



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

PROYECTO TERMINAL

**“ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE
IMPLANTAR UN PROCESO DE
RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN EL
CAMPO BATAB”**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
ESPECIALISTA EN RECUPERACIÓN SECUNDARIA
DE YACIMIENTOS PETROLEROS**

PRESENTA

DAVID MANZANO ÁNGELES

DIRECTOR DEL PROYECTO: DR. ERICK LUNA ROJERO



MÉXICO, D. F.

MARZO DE 2011

AGRADECIMIENTOS

A mi familia:

Por todo su amor y comprensión, por su apoyo durante este momento de mi vida.

A Candy:

Por el sacrificio y apoyo incondicional que siempre me brindado.

Al Ing. Guillermo Trejo Reyes:

Por todo el tiempo que me dedicó durante la elaboración de este trabajo, por sus comentarios y sugerencias siempre oportunas.

A mis compañeros de la especialidad:

Agustín, Sócrates, Griselda, Jorge, Enrique, Jesús y Nohé por los momentos compartidos y el apoyo que me brindaron, por la amistad que logramos sembrar y que espero continúe por siempre.

A los profesores:

Por los conocimientos compartido y el tiempo extra dedicado para el buen logro de este trabajo.

Í N D I C E

AGRADECIMIENTOS

RESUMEN

INTRODUCCIÓN 1

CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES

1.1 Localización del Campo 3

1.2 Geología 3

1.3 Reservas de Hidrocarburos 6

CAPÍTULO 2. HISTORIA DEL YACIMIENTO

2.1 Descubrimiento 7

2.2 Comportamiento Histórico de Presión 8

2.3 Comportamiento Histórico de Producción 9

2.4 Información PVT 11

2.5 Infraestructura Actual de Explotación 13

2.6 Bombeo Neumático 14

CAPÍTULO 3. MODELO DE SIMULACIÓN

3.1 Selección del Modelo 16

3.2 Malla de Simulación 16

3.3 Análisis PVT Batab-1A 18

3.4 Permeabilidades Relativas y Presiones Capilares 20

3.5 Acuífero 22

CAPÍTULO 4. BALANCE DE MATERIA

4.1 Aplicación del Modelo MEYVO-8	25
4.2 Cálculo del Volumen Original	29
4.3 Evaluación de Índices de Empuje	30
4.4 Análisis de Resultados	31

CAPÍTULO 5. RECUPERACIÓN SECUNDARIA

5.1 Consideraciones	32
5.2 Selección del Fluido de Inyección	32
5.3 Localización del Área de Inyección	
5.3.1 Unidad de Flujo EC1	33
5.3.2 Unidad de Flujo EC-5	37
5.4 Determinación del Número de Pozos y Gasto	
óptimos de Inyección	39
5.5 Escenario Integral	40
5.6 Pronóstico de Producción e Inyección	44
5.7 Infraestructura Futura	46

CAPÍTULO 6. ANÁLISIS ECONÓMICO 48

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

NOMENCLATURA

REFERENCIAS

RESUMEN

Este trabajo presenta un análisis de factibilidad técnico-económico para implantar un proceso de recuperación secundaria en la Formación Jurásico Superior Kimmeridgiano del campo Batab, perteneciente al activo de explotación Pol-Chuc de la Región Marina Suroeste de Pemex Exploración y Producción (PEP)

Debido a la problemática de baja presión y producción de aceite que presentan los pozos del Campo Batab en esta Formación, se plantea implantar un proceso de recuperación secundaria mediante la inyección de agua tratada de mar, en las capas inferiores del yacimiento.

El fluido seleccionado para la inyección, es agua de mar en lugar del gas natural debido a la escasez que se tiene en México de este último.

Se utiliza el modelo de simulación numérica que se tiene de este yacimiento para determinar el comportamiento presión-producción e inyección bajo la influencia del agua inyectada y a diferentes condiciones de flujo en fondo y superficie.

Se presentan los resultados en forma gráfica de las mejores alternativas de solución al problema y una discusión de los mismos.

En base a los resultados obtenidos se determinaron los requerimientos de agua, equipo e infraestructura necesarios para llevar a cabo el proyecto.

Finalmente se efectuó un análisis económico de la mejor alternativa de solución, con los indicadores VPN y VPN/VPI, resultado de la evaluación de este proyecto.

Es conveniente mencionar que la alternativa de explotación no descarta la posibilidad de aplicar un proceso de recuperación mejorada con gas natural o nitrógeno.

INTRODUCCIÓN

La inyección de agua nació de forma accidental en Pennsylvania hace aproximadamente 100 años cuando el agua de un horizonte superior de una Formación invadió una zona de hidrocarburos a través de un pozo que presentó problemas en el empacador, el pozo dejó de producir, pero se observó un incremento en el gasto de los pozos cercanos.

Probablemente fue el primer proceso utilizado para mejorar la recuperación de hidrocarburos del yacimiento. Algunos proyectos han sido diseñados para incrementar la presión del yacimiento y la productividad de los pozos y por lo tanto se clasifican como proyectos recuperación secundaria, sin embargo también se han intentado para incrementar la recuperación final de hidrocarburos y se clasifican como proyectos de recuperación mejorada.

El principal factor en el diseño de un proceso de recuperación secundaria es la estimación del aceite original in-situ que puede ser económicamente recuperado. Existen varias reglas desarrolladas a partir de experiencias obtenidas en yacimientos sometidos a diferentes procesos de recuperación para estimar estos factores.

- **Recuperación Primaria**, hasta un 25% del volumen original
- **Recuperación Secundaria**, entre el 18 y 22 % adicional al de recuperación primaria.
- **Recuperación Mejorada**, hasta un 25% adicional al de recuperación primaria.

