



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

LOS FORMIATOS UTILIZADOS COMO FLUIDO DE PERFORACION Y DE TERMINACION EN POZOS PETROLEROS

MANUEL CORTEZ

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

J. MANUEL CORTEZ JAIME

DIRECTOR DE TESIS: ING. CARLOS JAVIER LIRA SIL





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

LOS FORMATOS UTILIZADOS COMO FLUIDO DE PERFORACIÓN Y DE
TERMINACIÓN EN POZOS PETROLEROS

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

J. MANUEL CORTEZ JAIME

Director de Tesis Ing Carlos Javier Lira Sil

JURADO

PRESIDENTE:

ING. SALVADOR MACIAS HERRERA

VOCAL:

ING. CARLOS JAVIER LIRA SIL

SECRETARIO:

ING. MARIO BECERRA ZEPEDA

1ER. SPTE.:

M.I. MAXIMINO MEZA MEZA

2DO. SPTE.:

M.I. NESTOR MARTINEZ ROMERO



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-019

SR. J. MANUEL CORTEZ JAIME
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Carlos Javier Lira Sil y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero :

**LOS FORMIATOS UTILIZADOS COMO FLUIDO DE PERFORACION Y DE
TERMINACION EN POZOS PETROLEROS**

- I INTRODUCCION
- II FLUIDOS DE PERFORACION
- III FORMIATOS
- IV LA APLICACIÓN DE LOS FORMIATOS EN EL CAMPO
- V ANALISIS ECONOMICO
- VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFIA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 3 de junio de 1998
EL DIRECTOR

ING. JOSÉ MANUEL COVARRUBIAS SOLÍS

JMCS*RLR*gtg

A MI UNIVERSIDAD

LO IMPORTANTE DE CUALQUIER INSTITUCIÓN ES SU GENTE.
UN RECONOCIMIENTO A TODO EL PERSONAL QUE DE MANERA DIRECTA E
INDIRECTA CONTRIBUYÓ A MI FORMACIÓN PROFESIONAL.

A TODOS ELLOS LES DEDICO ESTA PORRA:

¡GOOOYA!, ¡GOOOYA!, CACHUN-CACHUN-RA-RA, CACHUN-CACHUN-RA-RA,
¡GOOOOOOYA!
¡UNIVERSIDAD!

**DEDICO ESTA TESIS A LA COMPAÑERA DE MI VIDA.
A QUIEN RESPETO, ADMIRO Y AMO.**

DELIA PATRICIA VALENCIA FLORES

PARA MIS HIJOS

ALAM MANUEL

Y

BRANDON

A MIS PADRES: SALVADOR CORTEZ.
BERTHA JAIME.

A MIS HERMANOS: MARCO ANTONIO, SALVADOR.
MARÍA CONCEPCIÓN, MARGARITA.
ELVIA BERENICE, ARACELI.
MARÍA ELENA Y DAVID.

A MIS SUEGROS: SALVADOR VALENCIA.
EMMA FLORES.

AGRADECIMIENTOS ESPECIALES A :

ING. CARLOS JAVIER LIRA SIL.

M.I. BENITO ORTIZ SANCHEZ.

M.I. GERARDO REYES REZA.

ING. MARIO BECERRA ZEPEDA.

ING. SALVADOR MACIAS HERRERA.

M.I. NESTOR MARTINEZ ROMERO.

M.I. MAXIMINO MEZA MEZA.

ING. J. GILBERTO SILVA GARCIA.

ING. JOSE LUIS RESENDIZ ROBLES.

UN CORDIAL AGRADECIMIENTO A TODOS LOS
INGENIEROS DEL DEPARTAMENTO DE DISEÑO E
INGENIERIA DE PROYECTO DE LA UNIDAD
OPERATIVA NORESTE DE LA REGION MARINA.

RESUMEN

Debido a las condiciones de mayor temperatura, por las altas profundidades a las que se perfora actualmente, en conjunto con las exigencias de cuidado al medio ambiente, seguridad al personal y de minimizar el daño a la formación productora. Se requiere de tecnología de punta para alcanzar el objetivo primordial que es el máximo aprovechamiento de los yacimientos a explotar, y el área de fluidos de control no es la excepción. Este trabajo integra información de investigaciones, así como estudios de factibilidad técnica, económica y ejemplos de campo en fluidos de control que cumplan estos requisitos. Enfocándose principalmente a las salmueras de la tercera generación (salmueras de formiatos), las cuales han cumplido de forma aceptable las exigencias actuales. Las salmueras de formiatos se preparan a base de formiatos, sales que son el producto de la combinación de un ión formiato negativo (COOH^-) con un ión positivo metal-alcálico (Na^+ , K^+ y Cs^+), por lo que son simplemente llamadas formiatos. Los formiatos han demostrado mejores resultados que sus antecesores, los bromuros (salmueras de la segunda generación). Como todo nuevo producto, en un principio sus costos son elevados, pero conforme se comercializa y se comprueban sus beneficios en la práctica, los costos disminuyen. Dos características muy importantes de los formiatos son: que son fluidos fácilmente reciclables y que son fluidos prácticamente libres de sólidos en suspensión (por lo que se les llama también fluidos limpios de sólidos).

Una condición muy importante para su utilización es que no debe de existir pérdida de circulación en la formación donde se va a utilizar.

El beneficio que aporta el uso de los formiatos en la industria petrolera (en el área de la perforación) es grande, pues debido a las características de los formiatos se cumplen las exigencias de cuidado al medio ambiente, la seguridad del personal, se minimiza el daño a la formación productora, se

pueden utilizar a altas temperaturas (mayores profundidades) y producen baja corrosión al equipo petrolero superficial y sub-superficial.

La presente tesis contribuye a la documentación técnica de los trabajos realizados a la fecha tanto de gabinete como de campo, también proporciona una guía para la selección, mantenimiento y evaluación de fluidos libres de sólidos (formiatos) para la perforación, terminación y reparación de pozos petroleros.

ÍNDICE

I . - INTRODUCCIÓN.....	1
II . - FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	8
II.1 . - CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.	
II.2 . - COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.	
II.3 . - PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.	
II.4 . - FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.	
II.5 . - HISTORIA DE LOS FLUIDOS LIMPIOS DE SÓLIDOS.	
III . - FORMIATOS.....	15
III.1 . - DESCRIPCIÓN DE LOS FORMIATOS.	
III.2 . - PROPIEDADES DE LOS FORMIATOS.	
IV . - LA APLICACIÓN DE LOS FORMIATOS EN EL CAMPO.....	49
IV.1 . - EN LA PERFORACIÓN.	
IV.2 . - EN LA TERMINACIÓN.	
IV.3 . - COMO FLUIDO EMPACADOR.	
IV.4 . - EJEMPLOS DE CAMPO.	
V . - ANÁLISIS ECONÓMICO.....	112
VI . - CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	124
GLOSARIO.....	126
REFERENCIAS.....	131

LISTA DE TABLAS

	Pág.	
TABLA 1	Principales características de las salmueras de formiatos.	17
TABLA 2	Características de las salmueras de formiato.	20
TABLA 3	Efecto de corrosión de la solución salina de formiato de sodio al 45% por peso, en acero de alta resistencia.	26
TABLA 4	Prueba de cupón, en acero 4140 e Inconel 718, para determinar la tasa de corrosión de las salmueras.	27
TABLA 5	Resultados de las pruebas de elastómeros en una salmuera de 75% de formiato de potasio.	28
TABLA 6	Toxicidad oral aguda de varias sales.	35
TABLA 7	Toxicidad acuática aguda.	37
TABLA 8	Biodegradación aeróbica de salmueras de formiato.	38
TABLA 9	Solubilidad de sulfatos alcalinotérreos, después de 16 horas a 85 °C en salmueras saturadas.	39
TABLA 10	Composición de la formulación de formiato de potasio (densidad igual a 1.32 gr/cm ³) usada para la prueba de daño a la permeabilidad.	43
TABLA 11	Prueba de daño a la permeabilidad.	43

LISTA DE TABLAS

	Pág.
TABLA 12 Propiedades del fluido para perforar a base de formiato.	45
TABLA 13 Formulaci3n de fluido de perforaci3n de formiato de potasio.	54
TABLA 14 P3rdida de fluido APAT (ml) de los tres fluidos de perforaci3n de formiato de potasio sin peso.	55
TABLA 15 Costo de una salmuera de formiatos de perforaci3n, puesta en plataforma.	113
TABLA 16 Costo de una salmuera de formiatos de terminaci3n, puesta en plataforma.	114
TABLA 17 Costo de fluidos de control convencionales de perforaci3n, puestos en plataforma.	115

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Fig. 1 Filosofía de optimización de la perforación y terminación de un pozo petrolero.	2
Fig. 2 Gráfica de enfriamiento y calentamiento de una salmuera libre de sólidos.	19
Fig. 3 Temperatura de cristalización de la solución salina, como una función de la densidad para el cloruro de sodio, cloruro de potasio y formiato de sodio.	21
Fig. 4 Temperatura de cristalización de la solución salina, como una función de la densidad para formiato de potasio, acetato de potasio, cloruro de calcio y bromuro de calcio.	22
Fig. 5 Perfil de temperatura de cristalización verdadera de la solución salina de formiato de cesio.	23
Fig. 6a Densidad de las salmueras de formiatos de sodio, potasio y cesio, a 20 °C, como función del porcentaje en peso de la sal.	23
Fig. 6b Densidad de las salmueras de formiato de sodio, potasio y cesio, a 20 °C, como función de la concentración molar.	24
Fig. 7 Viscosidad de un polímero con una temperatura de transición típica (ejemplo xantana) como función de la temperatura.	29
Fig. 8 Temperatura de transición de xantana, como una función de la densidad de la salmuera, para algunas sales comunmente usadas.	30
Fig. 9 Viscosidad de un polímero sin una temperatura de transición (por ejemplo PAC o almidón), como función de la temperatura.	31
Fig. 10 Temperatura de estabilidad de xantana, PAC y almidón.	33
Fig. 11 Temperatura de cristalización de las salmueras de formiatos y de la salmuera de acetato de potasio como una función de la densidad. Se muestran las temperaturas de cristalización de las salmueras de cloruro de potasio y de sodio para fines comparativos.	41

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Fig. 12 Viscosidad de las salmueras de formiatos de sodio, potasio y cesio como una función de la densidad de la salmuera.	50
Fig. 13 Solubilidad de $MgCl_2 \cdot 6H_2O$ en varios sistemas de salmueras saturadas.	59
Fig. 14a Efecto de la contaminación en la viscosidad plástica (vp) de tres fluidos de perforación diferentes.	61
Fig. 14b Efecto de la contaminación en el punto de cedencia, en tres fluidos de perforación diferentes.	61
Fig. 15 Distribución del tamaño de las partículas en un fluido de perforación de formiato de sodio, antes y después del tratamiento del reciclaje mediante la técnica del pH.	63
Fig. 16 Tipos de fluidos empacadores.	72
Fig. 17 Estado mecánico real del pozo Chinchorro No.2.	78
Fig. 18 Ubicación geográfica del campo Ixtal.	85
Fig. 19 Estado mecánico, columna geológica y gráfica de lodos programados del pozo Ixtal DL-1.	86
Fig. 20 Estado mecánico, columna geológica y gráfica de lodos reales del pozo Ixtal DL-1.	87
Fig. 21 Columna geológica real del pozo Agua Fría 865.	98
Fig. 22 Estado mecánico real del pozo Agua Fría 865	99
Fig. 23 Localización del Paleocanal de Chicontepec.	100
Fig. 24 Gráfica de avance del pozo Agua Fría 867.	101
Fig. 25 Comportamiento de la reología.	108
Fig. 26 Comportamiento de la tixotropía.	109
Fig. 27 Comportamiento del filtrado.	109

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Fig. 28 Comportamiento de barrenas en AF-865 y AF-867.	110
Fig. 29 Velocidad de penetración y calibre del pozo Agua Fría 865.	111
Fig. 30 Costo de la salmuera de perforación (Drill-In Fluid), en base a su densidad, puesta en plataforma.	117
Fig. 31 Costo de la salmuera de terminación, en base a su densidad, puesta en plataforma.	118
Fig. 32 Costo de la salmuera de formiato para perforación, en base a su densidad, puesta en plataforma.	119
Fig. 33 Costo por metro perforado y por m ³ perdido, de los principales fluidos convencionales.	120
Fig. 34 Comparación de costos por servicio y por m ³ perdido entre las salmueras de formiatos y un par de fluidos convencionales, con densidad de 1.6 gr/cm ³ .	121

I. INTRODUCCIÓN

La industria petrolera mundial constantemente innova tecnologías para desarrollar y explotar campos petroleros, con el objeto de obtener una producción comercial óptima. En la actualidad el concepto de optimización de los Yacimientos es la filosofía en que se apoyan todos los esfuerzos relativos a la Industria. Y precisamente para lograr esto, es necesario optimizar la perforación de los pozos petroleros, enfatizándose esto en la sección correspondiente a las formaciones productoras. En el campo de la perforación, terminación y reparación de pozos, la tendencia ha sido formular fluidos de control que disminuyan o eliminen el daño a las formaciones productoras y al medio ambiente, en este tren de esfuerzos se puede mencionar la sustitución de fluidos base aceite por fluidos base aceite mineral y/o vegetal, y más recientemente los fluidos denominados ecológicos. El uso de estos sistemas ha proporcionado ventajas en cuanto a la disminución del daño a los yacimientos durante la perforación. Sin embargo, el problema no ha sido resuelto y los esfuerzos continúan de manera constante y es en este contexto donde los fluidos limpios, libres de sólidos, denominados salmueras de formiatos están siendo usados como una alternativa factible técnica y económicamente para perforar sin dañar a las formaciones, como se verá a lo largo del presente trabajo. Estos esfuerzos más la optimización de la perforación y terminación de pozos petroleros son factores claves para lograr explotar los yacimientos sin dañarlos.

Podemos definir a la optimización de la perforación y terminación, como el proceso lógico de efectos analizados e interacciones de las variables involucradas a través de modelos matemáticos, para realizar una máxima eficiencia de perforación y terminación de pozos.

El objetivo de la Optimización de la Perforación es llevar a cabo un alto grado de eficiencia posible de acuerdo con:

- ❖ Condiciones Implícitas
- ❖ Condiciones Especificadas
- ❖ Variables Controlables

Enfocado al proceso de construcción de un pozo petrolero útil para la producción de hidrocarburos. La filosofía de esto se puede ver clara y sencillamente en la gráfica de la figura 1.

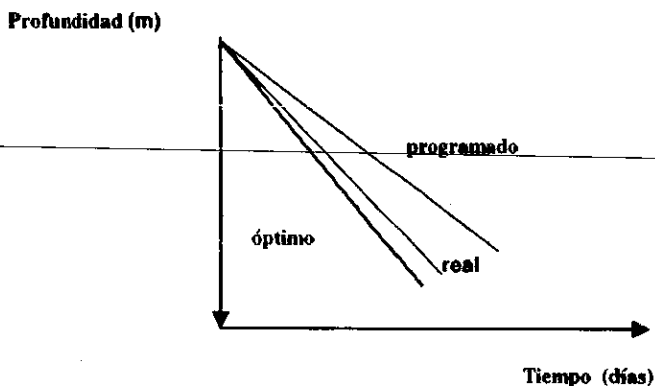


Figura 1. Filosofía de optimización de la perforación y terminación de un pozo petrolero.

Y las condiciones implícitas son tales como la capacidad del equipo de perforación, su potencia y las posibles fallas que puedan ocurrir a los equipos auxiliares para el manejo de fluidos de control. Las condiciones especificadas son aquellas que el área de desarrollo de campos o de geología de yacimientos marca en la información básica para el desarrollo

de un nuevo proyecto, de éstas se puede mencionar: zonas de presión anormal alta, zonas de presión anormal baja y formaciones de lutita reactiva. Las variables controlables, que son precisamente donde se puede tener acción inmediata, corresponden a aquellas tales como: tipo de fluido de control, hidráulica, tipo de barrena empleada y condiciones de operación. Con el uso de salmueras de formiatos se puede tener respuesta para optimizar las dos primeras variables controlables.

Los fluidos limpios a base de salmueras de formiatos, (sodio, potasio y cesio) se han desarrollado desde 1990, fueron diseñados como una alternativa para perforar y terminar pozos en ambientes con alta temperatura y para minimizar las pérdidas de presión por fricción en pozos de agujero reducido. Además sus capacidades únicas de estabilización de polímeros a altas temperaturas los hicieron más resistentes a la temperatura que cualquier otro fluido de perforación basado en polímeros⁽¹⁾. Adicionalmente el uso de estos fluidos se ha diversificado por estas características así como por la propiedad de no dañar a las formaciones productoras por ser libres de sólidos indeseables.

Las salmueras de formiatos, llamadas en la industria petrolera simplemente como "formiatos", se han clasificado favorablemente con respecto a su interrelación con la salud, la seguridad y el medio ambiente, por lo que su empleo es mejor aceptado que otros sistemas de salmueras usadas comúnmente, también son compatibles con los fluidos del yacimiento, son buenos estabilizadoras de las lutitas, inhiben los hidratos de gas, disuelven las incrustaciones y, debido a sus bajas propiedades corrosivas, son compatibles con los materiales de los equipos de perforación. Se ha encontrado además una técnica efectiva en costos para la limpieza y el reciclaje de los fluidos de perforación basados en salmueras de formiatos.

La comercialización e introducción de estos fluidos en el campo (especialmente la salmuera de formiato de cesio) ha tomado un largo tiempo, debido a los altos precios y a los pocos fabricantes. Pero esta situación está cambiando ahora, a medida que el número de fabricantes está aumentando.

Los cambios recientes en las legislaciones ambientales han alejado a la industria de los fluidos de perforación basados en petróleo. Hasta ahora una solución ha sido el uso de los fluidos basados en pseudo petróleo, los cuales tienen como base a los aceites sintéticos. Sin embargo, estos sistemas no han probado todavía que sean completamente aceptables ambientalmente, y su futuro es incierto. La pregunta sin resolver más importante con relación a estos fluidos es la biodegradación, tanto aeróbica como anaeróbica.

Las salmueras de formiatos son una buena alternativa para ser usados como fluidos de control ya que cubren los nuevos requerimientos de las leyes ambientales⁽²⁾⁽³⁾. Sin embargo, no se tienen que considerar solamente los requerimientos ambientales durante la selección de un fluido de perforación. Se tienen que llenar también los requerimientos técnicos, tales como la estabilidad a la temperatura de fondo del pozo, el desempeño hidráulico, la estabilidad a las lutitas, la tolerancia a las contaminaciones, la compatibilidad con los materiales, la compatibilidad con los yacimientos y las posibilidades de reciclaje. Los fluidos de perforación tradicionales a base de agua pueden a veces no competir con los sistemas de fluidos a base de petróleo o pseudo petróleo (aceite sintético) en la mayor parte de esas áreas. Se ha encontrado que los fluidos basados en las salmueras de formiatos pueden llenar todos los requerimientos antes mencionados. No se necesita ni bentonita ni materiales sólidos de peso y por lo tanto, esos fluidos de perforación bajos en sólidos tienen muy buenas propiedades

reológicas. Los formiatos tienen también gran potencial para usarse como fluidos de terminación y de empaque, ya que cubren el rango completo de densidades entre 1.0 y 2.3 g/cm³ ⁽¹⁾ sin la adición de ningún material sólido. Las salmueras más pesadas, las de formiato de cesio, se usan ahora como un reemplazo de la salmuera altamente tóxica y corrosiva de bromuro de zinc.

Los formiatos son altamente solubles en agua y forman salmueras de alta densidad. Los formiatos que han resultado útiles para los fluidos de perforación y terminación son el formiato de sodio (NaCOOH), el formiato de potasio (KCOOH) y el formiato de cesio (CsCOOH).

El formiato de sodio es el menos soluble de los tres y puede alcanzar una densidad de cerca de 1.3 g/cm³, el formiato de potasio es más soluble con una densidad de salmuera máxima de aproximadamente 1.59 g/cm³ y el formiato de cesio puede alcanzar una densidad de hasta 2.3 g/cm³ ⁽⁴⁾.

La solubilidad de los formiatos se incrementa con la posición ascendente del ion positivo metal alcalino (Na, K y Cs) en la Tabla Periódica. Es posible crear soluciones salinas basadas en una o más de esas sales de formiato, que pueden igualar la gama completa de densidades ofrecidas por las soluciones haluras inorgánicas actualmente en uso en las operaciones de perforación, terminación y reparación. Las salmueras de formiatos son sustancias relativamente favorables desde el punto de vista de salud, seguridad y medio ambiente. Los datos obtenidos hasta ahora sobre sus propiedades toxicológicas indican que representan un bajo riesgo potencial para los usuarios, bajo la legislación de la Comunidad Europea esas sales se clasifican como "Prácticamente No Tóxicas" y las pruebas de investigación preliminares indican que no es irritante ni a la piel ni a los ojos, y tienen una toxicidad oral baja. Los perfiles de toxicidad acuática para las salmueras de formiatos son bajos, particularmente para los formiatos de sodio y de potasio.

COMPATIBILIDAD CON LOS POLIMEROS

Las salmueras de formiato de sodio y potasio pueden estabilizar polímeros viscosificadores hasta una temperatura de 200°C⁽¹⁾.

Las soluciones salinas de formiatos son compatibles con los viscosificantes solubles en agua y con los agentes para control de pérdida de fluidos comunes, a pesar de que la dispersión y la hidratación apropiada de esos productos pueden ser difíciles sin el uso de dispositivos mecánicos de alta potencia para mezclarlos.

A diferencia de los bromuros, las soluciones salinas de formiatos tienen una influencia favorable en la conformación molecular de los biopolímeros en solución, aumentando su temperatura de transición crítica hasta 200°C⁽¹⁾.

Las salmueras de formiatos ayudan a mantener a los polímeros en un estado ordenado y más estable.

DAÑOS A LA FORMACIÓN

Las soluciones salinas de formiatos no contienen cationes bivalentes y se puede esperar que sean compatibles con las aguas de formación que contienen iones de sulfatos o carbonatos. Como los formiatos son altamente solubles es casi improbable que se puedan formar precipitados dañinos como resultado del contacto entre las soluciones salinas de formiatos y los componentes normales de las aguas de formación.

Actualmente, están disponibles sistemas a base de salmueras de formiatos, los cuales proporcionan buenos resultados durante la perforación debido a su bajo contenido de sólidos y principalmente, a su alto poder de inhibición de arcillas activas de los campos petroleros.

Como se ha mencionado, los formiatos se encuentran disponibles como: formiato de sodio, formiato de potasio y formiato de cesio. Y en este mismo orden, proporcionan mayor densidad al sistema, mayor poder de inhibición y

mayor estabilidad a la temperatura. Por lo tanto, de acuerdo a las características mineralógicas (tipo de arcillas) de las formaciones a perforar, presión de formación y fractura y a las condiciones del pozo candidato, se debe seleccionar el tipo de formiato a utilizar.

A la fecha el uso de formiatos en México ha sido limitado, en las Regiones Marinas de PEMEX solamente se han utilizado como fluidos empacadores, mientras que en las Regiones Sur y Norte sí se tienen experiencias como fluidos de perforación. Sin embargo estos fluidos tienen un área de oportunidad grande en la industria petrolera nacional como se verá en los capítulos siguientes.

VENTAJAS

Las ventajas de las soluciones salinas basadas en formiatos, sobre las soluciones salinas de haluros convencionales, son las siguientes:

- ❖ No son peligrosas y son compatibles con los equipos petroleros.
- ❖ No son dañinas al medio ambiente y son fácilmente biodegradables.
- ❖ Como agentes antioxidantes poderosos de estructuración del agua pueden ayudar a proteger a los viscosificantes y a los polímeros para pérdidas de fluidos contra la degradación térmica hasta una temperatura de 200°C⁽¹⁾.
- ❖ Tienen a ser compatibles con las aguas de formación que contienen sulfatos y carbonatos, reduciendo el daño a la permeabilidad de la roca por la precipitación de sales.

II. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los primeros fluidos de perforación datan de 1914, cuando se definió como lodo a una mezcla de cualquier arcilla suspendida en el agua por cierto tiempo⁽⁹⁾. Sin embargo en la actualidad la tecnología de los fluidos de perforación (también llamados lodos de perforación) es tan grande y desarrollada que se hace necesario definir que es un fluido de control y que es un fluido de perforación:

- ❖ **FLUIDO DE CONTROL;** Fluido de circulación utilizado durante la operación específica a desarrollar (perforación, terminación, y/o reparación), que cumpla con una o todas las funciones requeridas para la operación específica de utilización.
- ❖ **FLUIDO DE PERFORACIÓN;** Fluido de circulación usado en las operaciones de perforación, empleado para cumplir una o todas las funciones requeridas durante esta operación.

Por lo que queda claro que un fluido de perforación es al mismo tiempo un fluido de control, pero que un fluido de control no necesariamente es un fluido de perforación.

II.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.

La eficiencia de la perforación depende en gran parte del comportamiento del fluido de perforación usado y de las características que el fluido posea. Entre las principales características se pueden mencionar las siguientes:

- No corrosivo
- Compatible con la formación y sus fluidos
- No abrasivo
- Biodegradable
- No tóxico
- Versátil.
- Económico

- Térmicamente estable
- No ser flamable
- Evitar la proliferación de microorganismos
- Compatible con productos y/o sistemas de control de pérdida de circulación.
- Compatible con trazadores radioactivos

II.2. COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.

❖ Base de los fluidos;

- Gas.
- Agua: Dulce.
Salada (Salmuera).
Mar.
- Aceite: Diesel.
Mineral.
Vegetal.

❖ Aditivos

- Fluidos base agua: Viscosificantes (bentonita=montmorillonita sódica).
Densificantes (barita, carbonato de calcio, bromuro de zinc).
Dispersantes.
Reductores de filtrado (coloides).
Alcalinizantes (sosa o potasa).
- Fluidos base aceite: Viscosificantes (arcilla organofílica, asbestos sulfonados).
Densificantes.
Emulsificantes.
Reductores De Filtrado (asbestos sulfonados)
Alcalinizantes.

II.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

- ❖ Viscosidad.
- ❖ Densidad.
- ❖ Filtración.
- ❖ Propiedades Reológicas:
 - a) Viscosidad Aparente.
 - b) Viscosidad Plástica.
 - c) Punto Cedente.
- ❖ Tixotropía
 - a) Esfuerzo-Gel a los 10 segundos.
 - b) Esfuerzo-Gel a los 10 minutos.
- ❖ PH.
- ❖ Cloruros (Cl).

- ❖ Alcalinidad (CO, HCO, OH).
- ❖ Azul De Metilo; Contenido de arcilla libre.
- ❖ Retorta (agua, aceite, sólidos).
- ❖ Calcio.
- ❖ Magnesio.
- ❖ Contenido de sólidos coloidales.

II.4 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.

Las funciones de los fluidos de perforación están enfocadas a lograr el éxito de un programa de perforación, enfatizando las características de eficiencia, seguridad y economía. Entre las principales funciones se pueden mencionar las siguientes:

- a) Levantar los recortes debajo de la barrena, transportarlos por el espacio anular y permitir su separación en la superficie.
- b) Enfriar y lubricar la barrena.
- c) Reducir la fricción entre la sarta de perforación y las paredes del agujero.
- d) Mantener la estabilidad del agujero.
- e) Prevenir el flujo de fluidos de la formación al agujero (aceite, gas o agua) de rocas permeables penetradas.
- f) Formar un enjarre delgado y de baja permeabilidad, el cual selle los poros y/o aberturas de las formaciones penetradas por la barrena.
- g) Ayudar a la recolección e interpretación de la información útil de los recortes, núcleos y registros geofísicos.

II.5 HISTORIA DE LOS FLUIDOS LIMPIOS(LIBRES) DE SÓLIDOS.

Hasta el punto anterior se ha analizado a los fluidos convencionales de control, en este punto se tratará la historia de los fluidos libres de sólidos, lo más reciente en fluidos de control.

Definiciones:

- ❖ FLUIDO LIBRE DE SÓLIDOS; Es aquel que no contiene partículas de diámetro mayor de 2 micras en suspensión, por lo que se le considera prácticamente sin sólidos en suspensión⁽⁶⁾.
- ❖ SAL; Es la unión de un ion negativo (puede ser orgánico o inorgánico) con un ion positivo metal (puede ser alcalino o alcalino - térreo).
- ❖ SALMUERA; Es una mezcla homogénea de dos o más sustancias (solvente y soluto), el solvente es agua y el soluto puede ser cualquier sal diferente.
- ❖ FORMIATO; Es una sal producto de la mezcla del ion formiato negativo (COOH⁻) con un ion positivo metal-alcalino (Na⁺, K⁺, Cs⁺).

Conforme se ha incrementado la profundidad de perforación las condiciones de presión y temperatura también han aumentado, lo que ha hecho necesario la

creación de nuevos fluidos de control apropiados para estas condiciones. Es así como surgen los fluidos limpios, también llamados simplemente salmueras.

Después del primer uso de las soluciones salinas, como fluido de empaque al final de los años 50⁽⁷⁾, se han desarrollado una gama de soluciones salinas especiales para usarse en las zonas productoras de gas y petróleo y prevenir el daño a la formación durante las operaciones de perforación, terminación y reparación de pozos.

Debido a su evolución y su composición las salmueras se han clasificado por generaciones, a continuación se define cada una de estas etapas.

❖ **SALMUERAS DE LA PRIMERA GENERACIÓN** (compuestas de una sola sal); Estas salmueras fueron las primeras en utilizarse en la industria petrolera y se formulan solubilizando una sola sal en agua dulce, esta generación la conforman:

- Cloruro de Sodio (NaCl_2).
- Cloruro de Potasio (KCl_2).
- Cloruro de calcio (CaCl_2).

