

Максад ТУРСУНОВ,

кандидат технических наук, начальник
отдела, ООО «Geo Research and Development
Company», г.Ташкент, Узбекистан
E-mail:maksad.tursunov@grdc.uz
Тел. +998935040469

Акмал АБДИРАЗАКОВ,

доцент, Каршинский инженерно-
экономический институт, г. Карши, Узбекистан
E-mail: akmal/abdirazakov@bk.ru
Тел. +998907228015

Қуддус КЕНЖАЕВ,

докторант (PhD)
Каршинский инженерно-экономический институт,
г. Карши, Узбекистан
Email:kenjayevquddus@gmail.com
Тел. +998914686109.

На основа рецензии проректора Каршинского Международного Университета доцента У.Р.Панжиева.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОГО ИСПЫТАНИЯ НОВОГО ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ МАРКИ ИК-GRDC-0421 НА МЕСТОРОЖДЕНИИ СЕВЕРНЫЙ УРТАБУЛАК

Аннотация

В статье представлены результаты промысловых испытаний нового ингибитора коррозии разработанный для защиты оборудования и коммуникации, находящихся в средах с высокой солевой минерализацией, содержащих углекислый газ, кислород, сероводород и другие агрессивные примеси.

Ключевые слова: Коррозия, ингибитор коррозии, оборудования, защита, опытно-промышленное испытания, образцы свидетелей коррозии, скважина.

RESULTS OF PILOT TESTS OF A NEW CORROSION INHIBITOR GRADE IK-GRDC-0421 AT THE NORTHERN URTABULAK FIELD

Annotation

The article presents the results of field tests of a new corrosion inhibitor developed to protect equipment and communications located in environments with high salt mineralization, containing carbon dioxide, oxygen, hydrogen sulfide and other aggressive impurities.

Key words: Corrosion, corrosion inhibitor, equipment, protection, pilot testing, samples of corrosion witnesses, well.

SHIMOLIY O'RTA-BULOQ KONIDA IK-GRDC-0421 MARKALI YANGI KORROZIYA INGIBITORI TAJRIBA SINOVLARI NATIJALARI

Annotatsiya

Maqolada karbonat ангидрид, kislorod, vodorod sulfidi va boshqa agressiv aralashmalar bo'lgan tuzli mineralizatsiyasi yuqori bo'lgan muhitda joylashgan uskunalarni himoya qilish uchun mo'ljallangan yangi korroziya ingibitori laboratoriya va dala sinovlari natijalari keltirilgan.

Kalit so'zlar: karbonot ангидрид, kislorod, vodorod sulfidi, va boshqa agressiv aralashmalar ko'rsatilgan.

Введение. Новый ингибитор коррозии марки ИК-GRDC-0421 применяется для защиты нефтедобывающего, нефтепромыслового оборудования и водоводов от коррозии, вызываемой действием пластовых и сточных вод в системах поддержания пластового давления и нефтесбора. В результате лабораторных испытаний установлено, что ИК-GRDC-0421 является эффективным ингибитором коррозии водонефтяной эмульсии (ВНЭ) и пластовой воде месторождения Северный Уртабулак и отвечает требованиям РН 39.0-051: 2007. Показатель защитной способности (Z, %) тестированного ИК «GRDC- 0421», составило порядка 91,1%-92,6% при содержании ингибитора коррозии от 25 до 35 мг/л в ВНЭ месторождения «Северный Уртабулак, Защитная способность ингибитора коррозии марки «GRDC-0421» (Z, %) тестированного в пластовой воде Северный Уртабулак, составляет порядка 88,9%-92,2% при содержании ингибитора коррозии от 25 до 35 мг/л. Было рекомендовано проведение опытно-промысловых испытаний в реальных условиях нефтяных промыслов.

Для определение степени защиты ингибитора коррозии в условиях действующих промыслов были проведены опытно-промышленные испытания на промысловых трубопроводах, системы нефтесбора и системы ППД месторождения Северный Уртабулак. В качестве контрольных образцов-свидетелей коррозии использовали сталь-20 ГОСТ 1050-84, количество образцов 46 единиц (включая фоновые замеры). Контрольные образцы-свидетели коррозии (ОСК), помещались в потоке центральных линий нефтепроводов СП-1, СП-2, СП-3 -УПН (в точках до и после подачи ингибитора коррозии), а также в РВС-7, РВС-4, РВС-9 (подвески с ОСК на двух уровнях), РВС-2 ППД (подвеска с ОСК на двух уровнях), в буферное пространство водонагнетальной скважины системы ППД № 114. Ингибитор коррозии вводился в товарном виде по средству дозирочных установок «СУДР» (скважинная установка дозирования реагентов). 1. Удельный расход реагента: Этап 1 -35 грамм/м³, Этап 2 -30 грамм/м³, Этап 3 -25 грамм/м³. 2. Испытуемая среда: Сырая нефть /ВНЭ/товарная нефть/подтоварная/пластовая вода. 3. Общее время испытаний: 1128 часов. Ниже приведены результаты визуального осмотра образцов-свидетелей коррозии после испытаний.

