

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**



**INCRUSTACIONES EN POZOS DE PETRÓLEO EN OPERACIONES
DE PRODUCCIÓN**

**TITULACIÓN POR ACTUALIZACIÓN DE CONOCIMIENTOS PARA
OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE PETRÓLEO**

**ELABORADO POR:
JORGE LUIS CARRASCO ACUÑA**

PROMOCIÓN 89 –I

LIMA – PERU

ÍNDICE

	Pág.
SUMARIO	3
INTRODUCCIÓN	4
CAPÍTULO I	
1. FORMACIÓN DE LAS INCRUSTACIONES	5
1.1 INCRUSTACIONES MAS FRECUENTES EN OPERACIONES SELVA	8
1.1.1 CARBONATO DE CALCIO	8
1.1.2 SULFATO DE CALCIO	9
1.1.3 SULFATO DE BARIO	10
2. UBICACIÓN DE LAS INCRUSTACIONES	12
2.1 TUBERÍA DE PRODUCCIÓN Y EQUIPO DE SUPERFICIE	12
2.2 MATRIZ CERCANA AL POZO	12
2.3 POZOS INYECTORES	14
CAPÍTULO II	
CAUSAS DE APARICIÓN DE INCRUSTACIONES	
1. MEZCLAS INCOMPATIBLES	15
2. AUTOSEDIMENTACIÓN	15
3. INUNDACIÓN CON GAS	17
4. INCRUSTACIONES INDUCIDAS POR LA EVAPORACIÓN	18
CAPÍTULO III	
DETECCIÓN DE INCRUSTACIONES	
1. PRODUCCIÓN DE AGUA	19
1.1 FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES	19
1.1.1 INCRUSTACIONES DE CARBONATO DE CALCIO	19
1.1.2 INCRUSTACIONES DE SULFATO DE CALCIO	20
1.1.3 INCRUSTACIONES DE SULFATO DE BARIO	21
2. SIMULACIÓN QUÍMICA	21

CAPÍTULO IV

ELIMINACIÓN DE LAS INCRUSTACIONES

1. TÉCNICAS QUÍMICAS	22
1.1 HACIENDO USO DE ADITIVOS, ORIGINANDO REACCIONES QUÍMICAS	22
2. TÉCNICAS MECÁNICAS CONVENCIONALES	26
3. TÉCNICAS AVANZADAS DE REMOCIÓN MECÁNICA DE INCRUSTACIONES	27
3.1 MECHAS DE IMPACTO Y FRESADO	27
3.2 TÉCNICAS MECÁNICAS CON CHORRO DE FLUIDOS	28
3.3 LECHADAS ABRASIVAS	28
3.4 ABRASIVOS STERLING BEADS	30
3.5 SISTEMA UNIVERSAL DE ELIMINACIÓN DE INCRUSTACIONES MINERALES	32
3.5.1 ELIMINACIÓN DE INCRUSTACIONES DURAS	34
3.5.2 ELIMINACIÓN DE PUENTES DE INCRUSTACIONES EN LAS TUBERÍAS	35
3.5.3 ELIMINACIÓN DE TAPONES DE ARENA	37
4. REMOCIÓN MECÁNICA EN OPERACIONES SELVA	38

CAPÍTULO V

PREVENCIÓN DE FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES

1. REDUCCIÓN DE pH	41
2. DILUCIÓN DE AGUA	41
3. INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES	41
3.1 MECANISMO	41
3.2 TIPOS DE INHIBIDORES	44
3.3 SELECCIÓN Y EVALUACIÓN DE INHIBIDORES	45
3.4 MONITOREO	45
4. CORRECTA UBICACIÓN DEL INHIBIDOR	46
5. INTEGRACIÓN DEL INHIBIDOR CON LA ESTIMULACIÓN POR FRACTURA	46

CAPÍTULO VI

1. CONCLUSIONES	48
2. RECOMENDACIONES	49
BIBLIOGRAFÍA	50
ANEXOS	52

SUMARIO

Las incrustaciones de pozos en producción y en los equipos de superficie constituye uno de los principales problemas para las operaciones petroleras.

El presente trabajo monográfico tiene como propósito la de mostrar las técnicas de remoción y prevención de incrustaciones en pozos de petróleo, el cual se encuentra dividido por capítulos.

Capítulo I.- En este capítulo se explica la formación de la acumulación de incrustaciones minerales, durante la producción de petróleo, así como la identificación de incrustaciones, ya que el primer paso para el diseño de un programa de solución realmente efectiva desde el punto de vista económico, consiste en identificar la ubicación de los depósitos de los minerales y la composición de los mismos. También se analiza las incrustaciones más frecuentes en Operaciones Selva.

Capítulo II.- Aquí se desarrollan las diferentes causas físicas que provocan la acumulación de incrustaciones como son: Mezclas Incompatibles, Autosedimentación, Inundación con Gas e Incrustación Inducidas por la Evaporación. Si se conocen las condiciones que provocan este problema y cuándo y dónde puede ocurrir, resulta más sencillo comprender cómo eliminar las incrustaciones y diseñar los tratamientos necesarios para restablecer la productividad del pozo a largo plazo.

Capítulo III.- Se presentan los métodos de detección de incrustaciones mediante la evaluación de la tendencia del agua a formar incrustaciones, tanto para incrustaciones de carbonato de calcio (método de Langelier por Stiff y Davis), sulfato de calcio (método de Skillman, McDonald y Stiff) y sulfato de bario, así como la simulación química que nos permite pronosticar la naturaleza y extensión de las incrustaciones.

Capítulo IV.- Se presenta una descripción general de las técnicas químicas y mecánicas que se utilizan para la eliminación de incrustaciones—incluyendo los últimos avances en técnicas de limpieza a chorro—y se examinan las ventajas y las limitaciones de cada método.

Capítulo V.- Se reseñan los avances realizados en el tratamiento de agua y de nuevos productos inhibidores que permiten controlar el delicado equilibrio químico para impedir que vuelvan a aparecer estos depósitos minerales.

Capítulo VI.- Por último se dan las conclusiones y recomendaciones en base a lo desarrollado tanto en la parte teórica como de las experiencias mostradas en los capítulos previos.

INTRODUCCIÓN

La precipitación de sedimentos minerales (sarro) conocido como incrustación, es uno de los problemas de producción que más preocupan a los ingenieros de producción. Se trata de un conjunto de depósitos que se incrustan en los orificios de los cañoneos, las tuberías de producción, equipos de producción y los equipamientos de completación del pozo, de manera tal que obstruyen el pozo e impiden el flujo normal de los fluidos. Las incrustaciones, se pueden depositar a lo largo de toda la trayectoria que sigue el agua, desde los pozos inyectoros hasta los equipos de superficie, pasando por los yacimientos. La mayor parte de las incrustaciones que se encuentran en los campos petroleros se forman por precipitación de minerales presentes en el agua de formación, o bien como resultado de que el agua producida se sobresatura de componentes minerales cuando dos aguas incompatibles se encuentran en el fondo del pozo. Cada vez que un pozo de gas o de petróleo produce agua o se utiliza inyección de agua como método para mejorar la recuperación, surge la posibilidad de que se formen incrustaciones. Las incrustaciones pueden desarrollarse en los poros de la formación en las cercanías del pozo, con lo cual la porosidad y la permeabilidad de la formación se ven reducidas. Asimismo, pueden llegar a bloquear el flujo normal cuando se obstruyen los cañoneos o se forma una capa espesa sobre las paredes de las tuberías de producción.

Los efectos de las incrustaciones pueden resultar dramáticos e inmediatos ocasionando: diferimiento de la producción, problemas con la inyección de agua, restricción en el flujo (pérdidas de presión), corrosión, trabajos de reacondicionamiento de pozos debido a reducción en la producción, reparación y mantenimiento de los equipos de superficie, consumo de aditivos químicos para la limpieza de los equipos incrustados. La solución de este tipo de problemas le cuesta a la industria cientos de millones de dólares por año en términos de pérdidas de producción. Hasta no hace mucho tiempo, las técnicas de tratamiento eran limitadas y poco efectivos. Cuando se forman las incrustaciones, se necesita utilizar una técnica de eliminación rápida y efectiva. Los sistemas de remoción comprenden técnicas químicas y mecánicas, cuya elección depende de la ubicación de los sedimentos y de sus propiedades físicas.

A continuación se exponen los aspectos teóricos que rigen la formación y causas de las incrustaciones, la prevención y eliminación de éstas, así como algunas experiencias en el Mar del Norte, Cánada y en Operaciones Selva (Perú).

CAPÍTULO I

1. FORMACIÓN DE LAS INCRUSTACIONES

En las incrustaciones minerales que se producen en los campos petroleros, el agua juega un papel fundamental, dado que el problema se presenta sólo cuando existe producción de agua. El agua es un buen solvente para muchos materiales y puede transportar grandes cantidades de minerales. Todas las aguas naturales disuelven distintos componentes cuando contactan fases minerales en su estado natural. Esto da lugar a fluidos complejos, ricos en iones, algunos de los cuales se encuentran en su límite de saturación para ciertas fases minerales. El agua del suelo y el agua del ambiente cercano a la superficie, por lo general, es más diluida y su composición química es diferente con respecto al agua de zonas profundas del subsuelo asociada con acumulaciones de gas y petróleo.

El agua subterránea de ambientes profundos se enriquece con iones mediante la alteración de los minerales sedimentarios. El agua que se encuentra en los yacimientos de carbonatos y areniscas cementadas con calcita por lo general contiene una gran cantidad de cationes bivalentes de calcio (Ca^{+2}) y magnesio (Mg^{+2}). Con frecuencia, los fluidos que se encuentran en una formación de areniscas contienen cationes de bario (Ba^{+2}) y estroncio (Sr^{+2}). En los fluidos de los yacimientos el total de sólidos disueltos puede llegar a 400.000 mg/L (3,34 ppg). La composición exacta tiene una compleja dependencia de la diagénesis de los minerales y de otros tipos de alteraciones que se producen a medida que los fluidos de la formación fluyen y se mezclan en el transcurso del tiempo geológico.

La formación de las incrustaciones comienza cuando se perturba el estado de cualquier fluido natural de forma tal que se excede el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes. Las solubilidades de los minerales en sí mismas tienen una complicada dependencia respecto de la temperatura y la presión. Por lo general, un incremento de la temperatura provoca el aumento de la solubilidad de un mineral en el agua: más iones se disuelven a temperaturas más elevadas. En forma similar, al descender la presión, la solubilidad tiende a disminuir y, como regla general, la solubilidad de la mayoría de los minerales disminuye por un factor de dos por cada 7000 lpc (48-Mpa) de disminución de la presión.

No todos los minerales se ajustan a la tendencia típica de la temperatura; por ejemplo, el carbonato de calcio presenta la tendencia inversa, es decir que la

solubilidad en agua aumenta cuando las temperaturas disminuyen. La solubilidad del sulfato de bario se duplica cuando la temperatura oscila entre 77 a 212°F, pero luego disminuye en la misma proporción a medida que la temperatura se acerca a 392°F. Esta tendencia, a su vez, se ve influenciada por la salinidad de la salmuera del medio (véase la Fig. 1).

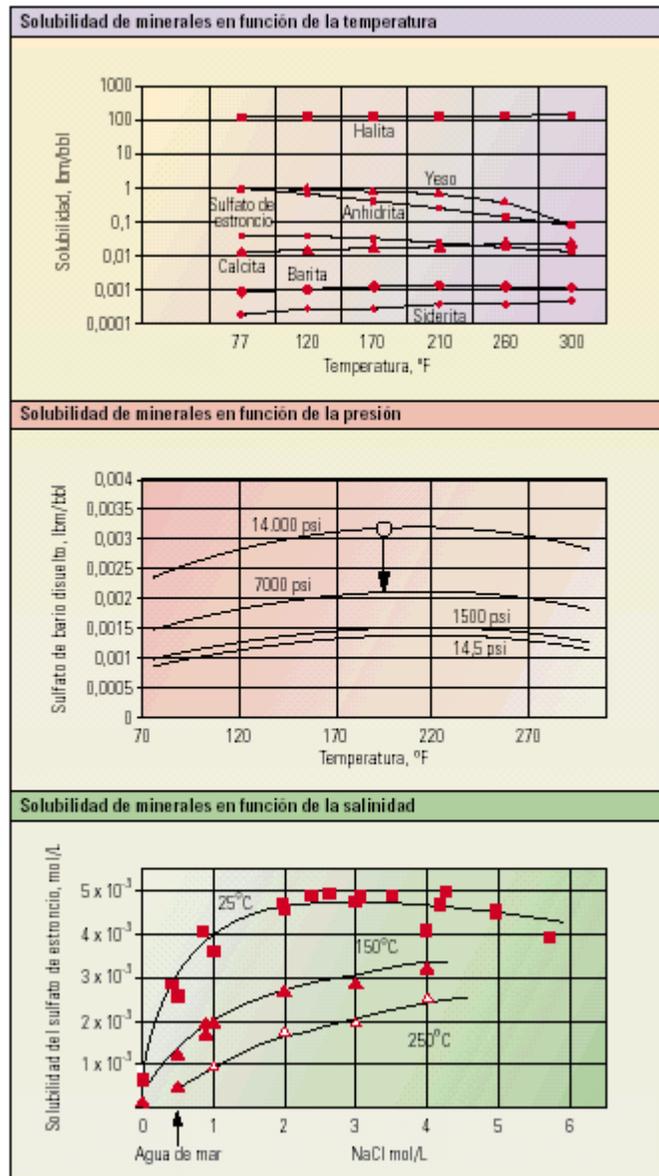


Fig.1.- La solubilidad de los minerales tiene una compleja dependencia con respecto a muchas variables, que incluyen la temperatura (arriba), la presión (centro) y la salinidad (abajo).

Si bien el punto de partida para la formación de las incrustaciones puede ser un cambio de temperatura o de presión, la liberación de gas, una modificación del pH o el contacto con agua incompatible, existen aguas de producción que, a pesar de encontrarse sobresaturadas y ser proclives a las incrustaciones minerales, no presentan problema alguno. Las incrustaciones se desarrollan a partir de una solución. El primer desarrollo dentro de un fluido saturado es una formación de grupos de átomos inestables, proceso denominado nucleación homogénea (véase la Fig. 2).

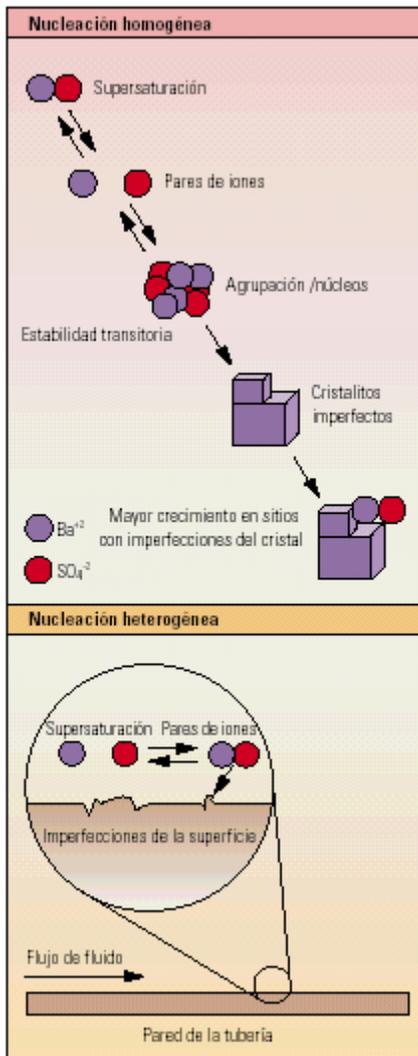


Fig.2.- Procesos de nucleación. La formación de incrustaciones comienza en soluciones sobresaturadas con pares de iones que forman cristales individuales, proceso llamado nucleación homogénea (arriba). También pueden ocurrir sobre defectos preexistentes en las superficies, como puntos ásperos en la superficie de la tubería en contacto con el líquido, denominada nucleación heterogénea (abajo).

Los grupos de átomos forman pequeños cristales (semillero de cristales, estos cristales crecen por adsorción de iones sobre las imperfecciones de las superficies de los cristales, con lo cual aumenta el tamaño del cristal. La energía necesaria para que el cristal crezca proviene de una reducción de la energía libre superficial del cristal, que disminuye rápidamente a medida que aumenta el radio, una vez superado un cierto radio crítico. Esto implica que los cristales grandes tienden al continuo crecimiento de los mismos, y además que los cristales pequeños se pueden redissolver. Por lo tanto, dado un cierto grado de sobresaturación, la formación de cualquier semillero de cristales va a favorecer el aumento del crecimiento de incrustaciones minerales. El semillero de cristales, de hecho, actúa como un catalizador de la formación de incrustaciones.

El crecimiento de cristales también tiende a iniciarse sobre una superficie preexistente de límite de fluidos, proceso denominado nucleación heterogénea. Los sitios en que se produce la nucleación heterogénea incluyen los defectos en las superficies, como las asperezas en la superficie de los tubos o cañoneos en las tuberías cortas de producción, o incluso en las juntas y las costuras de las tuberías de producción y en los tubos de conducción. Un alto grado de turbulencia también puede hacer las veces de un catalizador para el depósito de sedimentos.

Vemos entonces que la acumulación de incrustaciones puede ocurrir cuando la presión de fluencia coincide con la presión del punto de burbujeo. Esto explica porqué los depósitos de sedimentos se desarrollan rápidamente en los equipamientos de completación de fondo. La comprensión de los fenómenos de nucleación ha permitido desarrollar productos inhibidores de incrustaciones, a los que nos referiremos más adelante, que utilizan químicos diseñados específicamente para atacar la nucleación y los procesos de formación de incrustaciones, de modo tal de reducir su incidencia.

1.1 INCRUSTACIONES MÁS FRECUENTES EN OPERACIONES SELVA

Las incrustaciones que se presentan a menudo en Operaciones Selva son debido a la presencia de carbonatos y de sulfatos de compuestos alcalinos térreos. En la siguiente tabla se presenta un resumen (véase la tabla I).

