

6
А-39

АКАДЕМИЯ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР
ИНСТИТУТ НЕОРГАНИЧЕСКОЙ
И ФИЗИЧЕСКОЙ ХИМИИ

На правах рукописи

ЛРАКЕЛОВА О. К.

ПРИМЕНЕНИЕ ИНГИБИТОРОВ
ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ СРОКА СЛУЖБЫ
ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ
НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

(специальность 05.353)

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т

диссертации, представленной на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Баку — 1971

АКАДЕМИЯ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР
ИНСТИТУТ НЕОРГАНИЧЕСКОЙ И ФИЗИЧЕСКОЙ ХИМИИ

На правах рукописи

АРАКЕЛОВА О.К.

ПРИМЕНЕНИЕ ИНГИБИТОРОВ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ
СРОКА СЛУЖБЫ ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ
НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

(специальность 05.353)

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т

диссертации, представленной на соискание ученой
степени кандидата технических наук

Баку - 1971

В В Е Д Е Н И Е

Высокие темпы развития нефтедобывающей промышленности СССР обусловлены вводом в действие новых месторождений нефти и газа, требуют применения новой техники и технологии добычи нефти, что значительно увеличивает расход металла для строительства нефтепромысловых сооружений и коммуникаций. В этой связи особое значение имеет борьба за сохранность металла, т.е. защита его от коррозии, которая причиняет большой материальный ущерб нефтяным промыслам.

Особенно велики потери из-за коррозии на старых месторождениях, где из года в год увеличивается обводненность продукции скважин. Для поддержания добычи нефти на этих месторождениях применяются различные методы интенсификации: закачка морской воды в пласт, кислотная обработка, форсированный отбор жидкости и др., которые еще более усложняют условия работы подземного и надземного оборудования. Так, например, применение метода закачки морской воды в пласт создает благоприятные условия для биокоррозии и приводит к резкому возрастанию содержания сероводорода в воде, что вызывает интенсивную коррозию нефтепромыслового оборудования.

Одним из наиболее перспективных и эффективных мероприятий борьбы с коррозией подземного нефтепромыслового оборудования является применение ингибиторов.

Вопросами исследования и применения ингибиторов коррозии для нефтедобывающей промышленности СССР занимаются АН СССР, АН Аз.ССР, АзНИИ ДН, УфНИИ, КуйбышевНИИ в/п и др. Работами этих институтов определены физико-химические основы ингибиторов, выяснен механизм их защитного действия.

Большой вклад в области исследования и применения ингибиторов коррозии в СССР внесен работами ученых-коррозио-

нистов Г.В.Акимова, И.Л.Розенфельда, Н.Д.Томашова, В.Ф.Нег-
реева, Л.И.Антропова, С.А.Балезина, И.Н.Путиловой, В.П.Ба-
ранника и др.

Настоящая работа посвящена исследованию коррозионной
характеристики некоторых скважин НПУ "Орджоникидзе-нефть" с
целью выявления наиболее коррозионноопасных из них; промыш-
ленным испытаниям ряда ингибиторов для защиты от коррозии
нефтепромышленного оборудования.

Диссертация состоит из введения, 7 глав, выводов, изло-
жена на 143 страницах, содержит 41 рисунок, 73 таблицы. Спи-
сок использованной литературы охватывает 115 наименований
из отечественных и зарубежных источников.

Г Л А В А I ПРИЧИНЫ КОРРОЗИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Длительные наблюдения и изучение процессов коррозион-
ных разрушений нефтепромышленного оборудования, проведенные
как в СССР, так и за рубежом, позволили установить разнообра-
зие условий, в которых работает нефтепромышленное оборудова-
ние, агрессивные среды и выявить основные факторы, вызываю-
щие коррозионные разрушения.

Нефтепромышленное оборудование подвергается различным
видам коррозии: подземной, атмосферной, морской, минерализо-
ванными пластовыми водами в присутствии растворенных агрес-
сивных газов и т.д.

Зачастую коррозия усугубляется изменением физико-меха-
нических свойств металлов, а именно: механическим износом,
коррозионной усталостью, наводораживанием и др.

Одной из основных сред, обуславливающих развитие интен-
сивной коррозии нефтепромышленного оборудования, является
пластовая вода, содержащая большое количество солей ($NaCl$,
 $CaCl_2$, $MgCl_2$ и др.) и растворенных газов (CO_2 , O_2 , H_2S).

На развитие коррозии большое влияние оказывает повышен-
ное содержание воды в продукции скважин.

Нефть и пластовая вода содержат растворенные газы, вы-
деляющиеся из них по мере понижения давления при подъеме жид-
кости. Наиболее агрессивными газами являются H_2S , CO_2 , O_2 .

