

УДК 614.86

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ ХИМИЧЕСКОЙ ИНГИБИТОРНОЙ ЗАЩИТЫ  
В БОРЬБЕ С ВНУТРЕННЕЙ КОРРОЗИЕЙ ПРОМЫСЛОВЫХ  
ТРУБОПРОВОДОВ**

**EFFICIENCY OF CHEMICAL INHIBITORY PROTECTION IN FIGHT  
AGAINST INTERNAL CORROSION OF FIELD PIPELINES**

**Турдыматов А.А., Абдрахманов Н.Х.,  
Абдрахманова К.Н., Ворохобко В.В.**

**Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, Российская федерация**

**A. A. Turdimatov, N. Kh. Abdrakhmanov,  
K. N. Abdrakhmanova, V.V. Vorohobko**

**Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, the Russian Federation**

**e-mail: turdymatov.ar@gmail.com**

**Аннотация.** В данной статье описаны виды ингибиторов коррозии и закономерности их применения в зависимости от условий эксплуатации трубопровода.

Одним из видов антикоррозионных мероприятий является ингибиторная защита внутренней поверхности трубопроводов, основанная на применении химических реагентов — ингибиторов коррозии. Ведение химической ингибиторной защиты является одним из наиболее эффективных, технологически доступных и при этом экономически целесообразных методов борьбы с внутренней коррозией промысловых трубопроводов.

В статье показано, что к ингибиторам коррозии предъявляются определенные требования: это обеспечение требуемого защитного действия как в условиях высоких давлений и температур, так и при обычных условиях —

температуре +40 °С и нормальном атмосферном давлении, так и в условиях высоких скоростей потока и наличия в нем абразивных частиц, а также ингибитор должен обладать низкой температурой застывания (не менее -50 °С), хорошей растворимостью в коррозионной среде и высокой адсорбционной способностью, ингибитор не должен влиять на стабилизацию водонефтяных эмульсий.

Поэтому необходимо тщательно подбирать ингибиторы для конкретных условий эксплуатации.

Однако используемые реагенты не всегда обеспечивают достаточно высокий защитный эффект. Это связано с растворимостью (диспергируемостью) ингибитора в пластовых флюидах, низкой степенью его совместимости с пластовыми водами, неправильным подбором реагента для конкретных условий. Обычно на практике эту проблему решают увеличением дозировки реагента, но такой способ не всегда дает нужный эффект. Следовательно, необходимо создание новых ингибиторных композиций, которые могли бы обеспечивать высокий защитный эффект в широком диапазоне условий применения либо улучшение качества уже существующих составов

Приведены примеры испытаний ингибиторов коррозии, описаны процесс и условия их проведения. Проведена оценка эффективности ингибиторов коррозии и сделаны выводы о возможности их применения.

**Abstract.** This article describes the types of corrosion and the patterns of their use of inhibitors, depending on the operating conditions of the pipeline.

One of types of anticorrosive actions is the inhibitory protection of an internal surface of pipelines based on use of chemical reagents — corrosion inhibitors. Conducting chemical inhibitory protection is one of the most effective, technologically available and at the same time economically reasonable methods of fight against internal corrosion of field pipelines.

In article it is shown that certain requirements are imposed to inhibitors of corrosion: this ensuring required protective action both in the conditions of high

pressures and temperatures, and in case of usual conditions — temperature of +40 °C and normal atmospheric pressure, and in the conditions of high speeds of a flow and availability in it abrasive particles, and also inhibitor shall have the low temperature of hardening (at least - 50 °C), good solubility in the corrosion environment and a high adsorptive capability, inhibitor shall not influence stabilization of water oil emulsions.

Therefore it is necessary to select carefully inhibitors for specific conditions of operation.

However the used reagents not always provide rather high protective effect. It is connected with solubility (dispersancy) of inhibitor in formation fluids, low degree of its compatibility with reservoir waters, the wrong matching of reagent for specific conditions. Usually in practice this problem is solved increase in a dosage of reagent, but such method not always gives the necessary effect. Therefore, creation of new inhibitory compositions which could provide high protective effect in broad range of conditions of application or improvement of quality of already existing structures is necessary.

Examples of tests of corrosion inhibitors, described the process and conditions for their implementation. The evaluation of the effectiveness of corrosion inhibitors, and conclusions are drawn about the possibility of their use.

**Ключевые слова:** Коррозия, ингибитор коррозии, эффективность, оценка, испытание, антикоррозионная защита, адсорбционные и пассивационные ингибиторы.

**Key words:** Corrosion, inhibitor corrosion, efficiency, evaluation, testing, corrosion protection, the adsorptive and passivatsionny inhibitors.

Одним из видов антикоррозионных мероприятий является ингибиторная защита внутренней поверхности трубопроводов, основанная на применении химических реагентов — ингибиторов коррозии, защитное действие

которых основано на способности адсорбироваться и образовывать на поверхности металла защитную пленку [1,4,5].

Многолетним зарубежным и российским опытом применения химической ингибиторной защиты доказана эффективность, технологичность и экономическая целесообразность данного вида антикоррозионных мероприятий, способного при правильной практической реализации эффективно снижать аварийные риски промысловых трубопроводов, повышая тем самым их надежность [1].

Ведение химической ингибиторной защиты является одним из наиболее эффективных, технологически доступных и при этом экономически целесообразных методов борьбы с внутренней коррозией промысловых трубопроводов. Необходимо понимать, что достижение реальной полезной результативности от проведения работ по ингибированию, а следовательно, и повышение надежности трубопроводов возможны только в случае максимально качественной реализации всех системных процессов, осуществляемых в рамках программы по химической ингибиторной защите, причем как внутри комплекса работ по разработке, производству и внедрению эффективных реагентов — ингибиторов коррозии, так и при дальнейшем их внедрении и промышленном применении [1,6-9].