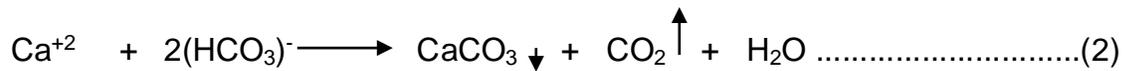
INCRUSTACIONES	FÓRMULA	VARIABLES
Carbonato de Calcio	CaCO ₃	P, T, STD, pH
Sulfato de Calcio	CaSO ₄ ·2H ₂ O(yeso)	P, T, STD
Sulfato de Bario	BaSO ₄	P, T, STD
Sulfato de Estroncio	SrSO ₄	P, T, STD

Tabla I. Incrustaciones más frecuentes en Operaciones Selva.

1.1.1 CARBONATO DE CALCIO

Se puede producir mediante la siguiente reacción:

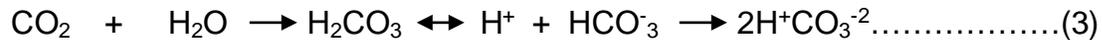




En los campos petroleros, por lo general, el pH de las aguas es ligeramente ácido. A estos valores de pH predominan los bicarbonatos en la disociación del H₂CO₃, por lo tanto la formación de incrustaciones de CaCO₃ esta gobernada por la Ec.(2).

FACTORES QUE AFECTAN LA SOLUBILIDAD DEL CARBONATO DE CALCIO

a) La solubilidad del CO₂.- En su ionización en el agua se puede representar por:



Conforme la concentración de CO₂ en la solución aumenta, tienden a predominar las concentraciones del lado izquierdo de la reacción (2), dando como resultado una menor precipitación de CaCO₃.

b) pH.- Conforme se disuelve más CO₂, su pH disminuye. Esto provoca una reducción en la formación del precipitado de CaCO₃.

c) Presión.- Una caída de presión en el sistema, disminuye la solubilidad del CO₂ en el agua desplazándose el equilibrio de la ecuación (2) hacia la derecha y aumentando la formación de CaCO₃.

d) Temperatura.- Contrariamente al comportamiento de la mayoría de los materiales, el CaCO₃, se vuelve menos soluble conforme la temperatura se incrementa. El calentamiento del agua hace más probable la formación de incrustaciones de CaCO₃.

e) Sólidos Disueltos.- Al incrementar la cantidad de sales disueltas en el agua, la posibilidad de formación de incrustaciones de CaCO₃ se reduce.

Es importante resaltar que las incrustaciones que se producen en las líneas de superficie se deben básicamente al efecto de la caída de presión producida por restricciones al flujo y cambios de dirección.

El efecto del gradiente de temperatura en la producción de petróleo es poco acentuado.

1.1.2 SULFATO DE CALCIO

La precipitación del CaSO₄ resulta de la reacción :



Casi la totalidad de depósitos de sulfato encontrados en campos petroleros con bajas temperaturas es yeso (CaSO₄.2H₂O). Este es estable a temperaturas de 40°C o menos a presión atmosférica. Sobre esta temperatura la anhidrita (CaSO₄) se forma, aunque algo de semi-hidrato (CaSO₄.1/2H₂O) puede formarse bajo ciertas condiciones.

Generalmente el yeso es la forma estable a bajas temperaturas, mientras que la anhidrita lo es, a las más altas temperaturas.

FACTORES QUE AFECTAN LA SOLUBILIDAD DEL SULFATO DE CALCIO

a) Temperatura.- La solución del yeso se incrementa hasta llegar a los 40°C, de allí decrece. Se muestra un gráfico de solubilidad de sulfato de calcio en agua pura a diferentes temperaturas (véase Fig.3, página 11). De aquí se aprecia que el yeso puede aumentar o disminuir su solubilidad a un incremento de temperatura, dependiendo a cual se encuentre. Este no es el caso del CaCO₃ donde siempre todo incremento de temperatura hace disminuir la solubilidad. Sobre los 40°C la anhidrita llega a ser menos soluble que el yeso, esto hace razonable esperar que la anhidrita puede ser la forma preferida de sulfato de calcio en pozos profundos y calientes.

b) Sólidos Disueltos.- La presencia de sólidos disueltos incrementa la solubilidad del yeso y de la anhidrita tal como en el caso del CaCO₃.

c) Presión.- La solubilidad del sulfato de calcio en agua se incrementa con la presión. Este efecto es físico y su consecuencia es la reducción del tamaño de la molécula de sulfato de calcio.

1.1.3 SULFATO DE BARIO

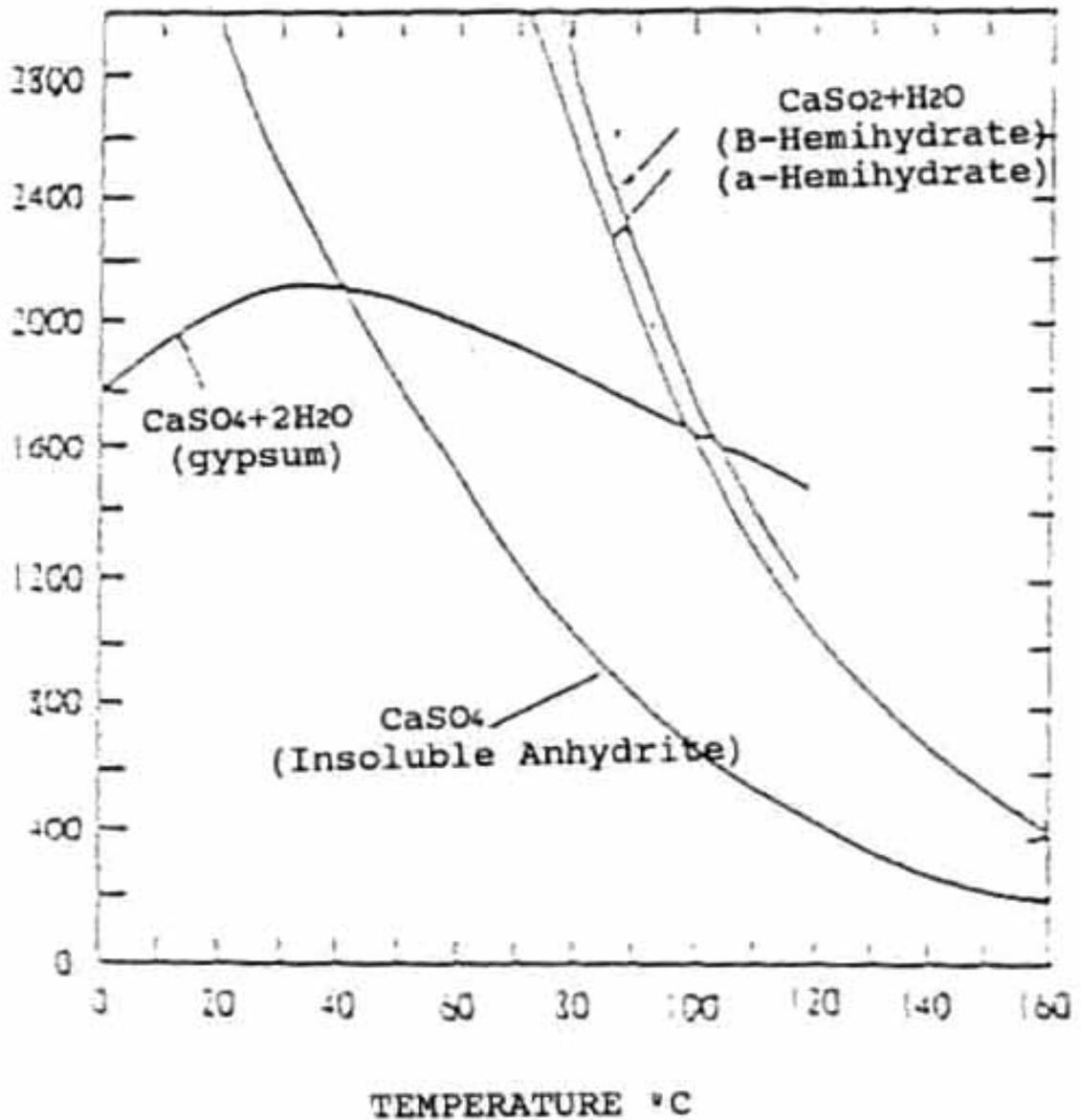
Las incrustaciones de sulfato de bario son las menos solubles de las ahora discutidas.



En el siguiente cuadro se comparan las solubilidades de las tres sales mencionadas anteriormente en agua destilada a 25°C:

<u>Sales</u>	<u>Solubilidad(mg/lit)</u>
Yeso	2080.00
Carbonato	53.00
Sulfato de Bario	2.30

La extremadamente baja solubilidad del sulfato de bario hace bastante probable que se formen incrustaciones si se encuentran presentes en el agua los iones SO⁻² y de Ba⁺².



SOLUBILIDAD DEL SULFATO DE CALCIO EN AGUA PURA

Fig.3.- Solubilidad del sulfato de calcio en agua pura a diferentes temperaturas.

FACTORES QUE AFECTAN LA SOLUBILIDAD DEL SULFATO DE BARIO

a) Temperatura.- La solubilidad del sulfato de bario se incrementa con la temperatura. El incremento es ligero de manera que el sulfato de bario es casi insoluble aún a temperaturas elevadas.

b) Sólidos Disueltos.- La solubilidad del sulfato de bario en agua se incrementa por el efecto de las sales disueltas como en el caso del carbonato de calcio y sulfato de calcio.

c) Presión.- La presión incrementa la solubilidad del sulfato de bario de la misma manera que lo hace con el sulfato de calcio. En el Anexo, se muestran análisis de depósitos incrustantes encontrados en Operaciones Selva.

2. UBICACIÓN DE LAS INCRUSTACIONES

El primer paso en el diseño de un programa de solución realmente efectivo desde el punto de vista económico, consiste en identificar la ubicación de los depósitos de minerales y la composición de los mismos.

2.1 TUBERÍA DE PRODUCCIÓN Y EQUIPOS DE SUPERFICIE

Las incrustaciones pueden presentarse como una capa espesa adherida a las paredes interiores de las tuberías. Con frecuencia tiene varios centímetros de espesor y presenta cristales de hasta 1 cm o más. El efecto primario de la formación de incrustaciones en las tuberías es la reducción de la tasa de producción al aumentar la rugosidad de la superficie del tubo y reducir el área de fluencia. Esto origina un aumento en la caída de presión y, en consecuencia, la producción disminuye. Si aumenta el crecimiento de minerales depositados, se hace imposible el acceso a secciones más profundas del pozo, y finalmente las incrustaciones terminan por bloquear el flujo de producción. La composición química de las incrustaciones en las tuberías puede variar, ya que se trata de capas de sedimentos depositados a lo largo de la vida del pozo. Por lo general, las incrustaciones incluyen capas de asfaltenos o de cera, y las capas de incrustaciones que se encuentran más cercanas a la tubería pueden contener sulfuros de hierro, carbonatos o productos corrosivos (véase Fig. 4, página 13).

2.2 MATRIZ CERCANA AL POZO

Las incrustaciones de carbonatos o sulfatos típicas de la zona cercana al pozo presentan partículas de menor tamaño respecto de las incrustaciones que se encuentran en las tuberías: se miden en micrones en vez de centímetros. Bloquean los empaques de grava y las mallas, además de los poros de la matriz. Por lo general, se forman después de largos períodos de cierre del pozo, ya que el flujo transversal hace que se mezclen aguas incompatibles provenientes de distintas capas. Este tipo de incrustaciones se puede definir como daño. Su eliminación por medio de disolventes químicos o ácidos puede contribuir a aumentar las tasas de producción en forma notable (véase Fig.5, página 13).

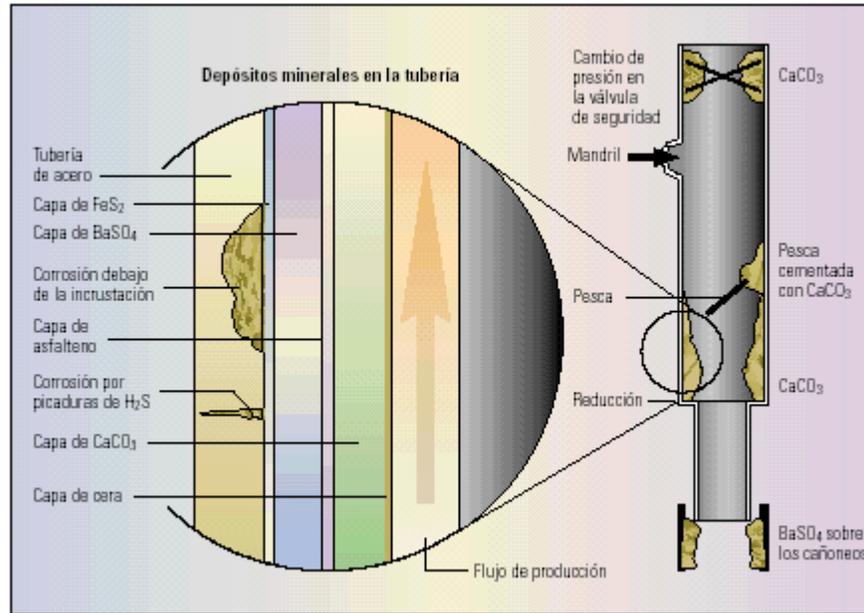


Fig.4.- Incrustaciones en las tuberías de producción. La ubicación de los depósitos minerales en las tuberías puede variar desde los cañoneos de fondo hasta la superficie, ocasionado restricciones en el flujo dentro de la tubería de producción, nipples, pescas, válvulas de seguridad y los mandriles de levantamiento artificial por gas. A menudo se presentan en diversas capas y en algunos casos cubiertos por una capa cerosa o de asfalto. Por debajo de las incrustaciones, pueden aparecer signos de corrosión y picaduras sobre el acero, debido a la presencia de bacterias y gas sulfuroso, con lo cual se reduce la integridad del acero.

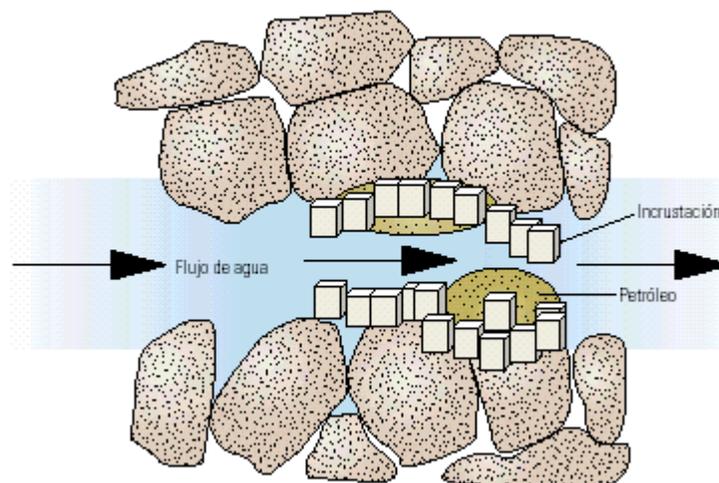


Fig.5.- Daños en la matriz. Los depósitos minerales restringen el flujo de los fluidos a través de la formación, lo que provoca una pérdida de permeabilidad.

2.3 POZOS INYECTORES

Los daños provocados por las incrustaciones en los pozos inyectoros, por lo general, se originan en procesos activados por la temperatura del agua de inyección, se originan en procesos activados por la temperatura del agua de inyección. Además, en las inmediaciones del pozo puede producirse una mezcla incompatible cuando el agua de inyección se pone en contacto con el agua de formación o con la salmuera de la completación. Este problema se limita a las etapas iniciales de la inyección, cuando el agua de inyección entra en contacto con agua incompatible en la región cercana al pozo. Las incrustaciones que se forman en este punto pueden disminuir la permeabilidad de la formación y reducir la efectividad de la estrategia de inundación con agua (véase la Fig. 6).

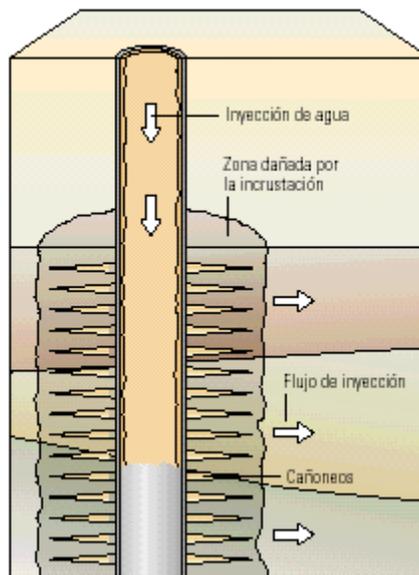


Fig.6.- Daños en un pozo inyector. La autosedimentación del agua de inyección puede ocasionar el desarrollo de incrustaciones y generar restricciones en la tubería de inyección. El aumento de la presión y la temperatura puede provocar la precipitación de carbonato de calcio, lo cual puede originar deposición y daño en las vecindades del pozo, particularmente en pozos con alta presión y alta temperatura. La mezcla de aguas incompatibles (agua de inyección y agua de la formación) puede provocar daño al comienzo del programa de inyección de agua.

CAPÍTULO II

CAUSAS DE APARICIÓN DE INCRUSTACIONES

Existen cuatro hechos, que ocurren normalmente en la producción de hidrocarburos, y que dan lugar a la aparición de incrustaciones.

