

32
2ej



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Facultad de Ingeniería

Incrustación de Sales en Sistemas
Integrales de Producción

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE :

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A :

JUAN ANTONIO MORALES DIAZ DE VIVAR

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

MEXICO, D.F.

1989



Universidad Nacional
Autónoma de México

UNAM



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

CONTENIDO
CAPITULO I GENERALIDADES

	PAG.
INTRODUCCION	2
I.1 CONCEPTOS GENERALES	3
I.1.1 QUIMICA, ELEMENTOS, COMPUESTOS Y MEZCLAS	3
I.1.2 ATOMOS Y PESOS ATOMICOS	4
I.1.3 MOLECULAS Y PESOS MOLECULARES	5
I.1.4 IONES Y VALENCIA	5
I.1.5 RADICALES	7
I.1.6 PESOS EQUIVALENTES	7
I.1.7 SOLUCIONES Y SOLUCIONES IONICAS	9
I.2 FORMAS DE EXPRESAR LAS CONCENTRACIONES	11
I.2.1 PESO POR VOLUMEN	11
I.2.2 COMPOSICION PORCENTUAL POR PESO	11
I.2.3 FRACCION MOLAR	12
I.2.4 MOLARIDAD Y FORMALIDAD	12
I.2.5 MOLALIDAD	13
I.2.6 NORMALIDAD	14
I.2.7 SOLUCIONES ESTANDAR	15
I.3 GRUPOS FUNCIONALES DE LA QUIMICA INORGANICA	16
I.3.1 ACIDOS	16
I.3.2 BASES	16
I.3.3 SALES	17
I.3.4 OXIDOS	18
I.3.5 ANHIDRIDOS	18
I.4 EQUILIBRIO QUIMICO	19
I.4.1 LEY DEL EQUILIBRIO QUIMICO	19
I.4.2 CONSTANTES DE EQUILIBRIO	19
I.4.3 EFECTO DEL CAMBIO DE TEMPERATURA SOBRE LAS CONCENTRACIONES DE EQUILIBRIO	21

	PAG.
1.4.4 EFECTO DEL CAMBIO DE PRESION SOBRE LAS CONCENTRACIONES DE EQUILIBRIO	22
1.4.5 EFECTO DEL CAMBIO DE CONCENTRACION SOBRE LAS CONCENTRACIONES DE EQUILIBRIO	24
1.4.6 SOLUBILIDAD	24
1.4.7. PRODUCTO DE SOLUBILIDAD	25
1.4.8 EFECTO DE ION COMUN	27
I.5 PRECIPITADOS E INCRUSTACIONES	29
1.5.1 FORMACION DE PRECIPITADOS	29
1.5.2 DISOLUCION DE PRECIPITADOS	29
1.5.3 DEFINICION DE INCRUSTACIONES	30
1.5.4 TIPOS DE INCRUSTACION	31
1.5.5 LOCALIZACION DE INCRUSTACIONES	31
1.5.6 DEFICION DE INHIBIDOR DE INCRUSTACION	34
1.5.7 CLASIFICACION DE INHIBIDORES	36
CAPITULO II CAUSAS DE LA DEPOSITACION DE INCRUSTACIONES	
INTRODUCCION	39
II.1 PRINCIPALES MECANISMOS DE FORMACION Y DAAO	39
11.1.1 MECANISMO DE FORMACION	39
11.1.2 MECANISMO DE DAAO	40
II.2 CARBONATO DE CALCIO	45
11.2.1 FACTORES QUE AFECTAN LA SOLUBILIDAD DEL CARBONATO DE CALCIO	43
11.2.1.1 BIOXIDO DE CARBONO	43
11.2.1.2 PRESION	46
11.2.1.3 TEMPERATURA	47
11.2.1.4 CONCENTRACIONES DE SALES	49
11.2.1.5 pH	49

	PAG.
11.2.2 MECANISMO DE FORMACION DEL CARBONATO DE CALCIO	52
II.3 SULFATO DE CALCIO	57
II.3.1 FACTORES QUE AFECTAN LA SOLUBILIDAD DEL SULFATO DE CALCIO	57
II.3.1.1 TEMPERATURA	57
II.3.1.2 CONCENTRACION DE SALES	59
II.3.1.3 PRESION	61
II.3.2 MECANISMO DE DAÑO DEL SULFATO DE CALCIO	61
II.4 SULFATO DE BARIO	66
II.4.1 FACTORES QUE AFECTAN LA SOLUBILIDAD DEL SULFATO DE BARIO	66
II.4.1.1 TEMPERATURA	66
II.4.1.2 PRESION	66
II.4.1.3 CONCENTRACION DE SALES	68
II.4.2 MECANISMO DE FORMACION DEL SULFATO DE BARIO.	68
II.5 SULFATO DE ESTRONCIO	73
II.5.1 FACTORES QUE AFECTAN LA SOLUBILIDAD DEL SULFATO DE ESTRONCIO	73
II.5.1.1 TEMPERATURA	74
II.5.1.2 CONCENTRACION DE SALES	74
II.5.1.3 PRESION	76
II.5.2 MECANISMO DE FORMACION DEL SULFATO DE ESTRONCIO	76
II.6 CLORURO DE SODIO	79
II.6.1 FACTORES QUE AFECTAN LA SOLUBILIDAD DEL CLORURO DE SODIO	79
II.6.2 MECANISMO DE FORMACION DEL CLORURO DE SODIO	80
II.7 COMPUESTOS DE FIERRO	82

CAPITULO III IDENTIFICACION DE INCRUSTACIONES

	PAG.
INTRODUCCION	84
III.1 IDENTIFICACION EN EL CAMPO	85
III.1.1 SINTOMAS DE INCRUSTACION	90
III.1.2 IDENTIFICACION EN LA FORMACION	92
III.1.3 IDENTIFICACION EN EL INTERIOR DE LOS POZOS	98
III.1.4 IDENTIFICACION EN EL EQUIPO SUPERFICIAL	100
III.2 IDENTIFICACION EN EL LABORATORIO	102
III.2.1 PROCEDIMIENTOS DE MUESTREO DE AGUAS DE CAMPO	103
III.2.2 CONSTITUYENTES Y PROPIEDADES DE LAS AGUAS DE CAMPO	105
III.2.3 TECNICAS DE ANALISIS	109
III.2.4 FORMAS DE PRESENTAR LOS RESULTADOS	112

CAPITULO IV PREDICCION DE LA DEPOSITACION DE INCRUSTACIONES

INTRODUCCION	117
IV.1 PREDICCION DE LA DEPOSITACION DE CARBONATO DE CALCIO	118
IV.1.1 INDICE DE SATURACION DE LANGELIER	118
IV.1.2 INDICE DE SATURACION DE STIFF Y DAVIS	119
IV.1.3 INDICE DE ESTABILIDAD DE RYZNAR	125
IV.1.4 INDICE DE SATURACION PARA ALTAS PRESIONES Y TEMPERATURA DE ODDO Y TOMSON.	126
IV.2 PREDICCION DE LA DEPOSITACION DE SULFATO DE CALCIO	130
IV.2.1 METODO DE STIFF Y DAVIS	130
IV.2.1.1 APLICACION SISTEMA DE INYECCION DE AGUA Y A POZOS PRODUCTORES DE ACEITE Y AGUA	130
IV.2.1.2 APLICACION A SISTEMAS DE ENFRIAMIENTO DE AGUA RECIRCULANTE	135

	PAG.
IV. 2.1.3 APLICACION A CAMBIADORES DE CALOR, CALENTADORES, ETC.	137
IV. 2.2 METODO DE TEMPLETON Y ROGERS PARA SISTEMAS DE ALTA TEMPERATURA	138
IV. 2.2.1 PREDICCIÓN PARA SALINERAS CON CONTENIDO EQUIVALENTE DE SULFATO Y CALCIO	142
IV. 2.2.2 PREDICCIÓN PARA SALINERAS RICAS EN CALCIO Y MAGNESTO	144
IV. 2.2.3 PREDICCIÓN PARA SALINERAS RICAS EN SULFATO	148
IV. 2.3 METODO DE SKILIMAN, McDONALD Y STIFF	151
IV. 2.3.1 APLICACION A SALINERAS PRODUCIDAS	152
IV. 2.3.2 APLICACION A SISTEMAS DE INYECCION DE AGUA	155
IV. 2.4 PREDICCIÓN PARA CONDICIONES DE FONDO DEL POZO UTILIZANDO RELACIONES TERMODINAMICAS	157
IV. 2.4.1 CALCULO DE LA CANTIDAD ESPERADA DE INCRUSTACIONES DE SULFATO DE CALCIO	157
IV. 2.4.2 CALCULO DEL MINIMO TIEMPO REQUERIDO PARA TAPONAR UN POZO CON SULFATO DE CALCIO	164
IV. 3 PREDICCIÓN DE LA DEPOSITACION DE SULFATO DE BARIO	165
IV. 3.1 INDICE DE INCRUSTACION DE MITCHEL, GRIST Y BOYLE	166
IV. 3.2 METODO DE MONTEIRO Y ABDEL-REHIM	167
IV. 4 PREDICCIÓN DE LA DEPOSITACION DE SULFATO DE ESTRONCIO	171
IV. 4.1 METODO DE FLETCHER, FRENCH Y COLLINS	171
IV. 4.2 METODO DE MONTEIRO Y ABDEL-REHIM	176
IV. 5 PREDICCIÓN DE LA DEPOSITACION DE COMPUESTOS DE FIERRO	179
IV. 5.1 METODO DE MONTEIRO Y ABDEL-REHIM PARA FeS , $FeCO_3$ y $Fe(OH)_3$	179

CAPITULO V REMOCION DE INCRUSTACIONES

	PAG.
INTRODUCCION	185
V.1 REMOCION MECANICA	186
V.1.1 DISPAROS	187
V.1.2 HERRAMIENTAS SONICAS	189
V.1.3 PERFORACION Y ESCARIACION	195
V.1.4 LIMPIEZA DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO CORTAS RANURADAS	197
V.1.5 DIABLOS	201
V.2 REMOCION QUIMICA	203
V.2.1 REMOCION DE CARBONATO DE CALCIO	203
V.2.1.1 REMOCION CON ACIDO CLORHIDRICO	203
V.2.1.2 REMOCION CON AGENTES QUELANTES	206
V.2.1.2.1 QUIMICA DE LA QUELACION	206
V.2.1.2.2 QUELACION CON EDTA	208
V.2.1.3 DISEÑO DE UN TRATAMIENTO CON EDTA	210
V.2.2 REMOCION DE SULFATO DE CALCIO	212
V.2.2.1 REMOCION CON CONVERTIDORES	212
V.2.2.2 REMOCION CON AGENTES QUELANTES	215
V.2.2.3 REMOCION CON AGUA SALADA	217
V.2.2.4 DISEÑO DE UN TRATAMIENTO CON EDTA	217
V.2.3 REMOCION DE SULFATOS DE BARIO Y ESTRONCIO	218
V.2.3.1 REMOCION CON AGENTES QUELANTES	218
V.2.3.2 REMOCION CON AGUA SALADA	219
V.2.3.3 DISEÑO DE UN TRATAMIENTO CON EDTA	220
V.2.4 REMOCION DE CLORURO DE SODIO	220
V.2.5 REMOCION DE COMPUESTOS DE FIERRO	221
V.2.5.1 REMOCION CON ACIDOS INORGANICOS	221

	PAG.	
V.2.5.2	REMOCION CON ACIDOS ORGANICOS	222
V.2.6	LIMPIEZA DE EQUIPO SUPERFICIAL	223
V.2.6.1	LIMPIEZA DE EQUIPO DE BAJA PRESION	224
V.2.6.2	LIMPIEZA DE EQUIPO DE ALTA PRESION	225

CAPITULO VI PROCEDIMIENTOS PREVENTIVOS

	INTRODUCCION	228
VI.1	METODOS DE PREVENCION DE INCRUSTACIONES	229
VI.1.1	EVITAR LA MEZCLA DE AGUAS INCOMPATIBLES	229
VI.1.2	DISOLUCION DE IONES INCRUSTANTES	230
VI.1.3	CONTROL DE pH	231
VI.1.4	CONTROL DE LA PRODUCCION DE AGUA	231
VI.2	TIPOS DE INHIBIDORES DE INCRUSTACION	233
VI.2.1	MECANISMOS DE INHIBICION	233
VI.2.1.1	FORMACION DE COMPLEJOS SOLUBLES	233
VI.2.1.2	EFECTO THRESHOLD	234
VI.2.1.3	FACTORES QUE AFECTAN LA DISOLUCION DE INCRUSTACIONES	236
VI.2.2	INHIBIDORES INORGANICOS	238
VI.2.2.1	POLIFOSFATOS SIMPLES	238
VI.2.2.2	POLIFOSFATOS DE SOLUBILIDAD CONTROLADA	239
VI.2.3	INHIBIDORES ORGANICOS	241
VI.2.3.1	FOSFONATOS	241
VI.2.3.2	ESTERES FOSFATADOS	245
VI.2.3.3	POLIMEROS	247
VI.2.3.4	ACIDOS POLIORGANICOS	249
VI.3	TECNICAS DE APLICACION DE INHIBIDORES	251
VI.3.1	TECNICAS DE APLICACION EN LA FORMACION	251
VI.3.1.1	INYECCION FORZADA	251
VI.3.1.2	FRACURAMIENTO HIDRAULICO	253

	PAG.
VI.3.2 TECNICAS DE FONDO DEL POZO	255
VI.3.2.1 INYECCION DESDE LA SUPERFICIE	255
VI.3.2.2 EMPACAMIENTOS CON CANASTA	255
VI.3.3 TECNICAS DE SUPERFICIE	257
VI.3.3.1 INYECCION EN LINEAS SUPERFICIALES	257
VI.3.3.2 COLOCACION DE CANASTAS O EMPAQUES	258
CONCLUSIONES	259
BIBLIOGRAFIA Y REFERENCIAS	266
APENDICE A DEPOSITACION DE PARAFINAS	
A.1. MECANISMO DE DAÑO Y DEPOSITACION DE PARAFINAS	284
A.1.1 DEPOSITACION DE PARAFINAS, CONCEPTOS Y FORMACION	284
A.1.2 MECANISMO DE DAÑO DURANTE LA VIDA DE UN POZO	288
A.2 PREDICION DE LA TENDENCIA DE ACEITES A DEPOSITAR PARAFINAS	291
A.3 METODOS DE REMOCION Y PREVENCIÓN	294
A.3.1 METODOS QUIMICOS	294
A.3.2 METODOS TERMICOS	294
A.3.3 METODOS COMBINADOS	297
APENDICE B TECNICAS DE EVALUACION Y SELECCION DE INHIBIDORES DE INCRUSTACION	299

CAPITULO 1
GENERALIDADES

1 GENERALIDADES

INTRODUCCION

En los siguientes incisos se bosquejan ciertas generalidades que se consideran de interés para tener una mejor comprensión de los capítulos posteriores.

Dichos incisos incluyen algunos conceptos generales de química, las diferentes formas de expresar las concentraciones, algunos grupos funcionales de la química inorgánica y ciertos conceptos referentes al equilibrio químico.

En la parte de equilibrio químico se mencionan los principales factores que afectan a las concentraciones iónicas de equilibrio o saturación, mismos que se detallan para cada sal expuesta en el capítulo II.

También se incluyen algunos conceptos básicos sobre formación de precipitados e incrustaciones y su posible ubicación en los sistemas integrales de producción.

Finalmente se da una definición de lo que es un inhibidor de incrustación, cómo se clasifica y cuál es su función.

I.1 CONCEPTOS GENERALES

I.1.1. QUIMICA, ELEMENTOS, COMPUESTOS Y MEZCLAS.

a) QUIMICA.- Es la ciencia que estudia la composición y estructura de la materia, así como sus cambios, las cantidades y clases de energía necesaria para esos cambios y las leyes que los gobiernan.

b) ELEMENTOS.- Son sustancias que no pueden ser descompuestas químicamente para dar dos ó más sustancias más simples. Los elementos tienen nombres y generalmente se abrevian para simplificar las notaciones químicas. Por ejemplo: Hidrógeno, símbolo: H; Calcio, símbolo: Ca; Oxígeno, símbolo: O.

c) COMPUESTOS.- Son sustancias formadas por dos o más elementos combinados químicamente en proporciones definidas de peso. En este caso los elementos individuales han perdido su identidad y no se les puede reconocer a menos que los compuestos sean separados químicamente en sus elementos constituyentes. Por ejemplo, el agua está compuesta por oxígeno e hidrógeno (H_2O) y se reconoce como una sustancia con propiedades peculiares. En el agua no se ven ciertamente el hidrógeno ni el oxígeno sino que se ve un compuesto líquido claro.

d) MEZCLAS.- Se llama mezcla a un cuerpo formado por dos ó más sustancias que retienen sus propias características. Por ejemplo, en la mezcla de sal y arena, se pueden separar por algún medio los dos materiales, puesto que se pueden identificar uno de otro.

I.1.2 ATOMOS Y PESOS ATOMICOS.

a) ATOMOS.- Los átomos son las unidades de la materia, se pueden definir como las partículas más pequeñas de un elemento que pueden participar en un cambio químico. Están formadas por electrones, protones y neutrones. Los protones y neutrones se concentran en un núcleo llamado núcleo del átomo y los electrones giran alrededor de él. Los electrones y protones son partículas cargadas. La masa del átomo se debe casi en su totalidad a los protones y neutrones. Los electrones tienen masa despreciable comparada con la del núcleo.

b) PESOS ATOMICOS.- El peso atómico de cada elemento es simplemente una forma de comparar la masa de los átomos de ese elemento con la masa de un estándar arbitrario: el átomo de carbono. A un átomo de carbono se le ha asignado un peso atómico de 12.0000. Cuando decimos que un átomo de hidrógeno tiene un peso atómico de 1, queremos decir que pesa la doceava parte de un átomo de carbono.

La tabla I.1 muestra los pesos atómicos de cada elemento.

TABLA I.1 ALGUNOS ELEMENTOS, SUS SIMBOLOS Y PESOS ATOMICOS

(Redondeados a un decimal)

ELEMENTOS	SIMBOLO	PESO ATOMICO	ELEMENTO	SIMBOLO	PESO ATOMICO
Aluminio	Al	27.0	Magnesio	Mg	24.3
Bario	Ba	137.3	Manganeso	Mn	54.9
Calcio	Ca	40.1	Mercurio	Hg	200.6
Carbono	C	12.0	Niquel	Ni	58.7
Cloro	Cl	35.5	Nitrógeno	N	14.0
Cromo	Cr	52.0	Oxígeno	O	16.0
Cobalto	Co	58.9	Fósforo	P	30.0
Cobre	Cu	63.5	Potasio	K	39.1
Flúor	F	19.0	Sodio	Na	23.0
Oro	Au	197.0	Estroncio	Sr	87.6
Hidrógeno	H	1.0	Azufre	S	32.1
Hierro	Fe	55.8	Zinc	Zn	65.4

I.1.3 MOLECULAS Y PESOS MOLECULARES

a) MOLECULAS.- Una molécula se puede definir como la parte más elemental de un compuesto. La molécula de un compuesto está formada por la unión de dos o más átomos de los elementos de los que está constituido el compuesto.

b) PESO MOLECULAR.- El peso molecular es la masa relativa de una sola molécula comparada con la masa del átomo de carbono. El peso molecular se encuentra sumando los pesos atómicos de los elementos que forman la molécula.

por ejemplo:

<u>Compuesto</u>	<u>Elementos Constituyentes</u>	<u>Número de Átomos</u>	<u>Peso Átomico</u>	<u>Peso del Elemento presente</u>
H ₂ O	H	2	1	2 x 1 = 2
	O	1	16	1 x 16 = 16
				<u>TOTAL = 18 = peso molecular del agua</u>

El peso molecular de una sustancia, expresada en gramos se llama peso molecular gramo. El peso molecular gramo del agua es 18 gramos. Este término se puede abreviar como mole-gramo o simplemente mole. De la misma forma, si queremos trabajar con libras, tendríamos peso molecular libras, mole-libras y mole. Si se habla de moles, se debe definir el sistema de unidades.

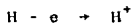
I.1.4 IONES Y VALENCIA.

Como se dijo antes, los átomos están formados por protones, neutrones y electrones. Cada átomo tiene un número igual de protones y electrones, de tal forma que su carga neta es cero. Sin em-

bargo, si un átomo perdiera o ganara electrones, resultaría en un desbalanceo en la carga puesto que el número de protones permanece constante. Si un átomo gana electrones tendrá una carga neta negativa. Si pierde electrones tendrá una carga neta positiva. Cuando esto suceda, el átomo no se llama tal sino se convierte en ión, el cual puede definirse como un átomo o grupo de átomos con carga eléctrica. Un ión cargado positivamente se llama catión, mientras que uno cargado negativamente se llama anión.

La cantidad de la carga se llama valencia y es una medida del poder de combinación química del elemento.

Por ejemplo, cuando el hidrógeno se ioniza pierde su electrón y tiene una carga neta positiva o valencia de +1.



El calcio se ioniza perdiendo 2 electrones y así el ión calcio tiene una valencia de +2



El cloro se ioniza ganando 1 electrón y el ión cloro tiene una valencia de -1.



El hidrógeno se toma como estándar con una valencia +1. Cualquier átomo o grupo de átomos que se combine en una relación

uno a uno con el hidrógeno también tiene una valencia de uno.

Las valencias de los elementos se pueden consultar en una tabla periódica de elementos, así como sus pesos y masas atómicas.

1.1.5 RADICALES

Un radical es un grupo de átomos que se encuentra en ciertos compuestos que reaccionan como una unidad, esto es, como si fuera un solo átomo o ión.

Como ejemplo, se muestran los radicales en los siguientes compuestos y están encerrados entre paréntesis. El número debajo de cada radical es su valencia.

$H_2(SO_4)$	$Ca(CO_3)$	$Ba(SO_4)$
-2	-2	-2
ACIDO SULFURICO	CARBONATO DE CALCIO	SULFATO DE BARIO

Si estos compuestos se ionizaran, se encontraría que los radicales se comportan como aniones

Ión sulfato: SO_4^{\ominus}

Ión carbonato: CO_3^{\ominus}

1.1.6 PESOS EQUIVALENTES

Cuando se combinan elementos para formar un compuesto dado, lo hacen en una relación de peso fija e invariable. Esta re-

lación se puede predecir por medio del peso equivalente. Para un elemento o ión:

$$\text{Peso Equivalente} = \frac{\text{Peso atómico}}{\text{Valencia}} \quad (1.1)$$

Para un compuesto:

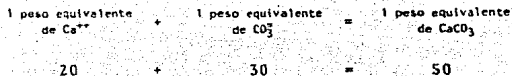
$$\text{Peso Equivalente} = \frac{\text{Peso Molecular}}{\text{Valencia}} \quad (1.2)$$

Si A y B se combinan para formar C, lo harán en una forma equivalente. Para cada peso equivalente de A habrá un peso equivalente de B. Los pesos equivalentes reducen los iones o compuestos a un denominador común. En la Tabla 1.2 se muestran algunos ejemplos de pesos equivalentes de iones y compuestos.

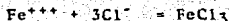
TABLA 1.2 PESOS EQUIVALENTES DE ALGUNOS IONES Y COMPUESTOS

CATIONES	SÍMBOLO	PESO EQUIVALENTE	ANIONES	SÍMBOLO	PESO EQUIVALENTE
Bario	Ba ⁺⁺	68.7	Bicarbonato	HCO ₃	61
Calcio	Ca ⁺⁺	20	Carbonato	CO ₃ ²⁻	30
Hidrógeno	H ⁺	1	Cloruro	Cl ⁻	35.5
Hierro			Hidroxilo	OH ⁻	17
Ferroso	Fe ⁺⁺	27.9	Oxido	O ²⁻	8
Férrico	Fe ⁺⁺⁺	18.6	Fosfato	PO ₄ ³⁻	31.6
Magnesio	Mg ⁺⁺	12.2	Sulfato	SO ₄ ²⁻	48
Sodio	Na ⁺	23	Azufre	S ²⁻	16
Estroncio	Sr ⁺⁺	43.8	Sulfito	SO ₃ ²⁻	40

Esta tabla muestra que algunos elementos, tales como el hierro, se puede ionizar en diferentes grados. Cuando esto sucede, tendrán diferentes pesos equivalentes. Nótese que:



Similarmente, para cloruro férrico:



Peso reaccionante:	56.	+	3(35.5)	=	162.5
Peso equivalente:	18.7		35.5		54.2
No. de equivalentes:	3		3		3

Se puede observar que el peso atómico de un fierro se ha combinado con tres pesos atómicos de cloro para dar una mole de FeCl_3 . Más importante, si embargo, tres equivalentes de fierro se han combinado con tres equivalentes de cloro para dar tres equivalentes de cloruro férrico. Los equivalentes siempre se combinan en una base uno a uno.

1.1.7 SOLUCIONES Y SOLUCIONES IONICAS

Una solución es una mezcla homogénea de dos o más sustancias. Una o más de esas sustancias es el material disuelto en la solución y se llama soluto. La otra u otras sustancias que disuelven al material disuelto se llama solvente. Por ejemplo si disolvemos sal en agua, creamos una solución llamada salmuera, donde la sal es el soluto y el agua es el solvente. Es importante puntualizar que existen diferentes tipos de soluciones que pueden formarse

al disolver diferentes tipos de materiales en el agua.

La mayoría de los materiales que nos interesan en la química del agua son aquellos que se ionizan al disolverse en agua pura. Estas soluciones que se forman con solutos que se ionizan en el solvente se llaman soluciones iónicas.

La mayoría de las aguas contienen cantidades considerables de diferentes impurezas disueltas que existen como iones. Por tanto, un análisis de agua es una lista de los tipos y cantidades de los diferentes iones que están presentes en el agua de interés. Sin embargo, el agua pura contiene sólo hidrógeno y oxígeno.

Otro tipo de solución en la química del agua industrial es aquella donde se encuentran gases disueltos. Los tres gases de mayor interés en campos petroleros son el oxígeno, el dióxido de carbono y el ácido sulfhídrico. El principal problema asociado con esos gases es que tienden a hacer el agua más corrosiva.

I.2 FORMAS DE EXPRESAR LAS CONCENTRACIONES.

Cuando se habla de soluciones es necesario definir la cantidad de los diferentes solutos presentes en el solvente. La cantidad de soluto presente se expresa como fracción de la cantidad del solvente o solución total. Se llama concentración y se puede expresar de diferentes formas.

I.2.1 PESO POR VOLUMEN

La mayoría de solutos en el agua están presentes en cantidades muy pequeñas y las concentraciones se expresan generalmente en peso (en gramos o miligramos) por volumen de solución (en litros o en 100 ml); esto es, una forma de expresar las concentraciones de solutos es en mg/litro, g/litro, g/100 ml, etc.

I.2.2 COMPOSICION PORCENTUAL POR PESO

La composición porcentual por peso es el número de gramos de soluto en 100 gramos de solución. El porcentaje por peso del componente i en una solución es:

$$\text{porcentaje por peso de } i = \frac{W_i}{\sum_i W_i} \times 100 \quad (1.3)$$

donde W_i es el peso del componente i y $\sum_i W_i$ es la suma de los pesos de todos los componentes de la solución.

I.2.3 FRACCION MOLAR

La fracción molar X_i del componente i en una solución es:

$$X_i = \frac{n_i}{\sum_i n_i} = \frac{W_i/M_i}{\sum_i (W_i/M_i)} \quad (I.4)$$

dónde n_i es el número de moles del componente i

$\sum n_i$ es el número total de moles en solución

W_i es el peso del componente i

M_i es el peso molecular del componente i

Es importante notar que:

$$\sum_i X_i = 1 \quad (I.5)$$

I.2.4 MOLARIDAD Y FORMALIDAD

Una unidad muy común de concentración que se encuentra en la química es la molaridad. La molaridad de un componente es el número de moles de dicho componente que se hallan disueltos en un litro de solución.

Cuando la solución es iónica se puede utilizar el término formalidad. La formalidad de una solución es el número de pesos fórmula disueltos en un litro de ella.

Por ejemplo, para preparar 5 litros de una solución cuya concentración sea medio molar (o formal) de cloruro de sodio, que se designa como 0.50 M (ó 0.50F), primero se calcula la cantidad

en gramos de NaCl que se habrán de disolver en la solución que con tenga exactamente 5 litros, o sea:

$$\frac{w_{\text{NaCl}}}{\frac{58.5 \text{ g NaCl/mol de NaCl}}{5.0 \text{ litros de sol.}}} = 0.5 \frac{\text{mol NaCl}}{\text{litro de sol.}} = 0.5 \text{ N}$$

despejando w_{NaCl} (que es la cantidad en gramos de NaCl):

$$w_{\text{NaCl}} = 0.5 \frac{\text{mol NaCl}}{1 \text{ sol}} \times 5 \text{ lts sol.} \times 58.5 \frac{\text{gNaCl}}{\text{mol NaCl}} = 146 \text{ gNaCl}$$

donde 0.5 mol NaCl/1 sol. es la molaridad (o formalidad) requerida de la solución de 5 litros de cloruro de sodio y $58.5 \frac{\text{gNaCl}}{\text{mol NaCl}}$ es el peso molecular del cloruro de sodio expresado en gramos, esto es, es una mol de NaCl.

1.2.5 MOLALIDAD

Otra unidad de concentración que se encuentra en la química es la molalidad. La molalidad de un componente de una solución es el número de moles del componente que se disuelve en un kilogramo de solvente.

Por ejemplo, para preparar dos litros de una solución de NaCl cuya concentración sea dos molal, que se designa como 2m, so lo se necesita pesar 234 g de cloruro de sodio y añadir 2 kg (ó 2 litros) de agua.

Esto se calcula así:

$$\frac{W_{\text{NaCl}}}{58.5 \text{ g NaCl/mol de NaCl}} = 2.0 \frac{\text{mol NaCl}}{\text{Kg H}_2\text{O}} = 2.0 \text{ m}$$

despejando:

$$W_{\text{NaCl}} = 2.0 \frac{\text{mol NaCl}}{\text{Kg H}_2\text{O}} \times 2 \text{ kg H}_2\text{O} \times 58.5 \frac{\text{g NaCl}}{\text{mol NaCl}} = 234 \text{ g NaCl}$$

1.2.6 NORMALIDAD

Una unidad útil de concentración que se usa en química es la normalidad. Una solución normal contiene un peso equivalente de soluto en un litro de solución. La normalidad de un componente de una solución es el número de equivalentes de ese componente que se disuelven en un litro de solución. El peso equivalente de un compuesto es el peso en gramos que equivale a (o se combina con) 1.008 g de hidrógeno. Puesto que el peso molecular y el peso equivalente de la sal de mesa son los mismos, una solución normal es la misma que una solución molar. Contiene 58.4 g de sal por litro de solución. Si el soluto fuera ácido sulfúrico (H_2SO_4), sin embargo, una solución normal contendría 49 g de H_2SO_4 por litro de solución. Esto resulta del hecho de que el peso molecular del H_2SO_4 es 98 y su peso equivalente es $98/2 = 49$. En este caso una solución molar contendría un peso molecular gramo de H_2SO_4 (98 g) mientras que una solución normal contendría un peso equivalente gramo (49 g).

Hay que recordar que la expresión para peso equivalente es la ecuación (1.2).

$$\text{Peso equivalente} = \frac{\text{peso molecular}}{\text{número total de equivalentes de los cationes o aniones}}$$

1.2.7 SOLUCIONES ESTANDAR

Las soluciones estándar son simplemente soluciones de concentración conocida.

1.3 GRUPOS FUNCIONALES DE LA QUIMICA INORGANICA

Dentro del estudio de la química inorgánica existen varios grupos funcionales básicos o funciones químicas inorgánicas. Estos grupos funcionales los podemos clasificar en ácidos, bases, sales, óxidos y anhídridos.

1.3.1 ACIDOS

Un ácido es cualquier sustancia que es capaz de ceder iones hidrógeno. Los ácidos neutralizan las bases para dar sales y agua y se ionizan o disocian en agua.

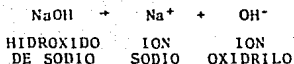
A continuación se listan algunos ácidos comunes:

TABLA 1.3 ALGUNOS ACIDOS COMUNES

ACIDO	SIMBOLO
CLORHIDRICO	HCl
FLUORHIDRICO	HF
CARBONICO	H ₂ CO ₃
SULFURICO	H ₂ SO ₄
NITRICO	HNO ₃
FOSFORICO	H ₃ PO ₄
PERCLORICO	HClO ₄
SULFHIDRICO	H ₂ S
CIANHIDRICO	HCN

1.3.2 BASES

Las bases son sustancias que aceptan iones hidrógeno en una reacción química. Una base se define como una sustancia que se disocia cuando se disuelve en agua dando iones oxidrilos. Por ejemplo:



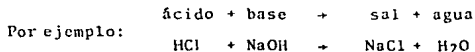
1.3.3 SALES

Una sal es un compuesto iónico que contiene un ión positivo diferente al ión hidrógeno y un ión negativo diferente al ión -oxidrilo u óxido.

Las sales resultan en realidad de la sustitución parcial o total de los hidrógenos de los ácidos por metales o radicales metálicos, por lo cual pueden ser neutras o ácidas.

En las sales neutras los hidrógenos son sustituidos totalmente por átomos metálicos. En las sales ácidas los hidrógenos no son sustituidos totalmente por átomos metálicos.

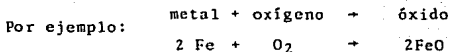
El procedimiento más simple para obtener una sal es la neutralización que consiste en hacer reaccionar un ácido y una base. Además de la sal se obtiene agua.



En los capítulos siguientes se hablará sobre la formación, identificación, predicción de formación, remoción e inhibición de las principales sales encontradas en los sistemas de producción en forma de incrustaciones.

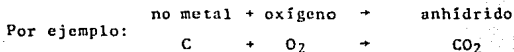
1.3.4 OXIDOS

Los óxidos son compuestos binarios que se forman al combinar un metal con el oxígeno.



1.3.5 ANHIDRIDOS

Los anhídridos son compuestos binarios que se forman al combinar un no metal con el oxígeno.



La siguiente Figura 1.1 muestra esquemáticamente las principales funciones químicas inorgánicas.

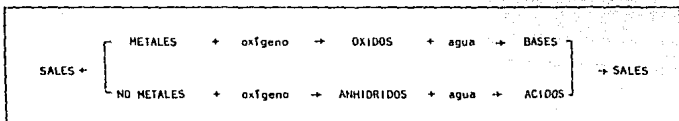


FIG. 1.1 FORMACIÓN DE LOS PRINCIPALES GRUPOS FUNCIONALES DE LA QUÍMICA INORGÁNICA

1.4 EQUILIBRIO QUIMICO

1.4.1 LEY DEL EQUILIBRIO QUIMICO

La ley de acción de masas, que es una ley de equilibrio químico, se expresa de la siguiente forma: *La velocidad de una reacción química a una temperatura dada, es directamente proporcional a las concentraciones de las sustancias reaccionantes.* En una reacción se alcanza el equilibrio cuando la velocidad en un sentido es igual a la velocidad en sentido contrario.

Tómese como ejemplo la doble descomposición entre dos sustancias A y B, las que al reaccionar producen las sustancias C y D. Entonces se tendrá:



Si las concentraciones de las sustancias reactantes y la de los productos de reacción las representamos por las mismas literales encerradas en paréntesis rectangulares, entonces y de acuerdo con la ley antes expresada, el equilibrio se alcanzará cuando:

$$[A] \cdot [B] \cdot k = [C] \cdot [D] \cdot k' \quad (1.7)$$

donde k y k' son constantes de proporcionalidad y determinan la velocidad en un sentido y en otro y los paréntesis rectangulares indican unidades de concentración de molaridad.

1.4.2. CONSTANTES DE EQUILIBRIO

En el caso anterior (1.4.1) en la expresión (1.7) sólo in-

terviene una mol de cada sustancia reaccionante, por lo que, para generalizar, podemos escribir la ecuación.

$$[A]^a \cdot [B]^b \cdot k = [C]^c \cdot [D]^d \cdot k' \quad (1.8)$$

en la que los exponentes a, b, c y d representan el número de moles de cada sustancia que toman parte en la reacción.

En esta ecuación las velocidades de reacción en ambos sentidos son iguales y como k y k' son constantes, se puede escribir:

$$\frac{[A]^a \cdot [B]^b}{[C]^c \cdot [D]^d} = \frac{k'}{k} = K_e \quad (1.9)$$

donde K_e es la llamada constante de equilibrio o constante de reacción y su valor determina el sentido de la reacción, pudiendo decirse en términos generales, que K_e tendrá valor alto cuanto la reacción se verifique de izquierda a derecha y su valor será pequeño en el caso inverso. K_e se denomina también ley de equilibrio químico.

Se debe observar que se pudo haber utilizado la Ecuación (1.8) en la misma forma para definir una constante de equilibrio diferente K_e' para la Ecuación (1.6) como

$$\frac{[C]^c \cdot [D]^d}{[A]^a \cdot [B]^b} = \frac{k}{k'} = K_e' \quad (1.10)$$

Nótese que K_e' es la recíproca de K_e . Sin embargo, la constante de equilibrio se escribe, por costumbre, de manera que las concentraciones de equilibrio de la sustancia que aparecen a la de

recha de la ecuación química (los productos) están en el numerador de la expresión de equilibrio, y que las sustancias que aparecen en el lado izquierdo de dicha ecuación (los reactivos) queden en el denominador. En tal caso se usa K_e y no K_e' como expresión de equilibrio. Es necesario conocer la forma en que se escribe la reacción, a fin de no obtener un valor ambiguo para la constante de equilibrio.

1.4.3. EFECTO DEL CAMBIO DE TEMPERATURA SOBRE LAS CONCENTRACIONES DE EQUILIBRIO.

La elevación de la temperatura afecta a las reacciones químicas en el sentido de aumentar su velocidad; un equilibrio químico se desplazará en el sentido de la reacción que absorba calor y viceversa.

Una reacción exotérmica cede calor, mientras que una reacción endotérmica lo absorbe.

Si se usa el principio de Le Chatelier (que postula que cuando se le aplica una tensión a un sistema balanceado, el equilibrio pasará a un punto diferente para reducir a un mínimo la tensión), la aplicación de más calor a una reacción exotérmica, haciendo que se lleve a cabo a una temperatura más alta, somete a tensión la parte de productos de la reacción, y por tanto, para compensar esta tensión las moléculas de producto reaccionan para dar moléculas de reactivo y el punto de equilibrio se desplaza hacia la parte de reactivos. A la inversa, si se retira calor de una -

reacción exotérmica y se hace descender la temperatura de la reacción, se forma más producto y el equilibrio se desplaza a la parte de productos. Para una reacción endotérmica, un incremento de calor hace aumentar la cantidad de producto, logrando que el equilibrio se desplace hacia la parte de productos, mientras que una disminución del calor hace aumentar la cantidad de reactivo y el equilibrio se desplaza hacia la parte de reactivos.

La constante de equilibrio de una reacción exotérmica disminuye cuando se eleva la temperatura. La constante de equilibrio de una reacción endotérmica aumenta al aumentar la temperatura.

I.4.4 EFECTO DEL CAMBIO DE PRESION SOBRE LAS CONCENTRACIONES DE EQUILIBRIO.

Para reacciones de equilibrio de estado sólido o líquido homogéneo, un cambio de presión tiene poco o ningún efecto sobre el punto de equilibrio. Esto se debe a que tanto los líquidos como los sólidos son relativamente incompresibles y sólo se ven afectados en forma ligera por los cambios de presión; sin embargo, en los gases, que sí se pueden comprimir, un cambio de presión podría causar una variación en el punto de equilibrio.

De acuerdo con el principio de Le Chatelier, un aumento en la presión (que se cause, por ejemplo, por una disminución en el volumen del sistema) ocasionará un cambio de equilibrio que tenderá a contrarrestar el efecto del incremento de presión. En una reacción gaseosa esto se puede realizar si se desplaza el punto de

equilibrio en la dirección en que sea menor el volumen molar total, esto es, hacia el lado de la reacción que contiene el número menor de moles.

En el caso en que el número de moles de reactivos no sea igual al número de moles de productos, un cambio en la presión hará cambiar las concentraciones de equilibrio. De acuerdo con el principio de Le Chatelier, un aumento de presión para la reacción



desplazará el equilibrio hacia el volumen molar más pequeño y se formará una mayor cantidad de componente C a expensas de los componentes A y B. A la inversa, una reducción de la presión favorece la formación de más A y B. Para la reacción



un aumento de presión hará aumentar la concentración de L y M y reducirá las concentraciones de N y Q presentes en equilibrio, mientras que una disminución de la presión hará que se inviertan estos efectos.

La presión sólo afecta aquellas reacciones que se verifican con cambios de volumen; si éste aumenta a medida que la reacción avanza, una elevación de presión sobre el sistema causará una disminución de la velocidad de aquella; en cambio, una disminución de la presión elevará la velocidad de la reacción, si ésta se efectúa con aumento de volumen.

1.4.5 EFECTO DEL CAMBIO DE CONCENTRACION SOBRE LAS CONCENTRACIONES DE EQUILIBRIO

La concentración de las sustancias reaccionantes es un factor de gran importancia en el análisis, como se verá después.

La constante de equilibrio no depende de las concentraciones iniciales de los reactivos o del producto. Sin embargo, la concentración de cada componente en equilibrio diferirá para cada situción inicial; pero cuando las concentraciones de equilibrio se incluyen en la expresión del equilibrio, el mismo valor para la constante de equilibrio se obtendrá para todas las diferentes concentraciones iniciales, a la misma temperatura.

1.4.6. SOLUBILIDAD

Se da el nombre de solubilidad de una sustancia a la cantidad máxima que de ella puede admitir el solvente en condiciones definidas de temperatura.

A un sistema obtenido así se le llama solución saturada. Si la solución se encuentra abajo de este punto se dice que es una solución no saturada, y si está sobre el punto de saturación, pero con el soluto disuelto, se le llama solución sobresaturada. Esta representa un sistema inestable, ya que por efectos de factores externos, como agitación, adición de cuerpos extraños cristalizados, o simplemente por prolongado reposo, la parte del soluto que se encuentra en solución cristaliza, dando al sistema su verdadero carácter de

solución saturada, a determinada temperatura.

Se tiene en este caso un sistema de dos fases: la fase de la solución salina o salmuera y la fase sólida de la sal no disuelta.

Entre ambas fases hay un equilibrio dinámico, que puede desplazarse en un sentido o en el otro, según las variaciones de la temperatura siempre que no existan otros factores que propicien ese desplazamiento, como la adición de sustancias que modifiquen la ionización del soluto.

1.4.7 PRODUCTO DE SOLUBILIDAD

Se da el nombre de producto de solubilidad a una constante de equilibrio K_s , que se establece en una solución saturada, entre el soluto no disuelto y sus iones, es decir, con referencia al análisis cuantitativo, cuando se trata de un precipitado en presencia de sus iones. La parte disuelta es muy pequeña en comparación con la cantidad de precipitado, pero esa parte disuelta se encuentra totalmente ionizada; este equilibrio es influenciado por la temperatura, por lo que siempre que se da el valor de K_s , se indica la temperatura a la cual se determinó.

A una misma temperatura, el equilibrio que se establece entre las concentraciones de los iones es constante e independiente de la cantidad del compuesto no disuelto.

Esta constante no es aplicable a sales muy solubles ni a las que, al disolverse y alcanzar el punto de saturación, la parte disuelta no se encuentra ionizada.

Un ejemplo común de aplicación del producto de solubilidad se encuentra en el cloruro de plata, cuyo equilibrio en solución acuosa se representa por



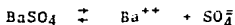
Los iones se encuentran en equilibrio cuando la solución está saturada a una temperatura elegida; entonces el producto de las concentraciones de los iones, representados por medio de paréntesis rectangulares, corresponde a la constante K_s , o sea al producto de solubilidad:

$$[\text{Ag}^+][\text{Cl}^-] = K_s$$

Como los iones no siempre son monovalentes, la fórmula anterior se puede generalizar para el compuesto Am Bn

$$\text{Am Bn} \rightleftharpoons [\text{A}^+]^m [\text{B}^-]^n = K_s \quad (1.13)$$

Tomando como ejemplo el caso del sulfato de bario, para calcular su producto de solubilidad se necesita conocer la cantidad de esa sal contenida en su solución saturada a la temperatura de 25°C; las tablas de solubilidad dan el valor de 0.0024 g/litro de agua a 25°C. El equilibrio establecido se expresa por



El producto de las concentraciones de los iones, expresados en moles, se escribe

$$[\text{Ba}^{++}][\text{SO}_4^{\bar{2}}] = K_s$$

El peso molecular del sulfato de bario es 233.4 g/mole y sabiendo que la solución saturada a 25°C contiene 0.0024 g/litro, se tendrá

$$S = \frac{0.0024 \text{ g/litro}}{233.4 \text{ g/mol}} = 1 \times 10^{-5} \frac{\text{mol}}{\text{litro}}$$

por consiguiente

$$\text{Ba}^{++} = 1 \times 10^{-5}$$

$$\text{SO}_4^{\bar{2}} = 1 \times 10^{-5}$$

luego

$$(1 \times 10^{-5})(1 \times 10^{-5}) = 1 \times 10^{-10} = K_s$$

En forma inversa, conociendo el producto de solubilidad de una sal, es posible calcular su solubilidad molar a la temperatura que indica la respectiva K_s .

1.4.8 EFECTO DE ION COMUN

Si el producto de las concentraciones de los iones, en el caso de precipitados poco solubles, es una constante, al adicionar a la solución un ión igual a uno de los ya existentes, el efecto será el de disminuir la concentración del otro ión. A esto se le llama efecto del ión común.

La temperatura influye mucho sobre la solubilidad de la ma
yoría de los precipitados, aún en presencia de un ión común.

I.5 PRECIPITADOS E INCRUSTACIONES

I.5.1 FORMACION DE PRECIPITADOS

La formación de un precipitado es el resultado de una reacción química que da lugar ya sea a la liberación de un metal insoluble en agua o bien a la formación de un compuesto insoluble que contiene el elemento de interés. Esta precipitación se inicia por pequeños núcleos que crecen con mayor o menor rapidez a medida que se adiciona el reactivo. Hay casos en los que la aparición del precipitado no ocurre tan pronto como se agrega el reactivo, es decir - que la solución puede permanecer en estado metaestable, o sea sobresaturada con el compuesto que debería formar un precipitado.

El rompimiento del equilibrio metaestable de una solución sobresaturada se logra ya sea por la agitación mecánica enérgica o bien por la adición de núcleos muy pequeños de una sal cristalizada que provoque sobre sus partículas, por similitud cristalográfica, el depósito del compuesto que formará el precipitado en cuestión. A este proceso se le llama nucleación.

I.5.2 DISOLUCION DE PRECIPITADOS

Así como el aumento en la concentración de uno de los iones de un compuesto poco soluble favorece la precipitación hasta hacer la prácticamente total, también encontramos el caso inverso, cuando por algún medio se elimina uno de los iones del compuesto; esa eliminación trae como consecuencia la ruptura del equilibrio y por lo tanto, su desplazamiento en el sentido de la disolución de la

sustancia.

Algunos precipitados se disuelven debido a la formación de iones complejos en cuya estructura interviene uno de los iones del precipitado.

En términos generales puede decirse que para disolver un precipitado es necesario adicionar un reactivo que reduzca la concentración de uno de los iones, ya sea por la formación de un compuesto muy poco ionizado, o bien por la de un ión complejo.

1.5.3 DEFINICION DE INCRUSTACION

Una incrustación es un depósito mineral formado sobre superficies en contacto con el agua. Esta definición no contempla el caso de los depósitos orgánicos como los asfaltenos y las parafinas.

Si esta definición se considera aceptable, se deben describir todos los depósitos de sulfato de calcio, carbonato de calcio, sulfato de bario, sulfato de estroncio y los óxidos, hidróxidos y carbonatos de fierro como incrustaciones si es que ellos son causados por fluidos nativos de la formación y por cambios de las condiciones termodinámicas, cinéticas e hidrodinámicas bajo las cuales se encuentran y se producen y/o inyectan esos fluidos.

I.5.4 TIPOS DE INCRUSTACION

Los tipos de incrustación encontrados en el campos son muy diversos. Los tres componentes principales de los depósitos encontrados son el carbonato de calcio (CaCO_3), sulfato de calcio (CaSO_4) y sulfato de bario (BaSO_4). Otros componentes de menor frecuencia pero igualmente problemáticos son el sulfato de estroncio (SrSO_4), carbonato de estroncio (SrCO_3), carbonato de bario (BaCO_3), carbonato de magnesio (MgCO_3), carbonato de hierro (FeCO_3), sulfato ferroso y óxido de hierro. Estos últimos tres compuestos son productos de la corrosión y no provienen de cambios en el equilibrio del sistema sino del medio ambiente corrosivo.

Puede decirse también que las incrustaciones no se encuentran necesariamente puras, sino en una mezcla de componentes inorgánicos, aceite, parafinas y asfaltenos.

I.5.5 LOCALIZACION DE INCRUSTACIONES

La ubicación de las incrustaciones en un sistema integral de producción de fluidos comprende aquellos sitios endonde ocurren cambios ambientales que alteran el equilibrio y la armonía de los diversos elementos que allí se conjugan. Estos cambios engloban, como se verá más adelante, a las condiciones termodinámicas, cinéticas e hidrodinámicas existentes en todos y cada uno de los diferentes puntos o nodos del sistema de flujo.

Entiendase por sistema integral de producción de fluidos -

al conjunto de elementos tanto naturales como los formados por el hombre encaminados a la explotación racional de los recursos energéticos provenientes del subsuelo. Los elementos naturales son los yacimientos de hidrocarburos, los acuíferos subterráneos explotables y los yacimientos de energía geotérmica. Los elementos formados por el hombre son los pozos petroleros, los pozos de agua y los pozos geotérmicos.

Un pozo petrolero es una obra de ingeniería cuyo objetivo es poner en contacto los fluidos de un yacimiento de hidrocarburos y la superficie con el fin de explotarlos adecuadamente.

Los sitios críticos de formación probable de depósitos incrustantes son:

- 1) La vecindad del pozo, particularmente detrás de la cara de la formación productora o inyectora.
- 2) La zona de los disparos
- 3) El extremo inferior de la tubería de producción
- 4) El estrangulador de fondo (si lo hay) o el de la cabeza del pozo (si lo hay)
- 5) La línea de escurrimiento, principalmente en las juntas y codos.