Ингибиторы - это вещества, способные в малых количествах замедлять протекание химических процессов или останавливать их. Ингибирующее воздействие на металлы, прежде всего на сталь, оказывает целый ряд неорганических и органических веществ, которые часто добавляются в среду, вызывающую коррозию. Ингибиторы имеют свойство создавать на поверхности металла очень тонкую пленку, защищающую металл от коррозии [2,10].

При этом к ингибиторам коррозии предъявляются определенные требования. Ингибитор должен обеспечить требуемое защитное действие при тестировании в модельных системах как в условиях высоких давлений и температур, так и при обычных условиях — температуре +40 °С и нор-

мальном атмосферном давлении, а также в условиях высоких скоростей потока и наличия в нем абразивных частиц [2,11].

Ингибитор должен обладать низкой температурой застывания (не менее - 50 °С), хорошей растворимостью в коррозионной среде и высокой адсорбционной способностью. Ингибитор не должен влиять на стабилизацию водонефтяных эмульсий [2].

Поэтому следует обратить внимание на то, что необходимо тщательно подбирать ингибиторы для конкретных условий эксплуатации, от этого в значительной мере зависят эффективность и экономичность [2,8,9].

По механизму действия ингибиторы делятся на адсорбционные и пассивационные.

Ингибиторы-пассиваторы вызывают формирование на поверхности металла защитной пленки и способствуют переходу металла в пассивное состояние. Наиболее широко пассиваторы применяются для борьбы с коррозией в нейтральных или близких к ним средах, где коррозия протекает преимущественно с кислородной деполяризацией. Механизм действия таких ингибиторов различен и в значительной степени определяется их химическим составом и строением [2,12].

Различают несколько видов пассивирующих ингибиторов, например, неорганические вещества с окислительными свойствами (нитриты, молибдаты, хроматы). Последние способны создавать защитные оксидные пленки на поверхности корродирующего металла. В этом случае, как правило, наблюдается смещение потенциала в сторону положительных значений до величины, отвечающей выделению кислорода из молекул воды или ионов гидроксила. При этом на металле хемосорбируются образующиеся атомы кислорода, которые блокируют наиболее активные центры поверхности металла и создают добавочный скачок потенциала, замедляющий растворение металла [2].

Возникающий хемосорбционный слой близок по составу к поверхностному оксиду.

Большую группу составляют пассиваторы, образующие с ионами корродирующего металла труднорастворимые соединения. Формирующийся в этом случае осадок соли, если он достаточно плотный и хорошо сцеплен с поверхностью металла, защищает ее от контакта с агрессивной средой. К таким ингибиторам относятся полифосфаты, силикаты, карбонаты щелочных металлов.

Отдельную группу составляют органические соединения, которые не являются окислителями, но способствуют адсорбции растворенного кислорода, что приводит к пассивации. К числу их для нейтральных сред относятся бензонат натрия, натриевая соль коричной кислоты. В деаэрированной воде ингибирующее действие бензоната на коррозию железа не наблюдается [2].

Частицы адсорбционных ингибиторов (в зависимости от строения ингибитора и состава среды они могут быть в виде катионов, анионов и нейтральных молекул), электростатически или химически взаимодействуя с поверхностью металла (физическая адсорбция или хемосорбция соответственно), закрепляются на ней, что приводит к торможению коррозионного процесса.

Следовательно, эффективность ингибирующего действия большинства органических соединений определяется их адсорбционной способностью при контакте с поверхностью металла. Как правило, эта способность достаточно велика из-за наличия в молекулах атомов или функциональных групп, обеспечивающих активное адсорбционное взаимодействие ингибитора с металлом. Такими активными группами могут быть азот-, серо-, кислород- и фосфорсодержащие группы, которые адсорбируются на металле благодаря донорноакцепторным и водородным связям [2].

Наиболее широко распространенными являются ингибиторы на основе азотсодержащих соединений. Защитный эффект проявляют алифатические амины и их соли, аминоспирты, аминокислоты, азометины, анилины, гидразиды, имидазы, акрилонитрилы, имины, азотсодержащие пятичленные

(бензимидазолы, имидазолины, бензотриазолы и т.д.) и шестичленные (пиридины, хинолины, пиперидины и т.д.) гетероциклы.

Нашли применение пираны, пирины, диоксаны, фенолы, циклические и линейные эфиры, эфиры аллиловых спиртов, бензальдегиды и бензойные кислоты, димочевины, спирты, фураны, диоксоланы, ацетали, диоксоцикланы и др [2].

Однако используемые реагенты не всегда обеспечивают достаточно высокий защитный эффект. Даже в условиях одного НГДУ или месторождения на разных участках этот показатель может существенно различаться. Это связано с растворимостью (диспергируемостью) ингибитора в пластовых флюидах, низкой степенью его совместимости с пластовыми водами, неправильным подбором реагента для конкретных условий. Обычно на практике эту проблему решают увеличением дозировки реагента, но такой способ не всегда дает нужный эффект. Следовательно, необходимо создание новых ингибиторных композиций, которые могли бы обеспечивать высокий защитный эффект в широком диапазоне условий применения либо улучшение качества уже существующих составов [2].

Ингибиторы кислотной коррозии тормозят процесс разрушения металла за счет увеличения поляризуемости анодного, катодного либо обоих электродных процессов. В качестве ингибиторов кислотных сред чаще всего используют органические соединения (иногда неорганические).

