

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

**ТЕХНОЛОГИЯ ОПТИМАЛЬНОГО ПРИМЕНЕНИЯ
ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ**

РД 39 - 0148070 - 026ВНИИ - 86

1986

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер
Главконтинентгаза

В.Н. Бернин
В.Н. Бернин

ТЕХНОЛОГИЯ ОПТИМАЛЬНОГО ПРИМЕНЕНИЯ
ИНВЕНТОРОВ СОЛЕВОЛОЩЕННИ

РД 39 - 014807D - 02ВНИИ - 66

НАСТОЯЩИЙ ДОКУМЕНТ РАЗРАБОТАН :

Сибирским научно-исследовательским
институтом нефтяной промышленности

Директор института

А.Г.Н., С.Н.С.

В.В. Маслянец В.В. Маслянец

ОТВЕТСТВЕННЫЕ ИСПОЛНИТЕЛИ :

Зав. лабораторией

С.А. Михайлов С.А. Михайлов

Зав. сектором, к.т.н.

Т.М. Слета Т.М. Слета

СОГЛАСОВАНО :

Главный инженер Управления
нефтедобычи Главконтинентгаза

В.В. Бродский В.В. Бродский

Зам. генерального директора НПО
Сованнефтепромпм, к.т.н.

А.В. Солодов А.В. Солодов

Зам. директора ВНИИ

П.М. Усачев П.М. Усачев

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 скважины 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.Засяльев, И.В.Малиманова, Е.Е.Кочнев, И.Ю.Тимофеева, Г.И.Мереницова, Г.Н.Яршев, Н.Е.Хлопонина, Л.К.Галутво, Н.Б.Чадаев.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ТЕХНОЛОГИЯ ОПТИМАЛЬНОГО ПРИМЕНЕНИЯ ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ

РД 39 - 0146070 - 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, подвергавшихся отложению неорганических солей в призабойной зоне пласта и подземном оборудовании на месторождениях Западной Сибири.

1. ОБЪЕМ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Разрабатываемый технологический процесс является дальнейшим развитием и совершенствованием имеющейся технологии применения ингибиторов солеотложения (РД 39-0146070-003ВНИИ-86 "Руководство по применению ингибитора отложения солей ПАФ-13А применяемый в нефтяных добывающих скважинах").

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

добываемой воды, содержащая 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 скважин, 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 ингибитора.

2.3. Удельный расход ингибиторов солеотложения должен определяться условиями работы скважины давлением, температурой, обводненностью, химическим составом попутно добываемой воды и принадлежностью скважины к определенному 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 заправки рабочего раствора ингибитора солеотложения.

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

3.3. Автоцистерна типа ЦР-7АПСТУ 26-16-32-77.

3.4. Насос типа АД или БРХ.

3.5. Кислотовоз КИ - 6,5.

3.6. Солянокислотный агрегат
Азенимал - 30А или АКИИ - 50.

3.7. Соляная кислота ТУ 6-01-193-66.

3.8. Ингибиторы солеотложения.

ИАС-13а ТУ 6 - 05-05-76

ИАС-13а земный ТУ 25-471-19-64.

3.9. Лабораторное оборудование согласно приложениям I и 3.

4. ПОДГОТОВКА НЕОБХОДИМЫХ МАТЕРИАЛОВ К РАБОТЕ

4.1. На скважинах, намеченных к запуску, при необходимости, проводятся подготовительные работы: обработка лифта скважины и призабойной зоны соляной кислотой в соответствии с РД 39-0145070-003ВЭЛМ-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 "Методика определения содержания в пластовых водах ингибиторов на фосфорорганической основе" (приложение I).

4.5. Подготовить прибор для измерения рН и фотоселектроколориметр.

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 рН, и методом "мраморной пробы".

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

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

5.3. Результаты определения стабильности данными методами соответствуют состоянию плутно 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 рН, и методе "мраморной пробы" производится 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 рН, непригоден для определения фактической стабильности вод, содержащих ингибиторы солеотложения.

Метод, основанный на измерении рН

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 10°C допускается ограничиться отбором пробы в бутылку. Бутылка после отбора плотно закрывается пробкой.

5.9. Пробоотборник охлаждается до температуры замерзания рН (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-жесткая вода в условиях измерения рН.

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

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 рН попутно добываемой воды в исследуемой точке (в любой точке скважины и пласта) находится как разность

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

где $\text{pH}_{\text{изм.}}$ - измеренное значение, рН;

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

двумя точками к условиям измерения ;

a - разность значений отрицательного логарифма первой константы диссоциации угольной кислоты (pK_1) для температур измерений и температуры в исследуемой точке.

Значения pK_1 приведены в табл. I .

5.13. Величина ΔpH определяется по формуле

$$\Delta pH = \lg \frac{K^{p-a} \cdot n^p + K^{n-a} \cdot n^n + n^a}{K_1^{p-a} \cdot n_1^p + K_1^{n-a} \cdot n_1^n + n_1^a} \quad (2)$$

где K^{p-a} , K^{n-a} - константы распределения углекислоты в системе газ-вода, нефть-вода соответственно;

n^p, n^n, n^a - число молей газа, нефти и воды, моль/кг.

Символы с индексом " I " относятся к условиям последующей точки (определяемой), без индекса - к условиям определения.

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

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

5.14. Величины $\lg \xi$ и $\lg \xi_1$ при условии, что обводненность равна нулю, обозначаются $\lg \xi^0$ и $\lg \xi_1^0$; они находятся по номограмме (рис. I) для условий измерения и условий исследуемой точки, затем уточняются вычитанием поправок (табл. 2).

5.15. Полученные значения $\lg \xi^0$ и $\lg \xi_1^0$ преобразуются к заданной обводненности ($\lg \xi$ и $\lg \xi_1$) номограммой (рис. 2) и используются для определения ΔpH по формуле (3).

