

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

**ТЕХНОЛОГИЯ ОПТИМАЛЬНОГО ПРИМЕНЕНИЯ
ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ**

РД 39 - 0148070 - 026ВНИИ - 86

1986

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер
Главконтинентгаза

В.Н. Бершанов
12.06.55
В.Н. Бершанов

ТЕХНОЛОГИЯ ОПТИМАЛЬНОГО ПРИМЕНЕНИЯ
ИНВЕНТОРОВ СОЛЕВОЛОЩЕННИ

РД 39 - 014807Д - 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.х.н.

Т.М. Слета
Т.М. Слета

СОГЛАСОВАНО :

Главный инженер Управления
нефтедобычи Главконтинентгаза

В.В. Бродский
12.06.55
В.В. Бродский

Зам. генерального директора ИПО
Сованнефтепромпром, к.х.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-7АДСТУ 26-16-32-77.

3.4. Насос типа АД или БРХ.

3.5. Кислотовоз КИ - 6,5.

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

3.7. Соляная кислота ТУ 6-01-193-66.

3.8. Ингибиторы солеотложения.

ИИ6-13а ТУ 6 - 05-05-76

ИИ6-13а 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

оквакины, 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 плутно 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 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-жесткая вода в условиях измерения pH .

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 pH . 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 pH 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, pH ;

ΔpH - поправка, учитывающая изменение pH 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 угольной кислоты 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 (ПС) определяется как разность между значением pH воды, определенным по формуле (I), и величиной pH , соответствующей насыщенности воды карбонатом кальция ($pH_{нас.}$):

$$ПС = pH - pH_{нас.} \quad (4)$$

Таблица 1

ЗНАЧЕНИЯ ρ_{K_I} ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ТЕМПЕРАТУР

| Темпера- тура, °C | ρ_{K_I} | Темпера- тура, °C | ρ_{K_I} | Темпера- тура, °C | ρ_{K_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