Особенно активирующее влияние на развитие коррозионного
процесса оказывает сероводород.

Основной причиной появления сероводорода в продукции
скважин следует считать микробиологические процессы.

Опасным агентом, вызывающим коррозию нефтепромышленно-
го оборудования, является также растворенный в пластовой
воде кислород.

Совместное влияние кислорода и других растворенных га-
зов вызывает значительно большую коррозию, чем каждый из
газов, взятый в отдельности.

Повышенную коррозию оборудования вызывает также угле-
кислый газ, находящийся в продукции скважин.

Растворенные в воде соли значительно увеличивают кор-
розионную агрессивность воды. Существует некоторое соотно-
шение концентрации растворенных солей и концентрации кисло-
рода, при котором вода будет наиболее коррозионноопасной.
Наряду с общей минерализацией среды на развитие коррозии
оказывают влияние отдельные ионы - Cl^- , SO_4^{2-} , U^- , Br^-
и др.

На развитие коррозии стального оборудования большое
влияние оказывает также смачивающая способность нефти.

Присутствие в нефти смолистых и сернистых соединений
придают ей ингибирующие свойства.

Таким образом, проведенный нами анализ коррозионного
состояния нефтяного оборудования, а также опыт его эксплу-
атации показывает разнообразие причин и условий, в которых
имеет место коррозионное разрушение промышленного оборудова-
ния.

Г Л А В А II ЗАЩИТА НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ИНГИБИТОРАМИ КОРРОЗИИ

Одним из эффективных и перспективных мероприятий по
борьбе с коррозией является применение ингибиторов. приме-
нением ингибиторов коррозии можно осуществить защиту под-
земного и наземного оборудования при добыче, транспорте и
хранении нефти.

Ингибиторы могут быть неорганические и органические,

нефте- или водорастворимые.

Из неорганических замедлителей коррозии получили распространение хроматы и бихроматы калия или натрия, силикаты натрия, гексаметафосфат и триполифосфат натрия и др.

За последние годы находят все более широкое применение органические ингибиторы. Большинство реагентов, применяемых в качестве органических ингибиторов, характеризуются высоким молекулярным весом и полуполярной структурой, включающей большой углеводородный радикал и полярную группу, содержащую кислород, серу или азот, например, алифатические или циклоалифатические амины, соли четвертичного аммониевого основания, сложные жиры высокомолекулярных многоосновных спиртов и оксикислот.

По вопросу применения нефте- или водорастворимых ингибиторов имеются различные мнения.

В сильно обводненных скважинах (более 80% воды) рекомендуют применять ингибиторы, растворимые в воде и диспергирующиеся в нефти.

Опытным путем установлено, что растворяющиеся в нефти и диспергирующиеся в воде ингибиторы более эффективны, чем растворяющиеся в воде. Ингибитор улучшает смачиваемость металла нефтью. Каждый вид нефти имеет свою специфическую смачиваемость и данный ингибитор не может оказать одинакового действия во всех случаях.

Применение углеводорастворимых ингибиторов в нефтяных и газовых скважинах более экономично, так как их расход, зависящий от дебита нефти, будет небольшим. Однако при значительном увеличении содержания пластовой воды в продукции нефтяных скважин, когда вся поверхность стали практически омывается водой, большое значение приобретают водорастворимые ингибиторы.

В литературе описаны различные способы закачки ингибиторов в скважины.

Способ закачки ингибитора с продавкой в пласт нашел широкое применение на нефтяных и газовых месторождениях США.

В Советском Союзе нашли применение способы закачки ин-

гибиторов в кольцевое пространство глубиннонасосных скважин самотеком из специально установленных емкостей, в компрессорные-при помощи поршневых дозирующих насосов, вместе с воздухом, а также закачка ингибитора в призабойную зону скважин. Указанные способы закачки ингибиторов на нефтяных скважинах нами были осуществлены на промыслах НПУ "Орджоникидзе-нефть" объединения "Азнефть".

Г Л А В А Ш

ПРОМЫСЛОВЫЕ ДАННЫЕ ПО КОРРОЗИИ ОБОРУДОВАНИЯ СКВАЖИН В НПУ "ОРДЖОНИКИДЗЕНЕФТЬ"

Ежегодно на промыслах НПУ "Орджоникидзе-нефть", по неполным данным, в результате коррозионного разрушения только по глубиннонасосным скважинам выходят из строя 130000 м труб, 30000 м штанг (без учета коррозии обсадных колонн).

