



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

PROYECTO TERMINAL

**“DETERMINAR LA FACTIBILIDAD DE IMPLANTAR
UN PROCESO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA O
MEJORADA EN EL AREA DE ABKATUN-H (B.P.) ”**

QUE PARA OBTENER EL DIPLOMA DE

**ESPECIALISTA EN INGENIERÍA DE
RECUPERACIONES SECUNDARIA Y
MEJORADA DE HIDROCARBUROS**

PRESENTA

FELIPE DE J. GOMEZ BALANZAR



DIRECTOR DEL PROYECTO: **ING. ISRAEL CASTRO HERRERA**

MÉXICO, D. F. A 14 DE OCTUBRE DE 2009

Dedico este trabajo a mis hijos:
Laura Amparo, Felipe de Jesús,
Verónica Rebeca, Sandra Samara y
Jocabet.

Agradezco a los Ingenieros:
Carlos Flores Yañez
Administrador del Activo Abkatun
Enrique Gómez Hernández
Subgerente de diseño de Explotación
Por todo el apoyo brindado.

Agradecimiento muy especial al
Ing. Alfonso Carlos Rosales Rivera
Por todo el apoyo brindado en
la supervisión y elaboración de este trabajo
Mil gracias.

Agradezco a los Ingenieros:
Martín Carlos Velázquez Franco
Miguel Molina Ayala
Por su valiosa aportación técnica
Amigos, Mil gracias.

A mi maestro:
Máximo Meza Meza
Por el apoyo brindado durante la estancia en
la Universidad Nacional Autónoma de México
Como coordinador de la Especialidad
Gracias

A mis compañeros de Especialidad:
Norma, Carlos Donaldo, Jaime,
Luis Armando, Isabel, Federico,
Amando, Alfonso, Rufino y Ramiro.
Gracias por todos los momentos compartidos.

C O N T E N I D O

	Página
Resumen	6
Introducción	8
Antecedentes	10
Objetivo	14
Alcance	14
Planteamiento de la problemática	15
Desarrollo	16
Balance de Materia	16
• Desarrollo	16
• Datos utilizados	18
• Resultados	19,20
Evaluación de los Índices de Empuje	21
• Análisis de la primera pendiente	23
• Análisis de la segunda pendiente	24
• Análisis de la tercera pendiente	27
Calculo del volumen original a partir de la primera pendiente	30
Concepto de Recuperación Secundaria y Mejorada	31
a) Inyección de agua	33
b) Inyección de gas natural	33
e) Desplazamiento Miscible	33
c) Desplazamiento químico	33
d) Recuperación Térmica	34
Caracterización del yacimiento y fluidos	
Selección del método mas adecuado de Recuperación Secundaria o Mejorada para el área de ABKATUN-H	34
a) Criterios de preselección.	35
Inyección de agua en el área de ABKATUN-H	36
Generalidades del modelo de simulación Abk-pol-Chuc	37
a) Ajuste del modelo de APC.	40
Area de ABKATUN-H (Sector)	40
Propuestas de Inyección	44
Resultados de las corridas de simulación	45
Análisis Económico	50
Conclusiones y Recomendaciones	54

Nomenclatura	57,58
Referencias	59,60

TABLAS Y FIGURAS

Figuras	Página
1. Localización del campo Abkatun	10
2. Localización del área de Abk-H	11
3. Historia de producción	12
4. Historia de presión	13
5. Balance de Materia (método línea recta)	19
6. Ajuste de la historia de presión	20
7. Balance de Materia por MBAL (Método analítico)	20
8. Índices de empuje ($\ln(p)$ vs tiempo)	22
9. Índices de empuje ($\ln(p)$ vs N_p)	23
10. Presión a la cima del yacimiento	27
11. Malla de simulación (83 x 122 x 11)	38
12. Curva de permeabilidad vs P_c del modelo APC	39
13. Sector H, dimensiones 25 x 40 x 11	41
14. Flujo interregiones del área de Abk-H	41
15. Flujo de fluidos hacia la frontera 4 y 5	43
16. Predicción de aceite con diferentes alternativas de inyección	45
17. Predicción de gas con diferentes alternativas de inyección	46
18. Comparativos de los Fr de aceite (base y proceso)	49
19. Comparativos de los Fr de gas (base y proceso)	49
20. Plano de instalación del ducto de agua, Complejo Abk-A – Abk-H	52

Tablas	Página
I. Comparación de los volúmenes originales por diferentes métodos	21
II. Criterios de preselección	35
III. Comparativo de los criterios con las características del campo	36
IV. Reservas certificadas a enero 2001	37
V. Análisis de sensibilidad a posición de los pozos y Q_{wi} de inyección	44
VI. Comparativo de la corrida base y la de mejor opción (E5), aceite	47
VII. Comparativo de la corrida base y la de mejor opción (E5), gas	47
VIII. Obras a realizarse con el proyecto	50
IX. Resumen de indicadores económicos	52

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo determinar la factibilidad de implantar un proceso de recuperación secundaria o mejorada en el campo Abkatun, área de Abkatun-H, formación Brecha Paleoceno, esto con el propósito de mejorar la eficiencia de desplazamiento e incrementar el factor de recuperación de aceite en esta área.

Esta área del campo como se mencionará a detalle más adelante, conforme al desarrollo del trabajo, está separada del resto del campo Abkatun por una zona de baja porosidad y permeabilidad, la cual impide que se manifieste la inyección de agua a que está sometida el resto del campo Abkatun, motivo directo de la alta caída de presión en esta área.

Para el desarrollo del siguiente trabajo, se revisó toda la información con que cuenta el campo (historia de presión-producción, propiedades roca-fluidos, etc.). Uno de los puntos fundamentales para la elaboración de éste, fue la de revisar el volumen original de aceite del campo y la producción acumulada del mismo; el volumen original fue determinado por el método volumétrico, de línea recta, métodos analítico y numéricos (evaluación de la primera pendiente por el método del M.en I. Maximino Meza Meza), todos estos con resultados satisfactorios.

Se determinaron los índices de empujes predominantes en la historia de presión-producción del campo, por el método logaritmo de la presión contra volumen producido, utilizando parámetros del yacimiento.

Se analizaron los métodos de recuperación secundaria y mejorada, factibles de implantarse en el campo, dependiendo de sus características y propiedades, llegando a la conclusión que el método más factible es el de inyección de agua, el cual se

complementa con estudios mas completos como prueba piloto, estudios de laboratorio a núcleos, etc.

Para simular el comportamiento de la inyección de agua en el campo, fue necesario apoyarse en el modelo de simulación, utilizando el ya existente para el complejo APC, haciendo modificaciones al mismo para trabajar solo la región en cuestión (sector) reduciéndolo en sus dimensiones. Posteriormente se realizó un análisis económico del proyecto, conclusiones y recomendaciones finales.

INTRODUCCION

En los años por venir aun no se tiene con certeza que sustituto del petróleo se tendrá, que sea barato y se tenga en volúmenes grandes para cubrir demandas de los países a nivel mundial que satisfagan sus necesidades de consumo para generación de energía, base del desarrollo de los mismos.

Para mantener una plataforma de abastecimiento de hidrocarburos, es necesario del desarrollo de reservas adicionales a las ya existentes, estas reservas podrían ser el resultado del descubrimiento de nuevos yacimientos producto de la exploración o de estudios especiales a yacimientos ya existentes, tendientes a incrementar el factor de recuperación.

En México en los últimos años el descubrimiento de nuevos yacimientos no ha sido muy satisfactorio en comparación con décadas pasadas y pareciera que el descubrimiento de nuevas localizaciones con mucho volumen de hidrocarburos se hace más difícil y con costos de perforación-producción mas elevados, debido a las profundidades a las que se encontrarían estas acumulaciones.

Por otra parte a nivel mundial se considera que un 70% del volumen original de hidrocarburos descubierto se encuentra aun en el subsuelo. Debido a esto los estudiosos de los yacimientos han desarrollado tecnologías para incorporar reservas adicionales de hidrocarburos, aumentando los factores de recuperación a los yacimientos ya existentes con resultados altamente satisfactorios. La aplicación de estas tecnologías desarrolladas, han tenido éxito en algunos campos de México al aumentar el factor de recuperación por inyección de algún fluido.

Las tecnologías aplicables para incrementar el factor de recuperación se agrupan con el nombre de Procesos de Recuperación Secundaria y Mejorada, y la selección de alguno de estos procesos requiere de un cuidado especial en su estudio de aplicación ya que son tecnologías complejas y no son fáciles de aplicar en campo. El agrupamiento de los procesos se dividen en dos partes:

Recuperación secundaria, que se refiere a la inyección de agua o gas natural, con el propósito de restituir la presión de desplazamiento en la formación.

Recuperación Mejorada, que se define como la producción de aceite, mediante la inyección de fluidos que no están presentes en un yacimiento, esta técnica puede ser aplicada en cualquier etapa de la vida productiva del yacimiento.

PLANTEAMIENTO DE LA PROBLEMÁTICA

Debido a un cambio de facie litológico entre la zona NW y central del campo Abkatun, estas dos áreas del campo presentan una marcada diferencia en el comportamiento de presión y producción.

El proceso de mantenimiento de presión implantado en marzo de 1991 en el Complejo Abkatún-Pol-Chuc, ha permitido detener la caída de la presión del yacimiento, manteniendo los altos niveles de productividad de los pozos. Sin embargo en el área NW del campo también conocida como Abkatún-H, donde la roca presenta menor grado de fracturamiento y porosidad, el efecto de la inyección de agua se ve disminuido y la baja permeabilidad de la formación repercute en el índice de productividad de los pozos.

Los problemas arriba anotados, junto con el carácter casi homogéneo de la formación hacen de este yacimiento un buen candidato para efectuar un proceso de recuperación secundaria, encaminado a la inyección de agua por avance frontal. Es importante mencionar que esta teoría será soportada o desechada conforme al desarrollo del trabajo, al analizar los criterios de selección, características del yacimiento, así como propiedades de los fluidos.

ANTECEDENTES

El Campo Abkatún se localiza a 140 km del puerto de Dos Bocas, Tabasco, figura 1 y es productor de aceite ligero de 28°API . El Campo esta dividido en dos áreas: una llamada área central y la otra llamada área de Abkatun-H, la cual es la de interés en desarrollo de este trabajo.

El área de Abkatún-H, se localiza en la parte Noroeste del Campo Abkatún y es productora de aceite ligero de 28° API de las formaciones carbonatadas BP/KS. Inició su producción en diciembre de 1981 con el pozo Abkatún-212A y una presión inicial en el fondo de 359.13 kg/cm², referido a 3400 mv. El Campo produce un promedio de 5500 BPD con 4 pozos, teniendo una producción acumulativa de 38.6 MMBIs a mayo de 2001

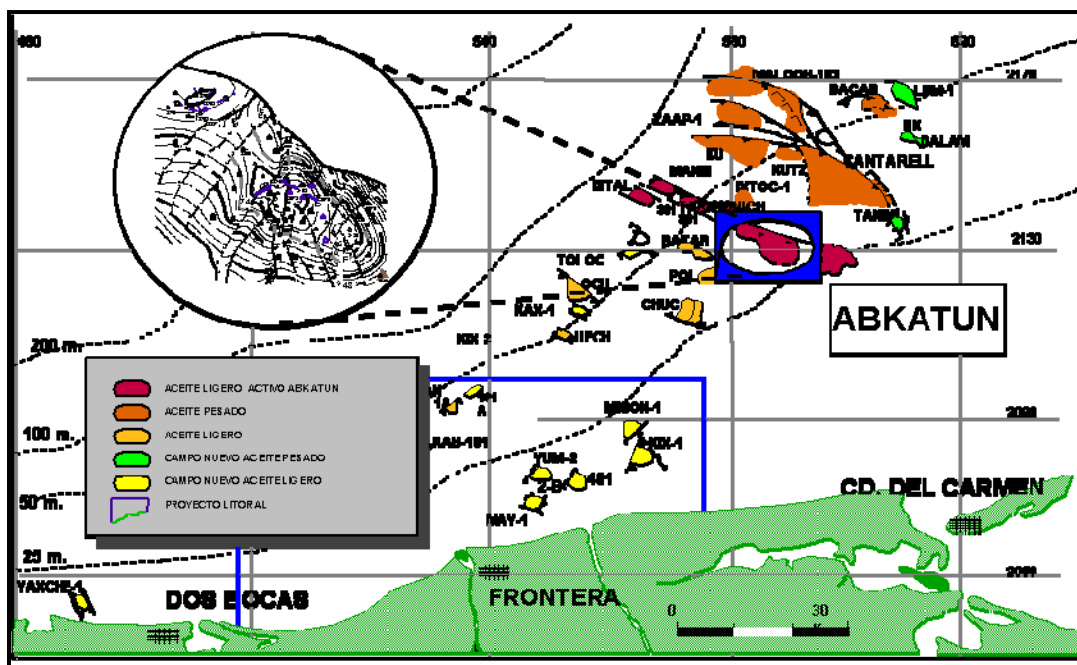


Figura 1.- Localización del campo Abkatun.