ФОНОВЫЙ ЗАМЕР (БЕЗ ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ) ДО ПЕРЕХОДА НА БЕЗНАСОСНУЮ СИСТЕМУ ДОБЫЧИ

Центральная линия нефтепровода «СП-1-УПН»-ФОН. ОСК с данной контрольной точки, имеются многочисленные локальные повреждения в виде каверн от 1 мм до 22 мм и обширных коррозионных язв от 1 мм до 14 мм. Образец подвергся коррозии смешанного типа: совокупность углекислотной, кислородной и сероводородной коррозии. Из основных коррозионных повреждений необходимо выделить коррозионную язвину размерами 14 мм на 6 мм и глубиной до 2,3 мм. На оборотной стороне ОСК имеется коррозионное повреждение в виде каверны размером 22 мм на 5 мм и глубиной до 1,5 мм. Форма дна и стенок каверны указывает на процессы сероводородной коррозии. Несмотря на критическую скорость коррозии в 35,7 раза превышающую допуск, анализ коррозионных повреждений указывает на скорость проникающей коррозии равной 29,9821 мм/год, что говорит о необратимом локальном коррозионном разрушении промыслового оборудования. **Центральная линия нефтепровода «СП-2-УПН»-ФОН.** ОСК с данной контрольной точки подвергся сплошной неравномерной коррозии нескольких типов многократно превышающей допуск, из которых необходимо выделить - язвенную углекислотную коррозию, кислородную коррозию, а также следы сероводородной коррозии. Также имеются язвенные повреждения на кромках ОСК что говорит о протекании биокоррозионных процессов в условиях высокой зараженности среды колониями СВБ. Стоит отметить наличие на кромках ОСК питтинговой (точечной) коррозии, что говорит о протекании коррозии в присутствии сероводорода как одного из катализаторов коррозионных процессов. **Центральная линия нефтепровода «СП-3-УПН»-ФОН.** Не смотря на самую высокую зафиксированную скорость коррозии, на данном этапе исследований, среди центральных линий нефтепроводов, коррозионные повреждения в основном несут сплошной характер под воздействием совокупности углекислотной и кислородной коррозии. На поверхности ОСК имеются многочисленные локальные язвы и каверны размерами от 9 мм до 2 мм и шириной от 4 мм до 1 мм. На кромках ОСК имеются следы сероводородной коррозии в виде питтингов. **РВС-7(технологический)-ФОН.** ОСК с данной контрольной точки в основном подверглись сплошной равномерной коррозии ниже допустимой. ОСК потускнели, имеются коррозионные повреждения в виде коррозионных пятен, расположенных по всей поверхности ОСК, а также единичные зарождающиеся мелкие язвы размером от 0,5 до 1 мм. **РВС-4 (товарный)-ФОН.** ОСК с данной контрольной точки в основном подверглись сплошной равномерной коррозии ниже допустимой. ОСК потускнели, имеются следы зарождения местной язвенной коррозии на кромках и поверхности ОСК. **РВС-9(подтоварная вода)-ФОН.** ОСК с данной контрольной точки в основном подверглись сплошной равномерной коррозии ниже допустимой. ОСК потускнели, имеются следы локальной коррозии пятнами на поверхности ОСК.

