

3
2e
1



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

EFFECTOS DE LOS ORGÁNICOS PESADOS (ASFALTENOS Y
PARAFINAS) EN LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

ALEJANDRO BETANCOURT CORREA



DIRECTORA: QUIM. ROSA DE JESÚS HERNÁNDEZ ÁLVAREZ

MÉXICO D.F.

1998

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

259907



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 esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-083

SR. ALEJANDRO BETANCOURT CORREA
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso la profesora Quím. Rosa de Jesús Hernández Alvarez y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero :

EFFECTOS DE LOS ORGANICOS PESADOS (ASFALTENOS Y PARAFINAS) EN LA PRODUCCION DE HIDROCARBUROS

- INTRODUCCION
- I CONCEPTOS GENERALES
- II CONDICIONES QUE PROPICIAN LA FORMACION DE DEPOSITOS DE PARAFINAS Y DE ASFALTENOS
- III TECNICAS CONVENCIONALES PARA PREVENIR SU DEPOSITACION
- IV METODOS CONVENCIONALES PARA LA REMOCION DE ORGANICOS PESADOS.
- V SITUACION EN MEXICO
- VI NUEVAS TECNOLOGIAS EN LA PREVENCION Y REMOCION DE DEPOSITOS DE ORGANICOS PESADOS
- VII CONCLUSIONES
- BIBLIOGRAFIA

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

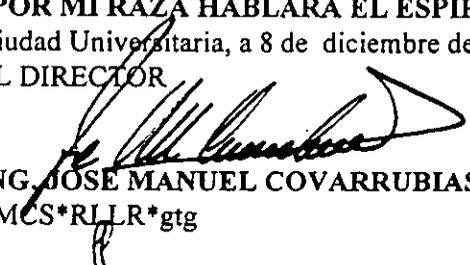
Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU”

Ciudad Universitaria, a 8 de diciembre de 1997

EL DIRECTOR


ING. JOSÉ MANUEL COVARRUBIAS SOLIS
JMCS*RLLR*gtg

NOMBRE DEL ALUMNO: ALEJANDRO BETANCOURT CORREA

NÚMERO DE CUENTA: 8631131-1

TÍTULO DE TESIS: EFECTOS DE LOS ORGÁNICOS PESADOS
(ASFALTENOS Y PARAFINAS) EN LA
PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.

DIRECTOR(A) DE TESIS: QUIM. ROSA DE JESÚS HERNÁNDEZ ALVAREZ.

JURADO:

PRESIDENTE: ING. WALTER FRIEDEBERG MERZBACH

VOCAL: QUIM. ROSA DE JESÚS HERNÁNDEZ ALVAREZ

SECRETARIO: ING. SALVADOR MACÍAS HERRERA

1ER SPTE.: ING. CARLOS LIRA SIL

2DO SPTE.: ING. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO

The image shows five horizontal lines, each with a handwritten signature written over it. From top to bottom, the signatures correspond to: 1. Walter Friedeberg Merzbach (President), 2. Rosa de Jesús Hernández Álvarez (Vocal), 3. Salvador Macías Herrera (Secretary), 4. Carlos Lira Sil (1st Substitute), and 5. Néstor Martínez Romero (2nd Substitute). The signatures are in black ink and vary in style, with some being more cursive and others more blocky.

Dedico este trabajo a todas aquellas personas que de una u otra manera han estado conmigo, me han apoyado y confiaron en mí.

Especialmente y con mucho cariño a mis padres Catalina y Leonardo por darme su apoyo moral que muchas ocasiones necesité.

A mis hermanos Catalina y José Luis por apoyarme y convivir conmigo todo este tiempo.

AGRADECIMIENTOS:

Muy en especial al Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) por haberme permitido realizar la tesis dentro de sus instalaciones con la colaboración de muchas personas que en él laboran.

Al personal de la Línea de Optimización de la Explotación de Pozos de la Subdirección de Exploración y Producción por las facilidades otorgadas, especialmente a:

Quim. Caritina Elena Arróniz Salinas por su asesoría y colaboración en la realización del presente trabajo.

QFB. Alicia Muñoz Herrera.

Ing. Francisco Pulido Castañeda.

Agradezco a mi directora de tesis Quim. Rosa de Jesús Hernández Álvarez por su dedicación y tiempo en la asesoría y revisión del presente trabajo, así también por sus consejos para lograr los objetivos planteados.

A los integrantes del jurado o sinodales por su tiempo y paciencia en la revisión de la tesis:

Ing. Walter Friedeberg Merzbach.
Quim. Rosa de Jesús Hernández Alvarez.
Ing. Salvador Macías Herrera.
Ing. Carlos Lira Sil.
Ing. Néstor Martínez Romero

A la facultad de Ingeniería por haberme dado la oportunidad de prepararme en su seno.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por inculcarme el espíritu de servicio a la comunidad. No olvidaré el lema "Por mi Raza Hablará el espíritu" ni los colores azul y oro.

A mis compañeros y amigos de la Facultad por su convivencia y por los buenos momentos que pasamos, especialmente a:

Jaime, Alfonsito, Tomás, Salvador, Rafael, Mauricio (Morris), y Abdel.

Susana, Violeta, Angélica, Alejandra, Jacqueline, Xóchitl, Graciela, Gabriela y Erika.

A Aurora con mucho cariño y respeto por su apoyo en la parte final de mis estudios.

A mis amigos externos a la Facultad de Ingeniería, porque a través de la vida han estado conmigo y me han dado en muchas ocasiones aliento para continuar.

A mis amigos del grupo Scout No. 81 por los momentos tristes y agradables que pasamos, y también por inculcarme el respeto a los demás y el espíritu de servicio.

CONTENIDO.

Introducción.

CAPÍTULO 1 CONCEPTOS GENERALES

Conceptos Generales	1
Asfaltenos	1
Parafinas	3
Propiedades Físicas de las Parafinas	4
Métodos Estándares para la Determinación del Contenido de Asfaltenos, Parafinas y Resinas en el Laboratorio.	7
Precipitación de Asfaltenos con n-Heptano.	7
Precipitación de Asfaltenos con n-Pentano.	8
Precipitación de Asfaltenos con Eter de Petróleo.	10

CAPÍTULO 2 CONDICIONES QUE PROPICIAN LA FORMACIÓN DE DEPÓSITOS DE PARAFINAS Y DE ASFALTENOS

Causas y Mecanismos de Precipitación de Material Asfáltico.	13
Causas y Mecanismos de Precipitación de Material Parafínico.	22
Condiciones que Favorecen la Acumulación de la Parafina Después que se Separa de la Solución en el Aceite.	27

CAPÍTULO 3 TÉCNICAS CONVENCIONALES PARA PREVENIR SU DEPOSITACIÓN

Condiciones de Campo para la Precipitación.	30
Importancia de los Métodos de Control de Depositación de Parafinas y Asfaltenos.	35
Problemas Ocasionados por la Depositación de Parafina.	37
Métodos de Prevención de Depositación de Parafinas.	39
Método Químico.	39
Tubería Lisa (Plástico) y Recubrimiento de Plástico.	42
Métodos de Prevención de Depositación de Asfaltenos.	43

CAPÍTULO 4 MÉTODOS CONVENCIONALES PARA LA REMOCIÓN DE ORGÁNICOS PESADOS

Diagnóstico de las Condiciones de un Pozo	45
Métodos para la Remoción de Depósitos de Parafinas.	46
Métodos Mecánicos.	48
Cuchillo Raspador.	49
Herramienta "Conejo".	51
Diablos o Raspadores.	51
Dispositivo "Plug".	52
Métodos Térmicos.	52

Inyección de fluidos a Alta Temperatura.	53
Calentamiento Externo de la Tubería.	54
Sistema SECT (Skin Effect Current Tracing).	55
Sistema Thermon.	56
Métodos Químicos.	58
Diseño de un Tratamiento con Agentes Químicos.	59
Monitoreo del Tratamiento.	61
Productos, Compañías y Servicios.	62
Aquaquim.	62
Baker Performance Chemicals, Inc.	63
Canadian Oil Field Stimulation Services, Ltd.	64
Consortio de Suministros e Ingeniería, S.A. de C.V.	66
Dowell Schlumberger de México, S.A. de C.V.	67
Halliburton de México, S.A. de C.V.	71
Nalco/Exxon Energy Chemicals de México, S.A. de C.V.	74
Omega Trading (54 Go Performance).	75
Petrolite de México, S.A. de C.V. (Petrolite Corporation).	76
Pristino de México, S. de R.L. de C.V.	79
Química Apollo, S.A. de C.V.	80

CAPÍTULO 5 SITUACIÓN EN MÉXICO

Caso 1: Campos Paulina y Abigail.	84
Pozo Paulina-1.	85
Pozo Paulina-2.	88
Pozo Paulina-3.	89
Pozo Abigail-1.	92
Pozo Abigail-2.	96
Observaciones del Trabajo Realizado.	99
Conclusiones de la Prueba.	100
Caso 2: Campos Tehua y Pancho.	101
Anexo Tehua-Pancho.	116

CAPÍTULO 6 NUEVAS TECNOLOGÍAS EN LA PREVENCIÓN Y REMOCIÓN DE DEPÓSITOS DE ORGÁNICOS PESADOS

Técnica Magnética.	118
Técnica Microbiológica.	120
Técnica Ultrasonica.	122
Tecnología Electromagnética.	124
Tecnología Electrotérmica.	124
Tecnología de Tubería Recubierta con Fibra de Vidrio o Resina Epóxica.	125
Tecnología o Método Termodinámico de Predicción.	126
Envolvente de Depositación de Asfaltenos (ADE).	127
Envolvente de Depositación de Ceras (WDE).	128
Compañías y Servicios Referentes a Nuevas Tecnologías.	130
Fiber Glass Systems, Inc.	130

Halliburton de México, S.A. de C.V.	130
Micro-Bac International, Inc.	131
Para-Tech, Inc.	133
Centron Corporation (Servicios Industriales del Sureste).	134
Production Technologies Company. PTC (System, S.A. de C.V.)	134
Oppenheimer Biotechnology, Inc. (Wertec, S.A. de C.V.)	135

CAPÍTULO 7 CONCLUSIONES

Conclusiones.	137
Bibliografía.	141

INTRODUCCIÓN.

Uno de los graves problemas que se ha presentado desde hace mucho tiempo en la industria petrolera tanto a nivel nacional como internacional, es el fenómeno de la depositación de orgánicos pesados asfaltenos y parafinas en los equipos e instalaciones de producción y recolección de hidrocarburos.

En los inicios de la industria, cuando se encontraban depósitos de asfaltenos y parafinas en las tuberías o tanques de almacenamiento, no se tenía conocimiento de las causas que originaban la presencia del material orgánico, solo se sabía que dichos depósitos afectaban el correcto funcionamiento de los sistemas de producción; la falta de conocimiento del fenómeno en muchas ocasiones provocaba que las condiciones de precipitación y depositación se favorecieran con los trabajos que se realizaban a los pozos, por ejemplo algunas estimulaciones con fluidos que reaccionaban con los hidrocarburos del pozo dando lugar a la depositación.

Las pérdidas económicas debido a la disminución en la producción de hidrocarburos provocado por el fenómeno de la depositación orgánica, motivó que se hicieran investigaciones para determinar las causas que provocaban la precipitación y depositación de asfaltenos y parafinas; de lo cual, a través de diversos estudios y pruebas de laboratorio se determinó que la precipitación y depositación de asfaltenos y parafinas son problemas ocasionados por los cambios en las condiciones de presión y temperatura presentados en el sistema de producción, los cuales son un fenómeno natural en la explotación de un yacimiento petrolero. También se demostró que los asfaltenos y parafinas varían en su naturaleza química y mecanismos que provocan su precipitación.

Se han empleado métodos mecánicos para la remoción física de los depósitos, posteriormente con un mejor conocimiento del comportamiento tanto de los aceites como de los asfaltenos y/o parafinas que contienen, se han utilizado métodos químicos y térmicos para su tratamiento. Los métodos mecánicos y térmicos se usan para corregir el problema, es decir, se aplican cuando ya se tiene el depósito. Mientras que para prevenir o retardar la depositación se usan los métodos químicos y térmicos.

No se ha encontrado un método de uso universal en el control de la depositación de orgánicos pesados debido a que el comportamiento de las parafinas y asfaltenos difiere de un campo a otro, esto es debido a que el contenido de los orgánicos pesados varía de un aceite a otro, así como también varían otras características tales como densidad, viscosidad, punto de burbuja, punto de escurrimiento, composición, etc.

El conocimiento y caracterización de los aceites crudos es una buena herramienta para saber si un aceite crudo en estudio presenta precipitación y depositación, de esta manera, se puede diseñar un programa de control de la depositación, seleccionando el método más adecuado para solucionar el problema, tomándose en cuenta la factibilidad técnica y económica. La selección del método de control es una tarea que requiere de una evaluación, tanto del material depositado como de los productos a usar.

En México como en otros países productores de petróleo, se ha presentado el problema de la depositación de asfaltenos y parafinas, siendo esto de gran preocupación para la industria petrolera nacional. Se han hecho muchos esfuerzos encaminados a la solución del problema desde hace ya muchos años sin encontrar todavía una solución un poco más "generalizada" con un alto índice de confianza o éxito.

Actualmente, a nivel mundial se realizan investigaciones para encontrar una alternativa para controlar el problema. Los estudios se enfocan a buscar nuevos métodos o tecnologías para prevenir o remover los depósitos de asfaltenos y parafinas, claro está que también se busca optimizar los recursos tanto económicos como energéticos. Se han creado

métodos como el magnético, microbiológico, etc., los cuales han dado buenos resultados en pruebas de campo y en algunos lugares su uso se ha hecho común. Las nuevas tecnologías presentan ciertas restricciones en cuanto a su aplicabilidad en otros campos y sus costos son altos.

La importancia de este trabajo radica en dar a conocer los mecanismos que propician la depositación de las parafinas y asfaltenos, así como también la manera de prevenir o corregir el problema, que hasta la fecha sigue causando grandes pérdidas tanto en la producción de hidrocarburos como económicas.

CAPÍTULO 1

CONCEPTOS GENERALES

ASFALTENOS

Los asfaltenos son compuestos sólidos no cristalinos de color negro brillante integrados por una mezcla compleja de compuestos predominantemente de tipo polar, los cuales se definen químicamente como la fracción del aceite crudo, que es insoluble en alcanos de bajo peso molecular tales como: pentano, hexano y heptano, y de productos destilados como la kerosina y el diesel. Tienen una estructura básicamente aromática, que incluye un número significativo de heteroátomos (nitrógeno, azufre y oxígeno) y grupos alquilo. Los asfaltenos son completamente solubles en algunos solventes aromáticos como el tolueno y el xileno.

De un análisis microscópico se determinó que el material asfáltico está formado por partículas de forma esférica cuyo diámetro va de 30 a 65 angstroms.

Es conocido que los asfaltenos existen en el aceite crudo como coloides estabilizados por resinas. Estas son estructuralmente similares a los asfaltenos, pero de peso molecular mucho más bajo. De una forma sencilla, se puede explicar la acción de estabilización de los asfaltenos por las resinas: estas forman puentes entre las partículas polares de asfaltenos y el medio no polar que las rodea (aceite). La parte polar de las resinas, interactúa con la parte polar del asfalteno, mientras que los lados no polares (alquilos) de las mismas, interactúan con la fase aceite.

Otra teoría relacionada con la condición de los asfaltenos en el aceite menciona que estos están disueltos en el aceite en un estado líquido real.

El material asfáltico está constituido esencialmente de :

- ♣ Resinas neutras.- Hidrocarburos aromáticos de alto peso molecular.
- ♣ Asfaltenos.- Sustancias sólidas no cristalinas, solubles en benceno y bisulfuro de carbono pero no en destilados del petróleo.
- ♣ Ácidos asfaltogénicos.- Sustancias solubles en benceno y soluciones alcalinas.

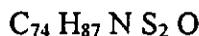
Los dos primeros constituyentes son los que se encuentran en mayor proporción. Del análisis de una acumulación de material asfáltico se distingue que el centro está formado de sustancias de alto peso molecular y de naturaleza aromática, mientras que los constituyentes ligeros se encuentran en mayor proporción, a medida que se alejan del centro, hasta llegar a componentes plenamente alifáticos. De aquí que no exista una interfase definida.

Bajo condiciones de yacimiento, los asfaltenos, las resinas y el medio que los rodea (aceite), se encuentran en equilibrio termodinámico. Sin embargo, siempre que las condiciones de presión y temperatura cambien, este equilibrio se interrumpe. Cuando existen fuerzas mecánicas o químicas importantes, sucede lo mismo, y las partículas de asfalto se vuelven susceptibles de interaccionar con otras que se encuentren en condiciones similares llevándolas a la floculación.

En general, los asfaltenos floculan debido a cambios termodinámicos de presión, temperatura y composición. Después de la floculación, los asfaltenos exhiben una carga intrínseca, la cual es usualmente positiva.

Es tan compleja la estructura de las moléculas de asfalto , así como su comportamiento que puede variar de un tipo de aceite a otro dependiendo de sus condiciones iniciales, composición y porcentaje de contenido en el aceite. Incluso, en algunas pruebas de electrodeposición realizadas en laboratorio a muestras representativas de aceite crudo, se ha determinado que las miscelas de asfaltenos están cargadas negativamente; característica que no concuerda con lo mencionado anteriormente.

Por tal razón, las investigaciones que se llevan a cabo en torno al comportamiento de los asfaltenos, buscan la manera de predecir su comportamiento. Una fórmula empírica que ha sido postulada para representar una estructura amorfa promedio de los asfaltenos es:



Se ha encontrado que, la constitución química de los asfaltenos es muy cercana a la de las resinas neutras; además, la transformación de las resinas neutras en asfaltenos es un proceso muy sencillo, que puede efectuarse aun a temperaturas bajas o elevadas y en presencia de aire u oxígeno; las resinas se transforman muy rápidamente en asfaltenos, de aquí que la estructura de ambos es similar.

PARAFINAS

La parafina es un material invariablemente asociado a la producción de hidrocarburos líquidos. Son alcanos de cadena normal o ramificada cuya fórmula química condensada es : $C_n H_{2n+2}$, donde "n" es un número entero. En el campo la parafina es un material ceroso. Esta clase de hidrocarburos son esencialmente inertes a reacciones químicas, y por lo tanto resistentes al ataque de bases y ácidos. Las parafinas son hidrocarburos cristalinos de alto peso molecular, con longitudes de cadena que van del C_{20} al C_{60} , inclusive, algunos autores consideran la longitud de la cadena hasta el C_{75} . El punto de fusión de los depósitos parafínicos usualmente se encuentra entre $50^{\circ}C$ y $90^{\circ}C$.

Muchos de los hidrocarburos parafínicos pesados, que se encuentran en los depósitos, son compuestos de carbón de cadena recta saturada, pero ocasionalmente están presentes pequeñas cantidades de compuestos ramificados, isoméricos o cíclicos. Los cristales de parafina pueden existir como placas, agujas o en formas microcristalinas.

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.

PROPIEDADES FÍSICAS DE LAS PARAFINAS.

Las parafinas de cadenas lineales durante su cristalización generan lo que se conoce como ceras parafinicas, entre las que hay ceras microcristalinas, que están constituidas en su mayor parte por cadenas arborecentes de hidrocarburos parafinicos. También existen 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 parafinica 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 parafinica, mayor es la posibilidad de predecir su comportamiento bajo condiciones específicas de presión y temperatura.

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

1. Punto de nube: Es la temperatura a la cual se crea una nube de partículas de cera en el aceite, o dicho de otra manera, es la temperatura a la que aparece el primer cristal de cera en el aceite.

2. Solubilidad: Es la facilidad de disolución de la cera parafínica 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 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 otra parte, la capacidad de disolución del solvente baja a medida que el peso molecular de la cera aumenta.

3. Temperatura de ebullición: Este parámetro aumenta a medida que el peso molecular de la parafina se incrementa.

4. 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.

Podemos clasificar la consistencia de la cera parafínica de acuerdo a su punto de fusión en cuatro grupos:

CONSISTENCIA	PUNTO DE FUSIÓN (° C)
match	30-38
suave	38-44
media	44-56
dura	56-65

5. Apariencia, color y grado de transparencia: Es importante analizar y evaluar estas características, ya que 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.

6. Coefficiente de expansión de la cera: Es una medida de su cambio de volumen cuando la temperatura cambia. Esta variación va de un 11% a un 15% durante la fusión, y se debe a la presencia de constituyentes parafínicos amorfos que contenían un gran espacio poroso.

MÉTODOS ESTÁNDARES PARA LA DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE ASFALTENOS, PARAFINAS Y RESINAS EN EL LABORATORIO.

El análisis del contenido de parafinas y asfaltenos contenidos en el aceite crudo se debe llevar a cabo, de ser posible al inicio del desarrollo de la explotación del yacimiento, de esta manera se pueden predecir los problemas de depositación y el tipo de material depositado.

Antes de comenzar un tratamiento para la remoción de los depósitos se debe identificar el material y tipo de depositación; la identificación de la depositación es el primer paso lógico en el comienzo de un tratamiento.

Son muchos los métodos empleados para determinar el contenido de orgánicos pesados en el aceite crudo, generalmente se utilizan los que por su sencillez en su manipulación, su precisión, repetibilidad y rapidez en la determinación del contenido de asfaltenos y parafinas nos dan resultados buenos y confiables.

A continuación se presenta una breve descripción de algunos métodos:

PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS CON n-HEPTANO.

● MÉTODO ASTM-D3279/90 PARA DETERMINAR INSOLUBLES EN n-HEPTANO.

Un gramo de muestra de aceite crudo se precipita con n-heptano, calentando a reflujo suave durante veinte minutos, guardando una proporción de 100 ml de solvente / gramo de muestra. El precipitado se filtra a través de una almohadilla de fibra de vidrio (retención 1.5 μm), se seca y se pesa. El residuo se reporta como porcentaje de asfaltenos.

② MÉTODO IP 143/74 MODIFICADO, PARA PETRÓLEO Y SUS PRODUCTOS.

A 2 g de muestra de aceite crudo, se le adicionan 100 ml de n-heptano y se refluja durante una hora. Se deja reposar en la obscuridad. Se filtra el precipitado a través de papel de celulosa Whatman No. 42 (retención 2.5 μm). Se hace una extracción del precipitado con tolueno (temperatura de ebullición del tolueno 111°C), el cual se evapora posteriormente. El residuo que queda después de la evaporación es el asfalteno contenido en la muestra.

③ MÉTODO PARA DETERMINAR ASFALTENOS POR PRECIPITACIÓN CON ULTRASONIDO.

Se pesan 0.4 g de muestra de aceite crudo y se le adicionan 60 ml de n-heptano. Esta mezcla se somete a vibraciones con ultrasonido durante diez minutos. Para acelerar la precipitación del asfalteno, se filtra el precipitado a través de una almohadilla de fibra de vidrio, empleando succión por vacío. Se seca, enfría y pesa la almohadilla con el residuo, ya que este es el asfalteno contenido en la muestra.

PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS CON n-PENTANO.

① MÉTODO ANSI/ASTM MODIFICADO (ASFALTENOS Y RESINAS).

En este método se determinan los insolubles en n-pentano y en tolueno de aceites lubricantes usados.

Se toman 10 g de muestra de aceite y se mezclan con 100 ml de pentano y se centrifuga. La solución se decanta y el precipitado se lava dos veces con pentano, se seca y pesa para dar los insolubles en pentano.

Para determinar los insolubles en tolueno, se pesan nuevamente 10 g de muestra, se mezcla igualmente con pentano y se centrifuga. El precipitado se lava dos veces con pentano, una con una solución 1:1 tolueno-etanol y una más con tolueno solo. El material insoluble se seca y pesa para dar los insolubles en tolueno.

Las resinas contenidas en el aceite, es la proporción de insolubles en pentano que son solubles en tolueno.

② MÉTODO PARA DETERMINAR ASFALTENOS Y ACEITES.

Este método define los “aceites” como la fracción soluble en pentano; los “asfaltenos” como los solubles en benceno e insolubles en pentano, y los “pre-asfaltenos” como los insolubles en benceno.

Se hace una extracción con benceno (5 g de muestra), para separar los insolubles en este solvente (pre-asfaltenos). Se evapora el benceno, quedando un residuo formado por los “aceites” y los “asfaltenos”. A este residuo se le adiciona n-pentano (relación 100 ml de solvente/ gramo de muestra), y se mantiene en agitación a temperatura ambiente por una hora. El precipitado se filtra a través de papel Whatman No. 42. Se seca el papel a peso constante y se reporta como porcentaje de asfaltenos precipitados.

El contenido de “aceites” se reporta en porcentaje en peso, del resultado de la sustracción del porcentaje de asfaltenos al porcentaje de solubles en benceno.

③ MÉTODO IMP PARA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS CON n-PENTANO, Y DE PARAFINAS SOLUBILIZADAS EN ÉTER DE PETRÓLEO.

A un gramo de muestra se le adicionan 100 ml de benceno y se agita por quince minutos. Se filtra a través de papel Whatman No. 541 (retención 20-25 μm). Se seca y pesa el papel, obteniéndose el contenido de inorgánicos.

Se evapora el benceno y se le adicionan 100 ml de pentano y se somete a agitación por quince minutos, filtrando nuevamente a través de papel filtro Whatman No. 541, obteniéndose esta vez el contenido de asfaltenos.

La solución de pentano se recupera y se evapora el solvente, adicionando 100 ml de éter de petróleo y tierra de diatomáceas con agitación.

Se filtra la suspensión y se evapora el solvente; repitiéndose la misma operación de la adición de éter y tierra de diatomácea una vez más.

Se evapora el solvente y se pesa el residuo, reportándose como porcentaje de parafinas.

PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS CON ÉTER DE PETRÓLEO

❶ MÉTODO IMP PARA PRECIPITAR ASFALTENOS CON ÉTER DE PETRÓLEO.

Un gramo de muestra se disuelve en 100 ml de éter de petróleo y se agita a temperatura ambiente por quince minutos. se filtra a través de papel Whatman No. 42. El material precipitado se reporta como el contenido de asfaltenos en la muestra.

PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS.

❶ MÉTODO BOWERS & RENFRO

Se colocan 50 ml de un aceite crudo en una probeta de 200 ml conociendo la densidad del aceite y el peso de la muestra. Se enfría la probeta a una temperatura de -10°C con la finalidad de que se aglutinen los cristales de cera. Por separado se prepara una mezcla solvente con alcohol y éter en iguales proporciones y se pesa un papel filtro. Se adiciona la solución solvente a la muestra y se filtra, se enjuaga la parafina recolectada con la solución solvente. Posteriormente se mete el papel filtro con la parafina a un desecador durante 15 minutos, transcurrido el tiempo se pesa el papel filtro reportándose el contenido total de parafina como la diferencia de pesos del papel filtro con parafina, y el peso del mismo papel sin parafina (peso inicial del papel).

La cantidad de parafina en porcentaje respecto al peso de la muestra se calcula dividiendo el peso de la parafina retenida en el papel filtro entre el peso de la muestra de aceite crudo, y al resultado de este cociente se le multiplica por cien.

② MÉTODO UOP-46 MODIFICADO, PARA EXTRACCIÓN DE CRISTALES CEROSOS DEL ACEITE CRUDO.

Se disuelven 5 g de una muestra de aceite crudo en 35 ml de éter de petróleo, e inmediatamente se adicionan 110 ml de acetona. La mezcla homogénea se coloca en un baño a -20°C . Se filtra a través de almohadillas de fibra de vidrio Whatman No. 934-AH (retención $1.5\ \mu\text{m}$). El precipitado se extrae con tolueno, el cual posteriormente se evapora. El residuo se reporta como porcentaje de parafinas contenido en el aceite.

③ MÉTODO UOP-46 MODIFICADO, PARA DETERMINACIÓN DE PARAFINAS EN ACEITE CRUDO.

Dos gramos de muestra se disuelven con 35 ml de éter de petróleo hasta tener un mezclado uniforme. Se le adicionan 100 ml de acetona y se enfría a -18°C . Se filtra a través de papel filtro Whatman No. 42. Este papel se coloca en un equipo de extracción y se refluja con tolueno. Este se evapora y se reporta el residuo como el porcentaje de parafinas contenido en la muestra.

CAPÍTULO 2

CONDICIONES QUE PROPICIAN LA FORMACIÓN DE DEPÓSITOS DE PARAFINAS Y DE ASFALTENOS

El problema de la depositación del material orgánico que se presenta en las instalaciones de producción se debe a las condiciones a las que se encuentre la mezcla de hidrocarburos, tanto en el pozo como en las instalaciones superficiales como son las líneas de escurrimiento, separadores y tanques de almacenamiento; inclusive, la precipitación y depositación de los asfaltenos y parafinas se presenta en algunas ocasiones en el yacimiento.

La depositación de material orgánico provoca problemas como la obstrucción al flujo del aceite por taponamiento de las líneas de conducción, lo que da como consecuencia caídas de presión adicionales y esto se manifiesta en una reducción de la producción de hidrocarburos. A nivel de yacimiento, la depositación de material orgánico provoca cambio en la mojabilidad del sistema roca fluido, y por consiguiente una reducción de la permeabilidad relativa al aceite. Otro daño que provoca la depositación del material orgánico en el yacimiento es la reducción de la permeabilidad efectiva de la roca, debido a la obstrucción de los poros y sus gargantas.

Para poder predecir la precipitación del material orgánico, debemos conocer las causas que lo inducen, es decir, saber el comportamiento del aceite crudo a diferentes condiciones de presión y temperatura, así como también conocer las propiedades del aceite tales como densidad, viscosidad, composición, porcentaje de impurezas, contenido de parafinas y asfaltenos, etc.

Al igual que existen diferencias en la naturaleza química entre los asfaltenos y las parafinas, los mecanismos de depositación también son diferentes. A continuación se

describen los principales factores que ocasionan la precipitación y depositación de los orgánicos pesados.

CAUSAS Y MECANISMOS DE PRECIPITACIÓN DE MATERIAL ASFÁLTICO.

El mecanismo de precipitación del asfalteno es muy complejo y despierta gran interés en los investigadores debido a su comportamiento, existe una polémica entre las dos principales teorías acerca de la naturaleza del asfalteno en el aceite. La primera teoría considera que los asfaltenos se encuentran disueltos en el aceite en un verdadero estado líquido. En este caso, se considera que la precipitación del asfalteno depende de las condiciones termodinámicas de presión, temperatura y composición. Aunque esta teoría en particular reconoce a la precipitación del asfalteno como un proceso termodinámicamente reversible^(1,2).

La segunda teoría considera que los asfaltenos son partículas sólidas las cuales se encuentran suspendidas en forma coloidal en el aceite crudo y están estabilizadas por grandes moléculas de resinas; al fenómeno de estabilización de los asfaltenos por las resinas se le denomina "*peptización*". Consecuentemente, el proceso de depositación se considera irreversible^(3,4,5).

Las principales causas que provocan la formación de depósitos de asfalteno son:

■ Inyección de CO₂: El CO₂ causa la desestabilización del asfalteno por disminución del pH, por cambios en la composición del aceite y por la turbulencia creada. El CO₂ es responsable también de la formación de fuertes emulsiones en presencia de crudo asfáltico. En mayor o menor grado, se ha observado la precipitación de asfalteno en la mayoría de operaciones cuando se trabaja con CO₂ y este se hace fluir. Usualmente, la precipitación de asfaltenos se incrementa a razón que el volumen de CO₂ disponible en el aceite se

incrementa durante etapas posteriores de inyección de CO₂ o en los trabajos de estimulación al pozo.

➤ Flujo miscible: El flujo de aceite rico en gas desestabiliza al asfalteno en la mezcla de aceite por la baja relación de carbón a hidrógeno en la solución. Normalmente, el estrangulamiento del flujo de gas en el aceite ha mostrado una mejoría de la solubilidad de los asfaltenos. Las cadenas continuas de hidrocarburos tienen menor afinidad para retener las estructuras de asfalteno que los aceites que tienen una alta relación de carbón e hidrógeno. El efecto negativo del aceite rico en gas se manifiesta al máximo cerca del punto de burbujeo de la mezcla de hidrocarburos. Este efecto disminuye después de que se alcanza el punto de burbujeo. Este peculiar comportamiento que se presenta cerca de la presión de saturación, es más pronunciado para aceites ricos en gas que los que contienen CO₂.

➤ Cambio de pH: El cambio de pH del aceite crudo que contiene asfaltenos en solución puede ser provocado por el CO₂, ácidos minerales o por bacterias de ocurrencia natural que producen ácidos orgánicos. Algunos de estos factores pueden presentarse y dar problemas durante diversas etapas de la vida productiva del pozo.

➤ Mezcla de crudos fluyendo: Es una causa muy similar a la precipitación de asfaltenos por cambio de pH y por formación de ácidos orgánicos cuando se produce gas natural, cuando hay CO₂ en flujo de la corriente actual u otras perturbaciones causadas por cavitación en algunas bombas y mezclas en las cámaras o en los juegos de válvulas. Puede ser que esta causa provoque problemas, aunque solo se localiza en algunas zonas por donde fluye el aceite. Este tipo de precipitación puede prevenirse de manera completa si a la corriente de la mezcla de aceite crudo se le reduce el esfuerzo cortante.

➤ Químicos orgánicos incompletos: Es bien sabido que el alcohol isopropílico, alcohol metílico, acetona y algunos productos como el glicol, alcohol o surfactantes cuya base es un solvente, no contienen componentes aromáticos, por lo tanto pueden cambiar la mojabilidad del sistema o atacar a los maltenos y resinas, y por lo tanto, precipitar a los asfaltenos.

❶ Estimulación de pozos: Una severa precipitación de asfaltenos puede ser causada por los trabajos de estimulación a los pozos, como las acidificaciones, etc. La acidificación envuelve en un cambio drástico local las condiciones químicas que están en equilibrio, modifica el pH y puede liberar CO₂. También puede incrementar la concentración de algunos iones como el hierro, lo cual puede influenciar en la formación de lodo asfáltico, flóculos, etc. Los depósitos de asfalteno más comunes encontrados después de una acidificación son asfalteno con hierro, lodo asfáltico y emulsiones estabilizadas por partículas de asfalteno.

❷ Cizallamiento o esfuerzo de corte: El problema de inestabilidad de los asfaltenos debido al esfuerzo de corte ha sido recientemente identificado en bombas de varillas de succión utilizadas en el bombeo mecánico y en bombas sumergibles de bombeo electrocentrífugo. El esfuerzo de corte está estrechamente asociado con el gradiente de presión en el fondo del pozo y con la mezcla de hidrocarburos en el equipo de superficie.

❸ Disminución o caída de presión: La caída de presión es uno de los factores más importantes que influyen en la depositación de los sólidos en los aceites crudos que contienen asfaltenos. El efecto de la presión es más intenso cuando el aceite crudo es rico en componentes ligeros, y también cuando su presión se encuentra arriba de la presión de burbujeo. Dependiendo de la localización de la caída de presión, la depositación de asfaltenos puede ocurrir en diferentes partes, a lo largo del yacimiento, en la vecindad del pozo, en la tubería de producción y en la línea de escurrimiento. El cambio en la presión es usualmente acompañado por un cambio en la temperatura. Estos cambios causan una inestabilidad de tipo fisicoquímico, llevando a los asfaltenos a precipitarse en el aceite crudo. Los cambios de presión aislados también pueden evocar precipitación de asfaltenos. También, se ha descubierto que la turbulencia acelera la precipitación del asfalteno, mientras que el mejoramiento de la mezcla proveniente de diferentes corrientes de flujo, conlleva a prevenir la depositación de asfaltenos.

Una de las primeras observaciones de los efectos de la presión en la floculación de los asfaltenos fue realizada por Bilheimer⁽⁷⁾ et al. Observaron que el bitumen purificado fue precipitado de su solución o disperso en tetralin por la adición de n-pentano y esta separación ocurrió en las fracciones de bajo peso molecular a bajas temperaturas. El bitumen tetralin en solución mostró algunas características coloidales a temperaturas abajo de los 71.1°C, a la cual el bitumen se separó como una fase sólida. A condiciones extremas como el límite de las fases o a temperaturas arriba de 71.1°C, estas características llegan a ser poco evidentes. Bajo las circunstancias anteriores, las mezclas siguen un comportamiento de verdaderas soluciones, particularmente en consideración con la proposición del equilibrio heterogéneo.

La figura 2.1 muestra la variación en la precipitación del asfalteno como una función de la presión y de la temperatura como lo presentó Bilheimer. Note que la precipitación del asfalteno disminuye cuando la presión se incrementa. Esta tendencia se hace más obvia para altas temperaturas (104.4°C). esta observación fue posteriormente validada por Lhioreau⁽⁸⁾ et al. Ellos reportaron que la presión puede incrementar la solubilidad del asfalteno. En la figura 2.2 se muestra la precipitación del asfalteno como una función de la presión para una temperatura constante de 20°C. Como puede observarse en esta figura, la precipitación del asfalteno que depende de la presión sigue una tendencia lineal, similar a lo que observó Bilheimer. También se pueden observar efectos similares en experimentos realizados a 80°C.

Hirschberg⁽¹²⁾ estudió el efecto del cambio de la presión en la precipitación del asfalteno en una mezcla crudo-propano (relación de peso 1:7). La mezcla del crudo y el propano fueron colocadas en una celda con una ventana para poder observar el comportamiento de la misma. La cantidad de material precipitado fue medido como una función de la presión a dos diferentes temperaturas de 22° y 94°C respectivamente. Antes de cada medición, se permitió que la mezcla se equilibrara durante 24 horas.

FIGURA 2.1: EFECTO DE LA PRESIÓN Y TEMPERATURA EN LA PRECIPITACIÓN DEL ASFALTENO.

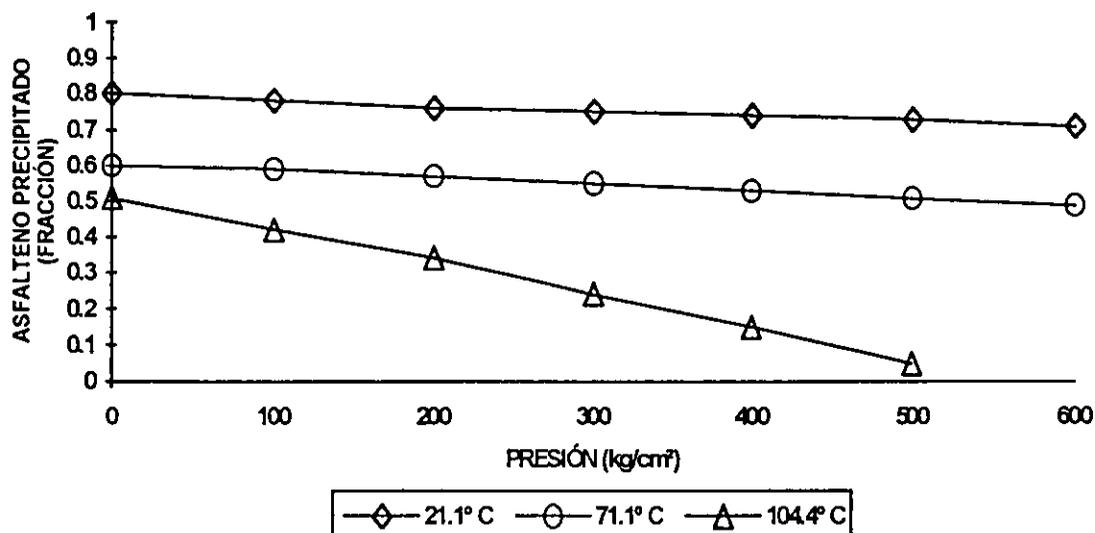
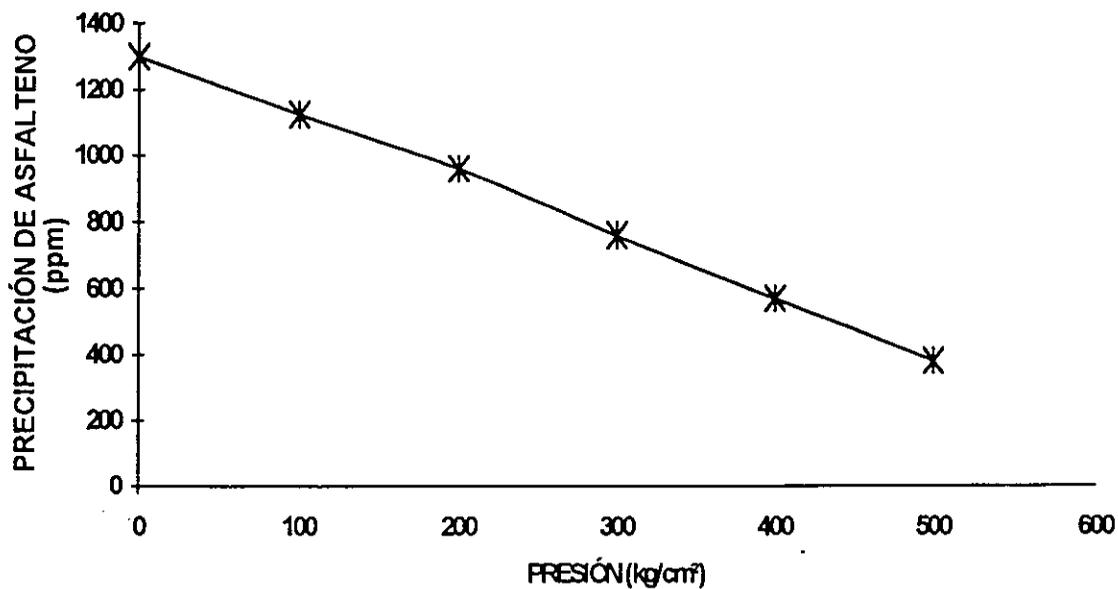


FIGURA 2.2: EFECTO DE LA PRESIÓN EN LA PRECIPITACIÓN DEL ASFALTENO A 20° C.