Коррозионные разрушения подземного оборудования увеличивают частоту подземных ремонтов скважин, уменьшают межремонтный период их эксплуатации и тем самым приводят к потерям добычи нефти и повышению ее себестоимости. Ущерб от коррозии подземного оборудования скважин в денежном выражении (по неполным данным) составляет более 100 тыс. рублей в год.

Коррозионные разрушения насосно-компрессорных труб распределены по всей поверхности. Зачастую они носят ярко выраженный локальный характер, причем коррозия в отдельных точках очень быстро прогрессирует, образуются раковины, которые глубоко проникают в тело трубы. Трубы в этих случаях выходят из строя в результате образования сквозных отверстий. Особенно часты коррозионные разрушения концов труб, при этом в резьбовой части их образуется так называемая "сетка". Зачастую в скважинах имеет место совместное действие коррозии и истирания внутренней поверхности труб штанговыми муфтами.

Коррозионные разрушения штанг выражаются в их обрывах из-за коррозионной усталости металла.

В скважинах, эксплуатирующихся ЭЦН, в основном, отмечается коррозия стального вала насосов и направляющих чугунных аппаратов. Разъедание вала выражается в нарушении сплошности поверхности его, появлением питтингов. Коррозия

направляющих аппаратов выражается разъеданием внутренней поверхности вплоть до образования отверстий, появлением хрупкости и т.д.

На промышленном оборудовании отлагаются плотные осадки черного или темнокоричневого цвета, толщиной до II мм. Химический анализ отложений на трубах показывает, что они, в основном, состоят из продуктов коррозии - окислов железа - 40 - 50%, а в случае сероводородной коррозии, также сернистого железа от 20 до 40%.

Весь фонд коррозионных скважин нами был разбит на 2 группы, характеризующиеся следующими признаками:

- 1) скважины, в которых коррозия оборудования обусловлена большой обводненностью продукции в присутствии CO_2 ;
- 2) скважины, в которых коррозия обусловлена большой обводненностью продукции при наличии H_2S .

На основе анализа промышленных данных НПУ "Орджоникидзе-нефть" к первой группе отнесены 143 скважины, ко второй - 33 скважины.

В свою очередь скважины каждой из указанных групп подразделены на подгруппы, в зависимости от отборов жидкости и количества ремонтов на скважино-месяц эксплуатации (таблица I).

Таблица I

Наименование групп	Отбор жидкости, т/сутки		Число коррозионных скважин			
	нефти	воды	Среднее число ремонтов на скважино-месяц эксплуатации			
			до 1,0	от 1,1 до 2,0	от 2,1 до 3,0	свыше 3,0
I. Глубиннонасосные скважины						
I	1,9	32,4	26	21	10	-
	2,3	73,6	25	12	1	-
	1,6	188,0	5	7	-	I
Итого:			56	40	11	I
2. Скважины, эксплуатирующиеся ЭЦН						
II	1,7	160,0	31	4	-	-
	1,4	30,0	10	11	12	-
Всего:			97	55	23	I

Анализ фактических промышленных данных по изучению химических свойств и поверхностной активности нефти и добываемой пластовой воды позволил нам выявить, что малое содержание нафтеновых кислот и азотистых оснований, малая активность вод является одной из основных причин, способствующих развитию коррозии оборудования нефтяных скважин.

В качестве примера приведены данные по количеству ремонтов, среднему сроку службы оборудования и межремонтному периоду работы наиболее коррозионных скважин (таблица 2).

Таблица 2

№ скважин	Количество ремонтов в год		Средний срок службы оборудования, месяцы		Межремонтный период, сутки
	из-за течей в трубах	из-за обрыва штанг	труб	штанг	
1217	14	22	5,0	2,0	7,0
980	7	22	6,0	4,8	6,0
1432	15	15	8,0	8,0	9,6
517	13	6	13,0	11,0	10,5
253	22	35	19,0	2,0	5,3
1433	17	10	9,0	7,0	6,5

Г Л А В А IV

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ИНГИБИТОРОВ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИМ СПОСОБОМ

В этой главе приводятся результаты потенциостатических исследований определения эффективности ингибиторов коррозии в промышленных условиях. Электрохимический способ определения эффективности ингибиторов катапина, И-1-В и ИКСТ-1 проводился по известной упрощенной схеме, предложенной В.Ф.Негреевым, Д.М.Абрамовым и др.

Все испытания проводились в продукции скважин - смеси пластовая нефть-вода до и в процессе применения ингибиторов. Определения были проведены при непрерывном способе подачи ингибитора и при периодической закачке в призабойную зону скважины.

Так, например, по скважине № 980 плотность тока при $V_K - V_A = 300$ мВ равна 90 мА. После закачки ингибитора

И-І-В при этой разности потенциалов плотность тока снижается до 24 ма/дм^2 .

