество).

Концентрация ингибитора коррозии 0,4% подобрана опытным путем после испытаний в лабораторных условиях как самая оптимальная. Установлено, что меньшая концентрация ингибитора «ИК-130» недостаточно снижает коррозию стали, а увеличение концентрации «ИК-130» до 0,6% не повышает эффективность последнего. Следует отметить, что рекомендуемая концентрация ингибиторов коррозии российских и зарубежных производителей зависит от химической природы ингибитора, минерализации раствора, наличия твердой фазы и других условий. Так, пленкообразующие азотсодержащие соединения (амины, четвертичные аммонийные соединения, алкилмидазолины и другие) рекомендуются в концентрации до 2% для высокоминерализованных растворов, причем в присутствии твердой фазы их ингибирующая активность сильно снижается. Для фосфорсодержащих соединений (фосфонаты, алкилфосфаты и другие) рекомендуемая ингибирующая концентрация до 0,4%.

На сегодняшний день в качестве ингибиторов коррозии для буровых растворов чаще всего применяют пленкообразующие соединения на основе аминов и четвертичных аммонийных соединений. Такие ингибиторы коррозии защищают поверхность бурового инструмента по принципу адсорбции. Воздействие «ИК-130» на снижение скорости коррозии сравнивалось с ингибиторами коррозии для буровых растворов известных производителей, действующих по указанному выше механизму (рис. 2). Испытания на коррозионную активность проводили при 80°C.

По результатам испытаний ингибитор коррозии «ИК-130», обладающий адсорбционно-пассивирующим действием, эффективнее снижает скорость коррозии по сравнению с испытанными ингибиторами адсорбционного действия.

Еще одним важным преимуществом ингибитора коррозии «ИК-130» является устойчивость к наработке глины до определенного предела. Так, добавление к раствору любой минерализации, обработанному ингибитором «ИК-130», до 10% глины не влияет на эффективность снижения скорости коррозии,

которая составляет до 0,04 мм/год. При наработке глины более 10-15% требуется введение дополнительного количества ингибитора коррозии «ИК-130».

ВЫВОДЫ

Разработан высокоэффективный ингибитор коррозии «ИК-130», содержащий комплекс металла и поверхностно-активное вещество, который обладает адсорбционно-пассивирующим действием на металл бурового инструмента. Высокая эффективность «ИК-130» обусловлена сильным синергетическим эффектом между компонентами состава.

Ингибитор коррозии «ИК-130» позволяет снижать скорость коррозии до 0,03 мм/год в высокоминерализованном растворе и до 0,1 мм/год в слабоминерализованном растворе.

Ингибитор коррозии «ИК-130» эффективнее снижает скорость коррозии (в 3 и более раз) по сравнению с испытанными промышленно выпускаемыми ингибиторами адсорбционного действия.

Важное преимущество ингибитора коррозии «ИК-130» — достаточно высокая устойчивость к наработке глины. ■