АЗНИПИНЕФТЬ

РУКОВОДСТВО

ПО ПРИМЕНЕНИЮ ИНГИБИТОРА

КОРРОЗИИ ИКНС-АЗНИПИНЕФТЬ

РД-39-3-382-80

БАКУ - 1980г.

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОРДЕНА ЛЕНИНА ОБЪЕДИНЕНИЕ "АЗНЕФТЬ"

ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ АЗЕРБАЙДЖАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ (АЗНИПИНЕФТЬ)

УТВЕРЖДАЮ
ЗАМЕСТИТЕЛЬ МИНИСТРА
НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
_____Э.М.ХАЛИМОВ
"31" III 1980г.

Р У К О В О Д С Т В О

по применению ингибитора коррозии ИКНС-АзНИПИнефть

РД 39-3-382-80

1980г.

УДК 620.197.3

АННОТАЦИЯ

В руководстве изложена технология применения ингибитора коррозии ИКНС-АзНИПИнефть, предназначенного для защиты оборудования нефтяных и газовых скважин, систем сбора нефти и газа.

Приведена краткая техническая характеристика ингибитора коррозии ИКНС-АзНИПИнефть, изложены способы подачи ингибитора в скважины, технология обработки и методы, определяющие эффективность применения ингибитора.

Организация-разработчик: Ордена Трудового Красного Знамени Азербайджанский государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности (АзНИПИнефть).

Руководство разработано сотрудниками лаборатории нефтепромысловой химии и коррозии АзНИПИнефть к.т.н. Субботиным М.А. к.х.н. Манаховой Т.Х. и м.н.с. Хилларовым А.Г.

© АзНИПИнефть, 1980

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

РУКОВОДСТВО
по применению ингибитора коррозии ИКНС-АзНИПИнефть
РД 39-3-382-80

Приказом Министерства нефтяной промышленности № 215
от "28" апреля 1980г.
Срок введения установлен с "01" 06 1980г.

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.

На многих нефтяных месторождениях СССР коррозии стального оборудования вызывается, главным образом, нефтегазоводными системами, содержащими высокоминерализованные пластовые воды, добываемые совместно с нефтью. Интенсивность коррозии в этих системах во многих случаях повышается присутствием в них в растворенном состоянии агрессивных газов: сероводорода, углекислого газа и кислорода.

В настоящее время одним из основных видов защиты металлов от коррозии является ингибиторная защита, т.е. использование различных типов ингибиторов (замедлителей) коррозии. В зависимости от характера и типа коррозионного процесса (сероводородная, кислородная, углекислотная и др.) применяются соответствующие виды ингибиторов коррозии.

На нефтяных месторождениях Азербайджана, находящихся в поздней стадии разработки и на аналогичных месторождениях дру-

гих нефтяных районов, вследствие высокой обводненности нефтяных залежей коррозии подвергается все подземное оборудование эксплуатационных скважин и оборудование внутрипромысловой системы нефтегазосбора.

В этих условиях ингибиторная защита является наиболее простым, технологичным и высокоэкономичным способом борьбы за повышение работоспособности нефтяного оборудования.

Настоящее руководство предназначено для организации и проведения антикоррозионных работ в нефтяных и газовых скважинах и на объектах системы внутрипромыслового сбора и транспорта нефти с использованием ингибитора коррозии ИКНС-АзНИПИнефть.

I. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИНГИБИТОРА

I.I. Ингибитор представляет собой легкоподвижную жидкость не растворимую в воде и слабо растворимую в нефти, обладающую высокими адсорбционными свойствами к поверхности металла.

I.2. Получается из жирных кислот, тяжелых масел и этиловой фракции.x)

I.3. Ингибитор коррозии ИКНС-АзНИПИнефть выпускается по ТУ 6-03-458-78, утвержденным ВПО "Союзазот" (Рег. № I884332 ВИФС от 23.I0.78г.).

---

x)отходы производственного Невинномысского объединения "Азот".

I.4. Ингибитор выпускается двух марок: А и Б. Марка А предназначена для использования в теплой и жаркой климатической зоне, а марка Б - для использования в умеренной климатической зоне (ГОСТ I6350-70).

Запись при заказе: ИКНС-АзНИПИнефть (А)

ИКНС-АзНИПИнефть (Б)

I.5. Ингибитор упаковывается и транспортируется в железнодорожных цистернах и автоцистернах из углеродистых сталей. Маркировка производится в соответствии с ГОСТ I4192-7I.

I.6. Ингибитор изготовляется в заводских условиях и в дальнейшем не требуется дополнительных операций по его подготовке к применению (разбавление, перемешивание, подогрев и т.д.)

I.7. Производители ингибитора:

- Невинномысское объединение "Азот";
- Нижнетагильское объединение "Уралхимпласт".

I.8. Стоимость ингибитора ИКНС-АзНИПИнефть - 80 рублей за тонну.

I.9. Основные физико-химические показатели ингибитора.

Таблица I.I.

Показатели	Марка А	Марка Б
I	2	3
Цвет	темно-коричневый	
Запах	слабый, специфический	

Продолжение таблицы I.I.

I	2	3
Содержание компонентов	по ТУ 6-03-456-78	
Содержание влаги в продукте, %, не более	I0	I2
Плотность, г/см^3	0,94-0,97	0,92-0,95
Вязкость при 20^{0}С по ВЗ-4, с	40-I00	30-I00
Температура застывания, ^{0}С	-8	-20
Температура вспышки, ^{0}С	I07	I05
Температура воспламенения, ^{0}С	220	215
Растворимость:		
в нефти	ограниченная	
в воде	нерастворим	

I.I0. Контроль качества ингибитора, поступающего из завода-изготовителя, производится по методике, изложенной в ТУ 6-03-458-78.

2. НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ИНГИБИТОРА

2.I. Ингибитор коррозии ИКНС-АзНИПИнефть предназначен для защиты от коррозии подземного оборудования нефтяных и газовых скважин и объектов внутрипромыслового транспорта нефти и и газа, контактирующего с агрессивной продукцией.

2.2. Ингибитор применяется для подавления или торможения коррозионных процессов в нефтегазоводных системах, содер-

жащих высокоминерализованные пластовые (жесткие и щелочные) или промысловые сточные воды с общей минерализацией до 180 г/л в присутствии углекислого газа и кислорода в любых концентрациях и сероводорода до 100 мг/л. x) Содержание сероводорода в газовой продукции допускается до 0,005% объемных.

2.3. Оптимальная дозировка ингибитора, обеспечивающая защитный эффект на уровне 95-98%, устанавливается в зависимости от интенсивности коррозионного процесса и составляет:

а) при систематической подаче:

- при $\rho < 0{,}5$ г/м^2·ч (до 0,55 мм/год) - 50-70 г на 1 м^3 продукции;
- при $\rho = 0{,}5$-1,0 г/м^2·ч (0,55-1,1 мм/год) - 80-100 г на 1 м^3 продукции;
- при $\rho > 1{,}0$ г/м^2·ч (свыше 1,1 мм/год) - 120-150 г на 1 м^3 продукции;

б) при периодической обработке всей поверхности оборудования расход ингибитора составляет 200 г на 1 м^2 поверхности.

2.4. В каждом конкретном случае перед использованием ингибитора производится исследование его эффективности в лабораторных или промысловых условиях на нефтегазоводных системах данного нефтяного месторождения и уточняется оптимальная дозировка.

2.5. Ингибитор обеспечивает защиту следующих видов нефтепромыслового оборудования:

- подземного, включая: обсадные колонны, насосно-компрессорные трубы, глубиннонасосные штанги, ВГИ, ЭЦН, защитные приспособления к насосам и др;

---

x) При содержании H_2S более 100 мг/л ингибитор ИКНС-АзНИПИнефть может быть применен в комплексе с 10% ингибиторов И-1-В или АНПО

– наземного, включая: устьевую арматуру скважин, выкидные линии, групповые замерные установки, сборные нефтепромысловые коллектора, газосепараторы, водоотделители и др.

2.6. При использовании ингибитора для защиты подземного оборудования температура в скважине должна быть в пределах:

– для марки А от +35 до +130°С;

– для марки Б от +20 до +130°С.

2.7. При защите внутренней поверхности наземного оборудования температура транспортируемой продукции должна быть:

– для марки А не ниже +15°С;

–для марки Б не ниже +10°С.

В умеренно холодной климатической зоне в зимнее время использование ингибитора для защиты неутепленных трубопроводов и других объектов не рекомендуется.

3. ВЫБОР ОБЪЕКТОВ И ПОДГОТОВКА ОБОРУДОВАНИЯ К ИНГИБИТОРНОЙ ЗАЩИТЕ

3.1. При выборе скважин и объектов системы внутрипромыслового транспорта нефти необходимо внимательно изучить их эксплуатационные данные, техническое состояние оборудования, состав нефтегазводной системы, химический состав агрессивной среды, наличие сопутствующих физико-химических процессов (солеи парафиноотложение, гидратообразование), возможность образования "сальников" в межтрубном пространстве, плотных отложений продуктов коррозии и глубоких коррозионных поражений и др.,

на основе чего решить вопрос о целесообразности проведения ингибиторной защиты.