Результаты испытания показали, что в присутствии всех исследованных ингибиторов наблюдается значительное снижение плотности поляризующего тока при одних и тех же значениях разности потенциалов, т.е. имеет место снижение скорости коррозии. Проведенное исследование показало целесообразность применения данного метода для быстрой оценки эффективности действия ингибиторов при проведении промышленных испытаний.

Г Л А В А У

ВЛИЯНИЕ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ НА ОБРАЗОВАНИЕ ЭМУЛЬСИИ В СКВАЖИНАХ

При проведении промышленных испытаний ингибиторов коррозии И-І-В, катапина, ИКСГ-І велась наблюдение за загрязненностью продукции скважин, т.е. содержанием в ней эмульсии.

Было выявлено, что при испытаниях ингибитора ИКСГ-І наблюдается образование эмульсии, одной из причин которого является большое содержание акцизных смол в ингибиторе.

В лабораторных условиях была проведена серия опытов по определению содержания акцизных смол в отборной нефти при добавлении ИКСГ-І, разбавленного предельным керосином в отношении 1:1,75; 1:4; 1:10.

Как показал анализ результатов проведенных промышленных испытаний, в тех случаях, когда разбавление ингибиторов ИКСГ-І составляло 1:4 и более, образование эмульсии не наблюдалось.

При испытаниях водорастворимых ингибиторов катапина и И-І-В образование эмульсии не наблюдалось. Эти ингибиторы нами проверялись как деэмульгаторы и сравнивались с деэмульгатором НЧК.

Было выявлено, что наилучшими деэмульгирующими свойствами из исследуемых реагентов обладает катапин. При этом добавка катапина в количестве 0,2, 0,5% вызывала разложение эмульсии без подогрева, т.е. при комнатной температуре.

На основе проведенных исследований сделаны выводы:

1. Деэмульгирующие свойства ингибиторов коррозии И-І-В и катапина проявляются при определенной их добавке. Так, для И-І-В оптимальное количество равно 1,0%, а для катапина - 0,2%.

2. Наличие деэмульгирующих свойств у ингибиторов коррозии позволяет их применять одновременно для борьбы с коррозией и внутрискважинной деэмульсацией.

3. Применение ингибитора ИКСГ-І в более разбавленном виде и в малых количествах устраняет возможность образования эмульсии.

Г Л А В А У I

ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ НА НЕФТЯНЫХ ПРОМЕСЛАХ

Промышленные испытания ингибиторов коррозии проведены в нефтяных скважинах, где коррозия оборудования вызывается значительной обводненностью и наличием растворенных газов - H_2S и CO_2 .

В сероводородных скважинах испытывались водорастворимые ингибиторы: катапин, ИКИП-2, И-І-В; в несероводородных - нефтерастворимый ИКСГ-І.

Промышленные испытания ингибитора катапина были проведены в 4-х скважинах.

Геолого-техническая характеристика указанных скважин приведена в таблице 3.

Таблица 3

№ скважин	Горизонт	Забой, м	Фильтр, м	Диаметр труб (дюймы) и глубина спуска насоса, м	Дебит, т/сутки нефти	Дебит, т/сутки воды	Содержание H_2S в воде, мг/л	
574	II	рII-III	868	793-808	2 1/2-799,0	0,8	37	500
7289	II		862	607-620	2 1/2-607,2	0,87	55	500
7II29	II		747	624-628	2x2 1/2-621,5	0,6	9,9	300
I432	У		997,5	974-983	2 1/2-957,9	2,4	29,8	10

Были опробованы различные способы подачи катапина в скважины: непрерывный, периодический и путем закачки в призабойную зону скважин.

При первом из указанных способов определенное количество водного раствора ингибитора из расчета 100-200 г/м³ пластовой воды непрерывно подается самотеком из емкости, установленной на устье скважины.

При периодическом способе концентрированный раствор ингибитора подается в скважину через определенные промежутки времени.

При закачке в пласт заданное количество ингибитора продавливается в призабойную зону скважины из расчета распределения его в этой зоне в радиусе 0,5-1,0 м. Затем, после 24-х часовой выдержки скважина пускается в эксплуатацию.

Эффективность применения катапина определялась по следующим показателям:

- 1) по уменьшению скорости коррозии стальных образцов-свидетелей, установленных на выкиде скважины;
- 2) по увеличению срока службы оборудования;
- 3) по изменению плотности тока при одних и тех значениях разности потенциалов - электрохимическим способом (см. главу IV).

Данные о результатах испытания катапина по уменьшению скорости коррозии стальных образцов-свидетелей и по работе оборудования приведены в таблицах 4, 5.

