Министерство нефтяной промышленности
ВНИИСПТнефть

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

РУКОВОДСТВО

ПО ПРИМЕНЕНИЮ АНТИКОРРОЗИОННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ПРОЕКТОВ ОБУСТРОЙСТВА И РЕКОНСТРУКЦИИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

РД 39-0147103-362-86

1987

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

ВНИИСПТнефть

Для служебного пользования

Экз. № _____

УТВЕРЖДЕН
первым заместителем министра
В.Д.Филановским
14 ноября 1986 года

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

РУКОВОДСТВО

ПО ПРИМЕНЕНИЮ АНТИКОРРОЗИОННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ПРОЕКТОВ ОБУСТРОЙСТВА И РЕКОНСТРУКЦИИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

РД 39-0147103-362-86

1987

"Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений" регламентирует выбор методов и средств защиты от коррозии при проектировании объектов нефтяных месторождений в зависимости от агрессивности нефтепромысловых сред.

Руководство предназначено для работников научно-исследовательских, проектных и производственных организаций нефтяной промышленности, занимающихся проектированием объектов отрасли.

Руководство разработано в отделе защиты металлов от коррозии института ВНИИСПТнефть-зав.отделом К.Р.Низамовым, зав.лабораторией Ю.Г.Рождественским, мл. науч. сотр. Л.Д.Семено, зав. лабораторией З.Г.Мурзагильдиным, зав.лабораторией Э.А.Низамовым, ст.науч. сотр. Н.Г.Пермяковым, ст.науч. сотр. Ф.М.Галиным.

Составители выражают благодарность специалистам Гипровостокнефти, Гипротюменнефтегаза, БашНИПИнефти, ТатНИПИнефти, принявшим активное участие в обсуждении проекта руководства, и просят все заинтересованные организации направлять предложения по совершенствованию документа в отдел защиты металлов от коррозии ВНИИСПТнефти.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений

РД 39-0147103-362-86

Вводится впервые

Срок введения установлен с I марта 1987 г.

Срок действия до I марта 1990 г.

Настоящее "Руководство..." предназначено для разработки противокоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений, а также при разработке мер защиты от коррозии для эксплуатирующегося оборудования нефтепромыслов.

"Руководство..." устанавливает порядок применения наиболее эффективных методов защиты от коррозии при проектировании нефтегазопромыслового оборудования и трубопроводов, подвергающихся воздействию агрессивных сред.

"Руководство..." не распространяется на объекты бурения и освоения скважин, газоперерабатывающие заводы, магистральный транспорт нефти и газа, а также нефтяные месторождения с высоким содержанием сероводорода (в соответствии с градацией ВСН 2.38.85).

"Руководство..." разработано в развитие положений действующих ГОСТ 9908-85, СНиП П-28-73*, СНиП 2.04.02-84, ВНТП3-85, ВСН 2.38.85, "Унифицированных технологических схем комплексов сбора и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов" РД ~~39-I-159-79~~ 39-0148311-605-86 на основании анализа и обобщения действующих отраслевых стандартов и руководящих документов, научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, выполненных научно-исследовательскими организациями нефтяной промышленности.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Основным материалом для трубопроводных коммуникаций и оборудования нефтегазопромыслов являются углеродистые стали, как наиболее доступные. В то же время эти стали относятся в основных средах нефтедобычи к малостойким в коррозионном отношении. Использование коррозионностойких легированных сталей допустимо только для особых условий и специальной техники (насосы, арматура, валы, и т.п.). Проблемы коррозии в условиях добычи, сбора и промысловой подготовки нефти рекомендуется решать комплексно с использованием технологических и специальных мер защиты (защитные покрытия, ингибиторы коррозии, электрохимзащита).

I.2. Применение средств защиты от внутренней коррозии нефтегазопромыслового оборудования и трубопроводов должно предусматриваться при проектировании строительства и реконструкции объектов обустройства нефтяных месторождений, в том числе при разработке мероприятий по защите от коррозии эксплуатируемого оборудования.

I.3. Комплекс защитных мероприятий планируется на основании данных о степени агрессивного воздействия среды, условий эксплуатации объектов, свойств применяемых материалов с учетом технологической схемы объекта.

I.4. Комплекс мероприятий по защите от коррозии должен быть представлен в технологических разделах проекта или реконструкции объектов обустройства нефтяных месторождений.

I.5. Комплекс мероприятий по защите от коррозии выбирается по минимуму приведенных затрат в соответствии с РД 39-0147014-343-86. Научные подразделения должны представлять проектной организации варианты защиты от коррозии для проведения ТЭО.

I.6. Исходные данные для проектирования противокоррозионной защиты и требования к ней должны содержаться в задании на проек-

тирование, представляемом заказчиком.

Задание на проектирование должно также содержать данные научных исследований, предшествующих проектированию, данные об особенностях коррозионного воздействия продукции данного месторождения, прогнозные данные об изменении степени агрессивного воздействия продукции месторождений в процессе эксплуатации месторождения.

I.7. Исходные данные для проектирования защиты от коррозии должны содержать:

характеристики объектов, подлежащих противокоррозионной защите,-производительность, температура, давление, основные геометрические размеры;

характеристики агрессивных сред, с которыми контактирует нефтегазопромысловое оборудование и трубопроводы,с прогнозом их изменения во времени:

по нефти - обводненность, общая физико-химическая характеристика (плотность, вязкость), содержание серы, агрессивных компонентов, СВБ;

по газу - общая физико-химическая характеристика нефтяных газов, давление, присутствие агрессивных компонентов;

по пластовой воде - химический состав, плотность, pH, солесодержание, содержание СВБ;

требования, предъявляемые к товарной нефти и продуктам стабилизации;

характеристику и состав пресной воды для целей обессоливания;

характеристику, в т.ч. микробиологическую и состав воды, закачиваемой в пласт.

I.8. Исходные данные рекомендуется представлять в виде формы табл. I.

Таблица I

Исходные данные для разработки комплекса мероприятий по защите от коррозии нефтепромыслового оборудования и трубопроводов

№ пп	Наименование объекта	Условия эксплуатации оборудования (диапазон изменения параметров)				Характеристика водной фазы (воды)					Характеристика нефтяной фазы								Характеристика газовой фазы			
		Производительность, $м^3$/сут	Температура, ^0C	Давление, МПа	Газовый фактор, $м^3/м^3$	Концентрация H_2S, мг/л	Концентрация CO_2, мг/л	Концентрация O_2, г/л	Сульфатвосстанавливающие бактерии, СВБ - отсутствие, + наличие	Минерализация, г/л	Взвешенные частицы, мг/л	Сероводород H_2S, мг/л	Углекислый газ, CO_2, мг/л	Сера, %	Обводненность, %	Давление насыщения нефти газом, МПа	Взвешенные частицы, мг/л	Устойчивость эмульсии	Кинематическая вязкость, $м^2/с$	Плотность, $кг/м^3$	р H_2S, МПа	р CO_2, МПа	Кислород O_2, % об	Относительная влажность при рабочих условиях, %

I.9. Комплекс мероприятий по защите от коррозии нефтепромыслового оборудования и трубопроводов предусматривает применение следующих методов защиты:

технологические методы, цель которых снизить коррозионную активность среды или предотвратить ее увеличение;

специальные методы защиты;

применение современных средств контроля агрессивности коррозионных сред и эффективности мер защиты.

I.IO. Применение каждого из указанных методов имеет свои особенности, которые следует учитывать при разработке системы защиты.

Выбор методов защиты от коррозии осуществляется на основании технико-экономического сравнения различных вариантов, с учетом доступности материально-технических ресурсов. При этом принимается во внимание стадия разработки месторождения, связанное с нею изменение агрессивности среды.

I.II. Проектирование систем поддержания пластового давления пластовыми водами, горячей морской водой, систем сбора и подготовки нефтяного H_2S - содержащего газа без применения технологических и специальных (ингибиторная защита, покрытия) методов защиты от коррозии не допускается.

Использование трубопроводов систем нефтесбора для предварительного отделения воды с созданием в их конечных участках расслоенной структуры течения без применения специальных методов защиты не допускается.

2. КЛАССИФИКАЦИЯ КОРРОЗИОННЫХ СРЕД НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ПО СТЕПЕНИ АГРЕССИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

2.I. В основу классификации нефтегазопромысловых сред по степени агрессивного воздействия положена десятибальная шкала коррозионной стойкости металлов ГОСТ 9908-85.

2.2. Степень агрессивного воздействия нефтегазопромысловых сред в зависимости от содержания агрессивных компонентов рассматривалась по отношению к углеродистой стали.

2.3. При проведении химико-аналитических и микробиологических исследований по определению содержания агрессивных компонентов следует руководствоваться РД 39-3-669-8I, РД 39-3-987-83, ОСТ 39-I5I-83, РД 39-30-655-8I, РД 39-30-574-8I, РД 39-3-284-79, РД 39-23-I065-84.

2.4. По степени агрессивного воздействия нефтегазопромысловые среды подразделяются на не вызывающие коррозионное растрескивание (не изменяющие механические свойства металла) - неагрессивные, слабоагрессивные, среднеагрессивные, сильноагрессивные-и вызывающие коррозионное растрескивание (изменяющие механические свойства металла).

2.5. Степень агрессивного воздействия сред на нефтегазопромысловое оборудование и трубопроводы из углеродистых сталей зависит:

для газовых сред - от содержания и вида агрессивных компонентов: сероводорода, углекислого газа, кислорода, наличия конденсата водного и углеводородного), влажности, температуры, давления;

для водных и нефтяных сред - от наличия и концентрации агрессивных компонентов, взвешенных частиц, скорости движения, температуры, минерализации и pH водной фазы, наличия коррозионно-опас-

ных микроорганизмов.

2.6. Степень коррозионного воздействия среды определяется проникновением коррозии, рассчитываемым по данным потери массы после удаления продуктов коррозии.

Степень агрессивного воздействия среды на оборудование и трубопроводы из углеродистой стали в зависимости от коррозионного проникновения представлена в табл. 2.

Таблица 2

Степень агрессивного воздействия среды в зависимости от коррозионного проникновения

Коррозионное проникновение, мм/год	Степень агрессивного воздействия среды
< 0,01	неагрессивная
0,01-0,1	слабоагрессивная
0,1-0,5	среднеагрессивная
> 0,5	сильноагрессивная
P_{H_2S} > 0,0003 МПа	вызывающие коррозионное растрескивание
P_{CO_2} > 0,05 МПа	

2.7. Степень агрессивного воздействия нефтяных и природных газов на трубопроводы и оборудование нефтепромыслов в зависимости от их вида и концентрации агрессивных компонентов приведена в табл. 3.

2.8. Степень агрессивного воздействия нефтепромысловых водных сред на трубопроводы и оборудование нефтепромыслов в зависимости от их вида и концентрации агрессивных компонентов приведена в табл. 4.

2.9. Степень агрессивного воздействия нефтяных сред на нефтегазопромысловое оборудование и трубопроводы в зависимости от их вида и концентрации агрессивных компонентов приведена в табл. 5.

Таблица 3

Степень агрессивного воздействия нефтяных и природных газов на трубопроводы и оборудование нефтепроводов

Среда	Содержание агрессивных компонентов								Степень агрессивного воздействия
	сера	pH водного конденсата	p_{H_2S} МПа	p_{CO_2} МПа	O_2, % об	взвешенные частицы, г/м3	влажность	t °C	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нефтяной и природный газ									
- подготовленный к магистральному транспорту (ОСТ 51.40-83)	<0,0036	~7	<0,0003	<0,05	<1,0	0,0003		выше точки росы	слабоагрессивная
- содержащий агрессивные компоненты:									
сероводород		<7	0,0003-0,01				+		среднеагрессивная КР
-"-		<7	0,01-1,0				+		сильноагрессивная КР
-"-		<7	>1,0				+		сильноагрессивная КР
углекислый газ		<7		<0,05			+		среднеагрессивная КР
-"-		<7		0,05-0,2			+		сильноагрессивная КР
-"-		<7		>0,2			+		сильноагрессивная КР

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Газовоздушная среда (резервуары)									
- не содержащая H_2S		~7			>I				среднеагрессивная
- содержащая H_2S		<7	>0,0003		>I				сильноагрессивная КР

Примечание: При наличии в агрессивной среде нескольких агрессивных компонентов, концентрация каждого из которых находится в пределах, указанных в таблице, степень агрессивного воздействия возрастает на одну ступень

Таблица 4

Степень агрессивного воздействия нефтепромысловых водных сред на трубопроводы и оборудование

Среда	pH	Содержание агрессивных компонентов						Степень агрессивного воздействия
		минерализация, г/л	СВБ, -отсутствие +наличие	H_2S, мг/л	CO_2, мг/л	O_2, мг/л	взвешенные частицы мг/л	
I	2	3	4	5	6	7	8	9
Вода пресная (техническая) неаэрированная	~7	<5	-	-	-	<0,5		слабоагрессивная
аэрированная	~7	<5	-	-	-	>0,5		среднеагрессивная
Воды подземных горизонтов неаэрированные без H_2S, CO_2	6-8	любая	-	-	-	<0,I	I00	среднеагрессивная
содержащие H_2S	<7	-"-	+	>I,0	-	<0,I	I00	сильноагрессивная
содержащие CO_2	<7	-"-	-	-	>20	<0,I	I00	сильноагрессивная
аэрированные без H_2S, CO_2	6-8	-"-	-	-	-	>0,I	I00	сильноагрессивная
содержащие H_2S	6-8	-"-	+	>I,0	-	>0,I	I00	сильноагрессивная

I	2	3	4	5	6	7	8	9
содержащие CO_2	6-8	любая	-	-	>20	>0,I	I00	сильноагрессивная
Морская вода		любая						
неаэрированная								
без СВБ	6-8	-"-	-	-	-	<0,I	-	слабоагрессивная
содержащая СВБ	6-8	-"-	+	>I,0	-	<0,I	FeS	сильноагрессивная
аэрированная								
без СВБ	6-8	-"-	-	-	-	>0,I	-	среднеагрессивная
содержащая СВБ	6-8	-"-	+	>I,0	-	>0,I	FeS	сильноагрессивная
Промысловые сточные воды								
неаэрированные		любая						
без H_2S , CO_2	~7	-"-	-	<I,0	-	<I,0	-	слабоагрессивная
содержащие H_2S , СВБ	<7	-"-	+	>I,0	-	<I,0	FeS	сильноагрессивная
содержащие CO_2	<7	-"-	-	-	>20,0	<I,0		сильноагрессивная
аэрированные								
без H_2S , CO_2	~7	-"-	-	<I,0	-	>I,0		сильноагрессивная
содержащие H_2S , СВБ	<7	-"-	+	>I,0	-	>I,0	FeS	сильноагрессивная
содержащие CO_2	<7	-"-	-	-	>20,0	>I,0		сильноагрессивная

I	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Растворы минеральных кислот									сильноагрессивная

Примечания: I. При наличии в агрессивной среде нескольких агрессивных компонентов, концентрация каждого из которых находится в пределах, указанных в таблице, степень агрессивного воздействия повышается на I ступень.

2. Увеличение скорости движения среды > I5 м/с (при отсутствии O_2 > 33 м/с), а также периодическое смещение границы раздела фаз нефть-вода в емкостях и резервуарах повышает степень агрессивного воздействия на I ступень.

3. Повышение содержания взвешенных частиц > I50 мг/л повышает степень агрессивного воздействия на I ступень.

4. Повышение температуры воды от 50 °С до I00 °С при свободном доступе кислорода повышает степень агрессивного воздействия на I ступень.

Таблица 5

Степень агрессивного воздействия нефтяных сред на нефтегазопромысловое оборудование и трубопроводы

Среда	Содержание агрессивных компонентов											Степень агрессивного воздействия
	сера %	вода %	содержание хлористых солей, мг/л	pH водной фазы	СВБ +наличие -отсут.	H_2S, мг/л	CO_2, мг/л	O_2, мг/л	взвешенные частицы, %	t, °C	
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I00	II	I2
Нефть, подготовленная в соответствии с ГОСТ 9965-76 по всем группам качества											
Подгруппа А (не содержит агрессивные компоненты)											
вода в эмульгированном состоянии	<2	до I	до I800	<7	-	-	-	-	до 0,05		неагрессивная
имеется возможность выделения водной фазы	<2	до I	до I800	~7	-	-	-	-	до 0,05		слабоагрессивная
Подгруппа В (содержит агрессивные компоненты)											
вода в эмульгированном состоянии	>2	до I	до I800	~7	+	>I,0	-	-	до 0,05		слабоагрессивная

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
имеется возможность выделения водной фазы	>2	до I	до I800	~ 7	+	>I,0	-	-	до 0,05		среднеагрессивная
Устойчивые водонефтяные эмульсии											
не содержащие агрессивные компоненты	>2			~7	-	>I,0 в водной фазе	-	-	до 0,05		неагрессивная
содержащие агрессивные компоненты	>2			~7	+	>I,0 в водной фазе	>5,0		>0,05		среднеагрессивная
Неустойчивые водонефтяные эмульсии											
не содержащие агрессивные компоненты	>2			~7	-	-	-	до 0,I в водной фазе	до 0,05		слабоагрессивная
содержащие агрессивные компоненты	>2			<7	+	>I,0	5,0	>0,I в водной фазе	>0,05		сильноагрессивная
Газоводонефтяные смеси											
не содержащие агрессивные компоненты	>2			~7	-	-	-		до 0,05		слабоагрессивная
содержащие агрессивные компоненты	>2			>7	+ следы				>0,05		среднеагрессивная

I	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9	I0	III	I2
содержащие агрессивные компоненты	>2		<7	0,0003* – 0,01 МПа			>0,1				сильноагрессивная КР
-"-	>2		<7	>0,01 МПа							сильноагрессивная КР
-"-	>2		<7			>0,05* МПа					среднеагрессивная КР

Примечание: I. * Содержание агрессивных компонентов H_2S, CO_2 в газовой фазе.

2. При наличии в агрессивной среде нескольких агрессивных компонентов, концентрация каждого из которых находится в пределах, указанных в таблице, степень агрессивного воздействия возрастает на одну ступень.

3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ КОРРОЗИИ

Основные положения

3.I. Технологические методы предотвращения коррозии представляют собой комплекс мероприятий, направленных на снижение и предупреждение повышения первоначальной коррозионной активности среды и включают:

применение герметизированных систем сбора, подготовки, транспортирования и учета нефти, нефтяного газа в соответствии с РД 39-I-I59-79;

проектирование трубопроводов систем сбора, транспортирующих сбводненную нефть со скоростями выше критических, при которых не выделяется вода в виде водных скоплений или подвижного слоя;

планирование мероприятий направленных на снижение степени агрессивного воздействия пластовых, производственных сточных вод, применяемых для заводнения нефтяных пластов;

подготовка газа (осушка, удаление коррозионных компонентов);

выбор конструкций, исключающих образование коррозионно-опасных зон (щелей, мест скопления осадков, конденсационной влаги, застойных зон, недопустимых контактов металлов);

предупреждение условий для образования коррозионно-эрозионных процессов (удаление взвешенных частиц);

исключение смешивания сероводородсодержащих нефти, воды и газа с продукцией скважин не содержащих сероводорода; предупреждение смешивания сероводородсодержащей продукции скважин с продукцией скважин пластовая вода которой содержит ионы железа, а также сероводородсодержащих и железосодержащих вод .

---

* Кроме тех случаев, когда проектом предусмотрена совместная очистка сероводородных и железосодержащих вод.

3.2. При обводненности нефти свыше I5 - 20 % рекомендуется предусматривать предварительный сброс пластовой воды. Целесообразность предварительного сброса должна быть подтверждена технико-экономическим обоснованием.