3.2. Ингибиторная защита оборудования может быть осуществлена без предварительной подготовки его поверхности, если техническое состояние оборудования удовлетворительное (отсутствие глубоких питтингов, язв, отложений продуктов коррозии, солей, парафина и др.) и при этом нет опасности в нарушении режима эксплуатации объектов.

3.3. В случае неудовлетворительного технического состояния и наличия причин, вызывающих дополнительные осложнения, ингибиторная защита может быть начата при осуществлении подготовительных работ:

- шаблонирование обсадных колонн;

- устранение дефектов в обсадной колонне;

- полная или частичная замена изношенного оборудования, в том числе: колонн подъемных труб, штанг, выкидных линий, участков трубопроводов и др;

- устранение осадков из продуктов коррозии, минеральных солей, парафина и т.д. механическими или химическими средствами.

4. СПОСОБЫ ПОДАЧИ ИНГИБИТОРА И ТЕХНОЛОГИЯ ЗАЩИТЫ ОБОРУДОВАНИЯ

Способы подачи ингибитора в скважины и технология обработки подземного оборудования

4.1. Ингибитор ИКНС-АзНИПИнефть может подаваться в

фонтанные (нефтяные и газовые), газлифтные и глубиннонасосные скважины:

- систематически;
- периодически.

4.2. Систематическая подача предусматривает постоянное введение ингибитора в кольцевое пространство между обсадной колонной и подъемным лифтом скважины, исходя из нормы расхода на I $м^3$ добываемой продукции по п.2.3.

4.3. Систематическая подача осуществляется с помощью дозаторных насосов или блочных автоматизированных установок.

4.4. Периодическая подача ингибитора предусматривает единовременное создание защитной пленки на всей поверхности подземного оборудования от забоя до устья, в устьевой арматуре и в выкидной линии.

4.5. Способ периодической подачи основан на свойстве ингибитора ИКНС-АзНИПИнефть создавать длительно сохраняющуюся защитную пленку, не смываемую потоком добываемой нефтегазоводной продукции в течение длительного времени (I-3 месяца).

4.6. Способ периодической подачи ингибитора имеет большие преимущества перед систематической дозировкой, так как устраняет необходимость в организации дозаторных пунктов и их обслуживание. Он является основным способом при осуществлении ингибиторной защиты подземного оборудования скважин и других объектов, разбросанных на больших территориях.

4.7. Технология обработки подземного оборудования зависит от способа эксплуатации скважины и конструкции подъемного лифта.

4.8. Периодическая подача ингибитора в скважины про-

изводится с помощью передвижных агрегатов ЦР-500 или заливочного агрегата и автоцистерны.

4.9. Подача ингибитора осуществляется по специальным графикам в течение 1-3 месяцев при нормальной эксплуатации скважины без ее остановки.

Периодичность подачи зависит от скорости потока добываемой или транспортируемой продукции (дебита), ее характера (преобладание нефти, воды или газа). При добыче и транспорте продукции, в которой преобладает водная фаза (более 70%), при скорости потока до 0,2 м/с периодичность между обработками составляет в среднем 3 месяца; при скорости потока до 0,5 м/с - 2 месяца; при скорости потока до 1 м/с - 1 месяц. В системах, где преобладает газовая фаза (более 80%), период между обработками составляет 4-6 месяцев.

4.10. Расчет потребного 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, определяется по формуле:

$$P = q \times S , \qquad (4.1.)$$

где S - суммарная поверхность элементов защищаемого оборудования, $м^2$;

q - норма расхода ингибитора на 1 $м^2$ поверхности, кг.

4.11. Для определения поверхности защищаемого оборудования в таблице 4.1. приведены данные о расчетной поверхности 1 погонного метра некоторых размеров обсадных и насосно-

Таблица 4.I

Трубы обсадные			Трубы насосно-компрессорные					Штанги		
Номинальный диаметр, дюйм	Внутренний диаметр, мм	Внутренняя поверхность I пог. м, $м^2$	Номинальный диаметр, дюйм	Диаметр, мм		Поверхность, $м^2$		Диаметр штанг		Поверхность I пог. м, $м^2$
				Наружный	Внутренний	Наружная	Внутренняя	дюйм	мм	
4	I03	0,323	I I/2	48,3	40,3	0,I5I	0,I26	5/8	I6	0,050
5	I26	0,396	2	60,3	50,3	0,I88	0,I57	3/4	I9	0,060
6	I48	0,460	2 I/2	73,0	62,0	0,229	0,I95	7/8	22	0,069
7	I75	0,549	3	88,9	75,9	0,279	0,239	I	25	0,078
8	200	0,628	3 I/2	I0I,6	88,6	0,320	0,279			
I0	252	0,79I	4	II4,3	I00,3	0,358	0,3I4			
I2	303	0,95I								
I6	402	I,260								

компрессорных труб, а также глубинонасосных штанг.

4.12. Для подачи ингибитора в скважину на задвижке затрубного пространства устанавливается специальный сосок с обратным клапаном, к которому присоединяется выкид насоса заливочного агрегата гибким соединением или резиновым шлангом (при отсутствии давления).

Обработка фонтанирующих нефтяных скважин.

4.13. В зависимости от конструкции лифта ингибитор может подаваться либо в затрубное пространство через обратный клапан на задвижке (при однорядном лифте), либо в затрубное и кольцевое пространство между первым и вторым рядом труб (при двухрядном лифте). В обоих случаях должно быть обеспечено предупреждение выброса ингибитора после отключения агрегата, а а также предусмотрено жесткое соединение между агрегатом и задвижкой затрубного пространства(рис. 1).

4.14. Поданный, исходя из расчета, ингибитор должен быть продавлен нефтью до башмака первого и второго рядов лифте с тем, чтобы он мог быть увлечен потоком фонтанирующей жидкости внутрь подъемного лифта и была бы обеспечена обработка ингибитором внутренней поверхности труб подъемного лифта, фонтанной арматуры и выкидной линии.

4.15. В некоторых случаях, когда в затрубном пространстве нет накоплений воды, операция по продавке ингибитора нефтью может быть исключена.

Обработка оборудования фонтанирующих газовых и газоконденсатных скважин

4.16. Подача ингибитора, взятого из расчета обработки

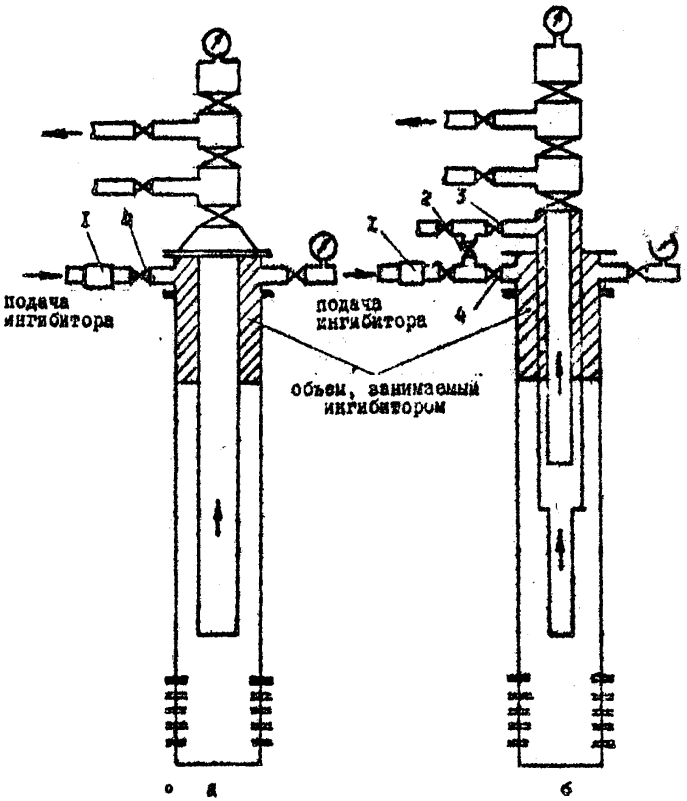

Рис. I. Схема подачи ингибитора в фонтанирующие нефтяные скважины:

а - при однорядном лифте;

б - при двухрядном лифте.

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

всей поверхности подземного оборудования газовой скважины, осуществляется через обратный клапан на задвижке затрубного пространства порциями по 200-300 кг с интервалом 10-15 минут (рис. 2).

4.17. Ингибитор, стекая в кольцевом пространстве между подъемными трубами и обсадной колонной, смачивает стенки колонны и наружную поверхность подъемных труб, образуя защитную пленку. Поступая порциями к башмаку подъемного лифта, ингибитор увлекается потоком фонтанирующего газа или газоконденсата внутрь подъемного лифта и далее в арматуру и выкидную линию, обеспечивая образование защитной пленки на всем пути следования.

Обработка оборудования газлифтных скважин

4.18. Подача ингибитора в скважину может быть осуществлена либо в затрубное пространство (при однорядном лифте), либо в кольцевое пространство между первым и вторым рядом труб и в затрубное пространство (при двухрядном лифте) (рис. 3).