Таблица 4

№ скважин	Характер подачи ингибитора	Скорость коррозии, г/м ² час		Снижение скорости коррозии, %
		до подачи ингибитора	после применения ингибитора	
574	непрерывная	0,370	0,030	91,9
7289	"	0,470	0,042	91,05
7289	периодическая	0,470	0,06	87,0
7289	закачка в пласт	0,620	0,05	91,9
71129	"	1,970	0,51	74,0
1432	непрерывная	0,96	не определена	

Таблица 5

№ скважин	Период наблюдения, месяцы	Количество обрывов штанг на I разьеда, шт/мес		Число ремонтов из-за разьеда труб на I мес работы		Число смен г/насосов на I мес работы		Межремонтный период, сутки	
		до	после	до	после	до	после	до	после
574	4	2,25	0,4	0,5	0,25	1,5	1,5	7,5	12,0
7289	12	2,32	0,91	1,17	0,83	1,0	1,25	4,3	13,6
71129	3	-	1,0	3,0	2,0	1,6	1,3	8,1	10,0
1432	6	0,7	0,5	1,1	0,16	0,66	0,66	7,9	11,5
Итого:		5,27	2,81	5,77	3,24	4,76	4,71		

Из данных таблиц можно сделать следующие выводы:

1. Применение катапина уменьшает скорость коррозии стальных образцов-свидетелей, примерно, на 91%.

2. Увеличивается продолжительность работы подземного оборудования.

Несмотря на то, что в ряде случаев подземное оборудование не было заменено на новое, число ремонтов, связанных с обрывами штанг, сократилось в среднем в 2 раза, коррозионные разрушения труб - в 2 раза.

Ингибитор ИКИХП-2 был испытан в 2-х скважинах методом закачки его в призабойную зону скважин.

Геолого-техническая характеристика указанных скважин приведена в таблице 6.

Таблица 6

№ скважин	Горизонт	Забой, м	Фильтр, м	Диаметр труб (дюймы) и глубина спуска г/насоса, м	Дебит, т/сутки	Содержание H ₂ S в воде, мг/л
980	II	651	628-644	2 1/2-631,7	0,8	26,5
7273	II	660	629-642	2 1/2-625	0,32	18,0

В таблицах 7 и 8 приведены результаты испытания ИКИХП-2.

Таблица 7

№ скважин	Характер подачи ингибитора	Скорость коррозии, г/м ² час		Снижение скорости коррозии, %
		до подачи ингибитора	после применения ингибитора	
980	закачка в призабойную зону скважины	0,26	0,048	83
7273	"	0,6	0,21	65

Таблица 8

№ скважин	Период наблюдения, месяцы	Число обрывов штанг на I месяцы работы		Число ремонтов из-за разъедания труб на I месяцы работы		Число смен глубинного насоса на I месяцы работы		Межремонтный период, сутки	
		до	после	до	после	до	после	до	после
980	7	4,0	0,14	1,3	1,0	1,8	1,0	6,0	12,4
7273	3	-	-	1,0	1,5	0,6	0,6	10	15

Таким образом, согласно предварительным результатам промышленных испытаний, ИКИП-2 является эффективным замедлителем сероводородной коррозии оборудования нефтяных скважин.

Испытания ингибитора И-1-В проведены в 2-х скважинах. Геолого-техническая характеристика указанных скважин приведена в таблице 9.

Таблица 9

№ скважин	Гори-зонт	Забой, м	Фильтр, м	Диаметр труб (дюймы) и глубина спуска насоса, м	Дебит, т/сутки		Содержание H ₂ S в воде, мг/л
					нефти	воды	
980	П-Пв	651	628-644	3-634,9	1,8	39,5	400
1217	П	682	639-641	3-629,8	2,9	110	300

Были испытаны три способа подачи: непрерывный, один раз в сутки, одновременная закачка в призабойную зону скважин.

Данные о результатах испытания ингибиторов приведены в таблицах 10, 11.

Таблица 10

№ скважин	Характер подачи ингибитора	Скорость коррозии, г/м ² час		Снижение скорости коррозии, %
		до подачи ингибитора	после	
1217	непрерывная	0,45	0,03	93,3
980	один раз в сутки	0,50	0,05	90,0
980	закачка в пласт	0,50	0,04	92,0

Таблица 11

№ скважин	Период наблюдения, месяцы	Число обрывов штанг на I месяцы работы		Число ремонтов из-за разъедания труб на I месяцы работы		Число смен г/насоса на I месяцы работы		Межремонтный период, сутки	
		до	после	до	после	до	после	до	после
1217	6	3,2	2,0	2,0	0,5	1,6	1,2	6,1	9,6
980	7	0,7	0,1	0,3	0,57	1,3	0,85	7,8	15,0
Итого:		1,95	1,05	1,1	0,53	1,5	1,0		

Из данных таблиц можно сделать выводы:

- 1) применению ингибитора И-1-В уменьшает скорость коррозии стальных образцов-свидетелей более, чем на 90%;
- 2) увеличивается продолжительность работы подземного оборудования в скважинах.

