МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ТЕХНОЛОГИЯ ОПТИМАЛЬНОГО ПРИМЕНЕНИЯ ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ

РД 39-0148070-026ВНИИ-86

1986

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер
Главтюменнефтегаза
Ю.Н.Вершинин
12.06.86

ТЕХНОЛОГИЯ ОПТИМАЛЬНОГО ПРИМЕНЕНИЯ
ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ
РД 39 - 0148070 - 026ВНИИ- 86

НАСТОЯЩИЙ ДОКУМЕНТ РАЗРАБОТАН :

Сибирским научно-исследовательским
институтом нефтяной промышленности

Директор института
К.Т.Н., С.Н.С.
Ю.В.Маслянцев

ОТВЕТСТВЕННЫЕ ИСПОЛНИТЕЛИ :

Зав. лабораторией С.А.Михайлов
Зав.сектором, к.х.н. Т.М.Слета
2.06.86

СОГЛАСОВАНО :

Главный инженер Управления
нефтедобычи Главтюменнефтегаза В.В.Бродский
12.06.86
Зам. генерального директора НПО
Союзнефтепромхим, к.х.н. А.В.Солодов
Зам. директора ВНИИ П.М.Усачёв

В руководстве изложены основные положения технологии оптимального применения ингибиторов солеотложения. Разработанный технологический процесс отличается от существующего следующими элементами : предварительным определением стабильности попутно добываемых вод и оптимального содержания в воде ингибиторов солеотложения, использованием для обработки призабойной зоны скважин разбавленных растворов ингибиторов.

Руководство предназначено для работников нефтяной промышленности Западной Сибири, занимающихся вопросами борьбы с отложениями неорганических солей в скважинном нефтепромысловом оборудовании.

В работе принимали участие : Е.В.Моисеева, Е.П.Хмелёва, А.С.Васильев, И.В.Малиманова, Е.Е.Кочнев, И.Ю.Тимофеева, Г.И.Мерецова, Г.Н.Ярмиев, Н.Е.Хлопонина, Л.Х.Галутво, Н.Б.Чадаев.

© Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности (СибНИИНП), 1988

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ТЕХНОЛОГИЯ ОПТИМАЛЬНОГО ПРИМЕНЕНИЯ ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ

РД 39 – 0148070 – 026ВНИИ –86

Вводится впервые

Срок введения установлен с 01.09.86г.

Срок действия до 01.09.89г.

Настоящий руководящий документ устанавливает основные положения технологии оптимального применения ингибиторов солеотложения на добывающих скважинах, подвергающихся отложению неорганических солей в призабойной зоне пласта и подземном оборудовании на месторождениях Западной Сибири.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Разрабатываемый технологический процесс является дальнейшим развитием и совершенствованием имеющейся технологии применения ингибиторов солеотложения (РД 39-0148070-003ВНИИ-86 "Руководство по применению ингибитора отложения солей ПАФ-13А зимний в нефтедобывающих скважинах").

1.2. Указанным руководящим документом предусматриваются единые расходные нормы реагента на тонну добываемой воды, составляющие для ингибитора типа ПАФ-13А зимний 10-15 г/т. Способность попутно добываемых вод к интенсивность процессов солеотложения зависят от температуры и минерализации попутно

добываемой воды, содержания в ней солеобразующих ионов и углекислоты. В соответствии с этим, добываемым водам каждой скважины будет соответствовать свое оптимальное содержание ингибитора солеотложения, обеспечивающее полное предотвращение осадкообразования.

1.3. Разработанная технология предусматривает определение оптимального содержания ингибиторов солеотложения в зависимости от состава воды и условий работы скважин, что позволит экономно и рационально расходовать ингибиторы солеотложения.

1.4. Создание методики определения оптимального содержания ингибиторов солеотложения позволит обследовать весь фонд обводнённых скважин и выявить те из них, которые нуждаются в защите до обнаружения солей, с другой стороны – вывести из фонда защищаемых скважины, которые в связи с изменением состава добываемых вод перестали нуждаться в защите.

1.5. Рациональное и эффективное использование ингибиторов по разрабатываемой технологии достигается: предварительным определением стабильности попутно добываемой воды; определением и поддержанием оптимального содержания ингибиторов солеотложения в добываемой воде, применением для обработки призабойной зоны растворов реагентов в концентрации, обеспечивающей максимально полное использование ингибиторов.

2. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРОЦЕССУ

2.1. Разрабатываемый технологический процесс должен обеспечивать надёжную защиту нефтепромыслового оборудования добывающих скважин от солеотложения в условиях месторождений Западной Сибири.

2.2. Разрабатываемая технология должна обеспечивать наиболее полное использование ингибиторов.

2.3. Удельный расход ингибиторов солеотложения должен определяться условиями работы скважины давлением, температурой, обводнённостью, химическим составом попутно добываемой воды и принадлежностью скважины к определённому пласту и месторождению.

2.4. Необходимость обработки скважин ингибиторами должна устанавливаться на основе предварительного определения стабильности попутно добываемой воды.

2.5. Разрабатываемый технологический процесс должен обладать патентной чистотой в отношении СССР и отвечать по своим технико-экономическим показателям мировому уровню.

3. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА И МАТЕРИАЛЫ, НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

3.1. Узел приготовления и задавки рабочего раствора ингибитора солеотложения.

3.2. Цементировочный агрегат ЦА-320М ОТУ 26-02-30-67.

3.3. Автоцистерна типа 1Р-7АПСТУ 26-16-32-77.

3.4. Насос типа НД или 1РХ.

3.5. Кислотовоз КИ - 6,5.

3.6. Солянокислотный агрегат

Азинмаш - 30А или АКИН - 50.

3.7. Соляная кислота ТУ 6-01-193-66.

3.8. Ингибиторы солеотложения.

ПАФ-13А ТУ 6 - 05-05-76

ПАФ-13А зимний ТУ 25-471-19-64.

3.9. Лабораторное оборудование согласно приложениям 1 и 3.

4. ПОДГОТОВКА НЕОБХОДИМЫХ МАТЕРИАЛОВ К РАБОТЕ

4.1. На скважинах, намеченных к защите, при необходимости, проводятся подготовительные работы: обработка лифта скважины и призабойной зоны соляной кислотой в соответствии с РД 39-0148070-003ВНИИ-86.

4.2. Подготовить к работе пробоотборники.

4.3. Для проведения шестикомпонентного анализа приготовить растворы согласно РД 39-23-1055-84 " Инструкция по методам анализа минерального состава пластовых вод и отложения солей".

4.4. Для количественного определения ингибитора солеотложения в попутно добываемых водах приготовить растворы согласно "Методике определения содержания в пластовых водах ингибиторов на фосфорорганической основе" (приложение I).

4.5. Подготовить прибор для измерения pH и фотоэлектроколориметр.

5. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ, ОСОБЕННОСТИ ОТДЕЛЬНЫХ ОПЕРАЦИЙ

5.1. Определение стабильности попутно добываемых вод нефтяных месторождений Западной Сибири заключается в определении склонности этих вод к образованию осадка карбоната кальция (карбонатной стабильности).

5.2. Определение карбонатной стабильности проводится двумя методами: методом, основанным на измерении pH , и методом "мраморной пробы".

Определение стабильности в обоих методах производится на основе исследования проб воды, отобранных на поверхности. Определение стабильности попутно добываемых вод в любой точке нефтепромыслового оборудования (ВНО), например, на забое

скважины, в первом методе достигается введением поправок, учитывающих изменение pH воды при изменении температуры и давления от условий, существующих в различных точках НПО , до условий измерения pH; во втором методе - приведением условий исследования (температуры, давления) к условиям исследуемой точки НПО.

5.3. Результаты определения стабильности данными методами соответствуют состоянию попутно добываемой воды в момент определения, при учёте постепенного изменения состава вод в процессе разработки месторождения, контроль стабильности следует производить по мере необходимости, рекомендуется не реже одного раза в три месяца.

5.4. Исследование проб водонефтяной эмульсии в методе, основанном на измерении pH, и методе " мраморной пробы" проводится непосредственно после отбора проб на месторождении или через несколько часов в лаборатории.

5.5. Методы, описанные выше, используются независимо или параллельно. Использование метода " мраморной пробы" является целесообразным в случаях, когда попутно добываемые воды содержат природные вещества, ингибирующие процесс солеотложения, или ингибиторы солеотложения. Метод, основанный на измерении pH , непригоден для определения фактической стабильности вод, содержащих ингибиторы солеотложения.

Метод , основанный на измерении pH

5.6. Водонефтяная эмульсия отбирается на устье скважины или другом месте НПО в герметичный пробоотборник (контейнер), изготовленный из некорродирующего материала, ёмкостью не менее 0,6 л.