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

$$PS = pH - pH_{нас.} \quad (4)$$

Таблица 1

ЗНАЧЕНИЯ pK_I ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ТЕМПЕРАТУР

Темпера- тура, °C	pK_I	Темпера- тура, °C	pK_I	Темпера- тура, °C	pK_I
10	6,464	30	6,327	50	6,287
11	6,456	31	6,322	51	6,268
12	6,445	32	6,319	52	6,266
13	6,436	33	6,315	53	6,269
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	6,286	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 $\lg \epsilon^{\circ}$ и $\lg \epsilon_1^{\circ}$ от давления и температуры

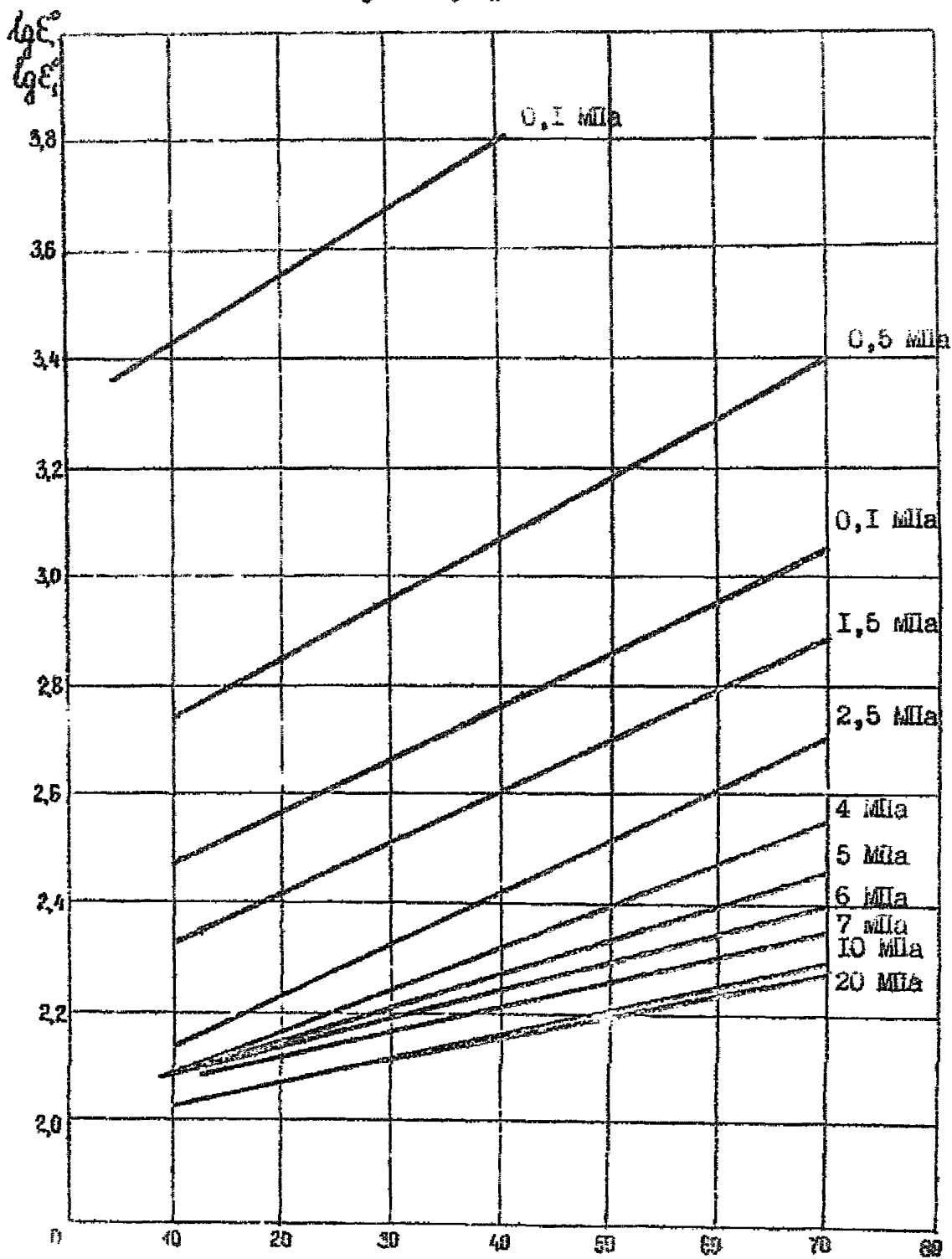


Рис. I

Температура, °C

Таблица 2

Значения поправок к величинам $\lg \xi^{\circ}$ и $\lg \xi_1^{\circ}$

Место- рожде- ние	Пласт	Давление, МПа					
		7,0	5,0	2,5	1,0	0,5	0,1
Самотлор- ское	AB ₄₋₃	0	0	0	0	0	0
	БВ ₃ ³	-0,03	-0,02	0	0	-0,01	-0,06
	БВ ₃ ⁰	-0,04	-0,04	-0,02	-0,02	-0,04	-0,10
	БВ ₁₀ ^{I-2}	-0,08	-0,06	-0,07	-0,07	-0,09	-0,12
	БВ ₈ ^{I-2}	-0,10	-0,10	-0,03	-0,11	-0,13	-0,17
	AB ₂₋₃	-0,04	-0,06	-0,07	-0,07	-0,05	-0,01
Тетерево- Муртыль- инское	II	-0,06	-0,05	-0,05	-0,06	-0,11	-0,16
Тодумское	II ₃ + I	0,15	0,20	0,35	0,46	0,49	0,44
Западно- Сургутское	БС ₁₀	0,10	0,22	0,27	0,31	0,33	0,31
	БС ₁	0,18	0,22	0,21	0,16	0,13	0,12
	БС ₂₋₃	0,14	0,14	0,16	0,16	0,17	0,20
Пратви- ское	БС ₆	-0,06	-0,05	-0,05	-0,06	-0,10	-0,15
	БС ₅	-0,02	-0,02	-0,01	-0,03	-0,04	-0,08
	БС ₃	-0,02	-0,02	-0,00	-0,01	-0,00	-0,16