Для цинка, железа, стали, алюминия в среде серной кислоты очень эффективны ингибиторы катионного типа (катапин К, КПИ-9, КПИ-1, КПИ-7). Анионного типа при этом не эффективны.

Для свинца, кадмия, олова катионные ингибиторы не используются. Самыми эффективными ингибиторами кислотной коррозии считаются соединения, в состав которых входят кислород, сера, азот [2,13-16].

В 2011 году на Пальяновском месторождении компании «Газпромнефть-Хантос» испытывался ингибитор «КорМастер-1055». Целью испытаний было повышение эффективности ингибиторной защиты промысло-

вых трубопроводов и подтверждение целесообразности применения ингибитора в заданных условиях. По ходу испытаний определялась минимально эффективная рабочая дозировка, которая обеспечила бы достижение необходимого уровня защиты [1].

Эффективность ингибирования оценивалась по снижению коррозионной агрессивности среды и остаточных скоростей коррозии по отношению к фоновым значениям. Работы велись поэтапно. Последовательно снижалась дозировка: с 25 г/м<sup>3</sup> на первом этапе до 15 г/м<sup>3</sup> — на завершающем (рисунок 1). В итоге высокий защитный эффект (97%) и низкие остаточные скорости коррозии (0,01 мм/год) (рисунок 2), полученные в ходе испытания ингибитора коррозии (ИК) «КорМастер- 1055» данные, подтвердили высокую эффективность и целесообразность его промышленного применения на объектах Пальяновского месторождения [1].

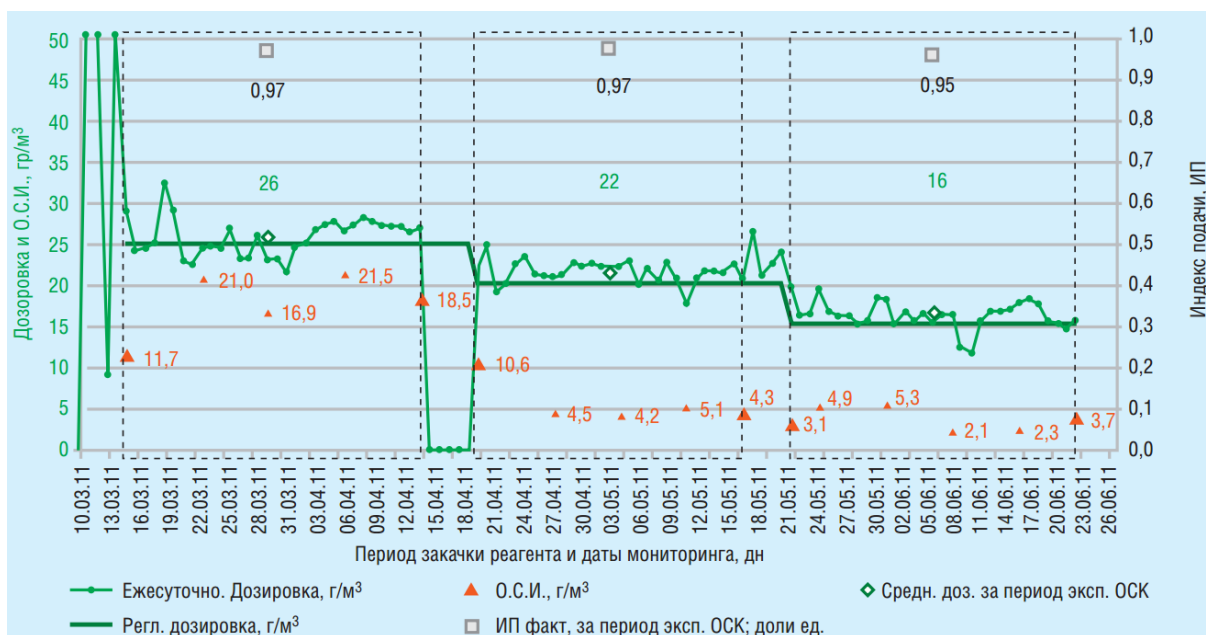


Рисунок 1. Диаграмма рабочих параметров испытаний ИК «КорМастер-1055» на Пальяновском месторождении «Газпромнефть-Хантос»







ФОН (без ингибирования)												
Описание коррозии образца-свидетеля										УКК № 619		
ОСК №	4545	Дата установки		16.12.2010	Дата снятия		16.01.2011	Время экспозиции		31		
Скорость коррозии по кольцам образца-свидетеля, мм/год												
№ образца	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Средн.	Макс.
Общая	0,4732	0,2419	0,2254	0,2380	0,1721	0,1205	0,1792	0,3633	0,2535	0,2190	0,2486	0,4732
Локальная												0,0
Фотография ОСК												
												
I Этап Рабочая дозировка – 25 г/м³. (ИК КорМастер-1055)												
Скорости коррозии, мм/год: средняя – 0,0076; макс. – 0,0087 / ФОТО ОСК №5607										УКК № 619		
ОСК №	5607	Дата установки		14.03.2011	Дата снятия		14.04.2011	Время экспозиции		31		
Скорость коррозии по кольцам образца-свидетеля, мм/год												
№ образца	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Средн.	Макс.
Общая	0,0074	0,0071	0,4822	0,0078	0,0068	0,0078	0,0087	0,0065	0,0074	0,0087	0,0076	0,0087
Локальная												0,0
Фотография ОСК												
												