5.7. При обводнённости нефти выше 70% дополнительно следует отобрать обычным образом (в бутылку) пробу водонефтяной

эмульсии для определения химического состава попутно добываемой воды.

5.8. При температуре окружающей среды ниже 20°С допустимо ограничиться отбором пробы в бутылку. Бутылка после отбора плотно закрывается пробкой.

5.9. Пробоотборник охлаждают до температуры измерения pH (температура окружающей среды), после чего давление в нем приводится к атмосферному путём периодического сброса газа через верхний вентиль пробоотборника. Эта операция сопровождается 30-минутным (не менее) встряхиванием контейнера, необходимым для установления равновесия в системе газ-нефть-вода в условиях измерения pH .

5.10. После 5-минутного отстаивания водная фаза из пробоотборника переводится в химический стакан, затем из него пипеткой отбирается проба и переносится в стаканчик для измерения pH. Отделение следов нефти обычным образом фильтровальной бумагой, помещенной в химическую воронку, допустимо проводить в случае, если температура измерений (окружающей среды) ниже 20°С.

5.11. Проба водонефтяной эмульсии, отобранная в бутылку (п.5.8), приводится к условиям измерения аналогично пробе, отобранной в пробоотборник (п.5.9). Отделение воды от нефти в этом случае проводится делительной воронкой.

5.12. Величина pH попутно добываемой воды в исследуемой точке (в любой точке скважины и пласта) находится как разность

$$pH = pH_{изм.} - \Delta pH - a \quad , \qquad (1)$$

где $pH_{изм.}$ – измеренное значение pH;

ΔpH – поправка, учитывающая изменение pH попутно добываемой воды в результате изменения содержания в ней углекислоты при изменении температуры и давления от условий иссле-

дуемой точки к условиям измерения ;

а – разность значений отрицательного логарифма первой константы диссоциации угольной кислоты (pK_I) для температуры измерений и температуры в исследуемой точке. Значения pK_I приведены в табл. I .

5.13. Величина ΔpH определяется по формуле

$$\Delta pH = lg \frac{K^{г-в} \cdot П^{г} + K^{н-в} \cdot П^{н} + П^{в}}{K_1^{г-в} \cdot П_1^{г} + K_1^{н-в} \cdot П_1^{н} + П_1^{в}}, \qquad (2)$$

где $K^{г-в}$, $K^{н-в}$ – константы распределения углекислоты в системе газ–вода, нефть–вода соответственно;

$П^{г}, П^{н}, П^{в}$ – число молей газа, нефти и воды, моль/кг. Символы с индексом " I " относятся к условиям исследуемой точки (определяемой) , без индекса – к условиям определения.

Обозначив числитель в формуле (2) $lg\xi$, а знаменатель $lg\xi_1$, выражение (2) приводится к виду:

$$\Delta pH = lg\xi - lg\xi_1 . \qquad (3)$$

5.14. Величины $lg\xi$ и $lg\xi_1$ при условии, что обводненность равна нулю, обозначаются $lg\xi^{\circ}$ и $lg\xi_1^{\circ}$; они находятся по номограмме (рис. I) для условий измерения и условий исследуемой точки, затем уточняются вычитанием поправок (табл. 2).

5.15. Полученные значения $lg\xi^{\circ}$ и $lg\xi_1^{\circ}$ приводятся к заданной обводнённости ($lg\xi$ и $lg\xi_1$) номограммой (рис.2) и используются для определения ΔpH по формуле (3).

5.16. Показатель стабильности (ПС) определяется как разность между значением pH воды, определённым по формуле (I) , и величиной pH , соответствующей насыщению воды карбонатом кальция ($pH_{нас.}$) :

$$ПС = pH - pH_{нас.} \qquad (4)$$

Таблица 1

ЗНАЧЕНИЯ pK_I ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ТЕМПЕРАТУР

Температура, °С	pK_I	Температура, °С	pK_I	Температура, °С	pK_I
10	6,464	30	6,327	50	6,287
11	6,456	31	6,322	51	6,288
12	6,445	32	6,319	52	6,286
13	6,436	33	6,315	53	6,289
14	6,428	34	6,312	54	6,290
15	6,419	35	6,308	55	6,291
16	6,411	36	6,305	56	6,292
17	6,404	37	6,303	57	6,293
18	6,396	38	6,300	58	6,295
19	6,389	39	6,298	59	6,297
20	6,382	40	6,296	60	6,299
21	6,375	41	6,294	61	6,301
22	6,369	42	6,292	62	6,304
23	6,363	43	6,291	63	6,306
24	6,357	44	6,292	64	6,309
25	6,351	45	6,289	65	6,312
26	6,346	46	6,288	66	6,315
27	6,340	47	6,286	67	6,318
28	6,336	48	6,287	68	6,322
29	6,331	49	6,287	69	6,325
				70	6,329

Зависимость величин $\lg \varepsilon^{\circ}$ и $\lg \varepsilon_1^{\circ}$ от давления и температуры

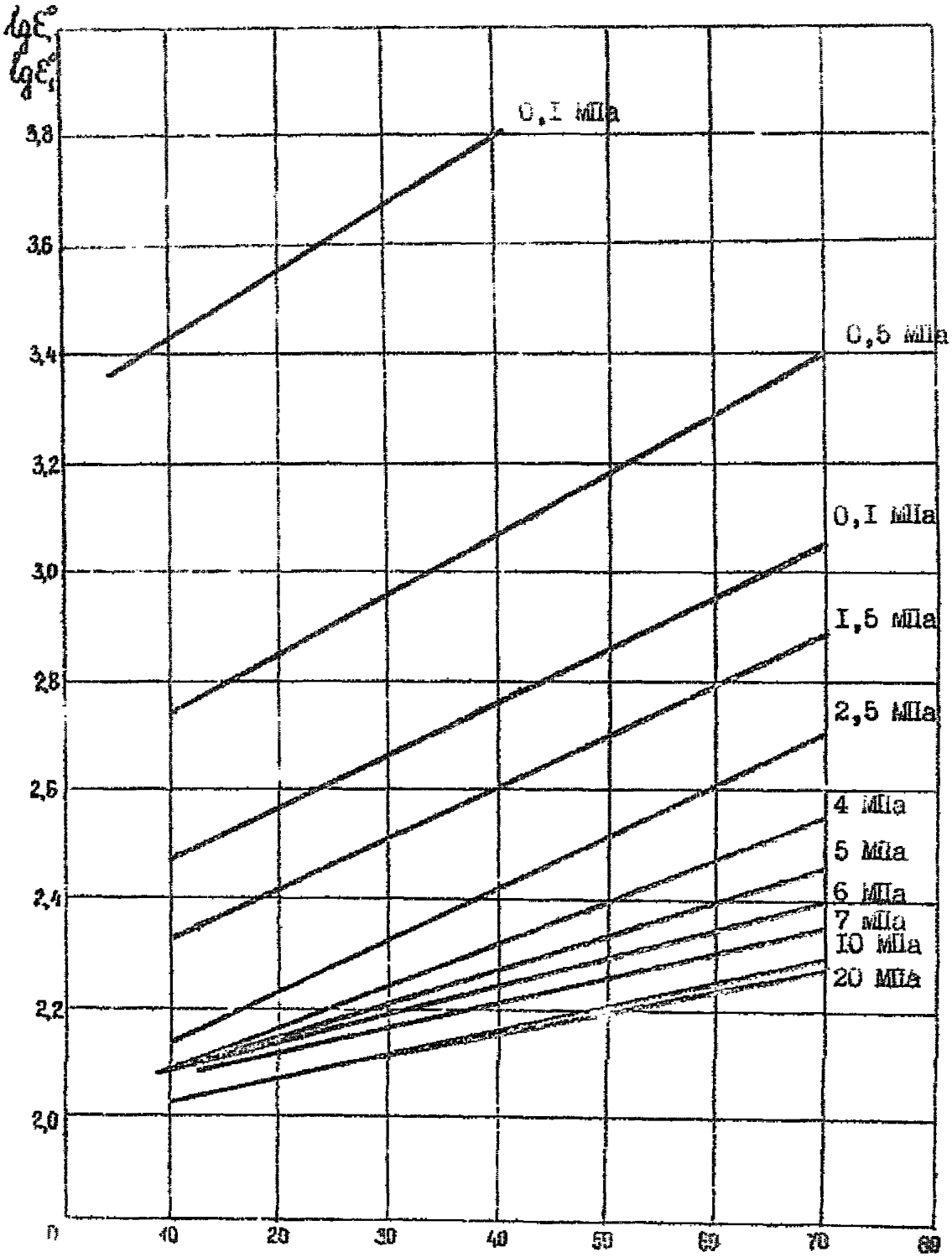


Рис.1

Таблица 2

Значения поправок к величинам $\lg \mathcal{E}^{\circ}$ и $\lg \mathcal{E}_1^{\circ}$