При испытании ингибиторов коррозии катепина, ИКИП-2, И-1-В во всех скважинах наблюдалось изменение цвета пластовой воды от черного до молочно-белого, что может указывать на уменьшение продуктов сероводородной коррозии стали - черного осадка FeS.

Ингибитор ИКСГ-1 испытан методом закачки в призабойную зону 16 скважин (36 обработок).

Обработка ингибитором заключалась в следующем. Ингибитор, разбавленный предельным керосином (в отношении 1:8 или 1:10), закачивался с помощью агрегата в затрубное пространство и продавливался в пласт предельным керосином в объеме, достаточном для вытеснения из труб.

Эффективность применения ингибитора ИКСГ-1 определялась:

а) по уменьшению скорости коррозии стальных образцов-свидетелей, установленных на выкиде;

б) по работе подземного оборудования.

В таблице I2 приводим данные снижения скорости коррозии стальных образцов до и после закачки ИКСГ-1 по некоторым скважинам (первая обработка ИКСГ-1).

Таблица I2

№ скважин	Скорость коррозии, г/м ² час				Эффективность, %		
	до за- качки	после закачки, сутки			после закачки, сутки		
		10	30	50	10	30	50
318	4,6	0,065	0,08	0,49	98,6	98,2	89,3
106	1,96	0,091	-	0,15	95,3	-	92,3
253	0,92	-	0,071	0,49	-	92,2	46,7
371	0,27	0,035	0,019	0,26	87,0	92,9	3,7
7369	0,99	0,23	-	0,18	76,7	-	81,8
245	0,59	0,038	0,077	0,29	93,5	86,9	50,8

Данные, приведенные в таблице, свидетельствуют о том, что при закачке ИКСГ-1 скорость коррозии снижается в среднем по скважинам до 90,0% (первые 10 суток после закачки); продолжительность эффективного действия ингибитора в большинстве скважин сохраняется свыше 50-ти суток.

Таблица I3

№ скважин	Скорость коррозии, г/м ² час				Эффективность, %		
	до за- качки	после закачки, сутки			после закачки, сутки		
		10	30	100	10	30	100
318	4,6	0,053	-	0,43	92,8	-	85,1
253	0,92	0,073	-	0,12	91,8	-	86,9
371	0,27	-	-	0,052	-	-	80,7
7369	0,99	0,074	-	0,157	92,5	-	84,1
344	0,23	-	0,086	0,20	-	82,6	13,0
245	0,59	0,051	-	0,92	91,2	-	62,7

В таблице I3 приведены данные по снижению скорости коррозии стальных образцов-свидетелей после повторной закачки.

Результаты, приведенные в таблице, показывают увеличе-

ние продолжительности эффективного действия ингибитора при повторных обработках в большинстве скважин до 100 суток и более.

Проведено испытание смеси ИКСГ-1 с НЧК в 6 скважинах.

Эффективность применения комбинирования ИКСГ-1 в смеси с НЧК (1:4) также определялась по частоте ремонтов оборудования и снижению скорости коррозии образцов-свидетелей, установленных на выкиде скважины.

В таблице I4 приведены данные об уменьшении количества ремонтов при применении в комбинации ИКСГ-1 с НЧК и сравнительные данные при применении только одного ингибитора ИКСГ-1.

Таблица I4

№ скважин	Время испытания, месяцы	Количество ремонтов из-за коррозии в среднем за месяц работы скважины			Эффективность защиты, %	
		до применения ингибиторов	после применения		ИКСГ-1	ИКСГ-1+НЧК
			ИКСГ-1	ИКСГ-1+НЧК		
253	5	5,0	1,9	0,4	62	92
344	5	1,6	0,9	0,8	43,6	50
172	5	0,9	0,6	нет ремонтов	33,5	99
230	5	2,1	1,6	1,4	23,8	32
406	5	2,4	1,9	нет ремонтов	20,8	99
407	5	2,8	1,2	1,0	57,0	64,5

Скорость коррозии по образцам-свидетелям характеризуется следующими данными (таблица I5).