ПЕРВЫЙ КОНТРОЛЬНЫЙ СЪЕМ

(дозировка ИК согласно программе ОПИ 35 грамм/м³). **Центральная линия нефтепровода «СП-1-УПН».** Выраженных коррозионных повреждений на ОСК с данной контрольной точки не зафиксировано. **Центральная линия нефтепровода «СП-2-УПН».** Выраженных коррозионных повреждений на ОСК с данной контрольной точки не зафиксировано. **Центральная линия нефтепровода «СП-3-УПН». Выход с СП-3 (Без подачи ингибитора коррозии) ФОН.** ОСК с данной точки подвергся сплошной равномерной коррозии многократно превышающую допуск. Что весьма схоже по сравнению с предыдущим периодом экспозиции ОСК с данной точки где, не смотря на наличие выраженных следов язвенной коррозии, основные коррозионные повреждения были вызваны сплошной коррозионной скоростью которой превышала допуск в более чем 45 раз. **Выход с СП-3 (после подачи ингибитора коррозии).** Выраженных коррозионных повреждений на ОСК с данной контрольной точки не зафиксировано. ОСК подвергся сплошной равномерной коррозии, не превышающей допуск. **РВС-4(товарный).** Выраженных коррозионных повреждений, помимо незначительной коррозии пятнами на ОСК с данного объекта не зафиксировано. Необходимо отметить значительное снижение уровня коррозии в верхней части резервуара, с 0,0930 мм/год (фоновый замер) до 0,0125 мм/год (замер с ингибитором), что говорит об эффективности предпринимаемых мер по защите оборудования от коррозионного разрушения. **РВС-9 (подтоварная вода).** Коррозионные повреждения ОСК с нижней части представлены хаотично расположенными мелкими зарождающимися язвами от 0,5 до 1,2 мм. На одной из сторон имеется локальное коррозионное пятно размером 12 мм на 6 мм, расположенное вблизи нижней кромки ОСК. Коррозионные повреждения обусловлены процессами коррозии смешанного типа, совокупность кислородной и углекислотной коррозии. **РВС-2 система ППД.** ОСК (низ) с данной контрольной точки подвергся неравномерной коррозии выше допустимой. Коррозионные повреждения представлены многочисленными хаотично расположенными мелкими язвами от 0,5 мм до 2 мм в диаметре и единичными локальными язвами до 5 мм, а также коррозией пятнами. ОСК (верх) с данной контрольной точки подвергся неравномерной выраженной язвенной коррозии выше допустимой.

ВТОРОЙ КОНТРОЛЬНЫЙ СЪЕМ

(дозировка ИК согласно программе ОПИ 30 грамм/м³) **Центральная линия нефтепровода «СП-3-УПН» Выход с СП-3 (Без подачи ингибитора коррозии) ФОН.** ОСК с данной точки подвергся сплошной равномерной коррозии, не превышающей допуск. На поверхности ОСК имеются единичные коррозионные повреждения в виде хаотично расположенных коррозионных пятен. **Выход с СП-3 (после подачи ингибитора коррозии).** Выраженных коррозионных повреждений на ОСК с данной контрольной точки не зафиксировано. ОСК подвергся сплошной равномерной коррозии, не превышающей допуск. **Центральная линия нефтепровода «СП-1-УПН».** Выход с СП-1 (после подачи ингибитора коррозии) Выраженных коррозионных повреждений на ОСК с данной контрольной точки не зафиксировано. **РВС-7(технологический).** Выраженных коррозионных повреждений, на ОСК с данного объекта не зафиксировано. Образцы подверглись сплошной равномерной коррозии ниже допустимой. **РВС-4(товарный).** Выраженных коррозионных повреждений, на ОСК с данного объекта не зафиксировано. Образцы подверглись сплошной равномерной коррозии ниже допустимой. **РВС-9(подтоварная вода)** ОСК с верхней части резервуара подвергся сплошной равномерной коррозии ниже допустимой. Образование столь значительных коррозионных повреждений за малый период экспозиции, говорит об интенсивном процессе биокоррозии в придонном слое резервуара под воздействием СВБ. **РВС-2 система ППД.** Исследование проводилось в два этапа.

ТРЕТИЙ КОНТРОЛЬНЫЙ СЪЕМ.(дозировка ИК 25 грамм на тонну нефти) **Центральная линия нефтепровода «СП-3-УПН».Выход с СП-3(Без подачи ингибитора коррозии)-ФОН.**ОСК с данной точки подвергся сплошной равномерной коррозии, превышающей допуск. На поверхности ОСК зафиксированы следы характерные для углекислотной коррозии, а также коррозия в виде локальных коррозионных пятен.**Выход с СП-3(После подачи ингибитора коррозии).**Выраженных коррозионных повреждений на ОСК с данной контрольной точки не зафиксировано. ОСК подвергся сплошной равномерной коррозии, не превышающей допуск. **Центральная линия нефтепровода «СП-1-УПН». Выход с СП-1 (Без подачи ингибитора коррозии)-ФОН.**ОСК с данной точки подвергся выраженной сплошной равномерной углекислотной коррозии, превышающей допуск. Локальные коррозионные повреждения представлены коррозионными пятнами, хаотично расположенными по поверхности ОСК.Выраженных коррозионных повреждений на ОСК с данной контрольной точки не зафиксировано. ОСК подвергся сплошной равномерной коррозии, не превышающей допуск.