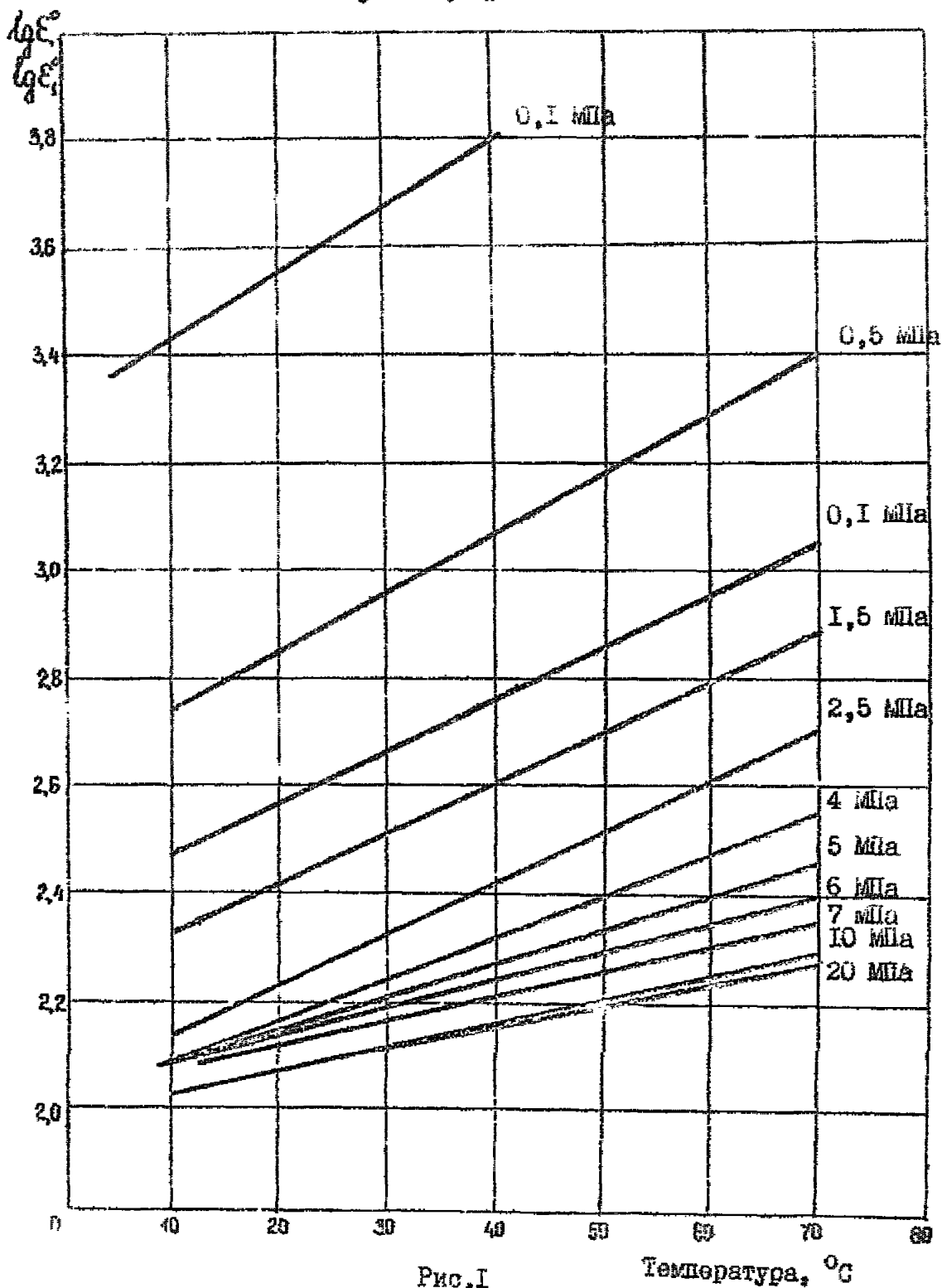


Таблица 2

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 | 0,15 | 0,16 | 0,17 | 0,20 |
| Пратви- ское | БС ₆ | -0,08 | -0,05 | -0,05 | -0,05 | -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