En instalaciones de separación, deshidratación y desalado de crudos:

- 6) Separadores

- 7) Eliminadores de agua libre
- 8) Calentadores
- 9) Cambiadores de calor
- 10) Sistemas de enfriamiento de agua recirculante
- 11) Tratadores termoquímicos
- 12) Tratadores electrostáticos
- 13) Tanques deshidratadores y de almacenamiento

Si adicionalmente se cuenta con un sistema de inyección de agua, se incluyen los siguientes sitios:

- 14) Equipo superficial y subsuperficial de los pozos de captación.
- 15) Equipo superficial y subsuperficial de los pozos de inyección
- 16) El medio poroso comprendido entre los pozos inyectores y los de producción

Si en vez de tratarse de pozos fluyentes se tienen pozos de producción con Sistemas Artificiales, como bombeo hidráulico, bombeo neumático, bombeo mecánico o bombeo eléctrico, las incrustaciones se localizarán también en estos equipos, dañando válvulas, bombas, tuberías y el resto de aditamentos superficiales y subsuperficiales.

De esta manera, se vuelve importante el cuidado e inspección del sistema de flujo con el fin de detectar los lugares tendientes a la formación de depósitos incrustantes.

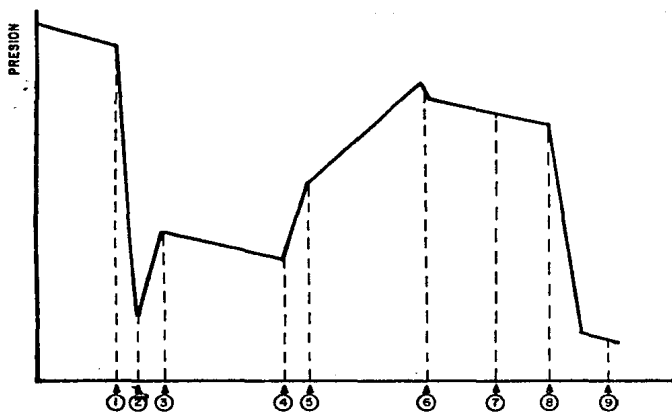
El esquema de la Figura (I.2) se puede utilizar como guía de donde se podrían encontrar incrustaciones en un sistema de producción con agotamiento por inyección de agua. Muestra los cambios de presión de un agua de inyección desde el pozo de captación hasta el separador. Como se verá en el capítulo siguiente, la presión afecta la solubilidad de las sales inorgánicas de manera directa, por lo que, en aquellas áreas donde ocurran caídas de presión bruscas, crecerá la tendencia incrustante de esas sales.

I.5.6 DEFINICION DE INHIBIDOR DE INCRUSTACION.

Un inhibidor de incrustación es un producto químico que impide el desarrollo y precipitación de los cristales que forman un depósito de sales.

En general, los inhibidores de incrustación, dependiendo de sus características químicas, trabajan mediante dos mecanismos formando complejos solubles al combinarse con los iones que tienden a precipitar y modificando el crecimiento de los cristales, permitiendo la nucleación, pero impidiendo su posterior crecimiento.

El primer mecanismo es económico pero sólo a bajas concentraciones de iones incrustantes, pues se requieren relaciones 1:1,



- | | |
|-------------------------------------|-----------------------------|
| ① FONDO DEL POZO DE APORTE | ⑥ FONDO DEL POZO INYECTOR |
| ② CABEZA DEL POZO DE APORTE | ⑦ FORMACION INYECTADA |
| ③ DESCARGA DE LA BOMBA | ⑧ FONDO DEL POZO PRODUCTOR |
| ④ EXTREMO DE LA LINEA DE AGUA | ⑨ CABEZA DEL POZO PRODUCTOR |
| ⑤ DESCARGA DE LA BOMBA DE INYECCION | |

FIGURA I . 2
**COMPORTAMIENTO DE LA PRESION
 EN UN SISTEMA DE INYECCION DE AGUA**

2:1 o aún mayores de agente quelante a ión incrustante.

El segundo mecanismo resulta más económico y ocurre cuando el inhibidor forma una película que cubre el núcleo microcristalino, inhibiendo su posterior crecimiento. Esto permite que unas cuantas partes por millón, establezcan cientos de partes por millón del catión formador de la incrustación.

La concentración de inhibidor requerida para mantener en solución una cantidad determinada de iones incrustantes no es una constante, sino que depende de tres factores principales: temperatura, concentración de iones incrustantes y la composición química de la incrustación y del inhibidor.

1.5.7 CLASIFICACION DE INHIBIDORES.

Se ha establecido una forma de clasificar los inhibidores de incrustación según la forma física en que se presentan, esto es, en inhibidores de incrustación sólidos e inhibidores de incrustación líquidos.

Entre los primeros se encuentran los polifosfatos y fosfatos de solubilidad controlada. Estos productos presentan el inconveniente de que trabajan hasta una temperatura de 60°C. A mayores temperaturas sufren una reversión y precipitación, ocasionando un precipitado insoluble de fosfato de calcio, por lo que su utilización es restringida. Los inhibidores de incrustación líquidos comprenden productos químicos pertenecientes a las familias de los fos-

(29)
fonatos, ésteres de ácido fosfórico y polímeros. Vetter realizó un estudio comparativo sobre el efecto de estas familias químicas de inhibidores sobre las incrustaciones más comunes (CaCO_3 , CaSO_4 , BaSO_4 , SrSO_4), encontrando que los polímeros son los mejores inhibidores para BaSO_4 , los ésteres bastante efectivos en la inhibición de CaSO_4 y los fosfonatos mejores inhibidores para CaCO_3 aunque también son buenos inhibidores para sulfato de bario y calcio, aún a elevadas temperaturas.

CAPITULO II

CAUSAS DE LA DEPOSITACION DE INCRUSTACIONES

II CAUSAS DE LA DEPOSITACION DE INCRUSTACIONES

INTRODUCCION

En este capítulo se presenta un análisis de los principales mecanismos de formación de incrustaciones de las sales comúnmente encontradas en el campo.

También se mencionan los principales factores que afectan las concentraciones iónicas de equilibrio o solubilidad, de las sales en estudio.

II.1 PRINCIPALES MECANISMOS DE FORMACION Y DAÑO.

II.1.1 MECANISMO DE FORMACION.

Los depósitos incrustantes resultan principalmente de cambios ambientales durante la producción de los fluidos de los pozos. Estos cambios causan una alteración del equilibrio. Antes de la producción, los fluidos permanecen estáticos, sin perturbaciones. Sin embargo, una vez que se inicia la operación de un sistema integral de producción, suceden una serie de procesos y cambios de esas condiciones estáticas. Tales procesos incluyen cambios de las condiciones termodinámicas, cinéticas e hidrodinámicas.

En terminos generales puede decirse que la formación de un depósito incrustante se lleva a cabo en varias etapas. Inicialmente, en una solución saturada, dos iones incrustantes se combinan pa

ra formar una molécula. Al combinarse varios miles de moléculas, se forma el núcleo que actúa como punto inicial de crecimiento. La siguiente etapa es el crecimiento del núcleo que llega a ser lo suficientemente grande, precipitando y formando cristales incrustantes visibles. Una vez formado el precipitado, algunos cristales se incrustan en la superficie rugosa del metal y actúan como semillas, a partir de las cuales crece el depósito, formando una estructura compacta y fuertemente adherida a la superficie⁽⁸⁾.

La forma final del depósito depende del proceso y tiempo requerido para formarse la incrustación. Algunos depósitos son blandos y suaves, mientras que otros pueden ser densos y duros. Estos últimos son el resultado de un lento crecimiento, por el contrario, las incrustaciones blandas son depositadas rápidamente.

11.1.2. MECANISMO DE DAÑO.

El daño más severo que se puede ocasionar a un sistema de producción es aquel que se encuentra en la roca del yacimiento, ya que este se vuelve de acceso difícil cuyo tratamiento puede llegar a ser antieconómico.

Los depósitos sólidos de sales inherentes a la formación son una fuente para el agua o salmuera nativa o de inyección. Una segunda fuente es el contenido de sales en el agua de inyección. Las altas concentraciones de sales en el agua de inyección no causarán la precipitación de esas sales, al menos no en la vecindad del pozo de inyección. La temperatura del agua de inyección a condiciones de -

equilibrio permanecerá a su temperatura superficial por un tiempo extenso antes de elevarse a la temperatura de la formación. Podemos suponer que la temperatura del agua permanece constante después de que el agua ha alcanzado la temperatura de la formación y hasta que el agua alcance la vecindad del pozo productor. No ocurrirá precipitación mientras la temperatura permanezca constante, si es que el agua no arrastra sales equivalentes que puedan sobresaturar la salmuera. Sin embargo, el problema se complica cuando el agua encuentra depósitos sólidos de sales notablemente incrustantes, en su camino hacia el pozo productor. El agua permanece en contacto con la sal sólida lo suficiente como para establecer el equilibrio termodinámico entre ésta y la sal disuelta; esto es, se llega al punto de saturación de la salmuera. De aquí se puede observar que las caídas de presión son una causa para la formación de incrustaciones entre el área de P_{ws} (perpendicular al flujo) y la cara de la arena en la vecindad del pozo. Esta depositación crea una situación muy severa, debido a un efecto de "bola de nieve".

La Figura (11.1) muestra las caídas de presión en la formación cercana a la vecindad del pozo cuando el pozo se produce a gas a flujo constante. La caída de presión debida al flujo radial causará una cierta cantidad de depositación de incrustación y este nuevo daño creado causará una caída de presión mayor, lo cual acarrea más precipitación, etc. Finalmente, la presión de flujo llega a ser cero y el flujo cesará, principalmente por el aumento en los ritmos de incrustación debidos a crecientes cantidades de depósitos.

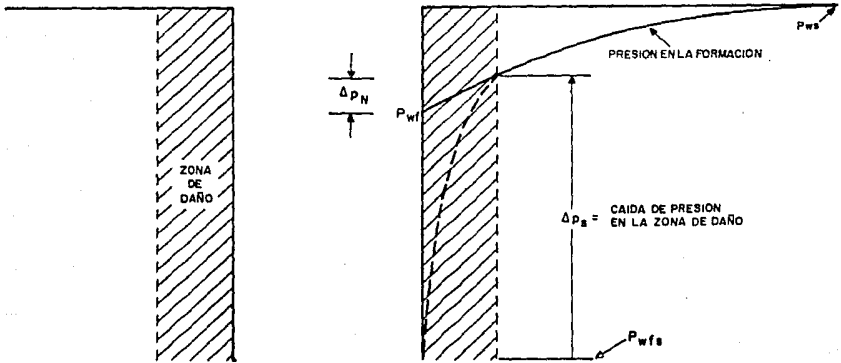
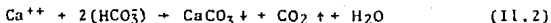


FIGURA II.1
DISTRIBUCION DE PRESION EN UN YACIMIENTO CON DAÑO

II.2 CARBONATO DE CALCIO.

La incrustación de carbonato de calcio se puede formar por la combinación del ión calcio con el ión carbonato o bicarbonato y se puede expresar por cualquiera de las siguientes ecuaciones:



Esto se debe generalmente a reducciones de presión (en el fondo del pozo, estranguladores o separadores) que permiten la liberación del bióxido de carbono, moviendo así el equilibrio (con aumento de pH) hacia el lado derecho y produciendo carbonato de calcio.

II.2.1 FACTORES QUE AFECTAN LA SOLUBILIDAD DEL CARBONATO DE CALCIO.

Existen diversos factores que afectan la solubilidad del carbonato de calcio. Algunos tienen mayor efecto que otros, pero en conjunto determinan un valor de solubilidad.

Tales factores son la presión, la temperatura, la concentración de sales disueltas, el contenido de bióxido de carbono y el pH.

II.2.1.1 BIOXIDO DE CARBONO.

La presencia de bióxido de carbono disuelto, CO_2 , aumenta la solubilidad del carbonato de calcio en agua. Cuando el bióxido de carbono se disuelve en agua, se forma ácido carbónico, el cual se ioniza de acuerdo a las siguientes series de ecuaciones.



A medida que la concentración de bióxido de carbono en solución aumenta, la reacción se mueve hacia la izquierda, lo cual resulta en una menor precipitación de carbonato de calcio.

La cantidad de bióxido de carbono que se disolverá en el agua es proporcional a la presión parcial de CO_2 gaseoso en el agua. Siendo la presión parcial de CO_2 igual a la fracción molar de CO_2 por la presión total del sistema en un punto dado.

Así, si la presión del sistema o el porcentaje de CO_2 en el gas aumentaran, el CO_2 disuelto en el agua también aumentaría.

La Figura (11.2) ilustra el efecto de la presión parcial de CO_2 sobre el pH de un agua que contiene poco o ningún mineral disueltos. Esta Figura no es aplicable a salmueras.

El efecto de la presión de CO_2 sobre la solubilidad del carbonato de calcio en agua pura se muestra en la Figura (11.3).

Estos datos ilustran que la solubilidad del carbonato de calcio aumenta con las presiones parciales del bióxido de carbono.

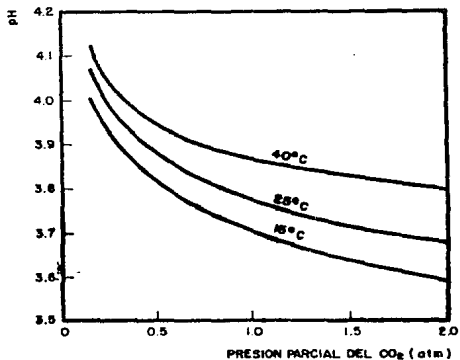


FIGURA II.2
EFFECTO DE LA PRESION PARCIAL DEL BIOXIDO
DE CARBONO SOBRE EL pH DEL AGUA

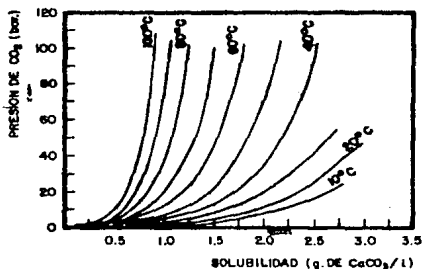


FIGURA II.3
EFFECTO DE LA PRESION DEL BIOXIDO DE CARBONO
SOBRE LA SOLUBILIDAD DEL CARBONATO DE CALCIO

Lo contrario también es cierto, y es una de las principales causas de depositación de carbonato de calcio. En cualquier punto del sistema donde exista una caída de presión, la presión parcial del CO_2 disminuye, se libera CO_2 y el pH aumenta, pudiendo provocarse la precipitación del carbonato de calcio.

II.2.1.2 PRESION.

Como se mencionó en el inciso anterior, cualquier caída de presión en el sistema puede provocar la precipitación y depositación del carbonato de calcio.

Tales caídas de presión ocurren, de manera brusca, en la vecindad del pozo, en los disparos, en la tubería de producción, en estranguladores, válvulas, orificios pequeños, causando además turbulencia que puede ayudar a iniciar la depositación de incrustaciones.

Es muy común en pozos del distrito de Poza Rica encontrar taponamientos y obstrucciones de flujo en las líneas de escurrimiento hacia las baterías de producción. Las principales causas de este problema son que los fluidos producidos provienen de rocas carbonatadas del cretácico y que en su camino hacia el separador se libera gran cantidad de bióxido de carbono en solución, permitiéndose la precipitación y depositación del carbonato de calcio.

El agua producida desde la formación hasta el pozo, desde el pozo hasta la superficie y de ahí hasta el tratador, pasa por una

continua reducción de presión. A medida que la presión se reduce, se liberan los gases disueltos. La liberación del CO_2 altera el equilibrio bicarbonato-carbonato, aumentando la tendencia a formar un depósito de carbonato de calcio duro, adherente, que restringe el flujo.

II.2.1.3 TEMPERATURA

La temperatura es inversamente proporcional a la solubilidad del carbonato de calcio, ya que este llega a ser menos soluble a medida que la temperatura aumenta. Mientras más caliente esté el agua será más fácil que se forme incrustación de carbonato de calcio.

De aquí, un agua que no es incrustante en superficie, puede llegar a formar incrustaciones en un pozo de inyección, si es que la temperatura es lo suficientemente alta en el fondo del pozo. Esta es la razón también de que generalmente se encuentre carbonato de calcio en los tubos expuestos al fuego del equipo de calentamiento, en los tratadores termoquímicos, en los calentadores del equipo de deshidratación y desalado de crudo, en los cambiadores de calor, etc.

El comportamiento general de la solubilidad del carbonato de calcio como función de temperatura se muestra en la Figura (II.4).

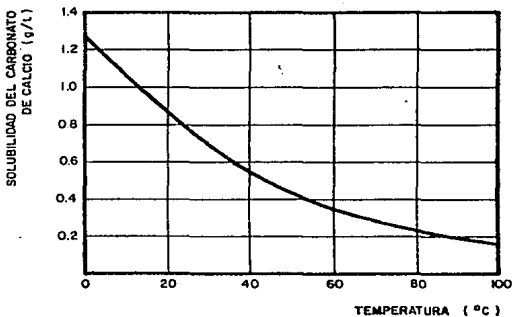


FIGURA II.4
EFECTO DE LA TEMPERATURA
SOBRE LA SOLUBILIDAD
DEL CaCO_3 PARA UNA PRESION
DE CO_2 DE 0.987 atm.

II.2.1.4 CONCENTRACION DE SALES.

La solubilidad del carbonato de calcio aumenta a medida que el contenido de sales en el agua aumenta. Por ejemplo, al agregar 200 000 ppm de cloruro de sodio al agua destilada, se aumenta la solubilidad del carbonato de calcio de 100 a 250 ppm.

En realidad, mientras mayor sea la cantidad de sólidos disueltos (sin contar los iones calcio o carbonato), mayor será la solubilidad del carbonato de calcio en el agua y la tendencia incrustante será menor para valores de concentración total de sales arriba de 200 000 ppm.

La presencia de sales en la solución que no contienen un ión común, aumentan la fuerza iónica de la solución. Esta fuerza ejerce un efecto sobre la solubilidad del carbonato de calcio.

La Figura (II.5) muestra el efecto de la concentración de cloruro de sodio sobre la solubilidad del carbonato de calcio a 25°C.

En la Figura (II.6) se muestra el efecto de la concentración de cloruro de sodio sobre la solubilidad del carbonato de calcio a altas temperaturas.

II.2.1.5 pH.

El pH puede ser un indicativo de la tendencia incrustante

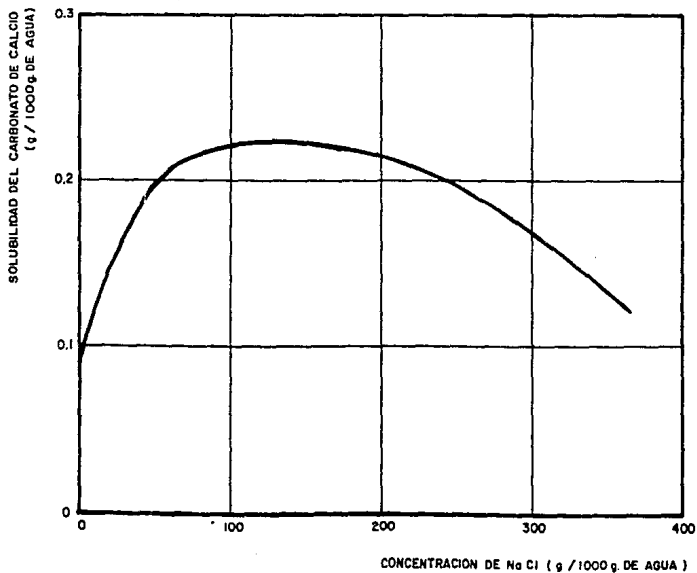


FIGURA II. 5
SOLUBILIDAD DEL CARBONATO DE CALCIO EN SOLUCIONES
DE DIFERENTES CONCENTRACIONES DE NaCl A 25 °C

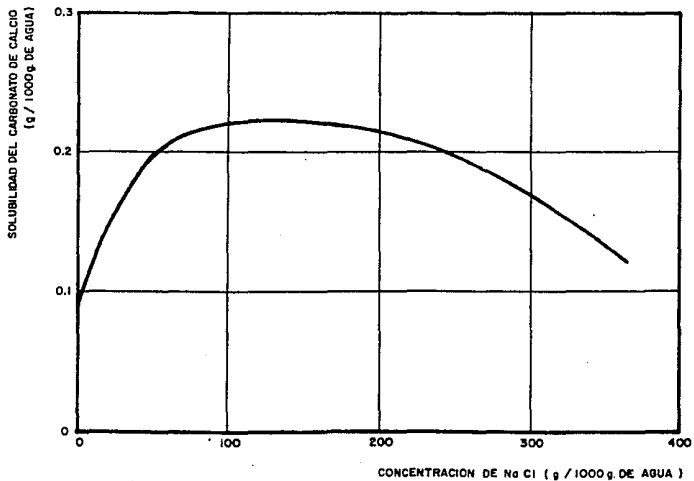


FIGURA II. 5
SOLUBILIDAD DEL CARBONATO DE CALCIO EN SOLUCIONES
DE DIFERENTES CONCENTRACIONES DE NaCl A 25 °C

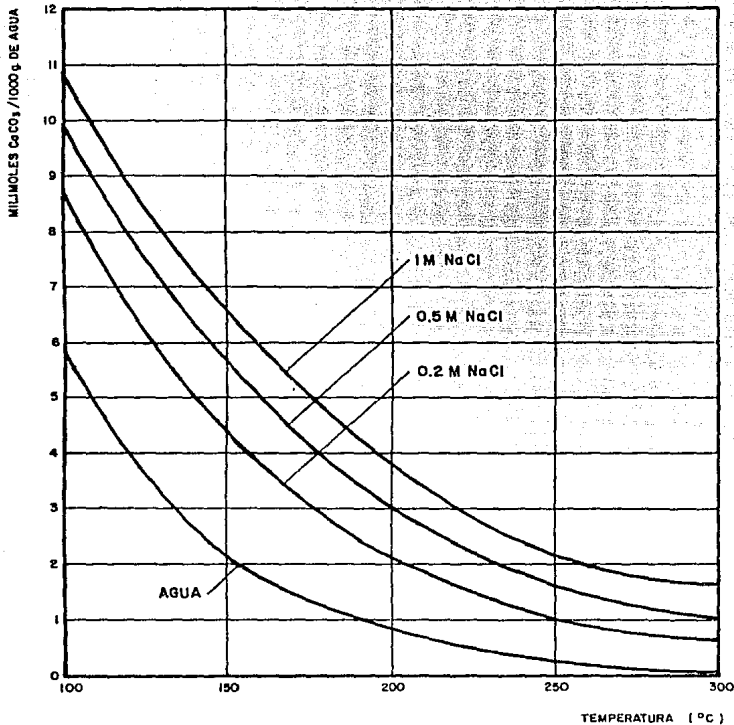


FIGURA II 6
 EFECTO DE LA TEMPERATURA Y LA CONCENTRACION
 DE NaCl SOBRE LA SOLUBILIDAD DEL CARBONATO DE CALCIO
 PARA UNA PRESION DE CO₂ DE 12 atm.

de las aguas de los campos petroleros.

La cantidad de bióxido de carbono presente en el agua afecta el pH del agua y la solubilidad del carbonato de calcio. Sin embargo, no importa qué causa la acidez o alcalinidad del agua.

Mientras menor sea el pH, será menos probable que ocurra la precipitación del carbonato de calcio. Contrariamente, mientras mayor sea el pH, será más probable que ocurra la precipitación.

11.2.2 MECANISMO DE FORMACION DEL CARBONATO DE CALCIO.

A continuación se bosquejan los mecanismos básicos de formación del carbonato de calcio⁽⁹⁾.

Sea un yacimiento de aceite, gas y agua a condiciones de presión por arriba del punto de burbujeo.

1. Antes de producir el yacimiento de aceite, coexisten ciertos fluidos (aceite y agua o salmuera) en el yacimiento - bajo ciertas condiciones termodinámicas dadas. Teóricamente, el equilibrio termodinámico podría determinarse conociendo dos de las tres variables termodinámicas básicas:

- a) Temperatura
- b) Presión
- c) Volumen

2. El CO_2 y los iones Ca^{++} disueltos en la fase acuosa (salmuera) son los principales factores que causan las precipitaciones de CaCO_3 . Bajo condiciones estáticas del yacimiento se puede suponer que el sistema de fluidos está en equilibrio termodinámico. Esto significa que la cantidad de CO_2 disuelto en las fases de aceite y salmuera es fija. La distribución del CO_2 disuelto y la concentración de Ca^{++} también son fijos. Si la roca del yacimiento contiene CaCO_3 sólido, se puede suponer que la salmuera del yacimiento está saturada con respecto al CaCO_3 .

3. A ciertas condiciones termodinámicas estáticas del yacimiento, P.V y T son fijas. Esto significa que está establecido el equilibrio termodinámico y, en principio, no se puede disolver o precipitar CaCO_3 sólido.

4. Al iniciar cualquier flujo de fluidos en el yacimiento, se inducirán ciertos cambios de presión y posiblemente de temperatura. Así, el equilibrio termodinámico se altera y consecuentemente comienzan numerosas reacciones químicas y ocurren cambios fisicoquímicos. Los efectos de presión y temperatura son de particular interés en la solubilidad de ciertas especies químicas que están disueltas en las fases de aceite y salmuera. Estos cambios determinarán la formación de iones carbonato y otras condiciones termodinámicas dentro de la fase de salmuera que puede conducir a la subsecuente precipitación de CaCO_3 .

5. Si bien la reducción inducida de la presión del yacimiento no es suficiente para la separación de gases de las fases líquidas, estas caídas de presión pueden ya conducir a una precipitación de CaCO_3 a partir de la fase acuosa. Suponiendo que la fase acuosa contiene cantidades suficientes de iones calcio y algunos iones carbonato, antes de la liberación de gases, el producto de solubilidad del CaCO_3 (o saturación) puede ser excedido debido a esos cambios de presión. Esta cantidad de incrustación de CaCO_3 generalmente es muy pequeña debido a que la concentración del ión CO_3^{2-} en la fase acuosa antes de la liberación de gases de las dos fases líquidas es muy baja.

Muchas salmueras a condiciones de yacimiento muestran un valor bajo de pH y por lo tanto contienen concentraciones tan bajas de iones CO_3^{2-} que puede no ocurrir precipitación de CaCO_3 .

La mayoría de incrustaciones de carbonato de calcio comienzan cuando se forma una fase de gas debido al abatimiento de la presión en el yacimiento.

6. Al iniciarse la liberación de gas a partir de las dos fases líquidas, es decir, tan pronto como se alcanza la presión de burbujeo en el sistema original de dos fases (aceite y salmuera), se inducen cambios termodinámicos drásticos. Se cree que la cantidad de gas que se libera de la fase acuosa es tan pequeña y despreciable que comúnmente se ignora. Por otro lado, algunos autores⁽¹⁰⁻¹⁵⁾ ignoran la liberación de gas a partir de la fase de aceite, para sus estudios sobre incrustaciones de CaCO_3 . Estas su-

posiciones conducen a entendimientos erróneos sobre la formación de incrustaciones y a un tratamiento matemático equivocado.

7. La liberación de gas a partir de las fases de aceite y agua durante los procesos de producción tiene numerosos efectos sobre la formación de incrustaciones de CaCO_3 .

a) Antes de la liberación de gas, el contenido total de CO_2 en los fluidos del yacimiento, está distribuido en una cierta relación entre las fases acuosas y de aceite⁽¹⁶⁾.

b) A medida que comienza la liberación de gas a través de la explotación del yacimiento, el CO_2 llega a estar más distribuido entre el aceite, la salmuera y la nueva fase de gas generada. Esta nueva distribución de CO_2 en tres fases en vez de dos, cambiará no sólo la cantidad total de CO_2 disuelto en las dos fases líquidas remanentes combinadas, sino también la relación de CO_2 en las fases tanto de aceite como de agua. La cantidad de CO_2 total en ambas fases y la relación de CO_2 de la fase de aceite con respecto a la de la fase acuosa cambiará constante y continuamente con el proceso de liberación de gas debido a las caídas de presión en el yacimiento.

8. La liberación de gas CO_2 de la fase cuosa y su agotamiento asociado, llegan a ser un factor principal en la forma

ción de incrustaciones de CaCO_3 durante todo el proceso de producción dentro y fuera del yacimiento.

- a) Al liberar el CO_2 y algunos otros gases aumentará el pH. Este aumento del pH en función de la liberación de CO_2 depende principalmente de la composición química de la salmuera. (Ver Fig. 11.2).
- b) El aumento del pH y el incremento asociado de las concentraciones del ión CO_3^{2-} en la fase de salmuera remanente durante el proceso de producción, tiene un fuerte efecto en la formación de incrustaciones de carbonato de calcio.

Durante el proceso de explotación del yacimiento, pueden tener lugar numerosas reacciones físicas y químicas, conduciendo así a una situación compleja en cuanto al tratamiento matemático preciso de la precipitación de CaCO_3 , aunque los mecanismos generales de la formación de incrustación de CaCO_3 puedan ser muy simples.

II.3 SULFATO DE CALCIO⁽¹⁷⁾.

El sulfato de calcio existe en varias formas cristalinas. Incluye el yeso, $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$; hemihidrato, $\text{CaSO}_4 \cdot \frac{1}{2}\text{H}_2\text{O}$; y anhidrita, CaSO_4 . La precipitación del sulfato de calcio en agua resulta de la reacción:



La mayoría de las incrustaciones de sulfato de calcio se reportan como yeso o simplemente sulfato de calcio.

II.3.1 FACTORES QUE AFECTAN LA SOLUBILIDAD DEL SULFATO DE CALCIO.

Algunos de los factores que afectan la solubilidad del carbonato de calcio también afectan al sulfato de calcio.

La solubilidad del sulfato de calcio se ve afectada por la temperatura, las sales disueltas y la presión.

II.3.1.1 TEMPERATURA.

La solubilidad del yeso aumenta con la temperatura hasta 40°C , luego disminuye, como lo muestra la Fig. (II.7). Sin embargo, el máximo en la curva del yeso nos dice que un aumento en la temperatura podría variar la solubilidad del yeso, dependiendo en que curva de solubilidad estemos.

Aunque las curvas de solubilidad de esas formas cristalinas

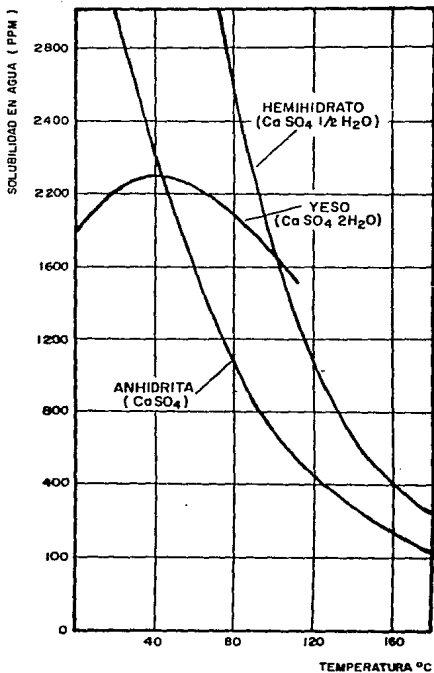


FIGURA II.7
 EFECTO DE LA TEMPERATURA SOBRE LA SOLUBILIDAD
 DEL SULFATO DE CALCIO

contra temperatura muestran que arriba de 40°C la anhidrita es la forma termodinámicamente estable, se sabe por experiencia que el yeso es la forma más probable de precipitar arriba de los 100°C. Arriba de esta temperatura, el hemihidrato llega a ser menos soluble que el yeso y será la forma precipitada. Este puede deshidratarse para dejar una incrustación de anhidrita, de tal manera que para propósitos de límites de solubilidad, podemos encontrar yeso a temperaturas abajo de los 100°C y hemihidrato arriba de esta temperatura. En cambiadores de calor o sistemas con agitación, la anhidrita puede aparecer a temperaturas menores.

II.3.1.2 CONCENTRACION DE SALES.

El efecto de las sales disueltas sobre la solubilidad del sulfato de calcio es en mucho parecida a la del carbonato de calcio. La solubilidad del yeso aumenta considerablemente a medida que aumenta la salinidad; esto es válido para un contenido de sales de hasta 125 000 mg/l. A medida que la salinidad continúa ascendiendo por encima de ese valor, la solubilidad disminuye; pero mientras mayor sea la presión, menor será la diferencia de solubilidad del sulfato de calcio en salmuera y agua destilada. Esto deja entrever una presión crítica a la cual la solubilidad del sulfato de calcio a una salinidad dada es igual a la solubilidad en agua destilada. Esta presión crítica disminuye al aumentar la salinidad.

La Fig. (II.8) muestra el efecto de la salinidad como contenido de NaCl equivalente sobre la solubilidad del sulfato de calcio para temperaturas de 0 a 90°C⁽¹⁸⁾.

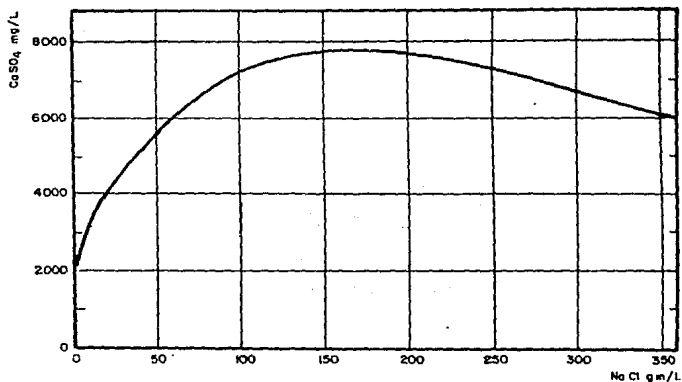


FIGURA II. 8
EFFECTO DE LA TEMPERATURA Y LA CONCENTRACION DE NaCl
SOBRE LA SOLUBILIDAD DEL YESO

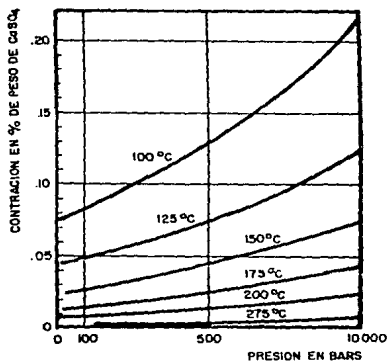


FIGURA II. 9a
EFFECTO DE LA PRESION Y LA TEMPERATURA
SOBRE LA SOLUBILIDAD DEL SULFATO DE CALCIO

II.3.1.3 PRESION.

La solubilidad del sulfato de calcio en el agua aumenta con la presión. Este efecto de la presión es físico, ya que al aumentar la presión disminuye el tamaño de la molécula del sulfato de calcio.^(17,16)

Aunque de hecho se requieren grandes aumentos de presión para lograr un cambio significativo en el tamaño molecular. Sin embargo, el efecto de la presión puede ser importante y benéfico en pozos inyectores donde se desarrollan altas presiones de inyección.

Las caídas de presión pueden ser una causa mayor de incrustación de sulfato de calcio en pozos productores. Las caídas de presión pueden formar incrustación en la cara de la formación productora o en los disparos, así como en la tubería de producción y en el equipo superficial.

Las Figuras (II.9a y II.9b) muestran el efecto de la presión y la temperatura sobre la solubilidad del sulfato de calcio (anhidrita)⁽⁴⁾.

II.3.2 MECANISMO DE DAÑO DEL SULFATO DE CALCIO.

La formación significativa de incrustación podría ocurrir realmente sin la concurrente precipitación significativa en el fluido del pozo. El crecimiento de las partículas suspendidas en el fluido no necesariamente causarán incrustación, ya que estas pueden llegar a ser lavadas o arrastradas por la producción de los fluidos del pozo.

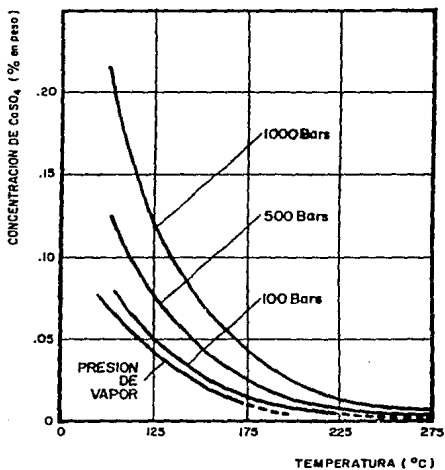


FIGURA II. 9 b
 EFECTO DE LA TEMPERATURA Y PRESION SOBRE LA SOLUBILIDAD
 DE LA ANHIDRITA EN AGUA

Este crecimiento de las partículas suspendidas en el agua sugiere que el desarrollo de los lugares de nucleación en las superficies de la tubería de producción es más crítico. Esto no excluye la posibilidad de que el material de sulfato cristalino submicroscópico se pueda desarrollar primero en el fluido del pozo a partir de nucleación.

Al hacer contacto con la tubería, estos materiales cristalinos submicroscópicos pueden ser atrapados o adheridos a la superficie del tubo. Esto ayudaría a desarrollar los lugares de nucleación sobre la superficie de la tubería para un subsecuente crecimiento de los cristales permitiendo la formación de las incrustaciones.

Estos sitios de nucleación apoyan el crecimiento de incrustaciones primarias, lo cual apoya la formación de incrustaciones secundarias.

Si el desarrollo de núcleos sobre las superficies de la tubería es el paso más crítico del proceso de incrustación, entonces las características del metal de las superficies tienen efectos importantes sobre la formación de esas incrustaciones en sí.

Por otro lado, el grado de mojabilidad es muy importante en la formación del núcleo y su subsecuente adhesión a las superficies de la tubería.

Adicionalmente, la dinámica de los fluidos del pozo es impor

tante en la determinación del perfil de incrustaciones. La incrustación ocurre preferentemente en áreas con un grado mayor de turbulencia. El flujo turbulento provoca mayor contacto entre el agua producida y las superficies de la tubería que el flujo laminar. La nucleación se ve favorecida cuando se tienen condiciones de flujo en estancamiento, como en el caso de la parte inferior de la tubería de producción.

La turbulencia es alta en la parte del fondo del pozo. La adhesión de núcleos en una tubería plástica digamos, es más difícil debido a la poca mojabilidad del material. Consecuentemente, en pozos donde se sospeche o se tenga presente el problema de formación de incrustaciones de sulfato de calcio, se recomienda utilizar un tramo de tubería (el más inferior) recubierto internamente con plástico y con extremos biselados, para minimizar este problema.

El sulfato de calcio se puede formar en la vecindad del pozo o formación debido a varias razones. El agua producida del pozo -- tiene capacidad limitada para contener disuelta cierta cantidad de sulfato de calcio en el líquido bajo ciertas condiciones físicas específicas. Como ya se vió en los incisos anteriores, una disminución en la temperatura puede subir o bajar la solubilidad dependiendo de la temperatura original. Una disminución en la concentración de otras sales disueltas, varía la solubilidad del sulfato de calcio, dependiendo de la concentración original de sales. Una disminución de la presión sólo bajará la solubilidad del sulfato de calcio.

En el intervalo productor, la temperatura y las concentraciones de sales casi siempre permanecen estables, mientras que las caídas de presión pueden ser muy grandes. Esto tiene un gran impacto en la formación de incrustaciones de sulfato de calcio. La excepción al impacto de la caída de presión es cuando se mezclan dos o más aguas incompatibles, resultando esto en una sobresaturación y precipitación del exceso insoluble de sales.

La determinación de si un pozo tiene problemas de precipitación de sulfato de calcio es el primer paso en el proceso de remoción. Hay varios factores que influyen esta determinación. Cuando un pozo declina repentinamente su producción es posible que la precipitación y formación de incrustación tengan lugar, aunque también el desgaste mecánico del equipo de bombeo causará que la producción decline repentinamente. Otras veces la incrustación se nota en las partes interior y exterior del equipo de producción de fondo antes que decline la producción. Esta incrustación puede aún causar que la tubería de producción se llegue a pegar en el pozo.

II.4 SULFATO DE BARIO.

El sulfato de bario es el menos soluble de las incrustaciones discutidas anteriormente. Se forma mediante la reacción:



La extrema insolubilidad del sulfato de bario hace muy probable la incrustación si es que se tienen iones Ba^{++} y SO_4^{--} en un agua.

II.4.1 FACTORES QUE AFECTAN LA SOLUBILIDAD DEL SULFATO DE BARIO.

La solubilidad del sulfato de bario depende de la temperatura, la presión y el contenido de sales presentes en la salmuera; -- aunque esta solubilidad está limitada casi por cualquier condición.

II.4.1.1 TEMPERATURA.

La solubilidad del sulfato de bario aumenta con la temperatura. En agua destilada aumenta desde 2.3 mg/l a 25°C hasta 3.9 mg/l a 95°C. Este aumento es bastante sustancial en porcentaje, sin embargo, el sulfato de bario es muy insoluble aún a esta alta temperatura.

Debido al aumento de la solubilidad del sulfato de bario con la temperatura, generalmente no habrán problemas de incrustación en pozos inyectoros si es que a condiciones de superficie el agua a inyectar es no incrustante con respecto al BaSO_4 .

De hecho, el problema es más común en pozos productores de aceite y gas o de agua, y es más crítico en pozos de gas a alta temperatura, como es el caso de los pozos de las áreas de Ciudad Pemex y Reynosa.

11.4.1.2 PRESION.

Al aumentar la presión aumenta la solubilidad del sulfato de bario mediante el mismo mecanismo que en el caso del sulfato de calcio. Desafortunadamente no se tienen datos acerca de la solubilidad del sulfato de bario en salmueras para presiones elevadas.

El efecto de la presión sobre la solubilidad del sulfato de bario, se puede estimar, según O.J. Vetter⁽¹⁹⁾, mediante la expresión:

$$\ln \frac{(\text{BaSO}_4)_{1 \text{ atm}}}{(\text{BaSO}_4)_{p \text{ atm}}} = \frac{\Delta p \cdot \Delta V}{2 RT} \quad (11.8)$$

donde

$(\text{BaSO}_4)_{1 \text{ atm}}$ = concentración de Ba y SO_4 al punto de saturación de sulfato de bario a 1 atm de presión.

$(\text{BaSO}_4)_p \text{ atm}$ = concentración de Ba y SO_4 al punto de saturación de sulfato de bario a p atm de presión.

Δp = diferencia de presión = $(p-1)$ atm

ΔV = disminución de volumen en ml/mol de BaSO_4 al disolver 1 mol de sulfato de bario en un volumen de solvente dado.

R = constante universal de los gases $(=82.05 \frac{\text{ml} \cdot \text{atm}}{\text{mol} \cdot ^\circ\text{K}})$

T = temperatura absoluta del sistema, $^\circ\text{K}$.

Los valores de $(BaSO_4)$ p atm obtenidos con esta expresión nos darán el indicativo para determinar si precipitará o no el sulfato de bario. Los valores de V se pueden obtener en el laboratorio por determinaciones de los volúmenes inicial y final de un solvente (agua o salmuera) antes y después de disolver un mol de sulfato de bario.

11.4.1.3 CONCENTRACION DE SALES.

La solubilidad del sulfato de bario en el agua aumenta con la presencia de otras sales disueltas, al igual que en el caso del sulfato de calcio y el carbonato de calcio. La adición de 100 000 ppm de cloruro de sodio a agua destilada aumenta la solubilidad del sulfato de bario desde 2.3 mg/l hasta 3.0 mg/l a 25°C. Manteniendo los 100 000 mg/l de NaCl y aumentando la temperatura hasta 95°C, aumenta la solubilidad del sulfato de bario hasta cerca de 65 mg/l.

La Figura (11.10) muestra el efecto de la temperatura sobre la solubilidad del sulfato de bario en soluciones de cloruro de sodio expresadas como fuerza iónica, para una presión de una atmósfera.

11.4.2 MECANISMO DE FORMACION DEL SULFATO DE BARIO.

La mayoría del agua muestreada en la superficie (sobre todo en pozos de alta temperatura, como los pozos de gas de la zona de Reynosa y de Ciudad Pemex, y algunos pozos de gas y condensado), no entra al pozo en forma líquida, sino en forma de vapor, esto es, no

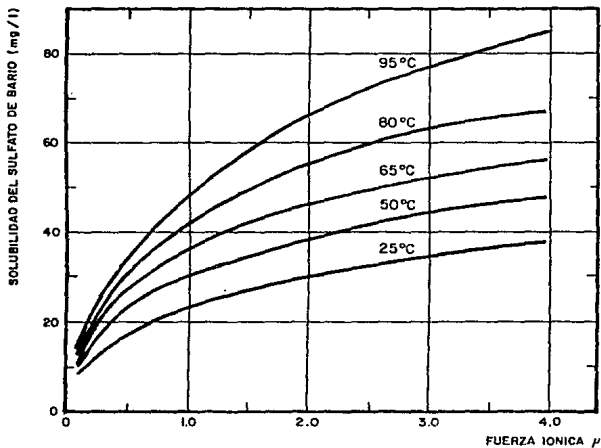


FIGURA II. 10
 EFECTO DE LA TEMPERATURA Y LA CONCENTRACION DE NaCl
 SOBRE LA SOLUBILIDAD DEL SULFATO DE BARIO

contiene iones de bario o sulfato, y se condensa al entrar al pozo. Sin embargo, una parte de la salmuera líquida de la formación con su contenido de sulfato de bario entra al pozo y puede formar incrustaciones en las partes inferiores del pozo antes de disolverse con el agua condensada, creando así condiciones favorables para la formación de sulfato de bario en las partes inferiores del pozo y no favorables para la precipitación en las partes superiores del pozo.

Esta teoría se ve apoyada por tres hechos⁽¹⁹⁾:

1. Los pozos producen poca agua en las primeras etapas de su vida y luego grandes cantidades en sus etapas posteriores.
2. Los análisis de agua muestran un aumento gradual de la salinidad sobre un período de tiempo (algunas veces años).
3. Se forma poca incrustación en las primeras etapas de la vida de los pozos. Los mismos pozos a veces se incrustan rápidamente en las etapas posteriores.

Por otro lado, la cinética de la cristalización y disolución de los cristales de sulfato de bario que actúan como "semillas" fueron investigados por G.H. Nancollas⁽²⁰⁾.

Según este investigador, el crecimiento de los cristales es ta caracterizado por una "semilla" inicial causada por nucleación secundaria, seguida por una rapidez de cambio que es proporcional al cuadrado de la sobresaturación, $(m-m_0)^2$; donde m es la concentración molar del electrolito en solución (en este caso, sulfato de ba

rio) y m_0 es el valor de equilibrio o solubilidad.

El desarrollo de depósitos incrustantes, según Nancollas, puede tener lugar a través de:

1. El transporte (dentro de la fase en solución) de mallas de iones incrustantes sobre la superficie del cristal o de un sustrato extraño que ofrece lugares propicios para la nucleación.
2. En la superficie del cristal, los iones o grupos de iones pueden llegar a adherirse a la cara por adsorción o quimisorción. (La adsorción es la tendencia del soluto a acumularse en una superficie).
3. Estos iones sufren una difusión bidimensional hacia los sitios de crecimiento potencialmente activos.
4. La adhesión en los sitios de crecimiento con subsecuente deshidratación, completa el proceso de incorporación dentro de la malla del cristal. La deshidratación, total o parcial, también se puede dar en cualquiera de las superficies aledañas.
5. El proceso opuesto de disolución.

Las reacciones cinéticas observadas del crecimiento de los cristales refleja el lento proceso en el modelo anterior. Si el equilibrio en la cara del cristal es suficientemente rápido, el crecimiento del cristal queda controlado por el paso 1; la difusión del volumen de material arriba de la superficie y la rapidez de crecimiento del cristal se esperaría que fuera proporcional a la so-

brasaturación. De aquí que la cristalización no es simplemente una reacción de difusión del volumen con una rapidez cuya variación es lineal con respecto a la sobresaturación.

En todos estos casos, la rapidez de cristalización es proporcional al cuadrado de la supersaturación y depende de la dinámica de los fluidos del sistema.

Para condiciones de baja sobresaturación este resultado es consistente con el fenómeno de adsorción. Para grandes flujos, el proceso de difusión llega a ser más importante y la rapidez de crecimiento será proporcional a $(m-m_0)$, con una dependencia correspondiente al grado de turbulencia dentro del sistema.

II.5 SULFATO DE ESTRONCIO.

El comportamiento de la solubilidad del sulfato de estroncio es muy similar a la del sulfato de bario; excepto que el SrSO_4 es más soluble que el BaSO_4 . La precipitación del sulfato de estroncio se expresa por la relación.



Cabe mencionar que la principal causa de la formación del sulfato de estroncio, al igual que en los casos de sulfato de calcio y sulfato de bario, es la mezcla de aguas incompatibles.

Tales pueden ser los casos en los que se tenga producción de agua de dos o más intervalos, o bien, la mezcla de agua de inyección con agua de formación.

II.5.1 FACTORES QUE AFECTAN LA SOLUBILIDAD DEL SULFATO DE ESTRONCIO.

Existen diversos factores que afectan de alguna manera la solubilidad del sulfato de estroncio. Entre ellos están las sales disueltas, la temperatura, el efecto de ión común y la presión.

Existen factores que afectan la precipitación del sulfato de estroncio, aunque no sea precisamente la solubilidad. Esto quiere decir, que existen condiciones dinámicas para las cuales hay ciertos factores que afectan la formación de cristales de sulfato de estroncio. Tales factores son: la agitación, la sobresatura-

ción, la forma y hábito de los cristales, la temperatura y el tiempo de contacto, como se verá en la descripción del mecanismo de formación del sulfato de estroncio.

II.5.1.1 TEMPERATURA.

La solubilidad del sulfato de estroncio aumenta con la temperatura hasta 40°C y a partir de ahí, al aumentar la temperatura, disminuye la solubilidad.

El sulfato de estroncio tiene una solubilidad de 114 mg/l en agua para a una temperatura de 25°C.

II.5.1.2 CONCENTRACION DE SALES.

La solubilidad de los sulfatos aumenta con la elevación de la concentración de sales disueltas.