Зависимость величин $\lg \epsilon$, $\lg \epsilon_1$ от обводнённости

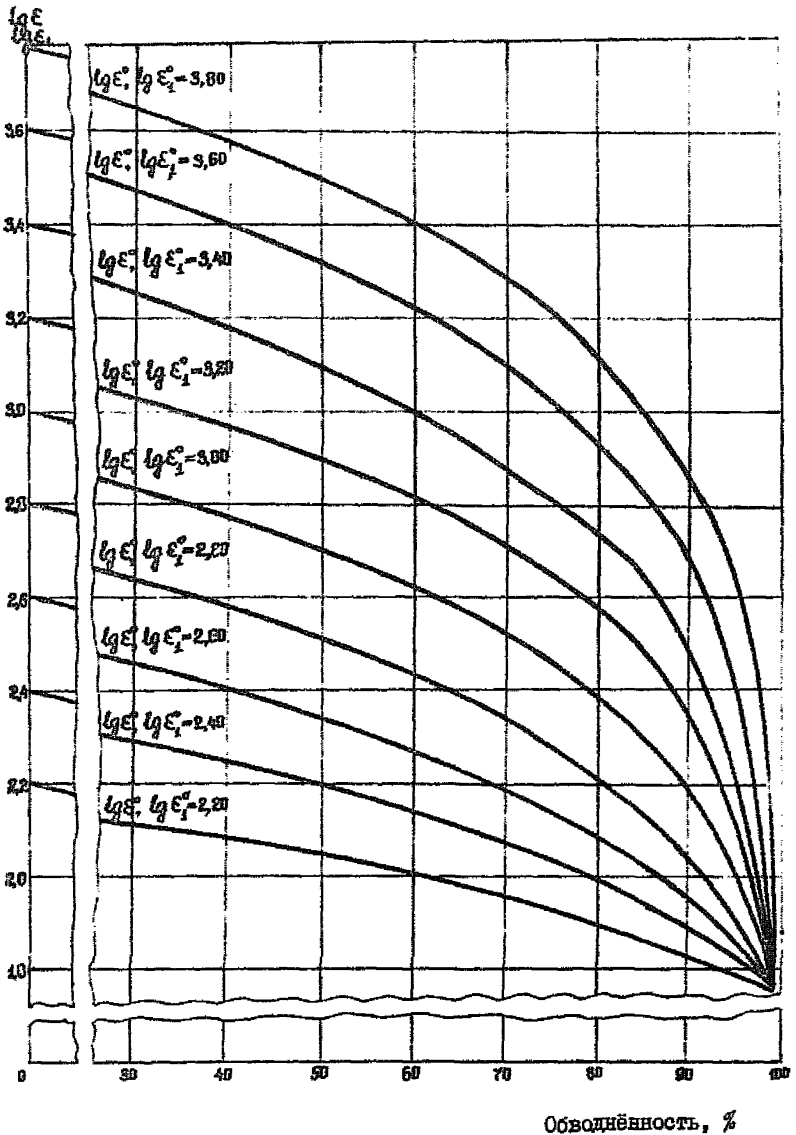


Рис. 2

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

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

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 соответствующей температуры и ионной силы (J) по номограмме (рис. 3); величины pCa и $pHCO_3$ — по рис. 4.

5.19. Ионная сила рассчитывается по формуле:

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

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

z — заряд i -го иона.

Допускается пользоваться молярными концентрациями ионов (γ -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 расчёта, приведённой в приложении 2.

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

Значения константы К в зависимости от температуры и мощности (J)