1. MEZCLAS INCOMPATIBLES

La mezcla de aguas incompatibles provenientes de la inyección y la formación puede provocar el desarrollo de incrustaciones. Por ello, durante el tratamiento de las aguas de formación para inyección a pozos (mecanismo de recuperación secundaria, para mantener la presión y el nivel de producción de los pozos), éstas deben ser acondicionadas para prevenir el depósito de incrustaciones. Esto se puede hacer a través de una planta de tratamiento de agua de deshidratación del petróleo, en esta agua debe cumplirse que la dureza total a la entrada sea igual a la dureza total a la salida de la planta. Para los casos en los que se inyecta agua de mar en los yacimientos durante las operaciones de recuperación secundaria y mejorada por inundación de agua, ésta es rica en iones negativos de SO_4^{-2} con concentraciones que en muchos casos superan los 2000 mg/L (0,02 ppg), mientras que el agua de formación contiene cationes bivalentes de Ca^{+2} y Ba^{+2} . La mezcla de estos fluidos en la matriz cercana al pozo generalmente produce nuevos fluidos con concentraciones combinadas de iones que superan los límites de solubilidad de los sulfatos (véase Tabla II, página16).

El sulfato de calcio (CaSO_4) se desarrolla en formaciones de calcáreos, mientras que el sulfato de bario (BaSO_4) y el sulfato de estroncio (SrSO_4) se encuentran en formaciones de areniscas. Si estas incrustaciones aparecen en la formación, resulta difícil eliminarlas con métodos químicos e imposible en forma mecánica. La mezcla de aguas incompatibles también puede tener lugar en las tuberías de producción, lo cual produce incrustaciones, que se pueden eliminar tanto química como mecánicamente (véase Fig. 7, página 16).

2. AUTOSEDIMENTACIÓN

El fluido de un yacimiento experimenta cambios de temperatura y presión durante la producción. Si estos cambios modifican la composición del fluido de modo tal que se supere el límite de solubilidad de un mineral, éste precipita en forma de incrustaciones minerales: este fenómeno recibe el nombre de autosedimentación. Las incrustaciones de sulfatos y carbonatos pueden precipitar como resultado

cambios de presión ocurridos dentro del pozo o en cualquier restricción en el fondo. Los sedimentos de cloruro de sodio (halita) se forman de una manera similar a partir de salmueras de alta salinidad que sufren descensos de temperatura pronunciados. Los sedimentos de halita pueden precipitar a una tasa de 20 lbm por cada barril de agua producido, lo cual significa muchas toneladas de residuos por día en un sólo pozo que produce agua a razón de 1000 B/D (159 m3/d).

Especies de iones	Agua de formación, ppm	Agua de mar, ppm
Sodio	31.275	10.890
Potasio	654	460
Magnesio	379	1368
Bario	269	0
Estroncio	771	0
Sulfato	0	2960
Cloruro	60.412	19.766
Calcio	5038	428

Tabla II.- Composición de la salmuera de dos aguas diferentes. En la tabla se observan las diferencias típicas de concentración de iones que existen entre el agua de formación y el agua de mar.

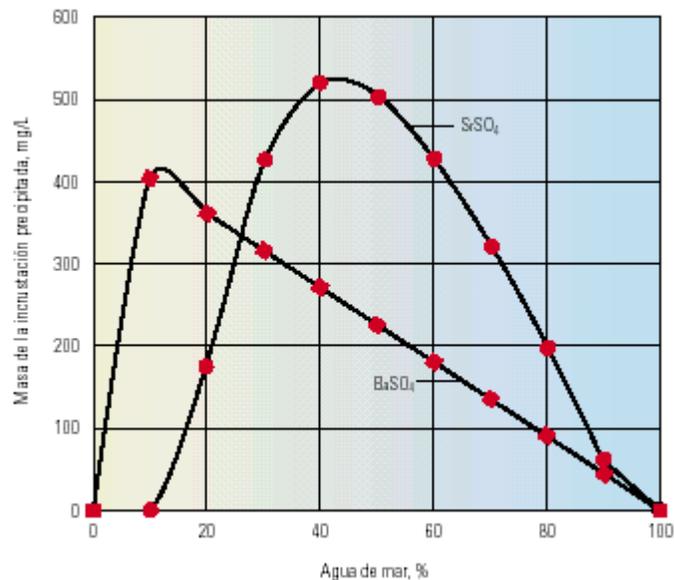


Fig.7.- Incrustaciones de minerales debido a aguas incompatibles. El gráfico muestra la cantidad de sedimentos que precipitan a partir de diferentes mezclas de agua de mar y agua de formación.

Otro problema serio se presenta cuando precipitan residuos de carbonatos a partir de los fluidos producidos que contienen gases ácidos. La disminución de la presión durante la producción libera gases del fluido, cuyo pH aumenta y provoca el depósito de residuos minerales. Los residuos carbónicos se pueden encontrar desde la matriz cercana al pozo, a lo largo de la tubería y dentro del equipamiento de superficie, dado que la presión y la temperatura del agua producida cambian continuamente.

3. INUNDACIÓN CON GAS

Cuando se inunda una formación con dióxido de carbono (CO_2) para recuperación secundaria, se puede provocar la formación de residuos minerales (véase la Fig. 8). El agua que contiene CO_2 se vuelve ácida y disuelve la calcita que se encuentra en la formación. Las subsiguientes caídas de presión que se producen en la formación alrededor de un pozo en producción, pueden provocar que el CO_2 se separe de la solución y se precipiten residuos de carbonatos en los cañoneos y en los poros de la formación próximos al pozo. La formación de incrustaciones minerales en el ambiente que rodea al pozo provoca una caída adicional de la presión y aún más precipitaciones. Como ocurre en el caso de la autosedimentación, este proceso de autogeneración puede llegar a sellar totalmente los cañoneos o crear una pared impermeable entre el pozo y la formación en unos pocos días, deteniendo la producción por completo.

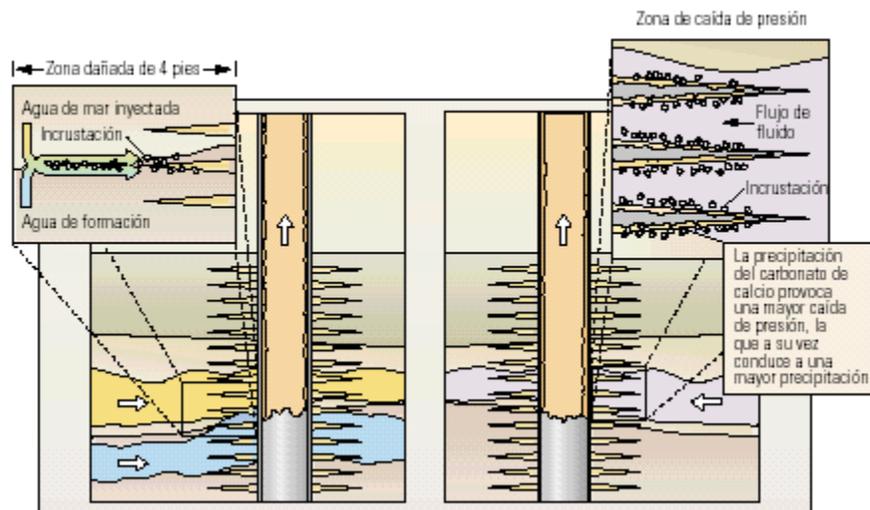


Fig.8.- Daños en un pozo en producción. La autosedimentación puede ser causa de problemas en los pozos productivos (derecha), en los que se forman incrustaciones cerca de la garganta de los cañoneos (cuadro derecho). La caída de presión sobre la matriz cercana al pozo puede provocar una precipitación incontrolable de CaCO_3 . La mezcla de aguas incompatibles (agua de inyección y agua de formación) puede provocar la precipitación de sedimentos minerales en la matriz de la formación (izquierda).

4. INCRUSTACIONES INDUCIDAS POR LA EVAPORACIÓN

La formación de residuos minerales también está relacionada con la producción simultánea de gas de hidrocarburo y salmuera de la formación (gas húmedo). A medida que disminuye la presión hidrostática en las tuberías de producción, el volumen de gas de hidrocarburo se expande y la fase de salmuera que todavía se encuentra caliente se evapora. Como resultado, se produce una concentración de iones disueltos, que supera la solubilidad del mineral en el agua remanente. Esta es una causa habitual de incrustaciones de halita en pozos con alta presión y altas temperaturas (HTHP, por sus siglas en Inglés), si bien otros tipos de incrustaciones también se pueden formar de esta misma forma.

CAPÍTULO III

DETECCIÓN DE INCRUSTACIONES

Existen evidencias físicas de la presencia de incrustaciones en las muestras de tuberías, o bien en las radiografías de análisis de núcleos.

1. PRODUCCIÓN DE AGUA

El comienzo de producción de agua es, a menudo, un signo de problemas potenciales de incrustaciones, en especial si coincide con una reducción simultánea de la producción de petróleo. Normalmente, los operadores analizan la composición química del agua y, en particular, el contenido de iones disueltos en el agua producida. Si se observa un cambio notable en la concentración de iones de ciertos minerales, como Ba^{+2} o sulfato (SO_4^{-2}), que coincide con una disminución de la producción de petróleo y un aumento del corte de agua, puede ser un indicio de que el agua de inyección ha invadido y se han comenzado a formar incrustaciones. Mediante el estudio de la respuesta a los tratamientos químicos realizados con anterioridad, como los tratamientos con ácidos, se pueden corroborar tales interpretaciones.

1.1 FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES

A continuación se presentan algunos de los métodos usados para evaluar la tendencia del agua a presentar incrustaciones.

Debe tenerse en cuenta que si según los resultados el agua tiene tendencia incrustante, esto debe ser tomado como una señal de alerta. Esto implica que el sistema debe ser monitoreado inmediatamente para determinar la posible formación de incrustaciones.

1.1.1 Carbonato de Calcio.- Extensión del método de Langelier por Stiff y Davis

El índice de Langelier fue desarrollado para prevenir incrustaciones de carbonato de calcio en agua fresca. Stiff y Davis extendieron este concepto hacia salmueras que se obtienen en los campos petroleros. El índice de saturación responde a la siguiente ecuación:

$$SI = pH - pH_s$$

Donde:

pH = Valor de pH del sistema.

pH_s = Valor de pH al cual el sistema se satura de carbonato de calcio.

$$\text{pH}_s = K + \text{pCa} + \text{pALk}$$

Luego :

$$\text{SI} = \text{pH} - K - \text{pCa} - \text{pALk}$$

Donde:

K = Constante, función de la salinidad y la temperatura (véase Fig. 1 y 2, Anexo).

pCa = $-\text{Log}(\text{mol Ca}^{2+}/\text{lt})$

pALk = $-\text{Log}(\text{eq.alc.tot.}/\text{lt})$

Tabla III.- Interpretación del Índice de Saturación

Caso	Conclusión
IS es negativo	El agua no se encuentra saturada con CaCO ₃ . La formación de incrustaciones es poco probable.
IS es positivo	El agua está sobresaturada con CaCO ₃ . Esto indica la formación de Incrustaciones.
IS igual a cero	El agua está en equilibrio con CaCO ₃ .

1.1.2 Sulfato de Calcio (yeso); Método de Skillman , McDonald y Stiff

Este es probablemente el método más ampliamente usado de predicción de solubilidad de yeso en salmueras de campos petroleros para temperaturas superiores a los 80°C. Este método está basado en mediciones termodinámicas de la solubilidad y tiene una base teórica.

$$S = 1000 [(X^2 + 4K)^{1/2} - X]$$

Donde :

S = Solubilidad calculada del yeso (meq/lt)

K = Constante, función de la composición y de la temperatura del agua. Su valor se obtiene en función de la fuerza iónica (véase la Fig. 3 y 4, Anexo).

X = Exceso del ión común expresado en mol/lt. Esta es únicamente la diferencia entre las concentraciones de calcio y sulfato.

La solubilidad del yeso calculada (meq/lt) es comparada con las concentraciones reales de Ca⁺² y SO₄⁻².

1.1.3 Sulfato de Bario

La interpretación de registros de rayos gamma a menudo indica la presencia de residuos de sulfato de bario, dado que el radio Ra^{226} , que es naturalmente radioactivo, precipita con estos sedimentos. En algunos casos, se llega a observar un aumento de hasta 500 unidades API en la actividad de los rayos gamma por encima de los valores naturales.

El desarrollo de sensores subterráneos de incrustaciones y las aplicaciones de monitoreo permanente son temas de acentuada investigación actual. BP Amoco, por ejemplo, comenzó un sistema de manejo integrado de incrustaciones que utiliza un sensor electroquímico subterráneo sensible al pH y a las concentraciones de iones de cloruros, que además efectúa mediciones de temperatura, presión y flujo multifásico para detectar potenciales formaciones de carbonatos y ayudar a regular las dosis químicas para lograr el control de las incrustaciones.

2. SIMULACIÓN QUÍMICA

Hoy en día se dispone de modelos químicos que permiten pronosticar la naturaleza y la extensión de las incrustaciones a partir de las condiciones detalladas de los fluidos. Estos modelos pueden pronosticar el equilibrio de las fases utilizando principios de termodinámica y bases de datos geoquímicos y parten de ciertos datos básicos, como el análisis de concentración de elementos, temperatura, presión y composición de la fase de gas. Estos programas están diseñados para predecir el efecto de las perturbaciones, como mezclas incompatibles o cambios en la temperatura y la presión.

Hoy en día, existen al alcance del público muchos programas para pronosticar la formación de incrustaciones minerales, junto con un número limitado de programas de computación preparados específicamente para la simulación de la composición química de salmueras utilizadas en los campos petroleros. Estos programas comprenden desde modelos de hojas de cálculo hasta modelos geoquímicos sumamente desarrollados y diseñados para simular el transporte de fluidos y sustancias químicas en medios porosos.

Estos simuladores permiten pronosticar problemas de incrustaciones que pueden producirse en el futuro, considerando distintos escenarios de comportamiento de yacimientos e invasión de agua. De hecho, cuando se trata de yacimientos nuevos que no tienen antecedentes de problemas de incrustaciones, los modelos químicos son las únicas herramientas disponibles para realizar pronósticos. Sin embargo, los simuladores requieren que los datos de la composición química de los fluidos de formación y aguas de inyección sean exactos. Por lo general, estos datos no se encuentran disponibles, pero conviene obtenerlos para poder realizar pronósticos más precisos con respecto a la formación de incrustaciones minerales.

CAPÍTULO IV

ELIMINACIÓN DE LAS INCRUSTACIONES

Las técnicas utilizadas para eliminar las incrustaciones deben cumplir ciertas condiciones: ser rápidas, no dañar el pozo, las tuberías ni el ambiente de la formación, y ser efectivas en la prevención de nuevas precipitaciones en el futuro. En los tratamientos de estimulación de la matriz de la formación, por lo general, se emplean disolventes de incrustaciones con el fin de detener la caída de la producción. Para poder decidir cuál es la mejor técnica, es necesario conocer el tipo y la cantidad de incrustaciones y su composición física o su textura, ya que si se elige una técnica inadecuada se puede llegar, en realidad, a incentivar el depósito de incrustaciones.

1. TÉCNICAS QUÍMICAS

La remoción de incrustaciones con productos químicos es, por lo general, el primer sistema que se utiliza y el más económico, en especial cuando las incrustaciones no son de fácil acceso o se encuentran en lugares donde los métodos mecánicos de limpieza convencionales resultan poco efectivos o es muy costoso transportarlos.

1.1 HACIENDO USO DE ADITIVOS, ORIGINANDO REACCIONES QUÍMICAS

Para realizar una remoción eficiente de las incrustaciones, se debe hacer una correcta identificación del depósito.

Método de Análisis de Depósitos

Nalco utiliza el siguiente método cualitativo para identificar los componentes de una incrustación:

- Enjuagar la muestra en un solvente para eliminar los hidrocarburos.
- Chequear la solubilidad en el agua.
- Verificar si la muestra es magnética.

Colocar la muestra en HCL 1:1. Anotar si la reacción es violenta, si desprende algún olor característico (H_2S) o si la solución se torna amarilla (véase tabla IV, página 23).

Componente	Solubilidad Solvente	Magnético	Reacción al HCL			Solubilidad Agua
			Reacción	Color	Olor	
Hidrocarburo	Si					
CaCO ₃			Violenta			
CaSO ₄						
BaSO ₄ SrSO ₄						
FeS		Débil	Fuerte	Amarillo	Fuerte H ₂ S	
Fe ₂ O ₃			Débil	Amarillo		
Fe ₃ O ₄			Débil	Amarillo		
FeCO ₃			Fuerte	Amarillo		
NaCL						Si
Arena, Sílice, etc						

Tabla IV.- Identificación cualitativa de depósitos

Hidrocarburos

Junto con las incrustaciones minerales, los hidrocarburos se encuentran a menudo presentes y pueden interferir con la acción del ácido u otros productos químicos removedores. Es necesario un solvente de hidrocarburos para remover ya sea crudo, parafinas o materiales asfálticos de las incrustaciones de manera que los removedores que se elijan lleguen a las incrustaciones minerales.

Carbonato de Calcio

Se recomienda HCL por ser la forma más rápida y barata de disolver estas incrustaciones en la mayoría de los casos. Normalmente se usan concentraciones de 5, 10 y 15%. Los carbonatos son muy solubles en ácido clorhídrico y por lo tanto, se pueden disolver con facilidad.



Se debe añadir un inhibidor de corrosión al ácido para evitar que este ataque a la tubería.

Si bien el ácido clorhídrico es, por lo general, la primera opción como tratamiento de las incrustaciones de carbonato de calcio, la reacción rápida del ácido puede esconder un problema: las soluciones de ácido agotado de subproductos de las incrustaciones constituyen excelentes agentes iniciadores para la formación de nuevos depósitos minerales.

Los químicos que disuelven y quelatizan el carbonato de calcio son capaces de

romper este ciclo de reprecipitación. El ácido Etilendiaminetetracético (EDTA) fue uno de los primeros agentes utilizados para mejorar la remoción química de las incrustaciones y hoy en día se continúa utilizando en diversas formas (véase la Fig. 9).