❖ **SALMUERAS DE LA SEGUNDA GENERACIÓN** (compuestas de una sal o mezcla de dos sales); Debido a los requerimientos de mayor densidad, en las intervenciones a los pozos cada día más profundos, surgió la segunda generación con salmueras de una sal o mezcla de dos, con un rango mayor de densidad que la primera generación. Esta generación esta formada por:

- Bromuro de Sodio (NaBr_2).
- Bromuro de Calcio (CaBr_2).
- Bromuro de Zinc (ZnBr_2).
- Cloruro de Calcio/Bromuro de Calcio ($\text{CaCl}_2/\text{CaBr}_2$).
- Bromuro de Calcio/Bromuro de Zinc ($\text{CaBr}_2/\text{ZnBr}_2$).

necesidad de una nueva generación de salmueras, que revolucionó todo lo anterior, siendo estas preparadas a base de uno o mezcla de dos de los siguientes formiatos:

- Formiato de Sodio (NaCOOH).
- Formiato de Potasio (KCOOH).
- Formiato de Cesio (CsCOOH).

Los fluidos limpios han demostrado alcanzar o mejorar las propiedades reológicas de los fluidos convencionales de perforación, con la diferencia de que los primeros, no dañan a la formación, evitando con su uso, operaciones posteriores de remoción de daño. Otro factor importante es que ha mayores profundidades se observan mayores temperaturas de fondo requiriendo fluidos reológicamente más estables a esas temperaturas.

❖ CUIDADO Y MANTENIMIENTO DE FLUIDOS LIBRES DE SÓLIDOS

Los siguientes aspectos operativos son importantes en el cuidado y mantenimiento de los fluidos libres de sólidos:

- 1.- Mantener limpios los tanques de mezclado, almacenamiento o de vaciado, ya que estos son una fuente de contaminación para un fluido libre de sólidos. Los tanques deben estar perfectamente limpios antes de usarlos.
2. – Los tanques o presas de los equipos deben de tener cárter y baffles de fondo para los sedimentos sólidos. Las succiones deben de estar a 18 pulgadas del fondo. Los tanques deben de ser accesibles para limpiar los platos. Las esquinas redondeadas facilitan la limpieza.
3. – Los precipitados en fluidos de perforación o de terminación deben ser verificados continuamente y limpiarlos si se necesita. Analizar una muestra del fluido tomada en la descarga de la bomba, ayudará en la verificación del contenido de sólidos indeseables.

4. – Las sargas de tuberías son una fuente de óxido, escamas de metal etc. Estas se pueden limpiar en el pozo, colocando un tapón en el extremo inferior de las tuberías y efectuar un viaje con tubería flexible de 1 pulgada dentro de la sarga de tubería, haciendo circular HCl, y alcohol isopropílico o simplemente circulando agua con 0.12 Kg/litro de arena para "sandblasteo".
5. – Un cono del desarcillador operado apropiadamente puede remover un alto porcentaje de sólidos abajo de 10 a 20 micras, con una disminución de sólidos abajo de 2 a 3 micras.
6. – Para situaciones en donde la limpieza de los sólidos no es crítica (control de arena) se deben usar filtros.
7. – Recientes trabajos de laboratorio, muestran que la filtración del fluido en la superficie no asegura que el fluido no tenga sólidos en el fondo del pozo. Un fluido previamente filtrado a través de una unidad de 2 micrones se circuló a la sarga de tubería que tenía filtros adicionales en el fondo y la superficie. El filtro de la superficie permaneció limpio, pero el filtro del fondo continuamente se tapaba con el óxido de hierro formado y con partículas sólidas adheridas en la tubería que se desprendían.
8. – Pruebas de laboratorio han demostrado que los problemas de la reacción entre el oxígeno y el hierro puede prevenirse adicionando sulfato de sodio (y sulfato de cobalto como catalizador) para secuestrar el oxígeno y el nitrato de sodio para secuestrar el hierro.

III. FORMIATOS

En la actualidad el empleo de formiatos es considerado una tecnología de punta. No obstante el interés mostrado por la industria de los fluidos de perforación por esta técnica no es desbordante. En 1994 se perforó el primer intervalo productor con formiato de potasio, por la compañía Noruega Statoil en el Gullfaks Field con Baker Hughes Inteq, y fluido proporcionado por la compañía OSCA. Los resultados del trabajo fueron excelentes, observando bajo torque, bajo arrastre y altos ritmos de perforación.

Statoil presentó el informe de resultados en la conferencia del SPE/IADC en Amsterdam el 28 de febrero de 1995.

El marco en el que se desarrollaron los formiatos era que las salmueras de la segunda generación exhiben un número de deficiencias con respecto al cumplimiento de las exigencias de salud, seguridad y protección ambiental, corrosión, estabilidad con los polímeros solubles en agua, limitaciones en las operaciones a altas temperaturas y compatibilidad con carbonatos y sulfatos.

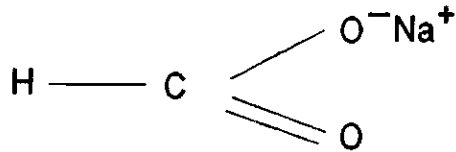
La búsqueda de la industria para resolver estas deficiencias, se concentró en el desarrollo de formulaciones de las salmueras de formiatos (salmueras de la tercera generación), sus características se pueden ver en la tabla 1.

III.1 DESCRIPCIÓN DE LOS FORMIATOS

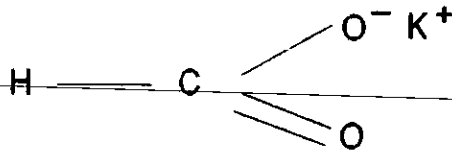
Las salmueras de formiatos están diseñadas para utilizarse en operaciones de perforación y terminación de pozos. Los formiatos son fluidos limpios, las cuales se comportan muy similar a una salmuera convencional de este tipo como la de bromuro de calcio o la de bromuro de sodio entre otras.

Los formiatos son muy solubles en el agua y forman salmueras de alta densidad con bajas temperaturas de cristalización. Los formiatos utilizados para conformar fluidos de control son:

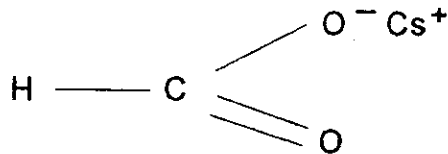
❖ **FORMIATO DE SODIO (NaCOOH):**



❖ **FORMIATO DE POTASIO (KCOOH):**



❖ **FORMIATO DE CESIO (CsCOOH):**



	Formiato de Sodio	Formiato de Potasio	Formiato de Cesio
Fórmula	NaCOOH	KCOOH	CsCOOH
Rango Máximo de Densidad	1.31 g/cm ³	1.59 g/cm ³	2.35 g/cm ³
Bajo en Sólidos	Sí		
Perforación con Tubería Flexible	Sí		
Corrosión	Muy Baja, Depende de la Temperatura y el Metal		
Compatible con Ca	Tolerante a bajos niveles.		
Compatible con CO ₂	Muy Compatible, el pH Puede Disminuir		
Retorno de la Permeabilidad	Alto		
Temperatura de Estabilidad con Polímeros	Los Formiatos Estabilizan a los Polímeros Hasta 200°C		
Pasa PARCOM	Sí		
Estabilidad de las Arcillas	Buena, la Estabilidad es mejor saturada		

Tabla 1.- Principales características de las salmueras de formiatos

- ❖ **TURBIDEZ⁽⁶⁾**: Las pequeñas partículas suspendidas en un fluido producen dispersión de la luz. La turbidez de un fluido es una medida de la luz dispersada por las partículas suspendidas en el mismo. Las salmueras de formiatos tienen una apariencia clara incolora, es decir tienen una turbidez muy baja.

- ❖ **DENSIDAD:** La densidad de una salmuera es función de la temperatura y de la presión, estos factores son necesarios para calcular el peso requerido de la salmuera, a las condiciones de operación del pozo a intervenir⁽⁶⁾. Es posible tener un amplio rango de densidad, entre 1.00 a 2.3 g/cm³⁽¹⁾, simplemente seleccionando la mezcla de sales a disolver, con esto, se tiene mayor flexibilidad para controlar la presión de fondo, sin utilizar sólidos que puedan dañar la formación.
- ❖ **VISCOSIDAD⁽⁶⁾:** La viscosidad natural de una salmuera es función de la concentración, naturaleza de las sales disueltas y la temperatura. La viscosidad de una salmuera disminuye la pérdida de circulación y aumenta su capacidad para mantener sólidos en suspensión y acarrearlos a la superficie.
- ❖ **pH:** El pH es considerado uno de los factores más importantes en la corrosión, causada por fluidos de terminación y empaque. Los formiatos tienen un pH fácilmente ajustable, generalmente con valores alcalinos y por lo tanto tienden a causar menos problemas de corrosión.
- ❖ **CRISTALIZACIÓN⁽²⁾:** Cuando la salmuera se enfría, las sales disueltas se cristalizan a una temperatura que depende de la concentración y naturaleza de las sales. Para volver a disolver las sales cristalizadas es necesario calentar el sistema, hasta que se disuelvan totalmente los cristales. Estos procesos se describen en la figura 2, donde se definen los siguientes parámetros:

- PCA (Temperatura en la cual aparece el primer cristal). Es la temperatura a la cual comienza la formación de cristales visibles y es el punto más bajo de la curva.
- TVC (Temperatura verdadera de cristalización). La temperatura estable alcanzada después de la temperatura mínima de enfriamiento.
- UCD (Temperatura a la cual se disuelve el último cristal). Es la temperatura necesaria para disolver todos los cristales.

Por lo tanto, en la selección de la composición de una salmuera a una densidad determinada, es importante considerar la TVC, la temperatura ambiental y la temperatura del pozo.

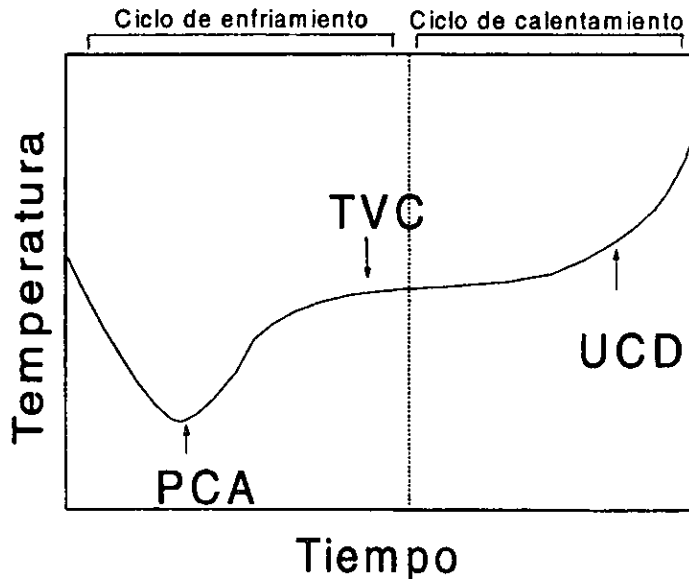


Figura 2.- Gráfica de enfriamiento y calentamiento de una salmuera libre de sólidos.

Uno de los parámetros de mayor importancia de este tipo de soluciones, es que se obtienen altas densidades con muy bajas viscosidades. La salmuera de formiato de sodio con una densidad de 1.2 g/cm^3 tiene una viscosidad de 3 cp. La salmuera de formiato de potasio con una densidad de 1.4 g/cm^3 tiene una viscosidad de 3 cp y la más importante en este aspecto, es la salmuera de formiato de cesio ya que a una densidad de 2.3 g/cm^3 presenta viscosidad menor de 4 cp⁽⁴⁾.

Las viscosidades de las tres salmueras de formiato se muestran en la Tabla 2, como una función de la densidad de la salmuera. Como se puede ver, aparte de la salmuera de formiato de potasio altamente concentrado, las salmueras de formiato tienen viscosidades relativamente bajas, que no contribuirán mucho a las viscosidades volumétricas de los fluidos de perforación.

Solución Salina	Concentración de Formiato (% en peso)	Densidad @ 20 ° C (g/cm ³)	Viscosidad @ 20 ° C (centipoise)	pH
Formiato de Sodio	45	1.338	7.1	9.4
Formiato de Potasio	76	1.598	10.9	10.6
Formiato de Cesio	83	2.367	2.8	12.9

Tabla 2.- Características de las Salmueras de Formiato

La temperatura de cristalización de la salmuera de formiato de cesio es -53° C a una densidad de 1.92 g/cm^3 , la temperatura de cristalización de la salmuera de formiato de sodio es -24° C , a una densidad de 1.15 g/cm^3 , y la temperatura de cristalización de la salmuera de formiato de potasio es de -63° C , a una densidad de 1.39 g/cm^3 , como se puede apreciar en las figuras 3, 4 y 5. Además, una solución del formiato de

cesio con una densidad de 2.367 g/cm^3 tiene una viscosidad de solo 2.8 cp. (una solución de bromuro de zinc de la misma densidad tiene una viscosidad de 23 cp)⁽⁴⁾.

La densidad de las tres salmueras de formiato como una función de la concentración (% en peso y concentración molar) se muestran en las figuras 6a y 6b⁽¹⁾.

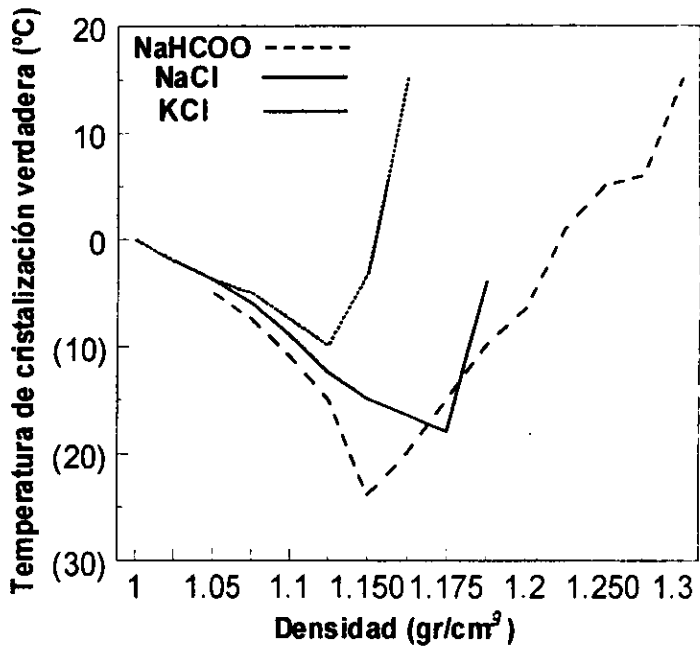


Figura 3.- Temperatura de cristalización de la solución salina, como una función de la densidad para el cloruro de sodio, cloruro de potasio y Formiato de sodio.

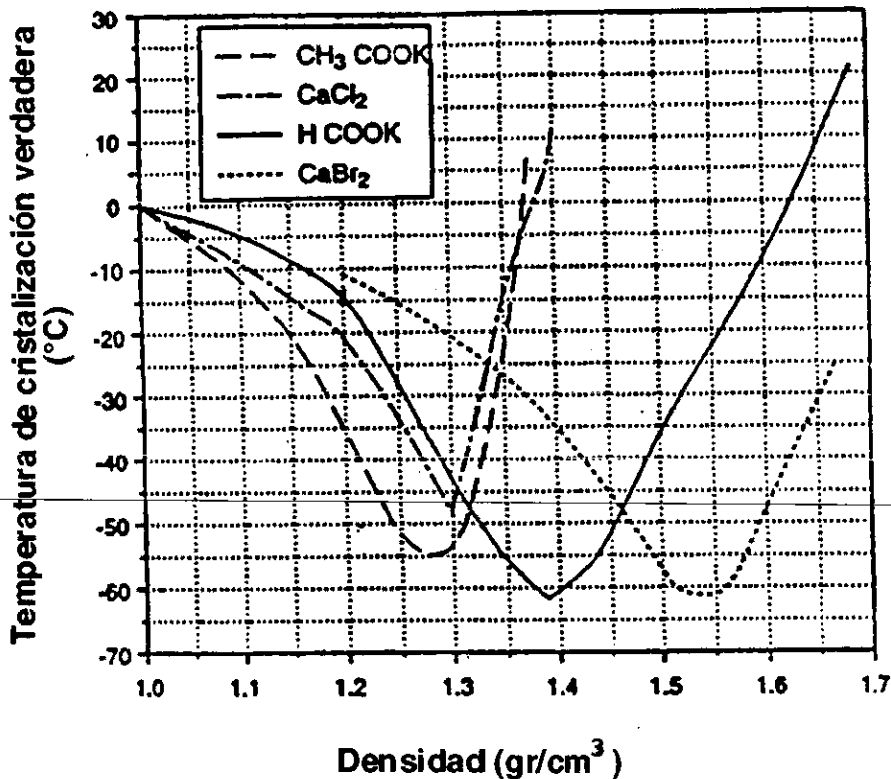


Figura 4.- Temperatura de cristalización de la solución salina, como una función de la densidad para formiato de potasio, acetato de potasio, cloruro de calcio y bromuro de calcio.

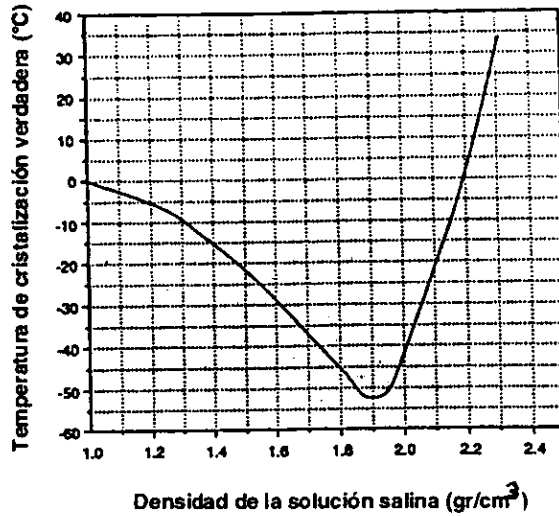


Figura 5.- Perfil de temperatura de cristalización verdadera de la solución salina de Formiato de cesio.

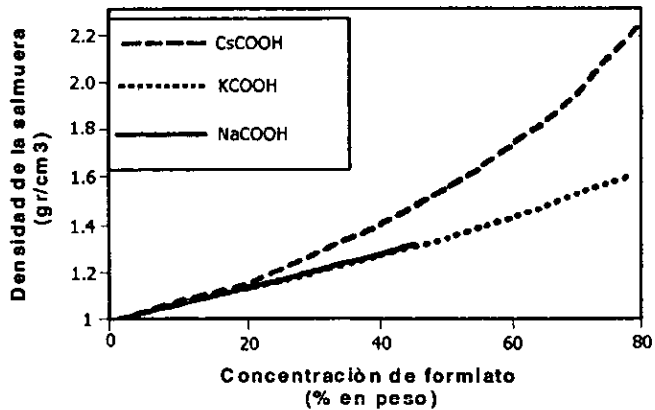


Figura 6a.- Densidad de las salmueras de formiatos de sodio, potasio y cesio, a 20°C , como función del porcentaje en peso de la sal.

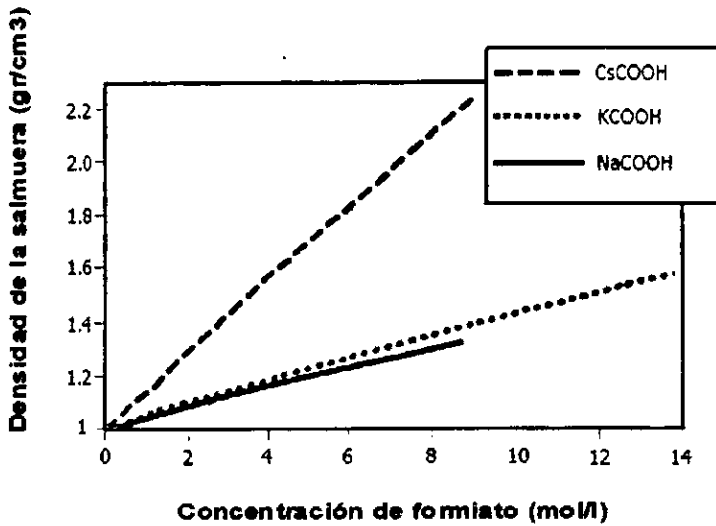


Figura 6b.- Densidad de las salmueras de formiato de sodio, potasio y cesio, a 20 °C, como función de la concentración molar.

A pesar de que el formiato de cesio es el más soluble de los tres, en base al peso cabe mencionar que la concentración más alta, puede obtenerse con el formiato de potasio. Para ciertas aplicaciones, por ejemplo la estabilización de los polímeros con la temperatura, la concentración molar de los formiatos debe ser lo más alta posible y una mezcla óptima de formiatos de potasio y cesio se recomienda para los requerimientos de densidades entre 1.59 y 2.3 g/cm^3 ⁽¹⁾.

El cambio de densidad de salmuera debido a temperatura se calcula con las siguientes fórmulas que involucran al coeficiente de expansión de la salmuera⁽⁸⁾.

$$D_s = D_f (1 + V_e (T - 60 \text{ } ^\circ\text{F}))$$

$$D_f = D_s / (1 + V_e (T - 60 \text{ } ^\circ\text{F}))$$

Donde :

D_s = Densidad superficial lb/gal @ 60 °F.

D_f = Densidad en el fondo del pozo @ a la temperatura del fondo, lb/gal.

V_e = Coeficiente de expansión del tipo de salmuera, (1/° F).

T = Temperatura del fondo del pozo °F.

En las salmueras la densidad es función de la temperatura y la presión, cuando la temperatura se incrementa la densidad disminuye y cuando la presión se incrementa la densidad se incrementa.

III.2 PROPIEDADES DE LOS FORMIATOS

- ❖ **BAJO NIVEL DE CORROSIÓN:** Los estudios de corrosión electromagnética en acero AISI 4145, con una solución salina de formiato de sodio a 45% en peso, confirman sólo efectos ligeros de corrosión general en relaciones equivalentes a menos de 1 mm/año, tabla 3. No se han visto efectos de fisuras por corrosión, bajo carga estática del acero a partir de pruebas de esfuerzo lento de expansión con este mismo acero en la presencia de soluciones salinas de formiato de alta densidad⁽⁴⁾.

Condiciones de prueba			Relación de corrosión (mm/año)
Temperatura (° C)	pH	Aireada	
20	9.5	+	0.2-0.6
80	9.5	+	0.8-1.0
120	9.5	-	insignificante

Tabla 3.- Efecto de corrosión⁽¹⁾ de la solución salina de Formiato de sodio al 45 % por peso, en acero de alta resistencia AISI 4145.

No obstante se han efectuado otras pruebas de corrosión a fin de confirmar la baja corrosión de las salmueras de formiatos. Se ha realizado un estudio para comparar la corrosión en el acero 4140 y en el inconel 718, aceros de uso común en la perforación, terminación y reparación de pozos petroleros, en la salmuera de formiato de cesio y en la salmuera de bromuro de zinc. Se tomaron pruebas de los cupones de siete días a 180 °C y 1450 lb/pg² abs. La salmuera de bromuro de zinc se utilizó sin inhibidores de corrosión. Ambas salmueras, fueron probadas sin ningún ajuste del pH (12), los resultados se muestran en la tabla 4⁽¹⁾.

Salmuera	Metal	Relación de corrosión (mm/año)
Formiato de Cesio 2.27 g/cm ³	4140	0.033
	Inconel 718	0.033
Bromuro de Zinc 2.27 g/cm ³	4140	0.263
	Inconel 718	0.033

Tabla 4.- Prueba de cupón, en acero 4140 e Inconel 718, para determinar la tasa de corrosión de las salmueras.

- ❖ **ELASTÓMEROS:** Las pruebas de elastómeros se realizarán con salmueras de formiato de potasio saturada (75% en volumen). Se probarán trece diferentes elastómeros por períodos de siete días y de ocho semanas. Todos los elastómeros se probaron a 120 °C y los de temperatura más estable a 175 °C. Los resultados se resumen en la tabla 5. Se incluirán además en las pruebas cuatro elastómeros de FKM (Fluór—Carbón—Vitón). Estos elastómeros no se recomiendan para uso donde el pH está por encima de 10. Como el pH en el fluido de prueba fue de 10.5 se explica el pobre comportamiento de estos cuatro elastómeros⁽¹⁾.

III FORMIATOS

Elastómero	*Temp. Límite °C	120°C						175°C					
		Cambio de Espesor(%)		Cambio de Masa(%)		**Cambio de Dureza		Cambio de Espesor(%)		Cambio de Masa(%)		**Cambio de Dureza	
		7Días	8Sem	7Días	8Sem	7Días	8Sem	7Días	8Sem	7Días	8Sem	7Días	8Sem
Aflax 790	200	-1.2	+0.2	0	+0.7	+1.1	0	+0.4	+0.3	+1.2	+2.5	-1.1	-2.1
Aflax 7182b	200	-1.1	+0.1	0	-0.6	0	+1.1	-0.5	-0.7	+6.3	-0.1	+1.1	+1.1
EPDM 7204	270	-2.1	+0.1	0	-0.1	-10.6	-1.2	-0.4	-0.5	+0.3	+0.1	+5.7	+6.9 ^a
Fluoral 71481 ¹	230	+2.7	-0.1	0	+0.7	0	+1.1	+0.2	-6.2	-26.6	-12.0	-1.6	+2.6 ^a
Neopreno 7065	120	+0.1	+1.2	0	+0.8	-3.6	+2.5						
HNBR 2269 ^a	160	-2.2	+0.3	0	+1.4	-1.1	+1.1						
Viton TC 1220-11 ¹	175	+2.3	+0.8	0	0	-2.1	+1.1	+1.0	-2.9	-0.3	-7	-1.6	+2.1 ^a
Viton TC 1220-12 ¹	175	-0.2	+0.8	0	+2.7	-3.1	+3.3	+4.0	+29	+15.9	+26.7	-1.1 ^b	-13.7
Nitrilo 4058-90 ²	120	-2.1	+0.3	0	+2.3	+4.5	+10.5						
Viton 9062-95 ¹	175	+0.2	+0.3	0	+2.5	-2.1	+2.2 ^b	+0.6	+1.7	-1.4	-20.9	0 ^a	+1.1 ^a
Carboxil HNBR 2311-90 ²	180	-1.4	+0.3	0	+3.7	+11.5	+4.4	-1.3	-7.2	+15.5	+11.6	0	+6.5
Carboxil NBR 2067-90 ²	120	-2.2	+0.4	0	+2.2	0	+3.5						
EPDM 5778-90	160	-1.8	0	0	+1.0	+10.7	0						

*Temperatura límite según especificaciones del fabricante.
 **Las medidas de dureza fueron difíciles de tomar debido a la forma de los elastómeros y los resultados deben de tomarse como indicaciones solamente.
 h) dura b)frágil w)débil
 1 Los fluorocarbonatos de fkm son con mucha frecuencia atacados por las soluciones alcalinas con un pH mayor de 10, que puede explicar el mal comportamiento en la salmuera de formiato de potasio concentrada, la cuál tiene un pH igual a 10.5.
 2 HNBR y NBR no se pueden usar en CaBr₂ o ZnBr₂, ya que se endurece debido a la unión de cruce. Basado en los resultados de estas pruebas, tal unión de cruce no ocurre en los formiatos.

Tabla 5.- Resultados de las pruebas de elastómeros en una salmuera de 75% de formiato de potasio.⁽¹⁾

❖ COMPATIBILIDAD CON LOS POLÍMEROS Y LOS

VISCOSIFICADORES: Las soluciones salinas basadas en formiatos protegen a los viscosificadores y a los polímeros de la degradación térmica hasta una temperatura de 200 °C⁽¹⁾.

Los polímeros se comportan de manera diferente cuando se exponen a altas temperaturas, algunos polímeros, típicamente los biopolímeros, tienen lo que se ha llamado temperatura de transición, ver la figura 7⁽¹⁾.

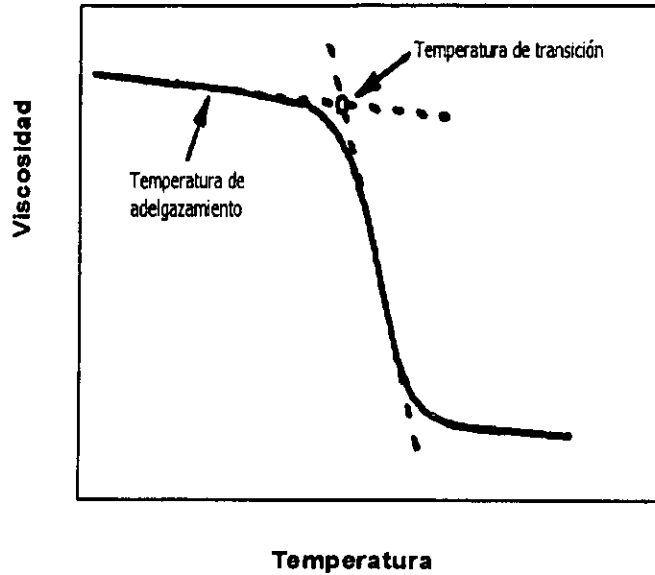


Figura 7.- Viscosidad de un polímero con una temperatura de transición típica (ejemplo Xantana) como función de la temperatura.

La temperatura de transición se define como la temperatura a la cual el polímero sufre un cambio en su estructura molecular. Este cambio va acompañado de una pérdida masiva de viscosidad⁽⁹⁾. Se ha mostrado que la temperatura de transición de los polímeros puede ser modificada por la influencia de varias salmueras^{(4),(9),(2)}. Se ha mostrado que los formiatos aumentan la temperatura de transición^{(4),(9)}. El viscosificador comúnmente usado, la goma xantana, es un ejemplo típico con temperatura de transición.