4.19. В затрубное пространство (при однорядном лифте) и в кольцевое пространство (при двухрядном лифте) ингибитор подается малыми порциями по 50-60 кг в целях предупреждения вспенивания нефтирования из-за возможной задержки поступления рабочего агента. Интервалы между подачей порции ингибитора должны быть не менее 25-30 минут.

4.20. При эксплуатации газлифтной (эрлифтной) скважины двухрядным или комбинированным лифтом, особенно в зимний период, во избежание забивания кольцевого пространства между первым и вторым рядом и пусковых клапанов используется ингибитор ИКНС-АзНИПИнефть только марки Б, разбавленный керосином или дизельным топливом в соотношении 1:1.

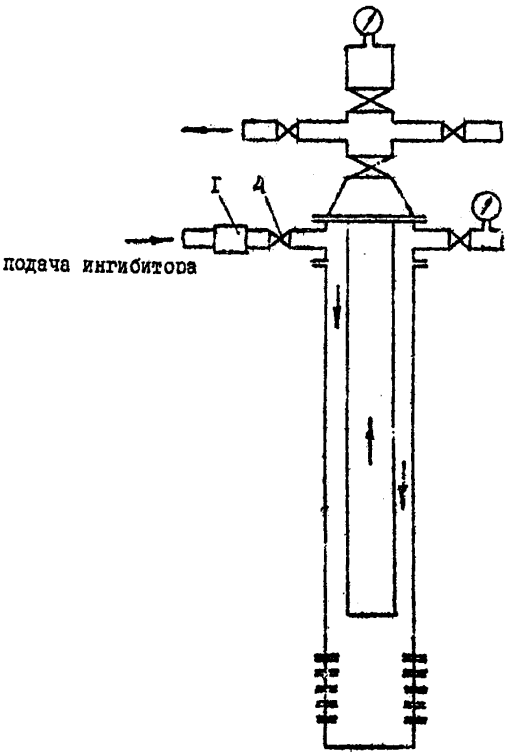

Рис. 2. Схема подачи ингибитора в газоконденсатную скважину:
I - обратный клапан; 4 - задвижка затрубного пространства.

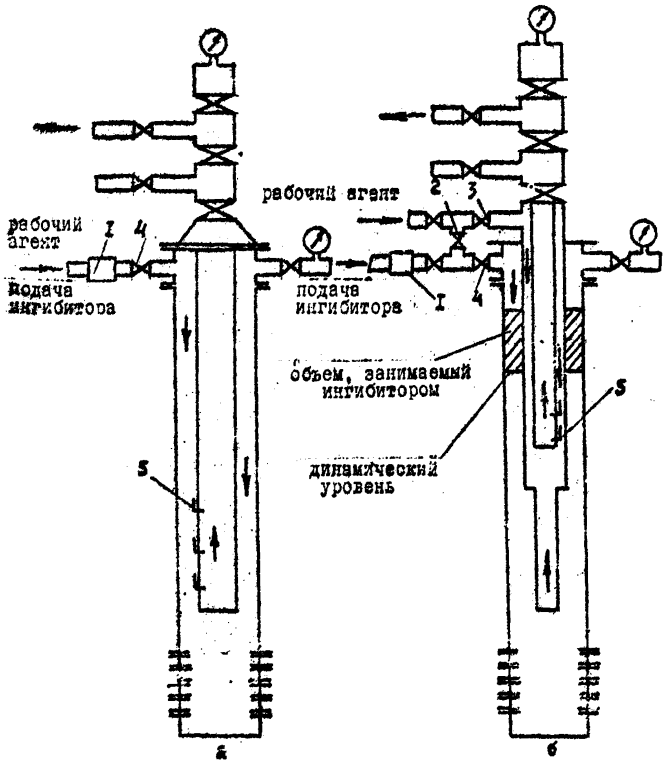

Рис. 3. Схема подачи ингибитора в газлифтную скважину.

а - при однорядном лифте;

б - при двухрядном лифте.

I-обратный клапан; 2-средняя заглушка; 3-заглушка кольцевого пространства; 4-заглушка затрубного пространства; 5-пусковые клапана

4.21. При эксплуатации газлифтной (эрлифтной) скважины двухрядным лифтом обработке подземного оборудования разбивают на два этапа. Вначале ингибитор подается в кольцевое пространство между первым и вторым рядами труб, а затем (после увлечения ингибитора в трубы второго ряда и восстановления режима) в затрубное пространство. Расчет расхода ингибитора задается раздельно на каждую операцию.

4.22. После подачи ингибитора в затрубное пространство необходимо учитывать положение динамического уровня жидкости в нем и произвести продавку ингибитора в скважину первого ряда труб расчетным количеством нефти. Операция продавки должна производиться подачей небольших порций нефти (1,0-1,2 т) с интервалом 15-20 минут.

4.23. Периодичность обработки ингибитором кольцевого пространства между первым и вторым рядом лифта должна быть в 2 раза меньше, чем периодичность обработки затрубного пространства.

Обработка оборудования глубиннонасосных скважин

4.24. Подача расчетного количества ингибитора осуществляется агрегатом ЦР-500 в затрубное пространство скважины через сосок на задвижке. Соединение агрегата должно быть жестким (если имеется давление), либо гибким - с помощью резинового шланга (при отсутствии давления в затрубном пространстве) (рис. 4.).

4.25. Поданный в скважину ингибитор, стекая в кольцевом пространстве, смачивает поверхность обсадной колонны и наруж-

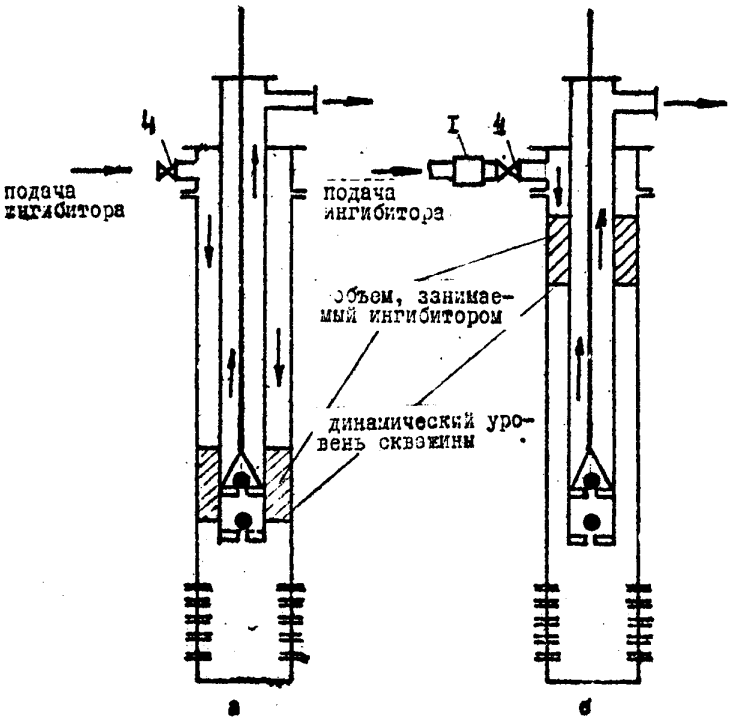

Рис. 4. Схема подачи ингибитора в глубинно-насосные скважины.

а - при низком динамическом уровне;

б - при высоком динамическом уровне.

I - обратный клапан; 4 - задвижка затрубного пространства.

ную поверхность подъемных труб. Достигая приема глубинного насоса, он увлекается в подъемные трубы, образуя защитную пленку на внутренней поверхности труб, на поверхности штанг, в насосе и выкидной линии.

4.26. При обработке глубиннонасосной скважины необходимо учитывать положение динамического уровня в затрубном пространстве. Если динамический уровень находится вблизи приема глубинного насоса, дополнительных операций по проданке ингибитора не производится.

При динамическом уровне выше приема глубинного насоса на 100-150 м после подачи ингибитора в затрубное пространство производится подкачка нефти или воды в расчетном объеме с целью оттеснения его к приему насоса.

4.27. Примеры расчета потребного количества ингибитора для защиты подземного оборудования и части наземного и последовательность операций при обработке приводятся в приложениях 1-4 для различных категорий скважин.

4.28. В течение года эксплуатации каждая коррозионная скважина в среднем обрабатывается ингибитором 4-12 раз. Если за это время полностью прекратилась ремонтность, связанная с заменой элементов подземного оборудования из-за коррозионных поражений, обработку следует прекратить на 3-6 месяцев до очередного ремонта, после чего при необходимости возобновить подачу ингибитора для восстановления защитной пленки.

Способы подачи ингибитора и технология обработки внутрипромысловых трубопроводов

4.29. Ингибитор ИКНС-АзНИПИнефть вводится в транспор-

тируемую продукцию на головном участке трубопровода (после групповой замерной установки).

4.30. Подача ингибитора в трубопроводы внутрипромыслового транспорта нефти может производиться путем систематической дозировки, исходя из нормы расхода на I $м^3$ транспортируемой продукции (по п.2.3.), либо периодически, для однократной обработки всей внутренней поверхности.