De acuerdo al comportamiento de presión de fondo en esta área y la diferencia en la velocidad de avance del contacto agua-aceite, se considera que ésta, está separada del resto del Campo Abkatun (área central) por una zona de transición de reducida presencia de poros y cavernas, lo cual hace que se tenga un comportamiento de presión independiente al ejercido por el proceso de recuperación secundaria a que está sometida el área central.

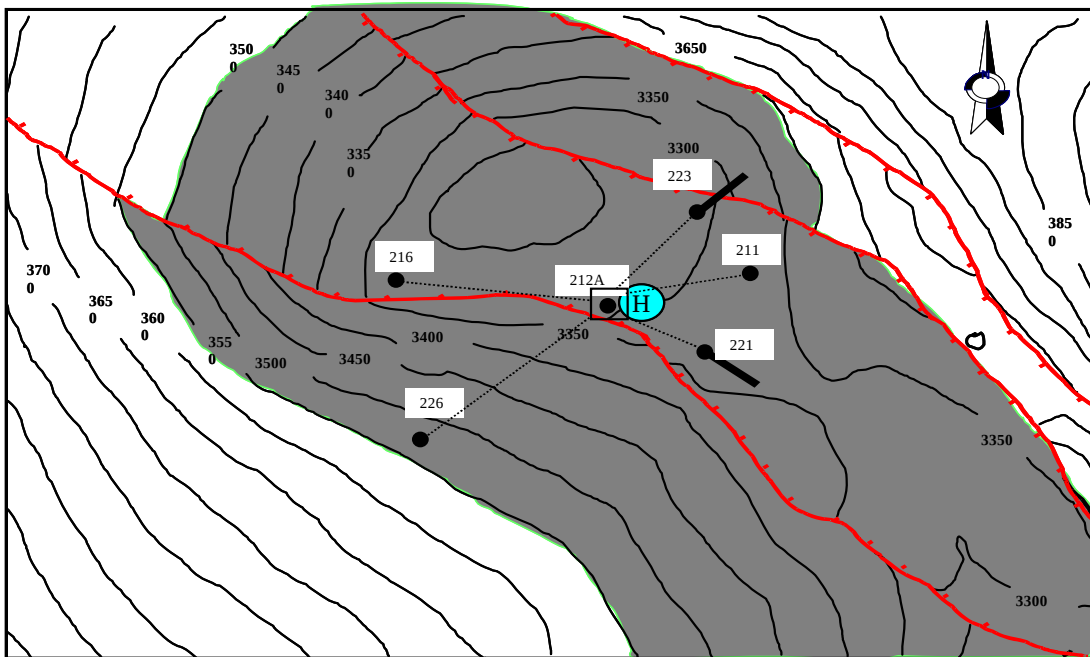


Figura 2.-Localización del área de Abkatun-H

En diciembre de 1981, inició el desarrollo del área con la perforación del pozo Abkatun-212A con objetivo Brecha del Paleoceno. De las pruebas realizadas al mismo se determinó una presión inicial de yacimiento de 359.13 kg/cm² y un gasto de 6300 BPD. Conforme se desarrollaba el área se obtenía mas

información de presión-producción, datos que serán de mucha utilidad para el desarrollo de este trabajo.

Actualmente el Campo tiene 6 pozos, 4 productores y 2 cerrados por abatimiento de presión con un gasto promedio por pozo de 1200 BPD y aportación mínima de flujo fraccional de agua, considerados como agua de la formación.

La producción acumulativa de aceite del área es de 38.6 MMBls a mayo de 2001 y presión actual del yacimiento es de 177 kg/cm² de acuerdo al histórico de presión del campo.

Esta área no resiente los efectos de la inyección de agua para el mantenimiento de presión a que está sometida el área central del Campo Abkatun, área central desde 1991.

Las figuras 3 y 4 ilustran el comportamiento de producción-presión del área de Abkatun-H.

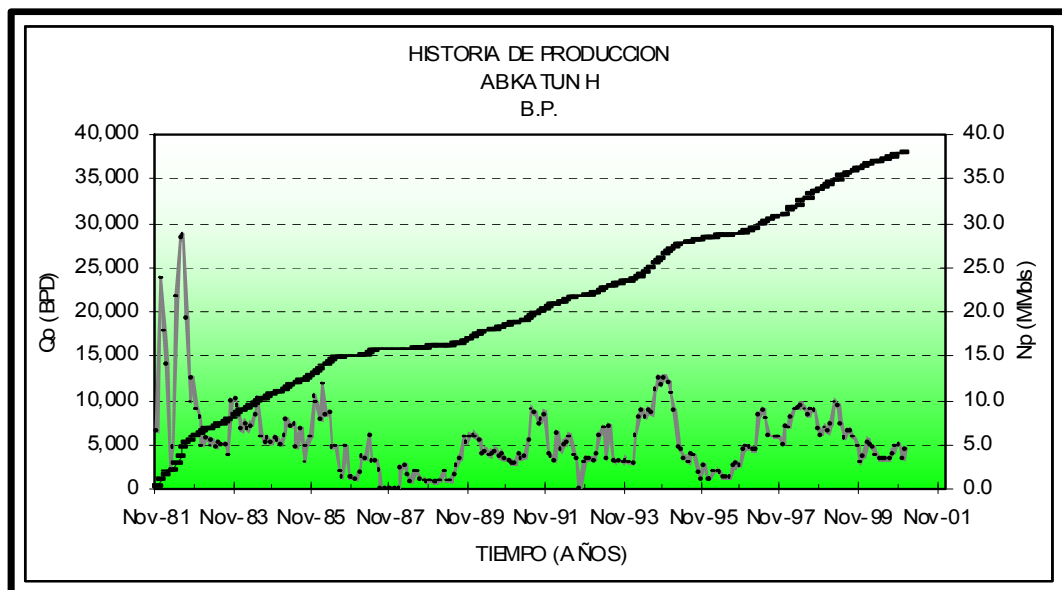


Figura 3.- Historia de producción (Qo, Np vs Tiempo).

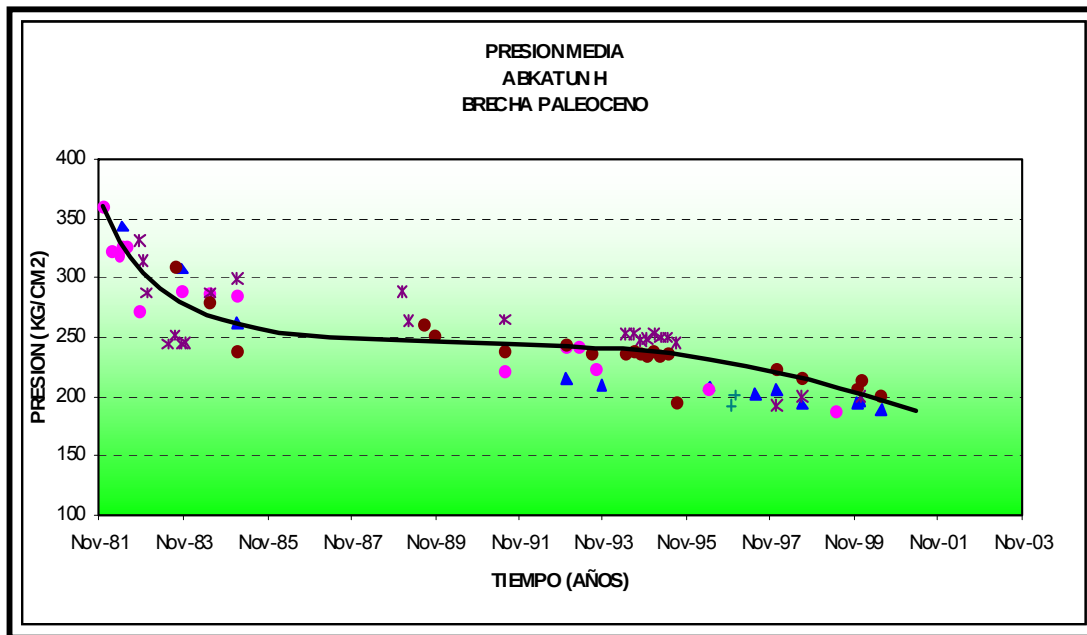


Figura 4.- Historia de presión.

OBJETIVO

Presentar la aplicación de los conceptos de Recuperación Secundaria y Mejorada en un planteamiento para implementar un proceso de Inyección de agua en el área NW del campo Abkatún, área de Ablatun-H, incrementando el factor de recuperación de la misma.

ALCANCE

Obtener un modelo sectorial del Modelo de simulación del Complejo APC en el que se incluyan propiedades del fluido y la roca representativas, identificar el flujo de fluidos del sector hacia y desde sus fronteras, elaborar corridas de predicción efectuando sensibilidad a la posición de los pozos inyectoros variando el gasto de los mismos, para un desplazamiento frontal.

DESARROLLO

Como parte del análisis de factibilidad de implantación de un método de Recuperación Secundaria y Mejorada, se evalúa analíticamente el comportamiento del yacimiento. Siendo útil la determinación de los mecanismos de empuje presentes en el yacimiento, por medio de cálculos con la ecuación de balance de materia y el análisis de las pendientes por el método desarrollado por el M.en I. Máximo Meza (curva de Log P vs Np).

Las fuentes de energía presentes en el comportamiento del yacimiento, son de gran utilidad en la determinación del método de Recuperación Secundaria y Mejorada a ensayar en el modelo de simulación, por lo que los resultados de volumen original y propiedades utilizadas deben ser consistentes entre los diferentes cálculos.

BALANCE DE MATERIA

Existen varias formas de calcular el volumen original de un yacimiento, una de las formas mas convencionales es la de Balance de Materia, utilizando los parámetros del yacimiento, historia presión producción, etc.

Esta ecuación relaciona los volúmenes originales, extraídos, inyectados y el efecto de expansión del sistema roca-fluido.

La formula es la siguiente:

$$N_{Boi}C_e\Delta P + W_e = N_{pBo} + W_{pBw}$$

Expansión de Aceite Agua y Roca @ C.Y	+ Entrada de Agua	= Volumen de fluidos desplazados (producidos) @ C.Y.
--	-----------------------------------	--

Una vez revisada la información del campo (presión producción), se observa en su comportamiento que no hay producción de agua (W_p) y que la entrada de agua al yacimiento es mínima. Debido a que el acuífero no es activo, W_e se considerará como nula para el cálculo a realizar. Por lo tanto **la recuperación de aceite es una función directa de la caída de presión y de la compresibilidad efectiva de la formación.** Entonces la ecuación queda de la siguiente forma:

$$\begin{array}{ccc} NBoiCe\Delta P & = & NpBo \\ \text{Expansión del sistema} & & \text{Volumen de fluidos} \\ @ C.Y & & \text{producidos @ C.Y.} \end{array}$$

Observamos que la ecuación anterior representa una línea recta de la forma:

$$Y = mX + b$$

Donde:

$$Y = NpBo$$

$$X = BoiCe\Delta P$$

m = Pendiente de la recta que representa el volumen original de aceite (N).

b = Ordenada al origen.

CALCULO Y DATOS UTILIZADOS

Compresibilidad efectiva (Ce)

Con las correlaciones existentes de la literatura especializada en esta materia y utilizando los parámetros del yacimiento, se calculó la compresibilidad efectiva de la formación con la ecuación siguiente:

$$C_e = \frac{S_o C_o + C_w S_w + C_f}{S_o}$$

$$C_e = 3.7265 \text{ E-04 } 1/(\text{Kg/cm}^2)$$

Datos utilizados

Los datos utilizados para el cálculo del volumen original de aceite son los siguientes:

Pi	=Presión inicial del yacimiento	=359.13 kg/cm2 @3400 mv
Np	=Producción acumulada de aceite	=38.60 MMbls
Pws	=Presión media del yacimiento	=177.00 kg/cm2 @ 3400 mv
Pb	=Presión de saturación	=175 kg/cm2
Boi	=Factor del volumen inicial de aceite	=1.440 m3/m3
Bo	=Factor de volumen del aceite a Pb	=1.502 m3/m3
Ce	=Compresibilidad efectiva	=3.72 E-4 1/(kg/cm2)
Cf	=Compresibilidad de la formación	=1.42 E-4 1/(kg/cm2)
Cw	=Compresibilidad del agua	=0.50 E-4 1/(kg/cm2)
Co	=Compresibilidad del aceite	=1.824 E-41/(kg/cm2)

Con todos los datos obtenidos se aplicó la formula anteriormente descrita y se realizaron los cálculos necesarios, dándonos resultados que posteriormente se graficaron como se ilustra en la figura 5, Donde $X = BoiCe\Delta P$ y $Y = NpBo$, y el ajuste de la línea recta sobre los datos calculados y la pendiente m .