Месторождение	Пласт	Давление, МПа					
		7,0	5,0	2,5	I,0	0,5	0,I
Самотлорское	$АВ_{4-5}$	0	0	0	0	0	0
	$БВ_8^3$	-0,03	-0,02	0	0	-0,0I	-0,06
	$БВ_8^0$	-0,04	-0,04	-0,02	-0,02	-0,04	-0,I0
	$БВ_{I0}^{I-2}$	-0,08	-0,08	-0,07	-0,07	-0,09	-0,I2
	$БВ_8^{I-2}$	-0,I0	-0,I0	-0,03	-0,II	-0,I3	-0,I7
	$АВ_{2-3}$	-0,04	-0,06	-0,07	-0,07	-0,05	-0,0I
Тетеревско-Мортымьинское	II	-0,06	-0,05	-0,05	-0,06	-0,II	-0,I6
Толумское	$II_8 + T$	0,I5	0,20	0,35	0,46	0,49	0,44
Западно-Сургутское	$БС_{I0}$	0,I0	0,22	0,27	0,3I	0,33	0,3I
	$БС_I$	0,I8	0,22	0,2I	0,I6	0,I3	0,I2
	$БС_{2-3}$	0,I4	0,I4	0,I5	0,I6	0,I7	0,20
Правдинское	$БС_6$	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,I0	-0,I5
	$БС_5$	-0,02	-0,02	-0,0I	-0,03	-0,04	-0,08
	$БС_3$	-0,02	-0,02	-0,00	-0,0I	-0,00	-0,I5

Зависимость величин $lg\,\varepsilon$, $lg\,\varepsilon_1$ от обводнённости

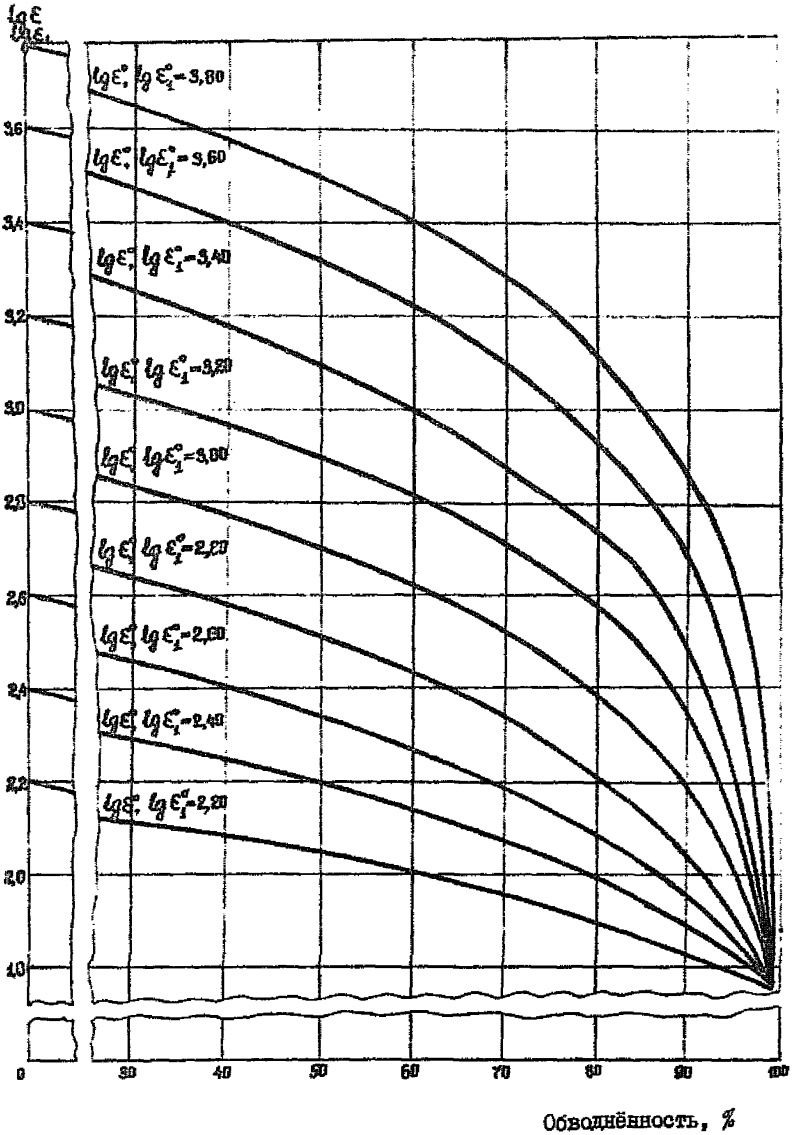


Рис.2

5.17. Значение $pH_{нас.}$ рассчитывается по формуле:

$$pH_{нас.} = K + pCa + pHCO_3 \quad , \qquad (5)$$

где K – константа, зависящая от температуры, ионной силы раствора;

pCa, $pHCO_3$ – отрицательный десятичный логарифм концентрации ионов кальция и гидрокарбоната, соответственно.

5.18. Значения константы K находятся для соответствующих температуры и ионной силы (J) по номограмме (рис. 3); величины pCa и $pHCO_3$ – по рис. 4.

5.19. Ионная сила рассчитывается по формуле:

$$J = \frac{1}{2}\sum c_i z_i^2 \quad , \qquad (6)$$

где C – молярная концентрация i-го иона в растворе, г-ион/кг растворителя;

z – заряд i-го иона.

Допускается пользоваться молярными концентрациями ионов (г-ион/л) в том случае, когда общая минерализация воды не превышает 30 г/л.

5.20. Концентрации ионов, необходимые для расчётов $pH_{нас.}$, определяются в соответствии с РД 39-23-1055-84 "Инструкция по методам анализа минерального состава пластовых вод и отложения солей".

5.21. Вода является стабильной, если величина ПС отрицательна или равна нулю.

Вода является нестабильной, если величина ПС положительна. Величина ПС характеризует интенсивность образования осадка карбоната кальция.

5.22. Величина ПС попутно добываемой воды определяется по программе машинного расчета, приведённой в приложении 2.

5.23. В случае, когда значение ПС добываемой воды нахо-

Значения константы K в зависимости от температуры и ионной силы (J)