4.31. Технологическая схема подачи ингибитора в трубопровод при систематической дозировке представлена на рис. 5, а при периодической обработке - на рис. 6.

4.32. Для осуществления систематической подачи ингибитора на головном участке трубопровода организуется дозаторный пункт, состоящий из емкости для хранения ингибитора, дозаторного насоса типа НД-1000/10 или блочной автоматизированной установки типа БР-2,5М (БР-10).

4.33. Емкость для хранения ингибитора подбирается в зависимости от суточного расхода с учетом запаса на 15-25 дней.

4.34. При осуществлении систематической дозировки ингибитора в начальный период работы в течение 5-10 часов в зависимости от протяженности трубопровода подается ударная доза, в 1,5-2 раза превышающая оптимальную норму расхода.

4.35. Периодическая обработка внутренней поверхности трубопровода производится с помощью передвижных насосных агрегатов (ЦР-500, ЦА-400 и др.) путем подачи в трубопровод расчетного количества ингибитора, который затем проталкивается в виде поршнеобразной "пробки" транспортируемой жидкостью (нефтегазоводной системой).

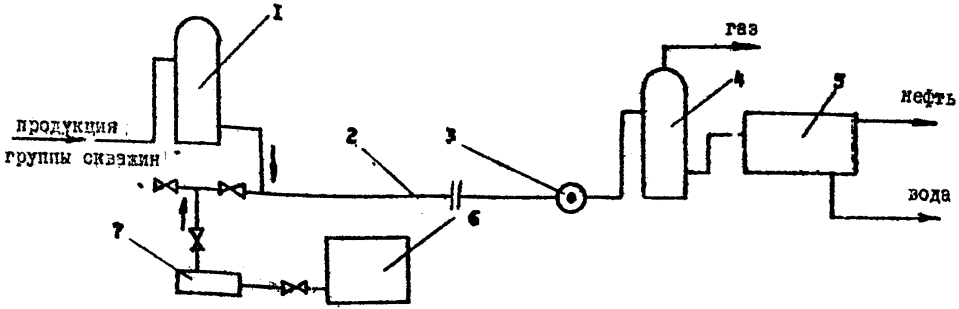

Рис.5.Схема подачи ингибитора в нефтепромысловый коллектор.
I-групповая замерная установка; 2-нефтесборный коллектор;
3-пункт контроля; 4-газосепаратор; 5-водоотделитель;6-емкость для ингибитора; 7- дозаторный насос или установка типа БР.

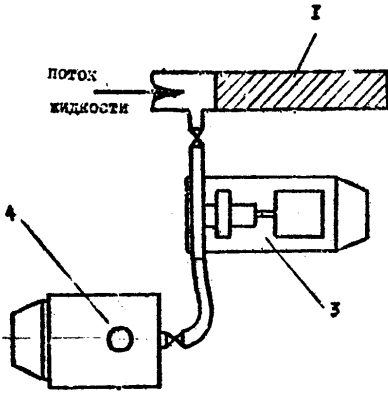

Рис. 6. Схема однократной обработки трубопроводов
I - объем, занимаемый ингибитором в трубопроводе;
2 - трубопровод;
3 - заливочный агрегат.

4.36. Потребное количество ингибитора в зависимости от диаметра трубопровода и его протяженности рассчитывается в соответствии с нормой расхода на I $м^2$ поверхности по формуле 4.I.

4.37. Периодичность обработки зависит от скорости потока, характера транспортируемой продукции и в среднем составляет I-3 месяца (п. 4. .9.).

4.38. В случае использования ингибитора ИКНС-АзНИПИнефть для однократных обработок трубопроводов по методике ВНИИСПТнефти расчет потребного количества ингибитора и периодичность обработок может быть произведен по РД 39-3-246-79.

4.39. Не допускается использование ингибитора ИКНС-АзНИПИнефть при защите трубопроводов, подающих сточные воды в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления при низкой проницаемости продуктивных объектов (I00-I50 мд).

5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАЩИТНОГО ДЕЙСТВИЯ ИНГИБИТОРА

5.I. Определение эффективности защитного действия ингибитора в лабораторных и промысловых условиях может производиться по "Унифицированной методике ВНИИСПТнефти", Уфа, I976г. и по РД 39-3-246-79.

5.2. Учитывая специфику эксплуатации оборудования нефтяных и газовых скважин, определение эффективности ингибиторной защиты рекомендуется производить по двум показателям: снижению интенсивности коррозионного процесса и по увеличению работоспособности подземного оборудования.

5.3. Определение интенсивности коррозионного процесса в нефтегазоводных системах производится измерением скорости коррозии до и в период применения ингибитора с помощью стальных образцов-свидетелей или путем измерения ее с помощью коррозиметрического устройства Р-5035.

5.4. Образцы-свидетели устанавливаются в выкидной линии на устье скважины с помощью цилиндрического пластиассового устройства (для фланцевого соединения-рис.7) или деревянной рамки длиной 190-200 мм (для муфтового соединения-рис.8).x) Ширина рамки соответствует внутреннему диаметру трубы и вставляется в нее с усилием. Размер образцов-свидетелей для выкидной линии 2 1/2" - 40х20х3 мм. Для других размеров выкидных линий ширина рамки и размеры образцов соответственно изменяются.

5.5. Для более точной оценки защитного действия ингибитора рекомендуется образцы-свидетели изготавливать из материала защищаемого оборудования.

5.6. Работы по подготовке образцов к испытанию и после него проводятся в лабораторных условиях. Отшлифованные образцы обезжириваются спиртобензольной смесью (1:1) или ацетоном.

5.7. Обезжиренные образцы упаковывают в фильтровальную бумагу и выдерживают в эксикаторе в течение 2-3 часов, после чего взвешивают на аналитических весах с точностью до 0,1 мг.

5.8. Количество контрольных образцов-свидетелей, установленных в выкидную линию с помощью устройств, указанных на рис. 7 и 8, должно быть не менее 3-4.

Рекомендуемый срок испытания образцов не менее 15 суток.

---

x) При периодической обработке образцы устанавливаются непосредственно перед подачей ингибитора.

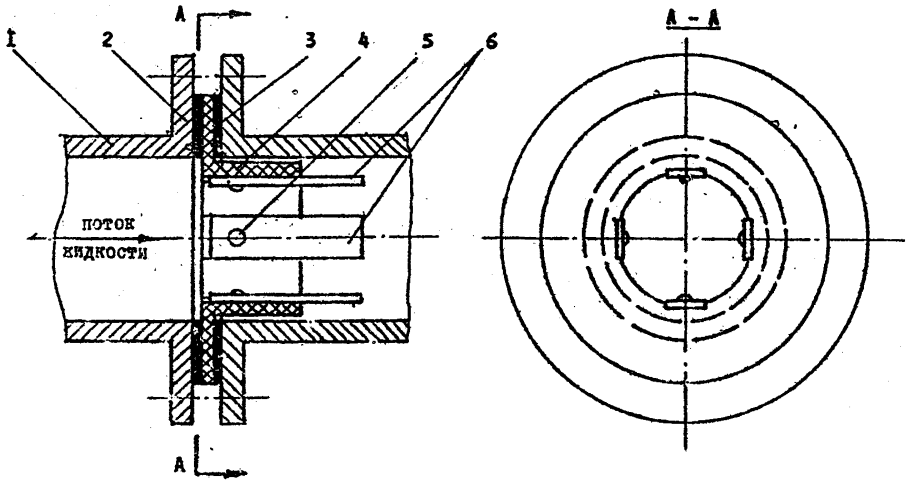

Рис. 7. Схема установки цилиндрического пластмассового устройства с образцами-свидетелями в трубопровод при фланцевом соединении.
1 - трубопровод; 2 - фланец; 3 - уплотнение; 4 - цилиндрическое устройство; 5 - крепежный винт; 6 - образцы-свидетели.

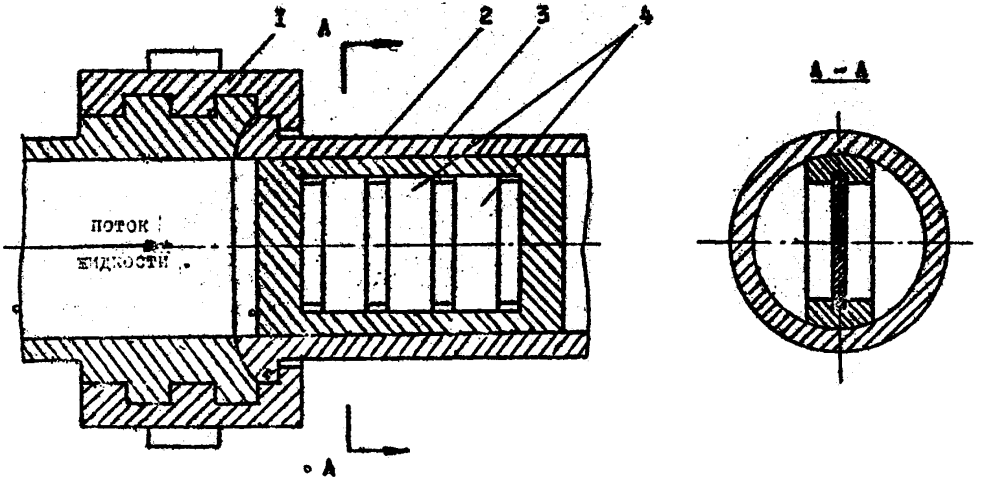

Рис. 8. Схема установки деревянной рыбки с образцами-свидетелями в выкидную линию при муфтовом соединении.
1 - накидная гайка; 2 - рамка для установки образцов;
3 - выкидная линия; 4 - образцы-свидетели.