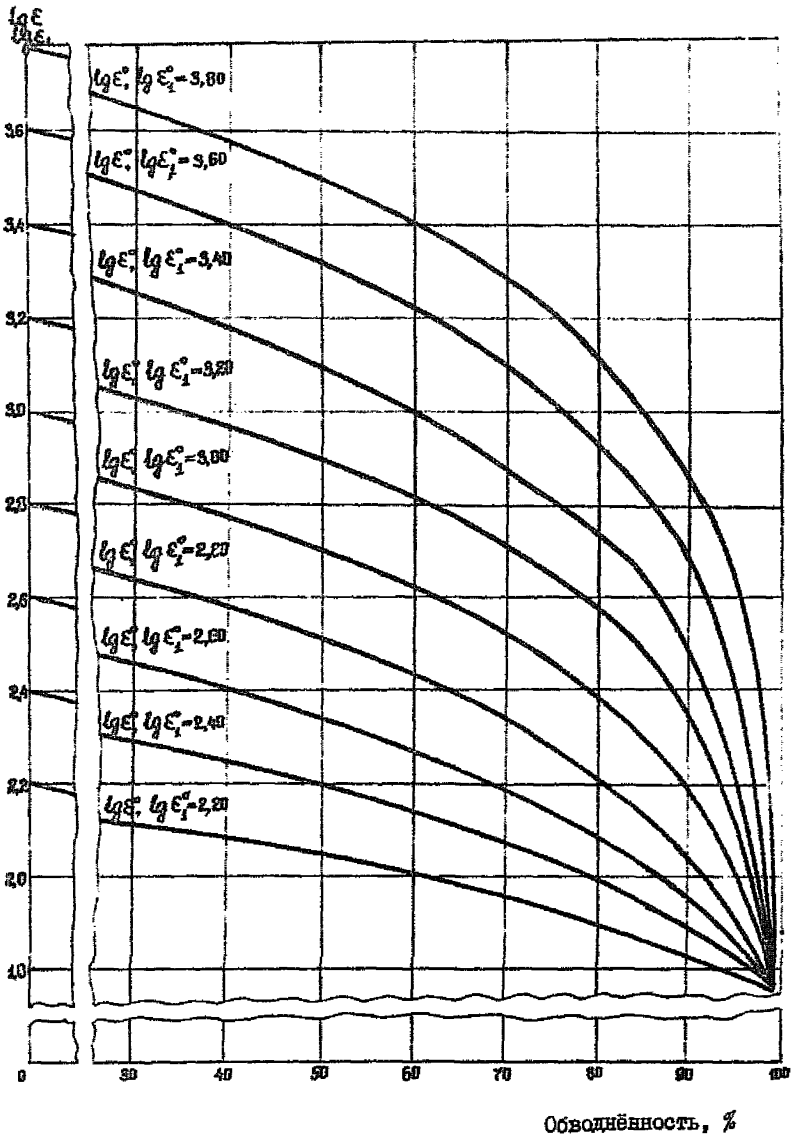


Рис.2

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)