Технологические методы предотвращения коррозии системы сбора продукции нефтяных скважин

3.3. Технологические мероприятия по защите от внутренней коррозии систем сбора продукции нефтяных скважин распространяются на следующие ее составные части:

выкидные трубопроводы, обеспечивающие сбор продукции скважин до замерных установок;

нефтегазосборные трубопроводы, обеспечивающие сбор продукции скважин от замерных установок до пунктов первой ступени сепарации нефти, ДНС или ЦПС;

нефтепроводы для транспортирования газонасыщенной или разгазированной обводненной или безводной нефти от пунктов сбора нефти и ДНС до ЦПС;

нефтепроводы для транспортирования товарной нефти от ЦПС до сооружений магистрального транспорта нефти.

3.4. Структурные формы движения водонефтегазовой смеси, при которых пластовая вода находится в эмульгированном состоянии и не вызывает коррозии, называются антикоррозионным режимом.

3.5. При планировании технологических мероприятий по защите от коррозии нефтегазопроводов следует учитывать прогноз изменения расхода жидкости ($Q_ж$) и обводненности (n), возможность инверсии фаз.

3.6. Прогнозные значения $Q_ж$ и n для целого месторождения указываются в технологических схемах или проектах разработки месторождения. При проектировании нефтегазосбора с отдельных участков месторождения величины $Q_ж$ и n определяются пропорционально коли-

честву добывающих скважин или кустов.

3.7. Оценка степени агрессивного воздействия среды производится в соответствии с разделом 2 по табл. 3,4,5 либо согласно РД 39-3-1249-85, а также справочно по СТП 51.00.021-85, *РД-39-0147103-347-86.*

3.8. Для проектирования защиты новых трубопроводов необходимы следующие исходные данные:

условный диаметр трубопровода (Д);

схема трубопровода и профиль трассы;

величины расхода жидкости ($Q_ж$), обводненности n , начального (P_0) и конечного ($P_к$) давления в трубопроводах разных этапов эксплуатации месторождения;

газовый фактор в пластовых условиях, Г;

давление насыщения нефти газом ($P_н$).

3.9. При совместной транспортировке нефтей с различными (Г) и ($P_н$) средние величины рассчитываются по аддитивным зависимостям:

$$Г = \frac{Г_1Q_1 + Г_2Q_2 + Г_3Q_3 + \dots Г_iQ_i}{\Sigma Q_i}, \qquad (1)$$

где индексы относятся к нефти каждого вида.

3.10. В случае газлифтного способа эксплуатации скважин рассчитывается условный газовый фактор по формуле:

$$Г_ч = Г + \frac{Q_г}{Q_н}, \qquad (2)$$

где $Г_ч$ – условный газовый фактор, $м^3/м^3$;

$Q_г$ – расход газа на газлифт, $м^3$/сут;

$Q_н$ – дебит нефти, $м^3$/сут.

Определение условий существования водных скоплений в нефтегазопроводах

3.11. Внутренняя коррозия нефтегазопроводов в виде язв, канавок и пр. проявляется в те периоды эксплуатации нефтегазопроводов

и на тех участках, где создаются условия существования подвижных или неподвижных водных скоплений.

3.12. Водные скопления образуются, как правило, в результате слияния капель пластовой воды, транспортирующейся вместе с нефтью. В редких случаях при перекачке безводной нефти источником скоплений может служить вода, оставшаяся в трубопроводе после опрессовки.

3.13. Существование водных скоплений в общем случае зависит от конфигурации участка трубопровода, расхода транспортируемой жидкости, расходного объемного газосодержания, обводненности и физических свойств перекачиваемых жидкостей (вязкости, плотности, межфазного натяжения).

3.14. Условие существования водных скоплений для нефтегазопровода, транспортирующего маловязкие нефти (меньше 20 МПа.с) и имеющего участки различной конфигурации, определяется выражениями:

$$Fr \le \frac{0{,}159}{(1-n)^2} \quad \text{при} \quad 0 \le \frac{\beta}{1-\beta} \le 2{,}72; \tag{3}$$

$$Fr \le \frac{0{,}02}{(1-n)^2}\left(\frac{\beta}{1-\beta}\right)^2 \quad \text{при} \quad 2{,}72 \le \frac{\beta}{1-\beta} < 7{,}33; \tag{4}$$

$$Fr < \left(\frac{25\frac{\beta'}{1-\beta}}{1+\frac{\beta}{1-\beta}} - 19\right)\frac{1}{(1-n)^2} \quad \text{при} \quad \frac{\beta}{1-\beta} \ge 7{,}33, \tag{5}$$

где

$$Fr = \frac{v^2}{gD}; \tag{6}$$

$$v = \frac{Q_{ж}}{21\,000\,\pi D^2}\cdot\left[1 + 4{,}8\cdot 10^4 (1-n)\left(\frac{\Gamma}{\rho} - \frac{\Gamma}{\rho_{ж}}\right)\right]; \tag{7}$$

$$\frac{\beta}{1-\beta} = \frac{1-n}{9{,}8\cdot 10^4}\cdot\left(\frac{\Gamma}{\rho} - \frac{\Gamma}{\rho_{ж}}\right), \tag{8}$$

где V – скорость потока, м/с;

g – ускорение свободного падения, м/с^2;

D – внутренний диаметр трубы, м;

n – обводненность нефти, доли единицы;

Γ – газовый фактор, м^3/м^3;

P – давление в данной точке трубопровода, Па;

$P_н$ – давление насыщения нефти газом, Па;

β – расходное объемное газосодержание;

3.15. Выражения (3-8) обобщены номограммой, приведенной на рис. I. Расчет устойчивости водных скоплений по номограмме проводится в 2 стадии: сначала по заданным значениям P, $P_н$, Γ и n определяется расходное соотношение фаз $\frac{\beta}{1-\beta}$, а затем по величине $Q_{тк}$, условного диаметра D и $\frac{\beta}{1-\beta}$ вычисляется критерий Фруда Fr.

Полученные результаты пересекаются в точке на центральной (логарифмической) области номограммы. Расположение этой точки выше линии соответствующей обводненности свидетельствует об отсутствии водных скоплений, т.е. антикоррозионном (эмульсионном) режиме движения.

3.16. Для определения скорости потока в трубе из полученной величины Fr следует пользоваться формулой (6) или номограммой (рис. 2).

3.17. При необходимости более точного определения V и β используется БСН2.38-85 "Проектирование промысловых стальных трубопроводов".

3.18. Зависимость, отражающая физические свойства перекачиваемых жидкостей и трехкомпонентность потока, определяется по формуле:

$$V \leq 6{,}69 \frac{D^{0{,}263} \cdot \sigma^{0{,}121} \left[(\rho_в - \rho_э) g\right]^{0{,}366}}{\nu_э^{0{,}075} \cdot \rho_э^{0{,}536} \left(-10{,}96\beta^2 + 9{,}96\beta + 1\right)^{0{,}659}} \qquad (9)$$

Номограмма для оценки
существованил водных скоплений

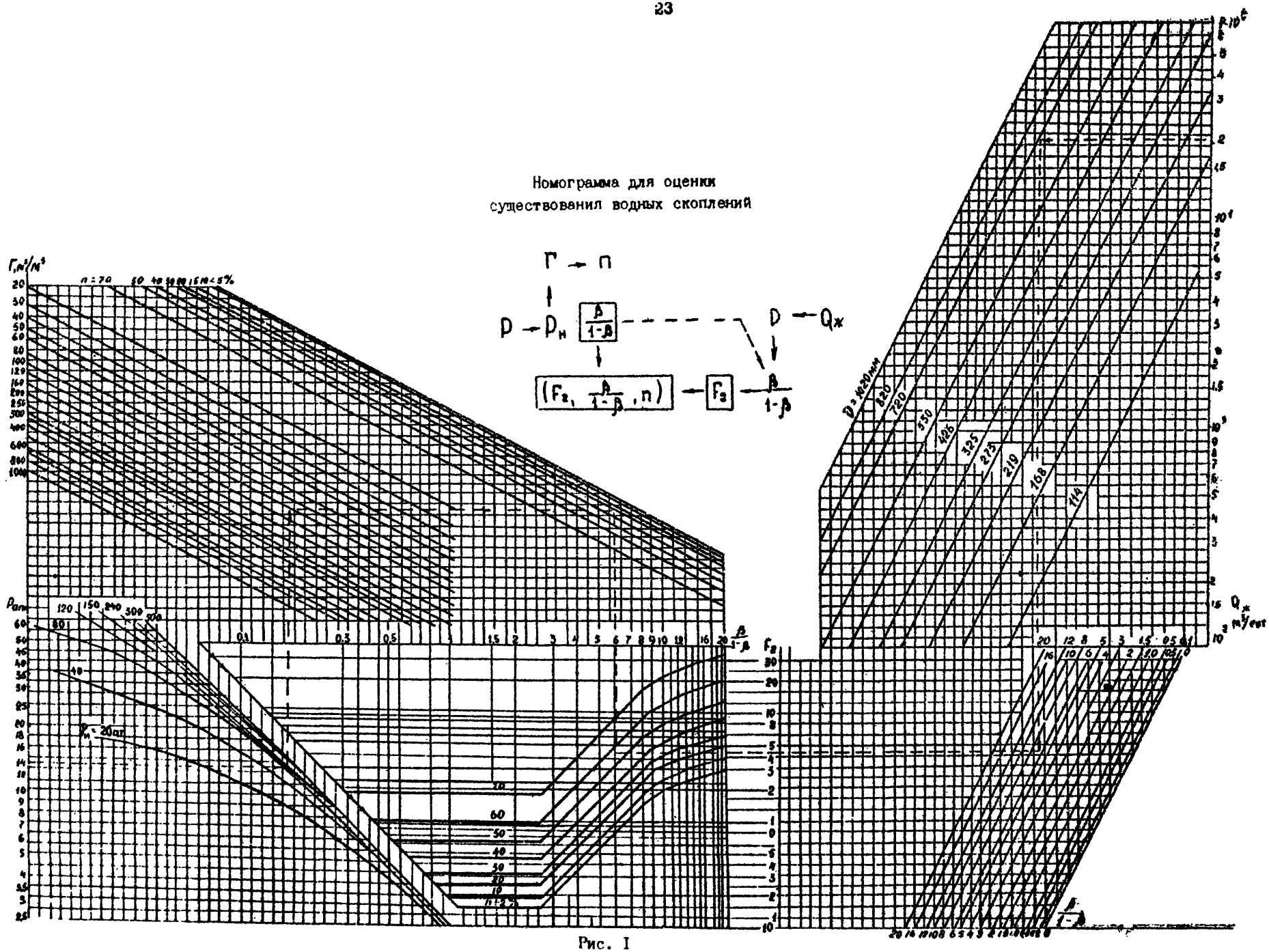
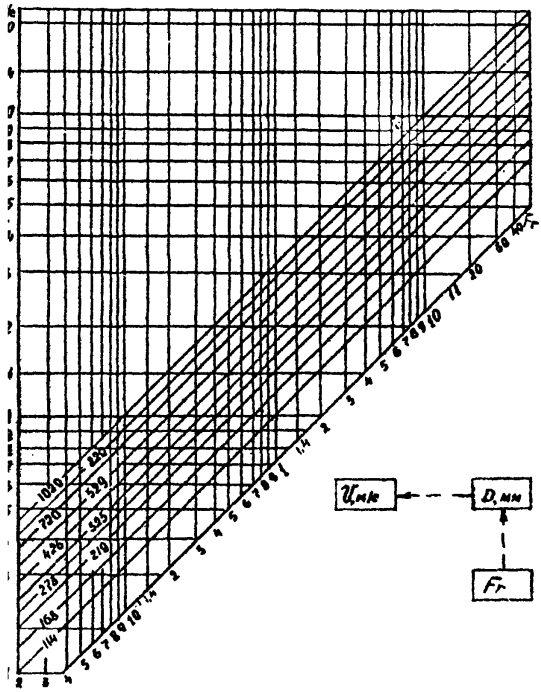


Рис. I

Определение скорости потока по критерию Fr



Цифрами (1020-114) обозначен наружный диаметр трубы

Рис. 2

где D – внутренний диаметр трубопровода, м;

σ – поверхностное натяжение на границе воды и нефти, н/м;

$\rho_э, \rho_в$ – плотность стабильной эмульсии и воды, кг/м^3;

$\nu_э$ – кинематическая вязкость стабильной эмульсии, м^2/с.

3.19. В виду того, что при эмульгировании различные нефти удерживают разное количество воды, для месторождений Западной Сибири при обводненности свыше 20 % до точки инверсии фаз значения $\nu_э$ и $\rho_э$ принимать как для 20 % эмульсии. При обводненности выше точки инверсии фаз вязкость $\nu_э$ определять по свойствам пластовой воды.

Для нефтяных районов Урало-Поволжья вышеприведенные условия соблюдаются при обводненности свыше 40 %.

Значения σ, $\rho_э$, $\nu_э$ определяются по данным исследования проб нефти и воды или рассчитываются по известным приближенным зависимостям.

3.20. Для нефтегазопровода, транспортирующего нефти с вязкостью более 20 МПа.с рекомендуется определение критической скорости потока, выше которой исключается возможность образования водных скоплений и обеспечивается эмульсионное течение.

3.21. Скорость перехода расслоенного течения в эмульсионное определяется по формуле:

$$U = 2{,}44 \left[\frac{\sigma^2 (\rho_в - \rho_н) g D^{0{,}125}}{\rho_н^3 \cdot \nu_н^{1{,}125}} \right]^{0{,}205}, \qquad (10)$$

где U – средняя объемная скорость потока, м/с;

$\rho_в, \rho_н$ – плотность воды, плотность нефти, кг/м^3.

3.22. Переходная скорость в случае трехкомпонентного потока может быть определена по формуле:

$$U = 2{,}44 \left[\frac{\sigma^2 \cdot (\rho_в - \rho_н) g D^{0{,}125}}{\rho_н^3 \cdot \nu_н^{1{,}125}} \right]^{0{,}205} \rho^{7{,}22} \cdot \rho_э^{7{,}65}, \qquad (11)$$

где $\rho_в, \rho_н$ – плотность воды и нефти, кг/м^3;

$\nu_н$ – кинематическая вязкость нефти, м^2/с;

β – расходное газосодержание.

3.23. Антикоррозионный режим движения продукции нефтяных скважин, описанный в п.п. 3.I4–3.2I, может сохраняться по всей длине трубопровода при обводненности до точки инверсии фаз.

Обращение эмульсий в трубопроводе требует применения специальных мер защиты от коррозии в соответствии с рекомендациями табл. 6.

3.24. При движении водонефтегазовых смесей в наклонных трубопроводах точка инверсии фаз эмульсии смещается до обводненности 60–70 %. При этом возможно сохранение антикоррозионного режима в наклонных участках и нарушение его в горизонтальных. Это обстоятельство необходимо учитывать при проектировании защитных мероприятий, в частности, при применении ингибиторов.

3.25. В наклонных участках рельефных нефтегазопроводов антикоррозионный режим движения, как правило, достигается при меньших значениях Fr и V, чем в примыкающих к ним горизонтальных участках. Влияние геометрического уклона трубы необходимо учитывать по номограмме (рис. 3). В целом участки с уклонами $i < -0{,}02$ или $i > 0{,}15$ являются наименее опасными в коррозионном отношении при наличии в трубе свободного газа.

Определение участков, наиболее подверженных коррозии. Применение технологических методов защиты нефтегазопроводов

3.26. Наиболее подверженными внутренней коррозии (коррозионно-опасными) являются участки с подвижными или неподвижными водяными скоплениями. К ним относятся:

разноподъемные (переход от плавного подъема к более крутому);

подъемные (переход от горизонтального движения к подъему);

Таблица 6

Варианты технологических методов защиты

Вариант	Система сбора нефти	Основание для выбора варианта
I. Выбор оптимального диаметра труб для обводненности до точки инверсии фаз с последующим применением ингибиторов коррозии	однотрубная	Давления на устье скважин или достаточная мощность перекачивающих насосов, позволяющие поддерживать эмульсионный режим течения по длине трубопровода
2. Выбор оптимального диаметра труб при обводненности до точки инверсии фаз с последующим отделением пластовой воды	-"-	То же
3. Последовательная или одновременная прокладка трубопроводов малого диаметра (I-я очередь) и большого диаметра (II-я очередь), обеспечивающих антикоррозионный режим при обводненности до точки инверсии фаз. Отделение пластовой воды или применение ингибиторов на поздней стадии разработки	двухтрубная	Постепенное, значительное увеличение отборов нефти и воды при одновременном снижении давлений на устье скважин
4. Установка дополнительных ДНС (дожимных насосных станций), обеспечивающих перекачку нефти по трубам малого диаметра в антикоррозионном режиме	однотрубная или двухтрубная	Давления на устье скважин недостаточные для поддержания эмульсионного режима течения по длине трубопровода
5. Отделение пластовой воды и газа на площадках ДНС или на крупных кустах, обеспечивающее антикоррозионный режим движения.	двухтрубная или трехтрубная	Возможность утилизации сточных вод на площадках ДНС. Технико-экономическая целесообразность раздельной транспортировки нефти, воды и газа

Номограмма для уточнения условий существования водных скоплений на отдельных участках рельефных нефтегазопроводов

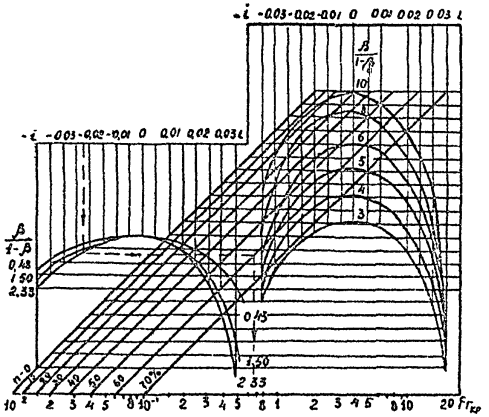


Рис. 3

спускоподъемные (балки, овраги);

термокомпенсаторы;

переходы через преграды или выходы запорной арматуры на поверхность;

места сужений или расширений трубопровода.

Схематически эти участки показаны на рис. 4, 5а.

3.27. Образование водных скоплений часто сопровождается выпадением осадков солей, окислов или сульфидов железа, песка, глинистых частиц, стимулирующих местную коррозию. Ликвидация скоплений воды позволяет устранить и накопление осадков. Устранение осадков может производиться периодической очисткой механическими или химическими средствами в соответствии с п. 3.41.

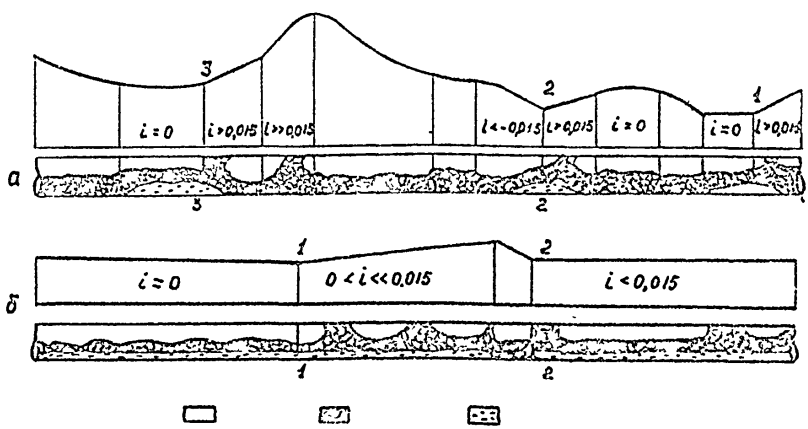
3.28. Сущность технологических методов защиты нефтегазопроводов состоит в поддержании антикоррозионного режима в течение длительного времени эксплуатации. Поэтому возможность их применения для конкретного нефтегазопровода определяется величинами расхода жидкости $Q_ж$, обводненности нефти n и допустимых давлений в начале и в конце нефтегазопровода.

3.29. Существует несколько вариантов проектных решений, полностью или частично реализующих технологические методы защиты в течение разработки месторождения (табл. 6).

Выбор конкретного проектного решения определяется технологическими особенностями добычи нефти на месторождении с учетом использования мобильных схем сбора продукции скважин (РД 39-I-900-83).