Los resultados de esta prueba, para la cual se usaron una muestra del tanque de almacenamiento y una muestra de fondo de pozo son presentadas en la tabla 2.1. De la cual

se observa que a bajas temperaturas (22°C) y a bajas presiones (20 bar) el material precipitado fue de color gris oscuro y el contenido fue de ceras parafinicas. A altas temperaturas (94°C, abajo de 280 bar), la precipitación presentó un material líquido de color negro el cual contenía principalmente resinas. Aproximadamente a la presión de 280 bar, el líquido se desvaneció y se formaron partículas sólidas de color negro, las cuales mostraron una fuerte tendencia a adherirse a la ventana de la celda. La cantidad de sólidos formados fueron agitados de acuerdo con la cantidad de n-heptano presente en el aceite crudo.

Como la presión se fue incrementando de 280 a 1000 bar, la fase rica en propano se convirtió en una fase oscura, indicando que algunos asfaltenos existentes fueron disueltos. En este estudio, la precipitación de los asfaltenos se presentó como un fenómeno reversible. Esto es particularmente evidente para las partículas de asfalteno formadas en las ventanas arriba de una presión de 300 bar.

Tabla 2.1: Efecto de la presión y la temperatura en la precipitación del asfalteno para una mezcla de aceite crudo con propano (1:7 porcentaje en peso).

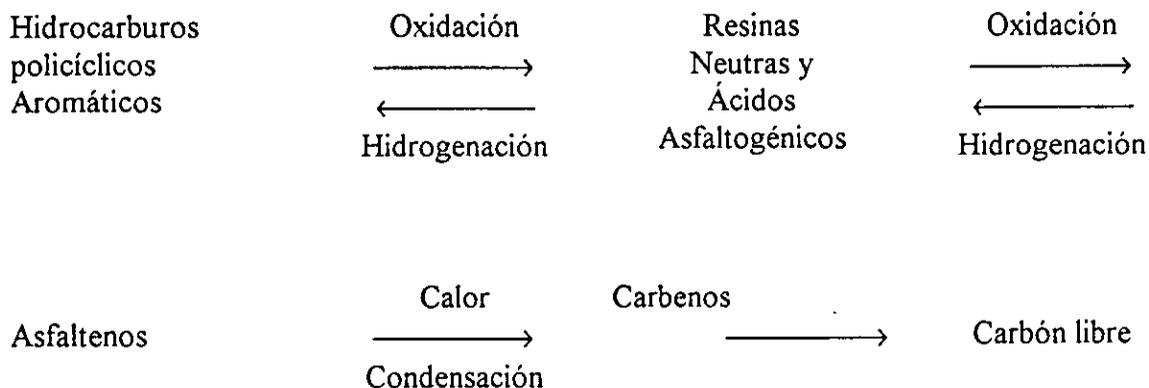
Temperatura (°C)	Presión (bar)	Vol.precipitado/vol. del tanque	Comentarios
<i>PRIMER EXPERIMENTO (muestra de tanque)</i>			
22	20	2×10^{-2}	Hojuelas de color gris oscuro
22	100	8×10^{-3}	Hojuelas de color gris oscuro
22	200	8×10^{-3}	Hojuelas de color gris oscuro
22	300	4×10^{-3}	Depósito negro en ventanas
22	400	-	Ventanas oscuras
<i>SEGUNDO EXPERIMENTO (muestra de tanque)</i>			
94	600	-	Partículas blancas en ventana
94	350	-	Partículas blancas en ventana
94	300	-	Partículas oscuras creciendo
94	280	-	Gotas en ventanas, comienza aparecer aceite
94	160	1.2×10^{-2}	Líquido negro
94	1000	3×10^{-3}	Partículas sólidas negras
94	280	3×10^{-3}	Inicio de la desaparición de líquido
94	75	4×10^{-2}	Líquidos oscuros, ventanas perfectamente limpias
<i>TERCER EXPERIMENTO (muestra de fondo)</i>			
87	280	2×10^{-3}	Partículas sólidas negras
87	130	6×10^{-3}	Líquido negro
87	70	4.4×10^{-2}	Líquido negro

■ Potencial de corriente: Se ha reportado que el flujo del aceite crudo en el yacimiento a través del medio poroso puede provocar precipitación de material asfáltico. Este fenómeno ha sido generalmente atribuido a la neutralización de las cargas que contienen las partículas de asfalto debido al potencial de corriente generado por el flujo. Sin embargo, el potencial de corriente a través del medio poroso ha sido identificado como una de las causas de la precipitación del asfalto, causando la obstrucción de los poros y sus gargantas y de esta manera se restringe el flujo del aceite crudo hacia el pozo. Existe poca información disponible en la literatura acerca de este fenómeno. El potencial de corriente es también asociado con la caída de presión.

■ Disminución o caída de temperatura: Al disminuir la presión en el pozo o yacimiento, a este fenómeno se le asocia una reducción de la temperatura. Se considera que la temperatura tiene un efecto indirecto en la precipitación de asfaltos. La temperatura puede afectar la solubilidad de los maltenos y resinas, y por lo tanto, la disminución de temperatura puede conducir a la precipitación de asfaltos. El efecto de la temperatura puede ser mayor si hay expansión de CO₂ durante la operación de inyección de CO₂ utilizada en métodos de recuperación secundaria o mejorada.

■ Superficies de metal cargadas eléctricamente: Se ha demostrado que el material coloidal en el aceite crudo está cargado eléctricamente. Una de las formas de comprobarlo es llevando a cabo pruebas de electrodeposición, las cuales consisten en aplicar un potencial de corriente por medio de un par de electrodos a una muestra de aceite; transcurrido un tiempo, debido a la naturaleza eléctrica de las partículas, éstas se depositan en los electrodos o placas que emiten la corriente eléctrica. En algunas pruebas, la deposición de las partículas de asfalto ha sido en la placa positiva, y en otros casos en la placa negativa⁽¹⁵⁾, esta variación se debe a la naturaleza del aceite crudo en estudio, es decir, no todos los asfaltos tienen las mismas características o tendencias, su comportamiento es diferente. Inclusive, hay variaciones en el comportamiento del asfalto de un mismo yacimiento pero de diferentes pozos. El fenómeno de superficies metálicas cargadas eléctricamente puede combinarse con problemas de caída de presión.

12 Transformación de los hidrocarburos policíclicos aromáticos a otros compuestos de mayor estado de oxidación: Uno de los componentes de alto peso molecular en el crudo son los hidrocarburos policíclicos aromáticos, mismos que se pueden transformar en partículas asfálticas por diferentes efectos, como a continuación se muestra:



La presencia de estos componentes en un depósito asfáltico depende de los niveles de oxidación. Es importante señalar que al convertirse los asfaltenos en carbenos o carbón libre, como el efecto es irreversible y estos productos son poco solubles, el depósito solo es factible de removerse con medios mecánicos. Esta última causa es factible que tenga lugar en refinerías y plantas petroquímicas.

CAUSAS Y MECANISMOS DE PRECIPITACIÓN DE MATERIAL PARAFÍNICO.

La identificación del material depositado se logra a través 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 asfaltenos son insolubles en pentano caliente. De esta forma, si el material de un depósito es soluble en xileno y en pentano podemos afirmar que se trata de un depósito parafínico.

Los depósitos de cera o parafina, cuando se acumulan en las tuberías de producción, forman un revestimiento granular debido a que son cristales de cera muy pequeños que tienden a aglomerarse y formar partículas granulares de cera.

En general un depósito parafínico lo constituyen una mezcla de ceras parafínicas, asfaltenos de bajo peso molecular, resinas, aceite crudo, arena sedimentada y en ocasiones agua adicionada a los cristales de ceras, esto da como resultado que el material depositado sea de un color café o negro.

La consistencia del depósito puede variar desde un líquido espeso, hasta una cera dura y consistente, dependiendo principalmente de la cantidad de aceite presente en el depósito; debido a que el aceite escurre gradualmente por las partículas de cera, la dureza de la parafina y la cantidad de aceite asociado con la parafina depende del tiempo de duración en que se efectúe la acumulación y la forma en que fue depositada.

Las principales causas de depositación de la parafina son:

- Efecto de la temperatura: Debido a que la temperatura del aceite cambia apreciablemente durante su producción y transporte, es muy importante conocer los efectos que producen dichos cambios en la solubilidad de la cera en el aceite crudo. La solubilidad

de diferentes parafinas en un solvente dado y una temperatura dada, disminuye conforme aumenta el peso molecular y el punto de fusión de las mismas.

Respecto a la temperatura del aceite crudo se pueden presentar tres diferentes situaciones de depositación de parafinas⁽¹⁶⁾:

1. Si tanto la temperatura del crudo como la de la tubería son mayores que la temperatura de punto de nube del aceite crudo, no es posible la depositación (la temperatura del punto de nube del aceite crudo, es aquella a la que se inicia la generación de los cristales de parafina).
2. Si la temperatura del aceite crudo es mayor que la temperatura del punto de nube, pero la temperatura de la tubería es menor a la temperatura del punto de nube, en caso de que exista depositación será ligera, ocasionada por la capa delgada de aceite, la cual se encuentra en contacto con la tubería.
3. Si la temperatura del crudo y la temperatura de la tubería son menores que la temperatura del punto de nube, puede presentarse una depositación severa.

Respecto a la tubería, para que se produzca depositación en ella, su temperatura a través de la cual se transporta el aceite crudo, debe ser menor que su temperatura de punto de nube. Cuando el gradiente de temperatura es mayor, la depositación es más severa.

2 Efecto de la evaporación de los componentes ligeros o volátiles (proporción solvente-soluto): Para que exista una solución en equilibrio, es necesario un balance de la proporción solvente-soluto⁽⁶⁾. En los pozos petroleros, cuando el aceite fluye de la formación al pozo, hay una pérdida continua de los componentes líquidos volátiles del aceite debido a cambios de presión y temperatura.

Este fenómeno igualmente sucede en la roca productora o en la formación. Debido a esta pérdida, el aceite reduce su capacidad de mantener en solución cierta cantidad de parafinas presentes en él a una temperatura dada. Esto se debe a dos causas:

- 1) Por la reducción del volumen de aceite, resultando una menor cantidad de solvente que el necesario para disolver la misma cantidad de parafinas (solutos).
- 2) Por disminuir la solubilidad de la cera en el aceite, ya que ésta es más soluble en los componentes más ligeros del aceite que en los más pesados.

Puede decirse entonces que la pérdida de los componentes volátiles es un factor que genera la separación de las parafinas del aceite y aunque no es tan importante como el efecto de la temperatura, es bajo ciertas condiciones un factor mayor en la depositación de la parafina, especialmente en campo donde la restauración de la presión en algunas ocasiones es por empuje de gas, una cantidad considerable de gas se canaliza y fluye a través de la roca productora, éste removerá una gran cantidad de componentes volátiles del aceite que permanece en la formación, resultando la cristalización de la parafina del aceite que quede en la misma.

❸ Efecto de la presión: Cuando una presión es aplicada en una solución de líquido, como son las soluciones de parafina en el aceite, la solubilidad tiende a disminuir cuando el sistema obedece o se desvía en una dirección positiva a la Ley de Raoult. Las soluciones de parafina en el aceite crudo tienden a desviarse en una dirección positiva a la Ley de Raoult, por lo que la presión disminuye la solubilidad de la parafina en el aceite.

Se ha observado que la presión es un factor pequeño generalmente despreciable en la determinación de la solubilidad de la parafina en el crudo, ya que experimentos de laboratorio indican que el cambio en la solubilidad aún a una presión de 1000 psi es muy poco significativo.

➤ Efecto del gas y aire en solución: Un gas comprimido al estado líquido, tiene un gran poder disolvente para sólidos en un grado determinado, sólo si el punto crítico de las propiedades físicas del gas y del líquido son idénticas y sus curvas de solubilidad en el gas natural, pero prácticamente ninguna en el aire.

En pruebas de laboratorio, se establece que la parafina es prácticamente insoluble en gas natural seco a presiones arriba de 1000 psi; también se establece que la parafina es insoluble en el aire a presiones arriba de 1000 psi, y solo se ha observado una disminución de la solubilidad de la parafina cuando el aire está presente en los diferentes solventes usados en dichas pruebas.

También se ha observado que la solubilidad de las parafinas disminuye usando gas natural seco como solvente en fracciones ligeras, en las que las parafinas tienen una solubilidad de 2.8 a 2.9 g por cada 100 g de solvente, a comparación de los solventes más pesados donde se observa una mayor solubilidad donde la parafina es menos soluble.

Reistle observó que en crudos más ligeros un alto porcentaje de las fracciones en las cuales la parafina es fácilmente soluble, el gas disuelto ligeramente disminuye la solubilidad de la parafina, mientras que en crudos más pesados, el gas disuelto puede aumentar o disminuir en la solubilidad debido al gas disuelto, es decir, que es directamente proporcional a la presión a la cual el gas es retenido en solución, esto es, a la cantidad de solución.

De lo anterior se puede concluir que el gas en solución es también poco importante en el aumento o disminución de la solubilidad de la parafina en comparación con el efecto por temperatura o por pérdida de componentes volátiles.

➤ Efecto del agua: El agua se considera más como un factor preventivo para la depositación que como un factor determinante de la solubilidad de las parafinas⁽¹⁷⁾, ya que como es sabido el agua es prácticamente insoluble en la parafina y en el aceite. Las

determinaciones de la solubilidad con y sin agua en sistemas parafina-aceite demuestra que el agua, no aumenta o disminuye la solubilidad de la parafina en el aceite.

Se considera que el agua es un factor preventivo importante en la depositación de la parafina, porque se ha observado que en un pozo productor de aceite donde se han encontrado problemas considerables de este tipo, es común que el problema disminuya o se elimine prácticamente cuando el pozo comienza a tener una producción considerable de agua. Esto se debe a que el agua tiene aproximadamente el doble del calor específico del aceite, y por lo tanto, contiene suficiente calor para prevenir el enfriamiento del agua y del aceite a un punto donde una cantidad apreciable de parafina puede separarse de la solución. Adicionalmente proporciona un volumen extra de líquidos y aumenta la velocidad de flujo del aceite a través de la tubería de producción, disminuyendo con ello las posibilidades de la parafina a adherirse en las paredes de la misma.

❶ Efecto del material asfáltico, gomas y resinas: La proporción de enfriamiento tiene un pequeño efecto sobre el tamaño de las partículas, además de que otras sustancias presentes en el aceite como el material asfáltico, gomas y resinas previenen el crecimiento de los cristales de parafina. Si el aceite es agitado, o si no es enfriado lo suficiente para que se pueda excluir parafina que se solidifique, los pequeños cristales de parafina forman una red entrelazada que sostiene a los componentes líquidos, por lo que se alcanza una temperatura relativamente estable. Lo anterior ocasiona que el aceite no fluya cuando el recipiente que contiene la solución es inclinada en posición horizontal. A esta temperatura se le conoce como temperatura de punto de fusión. Si el aceite es agitado durante el enfriamiento o después de alcanzar el punto de fusión, este aceite se convertirá nuevamente en líquido, solo que muy viscoso, debido a la presencia de cristales de parafina que se encuentran en suspensión.

El aceite aumenta rápidamente su viscosidad a la temperatura en que la parafina comienza a depositarse. El calentamiento del aceite a temperaturas por encima de la temperatura del pozo, de tal manera que todas las parafinas, material asfáltico, gomas y

resinas sean completamente solubles en éste, son temperaturas generalmente inferiores al punto de fusión.

De estudios realizados en laboratorio, se ha observado que los resultados obtenidos por calentamiento de los aceites, en aquellos donde el material asfáltico, gomas y resinas han sido removidos no responde a tal calentamiento y no afectan el punto de fusión; pero también se ha observado que en otros aceites que no contienen una cantidad apreciable de los materiales anteriores, no son afectados por el calentamiento, por lo que se concluye que el material asfáltico, gomas y resinas actúan en la solución como un agente retardador de la parafina y además que ellos se separan lentamente de la solución cuando el aceite es enfriado.

▣ Efecto de la arena fina y sedimento: La arena fina y sedimento no afectan la cantidad de parafina separada del aceite, pero frecuentemente actúan en forma mecánica, aumentando gradualmente los problemas de depositación.

Esto es debido a que la arena y sedimento actúan como núcleos, donde los granos de parafina se adhieren formando granos mayores, ocasionando que se separen más rápidamente del aceite. Se ha encontrado que en algunos pozos los depósitos de parafinas consisten en un 50% y en ocasiones de hasta el 70% de arena fina o sedimento.

CONDICIONES QUE FAVORECEN LA ACUMULACIÓN DE LA PARAFINA DESPUÉS DE QUE SE SEPARA DE LA SOLUCIÓN EN EL ACEITE.

Como se mencionó con anterioridad, la parafina puede separarse del aceite debido a ciertas condiciones. Sin embargo, la depositación será sobre la arena, tubería, varillas u otro objeto de los pozos.

Los problemas de depositación parafínica serán mínimos o no existirán cuando la parafina permanezca suspendida delante del aceite.

Cuando por estudio de laboratorio y pruebas de campo se determina que hay parafinamiento y se sabe que no ocurre por los efectos anteriores, entonces se debe a otras condiciones que frecuentemente son las responsables de la acumulación de parafina. Estas son el revestimiento alternado y el escurrimiento del aceite sobre la superficie de la tubería.

Esto es cuando una superficie es revestida intermitentemente con aceite, la película dejada sobre la superficie escurre hasta que está demasiado delgada y su movimiento es muy lento para acarrear las partículas blandas de parafina y goma en suspensión. Esto ocasiona que dichas partículas se adhieran firmemente al mismo tiempo que el aceite escurre por la tubería. Un mayor número de partículas de parafina serán adheridas a la superficie si ésta se enfría de tal modo que el punto de saturación del aceite adicional separe la parafina de la película del aceite, además la depositación se incrementa debido a que la tubería expone una gran superficie a la evaporación de los componentes más ligeros o volátiles del aceite.

Cuando la superficie está en contacto continuo con el aceite, aproximadamente a la misma temperatura, la depositación de las parafinas es prevenido o disminuido en un gran porcentaje, ya que por ejemplo en una tubería donde el aceite contenido está en movimiento, los cristales de cera permanecen en suspensión, o el asentamiento será en el fondo pero no serán adheridas a la superficie de la tubería.

Otra posible causa es que en pozos fluyentes con excesivas cantidades de gas, el aceite se presenta como una neblina o como pequeñas gotas de aceite suspendidas en el gas, por lo que la tubería es revestida con una película de aceite solamente, y si la superficie contiene cristales de parafinas, éstas regularmente se adhieren firmemente a la tubería.

En donde la tubería o superficie es más fría que el aceite, la parafina del aceite que esté en contacto con la superficie se precipitará de la solución y se adhiere a la misma, y dependiendo de la velocidad del aceite, se tendrá una mayor o menor cantidad de parafinas depositadas. Generalmente, cuando hay precipitación de parafinas sobre una superficie fría donde el aceite está en movimiento, este movimiento en la tubería no es turbulento, sino cercano al flujo laminar. Bajo condiciones de flujo laminar, el movimiento de la película de aceite adyacente a la tubería es relativamente lento, por lo que la parafina se precipita y tiene la facilidad de adherirse firmemente a ésta. Un proceso inverso ocurre cuando el flujo es turbulento, es decir, cuando el movimiento del aceite en contacto con la tubería es rápido y la parafina raramente se adhiere a la tubería.

Como se mencionó con anterioridad, los pequeños cristales de parafina que son precipitados, exhiben una atracción entre ellos y tienden a juntarse y formar partículas granulares y largas. Esto es acelerado por la agitación del aceite, y el tamaño y cantidad de partículas depende, sobre todo del número de cristales presentes y el tiempo de agitación.

CAPÍTULO 3

TÉCNICAS CONVENCIONALES PARA PREVENIR SU DEPOSITACIÓN.

Como ya se ha mencionado anteriormente, la precipitación y depositación de asfaltenos y parafinas en las instalaciones petroleras, causa serios problemas operacionales los cuales se reflejan en pérdidas de producción y como consecuencia en pérdidas económicas.

El primer paso en la solución a tan grave problema es la identificación del depósito, es decir, se debe saber si el material encontrado por ejemplo en la tubería es en su mayoría asfalteno, parafina, arena, etc. En nuestro estudio sólo nos interesan los dos primeros, para que de esta manera , una vez identificado el tipo de depósito, se proceda a darle un tratamiento.

Cuando los pozos de un campo presentan problemas de bloqueo por la depositación de orgánicos pesados, lo ideal es prevenir la depositación de éstos; debido a que si se logra evitar que las parafinas y/o asfaltenos se depositen, se tendrán menos problemas operativos en las instalaciones por reducción en el área de flujo de los hidrocarburos ocasionados por los depósitos.

En este capítulo se tratarán las técnicas convencionales que se llevan a cabo para prevenir la depositación de asfaltenos y parafinas.

A continuación se presentan casos típicos de depositación de asfaltenos en algunos países donde se tienen estos problemas, y la manera en que han tratado de darle solución.

CONDICIONES DE CAMPO PARA LA PRECIPITACIÓN

Hasket y Tartera⁽⁹⁾ usaron el argumento de que la adición de hidrocarburos parafínicos de bajo peso molecular son los causantes de la precipitación de asfaltenos, asociando resinas y naftenos, se podría esperar que la liberación de estos componentes cuando la presión del aceite crudo en la tubería cae por abajo de la presión de burbujeo reduce la tendencia de que los asfaltenos lleguen a ser depeptizados.

Consecuentemente, la depositación de asfaltenos podría ocurrir generalmente en una sola fase del aceite crudo. En esta fase simple del aceite, el cual no experimenta cambios composicionales, es sujeto a cambios en presión, temperatura, turbulencia y posiblemente efectos eléctricos en la cercanía del pozo. Como uno de los primeros ejemplos de campo donde la depositación de asfalteno ocurre durante la explotación primaria, Hasket y Tartera presentaron los resultados observados de un campo gigante en Argelia denominado "Hassi Messaoud". Este yacimiento está situado a una profundidad de 3610 m y su presión inicial fue de 471 atm. El punto de burbuja para este aceite crudo de 42° API varía de 147 a 199 atm. La relación gas-aceite varía de 183 a 248 m³/m³.

También se observó que:

☺ La depositación de asfaltenos llega a ser poco severa con el incremento de la profundidad. Esto indicó que la condición más favorable para la depositación fue antes de que se alcanzara la presión de burbujeo.

☺ Los depósitos de asfalteno fueron repeptizados cuando la presión en la cabeza del pozo fue nuevamente reducida. Dicho de otra forma, los depósitos de asfalteno se extendieron en toda la superficie. La localización de estas extensiones de asfalteno fueron correlacionadas con las posiciones o profundidades a las cuales se alcanzó la presión de burbujeo en la tubería de producción.

☺ Se encontraron depósitos de asfalteno cuando el único cambio realizado fue cerrar un pozo para la medición del perfil de asfalteno. Esto fue atribuido a la reabsorción del gas liberado como al nivel de aceite crudo en la tubería. Esto creó un exceso de hidrocarburos en la fase líquida, lo cual causó en forma inmediata la precipitación de asfaltenos y sus elementos asociados.

☺ Un pozo, el cual producía a una presión en la cabeza considerablemente arriba de la presión de burbujeo, mostró depositación de asfalteno en la superficie, excepto en la corriente abajo del lado del estrangulador donde la presión fue menor a la presión de burbujeo.

De las observaciones anteriores, se recomendó que los pozos del campo Hassi Messaoud fueron puestos en producción a una presión baja en la cabeza, también el flujo en dos fases podría ocurrir a una profundidad suficiente en la tubería para minimizar la depositación de asfaltenos. La colocación de estranguladores mecánicos de profundidad en la tubería de producción fueron probados en pocos casos con éxito.

Problemas de asfaltenos en algunos yacimientos de aceite crudo en Venezuela fueron reportados por Lichaa⁽⁴⁾. El presentó el problema del asfalteno en el campo Mata-Acema. Este yacimiento de arenisca se localiza a una profundidad de 3773 m y tiene una temperatura de 135° C. El aceite crudo contiene 25% de fracciones ligeras, mientras que el resto es C₇ y fracciones más pesadas. Aunque este crudo contiene únicamente 0.4 a 9.8% de asfalteno, los pozos muestran problemas considerables de depositación de asfalteno durante el agotamiento natural o en las estimulaciones con ácido.

De forma interesante se presenta el caso del yacimiento de aceite pesado denominado Boscan donde no hay precipitación de asfalteno, aunque este crudo contiene asfalteno en concentraciones mayores al 17.2%. Esta formación se localiza a una profundidad de 2789 m y su temperatura es de 82° C. El aceite del campo Boscan fue utilizado para prevenir la

electrodeposición de los asfaltenos del aceite crudo del campo Mata-Acema. Lichaa también reportó el uso del aceite Boscan como un agente estabilizador de emulsiones y como fluido desplazante en procesos de recuperación mejorada.

Investigaciones de laboratorio realizadas al aceite crudo del campo Boscan revelaron lo siguiente:

- ⊗ Las resinas que sirven como agentes peptizantes para los asfaltenos son fácilmente oxidados. Este proceso incrementa la viscosidad del crudo y provee de condiciones favorables para la precipitación y depeptización de los asfaltenos.
- ⊗ Los asfaltenos migran y se depositan en un cupón catódico aplicándole un campo eléctrico. Consecuentemente, las partículas migran y posteriormente se depositan en otro electrodo, si la polaridad de los electrodos es contraria.
- ⊗ La inhibición efectiva de los depósitos de asfalto en la formación puede ser posible por la inyección de cantidades suficientes de agentes peptizantes.
- ⊗ Los efectos eléctricos juegan un papel importante en los problemas de deposición de asfaltenos. Controlando la electrodeposición de las partículas de asfalto podría guiarse a una técnica preventiva de deposición de asfaltenos.

Una importante observación realizada por Lichaa (en el caso del campo Boscan, por ejemplo) señala que el contenido de asfalto en el aceite crudo puede jugar un papel menor que la cantidad de agentes peptizantes, como las resinas en el proceso de floculación.

Consecuentemente, un aceite crudo con alta concentración de asfalto no necesariamente puede presentar problemas de deposición debido a la carencia de agentes peptizantes.

En 1982, Adialalis⁽¹⁰⁾ reportó resultados de campo los cuales mostraron un desempeño opuesto a lo reportado por Hasket y Tartera. Problemas severos de depositación de asfalteno fueron encontrados en el campo Prinos del norte del Mar Egeo. La producción de los pozos, la cual era aproximadamente de 3000 barriles por día tenía caídas insignificantes únicamente después de pocos días de producción. Los trabajos de reparación de pozos en esta región fueron considerados muy costosos, y por lo tanto la producción de este yacimiento se presentaba económicamente inatractiva.

Este yacimiento es una formación de areniscas con barreras de lutitas, las cuales separan las distintas capas productoras. Este yacimiento se localiza a una profundidad aproximada de 2800 m. La presión inicial del yacimiento fue de 400 atm., mientras que el punto de burbujeo se encontró en el intervalo de 76 a 86 atm. dependiendo de la localización del pozo en una extensión de 6 Km² del yacimiento. La relación gas - aceite tiene un intervalo de 140 a 160 m³/m³. La temperatura del yacimiento se reportó de 128 °C. En este yacimiento en particular, se presentaron severos problemas con los asfaltenos a lo largo de su explotación y contrariamente al caso del campo Hassi Messaoud, se observó precipitación en las tuberías, separadores, bombas y virtualmente en todas las instalaciones.

En forma diferente que en el caso del campo Hassi Messaoud, se decidió que el yacimiento podía ser explotado a presiones altas en la cabeza del pozo. También se recomendó usar terminación doble para la limpieza del pozo con solventes durante la producción. Finalmente más producción fue llevada del yacimiento a la superficie y presentó pocos problemas de depositación de asfaltenos. Inicialmente, la producción fue extraída y llevada de todas las capas simultáneamente.

Es conocido que yacimientos de aceite crudo altamente bajosaturados pueden presentar precipitación de asfaltenos durante el curso de la explotación primaria. Una fuerte bajosaturación puede ocurrir en fluidos con casquete natural de gas si la columna de hidrocarburos es muy extensa en su longitud vertical. Si se está produciendo con un gradiente de relación gas-aceite, los pozos que producen de los horizontes inferiores

mostraron problemas de depositación de asfaltenos mayores que los pozos que producen de horizontes o capas superiores. Esto se observó en distintos casos. Por ejemplo, en el campo Ventura de California se observó una fuerte precipitación de asfaltenos en la tubería de producción cuando la presión del yacimiento era superior a la presión de burbujeo. Después de que se alcanzó la presión de burbujeo, los pozos no mostraron signos de depositación de asfaltenos⁽¹⁸⁾.

Puesto que la estabilidad de los asfaltenos es muy sensible respecto a la disolución de los condensados en el aceite crudo del yacimiento, la precipitación del asfalteno puede ocurrir en la vecindad del pozo durante la condensación retrógrada. Repetidas veces, problemas semejantes pueden reducirse restringiendo la relación gas-aceite producida.

En lo discutido anteriormente sobre las diferentes experiencias de campo, es claro que la precipitación de asfaltenos, así como su remediación son específicos para cada caso en particular. La depositación de asfaltenos podría no ser correlacionada con algunos factores conocidos como la presión, temperatura y composición. Por ejemplo, se recomendó que para el caso del campo Hassi Messaoud, los pozos produjeran con una presión baja en la cabeza. Esta proposición fue llevada a cabo con éxito para este campo, así como también para los pozos del campo Ventura en California o en algunos campos petroleros en Venezuela.

Como lo señala Leontaritis y Mansoori⁽¹¹⁾, que esta observación está en la misma línea con respecto al proceso de separar el asfalteno con propano en la refinería donde el propano es mezclado con el aceite crudo para reducir la solubilidad del asfalteno en el crudo y provocar la floculación.

Es aparente que la producción de estos campos a una presión pequeña en la cabeza de los pozos los lleva a una extracción de grandes porciones de gas liberado del aceite crudo del yacimiento, lo cual altera la composición de la mezcla necesariamente para que exista la peptización de los asfaltenos.

Leontaritis y Mansoori enfatizan la importancia de las condiciones geológicas las cuales pueden favorecer que la concentración de las resinas con el aceite no sea tan crítica. Una concentración crítica de resinas para un aceite crudo dado es la concentración bajo la cual las partículas de asfalteno floculan y arriba de la cual no pueden flocular indiferente a la cantidad de la mezcla de aceite si ésta se agita o se refluja.

De acuerdo con Leontaritis y Mansoori, las condiciones geológicas pueden ser responsables de las transformaciones experimentadas por los depósitos de hidrocarburos. Recomiendan promover la investigación para la identificación de estas condiciones geológicas para diferentes casos de concentración de resinas para correlacionarlos con concentraciones críticas de resinas de aceites crudos de diferentes yacimientos en todo el mundo. Esta posibilidad, es un buen intento para llegar a técnicas exactas de predicción de la depositación de asfaltenos para los yacimientos que hasta ahora no han producido.

Recientemente Novosad y Costain⁽¹³⁾ llevaron a cabo estudios de simulación numérica de casos de campos que presentaban precipitación en presencia de CO₂. Este estudio provocó ligeras controversias a cerca de la dependencia de la presión en la precipitación de los asfaltenos.

IMPORTANCIA DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS Y ASFALTENOS.

La remoción de parafinas en pozos o líneas de flujo, deben ser considerados seriamente debido a los altos costos de operación que ellos generan. Para evaluar estos costos potenciales, se debe conocer dos aspectos muy importantes que son:

- a) Las condiciones de operación bajo las cuales se presenta la precipitación de parafinas en el pozo.

b) Los porcentajes de depositación estimados para determinar los costos asociados con la remoción de éstos.

El grado de depositación de parafinas en algunos pozos no puede predecirse en base a experiencias anteriores de un yacimiento en particular. Las condiciones de operación en el pozo son tan importantes como la composición del aceite en la predicción de problemas con parafinas.

La depositación de parafina es particularmente problemática en pozos de bajo gasto. El bajo gasto en algunos pozos afectan la depositación de parafina debido al tiempo de residencia de aceite en el pozo, ya que éste se incrementa. El incremento en el tiempo de flujo, permite una mayor pérdida de calor por lo que disminuye la temperatura del aceite, permitiendo con ello la precipitación y depositación de parafinas.

La presión de operación de un pozo, también contribuye a la depositación de parafina a través del gas en solución. Las caídas de presión durante el flujo de aceite saturado con gas a través de la tubería, causa que alcance una presión de saturación que permite la liberación del gas en solución. El gas en solución actúa en algunos casos como un solvente para parafinas. La pérdida del gas disuelto en el aceite hace la precipitación más probable. El gas en solución también afecta el porcentaje de acumulación de parafinas, a través de efectos en la viscosidad del aceite.

Si el depósito es soluble en xileno caliente, entonces es de naturaleza orgánica. Los depósitos de parafinas y asfaltenos pueden ser identificados además con otros solventes. Los asfaltenos, los cuales son normalmente frágiles y de color negro, son insolubles en solventes de bajo peso molecular tal como el n-pentano caliente. Aunque un depósito puede ser identificado en base a sus propiedades de solubilidad, las tendencias de depositación orgánica son inconsistentes.

PROBLEMAS OCASIONADOS POR LA DEPOSITACIÓN DE PARAFINA.

La depositación puede llevarse a cabo en el yacimiento, en la tubería de producción, en la línea de escurrimiento y en las instalaciones superficiales de separación y almacenamiento. Además causa problemas tanto en pozos fluyentes como en aquellos 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⁽¹⁹⁾. Esto parece difícil, puesto que la temperatura de la formación generalmente es mayor a la temperatura del 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 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 lo 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, 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. La depositación de parafina en la tubería de producción 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 línea de escurrimiento los problemas ocasionados por los depósitos de parafina, son similares a los que se presentan en la tubería de producción. 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. En ocasiones la magnitud de la depositación llega a ser tal que la línea queda totalmente obstruida haciendo necesario reemplazar los tramos de la tubería tapados y diferir la producción.

En las baterías de separación, la parafina puede depositarse, obstruyendo válvulas, tuberías de entrada y salida a los separadores y deshidratadores, entorpeciendo la acción de estos dispositivos. En el tanque de almacenamiento la parafina ocupa un volumen destinado al aceite, tapona las tuberías de descarga y llenado, y en ocasiones la depositación 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 tubería de producción y el aceite. Si el pozo está produciendo mediante bombeo neumático, la temperatura del gas de inyección es menor a la de la tubería de producción enfriando a ésta y propiciando la depositación.

En el bombeo mecánico el área de contacto es mayor, ya que el área interior de la tubería de producción se suma al área exterior de las varillas de succión. Debido a que este sistema es empleado en la producción de aceites crudos pesados y en el manejo de bajos gastos, es de esperarse que la velocidad de flujo dentro de la tubería de producción no sea grande y que el efecto cortante del flujo sobre el depósito sea pequeño. Bajo estas

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.

MÉTODOS DE PREVENCIÓN DE DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS.

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. Básicamente 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.

Para prevenir la depositación, o disminuir el ritmo y/o volumen de material parafínico, existen dos métodos convencionales: los productos o aditivos químicos, y los recubrimientos en las tuberías. El método químico de prevención es el más usado, debido a que por medio de la adición de un producto químico al pozo, dicho producto actúa sobre los cristales de parafina modificando su comportamiento. A los productos se les denomina "inhibidores" porque su función es prevenir el aglutinamiento de las partículas de cera.

MÉTODO QUÍMICO.

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

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 del punto de nube de la solución, absorbe a los cristales de cera, evitando su aglutinación.
- 2) A la temperatura del punto de nube cocrystaliza con los cristales de cera impidiendo su aglutinación.
- 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.

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 del punto de nube, las moléculas de cera tienden a aglutinarse entre sí mismas y hacia la pared de la tubería. El agente modificador, actuando 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 contacto y el retiro de agua y sólidos pegados a la superficie. De esta 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.

El uso de surfactantes como reductor de la depositación de parafinas ha sido limitado a pocas áreas. En uno de sus usos, el surfactante se emplea con agua como agente mojante en la superficie de la tubería. La película de agua, la cual se debe mantener continuamente en adición con los surfactantes, actúa como un barrido previniendo el contacto de la parafina con la tubería.

Los pozos que producen porcentajes de agua son los mejores candidatos para este tipo de tratamiento. Sin embargo, si el producto del pozo son grandes volúmenes de fluido, los surfactantes no son necesarios, porque la temperatura del fluido puede estar arriba del punto de nube de las ceras. Si la relación agua-aceite es alta, el acero puede mojarse con agua sin surfactantes.

Algunos surfactantes pueden actuar como agentes solubilizantes del agente nucleante y así prevenir la aglomeración de las parafinas. En este caso, el surfactante debe agregarse continuamente al flujo de la producción. Las pruebas nos pueden conducir a la selección del mejor surfactante para los pozos en producción de un yacimiento específico para inhibir la depositación de las ceras y también prevenir las emulsiones.

TUBERÍA LISA (PLÁSTICO) Y RECUBRIMIENTO DE PLÁSTICO.

La tubería lisa de plástico y la tubería recubierta de plástico se utilizan en algunas áreas para reducir la velocidad de depositación de las parafinas. Sin embargo, la tubería recubierta de plástico se usa normalmente para prevenir la corrosión.

Aunque la depositación de las ceras en superficies plásticas es mucho más lenta que en superficies metálicas, la acumulación continuará con la misma velocidad como en la tubería de acero después de que la tubería de plástico ha sido cubierta con la capa de cera. Porque finalmente las ceras se deben limpiar de la tubería de plástico o de la tubería de acero recubierta con plástico, es por esto que los problemas de limpieza deben considerarse. Por ejemplo, los solventes o el aceite caliente pueden dañar la tubería de PVC. La tubería de plástico reforzada con fibra de vidrio puede golpearse y separar las juntas. Por consiguiente, con la tubería reforzada con fibra de vidrio, se debe tener mucho cuidado para mantener la presión de bombeo del pozo por abajo del promedio de la presión de trabajo de la tubería durante la operación con aceite caliente.

También la temperatura del aceite caliente debe considerarse en la determinación de la presión de trabajo de la tubería de plástico. En general, la presión de trabajo debe disminuir a temperaturas arriba de 150° F. Una delgada película de productos fenólicos en la tubería de acero pueden compensar los costos del recubrimiento como resultado de una reducción en la corrosión y disminución en la acumulación de ceras. Los recubrimientos de productos fenólicos pueden tener aceite caliente hasta 300° F sin ocasionarle daño. La

temperatura del aceite caliente en tuberías con recubrimiento epóxico no debe exceder los 150° F.

MÉTODOS DE PREVENCIÓN DE DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS.

La prevención de la depositación de los asfaltenos en pozos, se considera de gran importancia al igual que las parafinas, debido a los altos costos de operación de limpieza que ellos representan.

La depositación de asfaltenos es difícil inhibirla, particularmente en la formación. Una solución de productos químicos de naftalenos se pueden enviar hacia la formación en intervalos regulares para incrementar la solubilidad del asfalteno en el aceite crudo. Si la depositación ocurre en la tubería de producción, el mismo producto químico puede agregarse al sistema de producción lentamente disolviendo las bolas o barras del químico en la corriente de flujo.

Otra propuesta es usar un bypass o desviador de flujo en la línea de escurrimiento como dispositivo alimentador del inhibidor en pequeñas cantidades que va del espacio anular a la tubería de producción. Este procedimiento es también efectivo en la reducción de la depositación de parafinas de los aceites crudos donde los asfaltenos son agentes nucleantes de cristales de parafinas.