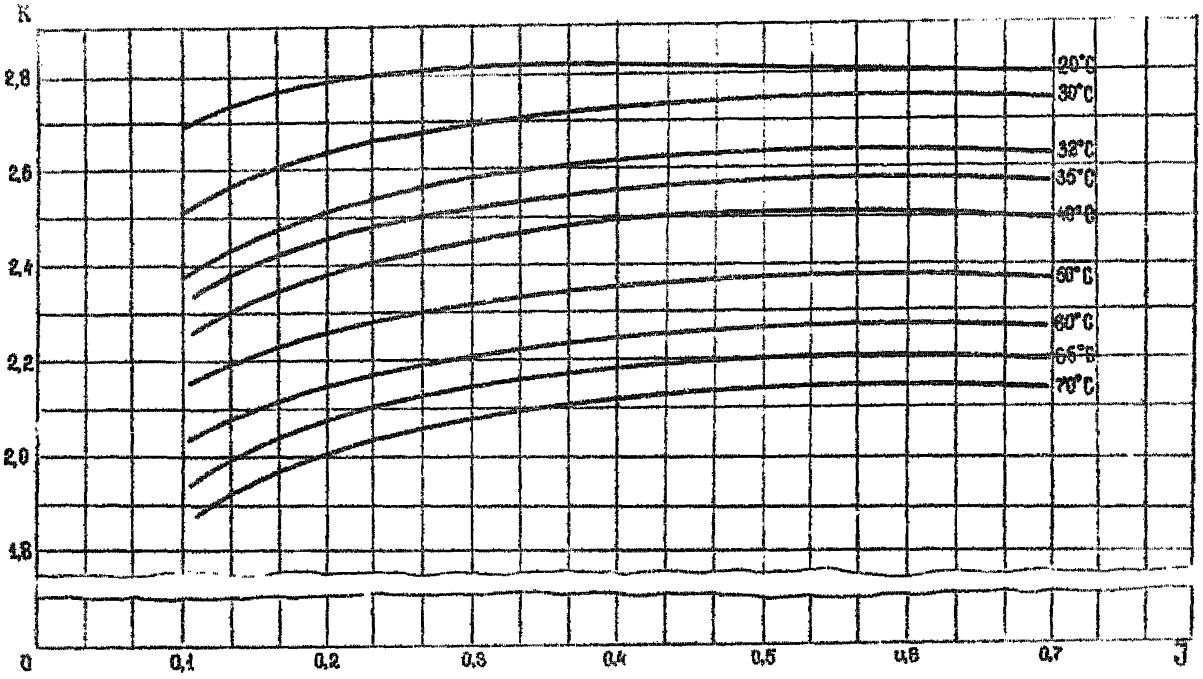


Рис.3

Значения величин pCa и $pHCO_3$

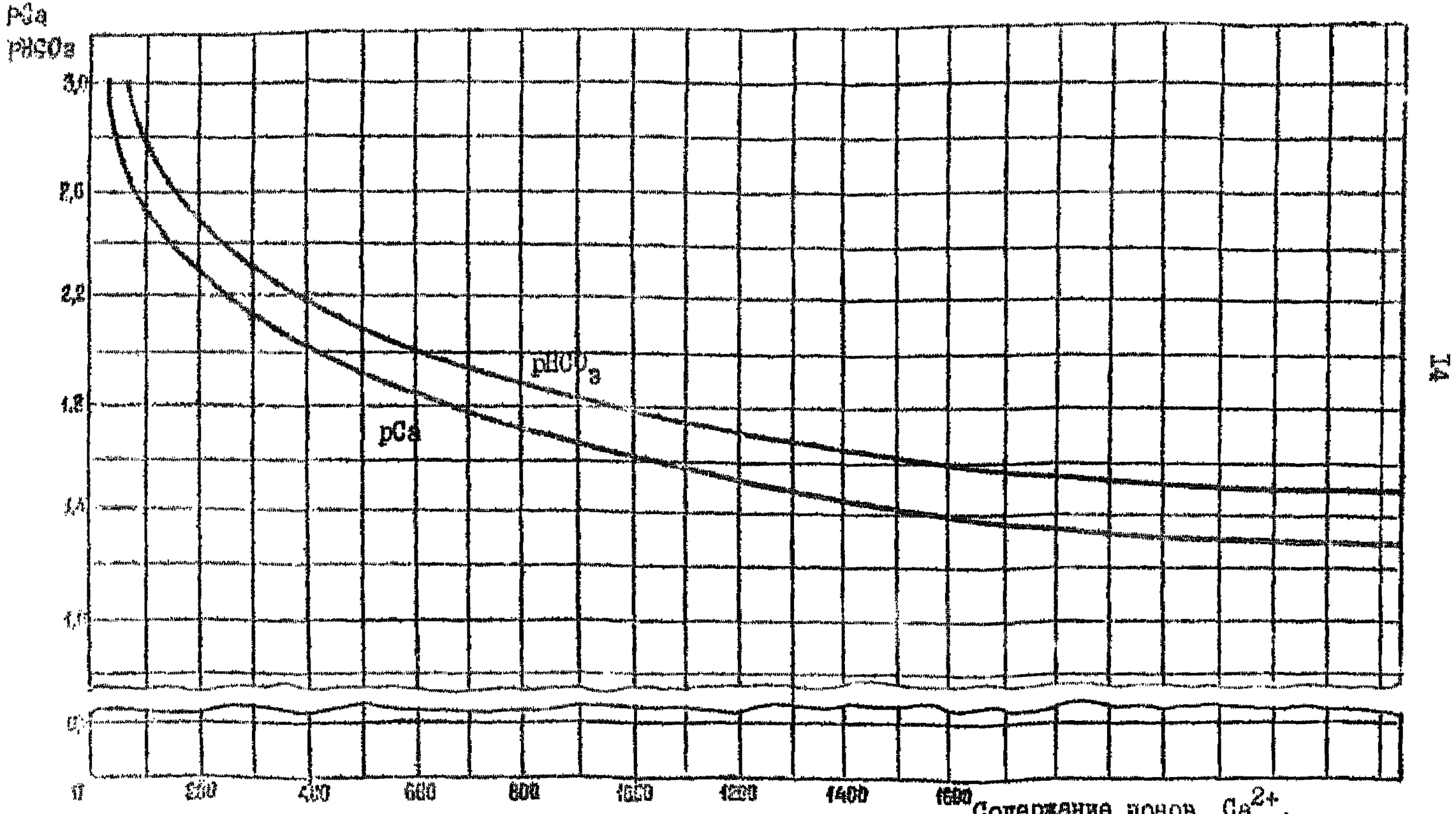


Рис.4

дится в пределах 0 – 0,2 , для повышения достоверности определения стабильности воды необходимо повторить определение. Параллельно следует провести определение стабильности этих вод методом " мраморной пробы ".

Метод "мраморной пробы"

5.24. Водонефтяная эмульсия отбирается на устье скважины или другой точке НПО в герметичный пробоотборник, содержащий 10 г порошкообразного карбоната кальция и одновременно в бутылку (0,5 – 0,7 л).

5.25. Пробоотборник (рис.5) снабжен отвинчивающимися крышками и поршнем (3), перемещающимся из одного крайнего положения в другое при заполнении пробоотборника. Изготавливается пробоотборник из коррозионностойкого материала, ёмкость его должна быть не менее 0,6 л. Пробоотборник разработан в СибНИИНП.

5.26. При проведении анализа не сразу после отбора пробы в бутылку предварительно помещается 1–3 мг ингибитора солеотложения.

5.27.К условиям устья проба приводится нагреванием содержимого пробоотборника до устьевой температуры.

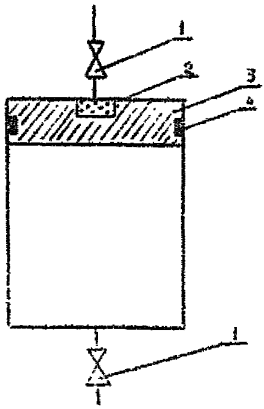
5.28. Нагрев, термостатирования пробоотборника осуществляется путем электрообогрева (съемная рубашка) или водяной бани. Перемешивание смеси осуществляется переворачиванием или встряхиванием контейнера.

5.29. К условиям любой другой исследуемой точки проба приводится путём подъема температуры и давления в пробоотборнике до условий исследуемой точки.

Подъём давления осуществляется обратным движением поршня, создаваемым с помощью пресса.

5.30. После приведения пробы к условиям исследования пробоотборник термостатируется в течение одного часа,

Схема пробоотборника



1 – вентиль высокого давления; 2 – карбонат кальция;
3 – поршень; 4 – уплотнительное кольцо.

Рис.5

5.31. По окончании термостатирования водная фаза из пробоотборника без предварительного сброса давления и охлаждения переводится в стакан и фильтруется , после чего в ней определяется содержание ионов кальция. Одновременно проводится определение содержания ионов кальция в водной фазе жидкости, отобранной в бутылку. Содержание ионов кальция определяется в соответствии с РД 39-23-1055-84 .

5.32. Оценка стабильности воды производится сравнением содержания ионов кальция в воде до и после " мраморной пробы" (вода из бутылки и вода из контейнера после термостатирования).

При уменьшении концентрации ионов кальция после "мраморной пробы" вода является нестабильной, при увеличении – вода стабильна. При неизменном содержании ионов кальция вода близка к состоянию равновесия, т.е. стабильна.

Определение оптимального содержания ингибиторов солеотложения

5.33. Оптимальным содержанием ингибиторов солеотложения является минимальное содержание ингибитора в попутно добываемой воде, обеспечивающее полное предотвращение солеотложения.

5.34. Величина оптимального содержания ингибитора (m_o) определяется температурой и химическим составом попутно добываемой воды. Влияние температуры и химического состава представлено на рис. 6–7 в виде зависимостей величины m_o от величины показателя стабильности.

5.35. Зависимости (см. рис. 6–7) используются для определения величины оптимального содержания ингибиторов ПАФ-13А, SP-181 .

5.36. Для других ингибиторов подобная зависимость может быть получена путём экспериментального определения величины m_o по методике, приведенной в приложении 3.

5.37. На скважинах, защищаемых методом дозирования, устанавливается дозировка ингибитора , обеспечивающая оптимальное содержание его в воде, m_o .

5.38. В скважинах, защищаемых методом задавки, раствор ингибитора, приготовленный для обработки призабойной зоны, продавливается в пласт продавочной жидкостью в соответствии с инструкцией по технологии применения данного реагента .

