

01153

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

PROYECTO TERMINAL

**"DEPOSITACIÓN ORGÁNICA EN EL POZO
CUNDUACAN 25. DIAGNÓSTICO Y SOLUCIÓN,
APLICANDO LA TECNOLOGÍA Y MÉTODOS
ADECUADOS EN EL MANTENIMIENTO Y
REPARACIÓN"**

QUE PARA OBTENER EL DIPLOMA DE
ESPECIALISTA EN INGENIERÍA DE
PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS

PRESENTA:

JULIO CÉSAR GUTIÉRREZ VELÁZQUEZ

DIRECTOR DE PROYECTO :
M. EN I. CUAUHTÉMOC C. ZAPATA GONZÁLEZ

FEBRERO DE 2005

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

M343537

Gutierrez Velazquez Julio Ces.





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.

AGRADECIMIENTOS

A MIS PADRES:

SR. ALVARO GUTIÉRREZ HERNÁNDEZ
SRA. BRIGIDA VELÁZQUEZ DE GUTIÉRREZ.

A quienes debo la vida y todo lo que ahora soy, por la confianza que siempre depositaron en mí por su gran amor, cariño y todo su apoyo incondicional que me brindan en todo momento. A quienes sólo me queda decirles: Gracias, los quiero mucho.

A MIS HERMANOS:

ALVARO
FLOR DE MARIA
BERSAIN
BEATRIZ
MARIA CATALINA Y
A TODOS MIS SOBRINOS.

A ustedes que me han otorgado todo su apoyo, su confianza y su comprensión, por hacer de nuestra familia lo más hermoso de esta vida.

A DANAEE, como un reflejo a sus caras aspiraciones.

EN ESPECIAL A MI TIO:

Lic. SERAFÍN VELÁZQUEZ DE LA CRUZ

Por todo su apoyo brindado, su dedicación y profesionalismo, por ayudarme a lograr mis metas en la elaboración de este trabajo.

**A PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN REGIÓN SUR:
ACTIVO DE PRODUCCIÓN SAMARIA-SITIO GRANDE, REFORMA, CHIAPAS.**

Por haber dedicado recursos para mi superación profesional y por ende, empresarial.

**A LA COORDINACIÓN DE SERVICIOS DE APOYO OPERATIVO (SAO):
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE POZOS.**

Por haberme propuesto para realizar este trascendente Proyecto.

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.
NOMBRE: GUTIERREZ VELÁZQUEZ
JULIO CESAR
FECHA: 8-03-2005
FIRMA: P.D.

[Handwritten signature]
HUBO RECEPCION TRAJEQUI

ESTA TESIS NO DEBE SALIR DE LA BIBLIOTECA

AL INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO:

Por darme la oportunidad de realizar este trabajo en sus Instalaciones y en Especial al:

M.I. CUAUHTÉMOC C. ZAPATA GONZÁLEZ. y a la
Q.B.F. ALICIA MUÑOZ HERRERA.

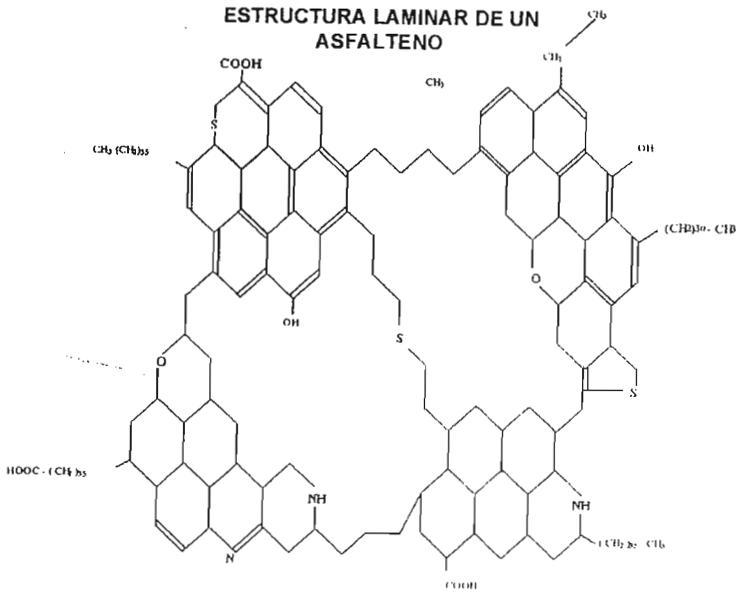
Por sus excelentes consejos, apoyo y por la dirección atinada a este Proyecto.

**A TODOS LOS INGENIEROS Y PERSONAL DE LA
GERENCIA DE PRODUCCIÓN DEL INSTITUTO
MEXICANO DEL PETRÓLEO:**

Por la confianza, apoyo y oportunas asesorías recibidas para esta investigación.

**A LA FACULTAD DE INGENIERÍA Y A LA UNIVERSIDAD
NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO:**

Por haberme dado la oportunidad de estudiar en sus aulas y forjarme como Especialista en Ingeniería Petrolera.





CONTENIDO

	PAG.
INTRODUCCIÓN.....	2
ANTECEDENTES.....	4
MARCO TEÓRICO.....	6
CAPITULO I	
HISTORIAL DEL POZO.....	13
I.1.-DATOS DEL POZO Y DE LA FORMACIÓN.....	14
I.2.-ESTADO MECÁNICO DEL POZO.....	15
I.3.-COMPORTAMIENTO DEL POZO.....	17
A. PRODUCCIÓN.....	17
B. R.G.A.....	21
C. PRESIÓN.....	22
CAPITULO II	
ANÁLISIS Y PRUEBAS DE LABORATORIO REALIZADAS A LAS MUESTRAS RECUPERADAS EN SUPERFICIE.....	24
II.1.-INSUMOS.....	24
II.2.-RECOPILACIÓN DE MUESTRAS DE DEPÓSITO Y DE FLUIDOS PRODUCIDOS.....	24
II.3.-PRUEBAS DE LABORATORIO Y CAMPO.....	25
II.4.-RESULTADOS DEL ANÁLISIS DEL ACEITE PROVENIENTE DEL POZO.....	28
CAPITULO III	
DEPOSITACIÓN ORGÁNICA.....	31
III.1.-ASPECTOS GENERALES DE LA DEPOSITACIÓN.....	31
III.2.-DETERMINACIÓN DE LA ZONA AFECTADA POR LA DEPOSITACIÓN.....	46
III.3.-EFECTOS TERMODINAMICOS DE LA INYECCIÓN DE GAS.....	51
CAPITULO IV	
MEDIDAS CORRECTIVAS DE LA DEPOSITACIÓN.....	52
IV.1.-LIMPIEZA DEL POZO Y ESTIMULACIÓN DE LA FORMACIÓN.....	52
IV.2.-ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO ÁCIDA.....	53
IV.3.-FRACTURAMIENTO DE LA FORMACIÓN.....	55
CAPITULO V	
MEDIDAS PREVENTIVAS DE LA DEPOSITACIÓN.....	56
V.1.-DISPOSITIVOS MAGNÉTICOS.....	56
V.2.-INYECCIÓN DE PRODUCTOS.....	57
V.3.-INYECCIÓN FORZADA A LA FORMACIÓN.....	58
V.4.-CALENTAMIENTO DEL GAS DEL B.N. Ó MODIFICACIÓN DEL DIÁMETRO DE LOS DISPAROS PUNCHER.....	59
CAPITULO VI	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	61
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	65

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

INTRODUCCIÓN

La presente investigación que se refiere al problema de la depositación de orgánicos en el pozo Cunduacán 25 que corresponde al activo de producción Samaria-Sitio Grande del Complejo Antonio J. Bermúdez, ubicado en el Estado de Tabasco, se hizo debido a la inquietud e interés por contribuir a su solución.

La depositación de los asfaltenos y parafinas es uno de los problemas actuales, a nivel mundial, que se presenta en el sistema de producción en pozos petroleros, de ahí que se hayan destinado considerables recursos de diversa índole para estudiar, analizar y resolver este problema.

El activo de producción de producción "Samaria Sitio Grande", de la Región Sur, a través de la Coordinación de Servicios de Apoyo Operativo del área de Ingeniería de Pozos, me propuso la misión de analizar los diferentes métodos existentes para inhibir depósitos orgánicos en pozos petroleros y proponer alguna de ella para solucionar el problema que actualmente se presenta en el pozo Cunduacán 25.

El origen de la depositación de orgánicos empezó a manifestarse de 1998 a la fecha, detectándose este problema a la profundidad de la camisa de 2965.78m en forma de resistencia, observada a través de una serie de calibraciones realizadas al pozo y de los constantes abatimientos de la producción. Hasta la fecha no se ha hecho nada por solucionar este problema, el

pozo continúa produciendo con ayuda de tratamientos químicos que se realizan periódicamente.

Por lo que el tema se desarrolló tomando en consideración un marco teórico con autores de calidad científica, desglosándose en 6 capítulos que comprenden desde el historial del pozo; el análisis de pruebas de laboratorio; el diagnóstico del problema (capítulo III), para continuar en los siguientes, con las medidas correctivas y preventivas de la depositación. En el último capítulo (VI), se establecen las conclusiones y recomendaciones, derivadas del análisis teórico experimental.

A pesar de los inconvenientes presentados debido a la falta de información del pozo Cunduacán 25, se logró superar esta deficiencia gracias a las asesorías de personal especializado del Instituto Mexicano del Petróleo, a la bibliografía adecuada al tema que proporcionó. De esta forma, se pudo concebir un modelo teórico del fenómeno de la depositación de orgánicos, tomando como base la información disponible del pozo Cunduacán 25, así como la de otros pozos con características similares para derivar conclusiones lo más cercanas posibles a la realidad estudiada. Todo esto, unido a la experiencia de campo y conocimientos que se tienen del pozo Cunduacán 25.

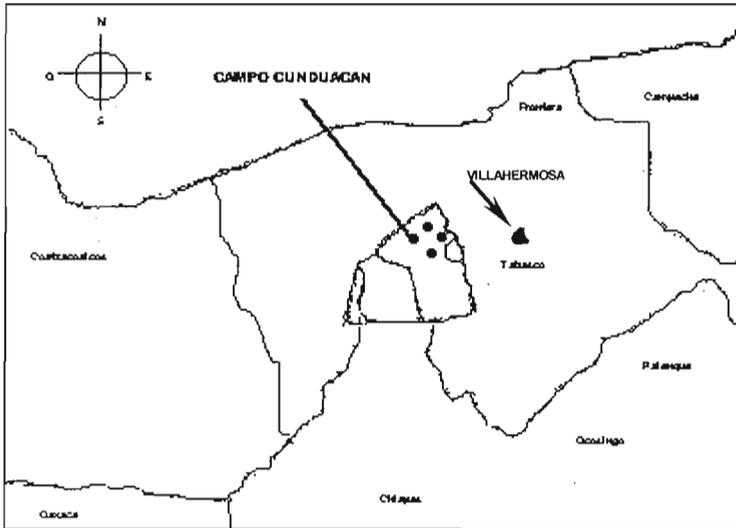
Este trabajo está orientado a elevar y mantener la producción del pozo Cunduacán 25 mediante la determinación y empleo del mejor método que evite la depositación de material orgánico en el sistema formación-pozo.

ANTECEDENTES

Ubicación.

El pozo Cunduacán 25 está situado en el campo que lleva el mismo nombre y se localiza en el estado de Tabasco, aproximadamente a 20 Km al noroeste de la Ciudad de Villahermosa, Tabasco. (Ver plano de localización), este pozo es uno de los que conforman el complejo "Antonio J. Bermúdez", el cual pertenece al activo de Producción "Samaria-Sitio Grande", considerado uno de los más importantes de la Región Sur, por su alta producción en aceite y gas natural.

PLANO DE LOCALIZACIÓN DEL CAMPO CUNDUACAN



Descubrimiento.

El complejo es el resultado independiente de los descubrimientos hechos de los campos CUNDUACÁN, OXIACAQUE, ÍRIDE, SAMARIA Y PLATANAL; que datan de los años 1970–1977; cubre una superficie de 163 kilómetros cuadrados. Sus rocas almacenadoras que lo constituyen son principalmente dolomías y calizas dolomitizadas del Jurásico Superior y Cretácico Medio e Inferior.

El campo CUNDUACÁN fue descubierto en julio de 1974, con la terminación del pozo Cunduacán No. 1 que resultó productor de aceite y gas en calizas dolomíticas fracturadas del Cretácico Medio. En el caso del pozo Cunduacán 25, está constituido por rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano: 70% de calizas, 20% dolomías, 10 % arcillas, con un espesor bruto de 265 m y un espesor neto de 60 m, un gasto promedio de producción de aceite de 2,588 BPD y una producción promedio de gas natural de 2.79 MMPCD; actualmente la producción de aceite es de 3227 BPD y 2.3 MMPCD de gas natural. Su roca productora tiene una permeabilidad de 35 md, saturación del agua del 30%, porosidad del orden del 4 % y un radio de drene de 500 m; el aceite que produce este pozo es de tipo ligero con una densidad de entre 28° y 30° API.