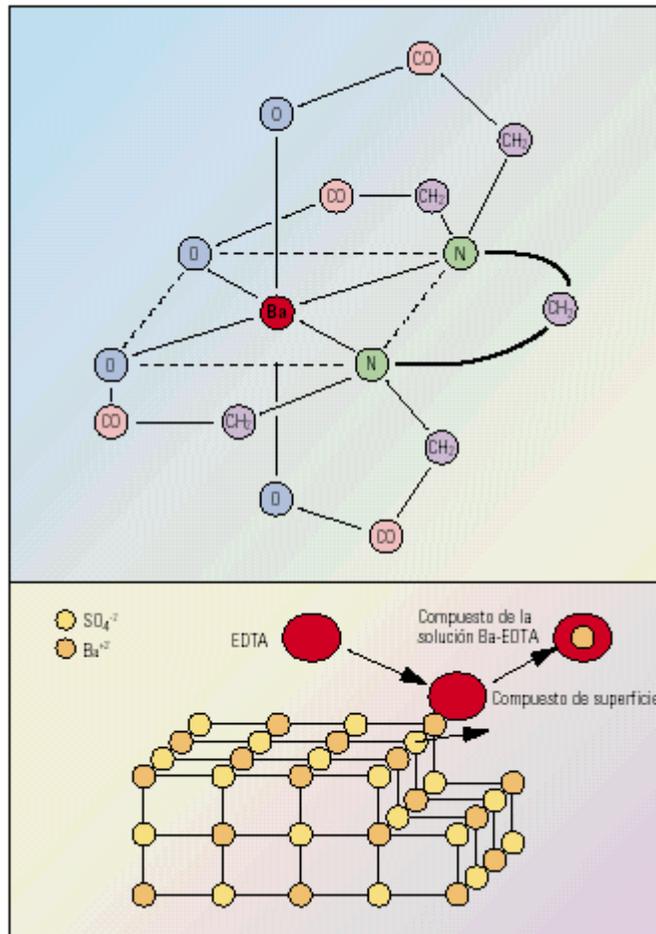


Fig.9.- Compuesto de quelato de EDTA. Los agentes quelatizantes se utilizan para bloquear los iones indeseables en la solución. Una molécula de EDTA comparte los electrones de los átomos de oxígeno y nitrógeno con los iones de bario, formando un compuesto de quelato de bario y EDTA (arriba). El proceso de quelación puede ayudar a disolver incrustaciones resistentes de sulfato de bario (abajo).

Sulfato de Calcio

Se usan convertidores inorgánicos. Estos son generalmente carbonatos o hidróxidos, los cuales reaccionan con el sulfato de calcio y lo convierten en carbonato o hidróxido de calcio, los cuales son solubles en ácido, También se pueden usar del tipo orgánico tales como el citrato de sodio, el glicolato de potasio y el acetato de potasio, haciéndolo hincharse y ablandándolo de manera que sea fácilmente

removible por un enjuague con agua. Estos productos son caros, requieren varias horas de contacto para trabajar con depósitos gruesos y se deben probar con una muestra de la incrustación a tratar antes de su aplicación.

También se puede usar EDTA (Ácido Etilendiaminotetracético) el cual quelata o acompleja al ión calcio, formando un complejo soluble. Sin embargo suele ser demasiado caro para usarlos en campos petroleros. Se requiere de 7.4 ppm de EDTA para quelatar 1 ppm de Ca^{+2} .

Compuestos de Hierro

Se usan el ácido clorhídrico y el ácido sulfámico. Estos deben contener un inhibidor para prevenir la corrosión en la tubería y a menudo un secuestrante de hierro para prevenir su reprecipitación. Esto puede suceder si el ácido es completamente consumido y el pH se vuelve lo suficientemente alto.

Si se trata de remover sulfuro de hierro se debe tomar especial cuidado. La reacción entre el FeS y el HCL es:



El H_2S es sumamente venenoso y unos pocos ppm en el aire pueden causar la muerte.

Sal (NaCL)

El agua fresca es el mejor remedio para los depósitos de sal.

Sulfato de Bario

El sulfato de bario es casi imposible de remover químicamente. Las incrustaciones duras de sulfatos son más difíciles de eliminar porque tienen un grado muy bajo de solubilidad ácida. En la matriz de la formación, se pueden tratar con agentes quelatizantes fuertes; compuestos que rompen las incrustaciones resistentes a los ácidos, aislando y bloqueando los iones metálicos dentro de su estructura cerrada en forma de anillo.

Si bien los tratamientos con EDTA son más costosos y más lentos comparados con el ácido clorhídrico, funcionan bien en incrustaciones que requieren un remedio químico. El EDTA, y sus distintas variantes en estructura química, también resultan efectivos en la remoción de incrustaciones distintas a los carbonatos y han mostrado resultados promisorios en la remoción de sedimentos de sulfato de calcio y compuestos de calcio y sulfato de bario.

Schlumberger acaba de desarrollar un disolvente mejorado basado en el EDTA, denominado U105, como una alternativa económica para la estimulación de la matriz de carbonatos. Este disolvente fue diseñado específicamente para el carbonato de calcio, si bien también resulta efectivo para eliminar incrustaciones de carbonato de hierro y óxido de hierro. Disuelve los carbonatos más lentamente que el ácido clorhídrico y tiene una mayor capacidad de disolución que los ácidos orgánicos tradicionales, como el ácido fórmico y el ácido acético. Una vez que las incrustaciones se disuelven por quelación, no se produce reprecipitación. Este es un

disolvente de baja toxicidad, estable a temperaturas inferiores a 250°C (482°F), y no corrosivo sobre la mayoría de los aceros, lo cual lo convierte en un tratamiento sumamente seguro.

Asimismo, se han mejorado otros agentes quelatizantes, en especial para las incrustaciones de sulfatos de bario y de estroncio. Por ejemplo, el U104, basado en un disolvente EDTA que contiene activadores químicos que mejoran la tasa de disolución de las incrustaciones, que ha resultado efectivo sobre una amplia variedad de incrustaciones incluyendo sulfato de calcio, carbonato de calcio y otros compuestos. En las aplicaciones típicas, estas soluciones se diluyen con agua dulce y se dejan actuar entre 6 y 24 horas.

El grado de efectividad de este nuevo disolvente fue demostrado en un pozo del Mar del Norte que presentaba un elevado nivel de daño debido a incrustaciones en los cañoneos y en la matriz cercana al pozo. El tipo de incrustación fue identificado como un compuesto de sulfato de bario y carbonato de calcio. Se diseñó un tratamiento con U104 para ser bombeado dentro de la formación con un desplazamiento radial promedio de 3 pies (1m). El tratamiento fue sobredesplazado con agua de mar inhibida y el pozo se cerró por un tiempo total de inmersión de 18 horas, después de lo cual fue puesto nuevamente en producción. La producción se incrementó en 450 bppd con lo cual en un lapso de 12 días se pudo cubrir el costo de todos los materiales, del bombeo y de la pérdida de producción (véase la Fig. 10).

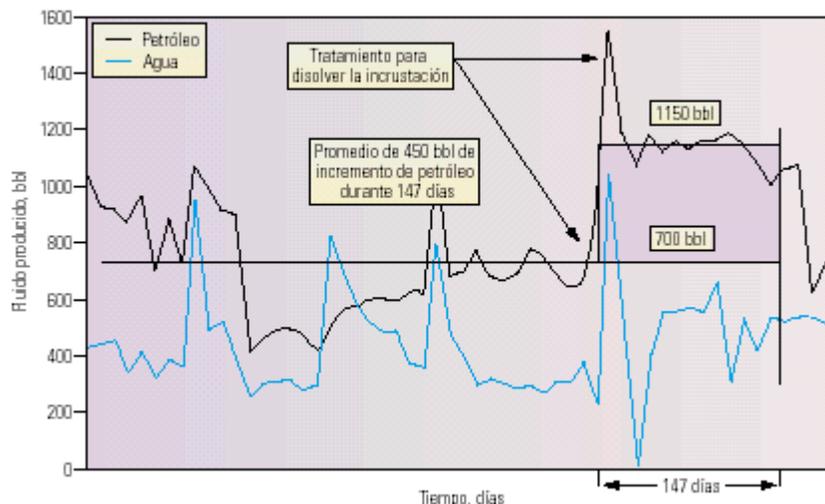


Fig.10.- Historia de producción de un pozo en el Mar del Norte. Se observa un elevado nivel de daño debido a incrustaciones de $BaSO_4$ y $CaCO_3$ en los cañoneos y en la matriz cercana al pozo, que fue tratado con éxito, como resultado de lo cual se obtuvo un incremento del 64% en la producción de petróleo durante más de 147 días.

2. TÉCNICAS MECÁNICAS CONVENCIONALES

Uno de los primeros métodos utilizados fue una derivación del uso de explosivos para hacer vibrar los tubos y desprender las incrustaciones más quebradizas. Los explosivos proporcionaban cargas de alto impacto que podían remover las

incrustaciones, pero a menudo dañaban las tuberías y el cemento. Cuando se trató de cambiar el tipo de explosivo o reducir la cantidad de carga explosiva, se determinó que uno o dos cabos de la cuerda de detonación, conocida como cuerda de disparo, proporcionaban la intensidad adecuada.

Las cuerdas de disparo todavía se utilizan, en especial como simples herramientas de diagnóstico, en los casos en que una entrada rápida con cable de acero y detonación durante el flujo puede dar indicios sobre el tipo y la ubicación de las incrustaciones.

3. TÉCNICAS AVANZADAS DE REMOCIÓN MECÁNICA DE INCRUSTACIONES

Las incrustaciones gruesas, en especial las que se encuentran dentro de las tuberías, por lo general son demasiado resistentes y su nivel de porosidad es muy bajo, los tratamientos químicos no resultan efectivos en un lapso de tiempo razonable. Para la eliminación de este tipo de incrustaciones es necesario recurrir a las técnicas utilizadas para perforar rocas y triturar acero.

3.1 MECHAS DE IMPACTO Y FRESADO

Las mechas de impacto y la tecnología de fresado han sido desarrolladas para funcionar con tuberías flexibles dentro de las tuberías de producción y utilizando distintas mechas cinceladoras y variadas configuraciones de fresado. Como fuente de energía se utiliza, por lo general, un motor hidráulico o una herramienta de impacto de tipo martillo. La potencia depende de la tasa de fluido y del tamaño del motor: los motores más pequeños que eliminan incrustaciones dentro de las tuberías, por lo general de 1 11/16 pulgadas a 1 3/4 pulgadas de diámetro, proporcionan un torque de entre 100 a 130 lbf-pie.

Dado que las incrustaciones rara vez se depositan en forma pareja sobre las paredes de los tubos, los requerimientos de potencia de fresado varían enormemente. Cuando los motores no cuentan con la potencia necesaria para que la mecha corte las incrustaciones, se atascan y se detiene el proceso. Como resultado de ello, las tasas de remoción de incrustaciones varían según el tipo de incrustación. En general, éstas oscilan desde 5 hasta más de 30 pies lineales (1,5 m hasta más de 9 m) de incrustaciones eliminadas por hora de trabajo. La variación de la velocidad de fresado depende de que la combinación del motor y la fresadora sea la adecuada para el tipo de incrustación que se desea eliminar. La experiencia demuestra que los motores pequeños y de bajo torque resultan más efectivos cuando se utilizan con fresas de dientes pequeños. Las fresas de dientes más grandes, si bien son más agresivas, no giran bien sobre las superficies con incrustaciones irregulares y los motores pequeños se atascan. Por lo tanto, las fresas con dientes pequeños y menos agresivos cortan más rápido porque los motores sufren menos problemas.

Las herramientas de impacto como los motores y las fresas, en general, necesitan un acceso pleno y rara vez eliminan las incrustaciones totalmente de las paredes de acero. Cuando se encuentran situaciones donde el acceso es parcial, las fresas rectificadoras pueden aumentar el diámetro efectivo moviendo hacia afuera las hojas trituradoras mediante cambios en la presión y la tasa de bombeo. Las fresas

rectificadoras resultan efectivas, pero su rendimiento equivale a la mitad de una fresa típica.

3.2 TÉCNICAS MECÁNICAS CON CHORRO DE FLUIDOS

Desde hace varios años se encuentran disponibles algunos sistemas de chorros de fluidos, como el Hydroblast de Halliburton o el sistema RotoJet de BJ-NOWSCO, que se utilizan para eliminar incrustaciones en tuberías de producción y cañoneos. Estas herramientas cuentan con varios orificios de expulsión, o bien con una cabeza de expulsión que tiene un mecanismo que le permite cubrir todo el diámetro del pozo. Se pueden utilizar con productos químicos para atacar los depósitos solubles, en aquellos lugares donde la colocación es crítica para prevenir la pérdida de agentes reactivos. El chorro de agua puede resultar efectivo para remover incrustaciones blandas, como halita, y detritos o relleno, pero la experiencia demuestra que es menos efectivo en ciertos tipos de incrustaciones de mayor resistencia, como calcita y sulfato de bario (véase la Fig. 11).



Fig.11.- Eliminación de incrustaciones de carbonato de calcio con chorro de agua. La tubería de producción recibió un solo chorro de agua a razón de 2,4 pulg./min (1 mm/seg). Si bien se ha logrado remover los sedimentos de carbonatos todavía se observa una cantidad remanente considerable.

3.3 LECHADAS ABRASIVAS

Al agregar una pequeña concentración de sólidos, entre 1 y 5% en peso, a un chorro de agua, se mejora en gran medida su capacidad de atravesar las incrustaciones. Esta técnica también presenta un mayor rendimiento de corte en las incrustaciones de carbonato de calcio comparado con un chorro de agua pura. Lamentablemente el uso de abrasivos como la arena puede causar daños en los tubos de acero (véase Fig.12, página 29). Cuando las incrustaciones se eliminan completamente de la tubería, el chorro abrasivo erosiona el acero con la misma eficiencia con que lo hace con los depósitos minerales. Si ocurre un desperfecto en la herramienta de emisión

del chorro, existe un riesgo considerable de que el chorro abrasivo perforo el tubo de acero.



Fig.12.- Eliminación de incrustaciones de carbonato de calcio con chorro de agua abrasivo. La tubería recibió un solo chorro de agua con arena abrasiva a razón de 2,4 pulg./min (1 mm/seg). Durante el ensayo se mantuvo el chorro en la misma posición durante 3 minutos, y el chorro de arena penetró casi el 80% de la pared del tubo (nivel de daño inaceptable).

Una partícula de arena cortante puede erosionar la superficie de un material dúctil por medio de una acción de corte y acanalado. Por el contrario, una partícula redonda y dura rebota sobre la superficie y elimina sólo un pequeño volumen de acero, dejando un cráter en el lugar del impacto. Las incrustaciones minerales presentan falla quebradiza, de manera que el impacto de una partícula dura fractura las incrustaciones y, en última instancia, produce la desintegración del estrato subyacente. La eliminación de los sedimentos es independiente de la forma de las partículas. Si se eligen partículas redondas en lugar de cortantes y angulares se facilita la erosión de las incrustaciones y, al mismo tiempo, se reduce el daño sobre las tuberías de acero.

Se construyó el Probador de Impacto de Partículas con el fin de estudiar y evaluar el mecanismo de daño del material abrasivo sobre las tuberías de acero y sobre el substrato de las incrustaciones. Este aparato puede disparar partículas individuales a más de 400 mph (200 m/seg), que impactan en la superficie a ángulos que varían entre 30° y 90° (véase Fig. 13, página 30).

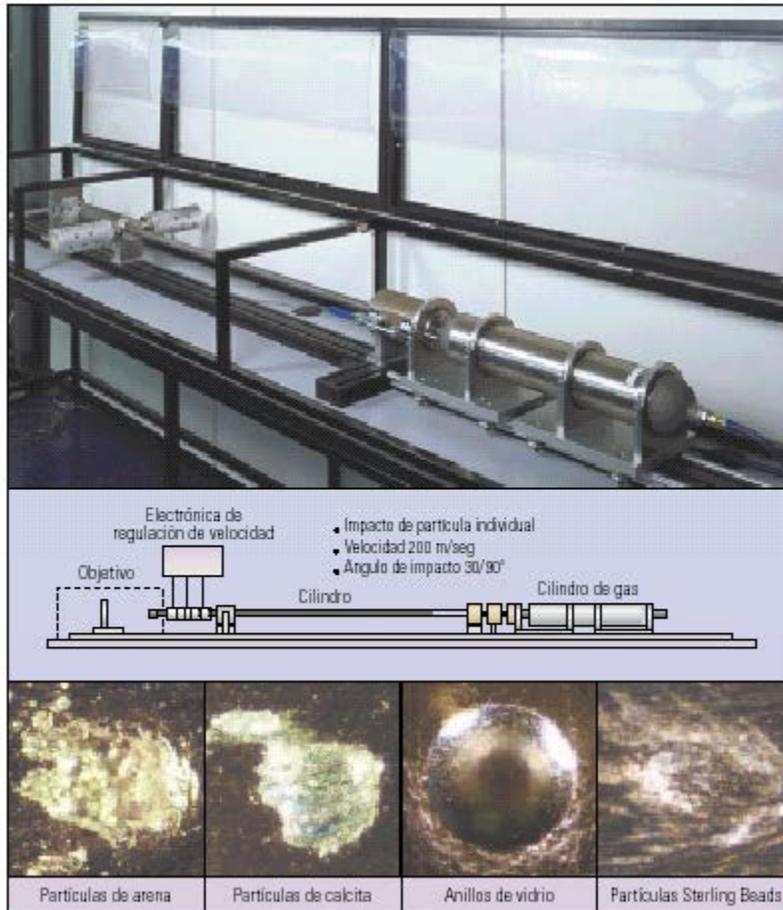


Fig.13.- Probador de impacto de partículas (arriba). En las fotografías se puede observar el daño provocado por diversas partículas (abajo). Arena angular y partículas de calcita tienden a excavar el acero, lo cual provoca falla dúctil. Las partículas redondeadas rebotan sobre la superficie del acero, mientras que los fragmentos de vidrio crean cráteres de impacto grandes y profundos que finalmente erosionan la tubería de acero. Las partículas Sterling Beads se astillan en el momento que impactan sobre el acero y crean sólo pequeños huecos que dejan el acero intacto

3.4 ABRASIVOS STERLING BEADS

Si se reduce demasiado la dureza de las partículas, sólo se logra que sean poco efectivas. Por lo tanto, la dureza deseada es aquella que logra establecer un equilibrio entre minimizar el daño causado sobre el acero y maximizar su efectividad de corte de las incrustaciones. También es importante tener en cuenta otros parámetros, como la friabilidad del material abrasivo. Si bien existen muchas partículas esféricas con la dureza adecuada, con frecuencia tienen baja durabilidad y se rompen con el impacto, lo cual disminuye su poder destructivo sobre las incrustaciones minerales.