Расчёт количества ингибитора и объёма обрабатываемой породы

5.39. Суточное количество дозируемого реагента (m_p, кг) определяется по формуле:

$$m_p = 10^{-3} \cdot m_o \cdot Q_{н.в} \quad , \qquad (7)$$

Зависимость величины оптимального содержания (m_o) индикатора SP-161 от величины показателя стабильности (ПС)

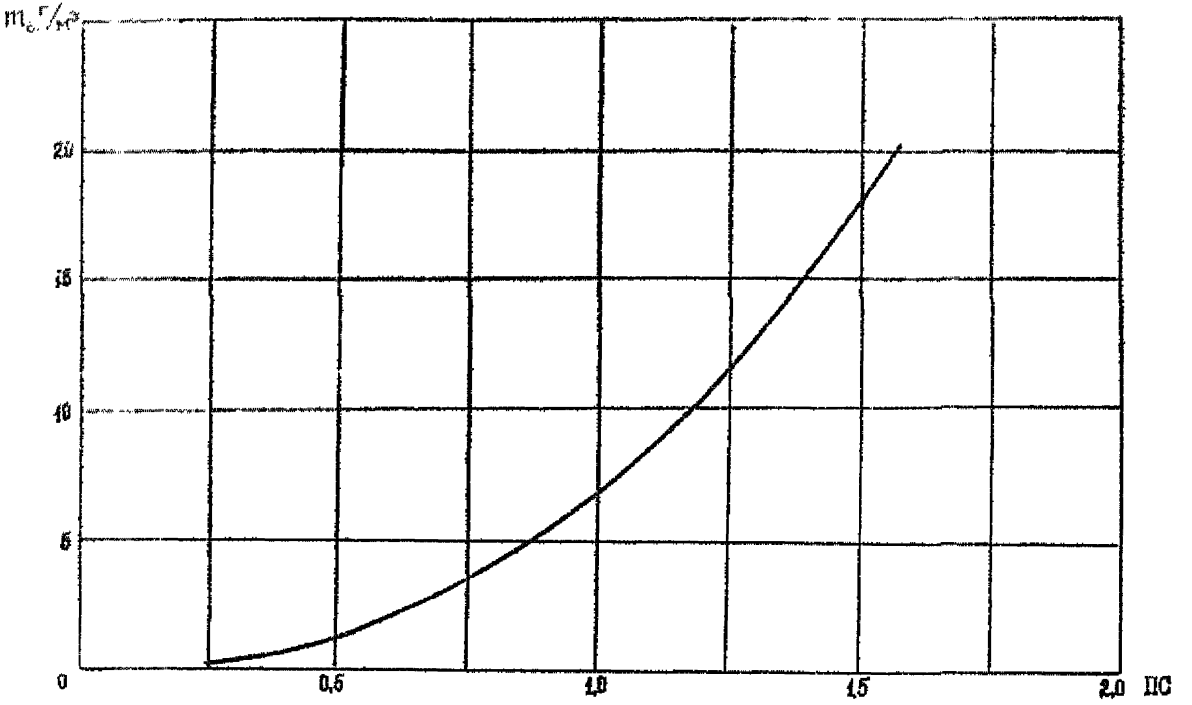


Рис.6

Зависимость величины оптимального содержания (m_0) ингибитора ПАФ - 13А от величины показателя стабильности (ПС)

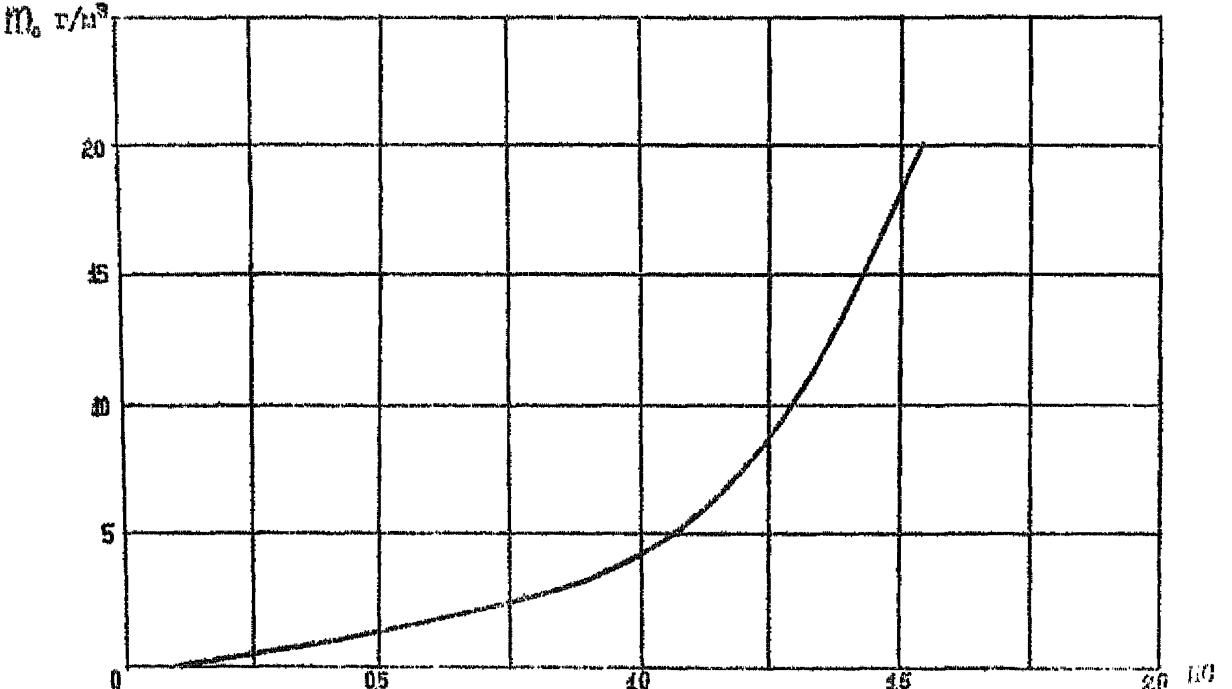


Рис.7

где m_0 – оптимальное содержание ингибитора, т/м^3;

Q_{H_2O} – дебит скважины по воде, м^3/сут.

5.40. Количество реагента, необходимое для продавки в пласт (m_p, кг), рассчитывается по формуле:

$$m_p = 10^{-3} \cdot m_0 \cdot \alpha \cdot Q_{H_2O} \cdot \tau \quad , \qquad (6)$$

где τ – предполагаемое время защиты скважины, сут.;

α – коэффициент, учитывающий необратимую адсорбцию и неравномерность выноса реагента; в случае первичной обработки он равен 1,5–2, при вторичной задавке – 1.

5.41. Объём раствора ингибитора определяется по формуле:

$$V_{инг.} = \frac{100 \cdot m_p}{d \cdot C_{инг.}} \quad , \qquad (9)$$

где $V_{инг.}$ – объём раствора ингибитора, м^3;

m_p – рассчитанное количество ингибитора, т;

d – плотность ингибитора, т/м^3;

$C_{инг.}$ – концентрация раствора ингибитора, %. Оптимальные концентрации растворов для реагентов типа ПАФ составляют 3÷5%.

5.42. Содержание ингибитора в попутно добываемых водах защищаемых скважин определяется, по мере необходимости, но не реже одного раза в месяц согласно приложения 1.

5.43. Повторная обработка призабойной зоны производится при уменьшении содержания ингибитора в попутно добываемой воде до значения, меньшего m_0.

5.44. После продавки раствора ингибитора в призабойную зону скважина выдерживается в течение 6 – 12 часов.

6. ТРЕБОВАНИЯ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ И ВЛИЯНИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

6.1. Меры предосторожности по охране здоровья рабочих,

предупреждению пожаров и исключению загрязнения окружающей среды при использовании ингибиторов солеотложения вытекают из действующих " Правил охраны поверхностных вод от загрязнений сточными водами ", требований, изложенных в приказе № 43 Миннефтепрома СССР от 28.01.67г." О мерах по улучшению охраны труда и техники безопасности нефтедобывающей промышленности " и постановления Верховного Совета СССР от 20.09.72 г. "О мерах по дальнейшему улучшению охраны природы и рациональному использованию природных ресурсов".

6.2. Ингибиторы должны храниться в герметически закрытых емкостях в помещениях , не доступных для посторонних лиц.

6.3. Складские помещения, оборудование и транспорт по пожарной опасности относятся к категории " В " (СН 245-71), должны быть обеспечены средствами пожаротушения.

6.4. К работе с ингибиторами допускаются лица, прошедшие специальный инструктаж.

6.5. При работе с ингибиторами необходимо использовать защитную спецодежду, перчатки, очки, фартук.

6.6. Обслуживающий персонал, имеющий непосредственный контакт с указанными веществами, должен подвергаться периодическим медицинским обследованиям.

6.7. Скважины и узлы приготовления растворов должны быть обвалованы.

6.8. Подтоварные воды, содержащие ингибитор, должны снова закачиваться в пласт.

7. ОРГАНИЗАЦИЯ ВНЕДРЕНИЯ

7.1. Внедрение разработанной технологии в 1986 г. должно производиться в ПО Нижневартовскнефтегаз в объёме не

менее 60 скважин.

7.2. Мероприятия по внедрению приведены в таблице 3.