MARCO TEÓRICO

A fin de presentar un marco teórico acorde con la fundamentación tecnológica actualmente utilizada, a continuación se expone, con permiso de los autores, las partes importantes de la referencia(7)*, de la cual se realizará el diagnóstico de la depositación orgánica para el pozo Cunduacán 25.

Los componentes de mayor peso molecular dentro del hidrocarburo líquidos se conoce como cera de petróleo, resina y asfalteno⁽⁵⁾. Bajo ciertas condiciones de operación, las ceras, resinas y asfaltenos interaccionan entre sí para formar un depósito sólido, operativamente llamado asfalteno o parafina, el cual puede aparecer en cualquier punto del yacimiento, tuberías de producción o instalación superficial. Estos depósitos provocan obturamientos que reducen la producción.

Existen métodos de remediación con los cuales es posible mitigar el problema a nivel de campo (inyección de aditivos, dispositivos mecánicos, tratamientos térmicos, entre otros.), aún no ha sido posible conjuntar una metodología con lo cual se pueda predecir la aparición de los depósitos en el yacimiento, pozo o instalación superficial, bajo esquemas de producción variable. Algunas de las interrogantes más comunes que sobre este problema tiene el ingeniero de producción son:

*Referencias al final

- ¿ Donde empieza la precipitación?
- ¿ Está realmente afectada la formación productora por el problema de la depositación de asfáltenos?
- ¿Que variables de producción deben moverse y en qué intervalo para desplazar o aminorar el problema de la precipitación?
- ¿Cuál será el mejor punto de inyección de aditivos?
- ¿ Qué efectos se tendrían con la implantación de un Sistema Artificial de Producción (SAP)?
- ¿ En qué punto del aparejo debe instalarse el SAP?

- ¿ Que se espera del proceso de producción del pozo con el tiempo en lo relativo al problema de la depositación?.

La metodología desarrollada en el IMP.⁽⁷⁾ enlaza información sobre el comportamiento termodinámico experimental de depositación de muestras de aceite vivo, así como el análisis de flujo multifásico en el pozo.

La **Fig. 1a** muestra el diagrama termodinámico de fases fluidas para un aceite crudo en el que no existe precipitación de fracciones pesadas ⁽⁹⁾. Para el intervalo de temperatura dado entre los puntos T_{INF} y T_{SUP} (como el existente en la cabeza y el fondo de un pozo, T_{wh} y T_{wf} , respectivamente), la curva de presión de burbuja divide el diagrama en regiones de *aceite bajosaturado*, y *aceite + vapor* Para crudos asfálténicos, la floculación y precipitación de materia orgánica pesada

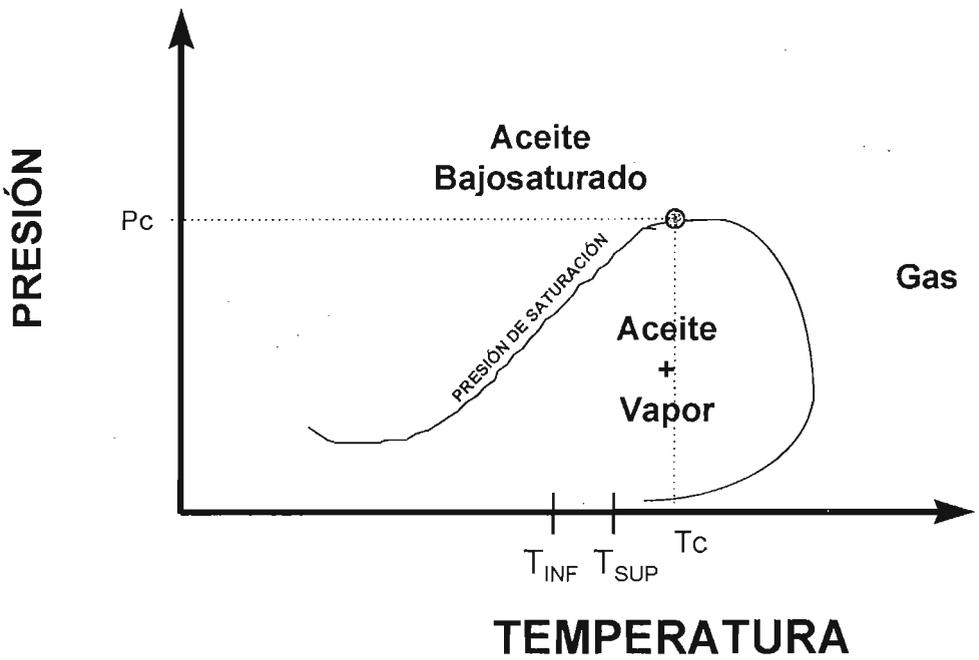
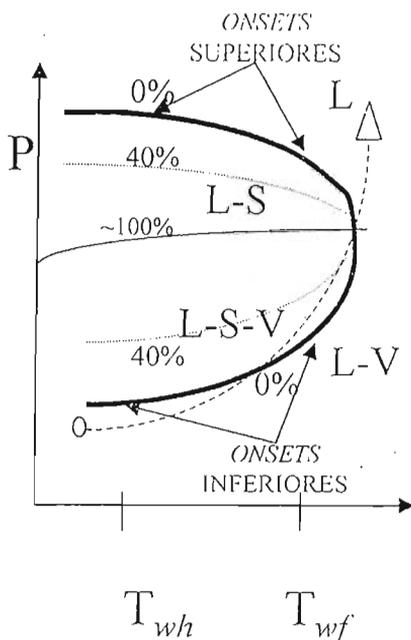


Fig. 1a. Diagrama de Fases de un Aceite Típico.

modifica la región limitada entre las temperaturas superior e inferior de la Fig. 1a (T_{INF} y T_{SUP} , respectivamente), por medio de la aparición de una envolvente que determina el inicio (onset) de la precipitación de asfaltenos. El lugar geométrico de puntos que conforman dicha región se denomina Envolvente de Depositación de Asfaltenos (EDA, Fig 1b).⁽¹⁰⁾ En la figura, se muestran las condiciones de operación del pozo en el fondo, así como los valores estáticos del yacimiento. Por lo tanto, el conocimiento de la EDA para un aceite propenso a precipitar asfaltenos reviste una importancia práctica en el diseño o modificación de trayectorias de producción que eviten caer en condiciones de operación dentro de la EDA.



(EDA Fig. 1b)

Los gradientes de presiones y temperaturas por flujo multifásico se representan por medio de un diagrama triaxial en coordenadas *profundidad-presión-temperatura*. Por medio del ajuste de un simulador de flujo multifásico en tubería vertical a los valores de presión temperatura medidas en el pozo, es posible obtener los perfiles de presión temperatura en estado estacionario. Estos conceptos se muestran en forma genérica en la Fig.2a.

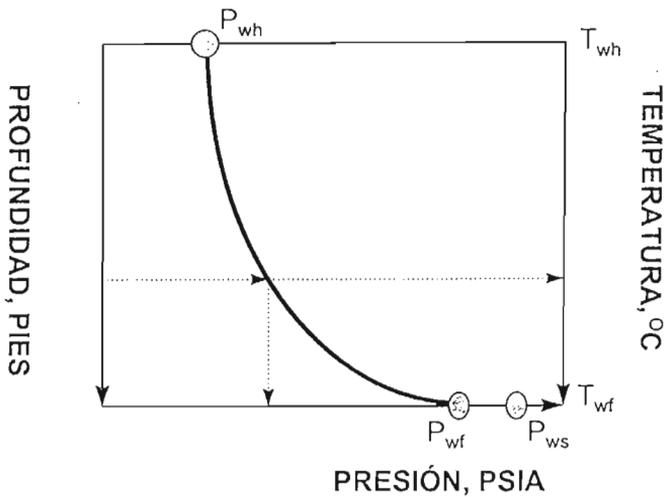


Fig. 2a. Flujo en la T.P. Perfiles de Presión y Temperatura.

La interrelación de presiones y temperaturas existente entre los diagramas de las Figs. 2a y 1b, constituye una forma de detectar los espacios del yacimiento o pozo en los que se presenta el fenómeno de la precipitación de asfaltenos o parafinas. Para ello, resulta importante identificar las temperaturas T_{wh} y T_{wf} en la Fig. 1b que limitan la porción de la EDA que se manifiesta desde el yacimiento hasta la cabeza del pozo.

Para el caso de precipitación de asfaltenos, la proyección de T_{wh} y T_{wf} hacia las curvas superior (UEDA) e inferior (LEDA) de la EDA mostrada en la Fig. 1b, brindan las coordenadas extremas en presión (P_{wh}^{LEDA}, T_{wh}), (P_{wh}^{UEDA}, T_{wh}), (P_{wf}^{LEDA}, T_{wf}) y (P_{wf}^{UEDA}, T_{wf}), las cuales, al proyectarse en el diagrama profundidad-presión-temperatura de la Fig. 2a., superponen la porción de la EDA que ocurre dentro del sistema de producción. Estos conceptos se muestran en la Fig. 2b. Diagramas similares se pueden obtener cuando se trata de crudos que precipitan ceras, en donde la EDA mostrada en la Fig. 1b se denomina *Envolvente de la Depositación de Ceras*, EDC.

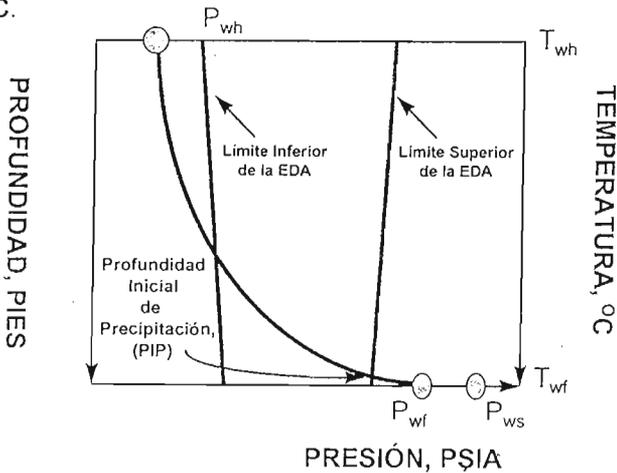
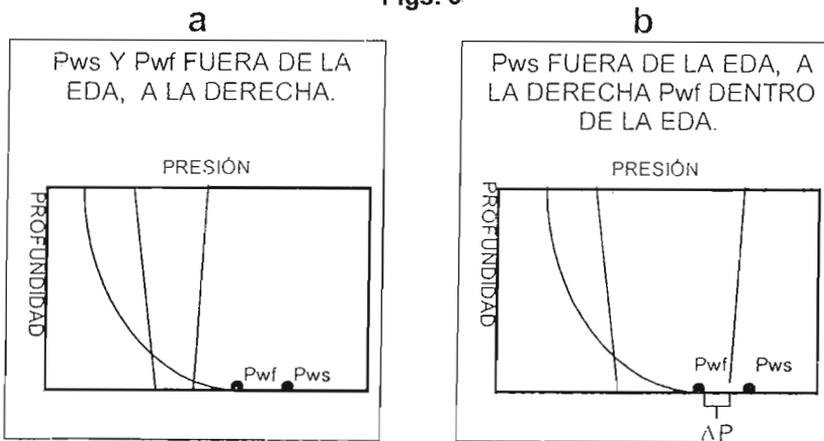


Fig. 2b. Acoplamiento de la EDA a los perfiles de Presión y Temperatura de la Fig. 2a.

Con la metodología descrita, se pueden detectar cinco casos de daño por depositación orgánica en el sistema *pozo-formación*, en función del nivel de superposición de las Figs. 1b y 2b. Estos casos se muestran en las Figs. 3a-e. En el caso 3a, el diagnóstico indica que la precipitación de asfaltenos ocurre

enteramente en la tubería de producción, ya que tanto la P_{wf} y la P_{ws} se localizan fuera de la EDA; las profundidades inicial y final probables de precipitación (PIP y PFP, respectivamente) se encuentran bien definidas. Para sistemas en los que la P_{wf} se localiza dentro de la EDA, como se ilustra en la Fig. 3b, la precipitación ocurre tanto en un tramo de la tubería de producción (desde el punto PFP hasta el fondo del pozo), como en una fracción del radio de drene del yacimiento. La extensión del daño en el radio de drene está limitada por la diferencia de presiones $\Delta P = P - P_{wf}$. El caso mostrado en la Fig. 3c es el más crítico: el fenómeno de la depositación ocurre desde el yacimiento hasta un punto PFP de la tubería de producción, ya que tanto la presión de fondo fluyendo P_{wf} así como la presión de fondo estática P_{ws} se encuentran dentro de la EDA.