Entonces tenemos que el volumen original es:

$$\mathbf{N = 369.87 \text{ MMbbls}}$$

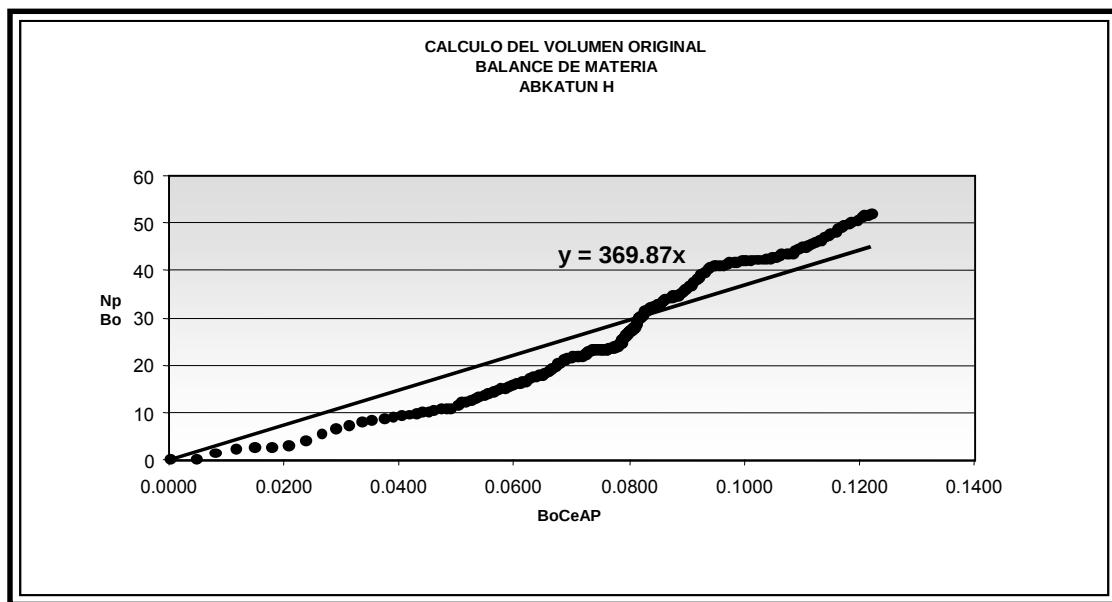


Figura 5.- Balance de materia por método de línea recta.

Diferentes métodos fueron utilizados para corroborar estos datos calculados, uno de ellos es el Software conocido en la industria petrolera como MBAL, con resultados satisfactorios que demuestran que los calculados anteriormente son correctos, se muestran las gráficas ajustadas por los diferentes métodos del

Software MBAL, figuras 6 y 7, y la tabla comparativa de los cálculos obtenidos, tabla I.

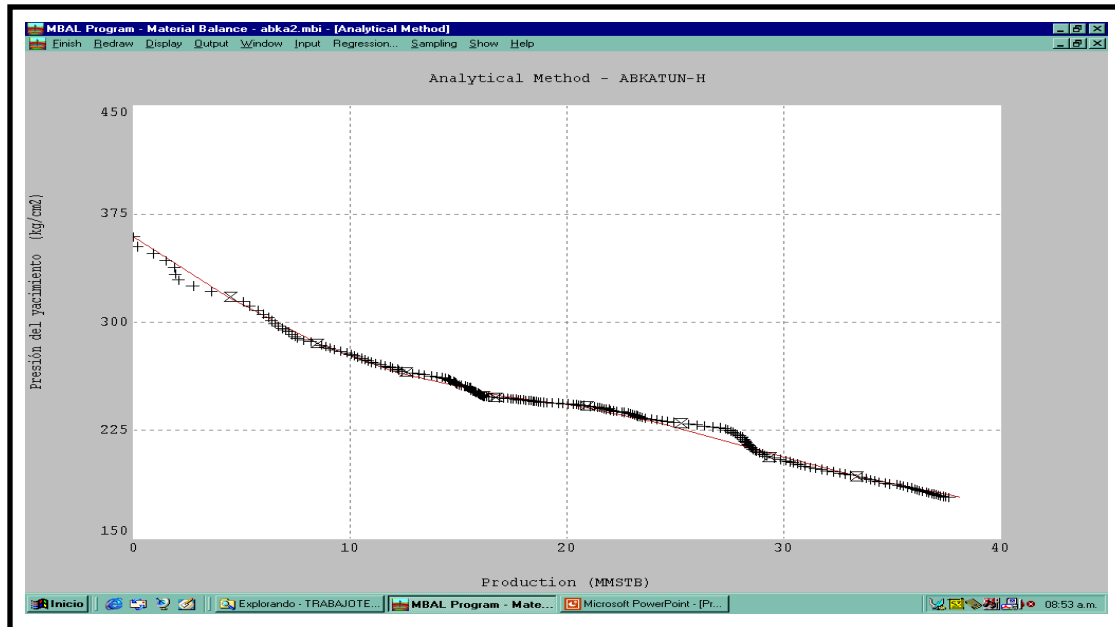


Figura 6.-Ajuste de la historia de presión.

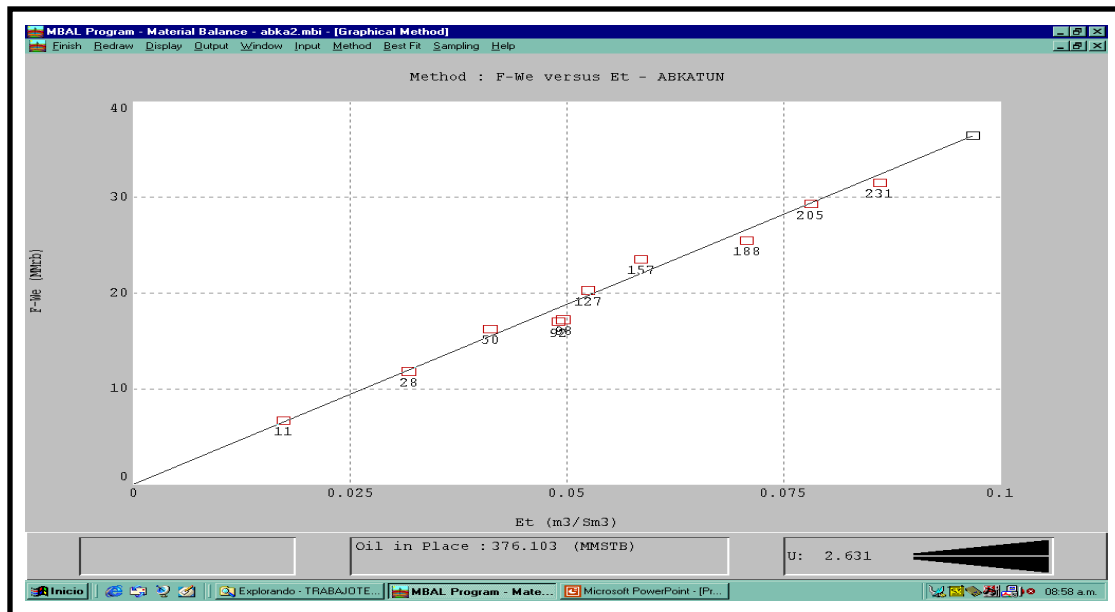


Figura 7 .- Balance de materia por MBAL

TABLA I

Comparación de los volúmenes originales por diferentes métodos

Primera Pendiente (IIE) (MMBL)	Método Línea recta (MMBL)	Método Volumétrico (MMBL)	Método Simulación (MMBL)
343.19	369.87	376.10	354.33

Como podemos observar en la tabla anterior, los volúmenes originales determinados por los métodos antes descritos no difieren en gran escala por lo que para fines prácticos se considera que los cálculos son correctos y tomaremos el valor de volumen el arrojado por simulación, considerado el volumen original certificado en enero de 2001.

EVALUACION DE LOS INDICES DE EMPUJES (IE)

Muchas métodos se han publicado con el objetivo de conocer la reserva de un yacimiento: su volumen original. Pero en algunas ocasiones no han sido bien evaluados ciertos parámetros del yacimiento que nos lleven con exactitud y confiabilidad a una buena evaluación de estas reservas.

En este capítulo se presenta un método que fue desarrollado por el M.en I. Maximino Meza para evaluar estos parámetros, el desarrollo es el siguiente: parte de una gráfica de historia de presión producción del yacimiento de interés, con esta grafica podemos cualitativamente definir sus mecanismos de empuje, y

conociendo otros parámetros adicionales, se logra conocer el sistema de explotación adecuado.

Los yacimientos que tienen la presión por encima del punto de burbuja como es el caso del Campo Abkatun-H, inicialmente producen por expansión del sistema roca fluido y posteriormente manifiestan un empuje hidráulico. El empuje por liberación de gas disuelto normalmente se presenta cuando la $P_y < P_b$.

De la historia de presión - producción del campo es posible determinar los índices de empujes en forma cuantitativa como se mencionó anteriormente, el cual se basa en el comportamiento semilogarítmico de la presión contra la producción acumulada de aceite, desarrollado para el caso de yacimientos bajo saturados.

Graficando $\ln P$ vs N_p , figura 8 y 9, se observan cambios de pendientes, lo que indica la acción de tres diferentes tipos de empujes:

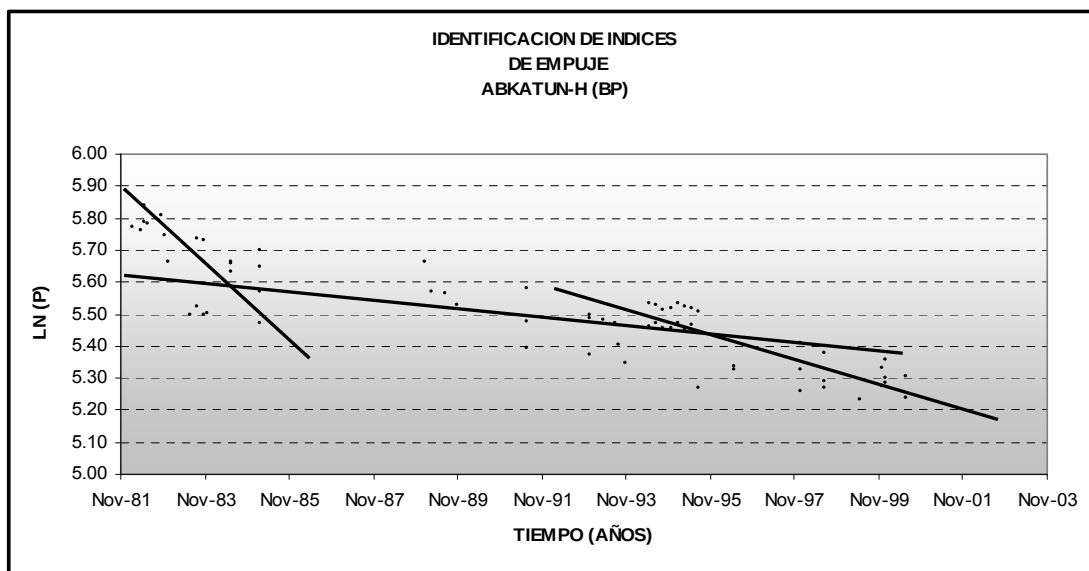


Figura 8 .- Índice de Empujes $\ln (P)$ vs Tiempo.

Este gráfico nos da una idea de los tres empujes predominantes en la historia de presión-producción del área de Abkatun-H. Otra gráfica es presentada como logaritmo de la presión vs producción acumulada, para reforzar y visualizar mejor este comportamiento.