5.9. После извлечения рамки и устройства из выкида скважины образцы-свидетели упаковываются в пергаментную бумагу и доставляются в лабораторию.

5.10. Поверхность образцов очищается от нефтепродуктов и смолистых осадков органическим растворителем (бензин, уайт-спирит), обрабатывается в ингибированной соляной кислоте (10% раствор соляной кислоты с добавкой 3% формалина) для снятия продуктов коррозии и минеральных солей. Затем образцы промываются водой для удаления остатков кислоты, высушиваются, обезжириваются спирто-бензольной смесью и после 2-3 часовой выдержки в эксикаторе взвешиваются.

5.11. Скорость коррозии определяется по формуле:

$$\rho = \frac{m_1 \cdot m_2}{S \cdot \tau} \cdot 10000, \qquad (5.1)$$

где ρ - скорость коррозии, г/м^2·ч;

m_1 - масса образца до испытания, г;

m_2 - масса образца после испытания, г;

S - площадь поверхности образца, см^2;

τ - продолжительность испытания, ч.

5.12. Зная скорость коррозии до и после подачи ингибитора, оценку эффективного действия определяют по формуле:

$$z = \frac{\rho_0 - \rho}{\rho_0} \cdot 100, \qquad (5.2)$$

где z - защитное действие ингибитора, %;

ρ_0 - скорость коррозии стали до применения ингибитора, г/м^2·ч.

ρ - скорость коррозии стали после применения ингибитора, $г/м^2 \cdot ч$.

5.13. Защитное действие ингибитора вычисляется как среднее из результатов трех параллельных определений.

5.14. Эффективность защиты ингибиторами следует также определять по фактической работоспособности подземного оборудования (труб и штанг) до и после применения ингибитора.

5.15. По данным промысловой документации, на основе сопоставления ремонтности скважин, связанной с заменой вышедших из строя элементов колонны труб или штанг, с учетом простоев скважины, числа ремонтов, количества замененных элементов колонны труб и штанг до и после применения ингибитора в каждой скважине, определяют фактическое увеличение межремонтного периода работы скважины, срока службы колонны труб или штанг за счет ингибиторной защиты и устанавливают объем сэкономленного оборудования.

Данные техдокументации за равные промежутки времени до и в период применения ингибитора записываются в таблицу (приложение 5).

5.16. В скважинах с большим межремонтным периодом (более одного года) о защитном эффекте ингибитора можно судить также контролем изменения количества ионов железа в продукции (воде, конденсате), поступающей из скважины (до и после применения ингибитора).

5.17. Концентрация ингибитора коррозии ИКНС-АзНИПИнефть в продукции нефтяных скважин может быть определена по содержанию основного компонента ингибитора - жирных кислот - на осно-

ве методики, изложенной в ТУ 6-03-458-78 (приложение 6).

5.18. Следует периодически (1-2 раза в год) производить визуальный осмотр состояния поверхности оборудования во время плановых ремонтов скважины с целью определения характера коррозионных поражений.

5.19. Экономическая эффективность от применения ингибитора коррозии, когда известен фактический срок службы оборудования, может быть определена по РД 39-3-130-78 "Методические указания по определению эффективности средств борьбы с коррозией в добыче нефти". Для нефтяных скважин с частой ремонтностью, когда фактический срок службы подземного оборудования неизвестен или значительно ниже установленных амортизационных сроков, экономический эффект следует определять по методике АзНИПИнефти (приложение 7).

5.20. Для повышения эффективности антикоррозионных работ в нефтяных и газовых скважинах, а также на объектах внутрипромыслового транспорта нефти в приложении 8 изложены рекомендации по рациональной организации ингибиторной защиты.

6. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ И ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ САНИТАРИЯ

Общие требования техники безопасности при работе с ингибитором

6.1. Работы с ингибитором коррозии ИКНС-АзНИПИнефть на скважинах и других объектах должны проводиться в соответствии с "Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности,

утвержденными Госгортехнадзором СССР 31 января 1974г. (разд. I.Л) и Правилами пожарной безопасности в нефтяной промышленности.

6.2. Ингибитор ИКНС-АзНИИнефть является малотоксичным веществом[x] из-за присутствия в нем тяжелых масел, содержащих в своем составе бутилацетат и бутил-бутанол, а также бутанола, содержащегося в этиловой фракции, в количествах, допускаемых санитарными нормами.

6.3. Он не всасывается через кожу, не представляет опасности в смысле возникновения острых хронических отравлений и заболеваний, а также не вызывает кумулятивного действия.

6.4. При работе с ингибитором необходимо:

- слив ингибитора производить механизированными устройствами по герметичным трубопроводам;

- при заполнении емкостей ингибитором обслуживающий персонал должен находиться с наветренной стороны во избежание случаев разбрызгивания ингибитора и попадания его на тело и одежду человека;

- в лабораториях все работы с ингибитором производить в вытяжных шкафах;

- при попадании ингибитора на руки и лицо работающих необходимо смыть его теплой водой с мылом;

- при попадании ингибитора в глаза следует немедленно промыть их теплой водой;

- работающие с ингибитором должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты (фартуки, сапоги, резиновые перчатки, очки).

- территорию, где хранится и применяется ингибитор, содержать в чистоте;

x) IУ класс опасности по ГОСТ 12.1.005-76 (предельно допустимая концентрация паров ингибитора по бутилацетату 200 мг/м³)

- в случае разлива ингибитора засыпать его песком.

6.5. После работы все оборудование должно быть тщательно промыто водой.

6.6. Запрещается разбрасывать по территории использованные тряпки, концы и пр., загрязненные ингибитором.

Противопожарная безопасность при работе с ингибитором

6.7. Ингибитор относится к слабо горючим веществам (см. табл. I.I).

6.8. При работе с ингибитором необходимо:

- следить за исправностью коммуникаций;

- применять инструмент, не дающий искр при ударе;

- при обработке скважин ингибитором агрегат должен располагаться на расстоянии не ближе 5 м от устья скважины;

- заполнение емкости автоцистерны ингибитором должно производиться при атмосферном давлении с помощью специального рукава;

- место для хранения ингибитора оградить и обеспечить элементарными средствами пожаротушения: песок, лопаты, углекислотные огнетушители и т.д.

Первый зам. директора по научной работе Ш.Н.АЛИЕВ

Исполнители: М.А.СУББОТИН
Т.Х.МАНАХОВА
А.Г.ХАНЛАРОВ

Приложение I

ПРИМЕР. Обработать ингибитором подземное оборудование нефтяной фонтанирующей скважины.

Характеристика скважины:

Забой, м. - I500

Диаметр обсадной колонны, дюйм - 6

Конструкция лифта: однорядный, ступенчатый - 4" х500м, 2 I/2"х700м

Среднесуточный дебит скважины: 50 т нефти, I20 $м^3$ воды

Пластовое давление, $кг/см^2$ - I85

Температура в скважине, ^0C - 45

Выкидная линия - 4"х500м

П.I.I. Расчет поверхности защищаемого оборудования.

П.I.I.I. В данной скважине обработке подлежат подземное оборудование и выкидная линия, включая поверхность обсадной колонны, наружную и внутреннюю поверхность лифтовых труб, внутреннюю поверхность фонтанной арматуры и внутреннюю поверхность выкидной линии.

П.I.I.2. Площадь внутренней поверхности обсадной колонны:

$$S_к = H \cdot S_{вн.6"} = 1500 \cdot 0{,}46 = 690 \ м^2$$

П.I.I.3. Площадь наружной и внутренней поверхности лифтовых труб:

$$S_т = \ell_{4"} \cdot S_{н.4"} + \ell_{4"} \cdot S_{вн.4"} + \ell_{2,5"} \cdot S_{н.2,5"} + \ell_{2,5"} \cdot S_{вн.2,5"} =$$

$$= 500 \cdot 0{,}358 + 500 \cdot 0{,}314 + 700 \cdot 0{,}229 + 700 \cdot 0{,}195 = 633 \ м^2$$

П.I.I.4. Площадь внутренней поверхности выкидной линии:

$$S_в = \ell \cdot S_{вн.4"} = 500 \cdot 0{,}314 = 157 \ м^2$$

П.I.I.5. Пренебрегая поверхностью фонтанной арматуры, суммарная поверхность защищаемого оборудования составит:

$$S = S_к + S_т + S_в = 690 + 633 + 157 = 1480 \ м^2$$

П.I.2. Норма расхода ингибитора на I м^2 поверхности оборудования - 0,2 кг, тогда потребное количество ингибитора составит:

$$P = q \cdot S = 0{,}2 \cdot 1480 = 296 \text{ кг} \approx 0{,}3 \text{ т}$$

П.I.3. Подача ингибитора в фонтанную скважину осуществляется с помощью заливочного агрегата, жестко соединенного с задвижкой затрубного пространства. Так как работы производятся под давлением, то перед задвижкой затрубного пространства следует установить обратный клапан с целью предотвращения выброса ингибитора (см.рис. Iа).