Específicamente, la Figura (II.11) muestra la curva de solubilidad del sulfato de estroncio para varias fuerzas iónicas a 25°C y a presión atmosférica.

Cuando un agua saturada de iones Sr^{2+} y SO_4^{2-} se mezcla con otra que contenga una concentración mayor de ión común (Sr^{2+} ó SO_4^{2-}), la solubilidad del sulfato de estroncio disminuye, teniendo precipitación. Esto puede ocurrir cuando las aguas de formación y de inyección se mezclan.

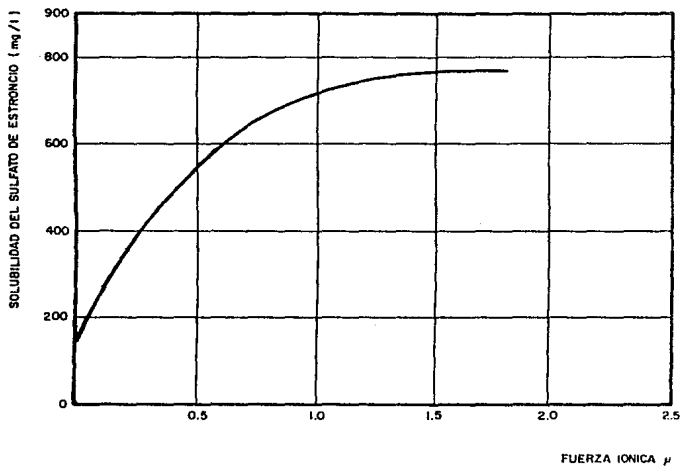


FIGURA II. 11
SOLUBILIDAD DEL SULFATO DE ESTRONCIO
EN SOLUCIONES DE NaCl A 25 °C

II.5.1.3 PRESION.

Generalmente, la solubilidad de los sulfatos aumenta con la presión. Este efecto resulta de la reducción del tamaño de la molécula de sulfato⁽²¹⁾.

Jacques y Bourland⁽²²⁾ observaron que el efecto de la presión sobre la solubilidad del sulfato de estroncio es despreciable.

II.5.2 MECANISMO DE FORMACION DEL SULFATO DE ESTRONCIO.

Para un mejor entendimiento de cómo se lleva a cabo el mecanismo de formación del sulfato de estroncio como depósito incrustante, J. Shen y C.C. Crosby⁽²³⁾ tomaron muestras de este depósito incrustante y las observaron en un microscopio electrónico.

Una de las muestras tomadas por estos autores consistió de una lamina de aproximadamente 0.02 µg de espesor la cual examinaron a 27 000x.

Ellos observaron que la sección transversal tenía forma de abanico en un patrón dendrítico que indicaba el crecimiento del cristal; el cual es fácilmente trazado por varias raíces comunes, como lo muestra el diagrama esquemático de la Fig. (11.12).

Las raíces describen probablemente los sitios de nucleación desarrollados sobre la superficie del metal de la tubería. Esto es análogo al fenómeno pitting de la corrosión, pero en sentido inverso.

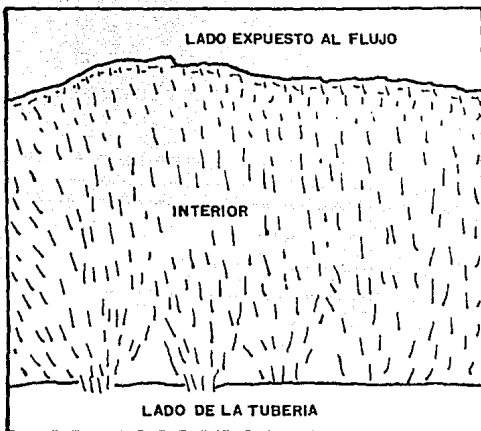


FIGURA II. 12
DIAGRAMA ESQUEMATICO DE LA FORMACION
DE UNA INCRUSTACION DE SULFATO DE ESTRONCIO
SOBRE UNA SUPERFICIE METALICA EXPUESTA AL FLUJO
DE FLUIDOS INCRUSTANTES

Estos sitios de nucleación sobre las superficies de la tubería apoyan el crecimiento de incrustaciones primarias, las cuales a su vez promueven la formación posterior de incrustaciones secundarias. Así, la nucleación sobre las superficies de la tubería, desarrollada ya sea heterogéneamente o por entrapamiento del núcleo por el fluido del pozo, debería ser la etapa más crítica en el mecanismo de la incrustación. La nucleación de partículas en el seno de los fluidos no es tan significativa en la formación de la incrustación, dado que son arrastradas por el flujo en su camino hacia la superficie. Pero las partículas nucleadas que llegan a ser atrapadas o adherirse a las superficies de la tubería, esas sí son importantes en la formación del depósito incrustante, ya que actúan como núcleos o semillas a partir de las cuales se forma ese depósito incrustante.

Adicionalmente, Shen y Crosby⁽²³⁾ observaron una cantidad relativamente alta de hierro en las capas cercanas a la superficie de la tubería, en el depósito incrustante de sulfato de estroncio. Esto indica que se pudo tener una nucleación heterogénea con los compuestos de hierro y de sulfato de estroncio al inhibidor de la nucleación primaria.

11.6 CLORURO DE SODIO.

El cloruro de sodio encontrado como material de obstrucción en pozos productores de aceite, gas y/o agua puede formarse por varias razones.

Se forma por el exceso en la concentración de iones sodio y cloruro con respecto a los valores de saturación, para un cierto valor de temperatura.

La forma general de la formación de cloruro de sodio se expresa por la reacción:



11.6.1 FACTORES QUE AFECTAN LA SOLUBILIDAD DEL CLORURO DE SODIO.

Sin duda, el cloruro de sodio es una de las sales más solubles que existen, cuyos valores de solubilidad se acercan a los -- 350 000 mg/l en agua destilada a temperatura de 100°C.

Los factores que gobiernan la solubilidad y/o precipitación del cloruro de sodio son: la temperatura, la sobresaturación y la evaporación. Estos dos últimos pueden ser uno función del otro, es decir, por evaporación puede existir sobresaturación.

La presión afecta sólo ligeramente la solubilidad del cloruro de sodio en agua, por lo que sólo se considera su efecto en -

conjunto con los cambios bruscos de temperatura.

II.6.2 MECANISMO DE FORMACION DEL CLORURO DE SODIO.

Podemos vislumbrar tres casos en los cuales se puedan presentar problemas de obstrucción por cloruro de sodio.

1. Pozos productores de Gas o de alta Relación Gas-Aceite.
2. Pozos productores de aceite con altas Relaciones Agua-Aceite.
3. Pozos de Aceite, agua y/o gas de alta temperatura.

En el primer caso, el cloruro de sodio puede precipitar debido a la evaporación de los volúmenes relativamente pequeños del agua congénita. Digamos que los fluidos confinados en el yacimiento se encuentran a un cierto valor de presión y temperatura, en el punto donde se sienten los efectos de frontera externa. Posteriormente, por efectos de la producción de esos fluidos (gas y algo de agua y aceite), se alteran las condiciones originales de equilibrio termodinámico. Estos cambios son más pronunciados y drásticos en la vecindad del pozo, en los disparos y en el extremo inferior de la tubería de producción, que es donde se tiene flujo de gas -- (con su aceite y agua salada) a alta velocidad. Debido al fenómeno de condensación retrógrada, las sales presentes pueden adquirir mayor volumen de líquido para disolverse. Sin embargo, puede presentarse la revaporización de los fluidos condensados y disminuir el volumen -

de solvente, con lo cual habrá una sobresaturación y precipitación de las sales presentes en los fluidos.

En el caso de los pozos productores de aceite con altas relaciones agua-aceite (RAA) se puede presentar precipitación de cloruro de sodio en conjunto con otras sales por efectos de la variación de las condiciones de equilibrio termodinámico e hidrodinámico en el fondo del pozo. Esto puede deberse por las fuertes caídas de presión y el exceso en la concentración de iones, sodio y cloro en las aguas de formación. Esto se acentúa en las últimas etapas de producción de los pozos, o bien, por producir agua e hidrocarburos en formaciones salinas tales como intrusiones o domos salinos. Este podría ser el caso de algunos pozos del área de la Cuenca Salina del Istmo.

En el tercer caso, es una variante de los dos anteriores en los que se tengan pozos en formaciones a altas temperaturas, o bien, en pozos geotérmicos con fuertes caídas de temperatura. En este caso, los fluidos producidos, sobre todo el agua, pueden sufrir vaporización, propiciando la sobresaturación de las sales y su consecuente precipitación. Este podría ser el caso de algunos pozos del área de la Cuenca de Comalcalco o de los yacimientos de gas y condensado de la zona de Huimanguillo.

II.7 COMPUESTOS DE FIERRO

Las incrustaciones de compuestos de hierro más comunes son óxido de hierro (Fe_2O_3), sulfuro de hierro (FeS), hidróxido de hierro ($\text{Fe}(\text{OH})_3$) y carbonato de hierro (FeCO_3). Los tres primeros se forman como productos de corrosión y el último es parte de los productos de reacción entre óxidos de hierro y carbonato de calcio generalmente formados después de tratamientos con ácido. El sulfuro de hierro también se puede formar por la acción corrosiva de ciertas bacterias sulfatoreductoras.

La química de los compuestos de hierro es mucho más compleja que la de otros compuestos que normalmente ocurren en las formaciones petrolíferas. Este hecho se debe principalmente a la existencia de los estados de oxidación del hierro, que forman compuestos de diferentes solubilidades con los mismos iones⁽⁴⁰⁾. Esta complejidad imposibilita una predicción cuantitativa de incrustaciones.

La solubilidad del carbonato de hierro está influenciada por la concentración de CO_2 y la temperatura, de la misma manera que el carbonato de calcio.

CAPITULO III

IDENTIFICACION DE INCRUSTACIONES

III IDENTIFICACION DE INCRUSTACIONES

INTRODUCCION

La identificación de incrustaciones de sales es importante, sobre todo cuando se desea planear algún procedimiento correctivo, o bien, diseñar un plan preventivo.

Existen diversas técnicas para identificar el tipo de incrustaciones que se tenga presente en un sistema de producción de hidrocarburos. Así mismo, también se cuenta con procedimientos específicos para determinar cualitativa y cuantitativamente los componentes de cada depósito incrustante.

En el presente capítulo se habla acerca de la identificación en el campo de los diferentes tipos de sales incrustantes. Es decir, se incluyen los pasos a seguir en la inspección de todo el sistema integral de producción primaria de hidrocarburos.

También se discuten brevemente las técnicas de laboratorio más usuales en la determinación pluricomponente de cada depósito incrustante.

Adicionalmente, se presenta la forma en que pueden ser realizados los trabajos de muestreo y análisis de las salmueras producidas en los campos petroleros, así como la forma de presentar los resultados.

III.1 IDENTIFICACION EN EL CAMPO.

El éxito en la remoción de acumulaciones incrustantes estará determinado en gran parte por el conocimiento que se tenga acerca de su composición. El hecho de identificar el problema correctamente aumenta las probabilidades de resolverlo.

El único método confiable de atacar el problema es obtener una muestra de la incrustación o sólidos taponantes y analizarlos. Es decir, no bastaría con tener un bosquejo teórico basado en predicciones solamente, para tomar una decisión acerca de las acciones tendientes a la solución de este problema.

Case L.C.⁽²⁴⁾ presenta un método de campo para identificar, de manera general, los posibles componentes de los depósitos sólidos incrustantes comúnmente encontrados en sistemas de inyección de agua y que son aplicables a las salmueras de los campos petroleros.

El método propuesto por Case se resume en la siguiente Tabla III.1.

Las formas más comunes de depósitos se describen junto con sus probables causas, de tal manera que un operador de campo pueda distinguir entre lo obvio y lo absurdo.

El problema se complica cuando la muestra se encuentra muy contaminada con aceite y/o productos de corrosión.

TABLA III.1 GUIA DE CAMPO PARA IDENTIFICAR INCRUSTACIONES
Y SUS PROBABLES CAUSAS

ASPECTO FISICO	SOLUBILIDAD EN ACIDO (HCl al 15%)	COMPOSICION INDICADA Y ORIGEN
1. Blanco o ligeramente coloreado:		
1.1 Duro, Compacto, de grano fino.	- Insoluble	- BaSO ₄ , SrSO ₄ , CaSO ₄ (aguas incompatibles)
1.2 Compacto, con cristales alargados	- El polvo se disuelve lentamente sin formar burbujas.	- Yeso (CaSO ₄ ·2H ₂ O) Aguas incompatibles o sobresaturación.
1.3 Compacto, de grano fino o cristales con hábito romboédrico.	- Fácilmente soluble en HCl con formación de burbujas	- CaCO ₃ o mezcla de CaCO ₃ y MgCO ₃ si se disuelve lentamente (Sobresaturación, raramente aguas incompatibles).
2. Café Oscuro e Negro:		
2.1 Café, compacto	- Esencialmente insoluble. El color café desaparece al calentarse. El ácido lo vira a amarillo. Residuo blanco insoluble.	- Ver 1.1 y 1.2 para residuo blanco. Óxido de hierro Café, es producto de corrosión o precipitado debido a la presencia de oxígeno.
2.2 Negro, compacto	- El material negro se disuelve lentamente liberando H ₂ S. Residuo blanco insoluble.	- Ver 1.1 y 1.2 para residuo. El color negro es sulfuro de hierro (producto de corrosión, aguas incompatibles o ambos).
2.3 Café o Negro, compacto.	- Fácilmente soluble en -- HCl al 4% (Diluir HCl al 15% en proporción 1:4) con formación de burbujas. Permanece el color negro o café.	- CaCO ₃ con óxido de hierro o sulfuro de hierro.
2.4 Lodo Orgánico Suave generalmente café o negro:		
2.4.1	- Insoluble	- Ver 1.1
2.4.2	- Soluble, sin burbujas	- Ver 1.2
2.4.3	- Soluble, con burbujas	- Ver 1.3
2.4.4	- Insoluble, excepto el material café, solución amarilla.	- Óxido de hierro, ver 2.1
2.4.5	- El material negro se disuelve liberando H ₂ S	- Sulfuro de hierro, ver 2.2

Luego de "lavar" la muestra por las impurezas de aceite y la corrosión, el criterio de identificación se lleva a cabo utilizando una lupa de mano y una prueba de solubilidad en ácido clorhídrico al 15%.

A continuación se presentan algunos comentarios acerca de la Tabla III.1.

1.1 Las incrustaciones duras o compactas de ligera coloración, necesariamente son sulfatos de bario, estroncio o calcio, o bien, de mezclas de ellos. Si el polvo de la muestra es insoluble en ácido entonces se trata de sulfato de bario o estroncio (o ambos).

1.2 Si el polvo de la muestra se disuelve lentamente sin efervescencia, probablemente es yeso. La decisión definitiva la dará el laboratorio.

1.3,2.3 El carbonato de calcio se disuelve con HCl diluido con gran liberación de CO_2 . Una parte de HCl al 15% (grado común de campo) se diluye en tres partes de agua, para obtener un porcentaje del 3.5% de HCl. Si la muestra no está muy contaminada con aceite pesado, el CaCO_3 se disolverá rápidamente en el ácido al 3.5%. El MgCO_3 se disuelve mucho más lentamente y el sulfuro de hierro se disuelve rápidamente.

El uso de HCl al 15% o más concentrado, muchas veces provoca la liberación de mucho gas H_2S de sulfuros en los depósitos y

puede conducir a conclusiones falsas, como asegurar la presencia de carbonatos. Si un sistema esta manejando aguas negras debidas a sulfuros suspendidos y tambien contienen cantidades considerables de CaCO_3 , estos últimos pueden ser muy negros debido a los sulfuros -- ocluidos. Con un porcentaje del orden del 1% de sulfuro de hierro bastaria para dar este efecto.

2.1,2.2 Los depósitos de sulfatos pueden llegar a ocultarse completamente con óxidos, sulfuros, lodo orgánico o materia inerte. Por lo tanto es necesario examinar el residuo del lavado con ácido, utilizando ácido fuerte al 15% o más.

Los sulfuros de hierro se disuelven lentamente, formando burbujas y el típico olor del H_2S . El óxido de hierro requiere de más ácido para disolverse. El óxido de hierro magnético se disolverá solamente con calentamiento y por un cierto periodo de tiempo. El último material es fácilmente identificado con un pequeño imán.

2.4 Cualquier decisión basada en pruebas de campo acerca de la constitución y causa del lodo orgánico limoso y suave, está sujeta a error y esto se debe evitar. Tal depósito puede contener pequeñas cantidades de los otros tipos de depósitos, más -- el lodo orgánico, aceite o emulsión y varias clases de materia inerte.

También se pueden realizar pruebas simples, tales como color, solubilidad en ácido, olor y cuantificación de la materia inerte

para tener alguna idea del principal material y su causa. La muestra debe conservarse protegida del contacto con el aire y enviarse a un analista experimentado, quien reportará los diversos componentes en porcentaje de peso seco.

La preparación de la muestra para análisis incluye la remoción del aceite, sales solubles en agua y el agua misma. Luego se hace la estimación de los materiales sólidos, (Tabla III.1), incluyendo materia orgánica e inerte. Esta última debe identificarse como arena, arcilla, etc., en vez de reportarse como materia inerte o sedimentos silíceos.

Todos los depósitos sólidos, excepto los suaves, complejos y generalmente no adherentes, permiten por si mismos lograr una positiva identificación.

Ciertos problemas requieren atención extra. Por ejemplo, el agua negra o sulfuro de hierro suspendido, puede deberse a la corrosión por los sulfuros originales, corrosión por H_2S provenientes de bacterias sulfatoreductoras, o a precipitación de sulfuro de hierro causada por la mezcla de un agua rica en sulfuro con otra rica en hierro.

Las pruebas para hierro disuelto en las salmueras producidas se puede considerar conjuntamente con el crecimiento de bacterias corrosivas a través del sistema cuando se esté inspeccionando la fuente del hierro en las aguas negras.

El procedimiento para la identificación de las causas básicas de la acumulación de incrustaciones es la misma en diferentes sistemas de inyección de agua. La aproximación debe ser comprensiva y aún variable en vista de las condiciones existentes. Así, siempre se tendrán disponibles datos significantes.

III.1.1 SINTOMAS DE INCRUSTACION.

Generalmente ocurre que para cada pozo en producción se sigue su comportamiento de manera que se estima su capacidad productiva para diferentes tiempos futuros. Así mismo se lleva el control de la variación de las características del yacimiento y de las curvas de declinación de la producción durante la vida de los pozos y del yacimiento mismo.

Existen numerosas causas por las cuales puede disminuir la productividad de un pozo:

1. Problemas asociados con el yacimiento y los fluidos.
 - a. Baja capacidad del yacimiento (kh).
 - b. Malas características de permeabilidad relativas.
 - c. Reducción de la permeabilidad absoluta.
 - d. Baja presión del yacimiento.
 - e. Alta relación gas-aceite.
 - f. Alta viscosidad del aceite.
 - g. Alta relación agua-aceite.

2. Problemas de la formación.
 - a. Incrustación de sales.
 - b. Precipitados orgánicos.
 - c. Daño por materiales de estimulación.
 - d. Daño por el fluido de perforación, terminación y/o reparación.
 - e. Hinchamiento y migración de arcillas.
 - f. Producción de arena.

3. Problemas del pozo.
 - a. Condiciones y arreglo de los disparos.
 - b. Incrustación de sales en la cara de la arena y los disparos.
 - c. Calidad de los disparos
 - d. Terminaciones parciales.

4. Problemas en el equipo de producción.
 - a. Cementaciones defectuosas
 - b. Tuberías de Revestimiento Colapsadas o rotas.
 - c. Perforaciones, o fugas en la tuberías de producción.
 - d. Mal diseño de la T.P.
 - e. Incrustación de sales, obstrucción de la T.P.
 - f. Estranguladores (si los hay) mal diseñados.
 - g. Incrustación de sales, desgaste o falla de bombas, válvulas de inyección de gas, varillas de succión, etc.
 - h. Obstrucción de la línea de descarga.

Como podemos observar, la formación de depósitos incrustantes es causa de una declinación anormal y repentina de la producción. Esta anomalía estará en función directa del grado del problema. Como conclusión adicional podemos decir que los síntomas de incrustación pueden quedar indicados en términos generales, por la declinación repentina de la producción.

III.1.2 IDENTIFICACION EN LA FORMACION.

La cuantificación del daño a la formación, por medio de análisis de pruebas de presión, no es exclusivamente debida a la formación de incrustaciones, sino que pueden existir otros factores tales como los descritos en el inciso 2 de la discusión anterior; estos son, los precipitados orgánicos, daño por materiales de estimulación, daño por el fluido o fluidos de perforación y reparación, hinchamiento y migración de arcillas, y producción de arena.

Sin embargo, una vez que se tiene encima el problema de la declinación de la producción de los pozos, se hace un estudio más o menos completo a fin de detectar la verdadera causa de esta baja productividad.

En el caso del problema de las incrustaciones, se debe contar con numerosa información (que siempre está disponible) de campo que permita plantear hipótesis susceptibles de comprobación.

Para esto, si el problema ya está presente, lo más seguro -

es que se cuente con muestras sólidas de los depósitos incrustantes, o por lo menos con análisis de salmueras que confirmen la presencia de ciertas sales precipitadas en algún punto del sistema.

Una forma de cuantificar o identificar el problema de incrustaciones en la formación, es mediante el análisis de la información disponible (si la hay) de pruebas de presión efectuadas en los pozos.

Van Everdingen⁽²⁵⁾ y Hurst⁽²⁶⁾ introdujeron el concepto del factor de daño. Señalaron que las presiones medidas en un pozo no siempre se ajustaban a las calculadas, aunque la información real fuera similar a las soluciones teóricas. Ellos propusieron que la diferencia era una caída adicional de presión causada por restricciones al flujo en la vecindad del pozo, y pensaron que era el resultado de una película infinitesimal en la superficie de la cara de la arena del pozo. Este efecto se representa por un factor de daño, S, el cual está relacionado con la caída de presión debida al daño, Δp_s , dado por:

$$\Delta p_s = \frac{141.2 q B \mu S}{k h} \quad (III.1)$$

donde

- 141.2 - factor de conversión de unidades
- q - gasto del pozo, bl/día
- B - factor de volumen
- μ - viscosidad del fluido producido, cp
- k - permeabilidad de la formación, md
- h - espesor del intervalo productor, pies
- S - factor de daño, adim ($-5 < S < \infty$)

Es común, en el análisis de pruebas de presión, graficar la presión contra el tiempo, de diferentes formas, según el método de análisis empleado, y según el tipo de prueba realizada.

Para pruebas de decrecimiento, se grafica p_{wf} (lb/pg^2) contra $\log(t)$, lo cual debe ser una línea recta con pendiente m e intercepción en p_{1hr} . La Figura 111.1 muestra esta gráfica de p_{wf} vs $\log(t)$. El detalle del procedimiento de análisis se sale de los objetivos de este trabajo, por lo que el lector puede recurrir a la literatura correspondiente⁽²⁵⁻²⁸⁾. La pendiente m de la recta de la Fig. 111.1 está dada por:

$$m = \frac{162.6 q \mu B}{k h} \quad (111.2)$$

donde 162.6 es una constante de transformación de unidades.

El valor de p_{wf} para $\log(t) = 0$ (o $t = 1$ hr) está dado por:

$$p_{1hr} = p_i - m \left(\log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.87 S \right) \quad (111.3)$$

donde

p_{1hr} - presión en el fondo del pozo fluyendo a $t = 1$ hr, extrapolada de la gráfica de la Fig. 111.1, lb/pg^2

p_i - presión inicial del yacimiento, lb/pg^2

ϕ - porosidad, fracción

c_t - compresibilidad total de la formación, $(lb/pg^2)^{-1}$

r_w - radio del pozo, pies.

el factor de daño se despeja de la ecuación anterior

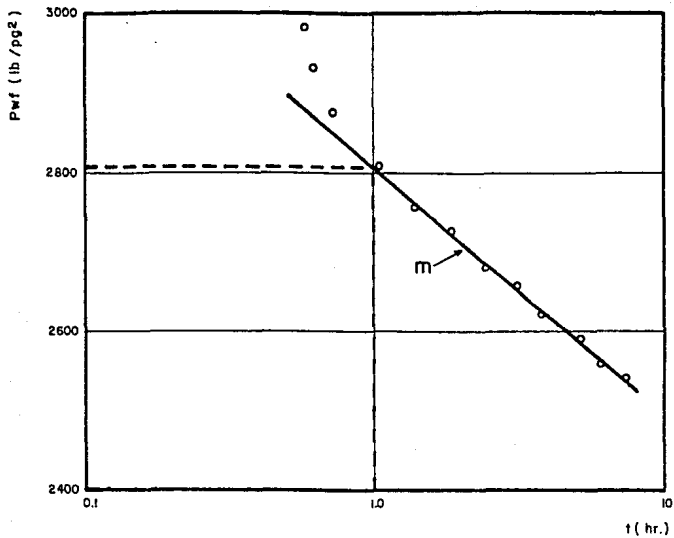


FIGURA III.1
GRAFICA DE LOS DATOS OBTENIDOS DE UNA PRUEBA
DE DECREMENTO DE PRESION

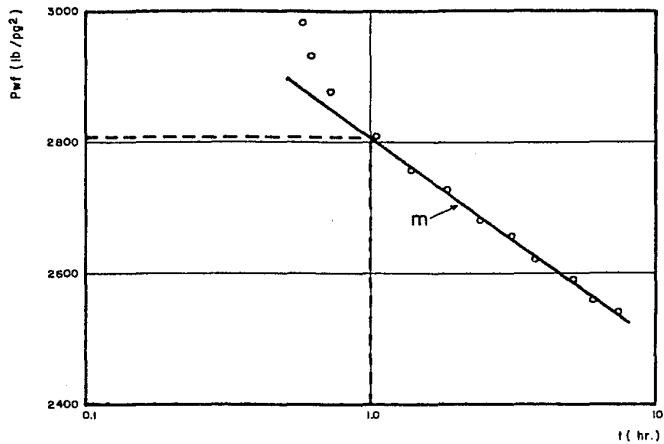


FIGURA III. I
GRAFICA DE LOS DATOS OBTENIDOS DE UNA PRUEBA
DE DECREMENTO DE PRESION

$$S = 1.1513 \left(\frac{P_{1hr} - P_i}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right) \quad (III.4)$$

donde los valores de ϕ , μ , c_t son datos de laboratorio; r_w se obtiene de la información del pozo; p_i se obtiene de pruebas de presión; -- P_{1hr} se obtiene del análisis de la gráfica de la Fig. III.1; y k se obtiene de

$$k = \frac{162.6 q B \mu}{mh} \quad (III.5)$$

De la misma manera, utilizando los resultados del análisis de una prueba de incremento de presión (ver referencias 25 a 28 para el detalle del procedimiento), se puede obtener el factor de daño con la expresión:

$$S = 1.1513 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}(\Delta t = 0)}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad (III.6)$$

donde $P_{wf}(\Delta t = 0)$ es la presión de fondo fluyendo inmediatamente antes del cierre, lb/pie².

La Figura III.2 muestra una gráfica semilog de p_{ws} contra $-(t_p + \Delta t) / \Delta t$, para una prueba de incremento, donde t_p es el tiempo de producción antes del cierre, Δt es el tiempo transcurrido a partir del cierre y p_{ws} es la presión de fondo durante el cierre dada por

$$p_{ws} = p_i - 162.6 \frac{q B \mu}{kh} \log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \quad (III.7)$$

o bien

$$p_{ws} = p_i - m \log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \quad (III.8)$$

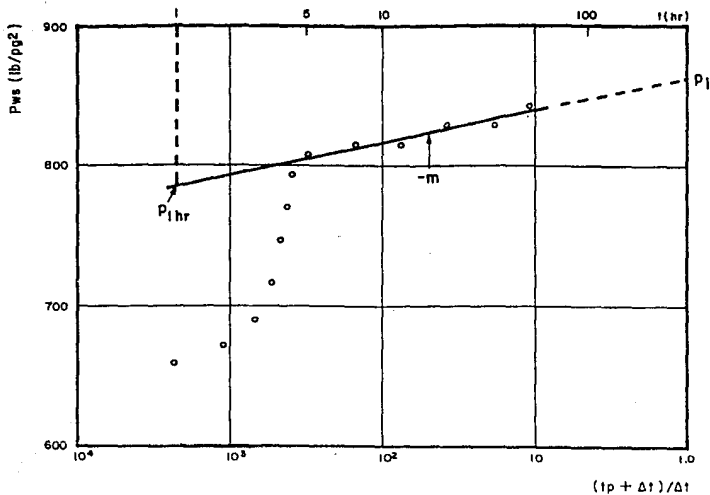


FIGURA III. 2
 GRAFICA DE LOS DATOS OBTENIDOS DE UNA PRUEBA
 DE INCREMENTO DE PRESION

III.1.3 IDENTIFICACION EN EL INTERIOR DE LOS POZOS.

Como ya se mencionó, existen diversas causas de la declinación de la productividad de los pozos. Sin embargo, detectar la verdadera o verdaderas causas, representa ya en sí un problema.

No se trata de que aquí se den procedimientos rígidos o recetas acerca de cómo se detectan o constatan los problemas del pozo. Más bien, se intenta dar una orientación basada en conocimientos y conceptos precisos, con el sentido común que da la experiencia del campo.

Una forma de determinar si una tubería de producción o de revestimiento está obstruida es mediante el uso de un registro de calibración (calibrador); en el caso en el que el calibrador no pueda pasar a través de la obstrucción, se puede bajar un sello de plomo (toma de impresión).

Finalmente, para identificar el tipo de resistencia (ya sea por depósitos de sales, arena, sedimentos, o bien, material asfáltico y/o parafínico), será suficiente con bajar al pozo una cubeta -- muestreadora. La Figura III.3 muestra el esquema de una cubeta muestreadora utilizada en el campo.

Una vez identificada la resistencia, es bueno planear la intervención del pozo a fin de resolver el problema presente.

El criterio que se seguirá entonces involucra diferentes con

FIGURA III.3
ESQUEMA DE
UNA CUBETA MUESTREADORA



diciones específicas de cada pozo. Por ejemplo si se trata de un - pozo productor en arenas aceitíferas, se espera una posible obstrucción por arenamiento. Si la formación productora son calizas, se - esperará una probable obstrucción con carbonatos. Si se tienen varios intervalos produciendo simultáneamente, probablemente se presente un problema de sulfatos o carbonatos, o bien cristalización - de NaCl, por mezcla de aguas incompatibles. Si se presentan cambios de mojabilidad en la formación probablemente se presenten problemas de obstrucción - de asfaltenos o parafinas, etcétera.

III.1.4 IDENTIFICACION EN EL EQUIPO SUPERFICIAL.

En el caso en que se tengan depósitos incrustantes en el -- equipo superficial (desde la cabeza del pozo hasta los ductos a la salida de las baterías y centrales de almacenamiento y bombeo), las muestras se pueden obtener abriendo el sistema en determinado sitio, y raspando el depósito procurando sacarlo desde la parte que está - en contacto con el metal.

Una vez obtenida la muestra del depósito incrustante se puede efectuar la rutina descrita en la Tabla III.1, para una rápida - determinación cualitativa. En caso de requerir más información o - que se dude de la presencia de ciertas sales, se puede entonces recurrir al laboratorio de análisis para determinar la cantidad de ca da componente presente.

el aspecto operativo de la toma de muestras de depósitos in crustantes queda a juicio del ingeniero encargado para ello.

Sin embargo, se recomiendan los siguientes sitios clave en los que se pueden encontrar depósitos incrustantes (no se incluyen los sitios en la formación ni en el interior del pozo).

- En el portaestrangulador en la cabeza del pozo.
- En las juntas y codos de la línea de escurrimiento del pozo y en las juntas de recolección (arañas).
- A la entrada de los separadores y en las salidas de gas, aceite y agua.
- En los eliminadores de agua libre, en la entrada y en las salidas de aceite y agua.
- En los calentadores, sobre todo en los ductos del distribuidor y en las salidas de aceite y drenes, si el calentador es de fuego directo. Si el calentador es de fuego indirecto, los depósitos incrustantes se formarán en las paredes internas y externas del serpentín.
- En los cambiadores de calor, en los ductos de fluidos calentadores o enfriadores.
- En los sistemas de agua recirculante, en los ductos del agua enfriadora y en las paredes del serpentín.
- En los tratadores termoquímicos, en la entrada de líquido (emulsión) y en las salidas de gas, aceite y agua, así como también en los ductos de conducción de emulsión, del intercambiador de calor, del calentador y del sifón.
- En los tratadores electrostáticos, en la entrada de líquido (emulsión) y en las salidas de gas, aceite, agua y drenes, así como también en los ductos del distribuidor de emulsión, colector de aceite y en los drenes de interfase.
- En los tanques deshidratadores, sobre todo en los tubos del distribuidor de emulsión y del colector de agua.
- En los tanques de almacenamiento, en las válvulas de llenar y descarga.
- En válvulas, juntas y codos en general y en las succiones y descargas de bombas y compresoras.

Después de que se ha obtenido alguna muestra de un depósito incrustante, se recomienda realizar la rutina de identificación de la Tabla III.1, o bien, enviar la muestra a un laboratorio especializado.

Adicionalmente, se puede decir que una forma de obtener muestras en el equipo superficial, es mediante el uso de cupones en las líneas por donde circulan los fluidos producidos (o a inyectar). Estos cupones consisten de una placa de orificio similares a las que se utilizan en la medición de fluidos (sobre todo en gasoductos), en las que los depósitos incrustantes se forman en la parte de baja presión de la placa.

Después de un cierto tiempo, estas placas o cupones se retiran de las líneas en las que están colocadas, para proceder a su identificación y análisis.

III.2 IDENTIFICACION EN EL LABORATORIO.

Cuando una muestra de algún depósito incrustante se ha obtenido en algún punto del sistema de producción, y se desea saber cuál es su composición y cuál es la cantidad de cada componente, la solución más viable es la realización de análisis de laboratorio.

En la presente sección se discuten brevemente los diferentes procedimientos de muestreo de aguas y salmueras en el campo, así como las técnicas más usuales e importantes de análisis de constituyentes, tanto líquidos como sólidos y gaseosos.

Así mismo se presentan los análisis típicos realizados rutinariamente en salmueras de campo.

Finalmente, se presentan las formas recomendadas por el Instituto Americano del Petróleo, el Instituto Mexicano del Petróleo y las utilizadas en los Distritos de Petróleos Mexicanos, para reportar resultados del análisis de una muestra de agua.

III.2.1 PROCEDIMIENTOS DE MUESTREO DE AGUAS DE CAMPO.

La información que se requiere de las muestras de agua está relacionada con la presencia o concentración de uno o más constituyentes u otras propiedades del agua.

Estas muestras se obtienen generalmente en forma directa a partir de llaves muestreadoras u otras válvulas en el sistema y deben colectarse en botellas de plástico o vidrio.

Si se tiene una válvula muestreadora disponible en el sistema, se puede entonces conectar un tubo pequeño de plástico en ella. Luego, se abre la válvula y se deja fluir el agua por lo menos un minuto. Si el color del agua cambia, se recomienda esperar hasta que este sea constante.

Una vez que se tenga un flujo representativo de agua se puede efectuar cualquiera de los siguientes procedimientos:

1. Muestra para Análisis de Rutina^(4,30).

Llenar el frasco o botella unas tres veces; luego, colocar el extremo del tubo de plástico o manguera en el fondo del frasco y dejar llenar hasta derramar unas diez veces el volumen del mismo. Después, sacar len-

tamente la manguera y cerrar rápidamente para minimizar la contaminación por oxígeno o el escape de gases disueltos.

2. Muestra Libre de Aire⁽³⁰⁾.

Este método para obtener muestras esencialmente libres de aire consiste en colocar el recipiente muestreador en un recipiente más grande, colocar el extremo de la manguera en el fondo del recipiente muestreador lavándolo y dejándolo llenar dentro del recipiente más grande hasta que esté completamente sumergido, y luego tapándolo debajo del agua.

3. Muestra para Análisis de Aceite en Agua⁽⁴⁾.

Llenar una botella de vidrio limpia hasta el cuello directamente del punto de muestra y tapar rápidamente. No utilizar manguera de plástico, puesto que el aceite tiende a adherirse a las paredes. No lavar o sumergir la botella con el agua que se va a muestrear, como en los casos anteriores. Si la botella se llena más de una vez, el aceite de cada llenada tiende a permanecer en ella, dando resultados erróneamente altos. Así mismo, el aceite libre puede ser evacuado al lavarse la botella, dando resultados bajos.

Una vez obtenida la muestra, debe etiquetarse inmediatamente, preferentemente en el cuerpo de la botella, para evitar confusiones.

Otras recomendaciones adicionales para obtener muestras representativas son las siguientes:

1. Para tomar muestras a boca de pozo, deben tomarse precisamente en la boca del pozo.
2. Si se va a muestrear un tanque, debe hacerse a varios niveles, de preferencia en la cima, en medio y en la base.
3. Tomar muestras en cualquier parte del sistema cuando este operando normalmente, procurando que esté trabajando a un gasto "normal", sin que suceda algo inusual corriente arriba.
4. Se recomienda tomar muestras "frescas", no alteradas y realizar los análisis preliminares en el lugar del muestreo.

Un mayor detalle de los procedimientos de muestreo se encuentra en las referencias (4, 21, 30).

III.2.2 CONSTITUYENTES Y PROPIEDADES DE LAS AGUAS DE CAMPO.

Comúnmente, cuando se habla de los constituyentes y las propiedades de un agua de campo, se piensa en las propiedades físicas, químicas, biológicas y de compatibilidad. Sin embargo, por lo que respecta a nuestro tema de incrustaciones, nos resulta de cierto interés el conocer las propiedades físicas y químicas, para atender los problemas de formación de depósitos incrustantes.

En los análisis de las propiedades físicas se determinan

- Densidad
- Resistividad
- Turbidez
- Color
- Olor
- Temperatura
- Contenido de Aceite
- Contenido de Grasas

En los análisis de las propiedades químicas se determinan.

- Gases en solución
 - Oxígeno
 - Bióxido de Carbono
 - Acido Sulfhídrico
- Sólidos Totales
 - Sólidos en suspensión
 - Cantidad
 - Forma
 - Tamaño
 - composición química
- Sólidos Disueltos
 - Cationes
 - Sodio
 - Calcio
 - Magnesio
 - Fierro
 - Bario
 - Estroncio
 - Aniones
 - Cloruros

- Bicarbonatos
 - Sulfatos
 - Carbonatos
- Otras propiedades Químicas.
- Potencial de Hidrógeno (pH)
 - Acidez (CaCO_3)
 - Dureza Total (CaCO_3)
 - Alcalinidad a la Fenolftaleína (CaCO_3)
 - Alcalinidad al Anaranjado de Metilo (CaCO_3)
 - Salinidad (NaCl)
 - Sílice Soluble (SiO_2)
 - Oxido Férrico (Fe_2O_3)

En los análisis biológicos se determinan los tipos de microorganismos que puedan causar problemas a ciertas aguas, como la de inyección.

En los análisis de compatibilidad se investigan las relaciones entre el agua intersticial y la de inyección, cuando éstas se mezclan. O bien, la compatibilidad entre el agua de inyección y la roca de la formación. También se estudian los efectos que resultan cuando se combinan aguas de diferentes intervalos productores.

La Tabla III.2 resume los constituyentes y propiedades físicas y químicas de las aguas de campo.

TABLA III.2 PRINCIPALES CONSTITUYENTES Y PROPIEDADES DE LAS AGUAS DE CAMPO.

PROPIEDADES FISICAS	PROPIEDADES QUIMICAS				
DENSIDAD	GASES EN SOLUCION	SOLIDOS TOTALES		OTRAS PROPIEDADES	
	OXIGENO	EN SUSPENSION	EN SOLUCION		pH
CONCENTRACION		CATIONES	ANIONES		
RESISTIVIDAD	BIOXIDO DE CARBONO	FORMA	SODIO	CLORUROS	ACIDEZ (CaCO_3)
TURBIDEZ		TAMARO	CALCIO	CARBONATOS	ALCALINIDAD A LA FENOLFTALEINA.
COLOR	ACIDO SILFHIDRICO	COMPOSICION	MACNESIO	BI-CARBONATOS.	ALCALINIDAD AL ANARANJADO DE METILO
OLOR			ESTRONCIO	SULFATOS	SALINIDAD (NaCl)
TEMPERATURA					SILICE SOLUBLE (SiO_2)
CONTENIDO DE ACEITE					OXIDO FERRICO (Fe_2O_3)
CONTENIDO DE CRASAS					

III.2.3 TECNICAS DE ANALISIS.

Detallar los procedimientos específicos para las determinaciones de laboratorio, es algo que se sale de los objetivos de este trabajo; en las referencias se encuentran los métodos aprobados por el Instituto Americano del Petróleo⁽³⁰⁾, el Instituto Mexicano del Petróleo⁽³¹⁾ y otras publicaciones^(2,4,32-35).

La siguiente Tabla III.3 resumen las técnicas de análisis utilizadas para analizar las muestras de agua de campo.

TABLA 111.3 TÉCNICAS DE ANÁLISIS PARA SALMUERAS DE CAMPO.

DETERMINACION	TÉCNICAS DE ANÁLISIS
DENSIDAD	PICNÓMETRO, HIDRÓMETRO O BALANZA
RESISTIVIDAD	INSTRUMENTAL O A PARTIR DE CÁLCULOS DE ANÁLISIS QUÍMICOS
TURBIDEZ	METODO TURBIDIMÉTRICO
COLOR	METODO VISUAL EMPÍRICO O EL ESPECTROFOTÓMETRO
TEMPERATURA	TERMÓMETRO
CONTENIDO DE ACEITE	MÉTODOS COLORIMÉTRICO, ESPECTROSCÓPICO O GRAVIMÉTRICO
CONTENIDO DE GRASAS	METODO DE EXTRACCIÓN CON CLOROFORMO
OXÍGENO	MÉTODOS DE ELECTRODO DE MEMBRANA, IODOMÉTRICO, COLORIMÉTRICO Y DE TITULACIÓN
BÓXIDO DE CARBONO	METODO DE TITULACIÓN
ÁCIDO SULFÚDRICO	MÉTODOS DE TITULACIÓN IODOMÉTRICA (O PRUEBA DE ALKASELTZER), COLORIMÉTRICO O DE TITULACIÓN.
SÓLIDOS TOTALES DISUELTOS	A PARTIR DE CÁLCULOS DE ANÁLISIS QUÍMICOS (IÓNICOS).
SÓLIDOS TOTALES EN SUS PENSIÓN	
CONCENTRACION	METODO GRAVIMÉTRICO (FILTRO DE MEMBRANA)
FORMA	MICROSCOPIA ÓPTICA U ELECTRÓNICA
TAMAÑO	MICROSCOPIA, POR DISPERSIÓN DE LUZ O CON CONTADOR COULTER
COMPOSICIÓN	ANÁLISIS VARIOS
SODIO	MÉTODOS GRAVIMÉTRICO, DE CÁLCULO O DE ESPECTROFOTOMETRÍA DE FLAMA
CALCIO	MÉTODOS VOLUMÉTRICO O DE TITULACIÓN
MAGNESIO	MÉTODOS VOLUMÉTRICO O DEL PIRÓFOSFATO
FERRO	MÉTODOS DIVERSOS DE TITULACIÓN, COLORIMÉTRICO O ESPECTROSCOPIA
BARIO	MÉTODOS GRAVIMÉTRICO, TURBIDIMÉTRICO, DE ESPECTROSCOPIA DE FLAMA O DE ESPECTROSCOPIA POR ABSORCIÓN ATÓMICA
ESTRÓNCIO	METODO DE ESPECTROSCOPIA POR ABSORCIÓN ATÓMICA
CLORUROS	METODO ARGENTOMÉTRICO (O DE MOHR), TITULACIÓN
CARBONATOS	TITULACIÓN
BICARBONATOS	TITULACIÓN
SULFATOS	MÉTODOS GRAVIMÉTRICO O TURBIDIMÉTRICO
pH	MÉTODOS ELECTROMÉTRICO, COLORIMÉTRICO O DE PAPEL pH
ACIDEZ (CaCO ₃)	TITULACIÓN
DUREZA TOTAL (CaCO ₃)	TITULACIÓN
ALCALINIDAD A LA F	TITULACIÓN

TABLA 111.3 CONTINUACION

DETERMINACION	TECNICAS DE ANALISIS
ALCALINIDAD A LA M	TITULACION
SALINIDAD	TITULACION
SILICE SOLUBLE (SiO ₂)	METODO MOLIBDO-SILICATO (ESPECTROFOTOMETRICO)
OXIDO FERRICO (FeO ₃)	TITULACION, COLORIMETRICO O ESPECTROSCOPICO

III.2.4 FORMAS DE PRESENTAR LOS RESULTADOS.

Los análisis de agua frecuentemente se expresan gráficamente. El diagrama o patrón que resulta de graficar los resultados -- del análisis iónico del agua, permite realizar puntos importantes, -- así como comparar dos o más aguas.

Existen diferentes diagramas de análisis. Sin embargo, casi todos contienen la siguiente información:

1. Información acerca de la identificación de la muestra.
2. Análisis cuantitativo de la muestra de agua. Los detalles varían.
3. Una representación gráfica del análisis.

Todos los diagramas llevan lo que se conoce como Diagrama Stiff, aunque estos pueden ser lineales o logarítmicos.

Las Figuras III.4 y III.5 ilustran las formas utilizadas en Petróleos Mexicanos y el Instituto Mexicano del Petróleo, respectivamente y la Figura III.6 muestra la forma recomendada por el Instituto Americano del Petróleo.

PETROLEOS MEXICANOS
ZONA SURESTE

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA Y SISTEMAS DE PRODUCCION.
SECCION CONTROL DE CALIDAD DE HIDROCARBUROS

ANALISIS DE AGUA

CAMPO, _____ DISTRITO _____ ESTADO _____
POZO No. _____ LOCALIZACION: X = _____ Y = _____ MUESTRA No. _____
FORMACION _____ INTERVALO _____
FECHA DE MUESTREO _____ FECHA DE ANALISIS _____

PROPIEDADES FISICAS

DENSIDAD, _____ g/cm³ a _____ °C
PH _____ a _____ °C
RESISTIVIDAD _____ ohm-cm a _____ °C
TURBIDEZ _____ mg/l. de SiO₂
COLOR _____
OLOR _____

GASES EN SOLUCION mg/l

ACIDO SULFHDRIICO (H₂S) _____
BIOXIDO DE CARBONO (CO₂) _____
OXIGENO DISUELTO (O₂) _____

SOLIDOS EN SUSPENSION Y SOLUCION mg/l

SOLIDOS TOTALES _____
SOLIDOS DISUELTOS _____
SOLIDOS EN SUSPENSION _____
SILICE SOLUBLE (SiO₂) _____
OXIDO FERRICO (Fe₂O₃) _____
ACIDEZ (CaCO₃) _____
DUREZA TOTAL (CaCO₃) _____
ALCALINIDAD A LA "F" (CaCO₃) _____
ALCALINIDAD A LA "M" (CaCO₃) _____
SALINIDAD (NaCl) _____
INDICE DE ESTABILIDAD _____

IONES DISUELTOS

CATIONES	mg/L	FACTOR	meq/L	ANIONES	mg/L	FACTOR	meq/L
SODIO		0.0435		CLORUROS		0.0282	
CALCIO		0.0499		BICARBONATO		0.0164	
MAGNESIO		0.0822		SULFATOS		0.0208	
FIERRO		0.0358		CARBONATOS		0.0253	
BARIO		0.0145					
ESTRONCIO		0.0228					

DIAGRAMA DEL ANALISIS

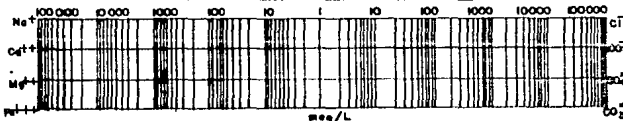


FIGURA III. 4 FORMA DE PRESENTAR LOS RESULTADOS DE UN ANALISIS DE AGUA UTILIZADA POR PETROLEOS MEXICANOS.

INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
SUBDIRECCION DE TECNOLOGIA DE EXPLOTACION
DIVISION DE PRODUCCION

ANALISIS DE AGUA

CAMPO: Estación de Compresión Reynosa 1 DISTRITO: Frontera Noreste
MUESTRA:

PROPIEDADES FISICAS

pH	7.5
Color	320.0

SOLIDOS EN SUSPENSION Y SOLUCION, mg/l

Sólidos totales	5 753.63
Sólidos disueltos	5 518.63
Sólidos en suspensión	235.00
Sílice soluble (SiO ₂)	-
Oxido férrico (Fe ₂ O ₃)	6.4
Acidez (CaCO ₃)	125.0
Dureza total (CaCO ₃)	1 000.0
Alcalinidad a la "F" (CaCO ₃)	0
Alcalinidad a la "M" (CaCO ₃)	310.0
Salinidad (NaCl)	4 945.8

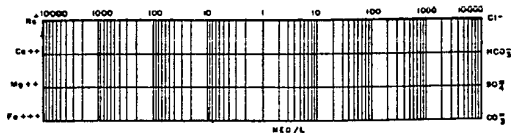
GASES EN SOLUCION,

Acido sulfhídrico (H ₂ S)	0
Oxígeno disuelto (O ₂)	1.5-1.9

IONES DISUELTOS

	mg/l	meq/l
Cationes		
Sodio y potasio	1683.73	73.21
Calcio	260.24	9.99
Magnesio	121.48	9.99
Hierro	4.5	0.24
Aniones		
Cloruros	3000.0	84.5
Carbonatos	-	-
Bicarbonatos	378.2	6.2
Hidróxidos	-	-
Sulfatos	125.0	2.6
Nitratos	3.08	0.05
Fosfatos	2.4	0.076

DIAGRAMA DEL ANALISIS



Realizó:

Indice de Stiff y Davis a 20°C

SI = 0.5 Agua Incrustante

FIGURA III.5 FORMA DE PRESENTAR LOS RESULTADOS DE UN ANALISIS DE AGUA UTILIZADA POR EL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO.