Los métodos para prevenir la depositación de asfaltenos son similares a los utilizados en la prevención de la depositación de las parafinas, es decir, también en el caso de asfaltenos se utilizan productos o aditivos químicos que actúan sobre las mezclas de asfaltenos y logran que éstos se mantengan estables y no se precipiten. En el caso de la tubería lisa de plástico o fibra de vidrio, la misión de ésta es no brindar condiciones favorables (rugosidad de la tubería común de acero sin recubrimiento) para la acumulación del material asfáltico. Teniendo ambos métodos sus ventajas y limitaciones de uso.

Respecto al uso de productos químicos, tanto para el control de asfaltenos como de parafinas, algunos se recomiendan para ambas etapas (preventiva y correctiva), en el siguiente capítulo se mencionarán algunos productos utilizados en la industria petrolera a nivel mundial que han dado resultados favorables, recordando que los productos o algunos métodos no son de uso universal, y que un correcto conocimiento de las características del aceite en tratamiento, dará la pauta para la elección del tratamiento correcto.

CAPÍTULO 4

MÉTODOS CONVENCIONALES PARA LA REMOCIÓN DE ORGÁNICOS PESADOS

Como se ha mencionado anteriormente, la precipitación y depositación de asfaltenos y parafinas provocan problemas en las operaciones de producción en las instalaciones petroleras; si la depositación no se pudo evitar por algún método preventivo, entonces se deben usar métodos correctivos debido a que los depósitos ya se encuentran adheridos en algún sitio de el sistema de producción.

DIAGNÓSTICO DE LAS CONDICIONES DE UN POZO.

Cuando se tiene problemas en un pozo, con el solo hecho de una observación directa se puede realizar el diagnóstico; es decir, se realizan comparaciones de los datos de producción como lo son las presiones de fondo fluyendo y en la cabeza del pozo, el gasto obtenido durante la medición y en algunos casos el mismo personal con experiencia en el comportamiento de los pozos en el campo pueden darse cuenta de las anomalías presentadas por la depositación de los orgánicos pesados. El declinamiento anormal de la producción de un pozo es una indicación directa de que el pozo está presentando problemas, al igual que el declinamiento anormal de la presión, que es la causante de que la producción disminuya.

Cuando la producción de un pozo disminuye anormalmente o tiene una variación en el contenido de los fluidos, es necesario realizar una serie de operaciones que permite determinar la causa del problema.

La primera operación que se desarrolla es la de verificar, con un calibrador, que el intervalo productor se encuentre libre, es decir, sin ninguna obstrucción que le impida fluir. Además de la calibración del intervalo, lógicamente se calibra toda la tubería de producción para determinar si se encuentra libre de obturamientos por depósitos ya sean orgánicos e inorgánicos o algún otro problema mecánico como son pegaduras de tuberías, etc.

MÉTODOS PARA LA REMOCIÓN DE DEPÓSITOS DE PARAFINAS.

Un problema de parafina puede ser combatido por cualquiera de los tres métodos siguientes:

- a) **Mecánicos**
- b) **Térmicos**
- 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 tubería de producción puede emplearse cualquiera de los tres métodos o la combinación de éstos. Es decir, dependiendo de la magnitud del depósito, pueden emplearse los métodos mecánicos. Básicamente estos 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 vaivén se

logra raspar a la tubería y remover el depósito. La aplicación de métodos térmicos consiste en la inyección de fluidos (aceite, agua o 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 un crudo a otro, incluso para aquellos 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 tubería de producción, el tratamiento del depósito requiere de la inyección de fluidos a alta temperatura a través 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 o profundidad donde se inicia la depositación.

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 en el pozo.

Numerosos métodos y técnicas han sido empleados en la remoción del depósito en líneas e instalaciones superficiales. Los métodos mecánicos consisten en la introducción de diablos y raspadores , que impulsados por la misma corriente de aceite, recorren la tubería y retiran el depósito.

También se ha probado recubriendo la tubería con resinas con el fin de reducir la rugosidad de ésta y la tendencia a la formación del depósito. Conocidas las características de mojabilidad de la tubería, 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 del

materias parafinicas precipitadas, sin embargo los problemas posteriores ocasionados por la emulsión dejaron en desuso esta técnica.

Se ha probado también la dilución del aceite ceroso adicionándole crudos ligeros con el propósito de incrementar el contenido de fracciones ligeras en la mezcla, y evitar la deposición, ya que las fracciones ligeras del crudo mantienen en solución a la parafina. Se empleó el calentamiento de la tubería 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 proporcionara un área de contacto para la deposición 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 ha probado los cambios bruscos de temperatura a manera de ciclos "frío-calor" con el fin de modificar la naturaleza de la formación de los cristales de cera.

MÉTODOS MECÁNICOS.

El uso de métodos mecánicos es recomendable si la dureza y cantidad del depósito es grande y su remoción sólo 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.

Figura 4.1: detalle de un escareador, utilizado en la remoción de depósitos en tuberías.



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 estos métodos se reduce a remover el depósito, este es transportado por la corriente de hidrocarburos a otro lugar y existe la posibilidad de que vuelva a depositarse. Por ejemplo, al remover la parafina depositada en una línea superficial, la corriente de hidrocarburos arrastra a la parafina hacia la batería de separación, donde la depositación vuelve a realizarse.

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:

CUCHILLO RASPADOR

Esta herramienta tuvo gran aceptación por sus buenos resultados, la 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. En la figura 4.2 se ilustra la herramienta.

Figura 4.2: Detalle de un cuchillo raspador.



La forma de accionar esta herramienta así como el personal y equipo necesario hacían que su empleo fuera simple y eficaz. Su aplicación se realizaba en la tubería de producción de pozos fluyentes y en aquellos productores por algún sistema artificial de producción. En promedio un depósito formado durante dos o tres semanas era removido en una hora de trabajo. El empleo de esta herramienta no requería el uso de ningún otro método (térmico o químico). En la actualidad esta herramienta ya no se usa.

HERRAMIENTA “CONEJO”

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 esta condición en su operación, previamente a su empleo, la tubería de producción debe estar libre de cualquier depósito, de otra manera la herramienta quedaría atrapada 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 a través de la tubería de producción 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.

DIABLOS O RASPADORES

Se usan en la remoción de los depósitos parafínicos en la línea de escurrimiento. La variedad de diseño de estas 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, 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 continúa en uso.

DISPOSITIVO “PLUG”

Es otra herramienta empleada en la remoción del depósito cuando este se encuentra en la línea de escurrimiento. Cuyo principio de operación básicamente 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 por lo tanto es arrastrado por la corriente de aceite.

Un método más 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 retira y se evita la formación de otro. Además el cable era recubierto de un material especial de manera que la parafina no se adhería a 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 tubería. Este equipo incluye tanques, bombas, deshidratadores y separadores. Estos métodos son tardados, tediosos y requieren sacar de operación al equipo (tanques, separadores, etc.).

MÉTODOS TÉRMICOS.

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

- ❶ Por la inyección de fluidos a alta temperatura dentro de la instalación afectada.

- ② Por el calentamiento externo de la instalación que presenta problemas de depositación.

Esta operación disuelve el depósito, mantiene a la parafina en solución y evita la aglutinación de los cristales de cera mientras que la instalación o tubería permanezca caliente.

① INYECCIÓN DE FLUIDOS A ALTA TEMPERATURA.

Estos métodos pueden aplicarse para remover depósitos asentados en la cara de la formación, en la tubería de producción, en las líneas de escurrimiento y en otras instalaciones superficiales. Los fluidos a alta temperatura que se emplean son: aceite, agua y vapor y su inyección requiere de una unidad calentadora y una bomba, preferentemente portátiles, además de otros dispositivos. Los resultados obtenidos con estos métodos pueden considerarse como buenos, ya 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 temperatura 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 a través de una tubería delgada que se introduce por la tubería de producción y que llega hasta la cara de la formación, con el fin de que toda la parafina depositada quede en contacto con los fluidos a alta temperatura de manera que éstos disuelvan la parafina y la transporten en solución a la superficie.

Para un tratamiento a la tubería de producción, la inyección de los fluidos a alta temperatura y presión se realiza desde la superficie a través del espacio anular y el fluido entra a la tubería de producción por medio de una camisa de circulación colocada en la parte inferior de la tubería de producción. 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 la superficie exterior de la tubería de producción reduciendo la consistencia del depósito y la adherencia de éste en la superficie interna de la tubería de producción. Los fluidos calientes entran a la tubería de producción donde se combinan con los fluidos que aporta la formación, por lo tanto la temperatura de flujo dentro de la tubería 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 tubería de producción, con el mismo objetivo de remover el depósito. Generalmente se emplea aceite caliente inyectado a presión dentro de la línea de escurrimiento en forma continua o intermitente, dependiendo de la velocidad con que se forma la depositación.

② CALENTAMIENTO EXTERNO DE LA TUBERÍA.

El calentamiento externo de las tuberías y otras instalaciones se logra mediante resistencias eléctricas pegadas a la superficie externa de la instalación, y por las cuales se hace pasar una corriente eléctrica cuyo flujo genera calor, el cual es transferido a la

instalación afectada manteniendo la temperatura de ésta en un valor superior al del punto de nube del aceite, evitando de esta manera que la parafina se deposite.

En lo referente a las líneas de escurrimiento, se han empleado dos sistemas⁽¹⁴⁾:

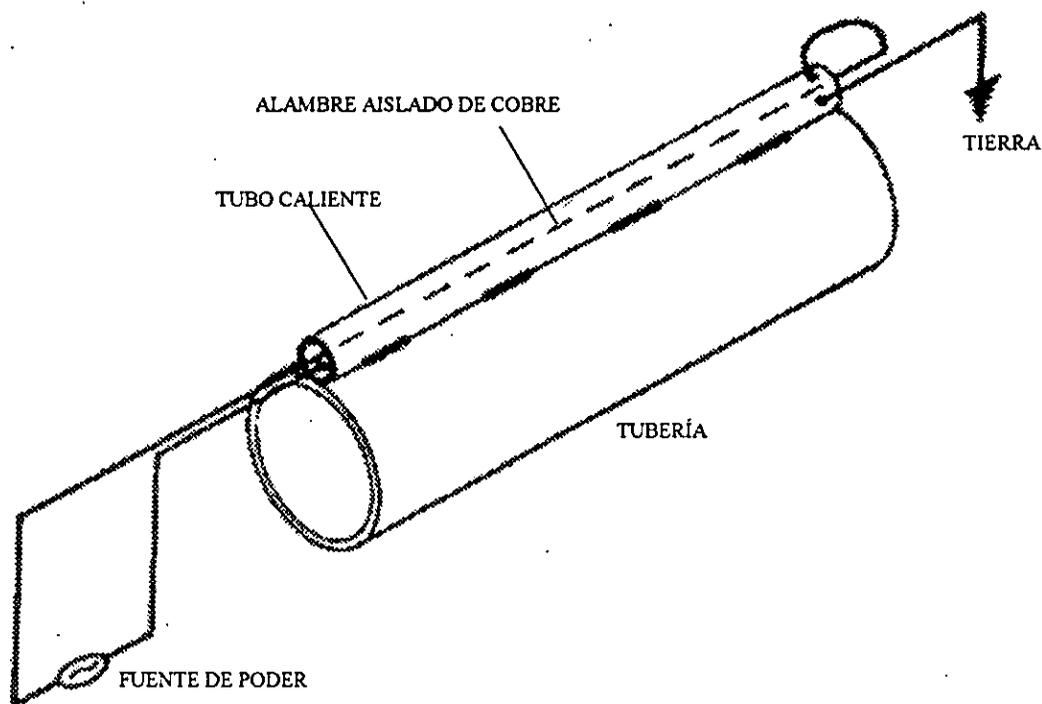
- a) SECT (Skin Effect Current Tracing)
- b) Thermon

Estos dos 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.

SISTEMA SECT (SKIN EFFECT CURRENT TRACING).

El sistema SECT posee un elemento de calentamiento de ½ 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 (véase figura 4.3).

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 estos 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 prácticamente no exista en la pared exterior del tubo. El calor es generado por el paso de corriente a través del alambre en el interior del tubo caliente y debido al efecto skin la pared exterior del tubo queda eléctricamente neutra y puede quedar enterrada para su protección.

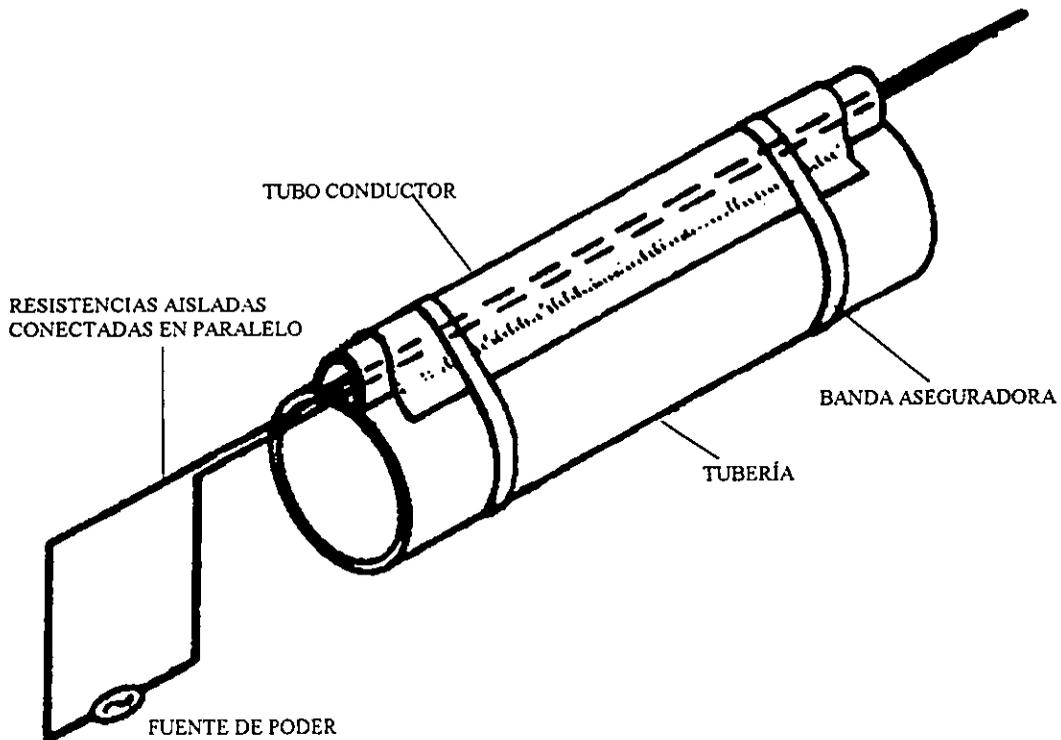
Figura 4.3: Sistema SECT (Skin Effect Current Tracing).

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 crudo. Con este sistema se pueden alcanzar temperaturas de hasta 300° F la cual está muy por arriba de la del punto de escurrimiento y punto de nube.

SISTEMA THERMON

Este sistema 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 (véase figura 4.4). Este conducto sirve para mantener el calor desarrollado por el cable caliente, para proteger a éste y para mantenerlo alejado de la pared de la tubería con el fin de evitar corrientes de fuga y posibles cortos circuitos.

Figura 4.4: Sistema THERMON.



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 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, hasta ese momento el sistema se detiene.

La aplicación de estos sistemas conduce a las siguientes conclusiones:

- ◆ Ambos pueden emplearse en el calentamiento de líneas superficiales.

◆ 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 wats/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 wats/pie.

◆ 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.

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. 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 o productos químicos, cada uno de ellos con una función específica, ya que 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 lo tanto su transporte.

Los métodos químicos se utilizan para prevenir y corregir la depositación. Pueden ser aplicados en la cara de la formación, en la tubería de producción, en líneas de escurrimiento y en otras instalaciones superficiales, de manera que cubren todos los lugares donde se presenta la depositación. 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 análisis del depósito en el laboratorio bajo diversas pruebas.

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 muchas precauciones, pues son productos nocivos a la salud del personal que los opera.

DISEÑO DE UN TRATAMIENTO CON AGENTES QUÍMICOS.

Básicamente el diseño de un programa de tratamiento se resume en tres pasos:

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

En gran parte el éxito de un tratamiento empleando productos 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. 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.

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 estos 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**⁽¹⁹⁾, 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. El aditivo se bombea a través del espacio anular, a un gasto de 1 a 2 bbl/min, antes de entrar a la tubería de producción la solución tratadora se fuerza a estar en contacto con la formación para lavar la cara de ésta, después pasa al interior de la tubería de producción donde en solución con el aceite ablanda, disuelve y remueve el 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 volumen total de la mezcla aceite caliente/aditivo, 2/3 partes debe destinarse a la depositación subsuperficial y

una tercera parte a la superficial, ya que parte del tratamiento destinado al pozo pasa a la línea de escurrimiento y a las instalaciones superficiales.

MONITOREO DEL TRATAMIENTO.

Como ya se mencionó anteriormente, la efectividad de un tratamiento empleando 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, sale primero”
- 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. 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. 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 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 lo tanto su acción es menos efectiva.

PRODUCTOS, COMPAÑÍAS Y SERVICIOS.

Existen en el mercado una gran variedad de productos y servicios que ofrecen compañías relacionadas con la industria petrolera para el control de asfaltenos y parafinas, a continuación se enlista una serie de compañías y productos que son de uso común, tanto a nivel nacional como a nivel mundial, describiendo las características de los productos y servicios.

NOTA: La siguiente sección no pretende ser una guía comercial ni publicitaria de los productos y compañías, ya que ese no es el objetivo del presente trabajo. La intención es mencionar y resaltar las bondades y/o características de productos utilizados para el control de los depósitos, tanto de parafinas como de asfaltenos.

COMPAÑÍA: AQUAQUIM.

Inhibidores de asfaltenos (AQ-IA-10, AQ-IA-10M). El inhibidor de asfaltenos se utiliza para prevenir depósitos en tuberías de producción, distribución, calentadores, tanques, etc. Se recomienda en dosis de 50-100 ppm. Se dosifica tal como se presenta el producto utilizando una bomba proporcionadora para mezclar el producto en la corriente, previo a la zona del problema de acumulación de asfaltenos.

Dispersantes de parafinas (Aquaquim-Diplex 100). Es un agente dispersante de parafinas con uso en operaciones petroleras para evitar taponamiento en tuberías de producción y conducción. También se utiliza como aditivo para operaciones de limpieza en sistemas de circulación de aceite. Es un ingrediente activo que puede agregarse junto con formulaciones de desemulsificantes para incrementar su eficiencia y rendimiento de crudos con altos contenidos de parafinas. Para remoción de acumulaciones en labores de limpieza puede

usarse tal cual o bien en soluciones de nafta del 10-20% en concentración, recirculando y procurando su contacto con la acumulación. Para labores de prevención, se utilizan de 20-100 ppm.

Inhibidor y removedor de parafinas (Displex 105, 107, 1010). La parafina puede adherirse a las superficies de la formación o tubería de producción en el pozo. Esto disminuye y algunas veces evita el flujo de aceite a través de la formación, tubería de producción y líneas de flujo. Se permite el contacto del producto a 1000 ppm durante un periodo mínimo de 20 minutos usando agua como fluido de arrastre o el producto solo de preferencia. En una tubería puede usarse el producto bombeando lentamente a través de la línea seguido en agua por agitación para arrastrar los depósitos. Se sugiere el contacto del producto con el depósito que obstruye para luego lavar con agua, aceite o una mezcla de ambos.

De los productos químicos, la mayoría son explosivos e irritantes.

COMPAÑÍA: BAKER PERFORMANCE CHEMICALS, INC.

Esta empresa afirma que el entendimiento sobre la edad y tipo de hidrocarburo producido les da la cualidad de poder determinar cuál de ellos tiene potencial para precipitar parafinas. Generalmente los crudos más jóvenes tienden a ser más parafínicos y los más viejos más aromáticos. Por medio de un análisis cromatográfico determinan la distribución del número de carbonos de las moléculas de hidrocarburos, y de esta manera determinan la cantidad de potencial de parafinas que se depositarán. Los depósitos se forman cuando la habilidad del aceite crudo para mantener las parafinas en solución disminuye. Esto ocurre cuando la temperatura de los fluidos cae por debajo del punto de formación de ceras o cuando los componentes ligeros se vaporizan por un cambio de presión.

Caso histórico. Un pozo con bombeo mecánico en el noreste de Nuevo México experimentó una declinación gradual de producción en un periodo de seis meses, por taponamiento provocado por la acumulación de parafinas. La producción cayó de 100 a 30 bbl/día, y la

producción de gas disminuyó en un 50%. Basados en el análisis de crudos y en pruebas de laboratorio, se propuso un squeeze (inyección a alta presión) en el pozo usando un inhibidor D-Wax. Después que se utilizó el producto, el pozo se cerró por 24 horas. Una vez que se abrió, se observó una producción de 110 bbl/día y 75000 pie³/día. Estos resultados hicieron que el trabajo entero se pagara en dos semanas, mientras que la producción se mantuvo por más de 9 meses antes de comenzar a disminuir nuevamente.

Los inhibidores de parafinas Baker controlan la acumulación de ceras reduciendo el crecimiento de los cristales de parafinas. La atracción natural de las partículas parafinicas a las moléculas del inhibidor modifica los cristales de ceras, manteniéndolas solubles en el aceite y mitigando la acumulación. Los productos activo-superficiales Baker penetran y remueven los depósitos parafinicos y previenen su reaglomeración. Los dispersantes asfalténicos Baker también se utilizan para tratar crudos cerosos que contienen apreciables porcentajes de asfaltenos. Los solventes parafinicos son otro método para la remoción de parafinas. Estos productos disuelven los depósitos parafinicos y los regresan al flujo del aceite.

Métodos de aplicación. Para una mayor efectividad, los inhibidores (modificadores) de cristal deben ser adicionados continuamente corriente arriba del punto al cual las ceras comienzan a cristalizar. Los tratamientos squeeze con modificadores de cristal también son exitosos. Los dispersantes de ceras pueden ser bombeados por baches para limpieza y entonces deberán ser inyectados continuamente para mantener el control. Los solventes parafinicos son, en muchos casos, aplicados como baches, ya que se requieren altas concentraciones para un óptimo desempeño.

COMPAÑÍA: CANADIAN OIL FIELD STIMULATION SERVICES, LTD.

Aunque el punto de nube de un crudo se utiliza a menudo como un indicador de la precipitación de ceras, no es un indicador total de las propiedades de flujo del crudo. En muchos lugares de Canadá donde se presenta la precipitación de ceras, el problema se trata

químicamente con los denominados modificadores de cristal, o depresores del punto de nube. Estos productos son típicamente una mezcla de modificadores de cristal, dispersantes y un solvente, el cual puede disolver las ceras y actuar como un fluido de acarreo. Los dispersantes no pueden prevenir la formación de microcristales, lo que hacen es detener o retardar la aglomeración de largos grupos de cristales que se requieren para que se desarrollen los depósitos.

Modificadores de cristales. Trabajan precipitándose o cristalizándose junto con los cristales de parafina. En otras palabras, el modificador se adhiere a los microcristales de ceras previniendo que formen estructuras rígidas con otros microcristales. Con la estructura rota, tanto el punto de nube como la viscosidad se reducen.

Dispersantes. Los dispersantes (típicamente surfactantes) operan con un mecanismo diferente. Su función es cubrir los metales así como los cristales de parafinas presentes. Una vez que tanto el metal como las parafinas están cubiertas con dispersante, la habilidad de las ceras para adherirse a la superficie metálica se reducen grandemente.

Solventes. Los solventes por otro lado tienen la habilidad de disolver físicamente y mantener las parafinas en solución.

Uno de los factores más importantes, después de seleccionar el producto es identificar su método de aplicación. Es crucial para el modificador de cristal ser introducido al sistema antes de que los cristales de cera comiencen a formarse. Si el modificador se introduce después, su eficiencia se reduce dramáticamente. En ocasiones esto significa introducir el modificador de cristal en la formación sobre todo cuando la acumulación de parafinas se presenta en la pared de la formación. Sin embargo, si el problema de ceras es evidente en un punto de la línea de flujo, el squeeze de inhibidor a la formación no será tan económico como introducir el modificador corriente arriba del punto de acumulación.

**COMPAÑÍA: CONSORCIO DE SUMINISTROS E INGENIERÍA, S.A. DE C.V.
(RESERCHE EXPLORATION PRODUITS, REP).**

Los asfaltenos se mantienen dispersos en el aceite crudo por medio de resinas, las cuales se pueden separar por cambios en las condiciones termodinámicas, dando como resultado una floculación de los asfaltenos más finamente dispersos. Este tipo de problemas puede presentarse en crudos ligeros que contienen pequeñas cantidades de asfaltenos, así como con crudos asfalténicos, o cuando se mezclan diferentes tipos de crudos.

Principio del funcionamiento. El método se basa en la absorción de tensoactivos en la superficie de los asfaltenos y de la composición de los tensoactivos. Es por esta razón que una fórmula específica tiene que ser adoptada a cada campo petrolero y en varias etapas:

1. Estudio de laboratorio del crudo y asfaltenos para determinar la fórmula básica más efectiva.
2. Pruebas confirmatorias para la eficiencia de la dispersión, las propiedades de la remoción y el rompimiento de la emulsión.
3. La formulación se ajusta a las condiciones específicas del proceso de los pozos.
4. Desarrollo de una prueba "in situ" para validar la solución y proveer la dosis óptima.

Experiencias en asfaltenos. En el caso de daño a la formación se deben alcanzar dos objetivos:

- ✓ Limpiar la tubería de producción y el fondo del pozo.
- ✓ Limpiar e inhibir los alrededores del agujero del pozo.

El método convencional para remover asfaltenos del pozo es realizar operaciones de squeeze usando solventes aromáticos (xileno u otros). En este caso se ha observado que los solventes son mucho menos efectivos en asfaltenos depositados en la superficie rocosa que en la limpieza del pozo. El poder de solubilidad de los solventes no es lo suficientemente fuerte para permitir la disolución de grandes cantidades de asfaltenos y con las siguientes consecuencias:

- * Poco depósito removido.
- * Refloculado en la formación de los asfaltenos removidos cuando se mezclan con el crudo durante el reinicio del pozo, ocasionando un daño inmediato.

Los productos elaborados por REP tienen los siguientes objetivos:

- a) Incrementar el poder de solubilidad de los sistemas de solventes: una cantidad más grande de asfaltenos es removida con el mismo volumen del producto.
- b) Mantener los asfaltenos solubles y dispersos en el bache para prevenir refloculaciones y reducir el tamaño de las partículas.
- c) Facilitar la remoción de asfaltenos en las formaciones rocosas.
- d) Incrementar el contacto entre el solvente y el depósito, incluso en presencia de agua.

Se debe realizar una fórmula específica para cada pozo dependiendo de la naturaleza de los asfaltenos y el crudo, de la formación productora y del proceso de producción.

Depósitos en equipo de producción. REP ofrece una inyección continua de la formula adaptada DSA REP que permite mantener los asfaltenos dispersos en el crudo durante el proceso de producción. Esta inyección debe hacerse en la parte profunda del pozo para que reaccionen con los asfaltenos antes del inicio de la floculación.

Comentarios. Tienen un químico para formación y otro cuando el daño sólo está en la tubería de producción. La inyección de solventes para remover asfaltenos en instalaciones de producción tiene buena eficiencia, pero a nivel yacimiento no es tan buena.

COMPAÑÍA: DOWELL-SCHLUMBERGER DE MÉXICO, S.A. DE C.V.

Solventes. Los solventes son materiales altamente aromáticos que disuelven una fracción específica de los depósitos.

Solventes para la remoción de parafinas y asfaltenos:

- ◆ A26 Xyleno y P121 (Tolueno). Estos productos se usan como solventes para parafinas y asfaltenos, se utilizan puros o diluidos con diesel.
- ◆ El Dowell Acid Dispersion (DAD) es un solvente en una emulsión ácida que contiene un dispersante para parafinas.

Dispersantes. Los dispersantes inhiben o rompen (o ambos) los depósitos existentes en pequeñas piezas, y pueden dispersar algunas veces más su propio peso en material. Los dispersantes son menos usados que los solventes pero son más efectivos en costos.

Dispersantes para remover parafinas:

- ◆ El dispersante para parafinas U82 se usa de 1 a 10% (vol.-vol.) en 3% de cloruro de amonio.
- ◆ El PARAN II (1 parte de agente desemulsificante U80 y 9 partes de P121) se usa de 5 a 10% (vol.-vol.) en 3% de cloruro de amonio conteniendo 10% (vol.-vol.) de L400 o L401.

Las soluciones acuosas de U82, PARAN II y PARAN III pueden penetrar y aflojar los depósitos orgánicos lo suficiente para que la acción de lavado del fluido disperse y remueva los depósitos. La concentración del dispersante depende del tipo, dureza, adhesión y temperatura del depósito. Para tratamientos de la limpieza en la matriz, pared de la formación y tubería de producción, es necesario un periodo de remojo de algunas horas, seguida de una acción de lavado que se recomienda antes de que el pozo vuelva de nuevo a producción. En ocasiones, los sistemas de dispersión han sido encontrados más efectivos para remover parafinas que los solventes aromáticos convencionales.

Dispersantes para remover asfaltenos:

- ◆ El dispersante de asfaltenos U101 es una mezcla de dispersantes, surfactantes y solventes usados de 1 a 10% (vol.-vol.) en P121.
- ◆ El PARAN II (1 parte de U74 y 9 partes de P121), se usa de 5-10% (vol.-vol.) en agua o ácido.

◆ El PARAN III (1 parte de U80 y 9 partes de P121), se usa del 5 al 10% (vol.-vol.) en agua conteniendo 10% (vol.-vol.) de L400 o L401.

Detergentes. Son surfactantes que trabajan en presencia de agua para mojar las partículas de asfaltenos en la formación, tubería de producción y líneas de flujo. Los detergentes rompen los depósitos y previenen la reaglomeración.

Mezclas sinérgicas. Son mezclas de solventes, dispersantes y detergentes.

Prevención de depositación. Los surfactantes y los modificadores de cristales pueden ser efectivos para controlar o inhibir depósitos orgánicos.

El P124 puede ser usado como inhibidor cuando se hace un squeeze a la formación. El U101 fue específicamente desarrollado para asfaltenos. Típicamente, 1/3 de inhibidor será producido posterior al tratamiento, 1/3 será permanentemente adsorbido en la formación y el 1/3 restante será producido en concentraciones de 50 a 100 ppm.

Dowell provee el método de desplazamiento en la tubería de producción y el Squeeze a la formación.

Desplazamiento en la tubería de producción. La técnica de desplazamiento en la tubería de producción simplemente remueve los depósitos orgánicos de la tubería de producción y del fondo del pozo. El fluido se desplaza hacia abajo de la tubería de producción, para posteriormente permitir que este remoje los depósitos de 4 a 6 horas, por último fluye de regreso.

Las ventajas de este método son:

- * Conveniente para todos los tipos de terminación.
- * Tratamiento menos costoso (en comparación con el squeeze).
- * No hay contacto con la formación.

Las desventajas del método son:

- * Vida efectiva de 2 a 4 semanas.
- * Producción diferida durante el tratamiento

Squeeze a la formación. Si la depositación ocurre en el yacimiento, entonces se requiere un tratamiento de squeeze inhibitor (P124 o U101). Este puede llevarse a cabo de dos formas.

♣ Squeeze con fuerza total. El inhibitor se inyecta a la formación a un volumen de 10 a 20 gal/pie, permitiéndosele remojar por 6 a 12 horas para posteriormente poner el pozo de nuevo a producción.

♣ Squeeze en niebla con Nitrógeno. El inhibitor es atomizado con nitrógeno e inyectado a la formación. Este método mejora la vida del tratamiento inhibitor más de 4 veces de la vida normal de un squeeze común. Al atomizar el inhibitor y desplazarlo dentro de la formación con nitrógeno, el inhibitor se dispersa mejor en la formación, tomándole un mayor tiempo al inhibitor ser producido del pozo. Estas técnicas tratan una porción más larga del yacimiento y han sido encontradas como mucho más efectivas que el uso del inhibitor solo.

Ventajas del método de squeeze a la formación:

- ♣ Vida efectiva de tres a seis meses.
- ♣ Trata al yacimiento.
- ♣ Conveniente para todos los tipos de terminación.

Desventajas del método de squeeze a la formación:

- ♣ Producción diferida durante el tratamiento.

Típicamente, se recomienda un tratamiento de squeeze precedido de un desplazamiento en la tubería de producción. Una diversidad de técnicas pueden ser utilizadas, sin embargo se recomienda seguir los pasos a continuación mencionados:

1. Bombear un fluido limpiador a la tubería de producción para remover los depósitos orgánicos de la tubería de producción.
2. Bombear el sistema solvente/dispersante para remover el daño en la pared de la formación (25 a 50 gal/pie). Cerrar el pozo de 3 a 4 horas.
3. Bombear el inhibidor (con Nitrógeno si es posible) más F75N o U100.
4. Poner el pozo en producción y monitorear cuánto inhibidor se regresa. Determinar el nivel crítico del inhibidor.

COMPAÑÍA: HALLIBURTON DE MÉXICO, S.A. DE C.V.

REMOCIÓN MECÁNICA:

Halliburton ayuda a resolver el problema de acumulación de orgánicos pesados de una manera económica y eficiente con ayuda del servicio Hydra-Blast. Combinando la Tecnología Jet con la efectividad probada de la tubería flexible, los servicios Hydra-Blast proveen soluciones extremadamente efectivas para muchos problemas de limpieza, y ofrecen algunas ventajas significativas.

El principio básico de Hydra-Blast es simplemente un fluido a alta presión que es utilizado para limpiar las superficies de la tubería de fondo. Una mezcla de fluido polimérico, limpio y a alta presión es bombeado hacia abajo del pozo a través de la tubería flexible hasta el filtro de la herramienta limpiadora Hydra-Blast. La herramienta de limpieza Jet utiliza una serie de toberas que transforman el fluido a alta presión en fluido a alta velocidad. Este fluido Jet ha sido utilizado para cortar o disolver una gran variedad de depósitos sin dañar las paredes de la tubería o las superficies que lo rodean.

Halliburton cuenta con software para evaluar las necesidades individuales para cada pozo antes de que comience el trabajo. Los parámetros del pozo y los requerimientos de limpieza son necesarios para el programa. El programa calcula el tamaño y número de

toberas, el gasto, velocidad de viaje vertical, tiempo de trabajo, fluido total requerido y el polímero necesario para llevar a cabo el servicio Hydra-Blast.

MÉTODOS QUÍMICOS:

Inhibidores de parafinas. El inhibidor Parachek ha probado ser muy efectivo, el material trabaja al alterar la estructura física de los cristales de parafinas, haciendo que los cristales tengan menor tendencia a adherirse a las superficies metálicas. Se debe diseñar un sistema Parachek que se adecue a las características del aceite.

La experiencia muestra que una concentración de inhibidor Parachek de 0.5 a 0.75 galones por cada 100 bbl de crudo producido usualmente trabaja con efectividad. el inhibidor Parachek puede ser utilizado usando un tratamiento de squeeze, inyección continua, o con otros fluidos de estimulación.

Inhibidor de asfaltenos Tarchek. Es el primer inhibidor de depósitos de asfaltenos en la industria. La prueba con el inhibidor Tarchek en combinación con el inhibidor Parachek es un procedimiento efectivo y económico para controlar tanto asfaltenos como parafinas. La concentración más efectiva del Tarchek puede ser determinada fácilmente a través de una prueba de disparos de asfaltenos.

El inhibidor Tarchek puede ser colocado con un squeeze, inyección continua o con otro fluido de estimulación.

Sistema de remoción de depósitos (Paragon). Los solventes Paragon E+ son ideales para limpiar parafinas y residuos del aceite. Los solventes con benceno, etilbenceno, tolueno y xileno (BETX) están siendo limitados debido a las regulaciones en lo que a protección ambiental se refiere. El hecho de que el solvente Paragon E+ no contiene BETX simplifica dramáticamente su transporte y manejo.

El Paragon 1E+ es 1% aromático y el Paragon 100E+ es 100% aromático. Los dos pueden ser mezclados para obtener el contenido de aromáticos necesario. O bien el Paragon E+ puede mezclarse con solventes BETX para obtener un nivel de BETX aceptable.

Solvente Paragon. Los depósitos de asfaltenos se caracterizan por ser insolubles en cadenas largas de hidrocarburos tales como kerosenos y gasolinas. Sin embargo son solubles en el solvente aromático Paragon. Estos solventes han probado ser efectivos para ayudar a disolver los depósitos parafínicos o asfaltenos sólidos o semi-sólidos que se forman cerca de la cara de la formación y en las tuberías.

En adición a su capacidad para limpiar la pared del pozo, el Paragon también puede ser inyectado a la formación para remover los asfaltenos precipitados dentro del yacimiento.

Limpiador Parasperse (parafinas). Este limpiador ya probado en campo trabaja dispersando las partículas de parafina antes que disolverlas. El limpiador Parasperse fue diseñado para usarse en agua u otros líquidos acuosos tales como ácido, para eliminar los problemas asociados con los tratamientos de aceite caliente.

Las pruebas de laboratorio han mostrado que el limpiador Parasperse, en una relación de galón a galón, es capaz de remover más de 50 veces más parafina que un limpiador convencional. La concentración requerida variará de 1 a 10% basado en la cantidad de parafinas en la tubería y de la temperatura de depositación de las parafinas.

Técnica CPT. La Técnica de colocación de químicos (CPT) patentada por Halliburton es un método muy efectivo para colocar los inhibidores Parachek y otros químicos. Esta técnica consiste en bombear soluciones Parachek en aceite a baja presión en una fractura creada o formada naturalmente. Cuando el pozo comienza a producir, el inhibidor se dosifica lentamente.

Esta técnica ha mostrado resultados de campo satisfactorios, la protección ha durado hasta 200 días o más cuando se aplica correctamente.

Servicios CHA. Al agregar ciertos químicos al ácido clorhídrico se produce una reacción exotérmica que calienta el ácido (ácido calentado químicamente, CHA). Una temperatura de 100° F no permitirá a las parafinas depositarse ni en el yacimiento.

COMPAÑÍA: NALCO/EXXON ENERGY CHEMICALS DE MÉXICO, S.A. DE C.V.

Algunas ocasiones surge la confusión de si se tiene un problema de ceras o asfaltenos, y aunque los depósitos de parafina también son problemáticos, los de asfaltenos lo son aún más. Las parafinas tienen alto peso molecular y son compuestos alifáticos no polares; mientras que los asfaltenos tienen alto peso molecular y son compuestos polares. Muchos de los métodos que trabajan para parafinas, no lo hacen para asfaltenos.

La precipitación de asfaltenos está altamente influenciada por la interacción entre asfaltenos y otros componentes del aceite. Los asfaltenos se presentan más comúnmente en forma de dispersiones coloidales que tienden a juntarse en agregados.

Las partículas de asfaltenos, las cuales se han encontrado que están cargadas, pueden asociarse con compuestos resinosos a través de interacciones electrostáticas y polares, de tal manera las resinas pueden estabilizar la dispersión de asfaltenos. La relación de resinas-asfaltenos es un factor más importante en la acumulación que el contenido absoluto de asfaltenos en el aceite.

Los nuevos productos para la solución de la depositación de asfaltenos son los materiales poliméricos, los cuales estabilizan los asfaltenos de manera similar a como lo harían las resinas. En general, su eficacia incrementa con la dosis. Para inhibir la acumulación de asfaltenos, los productos poliméricos se dosifican continuamente a la corriente, típicamente de entre 30 a 300 ppm.

Nalco/Exxon ha sido pionero en el uso de procesos de simulación para reproducir los severos ambientes en los que se encuentran los pozos y sistemas de producción. Estos simuladores permiten desarrollar, probar y validar productos antes de que se apliquen en el campo. Algunos ejemplos de productos probados exitosamente incluyen:

- Inhibidores de parafinas, que disminuyen dramáticamente las fallas en pozos en ambientes de alta acumulación.
- Tratamientos químicos squeeze, que ayudan a los clientes a prevenir la formación de tapones orgánicos en la pared de la formación, incrementándose así la producción.

COMPAÑÍA: OMEGA TRADING (54 GO PERFORMANCE).

Los productos 54 GO Performance influyen positivamente en la producción de aceite y gas al incidir sobre un número de procesos físicos y químicos incluyendo los siguientes:

- ☺ Mejoramiento del flujo reduciendo la tensión interfacial en el área de producción y zonas de flujo asociadas.
- ☺ El rompimiento de las parafinas o asfaltenos depositados.
- ☺ Dispersión de emulsiones e incrustaciones.
- ☺ Incremento de la solubilidad de aceite y parafinas en la fase acuosa.
- ☺ Retardamiento de la formación de incrustaciones.
- ☺ Dispersión de asfaltenos y parafinas de alto peso para retardar la acumulación.