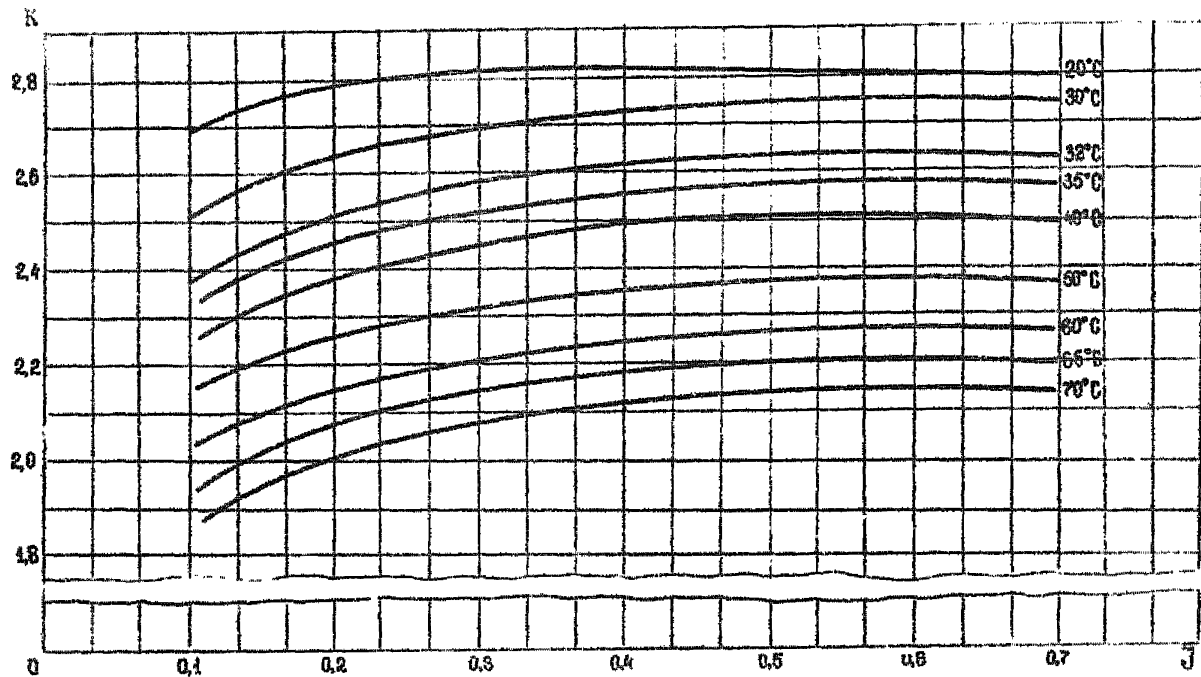


Рис. 3

Значения величин pCa и $pHCO_3^-$

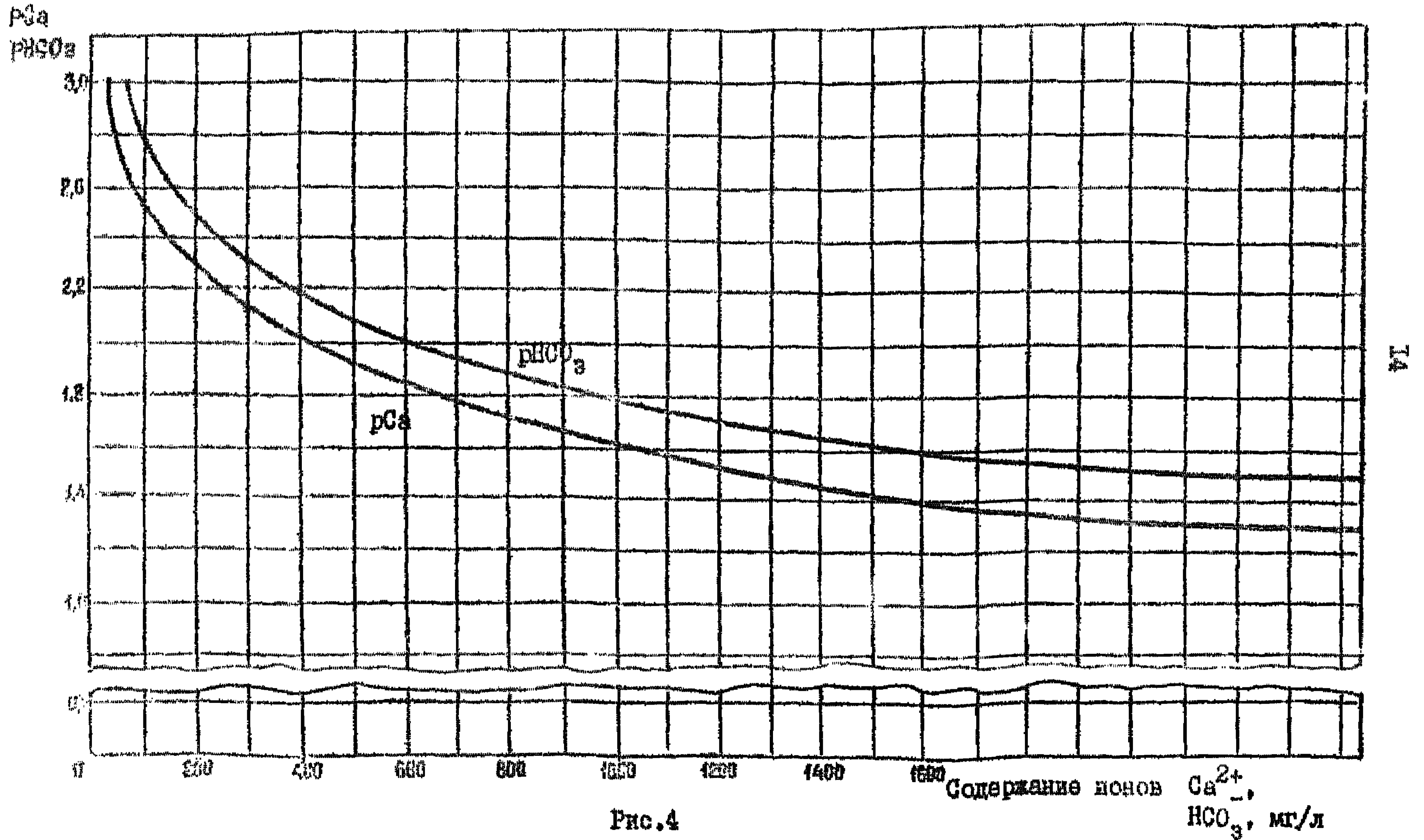


Рис. 4

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

Метод "мраморной пробы"

5.24. Водонефтяная эмульсия отбирается на устье скважины или другой точке НПО в герметичный пробостборник, содержащий 10 г поршнкообразного карбоната кальция в одинаково в бутылку (0,5 - 0,7 л).

5.25. Пробостборник (рис.5) снабжен отвинчиваемыми крышками и поршнем (3), перемещающимся из одного крайнего положения в другое при заполнении пробостборника. Изготавливается пробостборник из коррозионностойкого материала, ёмкость его должна быть не менее 0,6 л. Пробостборник разработан в СибНИИИП.

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

5.27. К условиям устья проба приводится нагреванием содержащего пробостборника до устьевой температуры.

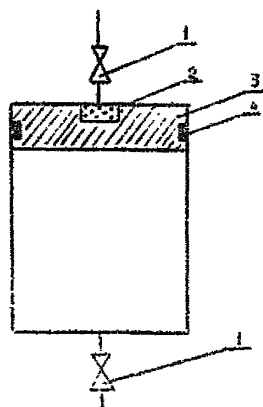
5.28. Нагрев, термостатирование пробостборника осуществляется путем электрообогрева (съёмная рубанка) или водяной бани. Перемешивание смеси осуществляется переворачиванием или встряхиванием контейнера.

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

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

5.30. После приведения пробы к указанным условиям пробостборник термостатируется в течение одного часа,

Схема пробоотборника



1 - вентиль внешнего 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 "мармориной пробы" (вода из бутылки и вода из контейнера после термостатирования).

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

О п р е д е л е н и е о п т и м а л ь н о г о
с о д е р ж а н и я и н г и б и т о р о в
с о с е д с т в о ж е н и я

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

5.34. Величина оптимального содержания ингибитора (m_0) определяется температурой и химическим составом попутно добываемой воды. Влияние температуры и химического состава представлено на рис. 6-7 в виде зависимостей величины m_0 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_0 по методике, приведенной в приложении 3.

5.37. На скважинах, защищаемых методом дозирования, устанавливается дозировка ингибитора, обеспечивающая оптимальное содержание его в воде, m_0 .

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.

Р а с ч ё т к о л и ч е с т в а и н г и б и т о р а
и о б ъ ё м а о б р а б а т ы в а е м о й
п о р о д ы

5.39. Суточное количество дозируемого реагента ($M_p, \text{кг}$) определяется по формуле:

$$M_p = 10^{-3} \cdot m_0 \cdot Q_{н,п} \quad (7)$$

Зависимость величины оптимального содержания (m_0) ингибитора SP-161
от величины показателя стабильности (ПС)