II Этап Рабочая дозировка – 20 г/м³. (ИК КорМастер-1055)												
Скорости коррозии, мм/год: средняя – 0,0073; макс. – 0,0107 / ФОТО ОСК №073										УКК № 619		
ОСК №	073	Дата установки		20.04.2011	Дата снятия		18.05.2011	Время экспозиции		28		
Скорость коррозии по кольцам образца-свидетеля, мм/год												
№ образца	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Средн.	Макс.
Общая	0,0072	0,0057	0,0072	0,0072	0,0068	0,0079	0,0107	0,0061	0,0079	0,0064	0,0073	0,0107
Локальная												0,0
Фотография ОСК												
												
II Этап Рабочая дозировка – 15 г/м³. (ИК КорМастер-1055)												
Скорости коррозии, мм/год: средняя – 0,0099; макс. – 0,0123 / ФОТО ОСК №088										УКК № 619		
ОСК №	088	Дата установки		20.04.2011	Дата снятия		18.05.2011	Время экспозиции		30		
Скорость коррозии по кольцам образца-свидетеля, мм/год												
№ образца	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Средн.	Макс.
Общая	0,0087	0,0123	0,0083	0,0083	0,0107	0,0097	0,0117	0,0107	0,0100	0,0083	0,0099	0,0123
Локальная												0,0
Фотография ОСК												
												

Рисунок 2. Определенные гравиметрическим методом результаты ОПИ ИК «КорМастер-1055» на Пальяновском месторождении «Газпромнефть-Хантос»

С сентября по декабрь 2011 года проводились еще одни испытания — на объектах Суторминского месторождения филиала «Муравленковск-

нефть» ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» испытывался ингибитор коррозии «КорМастер-1035» (таблица 1, рисунок 3). В качестве объектов испытаний были выбраны два направления системы нефтесбора. В данном случае также последовательным образом снижалась дозировка: с 30 г/м<sup>3</sup>, затем понизили ее до 25 г/м<sup>3</sup>. На третьем этапе дозировка составила уже 20 г/м<sup>3</sup>. Ингибитор также показал высокий защитный эффект (96%) и был рекомендован для дальнейшего промышленного применения на данном месторождении [1].

Таблица 1 Сводная таблица результатов коррозионного мониторинга ИК «КорМастер-1035» на Суторминском месторождении филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»

Этап	Направление	Дозировка, г/м <sup>3</sup>	Скорость коррозии до испытаний, мм/год	Скорость коррозии после испытаний, мм/год	Защитный эффект, %
I	к. 162Б - т.вр.к.106, 161А, 161 (ДНС-13)	30	0,63	0,020	97
	к.203Б - т.вр. ДНС-15	30	1,40	0,084	94
III	к. 162Б - т.вр.к.106, 161А, 161 (ДНС-13)	25	0,63	0,078	88
	к.203Б -т.вр. ДНС-15	25	1,40	0,041	97
III	к. 162Б - т.вр.к.106, 161А, 161 (ДНС-13)	20	0,63	0,035	94
	к.203Б — т.вр. ДНС-15	20	1,40	0,058	96

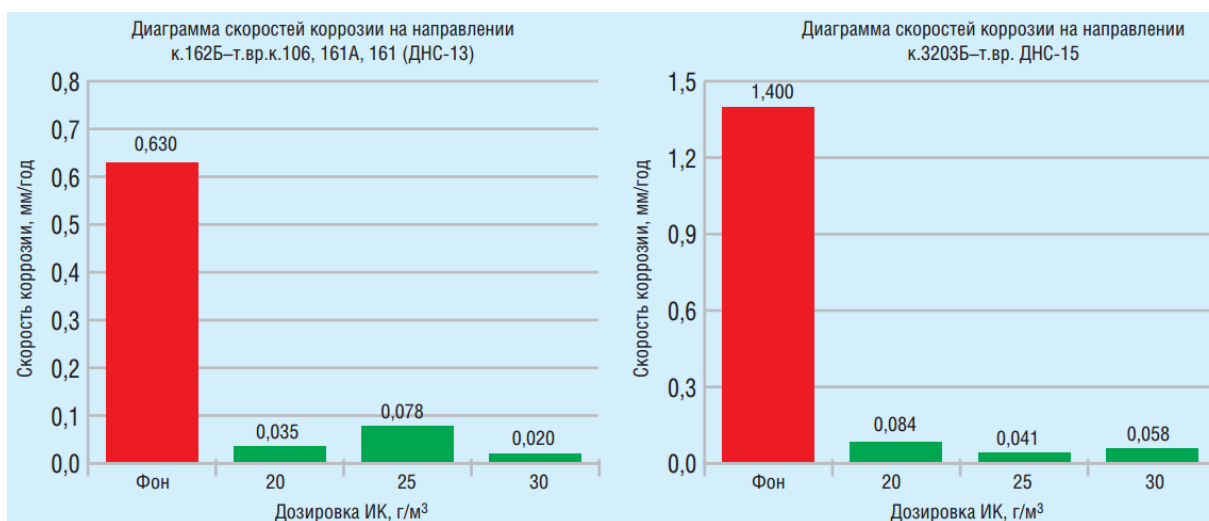


Рисунок 3. Изменение скоростей коррозии на испытаниях ИК «КорМастер-1035» на Суторминском месторождении филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»

Самыми масштабными стали испытания ингибитора «КорМастер-1055», проведенные на объектах компании «РН-Юганскнефтегаз» (таблица 2). В качестве целей и задач также ставилось подтверждение принципиальной возможности промышленного применения данного ингибитора, определение эффективных удельных дозировок и выявление наиболее эффективных реагентов из тех, что были отобраны для проведения испытаний. Испытания проводились в системах нефтесбора и водоводов Майского, Правдинского, Приобского, Юганского, Мамонтовского и других месторождений (таблицы 3-8). Результаты ОПИ показали, что применение ингибитора эффективно с дозировкой 25 г/м<sup>3</sup> [1].