Acumulación de parafinas. Las ceras y asfaltenos depositados del aceite crudo durante su producción y transporte originalmente se encontraban en solución. Algunos de los factores que gobiernan la solubilidad y acumulación de ceras son los siguientes:

1. Temperatura.
2. Relación de solvente a soluto.

3. Presión ejercida en la solución.
4. Cantidad de gas en solución.
5. Presencia de agua.
6. Acción de resinas y materiales asfálticos coloidales.
7. Presencia de arena y otros inorgánicos.

De los siete factores enlistados, los más críticos son la temperatura y la evaporación del gas. En un trabajo de estimulación hecho en abril de 1995 usando un bache de inyección 54 GO, el químico se inyectó a la formación a través de la tubería de producción. El radio de penetración del químico se estimó en 2 pies. El pozo se dejó cerrado por 24 horas y después se abrió a producción.

Los productos 54 GO dispersan asfaltenos y licuifican ceras depositadas, previenen y remueven a través del squeeze y también se utilizan en inyección continua.

COMPAÑÍA: PETROLITE DE MÉXICO, S.A. DE C.V. (PETROLITE CORPORATION).

Dispersante de parafina PAO-10F, PAO-11G y PAO-33F. Los dispersantes de parafina Tetrolite son químicos de superficie activa, líquidos, orgánicos para uso en aceite crudo para controlar la depositación de parafinas. Son mezclas de varios surfactantes y penetrantes combinados en solventes selectivos. Este tipo de formulación soluble en aceite y dispersable en agua es efectiva para remover y prevenir la acumulación de ceras en el equipo de producción.

Los dispersantes de parafina Tetrolite son efectivos en prevenir la acumulación de parafinas manteniendo las partículas de la misma en un estado disperso. Remueven los depósitos de parafina acumulados por medio de su actividad superficial y poderes penetrantes. Puede actuar en diferentes formas en un sistema. Primero, remueve o aísla los componentes que actúan como semillas para el crecimiento de la parafina. Segundo, forma

una capa alrededor de las partículas de parafina lo cual previene que se junten. Si se agrega en forma continua para limpiar el sistema, previene el crecimiento de la parafina y si la parafina ya está presente separa las partículas.

Este producto puede ser usado en tratamiento en baches para remover depósitos de parafina existentes o continuamente inyectado para evitar que los depósitos de parafina se formen.

Controlador de parafinas PAO48G, PAO77F, PAO84F y PAO86F. El controlador de parafina Tetrolite es altamente polar, orgánico, es una combinación de dispersante de parafina, dispersable en agua, detergente y penetrante que realiza un magnífico trabajo en el control de la parafina.

El detergente en este producto ayuda a remover la acumulación de parafina del equipo de producción. Los dispersantes dan a la parafina removida una dispersión estable en el aceite. Cuando están presentes en el crudo, los controladores de parafina mantienen los cristales de parafina recién formados en estado disperso. El penetrante de este producto permite al detergente y al dispersante entrar a romper los depósitos de parafinas. Estos penetrantes aumentan la acción de este producto.

Como dispersante, este producto cubre químicamente las partículas de parafina de tal forma que anula la tendencia a adherirse uno a otro y a superficies desprotegidas. La excelente fuerza de este producto para actuar entre las fases le permite moverse directamente en las masas aglomeradas de parafina. Cubre las partículas y rompe las fuerzas de adherencia que las mantiene juntas. Ahora las partículas de la parafina pueden desalojarse con los fluidos producidos, esto también previene que la parafina se vuelva a depositar.

Dispersante de asfaltenos PAO-72E. Los dispersantes de asfaltenos Tetrolite son líquidos con base química orgánica. Su formulación fue especialmente diseñada para tratar depósitos

asfálticos problemáticos. Es una mezcla de solventes aromáticos combinados con un agente de superficie activo especial.

Los químicos de superficie activa de este producto, incrementan la tensión en la superficie del aceite crudo por encima del nivel en el cual la precipitación ocurre. Los componentes aromáticos de hidrocarburo se absorben en los asfaltenos y mantienen la dispersión de las partículas de asfaltenos que están finamente divididas. Las partículas de asfalteno son peptizadas por su proceso de absorción formando una solución coloidal altamente estable. El dispersante de asfaltenos Tetrolite puede ser usado esporádicamente o agregado en inyección continua. El tratamiento en baches con un periodo de remojo es el método preferido. Un tratamiento en baches típico para remover asfaltenos, consistirá de 10 a 20 galones de producto en el pozo o en la línea de flujo con intervalos de una o cuatro semanas. Una vez que el químico entra en contacto con el área dañada de asfaltenos, permite un tiempo de remojo estático de dos a ocho horas para máxima efectividad.

Solventes para parafinas/asfaltenos WLC-30, WLC-510. Mezcla compleja de una gran variedad de solventes. Se utiliza en la remoción y control de depósitos de parafinas y asfaltenos en operaciones de producción de petróleo. El solvente de parafinas/asfaltenos Tetrolite WLC-30 puede ser aplicado ya sea en tratamientos tipo bache o continuos. El tipo bache es la aplicación más efectiva para la limpieza de parafina y asfaltenos en pozos. Para la remoción de parafinas en pozos productores, se puede realizar un tratamiento tipo bache de 1 a 5 tambores de WLC-30 o mezclado con crudo, condensado o diesel limpios y posteriormente recircularlo. Para la limpieza de la vecindad del pozo, se debe colocar el WLC-30 en la cara de la formación y dejarlo remojando por varias horas. Para el control de parafinas en un esquema de tratamiento programadas, se debe de aplicar periódicamente por baches de 5 a 10 galones de WLC-30 en el pozo. Para los tratamientos continuos, se deberá inyectar de 1 a 10 galones por cada 100 barriles de fluido producido para ayudar a reducir los depósitos de parafinas.

**ESTA TESIS NO DEBE
SAUR DE LA BIBLIOTECA**

Controladores de asfaltenos (ACT-4) WLC-175. Efectivo en la disolución y remoción de asfaltenos. La nueva tecnología química utiliza una teoría avanzada de solvente. Formulado para ambientes de asfaltenos/parafinas. El ACT-4 es extremadamente versátil en las técnicas de aplicación que puedan ser empleadas. Se pueden utilizar ya sea en tratamientos de inyección forzada o en baches, así como en inyección continua.

COMPAÑÍA: PRISTINO DE MÉXICO S DE R.L. DE C.V. (PRISTINE TECHNOLOGIES HOLDINGS LIMITED PARTNERSHIP)

Los productos químicos Pristino son activados con agua y una vez activados son no volátiles y no flamables. Reaccionan con los aceites pesados cambiando sus propiedades físicas, por la alteración de la viscosidad, punto de solidificación, mojabilidad y por la remoción de los metales pesados. Los químicos Pristino reducen la viscosidad y el punto de formación de sólidos, debido a que modifican las llamadas fuerzas de “amplio rango” de las cadenas largas de hidrocarburos. El resultado de la reacción de estos productos con el aceite, es una reacción de las fuerzas intermoleculares entre las moléculas de los hidrocarburos.

Los químicos Pristino se aplican inyectándolos directamente al espacio anular y en la formación productora. Si el pozo es productor, se requiere una bomba para inyectar el producto. El tratamiento inicial se realiza por si el equipo de producción tiene depósitos. Después de la inyección, el químico debe circularse por un periodo de algunas horas, lo cual será suficiente para limpiar el equipo. También, el tratamiento inicial removerá la acumulación de ceras y asfaltenos sobre la formación que rodea la pared del pozo.

Una segunda aplicación y las aplicaciones subsecuentes se realizan para que los químicos se mezclen y reaccionen con el aceite en la pared de la formación. Para aceites parafinicos y asfalténicos pesados la producción aumenta casi inmediatamente después del tratamiento. Cada aplicación del producto se recomienda hacer cuando la producción comienza a decrecer rápidamente. Cada tratamiento químico resultará en un cambio de las

propiedades físicas del aceite. La relación normal de químicos inyectados por volumen de aceite, varía de 55 galones por cada 500 barriles de aceite producido a 55 galones por cada 10000 barriles de aceite.

COMPAÑÍA: QUÍMICA APOLLO, S.A. DE C.V.

Apollo 8161. El Apollo 8161 es una mezcla única a base de dispersantes y solventes para parafinas. No contiene disulfuro de carbono o compuestos hidrocarburos clorados. El Apollo 8161 ayuda en la prevención y eliminación de depósitos de parafinas en equipo de producción superficial e interno de los pozos.

Para la aplicación interna del producto puede inyectarse continuamente en el espacio anular. El tratamiento varía de 1 a 5 galones por 100 barriles de fluido, dependiendo la severidad del problema. El producto es extremadamente inflamable, debe mantenerse alejado del calor y del fuego. Se debe tomar la precaución de mantener cerrado el contenedor cuando no se usa, se debe evitar la respiración de vapores y el contacto con el cuerpo.

Apollo 8538 y 8539. El Apollo 8538 es un inhibidor de parafinas y asfaltenos a base de polímeros solubles en aceite, el cual modifica la estructura cristalina para prevenir que se depositen parafinas y asfaltenos. No es un solvente y no disuelve depósitos ya existentes.

El Apollo 8538 ha sido formulado para ser aplicado en pozos petroleros en conjunto con el producto activador Apollo 8539, los cuales lentamente se redisuelven en los fluidos del petróleo, y proveen continuamente un efecto inhibidor que previene el crecimiento y acumulación de parafinas y asfaltenos. el producto es altamente inflamable, por lo que debe mantenerse alejado del calor, chispas y fuego. Se debe evitar respirar sus vapores y el contacto con el cuerpo.

En resumen, se puede decir que todos los productos y servicios que ofrecen las compañías son buenos y que han dado magníficos resultados en su aplicación, pero se debe

estar consciente que para poder aplicar un producto o servicio a un pozo o sistema de producción, se debe tener la mayor información posible, tanto del pozo como de los fluidos producidos. Recordando que no hay una solución universal en el control de la depositación de asfaltenos y parafinas.

Las compañías ofrecen sus productos y servicios como la “mejor solución” al problema, pero debe ser responsabilidad de los Técnicos elegir la mejor alternativa en base a la información con la que se cuenta, para obtener los mejores resultados, tanto en eficiencia de la producción como económicos principalmente.

CAPÍTULO 5

SITUACIÓN EN MÉXICO

México es uno de los principales países productores de petróleo, sus reservas probadas hacen figurar a nuestro país como uno de los más ricos de este recurso en el mundo. La producción de aceite crudo de México actualmente supera los 2.5 millones de barriles al día; los números son fríos, y nos demuestran que México es un buen productor de petróleo, pero como en otros países, el nuestro sufre innumerables problemas para alcanzar la producción diaria fijada.

No se tratarán en este capítulo todos los problemas ocurridos en la operación de extracción del recurso energético porque no es el objetivo; sino que se mencionarán algunos casos típicos de problemas ocasionados que se han presentado por la precipitación y deposición de orgánicos pesados (asfaltenos y parafinas) en algunos campos de la Región Sur, donde el taponamiento de las tuberías por depósitos ha causado severos problemas en los sistemas de producción, provocando una reducción en la producción y pérdidas económicas debido a lo anterior, y también por reparaciones y mantenimiento de las instalaciones.

Se trataron los casos de cuatro campos de la Región Sur, dos campos de un Distrito Operativo y los otros dos de otro Distrito Operativo. Los nombres, tanto de los campos como de los pozos, fueron cambiados por nombres ficticios.

CASO 1

CAMPOS “PAULINA” Y “ABIGAIL”.

En estos campos se presenta el problema de la depositación de parafinas, donde se han aplicado métodos convencionales de remoción dando resultados poco favorables, ya que las intervenciones con aceite caliente inyectado al pozo eran muy frecuentes. Por tal razón, se buscó la ayuda de compañías prestadoras de servicio que ayudaran a la solución del problema.

La Compañía “Chem. Industry Labs” propuso su proceso denominado *Parakleen*⁽²⁰⁾, el cual consiste en la aplicación de una nueva técnica denominada “Tecnología Microbiológica”, la cual será explicada más a detalle en el siguiente capítulo del presente trabajo, debido a que no es un método convencional para el control de los orgánicos pesados.

Personal del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) se dedicó a la tarea de revisar y analizar la literatura técnica relacionada con la Tecnología Microbiológica, de este estudio se concluyó teóricamente que:

✎ Es factible la funcionalidad del proceso microbiológico en la remoción y prevención de depósitos de parafina.

✎ La aplicación de microorganismos es periódica, estableciéndose la frecuencia de las intervenciones de acuerdo al comportamiento de la producción del pozo y a las características del aceite producido.

✎ El diseño de la mezcla de microorganismos es función de la composición del aceite crudo, la temperatura y la presión de la formación productora y el gasto de producción.

- ☞ El volumen de microorganismos para el tratamiento está en función del resultado del monitoreo de las propiedades de los fluidos producidos y de la producción en sí.
- ☞ El efecto del tratamiento microbiológico es suficiente para controlar la depositación de parafina, desde la tubería de producción , hasta los tanques de almacenamiento.

Por lo anterior⁽²¹⁾, PEMEX asignó a los pozos Paulina 1, 2 y 3, y posteriormente a los pozos Abigail 1 y 2 a la Compañía antes mencionada para que ésta aplicara la Tecnología Microbiológica por medio de su proceso *Parakleen*. Los pozos seleccionados presentaban problemas de depositación de parafina en la tubería de producción; algunos manifestaban este problema en la línea de escurrimiento. A continuación se presenta el desarrollo de las operaciones realizadas a cada pozo, así como también las observaciones y conclusiones del trabajo realizado.

POZO PAULINA-1.

De acuerdo con el programa establecido con anterioridad, este pozo se calibró con herramienta de 1.75" de diámetro, sin detectarse resistencia. Se procedió a continuación a limpiar la tubería de producción y la línea de escurrimiento con la unidad de aceite caliente. Al día siguiente, se tomó muestra de los fluidos producidos, con el fin de determinar su composición y sus propiedades físicas antes del tratamiento microbiológico.

Este pozo produce con un sistema artificial de bombeo neumático intermitente, y presentaba una producción promedio total en los dos meses anteriores al tratamiento de 17 m³/día. Su producción de agua era del orden del 2%. La frecuencia promedio de intervenciones con la unidad de aceite caliente, anterior al tratamiento con microorganismos era de dos por mes.

Como antecedente, dos años atrás se le efectuó a este pozo una prueba de variación de presión, registrando una presión de fondo estática de 218.7 kg/cm², medida a 2818.5 m. No se proporcionó el estado mecánico del pozo.

Descripción de la operación.- El 25 de julio de 1993, se efectuó la preparación de la mezcla de microorganismos en una solución al 2% de cloruro de potasio. Al día siguiente, se inyectaron 24 m³ de la solución de microorganismos, con una presión inicial de 250 psi (17.5 kg/cm²) y una presión final de 500 psi (35 kg/cm²), con un gasto de inyección variable (1-1.5 bbl/min). El radio de penetración calculado fue de 2.29 m.

Concluida la operación, se cerró el pozo durante 72 horas, para permitir que los microorganismos inoculados empezaran su proliferación, migración y acción sobre los hidrocarburos parafínicos.

El pozo se abrió el 29 de julio, mostrando aún cerrado una presión en la cabeza de 58 kg/cm², abatiéndose en 23 minutos a 5 kg/cm². El monitoreo se inició ese mismo día, tomando muestra de los fluidos producidos para su análisis, cuyos resultados se muestran en la tabla 5.1 y en los cuales no se aprecian cambios importantes.

A partir del día 30, se iniciaron las mediciones periódicas de la producción para observar su comportamiento, el cual observó desde el momento de su apertura que el pozo presentaba una tendencia a incrementar su producción neta en un promedio de 53%, hasta el 23 de agosto en que se le efectuó un tratamiento con aceite caliente, el cual no estaba contemplado en el periodo de evaluación.

El 25 de agosto, se efectuó la segunda etapa del tratamiento, inyectándose 8 m³ de la solución de microorganismos en cloruro de potasio, con una presión inicial de 450 psi (31.6 kg/cm²), y una presión final de 125 psi (8.7 kg/cm²), con un gasto de inyección variable (1-1.5 bbl/min). Esta solución se desplazó con 3.9 m³ de una solución de cloruro de potasio, con el propósito de inocular la formación. El radio de penetración calculado fue de 1.32 m.

Tabla 5.1: Propiedades de los fluidos del pozo "PAULINA-1".

FECHA DE MUESTREO	DENSIDAD REL. @ 24°C	° API @ 15°C	VISC. @ 50°C (cp)	PUNTO DE ESCUR. (°C)	AGUA (%)	EMULSIÓN (%)
26-JULIO	*	*	6.56	7	61.5	0.0
29-JULIO	0.840	35.8	4.68	-4	0.5	0.5
30-JULIO	*	*	4.68	-4	29.5	4.5
01-AGOSTO	0.842	35.2	4.68	-4	3.0	0.3
03-AGOSTO	0.842	35.2	4.68	-4	0.0	0.6
04-AGOSTO	0.842	35.2	4.68	-4	0.1	0.3
05-AGOSTO	0.842	35.2	4.68	-4	0.9	0.1
06-AGOSTO	0.842	35.2	4.68	-4	0.7	0.1
07-AGOSTO	0.842	35.2	4.68	-4	0.1	0.1
12-AGOSTO	0.837/28°	35.7	5.15	-11	0.0	---
16-AGOSTO	0.845/30.5°	33.9	6.09	-1	0.2	---
16-AGOSTO	0.837/30.5°	35.4	8.91	-3	0.1	---
19-AGOSTO	0.836/29°	36.1	5.15	-1	0.0	---
23-AGOSTO	0.838/27.5°	35.8	5.15	-2	0.1	136990 ⁺
29-AGOSTO	0.837/31.5	35.3	5.62	0	1.0	133962 ⁺
31-AGOSTO	0.836/29°	36.1	5.62	-2	0.0	---
02-SEPT	0.840/28°	35.2	6.09	-2	0.1	---
09-SEPT	0.841/28°	35.2	6.09	-2	0.0	---
16-SEPT	0.843/27.5°	34.8	6.09	-8	0.1	---
20-SEPT	0.843/27.5°	34.4	6.09	-2	1.5	---
22-SEPT	.858	32.4	5.15	-2	0.0	---
28-SEPT	0.847	34.4	4.68	---	1.80	---
30-SEPT	0.847	34.4	4.68	---	0.10	---

* Muestra en cantidad insuficiente

+ Salinidad en ppm

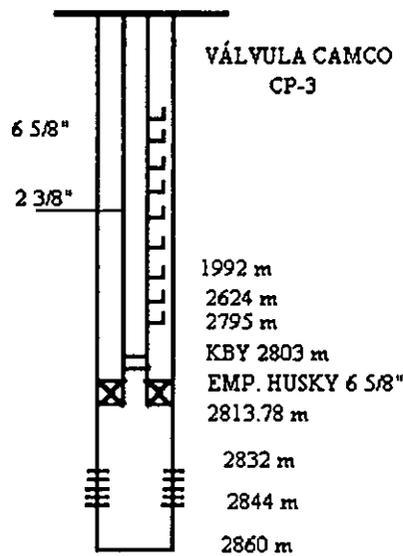
El pozo fue cerrado durante 48 horas, abriéndose el 27 de agosto, manifestando un incremento menos variable en la producción, hasta el 17 de septiembre, fecha del último reporte de aforo antes del inicio de la tercera etapa.

La tercera etapa se inició el 24 de septiembre con la inyección de 5.9 m³ de la solución de microorganismos, con una presión inicial de 450 psi (31.6 kg/cm²) y una presión final de 200 psi (14 kg/cm²); se procedió a desplazar con 5.6 m³ de la misma solución de microorganismos, con una presión inicial de 225 psi (15.8 kg/cm²) y una presión final de 230 psi (16.1 kg/cm²). El pozo se cerró por 24 horas, abriéndose el 25 de septiembre, teniendo un comportamiento normal a su apertura. Los aforos realizados en este pozo después de esta tercera intervención, manifestaron un incremento más estable en la producción. Si se consideran únicamente las mediciones realizadas después de esta etapa, se tiene un incremento en la producción neta del orden de 147%.

POZO PAULINA-2.

La operación de este pozo se inició con la toma de una muestra de los fluidos el 23 de julio de 1993. Se procedió a calibrar ese mismo día con una herramienta de 1.75" de diámetro, detectándose parafina a 156 m, así como un tapón de NaCl a 2708 m. Se procedió a limpiar con la unidad de aceite caliente, logrando remover la parafina. Enseguida se introdujo la tubería flexible inyectando agua dulce, la cual se recirculó con el fin de disolver el tapón de sal, logrando bajar con la tubería hasta la profundidad media de los disparos. Cabe mencionar que el volumen inyectado de agua no se recuperó en superficie del todo, teniendo una pérdida de 4 m³ de agua.

Este pozo tiene un sistema de producción artificial por bombeo neumático intermitente, y presentaba una producción promedio total en los dos meses anteriores al tratamiento de 25 m³/día. Los fluidos producidos no manifestaban un contenido considerable de agua. La frecuencia promedio de intervenciones con la unidad de aceite caliente, anterior al tratamiento era de dos por mes. El estado mecánico del pozo se presenta en la figura 5.1.

Figura 5.1: Estado mecánico del pozo Paulina-2.

Descripción de la operación.- El 26 de julio, se inyectaron 26 m³ de la solución de microorganismos, con una presión de inyección inicial de 200 psi (14 kg/cm²), finalizando con una presión de 2750 psi (193 kg/cm²), y un gasto de inyección variable (1-2 bbl/min).

Durante la operación de inyección, se observó comunicación entre la tubería de producción y el espacio anular, trayendo como consecuencia que el aparejo de producción no trabajara en forma eficiente. Debido a lo anterior, no fue posible hacer un seguimiento del comportamiento de la Tecnología Microbiológica en este pozo.

POZO PAULINA-3.

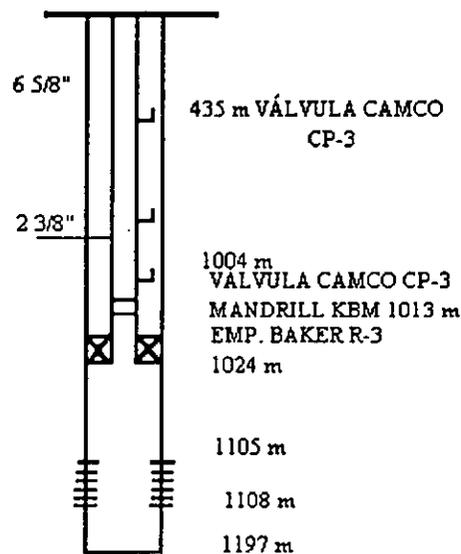
Inicialmente se tomó muestra de los fluidos producidos en este pozo, el 24 de julio, previa a la calibración efectuada el mismo día con herramienta de 1.75" de diámetro, sin que se detectara resistencia alguna. Se procedió a limpiar con la unidad de aceite caliente. A la muestra tomada se le efectuó un análisis composicional.

Este pozo produce con un sistema artificial por bombeo neumático intermitente y tenía una producción total, los dos meses anteriores al tratamiento en promedio de 39

m³/día, manifestando un contenido considerable de agua (38%). La frecuencia de intervenciones con la unidad de aceite caliente era en promedio de tres por mes.

Como antecedente, 6 años antes se le hizo una curva de variación de presión, registrando una presión de fondo de 93 kg/cm², medida a 1107 m, con una presión en la cabeza del pozo de 5.1 kg/cm² y un nivel de aceite de 1 m, mientras el nivel de agua estaba a 1025 m. La temperatura en el fondo del pozo era de 46° C y de 32°C en la cabeza del pozo. El estado mecánico del pozo se presenta en la figura 5.2.

Figura 5.2: Estado Mecánico del pozo Paulina-3.



Descripción de la operación.- El 24 de julio, se inyectaron 25 m³ de la solución de microorganismos con una presión inicial de inyección de 200 psi (14 kg/cm²), y una presión final de 250 psi (17.5 kg/cm²). El gasto de inyección fue variable (0.8-1.5 bbl/min). El radio de penetración calculado fue alrededor de 4 m.

Concluida la operación, se cerró el pozo durante 72 horas abriéndose el 28 de julio. Se le dio un tiempo de limpieza de 24 horas, iniciando el muestreo de los fluidos con el fin de realizar su análisis, cuyos resultados se muestran en la tabla 5.2. Asimismo, se dio comienzo a la medición periódica de la producción para observar su comportamiento, en el que se apreció que desde el momento de su apertura, el pozo presentó un comportamiento

muy irregular en su producción, respecto a la que presentaba con anterioridad. En el caso de la producción bruta mostró un incremento en promedio del 25%, considerada hasta el día anterior a la limpieza con aceite caliente, realizada antes de la segunda etapa del tratamiento con microorganismos. Mientras que la producción neta disminuyó el 5.5% en promedio. Esto significa que el porcentaje de agua se incrementó 30.5%.

Tabla 5.2 : Propiedades de los fluidos del pozo "PAULINA-3".

FECHA DE MUESTREO	DENSIDAD REL. @ 24°C	° API @ 15°C	VISC. @ 50°C (cp)	PUNTO DE ESCUR (°C)	AGUA (%)	EMULSIÓN (%)
24-JULIO	0.863	31.4	8.43	-30	*	0.0
28-JULIO	0.863	31.4	8.43	-30	---	0.0
29-JULIO	0.863	31.4	8.43	-30	33.0	0.0
30-JULIO	0.863	31.4	8.43	-30	32.9	0.0
31-JULIO	0.863	31.4	8.43	-30	25.0	1.9
01-AGOSTO	0.863	31.4	8.43	-30	56.2	0.5
02-AGOSTO	0.863	31.4	8.43	-30	50.0	1.5
03-AGOSTO	0.863	31.4	8.43	-30	4.7	0.0
04-AGOSTO	0.863	31.4	8.43	-30	---	0.0
05-AGOSTO	0.864	31.4	8.43	-30	45.7	0.0
06-AGOSTO	0.863	31.4	8.43	-30	---	0.0
07-AGOSTO	0.863	31.4	8.43	-30	30.0	3.1
12-AGOSTO	0.8625/29°	30.8	7.96	-27	27.1	152031 ⁺
16-AGOSTO	0.864/28.5°	30.3	8.90	-25	20.6	159333 ⁺
16-AGOSTO	0.863/30.5°	30.1	8.90	-29	42.9	156021 ⁺
19-AGOSTO	0.865/27°	30.1	9.36	-10	21.2	157490 ⁺
23-AGOSTO	0.863/31°	30.5	9.36	-10	59.0	156774 ⁺
29-AGOSTO	0.858/32°	33.4	8.90	-27	42.0	154164 ⁺
31-AGOSTO	0.860/30.5°	31.0	9.83	-30	50.0	153959 ⁺
02-SEPT	0.860/30°	31.5	8.90	-31	55.0	155997 ⁺
09-SEPT	0.872/28°	29.4	9.83	-5	41.0	169210 ⁺
16-SEPT	0.867/29.5°	29.7	10.77	-18	59.4	156772 ⁺
20-SEPT	0.873	29.5	7.02	-30	56.6	---
22-SEPT	0.875	29.0	8.43	-30	19.0	---
28-SEPT	0.873	29.5	8.43	-30	58.4	---
30-SEPT	0.873	29.5	8.43	-30	62.7	---

* No se determinó con exactitud, pero fue la que tuvo mayor cantidad de agua libre antes del tratamiento. (Se centrifugó dos veces la muestra para deshidratarla).

+ Salinidad en ppm

Cabe mencionar que la formación productora de este pozo, cuyo intervalo disparado está de 1105 m a 1108 m, está localizado en la zona de transición de un yacimiento con empuje hidráulico.

El 25 de agosto se llevó a cabo la segunda etapa del tratamiento, inyectándose 6.3 m³ de la solución de microorganismos con una presión inicial de 325 psi (22.8 kg/cm²) y una presión final de 175 psi (12.3 kg/cm²), con un gasto de inyección variable (1-1.5 bbl/min). Esta solución se desplazó con 3.2 m³ de la solución de cloruro de potasio, con el propósito de colocar la solución del tratamiento en la formación. El radio de penetración calculado fue del orden de 2 m. El pozo se cerró durante 48 horas, abriéndose el 27 de agosto.

Este pozo presentó una tendencia a la recuperación de su producción neta durante el periodo de evaluación de la segunda etapa, con respecto a la que presentaba antes del inicio de la prueba.

Se dio inicio a la tercera etapa del tratamiento el 24 de septiembre, inyectándose 5.7 m³ de la solución de microorganismos, con una presión inicial de 310 psi (21.7 kg/cm²) y una presión final de 325 psi (22.8 kg/cm²). Esta solución se desplazó con otra solución de microorganismos (2.1 m³), con una presión inicial de 250 psi (17.5 kg/cm²) y una presión final de 320 psi (22.4 kg/cm²). El pozo se mantuvo cerrado por 24 horas, abriéndose normalmente el 25 de septiembre.

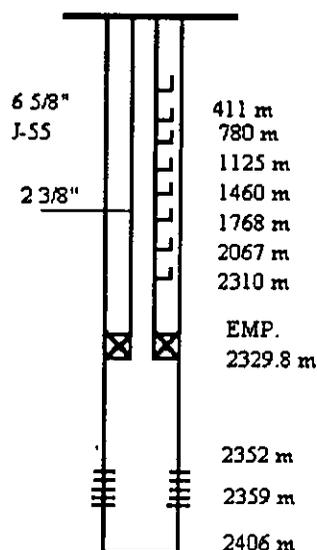
Las primeras mediciones de la producción que se hicieron a este pozo después de la tercera intervención, mostraron nuevamente una tendencia a la disminución, tanto de la producción neta, como de la bruta. Sin embargo, el comportamiento de recuperación que presentó después del segundo tratamiento, dio idea de que el pozo pudo recuperar la producción que tenía antes de iniciar la prueba con microorganismos.

POZO ABIGAIL-1.

Este pozo opera con un sistema de producción artificial por bombeo neumático intermitente, el cual presentaba una producción promedio total de 17.5 m³/día, sin que manifestara un contenido importante de agua.

Antes de dar inicio a las operaciones del tratamiento, se tomo muestra de los fluidos producidos el 22 de julio de 1993. A esta muestra se le efectuó un análisis composicional, así como su curva de destilación. Ese mismo día se hizo una calibración con herramienta de 1.75" de diámetro, sin que se notara resistencia. Se procedió a dar tratamiento de limpieza con la unidad de aceite caliente. Anterior al tratamiento con microorganismos, la frecuencia de intervenciones con la unidad de aceite caliente era de una por mes.

La prueba de variación de presión que se tiene como antecedente se le hizo dos años atrás, registrando una presión de fondo de 85.9 kg/cm², un nivel de aceite de 2019 m, una temperatura de fondo de 79° C y en la cabeza del pozo de 33° C. El estado mecánico del pozo se presenta en la figura 5.3.

Figura 5.3: Estado Mecánico del pozo Abigail-1.

Descripción de la operación. - El 23 de julio se inyectó al pozo 24.5 m³ de la solución de microorganismos, con una presión de inyección inicial de 200 psi (14 kg/cm²) y una presión final de 600 psi (42 kg/cm²), con un gasto de inyección variable (1-1.5 bbl/min). El radio de penetración calculado fue del orden de 2.6 m.

Finalizada la operación de inyección, se cerró el pozo durante 72 horas abriéndose el 26 de julio, dándole un tiempo de limpieza de 24 horas antes de proceder al muestreo y medición de los fluidos. Los resultados del análisis se muestran en la tabla 5.3, en la cual se observa un comportamiento estable en las propiedades físicas del aceite crudo.

El comportamiento de la producción de este pozo mostró una tendencia a incrementar tanto su producción promedio bruta (19%), como su producción promedio neta (10%), desde la fecha de la apertura del pozo hasta el 22 de agosto, ya que al día siguiente, se le efectuó un tratamiento con aceite caliente que no estaba considerado en el programa de evaluación.

Tabla 5.3 : Propiedades de los fluidos del pozo "ABIGAIL-1".

FECHA DE MUESTREO	DENSIDAD REL. @ 24°C	° API @ 15°C	VISC. @ 50°C (cp)	PUNTO DE ESCUR (°C)	AGUA (%)	EMULSIÓN (%)
22-JULIO	0.843	35.3	4.68	-9	1.5	---
27-JULIO	0.840	35.8	3.75	-9	65.0	---
28-JULIO	0.840	35.8	3.75	-9	2.6	0.9
29-JULIO	0.840	35.8	3.75	-9	1.9	1.1
30-JULIO	0.840	35.8	3.75	-9	0.0	1.3
31-JULIO	0.840	35.8	3.75	-9	---	---
01-AGOSTO	0.838	36.3	3.75	-9	0.4	0.5
02-AGOSTO	0.838	36.3	3.75	-9	0.7	2.2
03-AGOSTO	0.838	36.3	3.75	-9	2.0	18.0
04-AGOSTO	0.838	36.3	3.75	-9	0.0	2.0
05-AGOSTO	0.838	36.3	3.75	-9	0.0	4.0
06-AGOSTO	0.838	36.3	3.75	-9	0.0	0.75
07-AGOSTO	0.838	36.3	3.75	-9	0.1	4.0
12-AGOSTO	0.840/27°	35.4	4.68	-20	1.7	177060 ⁺
16-AGOSTO	0.839/30.5°	34.9	4.68	0	3.2	77811 ⁺
19-AGOSTO	0.838/27°	35.9	4.68	-2	2.5	74559 ⁺
23-AGOSTO	0.837/31°	35.3	4.68	-1	5.0	99929 ⁺
29-AGOSTO	0.836/31°	35.8	5.62	-5	2.1	132763 ⁺
31-AGOSTO	0.836/30°	35.5	5.15	-3	2.7	167265 ⁺
02-SEPT	0.837/30°	35.5	5.15	-11	2.7	136161 ⁺
06-SEPT	0.837/30.5°	35.4	4.68	-3	19.0	94858 ⁺
09-SEPT	0.847/29.5°	33.6	5.62	-3	0.8	152399 ⁺
13-SEPT	0.841/30°	34.8	5.15	-2	3.7	184134 ⁺
16-SEPT	0.842/28°	34.5	5.62	-3	7.6	183017 ⁺
20-SEPT	0.858	31.9	5.62	-4	7.7	---
22-SEPT	0.856	32.4	5.15	-4	10.6	---
28-SEPT	0.856	32.4	5.62	-4	4.8	---
30-SEPT	0.856	32.4	5.62	-4	11.7	---

+ Salinidad en ppm

La segunda etapa del tratamiento a este pozo se efectuó el 24 de agosto, inyectándosele 6.3 m³ de la solución de microorganismos con una presión inicial de 75 psi

(5.3 kg/cm²). La solución de microorganismos se desplazó con 3 m³ de agua dulce, con la finalidad de colocarla en la formación. El pozo se cerró 48 horas y se abrió el 26 de agosto, dándole un tiempo de limpieza de otras 48 horas. El pozo presentó un incremento en su producción promedio neta de 26.3% durante el periodo de evaluación de la segunda etapa del tratamiento, con respecto a su producción antes del inicio de la prueba.

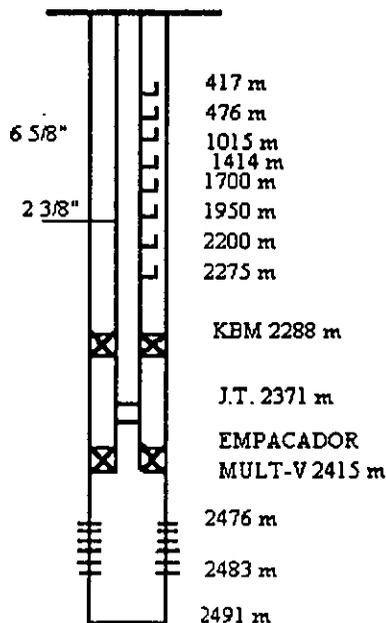
Se inició la tercera etapa del tratamiento en este pozo el 23 de septiembre, para lo cual se le inyectaron 5.5 m³ de la solución de microorganismos, con una presión inicial de 175 psi (12.3 kg/cm²) y una presión final de 50 psi (3.5 kg/cm²). Se desplazó con 4.8 m³ de la solución también de microorganismos, con una presión inicial de 50 psi (3.5 kg/cm²) y una presión final de 775 psi (54.4 kg/cm²). El pozo se cerró por 24 horas, abriéndose normalmente al día siguiente.

Durante el periodo de evaluación de esta última etapa, el pozo sostuvo su producción neta en los mismos niveles que durante la segunda etapa del tratamiento.

POZO ABIGAIL-2.

Este pozo se limpió con unidad de aceite caliente unos días antes del primer tratamiento con microorganismos, razón por la cual ya no se realizó la limpieza programada para el tratamiento. Se calibró con herramienta de 1.75" de diámetro sin que manifestara resistencia. Sin embargo, no se pudo tomar muestra de los fluidos producidos antes del tratamiento debido a que la línea de escurrimiento estaba taponada.

Este pozo produce con un sistema artificial por bombeo neumático intermitente y presentaba antes del tratamiento una producción promedio total de 30 m³/día. Su producción de agua era variable sin exceder el 2%. La frecuencia promedio de tratamientos con la unidad de aceite caliente era de una por mes. El estado mecánico del pozo se presenta en la figura 5.4.

Figura 5.4: Estado Mecánico del pozo Abigail-2

Descripción de la operación.- El 24 de julio se efectuó la primera etapa del tratamiento, inyectándose 14 m^3 de la solución de microorganismos, con una presión de inyección inicial de 400 psi (28.1 kg/cm^2) y una presión final de 1800 psi (126.3 kg/cm^2).

Concluida la operación, se le dio un tiempo de cierre al pozo de 72 horas, abriéndose el 28 de julio. Se le dio un tiempo de limpieza de 24 horas, después de lo cual se inició el muestreo de los fluidos producidos para su medición y análisis. Los resultados de sus propiedades físicas se presentan en la tabla 5.4. En el comportamiento de la producción se tiene que la producción promedio neta corresponde a la producción promedio bruta, y es desde el momento de su apertura, hasta el día antes de un nuevo tratamiento con unidad de aceite caliente del orden del 32% menos que antes del tratamiento con microorganismos.

Tabla 5.4 : Propiedades de los fluidos del pozo "ABIGAIL-2".

FECHA DE MUESTREO	DENSIDAD REL. @ 24°C	° API @ 15°C	VISC. @ 50°C (cp)	PUNTO DE ESCUR. (°C)	AGUA (%)	EMULSIÓN (%)
28-JULIO	0.849	33.9	4.68	-5	---	---
29-JULIO	0.843	35.3	3.75	-5	---	---
30-JULIO	0.843	35.3	3.75	-5	---	---
31-JULIO	0.843	35.3	3.75	-5	7.5	0.5
01-AGOSTO	0.843	35.3	3.75	-5	0.0	0.5
02-AGOSTO	0.843	35.3	3.75	-5	20.0	0.2
03-AGOSTO	0.843	35.3	3.75	-5	0.2	2.1
04-AGOSTO	0.843	35.3	3.75	-5	0.0	0.5
05-AGOSTO	0.843	35.3	3.75	-5	0.5	0.5
06-AGOSTO	0.843	35.3	3.75	-5	0.0	1.0
07-AGOSTO	0.843	35.3	3.75	-5	1.5	2.0
12-AGOSTO	0.839/28°	35.2	5.15	-13	1.9	53796 ⁺
16-AGOSTO	0.837/29.5°	35.6	4.21	1	2.3	27289 ⁺
19-AGOSTO	0.835/28°	36.2	4.21	-1	0.7	26693 ⁺
23-AGOSTO	0.832/30.5°	36.3	4.68	0	0.3	---

+ Salinidad en ppm

La segunda etapa del tratamiento se llevó a cabo el 24 de agosto, inyectándose 6.5 m³ de la solución de microorganismos, la cual fue desplazada con 4 m³ de agua. La presión de inyección inicial fue de 150 psi (10.5 kg/cm²) y la presión final de 1700 psi (119.3 kg/cm²). El pozo se cerró durante 48 horas, abriéndose el 26 de agosto y permitiendo un tiempo de limpieza de otras 48 horas. El muestreo se hizo a partir del 28 de ese mes. Durante el periodo de evaluación de esta etapa, el pozo no logró alcanzar la producción que mantenía antes del tratamiento con microorganismos, aunque se notó la tendencia hacia su recuperación, el pozo presentó una disminución de la producción en promedio de 25%.