3.30. Выбор оптимального диаметра труб по вариантам I и 2 производится до момента времени T (период выхода на проектную мощность) по формулам (3-9) или по номограмме (рис. I). В последнем случае сначала находят величину $\frac{\beta}{1-\beta}$. Затем из точки пересечения $\frac{\beta}{1-\beta}$ и n на центральной области номограммы вправо и вверх получают линию, пересекающую несколько значений диаметра.

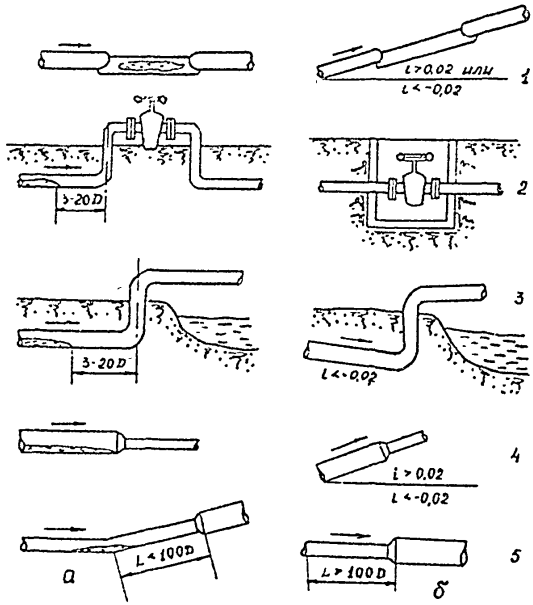
Примерный профиль рельефного (а) и горизонтального (б) нефтегазопровода



Образование водных скоплений на подъемных (I), спускоподъемных (2) и разноподъемных (3) участках.

Рис. 4

Конструкции узлов нефтегазопроводов, облегчающие (а) и затрудняющие (б) образование водных скоплений



I - термокомпенсатор; 2 - размещение задвижки;
3 - переход через преграду; 4 - сужение;
5 - расширение.

Рис. 5

Оптимальное значение диаметра лежит несколько ниже горизонтальной линии $Q_{тк} = const$

Далее производится расчет потерь давления и проверяется соответствие P_0 и $P_к$ исходным данным.

3.31. Если антикоррозионный режим достигается при допустимых значениях P_0 и $P_к$, проверяют его сохранение в моменты времени (T-I) лет, (T-2) лет и т.д. с начала эксплуатации.

Затем проверяется сохранение антикоррозионного режима в моменты времени (T+I) лет, (T+2) лет и т.д. с начала эксплуатации и определяется общий срок сохранения антикоррозионного режима.

3.32. Не обоснованное экономическим или техническим расчетом увеличение диаметра трубопроводов при транспортировке агрессивных смесей не допускается.

3.33. При невозможности поддержания антикоррозионного режима по всей длине трубопровода из-за высоких потерь давления следует проверить возможность поддержания его на протяженных участках. В этом случае технологические методы могут комбинироваться с подачей ингибиторов.

3.34. Если для создания антикоррозионного режима требуется давление, превышающее допустимое, проверяются остальные варианты проектных решений. Их оценка также сводится к выбору оптимального диаметра, но при измененных исходных данных $Q_{тк}$, ρ, a или P_c.

Промысловые газопроводы.
Выбор диаметров газопроводов

3.35. В систему сбора и транспорта продукции нефтяных скважин входят газопроводы для транспортирования газа от установок сепарации нефти до установок подготовки газа, КС, ЦПС, ГПЗ и собственных нужд промпредприятий; газопроводы для транспортирования газа от ЦПС до сооружений магистрального транспорта.

3.36. При проектировании промысловых газопроводов следует определить участки, наиболее подверженные коррозии, т.е. участки, на которых происходит выпадение конденсата.

3.37. Для определения зон конденсации строится кривая падения температуры вдоль трассы газопровода по формуле Шухова:

$$T = T_g + \frac{T_н - T_g}{\exp\left(\frac{62{,}6 \cdot K_т D \cdot x}{q \cdot 10^6 \cdot C_p \cdot \rho\, Q}\right)}, \qquad (12)$$

где T – температура газа в газопроводе на удалении X(K):

T_g – температура грунта (K);

$T_н$ – температура в начале перегона (K);

D – диаметр газопровода (м);

ρ – плотность газа (кг/м^3);

$K_т$ – коэффициент теплопередачи газопровода в грунт;

C_p – теплоемкость газа (ккал/кг.град);

Q – пропускная способность газопровода, млн.нм^3/сут;

x – удаление точки замера температуры от начала газопровода, м.

3.38. Кривая падения температуры совмещается в соответствующем масштабе с профилем трассы газопровода (рис. 6), фиксируется участок "О-Хк", на котором имеет место падение температуры и выпадение конденсата.

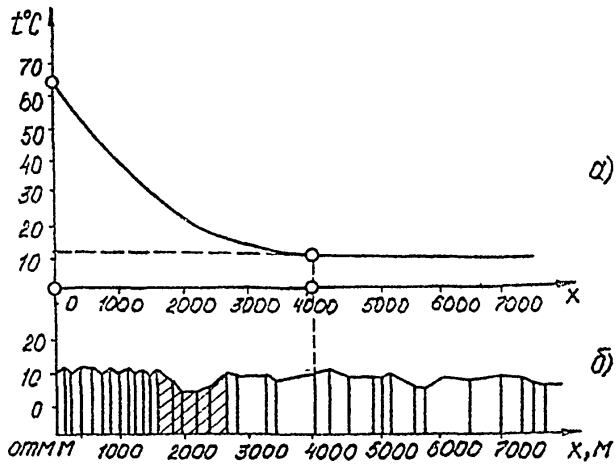
Аналитически границу зоны интенсивного выпадения конденсата можно рассчитывать если формулу (12) преобразовать относительно X, подставляя вместо T значение Тк[*]:

$$x = \frac{Q\, 10^6 \cdot C_p \cdot \rho \ln\left(\frac{T_н - T_g}{T_к - T_g}\right)}{62{,}6\ K_т \cdot D} \qquad (13)$$

---

* Тк – точка росы по влаге и углеводородам (при отсутствии данных можно принимать по табл. 7)

Схема определения коррозионно-опасных участков газопровода



а) температура газа вдоль трассы газопровода;
б) профиль трассы газопровода

Рис. 6

Все пониженные участки в зоне "0-Хк" считать коррозионно-опасными (а,б).

3.39. Для газопроводов, транспортирующих неподготовленный нефтяной газ при давлении не выше I,0 МПа бескомпрессорным способом, рекомендуется установка конденсатосборников в наиболее низких местах участков конденсатообразования.

Суммарный объем конденсатосборников должен обеспечивать прием конденсата, образовавшегося в течение двух суток на расчетном участке его выпадения.

3.40. В целях предотвращения коррозии рекомендуется предусмотреть периодическую очистку газопроводов условным диаметром более 200 мм с помощью очистных устройств.

3.4I. Для газопроводов, транспортирующих влажный нефтяной газ, относящийся по степени агрессивного воздействия к сильноагрессивным средам, следует предусмотреть применение специальных методов защиты от коррозии (покрытия, ингибиторы) в соответствии с разделами (4,5) настоящего "Руководства..."

3.42. Степень агрессивного воздействия газа в зависимости от парциального давления агрессивных компонентов определяется по табл. 3.

3.43. Оптимальный диаметр газопровода при компрессорном транспорте газа (скорость газового потока в пределах I5-20 м/с) рассчитывается по участкам по формуле:

$$d_{15,20} = \sqrt{\frac{4Q\,p_o\,T_{cp}}{\pi\,W_{15,20}\,T_o\,p_{cp}\cdot 3600\cdot 24}} \qquad (I4)$$

где d_{15} – диаметр газопровода на участке при скорости потока I5 м/с;

d_{20} – диаметр газопровода на участке при скорости потока 20 м/с;

Q – производительность газопровода, $нм^3/сут$;

$W_{15;20}$ – задаваемая скорость газового потока соответственно 15 м/с и 20 м/с;

$P_э$ – атмосферное давление, $9{,}8.10^4$, Па;

$P_{ср}$ – среднее давление газа на участке, Па.

$$P_{ср} = \frac{2}{3}\left(P_н + \frac{P_к^2}{P_н + P_к}\right), \qquad (15)$$

где $P_н$ – давление в начале участка, Па;

$P_к$ – давление в конце участка, Па;

$T_э$ – 273 °К;

$T_{ср}$ – средняя температура на участке;

$$T_{ср} = T_к + \frac{T_н + T_к}{e^{\frac{62{,}6 \cdot K_т \cdot D \cdot L}{q\ 10^6 \cdot C_р \cdot \rho}}}, \qquad (16)$$

где $T_н$ – температура газа в начале участка, °К;

$T_к$ – температура газа в конце участка, °К;

$K_т$ – коэффициент теплопередачи газа в грунт, $\frac{ккал}{м^2 \cdot час \cdot град}$;

L – длина участка;

$C_р$ – теплоемкость газа, ккал/кг.град;

ρ – плотность газа, $кг/м^3$.

Требования к качеству подготовленного газа

3.44. Нефтяной газ, содержащий влагу, агрессивные компоненты (углекислый газ, сероводород, кислород), механические примеси, по степени агрессивного воздействия относится к сильноагрессивным, при повышенном содержании H_2S и CO_2 – опасным в отношении коррозионного растрескивания.

Снижение коррозионной активности газа достигается в процессе подготовки газа:

удалением сероводорода, углекислого газа, либо снижением их содержания;

осушкой газа - удалением из газа капельной влаги и уменьшением содержания в нем водяных паров;

очисткой от механических примесей.

Технико-экономические расчеты по обоснованию целесообразности данных мероприятий должны учитывать возможные потери от коррозии.

3.45. Отбензиненный нефтяной газ, подаваемый в единую систему магистральных газопроводов, удовлетворяющий требованиям ОСТ 5I.40-83 (табл. 7), по степени агрессивного воздействия является слабоагрессивным.

Таблица 7

Требования к нефтяному газу, подаваемому в единую систему магистральных трубопроводов

Показатели	Для умеренной и жаркой климатических зон	Для холодной климатической зоны
Точка росы по влаге и тяжелым углеводородам при давлении 5,5 МПа не выше °С		
в зимний период	-I0	-25
в летний период	-3	-I5
Механические примеси, г/м^3	0,00I	0,00I
Содержание сероводорода, г/м^3 не более	0,02	0,02
Содержание кислорода, % об не более	I,0	I,0

Примечание: I. Климатические зоны по ГОСТ I6350-80.

2. Отступление от указанных требований согласовывается с газотранспортными организациями Мингазпрома.

3.46. Механические примеси, содержащиеся в продукции скважин, достаточно полно удаляются в процессе сепарации. В случае увеличения содержания механических примесей в процессе транспорта газа следует предусмотреть установку пылеуловителей или фильтров.

3.47. Оборудование, аппаратура, приборы и трубопроводы для подготовки и транспорта газа при парциальном давлении сероводорода более 0,0003 МПа должны быть спроектированы в соответствии с требованиями проектирования оборудования для сероводородсодержащих сред и с применением специальных средств защиты от коррозии и коррозионного растрескивания по нормативным документам Мингазпрома.

Система водоснабжения, канализации, заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству воды

3.48. Основными объектами защиты от коррозии системы водоснабжения, канализации, заводнения нефтяных пластов являются:

трубопроводы, системы поддержания пластового давления (заводнение нефтяных пластов);

трубопроводы оборотных систем водоснабжения технологических установок;

трубопроводы системы утилизации пластовых сточных вод;

установки предварительного сброса воды и очистные сооружения;

нагнетательные и поглощающие скважины;

центробежные насосы для перекачки сточных вод.

3.49. Количество и качество пластовых и производственных сточных вод, образующихся на ЦПС, УПН, ДНС, УПС, в резервуарных парках и на других технологических объектах и установках, определяется технологической частью проектов.

Степень агрессивного воздействия пластовых и производственных сточных вод зависит от вида и содержания агрессивных компонентов,

СВБ и определяется по табл. 4.

3.50. Снижение степени агрессивного воздействия пресных и пластовых сточных вод достигается предотвращением попадания в них агрессивных компонентов (кислорода, сероводорода, углекислого газа, СВБ) либо удалением их в процессе подготовки.

3.51. Для предупреждения попадания кислорода в пластовые и производственные сточные воды следует:

исключить возможность контакта пластовых сточных вод с воздухом;

предусмотреть удаление кислорода из пресных вод, поступающих на обессоливание;

исключить смешение загрязненных дождевых сточных вод, насыщенных кислородом, с отделяемыми от нефти пластовыми водами; такое смешение возможно только после предварительного обескислороживания дождевых сточных вод.

3.52. Для предупреждения появления в пластовых водах сероводорода при проектировании системы поддержания пластового давления (ППД) месторождения рекомендуется подбирать такой источник водоснабжения, вода которого не содержит ионы сульфата и сульфатвосстанавливающие бактерии.

Если такого источника нет, следует предусмотреть бактерицидную обработку воды с целью подавления жизнедеятельности СВБ.

3.53. Защиту обсадных колонн нагнетательных скважин от внутренней коррозии и высокого давления рекомендуется осуществлять в соответствии с "Инструкцией по защите обсадных колонн нагнетательных скважин от внутренней коррозии", ТатНИПИнефть.

3.54. Снижение степени коррозионного воздействия поверхностных пресных вод и кислородсодержащих пластовых сточных вод достигается снижением содержания кислорода до нормативного деаэрацией.

Допустимое содержание кислорода в соответствии с РД 39-I-II55-84 составляет:

для поверхностной пресной воды - 0,5 мг/л;

для промысловой сточной воды - 0,I мг/л.

4. АНТИКОРРОЗИОННАЯ ИЗОЛЯЦИЯ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ ЗАЩИТНЫМИ ПОКРЫТИЯМИ

4.I. Настоящая глава содержит рекомендации по выбору наиболее эффективных систем покрытий и технологии их применения в зависимости от условий эксплуатации нефтепромыслового оборудования и трубопроводов.

4.2. Применение настоящих рекомендаций предусматривается с соблюдением требований СНиП П-I8-75 "Металлические конструкции. Правила изготовления, монтажа и приемки", СНиП Ш-В, 6, 2-62 "Защита технологического оборудования от коррозии. Правила производства и приемки работ", СНиП П-28-73* "Защита строительных конструкций от коррозии".

4.3. Антикоррозионные покрытия рекомендуются для защиты:

внутренней и внешней поверхности насосно-компрессорных труб;

штанговых колонн скважин;

выкидных линий скважин;

трубопроводов для сбора и перекачки нефти, газа и воды;

запорной арматуры;

деталей центробежных насосов для перекачки сточных вод;

резервуаров системы сбора и подготовки нефти и воды.

4.4. Необходимость применения антикоррозионной изоляции нефтегазопромыслового оборудования и трубопроводов, ее назначение эксплуатационные условия должны определяться заданием на проект

рование.

Выбор того или иного изоляционного материала и технологии его нанесения определяется конструктивными особенностями оборудования, а также возможностью осуществления технологического процесса в цеховых или полевых условиях (табл. 8) и обосновывается технико-экономическими расчетами.

4.5. Технологические процессы нанесения антикоррозионных покрытий на внутреннюю поверхность трубопроводов и насосно-компрессорных труб, на детали центробежных насосов и запорной арматуры регламентируются РД 39-3-387-80, РД 39-3-375-80, СТО 06-023-80, Инструкция по нанесению лакокрасочных покрытий на внутреннюю поверхность насосно-компрессорных труб центробежным способом"(г.Бугульма, 1980 г.), РД 39-23-1138-84, РД 39-3-493-80, РД 39-3-1292-85.

Подготовка внутренней поверхности оборудования и трубопроводов под изоляционные покрытия производится в соответствии с РД 39-30-657-81, качество подготовленной поверхности должно соответствовать ГОСТ 9.402-80.

4.6. Высокое качество антикоррозионных покрытий, их эксплуатационная стойкость обеспечивается систематическим техническим контролем. Контролю подвергаются:

изоляционные материалы;

режимы технологического процесса;

качество изоляции - внешний вид, толщина покрытия, сплошность, адгезия.

Средства контроля: приборы типа РВП-456, ЭТП-2, МИП-2, ЭТП-3, МТН-10, МТН-1, искровые дефектоскопы (ИД-2), электроконтактные (ЛКД-1М). Адгезия оценивается по ГОСТ 15140-78, ударная прочность - по ГОСТ 4765-73, твердость - по ГОСТ 5239-67, гладкость - по ГОСТ 9.032-74 Е СЭКС.

4.7. В связи с токсичностью и огнеопасностью материалов покрытий, работы по защите внутренней поверхности оборудования и трубопроводов от коррозии должны выполняться с соблюдением требований СНиП III-4-80 "Техника безопасности в строительстве", ГОСТ 12.3.005-75 ССБТ "Работы окрасочные. Общие требования безопасности", "Правила и нормы техники безопасности, пожарной безопасности и промышленной санитарии для окрасочных цехов" (М., Химия, 1965).

Основные требования безопасности, предъявляемые к технологическим процессам, хранению и транспортированию химических веществ должны соответствовать ГОСТ 12.3-008-75. Требования безопасности и влияния на окружающую среду применительно к конкретному технологическому процессу отражены в вышеперечисленных инструкциях.