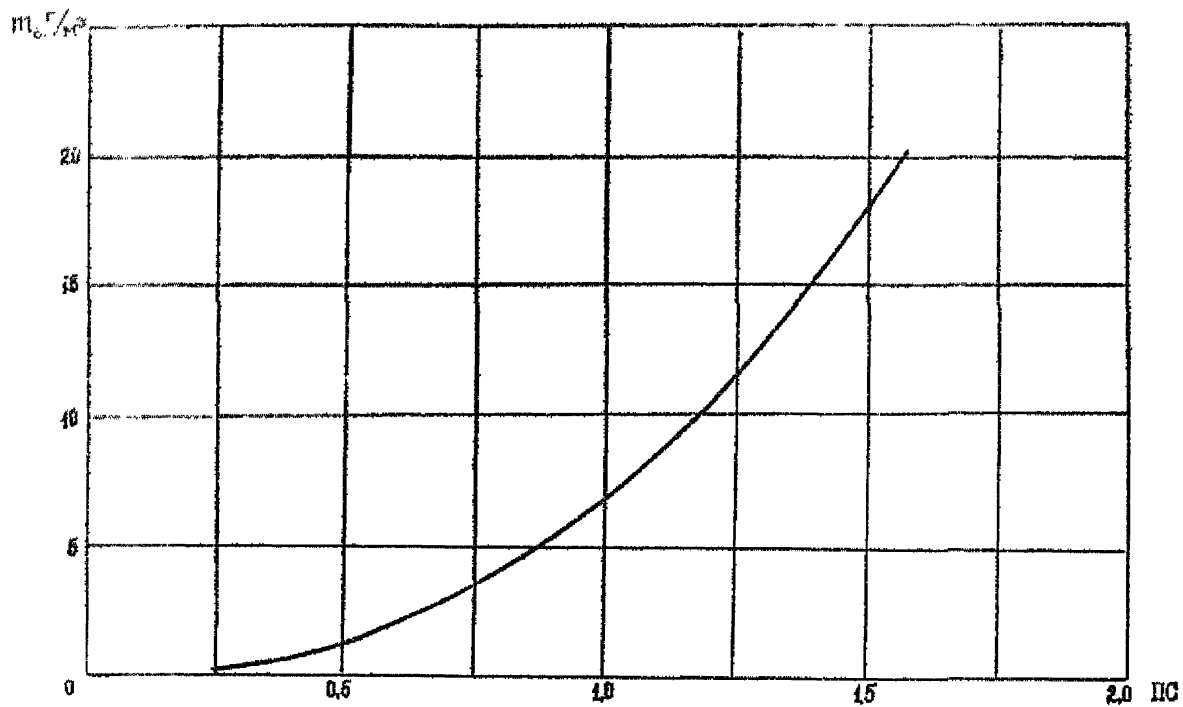


Рис.6

Зависимость величины оптимального содержания (M_0) ингибитора ПДФ - 13А
от величины показателя стабильности (ПС)

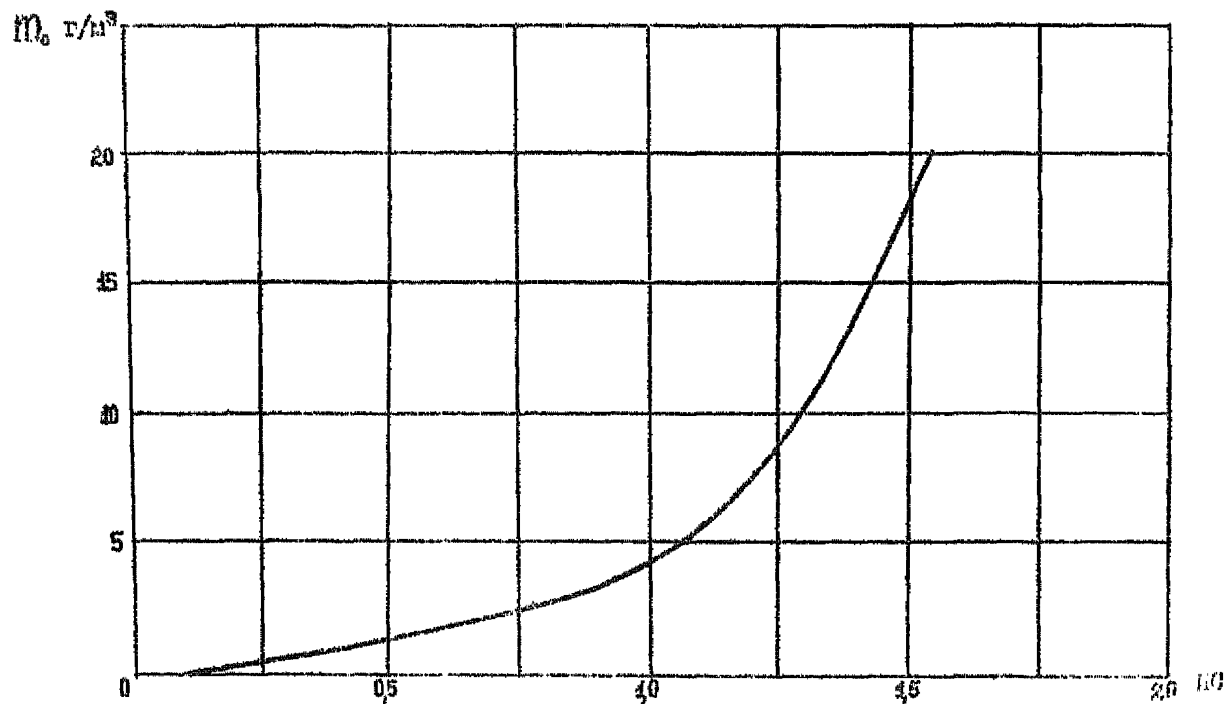


Рис.7

где m_0 - оптимальное содержание ингибитора, г/м³;

Q_{H_2O} - дебит скважины по воде, м³/сут.

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

$$m_p = 10^{-3} \cdot m_0 \cdot L \cdot Q_{H_2O} \cdot \Sigma \quad (8)$$

где Σ - предполагаемое время защиты скважины, сут.;

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

5.41. Объем раствора ингибитора определяется по формуле:

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

где $V_{\text{инг.}}$ - объем раствора ингибитора, м³;

m_p - рассчитанное количество ингибитора, г;

d - плотность ингибитора, г/м³;

$C_{\text{инг.}}$ - концентрация раствора ингибитора, %. Оптимальные концентрации растворов для реагентов типа ЦАФ 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 приложению I.

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 ВЛИЯНИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

6.1. Меры предосторожности по охране здоровья рабочих,

предупреждению пожаров и исключению загрязнения окружающей среды при использовании ингибиторов коррозии вытекают из действующих "Правил охраны поверхностных вод от загрязнений сточными водами", требований, изложенных в приказе В 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. Сиваланы 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 Нижневартовскинефтегаз в объеме не

магас 60 скважин.

7.2. Мероприятия по внедрению проваденок в таблице 3.