Se ha preparado una gráfica de las temperaturas de transición de la goma xantana como una función de la densidad de la salmuera, ver figura 8, estas temperaturas de transición se obtuvieron midiendo la viscosidad a incrementos de temperatura en soluciones de 5 g/l de xantana en varias concentraciones de salmuera⁽¹⁾.

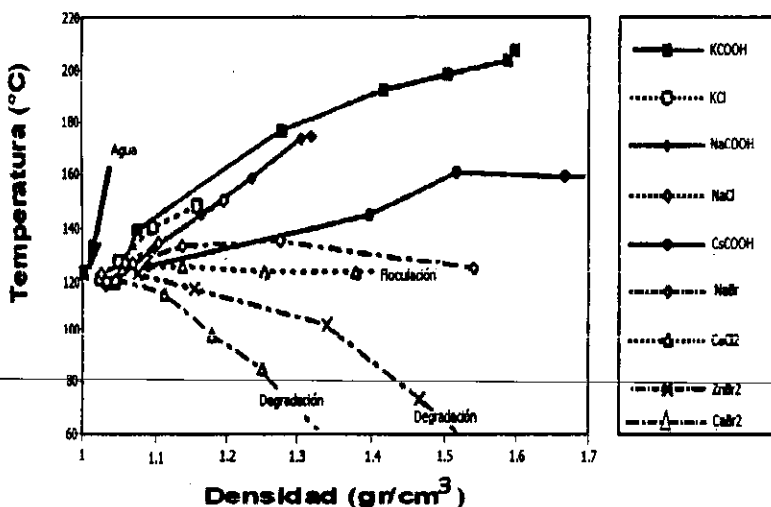


Figura 8.- Temperatura de transición de Xantana, como una función de la densidad de la salmuera, para algunas sales comunmente usadas⁽¹⁾.

Como se puede ver de estos resultados, solamente las salmueras de los cloruros de sodio y potasio tienen la habilidad para incrementar la temperatura de transición en una forma similar a las salmueras de formiatos. A densidades más altas, sin embargo, las salmueras de formiatos son las únicas conocidas que pueden incrementar la temperatura de transición de la goma xantana. Otros biopolímeros,

tales como el PAC y el almidón, no tienen una temperatura de transición como el xantana. Se ha encontrado sin embargo a pesar de esto que sus comportamientos están fuertemente influenciados por el tipo de concentración de la salmuera.

El comportamiento de la viscosidad de estos polímeros típicamente decrece con el aumento de la temperatura como se ilustra en la fig.9.

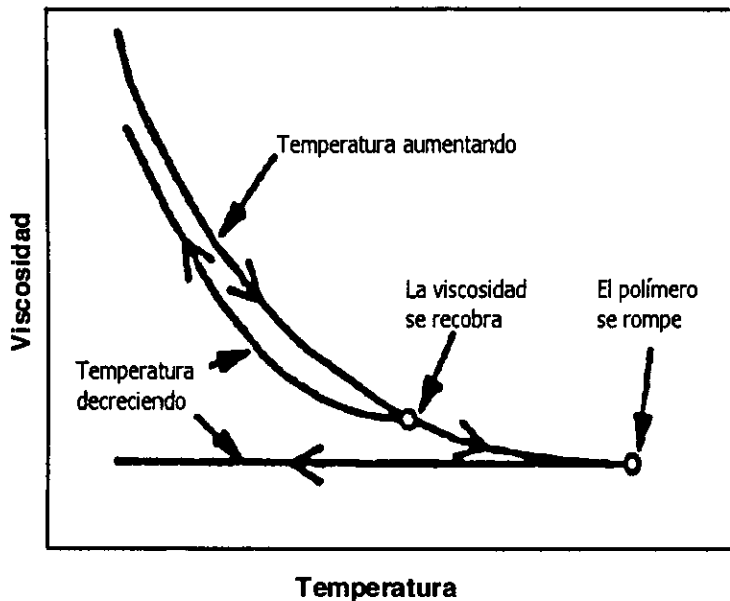


Figura 9.- Viscosidad de un polímero sin una temperatura de transición (por ejemplo PAC o almidón), como función de la temperatura.⁽¹⁾

La reducción de la viscosidad de los polímeros es reversible a temperaturas específicas. Si se excede esta temperatura, se produce una pérdida de viscosidad permanente, probablemente causada por la degradación del polímero. Se han medido las viscosidades del agua

dulce y de una salmuera de potasio casi saturada, ambas con 15 gr/l de un PAC de alto peso molecular. Estas pruebas se hicieron midiendo la viscosidad mientras se calentaba a varias temperaturas y dejándolas enfriar de nuevo. En la salmuera de formiato de potasio, la mayor parte de la viscosidad puede restaurarse después de calentar a 200 °C, mientras que en el agua dulce la viscosidad se perdió permanentemente a 150 °C⁽¹⁾. Se vio una clara correlación entre la viscosidad y las habilidades de los sistemas correspondientes para controlar la pérdida de fluido. El control de la pérdida de fluido puede obtenerse con PAC tanto en el agua dulce como en la salmuera de formiato de potasio a temperaturas hasta el punto donde se experimenta una pérdida permanente de la viscosidad. Por encima de esta temperatura el sistema no puede controlar la pérdida de fluido.

❖ ESTABILIDAD A LARGO PLAZO DE LOS POLÍMEROS EN LOS

FORMATOS: En el diseño de los fluidos de perforación y terminación, la temperatura de transición o la temperatura a la cual el polímero pierde su viscosidad, no es tan importante como la temperatura a la cual el polímero puede sobrevivir por un largo período. Ni la medición de la temperatura de transición del xantano, ni la temperatura del PAC o el almidón, donde se experimenta una pérdida permanente de viscosidad son apropiadas para determinar la estabilidad de la temperatura de los fluidos de perforación o terminación. Estas medidas se han obtenido mediante un registro de temperatura de menos de una hora, mientras que en un fluido de perforación típico, el polímero puede estar expuesto a estas altas temperaturas durante un período mucho más largo.

Para las pruebas de un fluido de perforación se requieren 16 horas de estabilidad de temperatura. Por lo tanto se han realizado pruebas para determinar la temperatura que estos tres polímeros pueden soportar

durante 16 horas sin una pérdida mayor de la viscosidad (y/o la habilidad para controlar la pérdida de fluido). En varios sistemas de salmuera se probaron concentraciones de 5 g/l de xantana, 10 g/l de PAC (peso molecular muy bajo) y 20 g/l de almidón. Las soluciones se dejaron madurar durante 16 horas a varias temperaturas, se enfriaron de nuevo, se midió la viscosidad y la pérdida de fluido. La temperatura a la cual los polímeros, durante la maduración, experimentan una pérdida de viscosidad o pérdida de fluido del 50% se ha definido como la temperatura de estabilidad a las 16 horas. Estas temperaturas de estabilidad se graficaron y se muestran en la figura 10⁽¹⁾.

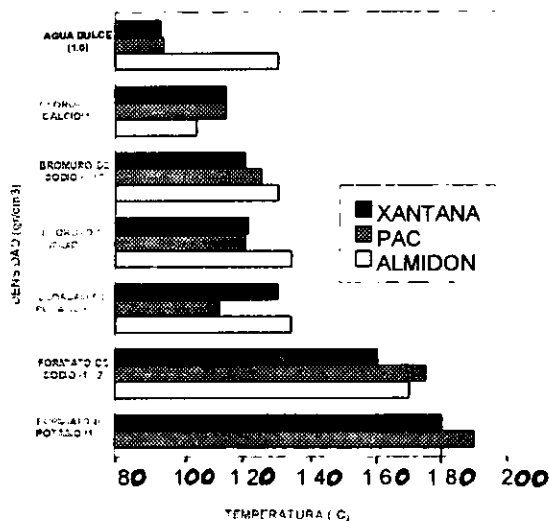


Figura 10.- Temperatura de estabilidad de Xantana, PAC y almidón⁽¹⁾.

Todos los sistemas de salmueras estuvieron cercanos a la saturación, con excepción de la salmuera de cloruro de calcio. Como se puede observar, el efecto de las sales en la temperatura de estabilidad es muy similar para los polímeros probados.

- ❖ **PERFIL HSE⁽¹⁰⁾, HEALTH SAFETY ENVIROMENTAL (SALUD, SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE):** Las pruebas ambientales realizadas a las salmueras de formiatos han mostrado que tienen perfiles toxicológicos aceptables y son biodegradables. La salmuera de formiato de cesio es más tóxica que las otras salmueras de formiatos, particularmente a las especies de agua dulce. Sin embargo, esta salmuera pesada, puede reemplazar a la salmuera de bromuro de zinc, que es significativamente más tóxica que la salmuera de formiato de cesio.

- ❖ **BAJA TOXICIDAD EN LOS MAMÍFEROS:** Las salmueras de formiatos son sustancias desde el punto de vista salud, seguridad y medio ambiente con bajo nivel tóxico. Los datos obtenidos sobre sus propiedades toxicológicas indican que representan un bajo riesgo potencial para los usuarios. La irritación de la piel y de los ojos es baja, y las toxicidades orales agudas LD₅₀ (en ratas) para las salmueras de formiatos de sodio y potasio son 11.2 g/kg y 5.5 g/kg respectivamente^{(1),(2)}.

Las pruebas de investigación preliminares, realizadas por Shell Research Sittingbourne, indican que la salmuera de formiato de cesio no es irritante ni a la piel ni a los ojos y tiene una toxicidad oral aguda LD₅₀ (en ratas) en el rango de 1-3 g/kg (tabla 6)⁽⁴⁾, que es comparable a las salmueras de cloruro de sodio, de potasio y de calcio^{(13),(14)}.

La tabla 6, muestra una lista de una toxicidad aguda de las tres sales de formiato en comparación a otras sales. Las pruebas de toxicidad de la salmuera de formiato de cesio en los mamíferos muestran que tiene un perfil de "toxicidad moderada", y que la salmuera de formiato de sodio y de potasio presentan un perfil de "baja toxicidad". En particular, el que la irritación de la piel y de los ojos sea baja, le

confieren una ventaja significativa sobre las alternativas del sistema de salmuera de bromuro de zinc de alta densidad.

SAL	TOXICIDAD ORAL (mg/kg) *
Cloruro de Cesio	2600
Sulfato de Cesio	2830
Nitrato de Cesio	2390
Formiato de Cesio	200 - 2000 **
Cloruro de Calcio	1000
Cloruro de Potasio	2600
Carbonato de Potasio	1870
Formiato de Potasio	5500
Cloruro de Sodio	3000
Bromuro de Sodio	3500
Formiato de Sodio	11200
Bromuro de Zinc	1000

* Procedimiento de prueba LD50, usando ratas y ratones (mg de sustancia de prueba por Kg de peso).

** Resultado de Pruebas de investigación preliminar.

Tabla 6.- Toxicidad oral aguda de varias sales.⁽¹⁾⁽²⁾

- ❖ **BAJA TOXICIDAD EN EL MEDIO ACUÁTICO⁽¹⁾**: Las salmueras de formiatos se han probado por toxicidad acuática en las especies marinas y de agua dulce. También se incluyó en las pruebas la salmuera de bromuro de zinc, con el fin de evaluar a la salmuera de formiato de cesio, con respecto a esta salmuera altamente tóxica. Las pruebas se han realizado también con la salmuera de cloruro de

potasio y acetato de potasio para su comparación. Los resultados de estas pruebas se muestran en la tabla 7.

Las pruebas de toxicidad acuática en las especies marina y de agua dulce muestran que las salmueras de formiatos de sodio y de potasio se pueden categorizar como de "bajo nivel tóxico".

La salmuera de formiato de cesio puede categorizarse principalmente como "moderadamente tóxica". Todas las pruebas realizadas con la salmuera de bromuro de zinc confirman que es "altamente tóxica".

En las pruebas recomendadas PARCOM, todos las salmueras de formiatos caen en la categoría de "bajo nivel tóxico", mientras que la salmuera de bromuro de zinc es "altamente tóxica".

FORMIATOS COMO FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y TERMINACION DE POZOS

Especies	Tipo de Prueba	Tipo de Especie	NACOOH	KCOOH	KCl	KCH ₂ COOH	CsCOOH	ZnBr ₂
Camarón Marrón (Crangon crangon)	LC ₅₀ 96 horas	Camarón a.m.	6200	1300	1000	1800	91	-
Turbo joven (Scophthalmus maximus)	LC ₅₀ 96 horas	Pez a.m.	6100	1700	1800	1900	260	-
Turbo Larval (Scophthalmus maximus)	LC ₅₀ 48 horas	Larva de Pez a.m.					1400	7.6
Trucha Arcoiris (Oncorhynchus mykiss)	LC ₅₀ 96 horas	Pez a.d.	>10000	3500	4100	5100	2100	-
*Acartia Tonsa (Dana)	LC ₅₀ 48 horas	Calanoid Copepod	3900	300	-	-	340	1.7
Dafnia Magna (Straus)	LC ₅₀ 48 horas	Crustáceo a.d.	>1000	540	-	-	35	6.4
Ostra Embrión (Crassostrea gigas)	LC ₅₀ 24 horas	Ostra Embrión a.m.	-	-	-	-	1200	0.33
*Eskeletonema costatum	LC ₅₀ 72 horas	Alga a.m.	1600	3400	-	-	1000	0.32
Scenedesmus subspictus	LC ₅₀ 72 horas	Alga a.d.	>1000	>100	-	-	1.6	-
Raphidocelis subcapitata	LC ₅₀ 72 horas	Alga a.d.	-	-	-	-	2.0	0.41

* Especies recomendadas por PARCOM a.m. = agua de mar a.d. = agua dulce.

Tabla 7.- Toxicidad acuática aguda.

- ❖ **BIODEGRADABILIDAD⁽¹⁾**: Una de las ventajas de las salmueras de formiato sobre las salmueras de las generaciones anteriores, es que son biodegradables (Cuando están diluidas) y por lo tanto aceptables ambientalmente.

A diferencia de cualquier otro catión de las sales inorgánicas, los aniones de formiato que se incorporan a un ambiente acuoso, al diluirse dentro de éste mismo, tendrán tiempos de residencia cortos como resultado de su rápida biodegradación. Las salmueras de formiatos de sodio, potasio y cesio han sido sujetas a pruebas denominadas de botella cerrada⁽¹⁾. Y pruebas de selección modificada⁽¹⁾ en las salmueras de formiatos de sodio y de potasio, los resultados se muestran en la tabla 8. Debe hacerse notar que mientras el anión del formiato es esencialmente mineralizado, los cationes de los metales alcalinos permanecen sin cambios en el ambiente. Se puede concluir que las salmueras de formiatos son rápidamente biodegradables y todas ellas pasan "el criterio de tiempo de ventana" (las sustancias que alcanzan el 60% de biodegradación tienen que hacerlo dentro de los tres días después de alcanzar el nivel del 10%).

PRUEBA	NaCOOH	KCOOH	CsCOOH
OECD301D (28 días)	102%(16 mg/l)	92%(18 mg/l)	83% (45 mg/l)
OECD301E (28 días)	90%(11.8 mg/l) 88%(31.2 mg/l)	80%(11.7 mg/l) 89%(30.4 mg/l)	-

Tabla 8.-Biodegradación aeróbica de salmueras de formiato.

- ❖ **DISOLUCIÓN DE INCRUSTACIONES⁽¹⁾:** Se ha demostrado la capacidad que tienen las salmueras de formiatos para disolver altos niveles de incrustaciones de varios sulfatos de metales alcalinotérreos. La solubilidad de estos sulfatos en las salmueras de formiatos se muestran en la tabla 9. Se observa que la salmuera de formiato de potasio concentrada, es el sistema más efectivo, pero también las salmueras de formiatos de sodio y cesio disuelven niveles altos que por ejemplo las salmueras de haluros (cloruros, bromuros).

	SÓLIDOS DISUELTOS (mg/l)					
	BaSO ₄	Barita	SrSO ₄	CaSO ₄	Incrustac: (BaSO ₄)	Incrustac: (SrSO ₄)
Agua	2	1	26	1200	nd	nd
NaCOOH (40%p)	80	160	2700	2800	80	nd
NaCL (26%p)	8	50	300	9000	50	nd
NaBr (46%p)	3	20	250	9000	14	nd
KCOOH (75%p)	5800	2600	110000	90000	7000	600
KCl (24%p)	16	80	700	15000	50	nd
KBr (34% p)	14	50	500	10000	30	nd
CsCOOH (82%p)	600	700	180000	80000	800	nd

*nd = no disuelve

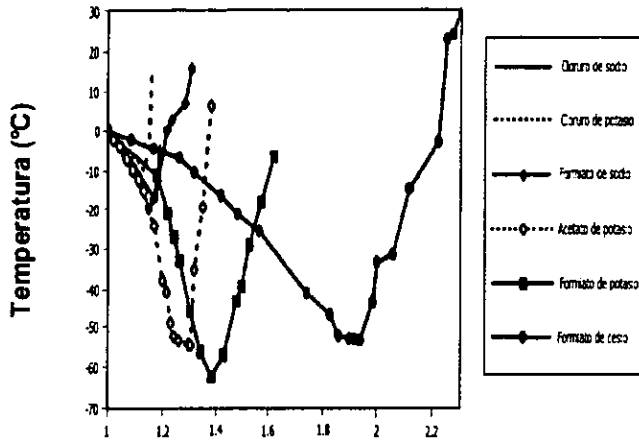
Tabla 9.- Solubilidad de sulfatos alcalinotérreos, después de 16 horas a 85°C en salmueras saturadas.⁽¹⁾

- ❖ **INHIBICIÓN DE HIDRATOS⁽¹⁾:** Las salmueras de formiatos son efectivas inhibidoras de hidratos de gas. Ellas son las llamadas inhibidoras “inertes”, inhibidoras que no entran en la fase hidratada de gas, pero que influyen el equilibrio termodinámico a través de su

efecto en la actividad del agua. Dependiendo del tipo y de la concentración de salmuera de formiato, la temperatura de formación de hidratos puede reducirse hasta en $48^{\circ}\text{C}^{(1)}$.

Los iones en la salmuera interaccionan con las moléculas dipolares del agua, con un enlace más fuerte que el de las fuerzas de Van Der Waals que causan el agrupamiento alrededor de la molécula soluta apolar⁽¹⁴⁾. Este agrupamiento causa también una disminución en la solubilidad de las moléculas de hidrato potencial en el agua (un fenómeno conocido como "desalación") como un efecto secundario. Ambos efectos se combinan para requerir sustancialmente más subenfriamiento para contrarrestar los cambios estructurales y causar que se formen los hidratos.

La temperatura de formación de los hidratos puede calcularse para las salmueras utilizando los datos de la temperatura de cristalización. Como se puede ver desde las curvas de temperatura de cristalización en la figura 11, las salmueras de formiatos, especialmente la de potasio, tienen un efecto substancial sobre el punto de cristalización.



Densidad de la salmuera (gr/cm³)

Figura 11.- Temperatura de cristalización de las salmueras de formiatos y de la salmuera de acetato de potasio como una función de la densidad. Se muestran las temperaturas de cristalización de las salmueras de cloruro de potasio y de sodio para fines comparativos.

Una salmuera de formiato de potasio de una densidad de 1.4 g/cm³ o más alta, baja el punto de cristalización a alrededor de -60°C, mientras que una salmuera de formiato de sodio de una densidad de 1.2 g/cm³ lo baja a alrededor de -25°C. Basado en la teoría descrita por Sloan⁽¹⁴⁾, hay una simple y útil "regla empírica" para predecir el efecto sobre la temperatura de formación de hidratos para cualquier gas natural, esta regla se basa en la siguiente ecuación:

$$A = B - 0.8 \times C$$

Donde:

A = Temperatura de equilibrio del hidrato (en salmuera).

B = Temperatura de equilibrio del hidrato (en agua).

C = Depresión del punto de cristalización (salmuera).

Aplicando esta regla a las salmueras de formiatos se obtiene una temperatura de formación de hidratos de gas en una salmuera de formiato de potasio ($>1.4 \text{ g/cm}^3$) que es de 48°C más baja que en agua dulce. En la salmuera de formiato de sodio ($>1.2 \text{ g/cm}^3$), la temperatura de formación de hidratos es aproximadamente 20°C más baja que en el agua dulce.

- ❖ **COMPATIBILIDAD CON LA FORMACIÓN:** Esta demostrado⁽¹⁵⁾ que se ~~causa un daño grande por la remoción inapropiada de la película de sólidos de los fluidos depositada en la cara de la formación.~~ Mediante el uso de un fluido de perforación de diseño apropiado basado en una salmuera de alta densidad, se puede evitar completamente la adición innecesaria de sólidos para dar peso. Las salmueras a base de formiatos son fluidos que crean un enjarre fino, firme y de fácil remoción, por lo que evitan el daño causado por la remoción del enjarre y no dañan a la formación por invasión de sólidos.

- ❖ **COMPATIBILIDAD CON LOS FLUIDOS DE LA FORMACIÓN:** Las salmueras de formiatos no contienen cationes bivalentes y se puede esperar que sean compatibles con las aguas de formación que contienen iones de sulfatos o carbonatos. Debido a que las salmueras de formiatos son altamente solubles, es improbable que se puedan

formar precipitados dañinos como resultado del contacto entre las soluciones salinas de formiatos y los componentes normales del agua de la formación. El resultado preliminar de un experimento de permeabilidad en el cual un fluido de perforación (ver tabla 10 para la composición) a base de salmuera de formiato de potasio pasó a través de una muestra de núcleo de una arenisca, la cual resultó con poco daño (tabla 11)⁽⁴⁾.

COMPONENTE	CONCENTRACIÓN	UNIDADES
75% por peso, solución de formiato de potasio	0.52	(bl)
Agua de perforación	0.46	(bl)
Xantana	1.1	(lb/bl)
PAC	5.0	(lb/bl)
Pizarra microfina	10	(lb/bl)

Tabla 10.- Composición de la formulación de formiato de potasio (densidad = 1.32 g/cm³) usada para la prueba de daño a la permeabilidad.

Permeabilidad inicial del núcleo, (mD)	Retorno de la permeabilidad del núcleo, (mD)	% de retorno de la permeabilidad
21.9	19.9	91

Tabla 11.- Prueba de daño a la permeabilidad.

- ❖ **PROVEER UN ALTO RANGO DE DENSIDADES⁽¹⁾:** El contar con un alto rango de densidades ayuda para controlar la presión de la formación sin usar sustancias dañinas. Idealmente, los fluidos de

control a base de salmuera de formiato, no requieren material de peso, ya que todas las densidades, de 1.0 a 2.3 g/cm³, pueden alcanzarse con las salmueras de formiatos por si mismas.

- ❖ **MINIMIZAR LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN⁽⁹⁾**: Las salmueras de formiatos fueron desarrolladas originalmente como fluidos de perforación para pozos profundos de diámetro reducido, siendo uno de los más importantes propósitos la minimización de las pérdidas de presión por fricción debido principalmente a su característica de viscosidad baja.
- ❖ **ESTABILIDAD DE LAS LUTITAS^{(16),(17)}**: Los fluidos de perforación basados en las salmueras de formiatos, han demostrado en laboratorio y en el campo un gran potencial como fluidos de perforación en formaciones de lutitas.
- ❖ **INHIBEN EL CRECIMIENTO DE LAS BACTERIAS⁽¹⁾**: Cuando la salmuera de formiato se usa como fluido de terminación/empaque en concentraciones bajas es importante que la concentración del formiato sea suficientemente alta para inhibir el crecimiento bacterial. Por ello se han determinados los niveles del formiato que inhibirán el crecimiento bacterial tanto para las bacterias aeróbicas como para las bacterias anaeróbicas reductoras de sulfatos en salmuera de formiato de sodio, ya que ésta es la salmuera que normalmente se usa en las aplicaciones de baja densidad. Se encontró que el sistema de salmuera de formiato debe de tener una densidad arriba de 1.04 g/cm³, porque así los problemas de crecimiento de bacterias son poco probables de ocurrir.

- ❖ **SON FÁCILMENTE RECICLABLES⁽¹⁾**: Se puede recuperar hasta el 80% de un fluido de perforación de salmuera de formiato.

- ❖ **SON COMPATIBLES CON FORMACIONES DE SAL⁽¹⁾**: la salmuera de formiato de potasio causan una reducción drástica de la solubilidad, la cual se reduce a solamente 38 g/l.

- ❖ **REGISTROS EN SALMUERAS DE FORMIATO**: Las salmueras de formiatos han mostrado ser fluidos adecuados para la perforación y terminación de pozos, con una amplia variedad de beneficios en desempeño, seguridad y medio ambiente. La salmuera de formiato además no presenta problemas en la toma de registros geofísicos del pozo. La información presentada en la tabla 12 fue obtenida en los laboratorios de Shell International Petroleum Company en Holanda, y corresponden a las propiedades del fluido para perforar a base de formiato.

	FORMIATO DE SODIO	FORMIATO DE POTASIO	FORMIATO DE CESIO
Densidad @ 20°C (g/cm ³)	1.28	1.53	2.30
Densidad @ 40°C (g/cm ³)	1.27	1.51	2.28
Velocidad del Sonido @ 20°C (m/s)	1880	1960	1550
Resistividad @ 20°C (ohmm)	0.104	0.087	0.070
Resistividad @ 40°C (ohmm)	0.061	0.054	0.049
Densidad LDT (g/cm ³)	1.26	1.49	2.07
Factor Foto-Electrico (PEF)	0.50	3.43	255
Absorción Foto-Electrica (Ve)	0.68	5.38	540
Indice de Hidrogeno (HI)	0.77	0.54	0.51

Tabla 12.- Propiedades del fluido para perforar a base de formiato.

EFFECTOS EN LA RESPUESTA DE LOS REGISTROS: Los fluidos para perforar a base de salmueras de formiatos generan espesores de enjarre muy delgados (<1mm en pruebas de fluido dinámico en un Fann 90 bajo condiciones de fondo reales) y provee un excelente control de pérdida de fluido. En términos generales los siguientes efectos en respuesta de registro pueden esperarse en las salmueras de formiato cuando se utilizan como fluido de perforación:

1. El rango dinámico de registro de densidad pueden reducirse, si se utiliza cesio o si ocurre invasión de fluido. Por otro lado la calidad del registro puede beneficiarse por el espesor del enjarre, la ausencia de barita y la buena conformación del agujero.
2. El registro de neutrón puede leer una porosidad aparente baja debido al bajo índice de hidrógeno del formiato.
3. La porosidad aparente del sónico puede incrementarse debido a que el tiempo de tránsito en las salmueras de formiatos es mayor que en el agua. Por lo tanto, no obstante que el sónico de porosidad es usualmente inferior, puede utilizarse para verificación/complemento en la interpretación del neutrón densidad.
4. El registro Rayos Gamma (GR) se afectará en la salmuera concentrada de formiato de potasio. La alta concentración generará una sustancial elevación de la línea base, la invasión del filtrado mostrará una roca más permeable que la roca no invadida. Si se va a utilizar cuantitativamente un registro Rayos Gamma, se debe de afectar por un algoritmo de corrección.

En conclusión, algunos ajustes menores en ciertas interpretaciones de registros deben hacerse para compensar las resoluciones de las diferentes herramientas debido a la presencia del filtrado en las

salmueras de formiatos, pero estos factores no afectan el uso de este tipo de salmueras como fluido de perforación.

❖ **FORMIATO DE SODIO CONCENTRADO:** El formiato de sodio concentrado es un cristal de sal orgánica al 97% de pureza. Es usado para preparar fluidos empacadores en un rango de densidad de 1.01—1.32 g/cm³, para prevenir la formación de precipitados que muchas veces son causados por el uso de fluido base calcio, en pozos con altas concentraciones de carbonato, bicarbonato o sulfatos. El formiato de sodio se añade a un preparado de agua dulce o de salmuera existente a través de los embudos del equipo hasta que los cristales se disuelvan. Sus propiedades físicas son;

- Apariencia: cristales blancos.
- Solubilidad en agua: 92 g/100 ml de agua a 22 °C.
- Densidad: 1.92 g/cm³.

El formiato de sodio viene empacado en sacos de 25 kgs.

❖ **FORMIATO DE POTASIO CONCENTRADO:** El formiato de potasio concentrado es un cristal de sal orgánica al 97% de pureza. Es usado para preparar fluidos libres de sólidos usados en terminación y reparación en un rango de densidad de 1.01 a 1.57 g/cm³. Se usa para prevenir la formación de precipitados, los cuales muchas veces son causados por el uso de fluidos base calcio, en pozos con altas concentraciones de carbonato, bicarbonato o sulfatos. El formiato de potasio se añade a un preparado de agua dulce o de salmuera existente a través del embudo del equipo hasta que los cristales se disuelvan.

Sus propiedades físicas son:

- Apariencia: Cristales blancos.
- Solubilidad en agua: 331 g/100 ml de agua a 22 °C.

- Densidad: 1.91 g/cm³.

El formiato de potasio viene empacado en sacos de 25 kgs.

❖ **FORMIATO DE SODIO EN SOLUCIÓN:** El formiato de sodio en solución es 46% por peso de formiato de sodio. Puede ser usado para prevenir el daño de formación causado por arcillas hidratables, dispersión o migración de arcillas con rango de densidad de 1.01 a 1.33 g/cm³. El formiato de sodio puede ser usado en conjunto con formiato de potasio para lograr un sistema de salmuera más económico. Se mezcla con agitación suave hasta su total dispersión.

Sus propiedades físicas típicas son:

- Apariencia: Líquido claro.
- Densidad: 1.32 g/cm³ a 22 °C.

El formiato de sodio solución es envasado como líquido a granel.