En la recuperación secundaria se inyecta fluido al yacimiento para mantener o incrementar la energía del yacimiento, desplazando el aceite y empujándolo hacia los pozos productores. El éxito de un proyecto de inyección de agua depende del mecanismo por medio del cual el fluido inyectado desplaza el aceite (eficiencia de desplazamiento) y del volumen de roca del yacimiento que es contactado por el fluido inyectado (eficiencia de barrido).

La **eficiencia de desplazamiento** se define como la fracción volumétrica de aceite que es desplazado de un volumen invadido por el fluido desplazante.

La **eficiencia de barrido volumétrica** se define como el volumen invadido por el fluido desplazante entre el volumen de roca total y es afectada por la geometría del arreglo de pozos, la relación de movilidades, heterogeneidades de la roca y de los efectos gravitacionales.

La **movilidad** se define como el cociente de la permeabilidad efectiva de un fluido entre su viscosidad y generalmente se representa por λ . Es una medida de la facilidad con la que el fluido se mueve a través del medio poroso.

$$\lambda_f = \frac{K_f}{\mu_f}$$

La relación entre la movilidad del fluido desplazante y la movilidad del fluido desplazado se llama **relación de movilidades** y se representa con la letra M. En el caso de agua desplazando aceite M es igual a :

$$M = \frac{K_w / \mu_w}{K_o / \mu_o} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o}$$

Si la relación de movilidades es menor a 1 quiere decir que $\lambda_w < \lambda_o$ y la relación es favorable para la recuperación de hidrocarburos y viceversa $\lambda_w > \lambda_o$ la relación es desfavorable. Una relación de movilidades desfavorable resulta en Formación de interdigitaciones viscosas e ineficiencias de barrido.

La inyección de agua como un proceso de recuperación secundaria puede aplicarse con éxito técnico y económico en un amplio rango de condiciones del sistema roca-fluidos y para casi todo tipo de yacimiento.

Actualmente debido a la fuerte declinación en la presión y producción de hidrocarburos del Campo Batab se ha hecho necesario considerar un nuevo esquema de explotación, como puede ser la recuperación secundaria o la recuperación mejorada, tal que permita mantener la presión de la Formación Jurásico Superior Kimmeridgiano e incrementar la recuperación final de hidrocarburos.

Considerando que se tiene una planta de tratamiento de agua para inyección en el complejo Abkatun-Pol-Chuc y dadas las características geológicas, estructurales y petrofísicas del yacimiento, se analizará la opción de implantar un sistema de recuperación secundaria mediante la inyección de agua tratada de mar a las capas inferiores del yacimiento, para contrarestar la declinación de presión e incrementar la recuperación final de aceite.

1. ANTECEDENTES

1.1 Localización del Campo

El Campo Batab se encuentra localizado sobre la plataforma continental del Golfo de México, aproximadamente a 117 Kilómetros al noreste de la Terminal Marítima de Dos Bocas en el municipio de Paraíso Tabasco, en un tirante de agua de 46 m, Figura 1

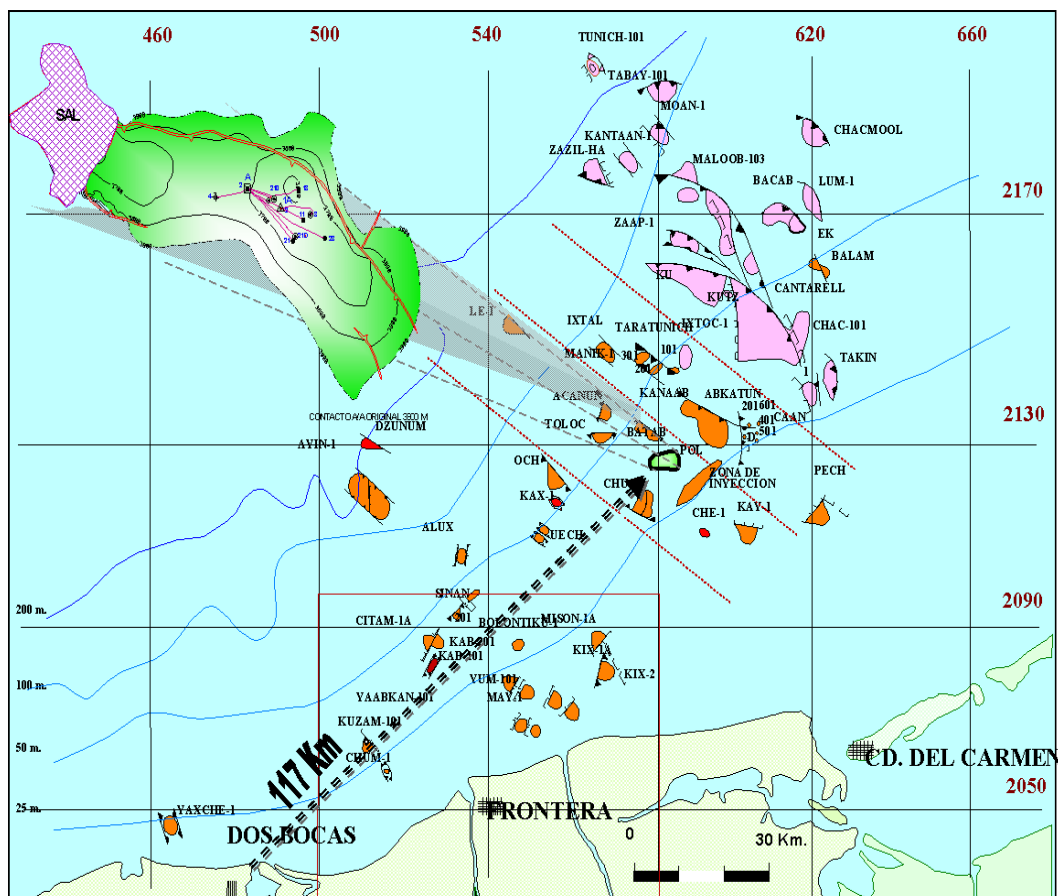


Fig. 1 Localización del campo Batab

1.2 Geología

El Campo Batab geológicamente se ubica en la Provincia Marina de Coatzacoalcos. Se divide en dos yacimientos cuyas edades son del Jurásico Superior Kimmeridgiano y la Brecha del Paleoceno-Cretácico Superior. La roca almacén la constituyen calizas dolomitizadas para el yacimiento del Jurásico Superior y una brecha de carbonatos en la Brecha del Cretácico Superior. Ver Figura 2 (Columna geológica y estratigráfica).