П.I.4. Расчетное количество ингибитора заместит столб жидкости в затрубном пространстве высотой 30 м. и обеспечит обработку поверхности обсадной колонны и наружной поверхности подъемных труб лишь в этом интервале.

П.I.5. С целью охвата обработкой всей поверхности подземного оборудования, поданный в затрубное пространство ингибитор необходимо продавить нефтью до башмака лифтовых труб, после чего он будет увлечен потоком жидкости в лифтовые трубы и далее в выкидную линию.

П.I.6. Потребное количество продавочной жидкости определяется из объема затрубного пространства между обсадной колонной и подъемными трубами.

$$V_{пр} = V_1 \cdot \ell_{4''} + V_2 \cdot \ell_{2,5''} = 0{,}01 \cdot 500 + 0{,}015 \cdot 700 = 15{,}5 \text{ м}^3,$$

где V_1 - объем Iм кольцевого пространства между 6" и 4" трубами, м^3,

V_2 - объем Iм кольцевого пространства между 6" и 2 I/2" трубами, м^3

П.I.7. После продавки ингибитора задвижку затрубного пространства следует закрыть.

П.I.8. Скорость потока добываемой продукции в лифтовых трубах определяется по формуле:

$$\vartheta = \frac{Q}{F}$$

Для лифтовых труб диаметром 2 I/2" - $\vartheta = 0{,}64$ м/сек.

Для лифтовых труб диаметром 4" - $\vartheta = 0{,}24$ м/сек.

П.I.9. На основании п.4. 9. повторную обработку скважины ингибитором коррозии следует производить через 2 месяца.

Приложение 2

ПРИМЕР. Необходимо произвести обработку ингибитором оборудования газоконденсатной скважины.

Характеристика скважины:

Забой, м-2200

Диаметр обсадной колонны, дюйм - 5

Среднесуточный дебит скважины: 130 тыс. $м^3$ газа, 5 $м^3$ конденсата

Конструкция лифта: однорядный - 3" х 2100 м

Давление в затрубном пространстве, $кг/см^2$ - 125

Буферное давление, $кг/см^2$ - 110

Выкидная линия - 3" х 1000 м

Температура на забое скважины - 75°С

П.2.1. Расчет поверхности защищаемого оборудования

П.2.1.1. Площадь внутренней поверхности обсадной колонны:

$S_к = H \cdot S_{вн.5"} = 2200 \cdot 0,39 = 858 \ м^2$

П.2.1.2. Площадь наружной и внутренней поверхности 3" труб: $S_т = L \cdot S_{н.3"} + L \cdot S_{вн.3"} =$

$= 2100 \cdot 0,28 + 2100 \cdot 0,238 = 1088 \ м^2$

П.2.1.3. Площадь внутренней поверхности выкидной линии:

$S_в = l \cdot S_{вн.3"} = 1000 \cdot 0,238 = 238 \ м^2$

П.2.1.4. Пренебрегая поверхностью фонтанной арматуры, суммарная поверхность защищаемого оборудования составит:

$S = S_к + S_т + S_в = 858 + 1088 + 238 = 2184 \ м^2$

П.2.2. Норма расхода ингибитора на 1 $м^2$ поверхности оборудования - 0,2 кг, тогда потребное количество ингибитора составит:

$P = q \cdot S = 0,2 \cdot 2184 = 436,8 \ кг \approx 0,5 \ т$

П.2.3. Расчетное количество ингибитора подается в затрубное пространство скважины с помощью заливочного агрегата

бок глушения скважины по технологической схеме, приведенной на рис. 2.

П.2.4. С целью предотвращения нарушения режима работы скважины подачу ингибитора следует производить по 250 кг с интервалом 20 мин.

П.2.5. Продолжительность операции при подаче ингибитора в затрубное пространство не более I ч.

П.2.6. Ингибитор, стекая по стенкам обсадной колонны и наружной поверхности подъемных труб к забою, смачивает их, создавая защитную пленку. Избыток ингибитора струей газа выносится в подъемные трубы и далее в выкидную линию, создавая при этом защитную пленку на внутренней поверхности.

П.2.7. После окончания подачи ингибитора задвижка на затрубном пространстве закрывается, агрегат и обратный клапан отсоединяются.

П.2.8. Скорость потока газа в лифтовых трубах определяется по формуле:

$$v = \frac{Q}{F}$$

и равна: v = 31 м/сек.

П.2.9. Повторную обработку скважины ингибитором необходимо произвести через 3-5 месяцев.

Приложение 3

ПРИМЕР. Необходимо произвести обработку ингибитором подземного оборудования газлифтной скважины.

Характеристика скважины:

Забой, м - 2000

Фильтр, м - 1755-1955

Диаметр обсадной колонны, дюйм-8

Динамический уровень, м - 900

Конструкция лифта: 2-х рядный

I ряд - 4"x1250 м, хвост 2 1/2"x500 м

II ряд - 2 1/2"x1200 м

Среднесуточный дебит скважины: 20 т нефти, 150 $м^3$ воды

Расход рабочего агента, $м^3$/сут - 6000 .

Рабочее давление, кг/$см^2$ - 45

Буферное давление, кг/$см^2$ - 20

Давление в затрубном пространстве, кг/$см^2$ - 35

Температура в скважине, ^{0}C - 45

Выкидная линия - 4"x400 м

Температура воздуха, ^{0}C - +20

П.3.I. Расчет поверхности защищаемого оборудования.

П.3.I.I. Площадь внутренней поверхности обсадной колонны:

$S_к = H \cdot S_{вн.6"} = 2000 \cdot 0{,}46 = 920$ $м^2$

П.3.I.2. Площадь наружной поверхности 4" труб I ряда:

$S_1 = l_{4"} \cdot S_{н.4"} = 1250 \cdot 0{,}358 = 448$ $м^2$

П.3.I.3. Площадь внутренней поверхности 4" труб I ряда:

$S_2 = l_{4"} \cdot S_{вн.4"} = 1250 \cdot 0{,}314 = 408$ $м^2$

П.3.I.4. Площадь наружной и внутренней поверхности труб хвоста I ряда:

$S_{н.в} = l_{н.в} \cdot S_{н.2,5"} + l_{н.в} \cdot S_{вн.2,5"} =$

$= 500 \cdot 0{,}229 + 500 \cdot 0{,}193 = 210{,}5$ $м^2$

П.3.I.5. Площадь наружной поверхности труб II ряда:

$S_3 = \ell_{2,5''} \cdot S_{н.2,5''} = 1200 \cdot 0{,}229 = 275\ м^2$

П.3.I.6. Площадь внутренней поверхности труб II ряда:

$S_4 = \ell_{2,5''} \cdot S_{вн.2,5''} = 1200 \cdot 0{,}195 = 234\ м^2$

П.3.I.7. Площадь внутренней поверхности выкидной линии:

$S_5 = \ell \cdot S_{вн.4''} = 400 \cdot 0{,}314 = 126\ м^2$

П.3.I.8. Пренебрегая поверхностью фонтанной арматуры, суммарная поверхность защищаемого оборудования составит:

$S = S_1 + S_2 + S_3 + S_4 + S_5 =$

$= 920 + 448 + 408 + 210{,}5 + 275 + 234 + 126 = 2621{,}5\ м^2$

П.3.2. Норма расхода ингибитора на I $м^2$ поверхности оборудования - 0,2 кг, тогда потребное количество ингибитора составит:

$P = q \cdot S \cdot 0{,}2 = 2621{,}5 = 524{,}3\ кг \approx 0{,}6\ т$

П.3.3. Учитывая, что температура окружающей среды 20°С, с целью предотвращения возможных случаев забивания кольцевого пространства между I и II рядом труб, необходимо потребное количество ингибитора разбавить керосином или дизтопливом в отношении I:I.

П.3.4. При обработке скважины потребуется 0,6 т. керосина (дизтоплива), а всего разбавленного ингибитора будет I,2т.

П.3.5. Подача ингибитора, с целью полного охвата обработкой всего подземного оборудования, производится в кольцевое и затрубное пространство по технологической схеме, приведенной на рис. 3б.

П.3.6. Подача ингибитора в кольцевое пространство между трубами I и II ряда.

П.3.6.I. Площадь поверхности, смачиваемой ингибитором при подаче в кольцевое пространство, определяется из пунктов П.3.I.3. П.3.I.5.