❖ **FORMIATO DE POTASIO EN SOLUCIÓN:** El formiato de potasio en solución es 75% por peso de formiato de potasio. Puede ser usado para prevenir el daño a la formación causado por arcillas hidratables, dispersión o migración de arcillas con rango de densidad de 1.01 a 1.57 g/cm³. Se puede usar también, en conjunto con formiato de sodio en solución para lograr un sistema de salmuera más económico. Se mezcla con agitación suave hasta su total dispersión.

Sus propiedades físicas típicas son:

- Apariencia: líquido claro.
- Densidad: 1.57 g/cm³ a 22 °C.

El formiato de potasio en solución es envasado como líquido a granel.

IV. LA APLICACIÓN DE LOS FORMIATOS EN EL CAMPO

Las salmueras de formiatos se utilizan en operaciones de perforación, terminación y como fluido empacador en el espacio anular de pozos. Éstos son fluidos limpios, los cuales tienen mejor comportamiento con respecto a las salmueras de la primera y de la segunda generación. Las salmueras de formiatos representan un avance significativo en cuanto al desarrollo tecnológico en fluidos limpios, permitiendo su uso con toda seguridad para el medio ambiente, en donde otras salmueras podrían fallar. Se pueden utilizar como fluidos de perforación, fluidos de terminación, fluidos empacantes o aditivos especiales para el control de arcillas.

IV.1 EN LA PERFORACIÓN

Actualmente las temperaturas de los intervalos productores de los yacimientos son altas, al igual que sus profundidades, por lo que es conveniente perforar con salmueras de la tercera generación, proporcionando las condiciones reológicas, necesarias en el fluido, con polímeros. Los principales resultados son: menor daño a la formación por inexistencia de sólidos y menor caída de presión por circulación.

- ❖ **FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN⁽¹⁾**: Los fluidos de perforación bajos en sólidos pueden formularse en base a una salmuera de formiato de sodio, de formiato de potasio o una mezcla de los dos formiatos, cubriendo el rango de densidad de 1.0 a 1.6 g/cm³.

Debido a que el formiato de sodio es más barato que el formiato de potasio, para ahorrar en costos, se debe siempre preparar una mezcla con tanto formiato de sodio como sea posible.

Por la misma razón en el rango de densidad de 1.6 a 2.3 g/cm³ se requiere una mezcla de formiato de potasio con formiato de cesio, y se recomienda usar lo más posible de formiato de potasio. Alternativamente, para ahorrar

en costos, un fluido de perforación en este rango de densidad puede formularse con una salmuera de formiato, pero llevada a la densidad requerida con materiales sólidos de peso, como, por ejemplo, el carbonato de calcio.

Con base en los requerimientos de temperatura, densidad y reología, y en la necesidad de minimizar el daño a la formación se pueden recomendar varias formulaciones. Por ejemplo, en el caso de una salmuera de formiato de potasio con una densidad estándar de 1.57 g/cm³, muestra una viscosidad de 10 cp y con una densidad de 1.50 g/cm³ muestra una viscosidad de 5 cp (figura 12).

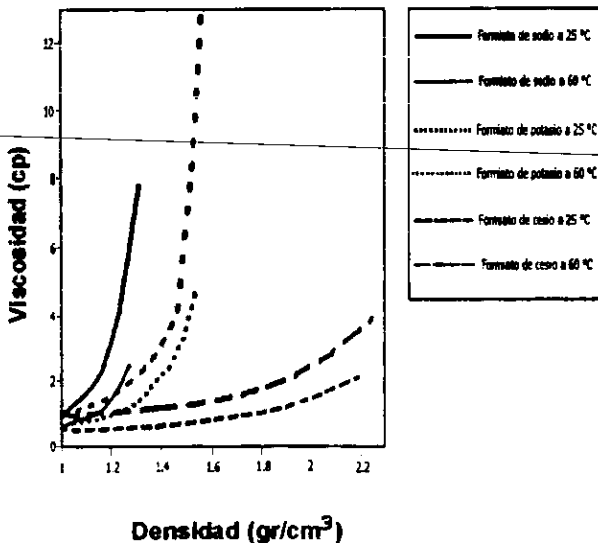


Figura 12.- Viscosidad de las salmueras de formiatos de sodio, potasio y cesio como una función de la densidad de la salmuera.

Cuando se requiera baja viscosidad puede seleccionarse una salmuera de baja densidad y utilizar algo de material de peso adicional para llegar a la densidad requerida de acuerdo al valor de la viscosidad que se necesite. Similarmente si el sistema estará expuesto a bajas temperaturas, ocurrirán problemas con la cristalización a temperaturas mucho más altas (-15 °C) en una salmuera de 1.57 g/cm³ que por ejemplo en una salmuera de 1.50 g/cm³ (-35 °C). Por otra parte si el fluido estará expuesto a altas temperaturas la concentración más alta posible pudiera requerirse para proteger a los polímeros (figura 8).

- ❖ **VISCOSIFICANTES⁽¹⁾**: Toda la experimentación y trabajos efectuados hasta ahora muestran que la goma xantana, utilizada generalmente para impartir comportamiento reológico, genera efectos superiores reológicamente en las salmueras de formiatos. En las salmueras de formiatos, como muestra la figura 8, la goma xantana es también estable a altas temperaturas. La concentración de xantana variará dependiendo de los requerimientos de viscosidad del fluido de perforación y de la viscosidad de la salmuera base.

Se han usado polímeros viscosificantes naturales y sintéticos en la formulación de fluidos. Los viscosificantes más comunes para formular fluidos son:

POLÍMEROS NATURALES

GOMA GUAR: Este material es un hidrocoloide que al entrar en contacto con el agua se hincha para proporcionar viscosidad y control de pérdida de fluido. Cuando se utiliza goma guar, se genera un enjarre que puede interferir con la inyección del cemento durante las cementaciones forzadas.

ALMIDONES: Se usan principalmente para control de pérdida de filtrado. El costo de los fluidos de almidón es más bajo que el de polímeros de goma guar, sin embargo, debido a que se requieren altas concentraciones

de almidón para reducir el filtrado y debido al alto contenido de sólidos de almidón, estos pueden ocasionar daño por el taponamiento de los poros de la formación. El almidón se degrada fácilmente con bacterias y requiere el uso de materiales bactericidas para protegerlo, lo que encarece su uso.

BIOPOLÍMERO (GOMA XANTANA): Este material proporciona buenas propiedades de acarreo y de control de pérdida de filtrado. Las propiedades de gelatinosidad de un fluido viscosificado con goma xantana, proporciona suspensiones estables cuando se requiere suspender partículas de carbonato de calcio para densificar o puentear algunas formaciones con pérdida de circulación, pero hace más difícil la eliminación de los sólidos finos de puenteo. El biopolímero no se elimina completamente con ácido clorhídrico, deja residuos insolubles en los poros de la formación.

POLÍMEROS SINTÉTICOS

HIDROXIETIL CELULOSA DE SODIO: El polímero de hidroxietilcelulosa (HEC) combinado con lignosulfonato de calcio, proporciona buenas propiedades de suspensión y es el más usado. Algunas de las propiedades son;

- Buena capacidad de acarreo.
- Buen control de pérdida de fluido (en combinación con sólidos de puenteo, se forma un enrejado con las cadenas de polímero, posteriormente los sólidos tapan los claros del enrejado y de esta forma ambos ayudan a reducir la pérdida de filtrado.
- Buena gelatinosidad para sacar los sólidos indeseables hacia las presas superficiales.
- Se degrada en HCl.

CARBOXIMETILCELULOSA: La carboximetilcelulosa de sodio (CMC) de grado comercial, se usa en fluidos de perforación pero nunca se debe de usar en la zona productora debido a que ocasiona daño irreparable en la

formación. Debido a que al romper con ácido clorhídrico la cadena del polímero de CMC, este produce más residuos insolubles que los polímeros anteriormente mencionados, por lo que no se recomienda utilizar a la CMC en la preparación y tratamiento de fluidos para terminación y reparación de pozos.

- ❖ **POLÍMEROS PARA PÉRDIDA DE FLUIDO⁽¹⁾**: Como con la goma xantana, los polímeros para pérdida de fluido serán estables a altas temperaturas en las salmueras de formiatos. Hasta ahora la mayor parte de las formulaciones se han hecho con Polímero Celulosa Polianiónica (PAC), pero el almidón se ha utilizado también en formulaciones de salmueras de formiatos. Se han probado varios polímeros sintéticos de pérdida de fluido, pero especialmente a concentraciones más altas de salmueras de formiatos, pueden ocurrir dificultades en la hidratación de los polímeros en la salmuera base. Se han utilizado tres tipos de PAC para formular los fluidos de perforación a base de salmueras de formiatos: el de bajo, el de extremadamente bajo y el de ultrabajo peso molecular. Normalmente se puede obtener una mejor estabilidad a la temperatura y más baja reología de deslizamiento alto (PV) con un PAC de bajo peso molecular. Sin embargo para un buen control de filtración puede ser mejor un PAC de mayor peso molecular. Por lo tanto, el PAC ideal es una combinación de dos pesos moleculares, la que permite un mejor control de pérdida de fluido. El efecto de las salmueras de formiatos en la temperatura de estabilidad es muy similar para xantana, PAC y el almidón. Es muy importante considerar que un polímero de peso molecular extremadamente bajo se usó para las pruebas y que se puede esperar un comportamiento más bajo para un polímero de peso molecular más alto.

- ❖ **MATERIAL DE PESO/ENJARRE⁽¹⁾**: No obstante que las salmueras de formiatos son clasificadas como fluidos libres de sólidos, durante la

perforación estas deben reunir ciertas propiedades reológicas y tixotrópicas que las caractericen como buenos fluidos de perforación, y para ello es necesario agregar una cantidad mínima de sólidos. El material ideal para la formación del enjarre en el fluido de perforación es el CaCO_3 (pizarra), el cual se puede remover fácilmente con ácido. Una cantidad de aproximadamente 10 a 20 lb/bl es suficiente para crear un enjarre delgado y muy eficiente. La formulación típica para los fluidos de perforación basados en tres concentraciones (1.50, 1.57, y 1.60 g/cm^3) de salmuera de formiato de potasio se muestran en la tabla 13. Las propiedades de estos fluidos a cuatro temperaturas diferentes se muestran en la tabla 14. Se observa como la estabilidad a la temperatura aumenta con la concentración de la salmuera de formiato. Por otra parte la viscosidad plástica de los fluidos aumenta con el incremento de la concentración debido al incremento de la viscosidad de la salmuera de formiato. También es importante observar que la temperatura de cristalización aumenta de acuerdo al incremento de la concentración de la salmuera de formiato.

COMPUESTO	CANTIDAD
Salmuera de Formiato de Potasio (1.5, 1.57 ó 1.60 g/cm^3)	350 ml
*Xantana	0.5 g
*PAC (Peso Molecular Extra Bajo)	2 g
*PAC (Peso Molecular Bajo)	1 g
KHCO_3 ó K_2CO_3	0.5 g
Acido Fórmico	pH = 10
Pizarra (CaCO_3)	20 g

*Xantana y los polímeros se mezclan durante 30 minutos con un mezclador de alto corte.

Tabla 13.- Formulación de fluido de perforación de formiato de potasio.

DENSIDAD DE LA SALMUERA (g/cm ³)	APAT*			
	150°C	170°C	175°C	180°C
1.50	18	31	-	-
1.57	14	18	39	-
1.60	14	18	20	33

*APAT=alta presión, alta temperatura.

Tabla 14.- Pérdida de fluido APAT (ml) de los tres fluidos de perforación de formiato de potasio sin peso.

Idealmente, los fluidos de perforación a base de salmueras de formiato, no requieren material de peso, ya que todas las densidades pueden alcanzarse con las salmueras por si mismas. Sin embargo como el formiato de cesio es caro, a menudo se utilizan fluidos de perforación de alta densidad a base de salmueras de formiato de potasio con material de peso. El material más apropiado es el carbonato de calcio. Además de ser un excelente material para el enjarre, este sólido soluble en ácido es también apropiado para añadir peso al fluido hasta una densidad cerca de 1.70 g/cm³. Por encima de esta densidad la viscosidad plástica del lodo se hace muy alta y las propiedades de pérdida de fluido disminuyen.

Un material alternativo para peso a esta densidad es la siderita (FeCO₃), que también tiene la ventaja de ser removible por ácido. Los fluidos de perforación a base de salmuera de formiato de potasio pueden formularse con FeCO₃ hasta una densidad de 2.0 g/cm³.

Para las densidades arriba de 2.0 g/cm³, se requieren algunos materiales más pesados. La barita no puede utilizarse en combinación con la salmuera de formiato de potasio porque la disuelve (tabla 9). Se han encontrado dos tipos de materiales para pesos que trabajan bajo esas condiciones. El primero es el tetraóxido de manganeso (Mn₃O₄), el cual

tiene una densidad de 4.8 g/cm^3 y partículas de aproximadamente 0.5 micrones. A pesar de que las propiedades de este sistema de lodo pueden ser bastante buenas a 2.0 g/cm^3 , la viscosidad plástica se hace muy alta a 2.3 g/cm^3 y la pérdida de fluido no se controla fácilmente. Debido a las partículas finas, el material de peso tiene también la desventaja de causar problemas de polvo en los equipos y hay algunas indicaciones de que genera daño a la formación y al equipo superficial.

La hematita (Fe_2O_3) puede usarse para fluidos de perforación de 2.3 g/cm^3 con buena reología y propiedades de pérdida de fluido. Sin embargo este material tiene también desventajas pues es abrasivo y tiende a ablandarse. Otro material que se ha utilizado para dar peso y enjarre a los fluidos de perforación a base de salmueras de formiatos es la sal. Sin embargo en análisis se observó que al disolverse la sal forma cloruro de potasio y/o el formiato de sodio. Una sal más apropiada para utilizarse con la salmuera de formiato de potasio es el cloruro de potasio. Sin embargo hasta ahora se han efectuado pocas pruebas de este sistema.

- ❖ **HIDRÁULICA:** Los fluidos de perforación a base de salmueras de formiatos, fueron desarrollados originalmente como fluidos de perforación para pozos profundos de diámetro reducido, siendo uno de los más importantes propósitos la minimización de las pérdidas de presión por fricción ⁽¹⁾.

Los lodos de perforación tradicionales utilizan sólidos tanto para el control de la viscosidad (bentonita) como para material de peso (barita, hemátita, etc.). La carga de gran cantidad de sólidos en el fluido de perforación desarrolla altas pérdidas de presión por fricción durante la circulación en pozos profundos de diámetro reducido, resultando una transmisión pobre de poder hidráulico hacia los motores de fondo y la ocurrencia de densidades equivalentes de circulación (DEC) altas y altas presiones en los espacios anulares reducidos.

La reducción de la fricción es un fenómeno que se debe considerar cuando se diseñan fluidos de perforación para pozos y en especial en aquellos de diámetro reducido. Las caídas de presión por fricción están en función de la habilidad de ciertos aditivos para reducirlos en flujo turbulento.

Una manera de describir este fenómeno es como una laminarización extendida o sea una demora de la transición de flujo laminar a turbulento⁽¹⁸⁾. Las pérdidas de presión por fricción no se pueden predecir a partir de las medidas de reología API convencionales y el fenómeno no está desligado del comportamiento de adelgazamiento. Ejemplos típicos de los reductores de fricción son los polímeros de alto peso molecular. Se ha demostrado en una línea de flujo de 2" que cuando se incrementa la viscosidad de las salmueras de formiatos con un polímero, las pérdidas de fricción bajan con un factor de aproximadamente tres a partir de lo que hubiera sido en agua destilada⁽¹⁹⁾.

El aumento similar de viscosidad con bentonita muestra el efecto inverso, la pérdida de presión por fricción aumenta con factor de tres. Se ha mostrado que este efecto aumenta considerablemente con la reducción del diámetro de la tubería. Estas investigaciones muestran que los fluidos de perforación a base salmueras de formiatos bajos en sólidos pueden reducir drásticamente las pérdidas de presión por fricción en el régimen de flujo turbulento^{(18),(19)}.

- ❖ **ESTABILIDAD DE LAS LUTITAS⁽¹⁾**: Las propiedades estabilizadoras de las salmueras de formiatos en las lutitas están relacionadas a la combinación de dos mecanismos diferentes.

El primer mecanismo, es la reducción del flujo hidráulico de fluido, desde el lodo a la lutita, causadas por las viscosidades relativamente altas del filtrado de los fluidos de perforación a base salmueras de formiatos. Además, en las lutitas de baja permeabilidad (10mD) no fracturadas, un segundo mecanismo estabilizador toma lugar, ya que se ha probado que

estas lutitas actúan como sistemas de "membranas selectivas". La baja actividad del agua, de un sistema de salmueras concentrado, genera una presión osmótica, que puede estimular el contraflujo del agua de los poros de la lutita. Este contraflujo, reducirá el flujo neto de fluido, desde el lodo hacia la lutita, resultando una hidratación más lenta y una menor tasa de elevación de presión de poro. Si el contraflujo osmótico es mayor que el flujo hidráulico hacia la lutita y la respuesta más lejana del campo es lenta en comparación al transporte de agua desde la lutita al lodo, ocurrirá la deshidratación y la baja de presión de los poros en la vecindad del pozo beneficiando con esto la estabilidad del agujero.

- ❖ **PERFORACIÓN A TRÁVES DE FORMACIONES DE SAL⁽¹⁾**: Cuando se perfora a través de formaciones de sal, se pueden presentar tres posibles tipos de problemas. El primero es la disolución de la formación, que genera grandes huecos y trae problemas en la limpieza y cementación del pozo. El segundo problema está relacionado con el fluido de perforación en sí, a medida que la sal se disuelve en el fluido de perforación, las propiedades del fluido pueden cambiar. El tercer problema surgirá si el mismo fluido se utiliza para perforar el yacimiento productor, si el fluido de perforación ha tomado los iones magnesio de la sección de sal, se puede esperar daño a la formación, causado por la precipitación de iones bivalentes.

La mejor solución para evitar estos problemas, es minimizar la cantidad de sales, que puedan disolverse en el fluido de perforación, mediante la perforación con un fluido a base de salmuera saturada.

Con el fin de evaluar las capacidades de la salmuera de formiato de potasio, para perforar a través de una formación de cloruro de magnesio, se realizó un pequeño estudio sobre la solubilidad del cloruro de magnesio, en varios sistemas de salmueras saturadas. Las salmueras probadas fueron, la de cloruro de sodio, la de cloruro de potasio y la de formiato de potasio, las cuales se saturaron a temperatura ambiente. Se incluyó, para

comparación, la salmuera de cloruro de magnesio calentada y saturada a 60°C. Los resultados se muestran en la figura 13 e indican que a la temperatura de circulación del fondo del pozo, por ejemplo 100°C, un fluido de perforación a base de salmuera de cloruro de magnesio que está saturado a 60°C en la superficie, disolverá 620 g/l de sal de cloruro de magnesio. El uso de una salmuera de cloruro de potasio saturada no mejorará el comportamiento bajo estas condiciones de temperatura. Sin embargo la salmuera de formiato de potasio y la salmuera de cloruro de sodio, causan una reducción drástica de la solubilidad. En la salmuera de cloruro de sodio, la solubilidad se reduce a 78 g/l y en la salmuera de formiato de potasio, se reduce a solamente 38 g/l.

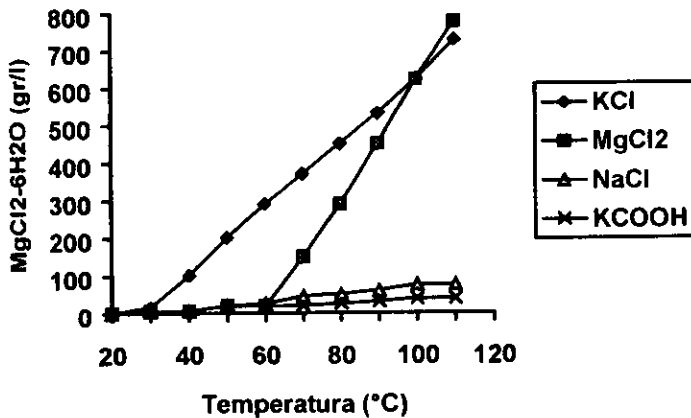


Figura 13.- Solubilidad de MgCl₂·6H₂O en varios sistemas de salmueras saturadas. Para una temperatura de circulación de 100°C en el fondo del pozo, la solubilidad en una salmuera calentada de MgCl₂ (60°C en la superficie) es de 620 g/l, mientras que en una salmuera de formiato de potasio, esta se reduce a aproximadamente 38 g/l.

La salmuera de formiato de sodio saturada, ha mostrado también que reduce la solubilidad del cloruro de magnesio significativamente, pero los

problemas de re-precipitación, dificultan su utilización. De las salmueras probadas, se concluye que la de formiato de potasio es la más apropiada para perforar este tipo de formación, con un comportamiento dos veces más favorable, que el de la salmuera de cloruro de sodio.

El efecto de la contaminación del cloruro de magnesio en un fluido de perforación a base de salmuera de formiato de potasio también se estudió. Se añadió 10% (en peso) de sal de $MgCl_2$ a un sistema de salmuera de formiato de potasio. La muestra se sometió a calentamiento durante 16 horas a $175^{\circ}C$ y se midieron las propiedades estándar del fluido. El fluido había solamente aumentado ligeramente su viscosidad y las propiedades de pérdida de fluido, habían mejorado, probablemente debido a la presencia de los cristales de sal de $MgCl_2$ en el fluido.

Debido a este bajo grado de disolución de cloruro de magnesio en la salmuera de formiato, el potencial de daño que puede ser causado por los iones de magnesio bivalentes se reduce significativamente.

❖ **CONTAMINACIÓN DE SÓLIDOS ⁽¹⁾**: Un fluido de perforación a base de salmuera de formiato de potasio, con densidad de 2.33 g/cm^3 a base de hematita, se ha probado por tolerancia a la contaminación de sólidos. Para comparar, se utilizaron además fluido base aceite y otro base pseudo aceite, con las mismas densidades. La densidad de los tres fluidos se alcanzó con hematita. Los tres se contaminaron hasta con 80 lb/bl de sólidos. Como sólidos se utilizó una mezcla de 25% de bentonita y 75% de arcilla. El alto nivel de contaminación se escogió para demostrar la tolerancia a los sólidos de los fluidos de perforación a base de salmueras de formiatos.

A partir de los resultados mostrados en las figuras 14a y 14b, se puede observar que el sistema basado en salmueras de formiatos se afecta de manera ligera con la contaminación y es bastante más resistente a la contaminación de sólidos que los otros dos fluidos de perforación probados.

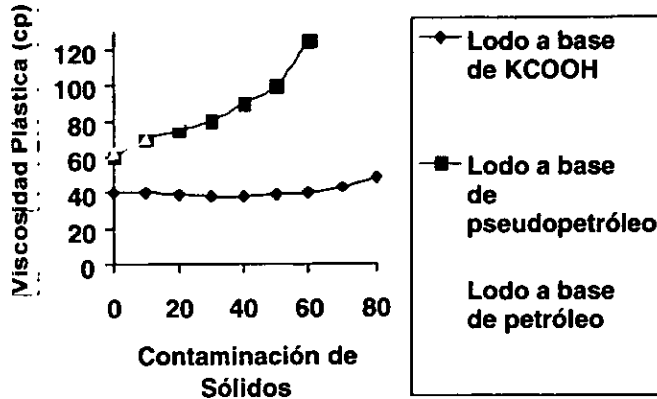


Figura 14a.- Efecto de la contaminación en la viscosidad plástica (vp) de tres fluidos de perforación diferentes. Las medidas se tomaron a 50°C, después de 16 horas de calentamiento prolongado a 175°C.

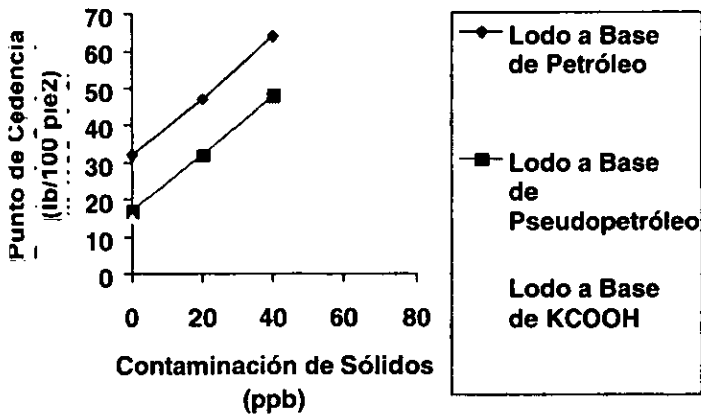


Figura 14b.- Efecto de la contaminación en el punto de cedencia, en tres fluidos de perforación diferentes. Las medidas se tomaron a 50°C, después de 16 horas de calentamiento prolongado a 175°C.

❖ **LIMPIEZA Y RECICLAJE⁽¹⁾**: Existe una técnica sencilla y efectiva en costos para recobrar hasta el 80% de un fluido de perforación a base de salmueras de formiatos. La técnica consiste en un simple tratamiento de pH. El método ha sido optimizado y probado en el campo, consiste de las tres etapas siguientes:

1. Bajar el pH para disolver parte del CaCO_2 que ya existe en el sistema.
2. Aumentar el pH mediante la adición de una base. Esto causa precipitación de la CaCO_2 y agrupación de los sólidos perforados en los precipitados. En adición se obtiene una drástica reducción de viscosidad en los sistemas debido a la precipitación de los polímeros.
3. Separación y reajuste del pH. La mejor separación se obtendrá utilizando un filtro de prensa (hasta 80%), pero la evidencia del laboratorio es que la centrifuga o la temblorina son también apropiados.

Para ciertos fluidos la primera etapa puede omitirse, usando la combinación de ácido con salmuera de formiato, como la base del fluido de perforación no ocurrirá disolución y todos los componentes añadidos contribuirán a la formación de una salmuera de formiato más concentrada. El filtrado remanente es normalmente claro, pero puede contener una pequeña cantidad de sólidos, principalmente polímeros y CaCO_2 . Como estos son componentes naturales del fluido de perforación, pueden reutilizarse en la preparación de fluido nuevo. Para una limpieza completa, estos sólidos pueden filtrarse fácilmente.

Las pruebas sugieren que tres mecanismos independientes están envueltos en el proceso de separación:

1. Precipitación de CaCO_2 : La técnica de formar partículas más grandes mediante precipitación, también conocida como "barrido por floculación"⁽²⁰⁾ está basada en el principio de que los coloides pueden servir como núcleos de condensación para los precipitados o pueden llegar a enmarañarse a medida que los precipitados se asientan. La

figura 15 muestra la distribución de los tamaños de las partículas en el fluido antes y después del tratamiento.

2. "Precipitación de los polímeros; Incrementando el pH los polímeros se precipitan fuera de la solución. Se sabe que los polímeros son más fácil de precipitarse a altas concentraciones de los iones que forman la estructura del agua, reduciendo la cantidad de agua libre disponible para la hidratación.
3. Floculación; La floculación puede ocurrir dependiendo de la concentración y la naturaleza del polímero presente en el fluido de perforación y puede por lo tanto no ser controlada fácilmente.

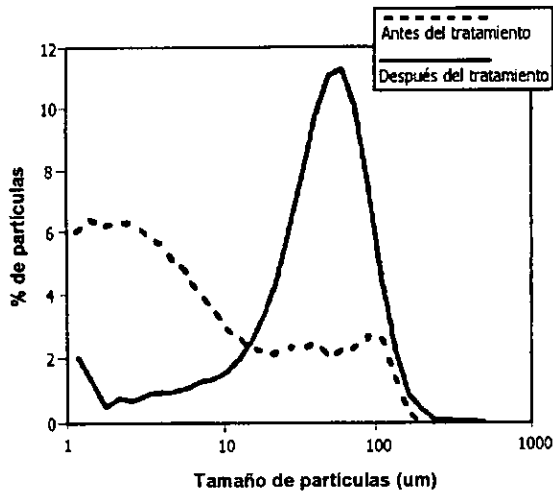


Figura 15.- Distribución del tamaño de las partículas en un fluido de perforación de formiato de sodio, antes y después del tratamiento del reciclaje mediante la técnica del pH.

La cantidad de ácido y base a añadirse debe ser optimizada para cada sistema de fluido. Las partículas de precipitado aumentan en tamaño con la cantidad de ácido añadido. Si la concentración de formiato es suficientemente alta, se puede obtener una separación sin el uso de ácido, pero la salmuera recobrada es normalmente más clara cuando se usa ácido.

La sobredosis de ácido da como resultado la formación de bióxido de carbono. Se requiere una mínima cantidad de base para obtener una buena separación.

La sobredosis de la base no tiene consecuencias, excepto por la mayor cantidad de ácido requerida para reajustar el pH. Se ha mostrado que la influencia de los factores tales como; el tiempo de adición, mezcla y temperatura, son de menor importancia.

La técnica trabaja en fluidos de perforación basados en salmueras de formiatos de sodio, de potasio y de cesio. Los fluidos de perforación que contienen CaCO_2 se separan mejor, pero se ha efectuado una buena separación en un fluido típico utilizado en el campo, que estaba basado en una salmuera de formiato de potasio concentrada y con tetraóxido de manganeso como material de enjarre/peso.

La técnica se ha probado también en otros tipos de fluidos, pero la recuperación, normalmente, no es tan alta como en los fluidos a base de salmueras de formiatos.

IV.2 EN LA TERMINACIÓN

La terminación de un pozo petrolero es el conjunto de operaciones que se realizan para comunicar a la formación productora con la superficie.

El objetivo primordial de la terminación de un pozo es obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo. Un factor importante que afecta comúnmente a la producción es el daño a la formación (disminución de la

permeabilidad), causado por el filtrado del fluido de control durante la perforación y más aún al disparar el intervalo productor. Lo anterior ha llevado a tomar en cuenta los efectos perjudiciales que pueden ocasionar los dirvesos fluidos de control sobre las formaciones, por lo que es necesario seleccionar cuidadosamente los fluidos utilizados durante la terminación de los pozos.

Los fluidos para la terminación son aquellos fluidos que tienen contacto con la formación productora. Este contacto no puede ser eliminado, por esta razón, se deben de seleccionar fluidos que minimizen el daño a la formación.

Los siguientes factores se deben de tomar en cuenta para seleccionar un fluido de terminación:

- a.- Profundidad de la zona productora.
- b.- Presión de fondo.
- c.- Temperatura de fondo.
- d.- Disponibilidad de fluidos.
- e.- Preparación de los fluidos y su costo.
- f.- Características de la formación y de los fluidos que contenga.
- g.- Fluido limpio de sustancias extrañas en suspensión.

Hay dos objetivos primarios que deben de satisfacer el fluido de terminación:

- a.- Proteger de daño a la formación productora.
- b.- Controlar el pozo durante las operaciones.

Algunos de los actuales y la mayoría de los nuevos yacimientos, requieren para su control de mayores densidades y estabilidad por temperatura en el fluido de terminación. Si se utilizan fluidos limpios de sólidos, se disminuirá el daño hacia la formación al momento del disparo, quedando solamente el efectuar un análisis detallado en la selección del tipo de disparo a utilizar para evitar al máximo el daño. La salmuera de formiato es lo más avanzado en cuanto a fluidos limpios de sólidos, además son altamente estables porque sus radicales

manejan poca agua y no alteran la estructura cristalina de las arcillas. Por lo que su aplicación es recomendable para la terminación de pozos.

IV.3 COMO FLUIDO EMPACADOR

Se conoce como fluidos empacadores a los líquidos colocados en el espacio anular de las tuberías de revestimiento y de producción en la fase de terminación o reparación de un pozo.

El utilizar fluidos empacantes que contengan sólidos genera graves y costosos problemas con el paso del tiempo, como el asentamiento de los sólidos sobre el empaque que atrapan a el aparejo de producción en el área de sellos, obturación de elementos de comunicación entre la tubería de producción y el espacio anular.

Dadas las características de presiones de fondo y de temperaturas de los yacimientos, se requiere de mayor densidad en el fluido de empaque para que el aparejo de producción y las tuberías de revestimiento resistan a la presión interna de diseño y al colapso respectivamente.

- ❖ **FUNCIONES DE LOS FLUIDOS EMPACADORES⁽²¹⁾**: Proporcionar una columna hidrostática suficiente para controlar el flujo del pozo en caso de que el empacador usado falle, además, para reducir la presión diferencial creada entre el interior de la tubería de producción y el espacio anular, del pozo. Otra función importante es la de proteger las superficies metálicas de las tuberías de producción y de la TR contra la corrosión y poder aumentar así su recuperabilidad.

- ❖ **CARACTERÍSTICAS IMPORTANTES DE LOS FLUIDOS EMPACADORES**: Los distintos fluidos empacadores⁽²¹⁾ en el mercado para ser seleccionados deben fundamentalmente tener las características siguientes;

1. Conservar una estructura de gel suficiente para soportar el material densificante, una viscosidad baja, que permita circularse con una presión menor a la presión del yacimiento para evitar el daño de la formación productora.
2. Tener estabilidad química y mecánica ante las condiciones de temperatura y presión del fondo del pozo; no deben presentar asentamiento de sólidos ni precipitación química cuando se mezclan con los fluidos producidos del yacimiento.
3. No tener acciones destructivas a los componentes de las herramientas⁽²¹⁾ o accesorios que estén provistos de elastómeros.
4. Ser bombeable durante la vida del pozo; por ejemplo, no debe haber gelatinización excesiva o solidificación durante el tiempo de exposición⁽²¹⁾.
5. No deben tener efectos corrosivos (dentro de la TR o en la parte exterior de la tubería de producción).
6. Ser compatibles con los fluidos y formaciones, de tal manera que no alteren las propiedades naturales del yacimiento. Los fluidos no deben dañar la formación productora durante las operaciones de terminación o reparación⁽²²⁾.

La técnica de selección cubrirá factores importantes como:

- Evitar el daño de las formaciones productoras.
- Sólidos en el fluido.
- Incompatibilidad con los fluidos de la formación.
- Pérdida excesiva de fluidos hacia la formación.
- Interacciones entre los sólidos de la formación y el fluido.

❖ **PARÁMETROS DE UN FLUIDO EMPACADOR:**

1. **DENSIDAD;** La primera función de un fluido empacador es controlar la presión de formación del pozo. La densidad del fluido no debe de ser mayor a la necesaria para controlar la presión de formación. En la literatura se recomiendan presiones diferenciales positivas entre 100 y 200 lb/pg².
2. **PROPIEDADES DE BOMBEABILIDAD;** Muchos fluidos empacadores adquieren alta viscosidad con el tiempo, la temperatura y la presión, lo que hace necesario dar tratamiento para acondicionarlos, en ocasiones se produce estratificación del fluido lo cual ocasiona problemas de daño de la formación, que requieren reparaciones muy costosas. La separación de sólidos y líquidos puede provocar taponamiento de los poros de la formación o atrapamiento de las tuberías dentro del pozo debido al asentamiento de sólidos dentro del espacio anular.
3. **CAPACIDAD DE ACARREO;** Un parámetro importante que se debe de considerar en el diseño y selección de los fluidos empacadores, es la capacidad de acarreo de los recortes, cemento y chatarra generados durante los trabajos de terminación y reparación de pozos. Para este fin, se utilizan materiales viscosificantes poliméricos.
4. **OTRAS;** Las características de la viscosidad, el punto de cedencia, viscosidad plástica y esfuerzos de gel, deben ser adecuados para proporcionar una capacidad de acarreo de recortes a la superficie, a velocidades de bombeo razonables.
5. **CONTROL DE LA FILTRACIÓN;** Las características del filtrado deben ser adecuadas para reducir al máximo el daño de la formación considerando el hinchamiento o dispersión de arcillas, cambios de mojabilidad, y la estabilización de emulsiones. Esto permite que el fluido pueda contener materiales modificadores de la tensión superficial (surfactantes, emulsificantes, etc.) y un electrolito.

6. **COMPATIBILIDAD**; Esta es una área que incluye la naturaleza de la interacción del fluido de terminación o reparación, con los fluidos de perforación, fluidos de tratamiento, lechadas de cemento o ácido, y fluidos de la formación (agua y aceite). La compatibilidad de los fluidos de terminación o reparación con fluidos de perforación. Para prevenir gelatinización severa del fluido de terminación o reparación durante el desplazamiento, es necesario asegurar una limpieza apropiada de las paredes y tuberías que están dentro del pozo para eliminar todo el fluido de perforación y enjarre generado por él mismo.
7. **CORROSIÓN**; Se debe considerar el tipo y velocidad de corrosión de los fluidos empacadores, ya que algunos fluidos son corrosivos por naturaleza. Si los fluidos no producen corrosión pueden considerarse como buenos fluidos empacadores. La corrosión generalmente se incrementa con el aumento de la temperatura, y en muchos casos, con incrementos en la densidad.
8. **RESISTENCIA A CONTAMINACIONES**; Muchos contaminantes pueden causar problemas al entrar en contacto con el fluido empacador. Algunos contaminantes considerados son: cemento, sólidos perforados, otros fluidos empacadores, agua de la formación, agua de mar, prelavados y/o materiales de empaque y arena de consolidación, ácidos y enjarre. El tiempo y la temperatura también son factores que incrementan los efectos de los contaminantes.
9. **PREVENCIÓN AL DAÑO DE LA FORMACIÓN**; Los mejores fluidos para este propósito son las salmueras libres de sólidos y los fluidos de la formación. En ocasiones, cuando se deseen sólidos para puenteo y control de la filtración, o para densificar debido a factores económicos, los sólidos adicionados deben ser solubles en ácido o en aceite. Los demás aditivos deben ser solubles en agua o aceite.

10. ANÁLISIS ECONÓMICO; El fluido empacador seleccionado debe ser barato. Estas son las consideraciones principales que deben hacerse para su selección:

- Primera –Costo inicial- incluye costo de: fluido, transporte, tiempo del equipo, renta o compra del equipo necesario, materiales para acondicionamiento y responsabilidades por posibles derrames.
- Segunda –Costo de utilización a largo plazo- incluye: daños por corrosión futura, costos de desplazamiento o acondicionamiento por trabajos de reparación, daños a la formación y como resultado una **reducción en la producción**. El asentamiento de sólidos puede ocasionar pegaduras de tuberías y pegaduras de los accesorios empacadores, requiriendo trabajos de reparación costosos.

El fluido seleccionado debe ser el más económico y su elección comienza con la evaluación de la susceptibilidad de no ocasionar daños a las formaciones productoras.

11. CONTENIDO DE SÓLIDOS; El fluido empacador no debe contener sólidos en suspensión, para evitar taponamiento de los poros de la formación o de las perforaciones de la zona disparada.

12. DISPONIBILIDAD DE MATERIALES; Una buena programación del fluido empacador debe ser planeada como si se tratara de un programa de fluido de perforación, utilizando la información de trabajos anteriores para determinar el fluido ideal. Con dicha información se pueden obtener importantes sugerencias para la preparación, mantenimiento y colocación del fluido. También permitirá hacer previsiones para el personal que estará en la localización para proporcionar un lugar técnicamente seguro, y una logística óptima.

13. TÉCNICAS DE PREPARACIÓN; El equipo disponible en el pozo, para mezclado, almacenamiento, eliminación de sólidos, filtración de salmueras y el sistema de circulación son factores determinantes en la selección del fluido.

14. **SEGURIDAD EN EL MANEJO;** Este objetivo es el producto de una planeación adecuada. Debe proporcionarse ropa de protección y el entrenamiento adecuado a la gente que trabaja con el fluido. Las salmueras son peligrosas o dañinas para la piel y ojos, particularmente cuando la piel se moja sin fijarse.
15. **PROTECCIÓN AL MEDIO AMBIENTE;** Con sus excepciones, los fluidos empacadores son ambientalmente seguros. Los fluidos base agua, y algunos fluidos base aceite, generan desechos en grandes cantidades los cuales se tiran en basureros y canales. Esta práctica no se recomienda ya, porque aunque estos basureros y canales no sufren daño permanente, provocan daños temporales. Y algunos de estos, son sitios en los que viven animales y plantas. Se recomienda el uso de las salmueras en trabajos costa afuera, ya que se diluyen instantáneamente, causando efectos leves en un corto tiempo. Los fluidos base aceite pueden ser ambientalmente dañinos y se requiere cuidado extremo.

❖ CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS EMPACADORES

Los fluidos empacadores pueden clasificarse de dos formas:

1. POR SU CONTENIDO DE SÓLIDOS INSOLUBLES

- Fluidos con alto contenido de sólidos (fluidos de perforación).
- Fluidos libres de sólidos (agua, aguas filtradas, aceites, emulsiones y salmueras).

2. POR SU DENSIDAD

- Fluidos empacadores de densidad baja ($< 1.0 \text{ g/cm}^3$).
- Fluidos empacadores de densidad media ($1.0 \text{ a } 1.8 \text{ g/cm}^3$).
- Fluidos empacadores de densidad alta ($> 1.8 \text{ g/cm}^3$).

En la figura 16 se muestran los tipos de fluidos empacadores.

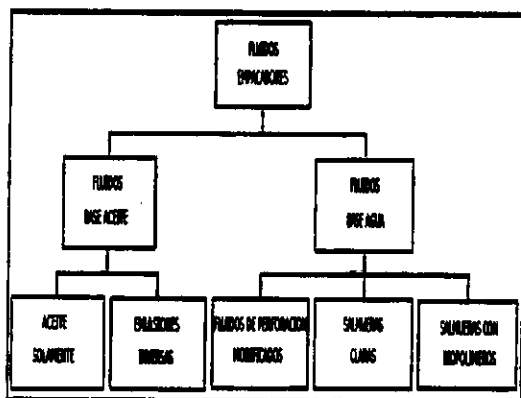


Figura 16.- Tipos de fluidos empacadores.

Consideraciones importantes que se deben tomar en cuenta al utilizar salmueras de formiatos como fluidos empacadores (salmueras de la nueva generación):

1. Medición de la densidad de las salmueras.
2. Seguridad y manejo.
3. Daño a la formación.
4. Compatibilidad con polímeros.

Los siguientes puntos describen los criterios básicos con los que debe cumplir un fluido empacador:

- No debe reducir la permeabilidad natural de la formación.
- Debe prepararse suficiente volumen para realizar las operaciones de terminación o reparación en el pozo.
- Las propiedades deben ser fácilmente ajustadas.
- Debe ser química y térmicamente estable.
- Ser compatible con los materiales de tratamiento para determinar sus propiedades.
- De fácil manejo.

- No debe ser tóxico ni peligroso para el usuario y el medio ambiente.
- Debe proporcionar una relación positiva entre el costo y beneficio.

❖ **DATOS NECESARIOS PARA SELECCIONAR UN FLUIDO EMPACADOR:**

Para la selección adecuada del fluido empacador es necesario conocer;

- La información geológica del pozo incluyendo registros eléctricos, tipo de formación productora y análisis de núcleos de la formación.
- Historia del pozo, incluyendo profundidad, temperatura de fondo, presión de poro, el tipo de fluido de perforación utilizado y/o el fluido al cual haya sido expuesta la formación productora.
- Muestras de los fluidos de producción (aceite y agua), así como también la información de la composición de los fluidos producidos, especialmente gases.
- Evaluación en el laboratorio de la permeabilidad de los núcleos, compatibilidad del fluido de terminación, reparación o empaque con el núcleo de la formación, determinando posibles daños.

Se deben de realizar pruebas piloto de laboratorio para determinar la compatibilidad entre los materiales que forman el fluido, con las formaciones que entrarán en contacto y con los elastómeros del equipo.

Adicionalmente se requiere conocer lo siguiente:

1. DATOS DEL POZO

- Presión de formación.
- Temperatura del fondo del pozo.
- Geometría del pozo.
- Profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
- Diámetros de las tuberías que están dentro del pozo así como herramientas y equipos especiales.
- Tipos de acero de las tuberías que están dentro del pozo y de los equipos superficiales.

2. DATOS DE LA FORMACIÓN

- Tipo de formación.
- Porosidad de la formación.
- Datos de permeabilidad.
- Datos de producción.
- Datos de los fluidos presentes en la formación.

3. TIPO DE OPERACIÓN QUE SE ESTÁ REALIZANDO O QUE SE VA A REALIZAR

- Reparación mayor.
- Reparación menor.
- Mediciones de control de arena.
- Reparación de tuberías de revestimiento.
- Acidificación y/o fracturamiento.
- Reparación o reemplazo del equipo subsuperficial, como son:
mallas, aparejo de producción o empacadores.

4. DATOS DEL FLUIDO

- Fluido con el que se perforó el pozo.
- Tipo de fluido que se encuentra dentro del pozo.
- Densidad del fluido que se encuentra dentro del pozo.
- Propiedades reológicas y de filtración.
- Estabilidad térmica.
- Turbidez.
- Temperatura de cristalización.
- Temperatura de ebullición.
- Velocidad de corrosión.
- Resistividad.

5. COMPOSICIÓN FÍSICA Y QUÍMICA

- pH.
- Alcalinidad.

- Salinidad.
- Dureza total.
- Dureza de calcio.
- Contenido de calcio.
- Contenido de zinc.
- Contenido de cloruros.
- Contenido de bromuros.
- Contenido de sólidos y líquidos.

6. CONSTITUYENTES DEL FLUIDO

- Base del fluido.
- Materiales viscosificantes.
- Materiales densificantes.
- Materiales reductores de filtrado.
- Materiales gelantes.
- Sales utilizadas.

IV. 4 EJEMPLOS DE CAMPO

Las salmueras de formiatos empezaron a usarse al finalizar los 80's en otras partes del mundo como una alternativa de fluidos de alta temperatura y seguros para el medio ambiente. Los fluidos limpios a base de salmueras han sido usados en operaciones de terminación, actualmente se les ha dado uso para fines de perforación en zonas de interés para minimizar el daño a la formación. La literatura nos indica que no hay mucha experiencia en la perforación de pozos con las salmueras a base de Formiatos, sin embargo las experiencias que se han tenido indican el éxito de la utilización de éstos.

IV. 4.1 CASO CHINCHORRO No. 2

Para la prueba de campo se seleccionó el pozo Chinchorro No. 2, ya que la intervención era una reparación menor y el uso de los formiatos es justificable en los pozos en donde se exponga el fluido de control con la zona productora.

A continuación se presentan los datos generales del pozo:

POZO: CHINCHORRO No. 2

TIPO: Desarrollo

LOCALIZACIÓN: Perforado direccionalmente desde la macropera del pozo Chinchorro No. 1 a 500 m, al S 40° W.

POSICIÓN GEOLÓGICA ESTRUCTURAL: En la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano

ESTADO: Tabasco, municipio de Comalcalco

COLUMNA GEOLÓGICA REAL:

FORMACIÓN	mv	md
Paraje Solo	AFLORA	AFLORA
Filosola	312	312
Concepcion Superior	2790	2790
Concepcion Inferior	3100	3100
Encanto	3274	3274
Deposito	3514	3514
Oligoceno	3660	3660
Eoceno Superior	3690	3690
Sal	3717-3996	3717-3996
Paleoceno	4309	4309
Cretacico Superior Mendez	4491	4500
Cretacico Superior San Felipe	4633	4652
Cretacico Superior Agua Nueva	4739	4766
Cretacico Medio	AUSENTE	AUSENTE
Cretacico Inferior	4763	4791
Jurasico Superior Tithoniano	4839	4874
Jurasico Superior Kimmeridgiano	5049	5058
Evaporitas	5176	5235
Profundidad Total	5230	5289

TEMPERATURAS DEL POZO POR REGISTROS GEOFÍSICOS:

PROFUNDIDAD (m)	TEMPERATURA (°C)	TIPO DE REGISTRO	FECHA
870	50	RG/CAL	22/01/96
4049	104	DIL/RG	26/05/96
4815	122	ISF/RG	07/07/96
5070	140	FDC/CNL/RG	16/09/96
5289	142	SDT/RG	31/12/96

PREPARACIÓN DE LA SALMUERA: De las pruebas de laboratorio se seleccionó el diseño de la salmuera de formiato PAYZONE (marca comercial) para intervenir el pozo CHINCHORRO 2. La formulación de la salmuera de formiato PAYZONE fue la siguiente:

ADITIVOS	CONC. kg/m ³	FUNCIÓN
Payzone 750	5.7	Extendedor de temperatura
Tetrabuff 10	5.7	Alcalinizante
Payzone Hps	8.5	Control de filtrado
Tetrabiopol	4.8	Viscosificante
Payzone Pseudopol Ht	4.8	Viscosificante
Payzone 530	14.2	Viscosificante
Payzone 532	14.2	Viscosificante

Con esta formulación se prepararon 3 baches que sumaron un volumen de 180m³, sus propiedades fueron las siguientes:

PROPIEDADES	BACHE 1	BACHE 2	BACHE 3
Densidad g/cm ³	1.21	1.21	1.21
Viscosidad Marsh seg.	74	78	98
Viscosidad Plástica Cp.	28	29	30
Punto De Cedencia lb/100 pie ²	40	39	41
Geles 0/10 lb/100 pie ²	8/11	7/9	8/12
Filtrado De Baja Presión ml.	2.6	2.4	2.1
Enjarre en mm.	0.5	0.5	0.5
pH	9.41	9.62	9.71

El tiempo promedio en la preparación de cada bache fue de 12 horas, debido a que los polímeros son adicionados lentamente y a bajas velocidades de corte. En la Figura 17 se tiene el estado mecánico del pozo Chinchorro No. 2.

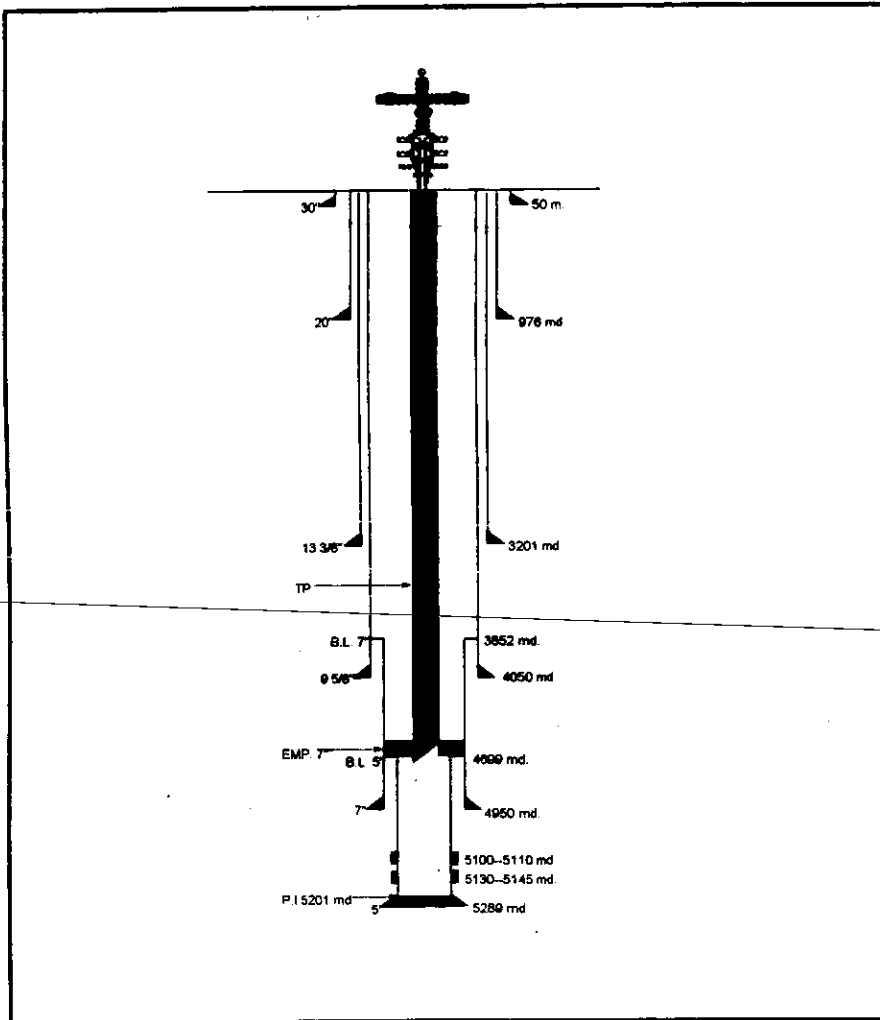


Figura 17.- Estado mecánico del pozo Chinchorro No.2

RESUMEN DE OPERACIONES: Una vez controlado el pozo y recuperado el aparato de producción, el día 21 de junio de 1997 se introdujo una zapata de 5 ¼" a 4691 m. con el objetivo de moler la parte superior de un empacador de 7 pulgadas y posteriormente recuperar los restos del mismo, se desplazó la salmuera de cloruro de calcio de 1.25 g/cm³ por la salmuera de formiato de 1.21 g/cm³, durante el desplazamiento todo fue normal, en seguida se presentan datos de la hidráulica del pozo:

RESULTADOS DE LA HIDRÁULICA DEL POZO	
Datos	24 De Junio De 1997
Gasto En l/min.	472
Presión De Circulación lb/pg ² .	1643
Peso Sobre Barrena Ton.	0--2.5
Capacidad De Acarreo %	87

Se monitoreó el comportamiento de la salmuera de formiato durante la vida útil de la zapata. Se sacó la zapata observando un desgaste del 20%. El día 23 de junio de 1977 se metió otra zapata de 5 ¼" a la profundidad de 4691.5m y operó sobre el pez de línea. Durante la operación de las zapatas se observó que el acarreo de recortes fue efectivo, el tamaño de los recortes varió desde 5 mm hasta 50 mm de largo (en forma de hilos aplanados). Se molió con éxito el empacador SAB III de 7 pulgadas a 4691 MTS., de los antecedentes de la intervención, este pozo produce aceite con alta concentración de asfaltenos y es un aceite muy inestable, esto propicia los depósitos de asfaltenos en la tubería corta de producción, la recuperación de la línea de acero se llevó a cabo con zapatas lavadoras y pescantes desde el día 25 de junio al 2 de agosto de 1997. El objetivo de esta prueba fue el de contar con un fluido libre de sólidos y que tuviera las propiedades de un fluido típico de control como son: reología, tixotropía, control de filtrado y control de corrosión entre las más importantes. Este objetivo fue cumplido cuando se molió el empacador.

ESTA TESIS NO DEBE SALIR DE LA BIBLIOTECA

Debido a la presencia de asfaltenos ya precipitados en el pozo, se corrieron baches de solventes aromáticos y aditivos para la disolución de éstos, la salmuera de formiato fué contaminada con estos baches y aún así conservó sus propiedades con poca adición de químicos.

PUESTA EN MARCHA DEL POZO: El día 12 de agosto de 1997 se dispararon los intervalos 5100-5110m y 5130-5145m en seno de la salmuera de formiato, desde el día 17 al día 26 de agosto se metió la tubería flexible para reconocer la profundidad interior sin éxito ya que se tuvo una resistencia franca a 5059m. El día 2 de septiembre se controló el pozo con salmuera cálcica de 1.21 gr/cm³, se reconoció la profundidad interior a 5201m desalojando rebabas de fierro y asfaltenos. Se metió el aparejo de producción y el día 21 de septiembre se desplazó la salmuera de cloruro de calcio por agua con solventes, observó el pozo por ½ pulgada con 857 lb/pg² de presión, desalojando aceite 100%. A continuación se presentan los datos de la prueba de admisión y la estimulación matricial:

INTERVALOS (m)	OPERACION	ESTRANG. (Pg)	PRESION (Kg/cm ²)	Qo (bpd)
5180-5193; 5145-5165; 5130-5145; 5100-5110	Despues de desplazar el fluido de control (sin estimulaciones).	1/2	57	2,000
5180-5193; 5145-5165; 5130-5145; 5100-5110	Prueba de admission con 30 m ³ de solventes (limpieza).	1/2	80	2,800
5180-5193; 5145-5165; 5130-5145; 5100-5110	Estimulacion matricial con 75 m ³ de ácido y 90 m ³ de solventes aromáticos.	1/2	135	4,000

PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD Y RETORNO A LA PERMEABILIDAD: La compatibilidad de la salmuera de formiato fue realizada con el aceite del pozo Chinchorro No. 2, las pruebas mostraron que no existe precipitación de material asfáltico pero si existen trazas de una especie de emulsión debido a los polímeros, cabe mencionar que también se corrieron pruebas con un fluido base agua bentonítico polimérico, en esta prueba se observó la formación de una emulsión más fuerte debido a los sólidos inertes y a la bentonita. La salmuera de formiato tiene mayor ventaja sobre los fluidos poliméricos porque esta libre de sólidos inertes que dañan a la formación productora. Se corrieron pruebas de retorno a la permeabilidad a la salmuera de formiato siendo el resultado 99%, lo cual es un indicativo que hay un mínimo daño a la formación, el resultado del retorno a la permeabilidad del fluido bentonítico/polimérico fue del 55.6%.

El retorno a la permeabilidad real del pozo; sin limpieza ni estimulación; fue del 75%. Posterior se realizó una prueba de admisión (limpieza) con solventes y fue del 95%, en base a esta prueba se realizó una estimulación matricial y el retorno a la permeabilidad fue del 100%.

MATERIALES UTILIZADOS: Los materiales utilizados para la preparación original de la salmuera de formiato y para el mantenimiento en el pozo se presenta en la siguiente tabla:

MATERIAL	UTILIZADA ORIGINAL (Kg.)	PARA MANTTO. (Kg.)
Payzone 750	1027	408
Tetra Buff 10	1027	340
Payzone Hps	1541	
Tetrabiopol	873	363
Payzone Pseudopoi Ht	873	
Payzone 530	2567	
Payzone 532	2567	

Como observamos las cantidades utilizadas para el mantenimiento del fluido en el pozo fueron mínimas y se debió a una baja programada de las propiedades reológicas, esto es indicativo de la resistencia de los aditivos tanto a la oxidación, degradación bacteriana o a la temperatura.

COSTOS: Los costos de la salmuera de formiato en comparación con los fluidos base agua poliméricos son competitivos y con la ventaja de que la salmuera minimiza el daño a la formación productora.

CONCLUSIONES: De la prueba de campo realizada en el pozo Chinchorro No.2, se concluye lo siguiente:

- El comportamiento de la Reología y Tixotropía durante toda la intervención fue excelente.
- Los filtrados API de baja presión y alta temperatura fueron excelentes ya que fueron bajos.
- Los enjarres formados por los carbonatos de calcio y polimeros son disueltos por ácido clorhídrico.
- El acarreo de recortes fue del 87%, lo suficiente para la remoción de los recortes generados durante la molienda o la remoción de los depósitos de asfaltenos.
- La estabilidad térmica de los polimeros fue excelente a 142°C.
- El retorno a la permeabilidad fue excelente, 99%, lo que significa un mínimo daño a la formación productora.
- Las pruebas de compatibilidad corridas entre el aceite del pozo chinchorro No. 2 y la salmuera de formiato, indican solo trazas de una emulsión polimérica, pero no hay formación de lodo asfáltico.
- El mantenimiento de la salmuera de formiato durante toda la intervención fue mínimo.
- El retorno a la permeabilidad real del pozo; sin limpieza ni estimulación; fue del 75%. Posterior se realizó una prueba de admisión (limpieza) con solventes y fue del 95%, en base a esta prueba se realizó una estimulación matricial y el retorno a la permeabilidad fue de 100%.

- La salmuera de formiato comparada con los fluidos tradicionales a base bentonita/polímero es comparable en todos los aspectos, pero minimiza el daño a la formación productora.
- La salmuera de formiato cumplió con las expectativas de un fluido limpio y libre de sólidos.

IV. 4.2 CASO IXTAL DL-1

El pozo Ixtal DL-1 está ubicado en la Región Marina Noreste de Petróleos Mexicanos, es un pozo exploratorio en donde se decidió utilizar la salmuera de formiato de potasio como fluido empacador, para obtener bajos niveles de corrosión en las tuberías, evitar el atrapamiento de la tubería de producción, tener una estructura de gel suficiente para soportar sólidos, proporcionar una viscosidad baja, mantener estabilidad química y mecánica a las condiciones de temperatura y presión de fondo, y no reaccionar químicamente con los fluidos de la formación. Algunos datos generales del pozo son los siguientes:

Nombre del pozo: Ixtal DL-1.

Tipo: Exploratorio.

Tirante de agua: 73m

Conductor: 1.

Posición geológica estructural: En la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano.

COLUMNA GEOLÓGICA PROGRAMADA DEL POZO:

EDAD	MBMR
RECIENTE PLEISTOCENO	F.MARINO(64)
MIOCENO SUPERIOR	1700
MIOCENO MEDIO	2360
MIOCENO INFERIOR	2750
OLIGOCENO SUPERIOR	3125
EOCENO SUPERIOR	3525
PALEOCENO SUPERIOR	3600
BTPKS	3700
JURÁSICO SUPERIOR THITHONIANO	3950
JURÁSICO SUPERIOR KIMMERIDGIANO	4800
PROFUNDIDAD TOTAL	5000

OBJETIVO: Delimitación y Caracterización del Yacimiento Ixtal, ver figura 18.

ESTADO MECÁNICO PROGRAMADO: Ver figura 19.

COLUMNA GEOLÓGICA PROGRAMADA: Ver figura 19.

PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN: Ver figura 19.

A continuación se dan a conocer los datos reales del pozo:

INICIO DE LA PERFORACIÓN: 13 de MARZO de 1997.

FIN DE LA PERFORACIÓN: 20de JULIO de 1997.

INICIO DE LA TERMINACIÓN: 21 de JULIO de 1997.

FIN DE LA TERMINACIÓN: 30 de OCTUBRE DE 1997.

PROFUNDIDAD TOTAL: 4106 MDBMR.

ESTADO MECÁNICO REAL: Ver figura 20.

COLUMNA GEOLÓGICA REAL: Ver figura 20.

FLUIDOS DE PERFORACIÓN REALES: Ver figura 20.

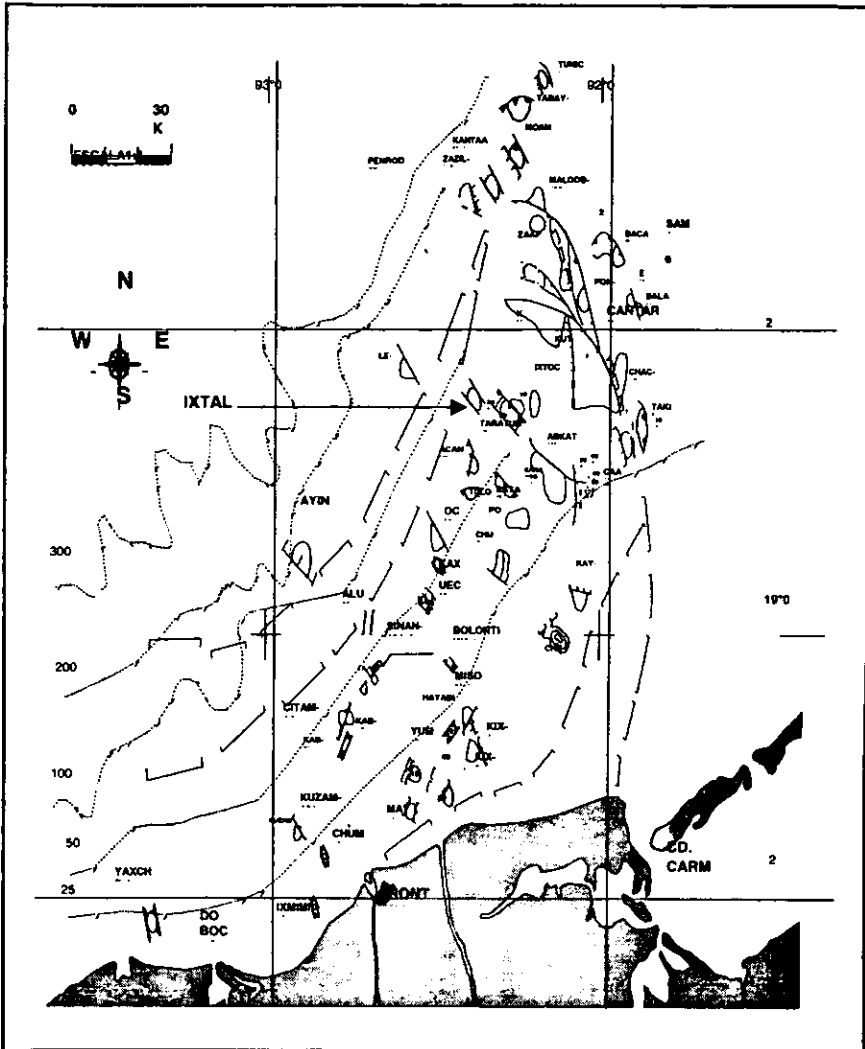


Figura 18.- Ubicación geográfica del campo Ixtal

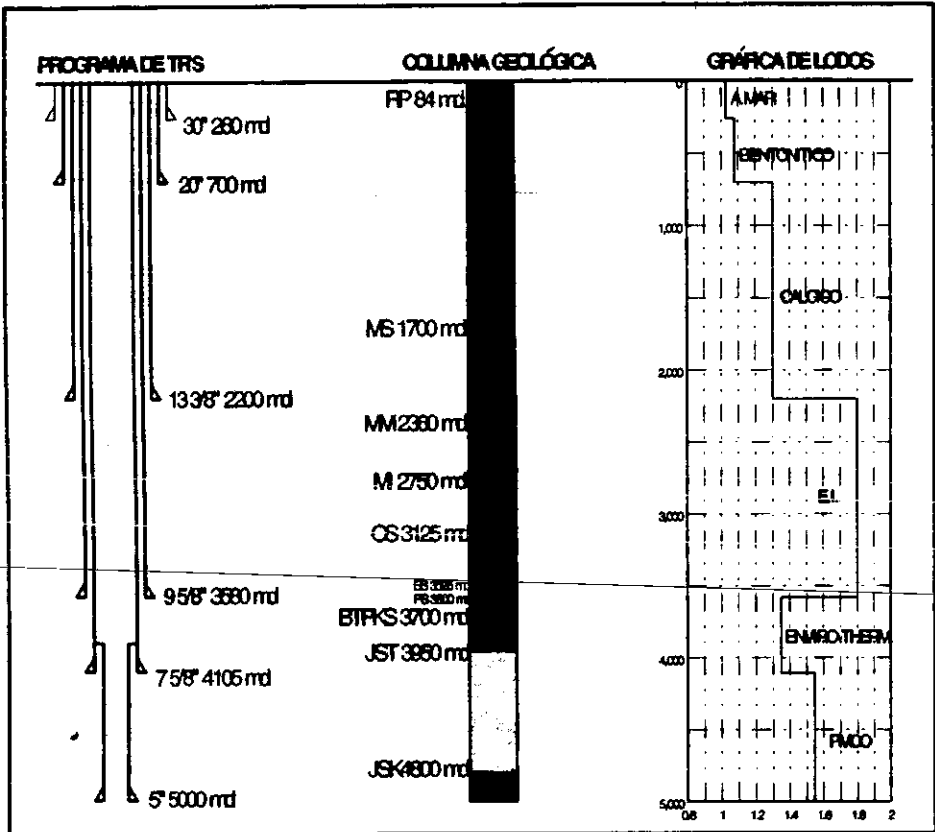


Figura 19.- Estado mecánico, columna geológica y gráfica de lodos programados del pozo Ixtal DL-1.

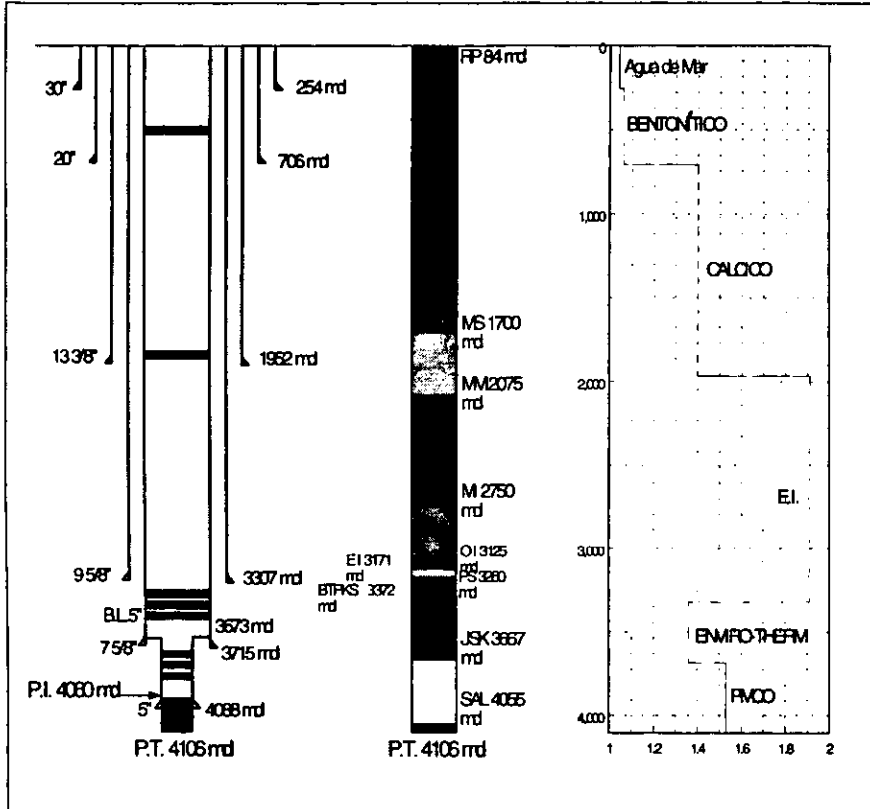


Figura 20.- Estado mecánico, columna geológica y gráfica de lodos reales del pozo Ixtal DL-1.

NOTA: Antes de usar a la salmuera de formiato de potasio como fluido empacador se le realizaron pruebas de laboratorio, reportándose los siguientes resultados;

PRUEBA No. 1

Esta prueba consistió en la determinación de reología y tixotropía de la salmuera, con el objetivo de obtener resultados del análisis de la salmuera en el laboratorio, para su evaluación como fluido empacador en el pozo Ixtal-DL 1, obteniéndose los siguientes resultados:

	TEMPERATURA AMBIENTE	ALTA TEMPERATURA
TEMPERATURA	24°C	116 °C
DENSIDAD	1.39 g/cm ³	1.39 g/cm ³
L 600	20	5
L 300	11	4
L 200	8	3
L 100	5	2
L 6	3	2
L 3	2	1
Va	9.5 cp	2.5
Vp	9 cp	1
Pc	1 Lb/100 pie ²	3 Lb/100 pie ²
GEL(10s / 10m / 30m)	2 / 3 / 2 Lb/100 pie ²	2 / 3 / 2 Lb/100 pie ²
pH	8.96	8.95
SÓLIDOS	56%	56%
AGUA	44%	44%

Durante la prueba se hicieron las siguientes observaciones;

- 1.- Al calentar una muestra de salmuera y determinar sus propiedades de reología, se observa una ligera evaporación de agua a una temperatura de 108 °C. Por limitaciones del equipo de laboratorio solo se alcanzaron 116°C de temperatura, para realizar la prueba de reología a alta temperatura, y solo registró una presión de 1300 lb/pg² en la celda de prueba.
- 2.- La salmuera se encuentra bien en sus propiedades de Reología y Tixotropía.

- 3.- La salmuera tiene una turbidez de 16 NTU y una densidad de 1.40 gr/cm^3 al iniciar .
- 4.- A densidades mayores de 1.50 g/cm^3 se incrementa el grado de toxicidad.

PRUEBA No. 2

Aquí se determinó la acción de la salmuera sobre una sección de un hule de un empacador de 7", a una presión de 1300 lb/pg^2 y una temperatura de 125°C , durante un período de tiempo mínimo de 72 horas. Esta prueba se realizó con el siguiente procedimiento:

- 1.- Se usó una sección de hule del empacador con un peso de 95.36 g.
- 2.- En una celda de prueba se colocaron 350 cm^3 de salmuera y la sección del empacador a una presión de 1300 lb/pg^2
- 3.- Se colocó la celda de prueba en el horno de calentamiento a una temperatura de 125°C durante un período de tiempo de 72 horas.

Durante la prueba no se observó ninguna reacción de la sección de hule al tener contacto con la salmuera, teniéndose los siguientes resultados:

- 1.- Al momento de abrir la celda, manifestó presión, desfogando la misma.
- 2.- Contenía el mismo volumen de salmuera que al inició de la prueba.
- 3.- Se extrajo la sección del empacador, se lavó y secó observándose las mismas características de aspecto, textura, forma, volumen, peso e integridad que antes de la prueba.

Por lo anterior se concluye que no hay reacción de la salmuera de formiato de potasio con la sección del hule del empacador, por lo que éste presenta las mismas características de flexibilidad, textura, aspecto, forma, peso, volumen e integridad que al iniciar la prueba.

PRUEBA No. 3

Esta prueba ayudó para la determinación de metales en la salmuera de formiato de potasio, la prueba arrojó los siguientes resultados:

METALES	CU	Pb	Cr	Zn	Cd
Concentración Máxima Permisible*	Sin Límite	5	5	Sin Límite	1
Concentración en el Formiato de Potasio	0.09	2.10	1.30	0.4	0.13

*De acuerdo con la Norma Oficial Mexicana NOM-053-ECOL/93

Los resultados obtenidos en esta prueba, demuestran que el formiato se encuentra dentro de los límites permisibles.

RESUMEN DE LAS PRUEBAS DE PRODUCCIÓN:

PRIMERA: Se utilizó como fluido empacador la salmuera de formiato de potasio con una densidad de 1.40 g/cm³. Se dispararon 2 intervalos, después de disparar se abrió el pozo al quemador sin manifestar, por lo que se procedió a inducirlo con nitrógeno (N₂), después de inducirlo se abrió nuevamente el pozo al quemador sin manifestar, se estimuló con HCl al 15%. Después de la estimulación se continuó induciéndolo con N₂ y con el pozo abierto al quemador se observó desalojo de ácido gastado con N₂ y baches espaciados de aceite, se suspendió bombeo de N₂ y continuó pozo sin manifestar. Se tomó muestra de fluidos a 3947 md (aceite 50%, agua 49.5%, sedimentos 0.5%, densidad de 1.12 g/cm³, temperatura de 20°C, pH igual a 5 y 200 000 ppm de gas). Se reinició la inducción con N₂, desalojándose al quemador agua, gas y trazas de aceite. Al suspenderse la inducción el pozo desalojo gas y baches de aceite. Se regresaron los fluidos a la formación y se colocó el primer tapón de cemento de 3910 md a 3899 md.

SEGUNDA: Se usó salmuera de formiato de potasio con una densidad de 1.40 g/cm³ de fluido empacador. Se disparó un intervalo (3850 md—3875 md). Después de disparar se observó pozo al quemador sin manifestar. Se procedió a estimular con HCl al 15%, resultando favorable con pozo fluyendo. Se tomó muestra de fluidos (aceite 100%, densidad 0.8496 g/cm³, temperatura 23°C, 50,000 ppm de gas y 58 ppm de H₂S), después se regresaron los fluidos a la formación y se colocó el segundo tapón de cemento de 3843 md a 3833 md.

TERCERA: Se usó como fluido empacador salmuera de formiato de potasio con una densidad de 1.40 g/cm³. Se disparó un intervalo (3773 md—3745 md), después de disparar se observó pozo al quemador desalojando agua y baches de gas. Se efectuó estimulación, después de estimular se abrió el pozo al quemador desalojando agua, gas, trazas de aceite y productos de la estimulación. Después de limpiar el pozo, se observó fluyendo. Con unidad de alta se regresaron los fluidos a la formación y se colocó el tercer tapón de cemento de 3730 md a 3721 md. Después de probar el tapón de cemento, se desplazó la salmuera de formiato de potasio del espacio anular con agua de perforación, quedando la salmuera de formiato en presas.

CUARTA: Se acondicionó la salmuera de formiato de potasio en presas a una densidad de 1.36 g/cm³ y en seguida se bombeó al espacio anular para utilizarla como fluido empacador. Se disparó el intervalo 3565 md—3585 md, después de disparar se observó pozo al quemador sin fluir. Se indujo con N₂, después de inducir se observó pozo al quemador sin manifestar, por lo que se continuó induciendo con N₂, se suspendió la inducción y se observó el pozo al quemador desalojando pequeño flujo de agua con N₂. Se continuó induciéndolo con N₂, después de terminar de inducir se tomó

muestra de fluidos (trazas de aceite, agua 100%, trazas de sedimentos, densidad de 1 g/cm^3 , temperatura de 40°C , pH igual a 7 y 300 ppm de sal), y se observó pozo sin fluir, por lo que se procedió a estimular. Estimuló con HCl al 15%, después de estimular se limpió el pozo, desalojando agua y productos de la estimulación. Se continuó la inducción con N_2 , después de inducir se tomo muestra de fluidos (trazas de aceite, agua 100%, trazas de sedimentos, densidad de 1 g/cm^3 , pH igual a 7, 740,000 ppm de sal y 25,000 ppm de gas), por lo que se regresaron los fluidos a la formación y se colocó el cuarto tapón de cemento de 3555 md a 3538 md.

QUINTA: Manteniendo a la salmuera de formiato de potasio, con densidad de 1.36 g/cm^3 , como fluido empacador se disparó un intervalo (3475 md—3500 md), después de disparar se observó pozo al quemador sin fluir, por lo que se procedió a inducir con N_2 . Después de inducir se observó pozo al quemador sin fluir, se tomo muestra de fluidos (trazas de aceite, agua 100%, trazas de sedimentos, densidad de 1.01 g/cm^3 , pH igual a 10, 10,000 ppm de gas y 16,600 ppm de sal), por lo que se regresaron los fluidos a la formación y se colocó el quinto tapón de cemento de 3460 md a 3452 md.

SEXTA: Continuando con la salmuera de formiato de potasio, con densidad de 1.36 g/cm^3 , como fluido empacador se disparó un intervalo (3395md—3385md), después de disparar se observó pozo al quemador con ligero escurrimiento de agua de perforación. Se indujo el pozo con N_2 , se suspendió la inducción y se observó el pozo al quemador desalojando N_2 , gas y trazas de aceite. Se tomó muestra de fluidos (agua 95%, aceite 5%, trazas de sedimentos, pH igual a 8, 11,900 ppm de sal y 3,000 ppm de gas). Se estimuló el pozo con HCl al 15%, después de estimular se abrió el pozo al quemador desalojando agua de perforación y productos de la

estimulación, se procedió a inducir el pozo con N_2 , después se tomó muestra de fluidos (aceite 72%, agua 28%, trazas de sedimentos, densidad de 0.95 g/cm^3 , 350,000 ppm de gas, temperatura de 40°C , pH igual a 5 y 35,000 ppm de sal). Se regresaron los fluidos a la formación, se desplazó la salmuera de formiato de potasio por lodo polimérico de la misma densidad, se sacó aparejo de producción y se colocó el sexto tapón de cemento de 3400 md a 3130 md, el séptimo tapón de cemento de 1900 md a 1780 md, el octavo tapón de cemento de 500 md a 380 md y se abandonó temporalmente el pozo.

REPORTE FINAL: El jueves 23 de Octubre de 1997 se efectuó la toma de muestra de la salmuera empacante que estuvo operando en el espacio anular del pozo IXTAL-DL 1. La muestra se recolectó de las presas del barco lodero observándose contaminación de la salmuera con aceite del pozo (la muestra se recolectó del nivel medio de la presa). La densidad de la salmuera en las presas del barco (1.32 g/cm^3) era distinta a la que se tenía en el espacio anular (1.36 g/cm^3) porque se había contaminado en las presas de la plataforma con agua dulce después de haberse recuperado del espacio anular.

En la tubería y accesorios recuperados no se observó ningún tipo de efecto corrosivo por la salmuera, se observó limpia y sin daño. Los hules del empacador salieron rotos debido al trabajo de éste, contra la tubería de revestimiento, no manifestaron picaduras ni efecto de daño corrosivo por la salmuera. Con las anteriores observaciones, se puede concluir de manera inicial, que la salmuera probada no causó ningún daño a los diferentes elementos con los que estuvo en contacto durante toda la intervención.

IV. 4.3 CASO SEN-63

OBJETIVO: Perforar con fluidos libres de sólidos, a base de formiatos, la cuarta etapa correspondiente al cretácico superior.

INFORMACIÓN DEL POZO SEN-63: Se localiza en el distrito Comalcalco, Tabasco. Este campo es productor de hidrocarburos en las rocas del Cretácico Superior a +/- 5270-5400 m.v., la densidad programada para perforar esta etapa fue de 1.26 g/cm³ en el fondo con una temperatura de 155°C, la formación esperada es caliza con intercalaciones de lutita, y de acuerdo a los pozos de correlación se esperaban pérdidas parciales y/o totales de circulación durante la perforación de la etapa referida.

SEGURIDAD Y ECOLÓGIA: La salmuera de formiato de potasio es de manejo seguro, ya que al contacto con la piel causa mínimo daño, pero si el personal presenta alguna lesión abierta causara una irritación severa.

OPERACIÓN: Después de cementar y probar la TR de 9 5/8", cuya zapata quedó a 4920 md, se prepararon 40 m³ de bache lavador y se lavó el sistema superficial, líneas de centrifugas, vibradores y presas por dos ocasiones. Se recibieron en presas 200 m³ de salmuera de formiato de potasio con una densidad de 1.32 g/cm³ con la siguiente formulación:

COMPONENTE	CANTIDAD	UNIDADES
Fluido base (Formiato de K con densidad de 1.36 g/cm ³)	0.97	bis.
Viscosificante	1.3-1.5	lb/bl
Aditivo para pérdida de fluido	4-6	lb/bl
Agente puenteante (OSCA SEAL FINE)	20	lb/bl
Agente puenteante (OSCA SEAL MEDIUM)	5	lb/bl

Con unidad de alta presión se bombeo al pozo 60 bls de diésel y los siguientes baches lavadores y espaciador:

- 1 Bache Lavador-35 bls.
Formulación-Diésel y Aceite Mineral.
- 2 Bache Lavador-35 bls.
Formulación-385 gal. de Well Wash 200,
Agua de Perforación y 5 lbs. De Sosa C.
- 3 Bache de Sosa-35 bls.
Formulación-10lb/bl de Sosa C. Y Agua
de Perforación.
- 4 Bache Espaciador Viscoso-35 bls.
Formulación-Formiato de Sodio con den-
sidad de 1.26 g/cm³ y 4 lbs/bl de
Viscosificante.

Se desplazó en seguida el fluido de emulsión inversa con una densidad de 1.97 g/cm³ por la salmuera de formiato de potasio. Se continuó perforando hasta 4945 md., con una densidad en la entrada de 1.32 g/cm³ y a la salida de 1.30 g/cm³, observándose pérdida parcial de 30 m³ de fluido en 5 minutos. Las condiciones reológicas de la salmuera, antes de la pérdida, fueron las siguientes:

CONDICIONES	VALORES
Densidad del fluido	1.32 g/cm ³
Viscosidad	51 seg. Marsh
Temperatura	57°C
Areña	0.7%
Filtrado	3.7 ml.
Calcio	500 ppm
Gel 0/10	11/15
Cloruros	3700 ppm
Ph	10.7
Sólidos	3%
Va	29
Vp	22
Pc	14
Peso sobre barrena	8-10 tons.
Rotaría	140 rpm
Gasto	356 gpm (90 epm)
Amperaje	700-900 (alto)
Peso de la sarta	138 tons.

De acuerdo a registros de pozos de correlación, la densidad calculada para perforar esta zona es de 1.26 g/cm^3 , la compañía Osca de México, S.A., manifestó que la variación de la densidad de la salmuera con respecto a la temperatura para este caso es de 0.06 g/cm^3 de la superficie al fondo, es decir, en superficie tenía 1.32 g/cm^3 y en el fondo a $57 \text{ }^\circ\text{C}$ y 1.26 g/cm^3 .

Se colocó un bache obturador de carbonato de calcio, persistiendo la pérdida parcial de salmuera, por lo que se determinó suspender la prueba de la salmuera y sustituirla por fluido polimérico con una densidad de 1.28 g/cm^3 , resistente a la temperatura (ENVIROTHERM, lodo polimérico). Se desalojó la salmuera de formiato de potasio de las presas (160 m^3), se lavó el sistema superficial de circulación y se recibieron 260 m^3 de fluido polimérico, desplazándose la salmuera por el fluido polimérico.

CONCLUSIONES

- No se cumplió con el objetivo de la prueba, debido a la pérdida prematura del fluido por las características de la formación.
- No se contó con anticipación con los factores de expansión (dato requerido para calcular la variación de la densidad con respecto a la temperatura del pozo) de la salmuera de formiato de potasio para diferentes densidades.
- La asignación del pozo SEN-63 para efectuar esta prueba no fue adecuada, debido al conocimiento de que se encontrarían pérdidas parciales y/o totales.

RECOMENDACIONES

- Antes de planear cualquier prueba con este tipo de fluido se requiere contar con toda la información necesaria, actualizada y no proponer perforar formaciones que presenten posibilidad de pérdida.
- Mantener en todo momento un circuito hidráulico cerrado para proteger el entorno ecológico.

- Se recomienda el empleo del equipo de seguridad adecuado para el manejo de las salmueras de formiatos, especialmente protector de ojos y mascarilla de seguridad respiratoria.

IV. 4.4 CASO AGUA FRÍA 865

POZO: AGUA FRÍA 865, inició la perforación el 15 de noviembre de 1997.

TIPO: Desarrollo Terrestre.

LOCALIZACIÓN: Se encuentra en la plataforma Agua 841, a 25 minutos de la ciudad de Poza Rica, Veracruz, sobre la carretera México-Tuxpan.

OBJETIVO: Explotar los hidrocarburos contenidos en los cuerpos de arena de la formación Chicontepec.

COLUMNA GEOLOGICA REAL: Ver figura 21

ESTADO MECÁNICO REAL: Ver figura 22

Campos con problemas de estabilidad de agujero en la perforación de pozos son comunes en la Región Norte. Un ejemplo de ellos son los comprendidos en el Paleocanal Chicontepec (figura 23).

En el Campo Agua Fría, la problemática de la inestabilidad del agujero se refleja claramente en el avance de la perforación, como se observa en la gráfica del pozo Agua Fría 867 (figura 24) perteneciente al campo del mismo nombre y localizado a 800 metros del pozo Agua Fría 865.

Debido a lo anterior, se han modificado los asentamientos de tuberías de revestimiento y se decidió probar la efectividad de fluidos limpios a base de formiatos para solucionar estos problemas de inestabilidad.

La mineralogía y la temperatura del pozo son los parámetros principales que influyen en la selección del tipo de salmuera de formiato a emplear; por lo que para este proyecto, se efectuaron determinaciones mineralógicas en fragmentos de núcleos cortados en los pozos Antares 1 y Agua Fría 867, pozos vecinos al pozo Agua Fría 865.

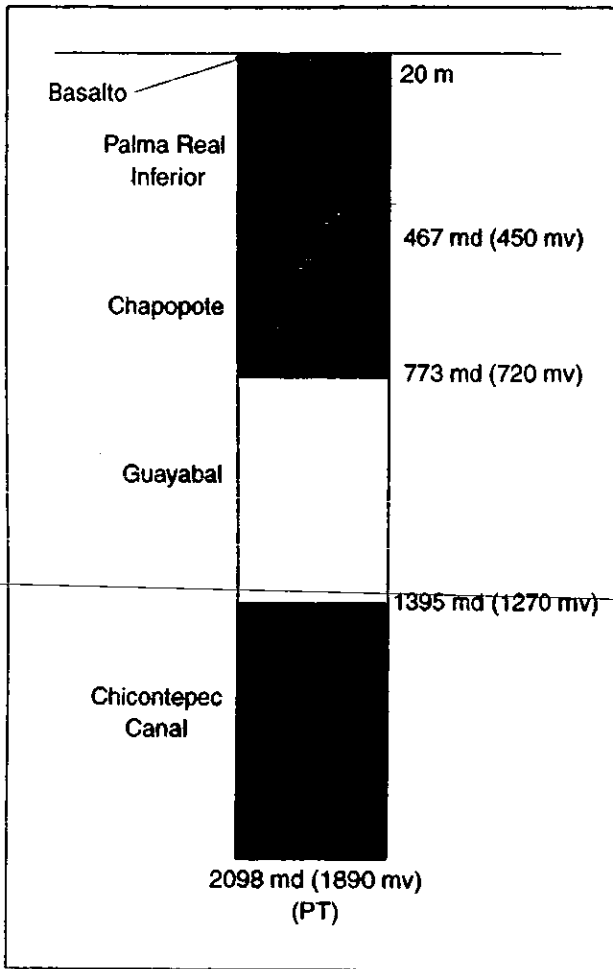


Figura 21.- Columna geológica real del pozo Agua Fria 865.