EDAD		UNIDAD GEOLOGICA	UNIDAD DE FLUJO					NUM.
Reciente	Reciente	Terrigenos del Terciario	ABKATUN	KANAAB	P O L	CHUC	BATAB	
	Mioceno							
	Oligoceno							
	Eoceno							
	Paleoceno							
Cretácico	Paleoceno/ Cretácico	BP0						1
		BP1						2
		BP2						3
	Superior	Ks0						4
		KS1						5
	Medio	Km0						6
		Km1						7
		Km2						8
	Inferior	Ki0						9
		Ki1						10
		Ki2						11
		Ki3						12
		Ki4						13
		Ki5						14
	Tithoniano	JsTh						15
Jurásico Sup.	Kimmeridgiano	E-1						16
		E-2						17
		E-3						18
		JsK						19
		E-4						20
		E-5						21
		E-6						
Oxfordiano		JsK B-D						
		Anhidrita						
		Sal						

Fig. 2 Columna geológica y estratigráfica

La trampa es un anticlinal alargado con orientación noroeste a sureste, que denota el estilo estructural de tipo compresivo. Se encuentra afectado en sus flancos norte y sur por fallas inversas con orientación casi paralela al eje mayor de la estructura; identificadas solo por sismología, la configuración estructural del JSK se presenta en la Figura 3.

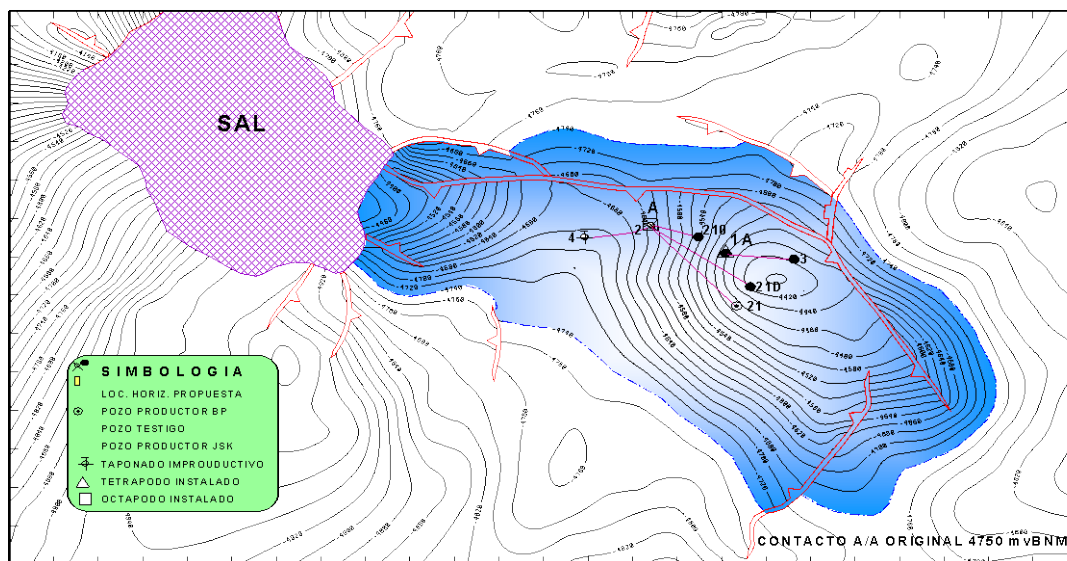


Fig. 3 Configuración estructural

Los hidrocarburos del yacimiento Jurásico Superior se encuentra en una trampa de tipo combinado estructural-estratigráfica con una extensión areal de 21.3 Km², en formaciones de calizas dolomitizadas con porosidades intergranular, intercrystalina, por fracturas y vugular que fluctúan entre el 8 y el 15 %. Contiene aceite negro de alto encogimiento de 32 grados API, con mecanismo de empuje hidráulico.

A partir de los valores de corte obtenidos de la capacidad de almacenamiento y de la transmisibilidad hidráulica, se determinaron 5 unidades de flujo y una capa de anhidrita que actúa como una barrera impermeable tal como se puede observar en la Figura 4.

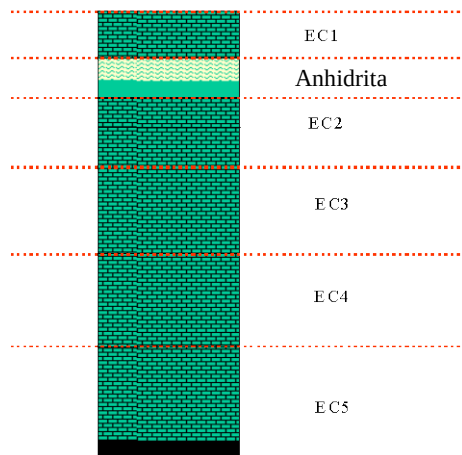


Fig. 4 Unidades de flujo

1.3 Reservas de Hidrocarburos

El volumen original de aceite a condiciones atmosféricas del Campo Batab, se estima en 279.5 millones de barriles de acuerdo a la reserva oficial al primero de enero del 2002, de los cuales 190.22 pertenecen a la Formación Jurásico Superior, actualmente se han producido 25.09 millones de barriles de esta Formación; para tener un factor de recuperación de aceite de 13.18 %.