Заключение. Ингибитор коррозии марки ИК-GRDC-0421 Тз 28588472-001:2021, по результатам третьего контрольного съема опытно-промышленных испытаний показал достаточную степень защиты, и в соответствии ГОСТ 9.502-82 и NGH (RH)39.0-051:2007 может рекомендоваться к промышленному применению для защиты от коррозии промысловых трубопроводов и оборудования систем нефтесбора и транспортировки нефти месторождений Узбекистана»

РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ образцов-свидетелей коррозии

Система нефтесбора месторождения Северный Уртабулак Время испытаний: 1128 часо

ПЕРВЫЙ КОНТРОЛЬНЫЙ СЪЕМ

Наименование объекта мониторинга	№ образца	Площадь образца S, (m ²)	Масса образца до испытаний (g)	Масса образца после испытаний (g)	Потери массы (g)	Время экспозиции (h)	Скорость коррозии без ингибитора (mm/y) фоновая	Скорость коррозии с ингибитором (mm/y)	Степень защиты %	Примечание
ППД РВС-2	75	0,003114	36,6011	36,3654	0,2357	240	0,4215	0,3533	16,2	Открытая система ППД. Высокое содержание O ₂ . Необходимость дозирования ингибитора коррозии непосредственно в систему
	87	0,003136	38,6060	38,1025	0,5035	240	1,7716	0,7493	57,7	
УПН РВС-7 технологический	86	0,002996	34,2131	34,2049	0,0082	240	0,0194	0,0128	34,2	Низкий уровень фоновой коррозии (ниже ДСК)
	88	0,002996	36,1131	36,1051	0,0080	240	0,0930	0,0125	86,6	
УПН РВС-4 товарный	69	0,002996	37,1202	37,1098	0,0104	240	0,0264	0,0162	38,7	Низкий уровень фоновой коррозии (ниже ДСК)
	70	0,002996	33,8968	33,8855	0,0113	240	0,0203	0,0176	13,2	
УПН РВС-9 подтоварная вода	77	0,003188	37,4351	37,4182	0,0169	240	0,0278	0,0247	11,1	Низкий уровень фоновой коррозии (ниже ДСК)
	81	0,002996	34,1961	34,1823	0,0138	240	0,0297	0,0215	27,6	
Выход с СП-3 ФОН (без ИК)	68	0,002937	36,9094	36,4925	0,4169	216	4,5510	0,7361	83,8	Эффективность обусловлена переходом на закрытую систему
Выход с СП-3	66	0,003025	38,9545	38,8972	0,0573	240	0,7361	0,0884	88,0	Результат первого контрольного съема
Выход с СП-2	71	0,002937	33,5489	33,5443	0,0046	240		0,0073		Необходимость проведения фоновых замеров
Выход с СП-1	79	0,002966	35,5170	35,4989	0,0181	240		0,0285		