Таблица I5

№ скважин	Дата проведения за- качки инги- битора	Количество, г		Скорость корро- зии, г/м ² /час			Общая продолжи- тельность эффекта, сутки
		ИКСГ-1	ИКСГ-1+ НЧК	время, сутки			
				10	20	30	
253	5.V-69г.	3,0	-	0,24	-	1,63	30
	10.VI-69г.	2,0	-	-	-	0,60	30
	17.IX-69г.	-	2+8	0,088	-	0,073	40
	19.XI-69г.	-	2+8	0,014	-	0,045	60

Как видно из данных таблиц I4, I5, при применении смеси ИКСГ-I с НЧК эффективность защиты возрастает.

Результаты проведенных испытаний ИКСГ-I по I6 скважинам путем закачки его в призабойную зону показали, что применение ингибитора уменьшает скорость коррозии стальных образцов-свидетелей примерно на 80-90%, повторные обработки увеличивают продолжительность эффективного действия ингибитора от 30-50 суток до 70-120 суток, увеличивается срок службы подземного оборудования в скважинах. Число обрывов штанг и число ремонтов из-за разъедания труб уменьшилось в 2 раза. Применение смеси ингибитора ИКСГ-I с НЧК повышает эффективность защиты почти на 30%.

Таким образом, согласно результатам промышленных испытаний, ИКСГ-I является эффективным замедлителем коррозии в тех случаях, когда коррозионное разрушение обусловлено повышенным содержанием пластовой воды в продукции скважин и значительной ее минерализацией.

Г Л А В А У П

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ

В связи с промышленным применением ингибиторов для борьбы с коррозией нефтепромышленного оборудования исключительно важную роль приобретает их экономическая эффективность.

Методика применения ингибиторов коррозии в системе подготовки нефти и утилизации сточных вод на нефтепромыслах Башкирии с точки зрения экономической целесообразности, предложенная Гоником, нами была рассмотрена применительно к глубиннонасосным скважинам. Выведена формула предельной стоимости ингибитора, при которой применение его рентабельно для условий коррозии оборудования в НПУ "Орджоникидзенефть":

$$a = \frac{0.5(C_n + C_k) - C_a}{\varphi q}$$

Определена предельная стоимость ингибитора, ниже которой применение его становится рентабельным для различных групп скважин.

Выявлено, что в условиях НПУ "Орджоникидзенефть" необходимо применять ингибиторы:

а) для скважин, где коррозия вызвана наличием H_2S , стоимостью 253-330 руб/т при дозировке 400 г/м³;

б) для скважин, где коррозия вызвана большой обводненностью продукции и наличием CO_2 , стоимостью 30-145 руб. при дозировке 400 г/м³.

Подсчитана экономия от применения различных типов ингибиторов.

В Ы В О Д Ы

I. На основании проведенного обследования коррозионного состояния подземного оборудования нефтяных скважин НПУ "Орджоникидзенефть" установлено, что на промыслах имеют место частые подземные ремонты скважин из-за коррозии насосно-компрессорных труб, глубиннонасосных штанг, штанговых муфт, глубинных насосов и т.д.

Установлено, что ежегодно из-за коррозии в НПУ выбывает 130000 м труб и 30000 м штанг. В денежном выражении затраты на ликвидацию последствий коррозии выражаются в сумме 100000 руб. в год (на подземные ремонты и замену оборудования, пришедшего в негодность из-за коррозии).

2. Установлено, что интенсивное разрушение оборудования нефтяных скважин происходит в скважинах с повышенным содержанием пластовой воды, в которой содержатся растворенные газы: H_2S , CO_2 , O_2 . Выявлено, что в скважинах, где коррозия вызвана большим содержанием минерализованной пластовой воды (% обводненности 94) в отсутствие H_2S в год выбывает 480 м насосно-компрессорных труб и 600 м штанг. В скважинах, продукция которых содержит значительное количество H_2S , в год выбывает 1000 м насосно-компрессорных труб и 730 м штанг.

На основании этого выявлен фонд коррозионных скважин в НПУ "Орджоникидзенефть". Из числа около 1000 скважин 176 являются коррозионноопасными, из них в 33 скважинах коррозия обусловлена наличием сероводорода.

3. Для защиты от коррозии оборудования нефтяных скважин применялись следующие ингибиторы: катапин, И-I-B,

ИКИП-2, ИКСГ-1. В результате проведенных испытаний установлено, что из числа испытанных ингибиторов в условиях сероводородной коррозии эффективными оказались: катапин (дозировка 200 г/м³ пластовой воды), ИКИП-2 (дозировка 400 г/м³) и И-1-В (дозировка 400 г/м³), а в условиях несероводородной коррозии - ИКСГ-1 (400 г/м³) и смесь ИКСГ-1 с НЧК (соотношение 1:4).