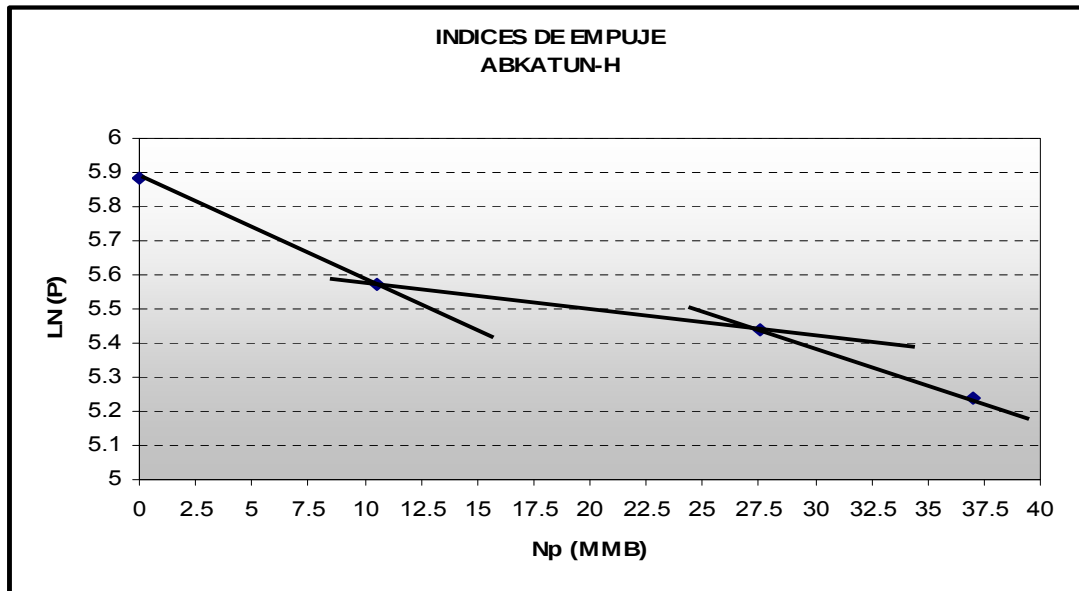


Figura 9.- Indices de Empuje Ln (P) vs Np

Análisis de la primera pendiente.-En los yacimientos bajosaturados, el único mecanismo que actúa en la primera pendiente es el de la expansión del aceite, del agua congénita y de la roca.

$$\beta_1 = \frac{Np}{\ln(P_i / P_1)}$$

$$\beta_1 = \frac{10.51}{\ln(359.13 / 262.43)} = 33.50334074 \text{ (MMB/ciclo)}$$

$$Np = \beta_1 * \ln\left(\frac{P_i}{P_1}\right)$$

$$Np = 33.50334074 * \ln\left(\frac{359.13}{P}\right) \text{ MMB}$$

Despejando P:

$$P = 359.13 \exp(-0.029847769 Np)$$

Como en esta etapa sólo actúa la expansión del sistema roca fluido, tenemos:

Productividad instantánea total:

Derivada de con respecto a P

$$\left. \frac{dNp}{dp} \right|_{P=P_1} = \frac{\beta_1}{P_1} = \frac{33.50334074}{262.43} = 0.127665818 \text{ MMB/kg/cm}^2$$

La productividad instantánea del nuevo mecanismo:

PRO = PROT, Para esta etapa

Índice Instantáneo de Empuje (IEo)

$$IEo = \frac{PRO}{PROT} = \frac{0.127665818}{0.127665818} = 1.00$$

Análisis de la segunda pendiente

Mecanismos que actúan:

Durante este periodo actúan dos mecanismos de empuje: el original y otro adicional, para este caso, analizaremos el comportamiento de la presión a la cima del yacimiento para

verificar que el campo no ha alcanzado la P_b en la cima del mismo.

Tenemos:

$$P_{gl} = P_s + 0.10 * (\Delta H * \rho_{O,a.c.y.})$$

$$P_{gl} = 175 + 0.10 * (150 * 0.6783) = 185.17 \text{ kg/cm}^2$$

Si P_1 es mayor que la P_{gl} , el mecanismo no puede ser fase gaseosa, para el caso es el inicio de entrada de agua al yacimiento.

Productividad instantánea total:

Derivada de con respecto a P

$$\left. \frac{dNp}{dp} \right|_{P=P_2} = \frac{\beta_2}{P_2}$$

$$\beta_2 = \frac{Np_2 - Np_1}{\ln(P_1 / P_2)}$$

$$\beta_2 = \frac{Np_2 - Np_1}{\ln(P_1 / P_2)} = \frac{27.58 - 10.51}{\ln(262.43 / 230.44)} = 131.3139 \text{ (MMB/ciclo)}$$

$$Np = Np_1 + \beta_2 * \ln\left(\frac{P_1}{P}\right)$$

$$Np = 10.51 + 131.3139 * \ln\left(\frac{262.43}{P}\right)$$

$$P = P_1 * \exp\left(\frac{Np - Np_1}{\beta_2}\right)$$

$$P = 262.43 * \text{Exp}\left(\frac{10.51 - Np}{131.3139}\right)$$

Tenemos que la productividad total:

$$PROT = \frac{dNp}{dp} \Big|_{P=P_2} = \frac{\beta_2}{P_2}$$

$$PROT = \frac{dNp}{dp} \Big|_{P=P_2} = \frac{131.3139}{230.44} = 0.56983987 \text{ MMB/kg/cm}^2$$

$$PRO = \frac{\beta_1}{P_2} = \frac{33.50334074}{230.44} = 0.145388564 \text{ MMB/kg/cm}^2$$

Tenemos que la productividad por entrada de agua:

$$PRWE = \frac{(\beta_2 - \beta_1)}{P_2} = \frac{131.3139 - 33.50334074}{230.44} = 0.424451307 \text{ MMB/KG/CM}^2$$

Indices instantaneos de empuje:

Sistema inicial roca fluidos:

$$IE = \frac{\beta_1}{\beta_2} = \frac{33.50334074}{131.313900} = 0.255139332$$

Indice por entrada de agua:

$$IEW = \frac{\beta_2 - \beta_1}{\beta_2} = \frac{131.3139 - 33.50334074}{131.313900} = 0.744860667$$

Indice de Empuje Total:

$$IET = IEo + IEWe = 0.255139332 + 0.744860667 = 1$$

Para esta pendiente no se encontró IEG , entonces $IEG=0$

Análisis de la tercera pendiente



Figura 10.-Determinación de la presión a la cima del yacimiento para cada una de las pendientes

Como se mencionó anteriormente para el análisis de la tercera pendiente, la presión (P_2), del inicio del cambio de esta al llevarla a la cima del yacimiento se observa que se encuentra muy por encima de la presión de saturación (45.47 kg/cm^2), esto indica que el inicio del cambio de pendiente no corresponde a la liberación de gas en la cima, entonces de los análisis anteriormente realizados se concluye que los tres empujes que a

continuación se anotan, son los predominantes en la historia de producción del campo.

- **Primera pendiente.**-Sistema inicial roca fluido
- **Segunda pendiente.**-Sistema roca fluido + Empuje por agua (poco activo)
- **Tercera pendiente.**-Declinación provocada por la influencia de la alta producción del área central

Expansión del sistema roca - fluido.- Este proceso de desplazamiento ocurre en los yacimientos bajo saturados (hasta que alcanza la presión de saturación, la expulsión del aceite se debe a la expansión del sistema), el aceite, agua congénita y la roca se expanden, desalojando hacia los pozos productores el aceite contenido en el yacimiento. Dada la baja compresibilidad del sistema, el ritmo de declinación de la presión con respecto a la extracción, es muy pronunciada, figura 8 y 9.

Empuje por entrada de agua.- El desplazamiento por invasión de agua es en muchos sentido similar al del casquete de gas. El desplazamiento de los hidrocarburos tiene lugar en este caso atrás y en la interfase agua-aceite móvil. En este proceso el agua invade y desplaza al aceite, progresivamente, desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores. Si la magnitud del empuje hidráulico es lo suficientemente fuerte para mantener la presión del yacimiento o permitir sólo un ligero abatimiento de ella. Este es el caso de esta área del campo, en otros casos el aceite es totalmente recuperado por desplazamiento con agua, puesto que no existe liberación de gas

en solución o dicha liberación en algunos casos es pequeña y así mismo el desplazamiento que este pudiera ocasionar.

Influencia del área central.- Uno de los detalles encontrados en esta tercera pendiente, es de que se observa una caída de presión como se observa en la figura 10, una de las conclusiones a las que se llegó después de haber realizado este análisis es: los altos ritmos de producción a que se encuentra sometido el área centro, y el alto fracturamiento que tiene la formación, influyen en un depresionamiento general del área Abkatun H, de otra manera no se puede explicar este tipo de comportamiento.

Calculo del volumen original a partir de la primera pendiente

A partir de la primera tendencia exponencial es la etapa de bajosaturación, que se origina por el efecto aislado de la expansión del sistema roca-fluidos, se calcula el volumen original de hidrocarburos:

$$N = (1/C_e) (dN_p/dP)$$

Donde:

N = Volumen original de hidrocarburos.

C_e = Compresibilidad del sistema, efectiva a la fase aceite.

(dN_p/dP) = Derivada de N_p respecto a P.

$$C_e = 3.7265 \times 10^{-4} \text{ (kg/cm}^2\text{)}^{-1}$$

Al evaluar la primera pendiente y con el valor de compresibilidad efectiva del sistema, por lo que se tiene:

$$N = \frac{\beta_1}{P_1 * C_e}$$

β₁ = índice de productividad

$$\beta_1 = NP_1 / \ln(P_0/P_1) = (10.51 / \ln(359.13/262.43)) = \text{MMB/ciclo}$$

$$N = 33.50334074 / (262.43 * 3.72 \times 10^{-4})$$

$$\mathbf{N = 343.19 \text{ MMB}}$$

Este volumen es muy cercano a lo calculado por simulación. En la tabla II se hacen los comparativos de los volúmenes calculados por cada método, para los fines buscados se utilizará el de simulación certificado y autorizado el 1 de enero de 2001.

CONCEPTO DE RECUPERACION SECUNDARIA Y MEJORADA

Es toda actividad encaminada a una recuperación adicional que la que se obtendría con la energía propia del yacimiento, impartiendo al yacimiento una energía extraña, cualquiera que sea el tipo de ella.

Comúnmente esta energía se imparte al yacimiento ya sea en forma mecánica o calorífica: La energía en forma mecánica se suministra al yacimiento cuando se inyectan a este, fluidos líquidos o gaseosos que desplazarán al aceite remanente en el yacimiento. Como energía se representaría por el producto (PV), presión por volumen, que implica trabajo o la capacidad para producirlo.

Los métodos de recuperación se clasifican de la siguiente forma:

- 1.-Inyección de agua
- 2.-Inyección de gas natural
- 3.-Métodos térmicos,
- 4.-Inyección de vapor,
 - Combustión Insitu
- 5.-Miscibles
 - Solvente hidrocarburo
 - Gas natural
 - Gas de combustión
 - Bióxido de carbono
 - Nitrógeno
- 6.-Desplazamiento químico
 - Polímeros
 - Surfactante/polímero
 - Alcalis

Por lo general todos los procesos de recuperación mencionados anteriormente, están diseñados y seleccionados para mejorar alguna propiedad o característica, de tal forma que se incrementen las eficiencias de recuperación de petróleo, eliminando efectos de presión capilar, aumentar fuerzas viscosas de arrastre y en general, aumentar las eficiencias de desplazamiento y de barrido.

Caracterización del Yacimiento y de los fluidos.- La primera acción en la aplicación de estas técnicas a un campo debe ser la caracterización geológica y petrofísica del yacimiento y la caracterización físico química de los fluidos residentes en el medio poroso. Dentro de esta caracterización podemos listar la siguiente:

- Profundidad, ángulo de inclinación, espesor neto, número de estrato, extensión areal, presión y temperatura.
- Composición litológica de la roca almacenadora, densidad, heterogeneidades, propiedades térmicas, porosidad, permeabilidad y mojabilidad.
- Curvas de permeabilidad relativas y presión capilar.
- Tipo y área de arreglo de pozos, número de arreglos en el yacimiento.
- Volumen original y actual de hidrocarburos, reservas, gasto de inyección y/o producción.
- Densidad, viscosidad, saturaciones y factores de volumen de los fluidos.

El conocer todos estos parámetros del yacimiento, da confiabilidad para poder determinar la aplicación de alguna de estas técnicas de recuperación secundaria o mejorada a un campo.

Inyección de agua y gas natural.- Como una forma de restituir la presión del yacimiento, al agotarse la energía propia del mismo y por consecuencia la producción, se han empleado técnicas de inyección de gas y agua para represionarlos y restaurar la producción. Estas técnicas muchas veces conviene aplicarlas no precisamente al final del agotamiento, si no en etapas anteriores a esta, manteniendo la presión entre valores adecuados para los fines económicos y de recuperación buscados.

Desplazamiento Miscible.- Considera la inyección de un solvente que sea miscible o desarrolle miscibilidad por transferencia de masa, con el aceite por recuperar. En estas condiciones, al no existir interfase aceite fluido desplazante (agente de RMP), la presión capilar se nulifica y la eficiencia de desplazamiento teóricamente es de 100%. Las curvas de permeabilidad relativa del aceite k_{ro} y del agente de RMP K_{ra} son directamente proporcionales a su valor de saturación. El bache de agente de RMP generalmente es desplazado por agua o un gas barato y abundante.

Agentes químicos.- Para la inyección de estos agentes, el agua de inyección se mezcla con estos aditivos o sustancias químicas antes de inyectarla al yacimiento. En algunos casos se mezcla con polímeros para aumentar su viscosidad y mejorar las eficiencias de barrido (E_a y E_v), a través de una mejor selección de movilidades ($M < 1$). En otros casos, el agua se mezcla con surfactantes, para proporcionar desplazamientos a muy bajas tensiones interfaciales ($\sigma_{wo} \approx 1 \times 10^{-3}$ dinas/cm), mínimos efectos capilares y por lo tanto máximas eficiencias E_d . En algunos casos, se combina un bache de surfactante, precedido por uno de

polímero, para mejorar las dos eficiencias E_d y E_a . El fluido barato de desplazamiento, atrás del polímero, generalmente es agua.

Recuperación térmica.- Considera la inyección de un fluido que, directa o indirectamente, permite calentar el crudo y el medio poroso de un yacimiento. Por el aumento de la temperatura, disminuyen tanto la tensión interfacial (efectos capilares), como la viscosidad del aceite (mejor relación de movilidades), por lo que se mejoran tanto E_d como E_a . Desgraciadamente, existe cierto detrimento en E_v por efectos de segregación gravitacional. En general, para el calentamiento directo se utiliza vapor de agua bajo saturado (0% de calidad); mientras que para el calentamiento indirecto se usa aire para inducir y propagar un frente de combustión con una parte del crudo del yacimiento. Como técnica de Recuperación Mejorada, tanto el vapor como el aire se inyectan en forma continua.

Selección del método mas adecuado de Recuperación Secundaria o Mejorada para el área de Abkatun-H.- Las técnicas antes mencionadas de recuperación de aceite, resultan muy costosas y requieren tiempo para analizar cada una de ellas, tanto en la caracterización como en las pruebas de laboratorio, así como la simulación para la predicción de la recuperación y evaluación de los proyectos, rentabilidad y posterior aplicación. La óptima selección de un yacimiento candidato, para implantar cualquiera de los métodos de recuperación, está basado tanto en las características del yacimiento, como en las particularidades específicas de cada técnica. Analizando esto, varios procesos son rechazados por que las propiedades del yacimiento o del

aceite son desfavorables y el riesgo de un fracaso técnico económico es muy elevado.

Los artículos que se han presentado sobre técnicas de recuperación, tanto de campo como de laboratorio, nos dan un informe sobre los criterios de preselección de técnicas de recuperación de aceite, la tabla siguiente muestra estos criterios:

TABLA II

TECNICA DE RSyM	PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS			CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO					
	GRAVEDAD °API	VISCOS CPS	COMPOSICIÓN (CONTENER)	Soi %	TIPO DE FORMACIÓN	ESPESOR	K md	PROF (mts)	TEMP (°C)
I).- MISCIBLES									
GAS COMBINADO	>24	<10	C1-C7	>30	A/C	<25	N.C.	>1400	N.C.
CO2	>22	<15	C5-C12	>30	A/C	<25	N.C.	>600	N.C.
N2	>35	10	C1-C7	>30	A/C	<25	N.C.	>1400	N.C.
II).- QUIMICOS									
POLIMEROS	>25	<150	N.C.	>10	A/C	N.C.	>10	<3000	<160
POLIM/SURF	>25	<30	LIGEROS	>30	A	N.C.	>20	<2400	<80
ALCALI	13-35	<200	AC. ORGANICO	>Sor	A	N.C.	>20	<3000	<100
III).- TERMICOS									
VAPOR	<25	>20	N.C.	>40	A/C	>8	>200	100-2000	N.C.
COMBUSTION	10-25	<1000	ASFALTENOS	>40	A	>4	>100	>150	<80
IIII).- INYECCION H2O	>18	<200	N.C.	N.C.	N.C.	N.C.	>20	<2600	<95
A= ARENISCA C= CARBONATOS N.C.= NO CRITICO									

Después de visualizar en la tabla de criterios de selección de técnicas de recuperación del petróleo, consideramos que las técnicas de inyección de químicos, miscibles y térmicos no son aplicables a los campos con espesores mayores a los que se tienen en la RMSO, así mismo otros factores como, las profundidades, temperaturas, permeabilidad de la formación, hacen que estos métodos no sean aplicables en esta región petrolera Mexicana. No así, la inyección de gas o inyección de agua, esta última técnica ha sido aplicada durante mas de 12 años para el mantenimiento de presión del campo Abkatun. Aunque el proyecto ha desarrollar en Abkatun-H, es de avance frontal, las experiencias en la administración de inyección de agua serán de mucha utilidad para implantación del proceso.

En la tabla 1B, se presentan las propiedades de los fluidos, así como características con las que debe contar el yacimiento candidato y haciendo un comparativo de estas propiedades con las características del campo Abkatun-H, vemos que el método de inyección de agua por avance frontal, es el método que más se apega al área en cuestión, siendo este un análisis preliminar pero de mucha importancia para soportar corridas de predicción al comportamiento del yacimiento, utilizando un modelo de simulación del campo, como una herramienta valiosa para el fin buscado.

TABLA III

CARACTERÍSTICAS/ APLICABILIDAD	PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS			CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO					
	GRAVEDAD °API	VISCOS CPS	COMPOSICIÓN (CONTENER)	Soi %	TIPO DE FORMACIÓN	ESPESOR (m)	K md	PROF (m)	TEMP (°C)
ABKATUN-H APLICA INYECCION	28 SI	10 SI	C1-C7 SI	0.78 SI	CARBONAT SI	70 SI	<100 SI	3250 SI*	130 SI*
* POR EXPERIENCIA EN LA ADMINISTRACIÓN DE LA INYECCIÓN DEL COMPLEJO APC, SE CONSIDERA APLICABLE									

INYECCIÓN DE AGUA EN AREA DE ABKATUN-H

Uno de los puntos importantes para definir o implantar un proceso de recuperación secundaria o mejorada es: conocer cuanta reserva se tiene en el yacimiento por recuperar después de cualquier proceso de explotación a que estuvo sometido el campo, en el caso de Abkatun-H se tiene que el factor de recuperación es bajo, por comportamiento primario esto debido a los problemática antes mencionada de baja permeabilidad de la formación y porosidad, que repercute directamente en el índice de productividad de los pozos. A mayo de 2001, la Np recuperada del campo es de 38.6 MMB, esto indica un factor de recuperación de 11 % del volumen original. Ahora bien la reserva original por recuperar por comportamiento primario es de 47.13 MMB, esto

nos da un factor de recuperación final de 13.30 % del volumen original tabla II, como podemos observar este factor de recuperación es bajo, motivo por cual se hace este estudio de Inyección de agua por avance frontal para incrementar el factor de recuperación de esta área del campo Abkatun.

TABLA IV

PEMEX enero del 2001							
VOLUMEN ORIGINAL		Fr	RESERVA ORIGINAL		RESERVA REMANENTE		
ACEITE	GAS		ACEITE	GAS	ACEITE	GAS	PCE
(mmb@ca)	(mmmpc@ca)	crudo	(mmb@ca)	(mmmpc@ca)	(mmb@ca)	(mmmpc@ca)	(mmb@ca)
354.33	220.65	13.30 22.30	47.13	49.20	8.87	5.40	10.13
354.33	220.65	13.30 22.30	47.13	49.20	8.87	5.40	10.13
354.33	220.65	13.30 22.30	47.13	49.20	8.87	5.40	10.13

Para llegar al objetivo planteado del proceso de recuperación, se requiere una herramienta importante para poder hacer los ensayos de predicción en el área estudiada con inyección de agua, para esto se contó con el modelo de simulación APC.

GENERALIDADES DEL MODELO DE SIMULACIÓN ABKATUN-POL-CHUC

El modelo de simulación de los campos Abkatún, Pol y Chuc, es el modelo del cual se tomó el sector del área de interés, sobre el cual se desarrolla el presente trabajo. El modelo APC tiene como dimensiones; 83 x 122 x 11, siendo de doble porosidad con 108,777 celdas activas y de aceite negro, figura 11.

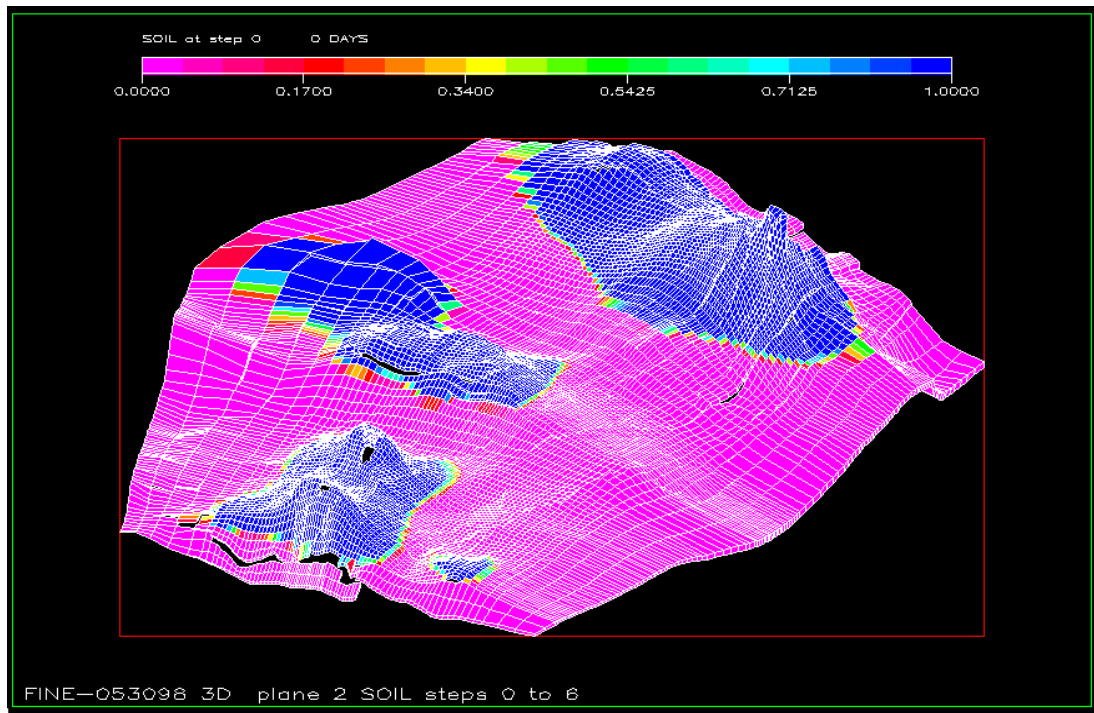


Figura 11.-Malla de simulación (83 x 122 x11). Modelo APC.

Dado que es de suma importancia para la representatividad de un modelo la utilización de información representativa del Complejo, se utilizan curvas de permeabilidad relativa y presión capilar a partir de pruebas de desplazamiento en núcleos de los yacimientos Abkatún, Pol y Chuc. En el caso de las muestras pertenecientes a la formación Brecha del Paleoceno, las funciones de saturación obtenidas, fueron procesadas tomando en consideración los resultados de la tomografía efectuada a los núcleos y el análisis de conectividad de vóculos. Lo anterior permitió generar curvas de permeabilidad relativa y presión capilar para el sistema compuesto por matriz más vóculos, por tipo de roca y de acuerdo al valor de porosidad.

La Figura 12 muestra de manera esquemática la combinación de las curvas de matriz obtenidas en laboratorio con las tradicionalmente utilizadas para la fractura en la generación de las pseudo-curvas para la formación Brecha.

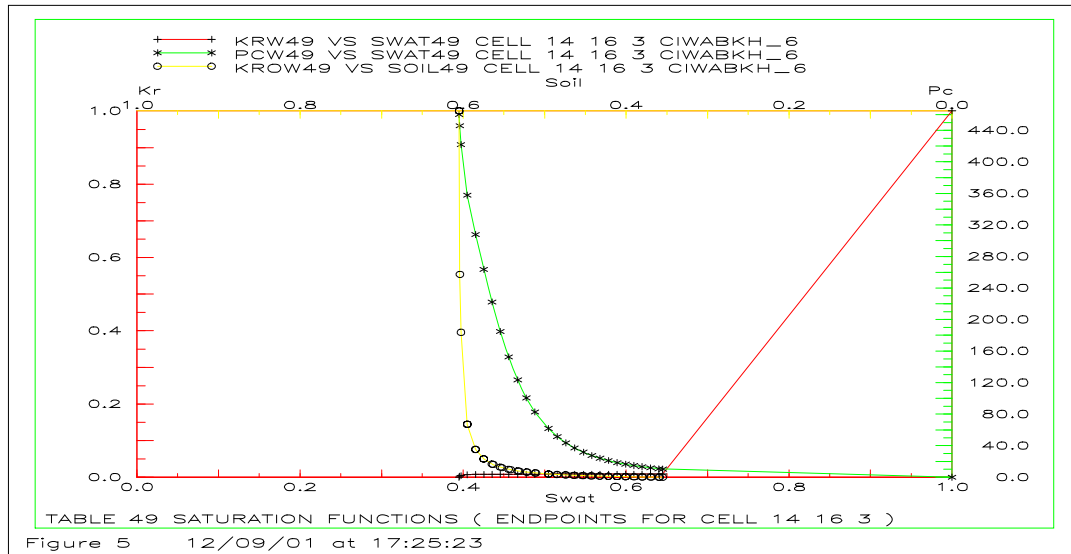


Figura 12 Curva de permeabilidad vs P_c , del modelo APC, área Abkatun-H

Las mediciones de porosidad a diferentes presiones de sobrecarga, y las determinaciones de compresibilidad a muestras de diámetro completo y tapones, fueron utilizadas para elaborar correlaciones para cálculo de la compresibilidad de la roca para los sistemas de matriz, fractura y combinado.