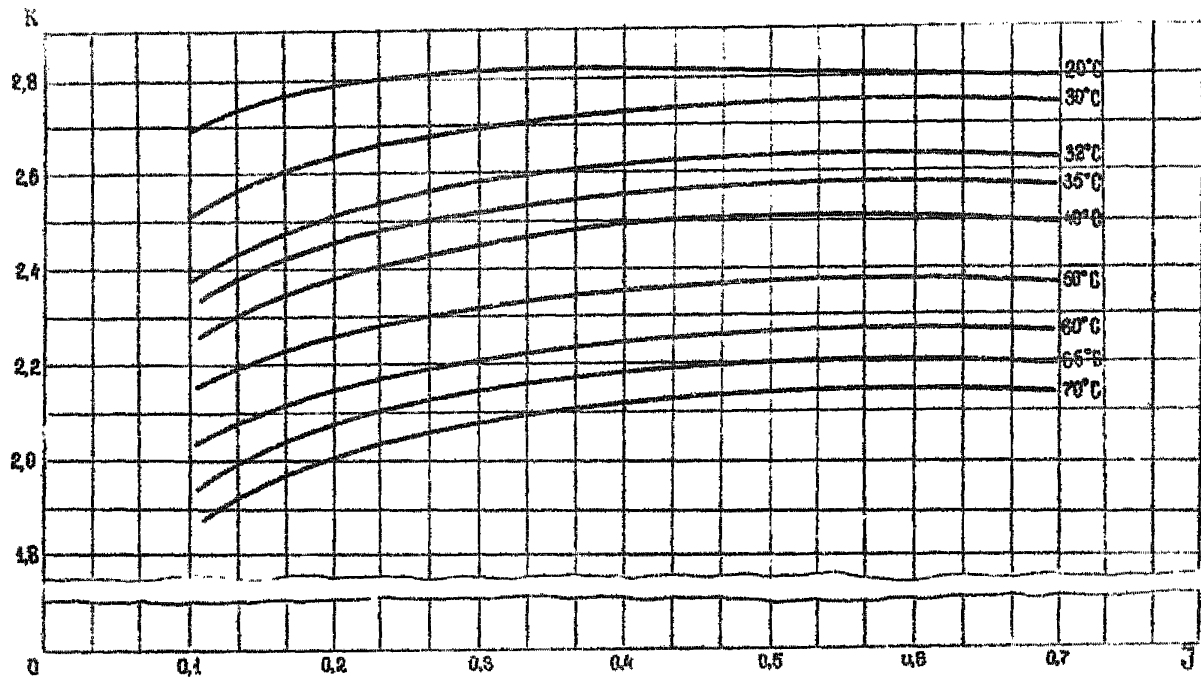


Рис. 3

Значения величин pCa и $pHCO_3^-$

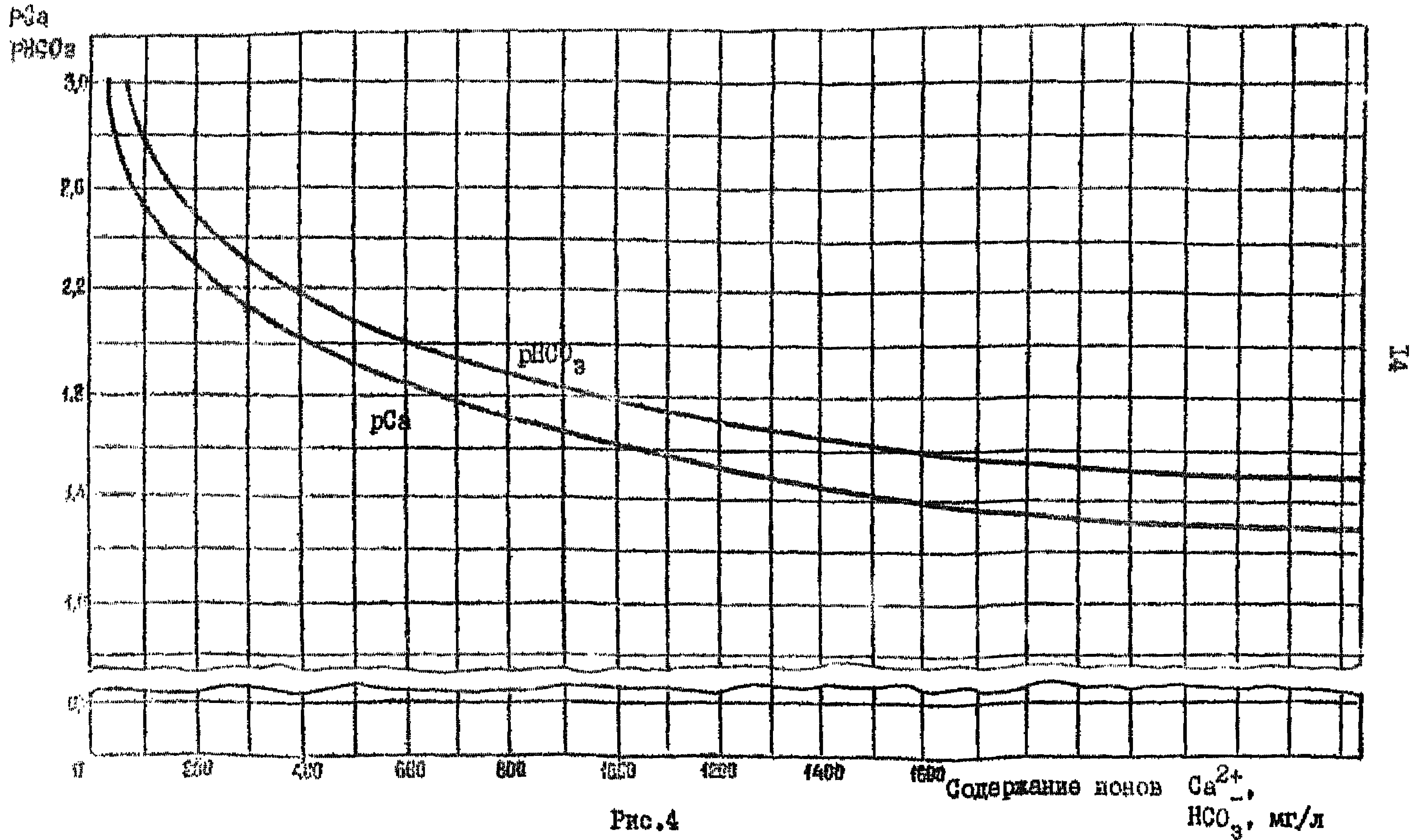


Рис. 4

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 СибНИИП.

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 содержащего пробостборника до устьевой температуры.