Таблица 2. Результаты испытаний ингибитора «КорМастер-1055», проведенные на объектах компании «РН-Юганскнефтегаз»

Регион	Майский	Правдинский	Приобский	Юганский	Мамонтовский	Юганский	Мамонтовский
Месторождение	Южно-Балыкское	Западно-Салымское	Приобское (Правобережная часть)	Южно-Сургутское	Мамонтовское	Солкинское	Мамонтовское
Назначение трубопровода	Нефтесборный коллектор	Нефтесборный коллектор	Нефтесборный коллектор	Нефтесборный коллектор	Нефтесборный коллектор	Водовод низкого давления	Водовод низкого давления
Протяженность, м	5327,0	3100	3425	7693	12350	24120	
Диаметр, мм	159	159	219/273	529/219	159/100/159	426	720/1020
				273/325	100/325		426/530
Толщина стенки, мм	8	8	10	10/7/8	5/7/5/8	10/12	10/8
Год ввода в эксплуатацию	2010	2007	2007	2000/1997	1988/1987	1996/1991	1996/1991
				2010/1977	2001		
				2001/1999			
Расход жидкости, м <sup>3</sup> /сут	2593	1435	425	9762	10172	12900	51000
Обводненность, %	95	85	71	94	93	100	100
№ УКК ОСК	3224	421	5237	229, 2225, 2226	129	231	132
№ УКК LPR	3224	421		229	129	231	132

Таблица 3 Результаты испытаний на направлении к. 337 (к. 327) месторождение)

Параметры измерений	Август, снятие фоновых значений		Октябрь		Ноябрь	
	LRM	ГМ	LRM	ГМ	LRM	ГМ
Дозировка ИК, мг/л			25		20	
Эффективность ИК, %			92	95	91	91

Таблица 4. Результаты испытаний на направлении ЦППН-2-т. 24 (Мамонтовский регион, Мамонтовское месторождение)

Параметры измерений	Август, снятие фоновых значений		Октябрь		Ноябрь	
	LRM	ГМ	LRM	ГМ	LRM	ГМ
Дозировка ИК, мг/л			25		20	
Эффективность ИК, %			92	97	91	91

Таблица 5 Результаты испытаний на направлении ЦППН-1-КНС-8 (Юганский регион, Солкинское месторождение)

Параметры измерений	Август, снятие фоновых значений		Октябрь		Ноябрь	
	LRM	ГМ	LRM	ГМ	LRM	ГМ
Дозировка ИК, мг/л			25		30	
Эффективность ИК, %			83	89	96	93

Таблица 6 Результаты испытаний на направлении к. 17-т. 321-т. 343-т. 364-т. 327, УКК № 229 Юганский регион, Южно-Сургутское месторождение

Параметры измерений	Август, снятие фоновых значений		Октябрь		Ноябрь	
	LRM	ГМ	LRM	ГМ	LRM	ГМ
Дозировка ИК, мг/л			25		30	
Эффективность ИК, %			87	87	91	91

Таблица 7 Результаты испытаний на направлении куст 54-т. вр. 9 (Правдинский регион, Южно-Салымское месторождение)

Параметры измерений	Август, снятие фоновых значений		Октябрь		Ноябрь	
	LRM	ГМ	LRM	ГМ	LRM	ГМ
Дозировка ИК, мг/л			25		20	
Эффективность ИК, %			96	96	93	92

Таблица 8 Результаты испытаний на направлении куст 54-т. вр. 9 (Приобский регион, правобережная часть Приобского месторождения)

Параметры измерений	Август, снятие фоновых значений		Октябрь		Ноябрь	
	LRM	ГМ	LRM	ГМ	LRM	ГМ
Дозировка ИК, мг/л			25		30	
Эффективность ИК, %			89	89	91	93

Степень защиты составила 87-97%, скорость коррозии — не более 0,05 мм/год. Таким образом, испытания ингибитора коррозии «КорМастер-1055» были признаны успешными, а на основании полученных результатов реагент был допущен к промышленному применению для защиты трубопроводов на месторождениях компании [1].

В июле 2010 г. проводились испытания ингибитора коррозии «Азол 5030» на низконапорном водоводе «КСП-16 - КНС-29» Самотлорского месторождения нефти ОАО «Самотлорнефтегаз», входящего в Группу компаний ОАО «ТНК-ВР». При средней рабочей дозировке 19,6 г/м<sup>3</sup> был достигнут защитный эффект 97,6%. Результаты этих испытаний приведены в таблице 9 [3].

Таблица 9 Данные по скорости коррозии и защитному действию ингибитора коррозии «Азол-5030» на опытно-промысловых испытаниях низконапорном водоводе КСП-16 - КНС-29 Самотлорского месторождения

Номер точки	Скорость коррозии (СК), мм/год						Защитное действие, %			
	Контрольная (фоновая)		1 закачка 25 г/м <sup>3</sup>		2 закачка 20 г/м <sup>3</sup>		1 закачка 25 г/м <sup>3</sup>		2 закачка 20 г/м <sup>3</sup>	
	средняя	макс.	средняя	макс.	средняя	макс.	средняя	макс.	средняя	макс.
УКК-300	1,2711	3,8057	0,0661	0,1572	0,0575	0,0896	94,8	95,9	95,5	97,6

В 2011 г. на этом же направлении был испытан ингибитор коррозии вододиспергируемого типа нового от его применения при дозировке 20 г/м<sup>3</sup> составил 98% [3].