API WATER ANALYSIS REPORT FORM

Company		Sample No.		Date Sampled	
Field		Legal Description		Country or Parish	
State					
Lease or Unit	Well	Depth	Formation	Water, B/D	
Type of Water (Produced, Supply, etc)		Sampling Point		Sampled By	

DISSOLVED SOLIDS

CATIONS	mg/l	me/l
Sodium, Na (calc.)	_____	_____
Calcium, Ca	_____	_____
Magnesium, Mg	_____	_____
Barium, Ba	_____	_____
_____	_____	_____
_____	_____	_____

OTHER PROPERTIES

pH	_____
Specific Gravity, 60/60 F	_____
Resistivity (centimeters) °F	_____
_____	_____
_____	_____

WATER PATTERNS _____ me/l

ANIONS

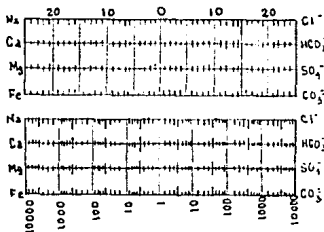
Chloride, Cl	_____	_____
Sulfate, SO ₄	_____	_____
Carbonate, CO ₃	_____	_____
Bicarbonate, HCO ₃	_____	_____
_____	_____	_____
_____	_____	_____

STANDARD

Total Dissolved Solids (calc.) _____

Iron, Fe (total) _____

Sulfide as H₂S _____



LOGARITHMIC

REMARKS & RECOMMENDATIONS:

FIGURA III: 6 FORMA DE PRESENTAR LOS RESULTADOS DE UN ANALISIS DE AGUA RECO--
MENDADA POR EL INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO.

CAPITULO IV

PREDICCIÓN DE LA DEPOSITACIÓN DE INCRUSTACIONES

IV PREDICCIÓN DE LA DEPOSITACION DE INCRUSTACIONES

INTRODUCCION

Las teorías discutidas de la tendencia a precipitar varios tipos de incrustación son muy útiles en la predicción de la formación de esas incrustaciones.

El análisis de salmueras producidas es una ayuda muy valiosa en la predicción de precipitación y/o depositación de sales incrustantes pero puede no ser muy digno de confianza para condiciones de fondo de pozos productores debido a una posible depositación previa.

Si la presión en el fondo está cerca de la original, las muestras de fondo traídas al laboratorio bajo condiciones subsuperficiales de presión y temperatura pueden proporcionar información confiable sobre las tendencias de incrustación en el fondo y superficie a las condiciones originales del yacimiento.

Los análisis del agua de inyección proporcionarán una base confiable para estimar las tendencias incrustantes en líneas de inyección y en el fondo de pozos inyectoras; así mismo, son la base para comparar los valores calculados de los productos de solubilidad de las sales precipitantes y decidir acerca de las posibilidades de precipitación.

IV.1 PREDICCIÓN DE LA DEPOSITACION DE CARBONATO DE CALCIO.

Existen algunos métodos de predicción de incrustaciones de carbonato de calcio basados todos en la ecuación fundamental de saturación de Langelier⁽³⁶⁾. Los más utilizados son: el Índice de Saturación de Langelier, la extensión de Stiff y Davis⁽¹²⁾ de este método, el Índice de Estabilidad de Ryznar⁽³⁷⁾ y el Índice de Saturación para altas temperaturas y presiones de Oddo y Tomson⁽³⁸⁾.

IV.1.1 INDICE DE SATURACION DE LANGELIER.

Langelier⁽³⁶⁾ desarrolló este Índice para las aguas de baja salinidad en un rango de pH de 6.5 a 9.5. El método consiste en tomar una muestra representativa del agua en cuestión y determinar su pH y el contenido de calcio y alcalinidad total.

El Índice de Saturación se calcula con la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} SI &= pH - pH_s \\ &= (pK'_2 - pK'_{sp}) + pCa + pAlk \end{aligned} \quad (IV.1)$$

donde:

pH = pH del agua en cuestión

pH_s = pH del agua saturada con carbonato de calcio

pCa = logaritmo negativo de la concentración del ión calcio en moles/litro.

pAlk = logaritmo negativo de la alcalinidad total expresada en equivalentes/litro.

PK'_2 = segunda constante de equilibrio del ácido carbónico.

pK'_{sp} = constante del producto de solubilidad del carbonato de calcio.

El criterio utilizado para evaluar el SI es el siguiente: un valor positivo del índice de saturación indica que el agua está sobresaturada y precipitará carbonato de calcio; un valor negativo indica que el agua puede disolver más carbonato de calcio, o bien, que es corrosiva.

El método de Langelier para predecir la tendencia incrustante de un agua o una salmuera está limitado en su aplicación para valores de salinidad no mayores de 4 000 ppm. Sin embargo, los valores reportados de salinidad en el campo son en muchas veces mayores a este valor. Stiff y Davis extendieron el método de Langelier mediante la aplicación de la ecuación a aguas con alto contenido de sales.

IV.1.2 INDICE DE ESTABILIDAD DE STIFF Y DAVIS.

Stiff y Davis⁽¹²⁾ derivaron experimentalmente, a diferentes concentraciones y temperaturas, el valor del término K de la ecuación de Langelier, o sea el valor de la constante de solubilidad, desarrollando un Índice de Estabilidad aplicable a salmueras con salinidad de más de 4 000 ppm. Este Índice de Estabilidad tiene la forma:

$$SI = pH - K - pAlk - pCa \quad (IV.2)$$

donde

- SI = Índice de Estabilidad
- pH = pH del agua o salmuera en cuestión
- pCa = logaritmo negativo de la concentración del ión calcio en moles/litro
- pAlk = logaritmo negativo de la alcalinidad total expresada en equivalentes/litro.
- K = constante empírica utilizada para compensar las diferentes fuerzas iónicas.

Este índice es la diferencia entre el pH real del agua y un pH calculado al cual el agua o salmuera ni precipita ni disuelve carbonato de calcio.

Puesto que el índice se calcula a partir de un análisis de agua, se recomienda que este análisis se realice inmediatamente después de que se tome la muestra fresca.

K es una constante que está en función de la composición del agua y de la temperatura y se determina multiplicando las concentraciones de los iones en ppm por el factor apropiado de la Tabla IV.1 sumando luego los productos y leyendo la curva apropiada en la Figura IV.1. La Figura IV.2 se utiliza para determinar pCa y pAlk.

A continuación se presenta un procedimiento para calcular el Índice de Estabilidad de Stiff y Davis dados el análisis de la -

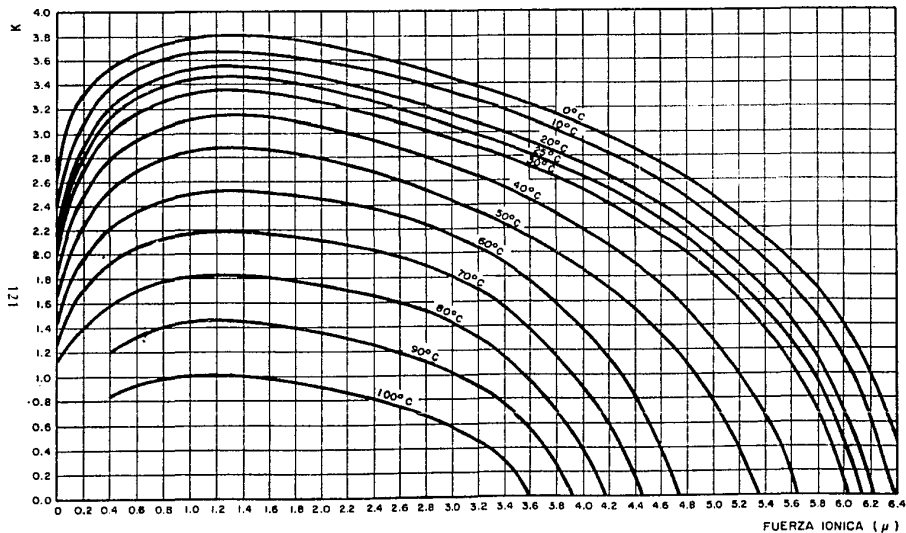


FIGURA IV. 1
VALORES DE K A VARIAS FUERZAS IONICAS PARA CaCO_3

salmuera, su temperatura y pH.

TABLA IV.1 FACTORES PARA CONVERTIR LOS RESULTADOS DE UN ANALISIS DE AGUA, EN PPM O EN MEQ/LITRO, A FUERZA IONICA. (La fuerza ionica total es la suma de las fuerzas iónicas de los iones individuales).

ION	FACTOR, PPM	FACTOR, MEQ/LITRO
Na ⁺	2.2×10^{-5}	5×10^{-4}
Ca ⁺⁺	5.0×10^{-5}	1×10^{-3}
Mg ⁺⁺	8.2×10^{-5}	1×10^{-3}
Cl ⁻	0.8×10^{-5}	5×10^{-4}
HCO ₃ ⁻	1.4×10^{-5}	5×10^{-4}
SO ₄ ⁻²	2.1×10^{-5}	1×10^{-3}
Ba ⁺⁺	1.4×10^{-5}	5×10^{-4}
Fe	3.5×10^{-5}	
CO ₃ ⁻²	3.33×10^{-5}	
Sr	2.28×10^{-5}	
K ⁺	1.27×10^{-5}	

1. Primero se calcula la fuerza iónica, f_i , de cada ión de la salmuera en cuestión, haciendo

$$f_i = C_i \times F_i \quad (IV.3)$$

donde:

C_i = concentración del ión i , ppm

F_i = factor de conversión, de la Tabla IV.1

2. Luego se calcula la fuerza iónica total, μ , sumando todas las fuerzas iónicas de cada ión i .

$$\mu = \sum_{i=1}^n f_i \quad (IV.4)$$

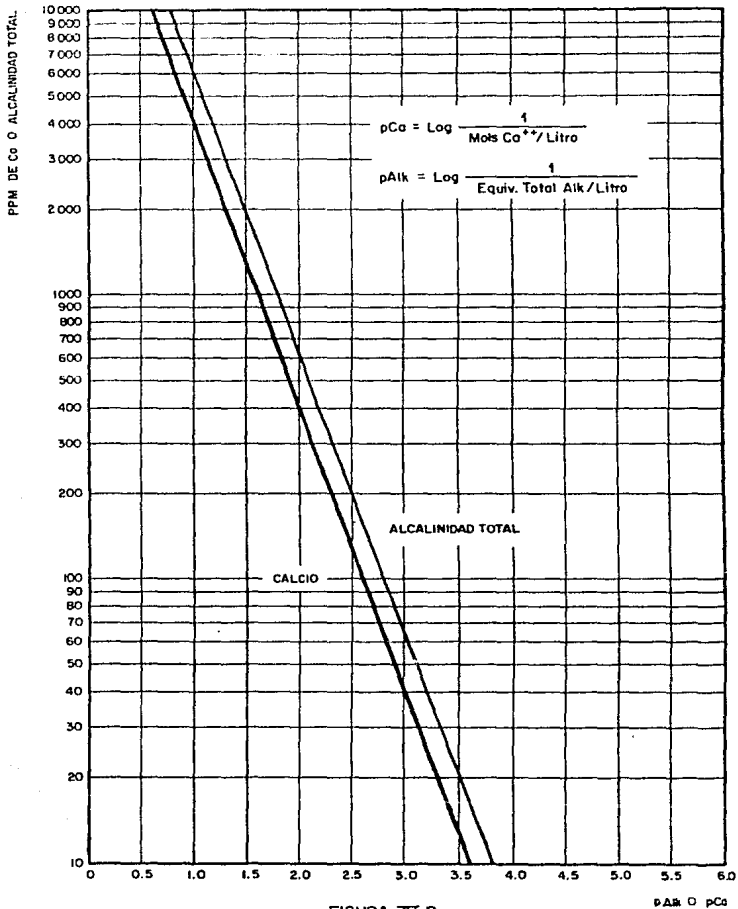


FIGURA IV 2
 CONVERSION DE PPM DE Ca Y ALCALINIDAD A pCa Y pAlk

donde n es el número de iones diferentes (determinados en la salmuera).

3. De la Figura IV.1 se obtiene el valor de K entrando con μ en las abscisas, intersectando la curva de temperatura ($^{\circ}\text{C}$) de la salmuera y leyéndolo en las ordenadas.
4. De la Figura IV.2 se obtiene el valor de pCa , entrando con el valor de la concentración de Ca^{++} (ppm) en las ordenadas hasta la curva de Ca y bajando hasta intersectar en las abscisas.
5. De la misma Figura IV.2 y de manera similar se obtiene el valor de $pAlk$ entrando con el valor de concentración de alcalinidad total (ppm).
6. Luego se calcula el Índice de Saturación I_s con la expresión (IV.2).

El criterio que se sigue para evaluar el resultado del I_s es:

- si $I_s > 0$, la salmuera es incrustante
- si $I_s = 0$, la salmuera está estabilizada
- si $I_s < 0$, la salmuera es corrosiva

El Índice de Saturación no es cuantitativo, simplemente pre dice la tendencia de un agua a precipitar carbonato de calcio. Un valor negativo indica que el carbonato de calcio no debe precipitar; y mientras más negativo sea el número, menor será la oportunidad de precipitar. Un valor positivo indica que el carbonato de calcio de be precipitar; y mientras más positivo sea el número, mayor será la

probabilidad de que el carbonato de calcio precipite.

Sin embargo, el Índice de Saturación de Stiff y Davis tiene algunas limitantes y desventajas. La experiencia con este índice muestra que la incrustación no puede predecirse fácilmente si el valor cae entre 0.5 y -0.5. Esto puede deberse a alguna imprecisión en la ecuación o en las determinaciones analíticas de la salmuera; pero se cree que es principalmente el resultado de cambios en el pH, alcalinidad, etc., que ocurren en las muestras entre el tiempo en que son tomadas en el campo y el tiempo en que son analizadas en un laboratorio.

Solamente se aplicará un índice de saturación a la temperatura utilizada para determinar K, así que deberán calcularse varios índices para cada muestra para cubrir el rango de temperatura a través de un sistema y deberán tomarse varias muestras a través de un sistema para determinar el efecto de los cambios de presión.

IV.1.3 INDICE DE ESTABILIDAD DE RYZNAR.

Ryznar propuso un método⁽³⁷⁾ para predecir la formación de incrustaciones de carbonato de calcio, para lo cual desarrolló una ecuación empírica incluyendo la fuerza iónica del agua. La ecuación del índice de Ryznar tiene la forma:

$$IR = 2pHs - pH$$

$$= 2[(pK'_2 - pK'_s) - \log(Ca^{++}) + 9.3 + \frac{2.5}{1+5.3(\mu)^{0.5}+5.5\mu}] - pH \quad (IV.5)$$

donde:

- pH = pH del agua o salmuera en cuestión
 pK'_2 y pK'_s = constantes empíricas (valores tabulados)
 Ca^{++} = concentración de iones calcio, ppm
 Alc = alcalinidad total, ppm
 μ = fuerza iónica de la solución

El criterio de evaluación del Índice de Ryznar es el siguiente: una salmuera cuyo índice de Ryznar es menor que 6, formará incrustaciones. Para valores entre 6 y 7, significa un término medio en el que puede o no formar incrustaciones, y un índice mayor que 7 indica que es corrosiva.

IV.1.4 INDICE DE SATURACION PARA ALTAS PRESIONES Y TEMPERATURAS DE ODDO Y TOMSON.

John E. Oddo y Mason B. Tomson desarrollaron un método⁽⁵⁸⁾ para calcular la saturación de carbonato de calcio para valores altos de presión y temperatura, lo cual amplía el trabajo de Stiff y Davis, utilizando parámetros de campo comúnmente medidos como análisis iónico de aguas o salmueras, temperatura y presiones de interés, pH y contenido de bióxido de carbono.

El método consiste en el cálculo de un Índice de Saturación de carbonato de calcio.

Los valores del Índice de Saturación calculado y el pH se aproximan a altas presiones y temperaturas.

La ecuación del I_s se presenta de forma tal que se puede calcular con el valor del pH como dato, o bien, con un pH obtenido con otra ecuación.

El método de Oddo y Tomson comprende el cálculo del pH si es que éste es desconocido y considera la presión total, así como las diversas presiones parciales de CO_2 .

El Índice de Saturación de Oddo y Tomson se calcula con la expresión:

$$I_s = \log \frac{T_{\text{Ca}} \text{Alk}^2}{P_t^2 x_{\text{CO}_2}} + 5.89 + 1.549 \times 10^{-2} T - 4.26 \times 10^{-6} T^2 - 7.44 \times 10^{-5} P_t - 2.52 I^3 + 0.919 I \quad (\text{IV.6})$$

donde:

T_{Ca} = total de calcio, unidades molares

Alk = alcalinidad, unidades molares

P_t = presión total de interés, lb/pg²

x_{CO_2} = fracción molar de CO_2 en fase gaseosa.

T = temperatura, °F

I = fuerza iónica, unidades molares

Si el pH se conoce o es calculado, la ecuación de I_s es:

$$I_s = \log(T_{\text{Ca}} \text{Alk}) + \text{pH} + 2.78 + 1.43 \times 10^{-2} T - 4.72 \times 10^{-6} T^2 - 4.37 \times 10^{-2} P_t - 2.05 I^3 + 0.727 I \quad (\text{IV.7})$$

Adicionalmente, Oddo y Tomson presentan una ecuación para

calcular el pH en términos de la presión, la temperatura, análisis iónico de la salmuera y presión parcial del CO₂ gaseoso. La ecuación es:

$$pH_c = - \left(\log \frac{p_t \times CO_2}{Alk} \right) + 8.68 + 4.05 \times 10^{-3} T + 4.58 \times 10^{-7} T^2 - 3.07 \times 10^{-5} p_c - 0.477 T^4 + 0.193 T \quad (IV.8)$$

La fuerza iónica y las concentraciones están en unidades molares, la temperatura en °F y la presión en lb/pg². Si la alcalinidad y el calcio total se conocen en partes por millón (ppm) en vez de molaridad, basta multiplicar T_{Ca} por Alk y dividir el producto (en ppm²) entre 2.44 x 10⁹ para corregir a molaridad y sustituir el resultado dentro de la ecuación respectiva para (T_{Ca} Alc).

El Índice de Saturación es una medida de la tendencia incrustante. Si el signo de Is es positivo, la solución tiene un potencial incrustante; un signo negativo indicará que la salmuera puede disolver CaCO₃. El cálculo no requiere tablas separadas de datos o grandes procesos de cómputo y se apoya solamente en parámetros medidos en el campo a partir de análisis rutinarios de aguas y un análisis cromatográfico de gases para determinar con precisión el contenido de CO₂. Este último análisis se recomienda en pozos con graves daños por incrustación de carbonato de calcio con una frecuencia de hasta una semana cuando se esté vigilando el comportamiento de los precipitados. En pozos con problemas menos graves se recomienda hacer el análisis cromatográfico con frecuencia de un mes o cada 20 días según la severidad del problema. Para pozos con poco o ningún problema de incrustación se recomienda el análisis cada tres meses;

sin embargo, el análisis del agua producida debe hacerse con una - frecuencia de hasta una semana vigilando los ritmos de producción y las condiciones de flujo en el sistema integral de producción.

IV.2 PREDICCIÓN DE LA DEPOSITACIÓN DE SULFATO DE CALCIO

IV.2.1 MÉTODO DE STIFF Y DAVIS.

Stiff y Davis⁽³⁹⁾ desarrollaron un método gráfico para determinar las concentraciones a las cuales habrá de precipitar el sulfato de calcio bajo ciertas condiciones, mediante el cálculo de su solubilidad, S.

IV.2.1.1 APLICACIÓN A SISTEMAS DE INYECCIÓN DE AGUA Y A POZOS PRODUCTORES DE ACEITE Y AGUA.

Como ya se mencionó, el sulfato de calcio precipita en muchos casos cuando se mezclan dos aguas, una conteniendo iones calcio y la otra iones sulfato. A medida que un agua se mezcla con otra, se puede alcanzar un punto en el cual la concentración de sulfato de calcio es mayor que su solubilidad, obteniéndose así un precipitado. El diagrama de solubilidad de Stiff y Davis⁽³⁹⁾ es una gráfica que se utiliza para determinar los puntos mencionados.

La Figura IV.3 muestra un diagrama de solubilidad para una mezcla de aguas en proporción de 0 a 100% y se construye de la siguiente manera:

1. Se trazan los ejes de abscisas y ordenadas. En el primero se hace la escala del porcentaje de mezclas de ambas aguas, A y B, de 0 a 100% y de 100 a 0%, respectivamente; en el segundo eje se hace la escala de meq/litro del contenido iónico de la mezcla de aguas. El análisis del agua "A" está graficada al 100% de "A", mientras que

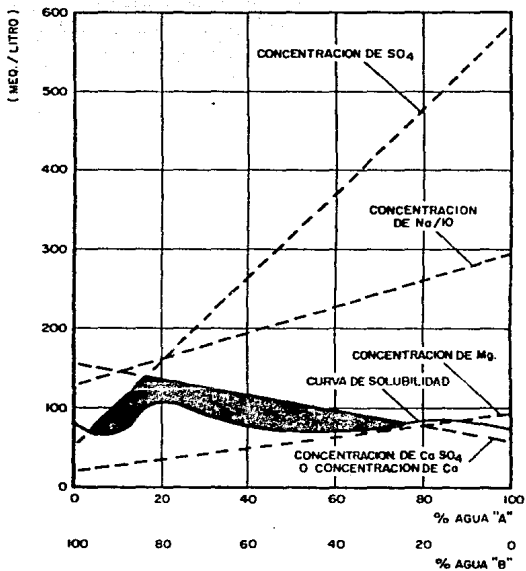


FIGURA IV. 3
DIAGRAMA DE SOLUBILIDAD
FORMACION DE DEPOSITOS DE SULFATO DE CALCIO
CUANDO SE MEZCLAN DOS AGUAS

el análisis de "B" aparece al 100% de "B".

2. Se unen los puntos que representan las concentraciones del mismo ión con líneas rectas, y esto nos va a dar la concentración de estos iones a cualquier porcentaje de mezcla de las dos aguas.
3. Para cualquier punto, se determina la solubilidad del sulfato de calcio a partir de la ecuación

$$S = S_T \cdot F_1 \cdot F_2 \cdot F_3 \quad (IV.9)$$

donde:

S = solubilidad del sulfato de calcio bajo ciertas condiciones.

S_T = solubilidad del sulfato de calcio en agua destilada a la temperatura T , como se muestra en la Figura IV.4.

F_1 = factor de ión común, o solubilidad del sulfato de calcio en presencia de un exceso de ión calcio o ión sulfato, como se muestra en la Figura IV.5.

F_2 = factor de ión sodio, o solubilidad del sulfato de calcio en presencia del ión sodio, como se muestra en la Figura IV.6

F_3 = factor de ión magnesio, o solubilidad del sulfato de calcio en presencia del ión magnesio, como se muestra en la Figura IV.7.

Se pueden obtener unos diez puntos o valores de solubilidad del sulfato de calcio para graficar la curva de solubilidad como la que se muestra en la Figura IV.3.

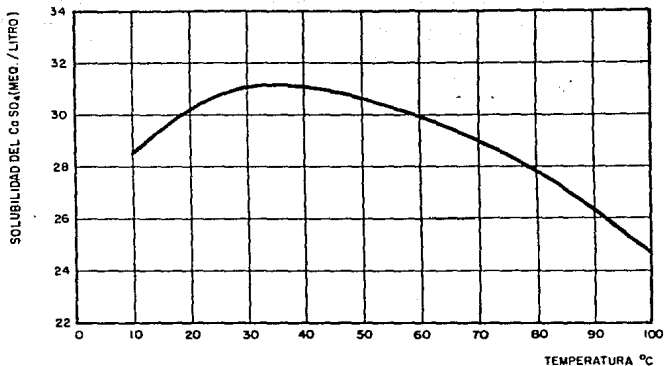


FIGURA IV. 4
**SOLUBILIDAD DEL SULFATO DE CALCIO
 EN AGUA DESTILADA A VARIAS TEMPERATURAS**

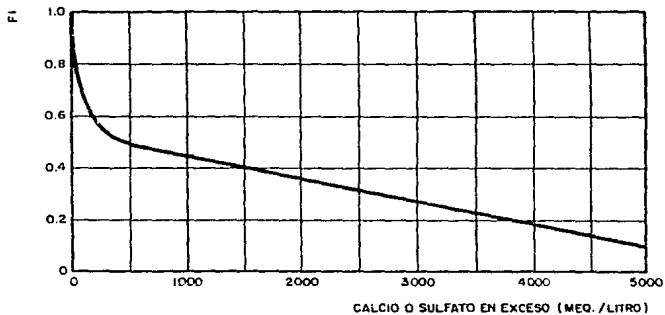


FIGURA IV. 5
**FACTOR DE ION COMUN O SOLUBILIDAD DEL SULFATO DE CALCIO
 EN PRESENCIA DE UN EXCESO DE ION CALCIO O SULFATO**

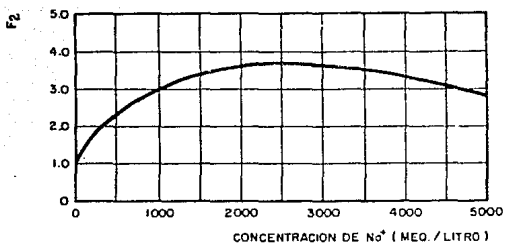


FIGURA IV. 6
**FACTOR DE ION SODIO, O SOLUBILIDAD DEL SULFATO
 DE CALCIO EN PRESENCIA DEL ION SODIO**

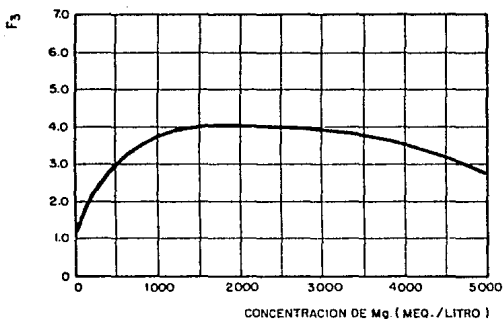


FIGURA IV. 7
**FACTOR DE ION MAGNESIO, O SOLUBILIDAD DEL SULFATO
 DE CALCIO EN PRESENCIA DEL ION MAGNESIO**

A los porcentajes de mezcla de las dos aguas en los que la concentración excede la solubilidad, como se muestra en las áreas sombreadas, tendrá lugar la precipitación del sulfato de calcio.

La construcción de un diagrama de solubilidad como el de la Figura IV.3 se puede aplicar a sistemas de inyección de agua en donde se presenten problemas posibles de formación de precipitados de sulfato de calcio, así como formación de incrustaciones debido a fugas de la tubería de revestimiento en pozos productores de aceite y agua.

IV.2.1.2 APLICACION A SISTEMAS DE ENFRIAMIENTO DE AGUA RECIRCULANTE.

En algunos casos puede llegar a ser necesario utilizar agua que contenga cantidades considerables de sales disueltas para fines de enfriamiento en sistemas recirculantes. En un sistema así el agua fluye a través de un equipo intercambiador de calor donde se eleva su temperatura a un cierto valor. Luego se pasa a una torre de enfriamiento o estanque de rocío para disipar el calor. El agua en estas condiciones se concentra debido a la evaporación en la sección de enfriamiento.

Este caso se puede tratar mediante el diagrama de la Figura IV.8 el cual se construye de la siguiente manera:

1. Se trazan los ejes de abscisas y ordenadas. En el primero se grafica la escala del porcentaje de disminución

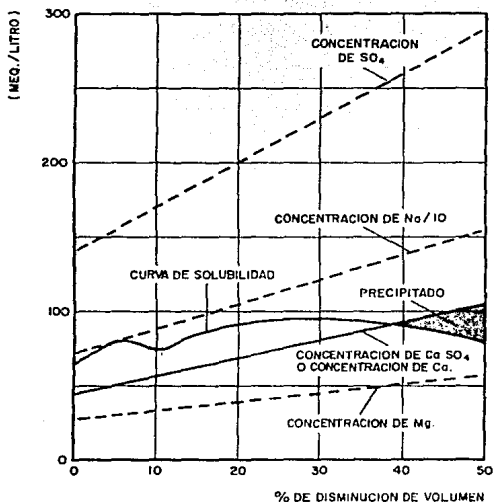


FIGURA IV. B
 DIAGRAMA DE SOLUBILIDAD
 FORMACION DE DEPOSITO DE SULFATO DE CALCIO
 CUANDO LA SOLUCION ESTA CONCENTRADA

del volúmen de agua por evaporación, por ejemplo de 0 a 50%. En el segundo se grafica la escala del contenido iónico del agua en consideración, en Meq/litro.

2. Para el valor de 50% de disminución del volúmen de agua por evaporación se grafica el análisis iónico del agua. Esto se logra colocando las concentraciones iónicas (en Meq/litro) en la línea vertical correspondiente al 50% del volúmen original del agua en cuestión.
3. Se trazan líneas rectas que conectan los puntos que representan las concentraciones de los iones individuales (SO_4 , $\text{Na}/10$, Ca , Mg). Esto nos va a dar la concentración de estos iones a cualquier porcentaje de disminución del volumen del agua en cuestión.
4. Se determina la solubilidad del sulfato de calcio, para cualquier punto a partir de la Ecuación (IV.9) para la temperatura del intercambiador de calor.

A los porcentajes de disminución del volúmen del agua en cuestión en los que la concentración excede la solubilidad, como se muestra en las áreas sombreadas, tendrá lugar la precipitación del sulfato de calcio.

IV.2.1.3 APLICACION A CAMBIADORES DE CALOR, CALENTADORES, ETC.

Las incrustaciones de sulfato de calcio se pueden presentar en cambiadores de calor, calentadores, etc, puesto que el aumento de temperatura trae consigo una disminución en la solubilidad de la sal.

Estos decrementos en la solubilidad causados por cambios en la temperatura se pueden manejar por el diagrama de solubilidad mostrado en la Figura IV.9, el cual se construye de la siguiente manera:

1. Se trazan los ejes de abscisas y ordenadas. En el primero se grafica la temperatura, por ejemplo desde 20°C hasta un valor que corresponda a la temperatura de operación del cambiador de calor o calentador. En el segundo se grafican las concentraciones iónicas en Meq/litro. Estas concentraciones estarán representadas por líneas rectas horizontales puesto que no habrá evaporación del agua utilizada (esto supone un sistema cerrado sin fugas ni entradas).
2. Luego se determina la solubilidad del sulfato de calcio para varias temperaturas y se colocan estos puntos sobre la gráfica hasta obtener la curva de solubilidad, utilizando la Ecuación (IV.9).

A los valores de temperatura en que la concentración excede la solubilidad, como se muestra en las áreas sombreadas, tendrá lugar la precipitación del sulfato de calcio.

IV.2.2 METODO DE TEMPLETON Y RODGERS PARA SISTEMAS DE ALTA TEMPERATURA.

Templeton y Rodgers⁽⁴¹⁾ propusieron en 1968 un método para predecir el valor del producto de solubilidad de la anhidrita en agua caliente, vapor saturado, y salmueras ricas en calcio y magnesio de salinidad moderadamente alta en pruebas piloto de inyección de agua caliente y en agua de baja salinidad rica en sulfato.

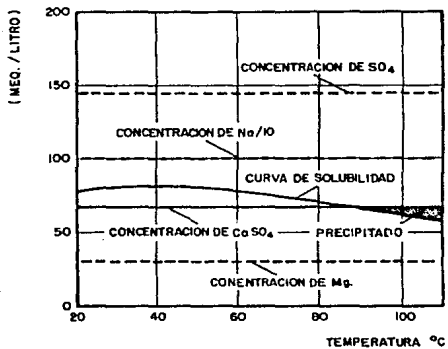


FIGURA IV. 9
DIAGRAMA DE SOLUBILIDAD
FORMACION DE DEPOSITO DE SULFATO DE CALCIO
CON CAMBIO EN LA TEMPERATURA

El rango correspondiente de temperatura es de 170 a 336°C. El producto de solubilidad de la anhidrita se presenta como una combinación de dos factores: uno que refleja los efectos de la fuerza iónica y otro que refleja la influencia de otros iones disueltos en la salmuera, tales como calcio, magnesio, sulfatos, etc.

El rango del total de sólidos disueltos aplicables a este método es de 1000 hasta cerca de 250 000 ppm para el cálculo de la fuerza iónica I y del producto de solubilidad k , de la anhidrita en el sistema $\text{CaSO}_4 - \text{NaCl} - \text{H}_2\text{O}$ y de 25 000 a 60 000 ppm para el cálculo de las correlaciones $F(\text{Ca})$, $F(\text{Mg})$ y $F(\text{SO}_4)$.

En general el método es confiable para salmueras ricas en sulfatos con bajo contenido de sólidos disueltos del orden arriba descrito; fuera de estos límites la precisión del método no ha sido comprobada.

Existen tres casos de importancia práctica aplicables a salmueras y agua de inyección:

1. Cuando se tienen concentraciones equivalente cercanas de sulfato de calcio, o sea, $(\text{SO}_4, \text{mg/litro}) \approx 2.4(\text{Ca}, \text{mg/litro})$.
2. Cuando se tienen concentraciones mucho mayores de calcio y magnesio con respecto a la concentración de sulfatos, o sea $[(\text{SO}_4, \text{mg/litro})] \approx 5\%[(\text{Ca}, \text{mg/litro}) \text{ o } (\text{Mg}, \text{mg/litro})]$.

3. Cuando se tienen concentraciones altas de sulfato con respecto a la concentración de calcio y magnesio.

El método consiste en evaluar la ecuación del producto de solubilidad del sulfato de calcio para ciertas condiciones de concentración de iones y para una temperatura dadas:

$$K's = (m_{Ca}) \cdot (m_{SO_4}) = K_1 F = K_1 \cdot F(Ca) \cdot F(Mg) \cdot F(SO_4) \quad (IV.10)$$

donde:

$K's$ = producto de solubilidad del sulfato de calcio para ciertas concentraciones de Ca, Mg y SO_4 , (concentración)².

m_{Ca} = concentración del calcio, en molalidad.

m_{SO_4} = concentración del sulfato, en molalidad.

K_1 = producto de solubilidad para la anhidrita en el sistema $CaSO_4 - NaCl - H_2O$, (concentración)².

$F = F(Ca) \cdot F(Mg) \cdot F(SO_4)$

$F(Ca)$ = factor de corrección por efectos del calcio en salmueras ricas en calcio y magnesio.

$F(Mg)$ = factor de corrección por efectos del magnesio en salmueras ricas en calcio y magnesio.

$F(SO_4)$ = factor de corrección por efectos del sulfato en salmueras ricas en sulfatos.

Como las unidades de $K's$ y K_1 son (concentración)², se puede utilizar la siguiente ecuación equivalente, con k_s y k_1 en (mg/litro)²:

$$k_s = (Ca, \text{mg/litro}) \cdot (SO_4, \text{mg/litro}) = k_1 F = k_1 F(Ca) F(Mg) F(SO_4) \quad (IV.11)$$

IV.2.2.1 PREDICCIÓN PARA SALMUERAS CON CONTENIDO EQUIVALENTE DE SULFATO Y CALCIO.

Cuando se tenga una salmuera con contenido equivalente de sulfato y calcio, o sea, $m_{Ca} \approx m_{SO_4}$ ó $(SO_4, \text{mg/litro}) = 2.4 (\text{Ca}, \text{mg/litro})$, F tiende a la unidad en la Ec. (IV.11) y k_s se obtiene de la siguiente manera:

1. Se calcula la fuerza iónica, I , de la salmuera a partir del análisis iónico utilizando los factores de la Tabla IV.1 a la temperatura de flujo.
2. Con el valor de I se entra a la Fig. IV.10 a partir del eje inferior y luego se traza con una línea recta vertical hasta intersectar la curva de la temperatura T de interés. Si la temperatura de interés no concuerda con alguna de las curvas, se puede interpolar entre línea y línea, excepto para el caso en que se tengan valores de T mayores al límite superior o menores al límite inferior del intervalo considerado en esa gráfica. Luego se traza una línea horizontal hacia la izquierda hasta intersectar un valor de k_1 que será el buscado.
3. Luego se efectúa el producto de las concentraciones de calcio y sulfato en la solución real y se compara con el valor de k_s calculado.

CRITERIO DE PREDICCIÓN.

- | | |
|---------------------------------------|---|
| Si $k_{s_{calculado}} < k_{s_{real}}$ | se tendrá precipitación de $CaSO_4$ a la temperatura de flujo T . |
| Si $k_{s_{calculado}} > k_{s_{real}}$ | no habrá precipitación de $CaSO_4$ |

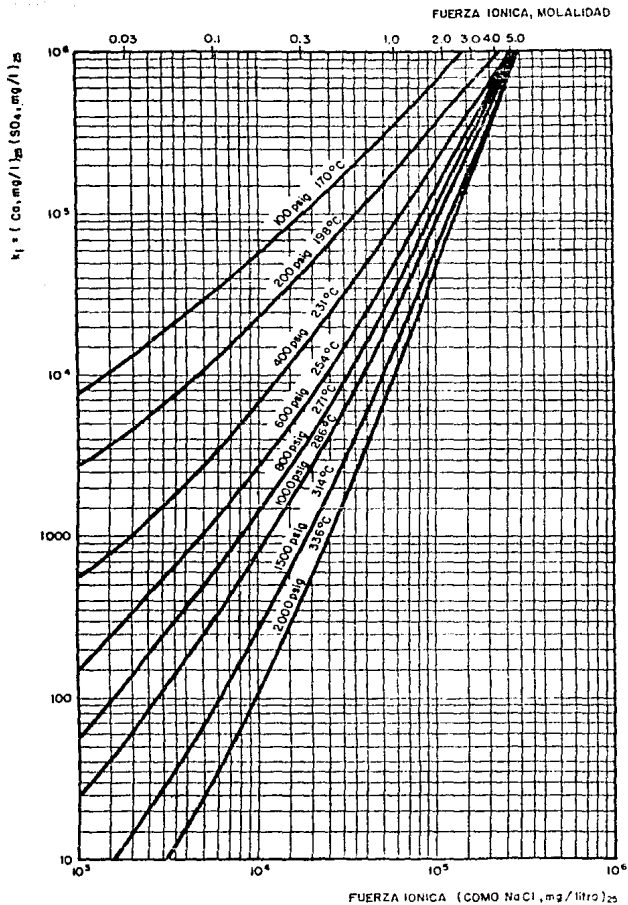


FIGURA IV. 10
 VALORES DE k_1 EN (Mg/litro) COMO FUNCION DE I (COMO NaCl, mg/litro)
 PARA TEMPERATURAS CORRESPONDIENTES A VARIAS PRESIONES DE VAPOR.

Aparentemente la temperatura es el factor determinante de si habrá o no precipitación en el sistema a las condiciones dadas. Esto es importante en casos en que se haya de planear o supervisar el funcionamiento de un sistema integral de inyección de agua caliente (sin fase de vapor) en el cual se pueda tener un control casi total de la temperatura. Sin embargo, se puede notar, por experiencias de campo y laboratorio, que la temperatura no es el único factor determinante en la precipitación de sulfato de calcio, y que existen otros parámetros de gran peso, como caídas de presión, agitación y flujo multifásico. También es importante hacer notar que precipitación no es necesariamente incrustación.

Templeton y Rodgers proponen que este método se utilice -- siempre y cuando la relación m_{SO_4}/m_{Ca} esté entre 1/5 y 5 o bien -- cuando $(SO_4, \text{mg/litro}) / (Ca, \text{mg/litro})$ esté entre 0.48 y 12.

IV.2.2.2 PREDICCIÓN PARA SALMUERAS RICAS EN CALCIO Y MAGNESIO.

Para el caso de salmueras ricas en calcio y magnesio, se puede utilizar la siguiente ecuación para calcular el valor de k_s :

$$k_s = k_1 \cdot F(Ca) \cdot F(Mg) \quad (IV.12)$$

donde $F(Ca)$ y $F(Mg)$ están dados por:

$$F(Ca) = \frac{(m_{CaSO_4})(m_{CaSO_4} + m_{CaCl_2})}{(m_{CaSO_4})^2_{base}} \quad (IV.13)$$

y

$$F(\text{Mg}) = \frac{(\text{mCaSO}_4)^2}{(\text{mCaSO}_4)_{\text{base}}^2} \quad (\text{IV.14})$$

donde, además, $(\text{mCaSO}_4)_{\text{base}}$ se refiere a la solubilidad en el sistema $\text{CaSO}_4 - \text{NaCl} - \text{H}_2\text{O}$.

o bien, $F(\text{Ca})$ y $F(\text{Mg})$ se obtienen a partir de las Figuras IV.11 y IV.12, entrando con los valores de $E(\text{Ca})$ y $E(\text{Mg})$, respectivamente, para lo cual:

$$E(\text{Ca}) = \frac{\frac{(\text{CaCl}_2, \text{mg/litro})}{55490}}{\frac{(\text{NaCl}, \text{mg/litro})}{58440} + \frac{(\text{CaCl}_2, \text{mg/litro})}{55490} + \frac{(\text{MgCl}_2, \text{mg/litro})}{47610}} \quad (\text{IV.15})$$

$$E(\text{Mg}) = \frac{\frac{(\text{MgCl}_2, \text{mg/litro})}{47610}}{\frac{(\text{NaCl}, \text{mg/litro})}{58440} + \frac{(\text{CaCl}_2, \text{mg/litro})}{55490} + \frac{(\text{MgCl}_2, \text{mg/litro})}{47610}} \quad (\text{IV.16})$$

donde:

$$(\text{CaCl}_2, \text{mg/litro}) = 2.769(\text{Ca}, \text{mg/litro}) \quad (\text{IV.17})$$

$$(\text{MgCl}_2, \text{mg/litro}) = 3.917(\text{Mg}, \text{mg/litro}) \quad (\text{IV.18})$$

$$(\text{NaCl}, \text{mg/litro}) = (\text{TDS}, \text{mg/litro}) - (\text{CaCl}_2, \text{mg/litro}) - (\text{MgCl}_2, \text{mg/litro}) \quad (\text{IV.19})$$

Los valores de $(\text{Ca}, \text{mg/litro})$, $(\text{Mg}, \text{mg/litro})$ y $(\text{TDS}, \text{mg/litro})$ se obtienen del análisis iónico del agua; además TDS es el total de sólidos disueltos en el agua.

Luego se obtiene la fuerza iónica de la salmuera o agua en cuestión, cuando ésta es rica en calcio y magnesio, con la expresión:

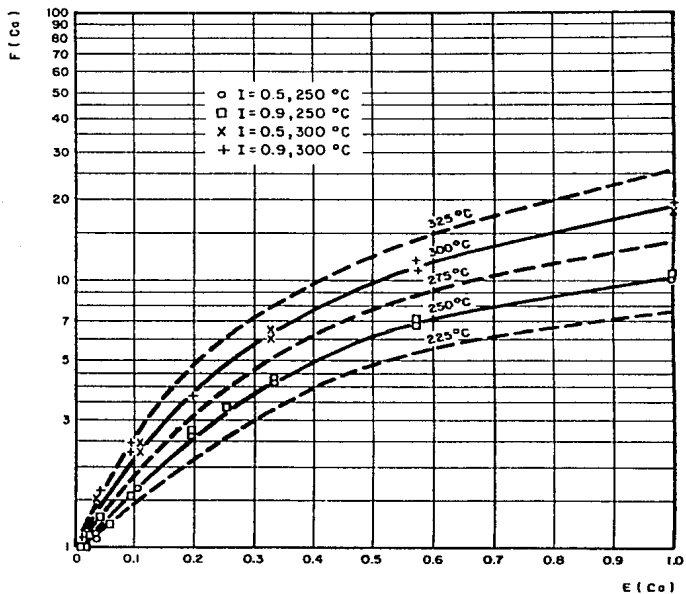


FIGURA IV. 11
**F (Ca) COMO FUNCION DE E (Ca) PARA
 VARIAS TEMPERATURAS**

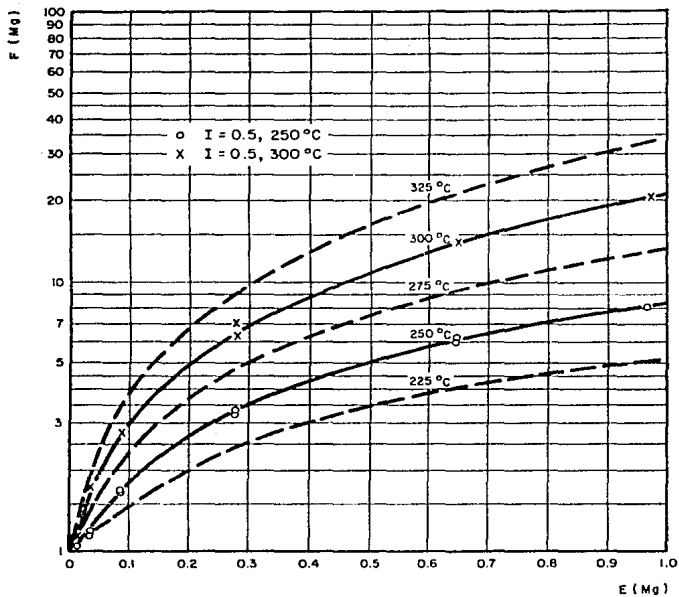


FIGURA IV. 12
F (Mg) COMO FUNCION DE E (Mg)
PARA VARIAS TEMPERATURAS

$$I \text{ (como NaCl, mg/litro)} = (\text{NaCl, mg/litro}) + 1.579 (\text{CaCl}_2, \text{mg/litro}) + 1.841 (\text{MgCl}_2, \text{mg/litro}) \quad (\text{IV.20})$$

Después se entra a la Figura IV.10 con I (como NaCl, mg/litro) y la temperatura de flujo para obtener k_1 .

Finalmente, se sustituyen los cálculos anteriores en la Ecuación IV.12 para obtener k_s que será el valor del producto de solubilidad calculado para la anhidrita a la temperatura T de interés.

IV.2.2.3 PREDICCIÓN PARA SALMUERAS RICAS EN SULFATO.

Para el caso de salmueras ricas en sulfato, se utiliza la siguiente ecuación para calcular el valor de k_s :

$$k_s = k_1 F(\text{SO}_4) \quad (\text{IV.21})$$

El procedimiento de cálculo consiste de los siguientes pasos.

Dados el análisis iónico de la salmuera y la T a la cual se va a manejar:

1. Sustituir el valor de la concentración de (SO_4 , mg/litro) en la Ec. (IV.22) para obtener

$$(\text{NaSO}_4, \text{mg/litro}) = 1.479(\text{SO}_4, \text{mg/litro}) \quad (\text{IV.22})$$

2. Restar el valor anterior al (TDS, mg/litro) en la siguiente ecuación para obtener

$$(\text{NaCl, mg/litro}) = (\text{TDS, mg/litro}) - (\text{Na}_2\text{SO}_4, \text{mg/litro}) \quad (\text{IV.23})$$

3. Obtener I con la ecuación

$$I(\text{como NaCl, mg/litro}) = (\text{NaCl, mg/litro}) + 1.233(\text{Na}_2\text{SO}_4, \text{mg/litro}) \quad (\text{IV.24})$$

4. Luego se obtiene E(SO₄) con la expresión:

$$E(\text{SO}_4) = \frac{\frac{(\text{Na}_2\text{SO}_4, \text{mg/litro})}{71020}}{\frac{(\text{NaCl, mg/litro})}{58440} + \frac{(\text{Na}_2\text{SO}_4, \text{mg/litro})}{71020}} \quad (\text{IV.25})$$

5. Después se entra a la Fig. IV.10 con I (como NaCl, mg/litro) y a partir de la línea de T de interés (interpolando en caso necesario) se lee k₁ en (mg/litro)².
6. Luego se entra a la Fig. IV.13 con E(SO₄) y se obtiene F(SO₄) a la temperatura T de interés (interpolando en caso necesario).
7. Finalmente se sustituyen los valores de k₁ y F(SO₄) en la Ec. (IV.21) y se obtiene k_s en (mg/litro)².

Se pueden hacer pruebas de equilibrio en el laboratorio para determinar el valor experimental de k_s y compararse. Los detalles de estos procedimientos de laboratorio se dan en la Referencia (42,43).

La utilidad práctica de este producto k_s consiste en determinar el nivel de ablandamiento o suavizamiento de la salmuera que

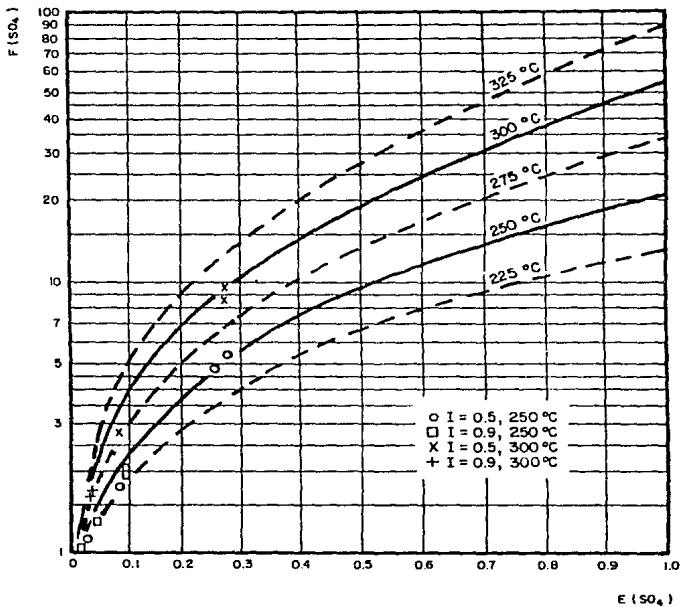


FIGURA IV. 13
 $F(SO_4)$ COMO FUNCION DE $E(SO_4)$ PARA
 VARIAS TEMPERATURAS

habría de servir como fluido inyector para un proyecto de inyección de agua o vapor a un yacimiento de aceite, en base a su análisis iónico, y la temperatura a la cual habrá de calentarse sin que se tengan problemas considerables de precipitación y/o depositación de sulfato de calcio. Por otro lado, su aplicación a salmueras producidas consiste en la comparación de k_s calculado con los valores obtenidos al multiplicar las concentraciones de Ca y SO_4 .

IV.2.3 METODO DE SKILLMAN, McDONALD Y STIFF.