$S_{кол.} = S_2 + S_3 = 408 + 275 = 683\ м^2$

П.3.6.2. Исходя из нормы расхода ингибитора - 0,2 кг/м^2, потребное количество ингибитора для обработки кольцевого пространства между I и П рядом определим по формуле:

$$P_{кол} = q \cdot S_{кол} = 92{,}683 = 136{,}6 \text{ кг} \approx 0{,}15 \text{ т}$$

П.3.6.3. Таким образом, общее количество ингибитора, разбавленного керосином в соотношении I:I при подаче в кольцевое пространство составит 300 кг.

П.3.6.4. Попадая в кольцевое пространство, ингибитор увлекается рабочим агентом до башмака П ряда. По пути следования ингибитор смачивает внутреннюю поверхность труб I ряда (до хвоста) и наружную поверхность труб П ряда.

П.3.6.5. С целью предотвращения нарушения режима лифтирования скважины подачу ингибитора следует производить малыми порциями по 75 кг с интервалом 15 мин.

П.3.6.6. Подачу ингибитора производить агрегатом, работающим на I-й скорости, т.е. при минимальной производительности насоса.

П.3.6.7. Продолжительность операции при подаче ингибитора в кольцевое пространство составит I-I,5 ч.

П.3.7. Подача ингибитора в затрубное пространство.

П.3.7.I. После обработки кольцевого пространства, по истечении 30 мин, оставшуюся часть разбавленного ингибитора необходимо подать в затрубное пространство.

П.3.7.2. Общее количество разбавленного ингибитора, подающегося в затрубное пространство, составит 900 кг.

П.3.7.3. Для подачи ингибитора в затрубное пространство следует закрыть среднюю задвижку 2 на устье и открыть задвижку затрубного пространства 4 (см.рис. 3б).

П.3.7.4. Поданный ингибитор займет в затрубном простран-

ство между обсадной колонной и трубами I-го ряда столб, равный 95 м.

П.3.7.5. Так как расстояние от динамического уровня до башмака труб I ряда равно 850 м, то ингибитор следует продавить нефтью.

П.3.7.6. Потребное количество продавочной жидкости определяется из объема затрубного пространства между обсадной колонной и трубами I ряда, от башмака до динамического уровня

$$V_{пр} = V_1 \cdot \ell'_{4''} + V_2 \cdot \ell_{2,5''} = 0{,}01 \cdot 300 + 0{,}015 \cdot 500 = 10{,}5 \ м^3,$$

где V_1 – объем I м кольцевого пространства между 6 и 4" трубами, $м^3$,

V_2 – объем I м кольцевого пространства между 6 и 2 I/2" трубами, $м^3$,

$\ell'_{4''}$, $\ell_{2,5''}$ – соответственно длина 4 и 2 I/2" труб, находящихся под динамическим уровнем.

П.3.7.7. Подачу продавочной жидкости производить по I $м^3$ с интервалом I5 мин.

П.3.7.8. Продолжительность операции при подаче ингибитора в затрубное пространство 3-3,5ч.

П.3.8. Таким образом, продолжительность операции по подаче ингибитора в газлифтную скважину составит 4-5ч.

П.3.9. Повторные обработки подземного оборудования скважины подачей ингибитора в затрубное пространство следует производить с интервалом I,5-2 месяца.

Подачу ингибитора в кольцевое пространство между I и II рядом лифтовых труб следует производить с интервалом 3-4 месяца

Приложение 4

ПРИМЕР. Обработать ингибитором подземное оборудование глубиннонасосной скважины.

Характеристика скважины:

Забой, м - 1000

Диаметр обсадной колонны, дюйм - 6

Динамический уровень, м - 933

Подвеска насоса, м - 940

Диаметр насоса, мм - 43

Среднесуточный дебит скважины: 5 т нефти, 40 $м^3$ воды

Диаметр подъемных труб, дюйм - 2 1/2

Диаметр глубиннонасосных штанг, дюйм - 7/8

Температура на забое, ^{o}C - 45

Давление в затрубном пространстве, $кг/см^2$ - 1,0

Выкидная линия - 4"х250 м

П.4.1. Расчет поверхности защищаемого оборудования.

П.4.1.1. В данной скважине для обработки всего подземного оборудования и выкидной линии потребуется ингибитора исходя из поверхности обсадной колонны, наружной и внутренней поверхности подъемных труб, поверхности штанг, глубинного насоса и выкидной линии.

П.4.1.2. Площадь внутренней обсадной колонны:

$S_к = H \cdot S_{вн.с} = 1000 \cdot 0,46 = 460\ м^2$

П.4.1.3. Площадь наружной и внутренней поверхности подъемных труб:

$S_т = L \cdot S_{н.2,5"} + L \cdot S_{вн.2,5"} =$

$= 940 \cdot 0,229 + 940 \cdot 0,195 = 398\ м^2$

П.4.1.4. Площадь внутренней поверхности выкидной линии:

$S_б = \ell \cdot S_{эл.д.} = 250 \cdot 0{,}314 = 78{,}5 \text{ м}^2$

П.4.I.5. Площадь поверхности штанг:

$S_ш = \ell \times S_{1м} = 940 \cdot 0{,}069 = 65 \text{ м}^2$

П.4.I.6. Пренебрегая поверхностью глубинного насоса, суммарная поверхность защищаемого оборудования составит:

$S = S_к + S_т + S_ш + S_б = 460 + 398 + 65 + 78{,}5 = 1001{,}5 \text{ м}^2$

П.4.2. Норма расхода ингибитора на I м^2 поверхности оборудования - 0,2 кг, тогда потребное количество ингибитора составит:

$P = q \times S = 92 \cdot 1001{,}5 = 200{,}3 \text{ кг} \approx 92 \text{ г}$

П.4.3. Подача ингибитора в затрубное пространство производится без остановки скважины (см. рис. 4а). Подключение агрегата к задвижке затрубного пространства осуществляется с помощью гибкого (резинового) шланга. Обратный клапан не устанавливается. После подачи ингибитора агрегат отсоединяется от задвижки затрубного пространства и задвижка закрывается.

П.4.4. Поданный в скважину ингибитор займет в кольцевом пространстве между обсадной колонной и подъемными трубами столб над динамическим уровнем I3 м. Этот столб жидкости будет увлечен глубинным насосом почти полностью в подъемные трубы. В связи с этим, доведение столба ингибитора до приема глубинного насоса не требуется.

П.4.5. Скорость потока жидкости в подъемных трубах определяется по формуле:

$$v = \frac{Q}{F_т - F_ш}$$

и равна $v = 0{,}4$ м/с.

II.4.6. Повторную обработку скважины ингибитором следует произвести через 2 месяца.

ПРИМЕЧАНИЕ. При динамическом уровне выше приема насоса на 100 м и более, с целью поступления ингибитора к приему насоса, необходимо его продавить нефтью. Поэтому, после подачи в затрубное пространство скважины ингибитора, производится подача нефти. За счет большего удельного веса ингибитор расположится в нижней части столба жидкости, поданной в затрубное пространство, и после восстановления динамического уровня будет увлечен в подъемные трубы.

Расчет необходимого количества продавочной жидкости производится по формуле:

$$V_{пр} = V_1 \cdot \ell',$$

где V_1 – объем 1 м кольцевого пространства между 6 и 2 1/2" трубами;

ℓ' – глубина погружения ШГН под динамический уровень, м.

Приложение 5

Номер скважины.	Подвеска насоса или лифтовых труб, м	Средне суточный дебит скважины, $м^3$/сут.		Время работы скважины с ингибитором, месяцы	Количество обработок скважины ингибитором	Число ремонтов скважины, связанных со сменой труб и штанг		Суммарная замена прокорродировавшего подземного оборудования скважины до и после применения ингибитора			
								труб, м		штанг, шт	
		нефти	воды			до	после	до	после	до	после

Приложение 6

П.6. Методика определения содержания ингибитора в продукции скважин.

П.6.I. В соответствии с пунктом 5.I7. "Руководства" концентрация ингибитора коррозии ИКНС-АзНИПИнефть в продукции нефтяных скважин определяется по содержанию основного компонента - жирных кислот, согласно методике, изложенной в ТУ 6-03-458-78.

П.6.2. Проба продукции -нефтегазоводная смесь- отбирается из выкида скважины или трубопровода в чистую стеклянную посуду в количестве I литра.

П.6.3. Хорошо перемешанная нефтеводная смесь в количестве 200 $см^3$ помещается в делительную воронку и производится отстой в течение 2-3 часов для четкого разделения водной и нефтяной фазы.

П.6.4. Водная фаза сливается в коническую колбу или в стакан, затем фильтруется для сбора капель жирных кислот из воды. Смыванием фильтра четыреххлористым углеродом переносят частички жирных кислот в нефтяную фазу.

П.6.5. Точно взвешенная на аналитических весах нефтяная фаза обрабатывается в делительной воронке 20%-ным раствором серной кислоты (50-70мл), хорошо перемешивается и отстаивается. После разделения слоев нижний слой (кислота) сливается. Остаток 2-3 раза обрабатывается 25-30 мл четыреххлористого углерода и снова производится отстой слоев и разделение их. Так как нефть и жирные кислоты трудно различимы по цвету, вся смесь жирных кислот и нефти сливается в чистую делительную воронку.