В августе 2010 г. ингибитор коррозии «Азол 5040» на нефтесборном трубопроводе «к. 1977 - т. врезки в нефтесбор к. 1978» ЦДНГ-4 ОАО «Самотлор-нефтегаз» показал результат по максимальному значению скорости коррозии 99,6% при дозировке 15 г/м<sup>3</sup>. Это наилучший результат среди всех реагентов, когда-либо испытанных на Самотлорском месторождении нефти. Данные по результатам испытаний приведены в таблице 10 [3].

Таблица 10 Данные по скорости коррозии и защитному действию ингибитора коррозии «Азол-5040» (при дозировке 15 г/м<sup>3</sup>) на опытно-промысловых испытаниях на нефтесборном трубопроводе куст 1977-врезка н/сбор куста 1978, ЦДНГ - 4 ОАО «Самотлорнефтегаз»

Номер точки	Скорость коррозии (СК), мм/год				Защитное действие, %	
	Контрольная (фоновая) СК		После закачки дозировка 22,0 г/м <sup>3</sup>			
	средняя	максим.	средняя	максим.	по средней СК	по максим. СК
УКК-610	0,1058	0,9385	0,0025	0,0039	97,6	99,6

Ингибитор коррозии «Азол 5010 марка В» в течение многих лет применяется для защиты нефтесборных трубопроводов в ОАО «Юганскнефтегаз» и в ОАО «Томскнефть» ВНК. При проведении опытно-промышленных испытаний, прошедших в августе- сентябре 2011 г. на трубопроводах системы ППД Бахилловского месторождения нефти ОАО «Варьеганнефтегаз», этот реагент также показал исключительно высокий результат: при дозировке 20 г/т защитный эффект составил 99,6% [3].

### Список использованных источников

1 Афанасьев А.В. Повышение эффективности ингибиторной защиты промысловых трубопроводов методами актуализации системных процессов. Опыт применения ингибиторов коррозии «МАСТЕР КЕМИКАЛЗ» // Инженерная практика: произв. – техн. нефтегаз. журн. 2012. №5 С. 34-42 URL: [http://glavteh.ru/files/IP-5\\_Afanasyev.pdf](http://glavteh.ru/files/IP-5_Afanasyev.pdf)

2 Хайдарова Г.Р. Ингибиторы коррозии для защиты нефтепромышленного оборудования // Современные проблемы науки и образования: электрон. науч. журн. 2014. №6. URL: <http://www.science-education.ru/pdf/2014/6/1460.pdf>

3 Полякова С.В. «АЗОЛ» - МАРКА КАЧЕСТВА // Территория Нефтегаз. 2012. №21 С. 4-5 URL: [http://neftegas.info/upload/iblock/e77/azol\\_-\\_marka-kachestva.pdf](http://neftegas.info/upload/iblock/e77/azol_-_marka-kachestva.pdf).

4 Обеспечение безопасности технологических трубопроводных систем на предприятиях нефтегазового комплекса/ Н.Х. Абдрахманов, А.А. Турдыматов, К.Н. Абдрахманова, В.В. Ворохобко // Нефтегазовое дело. 2015. Т. 13, № 4.С. 254-260.

5 Турдыматов А.А., Абдрахманов Р.Н., Егоров А.М. Ингибиторы коррозии промысловых трубопроводов, классификация, оценка эффективности// [Экспертиза промышленной безопасности и диагностика опасных производственных объектов](#): науч. техн. техн. 2016. Т. 7, № 1. С. 172-176.

6 Анализ системных рисков при проектировании и эксплуатации опасных производственных объектов /Абдрахманов Н.Х., Абдрахманова К.Н., Ворохобко В.В., Шайбаков Р.А.// Промышленная безопасность на взрывопожарных и химически опасных производственных объектах: Материалы науч.-практ. конф. 23-24 апр. 2014. Уфа: УГНТУ, 2014. С.28-31.

7 Абдрахманов Н.Х., Абдрахманова К.Н., Ворохобко В.В. Анализ нестационарности при эксплуатации технологического оборудования опасных производственных объектов // Промышленная безопасность и техническая диагностика опасных производственных объектов: материалы науч.-практ. конф. 18-19 марта 2015. Уфа: УГНТУ. 2015. Т.2. С.95-99.

8 Шайбаков Р.А. Абдрахманов Н.Х., Байбурун Р.А. Оценка уровня риска в системе мониторинга и управления рисками объектов нефтегазовой отрасли // Нефтегазовое дело. 2008. Т. 6, № 2. С. 123-128.

9 Абдрахманов Н.Х. Научно-методические основы обеспечения безопасной эксплуатации опасных производственных объектов нефтегазового комплекса на основе управления системными рисками: автореф дис... д-ра техн. наук: 05.26.03. Уфа: ГУП «Иптэр», 2014.46 с.

10 Абдрахманов Н. Х., Шайбаков Р.А. Автоматизированная система управления рисками // Актуальные вопросы разработки нефтегазовых месторождений на поздних стадиях. Технологии. Оборудование. Безопасность. Экология: матер. науч.-практ. конф. 26-27 мая 2010. УГНТУ. Уфа, 2010. С. 214-218.

11 Абдрахманов Н. Х., Шайбаков Р.А., Байбурин Р.А. Роль анализа причин аварий на объектах нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств в оценке уровня рисков // Нефтегазовое дело. 2008. Т. 6, № 1. С. 189-190.