ВТОРОЙ КОНТРОЛЬНЫЙ СЪЕМ

Наименование объекта мониторинга	Испытуемая среда	Контрольная точка	№ ОСК	Дата установки ОСК	Дата снятия ОСК	Период экспозиции, дней	Масса ОСК до экспозиции, грамм	Масса ОСК после экспозиции, грамм	Потери массы за период экспозиции, грамм	Площадь ОСК, м ²	Скорость коррозии без ингибитора (мм/год) фоновая	Скорость коррозии (мм/год)	Степень защиты %	Примечание
УПН РВС-7 товарный	Сырая нефть ВНЭ	ниж	124	22.11.2021	13.12.2021	21	36,8206	36,8187	0,0019	0,002973	0,0194	0,0081	58,0	Заражение придонной части РВС козловыми СВЕ
		верх	129	22.11.2021	13.12.2021	21	32,6222	32,6114	0,0108	0,002915	0,0930	0,0082	91,1	
УПН РВС-4 технологический	Нефть ВНЭ	ниж	114	22.11.2021	13.12.2021	21	36,9499	36,9414	0,0085	0,026745	0,0264	0,0007	97,3	смена фаз при изменении уровня заполнения резервуара
		верх	127	22.11.2021	13.12.2021	21	34,1210	34,1099	0,0111	0,002965	0,0203	0,0083	59,0	
УПН РВС-9 подтоварная вода	Подтоварная вода	ниж	116	22.11.2021	13.12.2021	21	30,7093	30,7036	0,0057	0,002712	0,0278	0,0047	83,2	Заражение придонной части РВС козловыми СВЕ
		верх	118	22.11.2021	13.12.2021	21	37,7663	37,7327	0,0336	0,002973	0,0297	0,0251	15,5	
Выход с СП-3 (до подачи ИК)	Сырая нефть ВНЭ	ниж	97	27.11.2021	13.12.2021	16	33,0625	32,9111	0,1514	0,002815		0,1569		Фоновый замер
Выход с СП-3 (после подачи ИК)	Сырая нефть ВНЭ	ниж	119	27.11.2021	13.12.2021	16	37,4572	37,4464	0,0108	0,003002	0,1569	0,0105	93,3	Фактическая эффективность испытуемого ингибитора коррозии
Выход с СП-1 (до подачи ИК)	Сырая нефть ВНЭ	ниж	93	27.11.2021	13.12.2021	16	35,9247	35,7446	0,1801	0,003083		0,1704		Фоновый замер
Выход с СП-1 (после подачи ИК)	Сырая нефть ВНЭ	ниж	109	27.11.2021	13.12.2021	16	35,2322	35,2223	0,0099	0,003013	0,1704	0,0096	94,4	Фактическая эффективность испытуемого ингибитора коррозии

Наименование объекта мониторинга	Испытуемая среда	Контрольная точка	№ ОСК	Дата установки ОСК	Дата снятия ОСК	Период жевания, дней	Масса ОСК до жевания, грамм	Масса ОСК после жевания, грамм	Потери массы за период жевания, грамм	Площадь ОСК, м ²	Скорость коррозии без ингибитора (мг/год) фольга	Скорость коррозии (мг/год)	Степень защиты %	Примечание
УНН РВС-7 товарный	Сарни нефть ВНЕЭ	ниж	124	22.11.2021	13.12.2021	21	36,8296	36,8187	0,0109	0,002973	0,0194	0,0081	58,0	Зарождение кристаллической части РВС колонии СВБ
		верх	129	22.11.2021	13.12.2021	21	32,6222	32,6114	0,0108	0,002915	0,0930	0,0082	91,1	
УНН РВС-4 геологический	Нефть ВНЕЭ	ниж	114	22.11.2021	13.12.2021	21	36,9499	36,9414	0,0085	0,026745	0,0264	0,0007	97,3	Фитическая эффективность ингибитора коррозии
		верх	127	22.11.2021	13.12.2021	21	34,1210	34,1089	0,0111	0,002965	0,0203	0,0083	59,0	
УНН РВС-9 повторная вода	Повторная вода	ниж	116	22.11.2021	13.12.2021	21	30,7093	30,7036	0,0057	0,002712	0,0278	0,0047	83,2	Зарождение кристаллической части РВС колонии СВБ
		верх	118	22.11.2021	13.12.2021	21	37,7663	37,7527	0,0136	0,002973	0,0297	0,0251	15,5	
Выход с СП-3 (до подачи ИК)	Сарни нефть ВНЕЭ	ниж	97	27.11.2021	13.12.2021	16	33,0625	32,9111	0,1514	0,002815		0,1569		Фонный забор
Выход с СП-3 (после подачи ИК)	Сарни нефть ВНЕЭ	ниж	119	27.11.2021	13.12.2021	16	37,4572	37,4464	0,0108	0,003002	0,1569	0,0105	93,3	Фитическая эффективность ингибитора коррозии
Выход с СП-4 (до подачи ИК)	Сарни нефть ВНЕЭ	ниж	93	27.11.2021	13.12.2021	16	35,9247	35,7446	0,1801	0,003083		0,1704		Фонный забор
Выход с СП-4 (после подачи ИК)	Сарни нефть ВНЕЭ	ниж	109	27.11.2021	13.12.2021	16	35,2322	35,2223	0,0099	0,003013	0,1704	0,0096	94,4	Фитическая эффективность ингибитора коррозии

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ 9.502-82,
2. ГОСТ 5272-68,
3. ГОСТ 9.907-83,
4. ГОСТ 9.905-82,
5. ОСТ 1050-84,
6. NGH (RH) 39.0-051:2007