4. Ускоренным электрохимическим методом в промышленных условиях определена эффективность вышеуказанных ингибиторов. Установлена целесообразность периодической закачки ингибиторов в пласт или в затрубное пространство, при этом важное значение имеет их последствие.

5. По электрохимическим показателям $y = f(V_k - V_a)$ можно судить о наличии хемосорбции на поверхности металла, его гидрофобизации, что затрудняет гидратацию ионов железа и приводит к значительному снижению скорости коррозионного процесса в нефтяных сероводородных и несероводородных скважинах.

6. Установлено, что с увеличением концентрации ингибитора ИКСГ-1 наблюдается образование эмульсии в продукции скважин, что является нежелательным явлением, так как при этом имеет место значительная потеря добычи нефти. Выявлены оптимальные концентрации ингибитора ИКСГ-1, а также его смеси с нейтрализованным черным контактом для устранения эмульсии.

7. Проведен предварительный экономический подсчет применения ингибиторов. Установлено, что годовая экономия при применении ингибитора катапина на одну скважину составила 126 руб., ингибитора И-1-В - 792 руб., ингибитора ИКСГ-1 - 1700 руб.

8. На основании проведенных промышленных испытаний в нефтяных скважинах НПУ "Орджоникидзе нефть" рекомендуется к широкому промышленному внедрению ингибитор коррозии ИКСГ-1 и комбинирование ИКСГ-1 с НЧК в сильно обводненных скважинах, продукция которых не содержит H₂S. Для сероводородных скважин рекомендуется широкое промышленное испытание катапина, И-1-В и ИКИП-2.

Основное содержание диссертации опубликовано в следующих работах:

1. НЕГРЕЕВ В.Ф., КАРАПЕТОВ К.А., АРАКЕЛОВА О.К. и др. Промышленные испытания ингибитора коррозии-катапина в НПУ "Орджоникидзе нефть". Нефтяное хозяйство, № 6, 1966.

2. АРАКЕЛОВА О.К. О коррозии подземного оборудования скважин в НПУ "Орджоникидзе нефть". Азербайджанское нефтяное хозяйство, № II, 1966.

3. АРАКЕЛОВА О.К. Сравнительные результаты промышленного испытания различных ингибиторов коррозии. Коррозия и защита в нефтедобывающей промышленности. ВНИОЭНГ, № 6, 1967.

4. КАРАПЕТОВ К.А., АРАКЕЛОВА О.К. Результаты промышленного испытания ингибитора коррозии-катапина на промыслах НПУ "Орджоникидзе нефть". Материалы совещания по защите от коррозии оборудования нефтяных и газовых скважин АзНТО. Баку, 1967.

5. КАРАПЕТОВ К.А., ОЛЬШВАНГ Д.Б., МАНАХОВА Т.Х., АРАКЕЛОВА О.К. Результаты применения ингибиторов коррозии в НПУ "Орджоникидзе нефть". Коррозия и защита в нефтедобывающей промышленности. ВНИОЭНГ, № 4, 1968.

6. КАРАПЕТОВ К.А., МАНАХОВА Т.Х., АРАКЕЛОВА О.К. Применение поверхностно-активных веществ в качестве ингибиторов коррозии оборудования нефтяных скважин. Тезисы докладов межотраслевой НТК по ингибиторам коррозии и защитным смазкам. (Негреевские чтения), Баку, 1968.

7. КАРАПЕТОВ К.А., АРАКЕЛОВА О.К. Экономическая эффективность применения ингибиторов коррозии. Коррозия и защита в нефтедобывающей промышленности. ВНИОЭНГ, № I, 1970.

8. КАРАПЕТОВ К.А., МАРКАРЯН А.К., АРАКЕЛОВА О.К. Влияние ингибиторов коррозии на образование эмульсии в скважинах. Коррозия и защита в нефтедобывающей промышленности. ВНИОЭНГ, № 5, 1970.

Результаты диссертационной работы доложены:

I. На Всесоюзном совещании по защите от коррозии нефтяных скважин в 1965 г. (Баку).

2. На III Всесоюзной межвузовской научной конференции по подземной коррозии в 1967 г. (Баку).

3. На Межотраслевом научно-техническом совещании по ингибиторам коррозии и защитным смазкам в 1968 г. (Баку).

4. На научно-технической конференции секции добычи нефти ААНТО НГП совместно с МНДП Азерб.ССР и АЗНИИ ДН в 1968г. (Баку).

ФГ 12520 Подписано к печати 25/1-1971 г. Заказ 39 Тираж 150
Печ. лист 1,5 Типография АЗИНЕФТЕХИМа им.М.Азизбекова
Баку-ГСП, проспект Ленина, 20