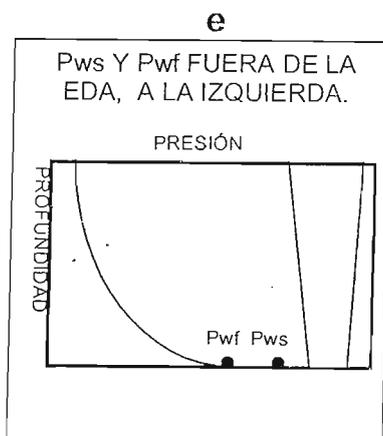
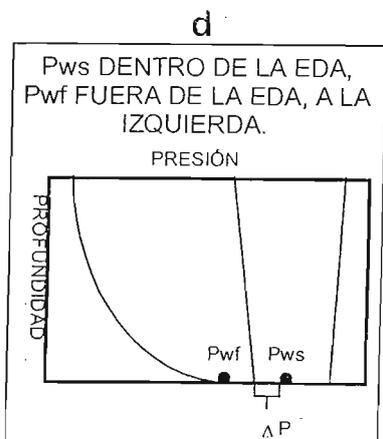
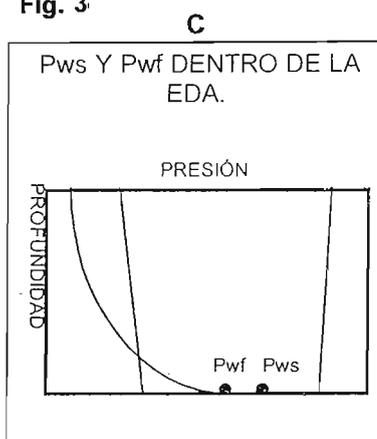
Figs. 3



En el caso de la Fig. 3d., tanto el pozo como una fracción del radio de drene se encuentra libres del problema de depositación. La porción dañada del yacimiento se identifica en el intervalo limitado correspondiente a la diferencial de presión

$P_{ws} - P$ mostrada en la figura. El caso menos crítico se ilustra en la Fig. 3a, en donde la EDA se encuentra en el yacimiento pero lejos del radio de drene. Con el tiempo, un sistema 3a se convertirá en un caso 3e, de donde una adecuada predicción de las condiciones presentes o futuras en el pozo es importante en la vida productiva del yacimiento.

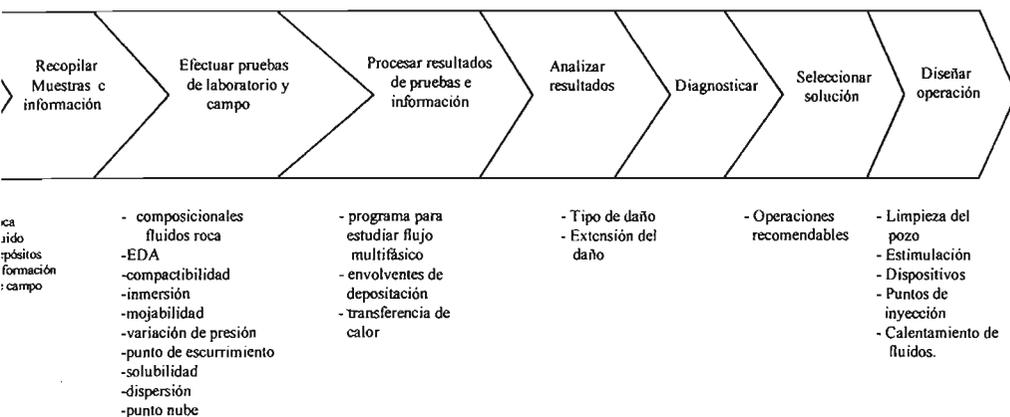
Fig. 3



*Referencias al final

CAPÍTULO I

En la figura se muestra el proceso establecido para restaurar y mantener la producción del pozo Cunduacán 25.



HISTORIAL DEL POZO

I.1.- DATOS DEL POZO Y DE LA FORMACIÓN

Los datos que se presentan en la siguiente tabla servirán de referencia en este trabajo, fueron obtenidos del expediente del pozo Cunduacán 25, en el Activo de Producción Samaria Sitio Grande, en Reforma, Chiapas, la perforación del pozo inició el 16 de Noviembre de 1996 y terminó el 28 de Junio de 1997, la producción inició el 1° de Agosto de 1997.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN

TABLA 1.- DATOS DEL POZO Y DE LA FORMACIÓN

Pozo	Cunduacán 25
Campo	Cunduacán
Activo	Samaria-Sitio Grande
Región	Sur
Productor	Acete
Gasto de producción	413 m ³ /día***
Estrangulador	93/64" pg***
Presión en T.R.	12 y 14 kg/cm ² ****
Flujo fraccional de agua	0.5%***
Relación Gas-Aceite	133 m ³ /m ³ ****
Presión en la línea de descarga	11.5 Kg/cm ² **
Presión de fondo estática (extrapolada 07/05/2000)	169 kg/cm ² *****
Presión de fondo fluyendo (07/05/2000)	155.0 kg/cm ² *****
Caída de presión (extrapolada al 05/05/2000)(para 413 m ³ /día)	14 kg/cm ²
Presión de Saturación	336 kg/cm ²
Temperatura a N.M.D. 4097.5 m.	129 °C
Intervalo disparado	4087-4108 m.b.M.R.
Tipo de pistola	Owen****
Diámetro	1 11/16" ****
Densidad de los disparos	20 c/m.****
Permeabilidad	35 md*
Porosidad	4.0 % *
Formación	Jurásico Superior Kimmeridgiano
Roca productora	Caliza: 70.0 % * Dolomía: 20.0 % * Arcillas: 10.0 % *
Espesor Bruto	265 m. *
Espesor neto	60 m. *
Radio de drené	500 m.
Saturación d agua	30 %*
Contacto agua/aceite (+/-)	4500 m..
Densidad relativa del aceite (agua = 1)	0.867 **
*API	29.29 **

*Datos obtenidos de registros geofísico y el simulador Eclipse 100.

**Datos obtenidos de análisis de muestras de fondo del pozo realizado por Cia.Halliburton el 09/05/00

***Datos obtenidos del aforo de producción el 29 de marzo de 2000.

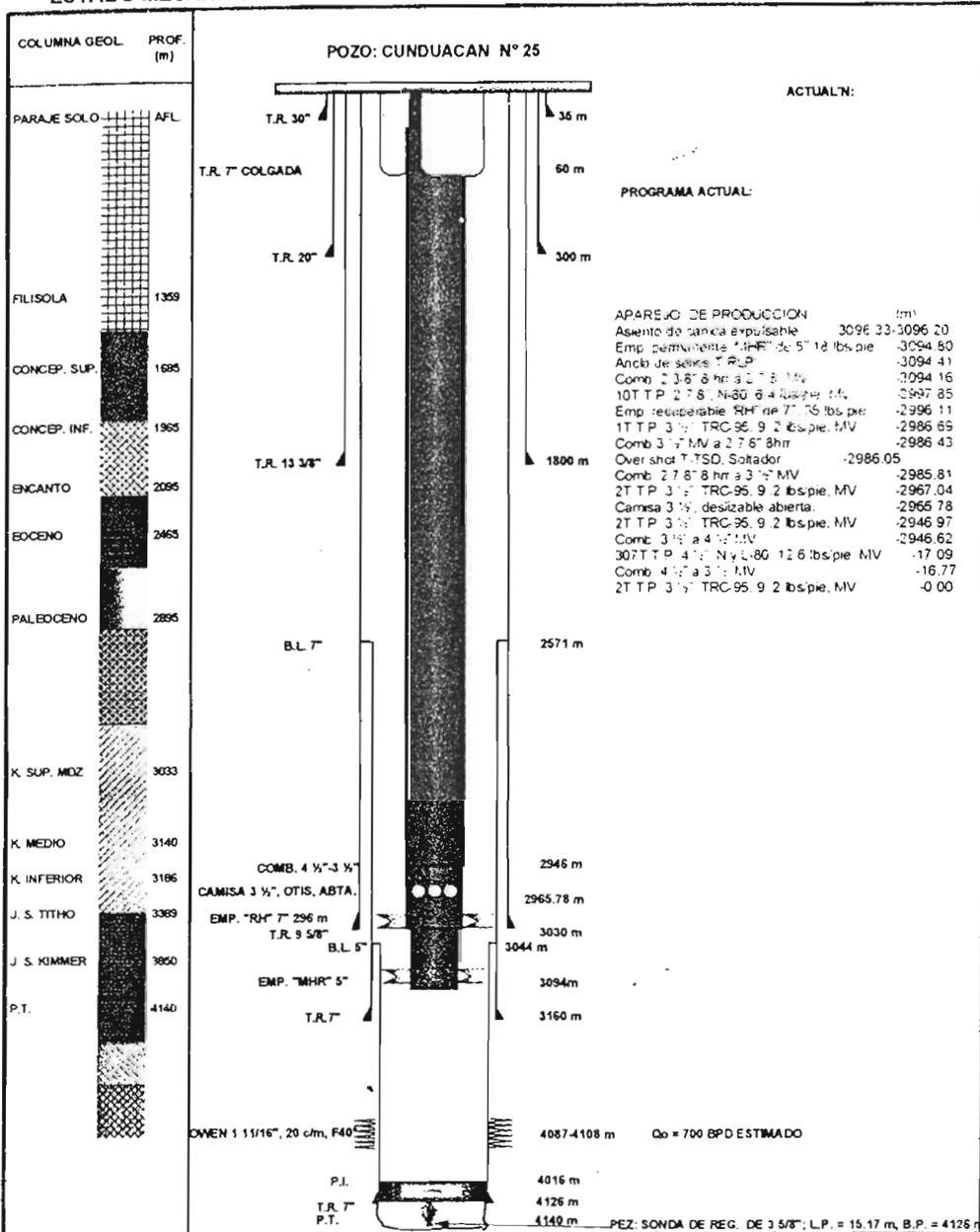
****Datos obtenidos del reporte de la terminación del pozo.

*****Datos obtenidos del registro PT.

I.2.- ESTADO MECÁNICO DEL POZO.

Se presenta el estado mecánico actual del pozo; el esquema fue elaborado por el departamento de Servicios de Apoyo Operativo (S.A.O.) en el presente año. En este esquema y con base en la información técnica podemos ubicar objetivamente la profundidad de 4078 – 4108 m.b.M.R., donde supuestamente está localizado el problema de depositación (formación productora, nivel medio de los disparos).

ESTADO MECANICO ACTUAL



I.3.- COMPORTAMIENTO DEL POZO.

A) PRODUCCIÓN ⁽¹⁹⁾.

El historial de la producción desde el 18 de agosto de 1997 a la fecha, lo podemos observar en la tabla No. 2. Resalta una producción de 80 m³/día al inicio y por efecto de la depositación orgánica, la producción observó variaciones constantes en diferentes etapas; los incrementos consecuentes que también se observan son debido a los tratamientos químicos y mecánicos que se le han efectuado, (ver gráfica 1).

Comportamiento de la Producción

En la tabla 2 se presentan los datos de medición de aceite, agua y relación gas-aceite realizados al pozo Cunduacán 25.

Tabla 2.- Historia de producción.

Intervalo (m)	Fecha (d/m/a)	Estrangulador (pg)		Presión (kg/cm ²)		Gasto de aceite (m ³ /día)	Agua (%)	RGA (m ³ /m ³)
		T.P.	T.R.	T.P.	T.R.			
4087-4108	18/08/97	Disparan el intervalo 4087-4108 m con pistolas Owen de 1 11/16" con 20 c/m y fase 40°, lográndose manifestar el pozo pero en forma intermitente, siendo necesario operar la red de B.N.						
"	20/08/97	93/64		10	31	80	12.1	495
"	21/08/97	93/64		10	31	47	11.3	495
"	22/08/97	93/64		10	31	47	11.4	495
"	23/08/97	93/64		10	31	13	13.3	495
"	24/08/97	93/64		10	31	97	11.8	495
"	27/08/97	93/64		12	34	97	11.8	495
"	04/09/97	93/64		10	34	97	12.5	495
"	05/09/97	Se cierra el pozo por presiones igualadas y se decide estimular el pozo con 15 m ³ de OSA-M nitrogenado, 20 m ³ de ácido MOD-202 al 10% espumado y 5 m ³ de ácido gelificado (desviador).						
"	06/09/97	Pozo sin manifestar por baja presión.						
"	26/10/97	Se induce el pozo con la red de B.N. y posteriormente se opera motocompresor a boca de pozo						
"	28/10/97	93/64		14	84	440	1.0	40
"	02/11/97	93/64		16	81	420	1.1	30
"	04/11/97	93/64		14	84	440	1.1	35
"	20/11/97	B.N.	2) 93/64"	61	17	534	1.1	35
"	09/12/97	B.N.	2) 93/64"	11	81	433	1.1	35
"	10/12/97	B.N.	2) 93/64"	11	81	519	1.1	35
"	23/12/97	B.N.	2) 93/64"	11	81	497	1.2	35
"	24/12/97	B.N.	2) 93/64"	11	81	519	1.1	35
"	10/02/98	B.N.	2) 93/64"	11	81	476	1.2	35
"	11/02/98	B.N.	2) 93/64"	11	81	497	1.2	35
"	12/02/98	B.N.	2) 93/64"	11	81	522	1.2	35
"	27/02/98	B.N.	2) 93/64"	13	82	549	1.1	35
"	25/02/99	B.N.	2) 93/64"	75	11	667	0.3	77
"	14/03/99	B.N.	2) 93/64"	75	11	514	0.4	77
"	15/03/99	B.N.	2) 93/64"	75	11	500	0.4	77
"	16/03/99	B.N.	2) 93/64"	75	11	867	0.3	77
"	17/04/99	B.N.	2) 93/64"	71	16	667	3.0	105
"	22/04/99	B.N.	2) 93/64"	70	15	832	0.3	105
"	23/04/99	B.N.	2) 93/64"	70	15	867	0.3	105
"	03/05/99	B.N.	2) 93/64"	70	15	811	0.3	105
"	04/05/99	B.N.	2) 93/64"	70	15	867	0.3	105
"	26/05/99	B.N.	2) 93/64"	71	18	877	0.3	105