Таблица 3

Наименование мероприятия	Сроки проведения	Место проведения	Исполнители
Обучение технического персонала НГДУ методам определения стабильности вод и оптимальных дозировок ингибиторов солеотложения	I -III кв. 1986г.	НГДУ ПО Нижневартовскнефть	СибНИИНП
Лекция "Способы оптимизации технологии применения ингибиторов солеотложения"	II-кв.1986г.	ПО Нижневартовскнефтегаз	СибНИИНП
Семинар по методам определения стабильности и оптимальных дозировок	III-кв. 1986г.	То же	То же
Контроль за соблюдением технологии обработок призабойной зоны ингибиторами солеотложения	III-IУ кв. 1986г.	"	ПО Нижневартовскнефтегаз, СибНИИНП
Оформление актов внедрения	I5.I2.86		То же
Организация группы для обследования фонда скважин и её обучение методам определения стабильности попутно добываемых вод	0I.07.86	"	ПО Нижневартовскнефтегаз
Определение стабильности попутно добываемых вод	III-IУ кв. 1986г.	"	ПО Нижневартовскнефтегаз, СибНИИНП
Выбор скважин и проведе-	III-IУ кв.		ТПУ СибНИИНП,

Наименование мероприятия	Сроки проведения	Место проведения	Исполнители
ние обработок призабойной зоны по разработанной технологии	1986г.		Сотрудники

Зам директора по научной работе в области добычи — В.С.Маринин

Зав.сектором нормоконтроля — Б.И.Артемьев

Зам. отдела химических технологических процессов добычи нефти — В.А.Ермов

Старший научный сотрудник — Л.К.Галутво

ПРИЛОЖЕНИЕ I

МЕТОДИКА
ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ В ПЛАСТОВЫХ ВОДАХ ИНГИБИТОРОВ НА ФОСФОРОРГАНИЧЕСКОЙ ОСНОВЕ

Содержание в пробе воды реагентов, представляющих собой фосфорсодержащие органические соединения, определяется в две стадии:

Окисление реагентов в растворе с целью перевода фосфонатов в ортофосфаты;

Определение содержания фосфат-ионов в растворе.

I. НЕОБХОДИМЫЕ РЕАКТИВЫ И ОБОРУДОВАНИЕ

Соляная кислота, концентрированная.

37% раствор серной кислоты.

Серная кислота.

Аскорбиновая кислота, 10% раствор. Срок годности 20-25 дней при температуре не более 10°С.

Винная кислота.

Трехлористая сурьма.

Молибдат аммония (готовится молибдатная смесь).

Перманганат калия, 0,1 N раствор

Аммиак, 1:10.

Фенолфталеин.

Серная кислота H_2SO_4, 1 : 20

Фотоэлектроколориметр.

Электроплитка закрытого типа.

Реактивы, используемые для определения содержания в пластовых водах ингибиторов, должны иметь марку " ХЧ" или "ЧДА".

Для работы готовится смесь реактивов (молибдатная смесь).

К 300 мл дистиллированной воды приливается при перемешивании 144 мл концентрированной серной кислоты. Затем охлаждается до 20°С и при перемешивании добавляется раствор (12,5 г молибдата аммония в 200 мл дистиллированной воды), раствор (0,235 г хлорида сурьмы и 0,6 г винной кислоты или 0,345 г антимонилтартрата калия $KSbOC_4H_4 \cdot 0{,}5H_2O$ в 100 мл дистиллированной воды), после чего разбавляется полученная смесь до 1 л водой. Реактив хранится в склянке из темного стекла.

2. ОКИСЛЕНИЕ РЕАГЕНТОВ

Окисление содержащегося в пластовой воде реагента осуществляется хлорной кислотой, перманганатом калия или персульфатом калия

а) окисление хлорной кислотой: 5 мл пластовой воды, содержащей ≤ 10 мг/л реагента, помещается в выпарительную чашку, приливается 3 мл хлорной и 10 мл концентрированной соляной кислот и упаривается раствор до минимального объёма. Упаривание производить под тягой!

б) окисление перманганатом калия: 5 мл пластовой воды, содержащей ≤ 15 мг/л реагента, помещается в химический термостойкий стакан, приливается 30 мл H_2O, добавляется 2мл H_2SO_4 37% и 3 мл $KMnO_4$ 0,1 М и упаривается раствор до метки (метка на уровне 30 мл). Если жидкость выпарилась до метки раньше 30 мин, по стенкам добавляется дистиллированная вода. Выпарив в течение 30 минут, избыток $KMnO_4$ удаляется, прибавлением по каплям в горячий раствор аскорбиновой кислоты.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ФОСФАТ-ИОНОВ В РАСТВОРЕ

После упаривания содержимое выпарительной чашки тщательно

смывается в мерную колбу на 100 мл , нейтрализуется избыток кислоты аммиаком. Затем в колбу приливается 2 мл молибдатной смеси, через 1 - 2 минуты 0,5 мл 1% раствора аскорбиновой кислоты и доводится объём до метки дистиллированной водой. Смесь перемешивается и оставляется стоять.

Через 1 час определяется оптическая плотность раствора на фотоэлектроколориметре (например ФЭК- 56М, Spektromom-410, Specol и т.д.) при красном светофильтре № 9 и кювете на 50 мм . В качестве раствора сравнения используется "холостая проба" и содержание реагента определяется по калибровочной кривой .

4. ПОСТРОЕНИЕ КАЛИБРОВОЧНОЙ КРИВОЙ

Для построения калибровочной кривой вначале готовится стандартный раствор, для чего навешивается 100 мг реагента, переносится в колбу на 1000 мл и доводится до метки дистиллированной водой. Затем в ряд выпарительных чашек помещается 1,2,3,4,5,6,7,8,9,12,15 мл стандартного раствора реагента и окисляется, упариваясь до минимального объёма. Содержимое чашек смывается в колбу на 100 мл, среда доводится до нейтральной. В каждую колбу прибавляется по 2 мл молибдатной смеси и через 1 - 2 минуты по 0,5 мл аскорбиновой кислоты. Получается серия различно окрашенных растворов . Содержание реагента в них будет соответственно 2,4,6,8,10,12,14,16,18,24 и 30 мг/л. Измерив оптическую плотность раствора на фотоэлектроколориметре в кювете с ℓ = 50 мм, строится кривая в координатах "D - C "(оптическая плотность - концентрация).

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

ПРОГРАММА РАСЧЁТА ПОКАЗАТЕЛЯ СТАБИЛЬНОСТИ ПОПУТНО ДОБЫВАЕМЫХ ВОД

I. Программа предназначена для вычисления показателя стабильности в зависимости от обводнённости, величины pH, давления, температуры, концентрации ионов и компонентного состава нефти.

2. Программа составлена на FORTRANe и реализована в системе DOS на ЭВМ ЕС - I033.

3. Текст программы и исходные данные записаны на пакет магнитных дисков в виде записей длины 80 байт. При перфокарточном вводе каждая запись соответствует одной перфокарте (п/к).

4. Исходные данные расположены после текста программы вслед за записями (п/к) управляющих данных.

5. Первые I3 записей являются постоянными и расположены в следующем порядке:

5.I. - I запись- число ионов и количество компонентов нефти (формат 2I3 - два целых числа по три позиции).

5.2. - 2,3 записи - названия ионов; в каждой записи по 5 слов из I2 позиций (формат I5A4 - формат для текстовой информации).

5.3. - 4,5 записи - названия компонентов нефти (I5A4).

5.4. - 6 запись - квадраты зарядов ионов и число I000 (формат I0F6.2 - вещественные числа по 6 позиций).

5.5. - 7 запись - молекулярный вес ионов (I0F6.2)

5.6. - 8,9 записи - числовые массивы для расчёта констант распределения CO_2 и числа молей нефти и газа (I0F6.2).

5.7. – 10 запись – молекулярный вес компонентов нефти (10F6.2).

5.8. – 11-13 записи – константы распределения CO_2 в системе газ-вода при 1 атм. и температуре от 1 до 30°С (10F6.2).

6. Изменяемые данные начинаются с записи числа расчётов (I 3) и текстовой записи даты расчёта (15A4).

7. Далее размещаются группы по 7 записей на каждый расчёт:

7.1. – 1-4 записи – текстовые данные, идентифицирующие пробу, взятую на анализ (15A4).

7.2. – 5 запись – обводнённость (%), pH, давление (атм.) и температура (°С) условий измерения, давление (атм.) и температура (°С) условий исследования, молекулярный вес остатка нефти (C_6+ высшие) (10F6.2).

7.3. – 6 запись– концентрация ионов (мг/л) (10F6.2).

7.4. – 7 запись – мольная концентрация компонентов нефти (%) (10F6.2).