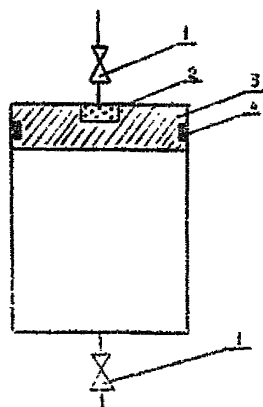
5.28. Нагрев, термостатирование пробостборника осуществляется путем электрообогрева (съёмная рубанка) или водяной бани. Перемешивание смеси осуществляется переворачиванием или встряхиванием контейнера.

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 условиям исследуемой точки пробостборник термостатируется в течение одного часа,

Схема пробоотборника



1 - вентиль внешнего давления; 2 - карбонат кальция;
3 - пробка; 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 "марморовой пробы" (вода из бутылки и вода из контейнера после термостатирования).

При уменьшении концентрации ионов кальция после "марморовой 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 л е о т л о ж е н и я

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_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)

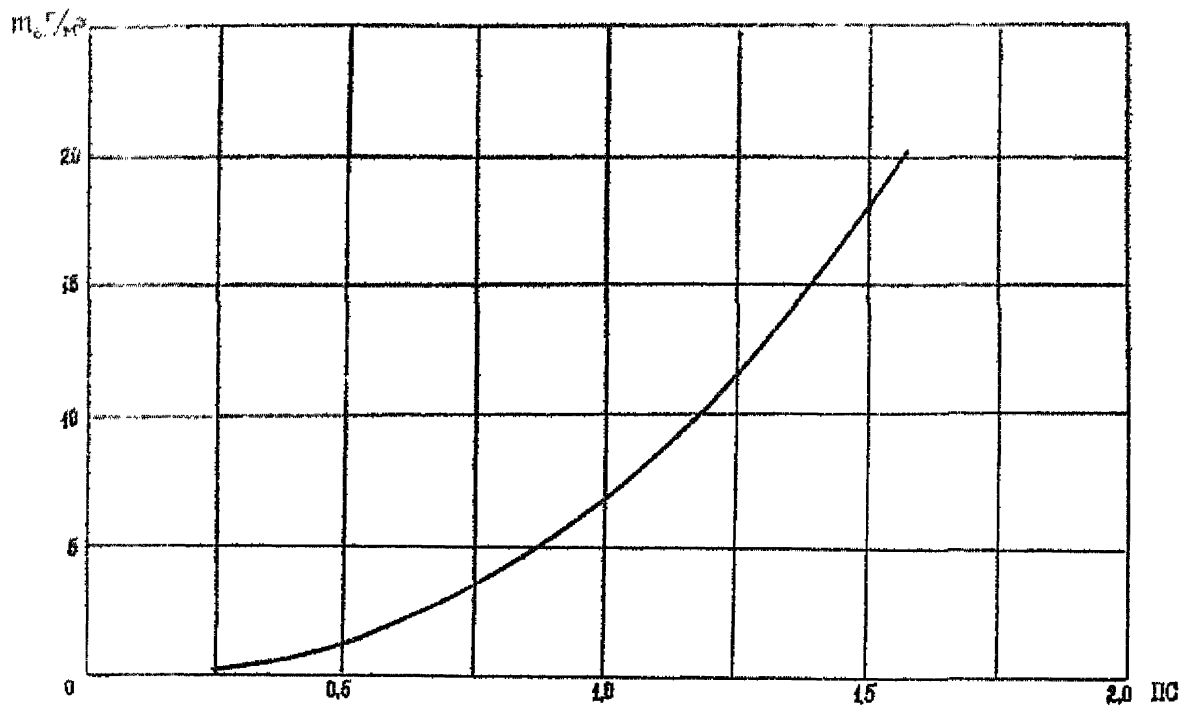


Рис.6

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

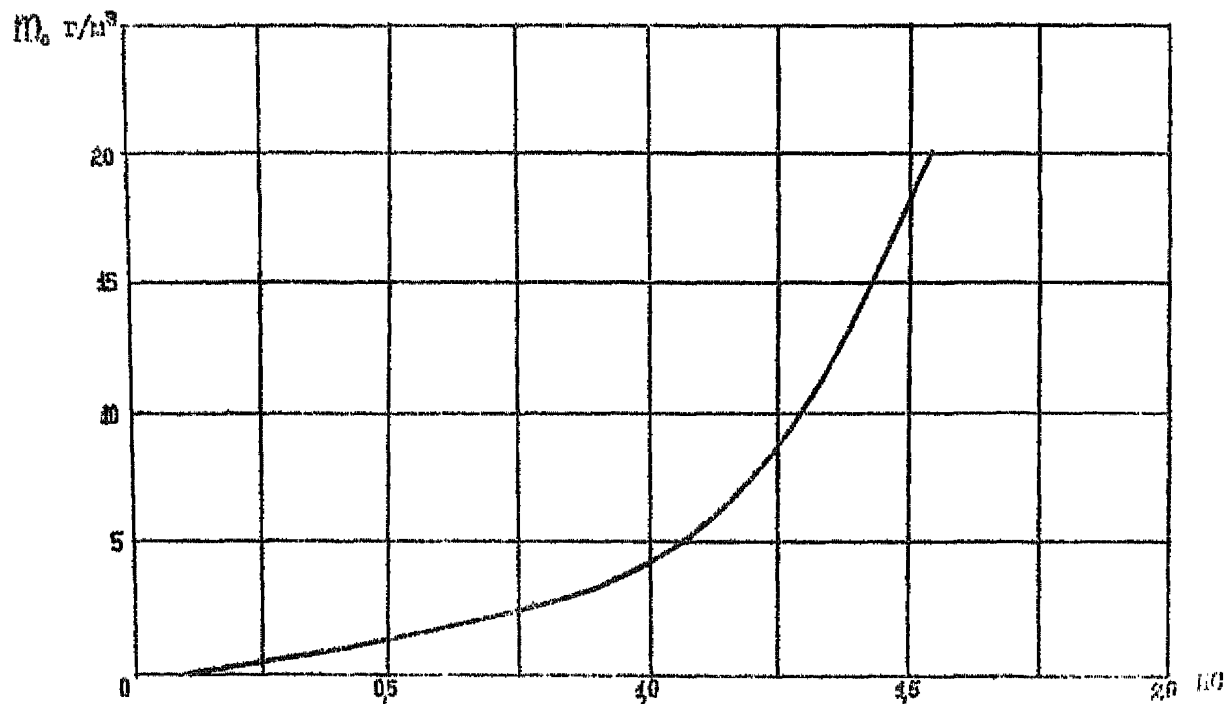


Рис.7

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. Сывальки и узлы приготовления растворов должны быть оборудованы.

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 проваек 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

[Signature]
13.05.86 Н.С.Меринин

Зав. сектором нормоконтроля

[Signature]
05.06.86 Б.И.Артеменко

Зав. отдела химизации
технологических процессов
добычи нефти

Старший научный сотрудник

[Signature]
19/16 В.А.Ершов
Телушова
2.08.86 Д.К.Галутво

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.

Электродаетка 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 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 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 15A4 - формат для текстовой информации).

5.3. - 4,5 записи - названия компонентов нефти (15A4).

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, взятуу 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.

```

*****
* ПРОГРАММА РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЯ СТАБИЛЬНОСТИ *
* ПОПУТНО ДОБЫВАЕМЫХ ВОД *
*****