La tercera etapa del tratamiento se inició el 23 de septiembre, inyectándose 5.7 m³ de la solución de microorganismos, con una presión inicial de inyección de 550 psi (38.6 kg/cm²) y una presión final de 1500 psi (105.2 kg/cm²). Esta solución se desplazó con otra,

también de microorganismos (5.1 m^3), con una presión inicial de 225 psi (15.8 kg/cm^2) y una presión final de 650 psi (45.6 kg/cm^2). El pozo se cerró durante 24 horas, presentando un comportamiento normal a su apertura al día siguiente.

Es conveniente aclarar que este pozo se encuentra comunicado en su línea de descarga con otro pozo, teniéndose en consecuencia mediciones no confiables hasta el final de la segunda etapa del tratamiento.

El pozo Abigail-2 se midió en forma independiente, y se observó un incremento notable en su producción, la cual en la última fecha de medición (4 de octubre), se recuperó con respecto a la que sostenía antes de la prueba con la Tecnología Microbiológica.

OBSERVACIONES DEL TRABAJO REALIZADO:

En esta selección no se tomó en cuenta la profundidad del intervalo disparado con respecto a la interfase agua-aceite en el yacimiento, ni el tipo de empuje de éste, lo que motivó que en el pozo Paulina-3 se presentara un incremento en el flujo fraccional de agua. Como antecedente se tienen en este yacimiento varios pozos que se encuentran invadidos por agua. A este respecto, es importante comentar que la mezcla de microorganismos se prepara en una solución acuosa al 2% de cloruro de potasio.

En teoría, la frecuencia de intervenciones se establece de acuerdo con el comportamiento de la producción del pozo, así como de las características del aceite producido. Sin embargo, este aspecto no fue considerado, ya que se estableció que el tratamiento con microorganismos a cada pozo en tres intervenciones o etapas, con un lapso entre ellas de 30 días y un tiempo total de evaluación de 90 días.

Otro aspecto importante es el diseño de la mezcla de microorganismos en función de la composición del aceite crudo, la temperatura y la presión de la formación productora, así como del gasto de producción. Para lo cual la Compañía que prestó el servicio debió tomar

muestras de los fluidos producidos por cada uno de los pozos en los cuales estaba programado llevar a cabo el tratamiento microbiológico. El pozo Abigail-1 el cual a pesar de todo presentó mejoría en su producción neta (26.3%), y el pozo Abigail-2, el cual debido a que se encuentra comunicado con otro pozo, aparentemente no estaba siendo evaluado en forma independiente hasta el término de la segunda etapa. Una vez iniciado el periodo de evaluación de la tercera etapa, se observó que el pozo recuperó la producción que mantenía antes de la prueba.

Un punto más a considerar, es que el volumen de tratamiento está en función de las propiedades de los fluidos producidos y de la producción. En este aspecto, se tienen dos observaciones: la primera de ellas es que aparentemente el volumen de tratamiento originalmente considerado fue el mismo para cada uno de los pozos, aunque debido a problemas operacionales tuvieron que modificarlo. La segunda observación es que la Compañía no realizó ningún monitoreo de los fluidos producidos, en cuanto a sus propiedades y porcentajes de producción con el fin de rediseñar tanto la mezcla de microorganismos, como el volumen necesario de la misma.

Dentro del programa de las operaciones del tratamiento a pozos con la Tecnología Microbiológica, no estuvo contemplado un tratamiento con aceite caliente dentro del periodo de evaluación de 90 días, a excepción del programado antes de la primera inoculación. Sin embargo, en los pozos intervenidos se realizó un tratamiento con aceite caliente para cada pozo al término de la primera etapa. Lo anterior pudo enmascarar el verdadero comportamiento de la Tecnología Microbiológica.

CONCLUSIONES DE LA PRUEBA:

⊗ Aún cuando la mezcla de microorganismos no fue diseñada específicamente para los pozos del Campo Abigail, el comportamiento de la producción fue de mejoría en el caso del pozo Abigail-1; mientras que en el pozo Abigail-2, debido a que no se estaba evaluando de

manera independiente a otro pozo, su comportamiento aparentemente era de reducción en la producción. Sin embargo, el pozo logró recuperarse.

⊗ Por lo que respecta a los pozos intervenidos en el Campo Paulina, se tiene lo siguiente:

- a) Al no considerar en la selección del pozo Paulina-3 la ubicación del intervalo disparado, ni el mecanismo de empuje del yacimiento, así como el volumen de solución acuosa del tratamiento, probablemente se indujo un incremento súbito y significativo del flujo fraccional de agua.
- b) Los problemas mecánicos ocurridos en el pozo Paulina-2, lo excluyeron de esta prueba, debido a que no se hizo un seguimiento de su comportamiento.
- c) Debido a que en el pozo Paulina-1 no se presentaron problemas diferentes a los de parafinamiento, se evidencia una eficiencia satisfactoria de la Tecnología Microbiológica.

CASO 2

CAMPOS “TEHUA” Y “PANCHO”.

Los problemas de depositación orgánica que se presentan en varios campos de la Región Sur⁽²²⁾, condujeron a una severa reducción de la producción de aceite en dichos campos. Esto fue debido, principalmente, a que la depositación de dicho material reducía el área de flujo de los pozos productores y en casos extremos, conducía a un taponamiento total de la tubería de producción.

Para poder encontrar una solución a tan grave problema, se elaboró un estudio para determinar las causas que provocaban la precipitación y depositación orgánica, así como los métodos para el control del fenómeno. En un primer estudio, el objetivo fue encontrar un aditivo o producto químico que sirviera para remover los depósitos ya existentes. Para lograr lo propuesto, se siguió una serie de actividades que a continuación se mencionan:

Muestreo. Las muestras sólidas recuperadas de los pozos afectados fueron analizadas, determinándose que se trataba de material asfáltico. A fin de ratificar esta determinación, se hizo un muestreo tanto de los aceites crudos producidos en el área, como de los depósitos orgánicos presentes en los aparejos de producción de algunos pozos.

Las muestras de aceite se obtuvieron de los pozos Pancho 127 (P-127), Pancho 129 (P-129), Pancho 145 (P-145) y Tehua 36 (T-36), los cuales eran representativos de los campos en estudio. Además, se obtuvieron muestras de material orgánico depositado en los pozos P-488 y P-127.

Las muestras, tanto del aceite crudo como de los depósitos, fueron analizadas estableciéndose que los aceites producidos en el área de estudio son de tipo parafínico, con un contenido de asfaltenos que varía del 2 al 5%. El material orgánico obtenido de los depósitos está constituido por asfaltenos, resinas neutras, parafinas, ácidos asfaltogénicos y material insoluble de la formación. La tabla 5.5 muestra los resultados del análisis efectuado tanto a las muestras de aceite crudo, como a las de los depósitos orgánicos.

Selección del solvente básico. Se buscó un solvente básico que fuera capaz de disolver las partículas asfálticas, como las depositadas en los campos Tehua y Pancho. Para la selección de dicho solvente, se realizaron pruebas comparativas de disolución utilizando diferentes solventes del tipo aromático, disponibles comercialmente. Los solventes que se probaron fueron: benceno, xileno, tolueno, arominas y aromáticos pesados.

Los resultados de las pruebas, permitieron seleccionar a la aromina como el solvente que ofrece las mejores ventajas de aplicación en campo, debido a la disponibilidad, al relativo bajo costo y a un mejor índice de seguridad durante su manejo.

Tabla 5.5: Caracterización de aceites y depósitos orgánicos

Muestra Pruebas	Aceites AP-127	Aceites AP-145	Depósitos DP-127	Orgánicos DP-448
Análisis elemental				
Carbono, % peso	86.1	86.0	84.5	78.4
Hidrógeno, % peso	12.5	12.5	8.6	6.7
Nitrógeno, % peso	0.4	0.3	0.4	1.1
Fierro, ppm	< 1	< 1	267.0	< 1
Cobre, ppm	< 1	< 1	3.0	65.0
Níquel, ppm	< 1	< 1	20.0	23.0
Vanadio, ppm	1	1	171.0	250.0
Zinc, ppm	< 1	< 1	6.0	41.0
Análisis próximo, % peso				
Carbón fijo	---	---	30.4	32.0
Material volátil	---	---	67.5	58.7
Humedad	---	---	1.6	7.2
Destilación, °C				
TIE	32	30	---	---
5/10	78/108	83/111	---	---
20/30	153/195	149/187	---	---
40/50	243/288	230/272	---	---
60/70	332/362	322/358	---	---
TFE	364.0	363.0	---	---
Recuperado % volátil	73.0	72.0	---	---
Peso esp. a 20/4°C	0.837	0.839	---	---
Densidad API	36.7	37.2	---	---
Viscosidad SSU a				
15.6°C (60°F)	45.2	46.6	---	---
21.1°C (70°F)	42.2	43.2	---	---
25.0°C (77°F)	41.0	41.2	---	---
T. escurrimiento °C	-30	-24	---	---
F. de caracterización Kuop	11.9	11.9	---	---
Sal, lb/1000 bl	0.0	0.0	---	---
Azufre, % peso	0.9	0.9	2.9	3.9
Carbón Ramsbottom % peso	1.8	1.6	40.6	38.2

Agua por destilación % vol.	0.0	0.0	---	---
Agua y sedimento % vol.	0.25	0.20	---	---
Acidez, mg KOH/g	0.13	0.10	0.4	0.3
Cenizas, % peso	0.001	0.013	2.3	2.1
Insolubles en nC ₅ , % peso	1.5	1.0	42.0	73.8
Aceites, % peso	89.7	90.9	48.0	19.8
Saturados	52.3	58.5	42.9	10.9
Aromáticos	37.4	32.4	5.1	8.9
Resinas o polares, % peso	8.8	8.1	10.0	6.4

Elaboración del sistema solvente-aditivo. A fin de seleccionar un sistema de limpieza que permitiera la dispersión y la disolución de los depósitos de asfaltenos de una manera eficiente, se probaron varios aditivos compuestos de sustancias de estructura similar a la de las resinas neutras, que pudieran además, incrementar el poder de disolución de los compuestos aromáticos.

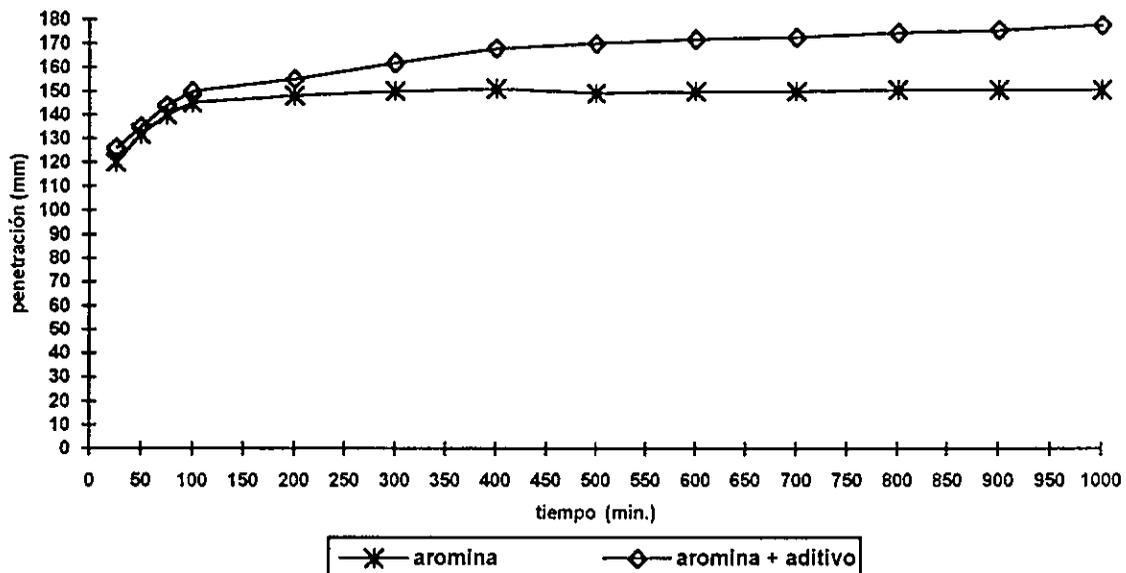
Se observó que la aromina no era capaz de mantener el depósito en suspensión una vez que cesaba la agitación de la mezcla, originando con ello el asentamiento de las partículas de asfalteno. Esto implicaba la necesidad de mantener condiciones dinámicas de operación.

La selección del aditivo que, junto con la aromina, representó el tratamiento más adecuado de los depósitos encontrados en las tuberías de producción, fue determinado mediante pruebas de: penetración, solubilidad, dispersión y viscosidad. Las pruebas se realizaron empleando diferentes proporciones de la relación aditivo/aromina y diferentes relaciones sistema/depósito.

En la figura 5.5 se muestra el comportamiento del aditivo en pruebas de penetración, considerando una relación de sistema/depósito de 3/1. Se observa que la penetración del

sistema, compuesto de aromina y aditivo IMP-DAS 301 al 5%, es mucho más efectivo que la aromina sola.

FIGURA 5.5: PRUEBAS DE PENETRACIÓN, COMPORTAMIENTO DEL ADITIVO.



En la figura 5.6 se presenta el comportamiento de la viscosidad de la mezcla para diferentes relaciones sistema/depósito y se puede observar que para una relación de dos partes del sistema por una de depósito, se tienen las viscosidades más altas a tiempos de reposo cortos y largos. Sin embargo, para una relación del sistema depósito de 3/1 y una relación de 5% del aditivo DAS-301, la viscosidad no se ve afectada manteniéndose estable inclusive a tiempos largos de reposo. Lo anterior indica que el depósito se mantiene totalmente disperso en el sistema.

En la figura 5.7 se muestra el comportamiento de la viscosidad de la mezcla considerando condiciones dinámicas. Se observa que para una relación 2/1 del solvente y el depósito orgánico, se tiene un incremento sustancial de la viscosidad con respecto al tiempo, esta situación crea problemas como atrapamiento de la tubería flexible durante la limpieza de los pozos. La adición del aditivo en una concentración del 5% y con la relación de

sistema/depósito de 3/1 mantiene rangos aceptables de viscosidad; aún cuando se tienen tiempos prolongados de contacto.

FIGURA 5.6: EFECTO DE LA ADICIÓN DEL PRODUCTO Y LA RELACIÓN SISTEMA-DEPÓSITO SOBRE LA VISCOSIDAD DE LA MEZCLA A CONDICIONES ESTÁTICAS.

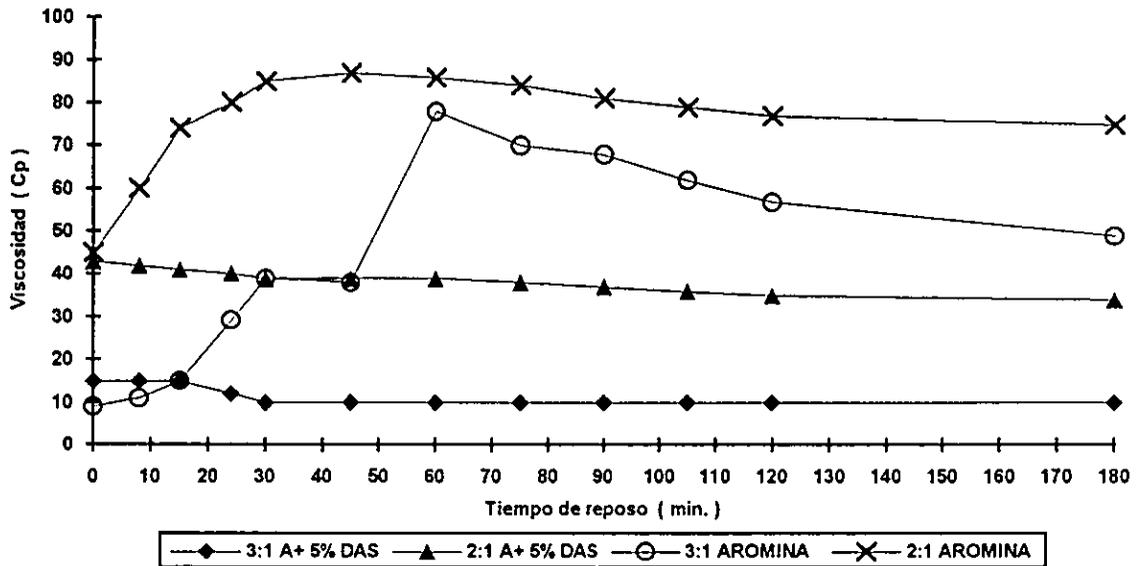
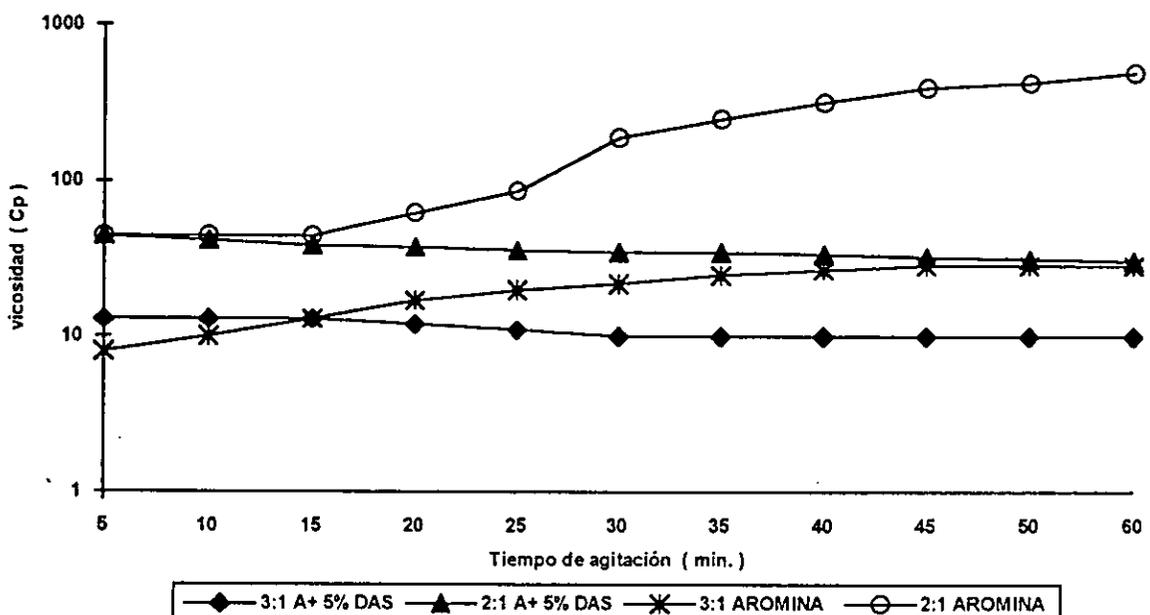


FIGURA 5.7: EFECTO DE LA ADICIÓN DEL PRODUCTO Y LA RELACIÓN SISTEMA-DEPÓSITO SOBRE LA VISCOSIDAD DE LA MEZCLA A CONDICIONES DINÁMICAS.



Pruebas de remoción. Con el objeto de establecer una técnica que permitiera la remoción eficiente de los depósitos de asfaltenos en el área problema, se implementó un modelo físico de laboratorio que fuera capaz de simular las operaciones de remoción de los depósitos, empleando la tubería flexible (TF) en los aparejos de producción. El modelo fue diseñado a escala para tener una representación confiable de las áreas de flujo entre la tubería de producción de 3.5" y la tubería flexible de 1.25" de diámetro respectivamente.

Los resultados de las pruebas con el modelo físico permitieron determinar que la técnica más adecuada de remoción, era la inyección continua del sistema seleccionado mediante el empleo de un elemento dispersor.

Los resultados obtenidos en la etapa experimental fueron convincentes y se acordó intervenir un pozo de cada uno de los campos afectados. El pozo programado en el campo Pancho fue el P-105 y el pozo T-54 fue el escogido a intervenir en el campo Tehua. El

diseño de las intervenciones se basó en la inyección continua de fluidos, tanto de diesel como del sistema de aditivos propuesto, con presiones ligeramente mayores a la presión del pozo en el punto de inyección.

En la tabla 5.6, se muestran los datos del pozo antes de la intervención y los resultados que se obtuvieron después de ella. Se puede observar que el gasto tuvo un incremento del 97% en la producción de este pozo, además la presión del pozo en la superficie se incrementó de 63 a 68 kg/cm²

Tabla 5.6: Datos de producción del pozo Pancho 105.

Concepto	Antes de la intervención	Después de la intervención
Gasto de aceite (m ³ /día)	160.0	315.0
Relación gas-aceite (m ³ /m ³)	168.0	112.0
Presión en TP	63*61	68*60
Estrangulador (pg)	3/4	3/4
P _{wf} (kg/cm ²)	380.0	335.0

Durante la operación de limpieza, se recolectaron muestras de los fluidos producidos para posteriormente ser analizados en el laboratorio. Los resultados de estos análisis comprobaron que se había logrado la remoción del material asfáltico, ya que tanto el porcentaje de sedimentos como la densidad de la muestra se incrementaron a medida que transcurría la operación, para posteriormente, regresar a los valores que se tenían inicialmente.

Después de haberse realizado con éxito la intervención al pozo P-105, se programó la operación de limpieza del pozo T-54. Durante dicha operación, la parte inferior del depósito, la cual obstruía parte del intervalo productor, no pudo ser penetrada, suponiéndose la presencia de algún material inorgánico insoluble. Un análisis posterior por difracción de Rayos X y fluorescencia de una muestra de este depósito, confirmó que efectivamente se trataba de un material inorgánico insoluble, compuesto principalmente de

sulfato de bario, sulfato de calcio, óxido de fierro y huellas de carbonatos, y que dicho material no formaba parte de la formación, ya que ésta es esencialmente una formación calcárea. Sin embargo, comparando las profundidades de los depósitos antes y después de la intervención, se concluyó que 92 metros del depósito asfáltico fueron exitosamente limpiados.

Los buenos resultados obtenidos en estas pruebas de campo, en esa época, condujeron a desarrollar un programa de limpieza de los campos Tehua y Pancho, en donde se intervinieron 28 pozos con un total de 41 intervenciones, es decir, algunos pozos se intervinieron más de una vez.

La limpieza de estos pozos se logró con el sistema de aditivos desarrollado en el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), en su momento dio buenos resultados, pero en la actualidad el problema continúa, por tal razón se siguen haciendo estudios para dar una solución a tal situación. En la actualidad se siguen evaluando metodologías para ver la factibilidad de aplicarlas en estos campos.

Para las investigaciones recientes acerca del problema de la depositación orgánica en los campos Tehua y Pancho⁽²³⁾, se recopiló la información de los pozos tal como estado mecánico, intervenciones, estimulaciones ácidas y no ácidas, perfiles de presión, gastos, etc. Dicha información se clasificó arrojando lo siguiente:

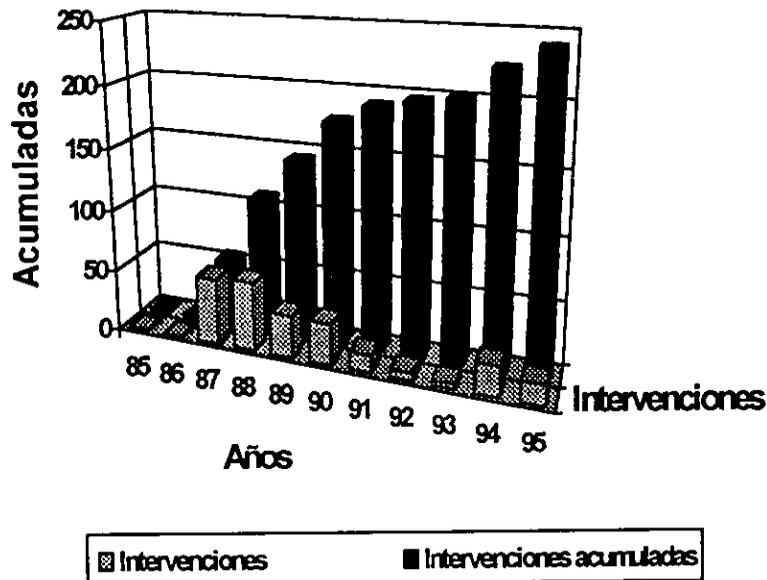
El área en estudio cuenta con 82 pozos de los cuales se puede hacer la siguiente clasificación:

- 17 pozos taponados
- 3 pozos pendientes por taponar
- 34 pozos productores
- 12 pozos cerrados
- 10 pozos con % de agua
- 3 pozos cerrados por baja presión

- 3 pozos direccionales

En la figura 5.8 se muestra el número de intervenciones con tubería flexible realizadas de 1985 a 1995, tanto parciales como acumuladas.

Figura 5.8: Intervenciones con tubería flexible en los pozos de los campos Tehua y Pancho



Se observa que el número mayor de intervenciones ocurrió de 1987 a 1990, es decir, cuando el problema se agudizó, de 1991 a 1993 se mantuvo mínimo el problema, para posteriormente en 1994 volver a incrementarse. Existían pozos productores con más de dos intervenciones con tubería flexible al año. A continuación en la tabla 5.7 se hace un breve análisis de la depositación de orgánicos pesados por cada pozo de los campos en cuestión:

Tabla 5.7: Depositación de orgánicos pesados en los pozos de los campos Tehua y Pancho.

POZO	ANÁLISIS DE LA DEPOSITACIÓN ORGÁNICA POR POZO
T 1	El problema de la depositación se localizó en sus inicios en la TP aproximadamente entre los 3448 y 3469 m.
T 2	Inició la depositación en el fondo del pozo y la última medición se reportó por arriba del intervalo productor, éste se encuentra en la TR.
T 3	El problema se presentó a los 4660 m y en años posteriores se localizó frente al intervalo productor, actualmente se encuentra a los 5200 m en la TR.

T 4	Comenzó frente al primer intervalo productor en el 89 en TR, actualmente después de la reparación el problema se sitúa en la TP a 3845m.
T 5	Se presentó en TP y el problema se fue desplazando hasta llegar frente al segundo intervalo está en la TR.
T 6	De acuerdo con la información solamente se detectaron resistencias desconociendo su naturaleza, en la TP.
T 7	Se inició en los 90 la depositación encontrándose a la profundidad de 4150 m, llegando hasta por encima del intervalo productor. La última lectura se manifestó a los 4600 m. en TR.
T 8	Se detectó el depósito a fines del 91, siendo éste la única detección a la profundidad del primer intervalo productor a 5155 m en TR.
T 9	Empezó en TP, después el problema se desplazó a los intervalos productores en su etapa inicial, posteriormente se detectó a la profundidad de 5200 m en la TP.
T 10	El problema al inicio y actualmente se encuentra localizado en medio del segundo y tercer intervalos productores, en TR.
T 11	La depositación se presentó en sus inicios y actualmente se encuentra en la TP a 5900 m.
T 12	Los problemas se localizaron frente al intervalo productor en el 88, en TR.
T 13	La única medición se detectó en la TP a 3428m en el 88.
T 14	La única medición se detectó en la TR a 4300 m en el 90.
T 15	El problema se ubica en la profundidad de 4020 m a 5874 m en TR incluyendo el intervalo productor.
T 16	La depositación es en TR y con el tiempo se va profundizando, actualmente está en el fondo del pozo.
T 17	Las mediciones efectuadas detectan resistencia en 88 en TR y 91 en TP, sin conocer la naturaleza de las mismas.
T 18	En sus inicios se localizó en la TR frente a los disparos y el comportamiento se va desplazando hacia arriba del intervalo.
T 19	En sus inicios se localizó en la TR frente a los disparos y el comportamiento se va desplazando hacia arriba del intervalo.
T 20	En sus inicios se localizó en la TR frente a los disparos y el comportamiento se va desplazando hacia arriba del intervalo.
T 21	La única medición con que cuenta este pozo, no indica de qué naturaleza es la resistencia ubicada en la TP.
T 22	Comenzó frente al segundo intervalo y la última calibración es por arriba del primer intervalo productor ;después de la reparación, es en TR.
T 23	En sus inicios la depositación fue en la TP, posteriormente se presentó en la TR en medio de los intervalos disparados y la última medición es a 5280 m.
T 24	Se detectaron resistencias sin conocer su naturaleza, observándose que éstas se van profundizando en la TR.
T 25	En sus inicios la depositación fue en la TP, posteriormente se presentó en la TR y la última medición es a 5020 m.
T 26	Comenzó a los 800 m por arriba del intervalo, en la última medición se encuentra frente al intervalo productor en TR.

T 27	Se originó a 5000 m de profundidad y las últimas calibraciones antes de la reparación realizada en los 90, fueron frente al primer intervalo productor en TR.
T 28	Empezó el problema a los 5100 m en la TR y la última medición en el 93, se encuentra por arriba del tercer intervalo productor, puesto que hubo 2 reparaciones obturándose los 2 primeros intervalos (someros) en TR.
T 29	Dado que presentó la depositación y hasta la fecha éste se encuentra en la TR, solamente en el 89 se localizó frente a los disparos.
T 30	Se inició en TP y antes de la reparación del 90, se taponó con cemento el último intervalo (el más profundo), siendo anterior a la fecha del depósito en el fondo del pozo, es decir en TR.
T 31	El problema se originó en la TP y continúa a la fecha en la TP.
T 32	Se originó frente al intervalo productor y en la última calibración se presenta arriba del mismo, en TR.
P 1	Se mostró en la TR aproximadamente a 1300 m por debajo de la TP, el problema se fue profundizando hasta llegar frente al intervalo productor y actualmente se encuentra arriba del mismo a unos 200 m, en la TR.
P 2	Se presentó exclusivamente durante las mediciones de resistencia en la TP, sin importar su naturaleza, además se observó invasión de agua.
P 3	Se detectó por debajo de la TP en sus inicios, en 87 frente al intervalo y actualmente en el fondo del pozo, en la TR.
P 4	La depositación se encontró inicialmente en la TP, el problema fue descendiendo hasta llegar unos 200 m por debajo de la TP en el 95, encontrándose en la TR.
P 5	El depósito se localizó en la TR y actualmente se encuentra frente al intervalo productor ubicado en la TR.
P 6	Inició la depositación frente al segundo intervalo productor en el 88 y en el 91 frente al primer. intervalo; la última medición se localizó arriba de dichos intervalos en la TR.
P 7	Se presentó por debajo de la TP, actualmente se encuentra el depósito por los 5100 m de profundidad sobre la TR, por arriba del intervalo productor.
P 8	Localizado inicialmente en la TP y la última medición se presentó nuevamente en la TP, aproximadamente a los 5700 m. de profundidad.
P 9	Se inició la depositación en la TR, arriba del segundo intervalo productor en el 88, actualmente se encuentra por los 4900 m de profundidad en la TR.
P 10	Los problemas de la depositación iniciaron en el fondo del pozo y en la última calibración se encontró el depósito en la TP a los 3600 m.
P 11	La depositación se presentó frente al segundo intervalo productor, es decir en la TR, posteriormente después de la reparación los problemas se encuentran actualmente en la TP.
P 12	En un principio se observó la depositación en la TP, aún después de la reparación y la colocación de la tubería flejada el problema continúa actualmente en la TP.
P 13	El problema de la depositación inicialmente se ubicó en la TP y la última calibración efectuada en el 93, muestra los depósitos en TP.
P 14	Se presentó inicialmente por debajo del intervalo productor, sólo hubo una medición de depósito por arriba del mismo a finales del 88, los demás depósitos se

	encuentran en el fondo del pozo, en la TR.
P 15	La única medición con que cuenta este pozo se efectuó a finales del 87, ubicándose el depósito frente al intervalo productor dentro de la TR.
P 16	En el 91 se realizaron dos calibraciones y los depósitos se ubicaron en la TP.
P 17	El problema se presentó en la TP y recientemente el depósito fue localizado frente al primer intervalo productor, en la TR, además de haberse realizado una reparación en el 89.
P 18	En el 87 inició el problema en la TP y en fechas posteriores se ha localizado por encima del intervalo productor dentro de la TR.
P 19	En el 91 se presenta la depositación frente a los disparos, el comportamiento del problema va ascendiendo dentro de la TR.
P 20	El problema se presentó en el fondo del pozo, se realizó una reparación mayor colocándose tubería flejada, actualmente el depósito se encuentra en la TP.
P 21	En el 88 se detectó el primer depósito orgánico en medio de los intervalos disparados, posteriormente en mayo del mismo año el depósito se ubicó en la TP, se efectuaron 2 reparaciones y la última medición reporta el depósito en la TR.

* Datos actualizados a diciembre de 1995.

Se observa que de todos los pozos con problemas de depositación de orgánicos pesados, en 17 de ellos se presentan dichos depósitos en la tubería de producción, siendo un 32% del total. A continuación se presentan en forma resumida.

T 1	T 2	T 3	T 4	T 5	T 6	T 7	T 8	T 9	T 10	T 11
TP	TR	TR	TP	TR	TP	TR	TR	TP	TR	TP

T 12	T 13	T 14	T 15	T 16	T 17	T 18	T 19	T 20	T 21	T 22
TR	TP	TR	TR	TR	TP	TR	TR	TR	TP	TR

T 23	T 24	T 25	T 26	T 27	T 28	T 29	T 30	T 31	T 32
TR	TP	TR							

P 1	P 2	P 3	P 4	P 5	P 6	P 7	P 8	P 9	P 10	P 11
TR	TP	TR	TR	TR	TR	TR	TP	TR	TP	TP

P 12	P 13	P 14	P 15	P 16	P 17	P 18	P 19	P 20	P 21
TP	TP	TR	TR	TP	TR	TR	TR	TP	TR

La tabla 5.8 muestra el valor de la presión de fondo fluyendo al nivel de los disparos, teniendo un promedio de 301.04 Kg/cm².

Tabla 5.8: Presiones de fondo fluyendo de los pozos de los campos Tehua y Pancho.

T 1	T 2	T 3	T 4	T 5	T 6	T 7	T 8	T 9	T 10	T 11
284.69	311.48	295.22	284.33	174.64	220.62	318.12	234.34	354.94	208.84	410.88

T 12	T 13	T 14	T 15	T 16	T 17	T 18	T 19	T 20	T 21	T 22
162.08	272.39	293.66	346.65	395.26	360.76	335.44	180.87	395.49	406.89	220.21

T 23	T 24	T 25	T 26	T 27	T 28	T 29	T 30	T 31	T 32
214.9	169.53	329.04	331.06	290.29	325.02	240.41	305.92	585.13	244.62

P 1	P 2	P 3	P 4	P 5	P 6	P 7	P 8	P 9	P 10	P 11
324.65	325.62	217.79	339.31	295.9	248.48	283.68	221.1	326.13	218.08	403.53

P 12	P 13	P 14	P 15	P 16	P 17	P 18	P 19	P 20	P 21
421.07	226.59	374.32	326.03	314.35	217	290.53	196.31	200.64	427.42

A continuación se presentan en la tabla 5.9 las presiones en la superficie del pozo obtenidas de los reportes de presiones, teniendo una presión promedio 30.79 de Kg/cm².

Tabla 5.9: Presiones en superficie de los pozos de los campos Tehua y Pancho.

T 1	T 2	T 3	T 4	T 5	T 6	T 7	T 8	T 9	T 10	T 11
99.9	28.67	15.91	37.89	13.36	28.56	37.63	39.2	36.02	16.99	0

T 12	T 13	T 14	T 15	T 16	T 17	T 18	T 19	T 20	T 21	T 22
14.49	30.08	27.8	35.62	54.85	68.2	25.7	19.61	0	86.3	70.72

T 23	T 24	T 25	T 26	T 27	T 28	T 29	T 30	T 31	T 32
112.01	16.98	48.41	38.2	38.18	26.7	25.06	0	9.71	11.75

P 1	P 2	P 3	P 4	P 5	P 6	P 7	P 8	P 9	P 10	P 11
48.37	27.98	13.07	23.08	20.86	0	27.46	27.56	39.39	31.61	33.27

P 12	P 13	P 14	P 15	P 16	P 17	P 18	P 19	P 20	P 21
22.59	37.3	43.5	27.39	20.8	13.16	22.86	9.18	23.33	4.58

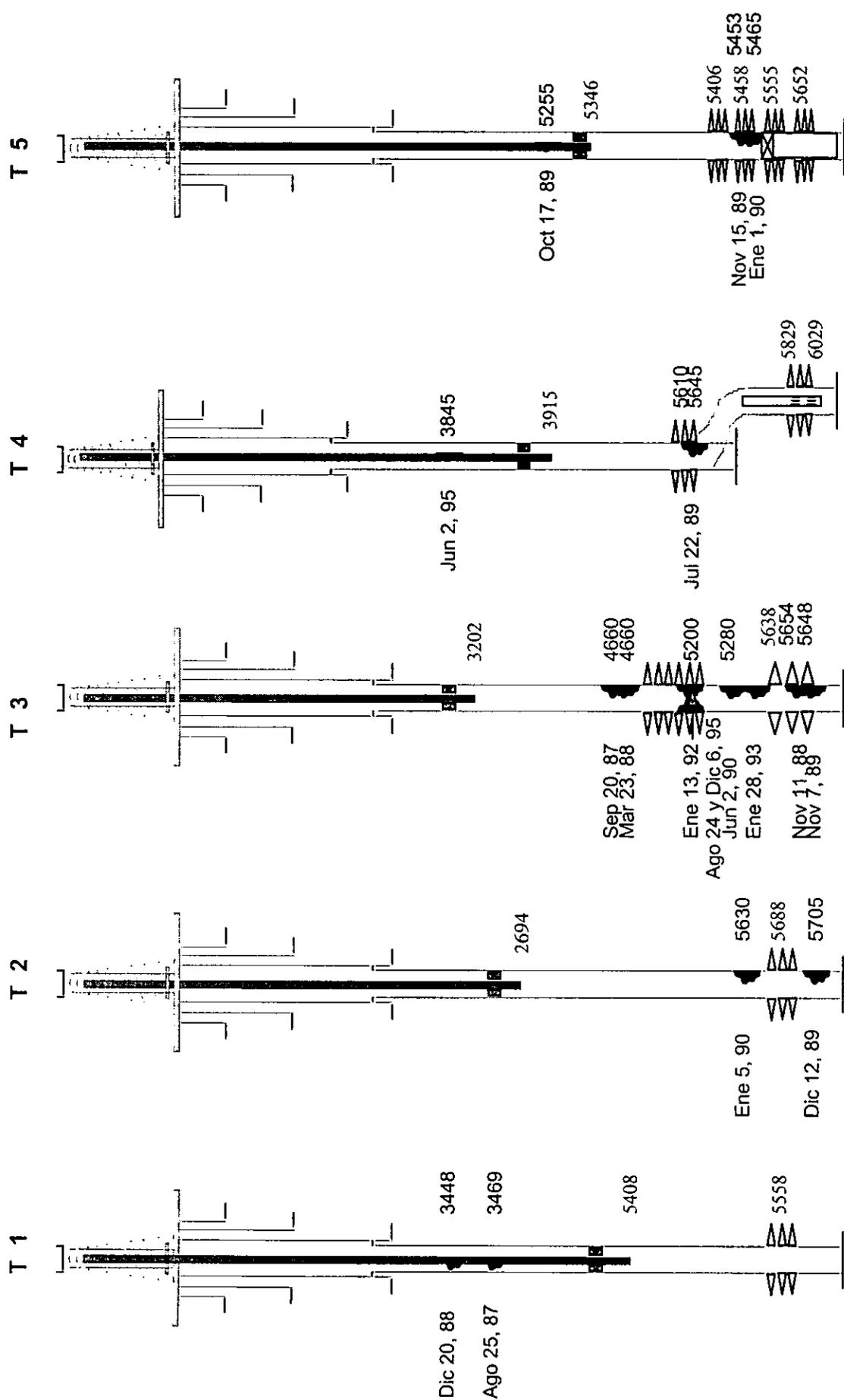
En el anexo denominado "Tehua-Pancho", se presentan gráficas del comportamiento individual de aceite, depósitos e intervenciones y presiones de fondo contra tiempo de algunos pozos seleccionados de los campos Tehua y Pancho, donde se podrá observar el comportamiento de las presiones y el gasto, tanto en operación normal como durante las intervenciones con tubería flexible, además se incluyeron las fechas de dichas operaciones.

También se presentan figuras de los pozos donde se muestra de una manera esquemática los depósitos en las tuberías de producción o revestimiento según sea el caso, la profundidad a la que se localizaron y la fecha.