Таблица 8

Основные технические характеристики и области эффективного применения материалов для антикоррозионной изоляции внутренней поверхности трубопроводов

Защищаемая система	Тип агрессивной среды, степень агрессивного воздействия	°С	Рекомендуемые покрытия (ГОСТ, ТУ). Технология нанесения	Толщина комплексного покрытия, количество слоев	Разработчик технологии
1	2	3	4	5	6
1. Система добычи нефти и газоконденсата					
1.1. Подземное оборудование нефтяных скважин					
-насосно-компрессорные трубы	газовые, нефтяные, сильноагрессивные	до 300 °С	остеклование, стекло марки С-97-2, НС-1, АВ-1, цеховая	0,5-3,5 мм	ТатНИИнефть "Инструкция по технологии остеклования насосно-компрессорных труб" [illegible]

1	2	3	4	5	6
	газовые, нефтяные, сильно-агрессивные	до 60 °С	эпоксидно-каучуковая композиция, цеховая	0,2-0,5 мм	ТатНИПИнефть "Технология нанесения покрытия из эпоксидно-каучуковой композиции с активным разбавителем НКТ" РД 39-3-1292-85
	сильно-агрессивные	50-250 °С	остеклование, эмалирование по грунтовочному слою, цеховая	грунтовая эмаль, 1-2 слоя покрывные эмали, 2-3 слоя, 2-3 мм	ТатНИПИнефть "Инструкция по технологии остеклования насосно-компрессорных труб" РД 39-3-1138-84
					КазНИПИнефть "Технология эмалирования насосно-компрессорных труб" СТО 06-023-800
	Растворы минеральных кислот, нефтепромысловые среды, сильноагрессивные	до 250 °С	остеклование, кислотостойкие эмали безгрунтовые А32/25, цеховая		ТатНИПИнефть РД 39-3-1138-84 ПермНИПИнефть "Инструкция по эмалированию труб нефтяного сортамента и деталей центробежных насосов кислото-стойкой эмалью"
В т.ч. для нагнетательных скважин ∅ 60-144 мм	нефтепромысловые среды, сильноагрессивные	до 80 °С	Бакелитовый лак ГОСТ 901-78, цеховые условия	150-180мм 3 слоя	ВНИИТнефть "Инструкция по нанесению лакокрасочных покрытий на внутреннюю поверхность насосно-компрессорных труб методом пневматического распыления" РД 39-23-1130-84
			Шпатлевка ЭП-00-10, ГОСТ 10277-66+эпоксидный лак ЭП-730 ГОСТ 20824-81 или эпоксидный лак ЭП-741, ТУ 6-10-1148-76+гексаметилендиамин (ГМД) (отвердитель 1) ТУ 6-10-12306-72, цеховые условия	150-180 мм 3 слоя	

I	I	2	I 3	I 4	I 5	I 6
				ЭП-00-I0+ЭП-730 или ЭП-74I+ГМД, цеховые условия	I50-I80 мм 3 слоя	То же
				ЭП-00-I0+ЭП-730 или ЭП-74I+ГМД	I80-240мкм 2 слоя	-"-
				БЭЛ-70, цеховая	2 слоя	
				Эмаль 525(зел.) ГОСТ 22438-77, цеховая	I80 мкм 4 слоя	-"-
				Эмаль ЭП-773 (зеленая,кремовая) ГОСТ 23I43-83, цеховая	I40-I80мкм 5 слоев	-"-
				Компаунды на основе смолы ЭД-20 или ЭД-I6 (ГОСТ I0587-76) с добавкой ортохлорфенилглицидилового эфира,ТУ6-0I/I9--I73-77 и тиокола; отвердители: полиэтиленполиамин (ТУ 6-02-594-75) или ГМД (ТУ-6-I0--II48-76)	I50-250мкм 3-4 слоя	-"- ТатНИПИнефть "Инструкция по нанесению лакокрасочных покрытий на внутреннюю поверхность насосно-компрессорных труб центробежным способом"
I.2.Насосы и арматура	нефть, минерализованные до 80% воды с O_2, H_2S, CO_2, до полного насыщения, сильноагрессивные	до 25 МПа		Эпоксидная композиция ПЭП-I77, серая, ТУ 22-74. Допускается: ПЭП-97I, серая, ТУ 6-I0-I604-77; ЭП-49ДЗ, ТУ 6--05-24I-77-74; Пентапласт марки "А-2", ТУ 6-05-I422-7I	200-300мкм	ТатНИПИнефть "Инструкция по технологии нанесения покрытий из порошковых материалов на центробежные насосы и арматуру" РД 39-3-493-80 РД39-3-I3I4-[illegible]

1	2	3	4	5	6
I 3 Нефтесборные сети -новые, диаметром II4-I59 мм	нефть, минерализованные воды с H_2S, CO_2, O_2, сильноагрессивные	до 40 °С до I5 МПа	Металлопластмассовые трубы (футерованные полиэтиленом, цеховая		ТатНИПИнефть РД 39-3-I042-84
-новые, ⌀219-325мм	нефть и минерализованные воды, сильноагрессивные	до 300 °С	остеклование, цеховая		ТатНИПИнефть РД 39-3-II38-84
2 Система поддержания пластового давления-сточные воды	промысловые сточные воды слабоагрессивные (табл)	до 40 °С	Шпатлевка ЭП-00-I0, ГОСТ I0277-76, полевая технология	250-300мкм 3 слоя	ВНИИСПТнефть "Указания по выбору и применению лакокрасочных материалов и систем покрытия для внутренней изоляции промысловых трубопроводов систем заводнения" РД 39-3-387-80
	среднеагрессивные	до 40 °С	Шпатлевка ЭП-00-I0, ГОСТ I0277-76,	250-300мкм 2 слоя	
			Эмаль ЭП-5II6 ГОСТ 25366-82	I слой	
			эмаль ЭП-5II6 ГОСТ 25366-82 полевой метод	350-400мкм 3 слоя	
	среднеагрессивные		Шпатлевка ЭП-00-I0 ГОСТ I0277-76	250-350мкм I слой	
			эмаль ЭП-755 ТУ 6-I0-7I7-76 полевая технология	3 слоя	
	сильноагрессивные (содержащие H_2S до I00 мг/л)		Эмаль ФЛ-62 ТУ 6-I0-I8I4-8I, полевой метод	300мкм 4 слоя	ВНИИСПТнефть "Инструкция по технологии нанесения полимерных покрытий на внутреннюю поверхность промысловых трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие среды (до I00 мг/л)
			шпатлевка ЭП-00-I0, ГОСТ I0277-76	300 мкм I слой	
			Эмаль ФЛ-62 ТУ 6-I0-I8I4-8I, полевая технология,	3 слоя	
			грунтовка Б-ЭП-0I47, ТУ 6-I0-I00-I02-8I		

I	I	2	I	3	I	4	I	5	I	6
						эмаль БЭП-68, ТУ 6-I0-I00--I03-8I, полевая технология				
Подводящие водоводы		сильноагрессивные, ϕII9-325 мм				остеклование, цеховая		0,5-3,5 мм		ТатНИПИнефть РД 39-3-II38--84
Разводящие водоводы ϕ II4-I59 мм		сильноагрессивные		до 40 °С до 20 МПа		металлопластмассовые трубы (футерованные полиэтиленом), цеховая				ТатНИПИнефть РД 39-0I47585--335-86 РД 39-0I47585--336-86

Требования к трубопроводам, подлежащим защите от коррозии лакокрасочными материалами в полевых условиях

4.8. Нефтепромысловые трубопроводы, подлежащие защите лакокрасочными материалами в полевых условиях, должны монтироваться из бесшовных труб ГОСТ 8732-78 "Трубы стальные бесшовные горячекатаные", ГОСТ 8734-75 "Трубы стальные бесшовные холоднотянутые и холоднокатаные".

4.9. Радиусы поворотов трубопровода должны быть не менее 20 диаметров труб.

4.I0. Повороты трубопровода должны быть выполнены из гнутых элементов.

Арматура, отводы и заглушки должны устанавливаться на трубопроводе на фланцевых соединениях. При проведении изоляционных работ в местах соединений необходимо установить контрольные катушки, выполненные из этих же труб.

4.II. Трубопроводы сложного профиля и длиной более 5000 м должны быть разделены на участки в соответствии с проектным заданием. Соединения участков трубопровода должны предусматриваться на фланцах.

4.12. В местах расположения фланцевых соединений и контрольных катушек следует предусмотреть смотровые колодцы.

4.13. Монтаж трубопроводов должен производиться из труб с одинаковой толщиной стенки. Разностенность не должна превышать ±0,5 мм. Если разностенность свариваемых труб превышает указанную величину, должен быть обеспечен плавный переход от толстостенной трубы к более тонкой путем соответствующей обработки (калибровки) или селективной подборки.

4.14. Вмятины на концах труб должны быть выправлены разжимными приспособлениями или вырезаны.

4.15. Образование внутреннего грата при сварке стыков не допускается. Усиление корня шва не должно превышать 1 мм.

4.16. Полость трубопровода после окончания сварочно-монтажных работ должна быть очищена и трубопровод испытан на прочность и герметичность гидравлическим способом (опрессовка).

4.17. Проведение сварочных работ на изолированном трубопроводе не допускается.

Требования и использование труб с защитными покрытиями, наносимыми в цеховых условиях по технологиям ТатНИИнефть

4.18. Футерование стальных труб полиэтиленом предусматривает соединение трубных плетей длиной 30-36 м обычной электродуговой сваркой. Подготовка концов плетей под сварку производится в цеховых условиях.

4.19. При строительстве трубопроводов из футерованных и остеклованных труб следует предусмотреть дополнительную наружную изоляцию трубных плетей в зоне сварного стыка.

4.20. Транспортировка остеклованных трубных плетей, их разгрузка, укладка вдоль траншеи предусматривает использование дополнительных средств и допускается только при наличии конструкционной

наружной изоляции.

4.21. После сварки остеклованных труб в полевых условиях при строительстве из них трубопроводов требуется обязательный контроль сплошности покрытия в зоне стыка методом коронарного разряда. При появлении утечек тока (пробоя) рекомендуется предусмотреть дополнительные мероприятия (нагрев зоны стыка до определенной температуры) для достижения сплошности.

4.22. Состав стекла для нанесения стеклянного покрытия подбирается в соответствии с агрессивностью транспортируемой среды для обеспечения срока службы не менее 15 лет.

4.23. Допускается футерование полиэтиленом стальных шовных труб, используемых в системе сбора продукции скважин, при условии удаления грота или его непревышения более 0,5 мм от номинального диаметра.

4.24. Футерованные и остеклованные трубы производятся опытными установками (цехами) ПО "Татнефть", при использовании этих труб в проектах обустройства других нефтяных районов (кроме Татарии) необходимо согласование ПС "Татнефть" и института ТатНИПИнефть.

5. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ИНГИБИТОРНОЙ ЗАЩИТЫ

Ингибиторы коррозии. Номенклатура. Области эффективного использования

5.1. Ингибиторами или замедлителями коррозии называются вещества, химические соединения или их смеси, введение которых в агрессивную среду в небольших количествах значительно снижает скорость коррозии металла.

5.2. Бактерициды-ингибиторы предназначены для защиты оборудования и трубопроводов системы сбора обводненной нефти и подпо-

кания пластового давления в условиях зараженности транспортируемых сред сульфатвосстанавливающими и др. бактериями.

5.3. Введение ингибиторов в любой точке технологического процесса может оказать эффективное защитное действие и на оборудование последующих технологических стадий (подготовки и транспорта продукции).

Ингибиторная защита может быть применена как самостоятельный метод защиты от коррозии, а также в сочетании с другими методами - как комплексная защита.

5.4. Ингибиторная защита является наиболее эффективным методом защиты различных нефтегазопромысловых систем, имеющих большую разветвленность и протяженность. Данный метод можно применять на уже эксплуатируемых объектах, построенных без какой-либо защиты от коррозии, вызываемой средне- и сильноагрессивными средами.

5.5. Ингибиторы коррозии и бактерициды-ингибиторы рекомендуется применять для защиты нефтегазопромыслового оборудования и трубопроводов, находящихся под воздействием средне- и сильноагрессивных сред (табл. 3,4,5), в соответствии с рекомендациями, изложенными в табл. 9,10.

Применение ингибиторной защиты можно предусмотреть на более поздней стадии эксплуатации месторождения, если прогнозирование показывает увеличение степени агрессивного воздействия.

5.6. Мероприятия по ингибиторной защите нефтегазопромыслового оборудования и трубопроводов, результаты расчетов необходимого количества ингибиторов коррозии и бактерицидов-ингибиторов должны быть отражены в технологической части проекта по форме табл. II. На технологической схеме должны быть отмечены точки контроля коррозионного состояния оборудования и трубопроводов в соответствии с разделом 7.

Таблица 9

Рекомендации по номенклатуре и областям эффективного использования ингибиторов коррозии и бактерицидов-ингибиторов коррозии для защиты нефтепромыслового оборудования и коммуникаций

Защищаемая система	Тип агрессивной среды	Рекомендуемые ингибиторы коррозии и бактерициды-ингибиторы	Технология применения		
			Метод дозировки	Дозировка, периодичность обработки	Разработчик технологии
1	2	3	4	5	6
I. Система добычи нефти и газоконденсата					
I.I. Подземное оборудование нефтяных скважин	O_2 и (или) CO_2 и H_2S менее 100 мг/л при температуре до 90 °С	ИКНС АзНИПИнефть ТУ 6-03-458-78 t заст. -20°С	постоянная, периодическая, в состоянии поставки	50-100 мг/л 200-250 г/м^2 поверхности 12 раз в год при $Q >$ 40 м^3/сут, 6 раз в год при Q -20-40 м^3/сут, 4 раза в год при $Q <$ 20 м^3/сут	АзНИПИнефть
	H_2S	Север-I, вязкость 20 °С - 10-30 сСт t заст. -60 - -65 °С растворим в спиртах, бензоле, ацетоне ТУ-38 10320 I-76	задавка в пласт в виде 30 % раствора	Периодичность 3-6 месяцев, 0,1-1,0 тн ингибитора в скважину в зависимости от дебита	ВНИИСПТнефть ТатНИПИнефть РД 39-I-116-78

1	2	3	4	5	6
	H_2S	Дигазфен	задавка в пласт	Периодичность - 3 раза в год, 1-2 $м^3$ ингибитора в скважину в зависимости от дебита	ЮжНИИГипрогаз
	CO_2	ОР-2К ТУ 6-03-7-19-79	постоянная	рабочая - 200г/$м^3$ жидкости	Днепродзержинский индустриальный институт им. Арсеничева
	При закачке CO_2 в пласт содержащий H_2S	Север-1 ТУ-3810321О-76	периодическая	1 раз в 7 мес., 2000 г/$м^3$ жидкости в скважине	
I.2. Подземное оборудование газоконденсатных скважин	CO_2	ГРМ, Временные ТУ Гомельского жирового комбината, Кировобадского масложиркомбината, Ленинградского комбината СМС им. Карпова, МВК от ХП-1975	постоянная, в виде рабочего раствора конденсата в соотношении 1:3	Ударная - 14 г/кг конденсата в течение 24 час, рабочая 0,3-0,4 г/кг конденсата на 1 тыс.$м^3$ газа	УкрГипроНИИнефть
	CO_2+H_2S	Смесь ГРМ (20-25 частей) и АНПО (1 часть)	постоянная	Ударная-1 г/кг конденсата в течение 24 час, рабочая 0,3-0,4 г/кг конденсата на 1 тыс.$м^3$ газа	УкрГипроНИИнефть

I	2	3	4	5	6
2. Трубопроводы системы сбора обводненной нефти	Расслаивающиеся водонефтегазовые смеси с обводненностью до 70 % CO_2 - любое содержание, H_2S не более 5 мг/л	ВЖС ТУ-38I07I03-76	Постоянная	20-40 % раствор в пластовую воду в количестве 600 г (первые I5 сут), а затем 200 г ингибитора на I м^3 пластовой воды	СевКавНИПИнефть РД 39-30-I249-85
	Газоконденсатные смеси	ВЖС	Периодическая	I000 г на I м^3 пластовой воды в течение 3-х суток, ежемесячно	СевКавНИПИнефть РД 39-30-I249-85
			Периодическая	Подача неразбавленного ингибитора в узлы ввода из расчета 300 г на I м^3 пластовой воды, но не менее 0,5 м^3, в каждый - ежемесячно	-"-
	Расслаивающиеся водонефтегазовые смеси с обводненностью 40-98 %, CO_2 - неограничено, H_2S - не более I6 мг/л	ИКБ-4В ТУ-38I0I460-74	Постоянная	Постоянная дозировка 5-20 % раствора в пластовую воду в количестве I00 г (первые I5 суток), затем 50 г на I м^3 жидкости	-"-
			Периодическая	Подача 40-60 % водного раствора в узлы ввода из расчета I00 г на I м^3 жидкости	-"-

1	2	3	4	5	6
				Темп закачки - не менее 8 л.с I раз в 30-45 сут.	
	Расслаивающиеся водонефтегазовые смеси с обводненностью 20-98 %. Содержание CO_2 - неограничено, H_2S неограничено	СК-378	Постоянная	Подача неразбавленного ингибитора или 5-10 % водного раствора, ударная доза - 200 г (24 часа), рабочая доза - 20-35 г на I $м^3$ жидкости	ВНИИСПТнефть РД 39-3-972-83
		ВИСКО-936 ВИСКО-938 (табл. 10)	Постоянная	Подача неразбавленного ингибитора или 5-10 % водного раствора. Ударная доза 200 г (24 часа). рабочая доза 30-50 г на I $м^3$ жидкости	ВНИИСПТнефть Гипротюменнефтегаз
	H_2S + СВБ	АНП-2М, ВР ТУ 113-03-7--36-83 заст.-16 °С	Постоянная	Подача неразбавленного ингибитора или 1-10 % водного раствора. Ударная доза - 100 г/$м^3$ 24 часа, рабочая доза 20-30 г на I $м^3$ жидкости	ВНИИСПТнефть РД 39-3-943-83

2	3	4	5	6
Турбулентные водонефтегазовые потоки. Содержание H_2S и CO_2 - неограничено	Корексит 7755 (табл. I0)	Постоянная (основная)	Подача I0 % водного раствора в количестве 25 - I00 г на Iм3 жидкости при любой обводненности	СевКавНИПИнефть РД 39-30-I249-85 ВНИИСПТнефть "Инструкция по применению ингибиторов Корексит 7755 и Корексит 7798 для защиты нефтепроводов системы сбора обводненной нефти"
Турбулентные водонефтегазовые потоки. Содержание H_2S и CO_2 неограничено. Обводненность до 60% и выше 90%	Корексит 7798 (табл. I0)	Постоянная	Подача I0% водного раствора в количестве до I00 г. на I $м^3$ жидкости	СевКавНИПИнефть РД 39-30-I249-85
Обводненность 60-90%		Периодическая	Ударная дозировка в количестве до 300 г на Iм3 жидкости	ВНИИСПТнефть "Инструкция по применению ингибиторов Корексит 7755 и Корексит 7798..."

1	2	3	4	5	6
3. Система сбора, подготовки и переработки сероводородсодержащего нефтяного и природного газа					
3.1. Трубопроводы неподготовленного газа	H_2S	ИКБ-2-2, УР, ТУ 383024I-76, МВК У-1978,м/р, t заст. -30 – -50 °С, вязкость при 20 °С I20 сСт	Постоянная, в в состоянии поставки	Ударная-0,5 кг/м^2, I0-20 кг на I млн.м^3 газа	ВНИИСПТ-нефть РД 39-3-I0I9-84
	То же	Корексит 7755 (табл. I0)	Постоянная	I5-20 кг на I млн.м^{3}газа	ВНИИСПТнефть РД 39-3-I0I9-84
	-"-	ИФХАНГАЗ ТУ 38-40800-78 МВК XI-1978	Постоянная	I5-20 кг$_э$на I млн. м^3 газа	ВНИИСПТнефть РД 39-3-I0I9-84
3.2. Оборудование компрессорных станций для транспорта неподготовленного газа	H_2S	ИФХАНГАЗ ТУ 38-40800-78 МВК XI-1978	Постоянная	Рабочая$_э$доза-500 г/м^3 конденсата	ВНИИСПТнефть ВНИИГаз ИФХАН СССР РД 39-3-I0I9-84
		АНПО ТУ 6-06-7-I7-78	Постоянная	Рабочая$_э$доза-I00 г/м^3 конденсата	ВНИПИгазпереработка
3.3. Оборудование компрессорных станций для газлифтной добычи нефти, компрессорных цехов, переработки нефтяного газа	-"-	АНПО ТУ 6-03-7-I7-78	Постоянная	6-I0 кг на I млн. м^3 газа	ВНИПИГазпереработка

1	2	3	4	5	6
3.4. Системы оборотного водоснабжения ГПЗ	t воды до 70 °С, Ca^{2+} - 20÷60мг/л Mg^{2+} - I-70мг/л; Cl^- - I-500мг/л; SO_4^{2-} - I0-500 мг/л HCO_3^- - 20-500мг/л; pH = 5-8	ЦВФ Цинкбихроматфосфатная ингибиторная смесь	Постоянная	I6-20 г/м^3 воды	ВНИПИГазпереработка
	t оборотной воды I5-40 °С; минерализация: Ca^{2+} от 2 до 60 мг/л; Mg^{2+} от I до I7 мг/л; Cl^- от I0 до 300 мг/л; SO_4^{2-} от I0 до 300 мг/л; HCO_3^- от 20 до 500 мг/л; pH 5-8,5; содержание нефтепродуктов и масел не более 30 мг/л	Нехроматный ингибитор (Водорастворимый полимер ПНГ)	Постоянная	30 г/м^3 воды	ВНИПИГазпереработка
4. Система поддержания пластового давления	O_2 до 5 мг/л	ИКБ-4В ТУ 38-I0I460-74	Постоянная	Ударная доза - 200 г/м^3 24 часа, рабочая доза - 25-50 г/м^3	ВНИИСПТнефть
		ИКБ-4Н ТУ 38-I0I460-74			
		ВИТАЛ ТУ 38-УССР-2--0I-236-76	то же	-"-	УкрГипроНИИнефть
		ИНГАР	-"-	-"-	УкрГипроНИИнефть
		ВФИКС-82 ТУ 38-4-02-62-83	-"-	Ударная доза 200-I00 г/м3, рабочая доза до I00 кг/м3	АзНИПИнефть ИНХП АН АЗерб. ССР РД 39-3--II28-84