Skillman, McDonald y Stiff⁽⁴⁴⁾ presentaron un método para calcular la solubilidad del sulfato de calcio en salmueras de campos petroleros ya sea producidas o de inyección. Este método se basa en una ecuación que involucra los efectos de salinidad, temperatura y supersaturación, pero no de presión. La ecuación propuesta es:

$$S = 1000 [\sqrt{x^2 + 4K} - x] \quad (IV.26)$$

Donde:

S = solubilidad calculada del sulfato de calcio, en meq/litro.

K = constante que está en función de la temperatura y la composición del agua.

X = exceso de concentración del ión común (Ca o SO_4), en moles/litro.

La constante K es diferente de la constante utilizada en el índice de saturación de carbonato de calcio pero se determina de la

misma manera.

IV.2.3.1 APLICACION A SALMUERAS PRODUCIDAS.

El procedimiento de cálculo es el siguiente:

1. A partir del análisis iónico del agua en cuestión, se calcula la fuerza iónica f_i de cada ión i , utilizando la Ecuación de la sección IV.1.2.

$$f_i = C_i F_i \quad (IV.3)$$

2. Luego se calcula la fuerza iónica total sumando las fuerzas iónicas parciales, mediante la Ecuación (IV.4) de la misma sección (IV.1.2.).

$$\mu = \sum_{i=1}^n f_i \quad (IV.4)$$

3. De la Figura IV.14 y con la temperatura de interés del agua y la fuerza iónica se determina el valor de K .
4. Después se determina el valor de x multiplicando las concentraciones de calcio y sulfato en (mg/litro) por 2.5×10^{-5} y 1.04×10^{-5} respectivamente y restando el valor más pequeño del valor mayor.

$$Ca \times 2.5 \times 10^{-5} = M(\text{moles/litro}) \times 10^{-5} \quad (IV.27)$$

$$SO_4 \times 1.04 \times 10^{-5} = M(\text{moles/litro}) \times 10^{-5} \quad (IV.28)$$

$$X = \Delta M \quad (IV.29)$$

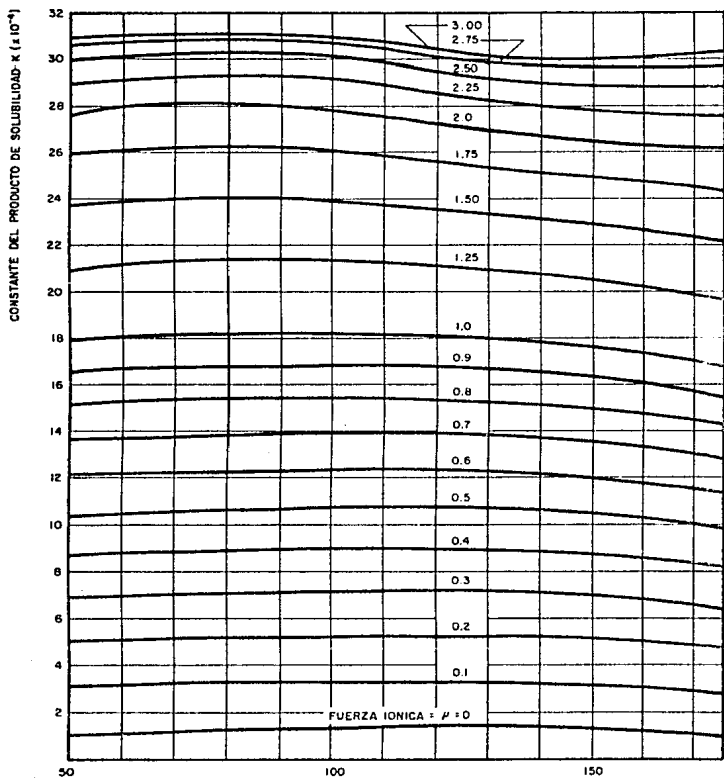


FIGURA IV. 14

CONSTANTES DEL PRODUCTO DE SOLUBILIDAD DEL SULFATO DE CALCIO (YESO) PARA VARIAS TEMPERATURAS Y FUERZAS IONICAS

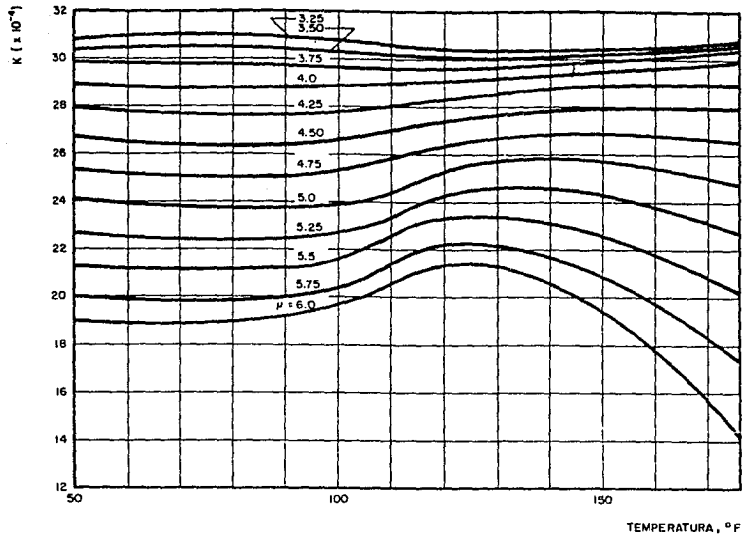


FIGURA IX. 14 (CONTINUACION)

5. La solubilidad del sulfato de calcio para la condiciones dadas se calcula con la Ecuación (IV.26).
6. Luego se determina la concentración real del sulfato de calcio en el agua convirtiendo las concentraciones de calcio y sulfato en mg/litro a meq/litro. Esto se logra dividiendo las concentraciones de calcio y sulfato entre 20 y 48 respectivamente. El valor más pequeño de los dos es la concentración de sulfato de calcio en meq/litro en la salmuera.
7. Esta concentración real se compara con el valor de S. Si S es mayor que la concentración real en solución, significa que el agua en cuestión no está saturada y en consecuencia puede disolver más sulfato de calcio por lo tanto no habrá precipitación. Si S es menor que el valor real de concentración significa que el agua en cuestión está saturada (o muy saturada) con respecto al sulfato de calcio y por lo tanto habrá precipitación a la temperatura indicada.

Puesto que S y la concentración real de sulfato de calcio están en meq/litro, este es un índice cuantitativo.

IV.2.3.2. APLICACION A SISTEMAS DE INYECCION DE AGUA.

La Ecuación (IV.26) también se puede utilizar para predecir la precipitación de sulfato de calcio para mezclas de aguas. La forma de hacerlo es idéntica al procedimiento descrito en la sección IV.2.1.1, es decir, construir un diagrama de solubilidad para el sulfato de calcio, pero utilizando la ecuación de Skillman, McDonald y Stiff⁽⁴⁴⁾.

La experiencia muestra que si el método dice que las dos -

aguas son incompatibles, el sulfato de calcio precipitará cuando éstas se mezclen. Si la curva de solubilidad está lo suficientemente arriba de la línea de concentración de sulfato de calcio total, entonces las aguas son probablemente compatibles; pero mientras más cercanas estén las dos curvas, menor será la confianza de la predicción.

Otro factor que se omite frecuentemente es la presencia de sulfato de calcio sólido en la roca de la formación. En muchos casos los cálculos, las pruebas de laboratorio, etc, pueden mostrar que las dos agua son compatibles en todas proporciones de mezcla. Sin embargo, después de que se inicia la inyección se pueden encontrar depósitos de sulfato de calcio. Esto se puede atribuir a la presencia de anhidrita en la roca de la formación. A medida que el agua de inyección se mueve a través de la formación, disuelve la anhidrita debido a la presión y temperatura existentes; luego cuando se acerca a la vecindad del pozo donde ocurre una caída de presión ($P_{ws}-P_{wf}$) que varía del 10 al 50% de la presión estática del yacimiento P_{ws} , el sulfato de calcio precipita.

IV.2.4 PREDICCIÓN PARA CONDICIONES DE FONDO DEL POZO UTILIZANDO RELACIONES TERMODINÁMICAS.

La incrustación de yeso también puede ser causada por las caídas de presión existentes en los sistemas integrales de producción en yacimientos con agotamiento natural de la presión o con sistemas integrados de inyección de agua, como se muestra en la Figura (I.2). Estas caídas de presión causan una baja de la solubilidad del sulfato de calcio.

Richards Fulford⁽⁴⁵⁾ demostró que hay una pérdida neta de volumen cuando la anhidrita se disuelve en agua. Los cálculos muestran que un aumento en la presión tendería a cambiar el equilibrio, que se traduce en un aumento en la solubilidad de la anhidrita. Asimismo muestra los efectos de la concentración de salmuera sobre la incrustación de yeso en pozos de aceite. La cantidad de yeso depositado aumenta con la concentración de sales hasta un valor máximo, luego disminuye hasta que con salmueras fuertes no se forme incrustación.

IV.2.4.1 CÁLCULO DE LA CANTIDAD ESPERADA DE INCRUSTACION DE SULFATO DE CALCIO.

Con el fin de calcular la cantidad teórica de la deposición de incrustación de una salmuera dada, es necesario conocer la densidad de la salmuera con y sin sulfato de calcio. También es necesario conocer la concentración de saturación del sulfato de calcio y la cantidad de otras sales disueltas en la salmuera.

La ecuación utilizada (y derivada por Fulford⁽⁴⁵⁾) por varios autores para calcular la cantidad esperada de incrustación de sulfato de calcio es:

$$\frac{\Delta v \Delta p}{R T_{bh}} = L_{11} \frac{C_{Ca \ 1 \ atm} C_{SO_4 \ 1 \ atm}}{C_{Ca \ (1 + p) \ atm} C_{SO_4 \ (1 + p) \ atm}} \quad (IV.30)$$

donde

Δv = disminución de volumen (en ml/mol de $CaSO_4$) cuando se disuelve un mol de $CaSO_4$ en un volumen dado de solvente.

Δp = diferencia de presión entre la presión de fondo del pozo (en atm) y la presión de 1 atm, $p = P_{wf}^{-1}$

R = constante universal de los gases ($R = 82.05 \frac{ml \cdot atm}{mol \cdot ^\circ K}$)

T_{bh} = temperatura absoluta del sistema en el fondo del pozo, en $^\circ K$.

$C_{Ca \ 1 \ atm}$ = concentración del ión calcio al punto de saturación del $CaSO_4$ y a $T = T_{bh}$ y $P = 1 \ atm$, en ppm.

$C_{SO_4 \ 1 \ atm}$ = concentración del ión sulfato al punto de saturación del $CaSO_4$ a $T = T_{bh}$ y $P = 1 \ atm$, en ppm.

$C_{Ca \ (1 + p) \ atm}$ = concentración del ión calcio al punto de saturación del $CaSO_4$ a $T = T_{bh}$ y $P = P_{wf}$, en ppm.

$C_{SO_4 \ (1 + p) \ atm}$ = concentración del ión sulfato al punto de saturación del $CaSO_4$ a $T = T_{bh}$ y $P = P_{wf}$, en ppm.

En el caso en el que se tuvieran concentraciones iguales de calcio y sulfato, la Ecuación (IV.30) se simplificaría a:

$$\frac{\Delta_v \Delta_p}{2R T_{bh}} = L_n \frac{(C_{CaSO_4})_{1 \text{ atm}}}{(C_{CaSO_4})_{(1 + \Delta_p) \text{ atm}}} \quad (\text{IV.31})$$

donde

$(C_{CaSO_4})_{1 \text{ atm}}$ = solubilidad del sulfato de calcio a T_{bh} y $P = 1 \text{ atm}$, mg/lt.

$(C_{CaSO_4})_{(1 + \Delta_p) \text{ atm}}$ = solubilidad del sulfato de calcio a T_{bh} y $P = P_{wf}$, mg/lt.

Para aplicar la Ecuación (IV.31) debemos determinar primero los valores de Δ_v y de $(C_{CaSO_4})_{1 \text{ atm}}$ y contar con los valores de P_{wf} y T_{bh} .

Por definición⁽⁴⁶⁾ Δ_v es la diferencia entre el volumen molar (v) de un compuesto particular del sulfato de calcio (yeso, anhidrita o hemihidrato) y el volumen parcial molar (\bar{v}) del $CaSO_4$ en solución al punto de saturación.

Owens⁽⁴⁷⁾ da un valor de 49.3 ml/mol de $CaSO_4$ para Δ_v cuando el "sulfato de calcio" se disuelve en agua destilada. Fulford⁽⁴⁵⁾ da un valor de 50 ml/mol de $CaSO_4$. Ambos valores son válidos sólo si el $CaSO_4$ sólido está en equilibrio con la solución de $CaSO_4$. Por lo tanto, podremos aplicar este valor de Δ_v sólo si el $CaSO_4$ se precipita; además este valor de Δ_v será negativo, debido a que hay una reducción del volumen al disolverse el $CaSO_4$ en agua.

Sin embargo, este valor de Δ_v varía con la concentración - equivalente de NaCl en la salmuera. (La concentración equivalente

de NaCl es la cantidad de NaCl más las cantidades significativas de otras sales iónicas expresadas en términos de NaCl en la salmuera).

El procedimiento para calcular Δv es el siguiente:

1. Se determina la densidad de la salmuera ρ_{s1} sin CaSO_4 , esto es, con la concentración equivalente de NaCl solamente. Esto se puede lograr consultando las tablas publicadas en la literatura (Manual del Ingeniero Químico o Tablas Críticas Internacionales), o bien, en caso extremo, preparando la salmuera en el laboratorio.
2. Luego se determina la solubilidad del sulfato de calcio (CaSO_4) 1 atm en la salmuera en cuestión a la temperatura de fondo T_{bh} y a $P = 1$ atm. Esto se puede conseguir utilizando el método de Skillman, McDonald y Stiff⁽⁴⁴⁾ del inciso IV.2.3., o del método de Stiff y Davis⁽³⁹⁾ del inciso IV.2.1, o mejor aún, se puede recurrir a la literatura⁽⁴⁸⁻⁵⁵⁾.
3. Después se determina la densidad de la salmuera ρ_{s2} con la cantidad de CaSO_4 al punto de saturación utilizando la gráfica de la Figura IV.15 con el valor de sólidos totales disueltos, o bien, en caso extremo, preparando la salmuera en el laboratorio con la cantidad de CaSO_4 obtenida en el valor de solubilidad del punto anterior.

La densidad de la salmuera en este caso será

$$\rho_{s2} = \frac{w_0 + w_a}{v_0 + v_a} \quad (\text{IV.32})$$

donde

ρ_{s2} = densidad de la salmuera con la cantidad agregada de CaSO_4 .

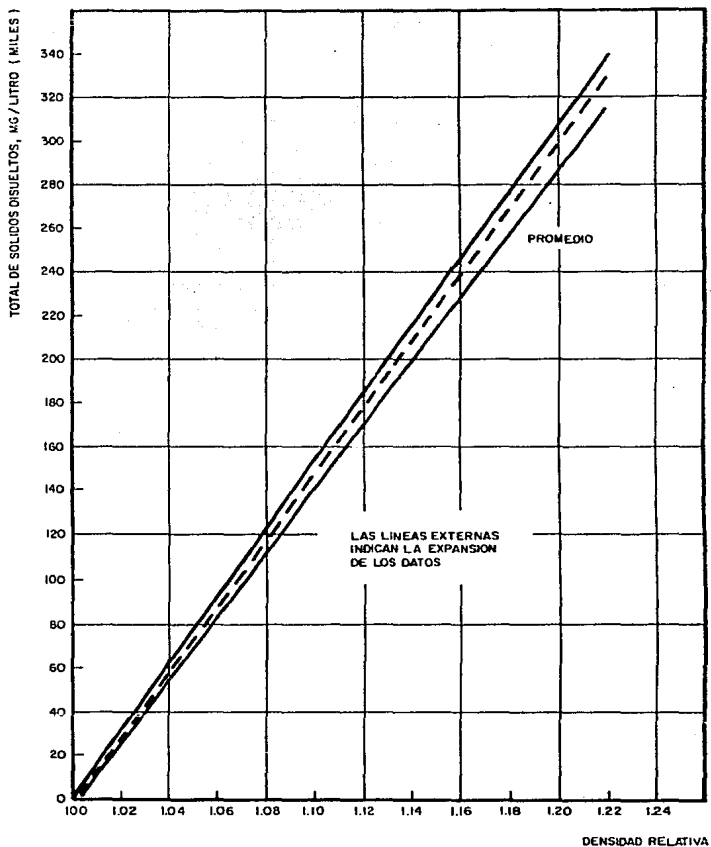


FIGURA IV.15
 DENSIDAD RELATIVA VS. TOTAL DE SÓLIDOS DISUELTOS

w_0 = peso de la salmuera inicial = $\rho_{S_1} \times v_0 \text{ cm}^3$, gramos
(si ρ está en $\frac{\text{g}}{\text{cm}^3}$)

w_a = peso del CaSO_4 agregado = $\rho_{\text{CaSO}_4} \times v_a \text{ cm}^3$, gramos
(si ρ_{CaSO_4} en g/cm^3)

v_0 = volumen de salmuera inicial, cm^3

v_a = volumen de CaSO_4 agregado, cm^3

4. Posteriormente se calcula el volumen de solución de NaCl por gramo de CaSO_4 . Para lograr esto, primero calculamos los gramos de agua por gramo de CaSO_4 disuelto.

$$\frac{\text{g H}_2\text{O}}{\text{g CaSO}_4} = \frac{\left[\rho_{S_2} \left(\frac{\text{g}}{\text{cm}^3} \right) - \rho_{\text{NaCl}} \left(\frac{\text{g}}{\text{cm}^3} \right) - \left(\text{CaSO}_4 \right)_{1 \text{ atm}} \left(\frac{\text{g}}{\text{cm}^3} \right) \right] \frac{\text{g H}_2\text{O}}{\text{cm}^3}}{\left[\left(\text{CaSO}_4 \right)_{1 \text{ atm}} \right] \left(\frac{\text{g CaSO}_4}{\text{cm}^3} \right)} \quad (\text{IV.35})$$

donde

$\rho_{\text{NaCl}} \left(\frac{\text{g}}{\text{cm}^3} \right)$ = concentración equivalente de NaCl expresada en términos de densidad o peso de NaCl en 1 cm^3 .

Luego calculamos los gramos de agua por cm^3 de la solución de NaCl, restando el peso de NaCl en un cm^3 de la densidad de la solución de NaCl.

$$\frac{\text{g H}_2\text{O}}{\text{cm}^3 \text{ NaCl}} = \rho_{S_1} - \rho_{\text{NaCl}} \quad (\text{IV.34})$$

y el volumen de solución de NaCl por gramo de CaSO_4 será:

$$\frac{\text{cm}^3 \text{ NaCl}}{\text{g CaSO}_4} = \frac{\frac{\text{g H}_2\text{O}}{\text{g CaSO}_4}}{\frac{\text{g H}_2\text{O}}{\text{cm}^3 \text{ NaCl}}} \quad (\text{IV.35})$$

5. Luego se calcula el volumen de solución $\text{CaSO}_4\text{-NaCl}$ por gramo de CaSO_4 , que es precisamente el recíproco de la solubilidad del CaSO_4 .

$$\frac{\text{cm}^3 \text{CaSO}_4 - \text{NaCl}}{\text{g CaSO}_4} = \frac{1}{(C_{\text{CaSO}_4})_{1 \text{ atm}}} \quad (IV.36)$$

6. Finalmente, calculamos ΔV , la disminución de volumen al disolver un mol de CaSO_4 . Como la anhidrita tiene un volumen específico v_{CaSO_4} de 0.54 ml/g, ΔV será el volumen de solución $\text{CaSO}_4\text{-NaCl}$ menos la suma de solución de NaCl y el volumen específico de la anhidrita.

$$\Delta V = 136 \left\{ \frac{\text{cm}^3 \text{CaSO}_4 - \text{NaCl}}{\text{g CaSO}_4} - \left[\frac{\text{cm}^3 \text{NaCl}}{\text{g CaSO}_4} + v_{\text{CaSO}_4} \frac{\text{ml}}{\text{g}} \right] \right\} \quad (IV.37)$$

como ΔV se requiere en ml/mol, multiplicamos por 136 -- g/mol de CaSO_4 . Este valor de 136 g/mol es la masa molecular de CaSO_4 expresada en gramos.

El valor de P_{wf} se puede obtener de algún registro de presión que se haya tomado del pozo o bien se puede calcular con ecuaciones de flujo en tuberías de producción

El valor de T_{bh} también se puede obtener de registros de temperatura o bien mediante correlaciones

Evidentemente, la cantidad esperada de incrustación de sulfato de calcio en el fondo del pozo se obtiene despejando $(\text{CaSO}_4)_{(1+A_p)_{2 \text{ atm}}}$ de la Ecuación (IV.31) y restando luego a este valor la solubilidad del $(\text{CaSO}_4)_{1 \text{ atm}}$

$$\frac{\text{mg}}{\text{litro}} \text{ de incrustación de CaSO}_4 = (C_{\text{CaSO}_4})_{(1+A_p)_{2 \text{ atm}}} - (C_{\text{CaSO}_4})_{1 \text{ atm}} \quad (IV.38)$$

IV.2.4.2 CALCULO DEL MINIMO TIEMPO REQUERIDO PARA
TAPONAR UN POZO CON SULFATO DE CALCIO.

De acuerdo con la cantidad esperada de incrustación de sulfato de calcio en el fondo del pozo provocada por una cierta caída de presión p a una temperatura de flujo, T , se puede calcular el mínimo tiempo requerido para taponar un pozo con esa cantidad de incrustación. La expresión para esto es:

$$t = \frac{13.5 V_T}{\left(\frac{\text{mg CaSO}_4}{\text{lt}}\right) \left(\frac{\text{mg Yeso}}{\text{mg CaSO}_4}\right) V_{s_{\text{yeso}}} q_w} \quad (\text{IV. 39})$$

donde

t = tiempo mínimo requerido para taponar un pozo con yeso, días

V_T - volumen del tapón de yeso dentro de la T.P. pg^3

$\frac{\text{mg CaSO}_4}{\text{lt}}$ = exceso de CaSO_4 en el agua producida a la temperatura de flujo,

$\frac{\text{mg Yeso}}{\text{mg CaSO}_4}$ = peso molecular del yeso expresado en mg con respecto al peso molecular del CaSO_4 expresado también mg.

$V_{s_{\text{yeso}}}$ = volumen específico del yeso @ C.S. cm^3/gm .

q_w = gasto de agua, bl/día

En este caso se esta suponiendo que el compuesto depositado del sulfato de calcio es el yeso debido a que en el campo es el más frecuentemente encontrado de los tres (yeso, anhidrita, hemihidrato).

IV.3 PREDICCIÓN DE LA DEPOSITACION DE SULFATO DE BARIO.

Hasta la fecha no hay un método confiable que involucre todos los parámetros que afectan la tendencia incrustante de un agua para depositar sulfato de bario. Sin embargo, un buen criterio, - por lo menos hasta hoy aceptado, acerca de la precipitación de esta sal, es el de comparar el producto de las concentraciones de los iones sulfato y bario presentes en el agua en cuestión con el producto de solubilidad calculado para ciertas condiciones de salinidad y temperatura.

Los dos métodos que siguen a continuación se basan en el principio anterior. Aunque el primero no dice cómo obtener el producto de solubilidad para el sulfato de bario y para ciertas condiciones de temperatura y salinidad, se sugiere que este sea obtenido de los datos medidos en el laboratorio y que se encuentran reportados en la literatura⁽⁶⁹⁻⁷²⁾. Otra forma de obtener este valor del producto de solubilidad es calculándolo mediante técnicas de laboratorio. Para este fin, se pueden emplear las técnicas recomendadas por el API⁽³⁰⁾ o por el Instituto Mexicano del Petróleo⁽³¹⁾.

El segundo método, se basa en los valores calculados del producto de solubilidad, utilizando la ecuación de Charles Templeton⁽⁶⁹⁾.

Recordemos que la solubilidad del sulfato de bario en agua - destilada a 25°C y 95°C es 2.3 mg/l y 3.36 mg/l, respectivamente, por lo que si encontramos valores mayores a estas concentraciones,

probablemente tengamos problemas de incrustación con esta sal, aunque estos valores también aumentan al aumentar la salinidad.

IV.3.1 INDICE DE INCRUSTACION DE MITCHEL, GRIST Y BOYLE (73).

Estos autores, aunque no especifican las consideraciones tomadas en la proposición de su Índice de Incrustación para sulfato de bario, presentan su ecuación en la forma siguiente:

$$SI = \log_{10} \frac{\text{BaSO}_4 \text{ presente}}{\text{BaSO}_4 \text{ solubilidad}} \quad (\text{IV.40})$$

donde:

SI - es el índice de incrustación para el sulfato de bario.

BaSO₄ presente - es la cantidad de sulfato de bario presente en el agua en cuestión bajo condiciones específicas de temperatura y salinidad.

BaSO₄ solubilidad - es la solubilidad del sulfato de bario para esas condiciones de temperatura y salinidad. (Figura. II.10).

Las unidades de concentración deben ser consistentes.

El criterio seguido para determinar si el agua es incrustante o no con respecto al sulfato de bario es el siguiente:

Si $SI > 0$ el agua precipitará BaSO₄

Si $SI = 0$ el agua está en el punto de saturación para el BaSO₄ a la condiciones de temperatura y

salinidad.

Si $SI < 0$ el agua probablemente no precipitará $BaSO_4$,
(corriente abajo del punto de muestreo del
agua en cuestión).

Como se podrá observar, el índice no es muy preciso y presenta ciertas ambigüedades; sin embargo, tal vez se justifiquen si pensamos en que este índice sólo nos podría servir para predecir si el agua en cuestión habrá de precipitar. Es decir, el pensar en que no ocurrirá precipitación sólo porque el índice así nos lo indica, puede conducir a conclusiones arriesgadas.

IV.3.2 METODO DE MONTEIRO Y ABDEL-REHIM⁽⁴⁰⁾.

Monteiro y Abdel-Rehim presentan un método para predecir la tendencia incrustante de las aguas de los campos petroleros a depositar sulfato de bario, basándose en los datos de solubilidades reportadas por Charles Templeton⁽⁶⁹⁾.

Su método se resume en el siguiente procedimiento.

1. Cálculo del producto de las concentraciones de los iones Ba^{++} y SO_4^{--} .

ION	CONCENTRACION (mg/l)	FACTOR DE CONVERSION	CONCENTRACION (MOLES/LI)
Ba^{++}	_____	$\times 0.73 \times 10^{-5} =$	_____ $\times 10^{-5}$ (Y)
SO_4^{--}	_____	$\times 1.04 \times 10^{-5} =$	_____ $\times 10^{-5}$ (Z)
		$[Ba^{++}] \times [SO_4^{--}] =$	_____ $\times 10^{-10} (mol/l)^2$

2. Comparación del producto de solubilidad del BaSO_4 determinado por Templeton con el producto de las concentraciones de los iones Ba^{++} y SO_4^{--} , considerando la temperatura y la fuerza iónica molal (salinidad).

TEMPERATURA (°C)	FUERZA IÓNICA () (MOLAL)	K_{ps} de Templeton (moles/lit) ²	
_____	_____	_____	x 10 ⁻¹⁰ (w)
_____	_____	_____	x 10 ⁻¹⁰ (w)
_____	_____	_____	x 10 ⁻¹⁰ (w)
_____	_____	_____	x 10 ⁻¹⁰ (w)
_____	_____	_____	x 10 ⁻¹⁰ (w)

3. Tendencia incrustante.

Si $[\text{Ba}^{++}] \times [\text{SO}_4^{--}] < K_{ps}$, entonces no hay tendencia incrustante con respecto al BaSO_4 para la temperatura _____ °C

Si $[\text{Ba}^{++}] \times [\text{SO}_4^{--}] > K_{ps}$, entonces hay tendencia incrustante con respecto al BaSO_4 para la temperatura _____ °C

4. Cálculo de las concentraciones de sulfato de bario precipitado y del sulfato restante (mg/l).

Resolver la ecuación cuadrática $ax^2 + bx - c = 0$, donde

$a = 1$, $b = Z - Y$, $c = w$ y $x = [\text{Ba}]$ soluble (moles/lit)

$$x = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}$$

TEMPERATURA (°C)	[Ba] soluble (moles/lit)	$[\text{BaSO}_4]$ precipitado $= (Y-X) \times 233.256 \times 10^3$ (moles/lit)	$[\text{SO}_4]$ restante $= K - 0.4116 \times [\text{BaSO}_4]$ precipitado (moles/lit)
_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____

La precipitación se puede explicar por los cambios en la presión y la temperatura. La incrustación de sulfato de bario se forma en el fondo de la tubería de producción en unas cuantas pulgadas de longitud. Esto sugiere que algún otro factor controla la ubicación en la que se forma la incrustación.

La explicación propuesta es que la separación de flujo con una vena contracta en el fondo de la tubería de producción resulta en un área casi estancada con una presión mucho menor cerca de la pared de la tubería como se muestra en la Figura IV.16a. El sulfato de bario precipita a partir de la salmuera producida en esta área casi estancada. La incrustación se forma rápidamente y algunas veces crece a tal espesor que bloquea la producción. Frecuentemente este anillo es la única incrustación encontrada en el pozo.

La solución a este problema ha sido prevenir la separación del flujo en el fondo de la tubería de producción redondeando los extremos, como se muestra en la Figura IV.16b. Aún así el sulfato de bario precipita, pero debido a otros efectos y a la velocidad de flujo, la mayoría de los núcleos cristalizados (o semillas) son expulsados del pozo antes de que puedan obstruir la tubería de producción. Los pozos operan sin problemas serios de incrustación hasta que comienzan a producir grandes cantidades de agua de formación.

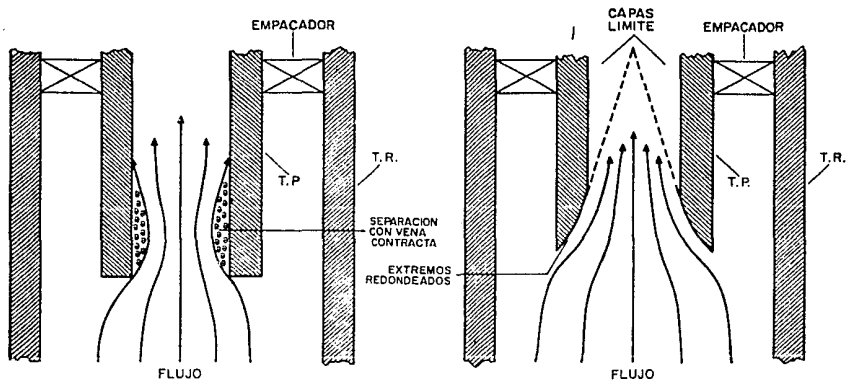


FIGURA IV. 16 (a).

EFFECTOS DE ENTRADA CON VENA CONTRACTA
SEPARACION DE FLUJO EN EL FONDO
DE LA TUBERIA DE PRODUCCION

FIGURA IV. 16 (b).

EFFECTOS DE ENTRADA SIN VENA CONTRACTA
PREVENCIÓN DE LA SEPARACION
DEL FLUJO

IV.4 PREDICCIÓN DE LA DEPOSITACION DE SULFATO DE ESTRONCIO.

Dada la baja cantidad de sulfato de estroncio en los depósitos incrustantes, su estudio dentro de la problemática en la industria petrolera no es tan profundo como lo es el de otras sales más frecuentes en esos depósitos.

La ocurrencia del sulfato de estroncio en el campo puede estar limitada a pozos de gas, a pozos que producen más de un intervalo, o bien, a pozos inyectoros de agua. Sin embargo, esto ya es más que suficiente como causa de baja productividad.

El sulfato de estroncio se encuentra en combinación con otros sulfatos como el de calcio y el de bario. Su precipitación puede estar limitada también por su nivel de solubilidad con respecto al sulfato de calcio. Esto es, primero precipitaría el sulfato de bario, luego el de estroncio y por último el de calcio.

La solubilidad del sulfato de estroncio en agua destilada a 25°C es de 114 mg/l; la del sulfato de bario es de 2.3 mg/l y la del sulfato de calcio es de 2080 mg/l para la misma temperatura de 25°C.

IV.4.1 METODO DE FLETCHER, FRENCH Y COLLINS.

Fletcher, French y Collins⁽⁷⁴⁾ presentan un método para predecir la tendencia incrustante de las salmueras de campo, basándose en los valores medidos de solubilidad del sulfato de estroncio para

varias fuerzas iónicas y temperaturas.

El método consiste en la comparación de los valores del producto de solubilidad del sulfato de estroncio a ciertas condiciones de temperatura y salinidad, con los valores calculados a partir de las concentraciones iónicas de sulfato y estroncio presentes en el agua en cuestión.

Estos autores presentan ecuaciones del producto de solubilidad para el sulfato de estroncio para las temperaturas de 10°C (50°F), 24°C (75°F), 50°C (122°F) y 71°C (160°F), y fuerzas iónicas desde 0.1 hasta 5.25.

Entonces,

$$K_{sp} = a\mu^3 + b\mu^2 + c\mu + d \quad (IV.41)$$

donde:

K_{sp} - es el producto de solubilidad del sulfato de estroncio para ciertas condiciones de temperatura y salinidad.

μ - es la fuerza iónica de la salmuera en cuestión. Se calcula del análisis químico, con las expresiones - IV.3 y IV.4.

$a, b, c, d,$ - son constantes que dependen de la temperatura utilizada. Se encuentran en la Tabla IV.2.

La Figura IV.17 muestra los valores de K_{sp} vs fuerza iónica para varias temperaturas.

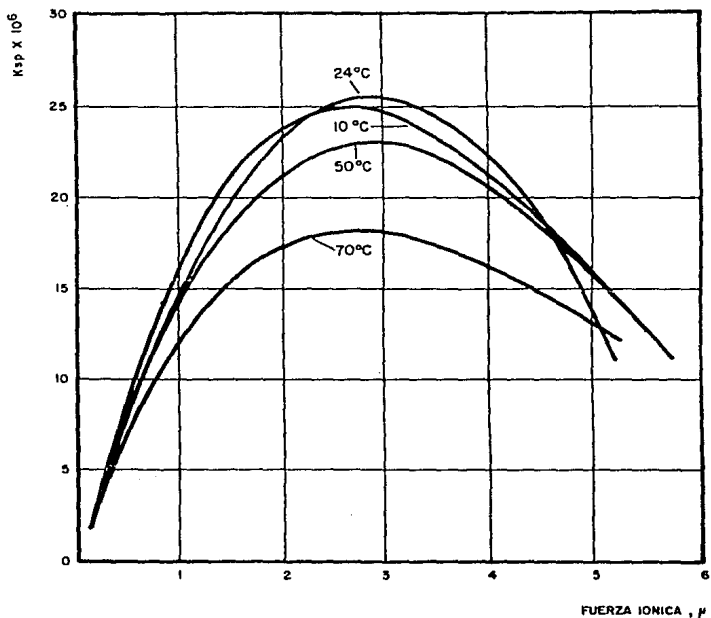


FIGURA IV. 17
 VALORES DE K_{sp} DEL $SrSO_4$ PARA VARIAS
 TEMPERATURAS Y SALINIDAD

TABLA IV.2 VALORES DE LAS CONSTANTES DE LA ECUACION DE FLETCHER, FRENCH Y COLLINS PARA VARIAS TEMPERATURAS.

CONSTANTE °C TEMPERATURA	a	b	c	d
10	0.373270	-5.53003	21.3746	0.166015
24	0.1025	-3.634	18.4170	-0.1120
50	0.2297	-3.988	17.0245	1.2020
71	0.2706	-3.808	14.733	0.7620

El procedimiento para hacer la predicción es el siguiente:

1. Primero calculamos la fuerza iónica μ de la salmuera en cuestión. Esto se logra con las expresiones IV.3 y IV.4 o bien, con la ecuación:

$$\mu = \frac{1}{2} \sum_i Z_i^2 C_i \quad (IV.42)$$

donde C_i es la concentración molar del ión i .

Z_i es la valencia del ión i .

2. Después entramos a la Figura IV.17 con este valor de μ y con la temperatura en cuestión, que es la temperatura de la muestra. Aunque el método no lo dice, pero se sugiere interpolar entre las curvas de temperatura. Posiblemente lo que no sea adecuado es extrapolar para valores de temperatura mayores de 71°C ni menores de 10°C. En las ordenadas leemos el valor correspondiente de K_{sp} .
3. Luego, utilizando la Ecuación (IV.26) de Skillman, McDonald y Stiff (que es la misma para sulfato de calcio), se calcula la solubilidad del sulfato de estroncio:

$$S = 1000(\sqrt{x^2 + 4 K_{sp}} - x) \quad (IV.26)$$

donde

S - solubilidad del sulfato de estroncio para ciertas condiciones de salinidad y temperatura, -- meq/l.

X - es la concentración del exceso del ión común, - moles/l.

La concentración del exceso del ión común es simplemente la diferencia (en valor absoluto) entre la concentración del ión estroncio y la concentración del ión sulfato, en moles/litro.

4. Posteriormente calculamos la "solubilidad" del sulfato de estroncio con la expresión del paso 3, pero ahora introducimos el producto de las concentraciones molares de los iones estroncio y sulfato presentes en el agua en cuestión, en vez de utilizar el valor de K_{sp} leído de la Figura IV.17. Esto se logra multiplicando los valores de concentración en mg/litro por los respectivos factores de conversión a moles/litro, o bien por la expresión:

$$(\text{mg/litro}) \times \left(\frac{1 \text{ mol}}{\text{MW de } i} \right) \times \left(\frac{1 \text{ g}}{1000 \text{ mg}} \right) = \frac{\text{moles}}{\text{litro}}$$

donde

MW de i - es el peso molecular del compuesto iónico i por cada mol de ese compuesto, gramos.

1 mol-g de i - es un gramo-mol del compuesto iónico i .

Para mayor detalle de las formas de expresar las concentraciones, consultar el Capítulo I.

5. Finalmente, el criterio que se sigue para evaluar la tendencia incrustante, con respecto al sulfato de estroncio, del agua en cuestión, es el siguiente:.

Si la $S_{calculada} < S_{real}$ entonces el agua es potencialmente incrustante.

Si la $S_{calculada} > S_{real}$ entonces el agua no es potencialmente incrustante.

Adicionalmente, se puede decir que este método de predicción no toma en consideración factores tales como la cinética de la precipitación, presión y gasto de producción de salmuera, y por lo tanto sólo debe usarse como una estimación de la tendencia incrustante.

IV.4.2. METODO DE MONTEIRO Y ABDEL-REHIM.

Al igual que el método de Fletcher, French y Collins, el método de Monteiro y Abdel-Rehim⁽⁴⁰⁾ se basa en la comparación de un producto de solubilidad del sulfato de estroncio calculado de la Ecuación de Jacques y Bourland⁽²²⁾, y el producto de las concentraciones de los iones estroncio y sulfato, para ciertas condiciones de temperatura y salinidad.

El método consiste en el siguiente procedimiento:

1. Cálculo del producto de las concentraciones de los iones estroncio y sulfato, para varias temperaturas de muestreo:

TEMP (°C)	ION	CONCENTRACION (mg/litro)	FACTOR DE CONVERSION	CONCENTRACION (moles/litro)	$[Sr^{++}] \cdot [SO_4^{=}]$ (moles/litro) ²
TODAS	Sr^{++}		$\times 1.13 \times 10^{-5} =$	$\times 10^{-5} (y)$	
	SO_4 restante	(K)	$\times 1.04 \times 10^{-5} =$	$\times 10^{-5} (z)$	
	SO_4 restante	(K)	$\times 1.04 \times 10^{-5} =$	$\times 10^{-5} (z)$	
	SO_4 restante	(K)	$\times 1.04 \times 10^{-5} =$	$\times 10^{-5} (z)$	
	SO_4 restante	(K)	$\times 1.04 \times 10^{-5} =$	$\times 10^{-5} (z)$	
	SO_4 restante	(K)	$\times 1.04 \times 10^{-5} =$	$\times 10^{-5} (z)$	

2. Luego se determina la solubilidad del sulfato de estroncio para cada temperatura y la fuerza iónica de la salmuera en cuestión, con la Ecuación de Jacques y Bourland:

$$\log K_{sp} = \frac{1}{T \{ (0.266498 \times 10^{-3}) - (244.828 \times 10^{-3}/T) - 0.191065 \times 10^{-3} (\mu)^2 + 53.543 \times 10^{-6} \mu \}} \quad (IV.43)$$

donde

K_{sp} - es el producto de solubilidad del sulfato de estroncio calculado, (moles/litro)²

T - es la temperatura de la salmuera, °K

μ - es la fuerza iónica, molal, calculado con las expresiones IV.3, y IV.4 ó IV.42.

3. Después se comparan los valores de K_{sp} con los valores del producto $[Sr^{++}] \cdot [SO_4^{=}]$, para cada temperatura considerada en el paso 1.

El criterio de Evaluación es el siguiente:

Si $[Sr^{++}] \cdot [SO_4^{=}] < K_{sp}$, entonces no hay tendencia de formación de incrustación de sulfato de estroncio para las temperaturas _____ °C.

Si $[Sr^{++}] \cdot [SO_4^-] > K_{sp}$, entonces si hay tendencia de formación de incrustación de sulfato de estroncio para las temperaturas _____ °C.

4. Finalmente, se pueden calcular las concentraciones de sulfato de estroncio precipitado y de sulfato restante, mg/litro. Esto se logra resolviendo la ecuación cuadrática $ax^2 + bx - c = 0$ donde $a = 1$, $b = (Z - Y)$, $c = K_{sp}$ calculada por Jacques y Bourland y $X = [Sr]$ soluble, moles/litro.

$$X = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}$$

y el sulfato de estroncio precipitado es, en mg/litro.

$$[SrSO_4]_{pp} = (Y-X) \times 183.676 \times 10^{-3} \quad (IV.44)$$

y el sulfato restante es, en mg/litro.

$$[SO_4^-]_{restante} = K - 0.5230 \times [SrSO_4]_{pp} \quad (IV.45)$$

Estos cálculos deben realizarse para cada temperatura en cuestión.

Como comentario adicional, se observa que este Método no contempla los efectos de la cinética de la precipitación, ni presión ni gasto de producción de la salmuera.

IV.5 PREDICCIÓN DE LA DEPOSITACIÓN DE COMPUESTOS DE FIERRO.

El contenido de iones hierro en el agua de los campos petroleros puede provenir de dos fuentes: el agua de las formaciones o bien, como resultado de la corrosión. Esta última es la principal fuente.

El ión ferroso (Fe^{++}) se oxida por la presencia de aire para dar ión férrico (Fe^{+++}) e hidróxido férrico, el cual es prácticamente insoluble arriba del valor de 4 de pH.

Debido a la complejidad de la química de los compuestos de hierro, es difícil predecir cuantitativamente el comportamiento de cada compuesto. Sin embargo, existe un método que presentan Monteiro y Abdel-Rehim⁽⁴⁰⁾ para estimar la tendencia incrustante de las aguas a precipitar ciertos compuestos de hierro, como son el sulfuro de hierro, el carbonato de hierro y el hidróxido férrico.

IV.5.1 METODO DE MONTEIRO Y ABDEL-REHIM PARA FeS , FeCO_3 Y $\text{Fe}(\text{OH})_3$.

El método utiliza un diagrama de Schoeller⁽²¹⁾, para aguas subterráneas con un potencial de oxidación de $\text{Fe}^{+++}/\text{Fe}^{++}$ igual a 0.2 volts, para predecir la tendencia de formación de incrustaciones; utiliza también la cantidad de bicarbonato restante de la precipitación del carbonato de calcio y el índice de estabilidad de Stiff y Davis (calculado al inicio del Capítulo).

El procedimiento a seguir es el siguiente:

1. Primero se obtiene la concentración de bicarbonatos, -- HCO_3^- , en molalidad:

$$[\text{HCO}_3^-]_{\text{restante}} = (\text{HCO}_3^-)_{\text{restante}} \times 0.82 \times 10^{-2} \times A \quad (\text{IV.46})$$

donde:

$[\text{HCO}_3^-]_{\text{restante}}$ - es la concentración del ión HCO_3^- restante de la precipitación del carbonato de calcio, en molalidad.

$(\text{HCO}_3^-)_{\text{restante}}$ - es la concentración del ión HCO_3^- restante de la precipitación del carbonato de calcio, en mg/litro.

0.82×10^{-2} - es un factor de conversión.

$$A = \frac{1}{\text{SG} \times 1000 - \frac{105}{1000}} \text{ , g}^{-1} \quad (\text{IV.47})$$

SG - es la densidad específica de la salmuera en cuestión (agua = 1.000) a una cierta temperatura (Figura IV.15)

TDS - es el total de sólidos disueltos, mg/litro.

El valor de $(\text{HCO}_3^-)_{\text{restante}}$, en mg/litro, se calcula de la siguiente manera:

- 1.a. Del análisis iónico de la salmuera, se determina la concentración de calcio en moles/litro con la expresión:

$$[\text{Ca}^{++}], \text{ moles/l} = [\text{Ca}^{++}] \frac{\text{mg}}{\text{l}} \times 0.025 \times 10^{-3} \quad (\text{IV.48})$$

1.b. Luego se determina la alcalinidad total en moles/litro, con la expresión

$$B = \text{Alk, moles/litro} = [\text{HCO}_3^-] \text{mg/l} \times 0.0164 \times 10^{-3} \quad (\text{IV.49}) \\ + [\text{CO}_3^{2-}] \text{mg/l} \times 0.0167 \times 10^{-3}$$

1.c. Se escoge el menor valor entre $[\text{Ca}^{++}]$, en moles/litro, y Alk.

$$C = \text{menor } [\text{Ca}^{++}], B, \text{ moles/litro} \quad (\text{IV.50})$$

1.d. Se calcula la cantidad de calcio o carbonato precipitado, en moles/litro:

$$D = [\text{Ca}^{++}]_{\text{pp}} \text{ ó } [\text{CO}_3^{2-}]_{\text{pp}}, \text{ moles/l} = Cx(1-10^{-SI}) \quad (\text{IV.51})$$

donde SI es el índice de estabilidad de Stiff y Davis - para carbonato de calcio, como se vió en el inciso IV. 2.2. de este capítulo.

1.e. Luego se calcula la cantidad de alcalinidad restante, - [Alk], utilizando el valor obtenido en el paso anterior (1.d)

$$[\text{Alk}]_{\text{restante}} \text{ mg/l} = \text{Alk} - D = E \quad (\text{IV.52})$$

1.f. Finalmente, el valor de $(\text{HCO}_3^-)_{\text{restante}}$ se obtiene de

$$(\text{HCO}_3^-)_{\text{restante}} \text{ mg/l} = E \times 61.0159 \times 10^3 \quad (\text{IV.53})$$

2. Luego, se obtiene la concentración de fierro, Fe^{++} , en molaridad

$$[\text{Fe}^{++}], \text{ molaridad} = [\text{Fe}^{++}] \text{mg/l} \times 1.79 \times 10^{-2} \times A \quad (\text{IV.54})$$

3. Con el valor del pH de la salmuera en cuestión y con el valor de $[\text{HCO}_3^-]_{\text{restante}}$ (en molalidad), entramos al diagrama de Schoeller, (Figura IV.18), levantando una perpendicular al eje de la escala del pH hasta intersectar la perpendicular al eje de la escala de $[\text{HCO}_3^-]$.
4. En el punto de cruce trazamos una línea con la misma tendencia de las líneas que unen los puntos de igual concentración de Fe^{++} hasta intersectar la escala de Fe^{++} .
5. Finalmente comparamos el valor de concentración de Fe^{++} del diagrama de Schoeller con el valor de la concentración de Fe^{++} obtenido del análisis iónico de la salmuera. Los dos deben estar en las mismas unidades (de molalidad en este caso).

El criterio que se sigue en este caso es el siguiente:

Si $[\text{Fe}^{++}]_{\text{presente}} > [\text{Fe}^{++}]_{\text{diagrama}}$, entonces habrá tendencia de formación de incrustación de FeS , FeCO_3 ó $\text{Fe}(\text{OH})_3$, según donde ocurra el punto de intersección de los valores del pH y de $[\text{HCO}_3^-]$ en el diagrama de Schoeller.

Si $[\text{Fe}^{++}]_{\text{presente}} < [\text{Fe}^{++}]_{\text{diagrama}}$, entonces no hay tendencia incrustante de los compuestos de fierro.

Es importante notar que el diagrama de Schoeller sólo puede ser utilizado cuando el agua en cuestión está des-aereada, con presión parcial de oxígeno menor que 10^{-70} atm. Esto se consigue a través de desaeración por proceso físico (flujo de N_2 , CO_2 , etc), acompañado de un proceso químico (por adición de bisulfito, por ejemplo)⁽⁷⁵⁾.

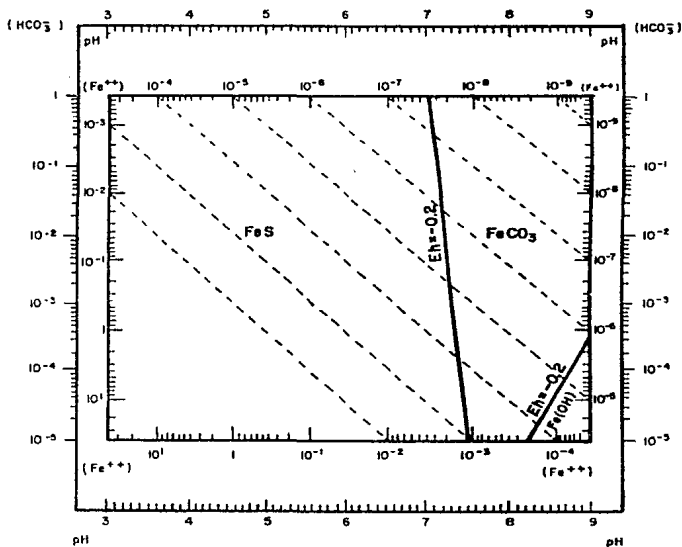


FIGURA IV. 18
 DIAGRAMA DE SCHOELLER UTILIZADO PARA PREDECIR
 LA DEPOSITACION DE COMPUESTOS DE FIERRO

CAPITULO V
REMOCION DE INCRUSTACIONES

V REMOCION DE INCRUSTACIONES

INTRODUCCION

La remoción de incrustaciones involucra una serie de métodos y procedimientos para restituir la producción de algunos pozos atacados por este problema.