8. Текст программы расположен на 3-4 страницах данного приложения.

9. На 5 странице приложения пример вводимых исходных данных для расчёта .

10. На 6 странице приложения образец выходной информации с результатами расчёта.

```
C
C
C     ***************************************************
C     *  ПРОГРАММА  РАСЧЕТА  ПОКАЗАТЕЛЯ  СТАБИЛЬНОСТИ   *
C     *              ПОПУТНО  ДОБЫВАЕМЫХ  ВОД            *
C     ***************************************************
C
      DIMENSION Z2(6),AM(6),CM(6),BB(10),TB(10),D(10),C1(10),
     *B1(10),B2(10),AL(10),AK(30),TS1(3,6),TS2(3,10),TS3(40)
  100 FORMAT(15A4)
  101 FORMAT(8A4)
  102 FORMAT(10F6.2)
  103 FORMAT(2I3)
  200 FORMAT(/////T10,'СИБНИИНП'//
     *T10,'ОТДЕЛ ХИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ'/)
  201 FORMAT(/T10,8A4)
  202 FORMAT(/T10,'ОБВОДНЕННОСТЬ = ',F5.2,' %   PH = ',F5.2//
     *T10,'P1 = ',F5.2,' АТМ      T1 = ',F5.2,' ГРАД.Ц.'//
     *T10,'P2 = ',F5.2,' АТМ      T2 = ',F5.2,' ГРАД.Ц.'//
     *T10,'МОЛ.ВЕС ВЫСШ.=',F7.2/)
  203 FORMAT(/T10,30('-')/T10,'! N !   ИОНЫ    ! КОНЦЕНТРА-('/
     *T10,'!   !',T27,'! ЦИЯ(МГ/Л) !'/T10,30('-'))
  204 FORMAT(T10,'!  !',T27,'!',T39,'!'/
     *T10,'!',I2,' !',3A4,'!',F10.3,' !')
  205 FORMAT(T10,30('-')///T10,30('-')/
     *T10,'! N ! КОМПОНЕНТЫ !  МОЛЬНЫЙ  !'/
     *T10,'!   !',T27,'!  ПРОЦЕНТ  !'/T10,30('-'))
  206 FORMAT(T10,30('-')//)
  207 FORMAT(T10,'ПОКАЗАТЕЛЬ СТАБИЛЬНОСТИ = ',F10.5/////////)
  208 FORMAT(/T20,'КОНЕЦ ЗАДАНИЯ')
  209 FORMAT(T10,'МОЛЕЙ ГАЗА (1)=',F8.4,'   МОЛЕЙ ГАЗА (2)=',F8.6//
     *T10,'МОЛЕЙ НЕФТИ(1)=',F8.4,'   МОЛЕЙ НЕФТИ(2)=',F8.4//
     *T10,'КОНСТ. Г-Н (1)=',F8.3,'   КОНСТ. Г-Н (2)=',F8.3//
     *T10,'КОНСТ. Г-В (1)=',F8.3,'   КОНСТ. Г-В (2)=',F8.3//
     *T10,'ИОННАЯ СИЛА   =',F8.5///)
      READ(1,103)M,N
      READ(1,100)((TS1(I,J),I=1,3),J=1,N)
      READ(1,100)((TS2(I,J),I=1,3),J=1,N)
      READ(1,102)(Z2(J),J=1,M),G
EC FORTRAN ST   56-02.79                MAIN                    DATE 10.06.86(161)-08.39
      READ(1,102)(AM(J),J=1,M)
      READ(1,102)(BB(J),J=1,N)
      READ(1,102)(TB(J),J=1,N)
      READ(1,102)(D(J),J=1,N)
      READ(1,102)(AK(J),J=1,30)
      READ(1,103)KZ
      KZ1=0
      READ(1,101)(TS3(J),J=1,8)
      WRITE(3,200)
      WRITE(3,201)(TS3(J),J=1,8)
    1 KZ1=KZ1+1
      READ(1,101)(TS3(J),J=9,40)
      READ(1,102)Q,PH,P01,T01,P02,T02,D(N)
      READ(1,102)(CM(J),J=1,M)
      READ(1,102)(C1(J),J=1,N)
      WRITE(3,201)(TS3(J),J=9,40)
      WRITE(3,202)Q,PH,P01,T01,P02,T02,D(N)
      WRITE(3,203)
      DO 2 I=1,M
    2 WRITE(3,204)I,(TS1(J,I),J=1,3),CM(I)
      WRITE(3,205)
      DO 3 I=1,N
    3 WRITE(3,204)I,(TS2(J,I),J=1,3),C1(I)
      WRITE(3,206)
      P1=P01/10.19
      P2=P02/10.19
      BB(N)=1470.*(D(N)-86.18)/(0.08086-0.00186*D(N))
      V=D(N)
      R=ALOG10(V)
      TB(N)=67.5772*R**2.4583
      X1=((1.86-0.0618*P1)*P1-48.9)*P1/1000.+1.0069
      X2=((1.86-0.0618*P2)*P2-48.9)*P2/1000.+1.0069
      Y1=((0.179*P1-5.16)*P1+125.9)*P1/1000.-1.0127
      Y2=((0.179*P2-5.16)*P2+125.9)*P2/1000.-1.0127
      CS=0.
      Y=0.
      DO 4 J=1,N
      ZA=Y1+X1*BB(J)*(1./TB(J)-1./(T01+273.15))
      ZB=Y2+X2*BB(J)*(1./TB(J)-1./(T02+273.15))
C
C
C
```

```
C
C
C
C
C
C
C
C
      B1(J)=(10.0**ZA)/P1
      B2(J)=(10.0**ZB)/P2
      CS=CS-C1(J)
    4 V=V+C1(J)*D(J)
      VL=100.0*G/V
      DO 5 J=1,N
    5 AL(J)=VL*C1(J)/100.
      A1=0.00001
    6 A2=0.
      DO 7 J=1,N
    7 A2=A2+B1(J)*C1(J)/(1./A1+B1(J)-1.)
      AV1=A2/CS
      IF(ABS(A1-AV1)-0.0000001)9,9,8
    8 A1=AV1
      GO TO 6
    9 GL1=AV1*VL
      A1=0.00001
   10 A2=0.
      DO 11 J=1,N
   11 A2=A2+B2(J)*C1(J)/(1./A1+B2(J)-1.)
      AV2=A2/CS
      IF(ABS(A1-AV2)-0.0000001)13,13,12
   12 A1=AV2
      GO TO 10
   13 GL2=AV2*VL
      SNG1=0.
      SNG2=0.
      SNH1=0.
      SNH2=0.
      DO 14 J=1,N
      Y1=C1(J)*B1(J)/(1.+(B1(J)-1.)*AV1)
      Y2=C1(J)*B2(J)/(1.+(B2(J)-1.)*AV2)
      X1=GL1*Y1/100.
      X2=GL2*Y2/100.
      SNG1=SNG1+X1
      SNG2=SNG2+X2
      A1=AL(J)-X1
      A2=AL(J)-X2
      SNH1=SNH1+A1
   14 SNH2=SNH2+A2
C EC FORTRAN ST  56-02.79                MAIN          DATE 10.06.86(161)-08.39.
      ZA=T01/100.
      ZB=T02/100.
      X1=((1.53561-0.3484*ZA)*ZA-1.25469)*ZA+6.57629
      X2=((1.53561-0.3484*ZB)*ZB-1.25469)*ZB+6.57629
      DO 15 J=1,M
      R=CM(J)/AM(J)/1000.
   15 CM(J)=R
      R=CM(1)
      R1=CM(4)
      Y1=ALOG10(R)
      Y2=ALOG10(R1)
      AJ=0.
      DO 16 J=1,M
   16 AJ=AJ+CM(J)*Z2(J)/2.
      ZA=((2.636*AJ-4.26272)*AJ+2.34856)*AJ+2.69688
      R=(0.61206*ZB-1.84646)*ZB+ZA
      R1=T01+0.01
      J=INT(R1)
      ZA=AK(J)
      IF(P02-10.)17,17,18
   17 R1=0.32-0.008*P02
      GO TO 19
   18 R1=0.26-0.0021*P02
   19 R2=25.86*EXP(-0.0961*P02)+10.
      CS=R1*T02+R2
      V=SQRT(CS)
      ZB=EXP(V)
      AZ=1.-Q/100.
      R1=(ZA*(SNG1+SNH1/B1(1))-55.56)*AZ+55.56
      R2=(ZB*(SNG2+SNH2/B2(1))-55.56)*AZ+55.56
      AZ=R1/R2
      DPH=ALOG10(AZ)
      SI=PH-DPH-X1+X2-R+Y1+Y2
      WRITE(3,209)SNG1,SNG2,SNH1,SNH2,B1(1),B2(1),ZA,ZB,AJ
      WRITE(3,207)SI
      IF(KZ-KZ1)20,20,1
   20 WRITE(3,208)
      STOP
C
C
C
C
C
C
C
C
C
C
```

СИБНИИНП

ОТДЕЛ ХИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

ДАТА 20-05-1986 Г

МЕСТОРОЖДЕНИЕ : САМОТЛОРСКОЕ

ПЛАСТ : БВ

КУСТ : 27

СКВАЖИНА : 343

ОБВОДНЕННОСТЬ = 99,90 % PH = 8,30

P1 = 1,00 АТМ T1 = 20.00 ГРАД.Ц.