I	2	3	4	5	6
		С-2М	постоянная	Рабочая доза - 100 г/м^3	Днепродзер. индустриальный институт им. Арсеничева
		ИКБ-4Н+ИКБ-4В ТУ 38-101460-74	однократная	Периодичность - 2 месяца, 0,5 кг/м^2 поверхности	ВНИИСПТнефть РД 39-3-476-80
Сточные воды; содержание растворенного сероводорода (от следов до насыщения; минерализация 25-250 г/л; температура до 80 °С; pH 4,5-7,5; содержание мехпримесей не более 50 мг/л	O_2+H_2S	ЭС-2 СНПХ 6016 (ЭС-2+СНПХ 6011Б) в соотношении 1:1	постоянная	Ударная - 300 г/м^3 1 сутки, рабочая доза - 50 г/м^3	ИНФОУ АН УССР ТатНИПИнефть РД 39-0136353-315-86
			постоянная	100 г/м^3	ТатНИПИнефть "Временная инструкция на применение СНПХ 6016"
	H_2S	Север-1 ТУ 3810320-1-76	постоянная	Ударная доза - 200 г/м^3, 8-24 часа	ВНИИТнефть
			-"-	Ударная доза - 1000-2000 г/м^3, 50-100 г/м^3 - рабочая доза	ЮжНИИГипрогаз
		СК-378 Корексит 7798 Норуст 9М	-"-	Ударная доза - 100 г/м^3 - 24 часа, рабочая доза 30-50 г/м^3 10 % раствора ингибитора	ВНИИСПТнефть РД 39-3-972-83

1	2	3	4	5	6
		Север-I И-5ДНК (Тайга-I) ТУ 38.40347-74	Периодическая то же -"-	Ударная доза - 3 часа 600-800 г/м^3, 100-200 г/м^3 - 69 ч	ВНИИСПТнефть ВНИИТнефть Гипротюменнефтегаз РД 39-3-1208-84
		ДОН-II И-5 ДТМС (Тайга-II) ТУ 38.40378-78	-"-	Периодичность - ежемесячно	ВНИИТнефть
		ИКБ-4Н+ИКБ-4В ТУ 38.101460-74	однократная	Периодичность - 2 месяца, 0,5 кг/м^2 поверхности	ВНИИСПТнефть РД 39-3-476-80
	H_2S +СВБ	АНП-2 ТУ 6-02-1067--76	Постоянная	Ударная доза - 400 г/м^3 - 24 ч, рабочая доза - 30-40 г/м^3	ВНИИСПТнефть РД 39-30-808-82
		ДОН-52 ТУ 38.40831-79	Постоянная	Ударная доза - 400 г/м^3 - 24 ч, рабочая доза - 30-40 г/м^3	ВНИИСПТнефть РД 39-30-806-82
- кислые и слабоминерализованные воды при наличии ионов кальция не выше 100 мг/л	O_2	Динатрийфосфат ГОСТ 5679-70	Постоянная	Рабочая доза - до 100 г/м^3	СевКавНИПИнефть
- холодная морская вода	O_2	Ортофосферная кислота ГОСТ 10678-63	Постоянная	Рабочая доза - 25-50 г/м^3	МИНХ и ГП КазНИПИнефть
-горячая морская вода	O_2	Норуст РА-230	Постоянная	Рабочая доза - 50-100 г/м^3	КазНИПИнефть
		СНПХ-6002			ВНИИСПТнефть КазНИПИнефть РД 39-23-1063-85

1	2	3	4	5	6
- бактерициды для обработки воды, используемой в системе ППД	H_2S + СВБ	Формалин ГОСТ 1625-64	Периодическая	Периодичность 3-6 месяцев, 2 кг/м^3 в течение 24 часов	ТатНИПИнефть КазНИПИнефть СибНИИП ВНИИСПТнефть
		СК-601 Бактирам 607 СНПХ-1002 ТУ 9-24-002-81	-"-	-"-	ВНИИСПТнефть КазНИПИнефть НПО СНПХ РД 39-30-807-79
		ЛПЭ-6	-"-	Периодичность 3-6 мес., до 1 кг/м^3 в течение 72 час.	БашНИПИнефть
		ЛПИ-11	-"-	-"-	БашНИПИнефть
5. Ингибиторы кислотной коррозии	25 % HCl	Катапин	Постоянная	0,5-10 кг/м^3	СевКавНИПИнефть БашНИПИнефть
	28 % HCl	И-2-А (Север-1) ТУ 38.10320-76	Постоянная	2-10 кг/м^3	То же РД 39-3-455-80
	36 % HCl	В-2	Поставляется в составе кислоты по ТУ 6-01-714-72	2-10 кг/м^3	-"-
	22 % HCl	ПБ-5	Постоянная	2-10 кг/м^3	СевКавНИПИнефть БашНИПИнефть
	36 % HCl	ПКУ	Постоянная	2-15 кг/м^3	СевКавНИПИнефть БашНИПИнефть
	36 % HCl	Уротропин	Постоянная	5-10 кг/м^3	-"-

Примечание: 1. Предельно-допустимая температура теплоносителя для нагрева ингибиторов 120 °С.

Таблица I0

Технические характеристики зарубежных ингибиторов коррозии и ингибиторов-бактерицидов, применяемых в нефтяной промышленности

Наименование ингибиторов, фирма-поставщик	Показатели													
	Внешний вид, запах	Плотность	Температура вспышки, °С	Температура кипения, °С	Температура застывания, °С	Растворимость	Вязкость при t = 38,0 – 40 °С, сСт	Упругость паров при 38 °С, мм рт. ст.	Плотность паров по отношению к воздуху	Процент летучих (по объему)	Скорость испарения (н-бутилацетат)	Состав (точный состав является достоянием фирмы)	LD_{50} (более), г/кг
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4
Корексит 7798 "Ессо Кемикл"	желто-зеленая жидкость, с запахом аминов	0,927	37,2	I49	-62	Растворим в углеводородах; спиртах; диспергируется в пресной воде и рассолах	5	< 5	I	3,4	0,05	Имидазолин, оксиалкилированные смолы и эфиры в углеводородных растворителях из класса кислородсодержащих соединений	
Корексит 7755 "Ессо Кемикл"	темно-коричневая жидкость с запахом углеводородов	0,9I2	25	I62 (для растворителя)	-65	Диспергируется в пресной воде, рассолах, углеводородах. Растворим в смесях спиртов	I5 – 60	< 5 > I		7	< 0,5	Оксиалкилированный эфир и смола, соли амина в смеси с углеводородными растворителями из класса кислородсодержащих соединений	

						и ароматических углеводородах							
Корует 9М"СЕКА"	жидкость	0,898	49	65	-5 (начало разложения)	Растворим в углеводородах, частично в спиртах	при 20°С 3,9°С				Производное различных высокомолекулярных диаминов		
Корует РА-23Д	жидкость	0,852	50	65	-10 (начало разложения)	Растворим в углеводородах, дисперги-руется в воде	при 20°С I,9°Е				Производное жирных диаминов		
Бактирам 607 "СЕКА"	светлая жидкость	I,000	50	65	(начало разложения)	Растворим в воде, спиртах, частично в углеводородах	при 20°С 8,3°Е				Смесь солей жирных диаминов		
СК-378 "Серво"	темно-коричневая жидкость со слабым аминным запахом	0,93	I5	60	-20	Дисперги-руется в воде	при 20°С спз40				Азотсодержащие органические соединения	$50 < LD_{50} < 5000$	
СК-601 "Серво"	вязкая жидкость	I,I4	I5		-25		при 20°С спз 550					< 5	
Виско 936 "Нэлко" США	жидкость темно-оранжевого цвета	при I5 I,03	5°С	35	-26 (в закрытом тигле)	Растворим в рассолах с высокой концентрацией хлоридов	при I5,5°С 85 спз				Модифицированная жирная кислота (водно-спиртовой раствор)		

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4
Вуско-938 "Налко" США	Жидкость темно-янтарного цвета со слегка едким запахом	при I5,5°С		50 (в открытом тигле)	-34,4	Растворим в любых пропорциях в пресной воде и рассолах. Нерастворим в углеводородах	при I5,5°С	60 спз				Водный полиамин	

Примечание Области эффективного использования, дозировки, периодичность обработки приведены в табл. 7

Таблица II

Перечень и характеристика ингибиторов коррозии, предусмотренных проектом для защиты нефтегазопромысловых объектов

Технологический процесс, в котором используются ингибиторы коррозии	Наименование ингибиторов, (марка)	ГОСТ или ТУ	Технология применения ингибиторов (периодичность, дозировка, г/тонн	Стоимость, руб/тн	Где и кем испытан	Защитный эффект	Примечание

Технология и техника ингибиторной защиты скважин

5.7. Проектирование системы ингибиторной защиты подземного оборудования скважин следует осуществлять в соответствии с инструкциями РД 39-3-382-80, "Руководство по применению ингибитора коррозии ИКНС - АзНИПИнефть", "Инструкция по защите от коррозии нефтепромыслового оборудования при помощи ингибиторов И-I-А, Север-I, их модификаций и типа ИД, РД 39-3-II28-84 "Инструкция по технологии применения ингибитора коррозии ВФИКС-82", РД 39-I-II6-78 "Инструкция по технологии защиты оборудования нефтяных скважин от коррозии методом закачки ингибитора Север-I в призабойную зону пласта", РД 39-3-455-80 "Методы защиты от коррозии при кислотных обработках скважин и нефтепромыслового оборудования", РД 39-23-852-83 "Инструкция по технологии применения реагентов НКО и АНП-2 для защиты подземного оборудования от кислотной коррозии в высокотемпературных скважинах".

5.8. Вопрос выбора ингибитора и технологии его применения решается на основании данных об эксплуатационных характеристиках скважин, составе агрессивной среды, возможности возникновения

сопутствующих физико-химических процессов (соле- и парафиноотложение, гидратообразование) в соответствии с п. 5.5.

5.9. Подача ингибитора в добывающие скважины может осуществляться тремя способами:

периодической подачей в кольцевое пространство между обсадной колонной и подъемными трубами;

систематической (постоянной) подачей с помощью дозаторных установок;

периодическим нагнетанием в призабойную зону пласта.

5.10. Поданный в скважину объем ингибитора образует запас на 10-15 дн. работы. При периодической подаче ингибитора в кольцевое пространство между обсадной колонной и трубами (у башмака) следует предусмотреть герметизацию пакерующим устройством (манжетой) с небольшим (3-7 мм) отверстием для выхода ингибитора.

5.11. Для систематической (постоянной) подачи ингибитора в скважину вблизи от ее устья следует предусмотреть дозаторный пункт с емкостью для хранения ингибитора и дозаторным насосом. Подачу ингибитора в газлифтные скважины рекомендуется осуществлять по линиям нагнетания рабочего агента (сжатого газа или воздуха). Расчет дозировки ингибитора осуществляется исходя из дебита пластовой воды.

5.12. Способ нагнетания ингибитора в призабойную зону пласта рекомендуется применять при обработке глубиннонасосных и газлифтных скважин. При нагнетании ингибитора в призабойную зону происходит его накопление в породах пласта в результате адсорбции. В процессе добычи нефти часть ингибитора увлекается совместно с добываемой жидкостью в скважины и выполняет защитные функции. Периодичность подачи ингибитора в пласт зависит от количества вводимого ингибитора, дебита скважины, сорбционной характеристики породы пласта и может составлять 2-3 и более месяцев.

5.13. Количество вводимого в пласт ингибитора может быть определено по формуле:

$$Q_{инг} = Q_в \cdot q_в \cdot T_и, \qquad (17)$$

где $Q_{инг}$ – требуемое количество ингибитора, кг;

$Q_в$ – среднесуточный дебит воды, т/сут;

$q_в$ – оптимальная дозировка ингибитора, кг/т;

$T_и$ – время откачки ингибитора, соответствующее времени периодичности обработки, сут.

5.14. Объем продавочной жидкости (воды) для подачи ингибитора в пласт по заливочным трубам определяется по формуле:

$$V_{пр} = (h_н q_н + l_{q_к}) - h_{ст} q_к, \qquad (18)$$

где $h_н$ – подвеска заливочных (подъемных) труб, м;

$q_н$ – объем одного погонного метра заливочных труб, $м^3$;

l – расстояние от башмака заливочных труб до нижних отверстий фильтра, м;

$q_к$ – объем одного погонного метра обсадной колонны, $м^3$;

$h_{ст}$ – статический уровень в скважине, м.

5.15. Количество продавочной жидкости (воды) при нагнетании ингибитора по кольцевому пространству между обсадной колонной и подъемными трубами после того, как он доведен до башмака подъемных труб, определяется по формуле:

$$V_{пр} = (V_{инг} + l_{q_к}) - h_{ст} q_{кп}, \qquad (19)$$

где l – расстояние от башмака подъемных труб до нижних отверстий фильтра скважины, м;

$q_к$ – объем одного погонного метра обсадной колонны, $м^3$;

$h_{ст}$ – статический уровень, м;

$q_{кп}$ – объем одного погонного метра кольцевого пространства между обсадной колонной и подъемными трубами, $м^3$;

$V_{инг}$ – объем ингибитора, $м^3$.

5.I6. Расчет необходимого количества ингибитора для обработки всей поверхности защищаемого оборудования, включая внутреннюю поверхность эксплуатационной колонны, наружную и внутреннюю поверхность подъемных труб, поверхность штанг, внутреннюю поверхность выкидной линии, может быть осуществлен в соответствии с РД 39-3-382-80 по формуле:

$$P = q \cdot S, \qquad (20)$$

где S – суммарная поверхность защищаемого оборудования;

q – норма расхода ингибитора на I $м^2$ поверхности, кг.

5.I7. Способы подачи ингибитора в зависимости от методов добычи нефти и конструкционных особенностей скважин отражены в РД 39-3-382-80 и представлены схематически на рис. 7,8,9,I0.

5.I8. Защиту от коррозии глубинного оборудования задавливанием ингибитора в кольцевое межтрубное пространство скважин можно осуществлять при помощи агрегатов типа "АзИНМАШ".

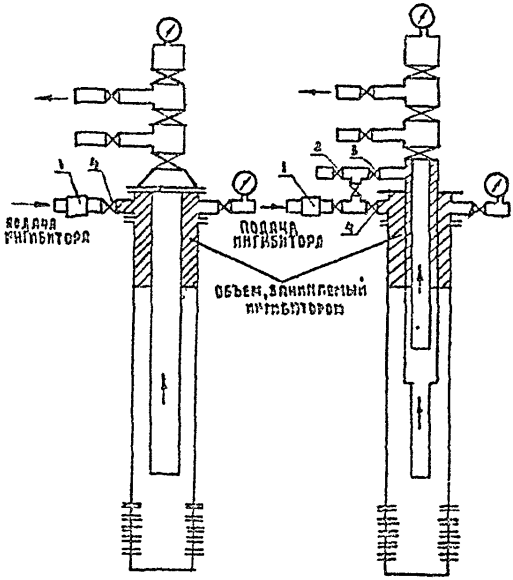
Периодическая подача ингибитора в скважины производится с помощью передвижных агрегатов ЦР-500.

Технология и техника ингибиторной защиты систем нефтесбора

5.I9. При проектировании противокоррозионной защиты систем нефтесбора ингибиторами и бактерицидами-ингибиторами следует руководствоваться РД 39-23-II44-84, РД 39-3-943-83, РД 39-30-I249-85, РД 39-3-669-8I, РД 39-30-574-8I, РД 39-3-972-83, а также "Инструкцией по защите от коррозии нефтепромыслового оборудования при помощи ингибиторов И-I-А, Север-I, их модификаций и типа ИД".

5.20. Область эффективного действия ингибитора определяется предварительными лабораторными испытаниями в соответствии с РД 39-3-5I9-8I, РД 39-3-6II-8I и исследованиями по распределению его в водной и углеводородной фазах в зависимости от степени об-

Схема подачи ингибитора в фонтанирующие нефтяные скважины

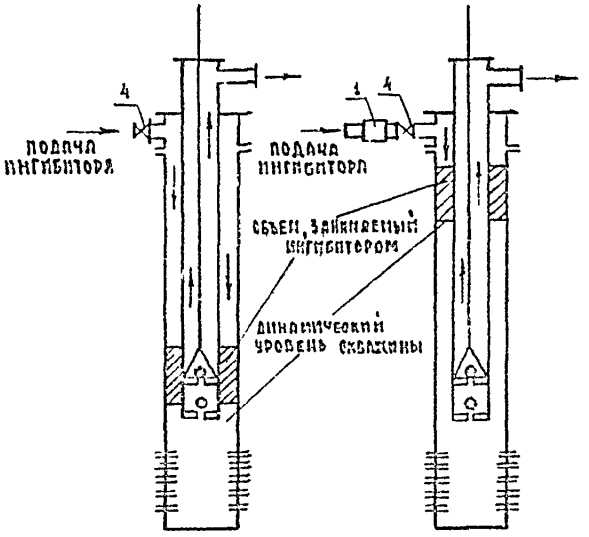


а - при однорядном лифте;
б - при двухрядном лифте;

I - обратный клапан; 2 - средняя задвижка;
3 - задвижка кольцевого пространства;
4 - задвижка затрубного пространства.

Рис. 7

Схема подачи ингибитора в глубиннонасосные скважины



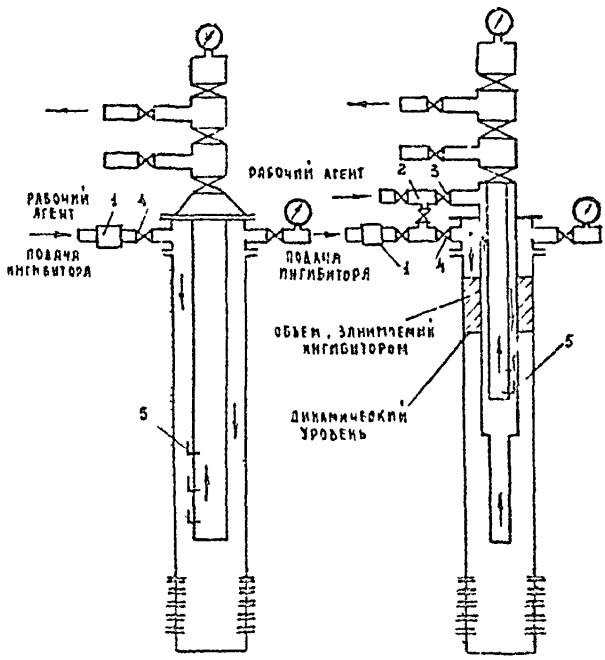
а - при низком динамическом уровне;

б - при высоком динамическом уровне;

I - обратный клапан; 4 - задвижка затрубного пространства.

Рис. 8

Схема подачи ингибитора в газлифтную скважину

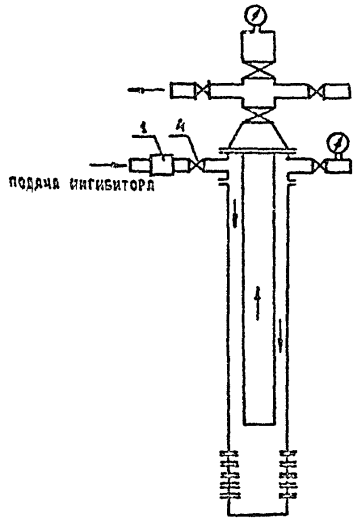


а - при однорядном лифте;
б - при двухрядном лифте

I - обратный клапан; 2 - средняя задвижка;
3 - задвижка кольцевого пространства;
4 - задвижка затрубного пространства;
5 - пусковые клапаны.

Рис. 9

Схема подачи ингибитора в газоконденсатную скважину



I - обратный клапан;
4 - задвижка затрубного пространства.

Рис. 10

водненности транспортируемой нефти, совместимости с реагентами-деэмульгаторами.

5.21. Применение ингибиторной защиты обязательно для систем нефтесбора при транспорте продукции скважин, относящейся к средне- и сильноагрессивным средам (табл. 5) неустойчивых водонефтяных, газоводонефтяных смесей, содержащих агрессивные компоненты.

Необходимым условием применения ингибиторов коррозии является однородность структуры потока по всей длине трубопровода или протяженного участка. Такими структурами являются, например, газированная эмульсия или протяженное водное скопление. Поэтому ингибиторы рекомендуются для защиты горизонтальных нефтегазопроводов.