Continuación de la tabla 2

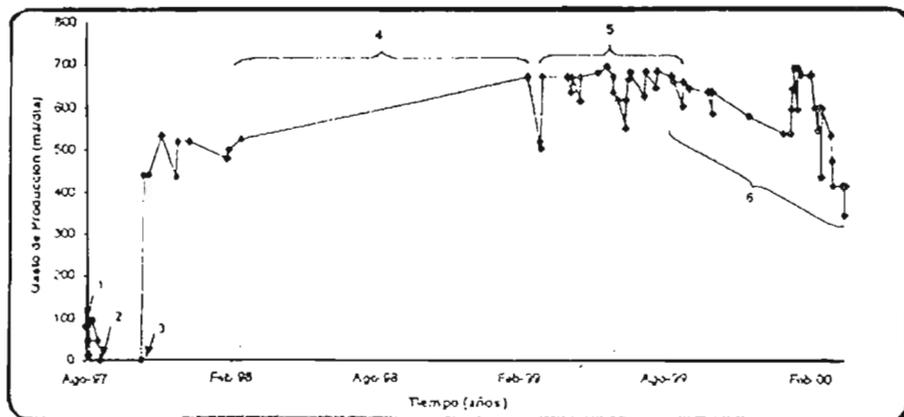
Intervalo (m)	Fecha (d/m/a)	Estrangulador (pg)		Presión (kg/cm ²)		Gasto de aceite (m ³ /día)	Agua (%)	RGA (m ³ /n. ³)
		T.P.	T.R.	T.P.	T.R.			
4087-4108	05/06/99	B.N.	2) 93/64"	71	16	692	0.3	103
"	13/06/99	B.N.	2) 93/64"	71	16	668	0.3	130
"	14/06/99	B.N.	2) 93/64"	71	16	631	0.3	138
"	20/06/99	B.N.	2) 93/64"	71	16	613	0.3	140
"	29/06/99	B.N.	2) 93/64"	71	16	549	0.4	140
"	30/06/99	B.N.	2) 93/64"	71	16	613	0.3	140
"	02/07/99	B.N.	2) 93/64"	71	16	661	0.3	130
"	05/07/99	B.N.	2) 93/64"	71	16	681	0.3	130
"	22/07/99	B.N.	2) 93/64"	73	13.5	624	0.3	130
"	23/07/99	B.N.	2) 93/64"	73	13.5	681	0.3	130
"	05/08/99	B.N.	2) 93/64"	73	13	645	0.3	130
"	06/08/99	B.N.	2) 93/64"	73	13	681	0.3	130
"	24/08/99	B.N.	2) 93/64"	72	11	671	0.3	130
"	28/08/99	B.N.	2) 93/64"	72	11	655	0.3	132
"	07/09/99	B.N.	2) 93/64"	74	11	600	0.3	132
"	08/09/99	B.N.	2) 93/64"	74	11	655	0.3	132
"	16/09/99	B.N.	2) 93/64"	72	11	640	0.3	134
"	08/10/99	B.N.	2) 93/64"	72	11	633	0.3	135
"	14/10/99	B.N.	2) 93/64"	72	11	580	0.3	135
"	15/10/99	B.N.	2) 93/64"	72	11	633	0.3	135
"	29/11/99	B.N.	2) 93/64"	73	13/11.0	576	0.3	139
"	13/01/00	B.N.	2) 93/64"	73	13/12.0	536	0.4	131
"	18/01/00	Se toma registro de presión fluyendo						
"	21/01/00	B.N.	2) 93/64"	68	15/14.0	536	0.4	131
"	22/01/00	B.N.	2) 93/64"	68	15/14.0	536	0.4	131
"	23/01/00	B.N.	2) 93/64"	67	13.5/12.5	592	0.3	131
"	24/01/00	B.N.	2) 93/64"	67	14/13.0	642	0.3	133
"	25/01/00	B.N.	2) 93/64"	67	14/13.0	690	0.3	133
"	30/01/00	B.N.	2) 93/64"	67	592	0.2	133
"	31/01/00	B.N.	2) 93/64"	67	690	0.3	133
"	04/02/00	B.N.	2) 93/64"	72	14/12.0	675	0.3	133
"	16/02/00	B.N.	2) 93/64"	68	14.5/10.5	675	0.3	133
"	17/02/00	B.N.	2) 93/64"	68	14.5/10.5	675	0.3	133
"	22/02/00	B.N.	2) 93/64"	67	12/10.0	595	0.3	133
"	25/02/00	B.N.	2) 93/64"	68	10/8.0	545	0.4	133
"	26/02/00	B.N.	2) 93/64"	68	10/8.0	595	0.3	133
"	01/03/00	B.N.	2) 93/64"	68	15/13.0	434	0.5	133
"	02/03/00	B.N.	2) 93/64"	66	14/12.0	434	0.5	133
"	03/03/00	B.N.	2) 93/64"	66	14/12.0	595	0.3	133
"	14/03/00	B.N.	2) 93/64"	66	14/12.0	533	0.4	133
"	15/03/00	B.N.	2) 93/64"	60	14/13.0	473	0.4	133
"	17/03/00	B.N.	2) 93/64"	60	14/13.0	413	0.5	133
"	28/03/00	B.N.	2) 93/64"	68	16/14	413	0.5	133
"	29/03/00	B.N.	93/64"-2"	68	14/12.0	413	0.5	133

Continuación de la tabla 2

Intervalo (m)	Fecha (d/m/a)	Estrangulador (pg)		Presión (kg/cm ²)		Gasto de aceite (m ³ /día)	Agua (%)	RGA (m ³ /m ³)
		T.P.	T.R.	T.P.	T.R.			
4087-4108	30/03/00	B.N.	2"- 93/64"	68	14/12.0	413	0.5	133
"	31/03/00	B.N.	2"- 93/64"	67	14/12.0	344	0.6	133
"	01/04/00	B.N.	2"- 93/64"	67	14/12.0	413	0.5	133

Los datos presentados en la tabla 2 se graficaron con el objeto de visualizar el comportamiento de la producción del pozo con respecto al tiempo y se presentan en la gráfica 1.

Gráfica 1.- Comportamiento de la Producción del Pozo.

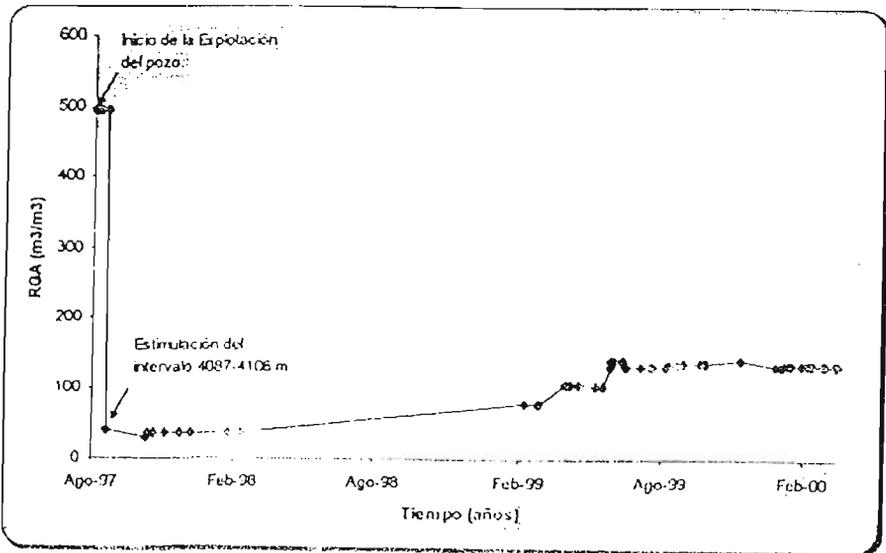


B) R.G.A. ⁽¹⁹⁾.

La relación gas-aceite al inicio de su explotación fue de $500 \text{ m}^3/\text{m}^3$, cuando debería mantenerse dentro del rango de $0.00 - 100 \text{ m}^3/\text{m}^3$; esa alta relación fue debido a daños ocasionados en la formación consistentes en el taponamiento de los poros de la roca habiendo una mayor liberación de gas en solución; fue a través de una estimulación matricial que como se muestra en la gráfica No.2

Se ha observado que desde 1999 la relación gas-aceite se ha ido incrementando probablemente por el efecto de la depositación orgánica y de finos de la formación en el medio poroso.

Gráfica 2.- Comportamiento de la RGA vs Tiempo.



C) PRESIÓN ⁽¹⁹⁾.

Para analizar esta información hacemos uso de la tabla No 3. y la gráfica No.3, en las cuales se observa que la formación presentaba una caída de presión por el daño presente en la formación, ocasionado por pérdidas totales y parciales del fluido de perforación.

Debido a que no se tienen datos suficientes de presión estática de fondo, se realizó una extrapolación utilizando su declinación normal la cual es de 3.00 kg/cm² por año, obteniéndose que a partir de fines del año 1998 hasta la fecha la caída de la presión estática de fondo se incrementó de 4.9 a 14 kg/cm², pudiéndose haber propiciado que las presiones de fondo fluyendo se ubicaran en la envolvente de depositación.

Comportamiento de la presión.

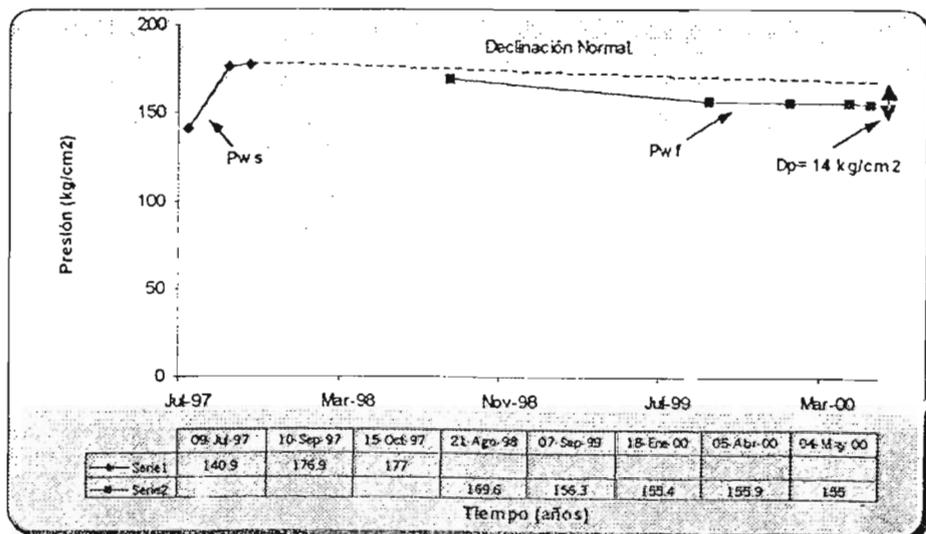
En la tabla 3 se presentan todos los registros de presión de fondo tomados al pozo Cunduacán 25 desde su inicio de explotación hasta la fecha y en la gráfica 3 se muestra el comportamiento de las presiones de fondo.

Tabla 3.- Datos de registro de presión.

Fecha. (d/m/a)	Prof. (m)	Pws (kg/cm ²)	Pwf (kg/cm ²)	Δp (kg/cm ²)	Observaciones
09-Jul-97	4072	140.9	---	---	Después de disparar el intervalo 4087-4108 m
10-Sep-97	4072	176.9	---	---	Después de Estimular el pozo
15-Oct-97	4072	177.0	---	---	
21-Ago-98	4072	174.5*	169.6	4.9	Extrapolación de la Pws en función de una caída de presión de 3.0 kg/cm ² /año.
07-Sep-99	4072	171.5*	156.3	15.2	Extrapolación de la Pws en función de una caída de presión de 3.0 kg/cm ² /año.
18-Ene-00	4072	170.5*	155.4	15.1	Extrapolación de la Pws en función de una caída de presión de 3.0 kg/cm ² /año.
05-Abr-00	4072	169.5*	155.9	13.6	Extrapolación de la Pws en función de una caída de presión de 3.0 kg/cm ² /año.
04-May-00	3954	169.0*	155.0	14.0	Extrapolación de la Pws en función de una caída de presión de 3.0 kg/cm ² /año.