П.6.6. Отделенная смесь жирных кислот с нефтью промывается в делительной воронке 2 раза 10%-ным водным раствором хлористого натрия, а затем несколько раз промывается дистиллированной водой до нейтральной реакции по метилоранжу.

П.6.7. Промытую пробу жирных кислот переносят во взвешенную фарфоровую чашку и выпаривают на водяной бане до объема 25 мл, затем приливают 10 мл этилового спирта и продолжают выпаривание. По мере выпаривания этиловый спирт приливают малыми порциями еще 2-3 раза для удаления капельной влаги. Остаток после выпаривания сушат в термостате в течение 1 часа при температуре 100-105°С.

П.6.8. Расчет производится по формуле:

$$x = \frac{(A - b)}{g} \cdot 100,$$

где x - суммарное содержание жирных кислот,%

A - вес чашки с пробой жирных кислот, г

b - вес пустой чашки, г

g - навеска нефти с ингибитором, г.

П.6.9. При проведении анализа необходимо учитывать содержание природных органических кислот нефти. Поэтому предварительно аналогичным способом производится определение содержания нафтеновых и других кислот в нефти данного месторождения (объекта), и по разности этих сведений судят об истинном количестве жирных кислот ингибитора в продукции скважины или трубопровода.

П.6.10. Применяемые реактивы и растворы:

- кислота серная по ГОСТ 4204-66, 20% раствор;
- углерод четыреххлористый, технический по ГОСТ 4-75;
- натрий хлористый по ГОСТ 4233-66, 10% раствор;
- вода дистиллированная по ГОСТ 6709-72;
- индикатор метиловый оранжевый по ГОСТ 4919-68, 1% водный раствор.

Приложение 7.

Методика расчета экономической эффективности применения ингибитора в скважинах

Для скважин, в которых фактический срок службы подземного оборудования (насосно-компрессорных труб и штанг) меньше установленных амортизационных сроков, экономический эффект может быть также определен следующим образом:

$$Э = (T_1 - T_2) \cdot S_т \cdot K_{тс} + (T_1 - T_2) \cdot S_т \cdot K_{тн} \cdot A_т + (Ш_1 - Ш_2) \cdot S_ш \cdot K_{шс} +$$

$$+ (Ш_1 - Ш_2) \cdot S_ш \cdot K_{шн} \cdot A_ш + (P_1 - P_2) \cdot S_р + \Delta Q \cdot C_{эл} -$$

$$- \frac{[(T_1 - T_2) \cdot K_{тс} \cdot B_т + (Ш_1 - Ш_2) \cdot K_{шс} \cdot B_ш] \cdot S_м}{1000} - N_{обр} \cdot S_{обр}, \quad (П.7.1)$$

где $T_1, T_2, Ш_1$ и $Ш_2$ – соответственно количество заменяемых труб (в метрах) и штанг (в штуках) до и после применения ингибитора в скважинах;

$S_т$ и $S_ш$ – соответственно стоимость 1 пог. м. труб и одной штанги, руб;

$K_{тс}$ и $K_{шс}$ – соответственно удельный вес ликвидированных (списанных) труб и штанг после их замены;

$K_{тн}$ и $K_{шн}$ – удельный вес труб и штанг, в дальнейшем используемых на внутрипромысловые нужды;

$A_т$ и $A_ш$ – годовая норма амортизационных начислений труб и штанг в коэффициентах;

P_1 и P_2 – количество текущих подземных ремонтов скважин, связанных с заменой труб и штанг до и после применения ингибитора;

$S_р$ – средняя стоимость одного текущего ремонта, руб;

$$S_р = t_р \times S_2, \qquad (17.7.2)$$

где $t_р$ – средняя продолжительность одного подземного ремонта по НГДУ, связанного с заменой подземного оборудования, час;

S_2 – средняя фактическая стоимость одного бригадо-часа по НГДУ, руб.

ΔQ – дополнительно добытая нефть за счет увеличения межремонтного периода, т.е. сокращения количества ремонтов после применения ингибитора, т.

$$\Delta Q = q \cdot (P_1 - P_2) \cdot \frac{t_р}{24}, \qquad (17.7.3)$$

где q – среднесуточный дебит по нефти данной скважины, т;

$C_{уп}$ – условно-постоянная часть себестоимости 1т нефти по НГДУ, руб;

$B_т$ и $B_м$ – соответственно вес (масса) одного пог. м труб и одной штанги, кг;

$S_м$ – стоимость 1т черного металлолома, руб;

$N_{обр}$ – общее количество скважино-обработок;

$S_{сб}$ – средняя стоимость одной скважино-обработки по НГДУ (с учетом стоимости ингибитора коррозии), руб.

Приложение 8

П.8. Рекомендации по рациональной организации ингибиторной защиты оборудования нефтяных и газовых скважин

П.8.1. В практике разработки нефтяных месторождений, особенно находящихся в поздней стадии эксплуатации, каждое производственное объединение среди фонда эксплуатационных скважин насчитывает значительное количество скважин, оборудование которых подвергается интенсивному коррозионному разрушению. Количество таких скважин иногда достигает несколько сот. Без соответствующей организации работ, как правило, не обеспечивается полный охват коррозионных скважин антикоррозионными мероприятиями, в том числе регулярная ингибиторная защита.

П.8.2. В связи с этим рекомендуется для систематической работы над фондом коррозионных скважин и организацией регулярной обработки этих скважин ингибиторами коррозии создание в структуре производственного объединения небольшой специализированной службы для проведения работ в централизованном порядке. Этим достигается освобождение работников НГДУ и ЦДНГ от загрузки несвойственными их профилю работами и обеспечивается максимальный охват объектов антикоррозионными мероприятиями, повышает эффективность и качество проводимых работ.

П.8.3. Указанная специализированная служба должна иметь:

- производственную товарную базу с железнодорожной веткой для приемки и хранения ингибиторов коррозии в требуемом годовом объеме;
- емкости для хранения ингибиторов;
- технику для разгрузки железнодорожных цистерн и загрузки автоцистерн;
- передвижную технику для проведения ингибиторной обработки

скважин (агрегаты ЦР-500, ЦА-300, ЦА-400, автоцистерны);
- лабораторию для контроля качества поступающих ингибиторов коррозии.

П.8.4. Создание в предлагаемой специализированной службе 3-4 бригад с передвижной техникой обеспечивает ежедневный охват 30-50 коррозионных скважин обработкой ингибиторами, т.е. в годовом масштабе более 1000 скважин в год.

П.8.5. Специализированная служба может также:
- организовать систематический учет работы коррозионных скважин;
- учет мест потерь металла из-за коррозии;
- планировать ежегодный объем работ по ингибиторной защите оборудования скважин и систем нефтегазосбора;
- определять эффективность проводимых антикоррозионных работ;
- производить статистическую отчетность по "Форме № I кор" и др.

П.8.6. В организации проведения антикоррозионных работ должны принимать участие лаборатории коррозии территориальных институтов, которые обязаны:
- систематически составлять технологические карты коррозионных поражений нефтепромысловых объектов;
- определять интенсивность коррозионных процессов в различных видах добываемой продукции;
- выявлять фонд коррозионных скважин и других объектов нефтегазосбора;
- обосновывать применение различных ингибиторов коррозии;
- составлять регламенты на их применение;,
- оказывать соответствующую научно-техническую помощь при проведении антикоррозионных работ.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
АННОТАЦИЯ	2
ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3
I. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИНГИБИТОРА	4
2. НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ИНГИБИТОРА	6
3. ВЫБОР ОБЪЕКТОВ И ПОДГОТОВКА ОБОРУДОВАНИЯ К ИНГИБИТОРНОЙ ЗАЩИТЕ	8
4. СПОСОБЫ ПОДАЧИ ИНГИБИТОРА И ТЕХНОЛОГИЯ ЗАЩИТЫ ОБОРУДОВАНИЯ	9
5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАЩИТНОГО ДЕЙСТВИЯ ИНГИБИТОРА	24
6. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ И ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ САНИТАРИЯ	30
ПРИЛОЖЕНИЕ I	33
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	36
ПРИЛОЖЕНИЕ 3	38
ПРИЛОЖЕНИЕ 4	42
ПРИЛОЖЕНИЕ 5	45
ПРИЛОЖЕНИЕ 6	46
ПРИЛОЖЕНИЕ 7	48
ПРИЛОЖЕНИЕ 8	50

РУКОВОДСТВО

по применению ингибитора коррозии ИКНС-АзНИПИнефть

РД 39-3-382-80

Ответственный за выпуск Р.Т.Кулиев

Редактор К.Ю.Фидлер

Технический редактор И.И.Черномырдина

Корректор Л.Е.Хоштария

Формат бумаги 60х90 I/I6. Подп.к печати II.06.80 ФГ I687I

Заказ 328 Уч.-изд.л.2, печ.л.3. Тираж 500 экз. Цена 20 коп.

370033, Баку, Ага-Нейматуллы,39. Группа множительной техники АзНИПИнефти

gost.e-ecolog.ru