ANEXO

TEHUA-PANCHO

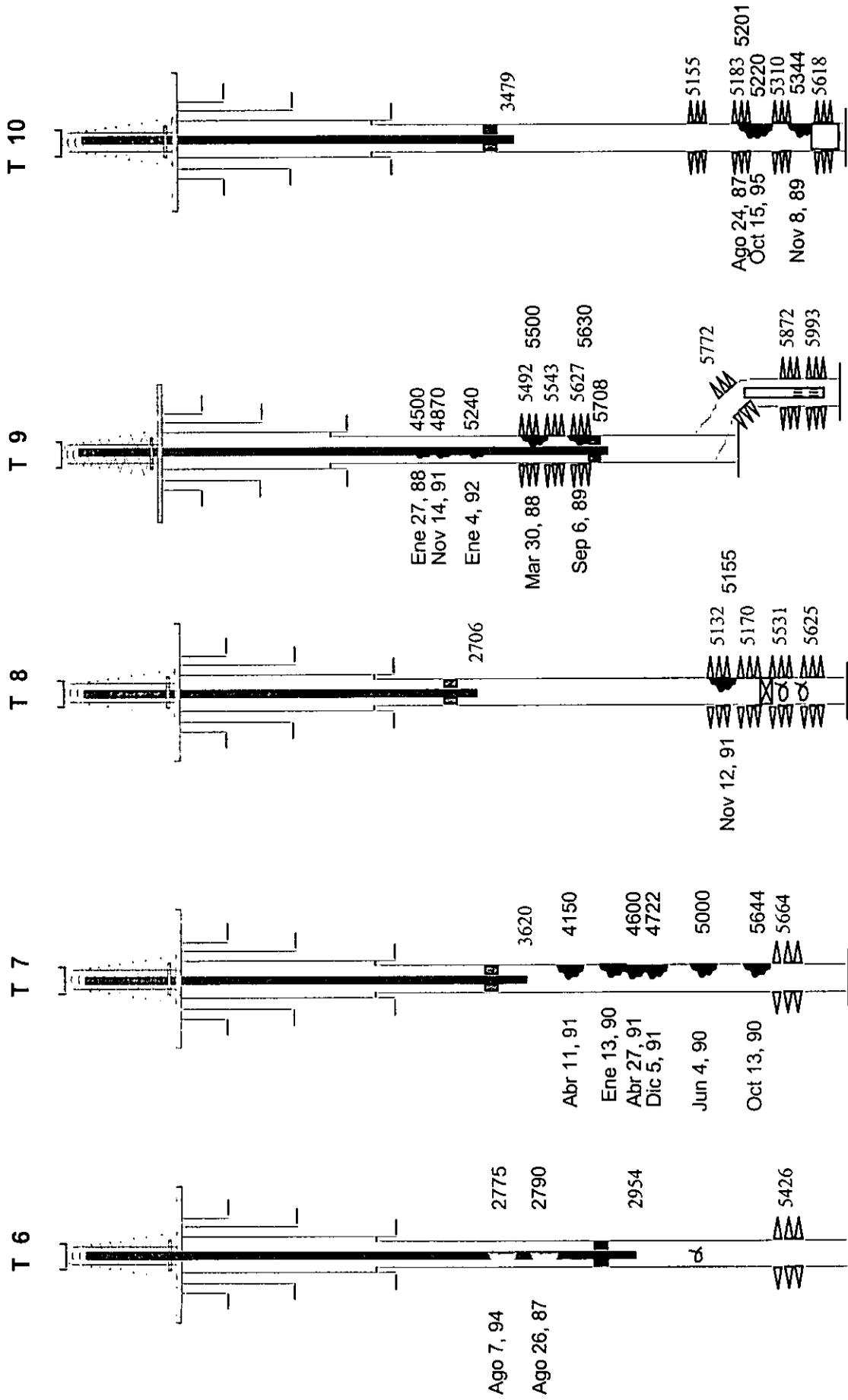
SITUACIÓN DE LA DEPOSITACIÓN ORGÁNICA EN LOS CAMPOS TEHUA Y PANCHICO



Desviado
 Tp ranurada
 RME en May 94
 Tp flejada

RME en Feb 25, 90
 Prof. Total 5485 m

SITUACIÓN DE LA DEPOSITACIÓN ORGÁNICA EN LOS CAMPOS TEHUA Y PANCCHO

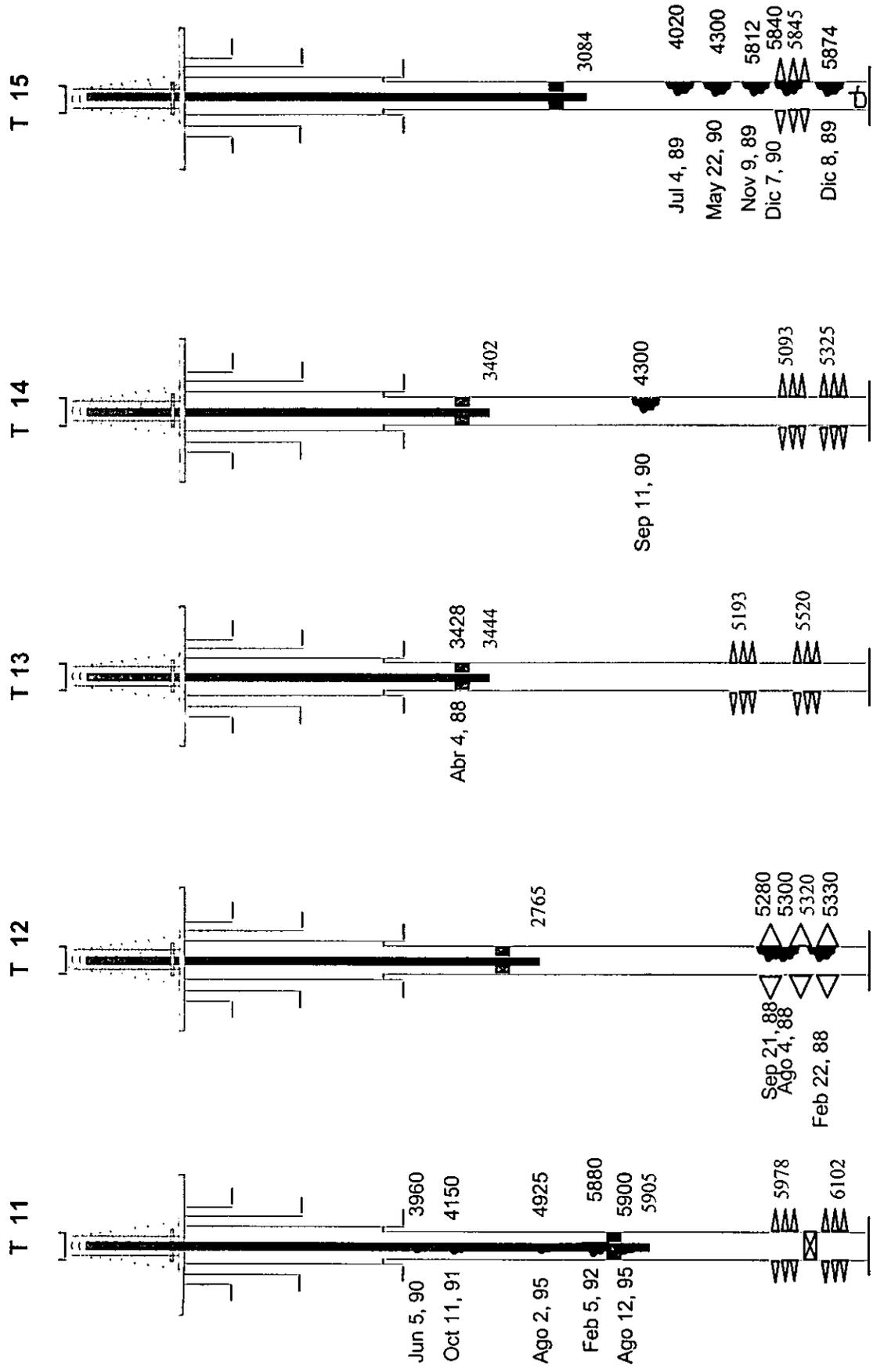


Desviado
 Tp ranurada
 T. flejada
 RME en Nov 90
 Profundidad 6075 m

RME en May 21, 84
 2 Pescados
 Profundidad de 5181 m

Pescado a 5000 m

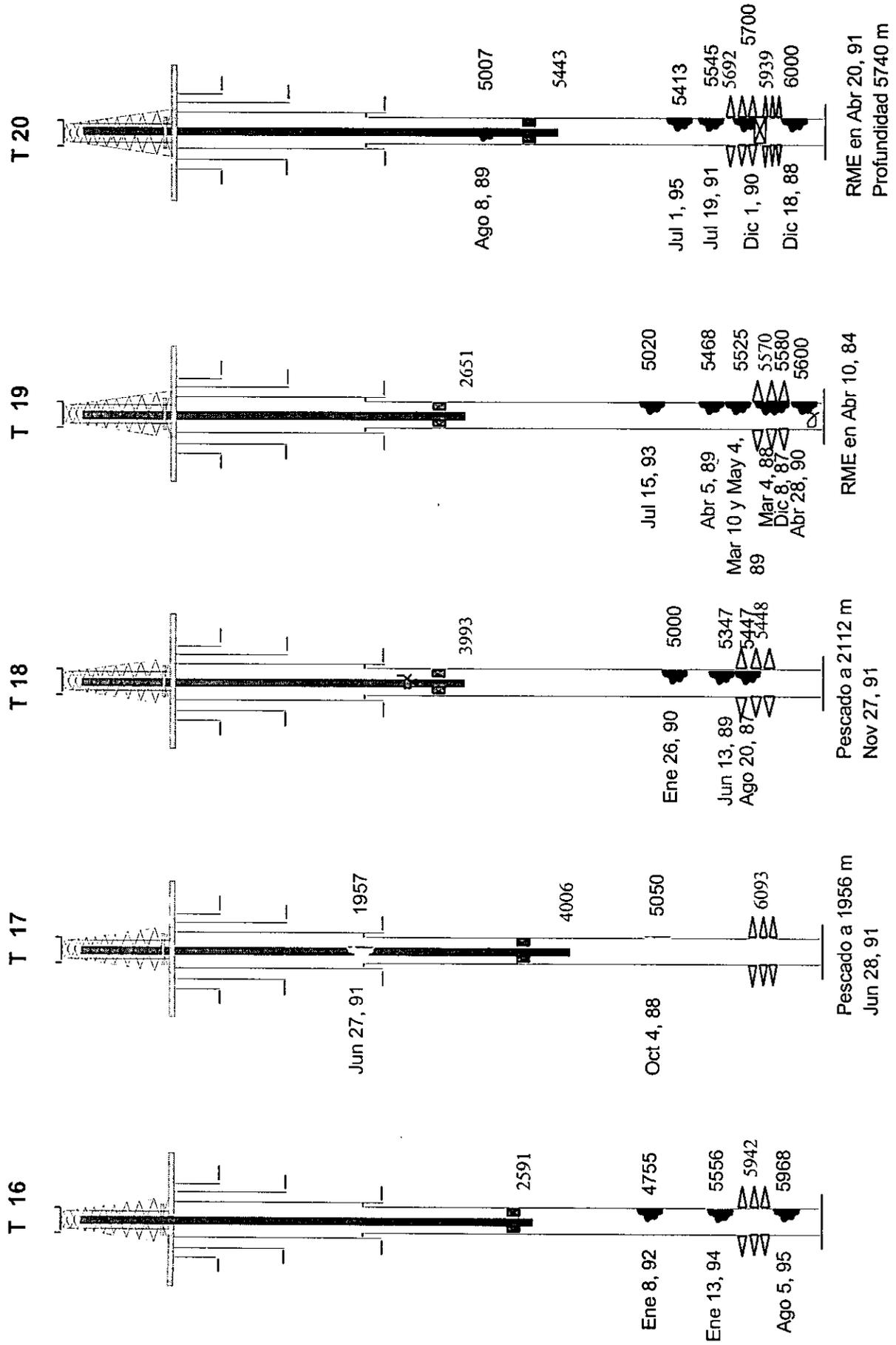
SITUACIÓN DE LA DEPOSITACIÓN ORGÁNICA EN LOS CAMPOS TEHUA Y PANCHO



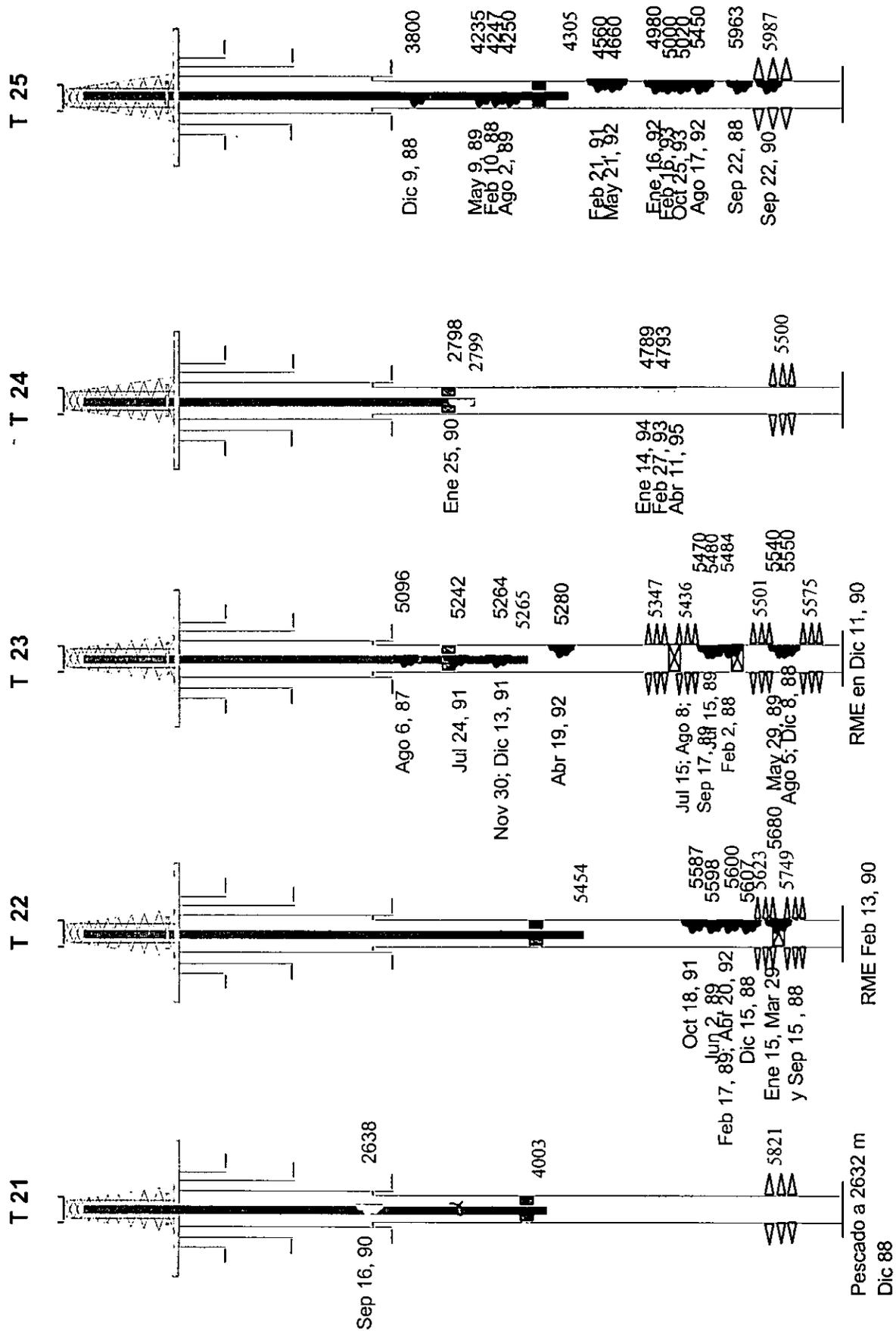
Pescado a 5900

RME en Feb 9, 90
Profundidad 6040 m

SITUACIÓN DE LA DEPOSITACIÓN ORGÁNICA EN LOS CAMPOS TEHUA Y PANCHO



SITUACIÓN DE LA DEPOSITACIÓN ORGÁNICA EN LOS CAMPOS TEHUA Y PANCHO



T 21

T 22

T 23

T 24

T 25

Sep 16, 90

2638

4003

5454

5587

5598

5600

5607

5623

5749

5680

5501

5540

5550

RME Feb 13, 90

Pescazo a 2632 m

Dic 88

5096

5242

5264

5265

5280

5347

5436

5470

5480

5484

5501

5540

5550

RME en Dic 11, 90

2798

2799

4789

4793

5500

3800

4235

4247

4250

4305

4580

4660

4980

5090

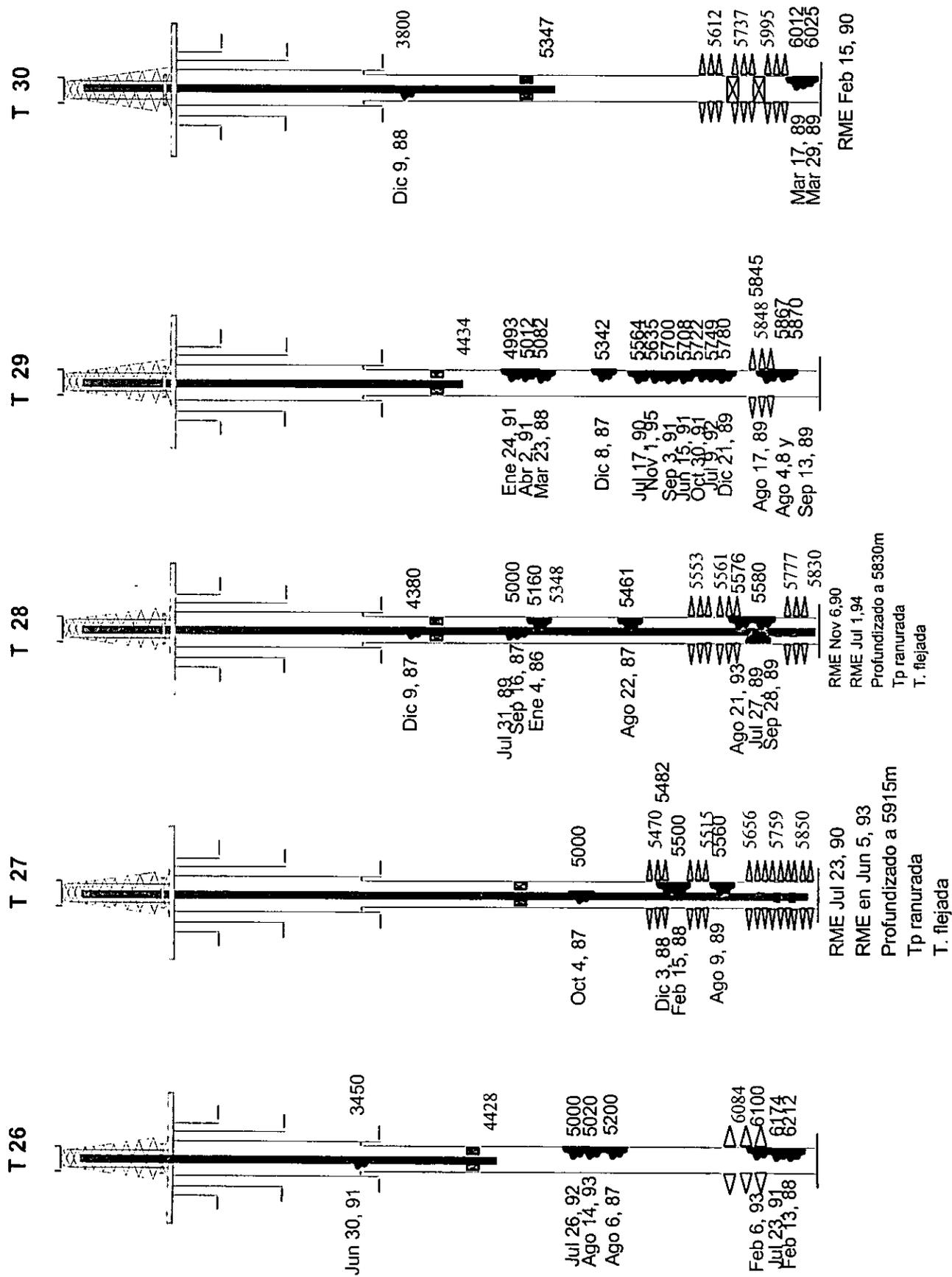
5020

5450

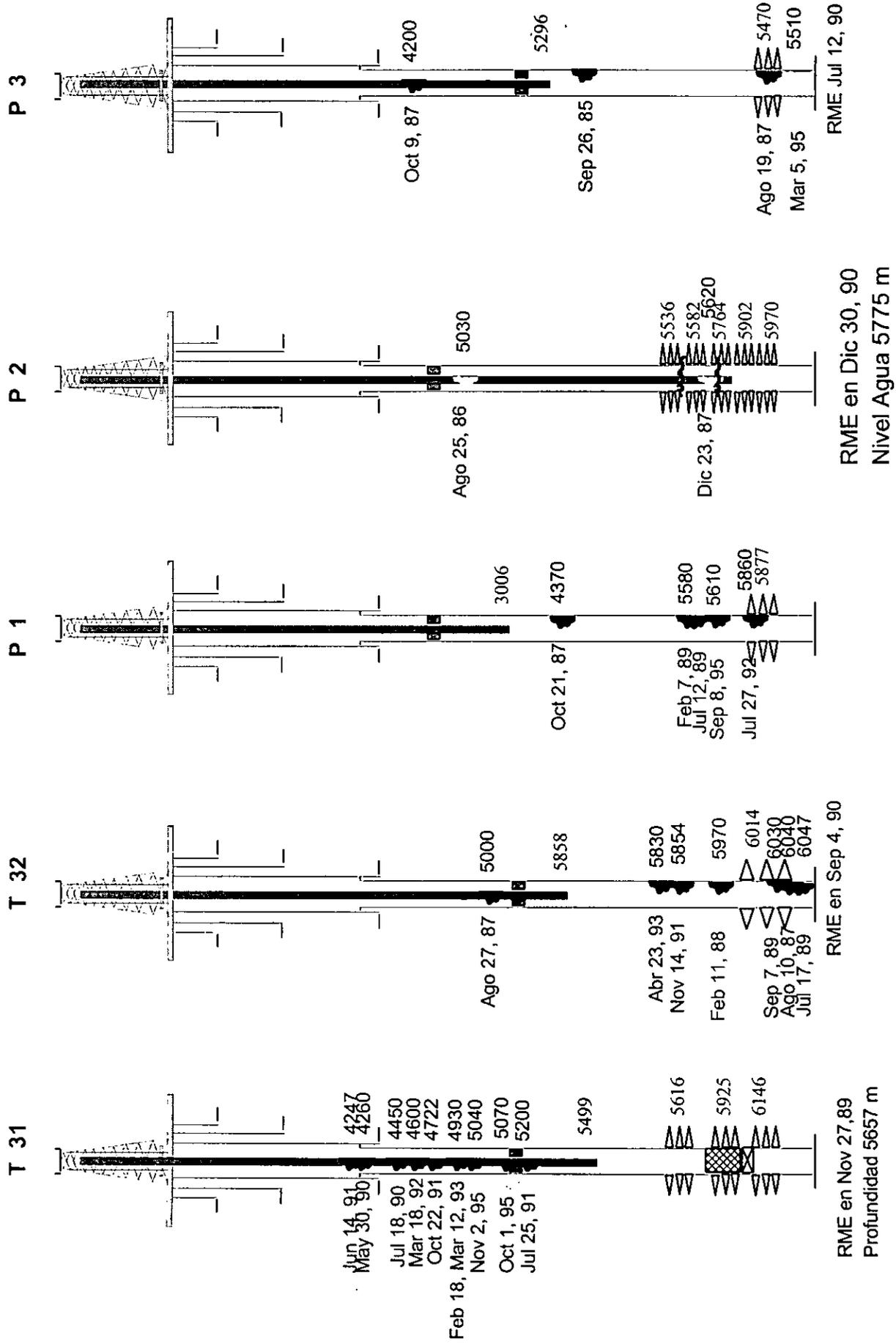
5963

5987

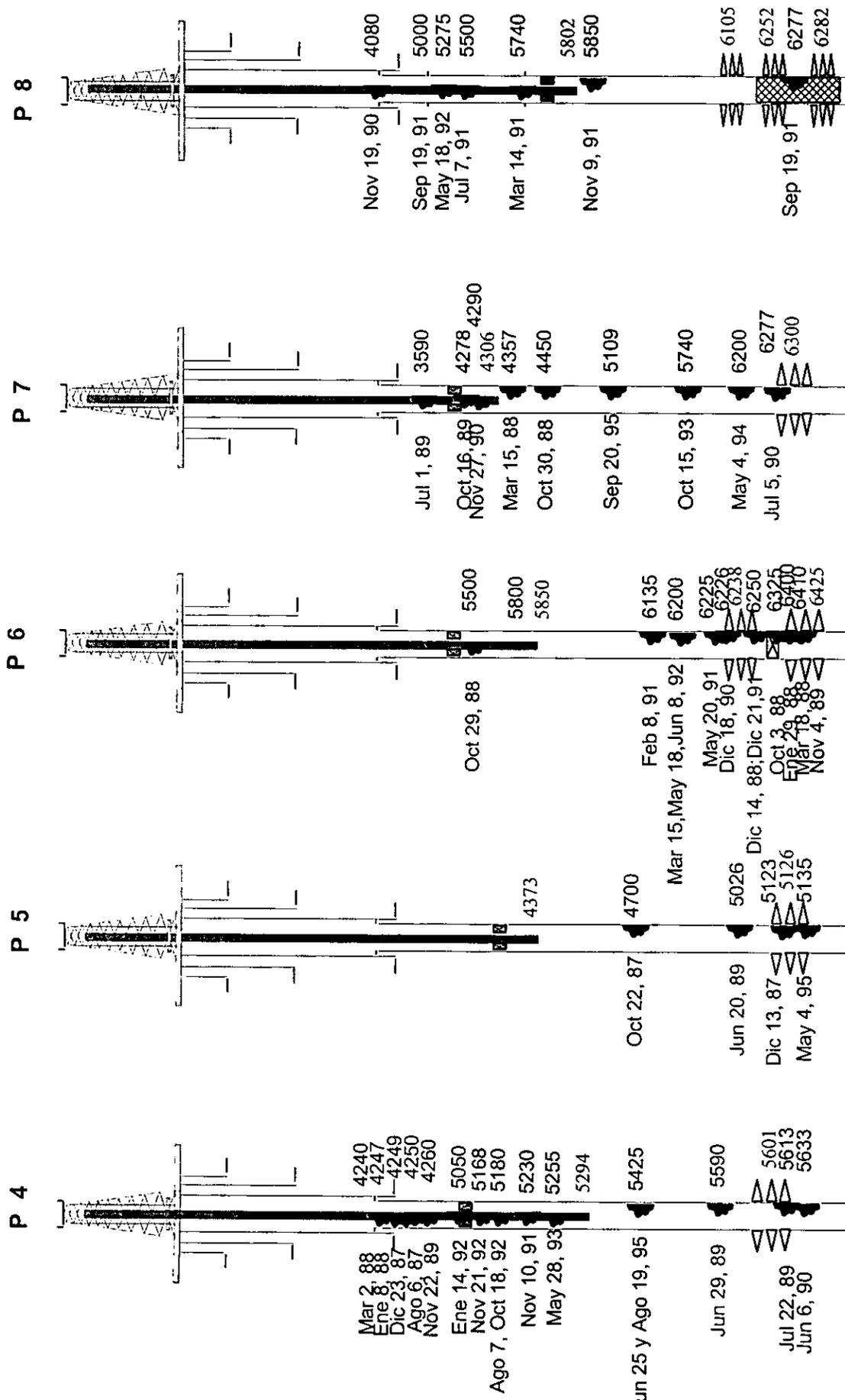
SITUACIÓN DE LA DEPOSITACIÓN ORGÁNICA EN LOS CAMPOS TEHUA Y PANCHO



SITUACIÓN DE LA DEPOSITACIÓN ORGÁNICA EN LOS CAMPOS TEHUA Y PANCHO

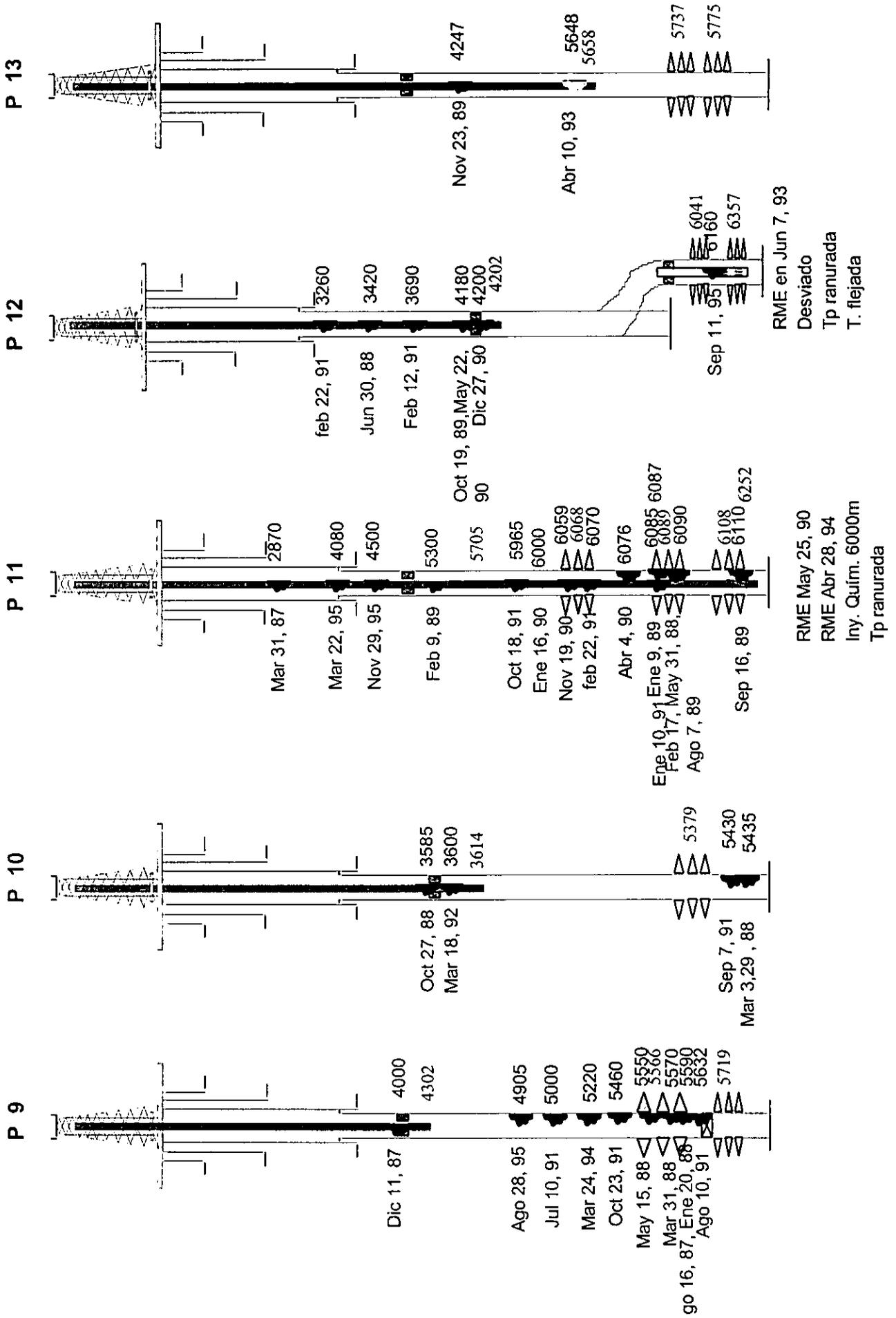


SITUACIÓN DE LA DEPOSITACIÓN ORGÁNICA EN LOS CAMPOS TEHUA Y PANCHO

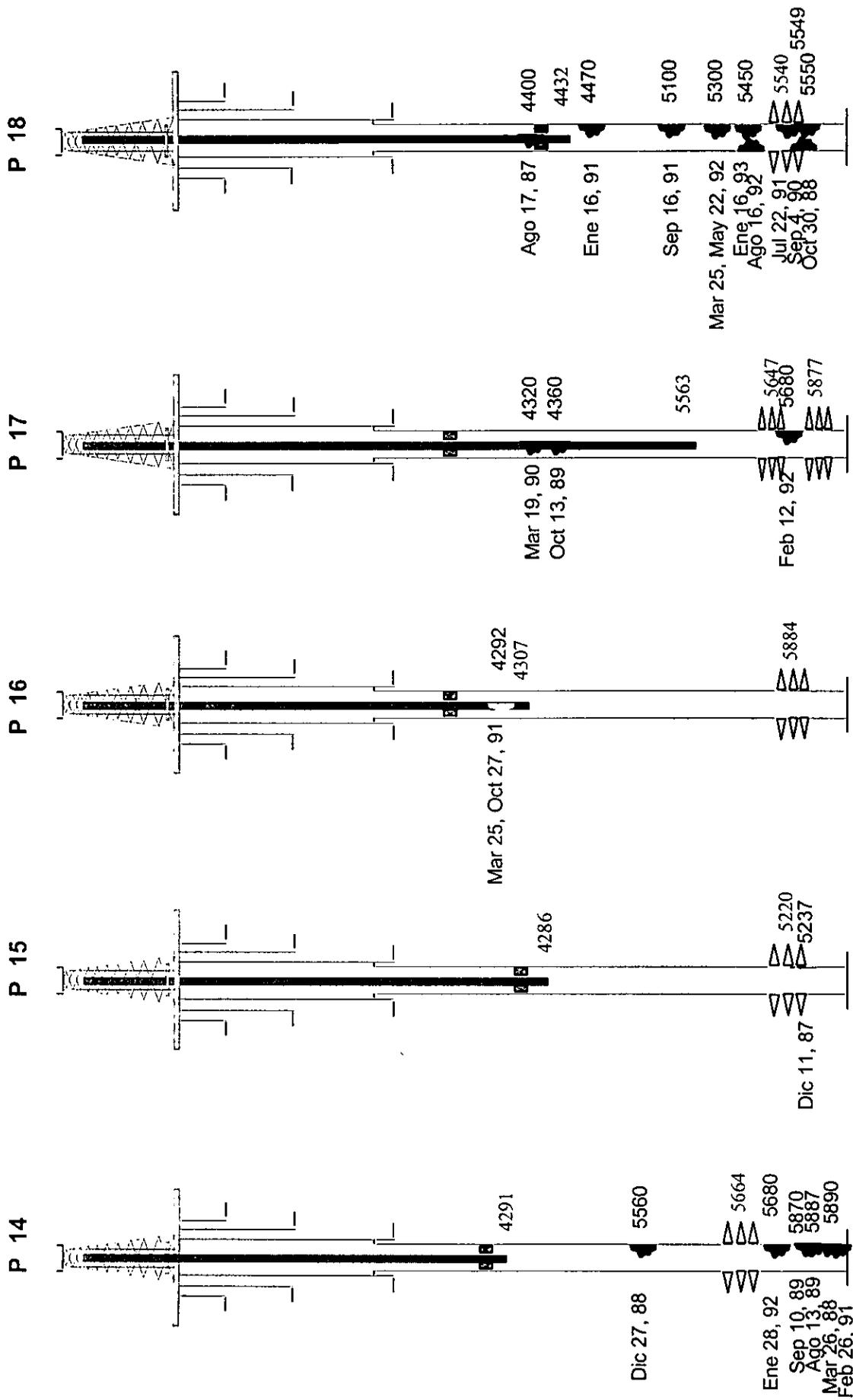


RME Dic 20, 89
 RME Feb 13, 93
 T. Flejada

SITUACIÓN DE LA DEPOSITACIÓN ORGÁNICA EN LOS CAMPOS TEHUA Y PANCHO



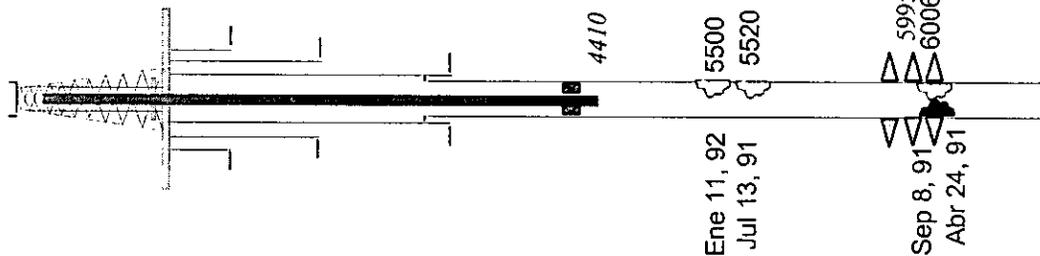
SITUACIÓN DE LA DEPOSITACIÓN ORGÁNICA EN LOS CAMPOS TEHUA Y PANCHO



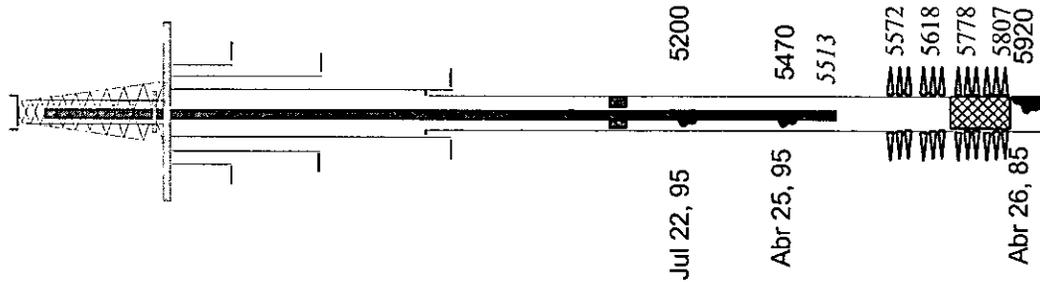
RME en Jul 7, 89

SITUACIÓN DE LA DEPOSITACIÓN ORGÁNICA EN LOS CAMPOS TEHUA Y PANCHO

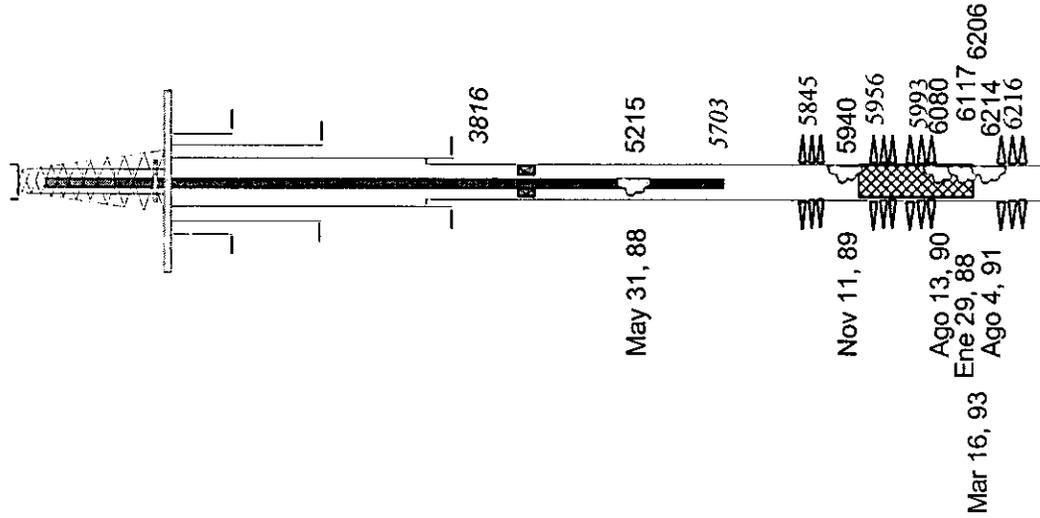
P 19



P 20



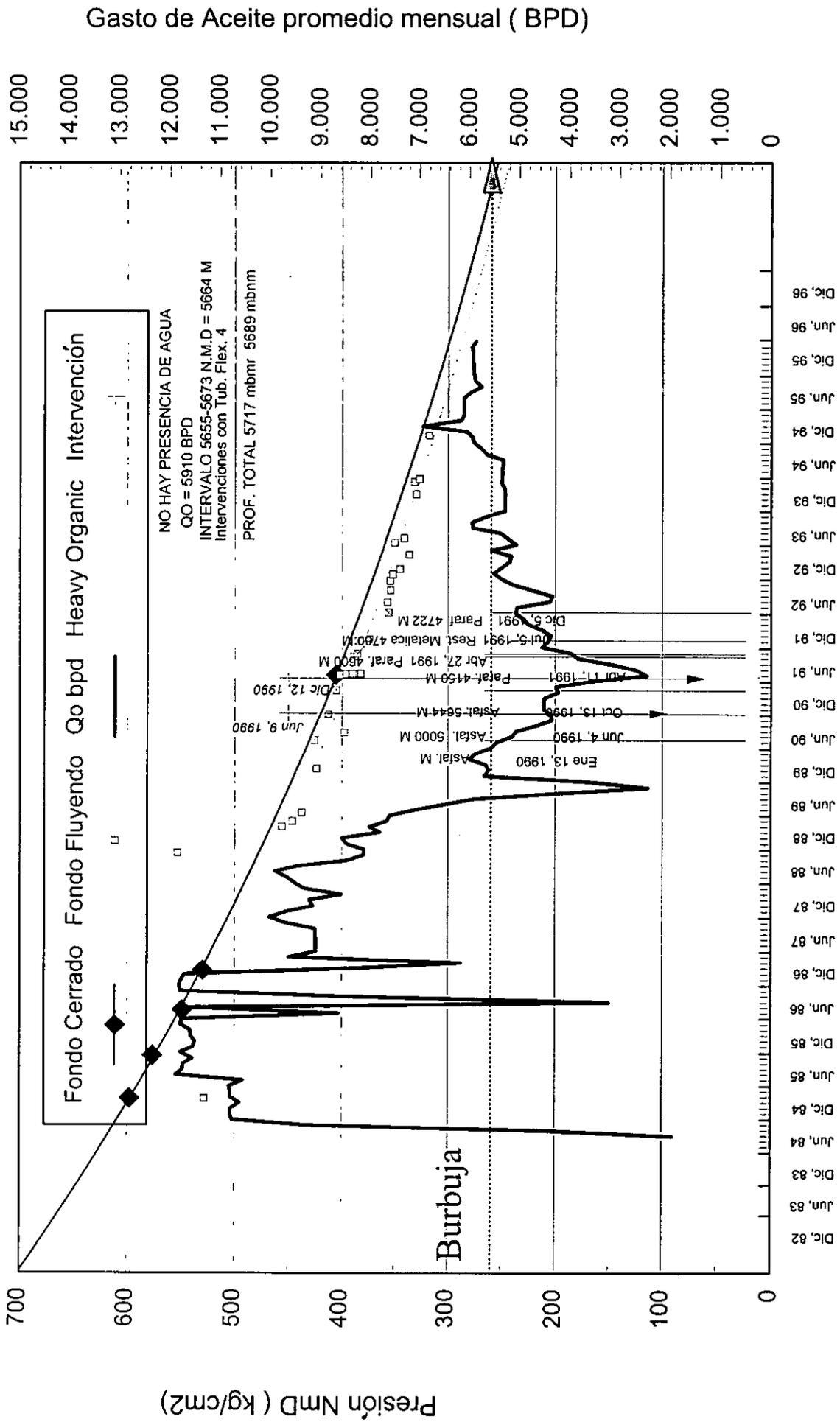
P 21



RME Jul 4, 92
T. flejada

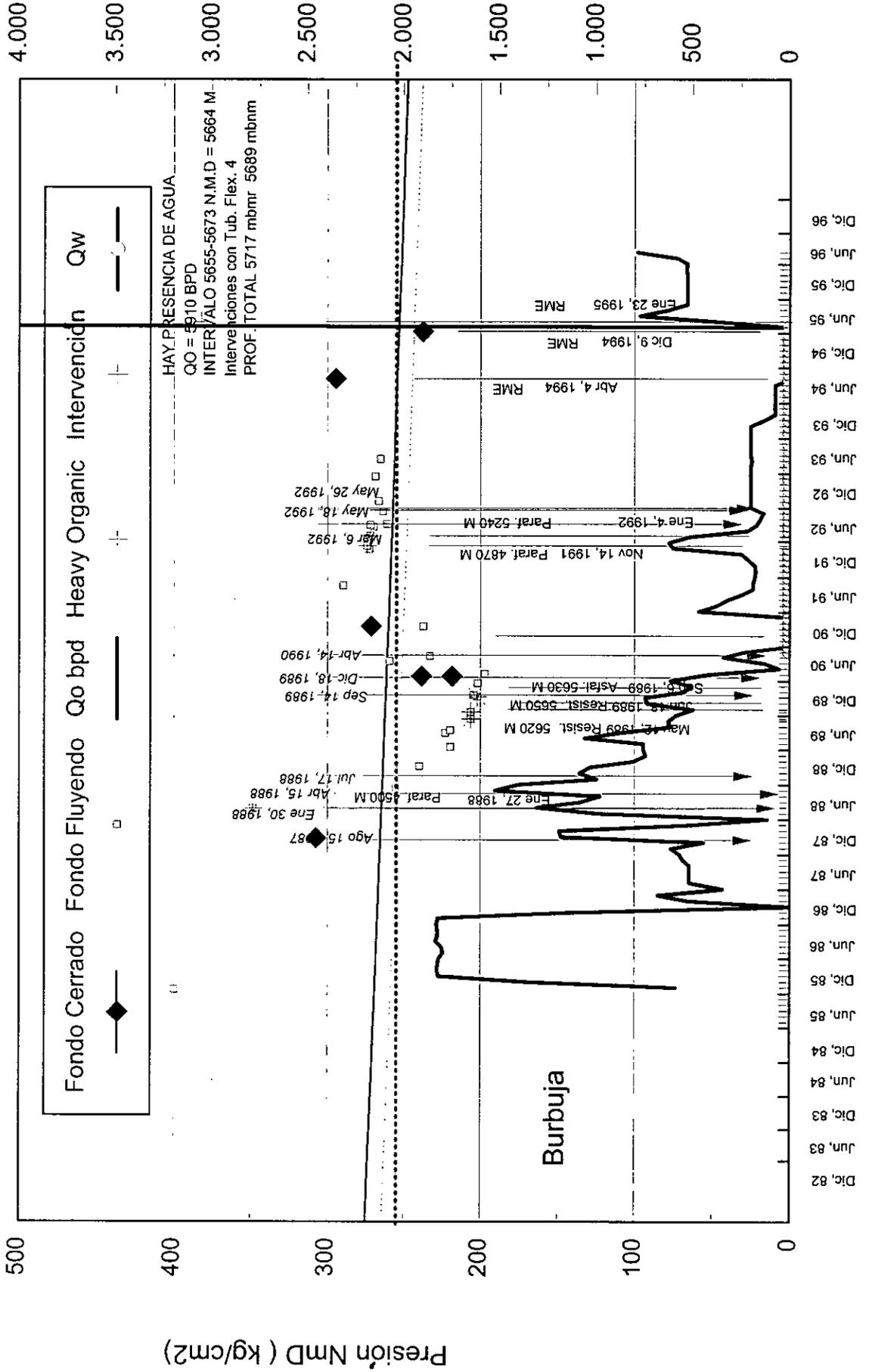
RME Jul 11, 87
RME May 3, 93
RME Abr 1, 94
Niple lny.

TEHUA 7



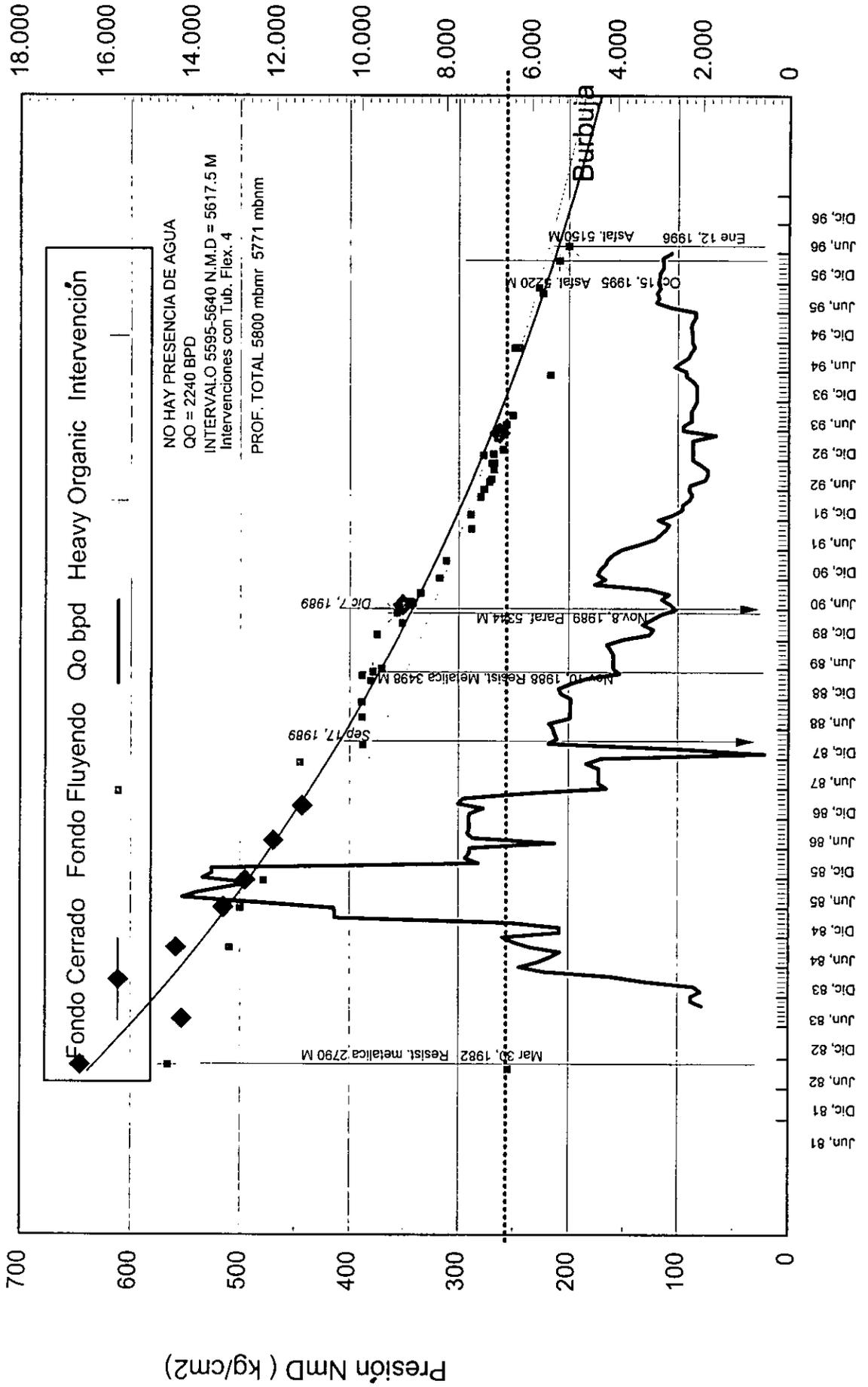
Gasto de Aceite promedio mensual (BPD)

TEHUA 9



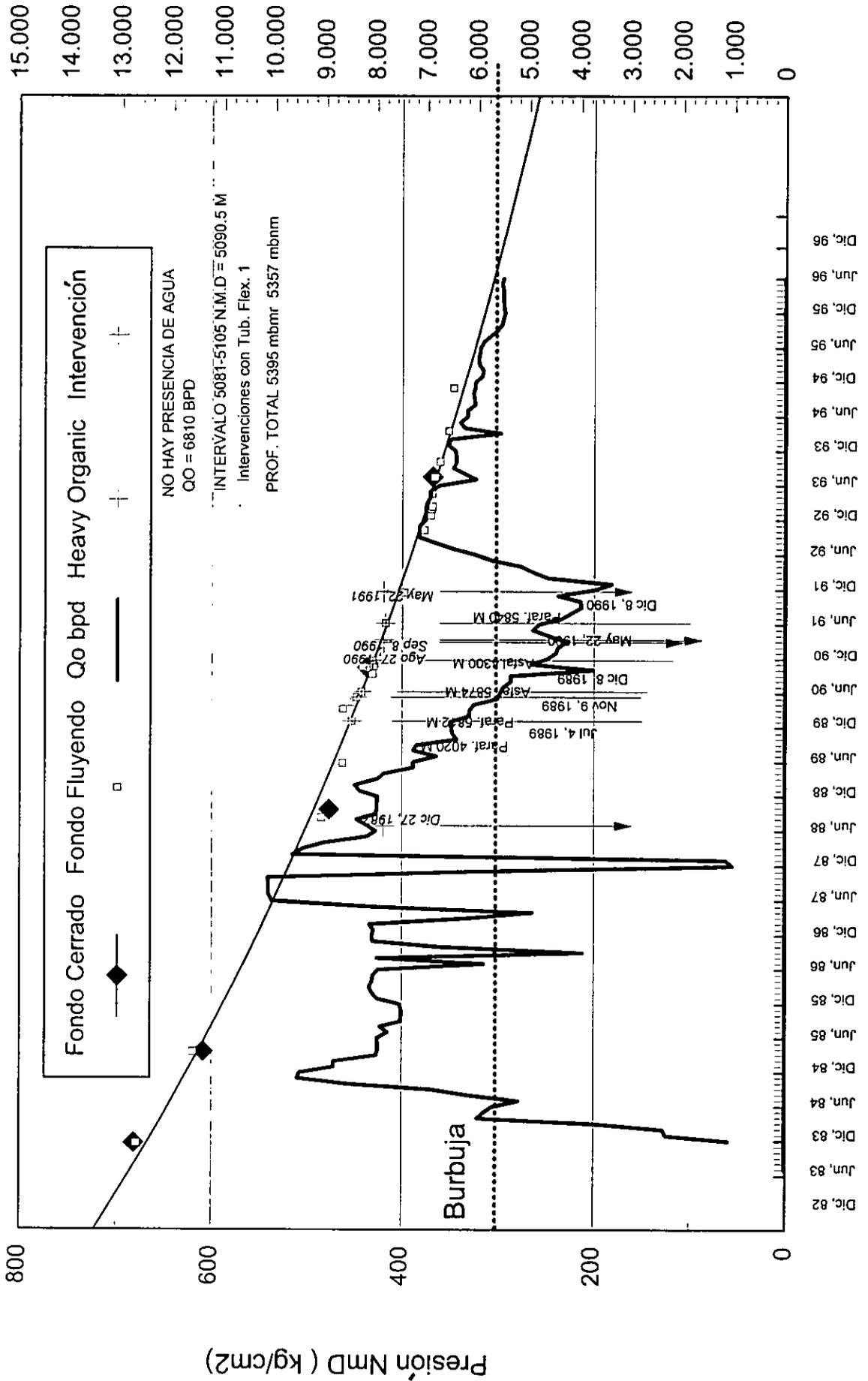
Gasto de Aceite promedio mensual (BPD)

TEHUA 10



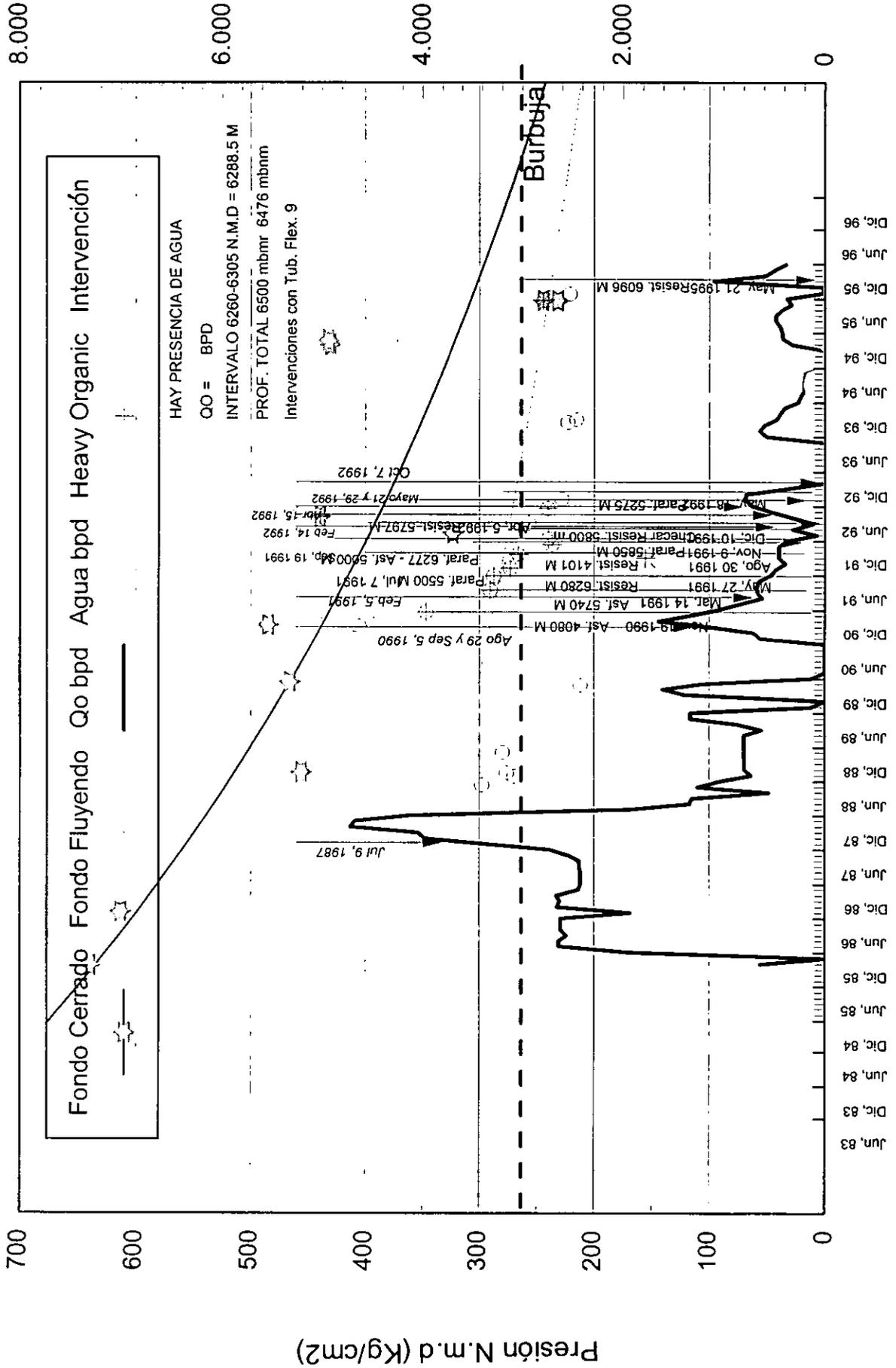
TEHUA 15

Gasto de Aceite promedio mensual (BPD)



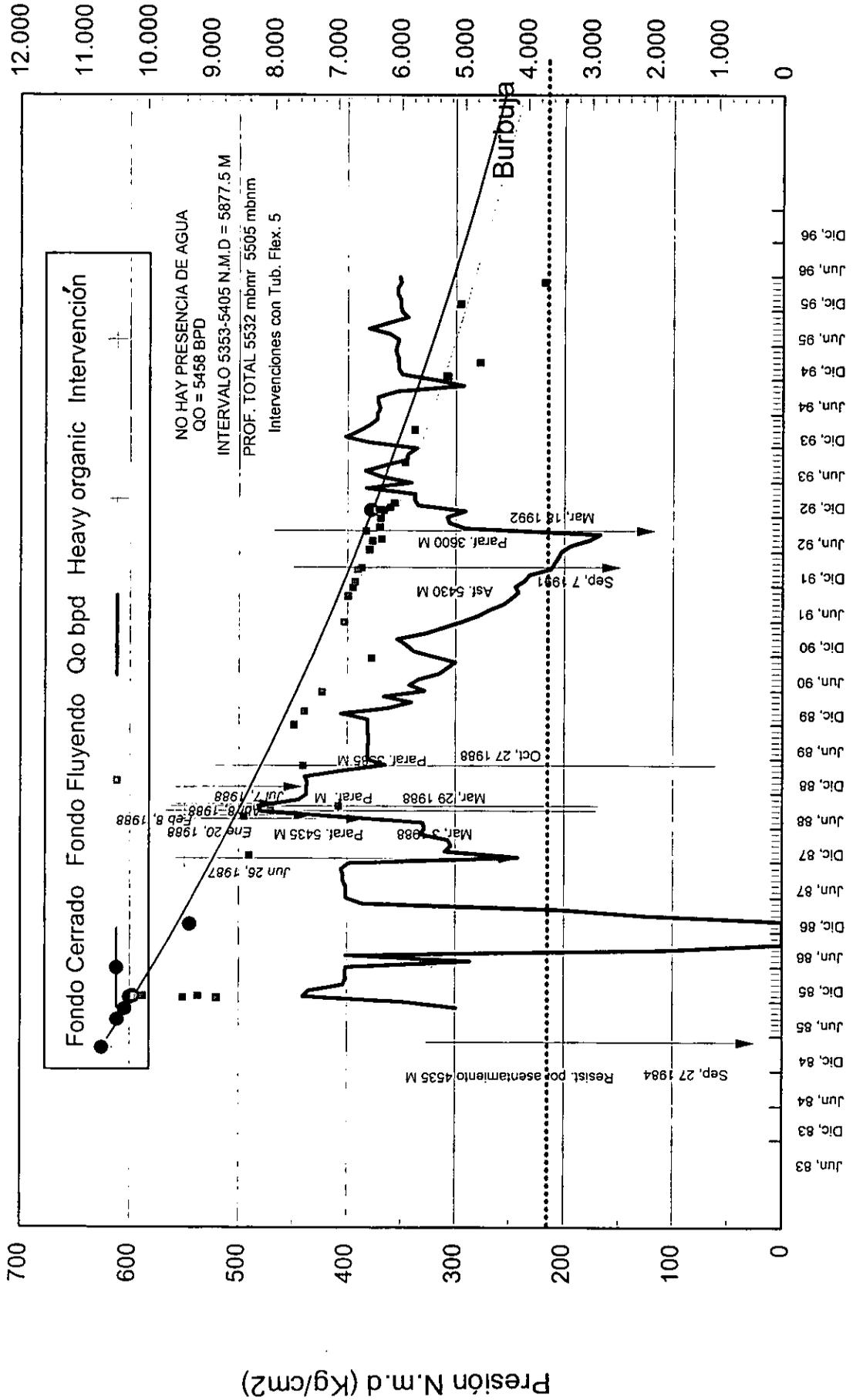
Gasto de Aceite promedio mensual (bpd)

PANCHO 8



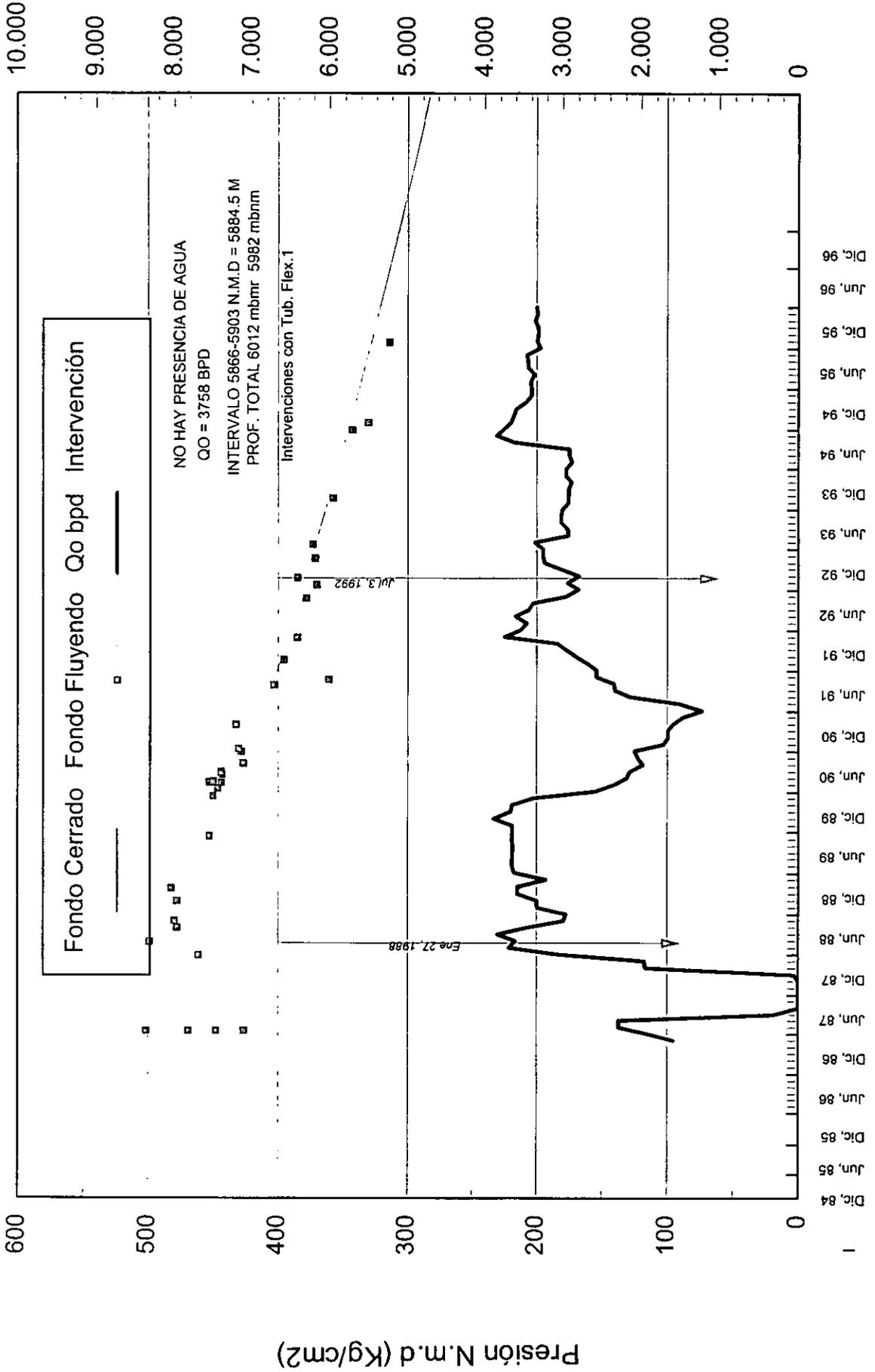
Gasto de Aceite promedio mensual (bpd)

PANCHO 10



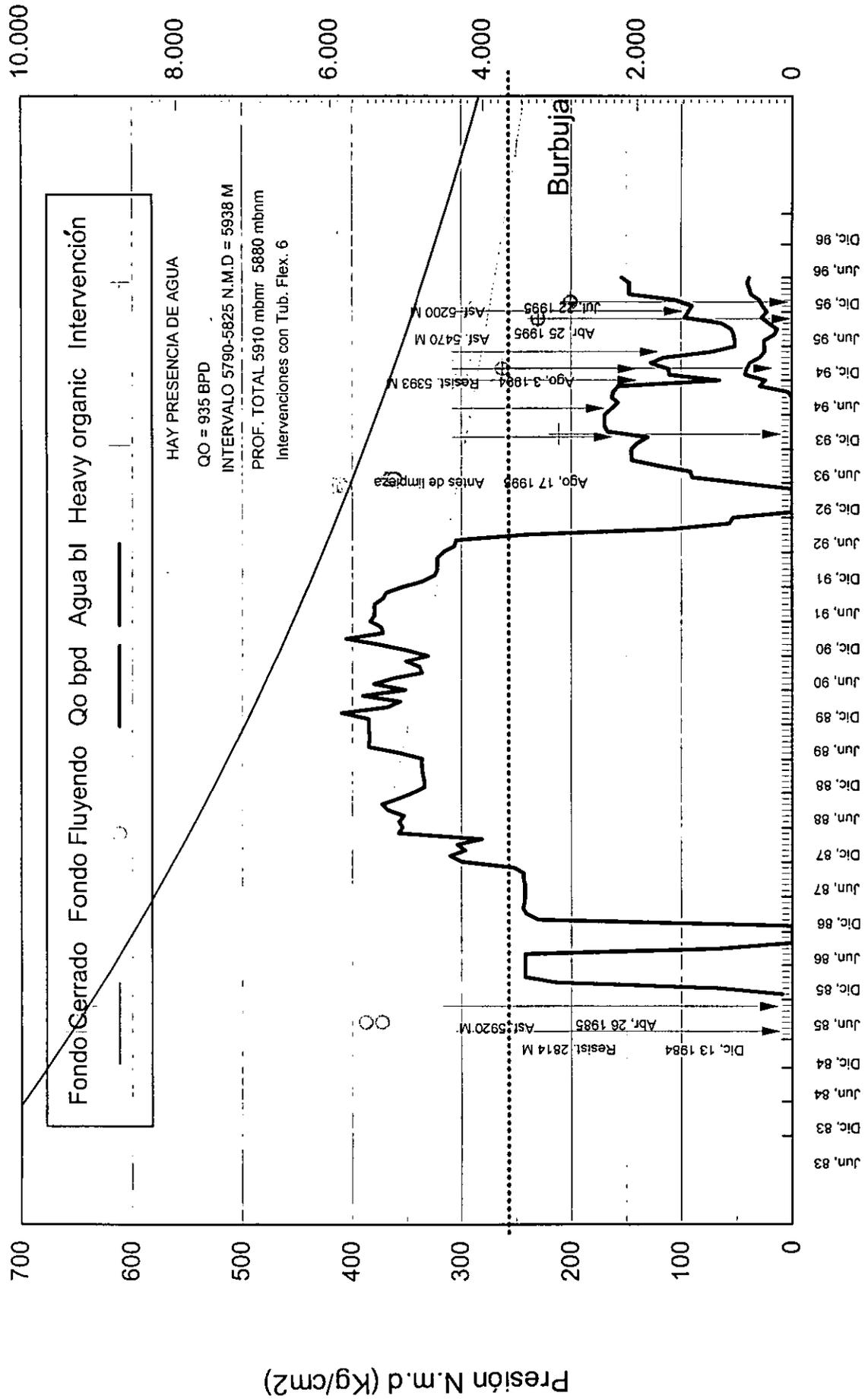
PANCHO 16

Gasto de Aceite promedio mensual (bpd)



Gasto de Aceite promedio mensual (bpd)

PANCHO 20



CAPÍTULO 6

NUEVAS TECNOLOGÍAS EN LA PREVENCIÓN Y REMOCIÓN DE DEPÓSITOS DE ORGÁNICOS PESADOS

La depositación de asfaltenos y parafinas en instalaciones petroleras ha sido un problema que se ha presentado desde hace varias décadas, muchos han sido los intentos por dar una solución satisfactoria debido a las grandes cantidades de dinero que hay que invertir en tratamientos de limpieza.

Las empresas se han dedicado a financiar estudios e investigaciones, ya sea en instituciones dedicadas al desarrollo de tecnologías o en centros de investigación. Todos los esfuerzos se están encaminando en buscar la solución o las soluciones que den resultados satisfactorios, tanto técnicos como económicos.

La capacidad del ser humano para desarrollar o crear artículos o bienes para satisfacer sus necesidades aunado hoy en día con el compromiso de optimizar los recursos disponibles hace posible que encuentre las soluciones a sus problemas.

Las nuevas tecnologías para el control de la depositación orgánica se han desarrollado como una alternativa al tratamiento de dicho problema, se consideran como nuevas tecnologías porque la manera en que funcionan es distinta a las técnicas convencionales (remoción mecánica, térmica, productos químicos, etc.), pero el objetivo es el mismo, es decir, prevenir o remover los depósitos de asfaltenos y/o parafinas. Las nuevas tecnologías utilizadas son en general la magnética, microbiológica, ultrasónica, electromagnética, electrotérmica, tubería recubierta con vidrio o resina epóxica y la técnica

o método de predicción termodinámico, las cuales serán descritas a continuación en forma breve:

TECNOLOGÍA MAGNÉTICA.

La tecnología magnética^(20,30,31,32) es utilizada como un método preventivo que consiste, de una manera general, en modificar la orientación del polo magnético de una molécula, debilitando la fuerza de dispersión durante su proceso de cristalización, con lo que se inhibe su crecimiento y coagulación.

Todas las sustancias constan de protones, neutrones y electrones que, en presencia de un campo magnético desarrollan un comportamiento que depende de la distribución electrónica y de la estructura molecular de las diferentes sustancias. El comportamiento es paramagnético o diamagnético, el primero se refiere a las sustancias que atrae el campo magnético y el segundo a las sustancias que dicho campo rechaza. Todas las moléculas, sin embargo, exhiben diamagnetismo.

El paramagnetismo es causado por la presencia de iones, átomos o moléculas que contengan electrones no apareados o cargas eléctricas. Conforme éstas se hacen pasar a través de un campo magnético, encuentran fuerzas que interactúan con ellas, modificando su naturaleza. Esto altera el crecimiento de los cristales, debido a que el acondicionador magnético actúa como un catalizador que afecta la precipitación de iones, ocasionando que los cristales se formen de una manera irregular a un nivel casi submicroscópico, lo que permite que permanezcan en suspensión y no se aglomeren. Consecuentemente, se alteran las propiedades del fluido que se hace pasar a través del campo magnético.

En el caso de compuestos orgánicos tales como asfaltenos, éstos forman micelas que se aglomeran. El acondicionador magnético altera las cargas superficiales en estos grupos de moléculas, polarizándolas, de tal manera que se repelen. Por lo anterior, las propiedades reológicas del fluido tratado cambian y disminuye la temperatura de deposición de

parafinas del fluido. Si el fluido adquiere una temperatura inferior a esta nueva temperatura adquirida, se pueden formar depósitos de parafinas, pero éstos tienden a ser más suaves y más fácilmente dispersables.

Se recomienda el acondicionador magnético de fluidos debido a que:

- Elimina o reduce considerablemente la necesidad de tratamientos mecánicos, químicos o de aceite caliente.
- Incrementa la producción con equipo y tuberías más limpios, en menos tiempo y con aceite más fluido.
- Elimina o reduce considerablemente los sedimentos en los tanques de almacenamiento.
- Un acondicionador magnético deberá colocarse a una profundidad mayor del punto de depositación. Aún cuando la depositación se vea únicamente en el equipo superficial, el dispositivo será más efectivo si se instala en el fondo del pozo.
- El efecto de un acondicionador magnético es permanente sobre el fluido tratado manteniéndose en la tubería, en las líneas de flujo superficiales y en los tanques de almacenamiento, o hasta que el fluido tratado se mezcle con fluido sin tratar.
- Un efecto es de bajar la temperatura de depositación de las parafinas en el fluido. Esta depositación se relaciona con caídas de temperatura más bajas que la nueva establecida, sin embargo, esta parafina es más suave que la normal y no restringe la producción.