* Datos extrapolados en función de la tendencia de la presión estática.

Gráfica 3- Comportamiento de la Presión de Fondo



CAPÍTULO II

ANÁLISIS Y PRUEBAS DE LABORATORIO REALIZADAS A LAS MUESTRAS RECUPERADAS EN SUPERFICIE.

II.1.-INSUMOS.

Los insumos requeridos para efectuar las pruebas de laboratorio fundamentales son muestras de roca de la formación de aceite y del agua producida.

Es deseable contar para algunas de las pruebas, con muestras de fluidos de fondo preservadas y muestras de depósito, sin embargo, existen dificultades operativas más que económicas para su consecución.

II.2.- RECOPIACIÓN DE MUESTRAS DE DEPÓSITO Y DE FLUIDOS PRODUCIDOS.

- Muestras de fondo preservadas.- Esta actividad generalmente es confiada a una compañía prestadora de servicios, la cual es la encargada de realizar el muestreo, mediante botellas muestreadoras recolectando la muestra del aceite a condiciones de yacimiento y posteriormente es llevado al laboratorio para efectuar su análisis correspondiente, finalmente entregar los resultados obtenidos junto con la envolvente de fases.
 - Muestras de roca .- No se contó con el análisis de la roca. Consiste en un análisis composicional mineralógico de lo que está constituida dicha roca.
-

- Muestras de crudo.- Es la muestra que se obtiene a condiciones de superficie para efectuar análisis diversos.
- Muestras de depósito.-Es una muestra representativa que se logra obtener en el lugar de la depositación.

II.3.- PRUEBAS DE LABORATORIO Y CAMPO.

A) COMPOSICIÓN DE LA ROCA.

El análisis composicional mineralógico por elementos de la roca de la formación se realiza en un difractómetro de rayos X.

Para el caso que se estudia se utilizó información disponible, proveniente de la recopilación efectuada en mayo de 2000 por el Instituto Mexicano del Petróleo⁽¹⁹⁾.

La composición mineralógica de la roca productora del pozo Cunduacán 25 en el período Jurásico superior Kimmeridgiano es la siguiente: Caliza, 70% Dolomía, 20%; Arcilla, 10%.

B) ANÁLISIS PETROFÍSICO

Para enfocar el estudio hacia los procesos de la depositación de los asfáltenos, es necesario realizar pruebas de laboratorio y campo, con la intervención de personal y el empleo de equipo especializados.

- A) Propiedades Físicas, químicas y físico-químicas incluidos peso molecular y composición del aceite, así como la envoltura de depositación de asfaltenos entre otras.
- B) Propiedades físicas, químicas y físico-químicas de la roca, incluidas composición mineralógica, mojabilidad, porosidad, permeabilidad, dureza, sensibilidad a fluidos de tratamiento, solubilidad en fluidos de tratamiento, entre otras.
- C) Propiedades Físicas y químicas del depósito, incluidas densidad, dureza, composición, solubilidad y dispersabilidad, entre otras.
- D) Pruebas de campo diversas incluidas las de variación de presión, de producción, calibración del pozo, entre otras.

La información disponible establece una Porosidad del 4.0% y una Permeabilidad del 35 md.

C)ANÁLISIS EN MUESTRAS DE ACEITE AGUA Y DEPÓSITO.

La compañía Halliburton realizó el 10 de junio del 2000, un análisis físico de muestras de aceite y agua, arrojando los siguientes resultados:

ACEITE	100%
DENSIDAD DEL ACEITE	0.879 gr/c.c.
° API	27.6
ASFALTENOS	2.53 % peso
PARAFINAS	3.63 % peso
AGUA	TRAZAS.

Resultados del análisis de una muestra de depósito proveniente del pozo .

Se cuenta con datos históricos de una muestra sólida de aspecto pastosa que se recuperó en el fondo del pozo Cunduacán 25 y fue analizada por la Cía. Halliburton el 9 de mayo del 2000. En la siguiente tabla se muestra el peso de los sólidos resultantes y el porcentaje disuelto por los diferentes fluidos, después de estar en contacto con los mismos.

TABLA No. 4 Porcentajes del depósito disuelto por diferentes fluidos

Muestra No.	Solvente	Peso Inicial (g)	Tiempo De Disolución (min)	Disolución En Porcentaje (%) peso
1	Sistema OSA*	3.0019	15:00	11.4
2	HCl al 15%	2.6600	15:00	32.8
3	Agua Caliente	1.6754	15:00	00.0
4	HF-Regular	1.6754	15:00	00.0

De los resultados mostrados en la Tabla 4, la compañía de servicio concluyó que la muestra de depósito está constituida por un 11.4% de asfaltenos, 32.8% de carbonatos y 55.8% de sólidos insolubles.

II.4.- RESULTADOS DEL ANÁLISIS DEL ACEITE PROVENIENTE DEL POZO.

Por otra parte, en los laboratorios del I.M.P. se realizaron en el mes de Octubre del 2000 pruebas con el aceite que produce el pozo Cunducán 25; la primera se le denominó "Prueba de Electrodeposición", que tuvo una duración de 24 horas, en la que se determinó que el fenómeno de "Electrodeposición de Asfaltenos" no existe en las tuberías de dicho pozo. Continuando con la siguiente prueba, ésta se realizó para conocer el contenido de asfaltenos insolubles en heptano, mediante el siguiente procedimiento: ⁽¹⁷⁾.

- 1.-Se pesó 1 gramo de muestra y, por separado, se midió un volumen de 100 ml de heptano.
 - 2.-Se sometió la muestra a reflujo a temperatura controlada y con agitación durante 30 minutos.
 - 3.-Se filtró en caliente la mezcla, quedando en el filtrado residuos sólidos; a éstos se les introdujo al horno para secarlos durante un tiempo de 30 minutos.
 - 4.-Se sacaron los residuos del horno y se dejaron en el desecador durante un tiempo de 15 a 20 minutos.
 - 5.-El residuo sólido que se obtuvo, se pesó y se calculó el porcentaje en peso que se reportó como % en peso de insolubles en heptano.
 - 6.-Finalmente se concluyó que el aceite que proviene del pozo Cunduacán 25, contiene 1.04 % de asfáltenos. Adicionalmente se realizaron otras determinaciones las cuales fueron pruebas diversas con el crudo del pozo Cunduacán 25. Los resultados aparecen a continuación:
-

**PRUEBAS DIVERSAS CON EL CRUDO DEL
POZO CUNDUACÁN 25**

Densidad relativa @ 25° C	0.88395
°API	28.58
Viscosidad Fann @ 25°C	16 cp
Contenido de asfaltenos	1.04% en peso (ASTM D3279/90)

Contenido de parafinas	5,71% en peso (UOP 46/64)
Punto de escurrimiento	-9°C (ASTM D97/78)
Contenido de agua	0%

Sedimento por centrifugación 0.8% en volumen

- El sedimento está formado por una emulsión estabilizada por asfaltenos, parafinas y trazas de finos inorgánicos.

-El aceite fue sometido a pruebas de electrodeposición, a la temperatura de 50°C, durante 24 horas, con resultados negativos, es decir no se presentó depósito debido al efecto electroquímico.

CAPÍTULO III

DEPOSITACIÓN ORGÁNICA

III.1.- ASPECTOS GENERALES DE LA DEPOSITACIÓN.

DEPÓSITOS ORGÁNICOS

Los depósitos orgánicos están constituidos básicamente por asfaltenos y/o parafinas.

Generalmente depósitos son sólidos o semisólidos, los cuales reducen las áreas libres al fluido en cualquier parte del sistema formación-pozo-lineas e instalaciones, ocasionando en algunos casos la restricción total del fluido.

En las instalaciones de recolección, separación y almacenamiento, se llegan a acumular grandes cantidades de estos depósitos lo que hace necesaria la suspensión de la producción, para remover los depósitos y limpiar las instalaciones.

Los depósitos orgánicos son ocasionados por componentes del propio aceite y se han identificado como asfaltenos y parafinas.

Los asfaltenos son una fracción del aceite insoluble en hidrocarburos parafínicos de bajo peso molecular, tales como el n-pentano y el n-heptano. Su composición

química es compleja y no se conoce con exactitud. Su peso molecular varía de 500 a 500,000 Å.

Las parafinas son hidrocarburos saturados que contienen solo carbono e hidrógeno en sus moléculas. La estructura de estos puede presentarse como una cadena recta, ramificada o formando anillos, tienen la propiedad de ser un sólido a altas temperaturas.

Aún cuando existen depósitos compuestos principalmente de asfáltenos o de parafinas, generalmente se manifiesta la presencia de ambos tipos de sustancias asociadas en mayor o menor proporción.

Los depósitos de asfáltenos se identifican por su solubilidad en solventes orgánicos de tipo aromático y su posterior precipitación con n-pentano o n-heptano. Además, no se funden por calentamiento.

En cambio, los depósitos parafínicos se funden al calentarse, y son solubles en casi todos los solventes orgánicos aromáticos y parafínicos, sin embargo se pueden separar por precipitación con acetona y por enfriamiento.

FACTORES QUE PROPICIAN LA FORMACIÓN DE DEPÓSITOS ORGÁNICOS

Los principales factores que ocasionan la formación de depósitos orgánicos son:

- Condiciones de presión, temperatura y composición del aceite crudo.
- Fenómenos eléctricos.
- Agentes externos.

El amplio intervalo en volatilidad y puntos de fusión de los componentes del petróleo crudo fomenta la formación de fases vapor, líquido y sólido cuando se varía la presión o la temperatura.

Al disminuir la temperatura, por ejemplo, los hidrocarburos de alto peso molecular existentes en el crudo pueden cristalizar y precipitar en forma similar, cuando baja la presión del yacimiento, debido al flujo desde la formación hasta las instalaciones superficiales, la liberación de sus compuestos ligeros causa la desestabilización del equilibrio composicional logrado en la formación, de forma tal que las moléculas más pesadas (asfaltenos y resinas) se asocian y coprecipitan.

Otra de las causas por las que los asfaltenos pueden precipitarse durante la explotación de petróleo, es la creación espontánea de potenciales de corriente, generados por el simple movimiento de una fase sobre otra. Las dos fases se cargan igual pero con signo opuesto. El potencial producido depende de la velocidad a la cual se separan las fases y de la conductividad eléctrica de las mismas.

La generación espontánea de los potenciales de corriente, provoca el desequilibrio de las partículas coloidales, causando el fenómeno conocido como electrodeposición de asfaltenos.⁽¹⁵⁾

Los tratamientos con ácido a pozos propician la precipitación de lodo asfáltico, debido al contacto de aceites crudos con el ácido. Este efecto se hace crítico, cuando el ácido contiene hierro en solución, sobretodo Fe^{+3} , el cual generalmente proviene de la pared de la tubería de producción, o bien, del mismo yacimiento.

La cantidad de material asfáltico precipitado por contacto del aceite con el ácido, es función directa de la concentración del ácido, la concentración del ión hierro, del tiempo de contacto y el contenido en asfaltenos del aceite⁽¹⁸⁾.

Dentro del pozo, la superficie interna de la tubería de producción entra en contacto con el petróleo en las condiciones de presión y temperatura característicos de cada pozo y del tipo de fluido. Algunos autores consideran que la mayor parte de los hidrocarburos, y específicamente los ligeros, no son corrosivos e inclusive preservan la superficie metálica del ataque de otros compuestos al formarse una película orgánica protectora, aunque ésta varía a lo largo de la pared del pozo y depende de la fase del hidrocarburo, líquida o gaseosa ⁽²⁵⁾.

Los aspectos de corrosión dentro de la tubería de producción no se han relacionado con la formación de depósitos orgánicos, aunque en muchos casos, la presencia de depósitos sólidos coincide con áreas de la tubería de producción sujeta a corrosión⁽²⁴⁾, y a la profundidad a la que se produce el cambio de fase (aparición de la fase vapor) en el aceite.

El material y la construcción de la tubería de producción son de acuerdo con las especificaciones del API. En el caso de las aleaciones de varios metales, éstos pueden tener diferentes afinidades hacia el oxígeno, dado las diferentes energías libres de formación de sus óxidos. Por ejemplo, en aleaciones con cromo la capa de óxidos de cromo se forma muy rápido, pero si la concentración del cromo es baja se pueden formar solo zonas ricas en óxido de cromo debajo de la superficie, con una capa de óxidos de hierro puros encima ⁽²³⁾. Por ello, estas aleaciones

ofrecen baja resistencia a la corrosión por H_2S en las condiciones prevaletientes dentro de los pozos petroleros.