```

```

3001 DIMENSION Z2(6),AM(6),CM(6),BB(10),TB(10),D(10),C1(10),
3002 *B1(10),B2(10),AL(10),AK(30),TS1(3,6),TS2(3,10),TS3(60)
3003 100 FORMAT(15A4)
3004 101 FORMAT(8A4)
3005 102 FORMAT(10F6.2)
3006 103 FORMAT(2I3)
3007 200 FORMAT(////T10,'СИБИРИИП'//
3008 *T10,'ОТДЕЛ ХИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ'//
201 FORMAT(/T10,8A4)
3009 202 FORMAT(/T10,'ОБЪЕДИНЕННОСТЬ =',F5.2,' X PH =',F5.2//
3010 *T10,'P1 =',F5.2,' ATM T1 =',F5.2,' ГРАА.Ц.//
3011 *T10,'P2 =',F5.2,' ATM T2 =',F5.2,' ГРАА.Ц.//
3012 *T10,'МОЛ. ВЕС ВМШ. =',F7.2//
203 FORMAT(/T10,30(' ')/T10,' N | МОММ | КОНЦЕНТРА-|//
3013 *T10,' | T27,' | ЦИЯ(МГ/Л) | /T10,50(' ')
3014 204 FORMAT(T10,' | T27,' | T27,' | T39,' |//
3015 *T10,' | T27,' | T27,' | T27,' | T39,' |//
205 FORMAT(T10,30(' ')//T10,30(' '))
3016 *T10,' | N | КОМПОНЕНТЫ | МОЛЬНЫМ |//
3017 *T10,' | T27,' | ПРОЦЕНТ | /T10,30(' ')
206 FORMAT(T10,30(' '))
3018 207 FORMAT(T10,'ПОКАЗАТЕЛЬ СТАБИЛЬНОСТИ =',F10.5/////))
3019 208 FORMAT(/T20,'КОНЕЦ ЗАДАНИЯ')
3020 209 FORMAT(T10,'МОЛЕР ГАЗА (1) =',F8.4,' МОЛЕР ГАЗА (2) =',F8.6//
3021 *T10,'МОЛЕР НЕФТИ(1) =',F8.4,' МОЛЕР НЕФТИ(2) =',F8.6//
3022 *T10,'КОНСТ. Г-Н (1) =',F8.3,' КОНСТ. Г-Н (2) =',F8.3//
3023 *T10,'КОНСТ. Г-В (1) =',F8.3,' КОНСТ. Г-В (2) =',F8.3//
3024 *T10,'МОМНАЯ СМЛА =',F8.5//)
3025 READ(1,103)M,N
3026 READ(1,100)((TS1(I,J),I=1,3),J=1,M)
3027 READ(1,100)((TS2(I,J),I=1,5),J=1,N)
3028 READ(1,102)(Z2(J),J=1,M),6
3029 EC
3030 FORTRAN ST 56-02.79 MAIN
3031 DATE 10.06.84(161)-08.39
3032 READ(1,102)(AM(J),J=1,M)
3033 READ(1,102)(BB(J),J=1,N)
3034 READ(1,102)(TB(J),J=1,N)
3035 READ(1,102)(D(J),J=1,N)
3036 READ(1,102)(AK(J),J=1,30)
3037 READ(1,103)K2
3038 KZ1=0
3039 READ(1,101)(TS3(J),J=1,8)
3040 WRITE(3,200)
3041 WRITE(3,201)(TS3(J),J=1,8)
3042 1
3043 READ(1,101)(TS3(J),J=9,40)
3044 READ(1,102)O,PH,P01,T01,P02,T02,D(N)
3045 READ(1,102)(CM(J),J=1,M)
3046 READ(1,102)(C1(J),J=1,N)
3047 WRITE(3,201)(TS3(J),J=9,40)
3048 WRITE(3,202)O,PH,P01,T01,P02,T02,D(N)
3049 WRITE(3,203)
3050 DO 2 I=1,M
3051 2 WRITE(3,204)I,(TS1(J,I),J=1,3),CM(I)
3052 WRITE(3,205)
3053 DO 3 I=1,N
3054 3 WRITE(3,204)I,(TS2(J,I),J=1,3),C1(I)
3055 WRITE(3,206)
3056 P1=P01/10.19
3057 P2=P02/10.19
3058 BB(N)=1470.+(D(N)-86.18)/(0.08086-0.00186*D(N))
3059 V=D(N)
3060 R=ALOG10(V)
3061 TB(N)=67.5772+R+2.4583
3062 X1=((1.86-0.0618*P1)*P1-48.9)*P1/1000.+1.0048
3063 X2=((1.86-0.0618*P2)*P2-48.9)*P2/1000.+1.0048
3064 Y1=((0.179+P1-5.16)*P1+125.9)*P1/1000.+1.0127
3065 Y2=((0.179+P2-5.16)*P2+125.9)*P2/1000.+1.0127
3066 CS=0.
3067 Y=0.
3068 DO 4 J=1,N
3069 ZA=Y1+X1*BB(J)+(1./TB(J))-1./(T01+273.15))
3070 ZB=Y2+X2*BB(J)+(1./TB(J))-1./(T02+273.15))