En el Centro de Investigación de Schlumberger de Cambridge se realizaron estudios experimentales y teóricos sobre las interacciones físicas entre las partículas abrasivas y los materiales que constituyen habitualmente las tuberías. Tomando como base dichos estudios, se propuso un nuevo material abrasivo denominado Sterling Beads. Este material ofrece la misma capacidad erosiva de la arena sobre incrustaciones duras y quebradizas, mientras que es 20 veces menos erosivo con respecto al acero y no provoca daños en el pozo si se dirige un chorro prolongado sobre un punto determinado (véase la Fig.14).



Fig.14.- Incrustaciones eliminadas con el abrasivo Sterling Beads. El tubo recibió un solo chorro de agua con Sterling Beads a razón de 2,4 pulg./min (1 mm/seg) para eliminar las incrustaciones de carbonatos. Durante el ensayo, se mantuvo el chorro en la misma posición durante 3 minutos, y menos del 2% del acero fue removido de las paredes del tubo.

Las partículas abrasivas son esféricas, muy duras y de baja friabilidad. Además, son solubles en ácido y no tóxicas, con lo cual se simplifican las tareas de limpieza (véase la Fig. 15).

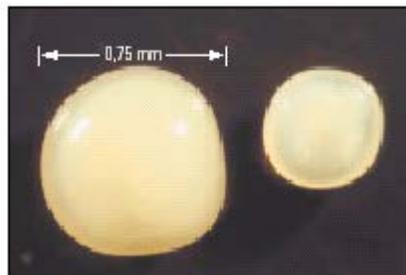


Fig.15.- Vista microscópica del abrasivo Sterling Beads.

3.5 SISTEMA UNIVERSAL DE ELIMINACIÓN DE INCRUSTACIONES MINERALES

En el Centro de Completaciones de Yacimientos de Schlumberger con sede en Rosharon, Texas (EE.UU.), se ha desarrollado una herramienta expulsora de chorros con cabeza rotativa y controlada por un fluido viscoso. Se conoce con el nombre de Jet Blaster, y las características de las boquillas han sido optimizadas para utilizar abrasivos Sterling Beads. Esta nueva herramienta rotativa basada en una cabeza expulsora de chorro, combinada con los Sterling Beads, constituye la base de un nuevo sistema de servicios de intervención mediante tuberías flexibles que ha sido diseñado para eliminar incrustaciones en las tuberías de producción.

El sistema Blaster Services comprende tres técnicas de eliminación de incrustaciones que se pueden aplicar para tratar una amplia variedad de problemas de este tipo:

- La técnica Scale Blasting combina el uso de Sterling Beads como material abrasivo con la nueva herramienta expulsora para eliminación de incrustaciones duras.
- La técnica Bridge Blasting utiliza una cabeza fresadora y un chorro abrasivo, para los casos en que las incrustaciones obstruyen la tubería por completo.
- La técnica Jet Blasting hace uso de la nueva herramienta de expulsión de chorro con fluidos no abrasivos y se aplica en la eliminación de incrustaciones blandas.

El sistema de eliminación de residuos minerales también incluye un programa para el diseño del proceso, denominado Jet Advisor, que le permite al operador optimizar la configuración de la herramienta expulsora y el tamaño de la boquilla teniendo en cuenta las condiciones del pozo, con el fin de maximizar la potencia del chorro y la tasa de penetración de la cabeza. El programa también ofrece ayuda respecto a la selección de técnicas abrasivas o no abrasivas. El programa Jet Advisor le advierte al operador cuando existe un riesgo de daño al tubular debido al estancamiento de las cabezas, para lo cual se utilizan programas de análisis de daño al acero, así como adherencia y deslizamiento de la tubería flexible.

Herramienta Jet Blaster (véase Fig.16, página 33). En la parte superior se observa la caja de herramientas que contiene el sistema de chorro abrasivo tal como llega al pozo. La herramienta subterránea Jet Blaster (diagrama central a la izquierda) incluye conexiones de tubería flexible, válvulas de retención y equipo de desconexión, además de una unidad de circulación de doble acción y un filtro que impide que los residuos presentes en el fluido obturen las boquillas expulsoras. La herramienta convierte la energía del fluido en una rotación a velocidad constante con una cabeza giratoria de velocidad controlada por un fluido viscoso cortante para eliminar las incrustaciones a lo largo de las paredes interiores de los tubos (diagrama central a la derecha). Las fuerzas de reacción provenientes de las dos boquillas apartadas proporcionan un torque cercano a 5 lbf-pie para rotar la cabeza giratoria a velocidades inferiores a 200 rpm. La cabeza expulsora consta de un soporte para la boquilla y un anillo flotante. En las técnicas Jet Blasting y Scale Blasting, el soporte de la boquilla está ensamblado con dos eyectores tangencialmente opuestos (abajo

a la izquierda). Las boquillas expulsoras apartadas maximizan el transporte de la energía hidrodinámica hacia el pozo.

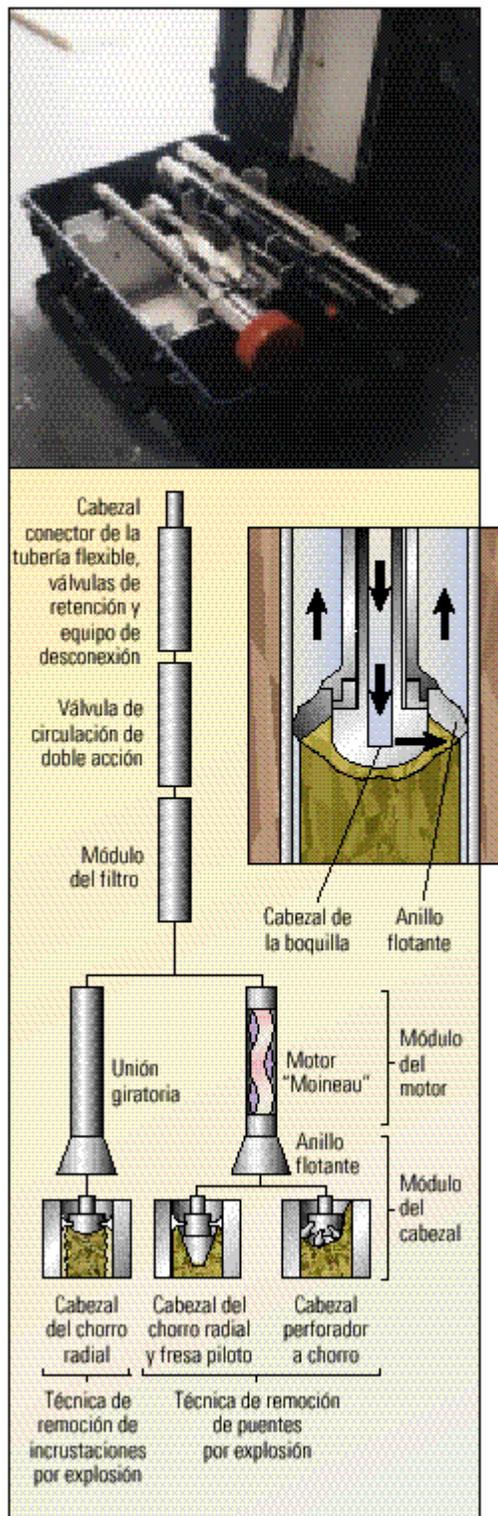


Fig.16.- Herramienta Jet Blaster.

El anillo flotante permite asentar peso sobre la herramienta, de manera tal que la herramienta avanza sólo si se ha limpiado la totalidad del diámetro mínimo del pozo. En la técnica Bridge Blasting, se puede utilizar un motor de desplazamiento positivo estilo "Moineau" (abajo al centro y derecha) para perforar puentes de incrustaciones en las tuberías. Dicho motor tiene una capacidad de suministrar 150 lbf-pie de torque al módulo de la cabeza a 300 rpm.

3.5.1 ELIMINACIÓN DE INCRUSTACIONES DURAS

En el caso de las incrustaciones duras, como los sulfatos de hierro, estroncio y bario, tanto los tratamientos de chorro con fluidos no abrasivos como los tratamientos químicos resultan inadecuados.

La erosión controlada del abrasivo Sterling Beads ha dado resultados positivos en la eliminación de todo tipo de incrustaciones en las tuberías, incluyendo las incrustaciones más difíciles de sulfato de bario, con tasas de avance promedio de hasta 100 pies/hr (30 m/hr) o más aún. La técnica Scale Blasting constituye una muy buena opción, especialmente cuando se trata de incrustaciones insolubles, desconocidas o de dureza variable. El sistema también proporciona un método seguro para eliminar incrustaciones en los equipamientos de completación que se encuentran en el fondo del pozo. La tasa de penetración (ROP, por sus siglas en Inglés) se controla por medio de un anillo flotante que garantiza la cobertura de todo el diámetro de la tubería con un daño mínimo a la superficie de acero.

La técnica Scale Blasting se utilizó en el Mar del Norte para quitar depósitos duros de sulfato de bario en dos válvulas de levantamiento artificial por gas, identificadas por medio de registros de calibre de brazos múltiples, en un pozo con sistema de levantamiento artificial por gas con varios mandriles.

La presión de fluencia del pozo disminuyó a medida que se inyectaba agua, y existía la posibilidad de que la presión del gas disponible resultara inadecuada para alcanzar la única válvula activa restante instalada en la cavidad lateral del mandril. Si no se hubiera logrado extraer y reemplazar una segunda válvula dañada, se habría abandonado el pozo, dado que el corte de agua se encontraba en aumento y finalmente hubiese conducido a una operación costosa de reacondicionamiento. Los solventes no produjeron el efecto esperado en la eliminación de los depósitos minerales en grado suficiente para permitir que las herramientas de pesca de válvulas llegaran hasta las mismas.

En este pozo se utilizó por primera vez en el Mar del Norte, la nueva tecnología de chorro abrasivo transportado dentro de la tubería flexible. Por medio del programa Jet Advisor se calculó cuál sería el tamaño óptimo del anillo flotante, la boquilla y la cabeza de la boquilla, que permitiera eliminar totalmente las incrustaciones duras, además de determinar la concentración óptima de abrasivos y pronosticar las tasas de limpieza.

En primer lugar, se limpió la cavidad lateral del mandril dañado a una velocidad de 100 pies/hr (0,5 m/min). A continuación, se limpió el otro mandril en operación con el mismo procedimiento. Para evaluar el total de la operación se utilizó la herramienta de pesca de válvulas y se controló la posibilidad de cambiar las válvulas de levantamiento artificial por gas en los mandriles que se habían limpiado. Asimismo se obtuvo un registro de rayos gamma para evaluar la cantidad de depósitos minerales

remanentes en la completación. Se logró extraer y reemplazar la válvula dañada sin inconvenientes. El chorro abrasivo eliminó las incrustaciones perfectamente, sin causar daños en el mandril (véase la Fig. 17).

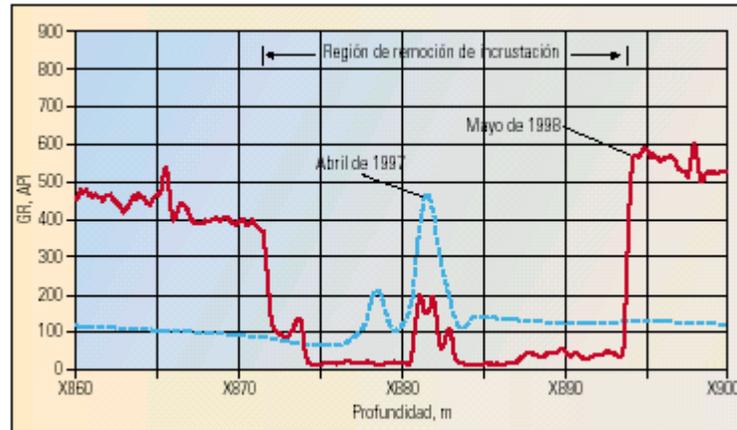


Fig.17.- Confirmación de la eliminación de incrustaciones. Se pueden utilizar registros de rayos gamma para indicar la cantidad de depósitos minerales eliminados en el intervalo de 84 pies (22 m) ubicado en el mandril de cavidad lateral. En el registro obtenido en 1997 se observa la presencia de incrustaciones en el mandril inferior un año antes del tratamiento. El registro de 1998 fue realizado después de una operación de limpieza en la zona comprendida entre X872 y X894 m.

3.5.2 ELIMINACIÓN DE PUENTES DE INCRUSTACIONES EN LAS TUBERÍAS.

Los depósitos minerales que bloquean por completo un tubo se pueden remover con una adaptación especial de la herramienta abrasiva Jet Blaster utilizando la técnica Bridge Blasting (véase la Fig. 18).



Fig.18.- Cabeza fresadora Bridge Blaster. El sistema Bridge Blaster se puede configurar con una cabeza expulsora radial, un anillo flotante y una fresa Reed-Hycalog (izquierda), o bien con boquillas de chorro abrasivo orientadas hacia abajo (derecha), que perforan un hoyo en los puentes de incrustaciones que no se pueden cortar con una fresa de carburo de tungsteno.

Esta técnica incorpora un PDM de 1,69 pulgadas de diámetro, modificado especialmente para impedir que los Sterling Beads bloqueen el sello del eje del laberinto de alta presión del motor. El PDM mueve una cabeza que combina las funciones de chorro y de fresado, para lo cual utiliza una fresa de diamante Reed-Hycalog, con la que realiza un pequeño orificio piloto en las incrustaciones. Los chorros radiales completan la limpieza. Dado que la cabeza fresadora quita sólo una parte del volumen total de los depósitos minerales, la tasa de limpieza y la confiabilidad de la fresa y del motor son mucho más elevadas si se las compara con los métodos convencionales de limpieza y fresado con PDM.

Un anillo flotante coloca la herramienta en el centro e impide que el fresado dañe las tuberías, lo cual sucede a menudo cuando se utilizan técnicas de fresado convencionales. Cuando se trata de puentes de depósitos duros, se utiliza una cabeza diferente de chorro y perforación si el fresado piloto no alcanza tasas de limpieza aceptables. La cabeza perforadora a chorro utiliza cuatro boquillas de emisión de chorro orientadas convenientemente para perforar a través del puente de depósitos incrustantes, utilizando una lechada de Sterling Beads. Por lo general, para completar el proceso de limpieza hasta llegar al diámetro total de los tubos, es necesario realizar otra pasada con el Jet Blaster giratorio con abrasivos Sterling Beads.

Las incrustaciones de sulfuro de hierro (FeS_2) constituyen un problema especial para BP Amoco en todo el campo sur de Kaybob, ubicado en la formación del lago Beaverhill en Canadá. Los cristallitos de sulfuro de hierro se forman directamente sobre los tubos de acero, a los que se adhieren firmemente, y desencadenan un proceso de corrosión bimetalica o grietas por debajo de los cristallitos. Estos pozos de condensado de gas sulfuroso (H_2S) depositan compuestos de alto peso molecular, como asfalteno, sobre los cristallitos de sulfuro de hierro dentro de la tubería de producción.

Estas inusuales incrustaciones no se pueden quitar con ácido clorhídrico, surfactantes o agentes quelatizantes, puesto que el asfalteno las protege de la acción de los disolventes. Sólo se pueden eliminar por medio de técnicas mecánicas, o bien eliminando primero las capas de asfalteno con algún medio químico. La experiencia indica que los métodos convencionales de limpieza, incluyendo ácido espumoso, chorro de ácido combinado con solventes orgánicos como el xileno, y perforación, fresado y sacudido de los tubos no dieron la respuesta esperada.

Se evaluó el rendimiento de nuevas técnicas abrasivas a chorro utilizando los abrasivos Sterling Beads en ocho pozos. Para reducir la fricción y mejorar el transporte de los recortes se utilizó agua gelatinosa que contenía como aditivo un bipolarímero de xantham. La concentración en peso de Sterling Beads, utilizada en estos pozos, fue del 2,5%. Los tiempos de tratamiento oscilaron entre 1 y 4 horas para seis pozos tratados con la técnica Scale Blasting. En uno de los dos pozos que contenían puentes de incrustaciones y que fue tratado con la técnica Bridge Blasting, el tratamiento duró 13 horas. Las tasas de penetración varían de acuerdo con el desplazamiento de la herramienta, la naturaleza de los depósitos, la ubicación de los puentes (en el caso de la técnica Scale Blasting) y las restricciones dentro del pozo. En resumen, en los ocho pozos se lograron eliminar 10.400 pies (3170 m) de incrustaciones en un total de 32,5 horas operativas (véase tabla V, página 37).

	Servicios de explosión	Tiempo de tratamiento, horas	Longitud de la incrustación removida, m	Desviación de la herramienta O.D, mm
Pozo 1	Técnica de remoción de incrustaciones	1,5	1023	54
Pozo 2	Técnica de remoción de incrustaciones	1	45	46,7
Pozo 3	Técnica de remoción de puentes	13	162	46,7
Pozo 4	Técnica de remoción de incrustaciones	4	1108	46,7
Pozo 5	Técnica de remoción de incrustaciones	2,5	28	54
Pozo 6	Técnica de remoción de puentes	7	270	54/45
Pozo 7	Técnica de remoción de incrustaciones	2	511	54
Pozo 8	Técnica de remoción de incrustaciones	1,5	20	46,7

Tabla V.- Resultados de la eliminación de incrustaciones en el Lago Beaverhill.