5.22. Для защиты трубопроводов, транспортирующих малообводненную продукцию скважин (обводненность до инверсии фаз в расслоенном режиме)предпочтительно применение водорастворимых ингибиторов коррозии типа ВЖС, ВИСКО-938.

5.23. В горизонтальных нефтегазопроводах, а также при высокой обводненности нефти, выше 40 %, в расслоенном режиме пластовая вода, выделившаяся из эмульсии, движется по нижней части трубы. Также водные скопления образуются в первую очередь на участках с малым уклоном($-0{,}003<i<0{,}005$). Протяженность их достигает нескольких километров. В этих условиях рекомендуется применение водорастворимых или легко диспергируемых в воде ингибиторов коррозии типа ИКБ-4В. Осуществление технологического процесса в промысловых условиях проводится по рекомендациям ТатНИПИнефти РД 39-23-1144-84, конструкция смесителя для получения дисперсной системы-ТПУ "Татнефтепромхим" (чертеж И 2.00.000).

5.24. Для защиты трубопроводов систем сбора обводненной нефти в условиях зараженности транспортируемых сред СВБ и другими бактериями рекомендуется применение бактерицидов-ингибиторов типа АНП 2.

5.25. Дозирование ингибитора в систему может осуществляться

непрерывно или периодически, в состоянии поставки или в виде 1:10 % раствора (дисперсии) в соответствии с рекомендациями табл. 9.

Более высокий защитный эффект достигается при непрерывной подаче.

Периодическое дозирование можно рекомендовать в тех случаях, когда ингибиторы обладают значительным эффектом последействия, в зависимости от которого определяется периодичность обработки.

5.26. Новые реагенты для систем нефтесбора могут быть рекомендованы, если эффективность их подтверждена лабораторными и промысловыми испытаниями в соответствии с п. 4.21.

5.27. Для приготовления и дозировки ингибиторов коррозии рекомендуются блочные установки БР-2,5, БР-10, БР-25 (ОСТ 26-02-376-72 дозировочные насосы типа НД.

При отсутствии электроэнергии для южных районов может быть рекомендован "Дозатор химреагентов самотечный чертеж Т-396-82 СевКавНИПИнефть.

Емкости для хранения ингибиторов рекомендуется оборудовать устройствами для обогрева.

5.28. Производительность насоса для закачки ингибитора в защищаемую систему определяется по формуле:

$$q = \frac{Q\,C_2}{240\,C_1 \cdot \rho}, \ л/ч \qquad (21)$$

где Q – расход жидкости в защищаемой системе, $м^3$/сут;

C_1 – концентрация ингибитора в рабочем растворе, %;

C_2 – рекомендуемая концентрация ингибитора в транспортируемой жидкости, $г/м^3$;

ρ – плотность рабочего раствора ингибитора, $г/см^3$;

240 – переводной коэффициент.

5.29. Для обеспечения бесперебойной работы установок подачи ингибиторов рекомендуется на их приемных линиях предусмотреть установку фильтров, линии подачи ингибиторов утеплить.

5.30. Повышению эффективности применения ингибиторной защиты систем нефтесбора способствует периодическая очистка полости труб механическими скребками в соответствии с РД 39-3-295-79.

5.31. Контроль коррозионного состояния систем нефтесбора и эффективности защиты следует предусматривать в соответствии с разделом 7 настоящего Руководства

Технология и техника ингибиторной защиты системы подготовки и утилизации нефтепромысловых вод

5.32. Выбор ингибитора коррозии и технологии его применения осуществляется на основании данных об эксплуатационных характеристиках системы подготовки и утилизации нефтепромысловых вод и составов утилизируемой воды. При определении типа ингибитора можно руководствоваться данными, изложенными в табл. 9,10, либо конкретными рекомендациями научно-исследовательских организаций.

5.33. Для осуществления процесса подачи ингибитора в защищаемую систему применяется оборудование, перечисленное в п. 5.27.

Расчет производительности дозировочного насоса осуществляется в соответствии с п. 5.28.

Протяженные трубопроводы системы утилизации промысловых сточных вод диаметром более 200 мм рекомендуется оборудовать камерами приема и запуска скребков (разделителей) и емкостями для сбора шлама.

5.34. Контроль эффективности ингибиторной защиты от коррозии системы подготовки и утилизации нефтепромысловых вод осуществляется методами, приведенными в разделе 7.

Технология и техника ингибиторной защиты газопроводов

5.35. Противокоррозионную защиту внутренней поверхности газопроводов рекомендуется осуществлять

при бескомпрессорном транспорте нефтяного газа в соответствии с РД 39-30-1091-84;

при компрессорном транспорте нефтяного газа в соответствии с РД 39-30-1019-84.

5.36. Подачу ингибитора рекомендуется осуществлять посредством капельниц монжусного типа (при расслоенном режиме транспорта) либо распылять форсункой (при дисперсно-кольцевом режиме). Определение режима движения по ВСН.2.38.85.

Для поддержания потока в мелкодисперсном состоянии при компрессорном транспорте на участках возможного выпадения конденсата (см. п. 3.45) рекомендуется установить конфузорные вставки конструкции ЮжНИИГипрогаза либо устройства для распыления конденсата по рекомендациям научно-исследовательских организаций.

6. ПРИМЕНЕНИЕ ТРУБ ИЗ НЕМЕТАЛЛИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ

6.1. Настоящая глава содержит рекомендации по выбору и применению труб из неметаллических материалов при проектировании обустройства нефтяных месторождений.

6.2. Положения раздела разработаны применительно к трубам из полиэтилена низкого давления (ПНД) и непластифицированного поливинилхлорида (ПВХ), производство которых освоено на отечественных предприятиях (по состоянию на конец 1985 г.). В соответствии с ГОСТ 18599-83 "Трубы напорные из полиэтилена" трубы из ПНД диаметром 50-315 мм выпускаются Бильнюсским заводом пластмассовых изделий, диаметром 63-1200 мм - Казанским ПО "Оргсинтез".

В соответствии с ТУ6-19-231-83 "Трубы с раструбами из непластифицированного ПВХ" диаметром 110-315 мм выпускаются Броварским заводом пластмасс, диаметром 63, 110 и 160 мм - Сызранским ПО "Пластик".

6.3. Трубы из термопластов могут использоваться для транспортирования жидких и газообразных сред, к которым материал труб стоек. Данные о химстойкости труб приводятся в каталоге "Химическая стойкость труб из термопластов" (НИИТЭХИМ, Черкассы, 1981).

6.4. Трубы из ПНД соединяются между собой и с соединительными деталями контактной сваркой встык с помощью установок для сварки пластмассовых труб, выпускаемых Ереванским опытным заводом ВНПО "Ремдеталь".

Трубы ПВХ монтируются на раструбных соединениях с уплотнительными кольцами.

Соединение пластмассовых трубопроводов с запорной арматурой, оборудованием и металлическими трубопроводами осуществляется посредством втулок под фланец и сводных фланцев.

6.5. Области применения труб из термопластов регламентируются "Временными рекомендациями по применению трубопроводов из термопластов взамен неметаллических на объектах обустройства нефтяных месторождений" (Гипровостокнефть, Куйбышев, 1983).

Трубы из термопластов рекомендуются к применению:

на сборных нефтепроводах (кроме трубопроводов от скважин до замерных установок) и газопроводах (после узла сепарации), подающих обводненную нефть и нефтяной газ к площадке центрального пункта сбора и подготовки нефти, газа и воды (ЦПС);

на газопроводах подготовленного для транспорта нефтяного газа от площадки ЦПС до газоперерабатывающего завода;

на водоводах системы производственно-пожарного и хозяйственно-питьевого водоснабжения;

на низконапорных или самотечных канализационных системах водоводов хозяйственно-бытовых, дождевых, производственных и пластовых сточных вод;

на внутриплощадочных трубопроводах низкого давления технологических установок подготовки нефти, газа и воды.

6.6. Рекомендации настоящего раздела не распространяются на проектирование трубопроводов предназначенных:

для транспортирования сжиженных углеводородных газов и углеводородного конденсата, вредных веществ I класса опасности, взрывоопасных веществ, а также веществ, к которым материал труб химически нестоек;

для прокладки в грунтах, содержащих агрессивные среды, к которым материал труб химически нестоек, и в районах с сейсмичностью более 6 баллов;

для прокладки труб из полиэтилена в районах, где температура воздуха наиболее холодной пятидневки ниже минус 40 °С, труб из ПВХ- минус I0 °С.

6.7. Техническое проектирование рекомендуется осуществлять на основании СН 550-82 "Инструкция по проектированию технологических трубопроводов из пластмассовых труб", СН 478-80 "Инструкция по проектированию и монтажу сетей водоснабжения и канализации из пластмассовых труб", СН 493-77 "Инструкция по проектированию и строительству газопроводов из неметаллических труб", а также "Пособия по проектированию технологических трубопроводов из пластмассовых труб" КСН 550-82 (Москва, Стройиздат, I984) и "Рекомендаций по расчету и проектированию трубопроводов из термопластов" (Москва, Стройиздат, I985).

6.8. Рабочее давление в трубопроводе следует принимать в зависимости от физико-химических свойств и температуры транспортируемого продукта, требуемого срока службы трубопровода, мате-

риала, типа и способа соединений труб. Для труб из полиэтилена низкого давления (ПНД) допустимая температура транспортируемой среды не выше +60 °С.

6.9. Для трубопроводных коммуникаций из пластмассовых труб объектов обустройства нефтяных месторождений рекомендуется подземная прокладка трубопроводов.

6.10. Монтаж, прокладку, испытание и сдачу трубопроводов из полиэтиленовых труб с наружным диаметром до 500 мм рекомендуется осуществлять в соответствии с РД 39-0147103-331-86 "Руководством по технологии монтажа трубопроводов из полиэтиленовых труб на нефтегазопромыслах".

6.11. При проектировании трубопроводов из неметаллических материалов, предназначенных для транспортирования продукта с удельным объемным электрическим сопротивлением более 10^8 Ом.м следует предусматривать мероприятия по отводу заряда статического электричества с наружной поверхности трубопроводов.

На концевых участках подземных трубопроводов, выходящих в надземное или наземное положение на площадках технологических установок, должно быть предусмотрено заземление и отвод зарядов в соответствии с РД 39-22-113-78 "Временные правила защиты от проявления статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной промышленности" (СевКавНИИнефть, Грозный, 1978).

7. КОНТРОЛЬ СКОРОСТИ КОРРОЗИИ ОБОРУДОВАНИЯ И ЭФФЕКТИВНОСТИ СРЕДСТВ ЗАЩИТЫ

Методы контроля коррозии и защиты. Материалы, оборудование, приборы

7.1. Промысловая система контроля скорости коррозии и эффективности средств защиты должна быть предусмотрена на стадии проек-

тирования обустройства нефтяных месторождений и осуществлять

химико-аналитический и бактериальный контроль за коррозионной агрессивностью добываемых нефтей, газа и утилизируемых сточных вод (в том числе и других вод, закачиваемых в пласт);

контроль за скоростью коррозии стенок труб, аппаратов, емкостей в процессе их эксплуатации;

контроль за эффективностью применения противокоррозионных мероприятий.

7.2. Система контроля предусматривает применение гравиметрического метода, приборов для измерения скорости коррозии металлов, толщиномеров , водородных зондов, приборов, позволяющих контролировать качество изоляционных покрытий.

7.3. Наиболее распространенным методом контроля скорости коррозии является гравиметрический, когда скорость коррозии определяется по потере массы контрольных образцов, выполненных из того же материала, что оборудование и трубопроводы.

7.4. Скорость коррозии определяется по среднему значению потери массы трех и более образцов по формуле:

$$\rho_к = 8{,}76 \frac{\Delta g}{S \tau \gamma}, \qquad (22)$$

где $\rho_к$ – контрольная скорость коррозии, мм/год;

Δg – потеря массы образца, г;

S – поверхность образца, $м^2$;

γ – плотность металла, $г/см^3$;

$$\rho_к = \frac{\Delta g}{S \tau} 10000, \qquad (23)$$

где $\rho_к$ – контрольная скорость коррозии, $г/м^2 ч$;

Δg – потеря массы образца, г;

S – площадь поверхности образца, $см^2$;

τ – время экспозиции образца, ч.

7.5. Полученные по результатам испытания контрольных образцов значения скорости не учитывают неравномерности коррозионных процессов. Поэтому для оценки безаварийного срока эксплуатации сооружений полученную величину рекомендуется в соответствии с РД 39-3-450-80 умножить на коэффициент питтинга:

$$\ell = \frac{\rho_э}{\rho_к}, \qquad (24)$$

где $\rho_э$ – скорость коррозии эксплуатирующегося оборудования, определенная по глубине питтинга, мм/год;

$\rho_к$ – контрольная скорость коррозии образцов, мм/год.

7.6. Оценка защитного действия ингибиторов производится либо сравнением средних значений скоростей коррозии образцов, находящихся в коррозионной среде, помещенных в одной и той же точке контроля без ингибитора и в присутствии ингибитора, либо сравнением значений скоростей коррозии, замеренных коррозиметром в отсутствие ингибитора и при ингибировании, по формуле:

$$Z = \frac{\rho_0 - \rho_и}{\rho_0} \cdot 100 \qquad (25)$$

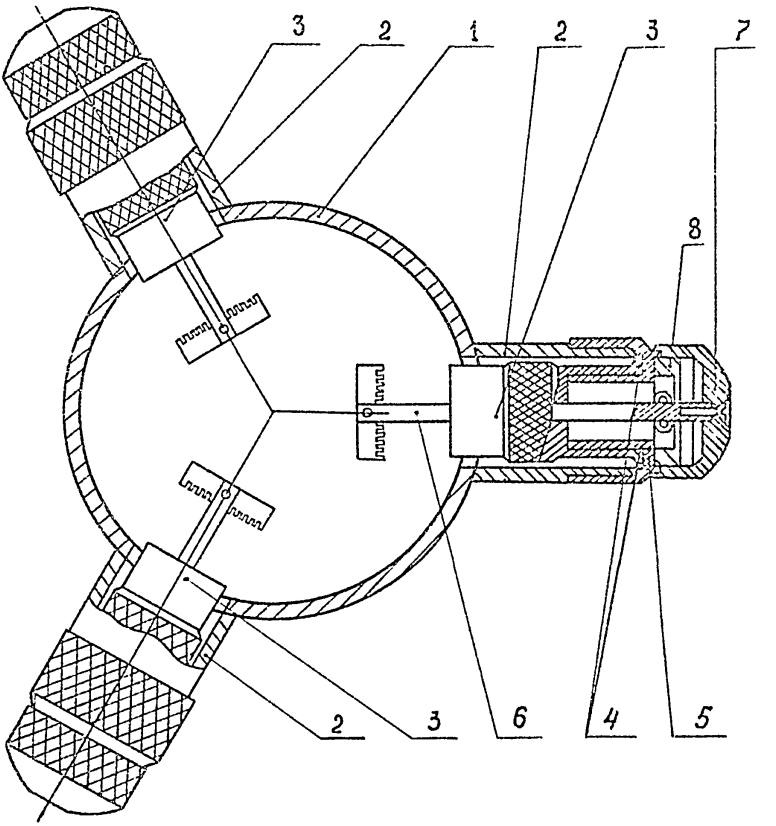
где Z – защитное действие ингибиторов, %;

ρ_0 – скорость коррозии без ингибитора, г/м^2 или мм/год, рассчитанная по образцам-свидетелям или замеренная коррозиметром;

$\rho_и$ – скорость коррозии в присутствии ингибитора, г/м^2 или мм/год, рассчитанная по образцам-свидетелям или замеренная коррозиметром.

7.7. Экспрессную оценку коррозионной активности минерализованных вод можно осуществлять при помощи коррозионно-индикаторных установок УК-I. Установка датчиков производится согласно паспорту 3489001 ПС "Установка коррозионно-индикаторная УК-I", ТУ МИНВУЗ УССР 2.01-82 (рис. II,I2).

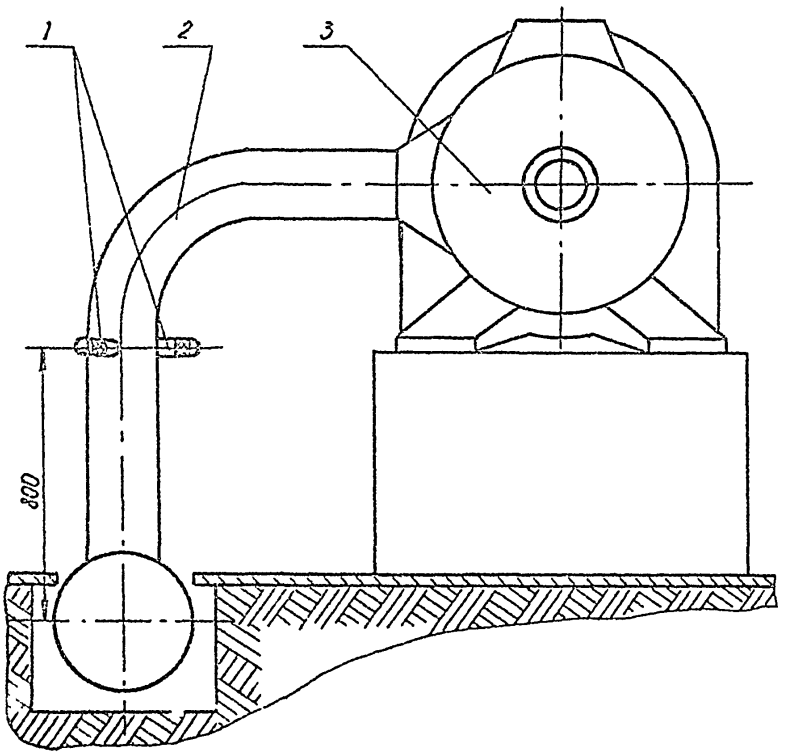
Схема монтажа измерительных преобразователей



I - трубопровод; 2 - патрубок; 3 - измерительный преобразователь; 4 - прокладки; 5 - гайка; 6 - прочистное устройство; 7 - крышка-маховик

Рис. II

Схема установки зондов на прием КНС



I - коррозионно-индикаторный зонд; 2 - приемный коллектор; 3 - насос

Рис. 12

7.8. В качестве индикаторов процесса наводороживания в H_2S, CO_2 содержащих средах рекомендуется использовать датчики диффузии водорода конструкции ЦКБИ, водородные зонды. Избыточное давление водорода, фиксируемое монометром датчика, является удовлетворительным качественным критерием протекания процесса сероводородного растрескивания. Необходимость установки водородных зондов должна быть оговорена в техническом задании.

Места установки контрольных образцов

7.9. Для установки контрольных образцов в действующие технологические объекты необходимо специально оборудовать пункты контроля.

7.10. Все технологическое оборудование промысла можно подразделить на 5 групп:

скважинное оборудование;

трубопроводы низкого и среднего давления;

трубопроводы высокого давления;

напорная отстойная аппаратура;

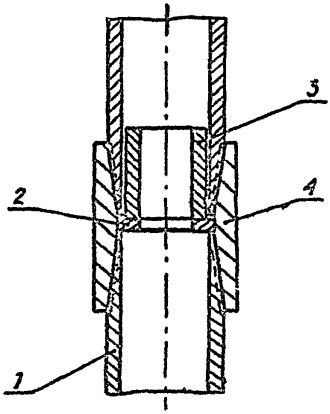
резервуары.

7.11. Для определения скорости коррозии оборудования скважин по глубине на расстоянии 150-200 м рекомендуется устанавливать цилиндрические образцы, изготовленные из насосно-компрессорных труб. Образцы устанавливают на специальные шайбы, которые укрепляют в зазорах между торцами труб. Схема расположения образцов приведена на рис. 13. Для определения скорости коррозии в затрубном пространстве скважин цилиндрические образцы рекомендуется устанавливать опирающимися на муфту снаружи насосно-компрессорных труб.