Restricciones del acondicionador magnético de fluidos:

- Cada acondicionador magnético es fabricado para un pozo específico, y se garantiza con base a dicho pozo. El diseño se determina por una combinación de datos reales del pozo para que sea confiable.
- Para pozos con bombeo mecánico, el volumen mínimo de operación es de 10 barriles de fluido total por día, y la temperatura de fondo debe estar lo suficientemente arriba del punto de nube para evitar que la precipitación tome lugar antes de que el fluido pase por el campo magnético.

☒ En pozos con bombeo neumático, el volumen mínimo de operación es aproximadamente de 100 barriles de fluido total por día. La temperatura de fondo deberá estar arriba del punto de nube. Condiciones similares de gasto y temperatura de fondo deben presentar los pozos fluyentes candidatos a utilizar el acondicionador magnético.

De las pruebas de campo de esta tecnología, se ha observado que los resultados óptimos se obtienen cuando los aceites crudos tienen un contenido total de parafina menor del 40%. Esta técnica ha sido probada en varios países con resultados satisfactorios en el control de depósitos de parafinas, y es ampliamente usada en Colombia y China.

La Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL)⁽³³⁾ desarrolla sus propias herramientas, y realizó la prueba de campo de un acondicionador magnético de fluido en cuatro pozos del campo Lisama. Estos pozos tenían instalado un sistema artificial de producción (bombeo mecánico), presentaban fuertes problemas de depositación de parafinas que ocasionaban disminución de la producción, obturamiento total de la tubería de producción, daño en la zona disparada y acumulaciones de hasta dos pulgadas de espesor en la sarta de varillas.

De los cuatro pozos intervenidos, el pozo Lisama 102 constituye un caso sobresaliente, ya que después de dos años y medio de instalado el acondicionador magnético de fluido, la producción se mantuvo a niveles satisfactorios, manifestándose exclusivamente la declinación natural del yacimiento, sin la necesidad de intervenir el pozo por métodos mecánicos o térmicos.

TECNOLOGÍA MICROBIOLÓGICA.

La tecnología microbiológica^(20,30,34,35,36) se emplea como método preventivo y correctivo de depósitos de parafinas, y está basado en la inoculación de microorganismos de ocurrencia natural, con habilidad para degradar selectivamente las parafinas saturadas, en las inmediaciones de la formación durante su metabolismo. Este proceso ocurre sobre la

superficie de la membrana celular del microorganismo, donde una secreción continua de moléculas de proteínas, como enzimas catalizan reacciones bioquímicas. Como consecuencia de lo anterior, los hidrocarburos parafínicos de alto peso molecular se transforman en cadenas de menor longitud, lo cual da como resultado una disminución de la viscosidad del aceite y de su punto de escurrimiento, lo cual conlleva a una disminución del depósito de parafina.

La compañía Chem Industry Labs desarrolló un proceso denominado *Parakleen* el cual está basado en la inoculación a pozos de una mezcla de microorganismos anaeróbicos facultativos, no manipulados genéticamente, para obtener las siguientes características: hidrólisis del enlace de la cadena de los alcanos, presentes en parafinas, con la consecuente ruptura de la cadena. En asfaltenos es posible que los microorganismos rompan su estructura, dando compuestos de menor peso molecular. En función del tiempo llegan a incrementar la cantidad de hidrocarburos de cadenas cortas; de esta manera mejoran la densidad API, disminuye la viscosidad, punto de escurrimiento y el punto de ebullición del aceite intervenido. Dichas características son permanentes para el fluido tratado y se preservan durante la extracción, transporte y almacenamiento. Por otra parte, facilita el desprendimiento de las incrustaciones inorgánicas formadas en las tuberías de producción y de revestimiento. Asimismo, reducen la concentración de H₂S en el medio, incrementan la fluidez y mejoran la calidad del crudo, restituyendo de esta manera la producción.

Es conveniente considerar las especificaciones y restricciones de esta tecnología las cuales son: la temperatura no debe exceder los 125° C, el contenido de cloruros debe ser menor al 15%, el pH mayor de 3, una presión menor de 3500 psi, salinidad hasta 85000 ppm y una producción mínima de agua.

Algunos aspectos que se deben considerar para aplicar la tecnología microbiológica en pozos que presentan problemas de depositación de parafinas son:

☞ La aplicación de microorganismos es periódica, estableciéndose la frecuencia de las intervenciones de acuerdo al comportamiento de la producción del pozo y a las características del aceite producido.

☞ El diseño de la mezcla de microorganismos es función de la composición del aceite crudo, la temperatura y la presión de la formación productora y el gasto de producción.

☞ El volumen de microorganismos para el tratamiento está en función del resultado del monitoreo de las propiedades de los fluidos producidos y de la producción en sí.

Esta tecnología ha sido probada con resultados satisfactorios en países como China y Estados Unidos de Norteamérica, en México se hizo una prueba de campo la cual ya se describió a detalle en el capítulo anterior.

Con respecto a la prevención de la depositación de asfaltenos mediante esta técnica, una compañía realizó extensas investigaciones, logrando crear cepas capaces de degradar asfaltenos y prevenir por lo tanto su precipitación. Dentro de estos trabajos, realizó ensayos con una muestra de aceite crudo del pozo Taratunich 25-D, habiendo logrado la degradación de los asfaltenos de este crudo bajo las siguientes condiciones: Fracción mínima de agua producida por el pozo de 5% y temperatura de formación que no exceda los 110° C.

TECNOLOGÍA ULTRASÓNICA.

Otra de las tecnologías desarrolladas para el control de depósitos orgánicos es la ultrasónica^(37,38), sin aplicación a la fecha en campo. Esta tecnología ha sido exhaustivamente estudiada a nivel de laboratorio por la Universidad de Texas en Austin y la Escuela de Minas en Dakota del Sur, para determinar la factibilidad de utilizar fuentes acústicas de alta intensidad para remover el daño a la formación causado por depósitos orgánicos.

La técnica tiene su principio en la generación de ondas sonoras que al pasar a través de un líquido crean un patrón de vibración que pone al líquido en movimiento. Este patrón forma capas en la molécula del líquido, que lo estira, comprime, dobla y relaja. La interacción de las capas genera espacios vacíos diminutos o cavitaciones, las que al implosionar barren la superficie expulsando la materia extraña.

Comercialmente y a nivel laboratorio, las ondas sonoras son moduladas por una frecuencia senoidal, analógica. Sin embargo, el uso de equipo digital permite mejores ajustes a la respuesta de las cavitaciones. La duración del estallido determina la intensidad de la limpieza.

Por otra parte, algunos investigadores utilizan la teoría coloidal para describir el fenómeno de la precipitación de los asfaltenos. Estos, que se encuentran como partículas suspendidas coloidalmente en el aceite crudo, se encuentran estables debido a las moléculas de resinas. Consecuentemente, el proceso es irreversible. Sin embargo, estos investigadores consideran que la precipitación de asfaltenos es dependiente de las condiciones termodinámicas, por lo que el proceso puede ser reversible.