3.5.3 ELIMINACIÓN DE TAPONES DE ARENA

Cuando los depósitos minerales son blandos, solubles en ácidos o reactivos a los químicos, la técnica no abrasiva Jet Blasting resulta la más eficiente y la más conveniente en materia de costos. La mayor eficiencia del chorro de fluido emitido por una cabeza expulsora optimizada, maximiza la capacidad de limpieza en incrustaciones blandas, cemento fresco y revoque. Otros daños de la perforación y depósitos insolubles se pueden remover utilizando un tratamiento químico en combinación con la limpieza a chorro.

Un operador del sur del estado de Texas tenía dificultades para eliminar tapones de arena en un pozo con tres zonas estimuladas por fracturamiento hidráulico, que se encontraban aisladas por tapones de arena. Cada uno de ellos estaba recubierto por un tapón de sílice en polvo para proveer un mejor sello a la presión. Se utilizó un motor de perforación con una fresa para tratar de limpiar los tapones de arena. El primero fue eliminado con todo éxito, pero la herramienta se gastó por completo después de limpiar 2 pies (0,6 m) del segundo tapón. Una segunda fresa logró perforar otros 5 pies (1,5 m) antes de gastarse completamente (véase Fig.19, página 38). El tapón cubierto con polvo de sílice estaba aplastado y comprimido debido a la presión ejercida durante la estimulación por fracturamiento hidráulico, y formaba un relleno resistente.

Se recurrió al programa Jet Advisor para seleccionar, en base a las condiciones específicas del pozo, el tamaño adecuado de boquilla a ser utilizado por la técnica Jet Blasting. Los componentes y los tamaños de la cabeza se basaron en la completación del pozo y en el material de relleno. El fluido del chorro estaba compuesto por agua con un 2% de cloruro de potasio (KCl) con reductor de fricción, agente espumante y nitrógeno (N₂). El tratamiento dio como resultado una tasa de limpieza de 420 a 600 pies/hr (2 a 3 m/min). Tanto los tapones como el polvo de sílice fueron eliminados del pozo en menos de un día, con lo cual el operador evitó

los costos del equipo de reacondicionamiento y de la pérdida de producción durante cinco días.



Fig.19 .- Cabeza pulidora gastada por el polvo de sílice.

Las soluciones mecánicas para eliminar depósitos minerales ofrecen una amplia variedad de herramientas y técnicas aplicables en las tuberías de pozos y en la formación (véase tabla VI, página 39). Como ocurre en el caso de los tratamientos químicos, la mayor parte de los métodos mecánicos presenta un rango limitado de aplicabilidad, de manera tal que la selección del método correcto depende del pozo y del tipo de incrustación. Los métodos mecánicos, si bien son variados, se encuentran entre los más eficientes para la eliminación de incrustaciones de minerales en las tuberías.

4. REMOCIÓN MECÁNICA EN OPERACIONES SELVA

a) Líneas de Superficie

Se lleva a cabo de manera combinada productos químicos y chanchos (scrappers o pigs). Los chanchos más populares y efectivos son aquellos que tienen un cuerpo de espuma plástica el cual es cubierto con algún material rugoso o abrasivo. Estos chanchos pueden ser bombeados a través de una serie de líneas de diferentes tamaños. Su cuerpo se deformará lo suficiente (dentro de sus límites) para permitir al chanco continuar haciendo un efectivo trabajo de raspado.

Una típica limpieza de líneas de flujo para remover carbonato de calcio cubierto con crudo puede consistir de los siguientes pasos.

- I .- Aplicación de solventes o detergentes seguido de un chanco .
- li .- Aplicación de HCL o ácido sulfámico seguido por un chanco .
- iii.- Usar una solución neutralizante (agua de alto pH) o un enjuague vigoroso con agua para remover todo el ácido. Los inhibidores perderán efectividad con el tiempo por lo que se debe eliminar todo el ácido de la línea para evitar una severa corrosión por picaduras .

Herramienta	Descripción	Limpieza de puentes difíciles	Limpieza de accesorios de la tubería	Otras ventajas	Otras desventajas
Limpieza mecánica					
Motor de desplazamiento positivo y fresa	Motor y fresa impulsados por fluidos "Moineau". La fresa remueve los depósitos triturándolos.	SI. La velocidad de limpieza puede ser muy lenta.		Indicación positiva de limpieza en la superficie. Pequeños cortes hacen más fácil la limpieza del hoyo.	El estator del motor y la fresa son consumibles caros. Límite de -300°F [150°C]. Incompatible con disolventes de incrustaciones. La fresa puede dañar las tuberías.
Martillo de impacto	Martillo de percusión impulsado por fluidos. Las fuerzas de alto impacto destruyen los depósitos frágiles.	SI. La velocidad de limpieza puede ser muy lenta.		Indicación positiva de limpieza en la superficie. Herramienta simple y robusta.	El tamaño grande de los cortes hace más difícil la limpieza del hoyo. Incompatible con disolventes de incrustaciones.
Limpieza química					
Herramienta fija de lavado	Herramienta fija con muchas boquillas de diámetros grandes. Normalmente se utiliza sólo con disolventes químicos.		SI, si el depósito es soluble.	Herramienta simple y robusta.	Se pierde casi toda la fuerza del fluido por la fricción de la circulación. Presión de boquilla baja—no puede remover los depósitos inertes.
Herramienta a chorro rotativo	El torque de rotación lo proveen las boquillas apartadas del eje de la herramienta. No hay control de velocidad.		SI, si el depósito es soluble.	Herramienta simple. Cobertura completa del pozo al rotar los chorros.	Lanzamiento a chorro ineficiente debido a las altas velocidades de rotación (>5000 rpm).
Herramienta a chorro rotativo	La cabeza de la boquilla rota -90° cuando se cicla la presión de la tubería flexible. La cabeza posee muchas boquillas de pequeño diámetro para mejorar la cobertura del pozo.		✓		Requiere múltiples corridas de limpieza incrementando el tiempo de trabajo y la fatiga de la tubería flexible. No hay indicación de limpieza en la superficie. Radio de limpieza pequeño debido al pequeño tamaño de las boquillas.
Herramienta a chorro impulsada por turbina	La turbina rota la boquilla con dos boquillas. Freno de corriente parásita controla las rpm.		✓	Cobertura completa del pozo con una amplia fracción de limpieza.	Los abrasivos no se pueden bombear por medio de la turbina. Herramienta compleja.
Herramientas sónicas	Se utiliza para crear pulsos de presión de alta frecuencia que remueven los depósitos mediante ondas de choque o cavitación.		SI, si el depósito es soluble.	Simple.	La presión hidrostática suprime la cavitación. Las herramientas no son efectivas para remover incrustaciones duras en pruebas de laboratorio.
Herramienta Jet Blaster					
Técnica de remoción de incrustación por explosión	Cabeza de boquilla rota por dos boquillas apartadas del eje de la herramienta. Freno viscoso controla las rpm.		✓	Cobertura completa del pozo con amplio radio de limpieza.	
Técnica de explosión de puentes	Motor "Moineau" impulsado por fluidos y cabeza de fresa/chorro. Chorros radiales siguen la fresa piloto.	✓	✓	Indicación positiva de limpieza en la superficie.	El estator del motor es un consumible caro. Límite de -300°F.

Tabla VI.- Técnicas mecánicas de remoción de incrustaciones.

Si la incrustación de carbonato de calcio es laminada, con capas alternadas de carbonato y crudo, se debe usar una emulsión solvente-ácido. De nuevo, es recomendable el uso de los chanchos debido a que la acción de raspado mecánico es bastante útil para incrementar la efectividad de cualquier sistema de solvente. La otra variable importante en la limpieza de líneas de superficie es el rate de bombeo. Cualquier solvente requiere una cierta cantidad de tiempo para llegar a saturarse con cualquier sustancia que esté disolviendo. De aquí, se requiere un

determinado tiempo de contacto con la superficie de la incrustación para que el trabajo sea efectivo.

Si se bombea ácido por un lado de la línea y sale por el otro sin llegar a la saturación, quizás no este quedando en la línea por suficiente tiempo. En algunos casos será necesario detener el bombeo y dejar reposar el solvente, remojar por algún tiempo.

b) Limpieza de fondo de pozo

Por lo general consiste en la remoción de incrustaciones del tubing, las perforaciones o caras de la formación y a veces de los espacios porosos en la matriz de la formación. La remoción de incrustaciones del tubing es básicamente la misma que en líneas de superficie aunque no se puedan usar los chanchos. Excepto por las herramientas especiales de perforación las cuales por lo general no se pueden usar, la limpieza del tubing se debe de llevar a cabo solamente por medios químicos. Obviamente, si el problema es demasiado grande, el tubing debe extraerse y ser limpiado en la superficie.

La remoción de incrustaciones de las perforaciones es por lo general una operación de enjuague.

Si las incrustaciones se han formado detrás de los espacios porosos, dentro de la formación por varias pulgadas, puede no ser efectivo un enjuague químico.

Aún un sistema de enjuague multi-etapas puede dar un pobre resultado debido al problema de contacto reducido con la superficie de la incrustación.

El fracturamiento hidráulico puede ser la única manera de penetrar en la porción incrustada.

CAPÍTULO V

PREVENCIÓN DE FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES

El costo directo de quitar las incrustaciones de un pozo puede alcanzar los 250.000 dólares, a lo que hay que agregar el costo de la producción demorada, que resulta aún más elevado. Así como en la práctica médica se dice que es mejor prevenir que curar; mantener los pozos productores en buen estado constituye, en definitiva, la forma más eficiente de producir hidrocarburos. Por lo que se pueden utilizar las siguientes medidas preventivas:

1. REDUCCIÓN DE pH

La reducción del pH incrementa la solubilidad de los compuestos de hierro y de los carbonatos, sin embargo tiende a hacer el agua más corrosiva.

2. DILUCIÓN DEL AGUA

Disminución de la concentración del ión problema en el agua mediante la dilución con aguas de bajo contenido de dicho ión.

La dilución se utiliza, por lo general, para controlar la precipitación de halita en pozos con alto grado de salinidad. La dilución reduce la saturación en el pozo enviando agua dulce en forma continua a la formación, y constituye la técnica más simple para prevenir la formación de incrustaciones en la tubería de producción. Requiere la instalación de lo que se conoce como sarta macarroni (un tubo de diámetro inferior a 1 1/2 pulgadas) a lo largo de la tubería de producción (véase Fig.20, página 42).

3. INHIBIDORES DE INCRUSTACIONES

Por ser este el método más ampliamente usado en los campos petroleros, se desarrollará en forma más detallada.

3.1 MECANISMO

La mayoría de los inhibidores bloquean el desarrollo de las partículas minerales atacando el crecimiento de los núcleos de las incrustaciones. Algunos químicos quelatan o paralizan los reactivos que se encuentran en forma soluble. Ambos enfoques pueden resultar efectivos, si bien cada uno de ellos requiere una aplicación cuidadosa dado que los tratamientos son poco tolerantes a los cambios en el sistema de producción. Los inhibidores quelatizantes bloquean la precipitación o el desarrollo

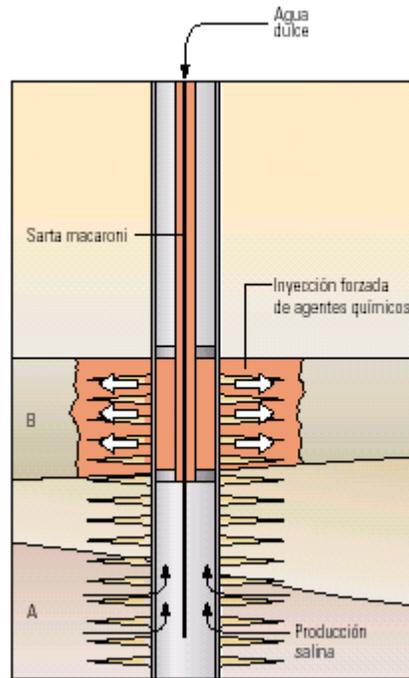


Fig. 20.- Sarta macaroni. La sarta macaroni de diámetro reducido, también llamada spaghetti o capilar, transporta los fluidos y los químicos dentro de los pozos en producción. Lleva los químicos cerca del intervalo, como se observa en la zona A, que produce el fluido que necesita tratamiento. En la zona B aparece el inhibidor que se introduce periódicamente en la formación.

de residuos minerales sólo para un cierto y limitado nivel de sobresaturación. Dado que los agentes quelatizantes consumen los iones de residuos en proporciones estequiométricas, el uso de los quelatizantes como inhibidores resulta poco adecuado, desde el punto de vista de su eficiencia y conveniencia económica.

Por el contrario, los inhibidores de iniciación interactúan químicamente con los sitios de nucleación de cristales y reducen de manera sustancial las tasas de desarrollo de los cristales. En efecto, con el uso de este tipo de inhibidores la formación de residuos minerales desciende a concentraciones que resultan aproximadamente 1000 veces menores respecto de una proporción estequiométrica equilibrada. con lo cual disminuye considerablemente el costo del tratamiento

La mayoría de los inhibidores son compuestos de fosfato: polifosfatos inorgánicos, ésteres de fosfato orgánico, fosfonatos orgánicos, aminofosfatos orgánicos y polímeros orgánicos. Estos químicos minimizan la incrustación de minerales, mediante una combinación de dispersión de cristales y estabilización de los residuos (véase Fig. 21, página 43).

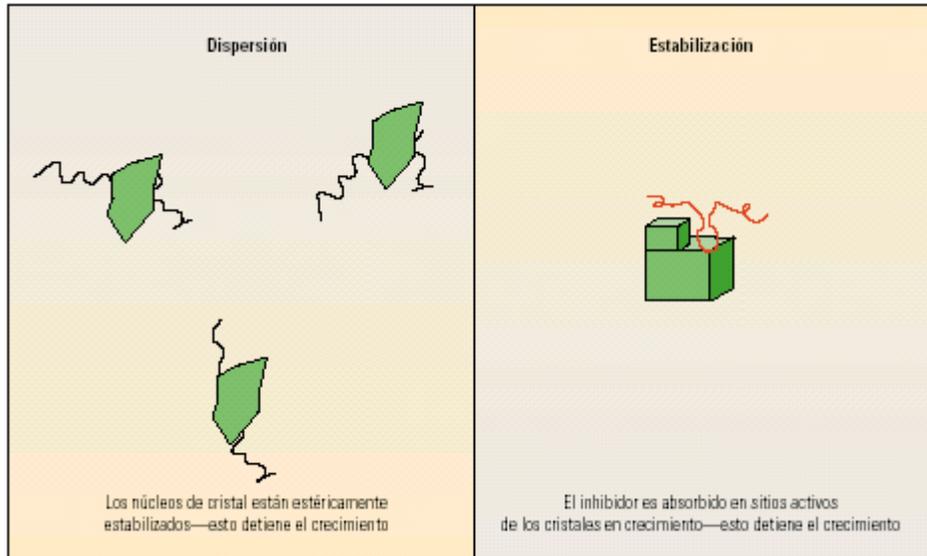


Fig. 21- Dispersión y Estabilización. La dispersión (izquierda) impide que los pequeños cristales de minerales se adhieran a las paredes de la tubería de producción y a otras partículas de cristales. Los estabilizadores químicos modifican la estructura de las incrustaciones de modo de prevenir la adherencia de otros cristales.

Los inhibidores de incrustaciones son retenidos en la formación por adsorción a las paredes de los poros o precipitación en el espacio de los poros (véase la Fig. 22).

Adsorción del inhibidor

Precipitación del inhibidor con separación de fase

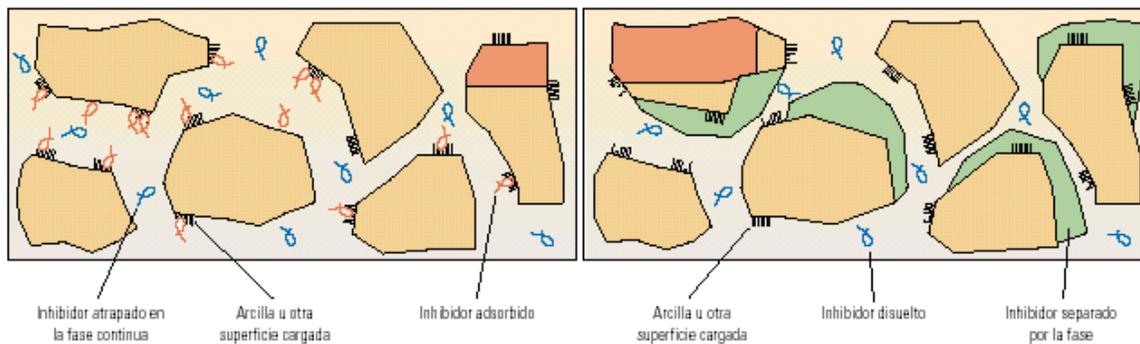


Fig.22.- Adsorción y Precipitación. Los inhibidores de incrustaciones proveen la mejor vida útil del tratamiento cuando se los retiene en la formación, ya sea por adsorción a las paredes de los poros (izquierda), o bien por precipitación en el espacio de los poros(derecha).

3.2 TIPOS DE INHIBIDORES

i) Polifosfatos Inorgánicos

Estos materiales son sólidos cristalinos inorgánicos y se encuentran disponibles como polifosfatos planos o como polifosfatos de solubilidad controlada.

Tipos de Polifosfatos

El polifosfato común se disuelve en agua relativamente rápido, mientras que el polifosfato de solubilidad controlada lo hace más lentamente. Los dos tipos de polifosfatos tienen diferentes composiciones, pero funcionan mediante el mismo mecanismo. La elección entre ambos se hace en base al método de tratamiento y al costo relativo. Los polifosfatos de solubilidad controlada son considerados más caros que los polifosfatos comunes.