Таблица 3

Наименование мероприятия	Сроки проведения	Место проведения	Исполнители
Обучение технического персонала НЦДУ методом определения стабильности вод и оптимальных дозровок ингибиторов солеотложения	I -III кв. 1986г.	НЦДУ по Нижневартовскнефть	СибНИИИ
Лекция "Способы оптимизации технологии применения ингибиторов солеотложения"	II-кв, 1986г.	по Нижневартовскнефтегаз	СибНИИИ
Семинар по методам определения стабильности и оптимальных дозровок	III-кв. 1986г.	То же	То же
Контроль за соблюдением технологии обработок призабойной зоны ингибиторами солеотложения	III-IV кв. 1986г.	"	по Нижневартовскнефтегаз, СибНИИИ
Оформление актов внедрения	I5.I2.86		То же
Организация группы для обследования фонда скважин и её обучение методом определения стабильности попутно добываемых вод	01.07.86	"	по Нижневартовскнефтегаз
Определение стабильности попутно добываемых вод	III-IV кв. 1986г.	"	по Нижневартовскнефтегаз, СибНИИИ
Выбор скважин и проведе-	III-IV кв.		ТНУ СибУ,

Наименование мероприятия	Сроки проведения	Место проведения	Исполнители
вне обработок призабойной зоны по разработанной технологии	1986г.		С.С.Меринин

Зам директора по научной
работе в области добычи


Зав. сектором нормоконтроля

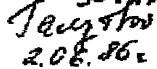
Зав. отдела механизации
технологических процессов
добычи нефти

Старший научный сотрудник


N.S. Merinin


B.I. Artemyan
03.06.86


V.A. Erlov


D.K. Galutvo
2.08.86.

МЕТОДИКА

ОПРЕДЕЛЕНИЕ 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 фосфатов 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°C.

Винная кислота.

Треххлористая сурьма.

Молибдат аммония (готовится молибдатная смесь).

Перманганат калия, 0,1N раствор

Аммиак, 1:10.

Фенолфталеин.

Серная кислота H_2SO_4 , 1 : 20

Фотоэлектродетектор.

Электродажка закрытого типа.

Реактивы, используемые для определения содержания в пластиковых 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°C 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 $K_2SbO_4 \cdot 0,5H_2O$ 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 объема. Упаривание производить под тягой!

б) окисление перманганатом калия: 5 мл пластовой воды, содержащей ≤ 10 мг/л реагента, помещается в химический термостойкий стакан, приливается 30 мл H_2O , добавляется 2 мл 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, до стенок 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

сбавляется 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 10% раствора аскорбиновой кислоты и доводится объём до метки дистиллированной водой. Смесь перемешивается и оставляется стоять.

Через 1 час определяется оптическая плотность раствора на фотоэлектродетекторе (например ФЭК-36М, *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 определится по калибровочной кривой.

4. ПОСТРОЕНИЕ КАЛИБРОВОЧНОЙ КРИВОЙ

Для построения калибровочной кривой вначале готовится стандартный раствор, для чего взвешивается 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 омывается 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 разноокрашенных 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 фотоэлектродетекторе в кювете с $l = 50$ мм, строится кривая в координатах "D - C" (оптическая плотность - концентрация).

**ПРОГРАММА РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЯ СТАБИЛЬНОСТИ
ПОЛУЧНО ДОБЫВАЕМЫХ ВОД**

1. 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 - 1033.

3. Текст программы и исходные данные занесены 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) управления данными.

5. Первые 13 записей являются постоянными и расположены в следующем порядке:

5.1. - 1 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 12 позиций (формат 1B44 - формат для текстовой информации).

5.3. - 4,5 записи - названия компонентов нефти (1B44).

5.4. - 6 запись - квадраты зарядов ионов и число 1000 (формат IOF6.2 - вещественные числа по 6 позициям).

5.5. - 7 запись - молекулярный вес ионов (IOF6.2)

5.6. - 8,9 записи - числовые массивы для расчёта констант распределения CO_2 и числа молей нефти и газа (IOF6.2).

- 5.7. - 10 запись - молекулярный вес компонентов нефти (IOF6.2).
- 5.8. - 11-13 записи - константы распределения CO_2 в системе газ-вода при 1 атм. и температуры от 1 до 30°C (IOF6.2).
6. Изменяемые данные начинаются с записи числа расчётов (I 3) и текстовой записи даты расчёта (I5A4).
7. Далее размещаются группы по 7 записей на каждый расчёт:
- 7.1. - 1-4 записи - текстовые данные, идентифицирующие пробу, взяту на анализ (I5A4).
- 7.2. - 5 запись - обводнённость (%), pH, давление (атм.) и температура (°C) условий измерения, давление (атм.) и температура (°C) условий исследования, молекулярный вес остатка нефти (C_6^+ выше) (IOF6.2).
- 7.3. - 6 запись - концентрация ионов (мг/л) (IOF6.2).
- 7.4. - 7 запись - мольная концентрация компонентов нефти (%) (IOF6.2).
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.

0060
0061
0062
0063
0064
0065
0066
0067
0068
0069
0070
0071
0072
0073
0074
0075
0076
0077
0078
0079
0080
0081
0082
0083
0084
0085
0086
0087
0088
0089
0090
0091
0092
0093
0094
0095
0096
0097
0098
0099
1000
1001
1002
1003
1004
1005
1006
1007
1008
1009
1010
1011
1012
1013
1014
1015
1016
1017
1018
1019
1020
1021
1022
1023
1024
1025
1026
1027
1028
1029
1030
1031
1032
1033
1034
1035
1036
1037
1038
1039
1040
1041
1042
1043
1044
1045
1046
1047
1048
1049
1050
1051
1052
1053
1054
1055
1056
1057
1058
1059
1060
1061
1062
1063
1064
1065
1066
1067
1068
1069
1070
1071
1072
1073
1074
1075
1076
1077
1078
1079
1080
1081
1082
1083
1084
1085
1086
1087
1088
1089
1090
1091
1092
1093
1094
1095
1096
1097
1098
1099
1100
1101
1102
1103
1104
1105
1106
1107
1108
1109
1110
1111
1112
1113
1114
1115
1116
1117
1118
1119
1120
1121
1122
1123
1124
1125
1126
1127
1128
1129
1130
1131
1132
1133
1134
1135
1136
1137
1138
1139
1140
1141
1142
1143
1144
1145
1146
1147
1148
1149
1150
1151
1152
1153
1154
1155
1156
1157
1158
1159
1160
1161
1162
1163
1164
1165
1166
1167
1168
1169
1170
1171
1172
1173
1174
1175
1176
1177
1178
1179
1180
1181
1182
1183
1184
1185
1186
1187
1188
1189
1190
1191
1192
1193
1194
1195
1196
1197
1198
1199
1200

cccccccc

```

B1(J)=(10.0**ZA)/P1
B2(J)=(10.0**ZB)/P2
CM(J)=CS-C1(J)
4 V=V*CM(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 AN=A2+B1(J)*C1(J)/(1./A1+B1(J)-1.)
AV1=A2/CS
IF(ABS(A1-AV1)-0.000001)9,9,8
8 A1=AV1
GO TC 6
9 GL1=AV1*VL
A1=0.00001
10 A2=0.
DO 11 J=1,N
11 AZ=A2+B2(J)*C1(J)/(1./A1+B2(J)-1.)
AV2=A2/CS
IF(ABS(A1-AV2)-0.000001)13,13,12
12 A1=AV2
GO TC 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
SNH2=SNH2+A2
14 SNG1=0.79

```

FORTRAN ST 56

MAIN

DATE 10.06.86(161)-88.39.