En el presente capítulo se discuten, en la primera parte, los diversos métodos mecánicos existentes en el campo acerca de la remoción de los depósitos incrustantes encontrados en el interior de los pozos y en tuberías de descarga, principalmente.

En la segunda parte, se presentan los métodos químicos más comunes utilizados en la remoción de incrustaciones, así como los productos químicos de mayor uso para combatir cada sal.

V.1 REMOCION MECANICA.

Existen algunos criterios para decidir el tipo de remoción a emplear, cuando se tenga un problema de taponamiento u obstrucción en alguna de las líneas de flujo.

Sin embargo, la remoción mecánica se prefiere en zonas accesibles a ciertas herramientas y equipo, y de hecho, es más económico, en general, remover mecánicamente en vez de introducir productos químicos que pueden traer consigo otros problemas, que se discutirán en la segunda parte de este capítulo.

Llamamos remoción mecánica a la desincrustación de depósitos de sales inorgánicas acompañadas de otros componentes orgánicos, mediante el uso de herramientas de acción física directa sobre esos depósitos.

Las diferentes herramientas utilizadas para remover mecánicamente los depósitos incrustantes son las pistolas, las herramientas sónicas, las barrenas, los escariadores, las rimas y los conocidos como diablos.

Estas herramientas se operan y/o acompañan de otros equipos, cuya discusión no entra en este trabajo, pero que se pueden mencionar: equipo de línea de acero, equipo de cable, equipo de tubería flexible, unidades de ácido, unidades de nitrógeno, unidades de aceite caliente, unidades de espuma, y en ocasiones, equipo de reparación

de pozos.

V.1.1 DISPAROS.

Una de las operaciones más importantes en la terminación y reparación de pozos es la de disparar hacia la formación, cuando se tiene agujero entubado.

El caso más crítico del estado operativo de los disparos se presenta cuando se taponan. Si bien pueden estar taponados con material precipitado de la formación, también lo pueden estar debido a sustancias dañinas introducidas al pozo, como sólidos de los fluidos de control o perforación, precipitados de tratamientos químicos, cemento, etc.

Cuando se presenta la situación crítica en la que se taponan los disparos, debe estudiarse con detenimiento la causa, a fin de solucionar adecuadamente este problema.

El criterio recomendado es que el tratamiento o solución de penderá del tipo y naturaleza de los depósitos incrustantes.

Así, si se llegara a tener obstrucción de los disparos por material soluble en ácido, como es el caso de los carbonatos de calcio y de hierro, se recomienda utilizar un tratamiento ácido. Ya en otro capítulo se vió como identificar los materiales componentes de un depósito incrustante.

Sin embargo, el criterio de disparar, en el problema de remoción de incrustaciones, sólo se recomienda cuando se tienen depósitos de sulfato de bario o sulfato de estroncio, ya que estos depósitos son los más densos y difíciles de remover químicamente.

Adicionalmente, podría pensarse en redisparar una formación con problemas de sulfato de calcio, cuando éste sea muy severo, con el fin de evitar problemas de reprecipitación si se usa algún método químico.

En los pozos en que se observa taponamiento por incrustaciones, el diámetro de los disparos deberá ser tan grande como lo permitan las condiciones prácticas, probablemente de 0.75 pg, para reducir las tendencias de taponamiento y para ayudar a limpiar los disparos.

El taponamiento de los disparos por incrustación en pozos - productores o inyectores está asociado con el diámetro de los disparos y otras consideraciones termodinámicas e hidrocinéticas.

La caída de presión a través de los disparos de diámetro pequeño incrementa la incrustación de carbonato de calcio y sulfato de calcio. Las caídas de temperatura en disparos de diámetro pequeño, a su vez, propiciará la incrustación de sulfato de bario en pozos de gas.

V.1.2 HERRAMIENTAS SONICAS.

Las herramientas sónicas también son utilizadas para remover incrustaciones formadas en los disparos. Tales depósitos incrustantes pueden ser pulverizados mediante una técnica que utiliza ondas de choque de alta intensidad.

Existe una herramienta de Impacto Sónico⁽⁷⁶⁾ con gran potencia, que forma un arco de alto voltaje cuyas ondas de choque en los fluidos del pozo golpean las paredes de la tubería de revestimiento y los disparos con un impacto de alta intensidad de microsegundos de duración.

La Figura V.1 muestra un diagrama secuencial del funcionamiento de la herramienta sónica utilizada para la remoción de incrustaciones en los disparos.

En la Fig. V.1.a se muestran los dos electrodos de la herramienta (a la izquierda) sumergidos en el líquido en el fondo del pozo. A la derecha está un disparo taponado con la incrustación. Antes de cada explosión, se coloca automáticamente un alambre delgado entre los electrodos. Esto sirve para concentrar el trayecto del flujo eléctrico e intensificar la explosión. También permite accionar la herramienta en el seno de fluidos no conductores, como aceite u otros solventes, así como otros líquidos conductores, como agua o ácido.

La resistencia del alambre es muy pequeña y el voltaje

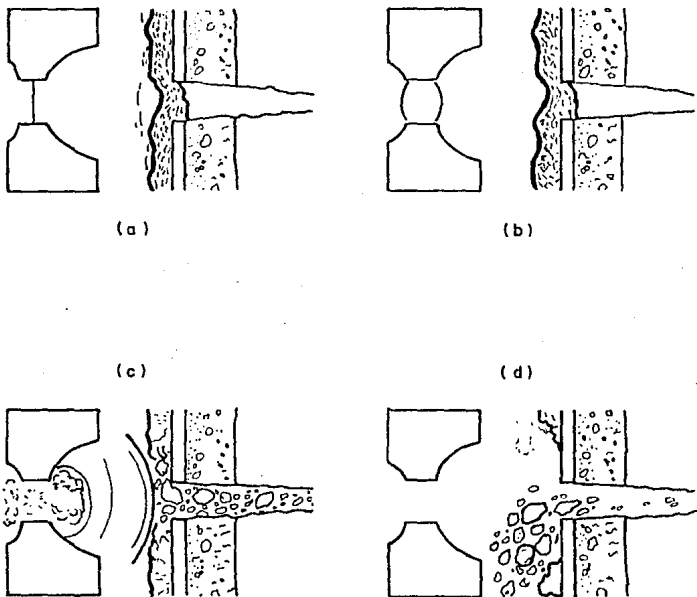


FIGURA V I
 DIAGRAMA SECUENCIAL DEL FUNCIONAMIENTO DE
 LA HERRAMIENTA SONICA UTILIZADA PARA
 LA REMOCION DE INCRUSTACIONES EN LOS DISPAROS (76)

es muy alto, de tal manera que se funde casi instantáneamente, se vaporiza y se ioniza. El alambre y las moléculas de agua circunvecinas, las cuales se rompen en fragmentos y ionizan, forman un "plasma" (un gas altamente ionizado).

En la Figura V.1.b se muestra la formación del plasma entre los electrodos. Este plasma tiene una resistencia aún menor que la del alambre, de tal manera que fluyen corrientes muy altas (de decenas de miles de amperes). Esto significa que la descarga ocurre en un corto período de tiempo, por lo cual el agua no tiene oportunidad de regresar y casi toda la energía almacenada en la carga eléctrica se encuentra en el plasma. La temperatura del plasma puede alcanzar los 50 000°F, causando presiones extremadamente altas en el plasma. Se han reportado presiones⁽⁷⁶⁾ de hasta 300 000 lb/pg² para descargas en agua. El plasma en expansión mantiene una alta presión sobre el líquido. Existe un límite muy delgado entre este líquido de alta presión y la presión ambiental del líquido. Este límite delgado procede a atravesar el agua hacia la incrustación dentro de la tubería de revestimiento, a una velocidad mucho mayor que la del sonido. Esta es la onda de choque. La mayoría de la energía almacenada originalmente en forma de corriente eléctrica, concluye en la onda de choque.

La Figura V.1.c muestra el momento en que la onda de choque alcanza la incrustación, la cual la pulveriza, sobre todo los depósitos deleznable tales como los de sulfato de bario y sulfato de calcio. La energía de la explosión es equivalente a la de 30 lb que

se dejan caer desde 10 pies sobre la incrustación.

Cada explosión tiene una longitud de influencia de 6 pg a lo largo de la tubería de revestimiento. Cada dos segundos ocurre una explosión a medida que la herramienta se corre a través de la zona de producción a una velocidad de 2 min/pie. Cada punto sobre la tubería de revestimiento se trata con 30 choques.

La Figura V.1.d muestra la expansión y enfriamiento del plasma. A medida que el plasma se expande, se enfría y finalmente llega a ser una burbuja, la cual se colapsa y arrastra los fluidos hacia el pozo. Las pruebas de laboratorio con tuberías ranuradas han mostrado que la mayoría de los detritos caen dentro de la tubería, donde pueden ser removidos con flujo de fluidos de limpieza.

La herramienta sónica se puede bajar al pozo con equipo de línea y no requiere necesariamente de un equipo convencional de reparación.

Existe otra herramienta sónica para limpiar pozos y estructuras tubulares⁽⁷⁷⁾ que consiste de un oscilador para generar energía sónica en un modo de vibración de progresión rotativa cerca de un eje longitudinal. Para mayor detalle de esta herramienta, consultar la referencia 77.

V.1.3 PERFORACION Y ESCARIACION.

Es frecuente encontrar tapones de algún depósito incrustante en pozos productores de formaciones con altos contenidos de carbonato de calcio, sulfato de calcio o sulfato de bario.

Cuando estos depósitos se encuentran en el interior de la tubería de producción y tienen cierta longitud considerable, la práctica más común es removerlos mecánicamente, utilizando para ello, un equipo de tubería flexible⁽⁷⁸⁾ con una barrena Dyna-Drill, como lo muestra la Figura V.2.

Antes de emplear esta barrena se debe correr un bloque de impresión o sello de plomo y hacer un muestreo con equipo de línea o cable y una cubeta muestreadora, para asegurar que no hay fierro de algún pescado o que la tubería de producción esté colapsada, ya que esto provocaría torsión excesiva a la barrena y consecuentemente un pescado.

Siempre deberá emplearse la barrena con el diámetro exterior más cercano al diámetro interno de la tubería de producción. La barrena nunca deberá salir de la boca de la tubería de producción, puesto que cualquier movimiento horizontal podría provocar un doblez y rotura de la tubería flexible.

Dado que puede existir una cierta presión anormal después de perforar el tapón, se recomienda instalar una válvula de seguridad.

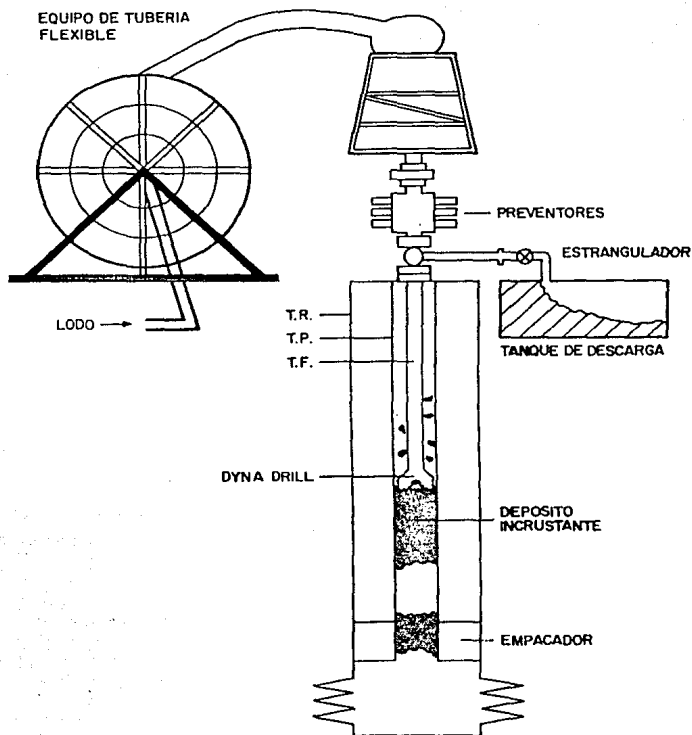


FIGURA V. 2
 DIAGRAMA ESQUEMATICO DE UNA OPERACION DE REMOCION
 MECANICA DE DEPOSITOS INCRUSTANTES UTILIZANDO EQUIPO
 DE TUBERIA FLEXIBLE Y BARRENA DYNA-DRILL

en la línea de descarga y un lubricador con suficiente longitud para acomodar el conjunto de la barrena entre los preventores de la unidad de tubería flexible y la cabeza.

También se requiere de un fluido de cierta viscosidad y gelatinosidad para circular los sólidos o recortes de la barrena hasta la superficie. Un lodo bentonítico o una goma Guar o Xantana - podrían ser de ayuda para lograrlo.

Al introducir la barrena a la tubería de producción debe bajarse circulando a una presión media de bombeo y a una velocidad máxima de 25 metros por minuto. Al llegar a la cima del tapón se revisa el peso de la sarta y se establece una presión de bombeo constante de unos 3500 lb/pg² aproximadamente. Al tocar la barrena el tapón, se notará un aumento de presión que debe ser de unos 250 lb/pg². En estas condiciones, la barrena tendrá unas 760 revoluciones por minuto.

Si la presión diferencial excede las 300 lb/pg², habrá que levantar la barrena y volver a repasar sobre el tapón.

La velocidad de perforación debe ser lenta, de no más de 5 minutos por metro.

Al terminar de perforar debe circularse la capacidad de la tubería de producción antes de sacar la tubería flexible, con circulación hasta la superficie.

No se recomienda utilizar molino (suponiendo que no hubiera tubería de producción) puesto que las características de éste impiden una buena operación sobre tapones de carbonatos o sulfatos. Los molinos más bien se emplean para moler fierro.

Si el pozo se encuentra sin tubería de producción, se recomienda bajar con una barrena usada de medianas condiciones y de dientes troquelados, preferentemente aquellas de mayor tamaño de dientes. Las barrenas tipo 1-1-1 son las indicadas en este caso.

Adicionalmente a la perforación, se recomienda bajar un escariador para tubería. Esto permite una mejor limpieza de las paredes del interior de la tubería, sobre todo porque no siempre se tiene una barrena cuyo diámetro sea igual al diámetro interno de la tubería que se va a limpiar.

El uso de los escariadores en el campo es muy común. Existen diversos tipos comerciales. Su selección se limita simplemente al diámetro interno de la tubería en la que se vaya a meter.

Por otro lado, existen diversas herramientas y aparatos de limpieza para interiores de tubería. Podría decirse que son una sofisticación de los escariadores y/o de los diablos. (Los diablos son cuerpos cilíndricos metálicos cuyo diámetro es aproximadamente igual al diámetro interno de las tuberías a limpiar y se emplean principalmente en líneas superficiales).

En la literatura se reportan algunos tipos de estas herramientas de limpieza⁽⁷⁹⁻⁸²⁾.

El aparato de limpieza desarrollado por Frank D. Fosdick - Jr.⁽⁷⁹⁾ consta de un cuerpo tubular que tiene una primera sección con cables ajustables que se extienden radialmente. Tiene una segunda sección con tiras de cable en espiral. Incluye también un tapón plano en la parte superior y un tapón en forma de cono en la parte inferior. La primera sección raspa o escarifica las incrustaciones mientras que los cables de la segunda sección los barre. El método incluye el lavado del interior de la tubería con vapor a alta presión y bajo volumen de agua. El aparato puede ser colocado en sartas de bombeo mecánico para permitir la limpieza de toda la tubería. También se pueden utilizar productos de limpieza con el agua o vapor de tratamiento.

La Figura V.3 muestra un diagrama esquemático del aparato de Fosdick.

V.1.4 LIMPIEZA DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO CORTAS RANURADAS.

Existe un aparato para limpiar las tuberías de revestimiento cortas ranuradas utilizadas en las zonas productoras (o inyectoras) que se encuentran obstruidas por depósitos de sales incrustantes.

Este aparato fue desarrollado por Newell Wayt⁽⁸⁰⁾ y consta

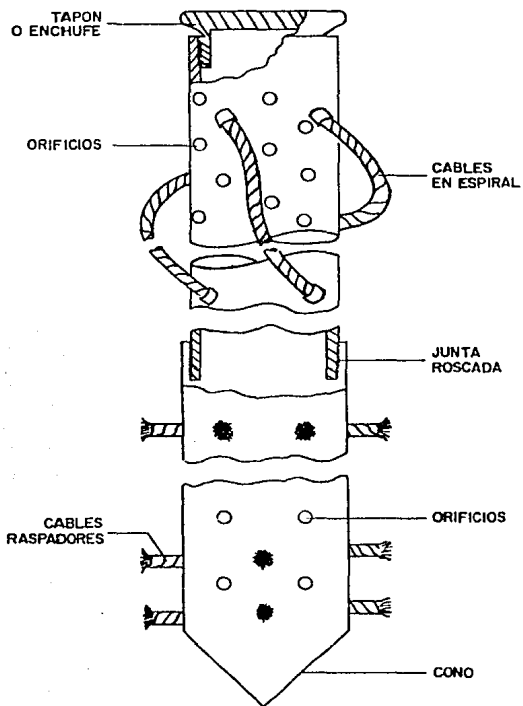


FIGURA V. 3
DIAGRAMA ESQUEMATICO DEL APARATO DE FOSDICK (19)
PARA LIMPIAR TUBERIAS

de un cuerpo cilíndrico extendido con cople en la parte superior pa
ra conectarse con tubería de producción o perforación. Tiene un con
ducto central de flujo longitudinal que comunica a la sarta con el
extremo inferior del aparato. También tiene una cámara central que
contiene un resorte calibrado, un mandril-pistón calibrado y unas -
bolas insertadas en unos seguros y conductos que comunican la cámara
con el exterior de la herramienta. El mandril-pistón tiene un -
conducto que comunica la cámara central con la parte inferior de la
herramienta mediante un mecanismos de presión de fluido-resorte-bo-
las.

La Figura V.4 muestra un esquema de la herramienta de Wayt.
Su operación es la siguiente: la herramienta se coloca en el extre
mo inferior de la sarta de trabajo y se baja a la profundidad de la
T.R. corta ranurada que se va a limpiar. Cuando la herramienta es-
ta a la profundidad deseada, se rota la sarta. Las bolas son empu-
jadas hacia afuera y junto con el mandril-pistón se establece una -
relación de presión regulada por el resorte, limpiando las superfi-
cies interiores de la T.R. corta ranurada.

La presión ejercida sobre el interior de la T.R. por las bo
las es suficiente para forzar el metal de tal forma que la incrusta
ción sobre esas superficies se liberen por acción de esas fuerzas.

La relación de esfuerzos se regula calibrando el resorte de
la cámara y la longitud del mandril-pistón, de tal manera que no se
exceda el módulo de elasticidad del metal de la T.R.

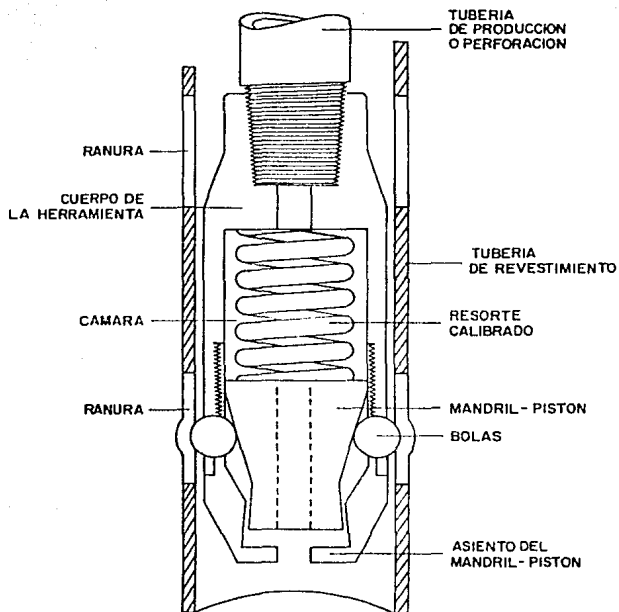


FIGURA V. 4
 DIAGRAMA ESQUEMATICO DE LA HERRAMIENTA
 DE LIMPIEZA DE WAYT (80)

A medida que se rota la herramienta, se debe mover la sarta hacia arriba y/o hacia abajo para que las incrustaciones se trituren en las ranuras de la T.R.

En caso de que la herramienta pase por alguna obstrucción - cuya resistencia sea mayor que la relación de esfuerzos del resorte y el mandril-pistón, las bolas se retraerán hacia la cámara.

Durante la operación de la herramienta se circula un fluido por el interior de la sarta para lavar el material liberado.

V.1.5 DIABLOS.

Otra forma de remover mecánicamente ciertos depósitos obturantes en las tuberías utilizadas en la industria petrolera es mediante la técnica conocida como corrida de diablos.

Una corrida de diablo es simplemente la introducción de un cuerpo cilíndrico cuyo diámetro es aproximadamente igual al diámetro interno de la tubería que se va a limpiar, desplazándolo con el mismo fluido que circula en la línea.

Esta práctica es muy común, sobre todo en las líneas de descarga de los pozos productores, desde la cabeza del pozo hasta el cabezal de recibo en las baterías de separación.

También se corren en las líneas de líquido dentro de las

baterías de separación, o bien, en las centrales de almacenamiento y bombeo.

Otro uso importante lo es en los oleoductos que se tienden a grandes distancias por tierra o por mar.

Sin embargo, en los talleres de inspección tubular se cuenta con herramientas más sofisticadas para remover depósitos obturantes o incrustantes de las tuberías. Estas herramientas pueden remover cemento, parafinas, sedimentos, arena consolidada, o bien, sales incrustantes.

En la Figura V.5 se muestra la operación de una de estas herramientas que se utilizan en los talleres de inspección tubular.

La limpieza se realiza al avanzar el cuerpo de la herramienta cuyo extremo tiene una tobera por donde circula una corriente de agua para dislocar el material detrítico, seguido por una serie de cortadores giratorios y placas de empuje.

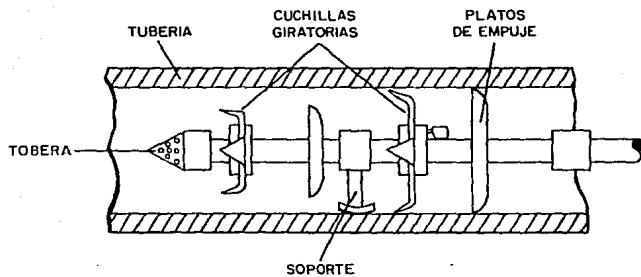


FIGURA No V. 5
HERRAMIENTA DE FARRELL
PARA LIMPIAR INTERIORES DE TUBERIAS

V.2 REMOCION QUIMICA.

La remoción de depósitos incrustantes desde el punto de vista químico es el caso inverso de la precipitación y consiste en eliminar uno de los iones del depósito mediante algún mecanismo químico o fisicoquímico.

La metodología de la disolución de los depósitos incrustantes depende de su tipo y composición, así como del sitio donde se encuentre y las condiciones físicas, químicas, termodinámicas, cinéticas e hidrodinámicas ambientales.

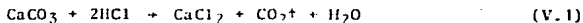
A continuación se presentan los diferentes procedimientos empleados para combatir los tipos más comunes de sales incrustantes encontradas en el campo.

V.2.1 REMOCION DE CARBONATO DE CALCIO

V.2.1.1 REMOCION CON ACIDO CLORHIDRICO

El carbonato de calcio puede ser removido fácilmente y de una manera económica con ácido clorhídrico al 5, 10, 15 ó 28%.

La reacción que se lleva a cabo es la siguiente:



Se recomienda que el ácido a emplear lleve un inhibidor de corrosión para proteger el metal de las tuberías, así como un sur-

factante que ayude a remover cualquier película o capa de aceite del depósito incrustante. También puede utilizarse un bache lavador con sistente de algún solvente en caso de que la cantidad de aceite sea grande. El ácido no reacciona con las incrustaciones cubiertas de aceite, o bien, reacciona muy lentamente.

Existe una gráfica útil en el cálculo del volumen de HCl al 15% necesario para disolver una cierta cantidad de incrustación de carbonato de calcio. Dicha gráfica se muestra en la Figura V.6⁽⁴⁾.

El uso de la gráfica es el siguiente:

1. En las abscisas se selecciona el diámetro interno de la tubería incrustada. Se selecciona el espesor estimado de incrustación, en pulgadas.
2. Se levanta una perpendicular a las abscisas con el diámetro interno seleccionado hasta intersectar la línea de espesor seleccionada.
3. Se traza una horizontal hacia las ordenadas, en el punto de intersección, y se lee el valor del volumen de incrustación por pie lineal.
4. Luego se multiplica el valor obtenido en el paso 3 por la respectiva longitud (pies) de tubería incrustada y se obtiene el volumen (pies³) de incrustación a remover.
5. Finalmente, el volumen de ácido clorhídrico al 15% utilizar será igual al valor obtenido en el paso 4 multiplicado por 95 gal/pie³ de incrustación.

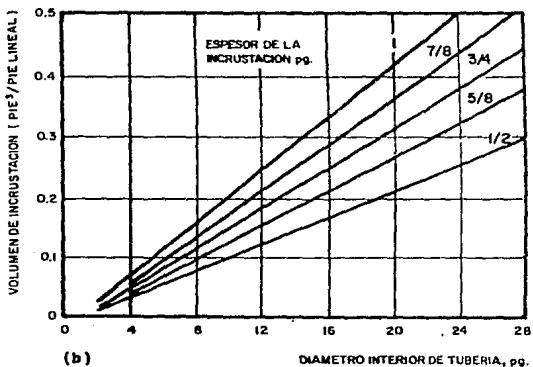
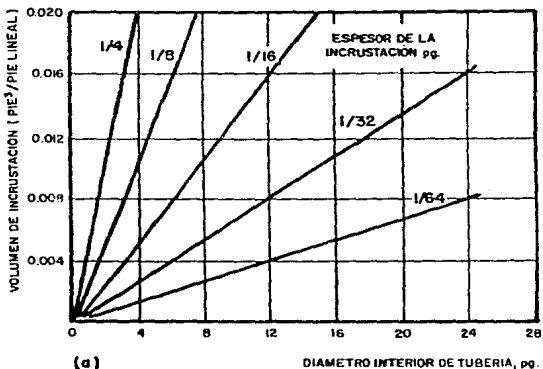


FIGURA V. 6
DETERMINACION DEL VOLUMEN DE INCRUSTACION
EN EL INTERIOR DE LAS TUBERIAS

En términos generales, el volumen de ácido varía entre 50 y 200 galones, para tuberías de producción.

Sin embargo, es muy probable que un pozo que ha sido intervenido varias veces con ácido para remover incrustaciones de carbonatos, sufra un deterioro sustancial en el metal de las tuberías, por ser el ácido altamente corrosivo y dañino.

Por esta razón recientemente se ha preferido utilizar otros métodos químicos para limpiar pozos con carbonatos y evitar la reprecipitación de carbonatos de hierro u otras sales derivadas.

La técnica más adecuada, al parecer, es la de el uso de un agente quelante para mantener en solución la incrustación disuelta.

V.2.1.2 REMOCION CON AGENTES QUELANTES.

V.2.1.2.1 QUIMICA DE LA QUELACION⁽⁸⁵⁾.

En una solución acuosa, un ión metálico (M^{++}) tiene un número específico de sitios de coordinación circunvecinos a través de los cuales puede reaccionar químicamente. Ciertas moléculas orgánicas, llamadas agentes quelantes (Y^{-4}), contienen suficientes sitios de adherencia con el espaciamiento correcto para ocupar todos los sitios de coordinación del ión metálico. Esto puede expresarse por la siguiente ecuación:



En este nuevo compuesto metal-quelato, se ha reducido la

reactividad del ión metálico hacia otras especies. La tendencia del calcio disuelto (Ca^{++}) a reaccionar con HCO_3^- para formar CaCO_3 se puede reducir mediante la quelación del calcio disuelto con un compuesto orgánico apropiado.

Los ácidos poliaminocarboxílicos son agentes quelantes con fuerte afinidad hacia el calcio. Estos ácidos débiles polifuncionales pierden protones hasta alcanzar su estado total de ionización:



La constante de estabilidad efectiva (o condicional), K_{ef} , se define como⁽⁸³⁾:

$$K_{ef} = \frac{[\text{MY}^{2-}]}{[\text{M}^{++}][\text{Y}_f]} \quad (\text{V.7})$$

donde

$[\text{MY}^{2-}]$ es la concentración del metal quelado

$[\text{M}^{++}]$ es la concentración del metal no quelado

$[\text{Y}_f]$ es la concentración del agente quelante libre total a pesar de su estado de ionización.

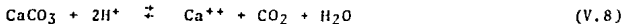
El valor de K_{ef} es proporcional a la relación de ión metálico quelado con respecto al ión metálico no quelado ($[\text{MY}^{2-}]/[\text{M}^{++}]$) y

es un indicador directo de la afinidad de adherencia entre el metal y el agente quelante.

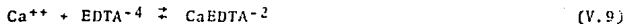
V.2.1.2.2 QUELACION CON EDTA.

El comportamiento de la quelación del EDTA. (Acido Etilen Diamino Tetraacético) requiere una molécula de EDTA totalmente ionizada (EDTA^{-4}) para quelar cada ión de calcio disuelto. Puesto que el objetivo final del tratamiento de remoción de incrustaciones es lograr tanto la disolución como la quelación, la reacción química deseada es la combinación de las ecuaciones V.8 y V.9:

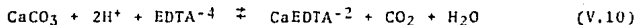
Sumando



y



es igual a



Se puede observar de la estructura química del EDTA, que contiene cuatro átomos de hidrógeno ionizable (Fig. V.7)

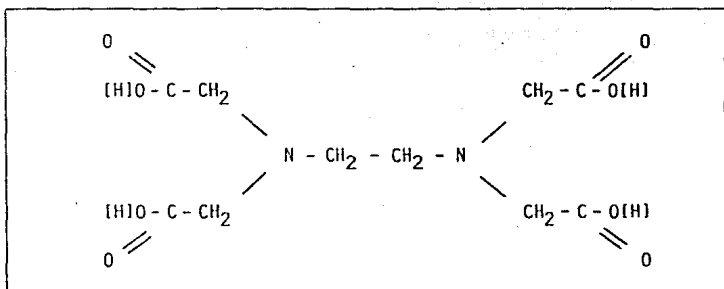
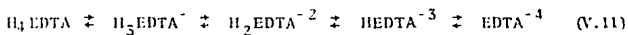


FIGURA V.7 ESTRUCTURA QUIMICA DEL ACIDO ETILEN-DIAMINO -TETRA-ACETICO.

Cada uno de los cuatro hidrógenos se puede ionizar de la forma como lo expresan las ecuaciones V.3 a V.6 para dar una mezcla de especies en equilibrio:



La distribución exacta de las especies depende de las constantes de equilibrio para cada reacción de disociación y del pH de la solución.

El EDTA se vende comercialmente en varios grados de neutralización.

Se dispone de sales de sodio y amonio de EDTA parcialmente neutralizadas. El fluido para remoción de incrustaciones de carbonato de calcio, compuesto de sal disódica de EDTA (Na_2H_2EDTA) disuelta

en agua, tiene las siguientes propiedades requeridas para una acidificación:

1. El fluido de tratamiento sufre pocos cambios en su composición cuando está expuesto a condiciones de yacimiento.
2. La cantidad de iones metálicos generados durante la disolución de la incrustación por la funcionalidad del ácido, balancea la capacidad quelante del EDTA.
3. El EDTA puede quelar efectivamente los iones metálicos - para prevenir la reprecipitación de la incrustación por - el ión bicarbonato.

Los productos de reacción de la disolución de incrustaciones con $\text{Na}_2\text{H}_2\text{EDTA}$ (que es precisamente CaEDTA^{-2} para carbonatos), son altamente solubles. La limitante del poder de disolución es la solubilidad del $\text{Na}_2\text{H}_2\text{EDTA}$ en sí. La solubilidad del $\text{Na}_2\text{H}_2\text{EDTA} \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ puro en agua en 24°C (75°F) es de 0.298 moles por 1000 g de agua (39 lbm/bl (111 kg/m³) de agua). Por comparación, esta solución tiene el mismo poder de disolución de incrustaciones que el ácido clorhídrico al 2.1%.

V.2.1.3 DISEÑO DE UN TRATAMIENTO CON EDTA.

El siguiente es un tratamiento con EDTA para remover incrustaciones de carbonato de calcio en la formación vecina de los disparos, en los disparos y en el extremo inferior de la tubería de producción.

1. Primero hacemos que la incrustación sea mojada por agua, inyectando una solución acuosa al 0.5% ó 1% de un surfactante⁽⁸⁴⁾.

2.- El bache de surfactante se circula con agua (preferentemente desoxigenada) tratada con EDTA al 5 ó 7% (85). Es to permite barrer el aceite removido por el surfactante.

3.- Inyectar un bache de solución de sal disódica de EDTA -- ($\text{Na}_2\text{H}_2\text{EDTA}$) a una concentración de unos 35 lbm de $\text{Na}_2\text{H}_2\text{EDTA}$ por barril de agua (que es el 90% de la solubilidad de la sal de EDTA) (83).

El volúmen del bache se calcula de acuerdo a la geometría del pozo y del intervalo a tratar. (Se recomienda usar unos 200 galones de solución de EDTA por cada pie de intervalo a tratar).

El bache debe contener un inhibidor de corrosión, un agente antiprecipitante y un agente desviador soluble en aceite.

4.- Dependiendo de las presiones del yacimiento, el bache de solución de EDTA es seguido por un volúmen de salmuera inhibida contra incrustaciones de tal forma que se puedan balancear las columnas adecuadamente.

5.- Se cierra el pozo por un período de unas 24 horas, con circulación de 5 bl cada 4 ó 6 horas para permitir que la solución de EDTA en el interior de T.P. se desplace hacia la parte incrustada. El tiempo de disolución es importante, sin embargo lo es también el tiempo de cierre del pozo.

6.- Finalmente, se circula toda la capacidad del pozo con un fluido de control seleccionado cuidadosamente y la producción del bache se conduce a un separador de prueba, donde se puedan tomar muestras del agua, o bien, se toman las muestras a boca de pozo. Estas muestras se analizan en el laboratorio para observar la variación de las cantidades de los iones incrustantes, y se grafican estos valores -- contra tiempo de inicio de flujo, por un período de unas 20 horas.

Lógicamente, si el pozo se muere debe inducirse a producción, la cual debe ser mayor (paulatinamente) que la producción antes del procedimiento de remoción.

Como comentario adicional, se puede decir que el carbonato de calcio también puede ser removido utilizando soluciones de ácido acético, fórmico o sulfámico.

Los tratamientos con EDTA son mucho más costosos que los tratamientos con ácido clorhídrico.

V.2.2 REMOCION DE SULFATO DE CALCIO.

La remoción de los depósitos de sulfato de calcio es bastante difícil, a menos que contengan suficiente carbonato para que puedan ser desintegrados y disueltos con ácido. Dado que el sulfato de calcio es muy poco soluble en ácido, deben emplearse otros métodos.

V.2.2.1 REMOCION CON CONVERTIDORES.

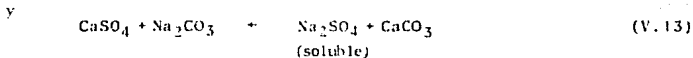
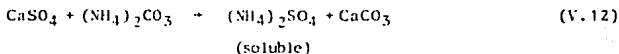
Se puede definir como solución convertidora aquella que intercambia sus iones no metálicos por iones metálicos. En este caso, el intercambio se refiere a la sustitución de un ión complejo inorgánico u orgánico por el ión calcio. De este modo se tienen convertidores inorgánicos y convertidores orgánicos.

Dentro de los convertidores inorgánicos utilizados para la

remoción de sulfato de calcio se encuentran las soluciones carbonatadas y las soluciones de hidróxidos.

Las soluciones de carbonato son efectivas cuando el depósito es suave y permeable. Atacan la incrustación mediante reacción de superficie. El carbonato en solución se intercambia con los iones sulfato depositados y deja un depósito de carbonato que se puede remover con ácido. Este tipo de tratamiento es barato y efectivo. Sin embargo, en depósitos densos, duros y poco permeables, el tratamiento se vuelve inefectivo.

Las soluciones carbonatadas utilizadas en tratamientos de remoción de sulfato de calcio son el carbonato de amonio y el carbonato de sodio. Las reacciones respectivas son:

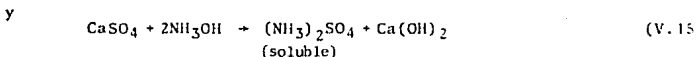
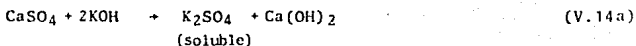
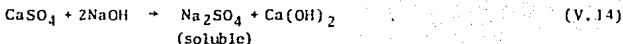


Y en general se puede utilizar cualquier otra sal de carbonato. Después se puede utilizar ácido clorhídrico para remover el carbonato de calcio depositado.

Las soluciones de hidróxidos son soluciones convertidoras - mucho más efectivas para remover depósitos de sulfato de calcio densos y menos permeables, ya que penetran las superficies, causando desintegración física⁽⁸⁶⁾ del cristal, exponiendo nuevas superficies

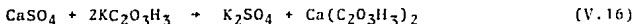
al producto.

Los hidróxidos más comunes utilizados en la remoción de sulfato de calcio son el hidróxido de sodio (sosa cáustica), el hidróxido de potasio (potasa) y el hidróxido de amonio. Las reacciones respectivas son:



Por otro lado los convertidores orgánicos, tales como el citrato de sodio, glicolato de potasio y acetato de potasio, son también indicados como buenos removedores de sulfato de calcio. Estos materiales reaccionan con los depósitos de sulfato de calcio, suavizándolos a tal grado que después son removidos con agua y no requieren de un tratamiento ácido para remover los productos de reacción. Estos convertidores orgánicos son caros, requieren varias horas de contacto sobre los depósitos y deben controlarse en su operación⁽⁴⁾.

La reacción del glicolato de potasio con el sulfato de calcio se expresa por:



En la literatura⁽⁸⁷⁾ se reporta el ácido hidroxámico como un buen compuesto para disolver los depósitos de sulfato de calcio.

V.2.2.2 REMOCION CON AGENTES QUELANTES.

Como ya se mencionó en el caso de la remoción de carbonato de calcio, los agentes quelantes son moléculas que forman sitios de afinidad estables que están interconectados eficientemente para utilizar más sitios de afinidad de los que indicaría su valencia. Un sitio reactivo es cualquier porción de una molécula que formará una carga positiva o negativa, mientras que la valencia está definida como la medida de la capacidad de combinación de una molécula.

Los cationes del ácido etilendiaminotetraacético (EDTA) tienen seis sitios reactivos, aunque su valencia máxima es cuatro. El calcio utiliza cuatro de los seis sitios reactivos del EDTA⁽⁸⁸⁾.

La siguiente Figura V.8 muestra la reacción del EDTA con los iones calcio; una molécula de EDTA se combina con una molécula de calcio.

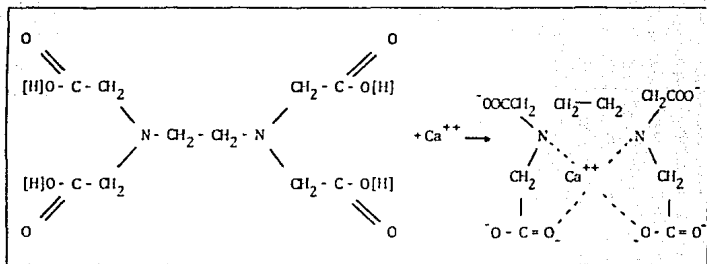
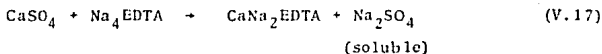


FIGURA V.8 REACCIÓN DE UNA MOLECULA DE EDTA CON UNA MOLECULA DE CALCIO.
EL PRODUCTO RESULTANTE ES UN COMPUESTO QUELATADO.

La reacción entre el sulfato de calcio y la sal tetrasódica de EDTA se expresa por:



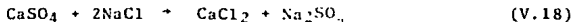
En general, cualquier sal de EDTA se recomienda para la remoción de sulfato de calcio. Estas sales pueden ser las sales disódicas y tetrasódicas de EDTA. También se puede utilizar el ácido dietilen-triamino-pentaacético DTPA como agente quelante.

V.2.2.3 REMOCION CON AGUA SALADA.

Otra forma de remover incrustaciones de sulfato de calcio, es mediante el uso de soluciones salinas, preferentemente con concentraciones del orden de los 55 000 mg/l. Se recomienda que la sal a emplear sea cloruro de sodio.

El mecanismo de remoción es de carácter fisicoquímico y termodinámico, ya que ésta se logra mediante el lavado a chorro con la salmuera, a una temperatura promedio de 50°C. Recordemos además que la solubilidad del sulfato de calcio aumenta con la salinidad y la temperatura (Figura II.9).

La reacción en este caso es:



V.2.2.4 DISEÑO DE UN TRATAMIENTO CON EDTA.

El procedimiento para remover depósitos de sulfato de calcio con alguna sal de EDTA es el mismo que para depósitos de carbonato de calcio, (Ver inciso V.2.1.3).

V.2.3 REMOCION DE SULFATOS DE BARIO Y ESTRONCIO.

Dadas las bajas solubilidades de los sulfatos de bario y estroncio, es muy difícil remover químicamente estos depósitos mediante algún compuesto específico.

V.2.3.1 REMOCION CON AGENTES QUELANTES.

Sin embargo, algunos autores^(84,85) indican el uso de agentes quelantes como medio de remoción química de los depósitos de sulfatos de bario y estroncio.

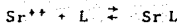
Clemitt y colaboradores^(84,85) muestran las reacciones de disolución del sulfato de bario mediante las expresiones:



A medida que el bario se combina con el agente quelante L en la reacción (V.20), se disuelve más sulfato de bario para mantener el equilibrio de la reacción (V.19) y a medida que las reacciones continúan, se disuelve gradualmente el sulfato de bario.

Análogamente, las reacciones de disolución del sulfato de estroncio se pueden expresar por:





(V.22)

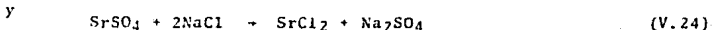
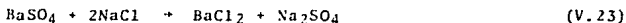
En ambos casos, y al igual que para el sulfato de calcio y el carbonato de calcio, los correspondientes agentes quelantes son las sales del ácido etilendiaminotetraacético (EDTA)⁽⁸⁹⁾.

Otros agentes quelantes que se pueden utilizar para disolver estos sulfatos son:

- ácido nitrilotriacético (NTA)
- ácido dietilentriaminopentaacético (DTPA)
- ácido dietilentriaminotetraacético (DTTA)
- ácido trietilentetraaminohexaacético (TTHA)

V.2.3.2 REMOCION CON AGUA SALADA.

Dado que la solubilidad de los sulfatos de bario y estoncio aumenta con el contenido de sales y con la temperatura, es recomendable "lavar" los depósitos con soluciones saturadas de cloruro de sodio y a temperaturas medias de 70°C, ya que a estos valores promedio de salinidad y temperatura se tienen los valores más altos de solubilidad de estos sulfatos. Las reacciones en este caso serán:



V.2.3.3 DISEÑO DE UN TRATAMIENTO CON EDTA.

En este caso, el procedimiento para la remoción de depósitos de sulfatos de bario y estroncio con EDTA es el mismo que para depósitos de carbonato de calcio.

Obviamente los resultados esperados no pueden ser los mismos, dado que la solubilidad de los sulfatos es mucho menor que la de los carbonatos. Por lo tanto, la eficiencia del tratamiento para sulfatos de bario y estroncio será menor que la obtenida con los carbonatos.

V.2.4 REMOCION DE CLORURO DE SODIO.

Sin duda, el método más efectivo de la remoción de depósitos de cloruro de sodio consiste en un lavado con agua lo más dulce posible, es decir, procurando no tener grandes cantidades de sales disueltas.

La remoción puede ser de tipo combinado, esto es, se puede utilizar una barrena con motor de fondo con agua dulce como fluido circulante.

Debe tenerse cuidado con las presiones de fondo cuando se esté utilizando agua dulce como fluido de control.

V.2.5 REMOCION DE COMPUESTOS DE FIERRO.

Los depósitos de compuestos de fierro se pueden remover fácilmente con cualquier ácido, ya sea orgánico o inorgánico.

El uso de cualquier tipo de ácido depende del tipo de compuesto que se vaya a remover.

V.2.5.1 REMOCION CON ACIDOS INORGANICOS.

Cuando se piensa remover compuestos de fierro tales como el carbonato de fierro o el hidróxido de fierro, se pueden utilizar los ácidos inorgánicos. En este caso no existe riesgo de formar gas sulfhídrico el cual es mortal.

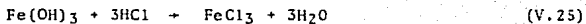
El ácido inorgánico más utilizado en el campo, por su fácil disponibilidad y bajo costo, es el ácido clorhídrico.

Las gráficas de la Figura V.6⁽⁴⁾ son útiles también para calcular el volumen de ácido clorhídrico al 15% necesario para disolver una cierta cantidad de depósitos incrustantes de óxidos de fierro, el cual es de 318 galones por pie cúbico de incrustación.

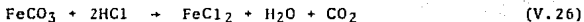
Otros ácidos inorgánicos utilizados en la remoción de compuestos de fierro son el ácido fluorhídrico al 28%, el ácido fosfórico, el ácido sulfúrico y el ácido perclórico.

La reacción del hidróxido de fierro con el ácido clorhídrico

co es:



La reacción del carbonato ferroso con el ácido clorhídrico es:



Y la reacción del sulfuro ferroso con el ácido clorhídrico es:



En esta última reacción la liberación del gas sulfhídrico - debe controlarse con la adición de un compuesto orgánico. Esto se logra con algún aldehído⁽⁹⁰⁾ (formaldehído, acetaldehído, etc.).

Debe recordarse que siempre que se utilice ácido (cualquiera que sea), para algún tratamiento en las tuberías, debe adicionarse a la solución ácida un inhibidor de corrosión, para prevenir daño al metal de las tuberías, así como un secuestrante de fierro para evitar la reprecipitación de ciertos compuestos de fierro.

V.2.5.2 REMOCION CON ACIDOS ORGANICOS.

También pueden utilizarse ciertos tipos de ácidos orgánicos para remover los compuestos de fierro. Tales pueden ser el ácido cítrico, y el ácido acrílico. Este último acompañado con acrilami-

das⁽⁹¹⁾ para estabilizar el fierro en suspensión.

Adicionalmente, el fierro puede ser secuestrado con copolímeros⁽⁹¹⁾ que son soluciones de ácido acrílico y acrilamidas.

Por otro lado, Frenier y Wilson⁽⁹²⁾ presentan un método para remover incrustaciones de óxido de fierro de las superficies metálicas. Consiste de una solución acuosa de ácido hidroxietileno diamintriacético (HEDTA) y un inhibidor de corrosión ácido compatible.

V.2.6 LIMPIEZA DE EQUIPO SUPERFICIAL.

La depositación de incrustaciones en los sistemas de producción se presenta desde el yacimiento mismo de aceite, gas y agua, - hasta los más sofisticados equipos de tratamiento de estos fluidos.

Una lista parcial del equipo dañado por sales incrustantes incluyen aquellos descritos en el capítulo I. Algún equipo adicional puede ser: calentadores eléctricos, condensadores, sistemas de turbinas de aceite o de gas, depuradores o rectificadores de gas, - calentadores para refinería, calentadores de proceso, cambiadores de calor, torres estabilizadoras, desaladoras, vasijas de reacción química, tuberías de transporte de fluidos, tanques de tierra o en el mar, calentadores marinos, etc.

Sin embargo, se pueden dividir en dos grupos: equipo de ba

ja presión y equipo de alta presión.

V.2.6.1 LIMPIEZA DE EQUIPO DE BAJA PRESION.

El procedimiento más frecuente para limpiar equipo de baja presión es mediante una solución de ácido clorhídrico seguido de una solución de soda ash (NaCO_3), como sigue:

Solvente:

Acido clorhídrico con concentración de 7.5 a 10%
+ 0.5 a 1.0% de bifloruro de amonio
+ 0.2% de inhibidor de corrosión a 65-77°C para
4 ó 6 horas.

Seguido de:

un bache lavador de agua
un bache lavador de ácido cítrico diluido
un lavado a presión con 50 lb/pg² y 1 a 2% de soda ash, por cuatro horas para neutralizar y pasar.

Se pueden utilizar otros materiales alcalinos tales como hidróxido de sodio, fosfato trisódico después del lavado a presión. Sin embargo la soda ash es más barata.

Si se tienen cantidades apreciables de sílice y/o materia orgánica, se debe seguir un tratamiento previo con

Hidróxido de sodio al 0.5%
+ 0.1% de surfactante a 90°C para 6 a 12 horas.

V.2.6.2 LIMPIEZA DE EQUIPO DE ALTA PRESION.

El procedimiento para limpieza de equipo de alta presión con siste de tres etapas. En la primera se remueven las grasas y aceites con una solución alcalina y flujo a alta velocidad.

En la segunda etapa de limpieza se pueden utilizar cualquiera de las siguientes soluciones de solventes:

- a. Acido clorhídrico al 5%
+ 0.25% de bifluoruro de amonio
+ 0.10% de inhibidor de corrosión a 65°C para
6 horas.
- b. Acido hidroxiacético al 2% (ácido fórmico al 1%)
+ 0.1% de inhibidor de corrosión a 94°C para
6 horas.
- c. Acido fluorhídrico al 3%
+ 0.1% de inhibidor de corrosión para 6 horas
a 38-65°C.

Cualquiera que sea la solución solvente seleccionada, se si gue después un lavado con agua y un lavado con ácido cítrico al 0.1%, en ese orden.

La tercera etapa es la neutralización y pasivación, esto se logra con cualquiera de las siguientes soluciones:

- a. Nitrito de sodio al 0.5% + 0.25% de fosfato monosódico + 0.25% de fosfato disódico a 27-82°C por 2-4 horas.
- b. Hidróxido de sodio al 0.5% + 0.5% de nitrito de sodio a 27-82°C por 2-4 horas.
- c. Soda ash al 1% + 0.5 de hidróxido de sodio + 0.5 de nitrito de sodio, como en a y b.
- d. 500 ppm de hidrazina + 10-20 ppm de amoniaco a 82°C-94°C, por 2-4 horas.