AJUSTE DEL MODELO

Habiéndose generado un modelo geológico consistente e introducido información de ingeniería debidamente validada, el ajuste al modelo de simulación se concentró en la calibración de unos cuantos parámetros, como son porosidad en el área del acuífero, permeabilidad entre formaciones, modificación de tipo de roca en áreas límite, así como afinar propiedades del sistema de fracturas.

AREA DE ABKATUN-H

Con el proposito de simplificar el modelo APC y poder obtener y procesar resultados más rápidamente, originalmente se elaboró un modelo sectorial para el área de Abkatun-H. El procedimiento empleado fue:

Obtener de la salida de la corrida de ajuste al tiempo cero, los planos de cada una de las propiedades , las cuales fueron exportadas al paquete GRID, únicamente se trabajó con las celdas que ocupan el área de interés, eliminando el resto. El modelo de sector resultante para el área de Abkatún-H, tiene 25 x 40 x 11 celdas, como se muestra en la figura 13.

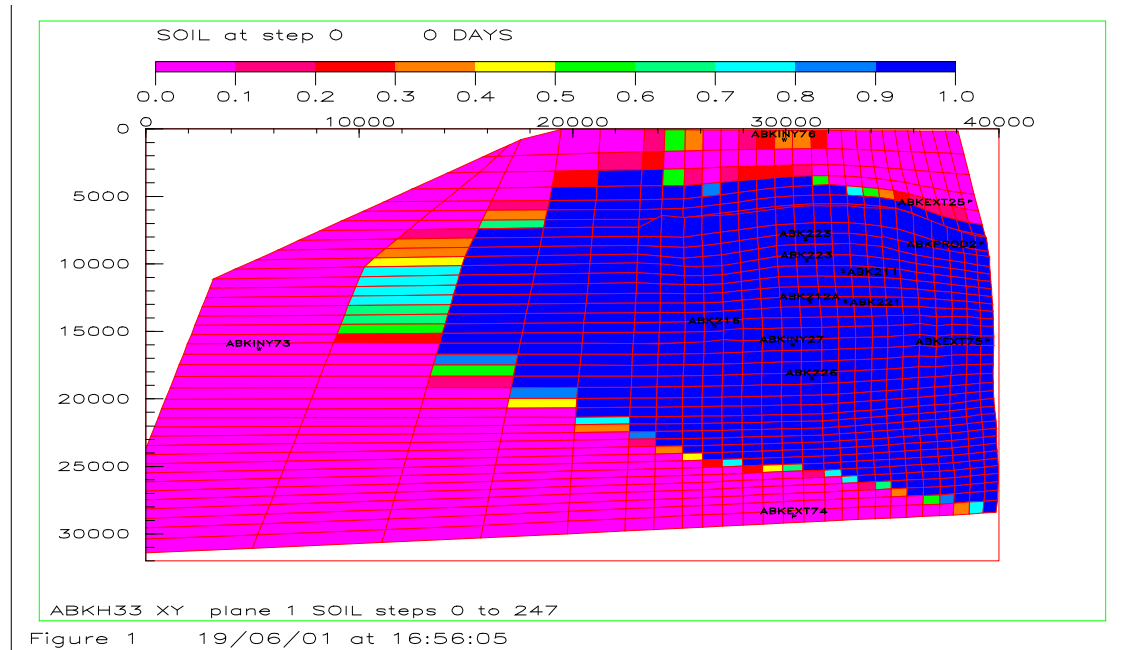


Figura 13.- Sector H, de dimensiones 25 x 40 x 11

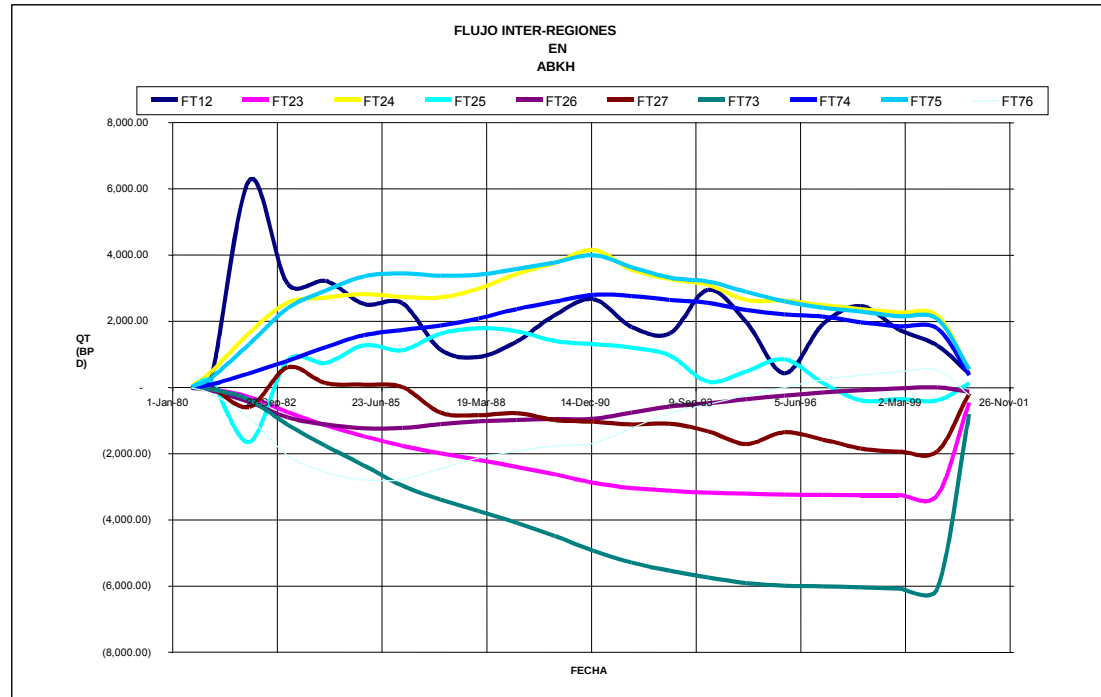


Figura 14 .- Flujo interregiones del área de Abkatun-H

Se buscó realizar el ajuste del modelo sectorial, utilizando pseudo-pozos, que simularan el flujo interrregiones. Los vectores de gastos de los pseudo-pozos, simulaban los efectos de interferencia con el resto del Complejo Abk-Pol-Chuc, permitiendo trabajar el sector para predecir el comportamiento futuro. El principal problema encontrado para llegar al objetivo del ajuste del sector en cuestión, fue que se tendrían que hacer muchas mas corridas con mayor tiempo de duración que si se trabajara con el modelo completo de APC. El valor del trabajo realizado estriba en el hecho de poder identificar los flujos de fluidos hacia fuera y adentro del área de interés, identificar donde se ubicarían los pozos inyectoros de agua y así, contrarrestar la salida de fluido hacia otras áreas del sector. El numero de pozos y el gasto para cada uno de ellos fueron definidos por este flujo entre regiones, principalmente hacia dos de ellas como se identifican en la figura 15, una pertenece al área central, siendo su influencia sobre el sector H, por el alto fracturamiento y por ende alta producción de aceite que se tiene ocasionando con ello el flujo de fluidos hacia esta zona centro, la otra área, la interferencia con el campo Pol, perteneciente al mismo Complejo APC. El análisis del resto de los vectores, tiene que ver con la capacidad productora de las formaciones, la caracterización de la formación Cretácico en el área de ABK-H nos indica la presencia de caliza mudstone no dolomitizada de baja porosidad mínima presencia de fracturas y sin porosidad vugular, por lo que el flujo hacía la formación Brecha es mínimo y sólo participa mediante expansión del sistema.

Se decidió hacer las corridas con el modelo completo, como una herramienta confiable para simular el comportamiento del área de Abkatun-H, por inyección de agua, que permita incrementar la

eficiencia de barrido y por consecuencia incrementar el factor de recuperación.

La figura 15 muestra el flujo hacia las áreas 4 y 5, pertenecientes al campo Pol y Abkatun-Centro.



Figura 15.- Flujo de fluidos hacia la frontera 4 y 5.

Para poder incrementar el factor de recuperación de esta área del yacimiento Abkatun, es necesario como se mencionó anteriormente, implementar un sistema de explotación tendiente no solo a mantener la presión del yacimiento, sino mejorar además la eficiencia de barrido. Para este caso en particular, la aplicación de los criterios de selección, indican la factibilidad de inyectar agua al yacimiento, proceso que además resulta viable desde el punto de vista económico ya que en el campo se cuenta con capacidad de inyección instalada, requiriendo únicamente de la construcción de un acueducto para transportar el agua desde el complejo de Abkatun-A hasta la plataforma Abk-H.

La cuantificación de volumen fue un proceso que requirió algunas corridas, donde el volumen a inyectar toma en cuenta que sólo se requiere inyección en la dirección de las regiones 4 y 5.

PROPUESTAS DE INYECCIÓN.

Una vez analizado el flujo interregiones y tomando en cuenta la dirección de salida de fluido del sector hacia la zona central del campo Abkatun y del Campo Pol, se procedió a realizar las corridas de predicción para diferentes arreglos de pozos propuestos, con sus correspondientes gastos de inyección y una corrida base, del ajuste del modelo a diciembre del 2000, que es la corrida para comparación de los beneficios a obtener con el proceso de inyección por avance frontal.

Todos los pozos propuestos están disparados en la base de la formación B.P., y localizados en la parte baja de la estructura del campo.

TABLA V

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A POSICIÓN DE LOS POZOS Y GASTOS DE INYECCION

CORRIDA	No. DE POZOS	CELDAS	Qiny. (BPD)	OBSERVACIONES
E1	1, (ABK-226I)	14,23,14	5000	POZO PROD.CONV.A INY.
E3	2,(ABK-227I)	12,31,14	8000	
	(ABK- 228I)	23,19,14	800	
E4	2,(ABK-227I)	12,31,14	8000	SE MODIFICAN LOS Qwi
	(ABK- 228I)	23,19,14	800	
E5	2,(ABK-227I)	11,31,14	10000	SE MODIFICAN LOS Qwi
	(ABK- 228I)	23,19,14	10000	
E6	2,(ABK-227I)	11,32,14	7000	GASTOS IGUALES EN REGIONES
	(ABK- 228I)	23,19,14	7000	
E7	2,(ABK-227I)	11,32,14	5000	
	(ABK- 228I)	23,19,14	7000	

RESULTADO DE LAS CORRIDAS

El análisis básico de las corridas consistió en la comparación de la corrida base con las opciones ensayadas para cada una usando los siguientes vectores: Np, Qo, Wp, Gp, Qw, RGA, Qi y No pozos vs tiempo, el gráfico de cada corrida por pozo se presenta en los anexos.

Podemos observar en las figura 16, 17 y tablas IV y V, que las alternativas E5 y E6 son las dos alternativas que mas gasto de aceite se obtienen y por consiguiente una mayor recuperación de reserva, inyectando a través de dos pozos, entre 14,000 a 20,000 BPD agua en cada corrida.

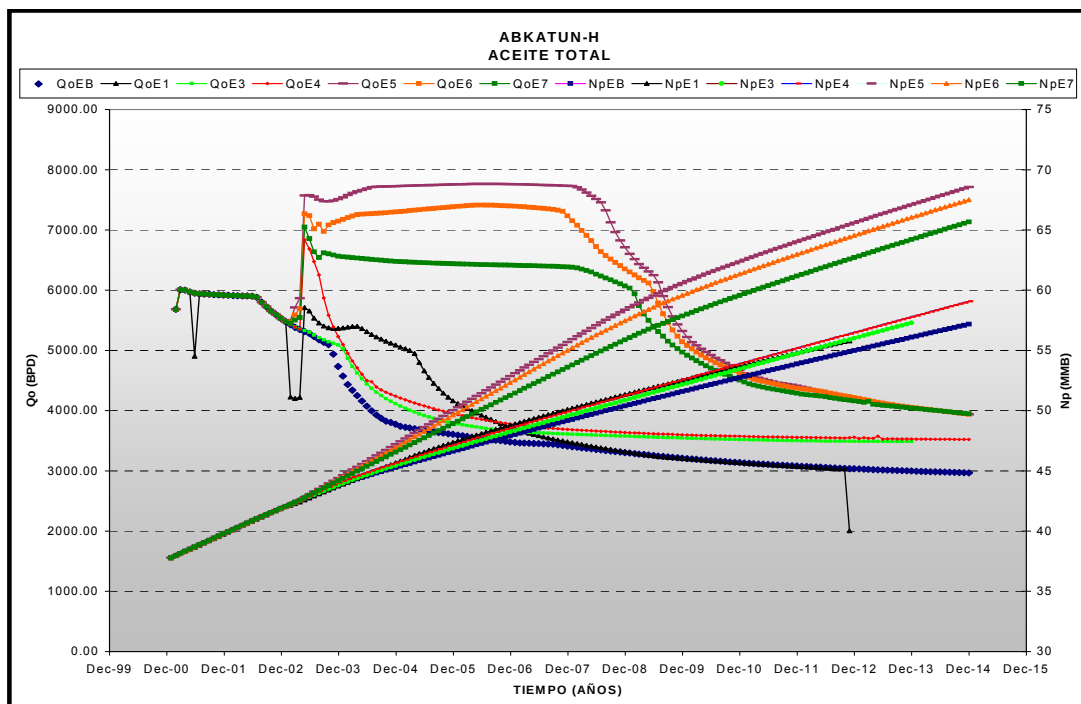


Figura 16.- Predicción de aceite con diferentes alternativas de inyección.