Схема расположения образцов приведена на рис. 14.

7.12. Точки контроля рекомендуется предусмотреть на пониже-

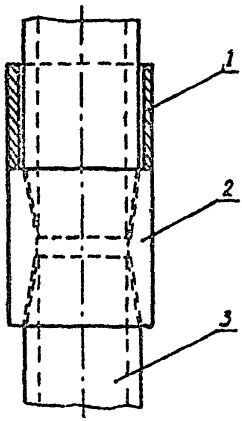
Установка образца внутри насосно-компрессорных труб



I - насосно-компрессорная труба; 2 - шайба специальная, 3 - образец коррозионный; 4 - муфта

Рис. I3

Установка образца снаружи насосно-компрессорных труб



I - образец коррозионный; 2 - муфта; 3 - насосно-компрессорная труба

Рис. I4

ных участках трассы нефтепровода, газопровода для контроля образования водных скоплений и на равнинных участках трассы – для исследования структуры потока транспортируемого продукта и его физико-химических характеристик.

7.13. В трубопроводы высокого давления системы ППД образцы рекомендуется устанавливать в тройнике с заглушкой, расположенной между двумя задвижками (рис. 15).

7.14. Для установки контрольных образцов в трубопроводы без остановки перекачки рекомендуется предусмотреть врезку задвижки Ду=50 мм в соответствии со схемой (рис. 16).

7.15. В резервуарах образцы рекомендуется размещать

на дне резервуаров, в осадках;

в нижнем поясе (в объеме воды);

в верхнем поясе (в зоне переменного смачивания);

под кровлей резервуара.

В каждую зону помещают по 4 образца, закрепленных в 5–10 см друг от друга.

7.16. Кроме перечисленных, контрольные образцы рекомендуется устанавливать

в дренажных линиях установок подготовки нефти;

на приеме и выкиде канализационных насосов, транспортирующих сточную воду;

в буферных резервуарах и емкостях;

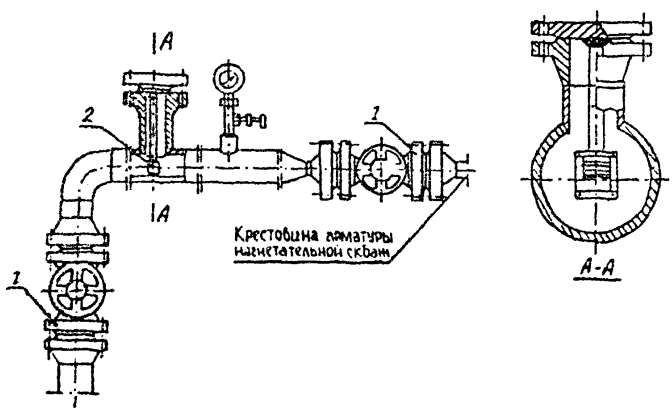
на приеме и выкиде насосов кустовых насосных станций (КНС) в системе поддержания пластового давления (ППД);

на устье нагнетательных скважин.

7.17. На технологической схеме нефтепромысла рекомендуется указать места установки средств контроля скорости коррозии.

7.18. При оборудовании средствами контроля действующих трубопроводов, рассчитанных на эксплуатацию при давлении до 4 МПа,

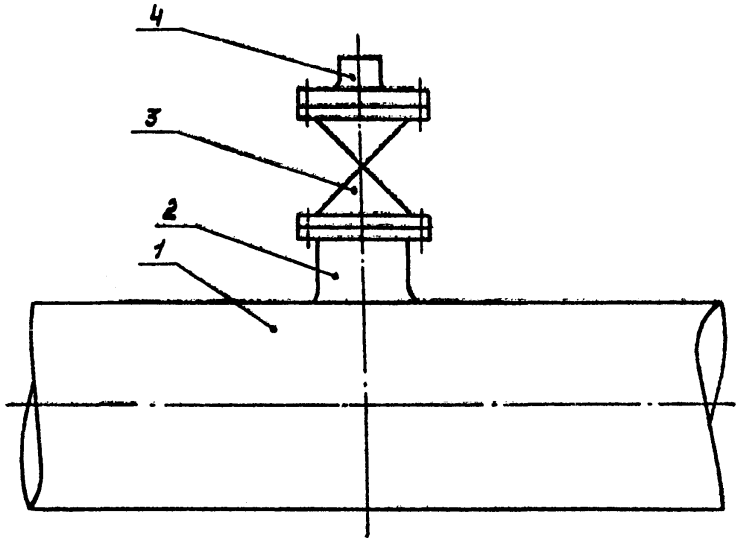
Схема установки контрольных образцов
на линии нагнетательной скважины



I - разрывные задвижки;
2 - кассета с образцами

Рис. I5

Схема врезки в коллектор



1 - труба; 2 - патрубок с фланцем; 3 - задвижка Ду=50 мм; 4 - муфта с фланцем $1\frac{1}{2}$"

Рис. 16

рекомендуется использовать устройство, позволяющее без остановки перекачки производить врезку в напорный трубопровод, установку и извлечение зондов с контрольными образцами (рис. I7), осуществлять отбор жидкости (рис. I8) и выполнять электрохимические измерения.

7.I9. Контроль скорости коррозии газопроводов до I,0 МПа рекомендуется осуществлять посредством устройств контроля за скоростью коррозии внутренней поверхности газопроводов, разработанных во ВНИИСПТнефть (инструкция по эксплуатации I05 800 000 00 ТО), рис. I9.

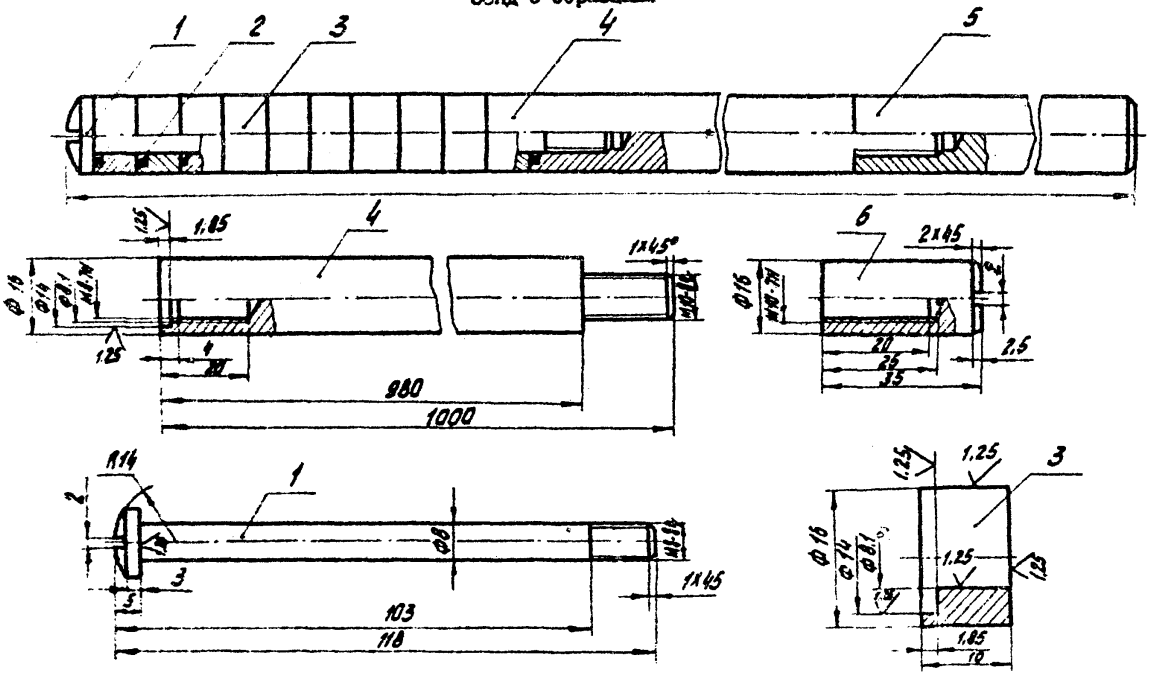
8. ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ СТРОЯЩИХСЯ ПРОМЫСЛОВЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

8.I. Настоящая глава разработана в развитие главы СНиП II-28-73 "Защита строительных конструкций от коррозии. Нормы проектирования", раздела "Резервуарные парки" ВНТП 3-85. На основании действующих инструкций РД 39-3-I8-77, РД 39-3-74-78, РД 39-3-563-8I, РД 39-30-968-84, РД 39-23-II47-84, ВСН I58-83, классификации нефтепромысловых сред по степени агрессивного воздействия глава уточняет и развивает разделы, относящиеся к защите от коррозии промысловых резервуаров.

8.2. Комплексная защита от коррозии внутренней поверхности промысловых резервуаров предусматривает применение различных систем защитных покрытий, электрохимической защиты, конструирование с учетом особенностей коррозионного воздействия среды, снижение степени коррозионного воздействия среды с помощью ингибиторов коррозии.

8.3. Необходимость применения комплексной защиты от коррозии внутренней поверхности резервуаров, ее назначение, объем, эксплуатационные условия должны определяться техническим заданием на проектирование.

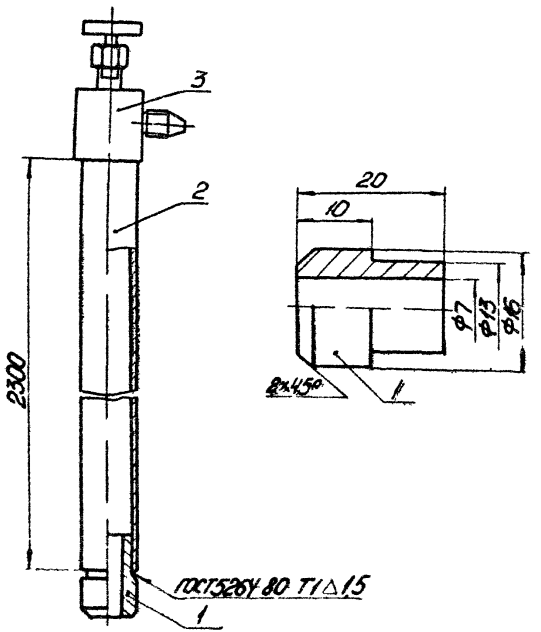
Зонд с образцами



1. Шток Ст.45 ГОСТ 1050-74
2. Кольцо 010-014-25-2-4 ГОСТ 9833-73
3. Образец Ст.45 ГОСТ 1050-74
4. Штанга Ст.45 ГОСТ 1050-74
5. Штанга удлинительная Ст-45 ГОСТ 1050-74
6. Колпачок предохранительный

Рис. 17

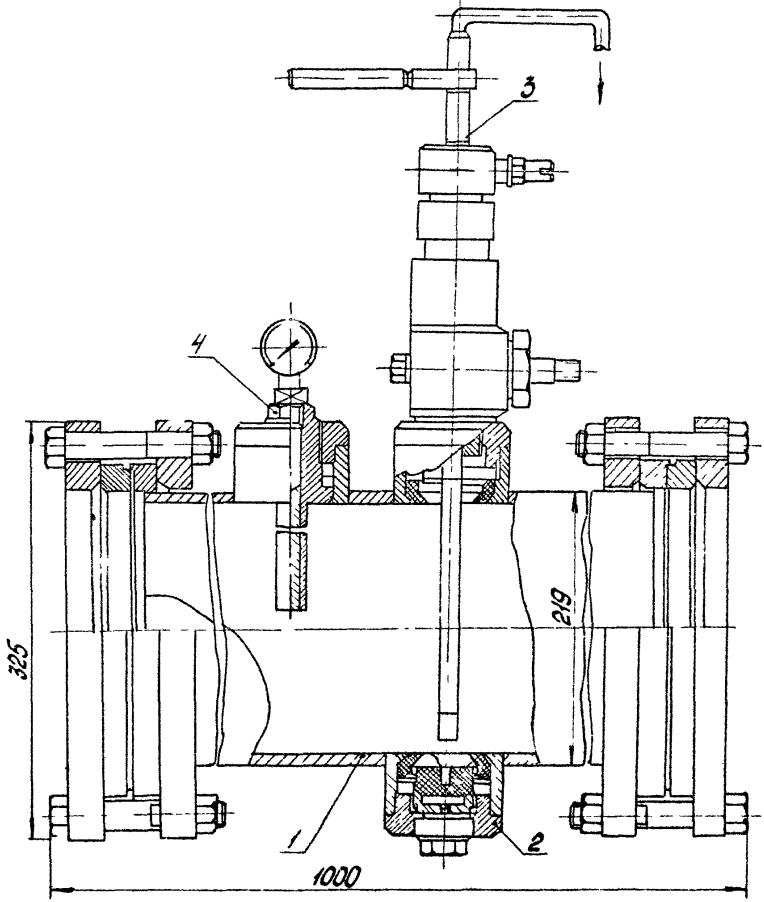
Пробоотборник



1 – наконечник (12Х18Н9Т ГОСТ 11068-81);
2 – трубка 16х1,5 (12Х18Н9Т ГОСТ 11068-81);
3 – вентиль.

Рис. 18

Система устройств контроля за скоростью внутренней поверхности трубопроводов



I - тело трубы; 2 - контрольный узел; 3 - зонд для отбора проб; 4 - водородный зонд

Рис. I9

8.4. Резервуары по своему назначению можно объединить в четыре группы:

сырьевые для сбора сырой нефти, поступающей из скважины;

резервуары очистных сооружений;

товарные для нефти, подготовленной для транспортировки или переработки;

товарные для нефтепродуктов.

Условия эксплуатации резервуаров по элементам конструкции представлены в табл. I2.

Таблица I2

Условия эксплуатации резервуаров по элементам конструкции

Назначение резервуара	Элемент конструкции резервуара			
	внутренняя поверхность днища	нижние пояса	верхние пояса (зона периодического смачивания	кровля и верх понтонов
Сырьевой	пластовая вода, осадки	пластовая вода	нефть, парогазовая фаза	парогазовая фаза
Резервуары очистных сооружений	пластовая вода, осадки	пластовая вода	пластовая вода, нефть	парогазовая фаза
Товарный для нефти	подтоварная вода	нефть	нефть, парогазовая фаза	парогазовая фаза
Товарный для нефтепродуктов	нефтепродукты	нефтепродукты	нефтепродукты, парогазовая фаза	парогазовая фаза

8.5. Степень коррозионного воздействия сред на различные элементы конструкции резервуаров зависит от содержания агрессивных компонентов H_2S, CO_2, O_2, минерализации воды, обводненности нефти и нефтепродуктов, влажности для парогазовой фазы и т.п./ и рекомендуется принимать по табл. 3,4,5 применительно к элементам конструкции резервуара.

Выбор систем покрытий для защиты внутренней поверхности резервуаров и технологических аппаратов

8.6. Проектирование систем покрытий для защиты внутренней поверхности промысловых резервуаров рекомендуется осуществлять с соблюдением требований глав СНиП Ш-18-75 "Металлические конструкции. Правила изготовления, монтажа и приемки", СНиП Ш-В-6, 2-62 "Защита технологического оборудования от коррозии. Правила производства и приемки работ", СНиП П-28-73* "Защита строительных конструкций от коррозии. Нормы проектирования", с применением РД 39-I-74-78, РД 39-3-18-77, "Методических рекомендаций по защите от коррозии нефтепромыслового оборудования", РД 39-23-1147-84.

8.7. Лакокрасочные покрытия, рекомендуемые для противокоррозионной защиты внутренней поверхности промысловых резервуаров, должны отвечать следующим требованиям:

выдерживать воздействие минерализованной воды, нефти и нефтяной эмульсии, содержащих агрессивные компоненты (H_2S, O_2, CO_2 и др.);

защищать поверхность резервуаров от коррозии в указанных средах сроком не менее 3-5 лет;

иметь хорошую адгезию к металлу;

сохранять свои качества в рабочем диапазоне температур;

иметь хорошую эластичность; отверждаться при нормальной температуре.

8.8. Схема антикоррозионной защиты резервуаров выбирается в соответствии с его технологическим назначением:

резервуары сырьевые и очистных сооружений (в т.ч. горизонтальные) рекомендуется защищать полностью;

резервуары товарные для сырой нефти можно покрывать частично по схеме: ферма-кровля-верхний пояс-два нижних пояса-днище.

8.9. Составы защитных покрытий, нормы расхода лакокрасочных материалов, количество слоев, режим сушки выбираются в соответствии с технологическим назначением (табл. I2, I3) резервуара

Для защиты внутренней поверхности резервуаров сбора и очистки дренажных сточных вод рекомендуются составы покрытий, представленные в табл. I4.

8.I0 Согласно СНиП П-28-73* допускается при соответствующем обосновании предусматривать нанесение всех слоев лакокрасочного покрытия на поверхности конструкций, изготовляемых в виде рулонов для негабаритных резервуаров на монтажной площадке.

Системы электрохимической защиты нефтяных резервуаров от коррозии

8.II. Системы электрохимической защиты следует рассматривать как составную часть комплексной защиты резервуара, включающей защиту стенок с помощью покрытий и кровли в соответствии с п. 8.2.

8.I2. Проектирование электрохимической защиты нефтяных резервуаров выполняется специальной проектной организацией. При проектировании рекомендуется использовать действующие руководящие документы РД 39-3-563-8I, РД 39-23-II47-84, РД IC2-0I2-82, ВСН-I58-83.

Таблица I3

Основные технические характеристики систем водонефтестойких лакокрасочных покрытий резервуаров

Характеристика среды	Системы покрытий	Количество слоев при пневматическом распылении	Время сушки каждого слоя при температуре I8-20°С, ч	Рабочая вязкость по ВЗ-4 при нанесении пневматическим распылением	Толщина комплексного покрытия, мкм	Растворитель	Ориентировочный срок службы в годах (не менее)
I	2	3	4	5	6	7	8
Среднеагрессивные C_2 0,2-I мг/л, H_2S до I0 мг/л	I. Грунт ВЛ-08, ГОСТ I2707-67	2	0,25	I6-20	40	РФГ-I ГОСТ I2708-67	
	Эмаль ЭП-56 ТУ 6-I0-I243-77	5	24	I2-I4	I50	р-5	5
Неагрессивные, слабоагрессивные	2. Эмаль ВЛ-5I5 ТУ I0-I052-75	7	I	I6-22	2I0	Р-60	3
	3. Грунт ВЛ-08, ГОСТ I270-67	I	0,25	I6-20	20	РФГ-I	3
	Эмаль ВЛ-5I5 ТУ 6-I0-I052-75	6	I	I6-20	I80	Р-60	3
Среднеагрессивные	4. Шпатлевка ЭП-00-I0 ГОСТ I0277-76	2	24	20-30	50	№ 646	5
	Эмаль ЭП-773 (зел) ТУ 6-I0-II52-7I	5	24	20-25	I50	№ 646	
Сильноагрессивные (покрытия испытаны для сред, содержащих	5. Грунт ХС-0I0, ГОСТ 9355-8I	I	2	25-30		Р-4 ксилол	

1	2	3	4	5	6	7	8
SO_2 до 2 мг/л, H_2S до 30 мг/л)	Краска ЭС-720, ТУ-6-10-708-74	5	2	25-30	150-180	Р-4, ксилол	
	6. Краска ХС-717, ТУ 6-10-961-75	6	2	25-30	150-180	Р-4 ксилол	
Среднеагрессивные, сильноагрессивные	7. Шпатлевка ЭП-00-10 ГОСТ 10277-76	7	24	20-30	210	№ 646, этилцеллозольв	5
Слабоагрессивные, среднеагрессивные	8. Эмаль ЭП-1155 ТУ 6-10-1085-75	5	24	30-35	220	этилцеллозольв	5
Среднеагрессивные, сильноагрессивные	9. Эмаль ЭП-5116* ТУ 6-10-1369-73	5	24	30-35	220	ксилол	5
Слабоагрессивные, среднеагрессивные	10. Эмаль ФЛ-62 (зел) ТУ 6-10-121-6-76	5	24	25-30	200	этилцеллозольв, бутилацетат в соотношении 1:1	3
Слабоагрессивные, среднеагрессивные	11. ЭП-00-10-70, в.ч.	5	24	35-40	175	Р-40	5
	ЭП-741-30 в.ч. Лак ЭП-741	1	24	16-20	25		
Слабоагрессивные, среднеагрессивные	12. Материалы на эпоксидной основе**	6	24	30-40	200	№ 646 Р-40	5

Примечание. * Для нанесения этих материалов в НПО "Лакокраспокрытие" разработана установка УНДП-2, позволяющая наносить их в 2 слоя без разведения растворителем; при отсутствии установки, неразведенную эмаль ЭП-5116 можно наносить кистью или валиком.