•
El volumen original de gas a condiciones estándar en ambas formaciones del Campo se estima en 175.25 mil millones de pies cúbicos de acuerdo a la reserva oficial al primero de enero del 2002, de los cuales 120.6 MMMPCS pertenecen a la Formación JSK, a enero del 2002 se han producido 32.67 MMMPCS para tener un factor de recuperación de gas 27.08 %.

2. HISTORIA DEL YACIMIENTO JSK

2.1 Descubrimiento

El yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano esta formado de rocas carbonatadas oolíticas y dolomías mesocristalinas, con porosidad intergranular, intercristalina y en fracturas, con un valor promedio aproximado de 7.5 %. La permeabilidad absoluta para esta Formación varía en promedio de 1 a 20 md.

El espesor neto de la Formación productora es de 56 metros en promedio y la temperatura del yacimiento es de 150 grados centígrados. La presión original fue de 623 kg/cm², la saturación de agua es de 20 % y la salinidad del agua de la Formación es de 240,000 partes por millón.

El yacimiento fue descubierto con la perforación del pozo exploratorio Batab-1A perforado de marzo a diciembre de 1984 alcanzando una profundidad total de 4917 mbmr, fue probado en el intervalo de 4615 a 4658 mbmr en la Formación Jurásico Superior Kimmeridgiano, iniciando su producción hasta diciembre de 1986 con 5718 BPD de aceite y de 4.481 MMPCD de gas. El aceite producido es de 32 grados API. El pozo Batab-2 se perforó del 30 de octubre de 1986 al 11 de septiembre de 1987, durante la terminación resultó productor de aceite ligero en el intervalo 4750-4770 mvbmr en la Formación JSK, la producción inicial fue de 2242 BPD y la RGA de 137 m³/m³ fluyendo por estrangulador de 1". El yacimiento se encuentra sujeto a la actividad de un acuífero y a la expansión del sistema roca-fluidos. El contacto agua-aceite original se definió a 4735 mvbnm.

En tabla 1 se muestra las características más importantes de la Formación JSK

Tabla 1 Características Generales

Año de inicio de explotación	Diciembre de 1986
Total de pozos	6
Tipo de yacimiento	Aceite negro
Litología	Carbonatos y dolomías
Porosidad y permeabilidad promedio	7.5 % y 20 md
Densidad del fluido	32 °API
Viscosidad del fluido	0.45 cp @ c.y. y 8.06 cp @ c.s.
RGA	115 m ³ /m ³
Profundidad del yacimiento	4600 mvbnm
Profundidad del plano de referencia	4600 mvbnm
Presión inicial	623 kg/cm ²
Presión de saturación	218 kg/cm ²

2.2 Comportamiento Histórico de Presión

La presión inicial del yacimiento a la profundidad del plano de referencia fue de 623 kg/cm², registrada por el pozo Batab-1A en diciembre de 1984 y la presión de saturación determinada con el análisis PVT de las muestras recuperadas en este mismo pozo fue de 218 kg/cm², lo que permitió definir al yacimiento como bajosaturado de bajo encogimiento.

En la Formación Jurásico Superior se han perforado seis pozos, de los cuales el pozo Batab-4 durante la prueba de producción en la Formación JSK resultó invadido con agua salada de 120 000 ppm y los 5 pozos restantes (Batab-1A, 2, 3, 21D y 21O) han sido productores. La explotación del yacimiento ha ocasionado el abatimiento de la presión de 623 kg/cm² que se tenían inicialmente a 271 kg/cm² que se tienen en la actualidad, lo que nos indica que el yacimiento se ha depresionado a razón de 23.4 kg/cm² por año promedio.

Actualmente la caída de presión ha disminuido bastante en los últimos años (2 a 10 kg/cm²/año) debido a que se tienen únicamente dos pozos en producción (B-1A y B-3). El resto de los pozos presentan problemas de baja presión de fondo.

La permeabilidad promedio obtenida con las pruebas presión-producción varía entre 1 y 50 milidarcy; estos valores medidos son el indicativo de las altas caídas de presión que ocurren en el yacimiento. En la Figura 5 se presenta la historia del comportamiento de la presión de fondo al plano de referencia de 4600 mvbnm.

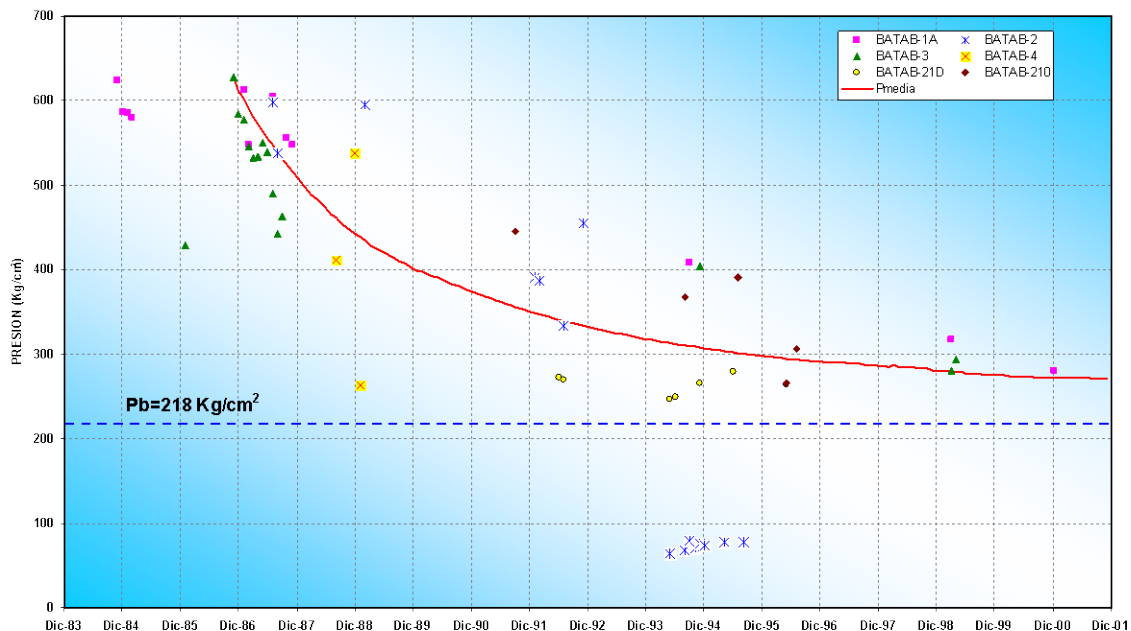


Fig. 5 Comportamiento de presión de fondo JSK

2.3 Comportamiento Histórico de Producción

La producción de aceite del yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano de Campo Batab, inició en diciembre de 1986 con el pozo Batab-3, alcanzando un máximo de producción de 11,700 BPD con dos pozos productores en mayo de 1988, posteriormente aún cuando se incremento el número de pozos a cuatro, la producción fue disminuyendo paulatinamente hasta dejar de producir en agosto del 2000 debido al abatimiento de los pozos.

Actualmente se encuentran produciendo los pozos Batab-1A, 3 y 21D, los cuales aportan 1700 BPD en total. El resto de los pozos fueron cerrados por presentar baja presión en la cabeza.

A enero del 2002 se tiene una producción acumulada de aceite de 25.09 MMBLS y 32.67 MMMPCS de gas natural.

En la siguiente Figura 6 se presenta el gasto de aceite y la producción acumulada de la Formación Jurasico Superior.

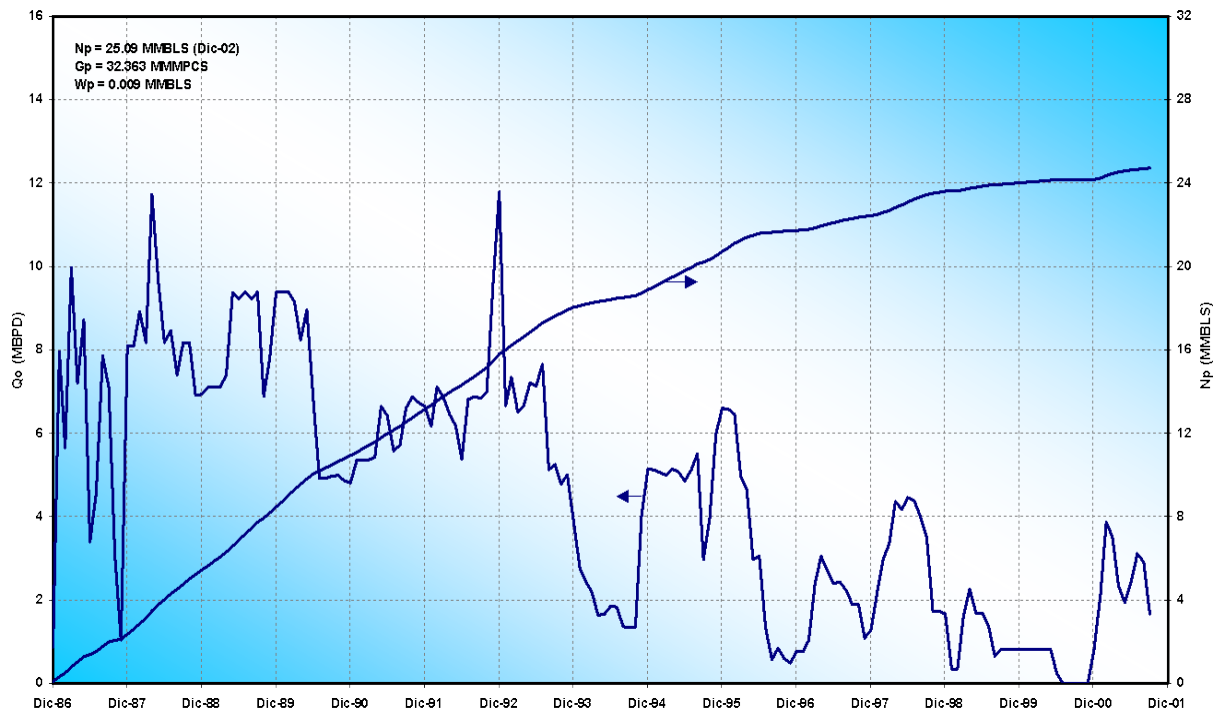


Fig. 6 Comportamiento de producción del JSK

La RGA de yacimiento en sus datos iniciales no se considera representativa del valor promedio del yacimiento, ya que debido a que no fue posible medir los gastos de

producción de aceite y gas de los pozos, permaneció constante en $260 \text{ m}^3/\text{m}^3$ hasta el año de 1994. Posterior a esta fecha se aforaron los pozos y se encontró una drástica caída de la RGA a $150 \text{ m}^3/\text{m}^3$ y continuó declinando hasta llegar a $108 \text{ m}^3/\text{m}^3$ a la junio del 2000 (Figura 7).

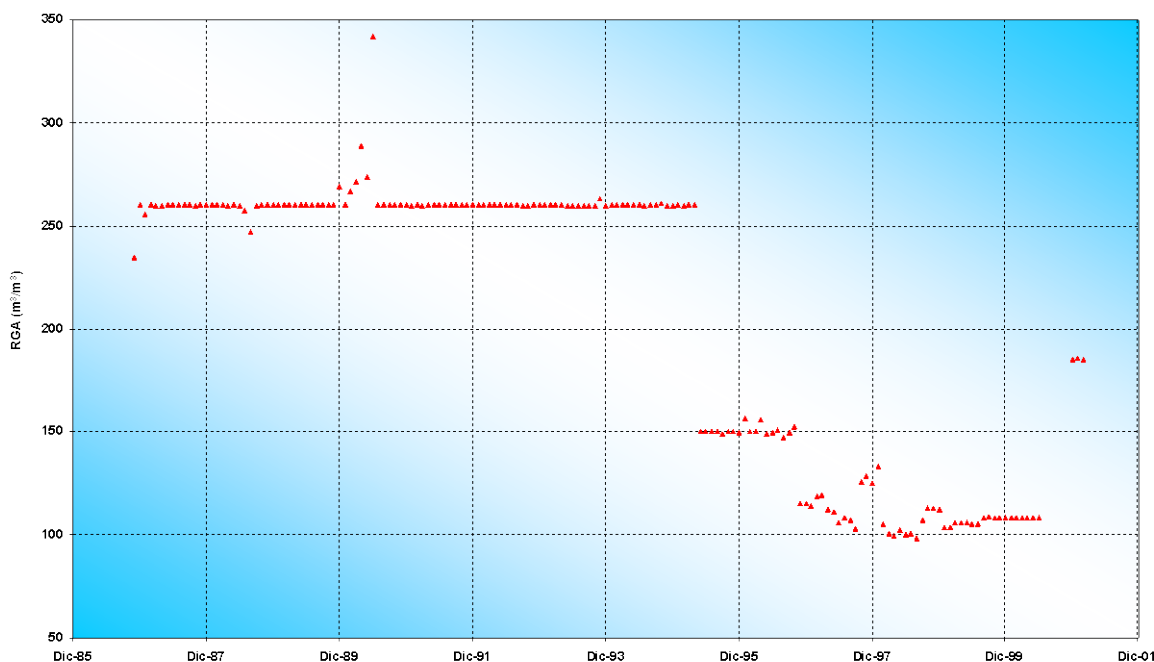


Fig. 7 Comportamiento de RGA del yacimiento JSK

La producción de agua del yacimiento inició en octubre de 1990 con el primer pozo perforado (Batab-2) que fue cerrado con 23.3% de agua, posteriormente el pozo B-210 alcanzó producciones hasta del 50% de agua y fue cerrado en agosto de 1997. El pozo Batab-1A inició a producir agua en abril de 1997 con un flujo de 0.97%, a la fecha es del 4%. El Batab-21D inició a producir agua en junio del 2001 con un flujo fraccional del 15%.

En total actualmente se han producido 9200 Bls de agua y se tiene un flujo fraccional del 8% en el yacimiento.

La siguiente Figura (Fig. 8) muestra la variación del gasto de agua a través de la historia, así como la producción acumulada. Observe que el gasto mas alto se tuvo en abril de 1994 debido principalmente a la aportación del pozo Batab-210.

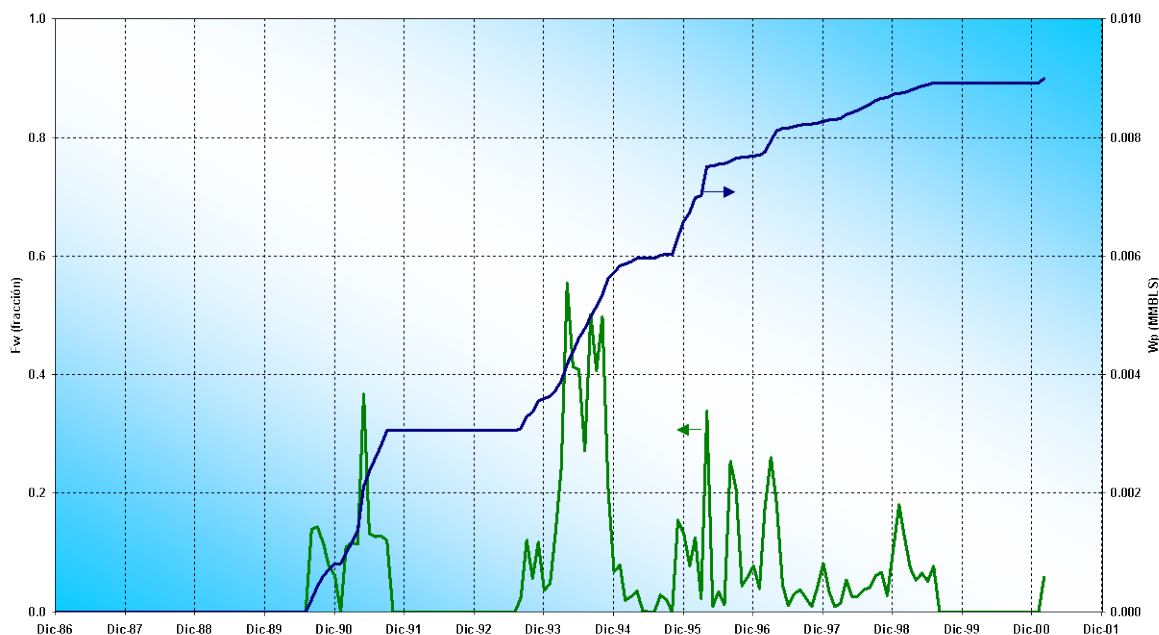


Fig. 8 Producción de agua del yacimiento

2.4 Información PVT

La Formación Jurásico Superior Kimmeridgiano tienen tres análisis PVT disponibles, correspondientes a muestras de los pozos Batab-1A, 3 y 21D, en la tabla 2 se muestran los resultados de los análisis. La muestra del pozo Batab-1A se considera como representativa de las condiciones iniciales del yacimiento.

La tabla 3 muestra la disminución del contenido de componentes ligeros en la mezcla de hidrocarburos del yacimiento, en donde la concentración de Metano cae del 31 al 25% debido tal vez a que en las vecindades del pozo la presión era menor a la presión de burbujeo y el tiempo de cierre no fue suficiente para que la presión de fondo se estabilizara a la presión del yacimiento, provocando una liberación de las moléculas de los componentes ligeros del seno del fluido. Esto resultó en un incremento de la fracción de los componentes pesados, en este caso la fracción C7+ aumenta de 31 a 39 %. Lo anterior indica que los hidrocarburos del yacimiento en las vecindades del pozo han perdido parte de la energía que necesita para fluir, siendo cada vez más denso y con mayor viscosidad.

En un sistema de recuperación secundaria por inyección de agua, el incremento en la viscosidad del aceite provoca una disminución de su movilidad, creando un efecto desfavorable en la eficiencia de barrido tanto areal como vertical, ya que el agua se moverá más rápido que el aceite. Esto tiende a disminuir la recuperación final de hidrocarburos y a incrementar la probabilidad de que la recuperación dependa del gasto de producción.

Tabla 2 Información PVT del yacimiento

Muestras	Batab-1A	Batab-3	Batab-21D
Fecha de muestreo	Dic-84	Ene-87	Jul-92
Tipo de muestra	Fondo	Fondo	Fondo
Profundidad de muestreo		4100 mdbmr	4900 mdbmr
Estado del pozo	Cerrado	Cerrado	Cerrado
Presión de muestreo	623.9 Kg/cm ²	546 Kg/cm ²	280.2 Kg/cm ²
Temperatura	151 °C	150 °C	146 °C
Pb	218 Kg/cm ²	233.47 Kg/cm ²	265 Kg/cm ²
Bo @ Pb	1.663 m ³ /m ³	1.485 m ³ /m ³	1.694 m ³ /m ³
RGA	150 m ³ /m ³	121.507 m ³ /m ³	184.032 m ³ /m ³
Densidad del aceite @ Pb	0.6325 gcc	0.6394 gcc	0.5958 gcc
Densidad del aceite @ Patm	0.8686 gcc	0.8481 gcc	0.8559 gcc
Pi	623.9 Kg/cm ²	623.9 Kg/cm ²	623.9 Kg/cm ²
° API	33.2	35.34	33.82
Profundidad total	4917 mdbmr	4790 mdbmr	5030 mdbmr
Elevación de la rotaria	33.2 msnm	30 msnm	30 msnm
Intervalo productor	4615-4658 mdbmr	4710-4740 mdbmr	4925-4950 mdbmr
P estática al nm de disparos	623.9 Kg/cm ²	586.0 Kg/cm ²	285.8 Kg/cm ²
RESULTADOS DEL SEPARADOR			
Bof @ Pb	1.57	1.4511	
Rsf	111.63 m ³ /m ³	134.2 m ³ /m ³	183.2 m ³ /m ³
° API	33.2	32	33.46

Tabla 3. Comparación de composición

Composición Original Pozo Batab-1A		Composición Posterior Pozo Batab-21D	
Componente	% Molar	Componente	% Molar
N2	3.456	N2	0.662
CO2	6.163	CO2	6.074
H2S	0.19	H2S	2.753
C1	30.865	C1	24.654
C2	9.667	C2	7.124
C3	6.708	C3	8.313
i-C4	0.812	i-C4	1.11
n-C4	3.294	n-C4	3.897
i-C5	1.057	i-C5	1.055
n-C5	2.413	n-C5	1.876
C6	3.78	C6	3.452
C7+	31.597	C7+	39.03

MwC7+ = 245
ρ C7+ = 0.8721

MwC7+ = 251.8
ρ C7+ = 0.8985

2.5 Infraestructura Actual de Explotación

A la fecha se cuenta con dos estructuras recuperadoras de hidrocarburos: una de tipo tetrápodo Batab-1A y una estructura de tipo octápodo Batab-A. La instalación de cada una de las plataformas se realizó en enero de 1985 y agosto de 1986 respectivamente, con tirantes de agua de 46 metros. La ubicación de estas plataformas se muestra en la siguiente tabla 4.

Tabla 4. Ubicación de las plataformas

PLATAFORMA	LATITUD	LONGITUD	X	Y
Tetrápodo Batab-1A	19° 17' 49"	92° 19' 02"	571,755	2'133,719
Octápodo Batab-A	19° 37' 17"	92° 10' 51"	572,541	2'133,692

Los pozos Batab-1A y 3 producen desde el tetrápodo Batab-1A y los pozos Batab-2, 210 y 21D lo hacen desde el octápodo Batab-A.

Con respecto a la red de recolección para el transporte hidrocarburos producidos en estas dos plataformas, se tienen dos oleogasoductos, el primero de 16" ϕ x 1.0 km que envía la producción de los pozos de Batab-A hacia Batab-1A y el segundo de 24" ϕ x 8.9 km, el cual transporta la producción desde Batab-A hasta el complejo de producción Pol-A Enlace; para su procesamiento y distribución. En la Figura 9 se presenta el plano de infraestructura actual del Campo Batab.