El único estudio que relaciona al asfalteno con los iones de hierro ha sido el de Nalwaya ⁽²⁷⁾. El autor presenta una técnica de fraccionamiento y caracterización del asfalteno y encuentra que al poner en contacto al aceite con iones de Fe^{3+} se produce un aumento considerable en la cantidad precipitada comparado con el caso normal. Aunque no encuentra diferencias composicionales entre los dos tipos de asfaltenos, sugiere que se forman fuertes enlaces entre los compuestos polares del aceite y el ión férrico.

Sin embargo, la mayor parte de las investigaciones que involucran contacto entre asfalteno y superficies sólidas se han hecho para estudiar la adsorción del asfalteno de su solución, sobre superficies minerales.

PREDICCIÓN DE LA FORMACIÓN DE DEPÓSITOS ORGÁNICOS

La predicción de la formación de depósitos orgánicos se inicia con la caracterización del aceite crudo, incluyendo su contenido de asfaltenos y parafinas, así como el punto de escurrimiento del aceite.

Posteriormente, se determina experimentalmente la envolvente de depositación orgánica, o sea, el lugar geométrico de los puntos sobre un diagrama presión-temperatura en los que comienzan a precipitar las fracciones pesadas de un aceite. Esta información se utiliza para pronosticar los posibles escenarios de la depositación orgánica, las variables de producción que afectan la depositación y el punto de aplicación del método de control de la depositación.

Actualmente existe en el mercado software para obtener envolventes de depositación de asfaltenos, a partir de análisis PVT. Sin embargo, no se ha validado la confiabilidad de dichos modelos.

REMOCIÓN DE DEPÓSITOS ORGÁNICOS

Las técnicas utilizadas en la remoción de depósitos orgánicos son:

- MECÁNICA
- SOLVENTES ADICIONADOS DE PRODUCTOS QUÍMICOS
- ULTRASÓNICA
- TÉRMICA (APLICABLE A POZOS CON PROBLEMAS DE PARAFINA)
- ESTIMULACIONES NO ÁCIDAS
- ESTIMULACIONES ÁCIDAS - NO ÁCIDAS

Los raspadores y cortadores mecánicos ensamblados a la línea de acero son las herramientas utilizadas para remover los depósitos. También se emplea el chorro de arena o material cerámico.

El uso de solventes adicionados de productos químicos dispersantes es el método más ampliamente utilizado para remover depósitos orgánicos. Solventes tales como: tolueno y xileno con dispersantes seleccionados para tal fin, se bombean a través de la tubería flexible, circulando continuamente.

Una tecnología de aplicación reciente es la ultrasónica, 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, generando cavitaciones que barren la superficie expulsando la materia extraña.

El calor para fusionar y disolver parafina, a través del uso caliente, ha caído en desuso debido al daño a la formación por la reprecipitación de parafinas de alto peso molecular.

El empleo de solventes mutuos, y en general sistemas no ácidos, es cada vez más frecuente en estimulaciones no reactivas para remoción de asfaltenos y parafinas precipitados en las inmediaciones de la formación productora.

Por otra parte, la estimulación de pozos que producen aceite susceptibles a depositar asfaltenos se realiza con sistemas ácidos - no ácidos, para restituir o incrementar la producción, mediante la remoción de daños diversos, entre ellos el propiciado por la precipitación orgánica.

CONTROL DE DEPÓSITOS ORGÁNICOS

Las tecnologías utilizadas en el control de depósitos orgánicos son:

- MAGNÉTICA
- TERMODINÁMICA
- MICROBIOLÓGICA
- RECUBRIMIENTOS
- ELECTROTÉRMICA (APLICABLE A DEPÓSITOS DE PARAFINA)
- PRODUCTOS QUÍMICOS

La tecnología magnética se utiliza como un método preventivo, consiste 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. Esta técnica se ha probado en México con resultados satisfactorios en el control de depósitos de asfaltenos. En China y Colombia se aplica en más de 4,000 pozos para el control de parafinas con resultados muy satisfactorios.

De la aplicación 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 % y el contenido de agua producida asociada al aceite crudo, es mayor del 20%.

La técnica termodinámica es la más difícil de aplicar, ya que involucra la selección de variables de producción (presión, temperatura y composición del aceite) que deben moverse para desplazar o aminorar el problema de la depositación.

La técnica microbiológica se emplea como método preventivo y correctivo de depósitos de parafina. Está basada en la inoculación de microorganismos de ocurrencia natural, con habilidad de degradar selectivamente las parafinas saturadas en las inmediaciones de la formación durante su metabolismo. 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, que conllevan a una disminución del depósito de parafina.

Mediante esta técnica también se ha logrado la degradación de asfaltenos a nivel de laboratorio, hasta temperaturas de 100°C. por lo que continúan las investigaciones enfocadas a su aplicabilidad a temperaturas mayores.

Con respecto al empleo de tubería recubierta, estos recubrimientos utilizados son de vidrio, de resina epóxica y de polímeros tipo teflón, ésta se ha utilizado para prevenir la depositación tanto de asfaltenos como de parafinas.

Estos recubrimientos actúan como una barrera física, que impide el flujo de corriente eléctrica, y por lo tanto la depositación del asfalteno y en general de material orgánico, debido a la baja rugosidad del recubrimiento.

La tecnología electrotérmica se ha utilizado para el control de parafinas con resultados satisfactorios, sin embargo, su uso no es muy común debido a su alto costo.

Trabaja 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 temperatura del fluido se mantiene arriba del "punto de nube" ⁽¹⁷⁾ de la parafina, previniendo su depositación.

Finalmente, la tecnología química continúa siendo la de mayor uso para la inhibición tanto de asfaltenos como de parafinas.

Constantemente se desarrollan nuevos productos, cada vez más eficientes y continúa el mejoramiento de los mismos.

Así mismo, las técnicas de aplicación de los productos han sido optimizadas, dosificándose estos a través de tubería flexible o flejada, o bien en baches.

Adicionalmente, y para prevenir el daño a la formación en una estimulación con ácido, es una práctica común el control de la corrosión en medio ácido y la dosificación apropiada de agentes de control de hierro y de lodo asfáltico. Lo anterior, debido a la formación de "sludge", como resultado del contacto del aceite crudo con el ácido, que podría ocasionar, inclusive, resultados finales de la estimulación adversos.

Así mismo, otro de los aspectos considerados en el diseño de una estimulación, es el uso de "baches" espaciadores o "colchones", entre el aceite y el sistema ácido.

Cabe destacar que una de las limitaciones de los tratamientos estimulaciones matriciales de la formación, es que son medidas correctivas temporales, ya que si persisten los problemas de precipitación, eventualmente la formación se volverá a taponar y será necesario programar un nuevo tratamiento de estimulación que es lo más probable que esté ocurriendo en el pozo Cunducán 25

Para establecer un diagnóstico al problema que se está investigando que es la depositación de orgánicos en el pozo Cunducán 25, tendremos que destacar los elementos más importantes que lo originan:

Asfaltenos. La Coordinación de Operación de Explotación del Activo de Producción Samaria Sitio Grande, sostiene que debido a la presencia de asfaltenos y parafinas, cada determinado lapso se obstruye el aparejo de

producción, lo que ocasiona que disminuya considerablemente la aportación del pozo, y es notorio que después de cada intervención, se restablece la producción. Tal aseveración que hace esta Coordinación a la Coordinación de Diseño de Explotación Samaria-Íride, el 17 de julio del 2000, la basa en el análisis de laboratorio encomendado a la compañía Halliburton el 9 de mayo del 2000 en donde se destacan los resultados de una prueba de solubilidad de la muestra sólida recuperada en el fondo del pozo, interpretada como composicional, de la cual se concluye que dicha muestra contiene: 11.4% de asfaltenos; 32.8% de Carbonatos, y el 55.8% de sólidos insolubles.

Cabe destacar que una de las limitaciones de los tratamientos o estimulaciones matriciales de la formación, es que son medidas correctivas temporales, ya que si persisten los problemas de precipitación, eventualmente la formación se volverá a taponar y será necesario programar un nuevo tratamiento de estimulación que es lo más probable que esté ocurriendo en el pozo Cunduacán 25.

Continuando con el diagnóstico para la solución al problema del pozo Cunduacán 25, y una vez expuesta la literatura especializada que señala con bastante precisión el problema de precipitación y depositación de los asfaltenos que se manifiesta para algunos crudos, en mayor o menor grado en toda las facetas asociadas a la producción, transporte y procesamiento de los hidrocarburos, causando daños a la formación, taponamiento a las tuberías del

pozo, equipos y accesorios de superficie, el siguiente paso será determinar las zonas afectadas por la depositación de asfaltenos del pozo Cunduacán 25.

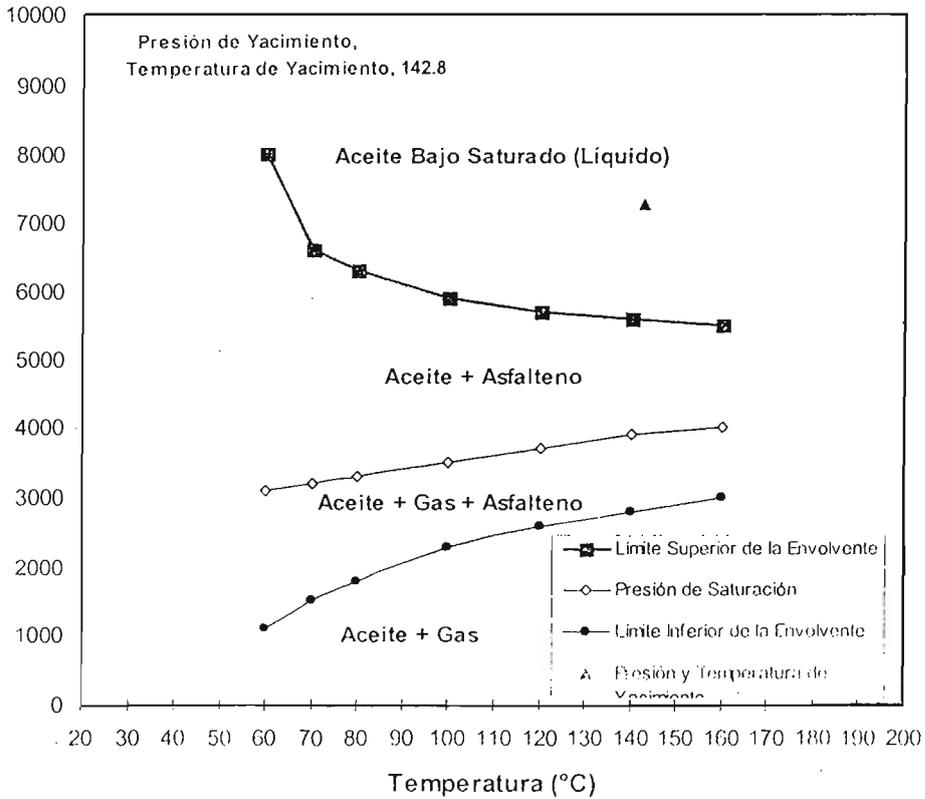
III.2.- DETERMINACIÓN DE LA ZONA AFECTADA POR LA DEPOSITACIÓN.

En virtud de que, no se contó con la información técnica como son las pruebas de laboratorio que implicaban muestreos de fondo para diagnosticar la depositación orgánica en el pozo Cunduacán 25, por adecuar el alcance del trabajo a la descripción del procedimiento de diagnóstico y solución, tomando como base los estudios realizados y la información requerida.

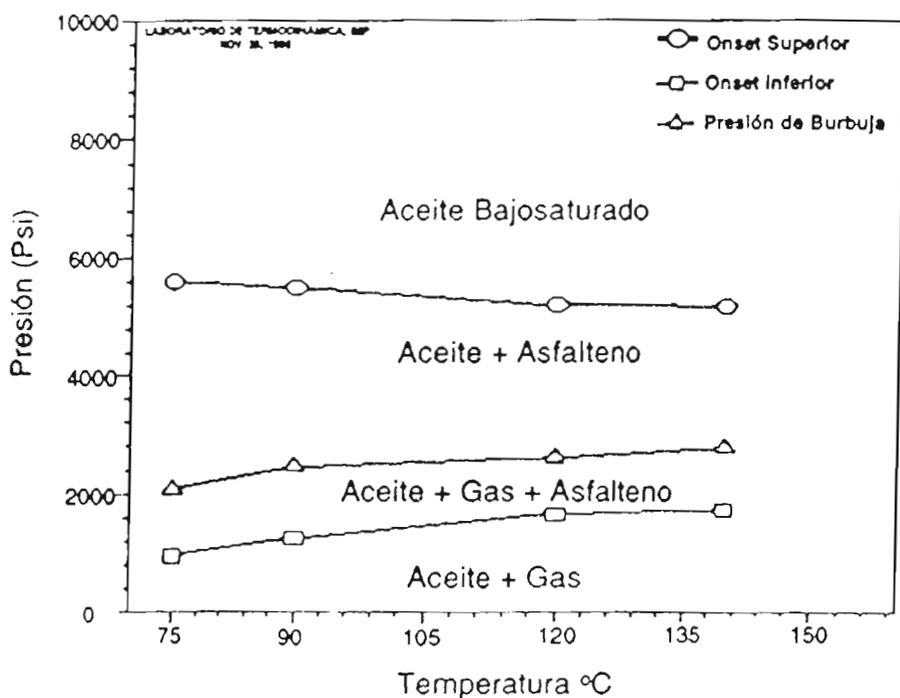
La formación de depósitos orgánicos se inicia con la caracterización del aceite crudo, incluyendo su contenido de asfaltenos y parafinas, así como el punto de escurrimiento del aceite; posteriormente se determina experimentalmente la envolvente de depositación orgánica, o sea el lugar geométrico de los puntos sobre un diagrama presión-temperatura, en los que comienzan a precipitar las fracciones pesadas de un aceite (ver gráficas). Esta información se utiliza para pronosticar los posibles escenarios de la depositación orgánica de un aceite crudo, las variables de producción que deben moverse para aminorar el problema de la depositación y el punto de aplicación del método de control del problema.