El límite económico de producción utilizado considera el tiempo de vida de la plataforma Abkatun-H, 20 años de historia de vida productiva mas 12 de recuperación secundaria, manejo tratamiento de la producción e inyección de agua, operación y mantenimiento de los pozos, tanto productores como inyectores, y los gastos mínimos de producción de los pozos.

Los gastos de producción y la producción acumulada recuperada aplicando el método, presentan un gasto máximo de 7761.28 BPD de aceite, en promedio para el año 2006 y una producción acumulada al final del periodo de 68.90 MMB. Si el campo continuara con las condiciones actuales, produciría hasta el año 2006, donde se observa el agotamiento de la reserva original, calculada y certificada hasta ahora, obteniéndose un factor de recuperación del 13.7 % del volumen original para el aceite y un 23.7 % en la recuperación para el gas.

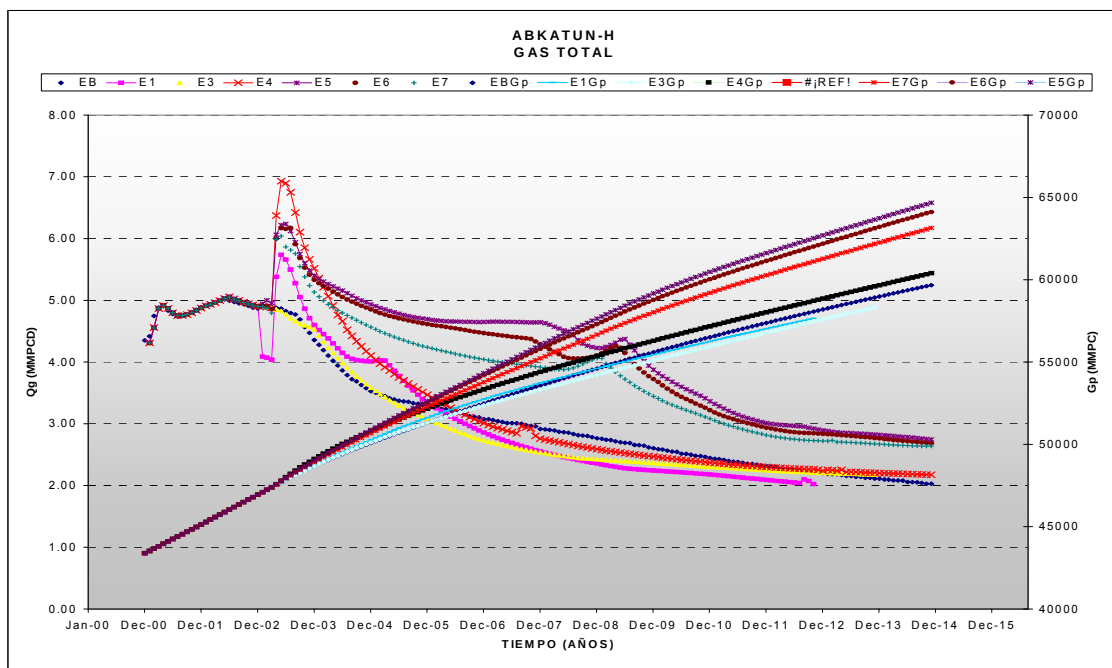


Figura 17.- Predicción de gas con diferentes alternativas de inyección.

TABLA VI

FECHA	Qo (BPD) base	Qo (BPD) E5	ΔQo (BPD)	Npbase (MMBls)	NpE5 (MMBls)	ΔNp (MMBls)	FR BASE	FR INY.H2O
2000	6,007.00	6,007.00	0.00	38.15	38.15	0.00	0.1087	0.1081
2001	5,936.40	5,936.40	0.00	40.31	40.31	0.00	0.1148	0.1142
2002	5,682.13	5,716.18	34.05	42.39	42.40	0.01	0.1208	0.1201
2003	4,967.44	7,396.38	2,428.94	44.20	45.10	0.90	0.1259	0.1278
2004	3,905.93	7,709.31	3,803.38	45.63	47.91	2.28	0.1300	0.1357
2005	3,634.64	7,749.72	4,115.08	46.95	50.74	3.79	0.1338	0.1437
2006	3,506.80	7,761.28	4,254.48	48.23	53.58	5.35	0.1374	0.1518
2007	3,428.89	7,733.03	4,304.14	49.48	56.40	6.92	0.1410	0.1598
2008	3,325.48	7,055.83	3,730.35	50.70	58.97	8.27	0.1444	0.1671
2009	3,230.73	5,704.13	2,473.40	51.88	61.06	9.18	0.1478	0.1730
2010	3,153.00	4,779.83	1,626.83	53.03	62.80	9.77	0.1511	0.1779
2011	3,092.55	4,449.37	1,356.82	54.16	64.43	10.27	0.1543	0.1825
2012	3,044.37	4,254.46	1,210.09	55.27	65.98	10.71	0.1575	0.1869
2013	3,005.36	4,085.17	1,079.81	56.37	67.47	11.10	0.1606	0.1911
2014	2,974.50	3,969.14	994.64	57.45	68.90	11.45	0.1637	0.1952

TABLA VII

FECHA	Qg (mmpcd) base	Qg (mmpcd) E5	ΔQg (mmpcd)	Gpbase (mmpc)	GpE5 (mmpc)	ΔGp (mmpc)	FR BASE	FR INY.H2O
2000	4.61	4.61	0.00	43391.12	43391.12	0.00	0.1967	0.1967
2001	4.78	4.78	0.00	45135.91	45135.91	0.00	0.2046	0.2046
2002	4.95	4.97	0.02	46941.22	46941.92	0.70	0.2127	0.2127
2003	4.74	5.64	0.90	48671.46	49001.16	329.70	0.2206	0.2221
2004	3.86	5.13	1.27	50080.71	50874.84	794.13	0.2270	0.2306
2005	3.38	4.78	1.40	51315.58	52628.64	1313.06	0.2326	0.2385
2006	3.18	4.66	1.48	52477.45	54328.93	1851.48	0.2378	0.2462
2007	3.00	4.65	1.65	53573.85	56017.73	2443.88	0.2428	0.2539
2008	2.84	4.43	1.59	54610.96	57635.01	3024.05	0.2475	0.2612
2009	2.68	4.18	1.50	55590.54	59162.65	3572.11	0.2519	0.2681
2010	2.52	3.59	1.07	56509.8	60471.00	3961.20	0.2561	0.2741
2011	2.37	3.15	0.78	57375.63	61619.30	4243.67	0.2600	0.2793
2012	2.25	2.95	0.70	58196.05	62697.78	4501.73	0.2637	0.2842
2013	2.15	2.85	0.70	58980.42	63736.99	4756.57	0.2673	0.2889
2014	2.06	2.78	0.72	59732.36	64750.89	5018.53	0.2707	0.2935

La reserva recuperada al final del año 2014, es de 68.90 MMb, convirtiendo los porcentajes de recuperación en barriles obtenemos que:

Para el aceite.

$\Delta N_p = 68.90 \text{ proceso} - 47.13 \text{ base} = 21.77 \text{ MMbbls}$, que representa el **5.82 %** de incremento por la implantación del proceso de inyección de agua por avance frontal.

Para el gas.

$\Delta G_p = 64.75 \text{ proceso} - 49.20 \text{ base} = 15.55 \text{ mmmmpc}$, que representa el **5.57 %** de incremento para el gas.

Las figuras 18 y 19 nos ilustran el comportamiento de los factores de recuperación con el tiempo, en la corrida base y la corrida seleccionada como la mejor opción de inyección, en función de los gastos de aceite y gas respectivamente.

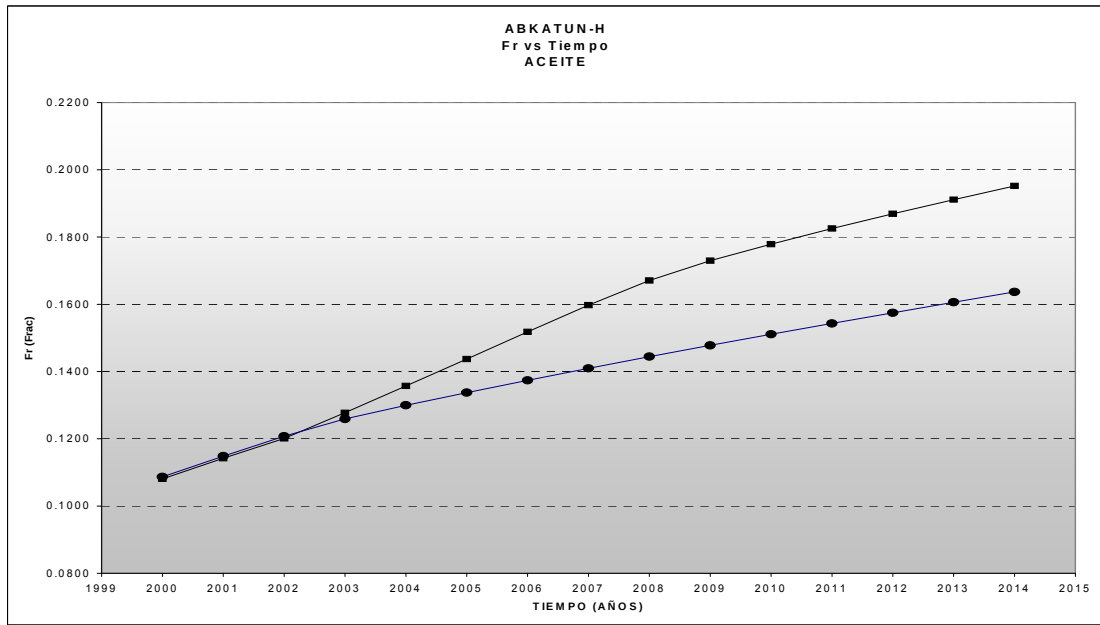


Figura 18.- Comparativo de los factores de recuperación de aceite (Base y Proceso)

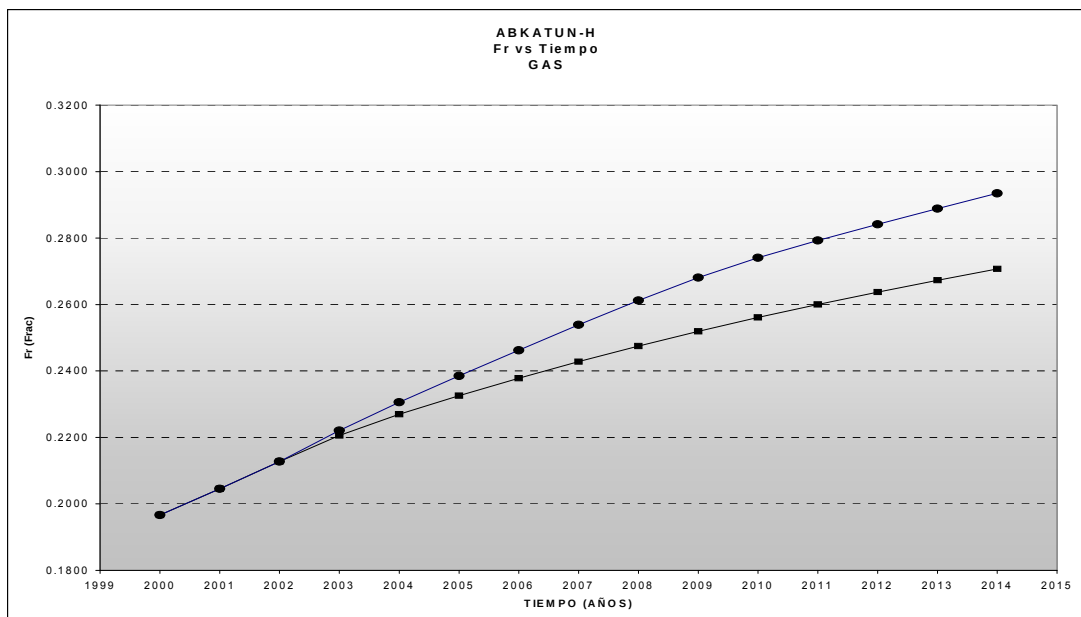


Figura 19.- Comparativo de los factores de recuperación de gas (Base y Proceso).