** При наличии у предприятий эпоксидных смол отечественного производства ЭД-16, ЭД-20 зарубежного производства Эпикот 828, Эпикот 834 (Англия), УД-128, УД-134 (фирма ТОНТО, Япония) допускается проводить антикоррозионные работы по варианту 11

Таблица I4

Системы лакокрасочных материалов для защиты внутренней поверхности резервуаров типа РВС в системе сбора, подготовки нефти и утилизации сточных вод для районов Западной Сибири (по согласованию с институтом Гипротюменнефтегаз)

Вариант покрытий	Состав покрытий	ГОСТ или ТУ	Количество слоев	Рабочая вязкость по ВЗ-4 при нанесении методом пневматического распыления при I8 °С, с	Растворитель	Норма расхода лакокрасочных материалов на I м2 при нанесении одного слоя, г	Время сушки каждого слоя, ч	Толщина покрытия, мкм
I	2	3	4	5	6	7	8	9
I	Грунтовочный слой							
	Шпатлевка ЭП-00-I0	ГОСТ I0277-62	I	25-30	Р-40, толуол № 646	I80	24	
	Отвердитель-полиэтиленполиамин - 8,5% от ЭП-00-I00	СТУ 49-2529-62						220-250
	Покрывные слои: смола ЭД-I6 (ЭД-6) 60 в.ч. или смола ЭД-20 (ЭД-5), 3-40	ГОСТ I0587-72						
	Каменноугольная смола марки А-30 в.ч.	ГОСТ 4492-69	3	25-30	толуол, ацетон	I80	24	

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Пластификатор-дибутилфталат - 3 % от ЭД-16	ГОСТ 8728-66						
	Алюминиевая пудра 10 в.ч.	ГОСТ 5494-50						
	Отвердитель-полиэтиленполиамин 8 % от ЭД-16	СТУ 49-2529-62						
II	Шпатлевка ЭП-00-10	ГОСТ 10277-62	4	25-30	Р-40, толуол	180	24	220-250
	Отвердитель-полиэтиленполиамин - 8,5 % от ЭП-00-10	СТУ 49-2529-62						
III	Грунтовочный слой							
	Грунт ХС-010	ГОСТ 9355-60	1	20-25	Р-4, ксилол	150	2	150-180
	Покрывные слои:							
	краска ХС-720	МРТУ 6-10-708-67	5	20-25	Р-4,ксилол	150	2	
	краска ХС-717		6	20-25	Р-4, ксилол			

Примечание: В I-II вариантах в качестве грунтов можно использовать фосфатирующие грунты ВЛ-02, ВЛ-08;

Температура нанесения покрытия, температура сушки не ниже 10 °С.

П Е Р Е Ч Е Н Ь
НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

I. ГОСТ 9.908-85. Коррозия металлов. Десятибальная шкала коррозионной стойкости.

2. СНиП П-28-73. Нормы проектирования. Гл. 28 Защита строительных конструкций от коррозии. - М. I980.

3. РД 39-3-669-8I. Методика оценки агрессивности нефтепромысловых сред и защитного действия ингибиторов коррозии при транспорте обводненной нефти. - Уфа: ВНИИСПТнефть, I98I.

4. РД 39-3-987-83. Методика определения и контроля агрессивности коррозионной среды при термических методах добычи нефти. - Краснодар: БНИПИТермнефть, I983.

5. ОСТ 39-I5I-83. Метод обнаружения сульфатвосстанавливающих бактерий в водах нефтепромыслов. - Уфа: ВНИИСПТнефть, I983.

6. РД 39-3-6II-8I. Методика определения и оценки локальной коррозии при лабораторных исследованиях. - Уфа: ВНИИСПТнефть, I98I.

7. РД 39-30-574-8I. Методика оценки коррозионной агрессивности и оценки совместимости с ингибиторами коррозии химреагентов, применяемых в нефтедобыче. - Уфа: ВНИИСПТнефть, I982.

8. РД 39-I-I63-79. Методика контроля зараженности сульфатвосстанавливающими бактериями закачиваемых в пласт вод и добываемой продукции. - Уфа: ВНИИСПТнефть, I980.

9. РД 39-23-I065-84. Методика оценки коррозионно-механического износа скважинного оборудования в условиях применения термических методов добычи нефти. - Баку: АзНИПИнефть, I984.

I0. Методические рекомендации по анализу нефти, нефтяных эмульсий и сточных вод. - Уфа: ВНИИСПТнефть, I980.

II. ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений. - Куйбышев: Гипровостокнефть, I986.

12. РД 39-I-I59-79. Унифицированные технологические схемы комплексов сбора и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов. - Куйбышев: Гипровостокнефть, I980.

I3. РД 39-30-I249-85. Проектирование и применение средств антикоррозионной защиты нефтегазопроводов и систем нефтегазосбора. - Грозный: СевКавНИПИнефть, ВНИИСПТнефть. I986.

I4. СТП 5I.00.02I-85. Методика прогнозирования коррозионно-опасных участков нефтесборных коллекторов. - Тюмень: Главтюменнефтегаз, I986.

I5. РД 39-3-I0I9-84. Инструкция по применению комбинированного способа защиты внутренней поверхности газопроводов от коррозии. - Уфа: ВНИИСПТнефть, I984.

I6. РД 39-30-I09I-84. Инструкция по применению технологии ингибиторной защиты от коррозии газопроводов Западной Сибири. - Уфа: ВНИИСПТнефть, I984.

I7. РД 39-30-295-79. Руководство по очистке магистральных нефтепроводов. - Уфа: ВНИИСПТнефть, I979.

I8. Инструкция по защите обсадных колонн нагнетательных скважин от внутренней коррозии. - Бугульма: ТатНИПИнефть, I976.

I9. ОСТ 39-07I-78. Система показателей качества продукции. Вода для заводнения нефтяных пластов. Номенклатура показателей. - М.: ВНИИ, I979.

20. ОСТ 39-I33-8I. Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение содержания нефти в промысловой сточной воде. - Уфа ВНИИСПТнефть, I98I.

2I. РДС 39-0I-04I-8I. Методика прогнозного определения норм качества сточных вод для внутриконтурного заводнения новых нефтяных месторождений платформенного типа. Содержание механических примесей и нефти в сточной воде. - Куйбышев: Гипровостокнефть, I98I.

22. РД 39-I-II55-84. Основные положения по качеству поверхностных пресных и промысловых сточных вод, применяемых для закачки в пласт на месторождениях Западной Сибири. - Тюмень: ВНИИ, СибНИИНП, Гипротюменнефтегаз, 1985.

23. РД 39-3-382-80. Руководство по применению ингибитора коррозии ИКНС. - Баку: АзНИПИнефть, 1980.

24. Инструкция по защите от коррозии нефтепромыслового оборудования при помощи ингибиторов И-I-А, Север-I их модификаций и типа ИД. - Куйбышев: ВНИИТнефть, 1977.

25. РД 39-3-II28-84. Инструкция по технологии применения ингибитора коррозии ВФИКС-82. - Баку: АзНИПИнефть, 1984.

26. РД 39-I-II6-78. Инструкция по технологии защиты оборудования нефтяных скважин от коррозии методом закачки ингибитора Север-I в призабойную зону пласта. - Уфа: ВНИИСПТнефть, ТатНИПИнефть, 1979.

27. РД 39-3-455-80. Методы защиты от коррозии при кислотных обработках скважин и нефтепромыслового оборудования. - Грозный: СевКавНИПИнефть, 1981.

28. РД 39-I-I23-78. Методика применения бактерицидов для подавления сульфатредукции в продуктивных пластах нефтяных месторождений объединения "Мангышлакнефть". - Шевченко: КазНИПИнефть, 1978.

29. РД 39-23-852-83. Инструкция по технологии применения реагентов НКО и АНП-2 для защиты подземного оборудования от кислотной коррозии в высокотемпературных скважинах.- Грозный: СевКавНИПИнефть, 1984.

30. ОСТ 39-099-79. Ингибиторы коррозии. Метод оценки эффективности защитного действия ингибиторов коррозии в нефтепромысловых сточных водах. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1979.

3I. РД 39-30-808-82. Инструкция по применению АНП-2 в качестве ингибитора бактериальной коррозии для защиты оборудования и коммуникаций в системе утилизации сточных вод. - Уфа: ВНИИСПТнефть, I982.

32. РД 39-3-476-80. Инструкция по применению ингибитора коррозии ИКБ-4В для защиты нефтепромыслового оборудования и коммуникаций в системе утилизации сточных вод, не содержащих сероводород. - Уфа: ВНИИСПТнефть, I98I.

33. РД 39-3-296-79. Инструкция по применению ингибиторов коррозии ИКБ-2-2 и ТАЛ-2 для защиты оборудования в системах утилизации нефтепромысловых сточных вод. - Уфа: ВНИИСПТнефть, I980.

34. РД 39-3-246-79. Инструкция по применению технологии однократных обработок трубопроводов водо- и нефтерастворимыми модификациями ингибиторов коррозии. -Уфа: ВНИИСПТнефть, I979.

35. РД 39-23-I082-84. Инструкция по технологии применения ингибиторов для защиты от локальной коррозии низконапорных водоводов системы поддержания пластового давления. - Уфа: ВНИИСПТнефть, I984.

36. РД 39-30-923-83. Методика оценки последействия пленкообразующих ингибиторов в сероводородсодержащих минерализованных средах. - Уфа: ВНИИСПТнефть, I983.

37. РД 39-3-897-83. Методика испытаний бактерицидной активности реагентов с различной растворимостью в воде. - Тюмень: СибНИИНП, I983.

38. РД 39-30-806-82. Инструкция по применению ингибитора бактериальной коррозии ДОН-2 для защиты оборудования и коммуникаций в системе утилизации сточных вод. -Уфа: ВНИИСПТнефть, I982.

39. РД 39-30-708-82. Методика оценки последействия пленкообразующих ингибиторов в водных средах. - Уфа: ВНИИСПТнефть, I982.

40. РД 39-0136252-315-86. Инструкция по технологии применения реагента ЭС-2 в качестве ингибитора коррозии для защиты нефтепромыслового оборудования. - Бугульма: ТатНИПИнефть, 1986.

41. РД 39-3-656-81. Инструкция по защите внутренней поверхности центробежных насосов для перекачки сточных вод промыслов с помощью ингибирующих композиций. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1982.

42. РД 39-23-1208-84. Инструкция по защите внутренней поверхности водоводов системы поддержания пластового давления ингибитором коррозии Север-1 по "пробковой" технологии на месторождениях Западной Сибири. - Тюмень: Гипротюменнефтегаз, 1984.

43. РД 39-3-972-83. Инструкция по применению ингибитора коррозии СК 378 для защиты трубопроводов системы сбора обводненной нефти от коррозии. -Уфа: ВНИИСПТнефть, 1984.

44. РД 39-3-711-82. Инструкция по защите от коррозии нефтепромыслового оборудования с помощью ингибитора динатрийфосфата. - Грозный: СевКавНИПИнефть, 1982.

45. Инструкция по применению ингибиторов Корексит 7755 и Корексит 7798 для защиты подземного оборудования и трубопроводов системы сбора обводненной нефти от сероводородной коррозии. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1986.

46. Временная инструкция по применению СНПХ-6016. - Бугульма: ТатНИПИнефть, 1986.

47. РД 39-30-807-82. Инструкция по применению бактерицида СНПХ-1002 для подавления жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий в призабойной зоне пласта нагнетательных скважин. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1983.

48. СНиП П-18-75. Металлические конструкции. Правила изготовления, монтажа и приемки.

49. СНиП 6,2-62. Защита технологического оборудования от коррозии. Правила производства и приемки работы.

50. ГОСТ 15140078 (СТ СЭВ 2545-80). Материалы лакокрасочные. Методы определения адгезии.

51. ГОСТ 4765-73. Материалы лакокрасочные. Метод определения прочности пленок при ударе.

52. ГОСТ 5233-67. Лаки и краски. Метод определения твердости покрытий по маятниковому прибору.

53. ГОСТ 9032-74 ЕСЗКС. Покрытия лакокрасочные. Классификация и обозначения.

54. РД 39-3-387-80. Указания по выбору и применению лакокрасочных материалов и систем покрытий для внутренней изоляции трубопроводов систем заводнения. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1980.

55. СТО 06-023-80. Технология эмалирования насосно-компрессорных труб. - Шевченко: КазНИПИнефть, 1980.

56. Инструкция по нанесению лакокрасочных покрытий на внутреннюю поверхность насосно-компрессорных труб центробежным способом. - Бугульма: ТатНИПИнефть, 1980.

57. РД 39-23-1130-84. Инструкция по нанесению лакокрасочных покрытий на внутреннюю поверхность насосно-компрессорных труб методом пневматического распыления. - Куйбышев: ВНИИТнефть, 1984.

58. РД 39-3-493-80. Инструкция по технологии нанесения покрытий из порошковых материалов на центробежные насосы и арматуру. - Бугульма: ТатНИПИнефть, 1980.

59. РД 39-3-375-80. Руководство по нанесению и применению полимерных материалов для внутренней изоляции нефтепромысловых трубопроводов в полевых условиях. -Уфа: ВНИИСПТнефть, 1981.

60. СНиП III-4-80. Техника безопасности в строительстве.

61. ГОСТ 12.3.005-75 ССБТ. Работы окрасочные. Общие требования безопасности.

62. РД 39-3-1198-84. Инструкция по технологии остеклования насосно-компрессорных труб. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 1984.

63. РД 39-3-1292-85. Технология покрытия эпоксидно-каучуковой композицией с активным разбавителем насосно-компрессорных труб. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 1985.

64. СН 550-82. Инструкция по проектированию технологических трубопроводов из пластмассовых труб. – М.: Стройиздат, 1983.

65. Временные рекомендации по применению трубопроводов из термопластов взамен металлических на объектах обустройства нефтяных месторождений.– Куйбышев: Гипровостокнефть, 1982.

66. СН 478-80. Инструкция по проектированию и монтажу сетей водоснабжения и канализации из пластмассовых труб. – М.: Стройиздат, 1981.

67. СН 493-77. Инструкция по проектированию и строительству подземных газопроводов из неметаллических труб. – М.: Стройиздат, 1977.

68. РД 39-0147103-331-86. Руководство по технологии монтажа трубопроводов из полиэтиленовых труб на нефтегазопромыслах. –Уфа: ВНИИСПТнефть, 1985.

69. РД 39-22-113-76. Временные правила защиты от проявления статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной промышленности.

70. РД 39-3-611-81. Методика оценки коррозионной агрессивности нефтепромысловых сред и защитного действия ингибиторов коррозии при помощи коррозиметров. –Уфа: ВНИИСПТнефть, 1981.

71. РД 39-3-16-77. Инструкция по подготовке и антикоррозионной защите внутренней поверхности промысловых резервуаров.– Тюмень: Гипротюменнефтегаз, 1978.

72. РД 39-1-75-78. Руководство по технологии нанесения защитных покрытий на внутреннюю поверхность резервуаров и технологичес-

ких аппаратов на промыслах. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1978.

73. РД 39-3-563-81. Руководство по расчету, монтажу и эксплуатации систем протекторной защиты нефтяных резервуаров. – Волгоград: ВНИИСТ, ВИСИ (Волгоградский инженерно-строительный институт). 1983.

74. РД 39-30-968-83. Инструкция по ремонту трубопроводов и резервуаров с помощью полимерных клеевых композиций. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1984.

75. РД 39-23-1147-84. Инструкция по комплексной защите от коррозии внутренней поверхности строящихся промысловых резервуаров вертикальных сварных. – Тюмень: Гипротюменнефтегаз, 1985.

76. ВСН 158-83. Инструкция по протекторной защите внутренней поверхности нефтяных резервуаров от коррозии. – Москва: ВНИИСТ, 1983.

77. РД 39-3-1314-85. Инструкция по плазменному напылению коррозионно-стойких покрытий на детали центробежных насосов и арматуры систем поддержания пластового давления и утилизации сточных вод. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 1985.

78. РД 39-3-1042-84. Инструкция по технологии футерования полиэтиленом металлических труб для транспортирования промысловых сточных вод. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 1984.

79. РД 39-0147585-335-86. Инструкция по технологии футерования полиэтиленом стальных труб. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 1986.

80. РД 39-0147585-336-86. Инструкция по технологии соединения стальных труб, футерованных полиэтиленом. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 1986.

81. РД 39-1-900-83. Руководство по конструированию и выводу систем сбора нефти и нефтяного газа на оптимальный режим их работы в соответствии с изменяющимися условиями разработки нефтяных месторождений. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1983.

82. РД 39-0147014-348-86. Методические указания по определению экономической эффективности средств борьбы с коррозией и отложениями и средств неразрушающего контроля нефтепромыслового оборудования. - Куйбышев: ВНИИТнефть, 1986.

83. РД 39-0147103-347-86. Технология предотвращения "ручейковой" коррозии в системах нефтесбора. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1986.

СОДЕРЖАНИЕ Стр.

I. Общие положения 4
2. Классификация коррозионных сред нефтяной промышленности по степени агрессивного воздействия 8
3. Технологические методы предотвращения коррозии I8
Основные положения I8
Технологические методы предотвращения коррозии системы сбора продукции нефтяных скважин I9
Определение условий существования водных скоплений в нефтегазопроводах 20
Определение участков, наиболее подверженных коррозии. Применение технологических методов защиты нефтегазопроводов 27
Промысловые газопроводы. Выбор диаметров газопроводов 33
Требования к качеству подготовленного газа 37
Система водоснабжения, канализации, заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству воды 39
4. Антикоррозионная изоляция внутренней поверхности нефтегазопромыслового оборудования и трубопроводов защитными покрытиями 4I
Требования к трубопроводам, подлежащим защите от коррозии лакокрасочными материалами в полевых условиях 47
Требования и использование труб с защитными покрытиями, наносимыми в цеховых условиях по технологиям ТатНИПИнефть 48
5. Технология и техника ингибиторной защиты 49
Ингибиторы коррозии. Номенклатура. Области эффективного использования 49

		Стр.
	Технология и техника ингибиторной защиты скважин	64
	Технология и техника ингибиторной защиты систем нефтесбора	67
	Технология и техника ингибиторной защиты системы подготовки и утилизации нефтепромысловых вод	74
	Технология и техника ингибиторной защиты газопроводов	75
6.	Применение труб из неметаллических материалов	75
7.	Контроль скорости коррозии оборудования и эффективности средств защиты	78
	Методы контроля коррозии и защиты. Материалы, оборудование, приборы	78
	Места установки контрольных образцов	83
8.	Защита от коррозии внутренней поверхности строящихся промысловых резервуаров	83
	Выбор систем покрытий для защиты внутренней поверхности резервуаров и технологических аппаратов	93
	Системы электрохимической защиты нефтяных резервуаров от коррозии	94
	Перечень нормативно-технической документации	99

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

РУКОВОДСТВО

ПО ПРИМЕНЕНИЮ АНТИКОРРОЗИОННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ
ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ПРОЕКТОВ ОБУСТРОЙСТВА И
РЕКОНСТРУКЦИИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

РД 39-0147103-362-86

Издание ВНИИСПТнефти

450055, г.Уфа, пр.Октября, 144/3

Подписано к печати 19.01.87 г.
Формат 90 х 60/16. Уч.-изд.л. 5,5. Тираж 200 экз.
Заказ 3

Ротапринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru