



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

NATURALEZA Y TRATAMIENTO DE DEPOSITOS
PARAFINICOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A

JOSE GERARDO MATA ITURBE

MEXICO, D. F.

1985



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

I N D I C E

INTRODUCCION

CAPITULO I " NATURALEZA Y COMPOSICION DE LOS DEPOSITOS PARAFINICOS "

1.1	Introducción	1
1.2	Origen del Petróleo y Materiales Asociados	1
1.3	Propiedades Representativas de las Parafinas	3
1.4	Propiedades Físicas de la Cera Parafínica	5
1.5	Métodos de Cuantificación de Parafina en un Crudo	12

CAPITULO II "CONDICIONES Y MEDIO AMBIENTE FAVORABLES A LA DEPOSITACION DE MATERIALES PARAFINICOS "

11.1	General	15
11.2	Teorías de la formación de Depósitos Parafínicos	20
11.2.1	Resultados Practicados a Crudos Cerosos	23
11.2.2	Mecanismos de Transporte Lateral y Depósito de Partículas de Cera	30
	Difusión Molecular	32
	Difusión Browniana	33
	Dispersión Cortante	33
	Asentamiento por Gravedad	34

Cinética de la Deposición	35
Ritmo de Incorporación de Partículas Sólidas en la Interfase Sólido-Líquido .	38
Ritmo de Deposición por Mecanismos Combinados	39
Efecto del Flujo de Color	41
11.2.3 Efecto de la Mojabilidad y Temperatura en la Deposición de Material	
Parafínico	44
11.3 Problemas Ocasionados por la Deposición de Parafina	49
Nomenclatura	54

CAPITULO III " METODOS DE CONTROL "

III.1 Introducción	56
III.2 Métodos Mecánicos	59
III.3 Métodos Térmicos	64
III.4 Métodos Químicos	71
III.4.1 Diseño de un Tratamiento con Agentes Químicos	77
III.4.2 Control del Tratamiento	80
III.5 Tratamientos Combinados.....	86

CAPITULO IV " PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION DE LOS METODOS DE CONTROL "

IV.1 Introducción	88
IV.2 Métodos de Laboratorio Para la Evaluación de Agentes Químicos	89

IV.2.1	Procedimiento Flash Test	90
IV.2.2	Procedimiento IMP-1	91
IV.2.3	Procedimiento IMP-2	95
IV.3	Métodos de Campo Para la Evaluación y Selección del Inhibidor	105
IV.3.1	Experimentación de Bilderback y McDougall	105
IV.3.2	Experimentación IMP	107
CAPITULO V " CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES "		112
REFERENCIAS		114

INTRODUCCION

Desde los inicios de la industria petrolera, la deposición de parafina en las instalaciones de producción ha representado un serio problema operativo y de mantenimiento así como de grandes repercusiones económicas. Prácticamente cualquier superficie que esté en contacto con el crudo, es un lugar en el cual la parafina puede depositarse. Esta depositación llega a ser de tal severidad que es necesario retirar la tubería, válvula o dispositivo obturado, habiendo la necesidad de diferir la producción y reemplazar el dispositivo.

Múltiples han sido los esfuerzos encaminados a remediar este problema. Se han empleado métodos mecánicos, térmicos y químicos, sin embargo no existe alguno que sea considerado de uso universal. Dentro de los métodos mencionados existen dos tipos: 1) Correctivos (Mecánicos y Térmicos) los que son aplicados cuando ya existe la depositación y cuya función es remover el depósito; y 2) Preventivos (térmicos y químicos) que son empleados con el fin de inhibir y retardar la depositación.

Los métodos mecánicos consisten, básicamente, en el raspado físico de la instalación afectada. Dentro de los métodos térmicos se distinguen dos tipos: 1) Inyección de fluidos a alta temperatura y 2) Métodos de calentamiento externo. Los métodos químicos tienen comparativamente, mayor rango de aplicabilidad que los otros dos. Estos métodos son del tipo preventivo y su acción

va encaminada a actuar sobre el crudo y la superficie con la que éste está en contacto.

El presente trabajo tiene por objeto presentar un panorama general de los problemas ocasionados por la depositación de parafina, así como los métodos empleados en su control en la explotación del petróleo crudo. El trabajo incluye: las propiedades físicas más representativas de la parafina, el resultado de los múltiples estudios realizados a ésta y a crudos cerosos, los métodos de control que se han empleado y sus resultados, y la evaluación y selección del agente químico inhibidor.

CAPITULO I

NATURALEZA Y COMPOSICION DE LOS DEPOSITOS PARAFINICOS

I.1 Introducción

El conocimiento de las propiedades físicas y químicas, así como la correcta caracterización de los materiales que dan origen a depósitos parafínicos, es de suma importancia para el desarrollo de un programa de actividades encaminadas al tratamiento de dichos depósitos.

Con el objeto de comprender la procedencia de los materiales asociados al depósito de parafina, en este capítulo se realiza una breve descripción de la materia y medio ambiente asociado a la formación de hidrocarburos. También se incluyen las propiedades físicas más representativas de las parafinas puras, de la cera parafínica y finalmente algunos métodos de cuantificación de parafina en aceites crudos.

I.2 Origen del Petróleo y Materiales Asociados

Los materiales parafínicos están invariablemente asociados a la producción de hidrocarburos líquidos. Esta íntima relación, debe su origen a la diversidad de componentes orgánicos, a la complejidad de reacciones químicas y procesos físicos que están presentes durante la formación del petróleo.

Como consecuencia del origen orgánico de los hidrocarburos, las principales acumulaciones se encuentran en medios ambientes sedimentarios y estructuralmente hablando en anticlinales. Las rocas sedimentarias son producto de la acción del intemperismo sobre otras rocas y de la descomposición de materia orgánica depositada en la superficie bajo condiciones específicas de presión, temperatura. Las principales rocas sedimentarias asociadas a acumulaciones de hidrocarburos son: arenisca, caliza, lutita, dolomía y evaporita. De un análisis químico de la composición de los minerales constituyentes de éstas rocas, se encontraron elementos como: Calcio, Magnesio, Oxígeno, Azufre, Fierro y Aluminio entre otros.

De lo anterior se puede observar que existe una gran variedad de materiales y productos asociados al petróleo crudo, aún sin considerar la composición de la materia orgánica original que es el principal agente caracterizador del tipo de crudo.

A pesar de los esfuerzos realizados por identificar todos los componentes que constituyen al petróleo crudo y del empleo de técnicas sofisticadas y de gran precisión, la naturaleza del petróleo es tan compleja que solo se han podido establecer rangos de concentración de los componentes predominantes.

De la composición total del petróleo crudo, una fracción - que va del, 0.3 al 3% son compuestos parafínicos, nafténicos y aromáticos. Para caracterizar la naturaleza asfáltica o parafínica - del petróleo crudo, se deben considerar los siguientes factores:

1) Variedad y concentración de la materia orgánica original, 2) La diversidad de condiciones físicas que predominaron durante su formación, 3) La cantidad de hidrocarburos eliminados o adquiridos durante la migración del petróleo, 4) Los materiales derivados del metamorfismo de la roca y la edad misma de los hidrocarburos.

I.3 Propiedades Representativas de las Parafinas

Las parafinas son, químicamente, cadenas de hidrocarburos - cuya fórmula condensada es: $C_n H_{2n + 2}$, donde "n" es un número entero. Generalmente son gases, los hidrocarburos que poseen de 1-4 - átomos de carbón, líquidos son aquellos que contienen de 5-16 átomos de carbón y sólidos aquellos que poseen más de 17 átomos de carbón.

La fórmula química y desarrollada de algunas parafinas se - presenta a continuación:

Nombre	Fórmula Condensada	Fórmula Desarrollada
n-Butano	C_4H_{10}	$ \begin{array}{cccc} H & H & H & H \\ & & & \\ H-C & -C & -C & -C-H \\ & & & \\ H & H & H & H \end{array} $
2 metil, Propano	C_4H_{10}	$ \begin{array}{ccc} H & H & H \\ & & \\ H-C & -C & -C-H \\ & & \\ H & H & H \\ & & H-C-H \\ & & \\ & & H \end{array} $

Las propiedades físicas de mayor relevancia para las parafinas de bajo peso molecular que generalmente son gases (metano-isopetano) son: el punto de ebullición (-161.5-28.0°C), el punto de fusión (-182.6-152.0°C), la temperatura crítica (-82.5-187.7°C) y la presión crítica (45.7-atm).

Algunas de las propiedades físicas de las parafinas de alto peso molecular que generalmente son líquidas (C₂₁-C₃₆) son: punto de ebullición (179.8-298.4°C), punto de fusión (40.3-75.8°C) densidad a 70°C (.7587-.7827 gr/cc), viscosidad (.0212-.0726 poise) a 80°C.

De experimentos realizados se establece que la solubilidad de las parafinas ante un agente cualquiera, es inversamente proporcional a su peso molecular. Sin embargo existe una enorme diferencia entre la solubilidad, en partes por millón en agua, para un compuesto lineal como el hexano (9.5 ppm) y uno cíclico como el benceno (1780 ppm). De aquí se desprende que la longitud y el número de cadenas de hidrocarburos así como el grado de ramificaciones son características de los compuestos que marcan la diferencia en el grado de solubilidad tanto en hidrocarburos aromáticos como en nafténicos.

Hasta aquí las propiedades y características descritas corresponden a las parafinas puras, es decir aquéllas constituidas exclusivamente por hidrocarburos parafínicos.

I.4 Propiedades Físicas de la Cera Parafínica

En adelante y a menos que se aclare lo contrario cera parafínica, parafina y depósito parafínico se emplearán indistintamente.

Las parafinas de cadenas lineales durante su cristalización generan lo que se conoce como ceras parafínicas, entre las que hay ceras microcristalinas, que están constituidas en su mayor parte - por cadenas arborecentes de hidrocarburos parafínicos. También hay las llamadas ceras macrocristalinas cuyo desarrollo está condicionado por la presencia de cadenas de hidrocarburos aromáticos y nafténicos.

Un mismo compuesto es capaz de desarrollar diferentes formas de cristalización dependiendo de las condiciones que predominen durante su formación.

Algunas de las propiedades físicas importantes de una cera parafínica para su correcta caracterización, son: tensión superficial, viscosidad, volumen molar, conductividad térmica, punto de ebullición, punto de fusión, solubilidad y calor específico.

Mientras mayor es el número de propiedades físicas determinadas a una muestra de cera, mayor es la posibilidad de predecir - su comportamiento bajo condiciones específicas de presión y temperatura.

Un depósito parafínico está constituido de materiales como: ceras parafínicas, ceras microcristalinas, resinas, asfaltenos, arena, lodo y otras impurezas. En el depósito la presencia de ceras parafínicas varía de 40-60%, poseen de 26-50 átomos de carbono y su cristalización se realiza en forma de agujas. Las ceras microcristalinas están presentes en menos del 10%, son hidrocarburos de cadena larga y moléculas cíclicas con poca tendencia a aglomerarse; las resinas y material asfáltico son un material semisólido, viscoso y oscuro, varían del 10-56% dentro del depósito y son hidrocarburos de alto peso molecular.

Las propiedades físicas que a continuación se describen son empleadas como los principales parámetros de caracterización de un depósito.

a) Punto de nube, es la temperatura a la cual se crea una nube de partículas de cera en el aceite, o bien la temperatura a la que aparece el primer cristal de cera en el aceite.

b) Solubilidad, es la facilidad de disolución de la cera ante agentes químicos solventes. En general las parafinas son poco solubles en agua pero miscibles en la mayoría de los crudos y sus derivados. Son más solubles en crudos ricos en hidrocarburos aromáticos, en menor grado en nafténicos y en forma intermedia en parafínicos.

La figura 1 muestra la solubilidad de la parafina en tres derivados del petróleo.

De ésta se observa que la solubilidad aumenta con la temperatura, sin embargo para una temperatura constante la cantidad de cera disuelta disminuye a medida que la gravedad específica del solvente disminuye. Por otro lado, la capacidad de disolución del solvente baja a medida que el peso molecular de la cera aumenta.

c) Temperatura de ebullición, este parámetro aumenta a medida que el peso molecular de la parafina se incrementa.

d) Punto de fusión y solidificación, ambos son valores de temperatura a los cuales se lleva a cabo el cambio físico correspondiente, dando una idea de la consistencia del depósito.

Las parafinas de bajo punto de fusión, es decir menor a 40°C son más suaves y maleables que las de alto punto de fusión. Estos valores son susceptibles de modificarse mediante la adición de agentes químicos.

La tabla siguiente presenta valores comparativos de diversas propiedades medidas a una cera parafínica y a un compuesto derivado del petróleo. Como puede notarse los valores son muy semejantes, de manera que del comportamiento del compuesto puede estimarse el correspondiente para la cera parafínica.

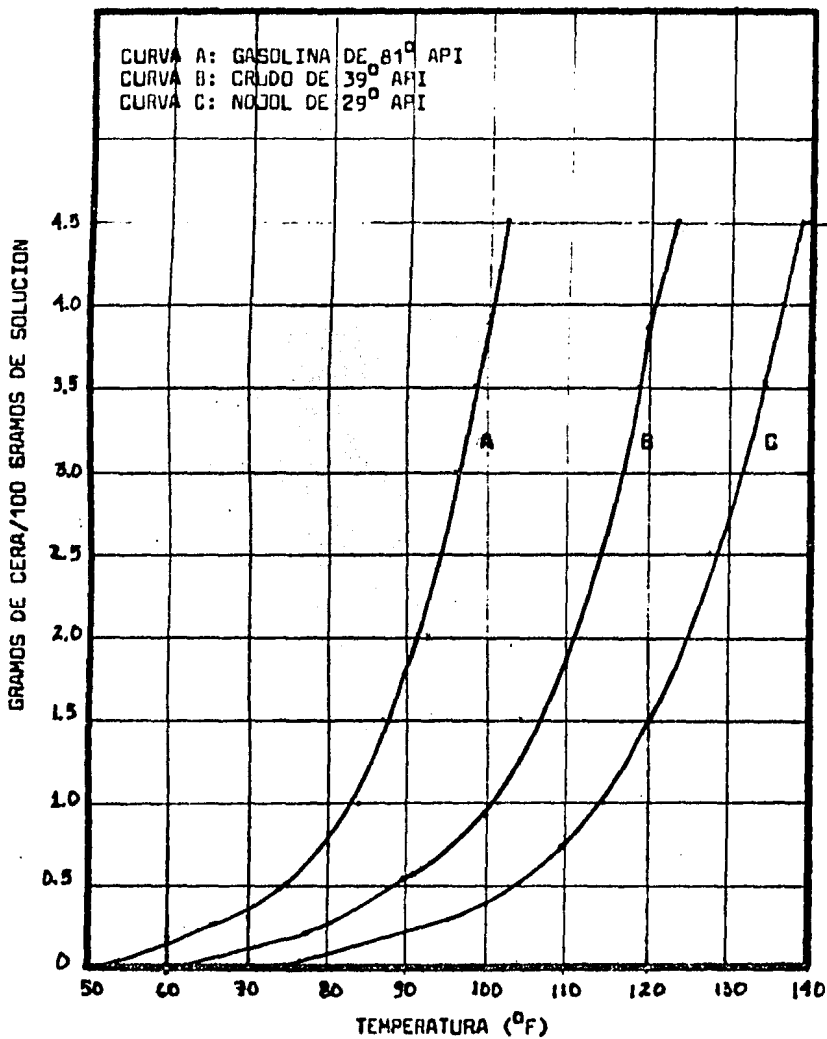


FIG No 1 SOLUBILIDAD DE LA CERA EN DIVERSOS SOLVENTES.

PARAMETRO	CERA PARAFINICA	CERESINE
Punto de fusión	56.5-60.5°C	57.5-60.1°C
a 15°C	.885	.971
Gravedad específica		
a 60°C	.781	.798
Viscosidad Engler a 70°C	1.51	1.85
Peso molecular promedio	330	420

La consistencia de una cera parafínica, de acuerdo a su punto de fusión, puede ubicarse dentro de las cuatro siguientes:

CONSISTENCIA	PUNTO DE FUSION
match	30-38°C
suave	38-44°C
media	44-56°C
dura	56-65°C

e) También es importante el evaluar su apariencia, su color y grado de transparencia. La presencia de petróleo en la cera da a ésta una tonalidad oscura. Su opacidad se debe a la presencia de aire. El grado de su transparencia está asociado a la rapidez con la que la cristalización se llevó a cabo.

f) Coeficiente de expansión de la cera, es una medida de su cambio de volumen con la temperatura. Este cambio va del 11-15% durante la fusión, se debe a la presencia de constituyentes parafínicos amorfos que contenían un gran espacio poroso.

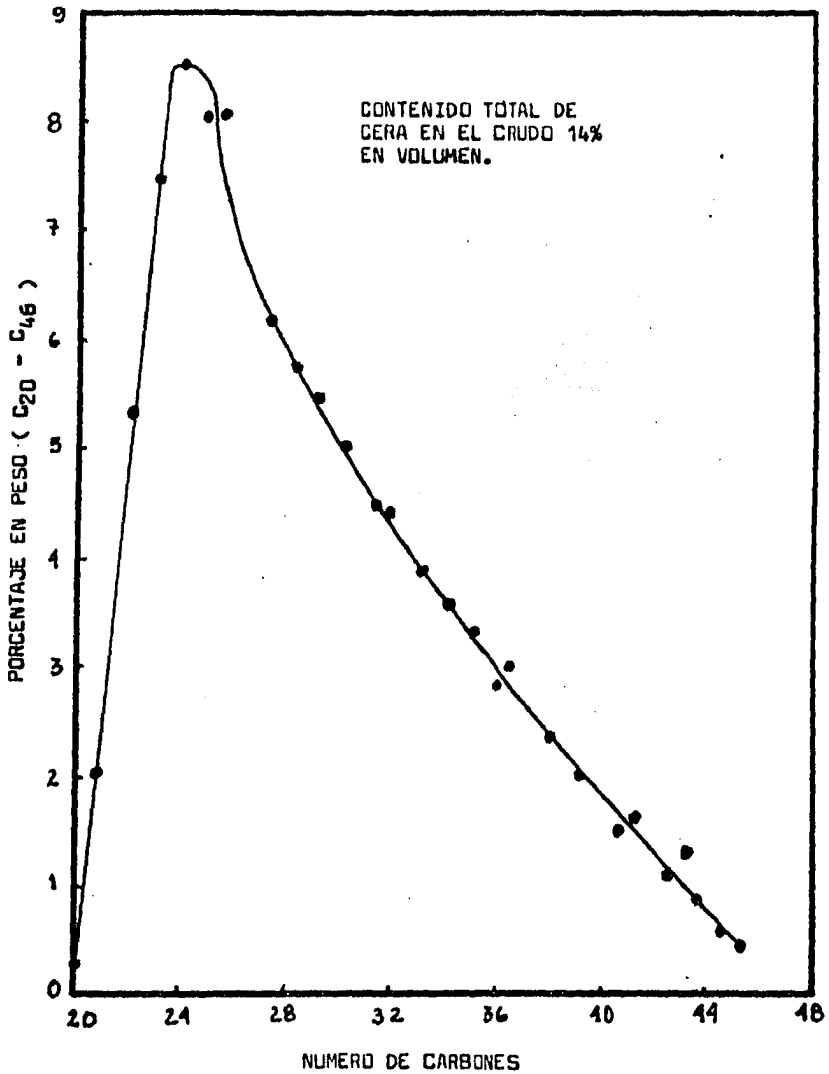


FIG No 8 DISTRIBUCION TIPICA DE CADENAS DE HIDROCARBUROS EN LOS CRISTALES DE CERA.

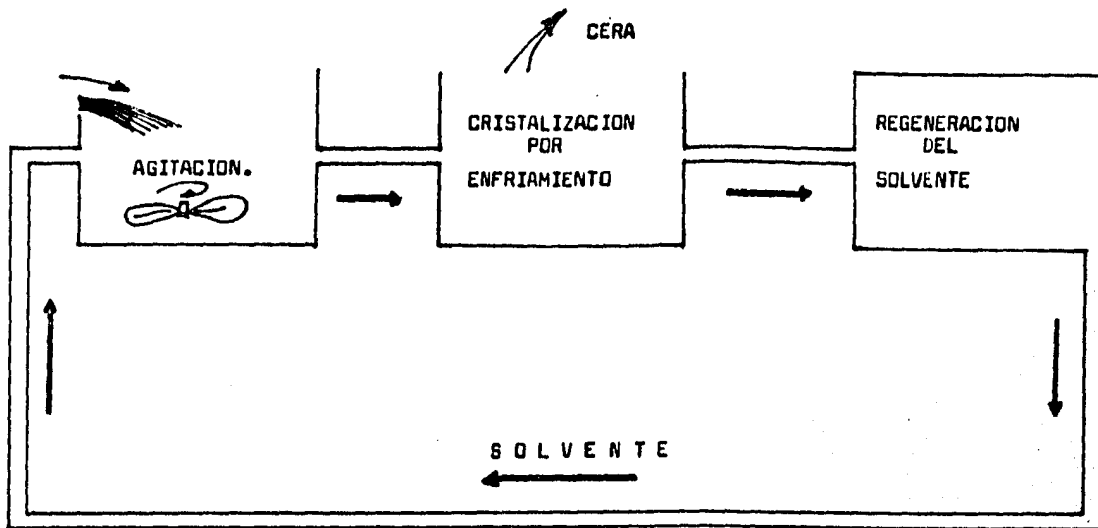


FIG No 3 ESQUEMA DEL CICLO INDUSTRIAL PARA LA EXTRACCION DE PARAFINA.

g) Distribución de las cadenas de hidrocarburos en los cristales de cera. La Fig. No. 2 muestra una distribución típica de cadenas de hidrocarburos presentes en los cristales de cera. Se observa que el máximo contenido de cadenas de hidrocarburos en el depósito lo constituyen aquéllas cuyo número de carbonos varía de 22-30.

I.5 Métodos de Cuanteo de Parafina en un Crudo^{1,9}

Se presentan dos métodos de los muchos desarrollados para el cuanteo en laboratorio, del contenido de parafina en un crudo.

Cabe aclarar que la ASTM no ha proporcionado un procedimiento a seguir.

En general un proceso a nivel industrial para la eliminación de la parafina del crudo consiste en disolver el aceite en un solvente, someterlo a un proceso de recristalización por enfriamiento y obtener la cera en forma de cristales (Fig. No. 3).

El agente empleado como solvente debe ser volátil, de fácil eliminación de agua, no reaccionar con ésta, misible en aceite bajo cualquier proporción crudo/solvente y deberá permanecer disuelto en el aceite a temperaturas de hasta -30°C. Que es una temperatura a la cual la cera es perfectamente insoluble en el crudo.

Método 1. Precipitación de cristales de cera por acetona¹

1.- Pesar 5 gr. de una muestra representativa de aceite crudo e introducirla en una botella de centrifugación tarada.

2.- Adicionar 35 cc de éter de petróleo y agitar con una varilla hasta que la muestra se disuelva.

3.- Adicionar 110 cc de acetona y continuar agitando.

4.- Someter la muestra a enfriamiento durante 2 horas.

5.- Enfriar el siguiente equipo a -20°C : papel Whatman No. 937, matraz aforado, agitadores de vidrio y una mezcla 3:1 acetona/éter.

6.- Antes de filtrar la mezcla muestra-solvente, colocar el filtro en el embudo y humedecerlo con la mezcla de solventes.

Filtrar la mezcla lentamente auxiliándose de los agitadores matraz y filtro. Remover el filtro con forceps y vaciar en la botella original, previamente pesada. Lavar con tolueno los cristales de cera y la varilla.

7.- Evaporar el tolueno, pesar nuevamente. La diferencia entre el peso final e inicial de la botella menos el peso del filtro empleado, es el peso de los cristales de cera en la muestra original. Este peso puede expresarse en por ciento del peso de la muestra.

Método 2⁹.

1.- Tomar una muestra de 50 cc de crudo. Determinar su peso y densidad.

2.- Colocar la muestra en una probeta de 200 cc.

3.- Con el propósito de que se aglutinen los cristales de cera, enfriar la probeta a una temperatura de -10°C .

4.- Pesar un papel filtro. Preparar una mezcla solvente con alcohol y éter en iguales proporciones.

5.- Adicionar la solución solvente a la muestra y filtrar. Enjuagar la parafina recolectada con la solución solvente.

6.- Meter el papel filtro con la parafina a un desecador durante 15 minutos.

7.- Pesar el papel filtro con la parafina.

El contenido de parafina se calcula con la expresión siguiente:

$$\begin{array}{l} \text{Contenido total} = (\text{Peso del papel} - (\text{Peso del papel} \\ \text{de parafina} \quad \quad \quad \text{filtro con pa-} \quad \quad \quad \text{filtro}) \\ \quad \quad \quad \quad \quad \quad \quad \text{rafina}) \end{array}$$

La cantidad de parafina en porciento respecto al peso de la muestra es:

$$\% \text{ parafina} = \frac{\text{Peso de parafina}}{\text{Peso de muestra}} \times 100$$

La parafina a nivel industrial tiene usos muy diversos: manufactura de velas, preservación de alimentos, elaboración de cosméticos, como lubricante, en la industria textil, farmacéutica, del papel, cerillera, etc.

CAPITULO II

CONDICIONES Y MEDIO AMBIENTE FAVORABLES A LA DEPOSITACION DE MATERIALES PARAFINICOS

II.1 General

Existe una gran confusión en cuanto a la correcta identificación de los materiales depositados en las instalaciones de producción. Los depósitos parafínicos han sido confundidos con materiales tales como: óxidos de hierro, sulfuros de hierro, lodos de perforación y bacterias.

La identificación del material depositado se logra através del análisis de sus características de solubilidad. Un solvente común empleado es el xileno. Si el material se disuelve en xileno entonces es de naturaleza orgánica. A su vez los asfaltenos y parafinas son de naturaleza orgánica, sin embargo los alfaftenos son insolubles en pentano caliente. De esta forma si el material de un depósito, es soluble en xileno y en pentano, indica que se trata de un depósito parafínico.

En general un depósito parafínico lo constituyen una mezcla de ceras parafínicas, asfaltenos de bajo peso molecular y resinas, esto resulta en un material café o negro con una consistencia semejante a la de la grasa para zapatos.

En términos generales cualquier depositación predominante orgánica que entorpezca la producción de aceite es un problema de

parafina, que puede presentarse desde la cara de la formación hasta las instalaciones superficiales de almacenamiento.

La complejidad y amplitud de los problemas ocasionados por la depositación de parafina ha contribuido a que los trabajos realizados al respecto sean pocos.

La cantidad de parafina removida de una línea de flujo puede representar cantidades sorprendentes. Para ejemplificar lo anterior considérese la existencia de un depósito de un 1/4 de pulgada de espesor en una línea de 2 pulgadas de diámetro. De un raspado se obtendrían 535 libras de parafina por cada 1000 pies de longitud; lo que representa más de una tonelada de dicho material por milla de tubería. Esto es un volumen aproximado de 9 barriles. Este depósito, de un cuarto de pulgada, bajo ciertas condiciones de presión y temperatura pudiera formarse en una semana o menos en muchos campos petroleros.

La Figura No. 4 muestra los componentes más comunmente asociados a un depósito parafínico y también su fórmula química condensada, desarrollada así como su punto de fusión y de ebullición.

Como se ilustra en la Figura No. 5, la estructura de un depósito parafínico adherido a la pared de una tubería, consiste de un 14-17% de material sólido y de un 83-86% de espacio poroso.


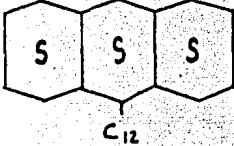

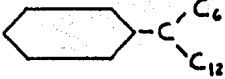
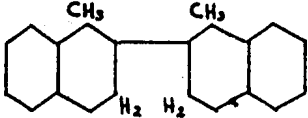
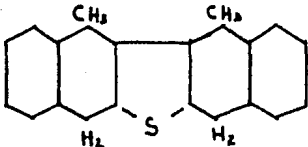
	FORMULA CONDENSADA	FORMULA ESTRUCTURAL	PUNTO DE FUSION OF	PUNTO DE EBULLICION OF
PARAFINA NORMAL	$C_{26}H_{54}$	nC_{26}	133	401
ALBOPRECENTE	$C_{26}H_{54}$	$ \begin{array}{c} C_1 - C - C_{17} \\ \\ C_1 \end{array} $	70	383
NAFTENICOS	$C_{26}H_{52}$		118	414
	$C_{26}H_{48}$		94	418
AROMATICOS	$C_{26}H_{46}$		108	414
	$C_{26}H_{46}$		62	389
ASFALTENOS y RESINAS	$C_{24}H_{28}$			
	$C_{22}H_{22}S$			

FIG No. 4 COMPONENTES COMUNENTE ASOCIADOS A UN DEPOSITO PARAFINICO.

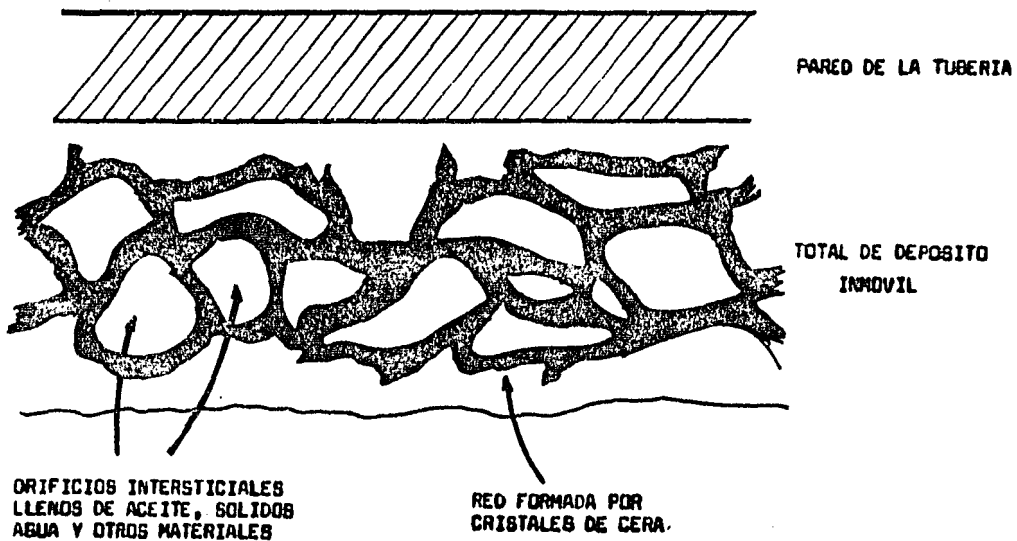


FIG. No. 5 ESTRUCTURA CONCEPTUAL DE UN DEPOSITO PARAFINICO ADHERIDO A LA PARED DE UNA TUBERIA.

Las principales causas de depositación de la parafina ^{13,14,15} son:

a) Enfriamiento del crudo durante su movimiento desde el yacimiento y hasta las instalaciones superficiales.

b) Pérdida de componentes ligeros, que bajo ciertas condiciones de presión y temperatura mantienen en solución a la parafina en el crudo.

c) Presencia de arena y otros sólidos.

d) Rugosidad de la superficie interior de la tubería.

e) Viscosidad del aceite, a medida que ésta aumenta se dificulta la aglomeración de los cristales de cera y por tanto su depositación.

f) Flujo del crudo a bajas velocidades.

El factor que controla la formación de los cristales de parafina, es la nucleación. Esto es, para que un cristal se forme, primero debe existir un núcleo estable que actúe como centro de desarrollo en el que se adhieran las moléculas parafínicas. Por otra parte antes de la nucleación existe una formación y disociación continua de los agrupamientos moleculares. Al aumentar la precipitación de las moléculas parafínicas, su concentración comienza a ser lo suficientemente grande y se altera el equilibrio de solubilidad con el aceite, por lo que existe mayor conglomeración molecular que disociación. Una vez ocurrida la nucleación, el crecimiento del cristal es espontáneo y se logra por la adición de otros agrupamientos moleculares.

Experimentalmente se ha demostrado que solo el 2% de las ceras parafínicas que contiene un petróleo crudo, son las responsables de incrementar el valor del punto de escurrimiento del mismo. La mayoría de estos crudos poseen hasta 10% de cera en solución, que es más que suficiente para entorpecer la acción diluyente deseable de obtener, al mezclarlos con crudos ligeros.

II.2 Teorías de la Formación de los Depósitos Parafínicos

Algunos de los principales estudios que se han llevado a cabo sobre diversos mecanismos y factores que influyen en la cristalización, asentamiento y crecimiento de los depósitos parafínicos así como resultados de estudios practicados a los crudos cerosos asociados a dichos depósitos, se describen a continuación.

El aceite que se encuentra en el yacimiento contiene cera parafínica, la cual se mantiene en solución debido a las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentra. Cuando debido a una diferencia de presión, entre la formación y el pozo, el aceite fluye, puede presentarse una liberación súbita y excesiva de gas, que ocasiona un abatamiento en la temperatura debido a la expansión del gas, y pudiera ser que este abatimiento fuera tal que la cera parafínica salga de solución y se deposite. Ahí mismo en la cara de la formación a ritmos bajos y en espacios capilares, se establece una diferencia de potencial entre las pare

des del capilar y el aceite. De manera que las partículas sólidas presentes en el aceite tienden a neutralizar su carga adheriéndose a la pared del capilar.

Cuando el aceite llega a la tubería de producción a lo largo de toda ésta se llevan a cabo cambios diversos que favorecen la depositación de parafina. A medida que el aceite se acerca a la superficie, su temperatura va en disminución, propiciando la depositación. Además, la composición de la mezcla varía desde el yacimiento hasta la superficie, liberándose las fracciones ligeras que ayudaban a mantener en solución a la parafina.

Por otro lado las burbujas de gas liberado pueden servir - como centro de nucleación y ayudar al crecimiento de los cristales de parafina.

Al llegar la mezcla a la superficie siguen ocurriendo los cambios descritos para cuando ésta se encontraba en la tubería de producción. Adicionalmente el cambio súbito de temperatura de la mezcla al contacto con la tubería superficial, favorece la aglutinación y depositación de la cera parafínica. De diversos estudios realizados¹ se ha demostrado que la mayor depositación de parafina ocurre en los primeros 500 pies de línea a partir del pozo. Esto se debe a que es esa la distancia aproximada a la cual se iguala la temperatura de la mezcla y la del medio ambiente.

Cuando la mezcla llega a las instalaciones superficiales ,

ésta es sometida a diversos procesos. En los separadores se lleva a cabo la separación del aceite y gas. Los componentes de l aceite que se pierden al separar el gas, son los más ligeros y por tanto el aceite que queda tiene una menor capacidad para mantener en solución a la parafina. Esta situación aunada a que en ocasiones se emplean sistemas de separación a baja temperatura favorece, aun más, la depositación de la parafina. Una vez que el aceite llega al tanque de almacenamiento, las condiciones a las cuales éste permanecerá dentro, son estáticas. Esta ausencia de movimiento ayuda a la aglutinación y depositación de parafina.

De lo anterior es perfectamente comprensible que el problema de la parafina durante la producción de aceite es integral. Es decir los depósitos de parafina pueden presentarse en cualquier punto de la trayectoria del aceite desde el yacimiento hasta las instalaciones superficiales de producción.

Algunas de las características asociadas a los crudos cerosos portadores de material parafínico, son las siguientes: 1) Los crudos cerosos presentan un contenido de cera en peso, de hasta un 10%, 2) Su gravedad específica y viscosidad son altas, 3) Su contenido de agua es bajo, 4) Presentan altos valores de punto de cedencia, 5) Su viscosidad así como el punto de cedencia puede abatirse del 15-60% empleando aditivos químicos.

Para atacar un problema de parafina no solo es importante

caracterizar al depósito sino además, al aceite crudo del cual proviene. Con tal propósito se han llevado a cabo estudios diversos ^{1,7} cuyos resultados y conclusiones se describen a continuación.

II.2.1 Resultado de Estudios Practicados a Crudos Cerosos

La caída de presión en una tubería que conduce aceite ceroso, se incrementa a medida que la temperatura de flujo disminuye; la diferencia en la caída de presión, para ambas temperaturas se mantiene constante aunque el gasto se incremente. Esta situación se muestra en la Figura No. 6.

El comportamiento de la viscosidad para un crudo ceroso se muestra en la Figura No. 7. De ésta se puede apreciar un incremento brusco en la viscosidad a temperaturas menores a 83°F. Esto se debe a que para este crudo en particular, la nucleación de los cristales de cera ocurre a temperaturas menores a la señalada.

Los valores obtenidos de los estudios realizados sobre la formación de geles en crudos cerosos, se emplean para estimar la presión de restauración. Esta es la presión necesaria para que el crudo adquiera movimiento cuando inicialmente está en reposo. La magnitud de ésta presión depende de: viscosidad del crudo, concentración de aditivo, cantidad de fluido a desplazar, tiempo que el crudo permaneció en reposo, temperatura, diámetro y rugosidad

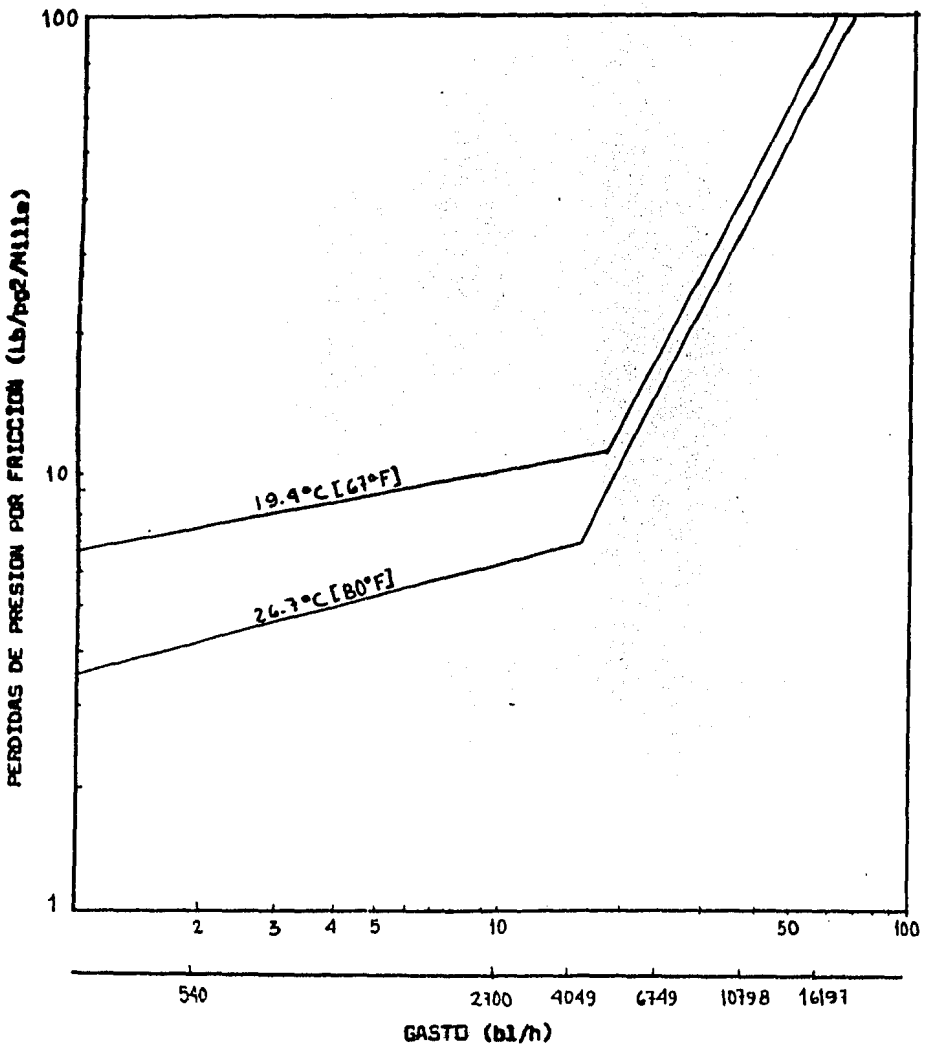


FIG No.6 CAIDA DE PRESION POR FRICCION EN UNA LINEA DE 20pg DE DIAMETRO QUE TRANSPORTA CRUDO CEROSO.

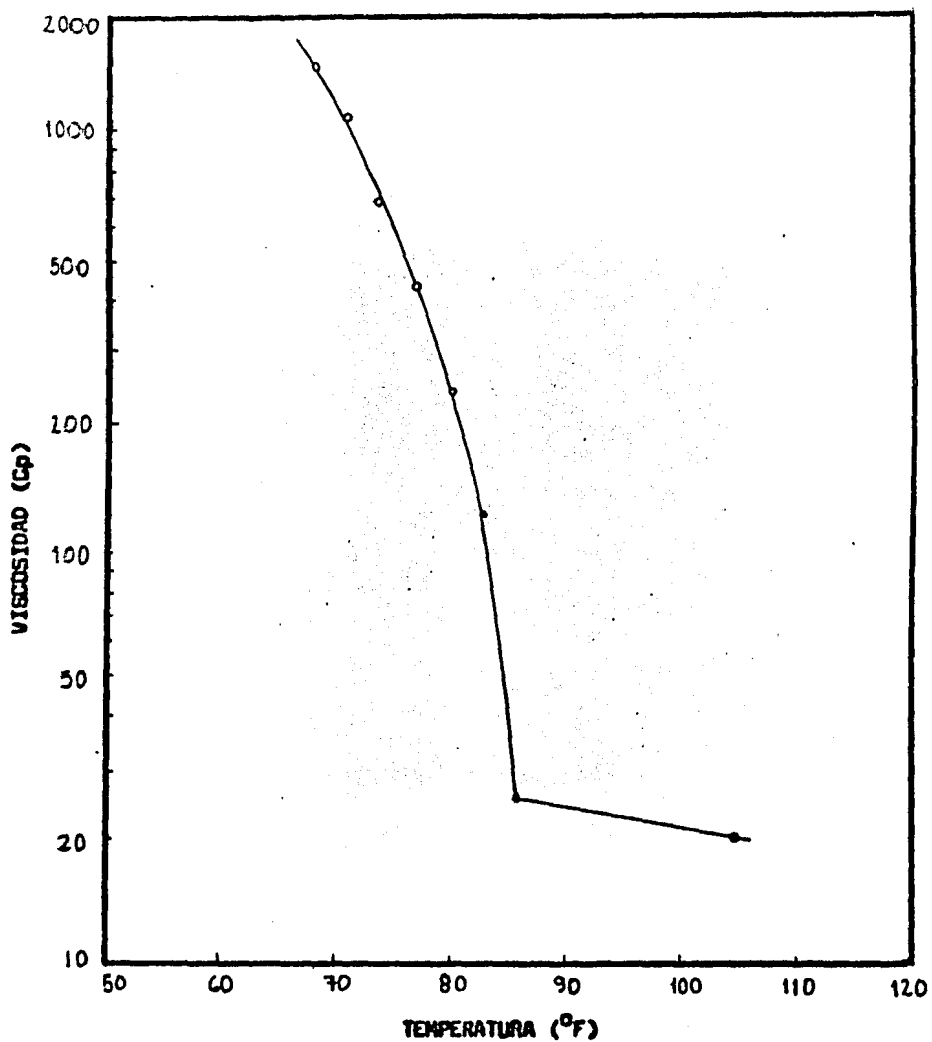


FIG No 7 VARIACION DE LA VISCOSIDAD DE UN CRUDO CEROSO CON LA TEMPERATURA.

dad de la tubería.

Del comportamiento de crudos cerosos bajo la acción de diversas concentraciones de aditivo, se observó que la caída de presión por fricción disminuye a medida que la concentración de aditivo aumenta. Sin embargo esta reducción tiende a un límite aunque la concentración de aditivo siga en aumento.

La presencia de agua en el crudo modifica sus propiedades reológicas, haciendo que su viscosidad y punto de cedencia se vean incrementados.

Para determinar la solubilidad de la cera, la distribución del tamaño de partículas en el depósito y el ritmo de deposición por gravedad, se llevaron a cabo estudios de centrifugación.

Empleando altas revoluciones por minuto y períodos largos de tiempo se centrifugó un aceite ceroso a diferentes temperaturas. El líquido se drenó y el contenido de cera se expresó en porcentaje en peso de la muestra centrifugada. Los resultados se muestran en la Figura No. 8. De ésta se observa que el porcentaje de la fase sólida precipitada, se incrementa a medida que la temperatura disminuye y que esta tendencia es lineal.

La Figura No. 9 presenta la distribución del diámetro de partículas contra el porcentaje de volumen acumulativo. Se observa que el rango del tamaño de las partículas precipitadas del aceite centrifugado, para una temperatura dada, varía de 2.8×10^{-4}

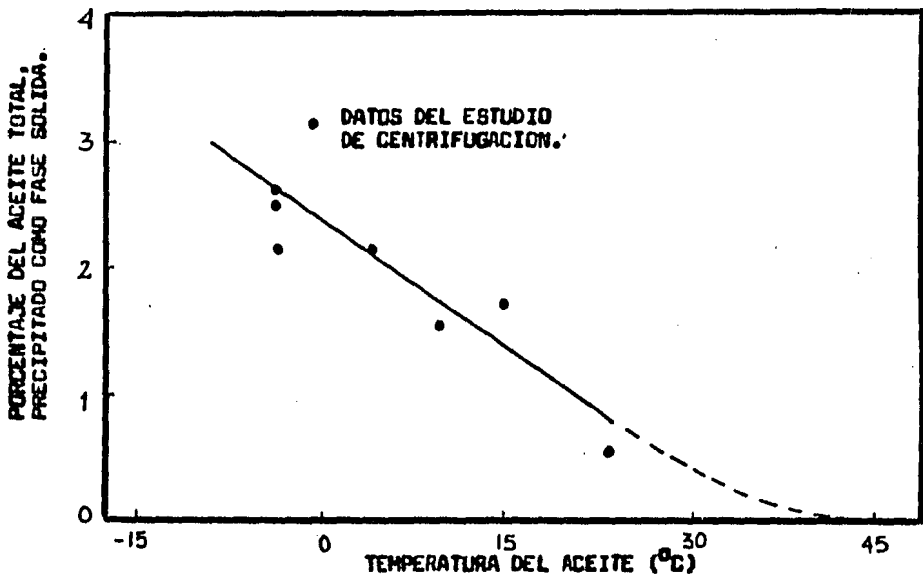


FIG No 8 PRECIPITACION DE LA FASE SOLIDA POR TEMPERATURA.

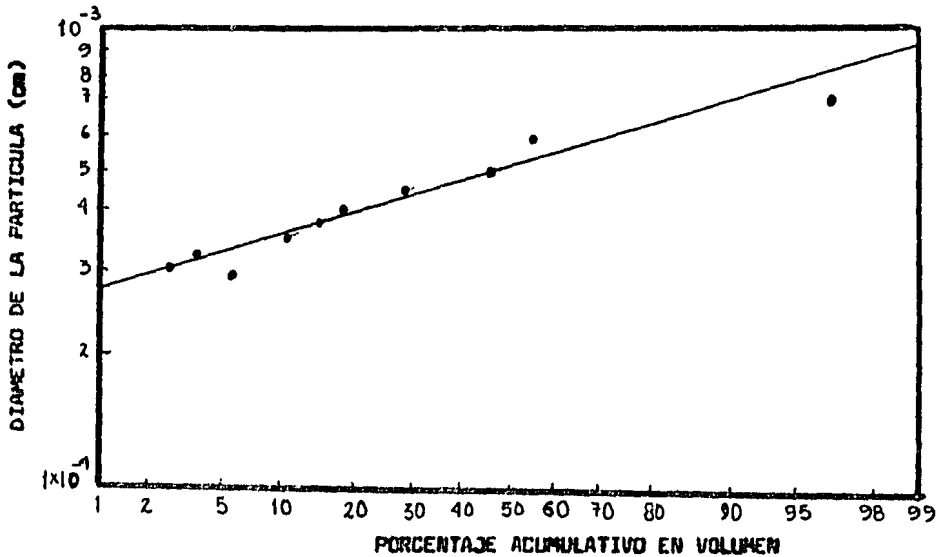


FIG No 9 DISTRIBUCION DEL DIAMETRO DE PARTICULA SOLIDA PRECIPITADA

cm a 9.1×10^{-4} cm de diámetro. Por ejemplo, para un diámetro de -
partícula de 5×10^{-4} cm corresponde un volumen acumulativo del 50%.
Esto significa que cuando se depositan las partículas de 5×10^{-4} cm
diámetro ya se ha depositado el 50% del total.

La distribución del tamaño medio de las partículas de cera
del aceite centrifugado contra la temperatura se muestra en la Fi
gura No. 10. En ella se muestra que el tamaño medio de las partí
culas de cera se incrementa a medida que la temperatura disminuye.

Conocido el comportamiento del tamaño de la partícula de -
cera precipitada, contra la temperatura, es posible predecir e l
ritmo de depositación a medida que la temperatura varía.

Para obtener el ritmo de depositación de las partículas de
cera por efectos de gravedad se emplean los datos de diámetro de
partícula y densidad de la misma, obtenidos de la centrifugación
del aceite y la ecuación 1.

$$U = \left[\frac{g \Delta \rho_a (1+N')}{18 k'} \right]^{1/2} \dots \dots \dots 1)$$

Para un valor dado de temperatura corresponde un diámetro
medio de partícula de cera (Fig. 10) , y por lo tanto una masa
y de ahí su densidad. Sustituyendo los valores correspondientes
en la ecuación 1 y multiplicando a U por la densidad de la partí-
cula de cera se obtiene, para un valor dado de temperatura, los

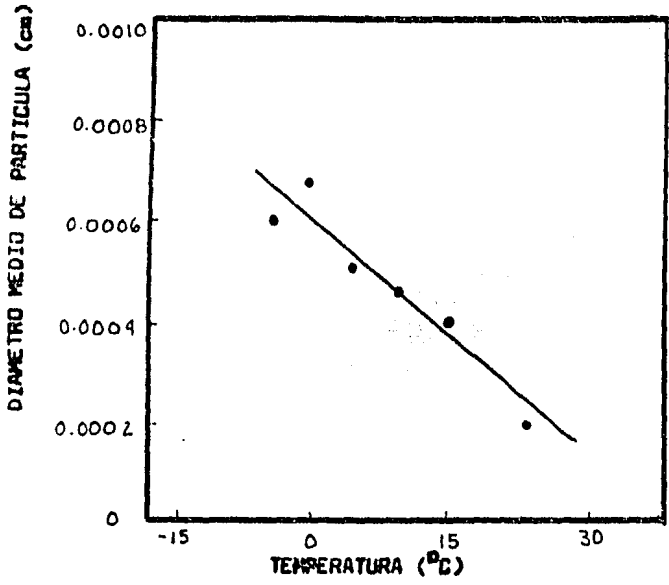


FIG No 10 VARIACION DEL TAMAÑO MEDIO DE PARTICULA DE CERA PRECIPITADA, CONTRA LA TEMPERATURA

puntos marcados en la Figura No. 11. Esta muestra un rango de temperatura de -4°C a 7°C en el cual ocurre el máximo ritmo de depositación. Este ritmo de depositación disminuye a medida que la temperatura se incrementa. Esto se debe a que a mayor temperatura la capacidad del aceite para mantener a la cera en solución se incrementa y por tanto no hay depositación. Por otro lado el ritmo de depositación disminuye cuando la temperatura es inferior a -4°C . Esto se debe a que a menor temperatura se presenta un incremento considerable en la viscosidad, principalmente en los crudos cerosos, lo que origina que la cera se aglutine pero a la vez la mantiene en suspensión y evita que se deposite.

II.2.2 Mecanismos de Transporte Lateral y Depósito de Partículas de Cera.

Cuando el flujo de aceite es turbulento se origina el transporte rápido de precipitados y la disolución de las partículas de cera depositadas. La velocidad del fluido impide que los cristales de cera se aglutinen y formen masas de mayor tamaño que contribuyan al crecimiento del depósito. Se han identificado tres mecanismos que contribuyen al transporte lateral y depósito de las partículas de cera en una corriente de aceite que fluye a través de una tubería. Estos mecanismos son:¹ Difusión molecular, Difusión Browniana y Dispersión Cortante. También se ha conside-

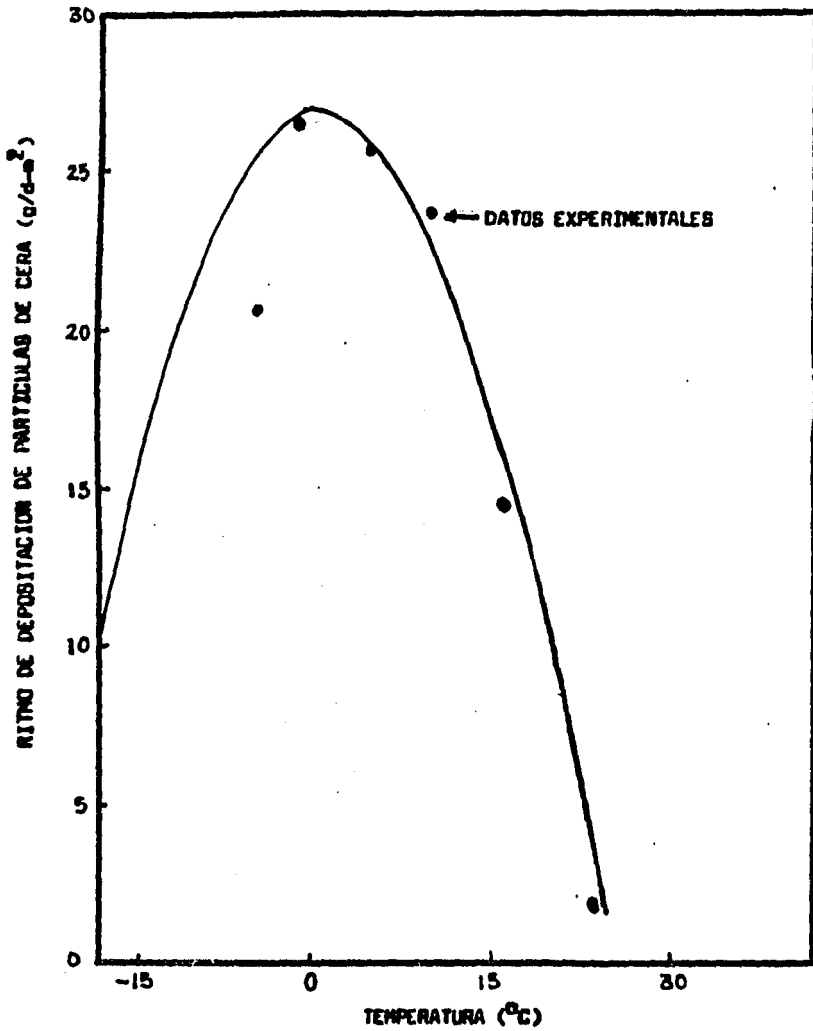


FIG No 11 RITMO DE DEPOSITACION DEBIDO AL ASENTAMIENTO POR GRAVEDAD

rado la influencia de la fuerza de gravedad.

Difusión Molecular

Considérese que el régimen de flujo es laminar y que los cristales de cera se encuentran disueltos. A lo largo de la tubería y en el sentido de flujo existe un gradiente de temperatura que enfría al aceite y favorece la formación de cristales de cera. Por otro lado, la temperatura en el exterior de la tubería es menor a la del fluido y por tanto la mayor parte de las partículas de cera se dirige a esa zona donde son arrastradas por difusión molecular que es el movimiento espontáneo de partículas disueltas a zonas de menor concentración. Cuando las partículas disueltas alcanzan la interfase líquido-sólido éstas salen y se precipitan. La ecuación de difusión de Fick simula el ritmo de transporte de partículas en la pared de la tubería.

$$\frac{dG}{dt} = D_m A \frac{dC}{dy} \dots\dots 2)$$

La ecuación 2) transformada a parámetros más usuales se convierte en la ecuación 3). La cual proporciona el ritmo de crecimiento del depósito debido al mecanismo de difusión molecular.

$$W_m = l \cdot A D_m \frac{dC}{dT} \frac{dT}{dy} \dots\dots 3)$$

donde $\frac{dC}{dT}$ solubilidad de los cristales de cera en el aceite
 $\frac{dT}{dy}$ gradiente radial de temperatura en la pared de la tubería.

Difusión Browniana

Considérese que las partículas de cera son movidas por transporte lateral. Durante su desplazamiento, chocan entre ellas mismas y con otras partículas sólidas que se encuentran en el aceite. Esto ocasiona un movimiento aleatorio de las partículas de cera y parcial desintegración de las mismas. La ecuación 4), proporciona un medio para calcular el coeficiente de difusión Browniana, que es el resultado de los fenómenos mencionados.

$$D_b = \frac{RT_a}{6\pi\mu a N} \dots \dots \dots 4)$$

Dispersión Cortante

Supóngase flujo laminar y que existen partículas de cera en suspensión, estas se mueven en la misma dirección del flujo. Sin embargo debido a los cambios de velocidad en la partícula inducidos por un movimiento cortante, puede suceder que su trayectoria sea a través del flujo. La partícula en movimiento posee tanto velocidad lineal como velocidad angular, cuando estas velocidades se reducen, la partícula tiende a adquirir una mayor solidez. Debido a la viscosidad del fluido y al movimiento de la partícula se establecen fuerzas entre ésta y la capa de fluido que la rodea.

Dado el gran número de partículas existentes en el fluido

Las interacciones de unas con otras son grandes y resulta un desplazamiento lateral y dispersión de las partículas. El fenómeno descrito se conoce como dispersión cortante (Shear Dispersion) y el coeficiente correspondiente lo proporciona la ecuación 5. Matemáticamente éste mecanismo puede redispersar, en la corriente de aceite, el material precipitado.

$$D_s = \frac{a^2 \gamma C_w^*}{10} \dots \dots 5)$$

Asentamiento por Gravedad

Cuando en el aceite se tiene una aglomeración considerable de cristales de cera, se forma un material ceroso susceptible de precipitarse. La densidad de este material es superior a la del fluido a su alrededor de manera que, si este material no fuera afectado por ninguna otra fuerza, este se depositaría en el fondo del tanque o tubería. De la observación de la intensidad de este mecanismo, se nota que ésta va en disminución hasta alcanzar un valor de cero.

Bajo condiciones dinámicas y por resultado de la experimentación de laboratorio que consistía en hacer fluir aceite ceroso por tubos variando el ángulo de inclinación de éstos, se concluyó que por efectos de gravedad no se provoca un incremento

considerable en la depositación de material parafínico.

Cinética de la Depositación

Por los estudios realizados¹ se há concluído que todo aquel material acarreado de las paredes de la tubería por el mecanismo de difusión molecular, es transportado y pasa a incorporarse al material que ya se encuentra depositado en otro lugar de la tubería. La ecuación 6 da un valor aproximado para el cálculo de este mecanismo de depositación.

Una depositación adicional algo más compleja ocurre como resultado del movimiento lateral de partículas de cera previamente depositadas. Para ilustrar lo anterior considérese que la temperatura de flujo está por debajo de la temperatura a la cual las partículas de cera se precipitan del aceite y que la temperatura del aceite en las vecindades de la tubería, varía como se muestra en la Figura No. 12.

Conceptualmente si se desprecia el efecto de los mecanismos de transporte lateral, la depositación de material sería como se muestra en la Figura No. 13.

Cuando aumenta la influencia de los mecanismos de transporte lateral, se presentan los fenómenos descritos para cada uno de ellos, el perfil del depósito adoptaría una forma como la que se muestra en la Figura No. 14.

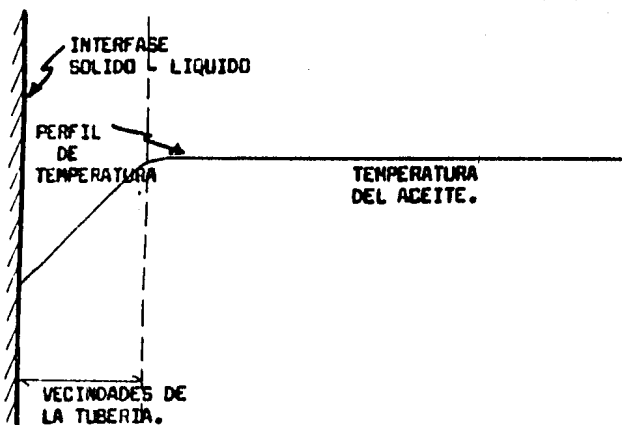


FIG No 12 PERFIL DE TEMPERATURA ESPERADO EN LAS VECINDADES DE LA TUBERIA.

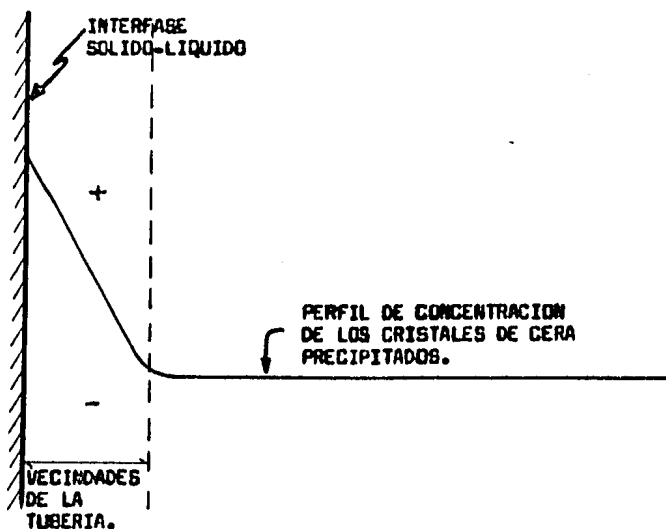


FIG No 13 PERFIL DE CONCENTRACION DE CRISTALES DE CERA PRECIPITADOS SI NO HAY INFLUENCIA DE LOS MECANISMOS DE TRANSPORTE LATERAL

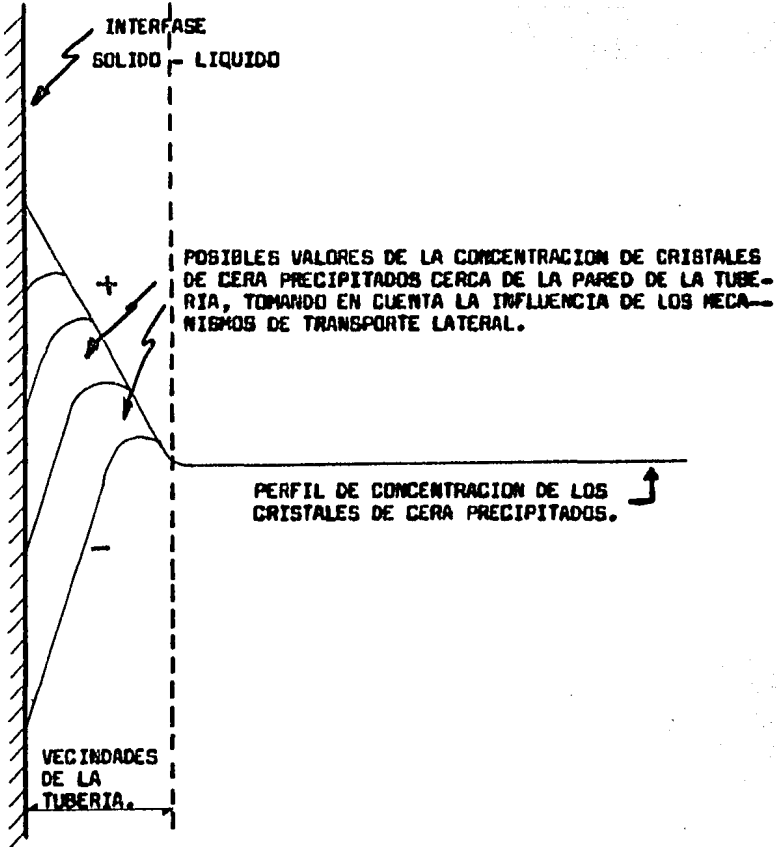


FIG No 14 PERFIL DE CONCENTRACION DE CRISTALES DE CERA EN LA PARED DE LA TUBERIA.

La ecuación 6, permite estimar el ritmo de transporte lateral de partículas sólidas en la pared de la tubería.

$$flux = Pr [D_b + D_s] \left. \frac{dC^*}{dy} \right|_{pared} \dots \dots 6)$$

Donde $\left. \frac{dC^*}{dy} \right|_{pared}$ es el gradiente de concentración radial de material ceroso fuera de solución, en la pared de la tubería.

D_b y D_s son los coeficientes dados por la ecuaciones 4 y 5 respectivamente y evaluados a las condiciones de pared. En condiciones a las que la diferencia de temperatura entre el aceite y la pared de la tubería sea mínima, la magnitud de la concentración de material ceroso en la pared de la tubería es muy similar a la del aceite, por tanto puede hacerse la siguiente relación:

$$C_w^* \simeq C_b^* \dots \dots 7)$$

Ritmo de Incorporación de Partículas Sólidas en la Interfase Sólido-Líquido

El ritmo de incorporación de partículas al depósito es igual al ritmo de transporte de éstas y está dado por la ecuación 6. El ritmo de depositación es también proporcional al área de contacto.

Si la concentración de partículas de cera en el aceite susceptibles de depositarse no es grande, la interacción entre éstas - tampoco lo es, y el ritmo de depositación pasa a ser proporcional a la concentración de partículas en la interfase sólido-líquido. Por otro lado la trayectoria de las partículas cerca de la interfase, es independiente de su velocidad. Si el ritmo de la inmovilización de las partículas depende de la interacción de éstas en la interfase sólido-líquido, entonces su ritmo de depositación pasa a ser directamente proporcional al ritmo de corte en la pared.

La ecuación 8, cuantifica el ritmo de depositación de los cristales de cera en la pared de la tubería cuando no existe una diferencia considerable entre la temperatura del aceite y la de la tubería, y debido al efecto de difusión Browniana y dispersión cortante.

$$W_{sb} = K^* C_w^* \gamma A \quad \dots \dots 8)$$

La constante de depositación K^* debe determinarse para cada sistema en particular.

Ritmo de Depositación por Mecanismos Combinados

El crecimiento del depósito parafínico en una tubería su

periferal está influenciado por los siguientes parámetros: difusión molecular, transporte lateral y presencia de partículas sólidas en la corriente de aceite. Además, por las condiciones de flujo, esto es: presión, régimen de flujo y gradiente de temperatura del aceite hacia la pared de la tubería.

Al considerar la influencia combinada de los mecanismos ya descritos, en la formación y crecimiento del depósito, se obtiene la ecuación 9. La cual proporciona el ritmo de depositación de los cristales de cera debido a la acción conjunta de difusión molecular, dispersión cortante, difusión Browniana y considerando que existe un gradiente de temperatura del aceite hacia la pared de la tubería. Matemáticamente la ecuación 9 es la suma de las ecuaciones 3 y 8.

$$W_t = \rho_r A D_m \frac{dC}{dT} \frac{dT}{dy} + k^* C_w^* \gamma A \quad \dots \dots 9)$$

El término $\frac{dT}{dy}$ puede calcularse empleando la ecuación 10.

$$\frac{dT}{dy} = \frac{Q \rho_o C_p \frac{dT}{dL}}{K \pi D} \quad \dots \dots 10)$$

Donde $\frac{dT}{dL}$ es el gradiente de temperatura en la tubería en el sentido de flujo.

De un exámen microscópico del fenómeno de la depositación se vió que los cristales de cera acarreados por el aceite poseen una forma irregular. Del análisis de la estructura del depósito se observó que éste contenía de un 14-17% de material sólido, por lo que el valor obtenido de la ecuación 9 dividido por .14 ó .17 da la cantidad de material sólido presente en el depósito.

Efecto del Flujo de Calor

Conceptualmente un valor negativo del término del coeficiente de difusión molecular (D_m) implica que el material depositado sea devuelto a la corriente de aceite. A pesar de este efecto es posible que los mecanismos de difusión Browniana y dispersión cortante continúe contribuyendo a la formación y crecimiento del depósito. Si el efecto combinado de los mecanismos de difusión Browniana y dispersión cortante es mayor al efecto negativo provocado por difusión molecular, el crecimiento del depósito continúa. De investigaciones realizadas por Eaton y Weeter¹ se concluye que no ocurre una depositación cuantificable en la pared de la tubería cuando el flujo de calor es igual a cero. Es decir que la depositación es muy pobre cuando la temperatura del aceite y la tubería es la misma.

De los resultados que muestra la Figura No. 15 además de

pruebas de laboratorio se emplean las ecuaciones 3 y 8. El valor de K^* determinado experimentalmente, fue de $K^* = 8.64 \times 10^{-4}$ gr - seg/cm²-D. La diferencia entre los valores medidos y los calculados para pruebas diversas se muestran en la Figura No. 15.

Las claves V-1, H-1, H-2A, H-2B, H-2C, H-3, H-4, H-5, H-6 y H-7 son conjuntos de valores obtenidos para diversas formas de llevar a cabo las pruebas. La prueba consiste en hacer fluir a ceite ceroso en tubo de diversos diámetros, variando el gasto y el ángulo de inclinación del tubo respecto a la vertical. Con base a los resultados obtenidos se calcula un factor de ajuste - entre el valor obtenido de la medición y el calculado con las e cuaciones. Para los resultados mostrados en la Figura No.15, e ste factor es de 1.4.

De las pruebas se observó que bajo condiciones dinámicas el efecto de la fuerza de gravedad en la depositación de las partículas de cera, es despreciable.

Por otro lado los resultados obtenidos de las pruebas - cuando el flujo de calor es igual a cero indican que la con cen tración de partículas cerosas en el seno del aceite es muy seme jante a la concentración en la interfase sólido-líquido. Esto hace pensar que la depositación cuando el flujo de calor es - igual a cero, sea mínima.

Se concluye que la estimación del ritmo de depositación

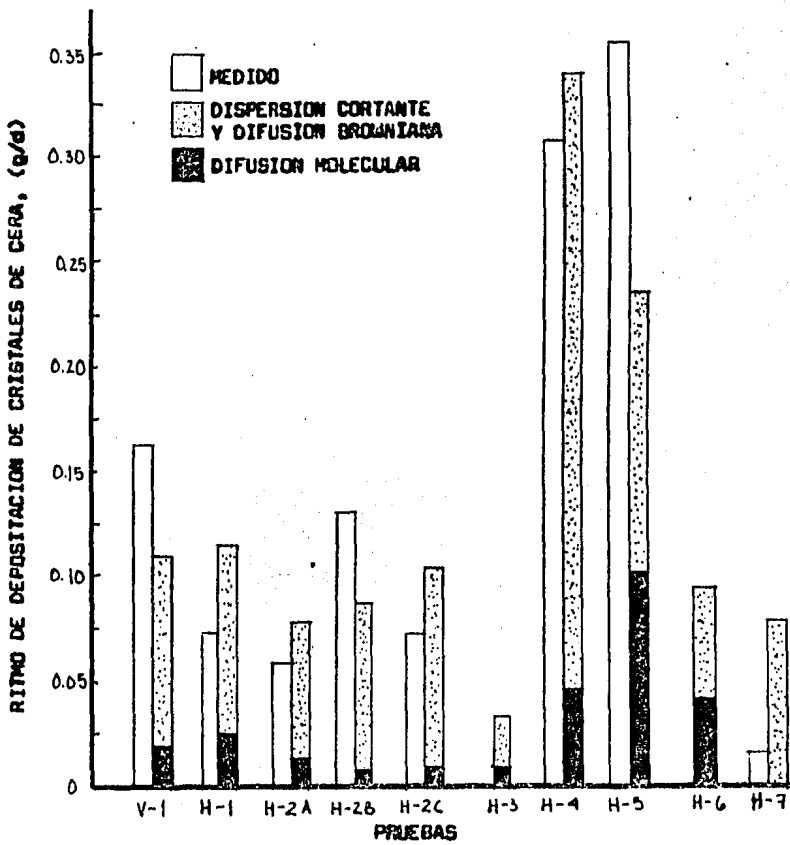


FIG No 15 COMPARACION DEL RITMO DE DEPOSITACION MEDIDO EN LABORATORIO Y EL CALCULADO CON ECUACIONES.

de cristales de cera en tuberías superficiales empleando las ecuaciones propuestas da una muy buena aproximación del ritmo real de depositación. Sin embargo cada crudo deberá estudiarse en particular para la caracterización de sus cristales de cera. Se concluye que la cantidad y tipo del material depositado depende de cada crudo en particular y de las condiciones prevalecientes en su medio ambiente.

III.2.3 Efecto de la Mojabilidad y Temperatura en la Depositación de Material Parafínico

Se describen los resultados obtenidos por Cole y Jessen⁶.

Estos investigadores estudiaron el efecto del gradiente de temperatura en la interfase tubería aceite y la influencia de la mojabilidad de la tubería en la depositación de material parafínico. La mojabilidad es la afinidad relativa de una superficie a ser cubierta preferentemente por un líquido.

Para la experimentación se empleó cera parafínica obtenida de diversos puntos de acumulación en el sistema de producción y se diluyó con Kerosena. Esta mezcla se hizo pasar por un dispositivo (Figura No.16) que contiene una placa colectora móvil enfriada por una corriente de agua a baja temperatura. La cantidad de parafina depositada, se obtiene por diferencia de peso entre la placa con y sin parafina.

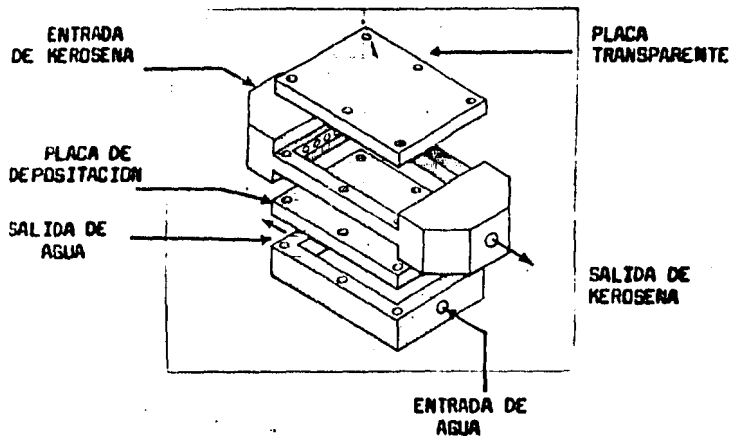


FIG No. 16 APARATO EMPLEADO POR COLE Y JESSEN⁶ PARA ESTUDIAR EL EFECTO DE LA MOJABILIDAD Y TEMPERATURA EN LA DEPOSITACION DE PARAFINA.

Diversas pruebas se llevaron a cabo variando la temperatura de la placa en un rango de 2 a 52°F debajo de la temperatura de nube de la mezcla Kerosena-parafina. La cantidad de parafina depositada se reporta en gramos por minuto. Se observó un rango de diferencia de temperatura entre la placa y la mezcla, en el cual la depositación era más acentuada; este rango es de 2 a 10°F. Sin embargo la depositación es menos pronunciada cuando la diferencia de temperatura mezcla-placa, es superior a 15°F, y tiende a mantenerse lineal. La Figura No. 17 muestra el comportamiento descrito.

Las condiciones naturales de mojabilidad de la placa se alteraron recubriendo ésta con resinas. Se realizaron otras pruebas en las que se varió el ángulo de contacto entre la mezcla y la placa. Y otras más en las que se midió el tiempo requerido para la formación de una película de parafina en la placa.

La Figura No. 18 muestra que para una diferencia dada de temperatura entre la mezcla y la placa, el ritmo de depositación aumenta a medida que el ángulo de contacto disminuye.

De la Figura No. 19 se observa que el tiempo requerido para la formación de una película de parafina, para una diferencia dada de temperatura, se incrementa a medida que el ángulo de contacto disminuye.

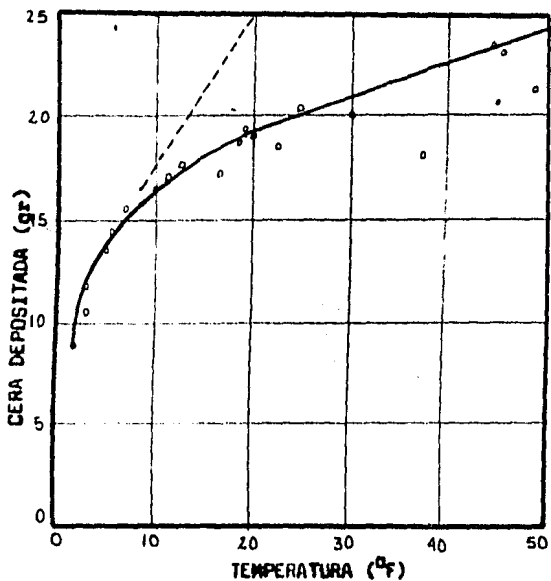


FIG No 17 INFLUENCIA DE LA DIFERENCIA DE TEMPERATURA ENTRE LA PLACA COLECTORA Y EL FLUJO, EN LA DEPOSITACION DE CERA.

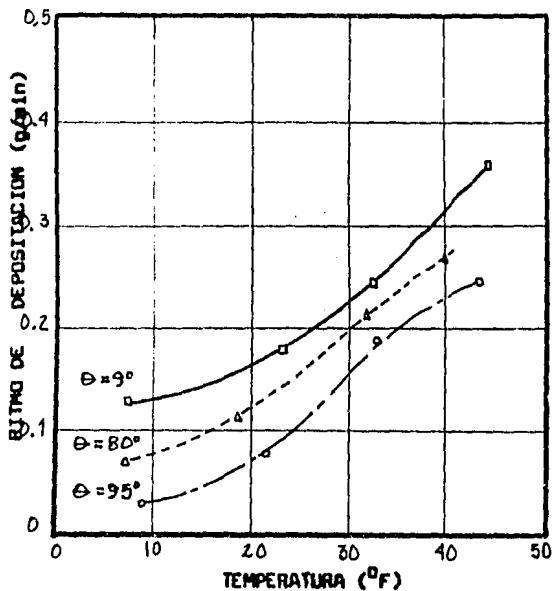


FIG No 18 INFLUENCIA DEL ANGULO DE CONTACTO Y DIFERENCIA DE TEMPERATURA ENTRE LA PLACA Y EL FLUJO, EN EL RITMO DE DEPOSITACION DE LA CERA.

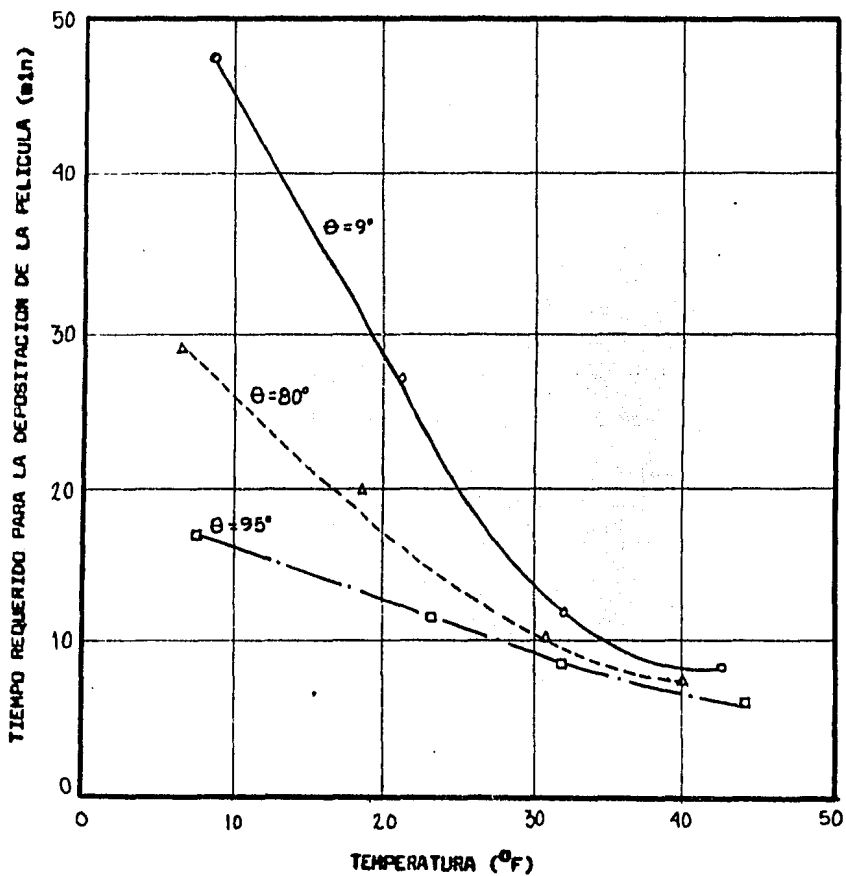


FIG No 19 EFECTO DEL ANGULO DE CONTACTO Y LA DIFERENCIA DE TEMPERATURA ENTRE LA PLACA Y EL FLUJO EN TIEMPO QUE LLEVA EN FORMARSE UNA PELICULA DE ν 64 PG. DE ESPEJOR SOBRE LA PLACA COLECTORA.

Se encontró que la depositación es mayor en superficies que presentan un ángulo de contacto grande a aquéllas que presentan un ángulo de contacto pequeño, de la superficie respecto al agua. Es decir una superficie que es preferentemente mojada por agua, presenta un ángulo de contacto grande respecto a ésta. De forma semejante una superficie que presente poca mojabilidad al agua, tiene un ángulo de contacto bajo respecto a ésta. Además se concluyó - que la diferencia de temperatura entre la placa y la mezcla, y la energía libre de superficie de la placa actúan en forma independiente en la depositación de parafina. La energía libre de superficie es una medida de la fuerza de atracción y adhesión que ejercen una superficie con un gran número de capilares expuestos al flujo, hacia el líquido con el que está en contacto y preferentemente a las fracciones pesadas de éste.

II.3 Problemas Ocasionados por la Depositación de Parafina

La depositación de parafina y otros materiales asociados representa un gran problema en la producción y manejo del petróleo crudo.

La depositación puede llevarse a cabo en el yacimiento, en la tubería de producción, en la tubería de escurrimiento y en las instalaciones superficiales de almacenamiento. Además causa problemas tanto en pozos fluyentes como en aquéllos productores por

algún sistema artificial de producción.

En el yacimiento especialmente cuando éste pertenece a un campo en desarrollo, la depositación puede presentarse en la cara misma de la formación. Esto parece difícil pues la temperatura de la formación generalmente es mayor a la de punto de nube. Sin embargo la caída de presión en la vecindad del pozo, puede ser de tal magnitud que provoque la expansión y liberación de burbujas de gas las cuales proporcionan un buen centro de nucleación para la aglutinación de los cristales de cera.

Esta situación aunada a la disminución de temperatura provocada por la expansión súbita del gas, favorece la cristalización y aglutinación de los cristales de cera y la posible formación de una capa cerosa en la cara de la formación. Por otro lado, debe tenerse presente que debido a la velocidad de los fluidos en esa zona, se establece un esfuerzo cortante sobre el depósito, que tiende a retirarlo y arrastrarlo en la corriente de hidrocarburos. Si la fuerza de adhesión del depósito sobre la cara de la formación es mayor a la resultante del esfuerzo cortante que actúa sobre éste, el depósito permanecerá adherido sin que crezca debido al efecto del esfuerzo cortante.

La depositación de la parafina en la cara de la formación reduce la permeabilidad de ésta y por tanto su capacidad de aportación. De manera que el gasto que la formación aporta es menor

al que pudiera ser si la depositación no se hubiera llevado a cabo.

La tubería de producción (T.P.), por sus características y constantes cambios en las condiciones de flujo a través de ella, es un lugar muy favorable a la depositación de parafina. Los mecanismos por los cuales la parafina se adhiere a la pared de la T.P. ya han sido descritos. La depositación de parafina en la T.P. origina múltiples problemas: reducción del área efectiva al flujo, aumento en la caída de presión por efectos de fricción y contrapresión excesiva hacia la formación. Esto se traduce en una disminución de la producción y reducción de la presión de los fluidos en la cabeza del pozo.

En la tubería de escurrimiento los problemas ocasionados por los depósitos de parafina, son similares a los que se presentan en la T.P. Adicionalmente, si el medio ambiente es frío, es necesario instalar estaciones de bombeo a corta distancia una de otra. Esta medida es necesaria ya que los crudos cerosos tienden a desarrollar geles cuando no están en movimiento y además la viscosidad se ve incrementada sustancialmente por la baja temperatura. Estos factores dificultan el transporte del aceite y hacen que se requieran un mayor número de estaciones de bombeo. En ocasiones la magnitud de la depositación llega a ser tal que la línea queda totalmente obstruída haciendo necesario reemplazar los tra

mos de tubería tapados y diferir la producción.

En las baterías de separación, debido a los procesos ya - descritos, la parafina puede depositarse, obstruyendo válvulas, tuberías de entrada y salida a los separadores y deshidratadores, entorpeciendo la acción de éstos dispositivos. En el tanque de almacenamiento la parafina ocupa un volumen destinado al aceite, taponando las tuberías de descarga y llenado, y en ocasiones la deposición es de tal magnitud que es necesario dar mantenimiento al tanque interrumpiendo su operación.

Uno de los principales factores que favorecen la aglutinación y depositación de los cristales de cera, es la existencia de un gradiente de temperatura entre la T.P. y el aceite. Si el pozo está produciendo mediante bombeo neumático, la temperatura del gas de inyección es menor a la de la T.P. enfriando a ésta y propiciando la depositación. En el bombeo neumático intermitente la inyección de gas hacia la tubería de producción es súbita, de manera que el gas sufre una expansión repentina, lo cual debido al efecto Joule-Thompson, se traduce en una disminución de la temperatura, cuyas consecuencias ya se conocen.

En el bombeo mecánico el área de contacto es mayor, ya que al área interior de la T.P. se suma el área exterior de las varillas de succión. Debido a que este sistema es empleado en la producción de crudos pesados y en el manejo de bajos gastos, es -

de esperarse que la velocidad de flujo dentro de la T.P. no sea grande y que el efecto cortante del flujo sobre el depósito sea pequeño. Bajo éstas condiciones la depositación de parafina se lleva a cabo provocando reducción del área de flujo, aumento en el peso de la sarta de varillas, mayor consumo de potencia y menor producción.

Se considera que los ejemplos anteriores son suficientes para comprender que la depositación de parafina, cualquiera que sea el lugar donde se presente, siempre entorpece la producción de aceite y hace necesaria la aplicación de alguna técnica o método de control.

Nomenclatura

d	Diámetro de partícula
A	Area disponible a la depositación
C	Fracción en volumen de la concentración de cera en solución
C _b *	Fracción en volumen de la concentración de cera fuera de solución, en el aceite
C _w *	Fracción en volumen de la concentración de cera fuera de solución, en la pared de la tubería
C _p	Capacidad calorífica del aceite
D	Diámetro de la tubería
D _b	Coefficiente de difusión Browniana
D _m	Coefficiente de difusión Molecular
D _s	Coefficiente de dispersión Cortante
g	Aceleración gravitacional
G	Total de sólidos depositados por difusión Molecular
K	Conductividad térmica del aceite
K*	Constante del ritmo de depositación de las partículas de cera
K'	Parámetro de viscosidad para un fluido pseudoplástico
L	Longitud de la tubería
N	Número de Avogadro
N'	Parámetro de viscosidad para un fluido pseudoplástico
Q	Gasto volumétrico de aceite
R	Constante universal de los gases
T	Temperatura

Ta	Temperatura absoluta
t	Tiempo
U	Velocidad de asentamiento de las partículas
Wm	Ritmo de depositación de cristales de cera, debido al mecanismo de difusión Molecular
Wsb	Ritmo de depositación de cristales de cera, debido a los - mecanismos de dispersión cortante y difusión Browniana
Wt	Ritmo total de depositación de cristales de cera
y	Dirección radial
Y	Esfuerzo de corte del aceite
ρ	Densidad del aceite
ρ_r	Densidad de los cristales de cera
$\Delta\rho$	Diferencia de densidad entre los cristales de cera y el - aceite
μ	Viscosidad

CAPITULO III

MÉTODOS DE CONTROL

III.1 Introducción

La depositación de cera parafínica durante el transporte y almacenamiento del petróleo crudo, es un problema de grandes repercusiones económicas. Una gran variedad de tratamientos y métodos de control han sido empleados. Basicamente se distinguen dos tipos: métodos correctivos y métodos preventivos. La experiencia ha demostrado que hasta donde sea posible, es preferente el empleo de métodos preventivos.

Un problema de parafina puede ser combatido por cualquiera de los tres métodos siguientes: a) Mecánicos, b) Térmicos y c) Químicos. Sin embargo en ocasiones se emplean combinaciones de éstos. La selección de uno u otro método para la remoción de un depósito en particular depende de las características de éste y del lugar donde se encuentre.

Considerando la existencia de un depósito en la cara de la formación, el método empleado es una combinación de los métodos Térmicos y Químicos. Esto es, se inyectan soluciones solventes a alta temperatura de manera que lleguen hasta el depósito y lo ablanden para que éste sea retirado por la corriente de hidrocarburos provenientes de la formación.

Si el depósito se encontrara en la T.P. puede emplearse cualquiera de los tres métodos o la combinación de éstos. Es de-

cir, dependiendo de la magnitud del depósito, pueden emplearse los métodos mecánicos. Básicamente éstos consisten en el raspado físico de la tubería empleando herramientas llamadas cucharas. Estas herramientas son sostenidas por línea de acero desde la superficie y aplicando un movimiento de vaiven se logra raspar a la tubería y remover el depósito. La aplicación de métodos térmicos consiste en la inyección de fluidos (aceite, agua, vapor) a alta temperatura, por el espacio anular; adicionando un agente químico solvente. Es necesario aclarar que un agente químico puede ser sumamente efectivo en ciertos crudos, mientras que en otros no. La razón de este comportamiento es la interacción entre las fracciones pesadas del crudo y los componentes activos del agente. Como la cantidad y tipo de dichas fracciones varía de crudo a crudo, incluso para aquéllos provenientes de un mismo campo, la eficiencia del agente químico depende de la composición del aceite.

Continuando con la suposición, de que el depósito se encuentra en la T.P., el tratamiento del depósito requiere de la inyección de fluidos a alta temperatura, através de una válvula de circulación colocada debajo del punto donde se inicia la depositación garantizando su remoción. De aquí la necesidad de conocer el punto donde la depositación inicia.

Si el depósito se encuentra en la tubería superficial la forma de removerlo es relativamente más sencilla, comparada con la

manera en que se debe proceder en el caso de una depositación su
perficial.

Numerosos métodos y técnicas han sido empleados en la remoci
ón del depósito en líneas e instalaciones superficiales. Alguno
s de éstos se describen a continuación, aunque muchos de ellos
han quedado en desuso, Los métodos mecánicos consisten en la in
troducción de diablos y raspadores, que impulsados por la misma
corriente de aceite, recorren la tubería y retiran el depósito.
También se probó recubriendo la tubería con resinas con el fin de
reducir la rugosidad de ésta y la tendencia a la formación del de
pósito. Conocidas las características de mojabilidad de la tube
ría, llegó a emplearse la inyección de agua con el fin de formar
una emulsión que permitiera al agua cubrir la pared de la tubería
y evitar la adherencia de material parafínico, sin embargo los
problemas posteriores ocasionados por la emulsión dejaron en de
suso ésta técnica. Se probó, también, la dilución del aceite ca
roso, adicionándole crudos ligeros con el propósito de incrementa
r el contenido de fracciones ligeras en la mezcla, y evitar la
depositación, ya que las fracciones ligeras del crudo mantienen
en solución a la parafina. Se empleó el calentamiento de la tu
bería mediante diversos métodos. Estos incluyen la inyección de
fluidos a alta temperatura y el uso de resistencias eléctricas -
pegadas a la parte externa de la tubería, con el fin de mantener

la temperatura de flujo por encima del punto de nube. Conocida la afinidad de la parafina hacia ciertos materiales, se introdujo una línea de acero dentro de la tubería superficial de manera que ésta proporcionaba una área de contacto para la depositación y adicionalmente, debido al flujo de hidrocarburos, la línea se movía en el interior de la tubería, chocaba contra las paredes de ésta y removía el depósito. También se probó empleando ciclos frío-calor con el fin de modificar la naturaleza de la formación de los cristales de cera.

III.2 Métodos Mecánicos

El uso de los métodos mecánicos es recomendable si la dureza y cantidad del depósito es grande y su remoción solo es posible mediante el raspado físico. Por otro lado, la localización, consistencia del depósito y las condiciones climatológicas del lugar, son los principales parámetros que deben ser considerados para la selección de este método correctivo.

Sin embargo los métodos mecánicos solo alivian el problema por un tiempo y en un lugar específico. Es decir, debido a que fundamentalmente la acción de éstos métodos se reduce a remover el depósito, este es transportado por la corriente de hidrocarburos, a otro lugar y vuelve a depositarse. Por ejemplo al remover la parafina depositada en una línea superficial, la corriente de hidrocarburos arrastra la parafina hacia la batería de separación, donde -

la depositación vuelve a realizarse por las causas descritas en el capítulo anterior.

Los métodos mecánicos que en otro tiempo representaron un medio de ataque a la depositación de parafina, incluyen una gran variedad de técnicas y herramientas, algunas de las cuales se describen a continuación.

Una herramienta que tuvo gran aceptación por sus resultados, fue el cuchillo raspador de cera, el cual consiste básicamente de un cilindro hueco provisto de un borde cortante en su parte inferior y una serie de contrapesos en la parte superior. Estos contrapesos obligan a que la herramienta baje y desprenda el depósito. El diámetro del cuchillo raspador debe ser el adecuado, para poder introducirlo a la tubería. El conjunto de cilindro y contrapesos es suspendido de una línea de acero a la cual se le aplica un movimiento de vaiven. (Fig. 20 a, 20 b, 20 c)

La forma de accionar ésta herramienta así como el personal y equipo necesario hacían que su empleo fuera simple y eficaz. Su aplicación se realizaba en la T.P. de pozos fluyentes y en aquellos productores por algún sistema artificial de producción. En promedio un depósito formado durante 2 ó 3 semanas era removido en una hora de trabajo. El empleo de ésta herramienta no requería de ningún otro método (Térmico o Químico). En la actualidad ésta herramienta está en desuso.

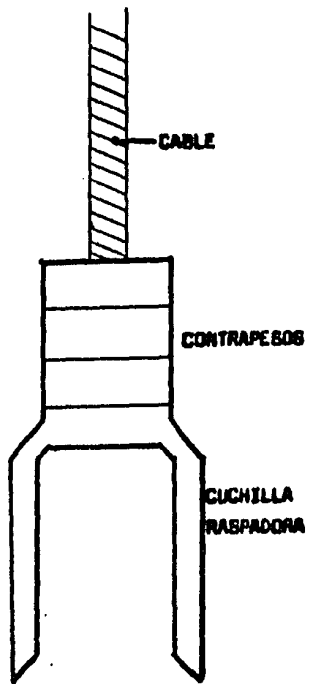
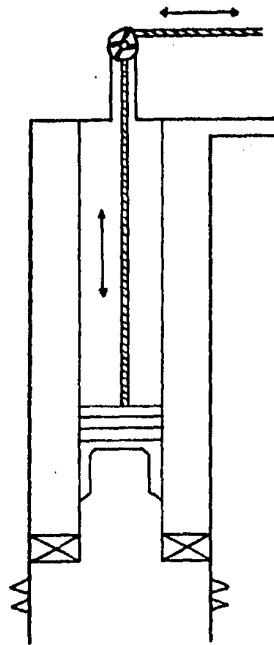
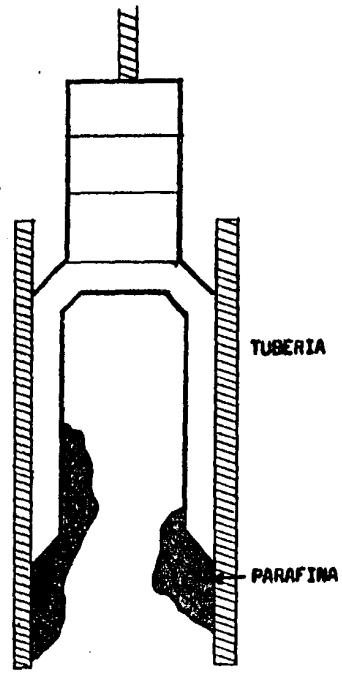


FIG No 20 a



OPERACION.
FIG No 20 b



DETALLE
FIG No 20 c

Otra herramienta empleada es la conocida con el nombre de conejo, el cual consiste de un cilindro con un juego de válvulas. Una característica a su favor es que su operación es automática. El conejo funciona bajo el mismo principio operativo que el émbolo viajero en el bombeo neumático intermitente. Sin embargo su uso solo es recomendable en pozos someros y durante su operación solo puede retirar depósitos de poco espesor. Debido a ésta condición en su operación, previamente a su empleo, la T.P. debe estar libre de cualquier depósito, de otra manera el conejo que daría atrapado dentro de la tubería. El conejo es colocado en el lubricador el cual se encuentra en la parte superior del árbol de válvulas. Este lubricador consta de un alojamiento donde el conejo permanece mientras no está en uso, de una palanca de operación la cual atrapa o libera al conejo y de un tubo de descarga por donde salen los fluidos del pozo. Cada cierto período de tiempo el conejo es liberado y cae através de la T.P. hasta un resorte que se encuentra al pie de ésta, ahí se cierra una de las válvulas y el conejo permanece en el fondo hasta que la presión del pozo lo empuja hacia la superficie. Durante su movimiento ascendente y descendente el conejo raspa contra la tubería retirando el posible material depositado.

En la remoción de los depósitos parafínicos en la línea de escurrimiento, los diablos o raspadores han sido herramientas de gran aplicación. La variedad de diseño de éstas herramientas es

muy amplia. Sin embargo todas poseen elementos giratorios o estacionarios con bordes cortantes. Su tamaño y forma son tales que les permite seguir los cambios de dirección en la tubería y mantenerse en contacto con las paredes de ésta. El diablo es corrido desde el cabezal del pozo hasta la batería. El diablo es introducido a la línea de escurrimiento y el aceite que fluye por ésta lo empuja de manera que las cuchillas giratorias raspan el depósito y debido a la turbulencia que se genera por el movimiento de la herramienta, se evita el asentamiento del material parafínico y se logra su acarreo. Esta técnica de raspado continua en uso .

Otro dispositivo empleado en la remoción del depósito cuando este se encuentra en la línea de escurrimiento, es el conocido como plug. Cuyo principio de operación basicamente es el mismo que para los diablos o raspadores. Adicionalmente presentan la ventaja de ser solubles en la corriente de hidrocarburos . De esta manera si el plug llegara a quedar atrapado dentro de la tubería, no hay necesidad de reemplazar el tramo, sino que debido a su solubilidad en el aceite, después de un tiempo, este va perdiendo consistencia y forma y es arrastrado por el aceite.

Un método mas que fue empleado durante un tiempo consiste en la introducción de un cable de acero flojo, es decir no tensionado, dentro de la tubería. La idea es que el flujo de aceite en el interior de la tubería mueva al cable haciendo que este choque contra la pared de la tubería. De esta forma el depósito se reti

ra y se evita la formación de otro. Además el cable era recubierto de un material especial de manera que la parafina no se depositaba sobre-este. Los resultados obtenidos con este método son buenos, especialmente cuando el ritmo de depositación no es severo.

Algunos otros métodos mecánicos consisten en el raspado físico manual de las instalaciones y equipo de una batería. Este equipo incluye tanques, bombas, deshidratadores y separadores. Estos métodos son tardados, tediosos y requieren sacar de operación al equipo (tanques, separadores, etc).

III.3 Métodos Térmicos

Estos métodos consisten en la elevación de la temperatura de la instalación afectada, esto puede lograrse de dos formas:

1) Por la inyección de fluidos a alta temperatura dentro de la instalación ó 2) Por el calentamiento externo de la misma. Esta operación disuelve el depósito, mantiene a la parafina en solución y evita la aglutinación de los cristales de cera mientras que la instalación permanezca caliente.

1) Estos métodos pueden aplicarse para remover depósitos asentados en la cara de la formación, en la T.P. en líneas de escurrimiento y otras instalaciones superficiales. Los fluidos a alta temperatura que se emplean son: aceite, agua y vapor y su inyección

ción requiere de una unidad calentadora y una bomba, preferentemente portátiles, además de otros dispositivos. Los resultados obtenidos con éstos métodos pueden considerarse como buenos, y a que su operación va encaminada a la disolución del depósito y a mantenerlo en solución en el aceite, hasta llevarlo a un lugar donde la parafina sea retirada. Sin embargo el contacto de los fluidos a alta temperatura con las superficies debilita su resistencia. El principal problema que se presenta en la operación de una unidad para realizar este tipo de tratamiento, es el mantenimiento de la caldera por lo que debe evitarse el empleo de fluidos corrosivos.

Cuando un tratamiento va encaminado a retirar la parafina depositada en la cara de la formación, debe tenerse cuidado en la presión y temperatura de los fluidos que se inyectan, ya que se han presentado casos en que la presión de inyección es tal que produce la entrada de los fluidos al yacimiento y como la temperatura del fluido inyectado es mayor a la del yacimiento, es posible que al suspender el tratamiento alguna cantidad de la parafina depositada haya quedado dentro de la formación obstruyendo los pequeños conductos por donde fluyen los hidrocarburos. La inyección de los fluidos se lleva a cabo através de una tubería delgada que se introduce por la T.P. y que llega hasta la cara de la formación, a fin de que toda la parafina depositada quede en contacto con los

fluidos a alta temperatura de manera que éstos disuelvan la para fina, y la transporten en solución a la superficie.

Para un tratamiento a la T.P. la inyección de los fluidos a alta temperatura y presión se realiza desde la superficie através del espacio anular y entra a la T.P. por medio de una camisa de circulación colocada en la parte inferior de la T.P. La camisa debe estar colocada debajo de la profundidad a la cual el aceite alcanza su punto de nube. Esto es con el objeto de que toda la parafina depositada quede sujeta al tratamiento y sea removida. Los fluidos a alta temperatura, al pasar por el espacio anular, calientan el exterior de la T.P. reduciendo la consistencia del depósito y la adherencia de este en la pared interna de la T.P. Los fluidos calientes entran a la T.P. donde se combinan con los flujidos de la formación y la temperatura de flujo dentro de la tube-ría aumenta, lo que ablanda y disuelve el depósito que es retirado por la corriente de fluidos.

La aplicación de este método en la línea de escurrimiento se realiza en forma similar al tratamiento en la T.P. , con el mismo objetivo de remover el depósito. Generalmente se emplea a ceite caliente inyectado a presión dentro de la línea de escurrimiento en forma continua o intermitente, dependiendo de la velocidad con que se forme la depositación.

2) El calentamiento externo de las tuberías y otras instalaciones se logra mediante resistencias eléctricas pegadas a la pared exter

na de la instalación y por las cuales se hace pasar una corriente cuyo flujo genera calor el cual es transferido a la instalación - manteniendo la temperatura de ésta en un valor superior al de punto de nube del aceite y evitando la depositación de la parafina.

En lo que se refiere a las líneas de escurrimiento se han empleado dos sistemas⁸: a) SECT (Skin Effect Current Tracing) y b) Thermon. Estos sistemas son especialmente útiles en el manejo de crudos cerosos con un valor alto de punto de escurrimiento y en lugares donde predominan las bajas temperaturas.

a) El sistema SECT posee un elemento de calentamiento de 1/2 pulgada de diámetro y una tubería de acero negro soldado a la pared exterior de la línea que transporta al crudo. Las soldaduras están distribuidas a lo largo de la línea y fijan al elemento calentador (o tubo caliente) a la línea de manera que le transmite calor. Un alambre de cobre aislado pasa a través del tubo caliente y está conectado en un extremo de la línea, a la fuente de potencia (Fig. No.21). Debido al flujo de corriente eléctrica alterna y a la resistividad que el alambre presenta, la temperatura del tubo caliente se eleva. Debido al paso de corriente por el alambre de cobre se generan flujos magnéticos, tanto en éste como en la pared del tubo caliente. La interacción de éstos dos flujos crea el llamado efecto skin, que causa que la corriente eléctrica en la superficie del tubo caliente se concentre cerca de la pared interior de éste y que practicamente no -

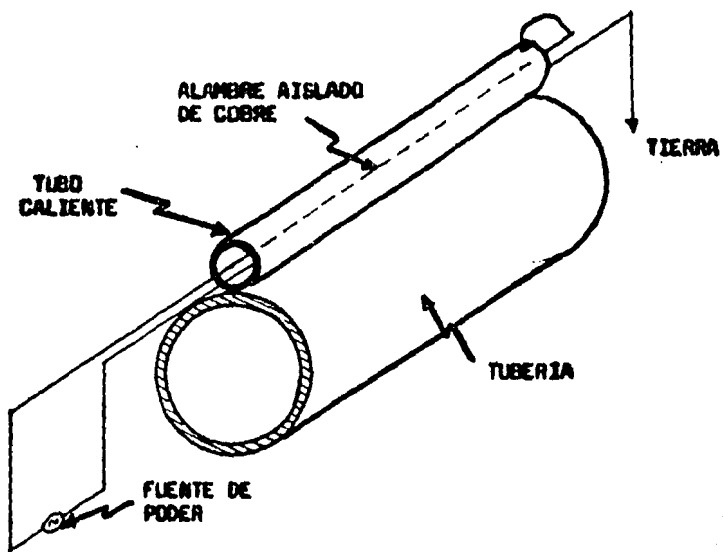


FIG No 21 SISTEMA SECI

exista en la pared exterior del tubo. El calor es generado por - el paso de corriente através del alambre en el interior del tubo caliente y debido al efecto skin la pared exterior del tubo queda electricamente neutra y puede quedar enterrada para su protección. La fuente de potencia está colocada en uno de los extremos del tubo caliente y el calor fluye uniformemente a lo largo de la línea que transporta al aceite. Con este sistema se pueden alcanzar temperaturas de hasta 300°F la cual está muy por arriba de la de punto de escurrimiento y nube, asegurando que la depositación de parafina no se llevara cabo y que el aceite fluirá sin obstrucciones en la línea.

b) El sistema Thermon consta de dos resistencias en paralelo aisladas con teflón, reforzadas con fibra de vidrio y recubiertas con una funda de acero inoxidable. Ambas constituyen lo que se conoce como cable de calentamiento el cual va colocado dentro de un conducto en forma de U invertida, que va pegado a la pared de la tubería (Fig. No. 22). Este conducto sirve para mantener el calor desarrollado por el cable caliente, para proteger a este y para mantenerlo alejado de la pared de la tubería con el fin de evitar corrientes de fuga y posibles corto-circuitos. La temperatura que se puede alcanzar con este sistema es alrededor de 150°F, pero su aplicación está limitada a líneas de 2, 3 y 4 pulgadas de diámetro, con una longitud máxima de 4000 pies. Este sistema cuenta con un arrancador automático cuyo funcionamiento

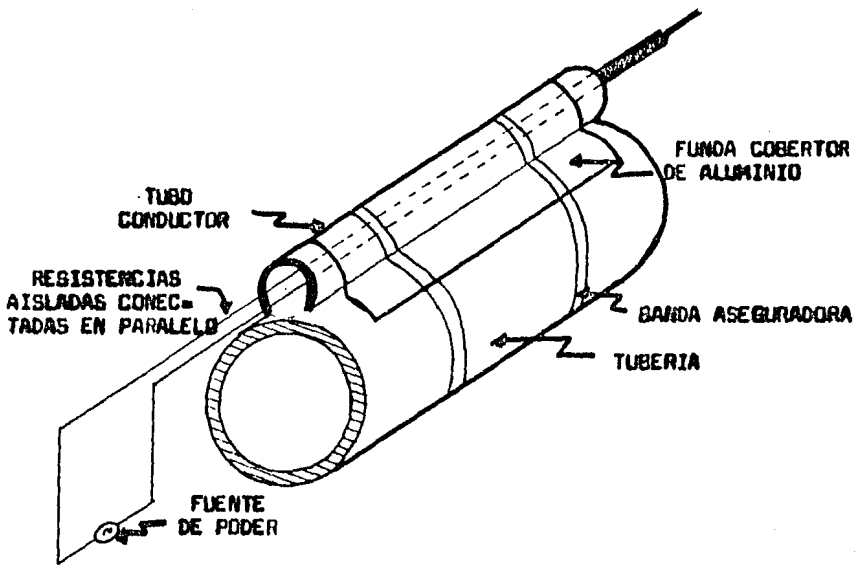


FIG No 22 SISTEMA THERMON

está condicionado por la caída de presión registrada en un tramo dado de tubería. Es decir, si la caída de presión en ese tramo se incrementa y rebasa un valor preestablecido indica la formación del depósito y el sistema se arranca iniciándose el calentamiento de la línea y continuándose hasta que la caída de presión en el tubo mencionado sea menor a un valor determinado, y el sistema para.

La aplicación de éstos sistemas conduce a las siguientes conclusiones: 1) Ambos pueden emplearse en el calentamiento de líneas superficiales, 2) El sistema Thermon es más adecuado para longitudes de tubería de 50 a 5400 pies y con un consumo de potencia de 2 a 10 watts/pie de tubería, mientras que el sistema SECT es más económico en longitudes de 1 a 10 millas con un consumo de potencia de 5 a 40 watts/pie, 3) La combinación del control de temperatura y presión para líneas afectadas por depósitos de parafina, reduce el costo de potencia al menos en un 75% que si únicamente se tiene control por temperatura.

III.4 Métodos Químicos

En la prevención, control y corrección del problema de la depositación de parafina, los métodos químicos son los que mejores resultados han dado hasta la fecha. Aunque su empleo, al igual que el de los térmicos y mecánicos no es universal, su rango de aplicación es más amplio.

Se han desarrollado diversos agentes químicos, cada uno de

ellos con una función específica, ya sea sobre el aceite ceroso o sobre el depósito. Se han empleado: depresores del punto de escurrimiento, inhibidores de parafinas, agentes modificadores de cristales de cera, etc.

Cuando el aceite alcanza la temperatura de punto de escurrimiento queda sin movilidad, dificultándose su transporte. La adición de un agente químico depresor del punto de escurrimiento reduce dicha temperatura y facilita el movimiento del aceite y - por tanto su transporte. Los inhibidores tienen como función primordial crear una película sobre cualquier superficie con la que se encuentren en contacto, de esta manera se forma una barrera entre la superficie y el crudo que reduce las fuerzas de atracción y adhesión entre la superficie y las partículas de cera, inhibiendo su depositación. Los modificadores de cristales de cera son - agentes que actúan durante la cristalización de la cera modificando su crecimiento natural e impidiendo que se aglutine.

Se considera que un buen tratamiento con métodos químicos, además de inhibir la depositación, debe mejorar las condiciones de flujo y evitar la formación de geles mientras el crudo está en reposo.

Los métodos químicos se utilizan para prevenir y corregir la depositación. Pueden ser aplicados en la cara de la formación, en la T.P., en líneas de escurrimiento y en otras instalaciones - superficiales, de manera que cubren todos los lugares donde se pre

senta la depositación.

Para la aplicación de los inhibidores es necesario que las superficies a las que se desea proteger de la depositación, estén totalmente limpias.

La selección del agente químico, su concentración y el tiempo por el cual debe emplearse, es función de: a) Localización del punto donde se inicia la depositación, b) Equipo instalado y disponible para realizar el tratamiento, c) Magnitud de la depositación y su historia, d) Comportamiento del crudo y depósito en el laboratorio bajo diversas pruebas. También se realizan pruebas - de campo que consisten básicamente en observar la depositación, su consistencia, severidad y tiempo de su formación, bajo la acción de diversas concentraciones de agentes químicos.

Diversas compañías han desarrollado igual número de agentes químicos para el tratamiento de la depositación de parafina. Estas compañías ¹⁸ ofrecen programas completos, los cuales incluyen concentración de aditivo y temperatura a la cual éste debe inyectarse a la corriente de hidrocarburos. Los agentes químicos vienen en estado sólido y líquido.

En términos generales el empleo de agentes químicos es recomendable cuando el tamaño del depósito no es grande, en caso contrario, aunque son capaces de retirar el depósito, la cantidad de agente químico solvente y su costo, comparado con la aplicación, de otros métodos, hace su aplicación poco atractiva. Además el -

empleo de buenos solventes es difícil, ya que el manejo de algunos de ellos requiere de cuidado, pues son productos nocivos para la salud.

La acción de los agentes humectantes se puede comparar al efecto de una tubería lisa de plástico, ya que éstos recubren la superficie de un material eléctricamente neutro, que no ejerce ninguna atracción sobre la carga de las partículas de cera y minimiza las irregularidades de la superficie, reduciendo así, la cantidad de partículas sólidas susceptibles de ser atrapadas.

Los agentes químicos modificadores de cristales de cera actúan de tres formas: 1) A una temperatura ligeramente mayor a la de punto de nube de la solución, absorbe a los cristales de cera, evitando su aglutinación, 2) A la temperatura de punto de nube co cristaliza con los cristales de cera impidiendo su aglutinación y 3) A una temperatura inferior a la de punto de nube rompe los núcleos de cristales de cera y evita su crecimiento manteniéndolos en unidades dispersas.

La figura 23 ilustra la acción de un agente químico modificador de cristales de cera. A una temperatura superior a la de punto de nube, las moléculas de cera se encuentran extendidas y discretas. A la temperatura de punto de nube las moléculas forman una red. Cuando la temperatura cae por debajo de la de punto de nube, las moléculas de cera tienden a aglutinarse entre sí mismas y hacia la pared de la tubería. El agente modificador, actuando

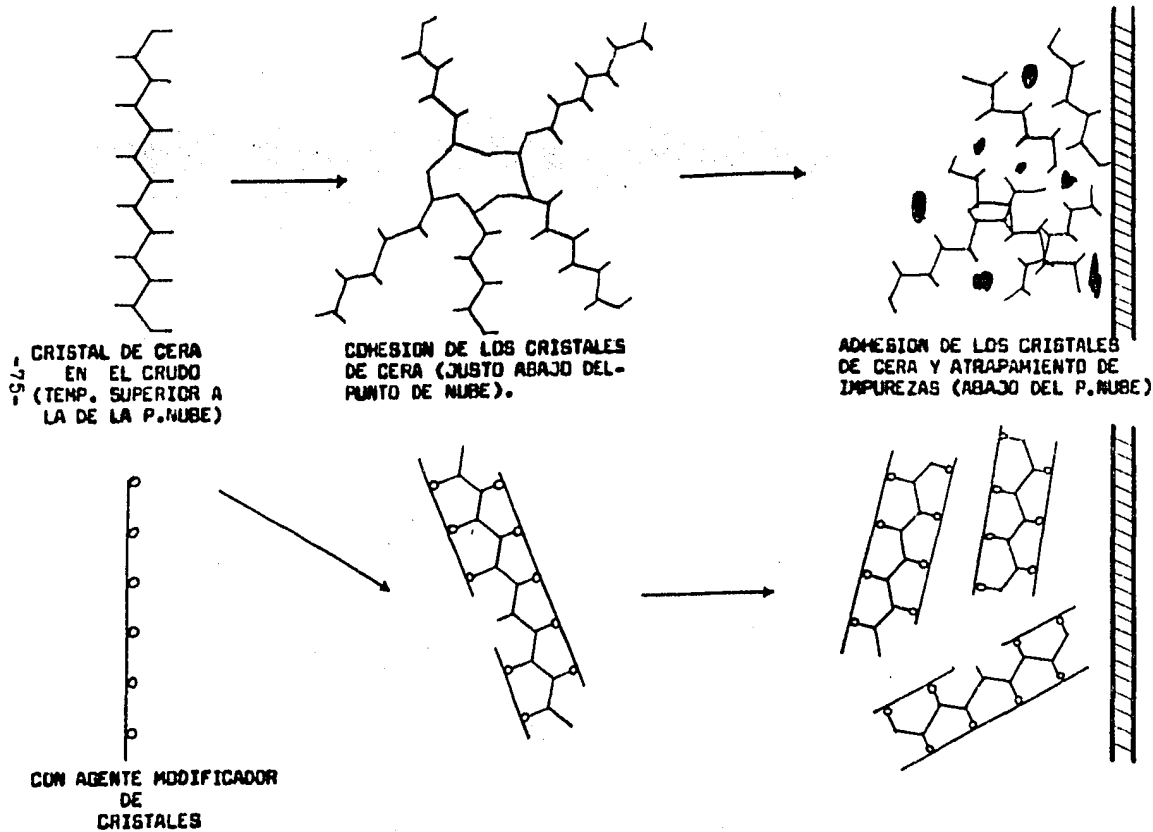


FIG. No 23 IDEA DE LA MODIFICACION DE LOS CRISTALES DE CERA.

en las tres formas descritas, modifica el hábito de cristalización de la cera, manteniendo a las moléculas de cera en forma dispersa, debido a la afinidad entre éste y las moléculas de cera.

Algunos agentes químicos actúan cubriendo a los cristales de cera que salen de solución con lo que se reducen las fuerzas de atracción entre éstos, evitando su aglomeración y reduciendo - las fuerzas de adhesión hacia la superficie con la que están en contacto.

Un agente químico dispersante puede actuar durante la cristalización y cuando la aglutinación se encuentra formada, en este último caso, el agente se abre paso entre las partículas unidas, las envuelve, reduce las fuerzas de atracción y el tamaño de la aglutinación, dispersando las masas pequeñas en la corriente de hidrocarburos.

La detergencia es el recubrimiento de la superficie de con tacto y el retiro de agua y sólidos pegados a la superficie. De ésta manera se logra un doble efecto, se evita que la parafina se deposite y se impide que materiales corrosivos como agua y sales queden en contacto con la superficie. Para seleccionar un agente de este tipo la composición del aceite y la temperatura de flujo son los principales parámetros a considerar.

Cada agente químico realiza una función específica, por lo que no debe esperarse que un dispersante realice la función de un inhibidor y viceversa.

III.4.1 Diseño de un Tratamiento con Agentes Químicos

Basicamente el diseño de un programa de tratamiento se resume en tres pasos²⁴;

- 1) Selección del agente químico y su concentración en el crudo
- 2) Determinación del tiempo de contacto
- 3) Determinación de la frecuencia del tratamiento

En gran parte el éxito de un tratamiento empleando agentes químicos depende de la correcta selección del aditivo. Para esto no existe una regla, sino que es necesario llevar a cabo una serie de pruebas tanto en laboratorio como en campo, antes de definir el tipo y concentración de aditivo que más convenga. Dada la importancia del tema, en el capítulo siguiente se detallan las técnicas y procedimientos desarrollados para la adecuada selección del aditivo.

Los tres factores mencionados deben combinarse para obtener un resultado eficiente y económico.

La eficiencia de un tratamiento empleando agentes químicos depende de la temperatura de la corriente de fluidos y del tiempo de contacto entre el aditivo y el depósito. Cualquier tratamiento debe garantizar que el tiempo de contacto sea suficiente para penetrar, suavizar y remover el material acumulado y dejar una película protectora sobre la superficie de contacto.

La Fig. No. 24 puede emplearse para estimar la cantidad de

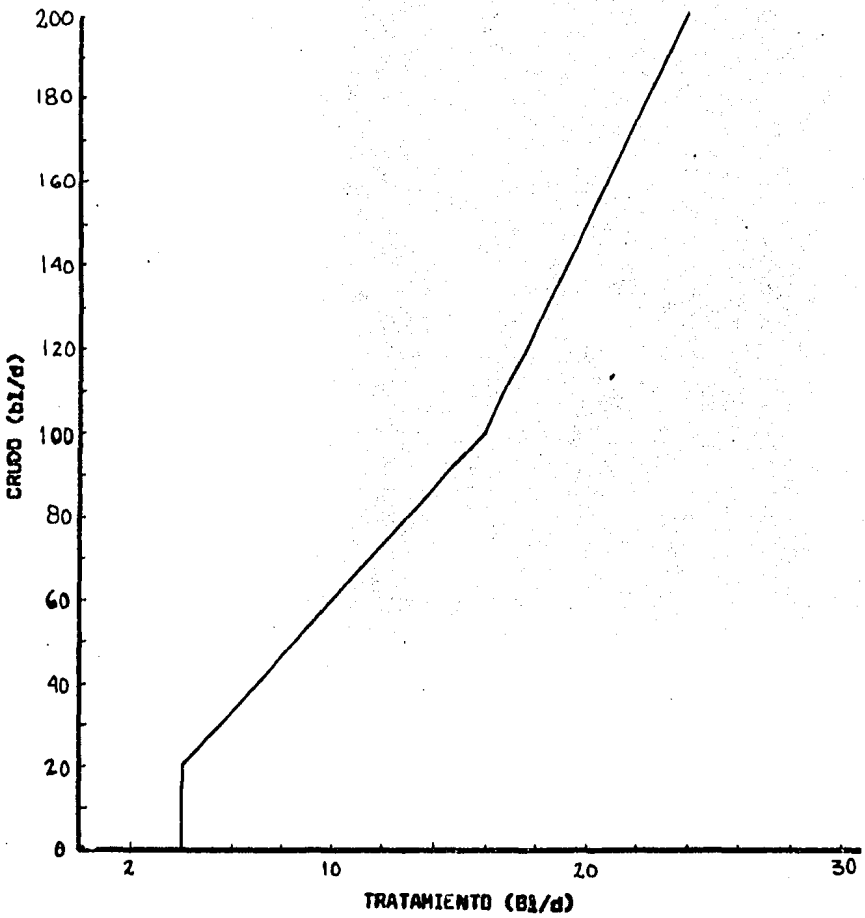


FIG No 24 RELACION CRUDO/FLUIDO DE TRATAMIENTO, PARA UN TRATAMIENTO BATCH.

agente químico necesario que debe adicionarse a la corriente de hidrocarburos para disolver el depósito y proteger a las superficies. Esta figura está diseñada para un tiempo de contacto de 2 a 5 hrs. De ésta se observa que un mínimo de 4 bl/día de aditivo deben emplearse. Si la producción es de 20 a 100 bl/día, la relación aditivo/producción debe ser 1:6.67, si la producción es de 100 a 200 bl/día la proporción es de 1:12.5 .

En términos generales un pozo con alta producción requiere de un menor tiempo de contacto debido a que la velocidad de los fluidos, el esfuerzo cortante y su capacidad de acarreo se ven incrementados, mientras que en un pozo con baja producción éstos efectos no son grandes y se requiere de una concentración de agente químico y tiempo de contacto mayores, para disolver el depósito y proteger a la superficie.

La técnica conocida como batch, consiste en la combinación de métodos químicos y térmicos, ya que se inyecta a la instalación afectada un bache de aceite caliente con una cierta concentración de agente químico. Esta técnica garantiza que el agente químico será puesto en el sistema a la concentración adecuada y que el tiempo de contacto es el óptimo.

A continuación se describe el procedimiento para la eliminación de depósitos subsuperficiales, que es similar al que se sigue para el tratamiento a instalaciones superficiales.

El suministro del aditivo al interior del pozo se lleva a cabo desde la superficie con la ayuda de una bomba y una unidad móvil de aceite caliente (UAC). El aditivo se bombea a través del espacio anular, a un gasto de 1 ó 2 barriles por minuto, antes de entrar a la T.P. la solución tratadora se fuerza a estar en contacto con la formación para lavar la cara de ésta, después, pasa al interior de la T.P. donde en solución con el aceite, ablanda, disuelve y remueve al depósito.

La mezcla de aditivo y aceite llega a la superficie donde por medio de una conexión, parte de ésta se dirige hacia la bomba mientras se le adiciona el aditivo y el ciclo se repite durante un período de 2 a 5 hrs. que depende de la magnitud y consistencia del depósito .

Al iniciar un tratamiento de remoción parafínica, es recomendable iniciar la inyección lentamente. En sistemas donde se sabe que están restringidos por parafina, el tratamiento debe realizarse en etapas. Cuando el tratamiento va a ser integral del volúmen total de la mezcla aceite caliente/aditivo, 2/3 partes debe destinarse a la depositación subsuperficial y un 1/3 a la superficial, ya que parte del tratamiento destinado al pozo pasa a la línea de escurrimiento y a las instalaciones superficiales.

III.4.2 Control del Tratamiento

Como ya se mencionó la efectividad de un tratamiento em-

pleando agentes químicos, depende, entre otros factores, del tiempo de contacto. Este factor debe ser monitoreado mediante el análisis de los fluidos que regresan a la superficie, empleando fluidos rastreadores que son colorantes solubles en agua. Generalmente un fluido de color verde fluorescente se agrega al primer barril del tratamiento, y una coloración roja en el último barril. Mediante el muestreo continuo de los fluidos de retorno, durante el tratamiento, se determina el tiempo de contacto y el patrón de retorno, el cual puede ser de dos tipos:

FIFO (First-in-First-out) "el que entra primero, primero sale"

LIFO (Last-in- First-out) "el que entra al último, sale primero"

Si en el muestreo realizado a los fluidos de retorno las coloraciones y el tratamiento aparecen en la superficie en el mismo orden en que fueron inyectadas, indica que el patrón de retorno es del tipo FIFO (Fig. No. 25a). Esto además, implica que la formación es "fuerte", es decir que no hubo penetración del fluido de tratamiento hacia ésta. Si por el contrario el orden de aparición de los colorantes y del fluido de tratamiento en la superficie no corresponde al orden en que fueron inyectados, se tiene un patrón de retorno tipo LIFO (Fig. No. 25b). Esto indica que la formación es débil y que los primeros barriles de fluido de tratamiento son aceptados por la formación, mientras que el resto del

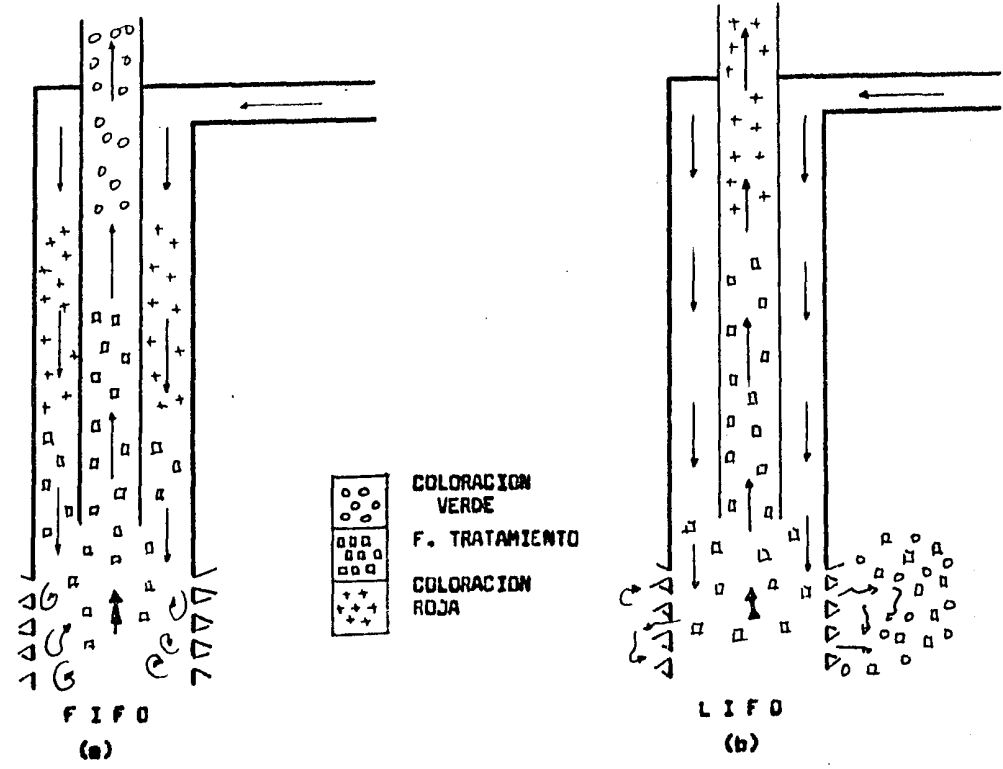


FIG No 25 PATRONES DE RETORNO.

tratamiento pasa por la cara de ésta. Cuando la presión de inyección del fluido de tratamiento frente a la cara de la formación es menor a la presión de ésta, la formación comienza a aportar y expulsa al fluido de tratamiento que había en su interior. Con este patrón de flujo se tiene una menor eficiencia en el tratamiento debido a que el fluido tiene un menor tiempo de contacto con el depósito y por tanto su acción es menos efectiva.

Si en un pozo además de la depositación de parafina se presentan incrustaciones como escamas y existe corrosión, es sumamente importante haber identificado el patrón de retorno a fin de suministrar los aditivos necesarios para su control, en el orden que se recomienda a continuación²⁴:

Patrón de retorno FIFO

- 1) Tratamiento para la remoción de parafinas
- 2) Tratamiento para la remoción de escamas
- 3) Tratamiento inhibidor de corrosión

Patrón de retorno LIFO

- 1) Tratamiento inhibidor de corrosión
- 2) Tratamiento para la remoción de escamas
- 3) Tratamiento para la remoción de parafinas

Una vez que el programa de tratamiento se ha iniciado, debe evaluarse y ajustarse. Por ejemplo, si algunos pozos no responden positivamente al tratamiento, en la mayoría de los casos se requere-

rirá de mayor tiempo de contacto y/o incrementar la frecuencia de tratamiento. Los ajustes que se realicen a un programa no deben considerarse como resultado de un fracaso. En muchos casos, el cambiar de agente químico, su concentración, la frecuencia de tratamiento o el tiempo de contacto marca la diferencia entre un programa exitoso y uno regular.

En seguida se presenta un resumen de la secuencia que se recomienda en el tratamiento de depósitos parafínicos empleando agentes químicos:

1 Identificación del problema

A.- Orgánico

Parafinas

Asfaltenos

B.- Inorgánico

Escamas, sulfuros de hierro, polvo

Arcillas, lodos de perforación

2 Pruebas de parafina

A.- Contenido en peso de la parafina en el aceite

B.- Compatibilidad de la parafina y el agente químico

C.- Tendencia a la formación de emulsiones

3 Diseño del programa de tratamiento

A.- Volumen de tratamiento

B.- Tiempo de contacto

C.- Frecuencia del tratamiento

4 Aplicación

A.- Sistema de limpieza

B.- Iniciar lenta la inyección del aditivo

C.- Lograr una mezcla homogénea entre aditivo y el crudo

5 Identificación de los patrones de retorno

A.- Empleo de colorantes

B.- Muestreo de los fluidos de retorno

C.- Identificación de patrón FIFO ó LIFO

D.- Tratamiento para diferentes problemas

6 Ajustes al programa

A.- Tiempo de contacto

B.- Tipo y concentración de agente químico

C.- Frecuencia de tratamiento

D.- Determinación de la eficiencia

De la experimentación realizada por Bilderback y McDougall² se desprende la siguiente tabla, en ésta se recomienda la técnica de tratamiento de un problema de parafina empleando agentes químicos.

METODO DE PRODUCCION / TRATAMIENTO	INYECCION CONTINUA	TRATAMIENTO EN BACHE
B. Hidráulico	X	
B. Neumático	X	
B. Mecánico		X
Pozos fluyentes		X
Líneas de flujo	X	

Experimentalmente se ha comprobado que el comportamiento del aceite ceroso y la parafina en laboratorio, solo puede ser - cualitativamente extrapolado respecto al comportamiento que pudiera esperarse en el campo. Por ejemplo de los resultados de pruebas, de punto de escurrimiento realizadas a diversos crudos de campos de EE.UU², se encontró que mientras en el laboratorio se emplean concentraciones de 1-5000 ppm de agente químico, en el campo empleando concentraciones de 1-200 ppm se obtuvieron iguales resultados. Con la viscosidad los resultados de campo y laboratorio iguales, sin embargo la concentración de aditivo varió sustancialmente.

III.5 Tratamientos Combinados

Los tratamientos empleados en el control del problema de la parafina han sido descritos en forma independiente. Sin embargo, la experiencia de campo ha demostrado que la combinación adecuada de algunos de ellos, proporciona los resultados más favorables. Básicamente puede decirse que los métodos empleados - subsuperficialmente pueden aplicarse en la superficie. Además los métodos de control superficial son más variados y fáciles de aplicar, ya que en la superficie se cuenta con una serie de dispositivos que permiten rastrear el desarrollo de la depositación y esti

mar su comportamiento futuro.

Para el tratamiento de un depósito en la cara de la formación es recomendable la aplicación conjunta de los métodos térmicos y químicos.

Para depósitos duros y abundantes en la T.P. , es recomendable utilizar los tres métodos: 1) Calentamiento mediante la inyección de fluido a alta temperatura, 2) Posteriormente raspado y 3) Tratamiento periódico con agentes químicos.

En las líneas de escurrimiento la inyección de agentes químicos modificadores del hábito de cristalización de la cera y reductores de punto de escurrimiento, es lo más recomendable. La inyección puede ser periódica o continua, dependiendo de la consistencia y velocidad de formación del depósito. Sin embargo en lugares extremadamente fríos y con crudos cerosos, es más adecuado el empleo de métodos térmicos a fin de evitar la depositación de parafina.

CAPITULO IV

PROCEDIMIENTOS DE EVALUACION DE LOS METODOS DE CONTROL

IV.1 Introducción

Como se describió en el capítulo anterior, existen diferentes métodos para el ataque de los depósitos de parafina. Los métodos de control pueden emplearse para: a) Retirar el depósito , correctivos e b) Inhibir su formación y crecimiento, preventivos.

Debido a la variedad de métodos preventivos y correctivos, es necesario establecer parámetros adecuados que permitan llevar a cabo una comparación entre la eficiencia de los métodos de manera que pueda seleccionarse el adecuado para cada problema en particular. Entendiéndose como eficiencia, la óptima realización del tratamiento al menor costo.

Para la determinación precisa y adecuada de los parámetros de comparación, existen aspectos que dificultan esta labor. Ya que la naturaleza y forma de ataque o control de cada método es diferente, la comparación solo es posible si se lleva a cabo entre las herramientas o técnicas empleadas por cada método y no entre los métodos en sí. Por ejemplo, entre los métodos mecánicos, es posible establecer parámetros que permitan comparar y seleccionar la herramienta más adecuada para un tratamiento correctivo. Algo similar puede hacerse para los métodos térmicos y químicos, es decir comparar la eficiencia que se obtiene al inyectar aceite caliente o bien vapor de agua. También es posible comparar entre la

eficiencia de uno y otro agente químicos; pero no así comparar la eficiencia entre un método mecánico, contra la de uno químico o la de uno térmico. Pues la eficiencia del método depende de la magnitud del depósito y el lugar donde éste se encuentra.

Por ejemplo si se realiza una comparación de la eficiencia de un método térmico de calentamiento externo y uno químico, en la inhibición de la depositación en una línea de escurrimiento, en un medio ambiente frío, el método térmico resulta más eficiente. Sin embargo si la depositación es de poca consistencia y magnitud y no predominan las bajas temperaturas, la eficiencia de los métodos químicos es superior a la que se puede esperar con la aplicación de métodos mecánicos o térmicos.

Entre los métodos químicos, la comparación y selección del agente químico se realiza mediante pruebas de laboratorio y campo para evaluar su comportamiento ante el depósito y con el crudo mismo.

El propósito de este capítulo es presentar algunas de las pruebas más usuales de laboratorio y campo que se llevan a cabo, para seleccionar el agente químico y su concentración.

IV.2 Métodos de Laboratorio Para la Evaluación de Agentes Químicos.

En ésta sección algunos de los procedimientos que se han desarrollado para evaluar la efectividad de los agentes químicos

empleados en el control de la parafina serán descritos. Cabe aclarar que conforme las condiciones de laboratorio se asemejan más a las de campo, mayor será la confiabilidad del tratamiento y la validez de los resultados obtenidos.

El término aditivo corresponde a la solución formada por el agente químico y el fluido vehículo o transportador que puede ser: crudo, diesel, kerosena, gasolina, xileno, etc.; además, éste debe ser compatible con el agente químico y formar una solución estable a la que en adelante se le llamará aditivo.

IV.1.1 Procedimiento Flash Test³

Este procedimiento tiene por objeto simular las condiciones físicas ambientales donde el aditivo va a actuar. La prueba consiste en poner muestras iguales de parafina recolectadas del sistema de producción, previamente calentadas y filtradas en vasijas. El aditivo a evaluar se añade en diferentes concentraciones, en cada vasija dejando una sin agente la cual, sirve como patrón de comparación y es llamada muestra negra. Las vasijas que contiene la parafina y el aditivo son calentadas hasta una temperatura que corresponden a la máxima, a la cual estará sujeta la mezcla parafina/aditivo, en el sistema real. Posteriormente las vasijas se agitan 100 veces cada 10 minutos durante una hora, y se observa cada vasija y la dispersión que provocó el aditivo.

La concentración de aditivo más adecuada es aquella con la que se obtiene el menor tamaño y la mayor dispersión de las partículas de cera. Este procedimiento puede repetirse para evaluar varios aditivos, a fin de seleccionar aquél del que se obtengan mejores resultados. La forma en que la prueba se realiza está lejos de simular las condiciones reales de operación, por lo que los resultados obtenidos son solo cualitativos.

La tendencia a la formación de emulsiones es un impedimento en el uso del aditivo, a fin de garantizar que no existe esa tendencia se realizan pruebas mezclando relaciones aditivo/ crudo de 10/90, 50/50 y 90/10; esto simula la variación de la concentración del aditivo en el crudo en el sistema de producción. Ya que la composición del aceite varía de campo en campo y ésta condiciona fuertemente la efectividad del aditivo, la prueba descrita debe realizarse a cada caso en particular.

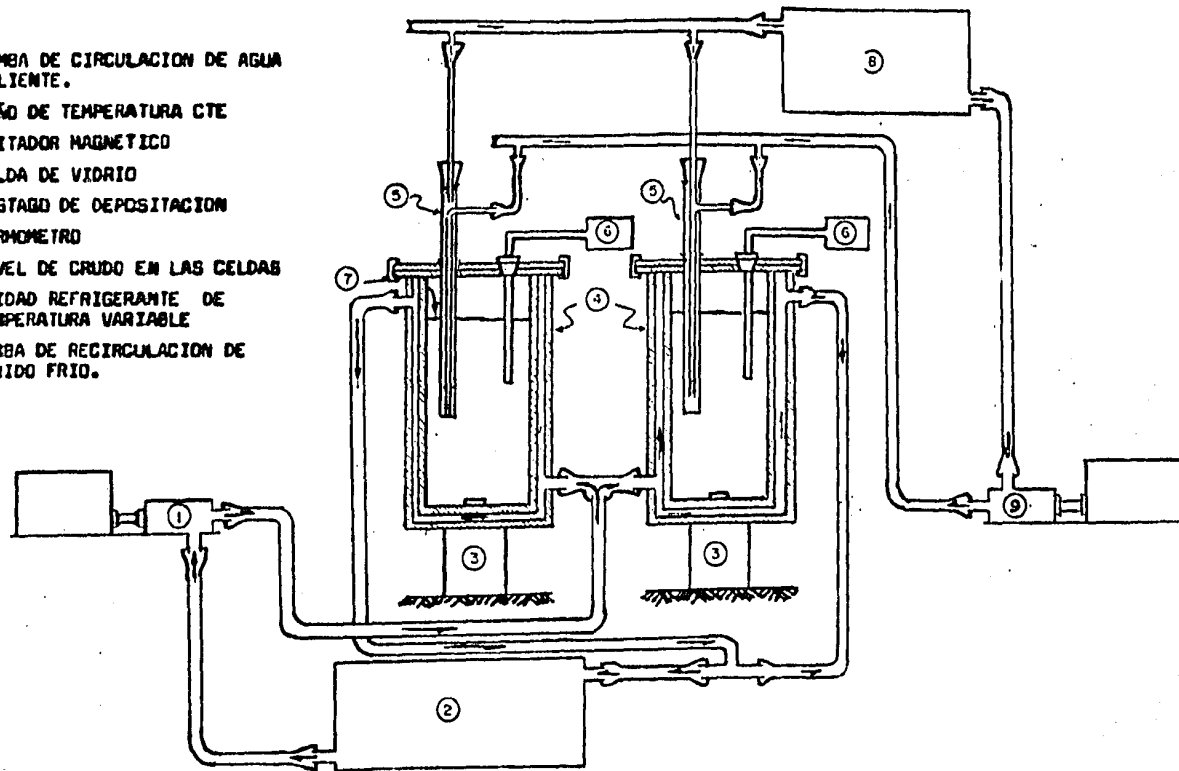
IV.1.2 Procedimiento IMP -1¹³

Este procedimiento se utiliza para la evaluación de un inhibidor de parafinas empleado en la remoción de depósitos asentados en la cara de la formación y en la T.P.

El procedimiento requiere del equipo mostrado en las Figuras Nos. 26 y 27 y se resumen en los puntos siguientes:

- 1) Homogeneización de la muestra de crudo ceroso
- 2) Determinación del contenido en peso de la parafina en el

1. BOMBA DE CIRCULACION DE AGUA CALIENTE.
2. BAÑO DE TEMPERATURA CTE
3. AGITADOR MAGNETICO
4. CELDA DE VIDRIO
5. VASTAGO DE DEPOSITACION
6. TERMOMETRO
7. NIVEL DE CRUDO EN LAS CELDAS
8. UNIDAD REFRIGERANTE DE TEMPERATURA VARIABLE
9. BOMBA DE RECIRCULACION DE FLUIDO FRIO.



-92-

FIG No 26 DIAGRAMA DEL EQUIPO EMPLEADO EN LA EVALUACION DE INHIBIDORES DE DEPOSITOS DE PARAFINA.

1. SOPORTE UNIVERSAL
2. TUBO DE VIDRIO
3. CAMISA DE CALENTAMIENTO
4. EMPACAMIENTO DE ARENA
5. LLAVE PASO
6. RECIPIENTE
7. CONTROLADOR DE TEMPERATURA

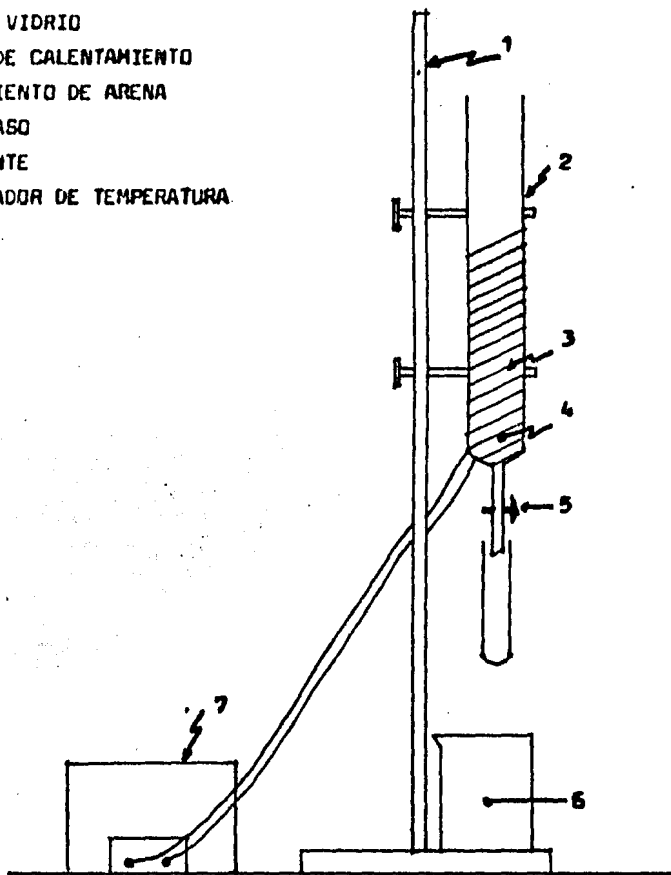


FIG No 27 APARATO PARA PRUEBAS DE ADSORCION Y DESORCION.

crudo y punto de fusión de la parafina

- 3). Determinación del punto de escurrimiento
- 4) Determinación del punto de nube de la mezcla
- 5) Cálculo de la eficiencia del inhibidor
- 6) Prueba de adsorción y desorción
- 7) Estimación del daño a la formación
- 8) Análisis de resultados

La homogeneización del crudo ceroso es necesaria ya que en muchos casos a éste se le adiciona parafina ó bien la parafina - que contiene no se encuentra en igual concentración en toda la muestra. La homogeneización se lleva a cabo mediante la agitación del crudo a una temperatura superior a la de punto de nube. Los puntos 2, 3 y 4 han sido previamente definidos en el capítulo I y II. 5) La eficiencia del inhibidor (Ver Figura No. 26) se calcula con la siguiente expresión:

$$E = \frac{W_T - W_0}{W_T} \times 100 \quad \dots \dots (1)$$

donde:

W_T = Peso de la parafina depositada en el vástago de la celda sin inhibidor

W_0 = Peso de la parafina depositada en el vástago de la celda con inhibidor

E = Eficiencia del inhibidor en por ciento

Los valores de W_T y W_0 son obtenidos de una prueba empleando el aparato mostrado en la Figura No.26 . La mezcla homogenei

zada de crudo ceroso es vaciada en cada celda, a una se le adicio
na una cierta concentración de aditivo, mientras que a la otra no.
La temperatura de las celdas es la misma y se controla mediante -
la inyección de agua, alrededor de éstas. El vástago es hueco y
por el se hace pasar un fluido refrigerante que lo enfría favore-
ciendo la depositación de la parafina en ellos. Después de un tiem
po de algunas horas, los vastagos se sacan y la parafina adherida
a cada uno de ellos se pesa, obteniéndose el valor de W_T y W_O .

6) El porcentaje del inhibidor adsorbido por la formación se cal-
cula con la siguiente expresión: (Ver Figura No. 27)

$$A_b = \frac{V_1 X_1 - V_2 X_2}{V_1 X_1} \times 100 \quad \dots \dots (2)$$

donde:

V_1 = volumen de solución empleada para saturar la arena

X_1 = Concentración del inhibidor en la solución -
empleada para saturar la arena

V_2 = Volumen recuperado de solución

X_2 = Concentración del inhibidor en la solución re-
cuperada

A_b = Porcentaje de inhibidor adsorbido

IV.1.3 Procedimiento IMP-2¹⁰

Este procedimiento fue elaborado originalmente para la eva
luación experimental de inhibidores de incrustaciones, sin embar-
go y de acuerdo al texto original: "La aplicación de este método

de evaluación no se restringe a los productos que se utilizan para controlar la incrustación de sales en la explotación del petróleo, sino que puede hacerse extensivo a la industria en general donde se presentan incrustaciones y sea necesario emplear inhibidores ". El procedimiento pretende tomar en cuenta los factores que intervienen en el fenómeno de la depositación parafínica y simular las condiciones reales de operación a fin de obtener resultados más representativos y confiables.

La evaluación de los inhibidores de depositación de parafina es la primera y más importante etapa que permite seleccionar el inhibidor adecuado para aplicar con éxito métodos preventivos. Esta evaluación consiste en simular las condiciones reales a las que el inhibidor trabajará. Aunque la evaluación de un inhibidor en el laboratorio es requisito previo para su aplicación en campo en muchos casos éste se aplica sin cubrir dicho requisito, quedando sujeta su bondad al éxito de la prueba de campo. Esta costumbre debe eliminarse, ya que en los casos en los que no se obtienen resultados satisfactorios, esto puede deberse a que no se empleó el inhibidor correcto ni la concentración adecuada y éste es rechazado. Sin embargo este mismo inhibidor bajo determinadas condiciones y a concentraciones adecuadas, pudiera trabajar eficientemente. El procedimiento consiste en la realización de las siguientes pruebas de:

- 1) Precipitación

2) Asentamiento

3) Dinámicas de inhibición de incrustaciones

4) Capacidad de adsorción del medio poroso

5) Velocidad de desorción del medio poroso

6) Compatibilidad del inhibidor y el crudo ceroso

7) Daño ocasionado al medio poroso

1) Estas pruebas tienen por objeto conocer la efectividad de los inhibidores a evaluar. Durante la prueba se mantienen las condiciones más críticas que se presentan en la realidad, especialmente en la temperatura. La prueba consiste en mezclar el inhibidor a concentraciones comunes de campo con crudo ceroso, cuyo contenido de cera es conocido. La mezcla se agita y se mantiene en observación por algunas horas, después se filtra. La valoración de la prueba se determina obteniendo el porcentaje de la concentración de cera en solución utilizando alguno de los métodos descritos en el capítulo 1.

Además se observa el cambio de apariencia del precipitado en función del tiempo. Un producto es un buen inhibidor si mantiene en solución al 80% de la cera.

2) Cuando la acción del inhibidor consiste en la modificación del hábito de la cristalización, entonces el tamaño y densidad del cristal se alteran. Debido a éstos cambios la velocidad de asentamiento de los cristales de cera se reduce considerablemente. Existe una relación directa entre la concentración de par

ticulas sólidas suspendidas en el seno del fluido y la absorbencia siendo esta última la capacidad de retener y mantener en suspensión las partículas sólidas de cera en el fluido. De manera que la magnitud de la variación de la absorbencia del sistema con el tiempo, proporciona una medida indirecta de la velocidad de asentamiento de las partículas suspendidas. Con esto se obtiene indirectamente la acción modificadora del inhibidor, al graficar la absorbencia del sistema contra el tiempo para diferentes concentraciones de inhibidor. En un aparato llamado nefelómetro se determina la absorbencia del sistema. De los resultados se construye, una gráfica de absorbencia contra tiempo, de donde se estableció que la velocidad de asentamiento con una pendiente máxima de -10° al cabo de 4 hrs. indica una buena acción de inhibición (Ver Figura No. 28).

3) En muchos casos la depositación de parafina en el campo se presenta bajo condiciones dinámicas. Esto hace necesario incluir en la evaluación del inhibidor una prueba dinámica que simule las condiciones de campo. Esta prueba se realiza en el aparato mostrado en la Figura No. 26. El procedimiento y la forma de calcular la eficiencia son los mismos descritos en el inciso 5 del procedimiento IMP-1.

Se considera que las tres pruebas descritas son suficientes para establecer si el inhibidor es el adecuado para cuando la depositación es superficial. Cuando el problema es también subsuper

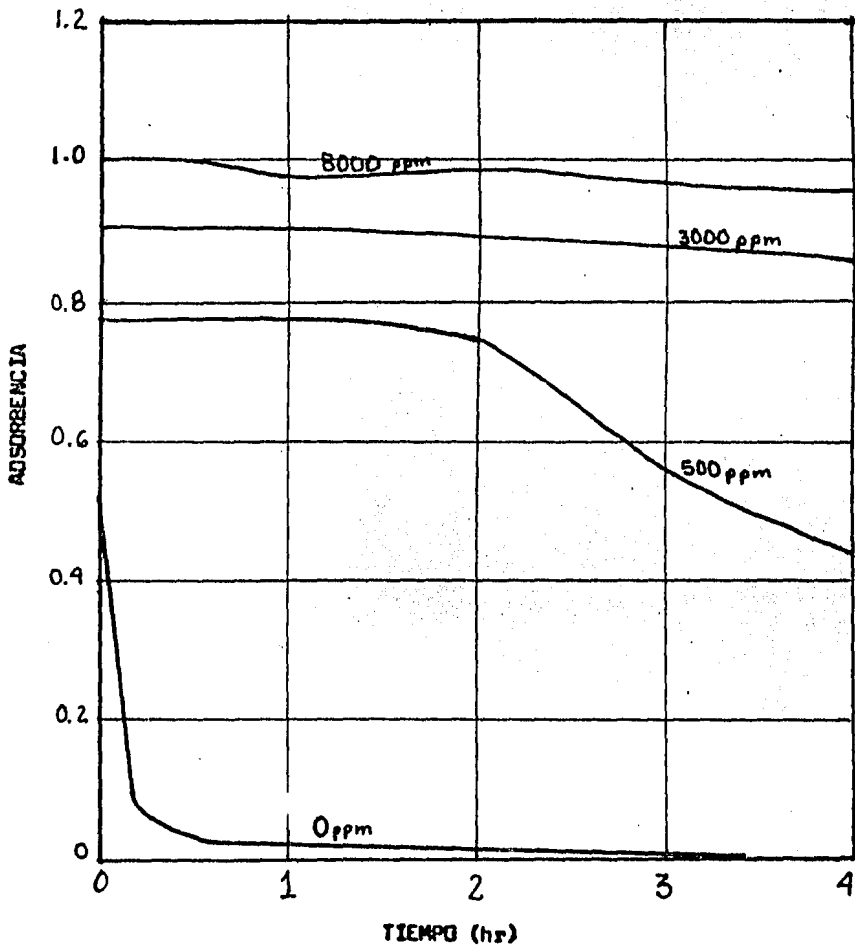


FIG No 28 ADSORBENCIA Vs TIEMPO, PARA DIFERENTES CONCENTRACIONES DE INHIBIDOR.

ficial, es imprescindible determinar la capacidad de la formación para adsorber al inhibidor. Con tal propósito se realizan las siguientes pruebas.

4) Cuando dos fases inmiscibles se ponen en contacto resulta que en la interfase la concentración de una fase es mayor a la de la otra. La tendencia del soluto a concentrarse en la interfase es lo que se conoce como adsorción. La adsorción de un producto por el medio poroso depende de la superficie del medio expuesta al contacto. Para la realización de ésta prueba se emplea el aparato mostrado esquemáticamente en la Figura No. 29. Se utilizan empaques de arena malla 30-50. El procedimiento consiste en saturar el empaque de arena con 150 ml de una solución inhibidora a una concentración de 100 000 ppm en volumen de inhibidor a temperatura ambiente. Al cabo de 4 horas se drena la solución cuantificando la concentración de inhibidor en ésta y por diferencia el volumen adsorbido por la arena. La capacidad de adsorción del medio poroso se reporta como el cociente de la diferencia del volumen inicial de solución inhibidora menos el volumen drenado entre el volumen inicial. Para esto se emplea la ecuación 13.

$$C_a = \frac{V_i - V_d}{V_i} \times 100 \quad \dots \dots \dots 13)$$

Se establece que las propiedades de adsorción de la formación hacia un inhibidor son buenas, si la capacidad de adsorción

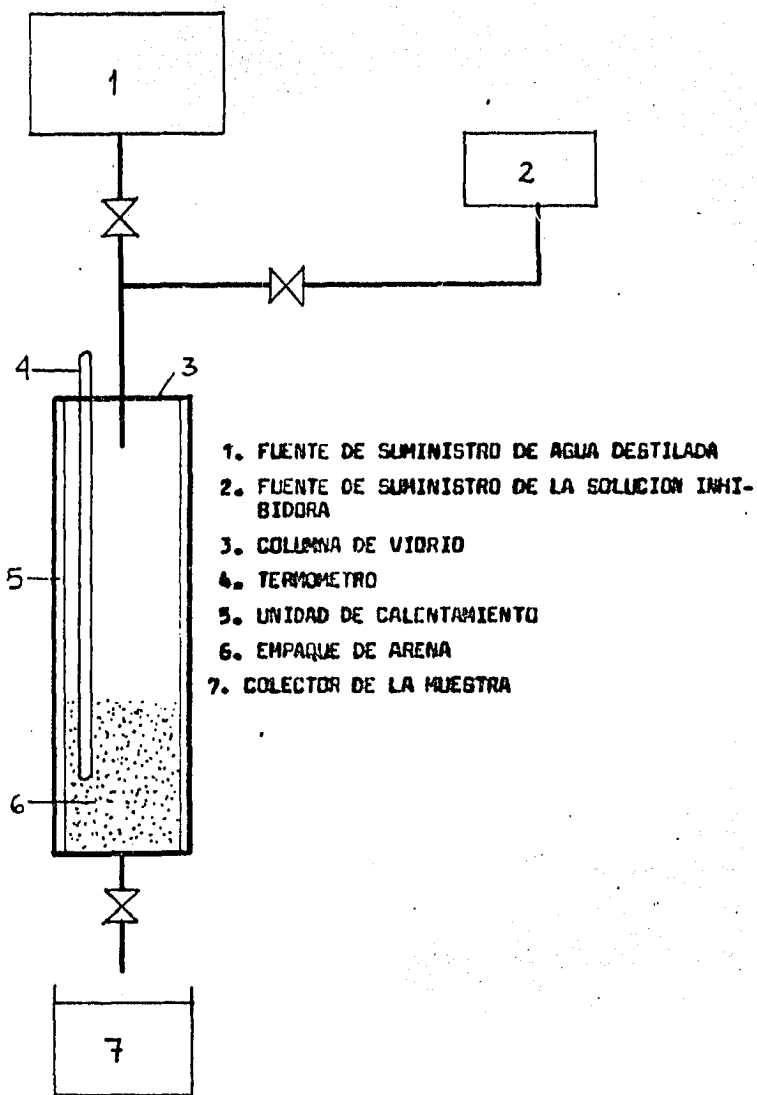
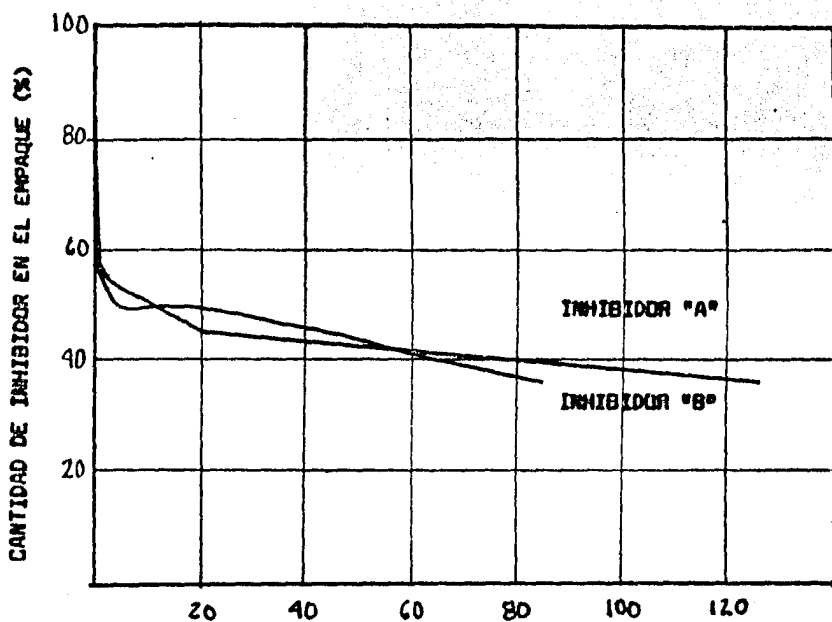


FIG. No 29 EQUIPO PARA DETERMINAR LA VELOCIDAD DE DESORCION DE INHIBIDORES.

de ésta es de 90% o mayor.

5) Aun cuando la formación tenga buenas propiedades de adsorción, el inhibidor puede presentar un pobre comportamiento en la prueba de campo a consecuencia de su rápida desorción de la matriz de la formación. Bajo estas condiciones el periodo de protección del agente, es corto y el tratamiento se vuelve más caro. De lo anterior se entiende que la velocidad de desorción del inhibidor es una de las principales propiedades que condicionan su selección y aplicación. El procedimiento consiste en formar empaquetos de arena limpia y seca malla 30-50, en el equipo de la Figura No. 29. El empaquetamiento de arena se satura al 100% con agua destilada, se drena y se eleva su temperatura a la del yacimiento. Se introducen 100 ml de solución inhibidora a una concentración de 5000 ppm, dejándola en contacto con la arena durante 4 horas. Transcurrido ese tiempo se inicia la circulación de agua destilada de manera que ésta origina una desorción paulatina del inhibidor previamente adsorbido. Los resultados se expresan en forma gráfica como porcentaje de la cantidad de inhibidor en el empaquetamiento contra los volúmenes porosos circulados de agua destilada (Figura No. 30).

6) Algunos inhibidores pueden provocar efectos secundarios negativos y causar daño a la formación. Debe cuidarse y evitarse la formación de emulsiones estables entre el aceite y la solución inhibidora, pues estas pueden bloquear la formación. Por esta



VOLUMENES POROSOS DE AGUA DESTILADA CIRCULADOS

FIG No. 30 VELOCIDAD DE DESORCION.

razón es necesario llevar a cabo pruebas de compatibilidad entre la solución inhibidora y los fluidos del pozo. El procedimiento consiste en mezclar volúmenes iguales de solución inhibidora y crudo ceroso. Esta mezcla se somete a agitación durante 3 minutos a una velocidad de 1000 rpm, empleando un agitador de alto ritmo de corte. La emulsión formada se deja en reposo a la temperatura de yacimiento, tomando la lectura de la fase acuosa liberada, cada cierto tiempo. Se establece que el inhibidor y el crudo son compatibles si la emulsión formada se rompe y no hay presencia de precipitados.

7) Algunos inhibidores al mezclarse con el agua de formación forman precipitados, por lo que es conveniente determinar el daño que éstos pueden ocasionar. El procedimiento consiste en medir la permeabilidad de un núcleo de formación a un fluido de referencia, antes y después de circular la solución inhibidora. La relación de las permeabilidades mencionadas indica la magnitud del daño que se ocasiona a la formación.

$$\% \text{daño} = \frac{k_{fA} - k_{fD}}{k_{fA}} \times 100 \quad \dots \dots (1)$$

donde:

k_{fA} = Permeabilidad efectiva al fluido "f" antes de pasar la solución inhibidora

k_{fD} = Permeabilidad efectiva al fluido "f" después de pasar la solución inhibidora

IV.3 Métodos de Campo para la Evaluación y Selección del Inhibidor

Una vez que el aditivo ha sido sometido a diversas pruebas en laboratorio y se ha comprobado su eficiencia para el tratamiento del crudo y condiciones de operación en particular, el paso a seguir es probarlo en el campo.

La prueba de campo, a grandes rasgos, consiste en inyectar el aditivo a la corriente de fluidos a diferentes concentraciones y evaluar la eficiencia lograda seleccionando la concentración que muestre mejores resultados. Si son varios los aditivos que se desean evaluar, la prueba se repite para cada uno de ellos.

Como se mencionó anteriormente el empleo de agentes químicos constituye un método preventivo, por tal razón es necesario que la instalación se encuentre limpia y que la inyección del aditivo se realice en un punto anterior al que se alcanza la temperatura de nube pues de esta forma su acción es más eficiente que si se inyecta después del lugar donde se alcanza el punto de nube. Esta recomendación es sumamente importante y debe cuidarse que así se lleve a cabo.

IV.3.1 Experimentación de Bilderback y McDougall²

Las pruebas de depositación realizadas por Bilderback y McDougall, se llevaron a cabo en un campo ubicado al Este de Texas, que presentaba problemas de parafina. El arreglo empleado para

evaluar el aditivo consiste de un conjunto de dos tubos cortos unidos a un dispositivo que permite controlar la dirección del fluido por uno u otro tubo. Este arreglo se coloca en algún lugar de la tubería de escurrimiento donde se detecte la depositación de parafina. Mediante un juego de valvulas el fluido se desvía de la tubería de escurrimiento y hacia los tubos de prueba. En uno de ellos se inyecta el aditivo y en el otro no. De esta manera se compara la depositación en uno y otro tubo y la eficiencia del aditivo se calcula como el cociente de la diferencia del peso de la parafina depositada en el tubo sin aditivo, menos el peso de la parafina depositada en el tubo con aditivo, entre el peso de la parafina depositada en el tubo sin aditivo. La prueba tiene una duración de algunos días y del control de la prueba se obtiene la concentración de aditivo, su eficiencia así como la temperatura y presión de flujo; de manera que se selecciona el aditivo y concentración que haya obtenido la mayor eficiencia.

Los aditivos evaluados en la prueba descrita son: inhibidores, solventes, agentes humectantes y agentes modificadores de cristales de cera. En muchos crudos solo con estos últimos se lograron eficiencias mayores al 70%, lo cual es considerado como bueno. Además, una vez suspendida la inyección continua de aditivo se observó que su acción inhibidora persiste.

Las pruebas descritas abarcaron un amplio rango de condicio

nes de operación, empleando agentes químicos modificadores de cristales de cera, y se obtuvieron las siguientes conclusiones:

1) Estos agentes alteran el hábito natural de cristalización de la cera, reduciendo las fuerzas de cohesión entre las moléculas de cera entre sí, y las fuerzas de adhesión entre éstas y las superficies expuestas a la depositación. La combinación de estos efectos reduce la depositación de parafina, baja el punto de escurrimiento y disminuye la viscosidad.

2) La inyección continua de aditivo a la corriente de hidrocarburos conduce a mejores resultados que en el caso de que la inyección sea intermitente.

IV.3.2 Experimentación ~~IMP~~¹¹

A continuación se describe la prueba de campo de un inhibidor para combatir la depositación de parafina en tanques deshidratadores y de almacenamiento en un campo del distrito de Poza Rica, Veracruz.

La prueba se lleva a cabo bajo el siguiente programa:

- 1.- Reconocimiento físico de las instalaciones de producción
 - 1.1 Identificación de los posibles lugares de inyección del aditivo
 - 1.2 Revisión de la capacidad de inyección de las bombas
 - 1.3 Checar las condiciones de operación de los tanques y seleccionar uno de ellos para la prueba
 - 1.4 Obtener información de resultados previos obtenidos de

pruebas con otros aditivos empleados, con el objeto de compararlos con los del aditivo a evaluar

2.- Mediciones previas al tratamiento

- 2.1 Determinar el punto de escurrimiento de una muestra de crudo del tanque seleccionado y estimar el espesor y consistencia de la capa de parafina existente. Estos valores serán empleados como referencia durante el tratamiento

3.- Control de la prueba durante el tratamiento

- 3.1 Muestrear diariamente crudo del tanque seleccionado y estimar el espesor de la capa de parafina
- 3.2 Determinar el punto de escurrimiento del crudo y la consistencia de la capa de parafina
- 3.3 Empleando el equipo mostrado en la Figura No.26, determinar la eficiencia del aditivo, cada semana. La muestra de crudo debe ser una mezcla, a partes iguales, de muestras de crudo de los 3 últimos días.

4.- Dosificación del inhibidor

- 4.1 Si en el tanque seleccionado existe parafina libre, emplear la dosis inicial de inhibidor recomendada de las pruebas de laboratorio. Esta dosis generalmente es alta y debe mantenerse hasta lograr una disminución en el punto de escurrimiento del crudo y en la consistencia de la cera; por un período máximo de 10 días, después del cual, si no ha habido una disminución de éstos parámetros, se recomienda suspender la prueba y evaluar otro aditivo. Por el contrario si no se presenta enduramiento de la capa de parafina o aumento de su espesor, la dosificación se reduce en 50 ppm periódicamente, siempre y cuando los resultados de la prueba indiquen:

- a) Eficiencia del inhibidor igual o mayor a la del período anterior.
- b) Espesor de la capa y punto de escurrimiento del crudo sin variación o disminuyendo, respecto al período anterior.

4.2 Si en el tanque no hay parafina libre, la dosis inicial es de aproximadamente la mitad de la recomendable de las pruebas de laboratorio. Se siguen las mismas condiciones y control mencionadas en el inciso 4.1

La Figura No. 31 muestra esquemáticamente, el procedimiento a seguir para determinar la dosificación final de aditivo, para la prueba descrita.

La prueba de campo se realizó en las baterías: San Andrés - III, Hallazgo I y San Andrés I, los resultados se describen a continuación:

San Andrés III.- El tratamiento se inició con una concentración de aditivo de 200 ppm en volumen, el control de la prueba se llevó a cabo en la forma descrita. La dosificación fue reduciendo se gradualmente hasta quedar en 29 ppm obteniéndose un punto de escurrimiento del aceite de -18°C . Las muestras de aceite en el tanque se tomaron a la misma distancia de la interfase agua aceite. La prueba llevó 30 días.

Hallazgo I.- El tratamiento se inició con 180 ppm, el control se llevó a cabo de igual manera. La dosificación final fue de 35 ppm obteniéndose un punto de escurrimiento de -18°C . La prueba tuvo una duración de 28 días.

San Andrés I.- En esta batería el tanque contenía parafina dispersa por lo que la dosificación inicial fue de 60 ppm. La dosificación quedó en 30 ppm donde se obtuvo un punto de escurrimiento de -23°C . La prueba llevó 4 días.

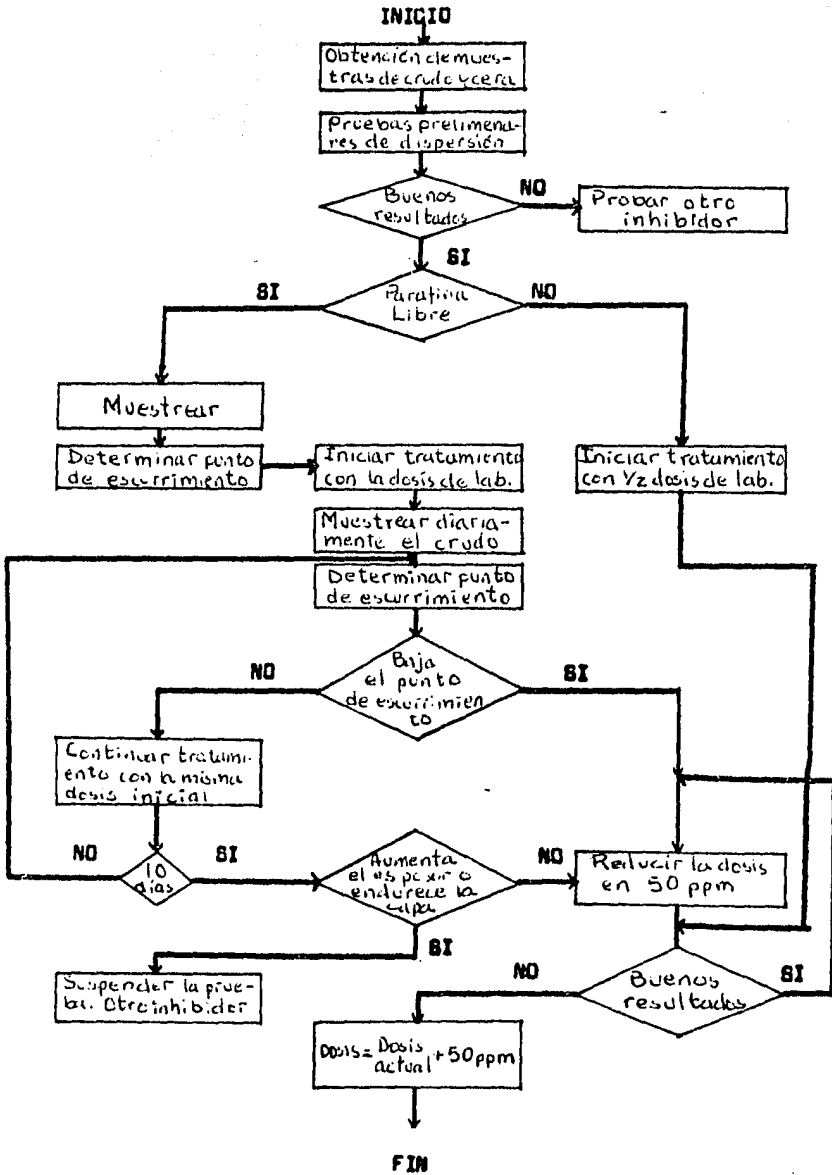


FIG No 31 DIAGRAMA DE ALTERNATIVAS PARA LA PRUEBA DE CAMPO.

De los dos métodos descritos es fácil observar que el método de campo para evaluar un aditivo queda sujeto a las condiciones en instalaciones de producción propios de cada campo en particular. Sin embargo dichos métodos permiten tener una guía de como proceder para evaluar el aditivo. Además se confirma la importancia de los resultados de las pruebas de laboratorio como una primera aproximación en cuanto a la concentración de aditivo a emplear. Por otro lado cabe remarcar la relevancia que tiene el inyectar el aditivo en el lugar adecuado dentro del sistema de producción.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 1) La presencia de material parafínico es invariablemente asociada a la producción y manejo de hidrocarburos líquidos.
- 2) Mientras mayor sea el número de propiedades y características determinadas a un crudo ceroso, mayor es la confiabilidad de la predicción de su comportamiento en campo, bajo la acción de agentes químicos.
- 3) La diferencia de temperatura entre el de punto de nube del crudo y la de flujo es la principal causa de la depositación de parafina. Cuanto menor sea la temperatura de flujo a la de punto de nube, mayor es la cantidad de parafina depositada.
- 4) La selección del método de control o combinación de éstos ante un problema de depositación parafínica, está condicionada por la localización del depósito en el sistema de producción, su magnitud, consistencia, así como de las condiciones climatológicas del lugar y el equipo y herramienta de que se disponga.
- 5) En cuanto sea posible es preferible el empleo de métodos preventivos a correctivos; ya que los primeros van encaminados a la inhibición o retraso de la depositación y por tanto ésta no se lleva a cabo y consecuentemente la parafina no ocasiona problemas durante el transporte y almacenamiento del petróleo crudo. Por otro lado los métodos correctivos solo remueven al depósito y de ninguna manera evitan su asentamiento en otro lugar del

sistema de producción.

- 6) Debido a que la composición de cada crudo es variable inclusive para crudos de un mismo campo, no existe un aditivo que se considere de uso universal.
- 7) De los métodos preventivos el empleo de agentes químicos modificadores del hábito de cristalización de la cera, es el más recomendable, ya que no solo inhibe y retarda la depositación de parafina, sino que además, mejora las condiciones de flujo del crudo.
- 8) Los resultados emanados de la experimentación de laboratorio solo proporcionan información cualitativa del comportamiento y concentración real del aditivo, en el campo.

Es finalmente, la prueba de campo, la que define al aditivo y concentración que se debe emplear.

REFERENCIAS

- 1.- Burger, E.D. and Perkins, T.K. : " Studies of Wax Deposition in the Trans Alaska Pipeline ", JPT, June 1981, 1075-1086.
- 2.- Bilderback, C.A. and McDougall, L.A. : " Complete Paraffin Control in Petroleum Production", JPT, September 1969, 1151-1156.
- 3.- Shock, D.A. and Sudburry, J.D. : " Studies of the Mechanism of Paraffin Deposition and its Control", JPT, September 1955, 23-28.
- 4.- Elton, B. : " Laboratory Studies of Paraffin Deposition", Petroleum Transactions, November 1962, 1259-1269.
- 5.- Perks, C.F. : " Chemical Inhibitors Combat Paraffin Deposition", The Oil and Gas Journal, April 4, 1960, 97-99.
- 6.- Cole, R.J. and Jessen, F.W. : "Laboratory Test Show how Temperature Gradient and Surface Wettability Affect Paraffin Deposition" The Oil and Gas Journal, September 19, 1960, 87-91.
- 7.- Irení, C. and Zajac, J. : " Handling of High Pour Point West African Crude Oils", JPT, February 1982, 289-298.
- 8.- Myers, R.W. : " An Electrically Heated Burried Gathering System Transports High-Pour-Point Crude Oil", JPT, June 1978, 890-894.
- 9.- Bowers, E.F. and Renfro, H. : "Paraffin Removal", The Oil and Gas Journal, May 31, 1947.
- 10.- Muñoz, A. e Islas, C.S. : "Evaluacion Experimental de Inhibidores de Incrustación" Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, Enero 1977, 47-63.

- 11.- Medina, V.J. : " Estudio de Inhibidores de Depositación de Parafinas en los Tanques Deshidratadores para los crudos de Poza Rica, Veracruz", Tesis Profesional, ESIGIC-IPN, México, 1973.
- 12.- Silva, L.P. : " Desarrollo de un Inhibidor de Parafinas para Instalaciones Superficiales de Producción de Petróleo", Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 1970.
- 13.- "Estudio sobre la Inhibición de Parafinas dentro de la Tubería de Producción", Instituto Mexicano del Petróleo, Div. Producción, Agosto 1971.
- 14.- "Estudio sobre Inhibición de Parafinas", Instituto Mexicano del Petróleo, Agosto 1971.
- 15.- "Sustitución de Desparafinantes para Crudos; Estudio de Agentes Derivados de Aromáticos Pesados de Minatitlan", Instituto Mexicano del Petróleo, Enero 1968.
- 16.- Preckshot, G.W. and Delisle, N.G. : "Asphastic Substances in Crude Oil", Petroleum Technology, September 1942.
- 17.- Moore, E.W. and Crowe, C.W. : "Formation, Effect and Prevention of Asphaltene Sludges During Stimulation Treatments ", SPE-1163
- 18.- Boletines publicitarios de : O'kan Chemical Company; Jetco Chemical; Amoco Chemical Corporation; Halliburton; Crain Chemical Company; Petrolite Corporation; Nutro Products corporation; Enjay Chemical Company.
- 19.- Gurwitsch, L. : " The Scientific Principles of Petroleum Technology", London, L.T.D., 1932.

- 20.- Asinger, F. : "Paraffins- Chemistry and Technology" .
- 21.- "n-Paraffins", Standford Research Institute, Report N. 55, October 1969.
- 22.- "Effects of Petroleum en Artic and Subartic Marine Enviroments and Organisms", Nature and facts of Petroleum, Vol I.
- 23.- Matlach, W.J. and Newberry, M.E. : "Paraffin Deposition and Reg logical Evaluation of High Wax Content Altamount Crude Oils", S.P.E.-11851.
- 24.- Newberry, M.E. : "Chemical Treatments for Paraffin Control in the Oil Field", Rocky Mountain Annual Meeting, 1983.
- 25.- "Evaluación del Comportamiento de Campo del Inhibidor de Deposición Parafínica IMP-IDP-303m", Instituto Mexicano del Petróleo, Div. Producción, Agosto 1980.
- 26.- "Aplicación del Inhibidor de Parafinas IMP-idp-302 en Pozos del Distrito de Agua Dulce", Instituto Mexicano del Petróleo.