En términos de producción, el proceso es rentable a simple vista, pero lo mas viable para determinar si es posible la implantación del proceso, es realizando un análisis que permita tomar una decisión, tomando en cuenta todos los aspectos tanto técnicos como económicos.

ANÁLISIS ECONOMICO

Este proyecto de inyección de agua por avance frontal en el área de Abk-H, comprende un conjunto de obras necesarias para incrementar el factor de recuperación de aceite y gas en los años futuros, estas obras se presentan en la tabla VIII.

TABLA VIII

OBRA	COSTO MM\$
Ingeniería y construcción conductores	17.00
Perforación Abk-228I	140.00
Perforación Abk-227I	140.00
Acueducto 8" de diámetro 8.5 km, Abk-A – Abk-H	180.75
Estudios de Impacto ambiental	5.7
Bombas (dos)	1.00
TOTAL	484.45

El valor de la inversión para la implantación del proceso es aproximadamente de 484.45 MM\$.

En los estudio económicos de los proyectos de inversión la primera pregunta que se plantea es ¿La inversión es recuperable?, ¿El proyecto es rentable?.

Para hacer el estudio económico se requiere además de conocer el valor de la inversión, realizar una serie de pronósticos tanto técnico como económicos para un lapso de varios años. Dentro de los pronósticos debemos conocer el incremento de producción de crudo y gas por el proceso de implantación.

Por otra parte dentro de los costos de este proyecto, se tiene una ventaja muy importante , ya que se cuenta con infraestructura ya instalada y en operación, los costos por este concepto son absorbidos por el proyecto de operación y mantenimiento del campo ABKATUN, así también los costos por manejo de la producción, e inyección de agua, ya que este campo se encuentra con este proceso de inyección para mantenimiento de presión desde 1991.

Este análisis económico del proyecto, contempla solamente la perforación de dos pozos inyectoras, hasta la base de la formación B.P., tender un acueducto de 8 pg de diámetro y una longitud de 8.5 km desde el complejo Abkatun-A hasta la plataforma Abkatun-H, con la finalidad de transportar 20,000 BPD de agua como máximo, una estación de bombeo para darle presión hasta la cabeza de los pozos.

Además este proyecto ayudara al manejo de la producción de agua separada en el complejo Abkatun-A, y se está considerando a futuro la producción de agua de los campos Caan y Taratunich por avance natural de sus contactos, abaratando el manejo de agua en el complejo, la figura 20 ilustra el tendido de la tubería desde el complejo hasta la plataforma H.

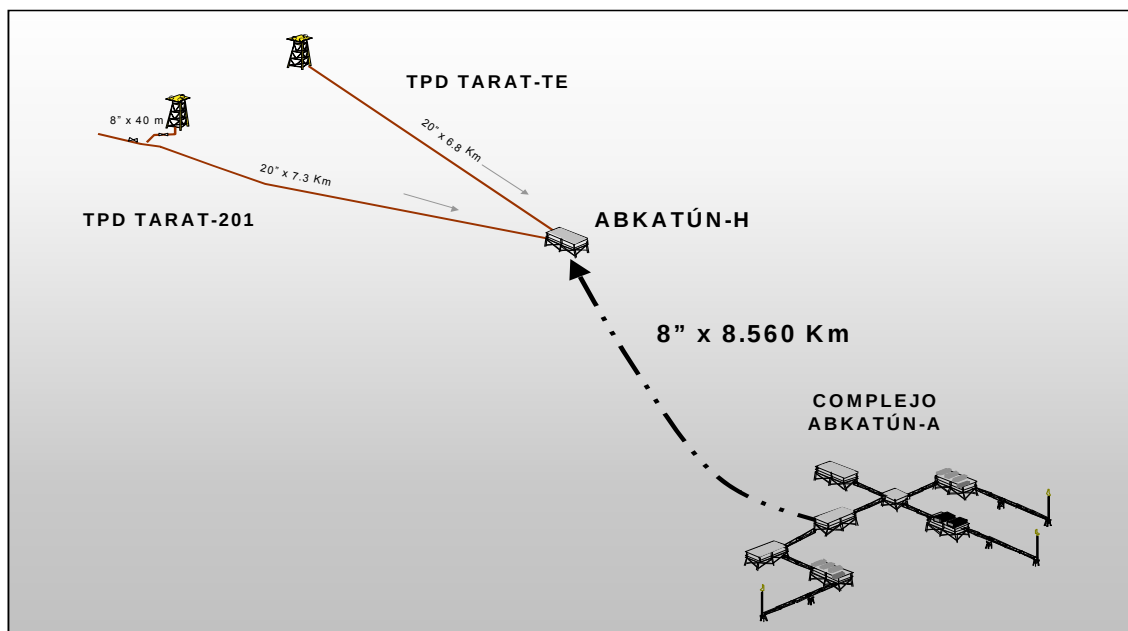


Figura 20.- Plano de instalación del ducto de agua complejo Abk-A-Abk-H

Para el análisis de rentabilidad se utilizó el paquete MEFID 2000, el cual incluye los precios internacionales del petróleo, y otros parámetros de utilidad para el análisis buscado.

Los resultados del análisis se resumen en la siguiente tabla.

TABLA IX

Resumen de Indicadores Económicos	
V.P.N.	\$ 1,263,732 MM\$
V.P.I.	\$ 441.382 MM\$
T.I.R.	39.28 %
VPN/VPI	2.86
Recuperación	6 Años

Como podemos observar los indicadores económicos nos dan un resultado favorable a la implantación del proceso, considerando como ya se mencionó anteriormente, que los costos por operación y mantenimiento, manejo del agua producida en el complejo Abkatun-A y otros parámetros son considerados en proyectos ya en procesos y que no afecta el hecho de cargarlos en este proyecto, abaratando el mismo. **El proyecto es rentable.**

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Los datos de presión producción separados del área central, nos indican un comportamiento diferente de lo que se estaba manejando desde el inicio de la producción del campo Abkatun.
- La problemática presentada en el área de estudio, baja productividad de los pozos provocada por la baja permeabilidad, baja porosidad, así como la identificación de los empujes predominantes en la historia de presión producción del campo fueron la base para buscar un proceso de recuperación secundaria o mejorada en el área de Abkatún-H.
- La tercera pendiente de los mecanismos de empuje, no pudo ser evaluada por el método de Maximino, pero se identificó utilizando el análisis realizado a los flujos interregiones, lo cual, indicó que el alto fracturamiento de la zona central y las altas producciones de fluido, permiten que exista flujo del sector H hacia el área de Abkatun-C.
- Se determinó un volumen original de aceite del sector por diferentes métodos, obteniéndose valores muy cercanos al certificado en enero del año 2001.
- Los criterios de selección de las técnicas de Recuperación Secundaria y Mejorada, las características del yacimiento en estudio, fueron de gran apoyo para seleccionar el método a

ensayar con el modelo APC, los resultados son correctos y confiables.

- El proyecto siguió una línea de investigación, desechando aquellos procesos que por su particularidad no eran del todo aplicable al campo y por sus mismas características comparativas solo dos procesos quedaron como candidatos para la implantación; inyección de gas o inyección de agua, decidiéndose realizar las pruebas por inyección de agua por contar con toda la infraestructura necesaria y que puede ser aprovechada para el proyecto haciéndolo mas rentable que otros procesos.
- Otras de las ventajas del proceso consiste en que la experiencias en la administración del proceso de inyección es alta, ya que el Complejo Abkatun Pol Chuc, ha estado sometido a inyección de agua para mantenimiento de presión desde 1991.
- Al identificar el flujo interregiones, permitió seleccionar un arreglo de pozos que permitiera contrarrestar la salida de fluido de la zona de interés, haciendo los ensayos necesarios de corridas para buscar el objetivo planteado; mejorar la eficiencia de barrido de la zona, incrementando el factor de recuperación, y por consecuencia la recuperación de reserva adicional.
- El resultado de las corridas (6 en total), arrojó que la corrida E5, es la de mejor opción en el incremento de la producción de aceite y gas, el proceso de inyección de agua por avance

frontal obteniéndose un factor de recuperación de **19.52 %** para el aceite, con un incremento de **5.82 %** más que por comportamiento primario y de **29.35 %** para el gas, que representa el **5.57 %** con respecto al caso base.

- El análisis de rentabilidad del proyecto, fue realizado con el sistema MEFID 2000, los indicadores económicos resultantes son: VPN, PR, VPN/VPI, TIR. Indicando los resultados que el proyecto es rentable.
- Se recomienda realizar una prueba piloto de inyección de agua, esto para conocer el potencial de admisión de la formación.
- Revisar los estudios existentes de pruebas a núcleos de la formación o en su caso programar aquellas pruebas especiales que sean necesarias para soportar el proyecto.

NOMENCLATURA

API	American Petroleum Institute, densidad del aceite
Bg	Factor de volumen del gas ($B_g < 1$)
BLS	Barriles
Bo	Factor de volumen del aceite ($B_o > 1$)
Bob	Factor de volumen del aceite a la presión de saturación
Boi	Factor de volumen del aceite inicial
BPD	Barriles por día
Fr	Factor de recuperación
G	Fuerza de gravedad
Gp	Producción acumulada de gas
H ₂ S	Ácido sulfhídrico
IEG	Índice de empuje por liberación de gas
IEW	Índice de empuje por entrada de agua
IOE	Índice de empuje por expansión
IPR	Índice de productividad
K	Permeabilidad absoluta
kg/cm ²	Kilogramos/centímetro cuadrado
KI	Cretácico Inferior
km	Kilómetros
KM	Cretácico Medio
KS	Cretácico Superior
Ln	Logaritmo natural
M	Metros
MBPD	Miles de barriles por día
mD	MiliDarcys
MM	Millones
MMBLS	Millones de barriles
MMMPC	Miles de millones de pies cúbicos
MMPCD	Millones de pies cúbicos por día
MSCF	Miles de pies cúbicos estándar
mVBMR	Metros verticales bajo mesa rotatoria

mVBNM	Metros verticales bajo nivel el mar
Np	Producción acumulada de aceite
P	Presión
Pws	Presión estática
Psat	Presión de saturación
psia	Libras/pulgada cuadrada
PVT	Presión Volumen Temperatura
Pwf	Presión de fondo fluyendo
Qo	Gasto de aceite
RGA	Relación Gas Aceite
Sor	Saturación residual de aceite, en porciento o fracción
STB	Stock Tank Barrel (barriles a condiciones estandar)
SW	Suroeste
TIR	Tasa Interna de Retorno
TR	Tiempo de Recuperación o Cancelación de la Inversión
VPN	Valor Presente Neto
Δ	Incremento

R E F E R E N C I A S

1. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, UNAM; "Apuntes de Recuperación Secundaria", 1979
2. Ali, Farouk, S.M.; Group course "Thermal Recovery Processes", January 2-6 2001
3. Mungan, N.; An UNAM/PEMEX Group course "Miscible Processes in EOR", December 4-8 2000
4. NSAI, Certificación de Reservas de la Región Marina Suroeste, 1999.
5. Schlumberger GeoQuest, Estudio Integral al que será sometido el Complejo Abkatun-Pol-Chuc, contrato COPDRM041995, Reporte final: Resumen de Predicciones, 1998
6. Schlumberger GeoQuest, Estudio Integral al que será sometido el Complejo Abkatun-Pol-Chuc, contrato COPDRM041995, Reporte final: Calibración del modelo de simulación, 1998
7. Schlumberger GeoQuest, Estudio Integral al que será sometido el Complejo Abkatun-Pol-Chuc, contrato COPDRM041995, Fase II: Caracterización Geológica, 1996
8. Meza M., M.; "Evaluación práctica de los mecanismos de empuje y volumen original de hidrocarburos", XXV Congreso Nacional de la AIPM, Oaxaca, Oaxaca, 1987
9. Schlumberger GeoQuest, Estudio Integral al que será sometido el Complejo Abkatun-Pol-Chuc, contrato COPDRM041995, Fase III: Estudios de Ingeniería de Yacimientos, Análisis PVT, 1996
10. Jiménez Bernal, J.; Schlumberger "Eclipse GRID Training Course", México, D.F., 2001
11. Jiménez Bernal, J.; Schlumberger "Eclipse Office Training Course", México, D.F., 2000
12. Jiménez Bernal, J.; Schlumberger "Eclipse 100 Training Course", México, D.F., 2000

13. Jiménez Bernal, J.; Schlumberger “Eclipse 300 Training Course”, México, D.F., 2001
14. León, G.A. Urquieta, E., Méndez, T.; Apuntes del curso “Análisis PVT composicional de fluidos de yacimientos petroleros”, Gerencia de Administración de Yacimientos, PEP, 2001
15. Jiménez Bernal, J.; Schlumberger “Eclipse PVTi Training Course”, México, D.F., 2001