CAPITULO VI
PROCEDIMIENTOS PREVENTIVOS

VI PROCEDIMIENTOS PREVENTIVOS

INTRODUCCION

Existen diversos métodos preventivos contra la depositación de incrustaciones, cuya elección depende de la naturaleza del depósito a tratar y en sí del grado de complejidad del problema.

En este capítulo se presentan los procedimientos utilizados en la solución de dichos problemas, mismos que van desde los más sencillos hasta los más sofisticados. Entre los primeros están la disolución de los excesos de las concentraciones iónicas incrustantes -- utilizando simplemente agua o algo de ácido para bajar el nivel del pH. Entre los segundos están desde los tratamientos relativamente simples con productos químicos, hasta los tratamientos complejos que incluyen fracturamientos con soluciones inhibidoras.

Así mismo se bosquejan los principales inhibidores y productos químicos comerciales utilizados en la prevención de la depositación de cada sal estudiada hasta aquí.

Finalmente se presentan las técnicas de aplicación de inhibidores, tanto en la formación, como en el interior del pozo y en el equipo superficial.

Las técnicas de selección del inhibidor o inhibidores adecuados se presentan en el Apéndice B.

VI.1 METODOS DE PREVENCIÓN DE INCRUSTACIONES.

Dependiendo del tipo de incrustación y de la complejidad del problema, será la naturaleza del método a utilizar.

En este capítulo se hará referencia a los pozos productores de aceite, gas y agua, comentando sólo esporádicamente el caso de los pozos inyectores.

Entre los métodos más utilizados para prevenir las incrustaciones de sales en los sistemas de producción están: evitar en lo posible la mezcla de aguas incompatibles; la disolución de iones incrustantes con agua o salmuera; el control del pH; el control de la producción de agua.

Otros métodos, no discutidos aquí, son: el mantenimiento de la presión; el suavizamiento de aguas duras para inyección de agua; la precipitación provocada y filtración de los iones potencialmente incrustantes del agua de inyección; la remoción química de gases en solución.

VI.1.1 EVITAR LA MEZCLA DE AGUAS INCOMPATIBLES.

Esta situación se puede presentar cuando se está planeando u operando algún sistema de inyección. Sin embargo, en pozos productores el problema se complica, ya que resulta difícil evitar la mezcla de aguas incompatibles, sobre todo cuando estas aguas provienen de diferentes zonas productoras.

En principio, el problema se puede detectar o "inferir" cuando se producen dos o más intervalos a la vez. También es posible que exista alguna zona de aporte, o bien, una zona ladrona⁽⁹³⁾, las cuales pueden fluir a través de alguna canalización por detrás de la tubería de revestimiento.

El problema se puede resolver, una vez detectado con ciertos estudios (registro de ruidos, térmico, gradiomanómetro, de gastos, de cementación, etc), diseñando una cementación forzada para aislar las zonas de comunicación.

VI.1.2 DISOLUCION DE IONES INCRUSTANTES.

Cuando se tiene un sistema de inyección de agua, las incrustaciones potenciales de ciertos depósitos pueden ser disueltos hasta niveles de concentración por debajo de su solubilidad, de tal forma que se evita su posterior precipitación.

En pozos productores esta solución se vuelve impráctica, debido a que para disolver las concentraciones de las sales presentes en el agua de formación, es necesario bombear, por alguna tubería inyectora (tubería flexible, por ejemplo), una cierta cantidad de agua.

Esta idea no es tan descabellada y podría llegar a ser más económico bombear agua que efectuar algún otro tratamiento con productos químicos. Además, la inyección de agua al pozo ayudaría a la elevación de los fluidos producidos hasta la superficie.

VI.1.3 CONTROL DE pH.

Bajar el pH de una salmuera con iones potencialmente incrustantes, aumenta la solubilidad de ciertos compuestos de fierro y carbonatos, no así con los sulfatos. Sin embargo, también tiende a hacer más corrosiva la salmuera y puede ocasionar problemas de corrosión.

Por estas razones, el control del pH sólo se recomienda en sistemas superficiales, cuando se tenga algún problema potencial de depositación de carbonatos y de compuestos de fierro, como el carbonato de fierro y el óxido ferroso o férrico.

El control del pH es recomendable en el manejo de aguas de inyección.

VI.1.4 CONTROL DE LA PRODUCCION DE AGUA.

Como es sabido, los iones incrustantes, y sus sales asociadas, (CaCO_3 , CaSO_4 , BaSO_4 , SrSO_4 , NaCl , $\text{Fe}(\text{OH})_3$, FeO_2 , FeCO_3 , etc) se encuentran disueltos en el agua de formación producida, o bien, precipitan en ella y se adhieren a las superficies del metal de las tuberías o en la formación. Es decir, las sales incrustantes son solubles en agua, no en el aceite ni en el gas.

Por esta razón, la producción de agua en los pozos debe vigilarse y hasta controlarse, a fin de mejorar su productividad de hidrocarburos y, paralelamente, prevenir la formación de depósitos

incrustantes.

El control de la producción de agua se puede lograr mediante tratamientos que incluyen el uso de silicato de sodio, plásticos fenólicos y epóxicos o mezclas de cemento y diesel⁽⁹⁴⁾. Estos compuestos son inyectados en la zona de agua que se quiere controlar.

También se pueden utilizar ciertos tipos de poliacrilamidas mezcladas con agentes reticulantes⁽⁹⁵⁾. Los tipos utilizados de poliacrilamidas son:

- Polímeros aniónicos en polvo
- Polímeros aniónicos en emulsión
- Polímeros no iónicos en polvo
- Polímeros no iónicos en emulsión
- Polímeros catiónicos en polvo

Es importante notar que estos tratamientos para controlar la producción de agua no deben realizarse en las zonas productoras de aceite y gas, en formaciones altamente fracturadas o con porosidad vugular, ni en zonas productoras de hidrocarburos con alto contenido de arcilla.

Sólo deben aplicarse en zonas productoras de agua aisladas de las zonas de hidrocarburos, con el fin de controlar la producción de agua.

VI.2 TIPOS DE INHIBIDORES DE INCRUSTACION.

Existen diversos productos químicos que permiten controlar y prevenir la depositación de incrustaciones en los sistemas de producción. Estos productos químicos son los llamados inhibidores de incrustación. Se dividen en inorgánicos y orgánicos. Dentro de los primeros están los polifosfatos simples y los polifosfatos complejos de solubilidad controlada. Entre los segundos están los fosfatos, ésteres fosfatados, fosfonatos, polímeros, acrilatos y ácidos orgánicos.

VI.2.1 MECANISMOS DE INHIBICION.

En términos generales, los inhibidores de incrustación trabajan mediante dos mecanismos bien diferenciados:

1. Formación de complejos solubles con los iones incrustantes.
2. Efecto Threshold o modificación del crecimiento de los cristales, permitiendo la nucleación primaria, pero impidiendo la nucleación secundaria o crecimiento posterior.

VI.2.1.1 FORMACION DE COMPLEJOS SOLUBLES.

En este mecanismo de inhibición, el aditivo forma complejos estables y solubles con uno de los iones de la fase precipitante. Con esto se consigue una reducción en la concentración efectiva de los iones libres en solución.

Es decir, se presenta una reacción estequiométrica entre los inhibidores de incrustación y los cationes presentes en la solución. Este mecanismo es económico cuando la concentración de iones incrustantes es pequeña. Sin embargo, el tratamiento llega a ser antieconómico a concentraciones mayores, puesto que se requieren proporciones de uno a uno o más entre los inhibidores y los iones incrustantes⁽⁸⁶⁾.

VI.2.1.2 EFECTO THRESHOLD.

El tratamiento de inhibición más efectivo y económico ha sido con productos químicos que muestran el efecto Threshold⁽⁸⁶⁾. Esto ocurre cuando el inhibidor cubre (y se adsorbe en) el núcleo microcristalino e inhibe su crecimiento, manteniendo grandes partículas incrustantes en solución a concentraciones por arriba del nivel normal de precipitación. Algunos de los productos químicos que muestran este efecto son los polifosfatos inorgánicos y los fosfonatos orgánicos.

Las propiedades Threshold de los inhibidores de incrustación son diferentes a las propiedades quelantes o secuestrantes. La diferencia principal consiste en que el comportamiento threshold se lleva a cabo en las superficies sólidas del núcleo microcristalino⁽⁹⁶⁾, mientras que la acción quelante o secuestrante comprende una reacción en solución, donde se tienen iones complejos y no pequeñas partículas.

Otra diferencia entre la inhibición y la quelación es que -

un sistema inhibido es termodinámicamente inestable, sólo está controlado cinéticamente. Raramente se alcanza el equilibrio.

Estos efectos, secuestrante y threshold, se diferencian también en su estequiometría, es decir, en términos de la relación de inhibidor/iones incrustantes y las reacciones resultantes.

La concentración de inhibidor afecta de la siguiente manera a los iones incrustantes:

1. Cuando se añaden al agua unas cuantas partes por millón de los inhibidores threshold, no ocurre interacción o precipitación entre el inhibidor y los componentes iónicos del agua. Este es el rango de concentración threshold (o de entrada) y existe cuando la relación estequiométrica de concentraciones del inhibidor a cationes incrustantes es de 0.5 a 1 o menor.
2. Cuando la relación entre el peso del inhibidor y el catión que forma la incrustación aumenta de 2:1 a 5:1 aparece una turbidez y precipitación, como resultado de la reacción entre el inhibidor y el catión. A medida que se añade más inhibidor, el precipitado se redisuelve lentamente y la solución llega a ser clara a una relación de 7:1 a 10:1. Esta es la zona secuestrante donde el inhibidor forma un complejo soluble con el catión, impidiendo que este reaccione con los precipitantes aniónicos.

La concentración requerida para mantener en solución una cantidad determinada de iones incrustantes no es constante. El nivel de dosificación de un inhibidor de incrustación normalmente está en el rango de 1 a 10 ppm. Estos inhibidores threshold sólo trabajan

efectivamente cuando están en solución⁽⁹⁷⁾.

VI.2.1.3 FACTORES QUE AFECTAN LA DISOLUCION DE INCRUSTACIONES.

Clemmit, Ballance y Hunton⁽⁸⁴⁻⁸⁵⁾ realizaron estudios sobre la disolución de los depósitos incrustantes y encontraron que los factores que la afectan son:

- pH
- Concentración de inhibidor
- Efecto de estequiometría
- Efecto de temperatura
- Efecto de agitación
- Agua de disolución

pH.- Para valores de pH entre 4 y 11 el porcentaje de disolución del sulfato de estroncio varía entre 10 y 85%, mientras que para el sulfato de bario tratado con soluciones cuyo pH varía entre 6 y 11, el porcentaje de solución varía entre 0 y 30%.

Concentración de inhibidor.- Bajo condiciones ligeras de incrustación, la velocidad de disolución aumenta notablemente con la concentración del inhibidor de 10 a 20% en peso, y se observa una mejora significativa al aumentar a un 30%. Si la concentración del inhibidor es del 100%, el comportamiento apenas se compara con la disolución al 20%. Esto puede deberse a un sobretratamiento.

Bajo condiciones severas de incrustación las diferencias son aparentes. La mejor diferencia es que la disolución aumenta con

la concentración hasta 100%.

Efecto de estequiometría.- Como los secuestrantes trabajan por reacción química, no es sorprendente que la relación de estequiometría incrustación/inhibidor pueda tener algún efecto sobre la disolución.

Al aumentar el nivel de solvente a cuatro veces el nivel estequiométrico requerido para secuestrar el bario, puede duplicar la cantidad de bario disuelto. El efecto es más marcado mientras mayor sea el tiempo de contacto.

Efecto de temperatura.- Como podría esperarse, para una reacción endotérmica, la eficiencia de los inhibidores de incrustación se mejora a temperaturas elevadas. Por ejemplo, para disolver sulfato de bario con sal tetrasódica de ácido etilendiaminotetraácético, se observa una relación lineal entre la temperatura y el bario disuelto para temperaturas de 5 a 75°C y disoluciones de 0 a 1100 mg/l de bario.

Efecto de agitación.- La agitación del inhibidor puede aumentar enormemente la cantidad de iones incrustantes disueltos de 238 a 2678 ppm en 24 horas de tiempo de contacto.

Agua de disolución.- El tipo de agua utilizada para la disolución es importante. Para tratamientos del equipo superficial se prefiere el agua dulce. Para tratamientos del equipo subsuperficial

se debe usar salmuera o agua de mar. Las salmueras con contenido del 2% o más de cloruro de potasio mejoran la disolución de los iones incrustantes.

VI.2.2 INHIBIDORES INORGANICOS.

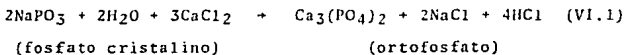
VI.2.2.1 POLIFOSFATOS SIMPLES.

Estos materiales son sólidos inorgánicos no cristalinos y se disuelven rápidamente en agua. También son solubles en salmueras. Estos compuestos incluyen sales de sodio y potasio:

- Hexametáfosfato de sodio (o potasio)
- Tripolifosfato de sodio (o potasio)
- Tetrapirofosfato de sodio (o potasio)

La solubilidad de estos polifosfatos es mejor en salmueras con alto contenido de sólidos y son utilizados en forma sólida, o bien se pueden disolver en agua y utilizarse en forma líquida.

Uno de los problemas con los polifosfatos inorgánicos es que pueden cambiar su forma con el tiempo y perder sus propiedades de inhibición. A este cambio se le llama reversión y consiste en la hidrolización del polifosfato en ortofosfato, o bien, un rompimiento químico del fosfato cristalino en ortofosfato inactivo. Una ecuación generalizada de la reacción de reversión se puede expresar por:



Los ortofosfatos reaccionan con el calcio para formar fosfatos de calcio insoluble causando así problemas de obstrucción y taponamiento.

La velocidad de reversión es diferente para cada polifosfato, y los principales factores que la afectan son: el pH y la temperatura. La velocidad de reversión aumenta al disminuir el pH (más ácido) y al aumentar la temperatura.

Los polifosfatos simples pueden precipitar y causar problemas aún sin reversión, si su concentración en agua llega a ser alta. Se recomienda que su pH se ajuste a un valor cercano a 8.5.

VI.2.2.2 POLIFOSFATOS DE SOLUBILIDAD CONTROLADA.

Los fosfatos de solubilidad controlada son polifosfatos que contienen calcio y/o magnesio; son solubles en agua pero se disuelven mucho más lentamente que los polifosfatos simples. La velocidad de disolución está afectada por el tamaño de las partículas y la cantidad y relación de calcio y magnesio en el fosfato cristalino, así como por la temperatura, gasto de flujo, dureza y contenido de cloruros del agua de solución. Los polifosfatos usualmente se refieren como fosfatos molecularmente deshidratados.

En el polifosfato de sodio (la forma más común), la estructura de las ligaduras se expresa por ⁽¹⁷⁾ P-O-P, como se muestra en la Figura VI.1.

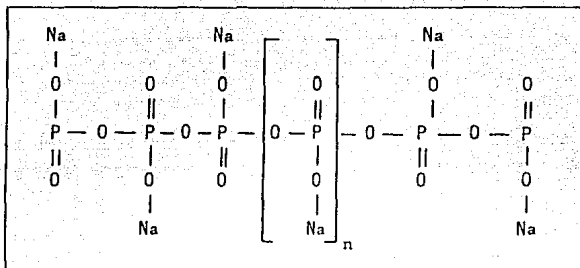


FIGURA VI.1 ESTRUCTURA DEL POLIFOSFATO DE SODIO.

Donde n es la unidad polimérica repetitiva o monómero. Nótese que el fósforo se une directamente al oxígeno. De este modo se pueden formar grandes cadenas de oxígeno-fósforo. Cuando $n = 1$, la composición es el pirofosfato; cuando $n = 2$, la composición es el tripolifosfato ($M_5P_3O_{10}$).

La velocidad de solución de la molécula se puede reducir mediante la sustitución de parte o todos los iones de sodio con calcio, magnesio u otros iones similares. De esta forma este producto se conoce como polifosfato de solubilidad controlada.

Existe una variedad de composiciones y tamaños de partícula, de tal manera que se puede seleccionar la adecuada para disolver a una velocidad tal que la concentración liberada sea la requerida dentro del sistema en períodos extensos de tiempo.

Los fosfatos de solubilidad controlada también están sujetos a reversión, pero el problema afortunadamente no es tan crítico como en el caso de los polifosfatos simples, puesto que la reversión no comienza mientras el fosfato este en solución.

La Figura VI.2 ilustra el efecto de los sólidos totales en solución sobre la cantidad de fosfatos de solubilidad controlada - que puede mantener en solución una salmuera⁽⁹⁸⁾.

La Tabla VI.1 muestra los rangos de aplicación de los fosfatos inorgánicos para inhibir sales de carbonato de calcio, sulfato de calcio y sulfato de bario⁽⁹⁹⁾.

TABLA VI.1 RANGOS DE APLICACION DE LOS FOSFATOS INORGANICOS.

<u>INCRUSTACION</u>	<u>PROTECCION</u>	<u>CONDICIONES MINIMAS</u>
CaCO ₃	EXCELENTE	2-5 ppm
CaSO ₄	REGULAR	10-20 ppm
BaSO ₄	POBRE	50 ó más ppm

VI.2.3 INHIBIDORES ORGANICOS.

VI.2.3.1 FOSFONATOS.

Los fosfatos orgánicos, mejor conocidos como fosfonatos, no tienen el problema de reversión, como los fosfatos inorgánicos. Su estructura molecular es ligeramente diferente a la de los ésteres, pero esta diferencia los hace aún más estables a la temperatura y les da mejores características de solubilidad. Los fosfonatos pue-

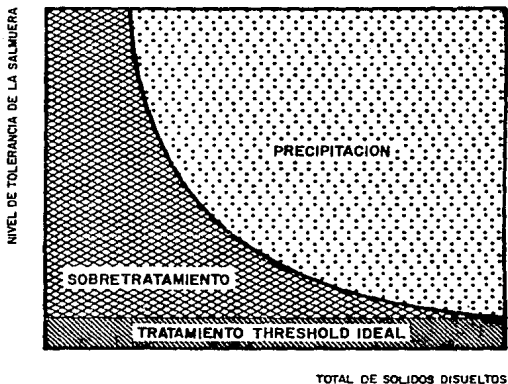
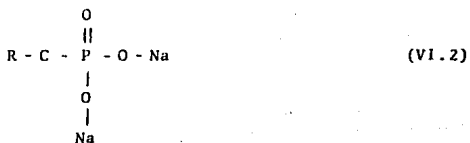


FIGURA VI 2
 EFECTO DEL TOTAL DE SOLIDOS DISUELTOS
 SOBRE EL NIVEL DE TRATAMIENTO DE LOS F.S.C.

den utilizarse a temperaturas del orden de los 200°C. Son solubles a altas concentraciones en salmueras ricas en calcio y es más difícil que formen depósitos taponantes de emulsión en la formación.

Los compuestos de fosfonatos, de los cuales hay muchos, incorporan una ligadura de carbono al fósforo, en vez de un átomo de oxígeno, como en los polifosfatos.



donde la estructura principal de las ligaduras es R - C - P.

Este tipo de compuestos se muestra en la siguiente Figura VI.3.

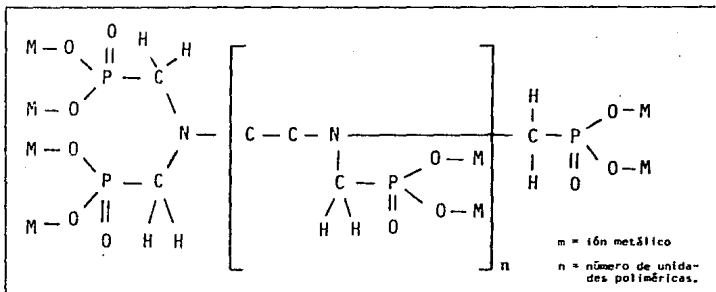


FIGURA VI.3 ESTRUCTURA GENERAL DE LOS FOSFONATOS.

Cuando n es igual a cero, la estructura representa al mono amino metilen fosfonato (AMP)⁽⁹⁶⁾ y cuando $n = 2$, la estructura representa al triamino metilen fosfonato. Se han investigado unidades repetitivas en las que $n = 14$ y se ha encontrado que tienen propiedades muy útiles de inhibición de incrustaciones. M es cualquier ión metálico, (como el sodio, calcio, etc.).

Por otro lado, los ácidos fosfónicos tienen los mismos grupos activos, $PO(OH)_2$, que los amino metilen fosfonatos (AMP) pero los grupos fosfonatos están unidos por ligaduras P - C - P. Se pueden formar las sales de los ácidos fosfónicos o difosfónicos, combinándolos con muchos cationes monovalentes y polivalentes, con lo que se disminuye la velocidad de solución de los fosfonatos, permitiendo una lenta liberación del fosfonato activo. Este concepto es análogo al de los polifosfatos de solubilidad controlada.

Mientras que las ventajas de los fosfonatos son su alta estabilidad a elevadas temperaturas, sus propiedades de no reversión y su capacidad de mezclarse con el ácido clorhídrico, existen unas cuantas desventajas que se deben considerar: los fosfonatos no se adsorben completamente a la formación; después de colocados en la formación, son producidos fácilmente con los fluidos; así, a fin de inhibir eficientemente las incrustaciones en el yacimiento, se deben mantener concentraciones relativamente altas de inhibidor. Sin embargo, bajo ciertas condiciones el pozo puede ser sobretratado y formarse un nuevo compuesto, llamado trifosfato de calcio $(Ca(PO_4)_3)$. Este compuesto no tiene propiedades de inhibición; y de hecho no se

sabe a ciencia cierta cuánto calcio puede mantener en solución una cierta cantidad de fosfonatos.

La Tabla VI.2 muestra los rangos de aplicación de los fosfonatos para inhibir sales de carbonato de calcio, sulfato de calcio y sulfato de bario⁽⁹⁹⁾.

TABLA VI.2 RANGOS DE APLICACION DE LOS FOSFONATOS

<u>INCRUSTACION</u>	<u>PROTECCION</u>	<u>CONDICIONES HINIHAS</u>
CaCO ₃	BUENA	5-10 ppm
CaSO ₄	BUENA	15-20 ppm
BeSO ₄	EXCELENTE	20 & más ppm

VI.2.3.2 ESTERES FOSFATADOS .

Los ésteres fosfatados son compuestos solubles en aceite que se asemejan a los fosfonatos en varias formas. La principal semejanza es que cuando se utilizan excesivamente, llegan a ser compuestos inactivos. Los ésteres proporcionan excelentes resultados tanto en superficie como en el pozo. Puesto que son solubles en aceite, se pueden mezclar con inhibidores de corrosión. La estructura química de los ésteres es muy similar a la de los polifosfatos inorgánicos. La diferencia es que los ésteres tienen ligaduras ramificadas en los oxígenos:



La forma general de los ésteres fosfatados se muestra en la Figura VI.4.

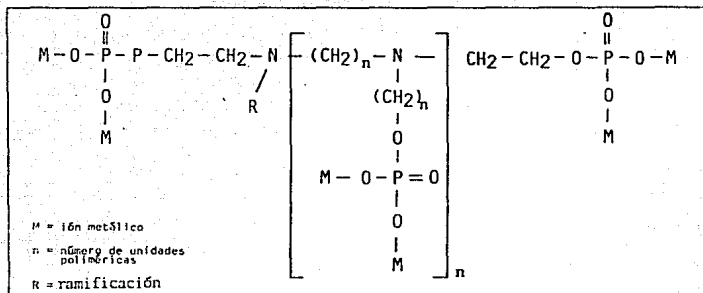


FIGURA VI.4 ESTRUCTURA GENERAL DE LOS ÉSTERES FOSFATADOS.

Los ésteres fosfatados se utilizan para prevenir la deposición de incrustaciones en la cara de las fracturas o en la cara de la formación. Son estables a temperaturas de hasta 100°C. Son más resistentes a bajos niveles de pH y tienen mejores características de solubilidad en salmueras que los polifosfatos.

Los ésteres fosfatados son efectivos contra depósitos de carbonatos y sulfatos.

Sin embargo, tienen varias desventajas. Tienen a formar emulsiones cuando se mezclan con aceite, por lo que es necesario un agente desemulsificante. No se recomiendan para temperaturas mayo-

res de 100°C. A altas concentraciones son incompatibles con salmueras con alto contenido de calcio, y tienden a revertir.

La Tabla VI.3 muestra los rangos de aplicación de los ésteres fosfatados para prevenir la depositación de carbonato de calcio, sulfato de calcio y sulfato de bario⁽⁹⁹⁾.

TABLA VI.3 RANGOS DE APLICACION DE LOS ESTERES FOSFATADOS.

<u>INCRUSTACION</u>	<u>PROTECCION</u>	<u>CONDICIONES MINIMAS</u>
CaCO ₃	REGULAR	abajo de 120°C
CaSO ₄	BUENA	abajo de 120°C
BaSO ₄	BUENA	10 - 20 ppm

VI.2.3.3 POLIMEROS.

Los polímeros son compuestos de cadena larga formados por grupos repetitivos. Son capaces de mantener en solución al ión calcio, así como de adsorberse a la formación. Los polímeros proporcionan también una excelente protección a bajas concentraciones, generalmente de 3 a 5 ppm⁽⁹⁹⁾.

En un principio se pensó que los polímeros podían extender la vida de los tratamientos con inhibidores, pero más tarde se demostró que no es así⁽¹⁰⁰⁾.

Los desarrollos sobre polímeros se han enfocado hacia el estudio de los ácidos acrílico y metacrílico⁽¹⁰¹⁾, y también hacia los ácidos fosfónicos y sus sales. También hay evidencias que apo-

yañ la teoría de que ciertos poliacrilatos suavizan las incrustaciones previamente depositadas.

Generalmente los poliacrilatos y las poliacrilamidas se pueden utilizar a altas temperaturas, del orden de 200°C o más⁽⁹⁷⁾, para el control de incrustaciones de carbonato de calcio, sulfato de calcio, sulfato de bario y sulfato de estroncio.

Los polímeros del ácido acrílico son más efectivos que los del ácido metacrílico⁽¹⁰²⁾, entre los que se encuentran los poliacrilatos de sodio y los polímeros acrílicos con grupos amida y carboxilo.

Ambos son polielectrolitos solubles en agua. Sus soluciones acuosas tienen un amplio rango de pH y temperatura y son compatibles con la mayoría de las salmueras y aceites crudos.

La estructura de sus monómeros está dada por la Figura VI.5.

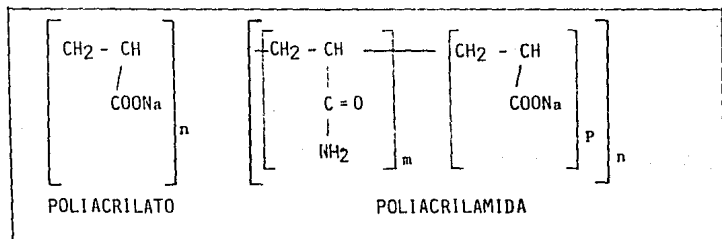


FIGURA VI.5 ESTRUCTURA DEL POLIACRILATO Y LA POLIACRILAMIDA.

Adicionalmente, existen ciertos polímeros orgánicos naturales que inhiben la depositación de sales como los taninos, las ligninas y algunos derivados de la celulosa como la goma guar y la carboximetil celulosa (CMC).

La Tabla VI.4 muestra los rangos de aplicación de los polímeros para prevenir la depositación de carbonato de calcio, sulfato de calcio y sulfato de bario⁽⁹⁹⁾.

TABLA VI.4 RANGOS DE APLICACION DE LOS POLIMEROS.

<u>INCRUSTACION</u>	<u>PROTECCION</u>	<u>CONDICIONES MINIMAS</u>
CaCO ₃	REGULAR	arriba de 120°C
CaSO ₄	BUENA	3-5 ppm, arriba de 120°C
BaSO ₄	BUENA	arriba de 180°C

VI.2.3.4 ACIDOS POLIORGANICOS.

Esta clase de agentes de control esta basado en la molécula del ácido etilendiamino tetraácetico (EDTA). Estos materiales no actúan por el mecanismo de efecto threshold, sino por un mecanismo de quelación donde una molécula de secuestrante reacciona con un átomo de calcio para formar un complejo soluble.

De esta manera, el calcio es incapaz de combinarse con un ión carbonato o sulfato y precipitar. El tratamiento con compuestos de EDTA es muy limitado en el campo puesto que se requieren grandes cantidades. Sin embargo, se utilizan para disolver depósitos -

de sulfato de calcio.

Existen otros tipos de ácidos orgánicos utilizados para remover depósitos incrustantes. Entre estos están (103-105):

- Acido hidroxietil di-fosfónico (HEDP).
- Acido Polimaléico (PMA)
- Acido Poliacrílico (PAA)
- Acido dietilentriamino pentaacético (DTPA)
- Acido nitrilotriacético (NTA)
- Acido dietilentriaminatetraacético (DTTA)
- Acido trietilentetraamino hexaacético (TTHA)

La lista es muy larga todavía. Existen muchos productos químicos que permiten inhibir la precipitación de sales. Sin embargo, todo producto requiere de ciertas pruebas de evaluación de efectividad antes de ser seleccionado. En el apéndice B se discuten algunas técnicas para evaluar inhibidores de incrustación. En la bibliografía adicional se presentan varios trabajos de investigación sobre inhibición de incrustaciones.

VI.3 TECNICAS DE APLICACION DE INHIBIDORES.

Existen diversas técnicas de aplicación de inhibidores de -
incrustación. Estas se pueden dividir en tres grupos:

- a. Técnicas de aplicación en la formación.
- b. Técnicas de fondo del pozo.
- c. Técnicas de superficie.

Las técnicas de aplicación en la formación incluyen inyecciones forzadas a la formación y fracturamientos hidráulicos con --
inhibidores.

Las técnicas de fondo del pozo incluyen inyecciones de inhi
bidores líquidos con tubería tipo macarrón, colocación de empaques
con grava y colocación de canastas con inhibidores sólidos.

Las técnicas de superficie incluyen inyecciones de reactivos con bombas mecánicas, colocación de canastas con inhibidores só
lidos en líneas paralelas (by pass) o en el interior de tanques.

VI.3.1 TECNICAS DE APLICACION EN LA FORMACION

VI.3.1.1 INYECCION FORZADA.

Esta técnica consiste en inyectar a la matriz de la roca el inhibidor de incrustación líquido. El mecanismo principal consiste en dos etapas⁽¹⁰⁶⁾: la adsorción-desorción y la filtración de los productos químicos en el medio poroso. Es decir, teóricamente, se

supone que por ser productos con propiedades activas de superficie (adsorción), los fosfatos inorgánicos y los fosfonatos orgánicos se adsorben en las superficies de los poros; posteriormente, a medida que los fluidos son producidos hacia el pozo, el agua de la formación desorbe lentamente el producto químico, con lo cual produce un efecto de dosificación que permite la inhibición de la precipitación de alguna sal.

Dadas las características de adsorción de ciertos inhibidores, (como los fosfatos inorgánicos, los fosfonatos orgánicos, los ácidos poliorgánicos y ciertos polímeros), es necesario tratar la formación con agentes surfactantes para cambiar las propiedades de mojabilidad, a fin de permitir la incorporación de estos inhibidores a las paredes de los poros.

Después del tratamiento, el pozo se cierra durante un período del orden de veinticuatro horas, o más, con el objetivo de alcanzar el equilibrio de adsorción entre el inhibidor y la formación. A continuación se induce el pozo a producción. El control de la desorción se lleva a cabo muestreando periódicamente los fluidos producidos y detectando la concentración del inhibidor en el agua.

Otra técnica de inyección forzada por etapas^(100, 107) consiste en inyectar a la formación la mitad de la solución del inhibidor a gastos y presiones bajas para evitar la fractura. Luego desplazar con agua o aceite y posteriormente bombear una solución de polímero que desvíe el inhibidor hacia zonas preferenciales. Des-

pués se bombea e inyecta la otra mitad de la solución inhibidora y se desplaza dentro de la formación con agua o aceite. El regreso del inhibidor se controla detectando periódicamente su concentración en el agua producida.

Los inhibidores más utilizados en los tratamientos con inyección forzada son los orgánicos: los fosfonatos, los polímeros y los agentes quelantes. También se utilizan combinados los fosfonatos, los ésteres, los poliacrilatos o los ácidos poliorgánicos con los polímeros; en estos tratamientos los polímeros se utilizan como agentes desviadores.

VI.3.1.2 FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.

La formación también se puede tratar mediante fracturamiento hidráulico utilizando como aditivos algunos polifosfatos de solubilidad controlada en forma sólida.

Recientemente, O.J. Vetter⁽¹⁰⁸⁾ y colaboradores realizaron un estudio sobre compatibilidad de los inhibidores de incrustación y los fluidos fracturantes utilizados y encontraron que los inhibidores no trabajan a valores bajos de pH, por lo tanto, la combinación inhibidores/fluidos fracturantes ácidos no ofrecen muchas ventajas.

También encontraron que el uso de los inhibidores no eran compatibles en ningún caso con los agentes reticulantes utilizados

en los fracturamientos. Los inhibidores solubles en aceite (como los ésteres fosfatados) no ofrecen una alternativa viable de combinación con los fluidos fracturantes base aceite.

Sin embargo, el uso de inhibidores en forma sólida en conjunto con los agentes sustentantes o apuntalantes (arena sustentante), ofrecen una buena alternativa. No así con los fosfatos inorgánicos.

Finalmente, la adición de inhibidores de incrustación a los fluidos fracturantes emulsificados no muestra ningún problema⁽¹⁰⁸⁾. Sin embargo, se logra sólo una adsorción marginal del inhibidor debido a la competencia con los polímeros en fase acuosa de esos fluidos fracturantes.

Tinsley, Lasater y Knox⁽¹⁰⁹⁾ propusieron la técnica de inyección/fracturamiento. La colocación es independiente de las propiedades de adsorción del inhibidor. La técnica se basa en la inyección forzada de la solución de inhibidor a bajo gasto, pero a una presión suficiente para fracturar la formación. La solución se filtra a través de las caras de la fractura y de la formación y posteriormente regresa lentamente con los fluidos producidos, en concentraciones suficientes para controlar la depositación de sales.

Los métodos de tratamiento para pozos productores son más diversos y numerosos que para pozos de inyección o de captación de agua⁽¹¹⁰⁾. Adicionalmente se puede decir que se cuenta con modelos

matemáticos para predecir el comportamiento de un fracturamiento o una inyección forzada, así como también se puede calcular la vida promedio del tratamiento⁽¹¹¹⁾.

VI.3.2 TECNICAS DE FONDO DEL POZO.

VI.3.2.1 INYECCION DESDE LA SUPERFICIE.

Mediante el uso de una bomba de inyección de reactivos y una tubería tipo macarrón, se puede lubricar el espacio anular, o bien, el fondo de la tubería de producción, a fin de inhibir la deposición de incrustaciones.

El inconveniente de esta técnica es el aspecto operativo en la configuración del estado mecánico del pozo. Sin embargo, sus principales ventajas son:

1. Se tiene control sobre la dosificación de las concentraciones del inhibidor.
2. Se puede cambiar el tipo de inhibidor con facilidad.
3. En caso de cierre del pozo, se suspende, a voluntad, la inyección del inhibidor.
4. Se tiene inyección continua del inhibidor.

VI.3.2.2 EMPACAMIENTO CON CANASTA.

Esta técnica consiste en colocar una canasta en el fondo del

pozo por debajo de los disparos, o bien, conectada al extremo inferior de la tubería de producción.

Si el tipo de inhibidor a utilizar es de muy baja disolución se recomienda colocarlo en el extremo de la T.P. En caso contrario, es preferible colocarlo en el fondo del pozo, debajo de los disparos.

Los tipos de inhibidores que se pueden emplear en esta técnica son los polifosfatos de solubilidad controlada y ciertos fosfonatos, en forma sólida por supuesto.

La principal desventaja de esta técnica es que si hay que cerrar el pozo por algún tiempo, los inhibidores siguen disolviéndose en los fluidos del pozo, lo cual puede traer grandes problemas de reversión, precipitación y taponamiento.

La forma de controlar las concentraciones del inhibidor es mediante el análisis de los fluidos producidos. Se recomienda hacer una gráfica de concentración de inhibidor contra tiempo para controlar la efectividad del tratamiento y decidir acerca del cambio de canasta.

En algunos casos es posible observar que la canasta se atora en la T.R. al ser introducida o extraída. Si esto ocurre, tendrá que perforarse con molino o simplemente empujarla con la tubería⁽¹¹²⁾.

VI.3.3 TECNICAS DE SUPERFICIE.

VI.3.3.1 INYECCION EN LINEAS SUPERFICIALES.

La aplicación de inhibidores en el equipo superficial es mucho más fácil que los tratamientos en la formación o en el interior de los pozos. Sin embargo, no por esto la efectividad es mayor. Es evidente que el éxito en la prevención de la formación de incrustaciones depende de la selección adecuada de los inhibidores a utilizar y de los puntos estratégicos de aplicación.

Con esto, es posible que al inyectar inhibidores en líneas superficiales de producción no se logre una prevención adecuada. Esto puede deberse a que la precipitación de sales incrustantes ocurra en algún punto corriente arriba de los sitios de inyección de -inhibidores. Esto no ocurre con los equipos de inyección de agua -donde casi todo el control se lleva en la superficie.

Si los cambios bruscos que propician la precipitación de sales ocurren en las instalaciones superficiales (lo cual no es frecuente, sino que ocurren en la formación vecina al pozo o en el interior del pozo), entonces el problema se simplifica enormemente en términos técnicos y económicos, y bastará con inyectar los inhibidores en un punto corriente arriba de los sitios de formación de in-crustaciones.

La inyección de inhibidores y reactivos en líneas superficiales es sencilla y sólo requiere de una bomba mecánica de inyección, un tanque de succión y una caseta-almacén de productos quími

cos. Lógicamente, también requiere de una supervisión y mantenimiento.

VI.3.3.2 COLOCACION DE CANASTAS O EMPAQUES.

Cuando se planea utilizar inhibidores de incrustación sólidos en el equipo superficial, se puede optar por la colocación de canastas o empaques en líneas de producción y transporte, o bien, en el interior de algún tanque de almacenamiento.

El uso de polifosfatos de solubilidad controlada, fosfonatos o ésteres orgánicos es aplicable en este caso. Estos inhibidores se irán disolviendo lentamente propiciando las concentraciones adecuadas.

La colocación en líneas de transporte consiste de un tramo de tubería paralela o by pass por donde circula una fracción del flujo principal, permitiendo así la comunicación entre el inhibidor y los fluidos producidos.

CONCLUSIONES

1. Una de las causas de la baja productividad de los pozos de hidrocarburo es la obstrucción del flujo por depositación de incrustaciones de sales.
2. Las principales causas de la depositación de incrustaciones son las alteraciones del equilibrio de las condiciones ambientales de los fluidos potencialmente incrustantes.
3. El equilibrio de las condiciones ambientales de los fluidos potencialmente incrustantes es un balance entre factores termodinámicos, cinéticos, hidrodinámicos y fisico-químicos. Tales factores involucran parámetros tales como presión, temperatura, volúmenes, velocidades de flujo (gasto), tipo de flujo, composición química, naturaleza iónica e interrelaciones moleculares entre los fluidos, y entre éstos y la formación.
4. La variación de estos parámetros durante la explotación de un sistema integral de producción primaria, puede llevar a situaciones críticas en las cuales ocurra precipitación y/o depositación de ciertas sales incrustantes. A su vez, estas sales son una causa de la baja productividad de los pozos cuando se llegan a depositar, restringiendo el flujo de fluidos.
5. Los factores de más peso que afectan la solubilidad de las sales incrustantes y por ende su precipitación e incrustación, son las caídas de presión, temperatura y la salinidad.
6. Las técnicas de identificación de incrustaciones consisten en métodos rápidos de campo y procedimientos específicos de análisis en el laboratorio. Entre los primeros están las pruebas con ácido clorhídrico y lupa de mano. Entre los segundos están las pruebas y procedimientos analíticos de laboratorio sofisticados que requieren de instrumentos y equipo de alta tecnología.

7. La identificación de los constituyentes de los depósitos incrustantes permite un mejor entendimiento de la naturaleza de su formación y disolución, así como una planeación más fundamentada de las acciones tendientes a resolver estos problemas
8. Una herramienta muy útil en la planeación de procedimientos preventivos y correctivos contra problemas de incrustaciones de sales en los sistemas de producción es la predicción de la tendencia incrustante de las aguas de campo que se manejan en la industria petrolera.
- 9.- Existen diversos métodos para predecir la tendencia incrustante de aguas de campo. Algunos son confiables, por el tipo de información que involucran y por los factores de incrustación que fundamentan sus ecuaciones. Tal es el caso del Índice de Saturación de Stiff y Davis para carbonato y sulfato de calcio, el Índice de Saturación para carbonatos de Oddo y Tomson y los Simuladores de Incrustación pluricomponentes de O.J. Vetter para carbonato de calcio y sulfatos de calcio, bario y estroncio.

Sin embargo, existen otros menos confiables por la utilización inadecuada de información o porque no contemplan ciertos factores de incrustación que son determinantes en la evaluación de las tendencias incrustantes o corrosivas de las aguas. Tal es el caso del Índice de Estabilidad de Langelier, el cual se limita a bajas salinidades (menos de 4000 ppm); el Índice de Estabilidad de Ryznar, el cual involucra constantes empíricas tabuladas (de disociación) que no siempre se tienen disponibles en el campo; y los índices de saturación para sulfatos de bario y estroncio, los cuales requieren de datos de solubilidad medidos a diferentes condiciones de presión, temperatura y salinidad.

10. Ningún método predictivo incluye condiciones de agitación, turbulencia y gasto de flujo, los cuales son factores de incrustación determinantes.

A pesar de estas desventajas, los métodos predictivos dan por lo menos una idea de la tendencia incrustante-corrosiva de las aguas de campo con aproximaciones aceptables.

11. El tipo de remoción a usar (mecánica, química o combinada) depende del tipo y composición del depósito incrustante, así como del sitio donde se encuentre y de las condiciones físicas (mecánicas), químicas, termodinámicas, cinéticas e hidrodinámicas ambientales.
12. Para remover depósitos incrustantes en la formación se debe utilizar un procedimiento de acidificación, fracturamiento, estimulación o simple lavado, cuidando siempre de no dañar más la formación y procurando restituir la productividad de los yacimientos. Para esto se cuenta con tecnología suficiente aplicable a los campos petroleros de nuestro país.
13. Queda de manifiesto que debe realizarse un análisis económico esrupuloso que garantice la costeabilidad de los tratamientos en la mejor combinación ingeniería-economía.
14. Los depósitos incrustantes que se encuentran en el interior del pozo pueden ser removidos con alguna herramienta de acción mecánica. También se puede lograr con sustancias químicas, tales como ácido clorhídrico, EDTA, soluciones alcalinas, agua salada y/o ácidos orgánicos. En cualquier caso es preferible utilizar un método de remoción mecánica acompañado de una solución lavadora, como agua dulce, salmuera o diesel.
15. Los métodos de remoción química ofrecen el inconveniente de causar daño a la formación o al estado mecánico del pozo, por lo que se recomienda utilizar preferentemente un método de remoción mecánico.
16. Siempre que se presente obstrucción por incrustaciones en el in

terior del pozo, se deberá utilizar un método mecánico de remoción, salvo casos específicos en los que se requieran ciertas sustancias químicas como partes de los fluidos lavadores y de control.

17. Los depósitos de carbonato de calcio, sulfato de calcio y carbonato de hierro se pueden tratar con soluciones ácidas. Los depósitos de sulfato de bario y estroncio deberán tratarse con métodos mecánicos tales como redisperar o el uso de herramientas sónicas.
18. El EDTA (ácido etilendiaminotetraacético) o cualquiera de sus derivados, son las sustancias que presentan mejores condiciones de remoción química. Esto se puede observar por sus características de disolución, quelación e inhibición. Por esta razón, es la sustancia más ampliamente recomendada contra cualquier tipo de depósito incrustante.
19. En cualquier caso, es preferible prevenir la formación de depósitos incrustantes que emprender algún procedimiento de remoción. Esto se puede lograr mediante el uso de inhibidores de incrustación.
20. El tipo de inhibidor a emplear dependerá del tipo de depósito incrustante y su composición, así como también del mecanismo de formación y disolución.
21. Los inhibidores trabajan mediante dos mecanismos: formación de complejos solubles con los iones incrustantes y efecto threshold o modificación del crecimiento de los cristales, permitiendo la nucleación pero impidiendo el crecimiento secundario.
22. Los principales factores que afectan la disolución de incrustaciones, utilizando inhibidores, son: el pH, la concentración de inhibidor, el efecto de estequiometría, la temperatura, la agitación y el agua de disolución.

23. Los principales productos químicos utilizados como inhibidores para prevenir la depositación de incrustaciones son los polifosfatos simples, polifosfatos de solubilidad controlada, fosfatos, ésteres fosfatados, polímeros y ácidos poliorgánicos.
24. El uso de los polifosfatos simples ha sido relegado debido a que tienden a revertir. En su lugar se prefieren los polifosfatos de solubilidad controlada ya que estos se disuelven más lentamente y los períodos de tratamiento son más largos. Se aplican para prevenir la formación de CaCO_3 , CaSO_4 , BaSO_4 y SrSO_4 .
25. Los fosfatos orgánicos o fosfonatos son buenos inhibidores en formaciones con altas temperaturas y no presentan el problema de reversión; son buenos inhibidores contra CaCO_3 y CaSO_4 , y excelentes contra BaSO_4 y SrSO_4 .
26. Los ésteres fosfatados son efectivos para prevenir la formación de carbonatos y sulfatos, pero tienden a formar emulsiones cuando se mezclan con el aceite, son incompatibles con salmueras ricas en calcio, no son aplicables a temperaturas mayores de 100°C y tienden a revertir.
27. Los polímeros de los ácidos acrílico, metaacrílico y fosfónico son buenos inhibidores de incrustaciones de sulfatos de calcio, bario y estroncio. Tienen amplio rango de pH y temperatura y son compatibles con la mayoría de las salmueras y aceites crudos. Los poliacrilatos y las poliacrilamidas son buenos inhibidores contra depósitos de carbonatos y sulfato.
28. Los ácidos poliorgánicos son buenos inhibidores de CaCO_3 y CaSO_4 . La inhibición contra BaSO_4 y SrSO_4 aunque pobre, llega a ser efectiva, si el nivel de sobresaturación no es muy alto.

29. Para inhibir la formación de compuestos de fierro, puede controlarse el nivel del pH.
30. Todo producto químico antes de ser introducido al pozo o a la formación debe evaluarse en el laboratorio, a fin de determinar su efectividad. Las pruebas que comúnmente se realizan son las de precipitación (estática y dinámica), de compatibilidad con los fluidos del pozo y de la formación de adsorción desorción y las determinaciones de concentraciones óptimas.
- 31.- Existen diversas técnicas de aplicación de inhibidores. La mejor técnica será aquella en la cual el inhibidor se aplica corriente arriba de la formación de incrustaciones. Esto no siempre es posible económicamente, puesto que muchos depósitos se forman en la cara del intervalo productor. En este caso las técnicas a emplear son la inyección forzada de polímeros como desviador e inhibidor y otros productos como inhibidores de incrustación, o bien, la colocación de canastas con inhibidores sólidos, como polifosfatos de solubilidad controlada. En los tratamientos normales de fracturamiento, deben inyectarse inhibidores granulados a fin de prolongar la vida productiva del pozo.
- 32.- Si el punto de formación de incrustaciones está dentro del pozo, entonces se puede inyectar desde la superficie algún inhibidor con tubería tipo macarrón; o bien, colocar un empacamiento con canasta (o pichancha) en el fondo del pozo o la T.P.
33. Si el problema se presenta en líneas superficiales, la aplicación de inhibidores se facilita muchísimo. Bastará con inyectar algún reactivo a la línea, o bien, colocar algún empaque con inhibidor sólido en un by pass.

34. En términos generales, la metodología que se sigue durante un problema de depositación de incrustaciones, es la siguiente:
- a. Identificar el tipo de incrustación y las causas de la depositación.
 - b. Remover los depósitos utilizando procedimientos químicos o mecánicos.
 - c. Inhibir contra depositación posterior.
 - d. Controlar y evitar los ambientes propicios de incrustación, tales como caídas de presión excesivas, cambios drásticos en la dirección del flujo.

BIBLIOGRAFIA Y REFERENCIAS

- 1.- Paul Ander y Anthony J. Sonnessa.
Principios de Química, Introducción a los Conceptos Teóricos
Editorial Limusa
México, 1978
- 2.- Orozco D. Fernando
Análisis Químico Cuantitativo, Cap. 2
- 3.- Garaicochea P.F.,
Apuntes de Transporte de Hidrocarburos
Facultad de Ingeniería,
Universidad Nacional Autónoma de México
México, 1983
- 4.- Patton, Charles
Oilfield Water Systems
Campbell Petroleum Series
Oklahoma, 1977
- 5.- Gómez Cabrera J.A., Becerril C.F. y Flores, S.L.
Apuntes de Manejo de la Producción en Superficie
Facultad de Ingeniería, UNAM
México, 1986
- 6.- Muñoz Herrera Alicia
Desarrollo de un Método para Evaluación de Inhibidores de In-
crustación, Tesis Profesional, Facultad de Química, UNAM
México, 1975
- 7.- Hernández Puente Mario Alberto
Tratamiento de Aceite Crudo, Tesis Profesional,
Facultad de Ingeniería, UNAM
México, 1986

- 8.- Muñoz H.A. e Islas S.C., "Evaluación Experimental de Inhibidores de Incrustación"; Instituto Mexicano del Petróleo, Subdirección de Tecnología de Explotación 1977.
- 9.- O.J. Vetter y W.A. Farone, "Calcium Carbonate Scale in Oilfield Operations", SPE Paper No. 16908 presented at the 62 nd. Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE, Dallas, Tx., -- September 1987.
- 10.- Langelier, W.F., "Analytical Control of Anti-corrosión Water -- Treatment", Journal A.W.W.A., 28, p. 1000, 1936.
- 11.- Larson, F.E., and Buswell, A.M., "Calcium Carbonate Saturation and Alkalinity Interpretation", Journal A.W.W.A., 34, p. 1667, 1942.
- 12.- Stiff, H.A., y Davis, L.E., "A Method of Predicting The Tendency of Oil Field Waters to Deposit Calcium Carbonate", Trans. AIME, 195, 1952.
- 13.- Oddo, J.E., y Tomson, M.B., "Simplified Calculation of CaCO_3 Saturation at High Temperatures and Pressures in Brine Solutions", Journal of Petroleum Technology, July 1982.
- 14.- Vetter, O.J., "Oilfield Scale - Can We Handle it", Journal of Petroleum Technology, Dec, 1976.
- 15.- Vetter, O.J., y Kandarpa, V., "Prediction of CaCO_3 Scale Under Downhole Conditions", SPE paper No. 8991, SPE International -- Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry, Stanford, Ca., May 28-30, 1980.