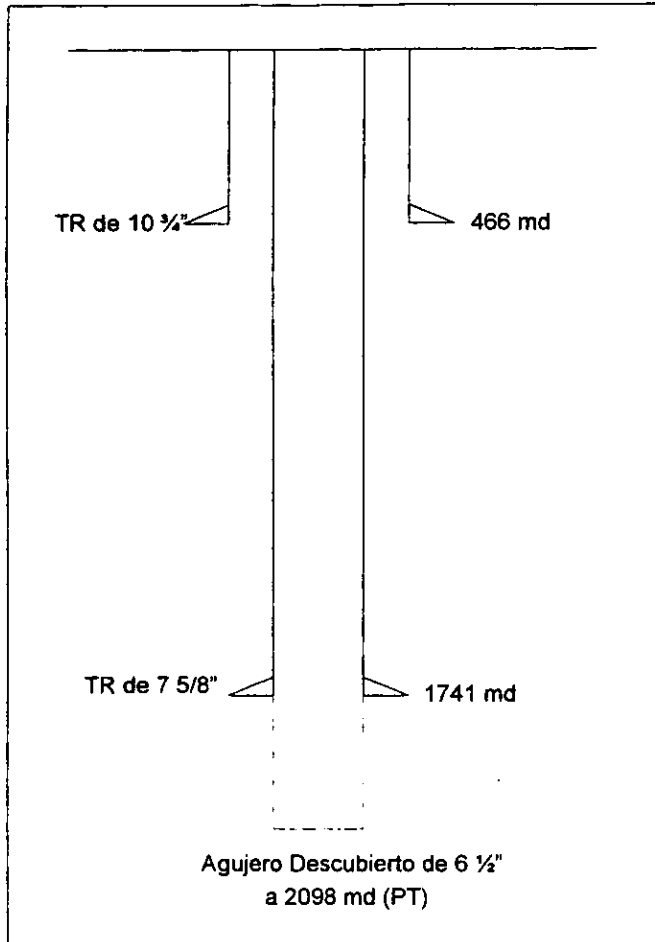


Figura 22.- Estado mecánico del pozo Agua Fría 865.

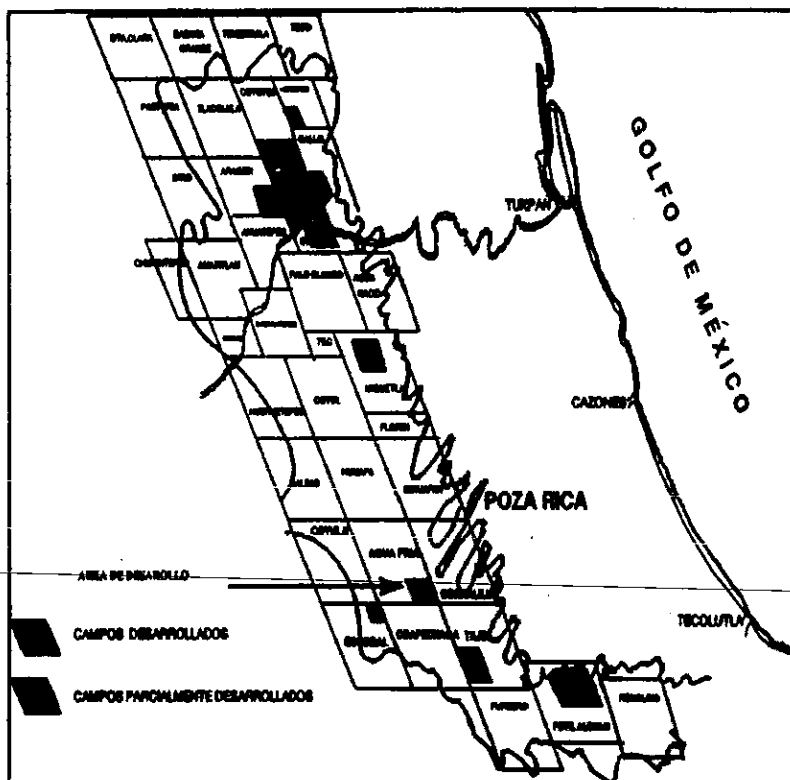


Figura 23.- Localización del Paleocanal de Chicontepec

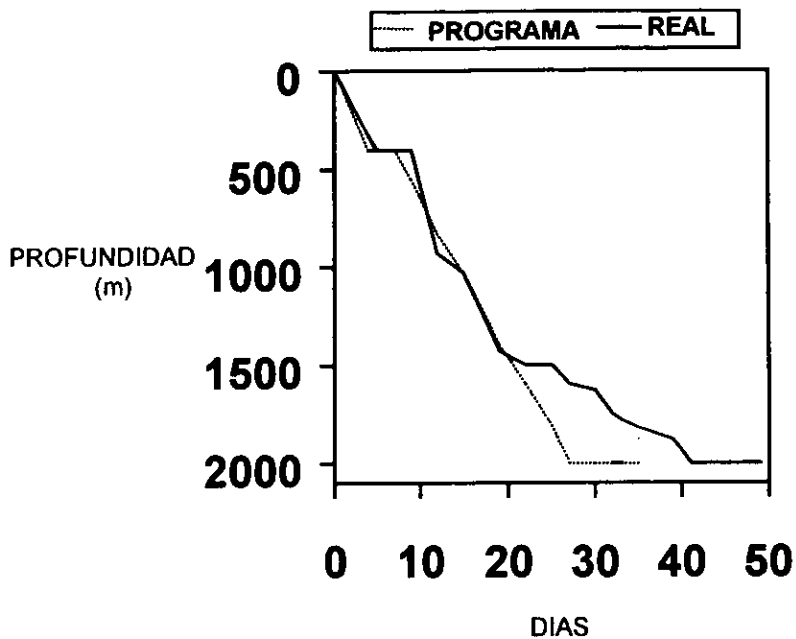


Figura 24.- Gráfica de avance del pozo Agua Fría 867.

NOTA: Antes de usar la salmuera de formiato de sodio como fluido de perforación se le realizarón pruebas de laboratorio, reportándose los siguientes resultados:

• PRUEBA No. 1

Para la realización de la prueba, se prepararon diferentes muestras de salmuera de formiato de sodio (sistema PAY-ZONE), de diferente densidad y las mismas concentraciones de aditivos, como se muestra a continuación:

COMPUESTO	MUESTRAS		
	I	II	III
SALMUERA DE FORMIATO DE SODIO	1.20 g/cm ³	1.23 g/cm ³	1.28 g/cm ³
PAY-ZONE HPS (CONTROL DE FILTRADO, VISCOSIFICANTE)	4.5 ppb	4.5 ppb	4.5 ppb
PAY-ZONE 750 (ALCALINIZANTE, CONTROL DE CORROSION)	1.0 ppb	1.0 ppb	1.0 ppb
TETRA-BUFF 10 (CONTROL DE ALCALINIDAD)	1.0 ppb	1.0 ppb	1.0 ppb
BIO POL L (CONTROL DE REOLOGIA)	0.3 gpb	0.3 gpb	0.3 gpb
PAY-ZONE CARB-ULTRA (CaCO ₃)	16.0 gpb	16.0 gpb	16.0 gpb
PAY-ZONE CARB-PRIME (CaCO ₃)	16.0 gpb	16.0 gpb	16.0 gpb

Estas muestras fueron roladas en condiciones dinámicas durante 12 horas a 65.6 °C, obteniéndose reología, antes y después del rolado, los resultados fueron los siguientes:

PARÁMETRO	MUESTRAS		
	I	II	III
DENSIDAD BASE	1.20 g/cm ³	1.23 g/cm ³	1.28 g/cm ³
PV (cp)	21/18	25/22	32/31
YP (LB/100 PIE ²)	33/42	29/34	34/42
GEL A 10"	14/17	13/14	14/18
GEL A 10'	17/20	15/17	17/21

PÉRDIDA DE FILTRADO DESPUÉS DEL ROLADO

API (ml/30')	2.5	3.75	3.3
APAT (175 °F, 500 PSI)			
1'	1.4	3	4.6
7.5'	5	5.6	6
30'	8.8	12.2	12.2
pH	10.5	10.5	10.5

Como se observa en los resultados anteriores, la reología del fluido no varía significativamente, ya que el fluido base (salmuera de formiato de sodio) le da principalmente la densidad al sistema.

Como cualquier salmuera, la densidad de los fluidos a base de formiatos es afectada por la temperatura.

• **PRUEBA No. 2**

Prueba de compatibilidad Roca-Salmuera de Formiato de Sodio: La prueba se realizó entre roca de formación (Núcleo del Pozo Antares 1) y la salmuera de 1.31 g/cm³, de acuerdo al siguiente procedimiento;

- 1.- Se tomaron dos fracciones de núcleo, se pesaron y se colocaron en dos vasos de precipitado con la salmuera.
- 2.- Se colocaron los vasos en un horno, uno a condiciones estáticas y otro en movimiento, a una temperatura de 79 °C durante 24 horas.

- 3.- Se sacaron los recipientes y se vertió su contenido sobre una malla para ver si se obtenía alguna emulsión o fragmentos sólidos, lo cual no sucedió.
- 4.- Las muestras se introdujeron nuevamente al horno para un proceso de secado durante 3 horas a 79 °C.
- 5.- Se sacaron del horno y se pesaron, obteniéndose los siguientes resultados:

PESO DE LAS MUESTRAS (g)

CONDICIONES	ESTÁTICAS	DINÁMICAS
Antes de meter al horno	90.35	75.8
Después de 24 horas a 79 °C	93.90	78.0
Después de 3 horas de secado a 79 °C	92.3	76.8

Ambas muestras no presentaron hinchazón ni dispersión en su estructura, por lo que el aumento ligero en peso, es quizá, debido a la humedad que absorbió la roca, pues el núcleo era de un pozo viejo y ya estaba muy deshidratado.

• PRUEBA No. 3

Prueba de compatibilidad Roca-Salmuera de Formiato de Sodio: La prueba se realizó entre roca de formación en contacto con agua natural y fluido base de 1.22 y 1.28 g/cm³ (salmuera de formiato de sodio) durante un periodo de 6 horas, obteniéndose los siguientes resultados:

MUESTRA	MEZCLA	OBSERVACIONES	MUESTRA RETENIDA EN MALLA 100
A	ACEITE 100%	SIN CAMBIO	NO HUBO
B	ACEITE-SALMUERA 1.28 g/cm ³	NO HUBO SEPARACION ENTRE FLUIDO	28.4 g DE LIGERA EMULSION
C	ACEITE-SALMUERA 1.31 g/cm ³	LAS FASES SE SEPARARON TOTALMENTE	46.2 g DE LIGERA EMULSIÓN

Como se observa de los resultados de las pruebas de laboratorio, la salmuera de formiato de sodio ofrece buenas propiedades reológicas para la perforación de pozos y no le afecta significativamente la temperatura. Con respecto a su compatibilidad con la roca y los fluidos de formación se observa, que solo existe cierta interacción entre fluidos (Emulsión de baja consistencia) a considerar durante la estimulación de los pozos.

PRUEBA DE CAMPO: La prueba se llevó a cabo durante la perforación de la zona productora, la cual se encuentra en una formación compuesta de cuerpos areno-arcillosos intercalados con capas de lutitas. El pozo Agua Fría 865 se inició a perforar el 15 de Noviembre de 1997.

- **PREPARACIÓN DEL SISTEMA**

Se prepararon cuatro baches de fluido Pay-Zone con la formulación indicada anteriormente, las propiedades iniciales de los cuatro baches preparados se muestran a continuación:

PROPIEDADES	BACHES			
	1	2	3	4
Volumen (bls)	266	258	260	240
Densidad (g/cm ³)	1.21	1.21	1.21	1.21
Viscosidad Marsh (seg)	44	47	41	47
VP (cps)	11	13	12	12
PC (lb/100 pie ²)	17	16	14	20
Gel 10"	7	7	7	8
Gel 10'	8	8	8	9
Filt. API (cm ³ /30')	5.8	7	6	6
Filt APAT @ 71 °C, 35 Kg/cm ² (cm ³ /30')	22	24	28	26
pH	11	10.5	11.5	11
Cloruros (mg/lit)	600	700	900	700
Dureza Total (mg/lit)	280	220	240	260
Sólidos (%vol.)	3	2	1.5	3

• SECUENCIA OPERATIVA

DÍA	DENSIDAD DEL LODO (gr/cm ³)	OPERACIÓN
07/12/97	1.21	Se inició la prueba de la salmuera de formiato de sodio al desplazar con ésta el cemento para cementar la tubería de revestimiento de 7 5/8" a 1741 m, esperó fraguado e instaló conexiones superficiales de control.
08/12/97	1.21	Terminó de instalar y probar conexiones superficiales de control.
09/12/97	1.21	Rebajó cemento de 1711 m a 1741 m y perforó a 1760 m.
10/12/97	1.21	Perforó a 1816 m.
11/12/97	1.17	Perforó a 1868 m, observándose pérdida parcial de circulación, acondicionó lodo de 1.21 a 1.17 g/cm ³ , cambió tubería de perforación de 4 1/2" a 3 1/2".
12/12/97	1.17	Metió libre a fondo, perforó a 1916.
13/12/97	1.17	Perforó a 2063 m.
14/12/97	1.19	Perforó a 2098 m, eliminó barrena y efectuó registros eléctricos.
15/12/97	1.19	Terminó de tomar registros geofísicos sin problemas de agujero y escarfo tubería de revestimiento de 7 5/8".
16/12/97	1.19	Metió empacador y aparejo de prueba a 1700 m.
17/12/97	1.19	Cambió preventores por árbol de válvulas, ancló empacador y probó conjunto con tubería flexible, indujo pozo y observó desalojando N ₂ y lodo.
18/12/97	1.19	Con tubería flexible indujo pozo y observó desalojando N ₂ y lodo.
19/12/97	1.17	Con tubería flexible controló pozo y recuperó aparejo de prueba, observó pérdida de espejo de lodo.
20/12/97	1.17	Efectuó viaje de reconocimiento a fondo y repasó de 1870 m a 1900 m.
21/12/97	1.17	Metió liner de 5" a 2098 m
22/12/97	1.17	Cementó liner de 5" y esperó fraguado.

- **EQUIPO SUPERFICIAL DE CONTROL DE SÓLIDOS UTILIZADO**
 - 2 Temblorinas normales con malla 60.
 - 2 Temblorinas de alto impacto con mallas 140, 140 y 175 en cascada.
 - 1 Desarenador de conos con mallas 210.
- **COMPORTAMIENTO DEL FLUIDO**

El comportamiento del fluido durante la prueba de campo se muestra gráficamente en las Figuras 25, 26 y 27, en las cuales se observa una variación en el comportamiento del fluido al inicio de la operación, esto es debido a que se tuvo que agregar mayor cantidad de CaCO_3 como material obturante, después de que se presentó la pérdida parcial de circulación, aunado a una disminución de la densidad del fluido.
- **VELOCIDAD DE PENETRACIÓN**

El comportamiento de las barrenas de los pozos Agua Fría 865 y 867 se comparan en la figura 28 , donde se observa la gran mejoría en ritmos de penetración en todo el pozo y principalmente en la etapa de la prueba. Para concluir, se muestra la geometría del pozo en la etapa perforada (figura 29) en conjunto con un gráfico del ritmo de penetración donde los cinco primeros picos representan correcciones en la desviación del pozo y su efecto erosivo se refleja en dicha geometría.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Después de identificar zonas con problemas de inestabilidad, se requiere efectuar estudios mineralógicos de núcleos de pozos, para determinar el tipo de arcillas y en conjunto con las condiciones del agujero, seleccionar el tipo de formiato a emplear.
- Antes de llevar a cabo la aplicación de un fluido de perforación, se deben realizar pruebas del comportamiento reológico y de compatibilidad con los fluidos y roca de la formación a perforar.
- El comportamiento de la reología y tixotropía de la salmuera de formiato en esta prueba fue aceptable, así como el comportamiento del filtrado.

- El enjarre formado por el fluido, es disuelto por ácido clorhídrico, ya que se constituye principalmente por carbonato de calcio y polímero.
- Durante la perforación se observó buena capacidad de acarreo de recortes.
- Las pruebas de compatibilidad fueron aceptables, excepto por la formación de una emulsión inconsistente entre fluidos, la cual se debe considerar en la limpieza del pozo durante la terminación del mismo.

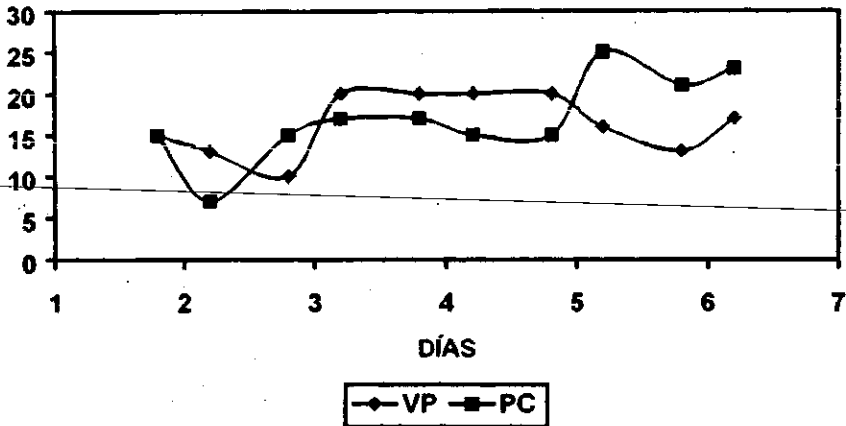


Figura 25.- Comportamiento de la reología.

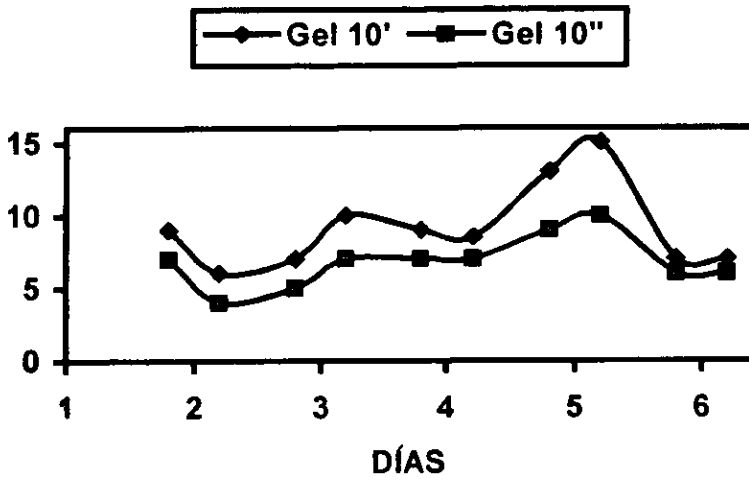


Figura 26.- Comportamiento de la tixotropía.

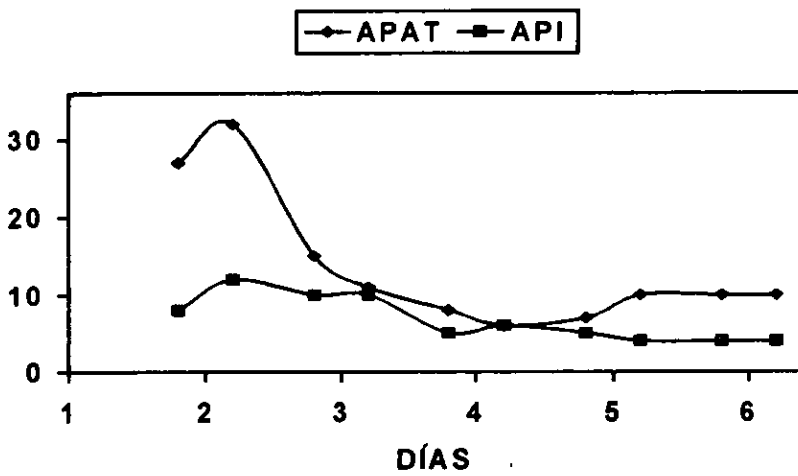


Figura 27.- Comportamiento del filtrado.

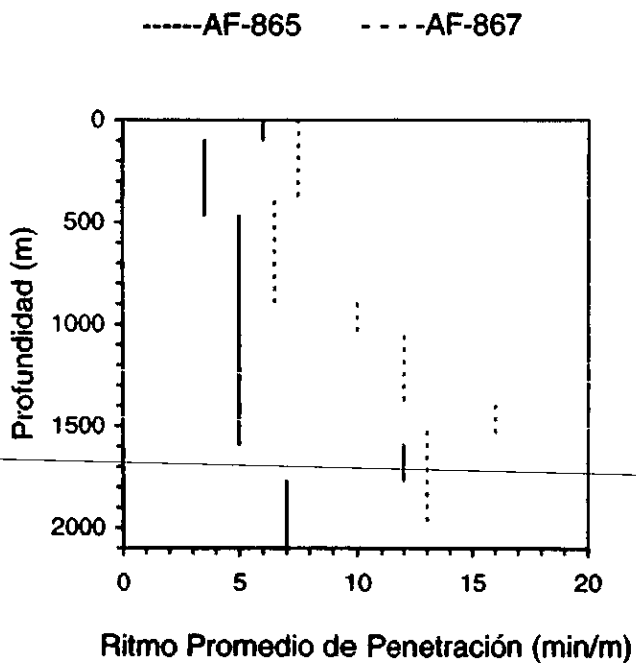


Figura 28.- Comportamiento de barrenas en AF-865 y AF-867

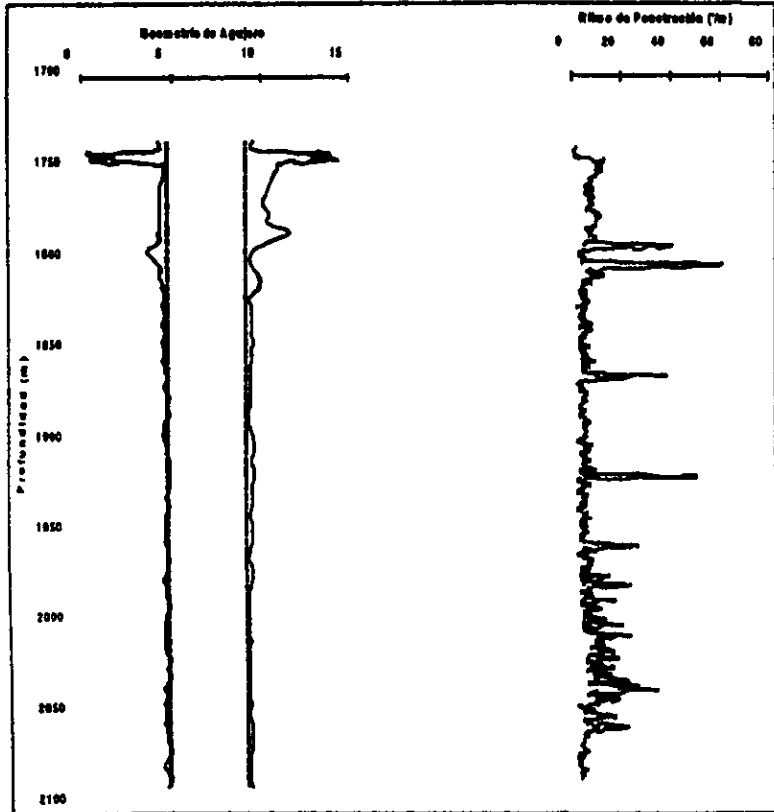


Figura 29.- Velocidad de penetración y calibre del pozo Agua Fría 865.

V ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico en cualquier proyecto ha realizarse es parte fundamental del mismo, porque este nos indicara si el proyecto es rentable o no. Además de cubrirse los requerimientos técnicos y operativos, el aspecto económico es sumamente importante, pues es el factor final que va a justificar la realización del proyecto.

En las tablas 15 y 16 se muestran los costos de las salmueras de formiatos, para la perforación y para la terminación de los pozos respectivamente.

La tabla 17 muestra los costos de fluidos convencionales de perforación, utilizados recientemente en PEMEX (División Marina).

	FORMIATOS				
	Na	Na	Na/K	Na/K	K
Densidad (g/cm ³)	1.03-1.2	1.21-1.3	1.31-1.4	1.41-1.5	1.51-1.6
Precio Unitario por cada 1 m ³ (dólares)	350.59	634.57	705.62	875.34	1,138.72
Cargo Base por Servicio de Fluido y Mantenimiento por cada 200 m ³ (dólares)	70,118.12	126,913.79	141,124.00	175,068.00	227,744.00
Cargo por Incremento o Decremento de Densidad Mayor a 0.06 gr/cm ³ por cada 1 m ³ (dólares)	115.00	155.00	295.00	350.00	450.00
Cargo por Volumen Perdido por cada 1 m ³ (dólares)	350.59	634.57	1,061.00	1,437.00	1,995.00

TABLA 15.- Costo de una salmuera de formiatos de perforación, puesta en plataforma.

	FORMIATOS				
	Na	Na	Na/K	Na/K	K
Densidad (g/cm ³)	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6
Precio Unitario Por cada 1 m ³ (dólares)	257.10	435.90	823.89	1,110.20	1,636.09
Cargo Base por Servicio de Fluido y Mantenimiento por cada 100 m ³ (dólares)	25,709.98	43,590.10	82,388.79	111,020.35	163,608.94
Cargo por incremento o Decremento					
de Densidad Mayor a 0.06 gr/cm ³ por cada 1 m ³ (dólares)	115.00	155.00	295.00	350.00	450.00
Cargo por Volumen Perdido por cada 1 m ³ (dólares)	333.00	604.00	1,234.00	1,672.00	2,321.00

TABLA 16.- Costo de una salmuera de formiatos de terminación,
puesta en plataforma.

	FLUIDOS DE CONTROL		
	B.D. Polimérico	Termadrill	Envirothem
Densidad (g/cm ³)	0.9-1.0	1.5-1.8	1.5-1.7
Precio Unitario por metro perforado (dólares)	316.43		449.50
Cargo Base por Servicio de Fluido y Mantenimiento por Etapa (dólares)		57,560.65	
Cargo por Volumen Perdido por cada 1 m ³ (dólares)	333.00	No hay cargo	316.91

TABLA 17.- Costo de fluidos de control convencionales de perforación, puestos en plataforma.

Por medio de gráficas se analizan los datos de las tablas anteriores, dichas gráficas se muestran en las figuras 30, 31, 32, 33 y 34.

Del análisis gráfico anterior, se observan algunos puntos importantes:

- En las figuras 30 y 31, existe una diferencia aproximada de un 25% entre el costo de la salmuera para terminación y la salmuera para perforar (Drill-in Fluid). La diferencia en costo, se debe al mantenimiento que requiere la salmuera para perforar (reología, control de pérdida de fluido, densidad, etc.) y a los materiales que se deben de adicionar para cumplir con los requerimientos exigidos en la perforación, a diferencia de las salmueras para terminación que solo requieren del mantenimiento de densidad y el grado de turbidez.
- De las figuras 30 y 32, el costo de la salmuera de formiatos para perforar crece de manera lineal conforme se incrementa la densidad a diferencia de las salmueras para perforar (Drill-in Fluids) para el rango de densidad de 1.38 a 1.62 g/cm³ donde no existe mucha diferencia en su costo.
- La figura 33 muestra otra forma de contratar el servicio de fluidos convencionales, denominado, costo del servicio por metro perforado y por m³ perdido. Debido a la novedad en la aplicación de las salmueras de formiatos en la perforación aún no existen contratos semejantes al anterior para poder efectuar un análisis económico directo entre los dos tipos de fluidos.
- La figura 34, presenta los costos por un servicio de 200 m³ de fluido con densidad de 1.60 g/cm³, tanto de fluidos convencionales como de salmueras para perforar (Drill-in Fluids) y de salmueras de formiatos. De lo anterior, el costo de un fluido convencional representa un 48% del costo de una salmuera para perforar (Drill-in Fluids) y un 25% de la salmuera de formiato para perforar, además, hay que notar que el fluido convencional en este contrato no presentó cargo por m³ perdido a diferencia de los dos tipos de fluidos libres de sólidos.

Después del análisis anterior, se podría concluir que económicamente no es rentable utilizar los fluidos libres de sólidos, pero si valoramos los costos generados por el uso de fluido de perforación convencional en la reducción de productividad del pozo, operaciones posteriores y el tiempo de operación requerida para su posible restauración, (tales como estimulaciones, inducciones, redisparos, etc.) hacen atractivo el uso de estos sistemas, además, con las salmueras de formiatos existe mayor posibilidad de trabajar dentro de los parámetros ecológicos, requeridos por las autoridades.

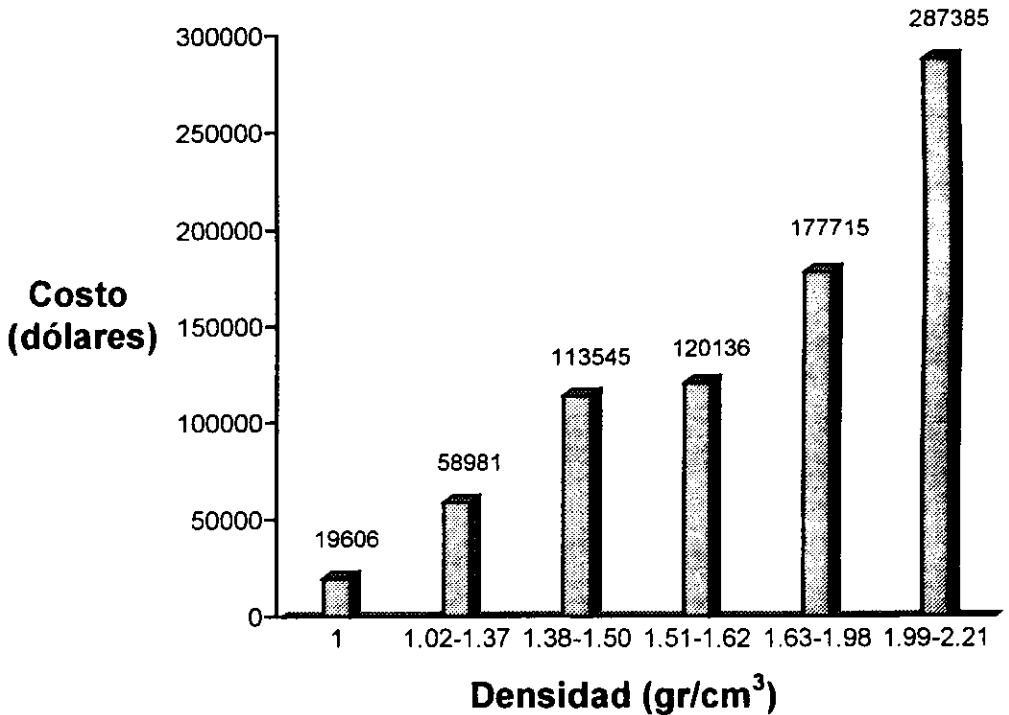


Figura 30.- Costo de la salmuera de perforación (Drill-In Fluid) en base a su densidad, puesta en plataforma.