```


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
EC

```

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

```

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
15 R=CM(J)/AN(J)/1000.
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

```

0000000000

0000000000

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

| 6 IO | | | | | | | | | | |
|-------------------|--------------|--------|--------|----------|----------|--------|--------|--------|--------|--|
| (GA) ++ | (MG) ++ | | | (K-HA) + | (HCO3) - | (CL) - | | | | |
| (SO4) -- | | | | | | | | | | |
| CO2 | ABOT | | | МЕТАН | ЭТАН | ИПОЛАН | | | | |
| НСОБВТАН | БВТАН | | | НСОЛЧТАН | НСНТАН | БСЧМЕ | | | | |
| 4.0 | 4.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 4.0100.0 | | | | | |
| 40.00 | 24.30 | 25.0 | 61.0 | 38.49 | 96.0 | | | | | |
| 402.5 | 305.3 | 128.8 | 402.4 | 773.4 | 1131.4 | 1196.1 | 1315.6 | 1377.6 | | |
| 123.0 | 77.4 | 48.0 | 139.1 | 217.3 | 261.4 | 272.7 | 301.2 | 309.2 | | |
| 44.01 | 28.02 | 16.04 | 30.07 | 44.09 | 58.12 | 58.12 | 72.14 | 72.14 | | |
| 890.0 | 910.0 | 930.0 | 950.0 | 970.0 | 990.0 | 1010.0 | 1030.0 | 1060.0 | 1092.0 | |
| 1120.0 | 1150.0 | 1180.0 | 1210.0 | 1244.0 | 1280.0 | 1320.0 | 1360.0 | 1400.0 | 1447.0 | |
| 1490.0 | 1530.0 | 1570.0 | 1610.0 | 1652.0 | 1690.0 | 1740.0 | 1780.0 | 1830.0 | 1880.0 | |
| I | | | | | | | | | | |
| ТАТА | 20-05-1966 П | | | | | | | | | |
| МЕСТОПОКРЕЩЕНИЕ : | САМОТЛОПЕКБЕ | | | | | | | | | |
| ИЛЛACT : | 56 | | | | | | | | | |
| КУСТ : | 27 | | | | | | | | | |
| СРБАКВНА : | 343 | | | | | | | | | |
| 99.90 | 6.30 | 1.0 | 20.0 | 10.5 | 65.0 | 207.07 | | | | |
| 140.0 | 48.0 | 1989.5 | 457.53 | 195.0 | 0.0 | | | | | |
| 0.07 | 0.69 | 27.88 | 2.59 | 6.53 | 1.70 | 4.96 | 1.93 | 2.81 | 50.88 | |

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 | 46,84 | I, I |
| | Б | - | I, 66 | - | - | |
| 6. | А | I, 66 | - | 0,84 | 46,22 | I, 3 |
| | Б | - | I, 66 | - | - | |
| 7. | А | 3,33 | - | 0,84 | 44,62 | I, 6 |
| | Б | - | I, 66 | - | - | |
| 8. | А | 0,55 | - | 0,84 | 46,56 | I, 2 |
| | Б | - | 2,48 | - | - | |
| 9. | А | I, II | - | 0,84 | 46,01 | I, 5 |
| | Б | - | 2,48 | - | - | |
| 10. | А | I, II | - | 0,84 | 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