0099
0100
0101
0102
0103
0104
0105
0106
0107
0108
0109
0110
0111
0112
0113
0114
0115
0116
0117
0118
0119
0120
0121
0122
0123
0124
0125
0126
0127
0128
0129
0130
0131
0132
0133
0134
0135
0136
0137
0138
0139
0140
0141
0142
0143
0144
0145
0146
0147
0148
0149
0150
0151
0152
0153
0154
0155
0156
0157
0158
0159
0160
0161
0162
0163
0164
0165
0166
0167
0168
0169
0170
0171
0172
0173
0174
0175
0176
0177
0178
0179
0180
0181
0182
0183
0184
0185
0186
0187
0188
0189
0190
0191
0192
0193
0194
0195
0196
0197
0198
0199
0200
0201
0202
0203
0204
0205
0206
0207
0208
0209
0210
0211
0212
0213
0214
0215
0216
0217
0218
0219
0220
0221
0222
0223
0224
0225
0226
0227
0228
0229
0230
0231
0232
0233
0234
0235
0236
0237
0238
0239
0240
0241
0242
0243
0244
0245
0246
0247
0248
0249
0250
0251
0252
0253
0254
0255
0256
0257
0258
0259
0260
0261
0262
0263
0264
0265
0266
0267
0268
0269
0270
0271
0272
0273
0274
0275
0276
0277
0278
0279
0280
0281
0282
0283
0284
0285
0286
0287
0288
0289
0290
0291
0292
0293
0294
0295
0296
0297
0298
0299
0300
0301
0302
0303
0304
0305
0306
0307
0308
0309
0310
0311
0312
0313
0314
0315
0316
0317
0318
0319
0320
0321
0322
0323
0324
0325
0326
0327
0328
0329
0330
0331
0332
0333
0334
0335
0336
0337
0338
0339
0340
0341
0342
0343
0344
0345
0346
0347
0348
0349
0350
0351
0352
0353
0354
0355
0356
0357
0358
0359
0360
0361
0362
0363
0364
0365
0366
0367
0368
0369
0370
0371
0372
0373
0374
0375
0376
0377
0378
0379
0380
0381
0382
0383
0384
0385
0386
0387
0388
0389
0390
0391
0392
0393
0394
0395
0396
0397
0398
0399
0400
0401
0402
0403
0404
0405
0406
0407
0408
0409
0410
0411
0412
0413
0414
0415
0416
0417
0418
0419
0420
0421
0422
0423
0424
0425
0426
0427
0428
0429
0430
0431
0432
0433
0434
0435
0436
0437
0438
0439
0440
0441
0442
0443
0444
0445
0446
0447
0448
0449
0450
0451
0452
0453
0454
0455
0456
0457
0458
0459
0460
0461
0462
0463
0464
0465
0466
0467
0468
0469
0470
0471
0472
0473
0474
0475
0476
0477
0478
0479
0480
0481
0482
0483
0484
0485
0486
0487
0488
0489
0490
0491
0492
0493
0494
0495
0496
0497
0498
0499
0500
0501
0502
0503
0504
0505
0506
0507
0508
0509
0510
0511
0512
0513
0514
0515
0516
0517
0518
0519
0520
0521
0522
0523
0524
0525
0526
0527
0528
0529
0530
0531
0532
0533
0534
0535
0536
0537
0538
0539
0540
0541
0542
0543
0544
0545
0546
0547
0548
0549
0550
0551
0552
0553
0554
0555
0556
0557
0558
0559
0560
0561
0562
0563
0564
0565
0566
0567
0568
0569
0570
0571
0572
0573
0574
0575
0576
0577
0578
0579
0580
0581
0582
0583
0584
0585
0586
0587
0588
0589
0590
0591
0592
0593
0594
0595
0596
0597
0598
0599
0600
0601
0602
0603
0604
0605
0606
0607
0608
0609
0610
0611
0612
0613
0614
0615
0616
0617
0618
0619
0620
0621
0622
0623
0624
0625
0626
0627
0628
0629
0630
0631
0632
0633
0634
0635
0636
0637
0638
0639
0640
0641
0642
0643
0644
0645
0646
0647
0648
0649
0650
0651
0652
0653
0654
0655
0656
0657
0658
0659
0660
0661
0662
0663
0664
0665
0666
0667
0668
0669
0670
0671
0672
0673
0674
0675
0676
0677
0678
0679
0680
0681
0682
0683
0684
0685
0686
0687
0688
0689
0690
0691
0692
0693
0694
0695
0696
0697
0698
0699
0700
0701
0702
0703
0704
0705
0706
0707
0708
0709
0710
0711
0712
0713
0714
0715
0716
0717
0718
0719
0720
0721
0722
0723
0724
0725
0726
0727
0728
0729
0730
0731
0732
0733
0734
0735
0736
0737
0738
0739
0740
0741
0742
0743
0744
0745
0746
0747
0748
0749
0750
0751
0752
0753
0754
0755
0756
0757
0758
0759
0760
0761
0762
0763
0764
0765
0766
0767
0768
0769
0770
0771
0772
0773
0774
0775
0776
0777
0778
0779
0780
0781
0782
0783
0784
0785
0786
0787
0788
0789
0790
0791
0792
0793
0794
0795
0796
0797
0798
0799
0800
0801
0802
0803
0804
0805
0806
0807
0808
0809
0810
0811
0812
0813
0814
0815
0816
0817
0818
0819
0820
0821
0822
0823
0824
0825
0826
0827
0828
0829
0830
0831
0832
0833
0834
0835
0836
0837
0838
0839
0840
0841
0842
0843
0844
0845
0846
0847
0848
0849
0850
0851
0852
0853
0854
0855
0856
0857
0858
0859
0860
0861
0862
0863
0864
0865
0866
0867
0868
0869
0870
0871
0872
0873
0874
0875
0876
0877
0878
0879
0880
0881
0882
0883
0884
0885
0886
0887
0888
0889
0890
0891
0892
0893
0894
0895
0896
0897
0898
0899
0900
0901
0902
0903
0904
0905
0906
0907
0908
0909
0910
0911
0912
0913
0914
0915
0916
0917
0918
0919
0920
0921
0922
0923
0924
0925
0926
0927
0928
0929
0930
0931
0932
0933
0934
0935
0936
0937
0938
0939
0940
0941
0942
0943
0944
0945
0946
0947
0948
0949
0950
0951
0952
0953
0954
0955
0956
0957
0958
0959
0960
0961
0962
0963
0964
0965
0966
0967
0968
0969
0970
0971
0972
0973
0974
0975
0976
0977
0978
0979
0980
0981
0982
0983
0984
0985
0986
0987
0988
0989
0990
0991
0992
0993
0994
0995
0996
0997
0998
0999
1000
1001
1002
1003
1004
1005
1006
1007
1008
1009
1010
1011
1012
1013
1014
1015
1016
1017
1018
1019
1020
1021
1022
1023
1024
1025
1026
1027
1028
1029
1030
1031
1032
1033
1034
1035
1036
1037
1038
1039
1040
1041
1042
1043
1044
1045
1046
1047
1048
1049
1050
1051
1052
1053
1054
1055
1056
1057
1058
1059
1060
1061
1062
1063
1064
1065
1066
1067
1068
1069
1070
1071
1072
1073
1074
1075
1076
1077
1078
1079
1080
1081
1082
1083
1084
1085
1086
1087
1088
1089
1090
1091
1092
1093
1094
1095
1096
1097
1098
1099
1100
1101
1102
1103
1104
1105
1106
1107
1108
1109
1110
1111
1112
1113
1114
1115
1116
1117
1118
1119
1120
1121
1122
1123
1124
1125
1126
1127
1128
1129
1130
1131
1132
1133
1134
1135
1136
1137
1138
1139
1140
1141
1142
1143
1144
1145
1146
1147
1148
1149
1150
1151
1152
1153
1154
1155
1156
1157
1158
1159
1160
1161
1162
1163
1164
1165
1166
1167
1168
1169
1170
1171
1172
1173
1174
1175
1176
1177
1178
1179
1180
1181
1182
1183
1184
1185
1186
1187
1188
1189
1190
1191
1192
1193
1194
1195
1196
1197
1198
1199
1200