El comportamiento coloidal que tiene el aceite depende de la naturaleza química y porcentaje de sus fracciones de maltenos (resinas, saturados y aromáticos) y asfaltenos, y la proporción que tienen entre ellos. Los asfaltenos son la fase dispersa y se cree que proporcionan dureza, mientras que los maltenos son la fase continua y se cree que dan propiedades de adhesividad y ductibilidad al aceite. Los maltenos tienen también influencia sobre las propiedades de viscosidad o flujo del aceite. De esto, el tratamiento ultrasónico desestabiliza a los maltenos, facilitando la limpieza de los asfaltenos, reduciendo la viscosidad.

TECNOLOGÍA ELECTROMAGNÉTICA.

Referente a esta tecnología⁽³⁹⁾, se han realizado estudios conducentes a establecer su aplicabilidad en la prevención de la depositación de parafinas. La técnica se basa en la utilización de una cámara de tratamiento y una fuente de poder externa. El aceite crudo fluye a través de la cámara de tratamiento, la cual junto con las conexiones están saturadas con la energía del flujo electromagnético, creando una polarización masiva. La polarización electromagnética tiene una acción en todas las direcciones a partir del punto de la instalación del sistema.

El módulo de control del sistema opera tanto a 110, como a 220 volts de corriente alterna. Cada fuente de poder monitorea la celda por medio de un amperímetro, el cual despliega el amperaje respecto al tiempo, verificándose si se está generando la energía apropiada a través de la cámara de tratamiento. El tiempo de vida del sistema total es de aproximadamente veinte años.

Esta tecnología ha sido probada con éxito en pozos petroleros de Estados Unidos de Norteamérica con problemas de depositación de parafinas.

TECNOLOGÍA ELECTROTÉRMICA.

Esta técnica^(30,40) funciona mediante la introducción de un circuito eléctrico entre la tubería de producción y la de revestimiento, mientras los controles se localizan en la superficie. Al aplicar la corriente, la tubería funciona de una manera segura, con un elemento de calentamiento sencillo en la parte externa de la tubería de producción. Este sistema puede mantener la temperatura del fluido arriba del punto de nube de la parafina, previniendo su depositación. Opera con todas las fuentes de poder de corriente alterna estándares (motor de 10 a 20 HP). La corriente eléctrica puede suministrarse de manera continua o periódica, totalmente automatizada.

De esta tecnología se puede decir que en China ha sido utilizada para la remoción de parafinas, con resultados bastante satisfactorios ya que se logra una remoción total. Sin embargo, la técnica no se utiliza comúnmente debido a su alto costo.

El sistema *Paratrol* basado en la tecnología electrotérmica ha sido ampliamente utilizado en el control de parafinas en pozos de Rusia, Canadá, Estados Unidos de Norteamérica y Venezuela. En este último, la Cía. PDVSA (Maravén), lo aplicó en 1991 para el problema de aceite pesado.

TECNOLOGÍA DE TUBERÍA RECUBIERTA CON FIBRA DE VIDRIO O RESINA EPÓXICA.

Con respecto al empleo de tubería recubierta^(20,41), ésta ha sido utilizada para prevenir la depositación, tanto de asfaltenos como de parafinas. Para este último caso, en China se ha probado con éxito el recubrimiento de vidrio y el de resina epóxica.

En el vidrio, el recubrimiento reacciona con el agua, formando un grupo OH hidrofílico, con una polaridad relativamente fuerte, la cual evita que la parafina se adhiera con firmeza a la superficie de las paredes del pozo inhibiendo su depositación. En el caso del recubrimiento epóxico, éste actúa como una barrera física que impide el flujo de corriente eléctrica, y por lo tanto, la depositación del asfalteno. Por otra parte, la depositación del material orgánico se disminuye considerablemente debido a la baja rugosidad del recubrimiento.

Esta técnica fue probada en pozos de la Cía. Kuwait Oil Co. en 1989, con resultados no satisfactorios para el control de depósitos de asfaltenos; sin embargo, existe una Cía canadiense que ofrece un recubrimiento sintético que ha sido utilizado con éxito en pozos de Canadá.

TECNOLOGÍA O MÉTODO TERMODINÁMICO DE PREDICCIÓN.

Esta técnica^(18,42) es muy moderna, porque por medio del comportamiento termodinámico de los aceites crudos, se puede construir los diagramas de fase de precipitación de asfaltenos y parafinas, las cuales se conocen comúnmente como Envoltente de Deposición de Asfaltenos (Asphaltene Deposition Envelope ADE) y Envoltente de Deposición de Parafinas o Ceras (Wax Deposition Envelope WDE).

El comportamiento de fases de los asfaltenos y parafinas es diferente al comportamiento convencional de un diagrama de fase "PVT", pero podemos decir que la manera de construir las envoltentes es un proceso similar al que se lleva a cabo para construir la envoltente de fases de un aceite crudo.

Respecto a los asfaltenos, las resinas juegan un papel muy importante en la en la peptización de las partículas de asfalto. Las resinas, abajo de una concentración crítica tienden a aglomerar y flocular a los asfaltenos, y arriba de esa concentración crítica los mantiene en una suspensión estable. En cambio, los dos parámetros principales que afectan la solubilidad de las parafinas en el aceite son la temperatura y la composición del aceite, la presión tiene un efecto menor en la solubilidad de las parafinas.

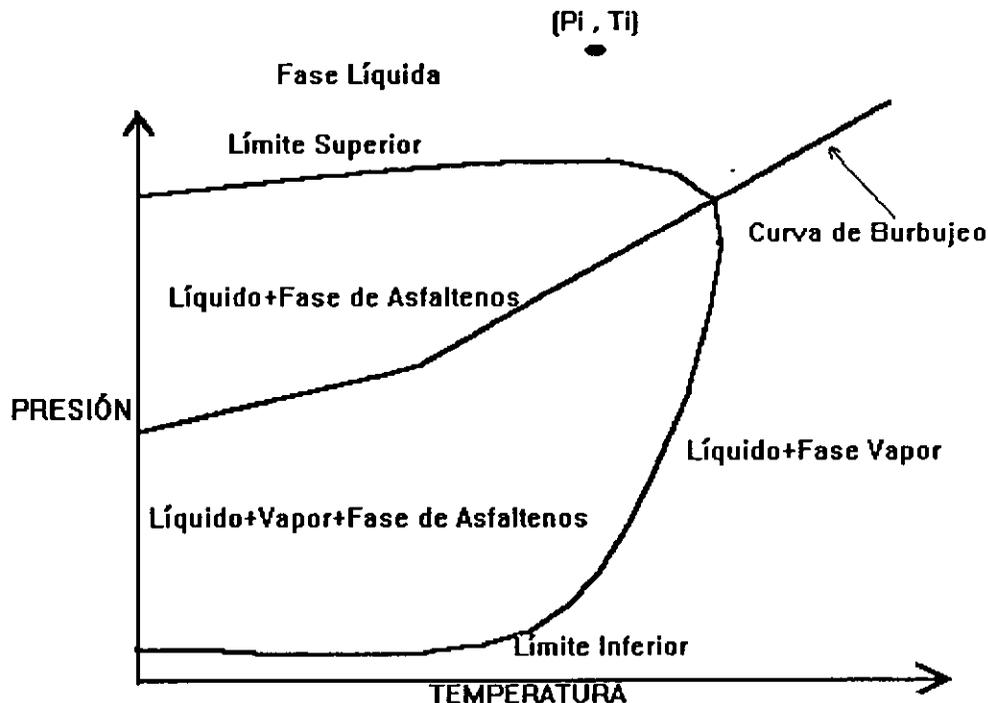
La precipitación de las ceras en el aceite es considerado un fenómeno termodinámico de saturación molecular. Las moléculas de cera están inicialmente disueltas en un estado molecular caótico en el fluido. En algún estado termodinámico, el fluido llega a saturarse con moléculas de ceras las cuales comienzan a precipitarse. Este estado termodinámico es llamado el inicio de la precipitación o solidificación de las ceras. Esto es similar al punto de rocío o condensación, excepto que en la precipitación de las ceras un sólido se precipita en un líquido, mientras que en la condensación un líquido se precipita en un vapor.

ENVOLVENTE DE DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS (ADE).

En el caso de los asfaltenos, el inicio de la floculación y su depositación depende de la presión del sistema. Pero al variar la presión, también varía la temperatura; de esta manera podemos decir que la formación de la fase de asfaltenos depende de la presión y de la temperatura.

El diagrama presión-temperatura de los fluidos asfálticos recibe el nombre de Envolvente de Depositación de Asfalteno. En este diagrama no se muestra punto crítico para el fluido, la razón es que no existe, si existiera dicho punto, entonces existirían las curvas de burbujeo y de rocío. Los fluidos asfálticos no tienen curva de rocío. Los asfaltenos no vaporizan a cualquier temperatura (actualmente los asfaltenos se desintegran a altas temperaturas). Entonces el diagrama presión-temperatura del yacimiento con fluidos asfálticos deben mostrar curva de puntos de burbuja, un límite superior y uno inferior de la envolvente de depositación del asfalteno, y por supuesto, líneas de calidad.

Figura 6.1: Forma típica de la Envolvente de Depositación de Asfalteno.



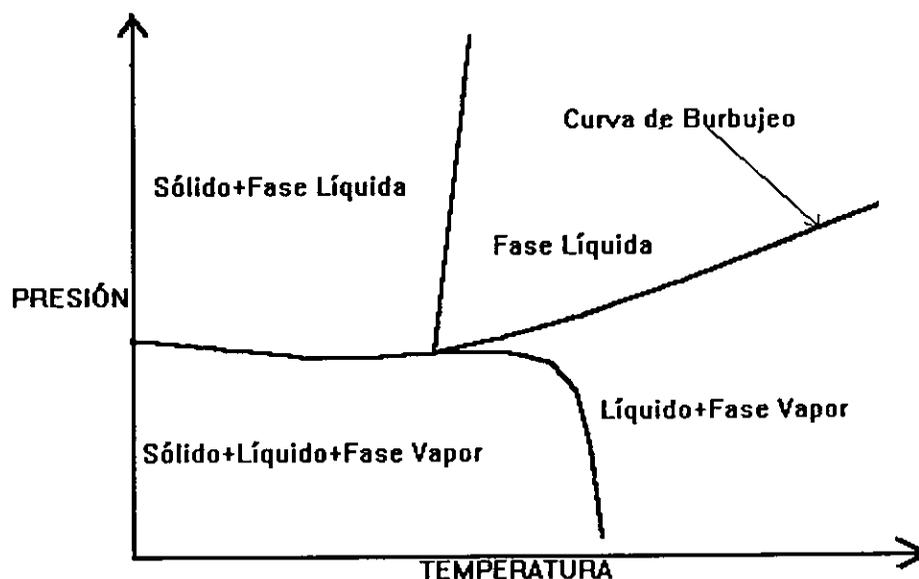
ENVOLVENTE DE DEPOSITACIÓN DE CERAS (WDE).

La precipitación de las ceras depende principalmente de la temperatura y de la composición del fluido. La presión tiene un efecto pequeño en la precipitación de las ceras.

Como en el caso de los asfaltenos, las ceras se precipitan al variar las condiciones termodinámicas del sistema, y por tal razón debe construirse un diagrama para saber a qué condiciones de presión y temperatura las ceras se precipitan. A esta curva se le da el nombre de Envolvente de Depositación de Ceras; el límite superior de la envolvente tiene usualmente pendiente positiva, pero también puede tener la pendiente negativa.

La intersección del límite de la envolvente con la línea de puntos de burbuja se espera que sea siempre a la izquierda del punto de inicio de la cristalización de las ceras (punto de nube). La forma actual del límite inferior de la envolvente es principalmente función de la composición del aceite, es decir, de los componentes intermedios y ligeros.

Figura 6.2: Forma típica de una Envolvente de Depositación de Ceras.



La experiencia muestra que la floculación de los asfaltenos ocurre primeramente a altas temperaturas, mientras que la cristalización de las parafinas ocurre a bajas temperaturas. Esto significa que la energía cinética de las moléculas pesadas y de las miscelas juega únicamente un papel pequeño en la floculación de los asfaltenos, pero mayor en la cristalización de las parafinas.

La tecnología para la medición y construcción de las envolventes de fase para los asfaltenos y ceras han sido recientemente perfeccionadas. Debido a que se trata de una nueva tecnología, y el costo de las mediciones es relativamente alto, muchas compañías no encuentran una forma económica para obtener las envolventes de los fluidos de sus yacimientos en forma directa por mediciones de laboratorio. Por lo cual se ven en la necesidad de tomar únicamente pocos datos y utilizar modelos matemáticos para ajustar los datos a una curva, y de esta manera resulta más económico.

Para la obtención de las envolventes de fase de los orgánicos pesados, se somete una muestra de aceite crudo de superficie, aceite crudo recombinado o aceite muestreado de fondo a variaciones de las condiciones termodinámicas del mismo⁽²³⁾ (presión y temperatura), y de esta manera se van dando los valores de presión y temperatura a los cuales los asfaltenos floculan o las parafinas cristalizan. Parece algo muy sencillo, pero como se mencionó anteriormente, es un proceso muy delicado y costoso, de ahí que también se desarrollan modelos matemáticos que simulan las condiciones de depositación de los orgánicos pesados.

El concepto de la envolvente de depositación fue introducido por Leontaritis, y representa una herramienta de gran importancia para predecir el comportamiento de la depositación de ceras y asfaltenos en aceites crudos o mezclas de petróleo.

De acuerdo a Leontaritis, el comportamiento experimental de un aceite crudo cae en cualquiera de las curvas, Envolvente de Depositación de Ceras para el caso de un aceite

precipitando parafinas, y/o Envolvente de Depositación de Asfaltenos para aceites precipitando mayormente asfaltenos. El tipo de envoltente a obtener para un aceite dado, es función directa de su composición.

COMPAÑÍAS Y SERVICIOS REFERENTES A NUEVAS TECNOLOGÍAS.

En el cuarto capítulo se mencionaron algunas compañías y servicios referentes al control de la depositación orgánica que utilizan los métodos o técnicas convencionales; en esta sección, se expondrán aquellas compañías con sus servicios y/o productos que ofrecen en el mercado referentes a nuevas tecnologías en el control de la depositación de asfaltenos y/o parafinas.

COMPAÑÍA: FIBER GLASS SYSTEMS, INC.

Maneja la tubería de fibra de vidrio, la cual al ser el interior de la misma de superficie lisa, el proceso de acumulación de ceras por efecto de la rugosidad disminuye considerablemente. Se instala como tubería de producción en lugar de la tubería de acero.

La aplicación de tubería de fibra de vidrio ha sido exitosa para prevenir problemas de corrosión, sin embargo, no se tienen registrados muchos casos para controlar el problema de las ceras. Para su uso, se requiere de un buen conocimiento de las condiciones del pozo. Este tipo de tubería puede trabajar a presiones y temperaturas máximas de 4000 psi y 200° F respectivamente. La vida útil del producto es de 20 años.

COMPAÑÍA: HALLIBURTON DE MÉXICO S.A. DE C.V.

Acondicionador Magnético.

- * Reduce significativamente la necesidad de aceite caliente, métodos mecánicos o tratamientos químicos.
- * Ayuda a mejorar la producción debido a la ausencia de parafinas y asfaltenos en varillas de bombeo mecánico, tubería de producción y demás equipo.

- * Mejora el flujo de aceite en climas fríos.

En este método el fluido es acondicionado mientras este pasa a través de los elementos magnéticos de la herramienta. El acondicionador magnético incrementa la solubilidad del aceite crudo, afecta el punto de formación de sólidos y su viscosidad, controla la formación de ceras y asfaltenos en el equipo de fondo del pozo.

No requiere de potencia externa, la vida de los magnetos de tierras raras es larga, la longitud de la herramienta se diseña para el caso específico del pozo. El acondicionador magnético de fluidos ha llegado a disminuir el punto de nube del crudo tratado por 60° F.

Instalación: La herramienta MFC de Halliburton está disponible en diferentes medidas; para pozos con bombeo se instalan dentro de la tubería de producción debajo de las bombas. Para pozos fluyentes y con bombeo neumático, se instalan dentro de la tubería de producción y se fijan a los mandriles.

El acondicionador magnético de fluidos Halliburton es un generador hidrodinámico. Al dirigir los fluidos dentro de los campos magnéticos permanentes, se alteran los patrones de crecimiento de la parafina y se inhibe la acumulación de sólidos en el pozo y en el equipo de producción. El campo magnético afecta la precipitación. Un campo magnético interactuará con cualquier sustancia que lleve consigo el fluido. Mientras los núcleos de cristales pasan a través del campo magnético, se encuentran con fuerzas considerables que interactúan con ellos. Las cargas eléctricas de los núcleos de los cristales y el crecimiento de los mismos se afecta en su superficie. Afectándose así el crecimiento de las parafinas.

EMPRESA: MICRO BAC INTERNATIONAL, INC.

La acción de los productos MICRO-BAC es el resultado del metabolismo de bacterias anaeróbicas facultativas seleccionadas. Tomando ventaja de sus productos naturales como: biosurfactantes, ácidos orgánicos y alcoholes y combinando esfuerzos que trabajen en armonía, las bacterias cumplen con diversos objetivos durante el tratamiento.

Cuando se introdujo por primera vez Para-Bac, únicamente se disponía de una mezcla de bacterias para el control de parafinas. En un periodo corto de tiempo, los investigadores de Micro-Bac comenzaron a formular nuevos y más especializados productos para poder solubilizar una mayor variedad de cadenas de parafinas. Para-Bac puede remover daño por parafinas en la pared de la formación, mejorando así la permeabilidad e incrementando así el potencial del pozo.

Otro aspecto del tratamiento bacteriológico son los cambios favorables en las características del flujo tales como reducción de la viscosidad e incremento de componentes volátiles, lo cual trae como resultado una mayor recuperación de aceite.

Los productos PARA-BAC de MICRO-BAC, son microorganismos generados no genéticamente y de ocurrencia natural, son no-patógenos y presentan una mínima toxicidad ambiental. Todos los productos están estrictamente controlados por la presencia de bacterias indeseables. Un punto crítico es que el usuario debe recordar que se trata de seres vivos, por lo que deben ser tratados con cuidado, es decir, debe evitarse el calor y frío extremo. El periodo de vida del producto es de seis meses dependiendo de las condiciones de almacenamiento.

Las bacterias PARA-BAC son bacilos o espirales, exhiben una marcada diversidad en su metabolismo, pueden usar una variedad de alimentos bajo una gran variedad de condiciones ambientales. Algunas bacterias requieren oxígeno para crecer, y se les llaman aeróbicas obligatorias, otras no pueden vivir en presencia de oxígeno y se les llama obligatorias anaeróbicas, por último otras pueden vivir en presencia o ausencia del oxígeno y se les llama facultativas anaeróbicas. Principalmente, las bacterias de PARA-BAC son de este último tipo, las cuales son capaces de sobrevivir y aún multiplicarse en ambientes anaeróbicos como los pozos de aceite.

COMPAÑÍA: PARA-TECH, INC.

Esta compañía ofrece la herramienta ENERCAT la cual consiste de un tramo de tubería que contiene un compuesto de cuarzo dentro de un recubrimiento de aluminio. ENERCAT no es magnético ni radioactivo. En lugar de esto, el proceso envuelve el mejoramiento de las propiedades piezoeléctricas de los cristales de cuarzo. Cuando el compuesto está sujeto a cambios de presión causadas por turbulencia, el ENERCAT produce una corriente micro-voltaica. La herramienta entonces radía una onda electromagnética del orden de 2×10^{13} Hz, la cual está cerca o al final del espectro infra-rojo. La onda penetra entonces los fluidos producidos, rompiendo la estructura molecular existente. Cualquier cera formada permanecerá suspendida en la corriente del fluido antes que depositarse en la tubería.

ENERCAT puede utilizarse para casi cualquier pozo con experiencias de acumulación, incluyendo terminaciones dobles, pozos direccionales u horizontales, pozos con inyección de agua, etc. ENERCAT es simple de instalar y opera en conjunto con cualquier sistema de bombeo, a excepción del Electrocentrífugo. Cada aplicación está diseñada para un pozo en específico dependiendo del tamaño de la tubería de producción y del volumen de fluidos. Típicamente ENERCAT se instala tanto debajo de la toma de la bomba como por encima de la descarga de la misma.

Funcionamiento del dispositivo. Las ceras se forman principalmente debido a una caída en la temperatura. ENERCAT reduce significativamente la temperatura de formación de ceras y permite a los fluidos limpiar la pared del pozo antes de que cualquier partícula comience a aparecer. Mientras que el aceite se enfría más adelante, ENERCAT fomenta la formación de semillas dipolares, las cuales se comportan como núcleos. Los cristales de cera se comienzan a formar alrededor de las estructuras, pero permanecen suspendidas en solución, siendo acarreadas corriente abajo en el aceite. El número de herramientas ENERCAT en el aparejo es determinada por el volumen del fluido producido.

De la misma manera que las moléculas de agua tienen diferentes posiciones intermoleculares dependiendo de las condiciones, los hidrocarburos existen en diferentes fases pero son mucho más complejos en su estructura molecular. La herramienta ENERCAT tendrá un efecto similar en los hidrocarburos al que tendría con el agua. Esto es, agregar energía adicional a el sistema crea una situación en la cual las moléculas dipolares (tanto inducidas como permanentes) se agrupan en estructuras que se comportan como núcleos. Las moléculas de parafinas y asfaltenos se adhieren a estas estructuras, previniendo así su depositación en otra superficie.

COMPAÑÍA: CENTRON CORPORATION, (SERVICIOS INDUSTRIALES DEL SURESTE)

La tubería de producción CENTRON se caracteriza por una avanzada fabricación mediante el método de enrollado de filamentos de fibra de vidrio, que la hace la tubería ideal para aplicaciones exigentes en instalaciones petroleras. Esta seguridad la otorga el triple sello que se basa en una unión integral de cuatro hilos por pulgada de enrosque rápido, y dos anillos "O" (delantero o trasero) que sellan a alta presión, al mismo tiempo que mantienen el sellador de rosca en la zona de la unión. Los rangos de presión a los que se fabrican son de 3000 a 3500 psi y resisten temperaturas hasta de 120° C.

La tubería de fibra de vidrio CENTRON pesa 25% menos que la tubería convencional de acero. Esto significa menores costos de transporte, manejo e instalación. La superficie interior lisa, reduce la acumulación de partículas sólidas formadas por parafinas.

COMPAÑÍA: PRODUCTION TECHNOLOGIES COMPANY, PTC (SYSTEM, S.A. DE C.V.)

El calor es considerado como una técnica universal para el control de parafinas. PTC patentó un nuevo sistema llamado PARATROL que consiste en inducir electricidad en la sarta de producción para convertirla en un elemento de calor. La cabeza del pozo queda aislada completamente y la temperatura generada es mayor al punto de nube del aceite.

El sistema convierte la sarta de producción y la tubería de revestimiento en un circuito térmico. La corriente eléctrica se induce a la tubería de producción a través de un elemento patentado llamado "E-Sub", el cual aísla eléctricamente la cabeza del pozo. La corriente eléctrica fluye a lo largo de la tubería de producción hasta el fondo de la zona de parafinas, en este punto, un contactor que se encuentra en la tubería de producción, hace contacto eléctrico con la tubería de revestimiento completándose el circuito.

El contacto típicamente se instala 100 pies debajo de donde empieza el punto de parafinas. Por otro lado también se necesitan aisladores que se instalan en algunas juntas de la tubería de producción, entre el E-Sub y el contactor para prevenir el contacto entre las tuberías de producción y revestimiento. El espacio anular debe mantenerse libre de fluidos conductores eléctricamente tal como el agua salada.

En pozos con bombeo mecánico es necesaria la utilización de una varilla de fibra de vidrio; para prevenir que la varilla pulida conduzca corriente desde el E-Sub hasta el equipo superficial. La energía es provista por un transformador de 45 Kv. Como ejemplo práctico, la temperatura del aceite saliendo de un pozo era de 77° F sin el PARATROL, y con el dispositivo instalado fue de 101° F, en este caso el punto de nube de la parafina era de 96° F.

La operación del sistema en el modo de pulso, es apagándolo y encendiéndolo en una forma cíclica. Es un sistema seguro para el personal porque la cabeza del pozo y equipo superficial está aislado del sistema eléctrico. El E-Sub está diseñado para resistir las fuerzas de tensión de la tubería de producción y para no quitarse durante operaciones de estimulación. PARATROL funciona para problemas de depositación de parafinas en la tubería de producción, requiere consumo de energía eléctrica, sin embargo no es constante.

COMPAÑÍA: OPPENHEIMER BIOTECHNOLOGY, INC. (WERTEC, S.A. DE C.V.)

La fórmula Oppenheimer es un producto a base de microorganismos, que se emplea para el tratamiento de hidrocarburos contaminados por materiales orgánicos entre otros. La fórmula está compuesta por una mezcla enzimática de microorganismos naturales de células

singulares que oxidan activamente los hidrocarburos. Las enzimas y las células están contenidas en una inerte proporción de arcilla natural.

Aplicación. Los microorganismos son inoculados a la formación, a fin de prevenir la depositación de parafinas, disminuye los problemas debido a la presencia de emulsiones. En recuperación secundaria y terciaria incrementa la producción de pozos.

Características del Producto:

- ☺ La fórmula Oppenheimer es activada por agua dulce o salada.
- ☺ El de temperatura es de 35 a 120° F.
- ☺ La floculación del pH es de 5.5 a 10.
- ☺ Requiere de oxígeno, los microorganismos son aeróbicos.
- ☺ El ciclo de vida de los microorganismos podrá ser amplio, cuando tengan las condiciones favorables.

⚠ Se debe aclarar nuevamente que para la implantación de un sistema de control de depositación orgánica, es necesario evaluar el producto y realizar las pruebas de laboratorio y campo. El uso de un sistema de control debe dar buenos resultados, tanto en un incremento de producción de hidrocarburos como económicos principalmente.

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES

Al término del presente trabajo, de una manera general se concluye que:

1. ☯ Los asfaltenos y parafinas son componentes orgánicos de alto peso molecular asociados a los aceites crudos; el contenido o porcentaje en peso de dichos componentes en el aceite depende de la composición y características del mismo.
2. ☯ Aunque los asfaltenos y parafinas son ambos compuestos orgánicos de alto peso molecular, difieren en su naturaleza química. Los asfaltenos son compuestos sólidos no cristalinos de color negro brillante integrados por una mezcla compleja de compuestos predominantemente polares, su estructura es amorfa. Las parafinas son alcanos de cadena normal o ramificada, son hidrocarburos cristalinos con longitudes de cadena que van del C₂₀ al C₇₀ aproximadamente.
3. ☯ A condiciones iniciales o de yacimiento, los asfaltenos existen en el aceite crudo como coloides estabilizados por resinas, mientras que las parafinas se encuentran en solución en el aceite.
4. ☯ El comportamiento de la precipitación y depositación de asfaltenos y parafinas son fenómenos diferentes apreciablemente. Los asfaltenos flocculan (formando agregados o flóculos), mientras que las parafinas cristalizan o solidifican precipitándose debido a la saturación. La precipitación de ambos es provocada por cambios en las condiciones a las que se encontraban.

5. ☯ La disminución de la temperatura es el factor principal que provoca la precipitación de las parafinas, los asfaltenos se ven afectados principalmente por cambios en la presión del sistema.
6. ☯ La estabilidad de los asfaltenos depende principalmente de la naturaleza del medio de suspensión del líquido. La estabilidad de las parafinas depende principalmente de su temperatura (energía cinética) y de su concentración (efecto de saturación).
7. ☯ La precipitación del asfalteno no depende de la cantidad o porcentaje del mismo en el aceite crudo, sino de la cantidad de resinas que se encuentran estabilizando la partícula del asfalteno, como se demostró con el aceite crudo del campo Boscan en Venezuela.
8. ☯ Los depósitos de parafinas y/o asfaltenos provocan problemas en la producción de los hidrocarburos, debido a que el depósito bloquea el flujo o paso del aceite, ya sea en tuberías, válvulas, disparos del intervalo productor, y también en los poros de la roca productora en el yacimiento. Lo anterior trae como consecuencia la reducción en la presión, disminución de la producción de aceite y pérdidas económicas.
9. ☯ Una correcta caracterización de los fluidos producidos por el yacimiento, da los procedimientos para determinar el contenido de asfaltenos y/o parafinas contenidas en el aceite, y de esta manera poder actuar en el control de la depositación.
10. ☯ Los métodos de prevención de la depositación son los más recomendables, debido a que por medio de éstos, se evita que las partículas de parafinas y asfaltenos se acumulen en algún punto del sistema de producción, evitándose así los problemas por bloqueo o taponamiento.
11. ☯ Para prevenir la depositación de los orgánicos pesados, se han utilizado productos químicos, tuberías recubiertas en su interior (superficies lisas), dispositivos

magnéticos, calentamiento de la tubería (método electrotérmico), por mencionar algunos, dando buenos resultados en unos casos y en otros no.

12. ☯ Los métodos correctivos o de remoción de los depósitos de parafinas y asfaltenos se utilizan cuando éstos ya se depositaron, estos métodos se clasifican principalmente en tres grandes grupos: mecánicos, térmicos y químicos; los cuales por lo general han dado buenos resultados.

13. ☯ Tanto los métodos preventivos como correctivos han aliviado el problema de la depositación orgánica, pero ambos tienen sus desventajas: manejo de sustancias inflamables, solventes, repetitividad continua en su aplicación (efectividad en periodos cortos de tiempo), algunos métodos mal aplicados pueden causar daño a la formación, emulsiones con los fluidos producidos, etc.

14. ☯ Para la elección de un método preventivo o correctivo, se debe tener la mayor información posible del pozo y de los fluidos producidos, así como también el tipo de material depositado (asfalteno o parafina). Las evaluaciones en laboratorio y pruebas de campo dan una idea de la eficiencia y/o funcionalidad del método o técnica a usar; el aspecto económico es un factor esencial y determinante en la elección del tratamiento.

15. ☯ Existen en el mercado muchas compañías que ofrecen productos y servicios para el tratamiento de la depositación de orgánicos pesados; es responsabilidad de las personas encargadas de las instalaciones con problema elegir la mejor opción, porque aunque un producto dio buenos resultados para los fluidos de un campo anterior, esto no es garantía que de buenos resultados para los fluidos del campo donde no se ha aplicado.

16. ☯ Las nuevas tecnologías en la prevención y remoción de depósitos de asfaltenos y parafinas han sido últimamente una alternativa en la solución del problema. Son el resultado de la necesidad y creatividad de las compañías y empresas petroleras por encontrar una

solución económica y efectiva. Las nuevas tecnologías no son de uso común, por ser innovadoras se restringen a pocas áreas y a pruebas para verificar su eficiencia, en muchos de los casos han dado buenos resultados.

17. ☯ El problema de la depositación orgánica se sigue presentando a nivel mundial, dando como consecuencia pérdidas de producción millonarias en barriles y dólares por los gastos de tratamiento a las instalaciones afectadas.

18. ☯ En los campos petroleros de México el fenómeno de la depositación orgánica se ha presentado desde hace muchos años, los gastos por intervenciones de limpieza a pozos e instalaciones han sido muy fuertes para Petróleos Mexicanos. Se siguen haciendo inversiones en investigación dentro y fuera del país para encontrar la solución técnica y económica, principalmente para los aceites de la Región Sur.

19. ☯ Países como China, Rusia, Venezuela, Colombia y Estados Unidos de Norteamérica tienen problemas de depositación orgánica. Destaca el caso de China donde se han utilizado las nuevas tecnologías en el control de parafinas principalmente.

20. ☯ Universidades e Institutos de Investigación continúan sus esfuerzos para desarrollar metodologías y productos para resolver el problema de la depositación orgánica.

 **BIBLIOGRAFÍA**

1.  Hirschbert, A., de Joung, L.N.J., Schipper, B.A. and Meijer, J.G. "Influence of Temperature and Pressure on Asphaltene Flocculation". SPE Journal, (june 1984).
2.  Mansoori G.A.; Jiang, T.S., and Kawanaka, S. "Asphaltene Deposition and its Role in Petroleum Production and Processing". Arabian J. Sci. Eng. 13(1). (1984).
3.  Leontaritis, K.J. "Asphaltene Deposition: A Thermodynamic-Colloidal Model". Ph. D. Dissertation, University of Illinois, Chicago. III (1988).
4.  Lichaa, P.M. "Asphaltene Deposition Problem in Venezuela Crudes-Usage of Asphaltene in Emulsion Stability Oil Sands". CIM. Spec. Vol. (june 1977).
5.  Lichaa, P.M. and Herrera, L. "Electrical and Other Effects Related to Prevention Asphaltene Deposition". SPE 5304. (1975).
6.  Reistle, C.E. "Paraffin and Congealing-Oil Problems". USA Boreau of Mines Bulletin, (1932).
7.  Billheimer, J.S.; Sage, B.H. and Lacey, W.N. "Multi Condensate Fases in the n-pentane-tetralin-butane system". Trans AIME. (november 1949).
8.  Lhioreau, C.; Briant, J. and Tindy, R. "Influence de la Flocculation des Asphaltenes". Rev. Inst. Fr. Pét. No. 22. (1967).
9.  Hasket, C.E. and Tartera, M. "A Practical Solution to the Problem of Asphaltene Deposits-Hassi Messaoud Field, Algelia". JPT (april 1965).

10.  Adialalis, S. "Investigation of Physical and Chemical Criteria as Related to the Prevention of Asphalt Deposition in Oil Well Tubings". M. Sc. Thesis, Department of Petroleum Engineering. Imperial College, London (1982).
11.  Leontaritis, K. J. and Mansoori, G.A. "Asphaltene Deposition: A Survey of Field Experiences and Research Approaches". J. Pet. Eng. Sci. (1988).
12.  Hirschberg, A. "The Role of Asphaltenes in Compositional Grading of a Reservoir's Fluid Column". JPT. (january 1988).
13.  Novosad, Z. and Costain, T.G. "Experimental and Modeling Studies of Asphaltene Equilibria for a Reservoir Under CO₂ Injection". SPE 20530. (1990).
14.  Myers, R.W. "An Electrically Heated Burried Gathering System Transports High-Pour-Point Crude Oil". JPT, (june 1978).
15.  Leontaritis, K.J.; Amaefule, J.O. and Charles, R.E. "A Systematic Approach for the Prevention and Treatment of Formation Damage Caused by Asphaltene Deposition". SPE 23810 (1992).
16.  Chávez Alcaráz, José Luis; Lory Mendoza, Alberto. "Estudio Sobre la Depositación de Material Orgánico en Instalaciones de Producción del Area Marina de Campeche". Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, Vol. XXIII, N. 1 (1991).
17.  Ayala Andrade, Ernesto; Lambarria Navarro, Jorge Esteban. "Problemas que se Presentan en los Pozos por Obstrucción de los Aparejos de Producción". Tesis, ESIA-IPN (1989).

18.  Islam, M.R. "Role of Asphaltenes on Oil Recovery and Mathematical Modeling of Asphaltene Properties". *Asphaltenes and Asphalts*, 1. *Developments in Petroleum Science*, 40. (1994) Elsevier Science B.V.
19.  Mata Iturbe, José Gerardo. "Naturaleza y Tratamiento de Depósitos Parafínicos en la Industria Petrolera". Tesis, Facultad de Ingeniería-UNAM (1985).
20.  Estudio de Factibilidad de Aplicación de las Técnicas de Remoción e Inhibición de Depósitos Orgánicos por los Procesos Microbiológico y Magnético. Informe de Avance N. 1. IMP. Subdirección de Tecnología de Explotación (mayo 1993).
21.  Estudio de Factibilidad de Aplicación de las Técnicas de Remoción e Inhibición de Depósitos Orgánicos por los Procesos Microbiológico y Magnético. Informe de Avance N. 3. IMP. Subdirección de Tecnología de Explotación (septiembre 1993).
22.  García Hernández, Francisco. "Estudio Sobre el Control de la Depositación Orgánica en Pozos del Area Cretácica Chiapas-Tabasco (Método Correctivo)". *Revista Ingeniería Petrolera* (julio 1989).
23.  Predicción de la Depositación de Orgánicos Pesados (Ceras/Asfaltenos) en Mezclas de Petróleo. Informe de Avance N. 1. IMP. Subdirección de Exploración y Producción (julio 1996).
24.  Becker, H.L. & Thomas, D.C. "Asphaltene Deposition Control Using Chemical Control Agents". Welchem, Inc. *Petroleum Society of CIM*, Paper N. CIM 92-70.
25.  Figueroa Ortiz, V. ; Cázares Robles, F. & Fragachán, F.E. "Controlling Organic Deposits and Sludge in a Severe Hostile Environment". SPE 31124 (1996).

-
26.  Newberry, M.E. & Barker, K.M. "Formation Damage Prevention Through the Control of Paraffin and Asphaltene Deposition". SPE 13796 (1985).
 27.  Stephenson, W.K. "Producing Asphaltenic Crude Oils: Problems and Solutions". Petroleum Engineer Int. (june 1990).
 28.  Ruksana, Thawer & David, C.A. "Asphaltene Deposition in Production Facilities". SPE Production Engineering (november 1990).
 29.  Reichert, C. & Fuhr, B.J. "Measurement of Asphaltene Flocculation in Bitumen Solutions". Alberta Research Council (sep.-oct. 1986).
 30.  Wang Biao & Doug Lijian. "Paraffin Characteristics of Waxy Crude Oils in China and the Methods of Paraffin Removal and Inhibition". SPE 29954 (november 1995).
 31.  You Qi Chu Yun. "Experimental Study of the Effect of Magnetic Treatment on Crude Oils in a Pipeline". Vol. 9, N. 1 (feb. 1990).
 32.  Folletería comercial de la Compañía Anglo-Azteca, S.A. de C.V., representante en México de la American Magnetic Systems, Inc. Herramienta: Magnetic Paraffin Sub (MPS).
 33.  "Desparafinan Eficazmente en Colombia". Revista Petróleo Internacional (junio 1997).
 34.  Brown, F.G. "Microbes: The Practical and Environmental Safe Solution to Production Problems, Enhanced Production, and Enhanced Oil Recovery". National Parakleen Co. Inc. SPE 23955 (mar. 1992).

-
35. 📖 Schneider, Dennis Ray. "Paraffin Control by The Microbial Product, Para-Bac". Research & Development Micro-Bac International.

 36. 📖 Folletería comercial de la Compañía Para-Bac, National Parakleen Co., Microbial Enhancement Technology.

 37. 📖 Gollapudi, U.K. "Ultrasonic Treatment for Removal of Asphaltene Deposits During Petroleum Production". South Dakota School of Mines. SPE 27377 (Feb. 1994).

 38. 📖 Roberts, P.M. "Ultrasonic Removal of Organic Deposits and Polymer Induced Formation Damage". University of Texas at Austin. SPE 31129.

 39. 📖 Shroyer, L.L. "Paraffin Control Systems for Oil Wells and Transport Lines Using Linear Kinetic Cell Technology". Ener-Tec, Inc. Southwestern Petroleum Short Course, (1992).

 40. 📖 Folletos comerciales de la Compañía Suministros y Servicios de Tecnología Moderna, S.A. de C.V., representante en México del Sistema Paratrol de Production Technologies Int. Inc., Houston Texas.

 41. 📖 Akbar, S.H. & Saleh, A.A. "A Comprehensive Approach to Solve Asphaltene Deposition Problem in Some Deep Wells". Kuwait Oil Co. SPE 17965 (1989).

 42. 📖 Leontaritis, K.J. "The Asphaltene and Wax Deposition Envelopes". Fuel Science and Technology INT'L. (1996).

 43. 📖 Addison, G.E. "Identification and Treating of Downhole Organic Deposits". Petrolite Corp. SPE 18894 (mar. 1989).

44. 📖 Gómez Cabrera, José Angel. "Apuntes de la Asignatura: Manejo de la Producción en Superficie". Facultad de Ingeniería, UNAM.

45. 📖 Allen, T.O. & Robert, A.P. "Production Operations/Vol. 2". Well Completions, Workover and Stimulation. SPE.

46. 📖 Bilden, D.M.; Eftin, F.P. & Garner, J.J. "Evaluation and Treatment of Organic and Inorganic Deposition in the Midway Sunset Field, Kern Country, California". Oryx Energy Co. SPE 20073 (april 1990).

47. 📖 Burger, E.D.; Perkins, T.K. & Striegler, J.H. "Studies of Wax Deposition in the Trans Alaska Pipeline". JPT (june 1981).

48. 📖 Subproceso de Monitoreo de las Tecnologías para Predecir, Prevenir y/o Remover Depósitos de Ceras y Asfaltenos. Informe final. PEMEX Exploración y Producción, Subdirección de Tecnología y Desarrollo Profesional. (1997).