12 Помехоустойчивый метод акустико-эмиссионного мониторинга резервуаров / Р.А. Шайбаков, Н.Х. Абдрахманов, Д.Г. Давыдова, А.Н. Кузьмин, А.Г. Марков // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. 2013. № 4. С. 448-464. URL: [http://www.ogbus.ru/authors/ShaybakovRA/ShaybakovRA\\_2.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/ShaybakovRA/ShaybakovRA_2.pdf).

13 Разработка технических требований к созданию системы оперативного мониторинга и управления промышленной и экологической безопасностью опасных производственных объектов на основе минимизации рисков/ Р.А. Шайбаков, Н.В. Шутов, К.Н. Абдрахманова., В.В. Ворохобко // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. 2015. №4. С.497-511. URL: [http://ogbus.ru/issues/4\\_2015/ogbus\\_4\\_2015\\_p497-511\\_AbdrahmanovNKh\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/4_2015/ogbus_4_2015_p497-511_AbdrahmanovNKh_ru.pdf).

14 Абдрахманов Н.Х. Моделирование сценариев развития аварийных ситуаций для нестационарных опасных производственных объектов нефтегазового комплекса / Н.Х. Абдрахманов, К.Н. Абдрахманова, В.В. Ворохобко, Р.Н. Абдрахманов, А.Р. Басырова // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. 2015. №5. С.516-531. URL: [http://ogbus.ru/issues/5\\_2015/ogbus\\_5\\_2015\\_p516-531\\_AbdrahmanovNKh\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/5_2015/ogbus_5_2015_p516-531_AbdrahmanovNKh_ru.pdf).



15 Абдрахманов Н.Х. Принципы разработки информационной модели управления минимизацией рисков опасных производственных объектов нефтегазового комплекса / Н.Х. Абдрахманов, Н.В. Шутов, К.Н. Абдрахманова, В.В. Ворохобко, Р.А. Шайбаков // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. 2014. №4. с. 353-367. Url: [http://ogbus.ru/issues/4\\_2014/ogbus\\_4\\_2014\\_p353-367\\_abdrakhmanovnkx\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/4_2014/ogbus_4_2014_p353-367_abdrakhmanovnkx_ru.pdf).

16 Технические системы /Р.Я. Амиров, И.М. Уракаев, Р.Г. Гареев, В.И. Глазунов, А.Н. Гришин, Р.Г. Шарафиев, Р.С. Абдуллин, М.А. Исмагилов, Н.Х. Абдрахманов, А.Х. Нагуманов, Ю.М. Абызгильдин. Уфа: изд-во «Гилем»,2000. 600с.

## References

1 Afanas'ev A.V. Povyshenie jeffektivnosti ingibitornoj zashhity promyslovyh truboprovodov metodami aktualizacii sistemnyh processov. Opyt primeneniya ingibitоров korrozii «MASTER KEMIKALZ» // Inzhenernaja praktika: proizv. – tehn. neftegaz. zhurn. 2012. №5 S. 34-42 URL: [http://glavteh.ru/files/IP-5\\_Afanasiev.pdf](http://glavteh.ru/files/IP-5_Afanasiev.pdf) [in Russian].

2 Hajdarova G.R. Ingibitory korrozii dlja zashhity neftepromyslovogo oborudovanija // Sovremennye problemy nauki i obrazovanija: jelektron. nauch. zhurn. 2014. №6. URL: <http://www.science-education.ru/pdf/2014/6/1460.pdf> [in Russian].

3 Poljakova S.V. «AZOL» - MARKA KACHESTVA // Territorija Neftegaz. 2012. №21 S. 4-5 URL: [http://neftegas.info/upload/iblock/e77/azol\\_-\\_marka-kachestva.pdf](http://neftegas.info/upload/iblock/e77/azol_-_marka-kachestva.pdf). [in Russian].

4 Obespechenie bezopasnosti tehnologicheskikh truboprovodnyh sistem na predpriyatijah neftegazovogo kompleksa/ N.H. Abdrahmanov, A.A. Turdymatov, K.N. Abdrahmanova, V.V. Vorohobko // Neftegazovoe delo. 2015. T. 13, № 4.S. 254-260. [in Russian].

5 Turdymatov A.A., Abdrahmanov R.N., Egorov A.M. Ingibitory korrozii promyslovyyh truboprovodov, klassifikacija, ocenka jeffektivnosti// Jekspertiza promyshlennoj bezopasnosti i diagnostika opasnyh proizvodstvennyh ob'ektov: nauch. tehn. tehn. 2016. T. 7, № 1. S. 172-176. [in Russian].

6 Analiz sistemnyh riskov pri proektirovanii i jekspluatacii opasnyh proizvodstvennyh ob'ektov /Abdrahmanov N.H., Abdrahmanova K.N., Vorohobko V.V., Shajbakov R.A.// Promyshlennaja bezopasnost' na vzryvopozharnyh i himicheski opasnyh proizvodstvennyh ob'ektah: Materialy nauch.-prakt. konf. 23-24 apr. 2014. Ufa: UGNTU, 2014. S.28-31. [in Russian].

7 Abdrahmanov N.H., Abdrahmanova K.N., Vorohobko V.V. Analiz nestacionarnosti pri jekspluatacii tehnologicheskogo oborudovanija opasnyh proizvodstvennyh ob'ektov // Promyshlennaja bezopasnost' i tehničeskaja diagnostika opasnyh proizvodstvennyh ob'ektov: materialy nauch.-prakt. konf. 18-19 marta 2015. Ufa: UGNTU. 2015. T.2. S.95-99. [in Russian].