Este comportamiento general de la envolvente de fases, se ha comprobado en los casos particulares de los pozos Chinchorro 1, Puerto Ceiba 101-B, Yagual 3, en los cuales se tuvo información suficiente. (Se anexan gráficas).

EDA MEDIDA DEL ACEITE VIVO

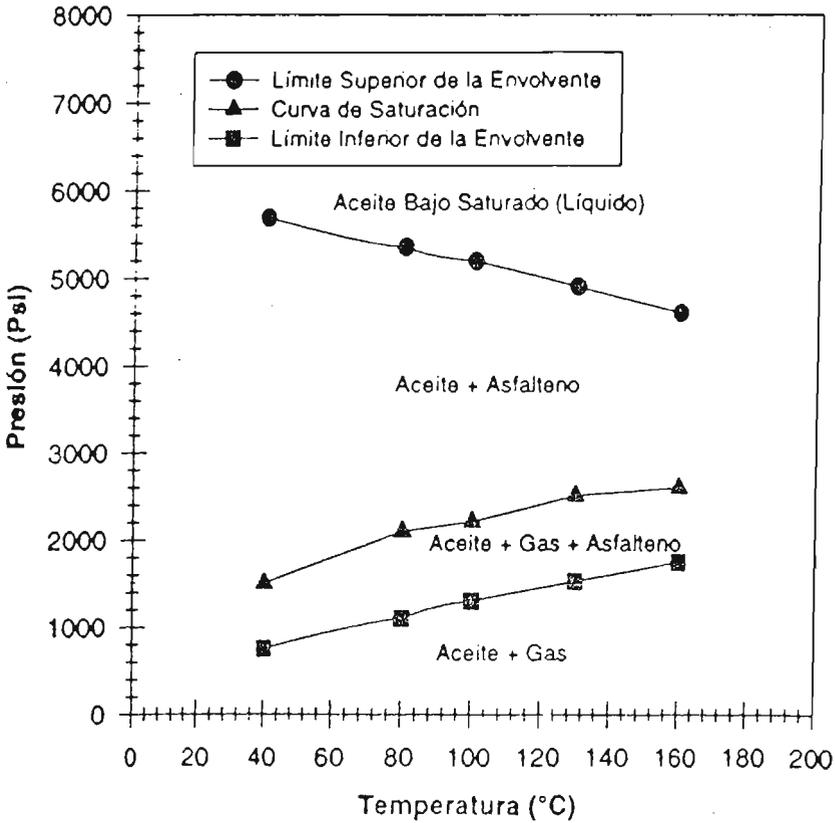


Envolvente de Precipitación de Asfaltenos Aceite Vivo "Chinchorro-1"



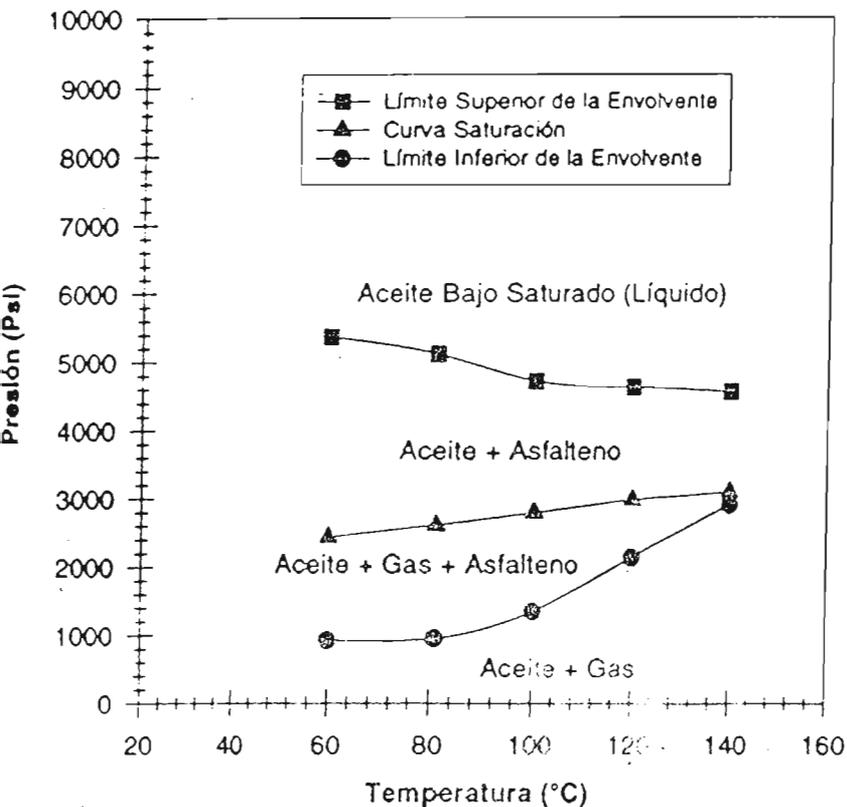
EDA medida para el Aceite "vivo" Chinchorro-1.

Envolvente de Depositación de Asfalteno Puerto Ceiba 101B



EDA medida para el Aceite "vivo" Pto. Ceiba 101B.

Envolvente de Depositación de Asfalteno Pozo Yagual 3



EDA medida para el Aceite "vivo" Yagual-3

III.3.- EFECTOS TERMORDINAMICOS DE LA INYECCIÓN DE GAS.

El efecto Joule Thompson⁽¹³⁾, indica que un fluido gaseoso que pasa de un diámetro menor a uno mayor sufre un efecto termodinámico consistente en un cambio de temperatura debido a la expansión.

Esta expansión es inherente a la geometría del pozo en explotación porque su diseño requieren de diferentes diámetros de tuberías que se ajuste a la producción óptima. Cuando el yacimiento ha perdido su energía natural, es necesario inyectarle gas natural mediante un sistema artificial de B.N. para continuar su explotación; Sin embargo, ese sistema artificial de producción con inyección de gas que hace fluir a los hidrocarburos mediante la libre expansión, provoca el fenómeno el efecto de Joule-Thompson. Este fenómeno se presenta en toda situación en donde existan cambios de diámetros muy acentuados.

Sin bien es cierto que el procedimiento de inyección de gas de B.N. favorece a la producción de hidrocarburos, también es el causante de la depositación de orgánicos por los efectos termodinámicos que se presentan, como veremos enseguida con el pozo Cunduacán 25.

CAPITULO IV

MEDIDAS CORRECTIVAS DE LA DEPOSITACIÓN

IV.1.-LIMPIEZA DEL POZO Y ESTIMULACIÓN DE LA FORMACIÓN

Definición. Una estimulación de un pozo se define como el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirve para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo, o de éste a la formación.

Los objetivos de la estimulación son: para pozos productores, incrementar la producción de hidrocarburos; para pozos inyectoros, aumentar la inyección de fluidos como agua, gas, y para procesos de recuperación secundaria y mejorada, optimizar los patrones de flujo.

Dentro de las medidas correctivas que actualmente se conocen acerca de la depositación de asfaltenos y parafinas en pozos petroleros tenemos las limpiezas de aparejo de producción y estimulaciones a la formación; la limpieza de aparejo de producción consiste en bajar con la unidad de tubería flexible por el interior del pozo, lavando con agua o algún aditivo espumoso al aparejo de producción y también en la vecindad del pozo a fin de disolver los finos de la formación y las incrustaciones de carbonatos que probablemente se encuentren adheridos en las paredes de las tuberías o en algunos casos en el fondo del pozo.

Una vez realizada la limpieza del pozo totalmente, la siguiente operación sería efectuar una estimulación matricial a la formación productora, con el propósito de remover y limpiar los canales de flujo de la roca que se encuentra taponado por la depositación, obstruyendo el paso de los fluidos que aporta el pozo, por la depositación de orgánicos, dando como resultado un abatimiento en cuanto a su producción. Eso es lo que actualmente esta ocurriendo en el pozo Cunduacán 25.

IV.2.-ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO ÁCIDA.

Para la limpieza normalmente se usan solventes y productos químicos para remover materiales diversos(parafinas, asfaltenos, etc.). Estos fluidos son circulados y entran en contacto con la zona productora pudiendo alterar las condiciones de mojabilidad de la roca o propiciar daños por incompatibilidad. A veces se usan escariadores y fluidos para limpiar el pozo, si los residuos de esta operación circulan hacia el fondo y logran penetrar la formación, es también factible su taponamiento.

En cuanto a la estimulación, ésta debe ser cuidadosamente diseñada para evitar que los fluidos de tratamiento inyectados contra la formación, puedan dejar residuos por precipitaciones secundarias o incompatibilidades con los fluidos de la formación. Obviamente estos efectos causarán daños difíciles de remover y en ocasiones, permanentemente. Los fluidos ácidos de estimulación son de las

fuentes de mayor potencialidad de daños. Una selección inapropiada del fluido de estimulación, o el no tomar en cuenta las condiciones de los pozos en los que se aplica la estimulación, puede acarrear daños severos y, en ocasiones, permanentes. Al inyectar un ácido, los productos de corrosión de las tuberías son disueltos y llevados a la formación. Al gastarse el ácido, éstos productos compuestos de hierro, vuelven a precipitarse en la roca; asimismo los fluidos de estimulación, llevan productos químicos como pueden ser ácidos, surfactantes, etc., que pueden cambiar la mojabilidad de la roca, crear emulsiones, reaccionar con el aceite del yacimiento formando lodos asfálticos, desconsolidar la roca, o causar precipitaciones indeseables.

Dentro de las estimulaciones que actualmente se conocen están:

Las reactivas espumadas, y no reactivas, para poder seleccionar que tipo de estimulación debe emplearse, las reactivas espumadas se utilizan para disolver los finos de la formación y/o incrustaciones de carbonatos.

Las no reactivas, por lo regular se utilizan para disolver los depósitos orgánicos presentes en la formación.

Para el caso del pozo Cunduacán 25, se han empleado ambos tratamientos, obteniendo resultados no satisfactorio por ser un tratamiento temporal, ya que persisten los problemas se vuelve a taponar de nuevo la formación por depósitos orgánicos siendo necesario programar un nuevo

tratamiento de estimulación. Como una medida preventiva permanente, es necesario realizar un estudio a fondo detallado, a fin de determinar las causas que provocan la precipitación de asfaltenos de la formación a la tubería de producción, donde el problema se pudiera corregir mediante la inyección de productos químicos en el fondo del pozo Cunduacán 25.

IV.3.-FRACTURAMIENTO DE LA FORMACIÓN

El fracturamiento hidráulico a la formación consiste en la inyección de un fluido a un pozo, a presiones tales que genere esfuerzos de tensión en la formación, de tal magnitud que se propicia la creación de una fractura. Esta fractura se propaga en formación a medida en que se continúa inyectando fluido. Una fractura creada debe permanecer en alguna forma abierta, inyectando un agente de sostén, es decir un sustentante o apuntalante mezclado con arena sílice y resina o grabando las paredes de la fractura con ácido, el fracturamiento hidráulico de una formación permite incrementar la productividad de los pozos, sobre todo en formaciones con baja permeabilidad⁽¹¹⁾.

Sin embargo, analizando la problemática que presenta el pozo Cunduacán 25, dentro de las medidas correctivas se recomienda que se programe un fracturamiento hidráulico a la formación con la finalidad de crear una especie de puenteo en su roca productora en este caso debe establecer un canal altamente conductivo para el flujo, evitando con esto que la formación se obstruya con materiales orgánicos e inorgánicos nuevamente, logrando con esto una óptima producción.

MEDIDAS PREVENTIVAS DE LA DEPOSITACIÓN

V.1.-DISPOSITIVOS MAGNETICOS.

La depositación de asfaltenos es un problema muy común en pozos petroleros y debe de ser evitado, hasta la fecha no existe tecnología eficiente que contrarreste el problema desde el yacimiento, sin embargo si existen alternativas para la solución dentro del pozo.

Para solucionar el problema existen anillos de cerámica magnetizada o herramienta acondicionadora de fluido (MFC), para prevenir la formación de parafinas y corrosión, evitando el taponamiento de los aparejos de producción.