P2 = 10,50 АТМ T2 = 65.00 ГРАД.Ц.

МОЛ.ВЕС ВЫСШ.= 207.07

N	ИОНЫ	КОНЦЕНТРАЦИЯ(МГ/Л)
1	(CA) ++	140.000
2	(MG) ++	48.000
3	(K+NA) +	1989.500
4	(HCO3) -	457.500
5	(CL) -	3195.000
6	(SO4) --	0.0

N	КОМПОНЕНТЫ	МОЛЬНЫЙ ПРОЦЕНТ
1	CO2	0.070
2	АЗОТ	0.690
3	МЕТАН	27.880
4	ЭТАН	8.590
5	ПРОПАН	6.930
6	ИЗО-БУТАН	1.700
7	БУТАН	4.960
8	ИЗО-ПЕНТАН	1.930
9	ПЕНТАН	2.810
10	ВЫСШИЕ	50.880

МОЛЕЙ ГАЗА (1)= 3.5796 МОЛЕЙ ГАЗА (2)= 2.9260

МОЛЕЙ НЕФТИ(1)= 4.6881 МОЛЕЙ НЕФТИ(2)= 5.3417

КОНСТ. Г-Н (1)= 80.787 КОНСТ. Г-Н (2)= 12.304

КОНСТ. Г-В (1)=1447.000 КОНСТ. Г-В (2)= 373.926

ИОННАЯ СИЛА = 0.09954

ПОКАЗАТЕЛЬ СТАБИЛЬНОСТИ = 1.66909

6 I0											
(CA)	++	(MG)	++	(K+NA)	+	(HCO3)	-	(CL)	-	(SO4)	--
CO2		АЗОТ		МЕТАН		ЭТАН		ПРОПАН			
ИЗОБУТАН		БУТАН		ИЗОПЕНТАН		ПЕНТАН		ВЫСШИЕ			
4.0	4.0	I.0	I.0	I.0	4.0	I000.0					
40.08	24.32	25.0	6I.0	35.45	98.0						
402.5	308.3	I28.8	402.4	773.4	II3I.4	II96.0	II3I5.5	I377.8			
I23.0	77.4	45.0	I39.1	217.3	26I.4	272.7	30I.2	309.2			
44.0I	26.02	I6.04	30.07	44.09	58.I2	58.I2	72.I4	72.I4			
890.0	9I0.0	930.0	950.0	970.0	990.0	I0I0.0	I030.0	I060.0	I092.0		
II20.0	II50.0	II80.0	I2I0.0	I244.0	I280.0	I320.0	I360.0	I400.0	I447.0		
I490.0	I530.0	I570.0	I6I0.0	I652.0	I690.0	I740.0	I760.0	I830.0	I880.0		
I											
ДАТА	20-05-I966 Г										
МЕСТОРОЖДЕНИЕ : САМОТЛОРСКОЕ											
ПЛАСТ : 56											
КУСТ : 27											
СКВАЖИНА : 343											
99.90	6.30	I.0	20.0	I0.5	65.0	207.07					
I40.0	46.0	I969.5	457.53	I95.0	0.0						
0.07	0.69	27.88	2.59	6.53	I.70	4.96	I.93	2.8I	50.88		

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Рекомендуемое

МЕТОДИКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО СОДЕРЖАНИЯ ИНГИБИТОРА СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ

Определения проводятся для серии вод, характеризующихся величинами показателя стабильности от 0 до 1,7. Использование вод с более высокими значениями показателя стабильности нецелесообразно, так как ЦС попутно добываемых вод месторождений Западной Сибири не превышают величины 1,5.

1. НЕОБХОДИМЫЕ РЕАКТИВЫ И ОБОРУДОВАНИЕ

Ингибитор солеотложения.

Хлористый кальций безводный.

Хлористый магний.

Хлористый натрий.

Кислый углекислый натрий.

Трилон Б, 0,05 Н.

Мурексид, индикатор (смешанный с $NaCl$ в соотношении 1 + 100). Марка используемых реактивов: "х.ч.", "ч.д.а."

Термостат.

2. ХОД ОПРЕДЕЛЕНИЙ

2.1. Приготавливается по 1 л частей А и Б растворов 1 – 10, согласно таблице. Растворы готовятся на дистиллированной воде.

2.2. Истинное содержание ионов кальция и гидрокарбоната

Данные для приготовления I л раствора А :
I л раствора Б

Номер раствора	Составные части раствора	$CaCl_2$ г/л	$NaHCO_3$ г/л	$MgCl_2 \cdot 6H_2O$, г/л	NaCl г/л	Показатель стабильности раствора
I.	А	I,II	-	0,84	47,94	0,2
	Б	-	0,55	-	-	
2.	А	I,66	-	0,84	47,39	0,3
	Б	-	0,56	-	-	
3.	А	3,33	-	0,84	45,72	0,6
	Б	-	0,55	-	-	
4.	А	6,66	-	0,84	42,39	0,9
	Б	-	0,55	-	-	
5.	А	I,II	-	0,84	46,84	I,I
	Б	-	I,65	-	-	
6.	А	I,66	-	0,84	46,28	I,3
	Б	-	I,65	-	-	
7.	А	3,33	-	0,84	44,62	I,6
	Б	-	I,65	-	-	
8.	А	0,56	-	0,84	46,56	I,2
	Б	-	2,48	-	-	
9.	А	I,II	-	0,84	46,01	I,5
	Б	-	2,48	-	-	
I0.	А	I,II	-	0,84	45,I8	I,7
	Б	-	3,3I	-	-	

определяется титрованием в соответствии с РД 39-23-1055-84.

2.3. Приготавливается раствор ингибитора путём растворения 100 мг реагента в небольшом количестве дистиллированной воды с последующим доведением объёма раствора до 100 мл в мерной колбе. В 1 мл полученного раствора содержится 1 мг ингибитора.

2.4. В серию колб (или склянок) емкостью 200-250 мл помещаются по 100 мл части А раствора 1, добавляются 0,2; 0,4; 0,6; 0,8 ; 1,0 и т.д. мл ингибитора, что соответствует содержанию его 1,2,3,4,5 и т.д. мг/л соответственно. Затем в колбы приливаются по 100 мл раствора Б .

Колбы плотно закрываются пробками (склянки – крышками) и термостатируются при температуре 75°С в течение 4 – 5 часов. Пробы затем охлаждаются, фильтруются через плотный фильтр ("синяя лента") и определяется в фильтрате содержание ионов кальция; для сравнения параллельно проводится "холостой" опыт, т.е. без добавления реагента.

2.5. Работа по п. 2. 4 проводится для всех номеров растворов таблицы.

2.6. Эффективность ингибитора (Э %) определяется по формуле:

$$Э = \frac{C_p - C_x}{C_o - C_x} \cdot 100 ,$$

где C_x – содержание ионов кальция в " холостой" пробе, мг/л ;

C_p – содержание ионов кальция в пробе , содержащей ингибитор, после термостатирования, мг/л;

C_o – содержание ионов кальция в исходном растворе, мг/л.

2.7. Минимальное содержание ингибитора , при котором до-

стигается максимальная эффективность, принимается за оптимальное содержание.

Определив $П_0$ для растворов I – IO, строится зависимость величины оптимального содержания ингибитора от величины показателя стабильности.

Содержание

1. Общие положения 1
2. Требования, предъявляемые к технологическому процессу 2
3. Технические средства и материалы, необходимые для осуществления технологического процесса 3
4. Подготовка необходимых материалов к работе 4
5. Последовательный перечень технологических операций, особенности отдельных операций 4
6. Требования техники безопасности и влияния на окружающую среду 20
7. Организация внедрения 21
Приложения 24

Технология оптимального
применения ингибиторов солеотложения

РД 39-0148070-026НИИ -86

Отв. за выпуск В.А.Брейтер
Редактор Г.Ф.Тихонова
Подписано в печать
Формат бумаги 60х84 1/16 Объем 1,7 п.л.
Тираж 250 экз. Заказ 499

Ротапринт СибНИИНП, Тюмень, ул.50 лет Октября, 118

gost.e-ecolog.ru