cccccccc

```

ZA=T01/100.
ZB=T02/100.
X1=((1.53561-0.3484*ZA)*ZA-1.25660)*ZA+6.87420
X2=((1.53561-0.3484*ZB)*ZB-1.25660)*ZB+6.87420
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-1.84666)*ZB+2A
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)+40.
CS=R1+T02+R2
V=SORT(CS)
ZB=EXP(V)
AZ=1.-0/100.
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

```

СНЕЖИНИНГ

ОТДЕЛ ХИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

ДАТА 20-05-1986 Г

МЕСТОРОЖДЕНИЕ : САМОТЛОРСКОЕ

ПЛАСТ : ББ

КУСТ : 27

СКВАЖИНА : 343

ОБВОАЖЕННОСТЬ = 99,90 % PH = 8,30

P1 = 1,00 АТМ Y1 = 20,00 ГРАД.Ц.

P2 = 10,50 АТМ Y2 = 65,00 ГРАД.Ц.

МОЛ.ВЕС ВЫСШ. = 207,07

№	ИОНЫ	КОНЦЕНТРАЦИЯ (МГ/Л)
1	(CA) ++	140,000
2	(MG) ++	68,000
3	(K+NA) +	1089,500
4	(HCO3) -	457,500
5	(CL) -	3195,000
6	(SO4) --	0,0

№	КОМПОНЕНТЫ	МОЛЬНЫЕ ПРОЦЕНТ
1	СО2	0,070
2	АЗОТ	0,690
3	МЕТАН	27,800
4	ЭТАН	2,590
5	ПРОПАН	6,930
6	ИЗО-БУТАН	1,700
7	БУТАН	4,960
8	ИЗО-ПЕНТАН	1,930
9	ПЕНТАН	2,610
10	ВЫСШИЕ	50,880

МОЛЕВ ГАЗА (1) = 3,5796 МОЛЕВ ГАЗА (2) = 2,9260

МОЛЕВ НЕФТИ (1) = 4,6881 МОЛЕВ 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 = 0,09934

ПОКАЗАТЕЛЬ СТАБИЛЬНОСТИ = 1,46909

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 ИС 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 ОПРЕДЕЛЕНИЯ

2.1. Приготавливается по 1 л частей А и Б растворов I - IV, 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	MgHCO_3 г/л	$\text{Mg Cl}_2 \cdot 6 \text{H}_2\text{O}$ г/л	NaCl г/л	Показатель стабильности растворов
1.	А	I,II	-	0,84	47,94	0,2
	Б	-	0,55	-	-	
2.	А	I,66	-	0,84	47,33	0,3
	Б	-	0,55	-	-	
3.	А	3,33	-	0,84	45,72	0,6
	Б	-	0,55	-	-	
4.	А	6,66	-	0,84	42,33	0,9
	Б	-	0,55	-	-	
5.	А	I,II	-	0,84	46,64	I,1
	Б	-	I,66	-	-	
6.	А	I,66	-	0,84	46,22	I,3
	Б	-	I,65	-	-	
7.	А	3,33	-	0,84	44,62	I,6
	Б	-	I,65	-	-	
8.	А	0,55	-	0,84	46,56	I,2
	Б	-	2,48	-	-	
9.	А	I,II	-	0,64	46,01	I,5
	Б	-	2,48	-	-	
10.	А	I,II	-	0,64	45,18	I,7
	Б	-	3,31	-	-	

определяется титрованием в соответствии с РД 39-23-1065-84.

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) ёмкостью 200-250 мл помещаются по 100 мл части А раствора 1, добавляется 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 приливается по 100 мл раствора Б .

Колбы плотно закрываются пробками (склянки - крышками) и термостатируются при температуре 75°C 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 (%) определяется по формуле:

$$\varepsilon = \frac{C_p - C_x}{C_0 - C_x} \cdot 100 ,$$

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_0 - содержание ионов кальция в исходном растворе, мг/л.

2.7. Минимальное содержание ингибитора , при котором до-

стигается максимальная эффективность, принимается за оптимальное содержание.

Определив Π_0 для растворов I - Ю, 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 39-0148070-026ИИИИ -86

Отв. за выпуск

В.А.Брейтер

Редактор

Г.Ф.Тихонова

Подписано в печать

Формат бумаги 60x84 1/16

Объем 1,7 п.л.

Тираж 250 экз.

Заказ 299

Редакция СибНИИИ, Томск, ул.50 лет Октября,
118