El tratamiento magnético consiste en la polarización de las sustancias, una vez que éstas toman la polarización inducida, entrando a una suspensión evitando así la precipitación de las mismas⁽²¹⁾.

Para el caso del pozo Cunduacán 25, el empleo de un dispositivo magnético que sería colocado en un extremo de un tramo de tubería flexible y ésta a la vez quedará colgada en el interior del pozo, además en ese mismo extremo colocarle un tubo difusor que quedaría instalado a la profundidad media de los disparos del pozo, frente al intervalo productor 4087-4108 m.b.M.R.

Posteriormente, a través de la tubería flexible colgada en el pozo, desde la superficie y mediante una bomba de inyección se le inyectaría a la formación un aditivo que remueva y evite que se forme la depositación de orgánicos, lo cuál con

este proceso se evitaría la precipitación y deposición de orgánicos en el interior del pozo.

Otras de las medidas preventivas (restrictiva) en cuanto a la deposición de asfaltenos, sería la colocación de un estrangulador de fondo en el pozo, con esto se mantendrían las condiciones de presión fuera de la envolvente de precipitación y se evitaría la precipitación y deposición de orgánicos.

V.2.-INYECCIÓN DE PRODUCTOS

En cuanto a la inyección de productos químicos como medida preventiva para evitar la deposición, es muy factible su aplicación ya que ofrece un amplio rango de productos para el control de los problemas ocasionados por la deposición de asfaltenos y parafinas, mediante la inyección constante de un fluido a través de un conducto instalado en el pozo, para prevenir o en su caso remediar los problemas de obstrucción, causados por la deposición de material orgánico adheridos en las paredes del aparejo de producción.

Por otra parte, la inyección de químicos, implica un costo de renta y servicios de inyección, un costo por empacador y cabezal teniendo una modificación para la entrada de la línea de conducción de químicos, el costo de la línea de inyección con sus respectivas grapas y recubrimientos, el costo de dispersantes de parafinas y asfaltenos más el costo del equipo.

V.3.- INYECCIÓN FORZADA A LA FORMACIÓN

La inyección forzada a la formación es otra alternativa de solución para eliminar los depósitos de asfaltenos que probablemente hubiera la necesidad de poderla emplear en el pozo Cunduacán 25, lo cual consiste en la inyección forzada de un tratamiento, comúnmente conocido como: "squeeze" Este tratamiento consiste en la colocación periódica de un inhibidor en la formación, los químicos del inhibidor que se le inyectan a la formación productora, deberán bombearse después de un bache limpiador, los químicos son desorbidos por el flujo del hidrocarburo y previenen la formación de asfaltenos en el ámbito de formación y tuberías de producción.

Esta aplicación se ha dado en el ámbito mundial con resultados por lo regular favorables; sus costos son elevados.

La inyección forzada como medida de solución a la depositación de orgánicos, se ha observado por estudios la existencia de depósitos de asfaltenos, en el yacimiento como en el aparejo de producción, el tratamiento requiere de una recolección y análisis de muestras de aceite vivo producido en el pozo para definir el nivel de inhibidor, lo cuál tiene que ser inyectado a baja concentración, en un volumen grande de un fluido de transporte como es el nitrógeno, el inhibidor es disperso en el gas en forma de aerosol, y es adsorbido por las paredes del sistema poroso, y una vez concluido se deberá monitorear el inhibidor en el aceite

producido durante unos meses, así como la medición de la presión, con la misma frecuencia que los análisis de aceite.

Por otra parte se ha observado en tratamientos de esta clase que existe un nivel crítico en la concentración del inhibidor por debajo de la cual el tratamiento pierde su efectividad. Para que el sistema cumpla con sus objetivos es necesario que los químicos sean compatibles con los fluidos del pozo, porque de lo contrario puede ocasionar daños irremediables al yacimiento.

Sin embargo sus efectos son de corta duración y requiere de intervenciones continuas para mantener sin problemas la producción del pozo⁽²¹⁾.

V.4.- CALENTAMIENTO DEL GAS DEL B.N. Ó MODIFICACIÓN DEL DIÁMETRO DE LOS DISPAROS PUNCHER.

Con la finalidad de continuar con la búsqueda de alternativas de solución y medidas preventivas de precipitación para el pozo Cunduacán 25, existe otra de las posibilidades de poder calentar el gas que se le suministra al pozo, ya que este gas al llegar hasta el punto de inyección en el fondo del pozo genera un cambio en cuanto a su presión y temperatura ocasionando una zona de baja temperatura, (efecto de Joule Thompson)⁽¹³⁾ ocasionando taponamiento a los orificios de los disparos puncher, este fenómeno termodinámico que al mezclarse con los fluidos del aceite que produce el pozo ocasiona que las parafinas se precipiten.

Otra alternativa de solución sería en ampliar los diámetros de orificio de los disparos Puncher, con la finalidad de evitar que se presente el efecto

termodinámico (Joule Thompson), se recomienda que sea instalada una válvula de pie en el fondo del pozo.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

1.-La escasez de información para resolver el problema específico de depositación que presenta el pozo Cunduacán 25 obligó a modificar los alcances del trabajo original, orientándose a:

1.1.- Establecer el proceso "Solucionar el problema de depositación en el pozo Cunduacán 25" (capítulo 1).

1.2.- Establecer los procedimientos para el proceso "Solucionar el problema de depositación en el pozo Cunduacán 25".

1.3.- Establecer las medidas correctivas y preventivas aplicables al pozo Cunduacán 25.

La poca información disponible permite concluir, con las reservas del caso, lo siguiente:

2.-La caracterización del aceite producido arrojó un contenido de asfaltenos del 1.04%, con lo que se establece la factibilidad de que se formen depósitos constituidos por este material .

3.-La pruebas de solubilidad del depósito, habilitadas como pruebas composicionales, indican que el 11.4% es material orgánico. Muestra analizada por la compañía Halliburton el 9 de mayo del 2000.

4.-La presión actual del yacimiento es de 169 Kg/cm² y la presión de burbuja del aceite producido es de 336 Kg/cm², por lo que las condiciones de presión y temperatura en el yacimiento pueden estar ubicadas dentro de la envolvente de depositación de asfaltenos.

5.-El efecto Joule-Thompson puede estar presente en los disparos "puncher" de la TP, por lo que el frente frío generado, a tiempos prolongados de inyección de gas de BN, puede desplazarse paulatinamente hacia los disparos, originando la cristalización de parafinas.

6.-Se recomienda efectuar la:

6.1) Caracterización, determinación de propiedades físicas, químicas y fisico-químicas incluidos peso molecular del aceite, composición, y envolvente de depositación de asfaltenos, entre otros.

6.2) Propiedades físicas, químicas y fisico-químicas de la roca, incluidas composición mineralógica, mojabilidad, porosidad, permeabilidad, dureza, sensibilidad a fluidos de tratamiento, solubilidad en fluidos de tratamiento, entre otras.

6.3) Propiedades físicas, químicas y físico-químicas del depósito, incluidas densidad, dureza, composición, solubilidad y dispersabilidad, entre otras.

6.4) Pruebas de campo diversas incluidas las de variación de presión, de producción, calibración del pozo, entre otras.

7.-Se recomienda identificar la zona afectada por la depositación, combinando el estudio de flujo multifásico con la envolvente de depositación de asfaltenos.

8.-Si la depositación se localiza en pozo-formación se recomienda:

8.1) Limpiar pozo

8.2)Efectuar estimulación no reactiva con fluido de tratamiento seleccionado mediante pruebas de laboratorio.

9.-Si el daño es profundo (matricialmente no removible) se recomienda efectuar un fracturamiento.

10.-Las medidas preventivas recomendadas son:

10.1) La tubería flexible permanente con inyección de productos químicos.

10.2) Dispositivos magnéticos (anillos magnéticos) colocados en el extremo inferior de la tubería flexible, con la polaridad invertida para generar un campo magnético exterior, dado que el flujo de fluidos se realizará por el espacio anular, entre el liner y la T.F.

Aunque el material orgánico que atraviesa la región magnetizada ya venga precipitado porque el fenómeno se presentó en el yacimiento, los dispositivos magnéticos le darán fluidez a dicho material⁽²⁶⁾.

10.3) Recubrimientos de tuberías.

11.-Existe la posibilidad de combinar las medidas preventivas recomendadas anteriormente, previo estudio teórico y experimental.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Bowman, C.F. 1938 "Distillation of an Undefinite Number of Components," *Ind. and Eng. Chem.*, 73, 17, p. 1234.
 2. Taylor, P. and W.C. Edmister 1952 "Flash Distillation of a Natural Gasoline," *Pet. Ref.*, 58, 1, p. 35.
 3. Kehlen, J. and J.M. Ratzch 1981 "Continuous Thermodynamics of Complex Mixtures," *Fluid Phase Equilibria*, 32, 5, p. 17.
 4. Whitson, C.H. 1983 "Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions," *JPT* (april), p. 53.
 5. Speight, J.G. 1980 *The Chemistry and Technology of Petroleum*, Marcel Dekker, Inc., New York.
 6. Hunt, A. 1996 "Uncertainties Remain in Predicting Paraffin Deposition (section on Asphaltene Precipitation), *Oij and Gas J.*, 94, 31, p. 96.
 7. Cuauhtémoc Zapata González, C. Lira Galeana, J. Firó Reyes y Felipe Lucero Aranda, "Metodología para la predicción y control de la depositación de asfaltenos en pozos", Gerencia de Ingeniería de Producción, Subdirección de Exploración y Producción, IMP, México 07730, D.F.
 8. Lira-Galeana, C., and A. Hammami 1998 Wax Precipitation from Petroleum Fluids. *A Review, in Asphaltenes and Asphalts-II*, T.F. Yen and P. Chilingarian, Eds., Elsevier Science Publishers, Holland, Chap. 2. (in press).
 9. Mc Cain, W.D. 1992 *The Properties of Petroleum Fluids*, Pen Weil Publishing Co., OK.,
-

10. Leontaritis, K.J. 1996 "The Asphaltene and Wax Deposition Envelopes," J. Pet. Sci and Engng., 58, 3, p. 60.
 11. M.I. Islas Silva Carlos. "Manual de Estimulación Matricial de pozos Petroleros" Colegio de Ingenieros petroleros de México, A.C. Marzo 1991
 12. R.Rivas Orlando. "Desarrollo de una Metodología Sistemática para el control de la Precipitación de Asfaltenos". Revista Visión Tecnológica/ Vol2 No. 2/1995.
 13. Joule Thompson. "Termodinámica de los Procesos Irreversibles" p.p.160-181. José Aguilar Peris, Cristóbal Fernández Pineda, Editorial: ALAMBRA,
 14. Ahmed, Tarek H., "Hydrocarbon Phase Behavior" Vol. 7, 1946.
 15. Proyecto CDA-0401 I.M.P. "Predicción de la Depositación de Orgánicos Pesados (Ceras/Asfaltenos) en Mezclas de Petróleo", Septiembre 1998.
 16. Subproyecto I.M.P. "Electrocinética de la depositación de Asfaltenos", Septiembre 1998
 17. Proyecto I.M.P. CDA-8113 "Estudio para el control de material orgánico e inorgánico en pozos de la Región Marina, Evaluación de las unidades magnéticas instaladas en los pozos Pol-A 79, PolD-283 y Caan TC modelo C-9. Mayo-Junio de 1996.
 18. Proyecto IMP CDA-0401 "Predicción de la Depositación de Orgánicos Pesados (Ceras/Asfaltenos) en Mezclas de Petróleo, mayo de 1999.
 19. Proyecto IMP F-00232. "Diseño y Evaluación de Estimulaciones a los Pozos del Activo Samaria-Sitio Grande". Mayo del 2000.
-

20. José Jesús Altamirano, Miguel A. Flores "Caracterización Físico-Química de Asfaltenos Procedentes de los Crudos Maya e Istmo". Revista del IMP.pp.32-44, Vol.XVIII, No. 2, Abril 1986.
21. Placido Gerardo Reyes Reza, Ignacio Martín Méndez López. "Herramienta MFC para prevenir la depositación de asfaltenos". 15 de Junio de 1999. Proyecto No. DM-21M06/98.
22. API Specification 5CT, "Specification For Casing And Tubing", April 1, 1995
23. Birks, N. and Meier, G. H.: "Introduction to High Temperature Oxidation of Metals", Editor: Edwards Aenold, 1983
24. Cosultchi, A., Garciafigueroa, E., Muñoz, A., Zeifert, B., Garcia-Borquez, A., Lara V.H. and Bosch, P., 1999, Surface Review and Letters, v6(6), 1999, 1299
25. Riekels L. M.: Corrosion, Vol 53,January 1-997, 72-81
26. Pulido Castañeda Francisco. Comunicación personal. Noviembre del 2000
27. Nalwaya, V., Veerapat Tongtayakom, Pornpote Piumsomboon and Scott Folger, 1999, Ind. Eng chem. Res., 38, 964-972.