- 16.- Vetter, O.J., Kandarpa, V., Williams, R., Bent, M., y Salzman, D., "Three-Phase PVT and CO₂ Partitioning", SPE Paper 16351, SPE Regional Meeting, Ventura, Ca., April, 1987.
- 17.- Matthews, R.R., y Carlberg, B.L., "Scale Treatment", Proceedings of University of Oklahoma Corrosion Control Course, Sept, 1972.
- 18.- Carlberg, B.L., y Matthews, R.R., "Solubility of Calcium Sulfate in Brine", SPE paper No. 4353, May 1973.
- 19.- Vetter, O.J.G., "How Barium Sulfate is Formed: An Interpretation", Journal of Petroleum Technology, Dec. 1975.
- 20.- Nancollas, G.H., "Crystal Growth and Dissolution of Barium Sulfate", Society of Petroleum Engineers Journal, December 1975.
- 21.- Ostroff, A.G., "Introduction to Oilfield Water Technology", - Englewood-Cliffs, N.J., Prentice-Hall, 1965.
- 22.- Jacques, D.F., y Bourland, B.I., "A Study of Solubility of -- Strontium Sulfate", Society of Petroleum Engineers Journal, -- April 1983.
- 23.- Shen, J., y Crosby, C.C., "Insight Into Strontium and Calcium - Sulfate Scaling Mechanism in a Wet Producer", Journal of Petroleum Technology, July 1983.
- 24.- Case, L.C., "Here's a look at solid deposits formed in water-injections systems", The Oil and Gas Journal, July 13, 1970.
- 25.- Van Everdingen, A.F., "The Skin Effect and Its Influence on the Productive Capacity of a Well", Trans. AIME, 1953.
- 26.- Hurst, W., "Establishment of the Skin Effect and Its Impediment of Fluid Flow into a Well Bore", Pet. Eng., Oct, 1953.

- 27.- R.C. Earlougher, Jr., "Advances in Well Test Analysis", SPE Monograph 5, 1977.
- 28.- Valderrabano H.A., Rayon C.R., Osornio M.J.J.A y Rodriguez N.R., "Apuntes de Evaluación de Producción", Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 1984.
- 29.- Vetter, O.J., "An Evaluation of Scale Inhibitors", SPE 3188, - 41st. Annual California Regional Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Oct. 28-30, 1970.
- 30.- American Petroleum Institute, "Recommended Practice for Analysis of Oil-Field Waters", API-RP-45, November, 1968.
- 31.- Instituto Mexicano del Petróleo, "Tratamiento del Agua de Inyección" Proyecto D-3110, Publicación 1, Subd. Tec. Explotn., Div. Producción, Julio 1982.
- 32.- American Public Health Association, Inc., "Standard Methods for the Examination of Water and Waste Water", 429, New York, 1965, 12thEd.
- 33.- American Society For Testing and Materials, "Manual on Industrial Water and Industrial Waste Water, 512, Philadelphia, 1965.
- 34.- Hillebrand, W.F., Lundel, G.E.F; Bright, H.A; and Hoffman, J.I, "Applied Inorganic Analysis", 732, John Wiley and Sons, Inc., - New York, 1953, 2nd. Ed.
- 35.- Furman, N.H., "Standard Methods of Chemical Analysis", 1, 332, D. Van Nostrand Company, Inc., Princeton, 1962, 6th Ed.
- 36.- Langelier, W.F., "The Analytical Control of Anti-Corrosion --- Water Treatment", J.A. Water Works Assoc., 28, 1936, 1500

- 37.- Ryznar, J.W., "A New Index For Determining Amount of Calcium Carbonate Scale Formed by Water", J.A. Water Works Assoc., - 36, 1944, 472.
- 38.- Oddo, J.E. y Tomson, M.B., "Simplified Calculation of CaCO_3 Saturation at High Temperatures and Pressures in Brine Solutions", S.P.E, July 1982.
- 39.- Stiff, H.A. y Davis, E.L., "A Method For Predicting the Tendency of Oil Field Waters to Deposit Calcium Sulfate", TRANS. AIME, 195, 1952.
- 40.- Couto Monteiro M.I, Hosam Ahmed Abdel-Rehim, "Previsão de Incrustações para Projetos de Recuperação Secundária de Petróleo por Injeção de Água", Sector de Análise para Reservatórios, Divisão de Geologia e Engenharia para Reservatórios, -- Centro de Pesquisas, B. Tec., Petrobras, Rio de Janeiro, Brazil, 1984.
- 41.- Templeton, Charles C., y Rodgers, Jane C., "Prediction in Anhydrite Precipitation in Field Water-Heating Systems", Journal of Petroleum Technology, April, 1968, p 423-432.
- 42.- Templeton C.C., y Rodgers, Jane C., "The Solubility of Anhydrite in Several Aqueous Salt Solutions Between 250° and 325°C", J. Chem. Eng. Data (1967) Vol. 12, 536.
- 43.- Culberson C.M., Latham G., y Bates R.G., "Solubilities and Activity Coefficients of Calcium and Strontium Sulfates in Synthetic Seawater at 0.5 and 25°C", J. of Phys. Chem., 1978, -- Vol. 82, No. 25.
- 44.- Skillman H.L., Mc. Donald J.P. Jr., y Stiff H.A. Jr., "A Simple Accurate, Fast Method for Calculating Calcium Sulfate Solubility in Oil Field Brine", Paper No. 906-14-1, presented at --

the Spring Meeting of the Southwestern District Division of Production, American Petroleum Institute, Mar 12-14, 1969.

- 45.- Fulford R.S., "Effects of Brine Concentration and Pressure Drop on Gypsum Scaling in Oil Wells", Journal of Petroleum Technology, Jun. 1968, p. 559-564.
- 46.- Vetter, O.J.G., y Phillips, R.C., "Prediction of Deposition of Calcium Sulfate Scale Under Down-Hole Conditions", Journal of Petroleum Technology, Oct. 1970.
- 47.- Owens, B.B. y Brinkley, S.R., "Calculation of the Effect of Pressure Upon Ionic Equilibria in Pure Water and in Salt -- Solutions", Chem. Reviews (1941) 29, p. 461-474.
- 48.- Magdin, W.N. y Swales, D.A., "Solubilities in the System -- $\text{CaSO}_4\text{-NaCl-H}_2\text{O}$ at 25° and 35°C", J. Appl. Chem. (1956), 6, - 482-487.
- 49.- Blount, C.W., "The Solubility of Anhydrite in the Systems - $\text{CaSO}_4\text{-H}_2\text{O}$ and $\text{CaSO}_4\text{-NaCl-H}_2\text{O}$ and Its Geologic Significance" PhD Thesis, U. of California at Los Angeles (1965).
- 50.- Dickson, F.W., Blount, C.W. y Tunnell, G. "Use of Hydrothermal Solution Equipment to Determine the Solubility of Anhydrite in Water From 100°C to 275°C and from 1 Bar to 100 -- Bars Pressure", Am. J. Science (1963) 261, 61-78.
- 51.- Marshall, W.L., y Slusher, R., "Aqueous Systems at High -- Temperature. Solubility to 200°C of Calcium Sulfate and - Its Hydrates in Sea Water and Saline Water Concentrates -- and Temperature-Concentration Limits". J. of Chem. Eng. -- Data (1968) 13,83.
- 52.- Marshall, W.L., Slusher, R., y Jones, E., "Aqueous Systems at High Temperature. XIV. Solubility and Thermodynamic Relationships for CaSO_4 in $\text{NaCl-H}_2\text{O}$ Solutions from 40° to 200°C, 0 to 4 Molal NaCl, J. of Chem. Eng. Data (1964) 9, 187.

- 53.- Metler, A.V. y Ostroff, A.G., "The Proximate Calculation of the Solubility of Gypsum in Natural Brines From 28 to 70°C", Environmental Science and Tech. (1967) 1, p-815-819.
- 54.- Zen, E-An "Solubility Measurements in the System $\text{CaSO}_4\text{-NaCl-H}_2\text{O}$ at 35°C, 50°C and 70°C and One Atmosphere Pressure", J. of -- Petrology (1965)6, Part I, p. 124-164.
- 55.- Bock, E., "On the Solubility of Anhydrous Calcium Sulphate and of Gypsum in Concentrated Solution of Sodium Chloride at 25°C, 30°C, 40°C and 50°C, Cdn. J. Chem. (1961)39, p. 1746-1751.
- 56.- Poetmann F.H.y Carpenter. P.G., "The Multiphase Flow of Gas, Oil and Water Through Vertical Flow Strings with Application to the Design of Gas Lift Installations", Drilling and Producing practice., API 1952.
- 57.- Baxendell P.B. y Thomas R., "The Calculation of Pressure Gradients in High Rate Flowing Wells", J.P.T, Oct, 1961.
- 58.- Fancher F.H. y Brown K.E., "Prediction of Pressure Gradients for Multiphase Flow in Tubing", SPEJ. Mar, 1963.
- 59.- Hagedorn A.R. y Brown K.E., "Experimental Study of Pressure Gradients Ocurring During Continuous Two-Phase Flow in Small Diameter Vertical Conduits", JPT, april, 1965.

- 60.- Duns H. y Ros N.C.J., "Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells", Proc. 6th World Petroleum Congress, 1963.
- 61.- Orkiszewski J., "Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipes", JPT, Jun, 1967.
- 62.- Aziz K., Govier G.W. y Fogarasi M., "Pressure Drops in Wells - Producing Oil and Gas", Journal of Canadian Petroleum Technology, Julio-Sept, 1972.
- 63.- Beggs H.D. y Brill, J.P., "An Experimental Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes", JPT, May, 1973.
- 64.- Chierici G. L., Ciucci G.M. y Sclocchi G., "Two-Phase Flow in Oil Wells, Prediction of Pressure Drop "SPE 4316, Second Annual European Meeting, April 2-3, 1973.
- 65.- Ros N.C.J., "Simultaneous Flow of Gas and Liquid as Encountered in Well Tubing" JPT, Oct. 1961.
- 66.- Romero Juárez A., "A Simplified Method for Calculating Temperature Changes in Deep Wells", JPT, Junio 1979.
- 67.- Ramey H.J.Jr., "Wellbore Heat Transmission", Trans AIME (1962).
- 68.- Yocum, B.T., "Two-Phase Flow in Well Flowlines", Pet. Eng. Nov. 1959.

- 69.- Templeton C.C., "Solubility of Barium Sulfate in Sodium Chloride Solutions from 25° to 95°C", J. of Chem. and Eng. Data, Vol. 5, No. 4, Oct. 1960.
- 70.- Davis J.A., y Collins E.A., "Solubility of Barium and Strontium Sulfates in Strong Electrolyte Solutions", Environ. Sci. and Tech. 1971, 5, No.10, p. 1039-1043.
- 71.- Vetter O.J. et al., "Experimental Data on BaSO₄, SrSO₄ and CaSO₄ Solubilities as a Function of Temperature and Brine Composition" Vetter Research, Costa Mesa, CA, 1981.
- 72.- Nancollas G.H., y Purdie N., "Crystallization of Barium Sulphate in Aqueous Solution", Trans., Faraday Soc., 1963, 59, p. 735-740.
- 73.- Mitchel R.W., Grist D.M. y Boyle M.J., "Chemical Treatments Associated with North Sea Projects", JPT, May, 1980. p.904-912.
- 74.- Fletcher G.E., French T.R., y Collins A.G., "A Method for Calculating Strontium Sulfate Solubility", U.S. Department of Energy, Bartlesville Energy Technology Center, Bartlesville, Oklahoma, 1980.
- 75.- Garrels R.M., y Christ C.L., "Solution, Minerals and Equilibria", California, Freeman, Cooper and Company, 1965. p. 74-91, 176-217.
- 76.- Brownscombe E., "Scale Removal with Downhole Shock Waves", Sonics

International, Inc.

- 77.- Bodine A.G., "Sonic Apparatus for Cleaning Wells, Pipe Structures and the Like", United States Patent Num. 4280557, Jul 28, 1981.
- 78.- Petrotec, S.A. de C.V., "Servicio de Tubería Flexible, la Solución Rápida y Económica a Problemas complejos y Costosos", Folleto Petrotec.
- 79.- Fosdick, F.D.Jr., Browder J.L., "Well Cleaning Apparatus and Treating Method", United States Patent Num. 4612986, Sep. 23 1986.
- 80.- Wayt N.E., "Well Cleaning Tool". United States Patent Num --- 4332296, Jun 1, 1982.
- 81.- Nebolsine R., "Method and Apparatus for Cleansing Well Liner and Adjacent Formations", United States Patent Num. 3945436, - Mar 23, 1976.
- 82.- Farrel E.C., "Pipe Cleaning Apparatus", United States Patent - Num. 4271556, Jun 9, 1981.
- 83.- Shaughnessy C.M. y Kline W.E., "EDTA Removes Formation Damage at Prudhoe Bay", JPT, Octubre de 1983, p. 1783-1791.

- 84.- Clemmit A.F., Ballance D.C., y Hunton A.G., "The Dissolution of Scales in Oilfield Systems", SPE Num. 14010 presented at the Offshore Europe 85 Conference, 10-13 Sep. 1985.
- 85.- Clemmit A.F., Hunton A.G., y Riley B., "The Sequestration of Unwanted Assets on a Large Scale", Akzo Chemie (U.K.) Ltd., - Research Centre, Hollingworth Road, Littleborough, Lancashire, OL150BA, England.
- 86.- Smith C.F., Nolan III T.J. y Crenshaw P.L., "Removal and Inhibition of Calcium Sulfate Scale in Waterflood Projects", JPT, Nov, 1968, p. 1249-1256.
- 87.- Lawson M.B., "Formulation for the Dissolution of Gypsum" United States patent Num. 4096869, Jun 27, 1978.
- 88.- Schutte, R.W., "Designing Gyp Scale Removal Treatments Based on Chemical Characteristics to Optimize Field Performance", SPE - num. 16888 presented at the 62nd. Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE, Dallas, Tx., Sep 27-30, 1987.
- 89.- Richardson E.A., y Scheuerman R.F., "Economically Dissolving -- Barium Sulfate Scale With a Chelating Agent", United States Patent Num. 4030548, Jun 21, 1977.
- 90.- Coffey y Colaboradores, "Composition and Method for Removing Sulfide-Containing Scale from Metal Surfaces", European Patent

Application Num. 79200728.8, Dec 05, 1979.

- 91.- Amjad, Zahid, "Stabilization of Iron in Aqueous Systems", European Patent Application Num 86115026.6, Oct 29, 1986.
- 92.- Frenier W.W. y Wilson D.A., "Aqueous Acid Composition and Method of Use", United States Patent Num. 4636327, Jan 13, 1987.
- 93.- Brewster J., "Adequate Study Necessary for Scale Removal", Production Chemicals, Prod. Month.
- 94.- Sparlin D.D. y Hagen R.W. Jr., "Controlling Water in Producing Operations -Part 4 Grouting Materials and Techniques", World Oil, Jun. 1984.
- 95.- Sparlin D.D. y Hagen R.W. Jr., "Controlling Water in Producing Operations - Part 5 Using Poliacrilamide Polymers", World Oil July 1984.
- 96.- Ralston P.H., "Scale Control With Aminomethylenephosphonates", JPT, Aug. 1969.
- 97.- Johnson K.S., "Water Scaling Problems in the Oil Production - Industry", Oilfield Chemical Services, 430 Clifton Road, Aberdeen AB22EJ, United Kingdom (Chemicals in the Oil Industry).

- 98.- Sloat, Ben. "Controlled Solubility Phosphates-A Versatile Solution to Oilfield Scale Problems", JPT, Nov. 1960 p.30-36.
- 99.- Gevecker J.R., "Predicting and Preventing Oilfield Scales", - Gulf Energy and Minerals Company-United States p. 117-121.
- 100.- Spriggs D.M. y Hover G.W., "Field Performance of a Liquid Scale Inhibitor Squeeze Program", JPT, Jul. 1972 p. 812-816.
- 101.- Marples L., "Inhibiting Chemical Scale in Cooling Systems" Processing, aug. 1977.
- 102.- Miles L.H. y King G.E., "Inhibition of Scale Formation", Canadian Patent Num. 880849, Sept. 14 1971.
- 103.- Oddo J.L., Sloan K.M., y Tomson M.B., "Inhibition of CaCO_3 Precipitation From Brine Solutions: A New Flow System for High - Temperature and Pressure Studies", JPT, Oct. 1982 p. 2409-2412.
- 104.- Auerbach M.H. Reimer, R.A., Olander R.G. y Rapier P.M., "A Calcium Carbonate Scale Inhibitor for Direct-Contact Binary Geothermal Service", JPT, Aug. 1983 p. 1546-1552.
- 105.- Meunier G., "Procédé Et Produit pour l'empêchement de l'entartrage par des eaux", Demande de Brevet Europeen Num. 0112738, European Patent Office Nov. 17, 1983.

- 106.- Vetter O.J., "The Chemical Squeeze process-Some New Information on Some Old Misconceptions", JPT, March 1973, p. 339-353.
- 107.- Springgs D.M. y Hover G.W., "Field performance of a Liquid Scale Inhibitor Squeeze Program to Prevent Wellbore Damage in a Dolomite Reservoir", SPE paper Num. 3545, 46th. Annual Fall Meeting of SPE-AIME, Oct. 3-6, 1971.
- 108.- Vetter O.J., Nilssen T., Lankford S. y Shelton M., "Well Stimulation and Scale Inhibitors", SPE paper Num. 17284, presented at the SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Tx., --march 10-11, 1988 p. 179-184.
- 109.- Tinsley J.M., Lasater R.M. y Knox J.A., "Design Techniques for Chemical Fracture-Squeeze Treatments", JPT, Nov. 1967, Pet. Transactions, p. 1493-1499.
- 110.- Lasater R.M., Gardner T.R., y Glasscock F.M., "Scale Deposits are Controlled Now with Liquid Inhibitors", The Oiland Gas Journal, Jan.15. 1968.
- 111.- Hong S.A. y Shuler P.J., "A Mathematical Model for the Scale Inhibitor Squeeze Process", SPE paper Num. 16263 presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, San Antonio, Tx.Feb.4-6, 1987 p. 217-232.

- 112.- Bezemer C. y Baver K.A., "Prevention of Carbonate Scale Deposition: A Well-Packing Technique with Controlled Solubility Phosphates", JPT, April 1969 p. 505-514.
- 113.- Bonet L. y Petrone L.W., "Dano de Fromacao Devido a Precipitacao de Parafinas do Oleo", Bol. Tec. ARPEL 17(3); Septiembre 1988, p. 231-238.
- 114.- Addison, G.E. "Paraffin control more cost effective" In: SPE Eastern regional Meeting Charleston West Virginia E.U.A. Anais. Dallas SPE 1984.
- 115.- Ashton, J.P. et alii "In-situ heat system stimulates paraffinic crude producers in gulf of Mexico". In: SPE 61st annual technical conference and exhibition. New Orleans, Louisiana, E.U.A. Anais. Dallas, SPE, 1986.
- 116.- Barker K.M. "Formation damage related to hor oiling". In: Production operations symposium. Oklahoma City Oklahoma. SPE E.U.A. Anais. Dallas SPE? 1987.
- 117.- Barker, K.M. et. Alii "Disadvantages of hot oiling for down-hole paraffin removal in rod pumping systems". SOUTHWESTERN PETROLEUM SHORT COURSE.
- 118.- Brogdon, B.R. & Drill, F.E. "A new chemical approach to stimulation of old producing well" In SPE 44th annual fall meeting. Denver, Colorado, E.U.A. Anais Dallas SPE, 1969.

- 119.- Garbis, S.J. et alii. "A novel technique for avoiding paraffin problems a field study in theackerly Dean Unit, Dawson Country, Texas". SOUTHWESTERN PETROLEUM SHORT COURSE.
- 120.- Gdanski, R. "Paraffin problems in low paraffin constant crude". SOUTHWESTERN PETROLEUM SHORT COURSE.
- 121.- Houchin, L.R. & Hudson, L.M. "The prediction, evaluation and treatment of formation damage caused by organic deposition. In SPE 7th Symposium on formation damage control Lafayette, Louisiana E.U.A. Anais. Dallas, SPE, 1986.
- 122.- Maly, G.P. et alii. "Method and solvent composition for stimulating the production of oil from a producing well". Patents U.S. 3.998.743, dezembro, 1976.
- 123.- McCall, J.M. Jr. & Johnson II, R.L. "Paraffin treatment in the well service industry". SOUTHWESTERN PETROLEUM SHORT COURSE.
- 124.- McClafin, G.G. & Whitfill, D.L. "Control of paraffin deposition in production operations". In: SPE 58th annual technical conference and exhibition. San Francisco California, E.U.A. Anais. Dallas SPE 1983.
- 125.- Mitchell, T.I. et alii. "Field application of a chemical heat and nitrogen generating system". In: SPE California Regional Meeting. Long Beach California. Anais Dallas SPE, 1984.

- 126.- Nazarov, S.N. "Particularidades na localizacao e implantacao dos pocos de injecao, no caso de injecao de agua em jazidas de petr6leo de alto teor de parafina" IZV. VYSS. UCHEB.ZAVEDELL. NEFT GAS. No. 2, 41-44, 1969.
- 127.- Newberry, M.E. & Becker, K.M. "Formation damage prevention - through the control of paraffin and asphaltene deposition". In: SPE Production operations Symposium Oklahoma City, Oklahoma, E.U.A. Anais Dallas, SPE, 1985.
- 128.- Sullivan, M.S. "Introducao ametodologia da pesquisa. Curso ministrado na Universidade Federal de Ouro Preto", 22-26 -- outubro 1984.
- 129.- Sutton, G.D. "Aqueous Systems for paraffin removal" 5704 In: SPE-AIME Symposium of formation damage control. Houston, Texas, E.U.A. Anais, Dallas, SPE, 1976.
- 130.- Sutton, G.D. & Roberts, L.D. "paraffin precipitation during fracture stimulation". In: SPE-AIME Rocky Mountain Regional Meeting. Casper, Wyoming, E.U.A. Anais Dallas SPE, 1973.
- 131.- Tuttle, R.N. "High pour and asphaltic crude oils and condensates". In: SPE International Petroleum Exhibition and Technical Symposium. Beijing China. Anais: Dallas. SPE, 1982.

132.- Weingarten, J.S. & Euchner, J.A. "Methods for predicting wax precipitation and deposition". In: SPE 61st annual, technical conference and Exhibition. New Orleans, Louisiana, E.U.A. Anais, Dallas, SPE 1986.

133.- Woo, G.T. et Alii. "Long-Term control of paraffin deposition" In: SPE 59th annual technical conference and exhibition. Houston, Texas. E.U.A. Anais. Dallas, SPE, 1984.

APENDICE A
DEPOSITACION DE PARAFINAS

A.1 MECANISMOS DE DAÑO POR DEPOSITACION DE PARAFINAS

A.1.1 DEPOSITACION DE PARAFINAS, CONCEPTO Y FORMACION.

Las parafinas están caracterizadas químicamente como cadenas relativamente largas de hidrocarburos saturados, lineales o ramificadas, con fórmula molecular general C_nH_{2n+2} , donde n es el número de átomos de carbono (121,123,127,128).

En la clasificación química, las parafinas pertenecen al grupo de hidrocarburos denominados alcanos. Los alcanos de bajo peso molecular, conteniendo de 1 a 4 átomos de carbono, son gases en condiciones normales de temperatura y presión, mientras que, a estas condiciones los alcanos con 5 a 16 átomos de carbono son líquidos. Estas fracciones intermedias generalmente están presentes en la gasolina, querosina y en aceites combustibles. Los alcanos que presentan en su estructura de 18 a 60 átomos de carbono se denominan parafinas.

Originalmente las parafinas están en equilibrio con el aceite de la formación. En el caso de que se rompa este equilibrio, debido a variaciones en la presión y temperatura del aceite, podrá ocurrir una precipitación de parafina. Los depósitos de parafina consisten de una mezcla de

- Hidrocarburos de cadena lineal o ramificada
- Sales

- agua
- material asfáltico
- arena
- aceite crudo

Una depositación de parafina comienza a partir de ciertas condiciones de presión y temperatura, llamadas punto de niebla. De hecho, el punto de niebla de un aceite está definido como el punto en el cual un fluido se torna tan saturado con parafinas, que se comienzan a formar y a aglomerar pequeños cristales.

Se sabe que la solubilidad de un material sólido en un líquido decrece con la temperatura. Luego, a medida que la temperatura del aceite se reduce por debajo de la temperatura de niebla, comienzan a crecer y a aglutinarse pequeños cristales de parafina. Gradualmente se forma una red de cristales y una vez que la solubilidad ha sido excedida, ocurre una depositación de parafina (mecanismo de difusión molecular).

La depositación de parafina no siempre ocurre por caídas de temperatura, sino también por caídas de presión, de tal manera que un aceite pierde sus constituyentes más ligeros (metano, etano, propano, butano, etc) por volatilización. La pérdida de estos componentes disminuye la capacidad del aceite para mantener la parafina en solución y, consecuentemente, aumenta la posibilidad de precipitación. En otras palabras, con una caída de presión se disminuye significativamente la relación de solvente-soluto (aceite-parafina) (114,121,123,129,130).

La Figura A-1 ilustra el comportamiento del punto de niebla en función de la presión (al variar la composición del aceite). Es interesante notar que, con la producción de fluidos y la caída de presión del yacimiento abajo de la presión de saturación, el punto de niebla aumenta, como resultado de la pérdida gradual de las fracciones ligeras y el consecuente cambio de la composición del aceite. Un concepto importante en esta figura es que, en cualquier punto de bajo de la curva, habrá depositación de parafina⁽¹³⁰⁾.

Los factores que afectan la solubilidad y depositación de las parafinas son:

- Temperatura
- Relación soluto/solvente
- Presión
- Relación Gas disuelto-Aceite (Rs)
- Presencia de agua, aire y otros productos inorgánicos
- Acción de Asfaltenos

Considérese un aceite que está fluyendo a través de un medio poroso a una temperatura menor a la temperatura de niebla. Es obvio que los pequeños cristales de parafina formados serán filtrados y taponarán los espacios porosos. Cuando un poro esté completamente obstruido con parafina, el daño podrá ser irreparable, a menos que la temperatura de la formación sea restaurada. La razón de esto es que una parafina tapo-
nante sólo podrá ser removida por difusión molecular. Como la relación de transferencia de masa para ese proceso es proporcional al gradiente de concentración, la disolución de la parafina será extremadamente lenta. Para temperaturas menores que la del punto de nie-

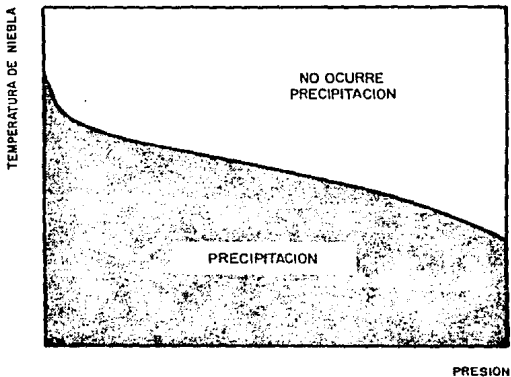


FIGURA A.1
COMPORTAMIENTO DEL PUNTO
DE NIEBLA EN FUNCION DE LA PRESION
(Y COMPOSICION DEL ACEITE)

bla, un aceite estará casi saturado y el gradiente de concentración será muy pequeño^(121,127,130). En ese caso, para remover el daño es preciso elevar la temperatura hasta el punto de fusión, que a su vez es superior al punto de niebla.

Otra temperatura de interés es la del punto de fluidez (o punto de escurrimiento), inferior al punto de niebla, y que indica la temperatura a la que deja de fluir el aceite.

El daño también puede ocurrir durante el transporte, con consecuente precipitación, de depósitos de parafina preexistente en la tubería de producción que son removidos y forzados hacia el interior de la formación por medio de algún fluido bombeado (mecanismo de dispersión cizallante)^(114,121,127,129,132).

A.1.2 MECANISMO DE DAÑO DURANTE LA VIDA DE UN POZO.

El daño a la formación debido a la depositación de parafinas puede ocurrir en las siguientes etapas de un pozo:

- Perforación
- Terminación y Reparación
- Producción

Durante estas etapas se puede provocar una ruptura en las condiciones de equilibrio preexistentes en el yacimiento y con esto causar cambios físico-químicos en el aceite, lo cual llevará a una condición de daño.

En las operaciones de perforación, en formaciones cuya temperatura sea próxima a la del punto de niebla del aceite que la sa tura, la pérdida de filtrado, o en muchos casos, la infiltración de sólidos del enjarre más fría que la roca del yacimiento, puede causar depositación de parafina. En este caso, la reducción de la temperatura del aceite probablemente será pequeña -el volumen perdido puede ser bajo en esas condiciones- provocando precipitación de parafinas a una cierta distancia de la cara productora. La extensión del daño será función de la permeabilidad del yacimiento, de las condiciones de temperatura de la roca y del fluido de perto ración, del volumen de filtrado o fluido perdido hacia la formación, y de la presión diferencial de los fluidos en la cara de la forma ción.

La inyección de volúmenes relativamente grandes de fluidos fríos (abajo de la temperatura de formación), durante operaciones de acidificación y fracturamiento en pozos con baja temperatura de fondo, puede romper el equilibrio en el interior de la formación -productora.

En el caso de un fracturamiento, se puede tener una fractu ra con alta conductividad, en la que es probable que ocurra deposi tación de parafina. Esta situación se agrava cuando se inyectan -fluidos a altas velocidades más fríos que la formación, provocando así, un enfriamiento de las caras adyacentes de la fractura. En es te caso ocurre depositación de parafina no sólo en la fractura, sino también en el interior de la roca próxima a las caras de la frac

tura. Es evidente que este razonamiento no se aplica a zonas productoras con temperaturas mayores a la del punto de fusión de la parafina.

Durante las operaciones de reparación con aceite caliente - utilizado para remover depósitos de parafina en la tubería de producción, también se puede provocar precipitación de parafina con daño a la roca del yacimiento. En este proceso, el aceite bombeado por el espacio anular pierde su calor en las tuberías de revestimiento y -- producción y en la roca del yacimiento, promoviendo la remoción de parafina existente en el interior de la sarta por medio de la disolución por calor. El aceite caliente que no entra en contacto con la parafina que está en el interior de la sarta, continúa descendiendo por el espacio anular hasta alcanzar el fondo del pozo (perdiendo calor continuamente), donde luego es producido. Si la temperatura de fondo está por debajo de la temperatura de niebla del aceite bombeado, entonces habrá depositación de cristales sólidos de parafina.

Por otro lado, durante la producción de los fluidos, la volatilización de las fracciones más ligeras afecta la capacidad del aceite para mantener en solución la parafina. Este cambio en la composición del aceite resulta en un cierto punto de niebla, y por lo tanto en una nueva temperatura para depositación de parafina. Así, en muchas situaciones, la sensibilidad térmica aumenta a lo largo de la vida del campo, pues el punto de niebla tiende a crecer con el agotamiento del yacimiento, (ver Figura A-1).

En términos generales se observa que, una vez que un medio poroso actúa como filtro, removiendo material sólido del fluido en movimiento, mientras menos permeable sea el medio poroso, más eficiente será en la remoción de partículas. Esto significa que las formaciones menos permeables son más susceptibles de daño por parafina - cuando el aceite esté por debajo del punto de niebla, que las formaciones más permeables.

Otro hecho interesante es que en rocas de menor permeabilidad, la condición de daño se dará a temperaturas más próximas al punto de niebla del aceite que en rocas de mayor permeabilidad.

A.2 PREDICCIÓN DE LA TENDENCIA DE ACEITES A DEPOSITAR PARAFINAS.

En el estudio del problema de daño por depositación de parafina, debe determinarse el porcentaje de ocurrencia en el aceite a través de pruebas de solubilidad. Para valores de 1 a 10% no se consideran potencialmente dañinos. Para valores mayores del 10% la precipitación y daño por parafina es muy posible⁽¹²³⁾.

Otro análisis importante es la determinación de la composición del aceite. Esto permite la determinación del punto de niebla, la cantidad de parafina que precipitará abajo del punto de niebla y la temperatura del punto de fusión. Esta última define la facilidad con que una formación se recuperará del daño. El estudio indicado en el caso de la determinación de la composición del aceite es un -

análisis de cromatografía de gases (121,123).

En el laboratorio comúnmente se mide el punto de niebla y el punto de fluidez. En el punto de niebla un aceite refinado comienza a saturarse de parafina, a la vez que se torna "nublado". En el caso de aceite crudo esto es difícil de observarse sobre todo cuando se pone opaco. Sin embargo, este punto puede determinarse en el laboratorio de otras formas, por ejemplo, variando la viscosidad con la temperatura. En este método se somete una muestra de aceite a disminuciones de temperatura, graficando viscosidad contra temperatura, como se muestra en la Figura A-2.

La viscosidad del aceite tiene un comportamiento newtoniano antes del inicio de la formación de cristales de parafina, y subsecuentemente, a medida que se baja la temperatura, el aceite se comporta como fluido no-newtoniano. El punto de inflexión es el punto de niebla (120,123,131).

El punto de fluidez se define como la menor temperatura a la cual el aceite fluye en ausencia de esfuerzos de corte. Abajo de esta temperatura el aceite se torna sólido, en el caso en que éste sea rico en parafinas.

Con base en los análisis de porcentaje de parafina presente en el aceite, composición del aceite y determinación de punto de niebla y punto de fluidez, se puede tener una idea de la potencialidad de daño por precipitación de parafina en el campo en estudio y dise

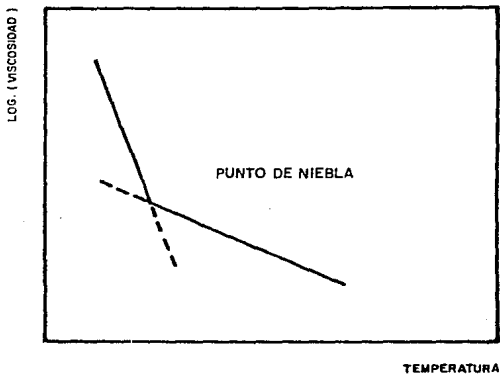


FIGURA A.2
DETERMINACION DEL PUNTO
DE NIEBLA EN EL LABORATORIO

ñar medidas preventivas.

A.3 METODOS DE REMOCION Y PREVENION

Existen diversos métodos que pueden ser aplicados en la remoción y prevención de depósitos de parafina. Estos pueden dividirse en las siguientes categorías:

- QUIMICOS
 - Solventes
 - Dispersantes
 - Detergentes
 - Inhibidores

- TERMICOS

- COMBINADOS

A.3.1 METODOS QUIMICOS.

Los métodos químicos se subdividen en dos grupos: productos químicos utilizados para disolver depósitos ya formados y productos utilizados para inhibir el crecimiento de los cristales de parafinas.

Solventes.- Son utilizados para disolver depósitos preexistentes y generalmente están constituidos de compuestos aromáticos puros, tales como benceno, tolueno y xileno, o de mezclas de estos con diesel o aceite crudo. Estos tipos convencionales de solventes se aplican a presión y en algunos casos exigen un precalentamiento antes de su inyección a la formación. Una desventaja de la mayoría

de los solventes utilizados es su bajo punto de inflamación, crean problemas en su manejo, principalmente al ser precalentados. Otro aspecto negativo es la rápida expansión de los depósitos de parafina en los poros de la formación al ser contactados por el solvente.

Dispersantes.- Los dispersantes no disuelven los depósitos de parafinas, más bien los rompen en partículas de tamaño menores de tal forma que puedan ser reabsorbidos por el flujo de aceite^(123,124,127,133).

Detergentes.- Son agentes tensoactivos que reducen la tensión superficial del agua solubilizando así los cristales de parafina -- (las partículas de parafina se pueden tornar mojadas por agua). Estos compuestos rompen los depósitos en pequeños pedazos e impiden que se vuelvan a aglomerar. Las moléculas de los detergentes presentan terminaciones solubles en agua y terminaciones solubles en aceite. Esta dualidad en su solubilidad permite que sus moléculas se formen a lo largo de la interfase existente entre el agua y el aceite. La selección del detergente debe hacerse de tal forma que se asegure que la formación se mantenga mojada por agua para facilitar la producción de aceite y reducir la posibilidad de una posterior depositación de parafina^(123,127,133).

Inhibidores.- O agentes modificadores del cristal. Generalmente son materiales poliméricos de elevado peso molecular; con una estructura suficientemente semejante a la parafina, hecho que los hace capaces de interferir en el proceso de cristalización parafíni

ca. Los inhibidores de parafina actúan por la modificación o impedimento de la formación de cristales de mayor tamaño y con esto reducen el punto de fluidez del aceite o disminuyen su viscosidad a temperaturas más bajas. Desafortunadamente, los inhibidores actúan solamente sobre parafinas de determinado rango de peso molecular, dejando inalterables las de peso molecular fuera de su rango de acción. Esto representa un problema cuando el inhibidor actúa sobre parafinas de menores pesos moleculares, permitiendo una depositación de las de mayor peso, que son las más difíciles de remover. En resumen, no existe un inhibidor universal que sea efectivo en todos los casos.

A.3.2 METODOS TERMICOS.

Un tratamiento térmico consiste en la adición de calor, proveniente de una fuente externa del sistema, provocando la fusión de la parafina y facilitando su remoción⁽¹²⁴⁾.

Para prevenir la ocurrencia de un nuevo depósito, la temperatura deberá mantenerse por arriba del punto de fusión de la parafina. La eficiencia de remoción de estos métodos aumenta si el daño es poco profundo. La gran ventaja de los métodos térmicos reside en el hecho de que el calor aplicado es capaz de solubilizar los precipitados de parafina que taponan completamente los poros de la formación y que serían inaccesibles a productos químicos, como dispersantes y solventes. Estos métodos presentan ciertas limitaciones. Por ejemplo, los calentadores de fondo tienen como desventaja la exigencia

de equipos especiales y el aumento del consumo de energía. Los generadores de vapor pueden ser solicitados en localizaciones remotas y su costo puede considerarse elevado. Además, el vapor sufre pérdidas de calor, lo que lleva a una reducción considerable de la temperatura de tratamiento, especialmente en pozos profundos. El vapor puede elevar la temperatura de la formación, más, debido a las pérdidas de calor asociadas al proceso, para que esto ocurra, es necesario inyectar un volumen grande, así como un período largo de inyección. Por otro lado, un valor alto del pH del vapor, combinado con altas velocidades de inyección y largos períodos de exposición, pueden resultar en daño permanente a la formación debido a la migración de finos (115,123,125).

Menos común, pero bastante eficiente en algunos casos, es el uso de productos químicos liberadores de calor, como por ejemplo sistemas de generación de calor y nitrógeno in situ. En estos procesos se combinan dos salmueras en la superficie y se provoca una reacción exotérmica.

A.3.3 METODOS COMBINADOS.

En yacimientos que presentan bajas temperaturas y que producen aceite con alto contenido de parafina, se puede evitar la deposición de ésta por la práctica relativamente simple de calentar los fluidos fracturantes a temperaturas que no excedan la temperatura de formación (130).

Durante la perforación, el control del filtrado es fundamenta

tal para la prevención de la depositación de parafina en campos pro
blemáticos. La práctica de circulación de aceite caliente puede cau
sar daño a la formación debido principalmente a la calidad y al tipo
de aceite impregnado y al enfriamiento del aceite en el espacio anu
lar.

De este modo, si la temperatura de niebla del aceite a uti
lizar es superior a la temperatura de fondo, el uso de agua calien
te en conjunto con productos químicos (anticorrosivos, detergentes,
desemulsificantes, inhibidores de arcilla, etc), resulta en una al
ternativa interesante en lugar del aceite caliente, puesto que se
promueve la remoción de parafina existente en el pozo sin causar da
ño a la formación^(116,117).

En el caso de pozos inyectoros de agua, donde se presente
un cierto potencial de este tipo de daño, se recomienda calentar el
agua de inyección⁽¹²⁶⁾.

APENDICE B

TECNICAS DE EVALUACION Y SELECCION DE INHIBIDORES DE INCRUSTACION

Existen numerosas pruebas de campo y de laboratorio para evaluar la efectividad de un producto químico y poder seleccionar el mejor de ellos. Obviamente, el mejor inhibidor será aquel que reúna las condiciones óptimas de inhibición al menor costo posible.

O.J. Vetter⁽²⁹⁾ presenta un método de evaluación de inhibidores de incrustación que consiste básicamente de las siguientes pruebas de laboratorio.

- a.- Pruebas estáticas de precipitación
- b.- Pruebas dinámicas de precipitación
- c.- Pruebas de compatibilidad con los fluidos circunvecinos (agua, aceite y gas)
- d.- Determinación del rango de concentración óptimo.

Por otro lado, Alicia Muñoz y Carlos Islas⁽⁸⁾ presentan un método de evaluación experimental de inhibidores de incrustación.

Este método toma en cuenta los mecanismos de inhibición y recomienda las siguientes pruebas:

- a. Pruebas de precipitación
- b. Pruebas de asentamiento
- c. Pruebas dinámicas de inhibición de incrustación
- d. Capacidad de adsorción en un medio poroso
- e. Velocidad de desorción de un medio poroso

f. Compatibilidad

g. Daño permanente ocasionado en un medio poroso

Pruebas de Precipitación.- Cuando se mezcla una solución que contiene aniones con otra que contiene cationes incrustantes, se forma un precipitado de la sal incrustante. Si a una de las soluciones se le añade un inhibidor de incrustación que forme complejos solubles con el catión, la cantidad de precipitado disminuirá de acuerdo con la eficiencia del inhibidor. Cuando el mecanismo de inhibición del producto consiste en la modificación del cristal, la concentración del catión en solución será similar a la de una prueba en blanco.

Estas pruebas consisten en mezclar 50 ml de una solución catiónica (CaCl_2 ó BaCl_2) con 50 ml de una solución aniónica (Na_2CO_3 ó Na_2SO_4), a las concentraciones determinadas de acuerdo con la solubilidad de la sal y las concentraciones de campo. A la solución aniónica se le adiciona la concentración deseada del inhibidor por probar. Asimismo, dicha solución contiene además cloruro de sodio en la cantidad necesaria para dar 30,000 ppm en la solución final.

Después de combinar las soluciones incompatibles, el sistema se mantiene en observación durante 24 horas, al cabo de las cuales se filtra y se toma una alícuota en la que se determina la concentración del catión incrustante.

La valoración de la prueba se obtiene determinando el por-

ciento de la concentración del catión en solución y observando la aparición del precipitado formado en función del tiempo.

Pruebas de Asentamiento..- Cuando el mecanismo de inhibición de un producto consiste en la modificación del cristal, el tamaño y la densidad del mismo se alteran.

Las pruebas de asentamiento consisten en mezclar 5 ml de solución catiónica con 5 ml de solución aniónica con las concentraciones adecuadas de aniones y cationes. Se agrega a la solución aniónica cloruro de sodio en la cantidad necesaria para dar una concentración final de 30,000 ppm y la concentración deseada de inhibidor.

En un nefelómetro se determina a diferentes tiempos la absorción del sistema contra un blanco.

Se estableció que una velocidad de asentamiento con una pendiente máxima de -10° al cabo de 4 horas, es indicativa de una buena inhibición de incrustación por modificación de cristales.

Pruebas Dinámicas de Inhibición de Incrustación.- En la mayor parte de los casos, la formación de incrustaciones en el campo se efectúa en un sistema dinámico. Esto hace necesario incluir en la evaluación de inhibidores una prueba dinámica que simule el proceso de formación de una incrustación. Las pruebas dinámicas son comparativas entre sí y permiten conocer el comportamiento de los inhibidores en la precipitación y adherencia de los cristales for-

mados a una superficie.

Esta prueba se lleva a cabo en un equipo que consta de dos celdas; una contiene la solución aniónica y otra la solución catiónica. El diagrama esquemático se muestra en la Figura B.1.

El procedimiento de prueba consiste en mezclar 4 litros de solución aniónica y 4 litros de solución catiónica a las concentraciones seleccionadas según la sal; a la primera se le añade la cantidad necesaria de cloruro de sodio para dar una solución final de 30,000 ppm y la concentración de inhibidor por probar. Las soluciones aniónica y catiónica, se desplazan con nitrógeno hacia una "Y" y de ahí a un cupón de prueba donde se mezclan propiciándose la incrustación en el mismo. Antes y después de cada prueba, el cupón se pone a peso constante. La diferencia de peso proporciona la cantidad de sulfato de bario, carbonato o sulfato de calcio incrustado. Al igual que el caso de las pruebas de precipitación, las temperaturas son las indicadas.

La eficiencia de inhibición en por ciento se obtiene mediante la fórmula:

$$\text{Ef. de Inh.} = \frac{100 - \text{mg de sal incrustada a Xppm de inhibidor} \times 100}{\text{mg de sal incrustada a Oppm de inhibidor}}$$

Se estableció que un producto con una eficiencia mayor de 80%, es un buen inhibidor de incrustación.

Las pruebas mencionadas son suficientes para el caso de pre ve ni ón de incrustaciones que se presentan en el equipo superficial de producción. Cuando el problema se presenta desde el fondo del pozo, es necesario emplear la técnica de inyección forzada, por lo cual es imprescindible determinar la capacidad de los inhibidores a adsorberse y desorberse en la roca de la formación. Esto con el ob je to de obtener una dosificación de aditivo que permita un prolonga do tiempo de protección.

Capacidad de Adsorción en un medio Poroso.- Cuando dos fases inmiscibles se ponen en contacto, en ocasiones la concentración de una fase es mayor en la interfase que en el seno de la solución. Esta tendencia del soluto a acumularse en una superficie se denomina adsorción. La adsorción de un producto en un medio poroso depende de la superficie específica del medio. Para esta prueba se utilizan empaques de arena Ottawa limpia y seca mallas 30-50 o de caliza de la misma malla.

El procedimiento consiste en saturar el empaque de arena con 150 ml de la solución de inhibidor por probar a una concentración de 100,000 ppm y la temperatura ambiente, al cabo de 4 horas drenar el exceso de solución de la arena cuantificando en el fluido drenado la cantidad de inhibidor no adsorbido por la arena. La capacidad de ad sor ci ón del producto en el medio poroso se reporta como un porcentaje de la diferencia entre la cantidad inicial de inhibidor y la drenada. Se establece que un producto tiene buenas propiedades de adsorción si su capacidad es mayor del 90%.

Velocidad de Desorción de un Medio Poroso.- Aun cuando un producto tenga buenas propiedades de adsorción, puede presentar un pobre comportamiento en una prueba de campo a consecuencia de su rápida desorción de la matriz de la formación. En estas condiciones el periodo de protección es corto y el tratamiento incosteable. Por lo anterior, la velocidad de desorción de los inhibidores es una de las propiedades para su selección y aplicación.

El procedimiento de prueba consiste en formar empaques de arena limpia y seca mallas 30-50. El empaque de arena se satura con agua destilada y se calienta a temperatura de yacimiento. Se introducen al empaque 100 ml de la solución de inhibidor a 500 ppm, dejándola en contacto con la arena durante 4 horas; al cabo de este tiempo se inicia la circulación de agua destilada a través del empaque, propiciando la desorción paulatina del inhibidor previamente adsorbido. Los volúmenes del efluente se recolectan detectando la cantidad de inhibidor en función del volumen poroso circulado. Los resultados obtenidos se expresan gráficamente como por ciento de la cantidad de inhibidor en el empaque, dependiendo de los volúmenes porosos circulados.

Los resultados son comparativos entre sí, lográndose la selección de buenos inhibidores; sin embargo, no deben considerarse los valores obtenidos como absolutos, puesto que las pruebas se desarrollan con un método confiable de laboratorio y no simulan las condiciones de campo.

Compatibilidad.- Algunos inhibidores pueden prevenir la formación de incrustaciones y a su vez producir efectos negativos y --causar daño a la formación. Un inhibidor puede reaccionar con los iones normalmente disueltos en la salmuera, formando sales poco solubles dentro de la formación productora, que pueden ocasionar una verdadera incrustación; también pueden formar emulsiones estables - con el aceite crudo, propiciando bloqueo por emulsión. Por estas -razones, es necesario efectuar pruebas de compatibilidad de soluciones de inhibidores con los fluidos producidos y aquellos normalmente empleados en tratamientos de pozos.

Las pruebas de compatibilidad se efectúan con los siguientes fluidos: agua destilada, agua potable, solución de cloruro de sodio, agua dura, ácido clorhídrico, crudo y agua de la formación.

El procedimiento de prueba consiste en colocar en vasos de precipitado de 250 ml, 50 ml de cada uno de los fluidos e inhibidor a una concentración de 10,000 ppm. Los recipientes se tapan y se dejan reposar durante 24 horas a la temperatura de yacimiento. Al cabo de este período, se extraen y se observa la compatibilidad de los productos con los fluidos aludidos.

Se establece que un inhibidor es compatible si la solución de prueba no sufre alteración alguna.

Daño permanente ocasionado en un medio poroso.- Algunos inhibidores al mezclarse con agua de la formación, forman precipitado

dos, por lo que es conveniente determinar el daño que pudiesen ocasionar. El procedimiento seguido consiste en medir la permeabilidad de un núcleo de formación a un fluido de referencia antes y después de circular solución de inhibidor. La comparación de las permeabilidades mencionadas indica el grado de daño ocasionado a la formación. Los resultados se expresan como un por ciento de recuperación de la permeabilidad de referencia. (Permeabilidad antes del - daño).