Reversión

Uno de los problemas con los polifosfatos es que cambian de forma con el tiempo y pierden su actividad como inhibidor de incrustación. Este cambio de forma es llamado reversión y se trata realmente de la hidrólisis de polifosfato a ortofosfato. Los ortofosfatos reaccionan con el calcio para formar fosfato de calcio insoluble, el cual puede causar problemas de taponamiento.

El rate de reversión es diferente para cada composición de polifosfato. Las propiedades del agua que afectan a la reversión son principalmente el pH y la temperatura. Generalmente el rate de reversión se incrementa cuando:

- El pH es bajo (más ácido)
- La temperatura se incrementa .

Debe tenerse en cuenta que el polifosfato puede precipitar y causar problemas sin que se halla producido la reversión si su concentración en el agua es demasiada alta.

ii) Fosfato Ester Orgánico

Sirven para tratar cualquier problema de incrustaciones a dosajes más bajos que cualquier otro tipo de inhibidor. Son además extremadamente solubles en salmuera con alto contenido de calcio.

Son fáciles de monitorear mediante análisis de residual de inhibidor, sin embargo presentan el inconveniente de no poder trabajar a más de 200°F por largos períodos de exposición.

iii) Fosfonatos Orgánicos

Se comercializan como soluciones concentradas. Debido a su enlace carbono-fósforo son más estables a la reversión con el tiempo, altas temperaturas (250°F) y altos niveles de pH. Son fácilmente monitoreables mediante técnicas de residual de inhibidor. Requieren mayores dosajes en comparación con el fosfato-ester orgánico para alcanzar el 100% de inhibición. La mayoría de los fosfonatos son menos estables al calcio que los fosfato-éster.

iv) Polímeros

Son estables a temperaturas de hasta 350 °F. Presentan el inconveniente que no pueden ser monitoreados por residuales y son inestables en aguas que contienen más de 3000 mg/lit de calcio.

3.3 SELECCIÓN Y EVALUACIÓN DE INHIBIDOR

Para determinar el inhibidor que proporciona las mejores características para el tratamiento de un determinado campo, se debe de hacer una evaluación técnica – económica de manera que la opción sea la más recomendable desde el punto de vista operativo y a la vez la que disminuya los costos del tratamiento.

Durante la primera parte se prueban todos los inhibidores cuyas características técnicas sean acordes con las condiciones del pozo.

Para esto se usa, por ejemplo el Standard NACE TM – 03 - 74 en cual consiste en someter a los inhibidores a una prueba para inhibir la formación de carbonato y sulfato de calcio en una salmuera preparada artificialmente, a una temperatura de 160°F. El inhibidor que presente un mejor funcionamiento a estas condiciones, logrará mantener más calcio en solución.

También se pueden realizar pruebas con salmueras artificiales que presenten características similares a la de los pozos que van a ser tratados.

De aquí se escogen los de mejor performance y se comparan los resultados en términos de porcentaje de protección contra el dosaje aplicado para evaluar cual es la alternativa económica más atractiva.

El producto seleccionado se prueba en el campo, monitoreando su funcionamiento en base a cupones de incrustación y para determinar la dosificación real en el campo.

3.4 MONITOREO

Tenemos los siguientes tipos:

i) Cupón de incrustaciones

Son usados para proveer una evidencia inmediata de problemas o para evaluar tratamientos.

Son similares a los cupones de corrosión, pero a diferencia de estos son perforados con 6 a 8 agujeros. El cupón es instalado en el sistema con la cara plana en dirección al flujo. De esta manera se crea una fuerte turbulencia y las tendencias a formar incrustaciones, si las hubieran, se aceleran. El cupón se limpia inicialmente, se pesa y se inserta en el sistema, exponiéndolo por un período de tiempo determinado, luego se extrae, se seca y se vuelve a pesar. La cantidad de incrustaciones depositada es registrada. De esta manera se puede medir cambios en el sistema y en la efectividad del trabajo.

ii) Carrete de prueba

Este tipo de monitoreo se lleva a cabo en líneas de superficie. Estos accesorios son pequeños segmentos de tubería colocados en la línea que esta siendo estudiada y por lo general se inserta en un sistema de by-pass.

La formación de incrustaciones puede ser medida visualmente, por peso (raspando las incrustaciones formadas) o por espesor de la capa de depósitos formados.

iii) Inspección Visual

Aunque no es un método cualitativo, es bastante práctico. Consiste en inspeccionar tanques, líneas, válvulas y cualquier otro punto donde se espere que se puedan presentar incrustaciones. Esto se debe hacer con cierta frecuencia.

iv) Residual de Inhibidor

Esta técnica se usa para monitorear y optimizar los resultados del tratamiento. Esta es una característica bastante útil ya sea en aplicaciones de fondo de pozo como en líneas de superficie.

La posibilidad de medir las pequeñas concentraciones de trabajo (generalmente de 1 a 20 ppm) es esencial, principalmente en trabajos de squeeze.

Los fosfatos inorgánicos, los fosfatos-éster orgánicos y los fosfonatos orgánicos pueden ser monitoreados rápidamente mediante la modificación del procedimiento standard del fosfato azul molibdeno.

4. CORRECTA UBICACIÓN DEL INHIBIDOR

En última instancia, la eficacia del tratamiento se basa más en la prevención de las incrustaciones que en la vida útil del inhibidor. La correcta ubicación del mismo constituye un factor esencial en el desempeño de un tratamiento de bombeo forzado del inhibidor. Si el inhibidor se introduce en la formación en forma indiscriminada, habrá un exceso de tratamiento en las zonas depletadas y en las de alta permeabilidad, y resultará escaso en zonas de alta presión y de baja permeabilidad. Por lo tanto, se considera conveniente colocar los inhibidores en formaciones heterogéneas utilizando las mismas técnicas empleadas para controlar el emplazamiento de ácidos. De hecho, resulta sumamente ventajoso combinar ambos tipos de tratamientos (ácidos e inhibidores) para garantizar que el inhibidor esté controlado junto con el ácido. Se debe controlar que el pH del ácido no supere el nivel requerido para la precipitación del inhibidor.

5. INTEGRACIÓN DEL INHIBIDOR CON LA ESTIMULACIÓN POR FRACTURA

La protección de las fracturas con agente de sostén contra la formación de incrustaciones de minerales depende en gran medida del correcto emplazamiento del inhibidor. Las zonas de la fractura que quedan sin tratar podrían verse dañadas de manera irreversible cuando los residuos minerales en el agente de sostén entran en contacto con los solventes de incrustaciones. Como resultado de ello, se han hecho esfuerzos para bombear inhibidores en el fluido de fracturación, con lo que se garantiza la cobertura del agente de sostén.

Schlumberger ha implementado otro sistema de liberación del inhibidor, denominado sistema ScaleFRAC, que combina en un único paso un tratamiento inhibidor de incrustaciones con un tratamiento de fracturación, para lo cual se utiliza un nuevo inhibidor líquido compatible con los fluidos de fracturación. El inhibidor de incrustaciones se coloca por bombeo en toda la fractura rellena con agente de sostén

durante las etapas de prelavado y emplazamiento de arena del tratamiento de fracturación (véase la Fig.23). Con este nuevo sistema se elimina la inyección forzada, que se debía realizar inmediatamente después del tratamiento de estimulación por fracturamiento hidráulico y, además, se evita el problema de la lenta recuperación de la producción de petróleo provocada por los cambios de mojabilidad resultantes de las inyecciones forzadas convencionales.

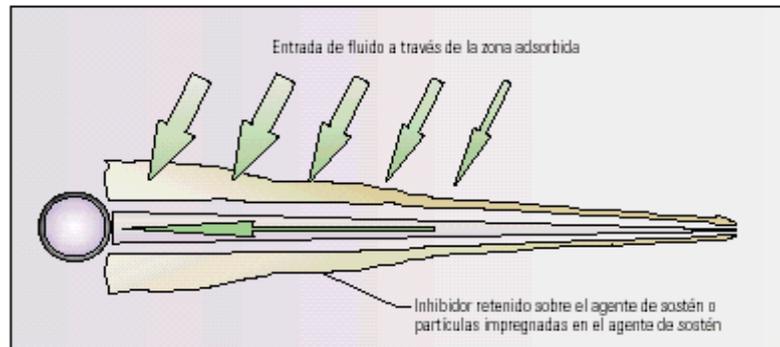


Fig.23.- Estimulación por fracturación hidráulica con emplazamiento del inhibidor. La colocación del inhibidor con alto grado de eficiencia se logra bombeando el inhibidor en el fluido de fracturación durante el tratamiento de fracturación. El inhibidor queda retenido en la formación por adsorción en la zona de pérdida, o por precipitación sobre el agente de sostén. A medida que el agua de formación atraviesa la zona de absorción del inhibidor, disuelve suficiente cantidad de inhibidor como para impedir que el agua precipite

CAPÍTULO VI

1. CONCLUSIONES

a).- Las incrustaciones se pueden depositar a lo largo de toda la trayectoria que sigue el agua (pozos inyectoros, equipos de superficie pasando por los yacimientos) provocando con esto: deferimiento de producción (costo de producción), daño en la formación, los equipos de superficie y de fondo (costo de remoción de incrustaciones).

b).- Las incrustaciones que se presentan a menudo en Operaciones Selva son debido a la presencia de carbonatos y de sulfatos de compuestos alcalinos térreos, como el carbonato de calcio, sulfato de calcio, sulfato de bario y el sulfato de estroncio.

c).- En los últimos años, se han realizado importantes avances en el control y el tratamiento de las incrustaciones minerales. Hoy en día, se tiene acceso a una variedad de productos químicos y mecánicos concebidos para eliminar las incrustaciones e impedir su desarrollo.

d).- Los nuevos hallazgos con respecto a la acumulación de depósitos minerales permite a los ingenieros de producción pronosticar la formación de los mismos, de tal forma que se pueda prevenir el desarrollo de condiciones operativas adversas utilizando nuevas técnicas de inhibición, es decir que se ofrecen más opciones efectivas en términos económicos para lograr la inhibición química y la limpieza en la formación.

e).- Los desarrollos en cuanto a remoción de incrustaciones minerales, que incorporan nuevos materiales abrasivos, proporcionan métodos rápidos y confiables de limpieza de tuberías sin riesgos para los tubos de acero.

f).- Cada una de las nuevas tecnologías mejora un aspecto del control de las incrustaciones minerales en el pozo. Combinadas, estas nuevas tecnologías forman parte del proceso de manejo de las incrustaciones, mediante el cual se pueden aplicar métodos de control para identificar el inicio de las condiciones favorables para la formación de incrustaciones y desarrollar la estrategia óptima para reducir los problemas de pérdida de producción y gastos de reparación, que en las operaciones

petroleras son cuantiosas. La estrategia puede incluir elementos de prevención y limpieza periódica. Los ingenieros que trabajan en aquellos yacimientos proclives a la formación de incrustaciones aprecian cada nuevo adelanto tecnológico que puedan utilizar para combatirlos.

2. RECOMENDACIONES

a).- Las técnicas que se utilicen para eliminar incrustaciones deben cumplir ciertas condiciones: ser rápidas, no dañar el pozo, la tubería ni el ambiente de formación y ser efectivos en la prevención de nuevas precipitaciones en el futuro.

b).- Cuando se evalúa la tendencia del agua a presentar incrustaciones a través de las diferentes técnicas mencionadas, éstas se tienen que llevar a cabo de manera completa o adecuada, ya que sino se cometerían errores en la interpretación de resultados y en consecuencia en el diseño de un posible tratamiento, ya que si se elige uno inadecuado se puede llegar, en realidad a incentivar el depósito de incrustaciones.

c).- Mantener los pozos productores en buen estado constituye, en definitiva la forma más eficiente de producir hidrocarburos. Por lo que se debe utilizar las medidas preventivas desarrolladas.

BIBLIOGRAFÍA

Capítulo I

- 1.- Richardson SM y McSween HY: *Geochemistry: Pathways and Processes*. Englewood Cliffs, Nueva Jersey EE.UU. Prentice-Hall, Inc., 1989.
- 2.- Miguel Del Campo: *Formación de Incrustaciones en campos petroleros de Petroperú, Selva-Prevención*.

Capítulo II

- 1.- Bamforth S, Besson C, Stephenson K, Whittaker C, Brown G, Catala G, Rouault G, Théron B, Conort G, Lenn C y Roscoe B: "Revitalizing Production Logging," *Oilfield Review* 8, no. 4 (Invierno de 1996): 44-60.
- 2.- Snieckus D: "Tipping the Scales," *Offshore Engineer* (Septiembre de 1999): 117.
- 3.- Oddo JE y Tomson MB: "Why Scale Forms and How to Predict It," *SPE Production & Facilities* 9, no. 1 (Febrero de 1994): 47-54.
- 4.- Miguel Del Campo: *Formación de Incrustaciones en campos petroleros de Petroperú, Selva-Prevención*.

Capítulo III

- 1.- *Oilfield Review*: Mike Crabtree, Aberdeen, Escocia; David Eslinger, Tulsa, Oklahoma, EE.UU; Phil Fletcher, Matt Miller, Sugar Land, Texas, EE.UU; George King, BP Amoc Corporation, Houston, Texas.

Capítulo IV

- 1.- Jonson A, Eslinger D y Larsen H: "An Abrasive jetting Removal System", artículo de la SPE 46026, presentado en la mesa redonda de Tubería Flexible de la SPE/IcoTA, Houston, Texas, EE.UU, Abril 15-16, 1998.
- 2.- Tailby RJ, Amor CB y McDonough A: "Scale Removal from the Recesses of Side-Pocket Mandrels," artículo de la SPE 54477, presentado en la Mesa Redonda de Tubería Flexible de la SPE/IcoTA, Houston, Texas, EE.UU., Mayo 25-26, 1999.
- 3.- Para información en el uso de herramientas para remover válvulas recuperables de levantamiento artificial por gas ubicadas en las cavidades de los mandriles: Fleshman R, Harryson y Lekic O: "Artificial Lift for High-Volume Production," *Oilfield Review* 11, no. 1 (Primavera de 1999): 49-63.
- 4.- Crombie A, Halford F, Hashem M, McNeil R, Thomas EC, Melbourne G y Mullins O: "Innovations in Wireline Fluid Sampling," *Oilfield Review* 10, no. 3 (Otoño de 1998): 26-41.
- 5.- Miguel Del Campo: *Formación de Incrustaciones en campos petroleros de Petroperú, Selva-Prevención*.

Capítulo V

- 1.- Wigg H y Fletcher M: "Establishing the True Cost of Downhole Scale Control," artículo presentado en la Conferencia Internacional de Soluciones a las Incrustaciones, Aberdeen, Escocia, Noviembre 20-21, 1995.

- 2.- Rosenstein L: "Process of Treating Water," Patente de EE.UU. No. 2,038,316 (Abril 21, 1936). Esta patente que data de 1936 en EE.UU., es una de las primeras referencias sobre inhibidores de iniciación de incrustaciones.
- 3.- Nancollas GH, Kazmierczak TF y Schuttringer E: "A Controlled Composition Study of Calcium Carbonate Growth: The Influence of Scale Inhibitors," Corrosion-NACE 37, no. 2 (1981): 76-81.
- 4.- Crowe C, McConnell SB, Hinkel JJ y Chapman K: "Scale Inhibition in Wellbores," artículo de la SPE 27996, presentado en el Simposio de Ingeniería de Petróleo, celebrado en ocasión del Centenario de la Universidad de Tulsa, Oklahoma, EE.UU., Agosto 29-31, 1994.
- 5.- Powell RJ, Fischer AR, Gdanski RD, McCabe MA y Pelley SD: "Encapsulated Scale Inhibitor for Use in Fracturing Treatments," artículo de la SPE 30700, presentado en la Conferencia Anual de la SPE, celebrada en Dallas, Texas, EE.UU., Octubre 22-25, 1995. Véase también Martins et al, referencia 16.
- 6.- Miguel Del Campo: Formación de Incrustaciones en campos petroleros de Petroperú, Selva-Prevención.

ANEXOS

1.- GRÁFICOS

Figura N° 1

Figura N° 2

Figura N° 3

Figura N° 4

2.-TABLAS DE COMPOSICIÓN DE LAS AGUAS DE LOS POZOS DE CORRIENTES (SELVA) Y ANÁLISIS DE SEDIMENTOS (NALCO).