8 Shajbakov R.A. Abdrahmanov N.H., Bajburin R.A. Ocenka urovnja riska v sisteme monitoringa i upravlenija riskami ob'ektov neftegazovoj otrasli // Neftegazovoe delo. 2008. T. 6, № 2. S. 123-128. [in Russian].

9 Abdrahmanov N.H. Nauchno-metodicheskie osnovy obespečenija bezopasnoj jekspluatacii opasnyh proizvodstvennyh ob'ektov neftegazovogo kompleksa na osnove upravlenija sistemnymi riskami: avtoref dis... d-ra tehn. nauk: 05.26.03. Ufa: GUP «Iptjer», 2014.46 s. [in Russian].

10 Abdrahmanov N. H., Shajbakov R.A. Avtomatizirovannaja sistema upravlenija riskami // Aktual'nye voprosy razrabotki neftegazovyh mestorozhdenij na pozdnyh stadijah. Tehnologii. Oborudovanie. Bezopasnost'. Jekologija: mater. nauch.-prakt. konf. 26-27 maja 2010. UGNTU. Ufa, 2010. S. 214-218. [in Russian].

11 Abdrahmanov N. H., Shajbakov R.A., Bajburin R.A. Rol' analiza prichin avarij na ob'ektah neftehimičeskikh i neftepererabatyvajushhih proizvodstv v ocenke urovnja riskov // Neftegazovoe delo. 2008. T. 6, № 1. S. 189-190. [in Russian].

12 Pomehoustojchivyyj metod akustiko-jemissionnogo monitoringa rezervuarov / R.A. Shajbakov, N.H. Abdrahmanov, D.G. Davydova, A.N. Kuz'min, A.G. Markov // Neftegazovoe delo: jelektron. nauch. zhurn. 2013. № 4. S. 448-464. URL: [http://www.ogbus.ru/authors/ShaybakovRA/ShaybakovRA\\_2.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/ShaybakovRA/ShaybakovRA_2.pdf) [in Russian].

13 Razrabotka tehniceskikh trebovanij k sozdaniju sistemy operativnogo monitoringa i upravlenija promyshlennoj i jekologicheskoj bezopasnost'ju opasnyh proizvodstvennyh ob'ektov na osnove minimizacii riskov/ R.A. Shajbakov, N.V. Shutov, K.N. Abdrahmanova., V.V. Vorohobko // Neftegazovoe delo: jelektron. nauch. zhurn. 2015. №4. S. 497-511. URL: [http://ogbus.ru/issues/4\\_2015/ogbus\\_4\\_2015\\_p497-511\\_AbrakhmanovNKh\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/4_2015/ogbus_4_2015_p497-511_AbrakhmanovNKh_ru.pdf) [in Russian].

14 Abdrahmanov N.H. Modelirovanie scenarijev razvitija avarijnyh situacij dlja nestacionarnyh opasnyh proizvodstvennyh ob'ektov neftegazovogo kompleksa / N.H. Abdrahmanov, K.N. Abdrahmanova, V.V. Vorohobko, R.N. Abdrahmanov, A.R. Basyrova// Neftegazovoe delo: jelektron. nauch. zhurn. 2015. №5. S. 516-531. URL: [http://ogbus.ru/issues/5\\_2015/ogbus\\_5\\_2015\\_p516-531\\_AbrakhmanovNKh\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/5_2015/ogbus_5_2015_p516-531_AbrakhmanovNKh_ru.pdf). [in Russian].

15 Abdrahmanov N.H. Principy razrabotki informacionnoj modeli upravlenija minimizaciej riskov opasnyh proizvodstvennyh ob'ektov neftegazovogo kompleksa / N.H. Abdrahmanov, N.V. Shutov, K.N. Abdrahmanova, V.V. Vorohobko, R.A. Shajbakov // Neftegazovoe delo: jelektron. nauch. zhurn. 2014. №4. s. 353-367. Url: [http://ogbus.ru/issues/4\\_2014/ogbus\\_4\\_2014\\_p353-367\\_abdrakhmanovnkh\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/4_2014/ogbus_4_2014_p353-367_abdrakhmanovnkh_ru.pdf). [in Russian].

16 Tehniceskie sistemy /R.Ja. Amirov, I.M.Urakaev, R.G.Gareev, V.I.Glazunov, A.N.Grishin, R.G.Sharafiev, R.S.Abdullin, M.A.Ismagilov, N.H.Abdrahmanov, A.H.Nagumanov, Ju.M. Abyzgil'din. Ufa: izd-vo «Gilem»,2000. 600s. [in Russian].

## Сведения об авторах

### About the authors

Турдыматов А.А., магистрант, ФГБОУ ВО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация.

A.A. Turdymatov, Undergraduate, FSBEI HE USPTU, Ufa, Russian Federation.

Абдрахманов Н.Х., д-р техн. наук, заведующий кафедрой «Промышленная безопасность и охрана труда» ФГБОУ ВО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация.

N.Kh. Abdrakhmanov, Doctor of Engineering Sciences, Head of the Chair "Industrial safety and labor protection", FSBEI HE USPTU, Ufa, Russian Federation.

e-mail: anailx@mail.ru

Абдрахманова К.Н., студент, ФГБОУ ВО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация.

K.N. Abdrakhmanova, Student, FSBEI HE USPTU, Ufa, Russian Federation.

Ворохобко В.В., студент, ФГБОУ ВО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация.

V.V. Vorohobko, Student, FSBEI HE USPTU, Ufa, Russian Federation.