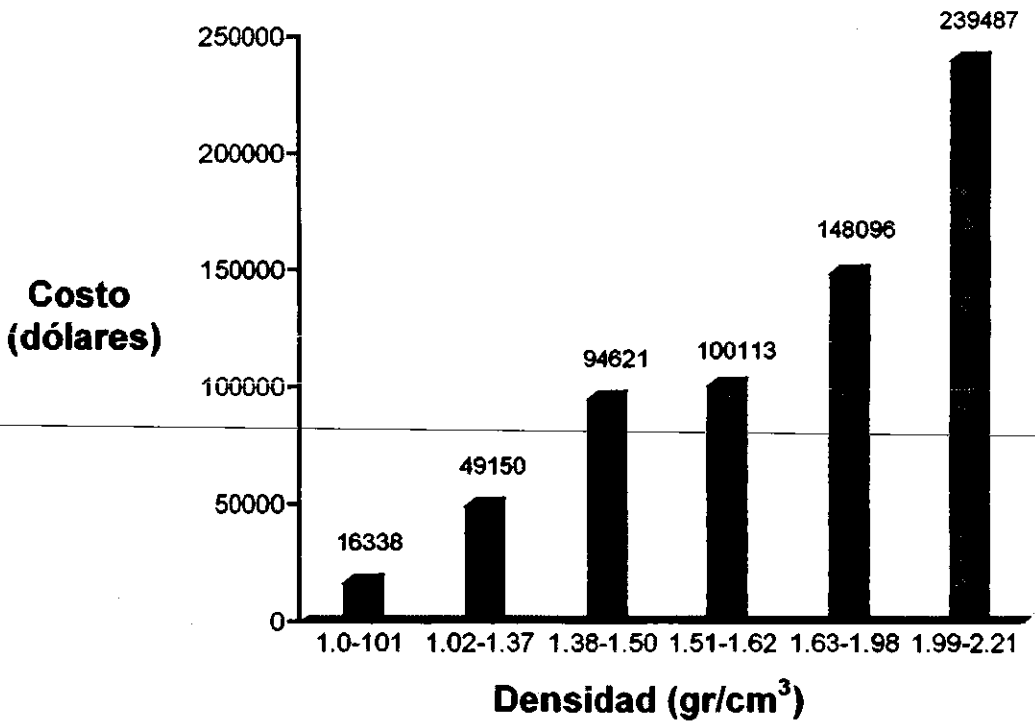


Figura 31.- Costo de la salmuera de terminación, en base a su densidad, puesta en plataforma.

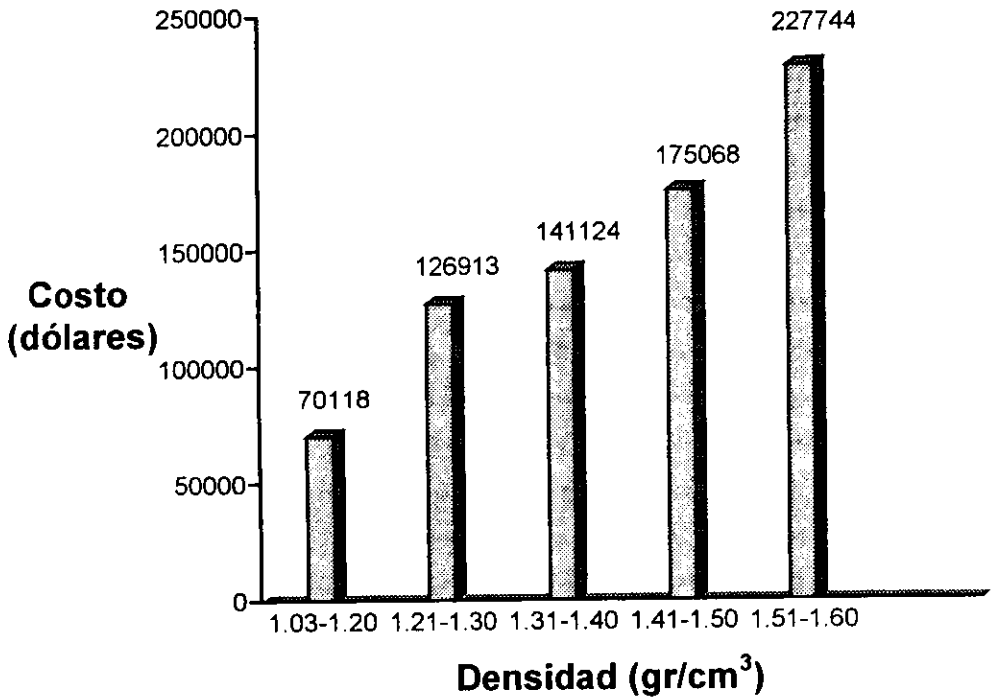


Figura 32.- Costo de la salmuera de formiato para perforación, en base a su densidad, puesta en plataforma.

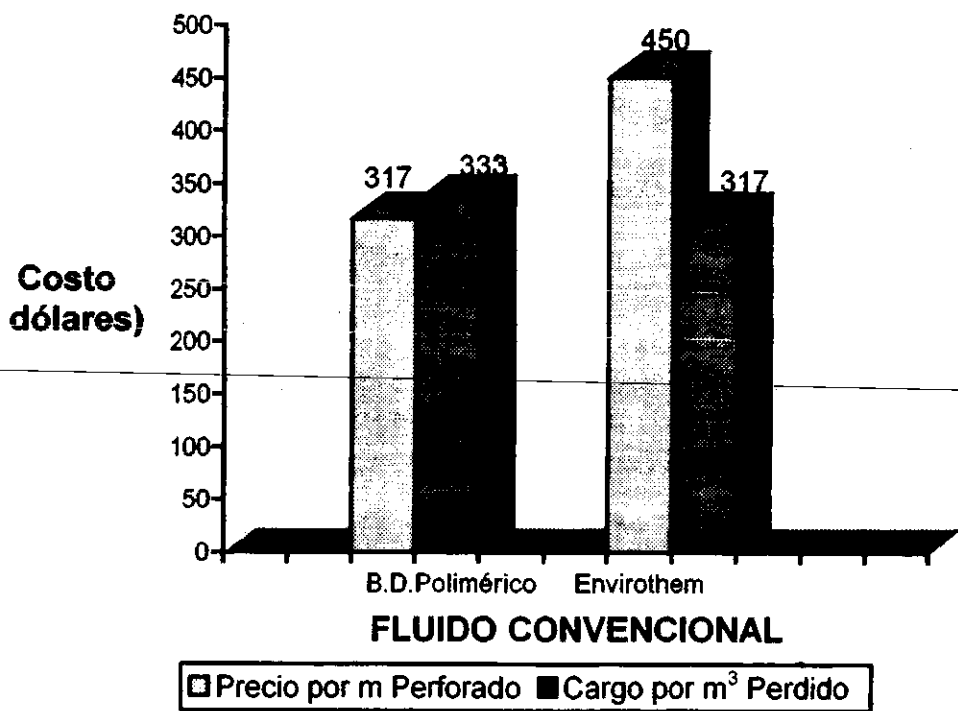


Figura 33.- Costo por m perforado y por m³ perdido, de los principales fluidos convencionales, utilizados en la Industria Petrolera Mexicana en la División Marina.

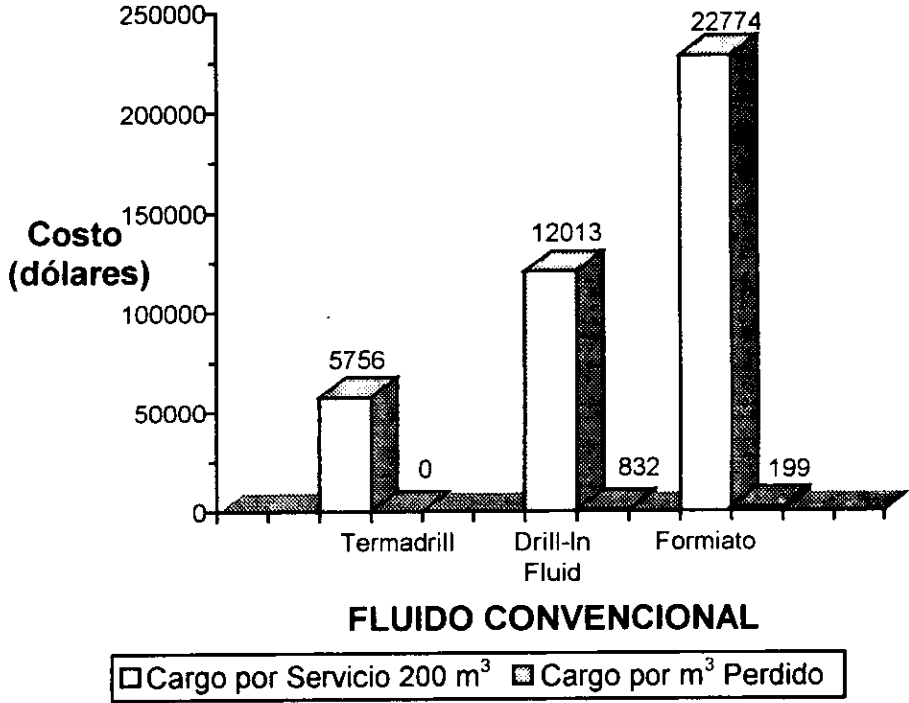


Figura 34.- Comparación de costos por servicio y por m³ perdido entre las salmueras de formiatos y un par de fluidos convencionales, con densidad de 1.6 g/cm³.

En Enero de 1999 la Unidad Operativa Noreste de la Región Marina de PEMEX Exploración y Producción realizó la prueba económica del uso de los formiatos en una reparación mayor del pozo Ixtoc-18 de la plataforma Ixtoc-"A". La reparación mayor consistió en redisparar el intervalo productor de 3575-3590 md.

En esta prueba se utilizó como fluido de terminación, primero la salmuera de formiato de sodio y después un fluido convencional para fines comparativos.

- Usando la salmuera de formiato de sodio:

Datos:

$$\text{Volumen} = 73 \text{ m}^3$$

$$P_{\text{fondo}} = 345 \text{ kg/cm}^2$$

$$\text{Diámetro}_{\text{externo TR}} = 7''$$

$$\text{Diámetro}_{\text{interno TR}} = 6.25''$$

$$\text{Prof. Interna} = 3650 \text{ md}$$

$$\text{Densidad}_{\text{formiato}} = 1.01 \text{ g/cm}^3$$

De la tabla 16 el costo de la salmuera de formiato de sodio es de 257.10 dólares por m^3 , como se utilizaron 73 m^3 de formiato su costo total fue de 18,768.30 dólares.

El gasto de producción que se obtuvo después de la intervención fue de 6,500 bpd.

- Usando el fluido convencional:

Datos:

$$\text{Volumen} = 73 \text{ m}^3$$

$$P_{\text{fondo}} = 345 \text{ kg/cm}^2$$

$$\text{Diámetro}_{\text{externo TR}} = 7''$$

$$\text{Diámetro}_{\text{interno TR}} = 6.25''$$

$$\text{Prof. Interna} = 3650 \text{ md}$$

$$\text{Densidad}_{\text{fluido}} = 1.01 \text{ g/cm}^3$$

De la figura 31 el costo de 100 m³ de salmuera de terminación (fluido convencional) es de 16338 dólares, por lo que el costo de 73 m³ es de 11,926.74 dólares.

El gasto de producción que se obtuvo después de usar el fluido convencional fue de 5,100 bpd, lo que nos indica daño a la formación productora; por lo que se decidió estimular el intervalo productor en cuestión. El costo de la estimulación fue de 20,726 dólares y el gasto obtenido después de la estimulación fue de 6,000 bpd.

De la prueba anterior se obtuvieron los siguientes resultados:

- El costo del fluido de control convencional (salmuera) es menor que el del formiato de sodio.
- El fluido de control convencional provocó daño a la formación productora.
- Por el daño ocasionado a la formación productora se efectuó una estimulación a dicha formación, lo que generó un costo extra.
- El gasto obtenido al usar la salmuera de formiato de sodio es mayor que el conseguido después de la estimulación.

De los resultados se puede concluir que a pesar del mayor costo del formiato con respecto al fluido convencional, económicamente es más conveniente el uso de los formiatos; en este caso la salmuera de formiato de sodio.

VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. La perforación, terminación y reparación de pozos petroleros cada día exige el uso de fluidos que no dañen al yacimiento debido a que son estos activos de incalculable valor. Es por eso que los fluidos libres de sólidos revisten importancia ya que son factor para construir pozos con daño mínimo, comparado con el uso de fluidos de control convencionales.
2. Los formiatos (salmueras de formiatos) son fluidos libres de sólidos preparados de una mezcla homogénea de dos o más sustancias (solvente y soluto), el solvente es agua y el soluto es la sal formiato (producto de la combinación del ión negativo formiato con un ión positivo metal-alcalino).
3. Los formiatos tienen una turbidez muy baja, con el uso de los formiatos se obtiene un amplio rango de densidad (de 1.00 a 2.3 g/cm³), la viscosidad de los formiatos disminuye la pérdida de circulación y aumenta su capacidad para mantener sólidos en suspensión y acarrearlos a la superficie, el pH de los formiatos es fácilmente ajustable, la temperatura de cristalización de los formiatos es mucho menor con respecto a los anteriores fluidos de control.
4. En la actualidad se usan tres tipos de formiatos: formiato de sodio, formiato de potasio y formiato de cesio.
5. Las propiedades de los formiatos ofrecen un bajo nivel de corrosión, mantener la integridad de los elastómeros, compatibilidad con los polímeros y los viscosificadores, biodegradabilidad, compatibilidad con la formación, compatibilidad con los fluidos de la formación y fácil reciclaje.
6. Un aspecto muy importante de los formiatos es su cumplimiento a los requerimientos actuales de cuidado y preservación del medio ambiente, así como sus bajos niveles tóxicos para las formas de vida tanto terrestres como marinas y su mayor seguridad de manejo, con respecto a los anteriores fluidos de control.
7. Debido a su bajo contenido de sólidos, estos fluidos producen caídas de presión por fricción menores que las calculadas con fluidos de control convencionales, generando esto un punto a favor en la planeación, diseño y perforación de pozos de diámetro reducido.
8. Los resultados del campo demuestran que estos fluidos (formiatos) se comportan adecuadamente como fluidos de perforación, terminación y reparación de pozos. Y el manejo de estos sistemas tanto en tierra como en pozos costa afuera es técnicamente factible.

9. El costo de los Formiatos, aunque mayor que el de los fluidos y salmueras convencionales de control, resulta de más beneficio, cuando se toma en cuenta el valor agregado que aportan en la productividad del yacimiento.

RECOMENDACIONES

1. Se debe seleccionar perfectamente el pozo donde serán empleados los formiatos de tal manera que la interacción roca fluido de control sea aprovechada al máximo.
2. El uso de estos formiatos deberá realizarse en pozos donde no se tenga posibilidad de pérdidas de circulación, debido al costo elevado de éstos. Asimismo durante la operación, debe de evitarse la inducción de pérdida de fluido, ya que esto iría en detrimento de la economía del proyecto.
3. Siempre deberá considerarse la combinación entre dos o más tipos de formiatos, buscando el balance correcto de densidad y costo del sistema.
4. El equipo auxiliar de superficie debe de estar siempre en buenas condiciones para asegurar un manejo y/o mantenimiento de los formiatos adecuado, como se indica en el desarrollo de este trabajo.
5. Pruebas de laboratorio de compatibilidad entre la roca y el formiato utilizado así como, con los hules de accesorios y los tubulares, deberán efectuarse, de tal modo que se documenten los resultados para futuros trabajos.

GLOSARIO

Alcalinidad: Indica bases fuertes, alcalino es sinonimo de base.

Ácidos: Los ácidos se pueden definir como soluciones que;

- 1.- Liberan gas H_2 cuando reaccionan con ciertos metales.
- 2.- Neutralizan las acciones de las soluciones básicas.
- 3.- Hacen que el tomasol azul se vuelva rojo.
- 4.- Tienen sabor agrio, como el vinagre.

Barita: La barita es un sulfonato de bario ($BaSO_4$) se encuentra como un mineral natural, tiene una densidad de 4.2 a 4.6 g /cm³ y una dureza de 3.0, con diferentes coloraciones blanco,gris o café. Se encuentra mezclado con silicato de fierro y aluminio. Con la barita se pueden obtener lodos de densidad hasta de 2.4 g /cm³.

Bases: Las bases se pueden definir como soluciones que;

- 1.- Reaccionan con soluciones salinas de metales pesados, para formar hidróxidos insolubles (en algunos casos, forman óxidos insolubles).
- 2.- Neutralizan las acciones de soluciones ácidas.
- 3.- Hacen que el tomasol rojo se vuelva azul.
- 4.- Tienen sabor amargo, como el jabón.
- 5.- Se sienten untuosas al tacto.

Bentonita: Es una arcilla (montmorillonita de sodio), se usó en principio como material para dar viscosidad y también como reductor de pérdida de agua para lodos base agua-dulce.

Catión: Se llama así a un ión positivo.

Catión Bivalente: Es un ión positivo porque se desprendió de dos electrones, por lo que tiene carga eléctrica de +2.

Centipoise (cp): La unidad de viscosidad es el "poise" y se define como la viscosidad de un líquido hipotético tal que una fuerza tangencial de una dina ((g_mxcm)/seg²) hace que dos superficies paralelas en el seno del líquido, de un centímetro cuadrado de área y a un centímetro de distancia una de otra se muevan a una velocidad relativa de un centímetro por segundo:

$$\text{Poise} = (\text{Dina}/\text{cm}^2) \times (\text{cm} \times \text{seg}) / \text{cm} = \text{g}_m / (\text{cm} \times \text{seg})$$

En la práctica se emplea más la centésima parte del "poise" o "centipoise = cp";

1 cp = 0.01 poise

Coloide: Un coloide se compone de un disolvente con partículas de soluto, suficientemente grandes para dispersar la luz visible.

Emulsión: Las emulsiones son una dispersión de un líquido inmisible en otro líquido inmisible.

Halógenos: El fluór (F_2), el cloro (Cl_2), el bromo (Br_2) y el yodo (I_2) tienen propiedades muy semejantes y forman una familia química. Una propiedad importante es que reaccionan con los metales para formar sales. De los vocablos griegos que significan "formadores de sal", proviene el nombre de la familia "Halógenos", con que se les designa.

Haluros: Las sales formadas por los halógenos se denominan haluros.

Ión: Es un átomo con carga eléctrica, positiva si perdió un electron (+1) o negativa si gana un electron (-1).

Metales Alcalinos: Son una familia de los elementos casi perfectamente metálicos (Li, Na, K, Rb, Cs y Fr).

Metales Alcalinotérreos: Son una familia de los elementos mucho menos perfectos en su comportamiento metálico (Be, Mg, Ca, Sr, Ba y Ra).

Mol: Un mol es el número de átomos (moléculas) contenidos (as) en el peso atómico (molecular) relativo de cualquier elemento cuando el peso se mide en gramos.

Número de Avogadro: El verdadero número de átomos o moléculas que constituyen un mol es 6.023×10^{23} . Se le ha denominado, con mucha propiedad, el número de Avogadro o "n".

PAC: Polímero Celulosa Polianiónica.

pH: El pH fue definido por el químico danés, S.P.L. Sörensen, en 1909. Eligió p como simbolo de la palabra danesa potenz, que significa "poder". La base diez elevada a la potencia de $-pH$ es la concentración molar del ión Hidronio (H_3O^{+1}).

Si una solución tiene un pH = 3 entonces $[\text{H}_3\text{O}^{+1}] = 10^{-3}$ Moles/litro. En la siguiente tabla se muestra la escala de pH;

	H_3O^{+1}	pH
SOLUCIÓN ÁCIDA	10^0	0
	10^{-1}	1
	10^{-2}	2
	10^{-3}	3
	10^{-4}	4
	10^{-5}	5
	10^{-6}	6
SOLUCIÓN NEUTRA	10^{-7}	7
SOLUCIÓN BÁSICA	10^{-8}	8
	10^{-9}	9
	10^{-10}	10
	10^{-11}	11
	10^{-12}	12
	10^{-13}	13
	10^{-14}	14

Polímeros: Son sustancias de origen orgánico y son agredidos por las bacterias (biodegradables) y, por lo tanto, no contaminan. Están formados por cadenas de monómeros, tienen alto peso molecular y al ser agregados al agua en bajas concentraciones incrementan su viscosidad y le proporcionan propiedades de gel. Su comportamiento es el de un sistema coloidal, son muy caros y se pueden definir como macromoléculas formadas por unidades similares. Los polímeros se dividen en dos tipos;

1. POLÍMEROS NATURALES

- a. GOMA GUAR: Es un hidrocólide que al entrar en contacto con el agua se hincha para proporcionar viscosidad y control de pérdida de fluido.
- b. ALMIDONES: Se usan principalmente para proporcionar control de pérdida de filtrado. El costo de los fluidos de almidón es más bajo que el de

polímeros de goma guar, sin embargo, debido al alto contenido de sólidos de almidón, estos pueden ocasionar daño por el taponamiento de los poros de la formación. El almidón se degrada fácilmente con bacterias y requiere el uso de materiales bactericidas para protegerlo, lo que encarece su uso.

- c. **XANTANA:** Este material proporciona buenas propiedades de acarreo y de control de pérdida de filtrado. Las propiedades de gelatinosidad de un fluido viscosificado con xantana, proporciona suspensiones estables cuando se requiere suspender partículas de carbonato de calcio para densificar o puentear algunas formaciones con pérdida de circulación, pero hace más difícil la eliminación de los sólidos finos de puenteo. El xantana no se elimina completamente con ácido HCL, deja residuos insolubles en los poros de la formación.

2. POLÍMEROS SINTÉTICOS

- a. **HEC (HIDROXIETIL CELULOSA DE SODIO):** El polímero HEC combinado, con lignosulfonato de calcio, proporciona buenas propiedades de suspensión y es el más usado.
- b. **CMC (CARBOXIMETIL CELULOSA DE SODIO):** Se usa en fluidos de perforación pero nunca se debe de usar en la zona productora debido a que ocasiona daño irreparable de la formación. Debido a que al romper con ácido clorhídrico la cadena del polímero CMC, este produce más residuos insolubles que los polímeros anteriores, por lo que no se recomienda utilizarlo en la preparación y tratamiento de fluidos para terminación y reparación de pozos.

PPB: libras / barril.

ppm (Partes Por Millon): Por definición partes por millon de sólidos (ppm) es el número de miligramos por litro de fluido (mg/l), 1000 mililitros son un litro de fluido, por lo tanto, los calculos siguientes se usan para determinar las ppm de sólidos en un fluido dado:

ppm de sólido = $((\text{peso final} - \text{peso original}) \times 1000) / \text{volumen de la muestra en ml}$.

Punto Cedente: Es el esfuerzo mínimo necesario para iniciar el flujo.

Reología: Es la ciencia que estudia el flujo y la deformación de la materia. Es la rama de la Física que se ocupa de la mecánica de los cuerpos deformables. Su nombre se origina de los vocablos griegos rheo "flujo" y logi "ciencia".

Retorta: La retorta para lodo es usada para determinar el % de aceite, agua y el total de sólidos que componen el fluido de perforación.

Tixotropía: Cuando un fluido ha sido sometido a velocidades de corte de cero o cercanas a cero durante cierto tiempo, el fluido tiende a desarrollar una estructura de gel rígida o semirígida, esta propiedad de los fluidos se llama tixotropía. La tixotropía también se puede definir como "el fenómeno exhibido por algunos geles que se hacen fluidos con el movimiento, siendo este cambio reversible".

Viscosidad: La viscosidad de un fluido es una medida de la resistencia interna al flujo.

Viscosidad Aparente: Es la viscosidad de un fluido a una determinada velocidad de corte.

Viscosidad Plástica: Es generalmente descrita como la parte de la resistencia al flujo causada por fricción mecánica. Es principalmente afectada por los siguientes factores;

- a. Concentración de sólidos.
- b. Tamaño y forma de las partículas sólidas.
- c. Viscosidad de la fase fluida.

REFERENCIAS

- 1 Siv K. Howard, "Salmueras de Formiatos para la perforación y la Terminación: Estado Actual de la Técnica". SPE 30498, trabajo presentado en el SPE Annual Technical Conference and Exhibición sostenido en Dallas, U.S.A., del 22 al 25 de Octubre de 1995.
- 2 Downs, J.D., "High Temperature Stabilisation of Xantahan in Drilling Fluids by the use of Formate Salt", Physical Chemistry of Colloids and Interfase in Oil Productions Ch. Toulhoat, J Lecourtier (Editors) and Edition Technip, Paris 1992, 27 rue ginoux, 75015 Paris.
- 3 Downs, J.D. "Formate Brines New Solutions to Deep Slim-Hole Drilling Fluid Design Problems", SPE, paper 24973, 16-18 November 1992.
- 4 Downs, J.D. "Solución Salina de Formiato: Novedosos Fluidos de Perforación y Terminación de Pozos Para Condiciones Ambientales Delicadas". SPE 25177, trabajo presentado en el Simposium Internacional de la SPE sobre Químicas de los Campos Petroleros realizada en New Orleans, U.S.A. del 2 al 5 de marzo de 1993.
- 5 Miguel A. Benitez Hernandez, Francisco Garaicochea Petrirena, Ciro Reyes Alvarez. "Apuntes de Fluidos de Perforación". Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. 1984.
- 6 Cía. Osca de Venezuela S.A., "Guía de Salmueras", Abril de 1992.
- 7 Hudgins C.M. McGlassan. R.L. and Gould. E.D. "Heavy Brine Makes Good Fluid for Completion Packer". Oil and Gas J., July 24, 1961. 91-96.

REFERENCIAS

- 8 Gerencia de Perforación y Mantenimiento a Pozos, Región Sur, "Manual de Fluidos Limpios de Terminación", 1995.
- 9 Clarke-Sturman, A.J., Peoley, J.B., and Sturla, P.L.: "Influence of Anions on the Properties of Microbial Polysaccharides in Solution", *Int. J. Biol. Macromol.* (December 1986) 8, 355.
- 10 Downs, J.D., Killie, Whale, G. and Inglesfield, C.: "Development of Environmentally Benign Formate-Based Drilling and Completion Fluids", paper SPE 25143 presented at the 1994 2nd International Conference on Health, Safety and Environment, Indonesia, January 25-27.
- 11 Sodium Formate-Producti Informacion Sheet. Perstop Polyols. Perstop. Swedwn. Date of issue: 22/8/90.
- 12 Potassium Formate-Safety data sheet. Verdugt B. V. Tiel. Holland. Date of issue: 20/1/92.
- 13 Sax N.I. and Lewis. R.J. "Dangerous Properties of Industrial Materials". 7th ed. Van Nostrand Reinhold. New York. 1989.
- 14 Sloand, E.D. Jr.: Clathrate Hydrates of Natural Gases, Marcel Dekker Inc., New York 10016 (1990) 171, 499.
- 15 Francis, P.A., Eigner M.R.P., I.T.M., Spark, I.S.C.: "Visualization of Drilling-Induced Formation Damage Mechanism Using Reservoir Conditions Core Flood Testing", paper SPE 30088 presented at the 1995 European Formation Damage Conference, the Hague, May 15-16.

- 16 Oort, E. Van, Hale, A.H. and Mody. F.K.; "Critical Parameters in Modeling the Chemical Aspects of Borehole Stability in Shales and in Designing Improved Water-Based Shale Drilling Fluids", paper SPE 28309 presented at the 1994 69th Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, September 25-28.
- 17 Oort, E. Van, Hale, A.H. and Mody, F.K.: "Manipulation of Coupled Osmotic Flows for Stabilisation of Shale Exposed to Water Based Drilling Fluids", paper SPE 30499 to be presented at the 1995 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, October 22-25.
- 18 Saving, J.G.: "Drag Reducing Additives Improve Drilling Fluid Hydraulics, "Oil and Gas Journal (March, 1995), 79.
- 19 Darley, H. C. H. and Hartfiel, A.: "Test Show that Polymer Fluids Cut Drill-Pipe Pressure Losses", The Oil and Gas Journal (June 1974),70.
- 20 Benefield, L.D., Judkins J.F. and Weand B. L.: Process Chemistry for Water and Wastewater Treatment, Prentice-Hall Inc., Englewood Cliffs, NJ (1982) 216.}
- 21 Sistema de Información Operativa de Perforación (SIOP). Gerencia de Perforación y Mantenimiento a Pozos, Región Marina (PEMEX).
- 22 Sistema de Información Operativa de Perforación (SIOP). Gerencia de Perforación y Mantenimiento a Pozos, Región Sur (PEMEX).