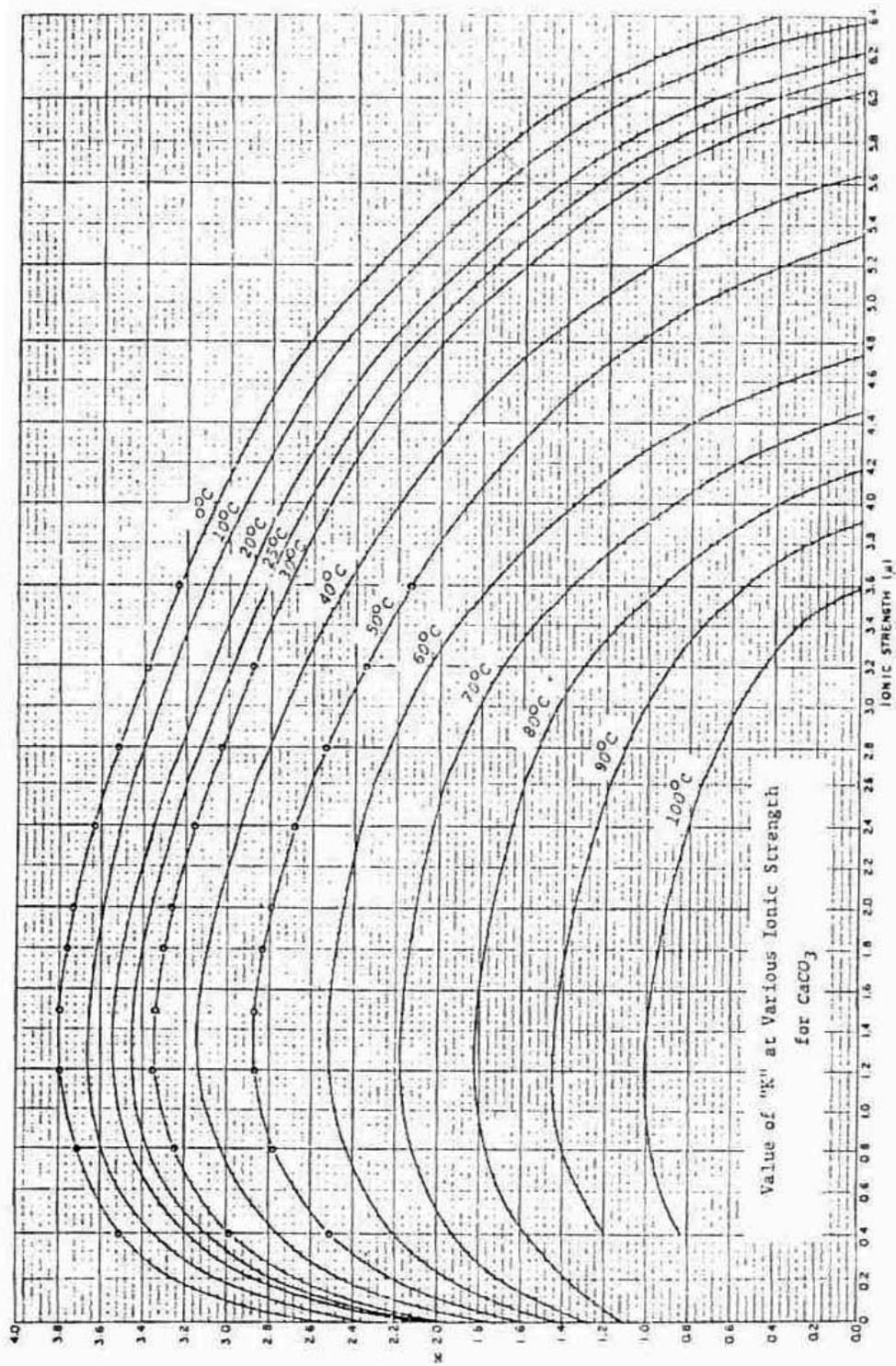


Fig. 1

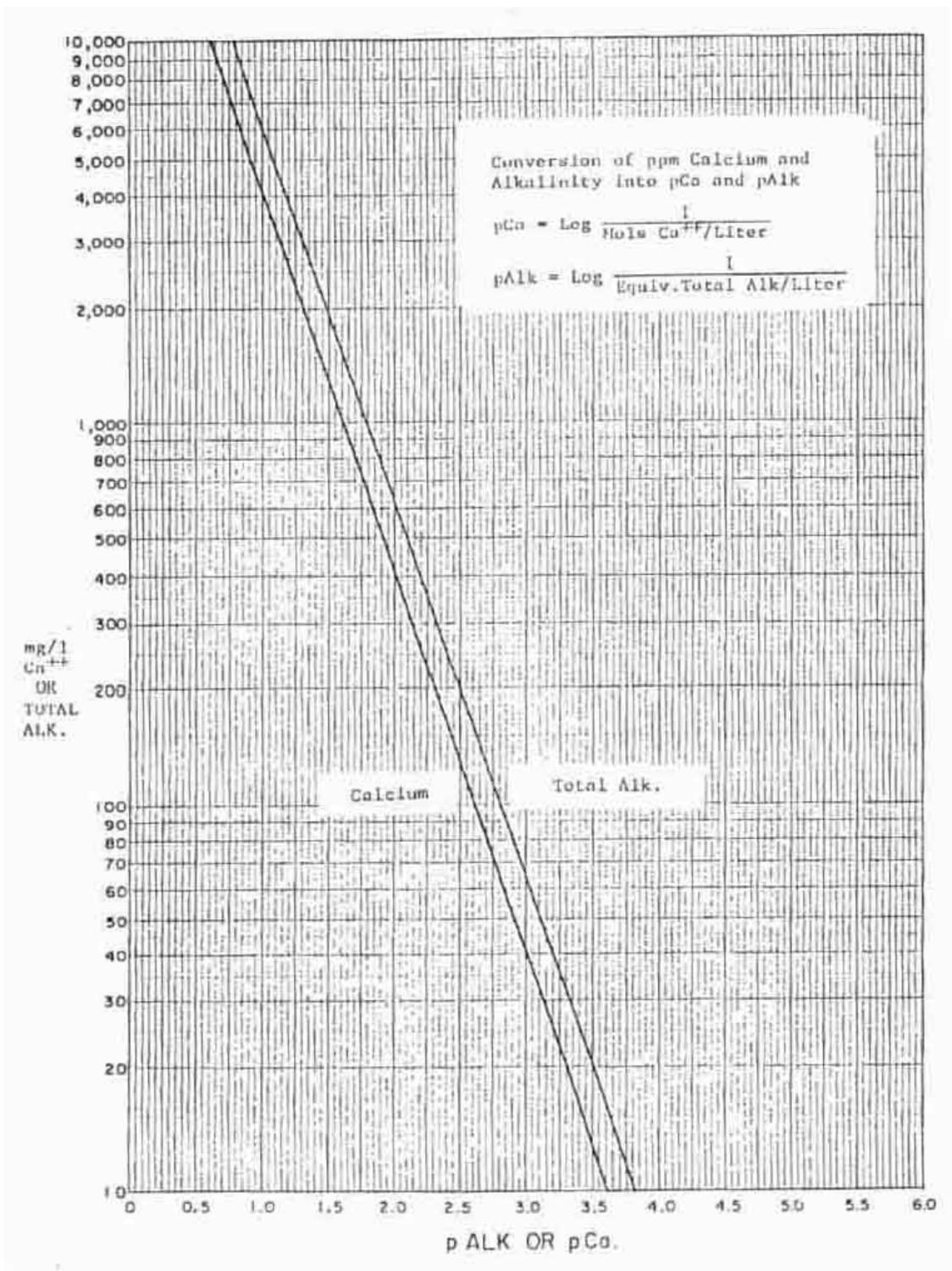


Fig.2

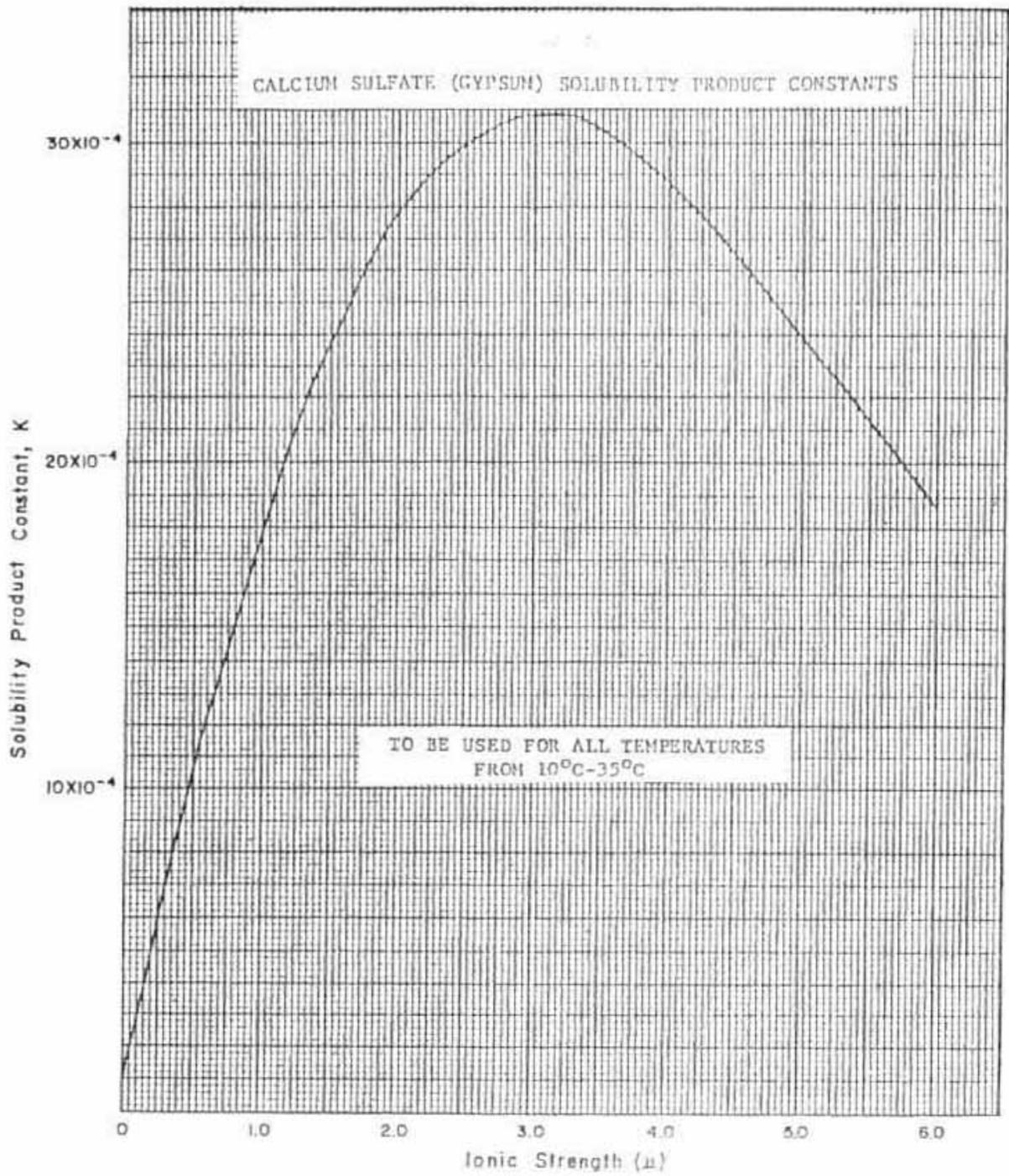


Fig.3

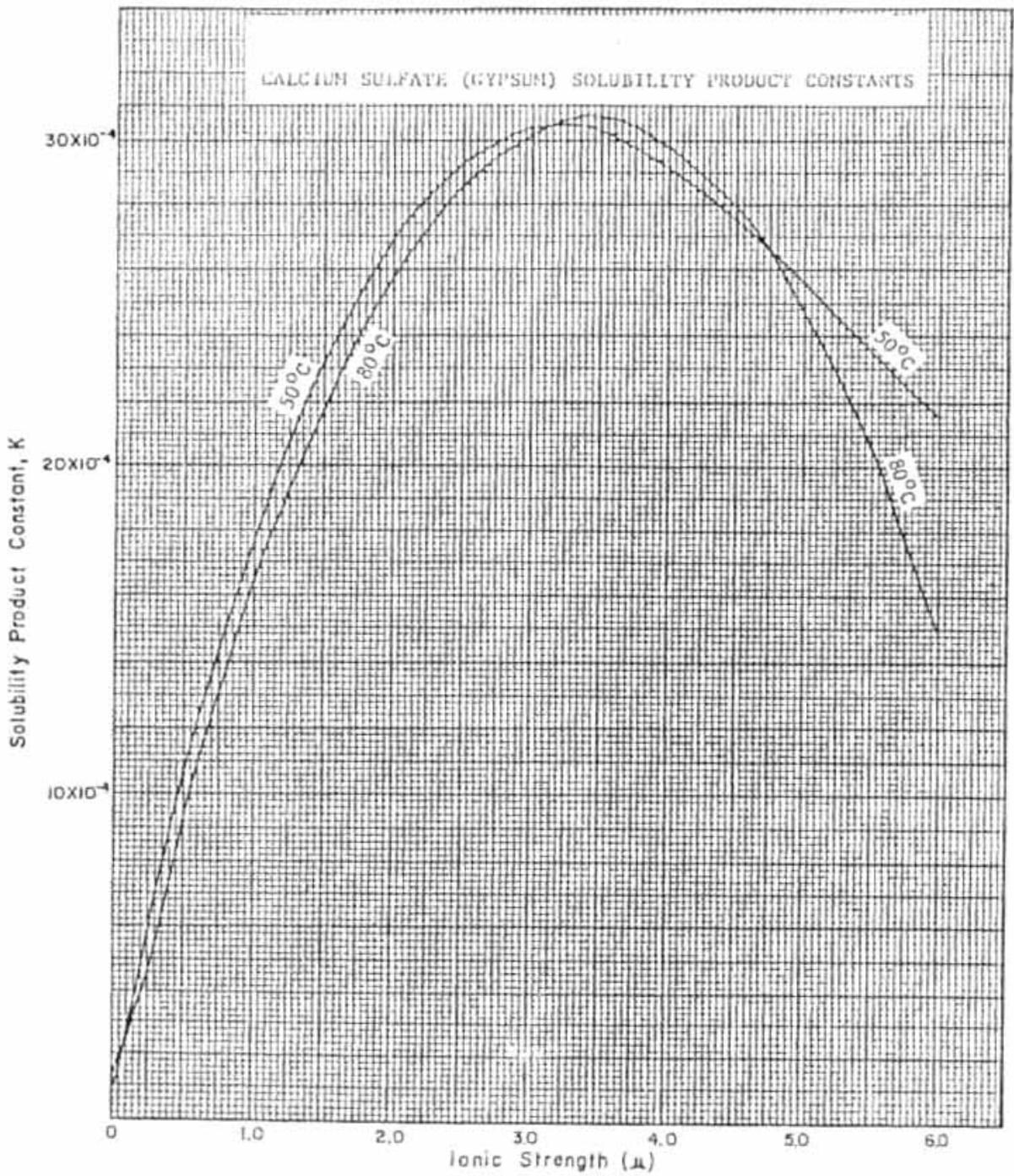


Fig.4

COMPOSICION DE LAS AGUAS DE LOS POZOS DE CORRIENTES

POZO	ARENAS PRODUCTIVAS	pH	ALCALIN. M (ppm CaCO ₃)	HIERRO (ppm)
16XCD	P1-P2-P3-LS	5.6	160	20
20XCD	C2-C3-C4	6.4	160	60
120D	C2	6.6	160	40
80D	C2	6.4	200	80
81D	C2-C4-C5	5.2	160	60
90D	C2-C3	5.2	160	80
98D	C2-C3	6.4	173	27
107D	C1-C2	6.4	173	53
111D	P1-P2	6.3	173	27
112D	P1-P2	6.6	200	40
113D	P1-P2-P3	5.8	200	40
115D	VIVIAN	6.4	200	20
116D	P2-P3	0	0	0

POZO	DUREZA CALCIO (ppm CaCO ₃)	DUREZA TOTAL (ppm CaCO ₃)	CLORUROS (ppm)	STD (ppm)
16XCD	16000	24000	68000	90066
20XCD	24000	36000	184000	172537
120D	60000	80000	180000	218143
80D	6000	68000	180000	166855
81D	24000	36000	132000	131114
90D	20000	32000	140000	121114
98D	28000	33333	132000	167819
107D	29333	33333	140000	176229
111D	17333	21333	112000	134487
112D	24000	25333	96000	126234
113D	40000	80000	160000	183538
115D	10667	14667	73333	93566
116D	0	0	0	0



ANALYTICAL LABORATORY REPORT

From:
Petroleos Del Peru S. A.
Yanayacu, Peru

Analysis No. X 67687
Date Sampled 9/24/84
Date Received 12/ 3/84
Date Printed 12/12/84

Sample Marked:
Reda Pump Intake Screen, Well 22

>>> DEPOSIT ANALYSIS <<<

INORGANIC ANALYSIS
(WEIGHT PERCENT)

Barium (BaO)	53
Sulfur (SO ₃)	28
Strontium (SrO)	9
Iron (Fe ₂ O ₃)	5
Magnesium (MgO)	1
Chlorine (Cl)	1
Sodium (Na ₂ O)	1
Silicon (SiO ₂)	1
Calcium (CaO)	1
Carbonate (% CO ₂)	0

Loss at 800C (%)	6
CH ₂ Cl ₂ Extractables (%)	4
Carbon (% C)	4.2
Hydrogen (% H)	0.4
Nitrogen (% N)	< 0.2

THE FOLLOWING ELEMENTS WERE NOT DETECTED:

AL P K TI V CR MN CO NI CU ZN
MO SN PB

Lab Comments:

IR of the methylene chloride extractables indicates the following:
aliphatic and aromatic hydrocarbon oil.

NALCO CHEMICAL COMPANY
ANALYTICAL LABORATORIES

Form PS-108

offe Drive
ro, NJ 08066

1801 Diehl Road
Naperville, IL 60566

Box 87
Sugar Land, TX 7



ANALYTICAL LABORATORY REPORT

FROM: PETROPERU - JUNGLE OPERATIONS ANALYSIS NO: 29003
 LIMA, PERU DATE SAMPLED: 5/26/83
 SAMPLE MARKED: DATE RECEIVED: 6/17/83
 POWER OIL FILTER OF THE DOWNHOLE JET PUMP DATE PRINTED: 6/29/83

>>> DEPOSIT ANALYSIS <<<

INORGANIC ANALYSIS
(SCALED TO 100 PERCENT)

IRON (FE2O3)	64
CHLORINE (CL)	14
CALCIUM (CAO)	13
SODIUM (NA2O)	2
MANGANESE (MNO2)	1
SILICON (SIO2)	1
CARBONATE (% CO2)	5

LOSS AT 800C (%)	32
CH2CL2 EXTRACT (%)	11

THE FOLLOWING ELEMENTS WERE NOT DETECTED:
MG AL P S K TI V CR CO NI CU ZN SR SN BA PB

NALCO CHEMICAL COMPANY
ANALYTICAL LABORATORIES

Form PS-108 (20M B-82)

P.O. Box 220
San Diego, CA 92161

1927 Nolte Drive
Paulsboro, NJ 08066

Box 87
Sugar Land, TX 77478

1801 Diehl Road
Naperville, IL 60566