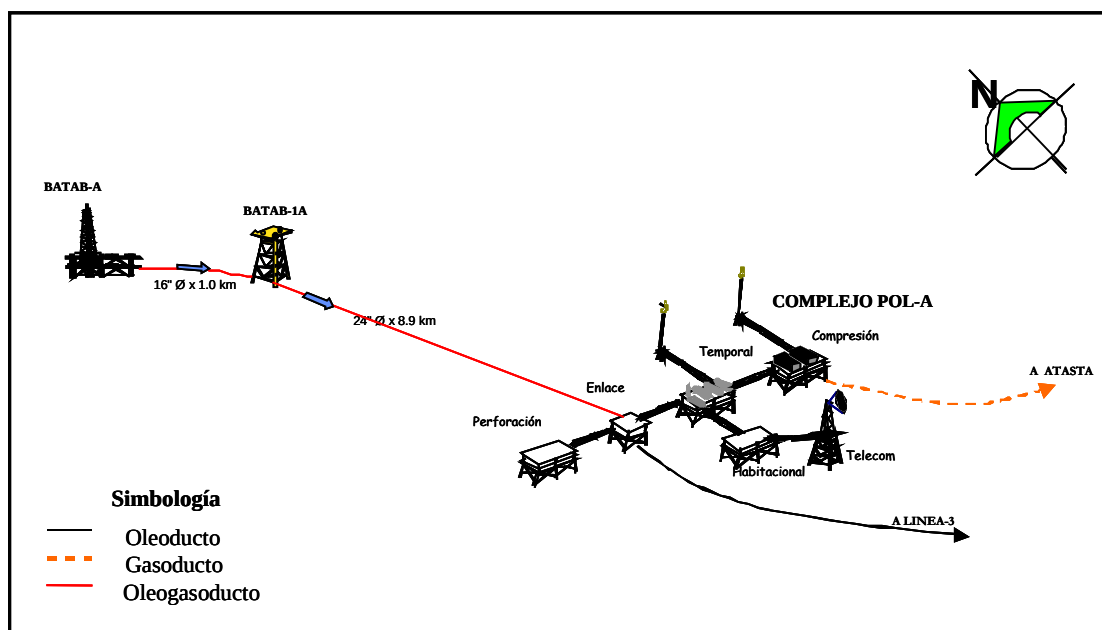


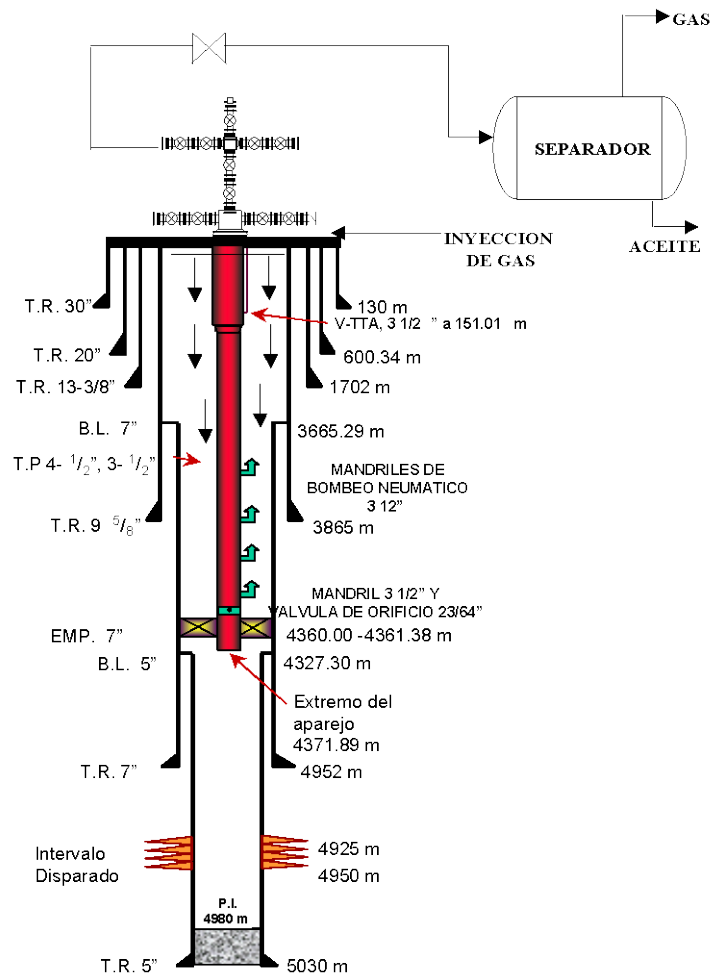
Fig. 9 Infraestructura actual de explotación

2.6 Bombeo Neumático

El sistema artificial por Bombeo Neumático funciona con un gas que es inyectado a presión desde la superficie por el espacio anular, entra por diferencial de presión a través de un orificio o válvula a la tubería de producción y reduce la columna hidrostática creando una diferencial de presión suficiente para que la Formación aporte fluidos.

Con base en un análisis realizado utilizando el programa WellFlo a los ocho pozos del Campo y dadas las condiciones actualmente de operación en RGA, % de agua y presión, se concluyó que el sistema de Bombeo Neumático es factible de aplicarse, tanto para las condiciones actuales como futuras de los pozos.

En la Figura 10 se presenta el estado mecánico del pozo Batab-21D, al cual se le



realizó la conversión a bombeo neumático en junio del 2001, colocando 3 mandriles obturados y uno con válvula de orificio de 23/64" a 3503 m.

Fig. 10 Estado mecánico con B.N, Pozo Batab-21D

Para determinar la presión de inyección de gas, se realizaron análisis de sensibilidad con presiones de 60, 80, 100, 120 y 150 Kgcm² en los pozos del Campo. Se determinó que la presión óptima del gas de inyección es de 120 Kgcm².

En la siguiente Figura (Fig. 11) se muestra el análisis de sensibilidad realizado para el pozo Batab-1A, utilizando diferentes presiones de inyección para la fecha de implantación del sistema artificial, donde se observa que para presiones mayores a los 100 Kgcm² los incrementos de producción no son muy significativos.

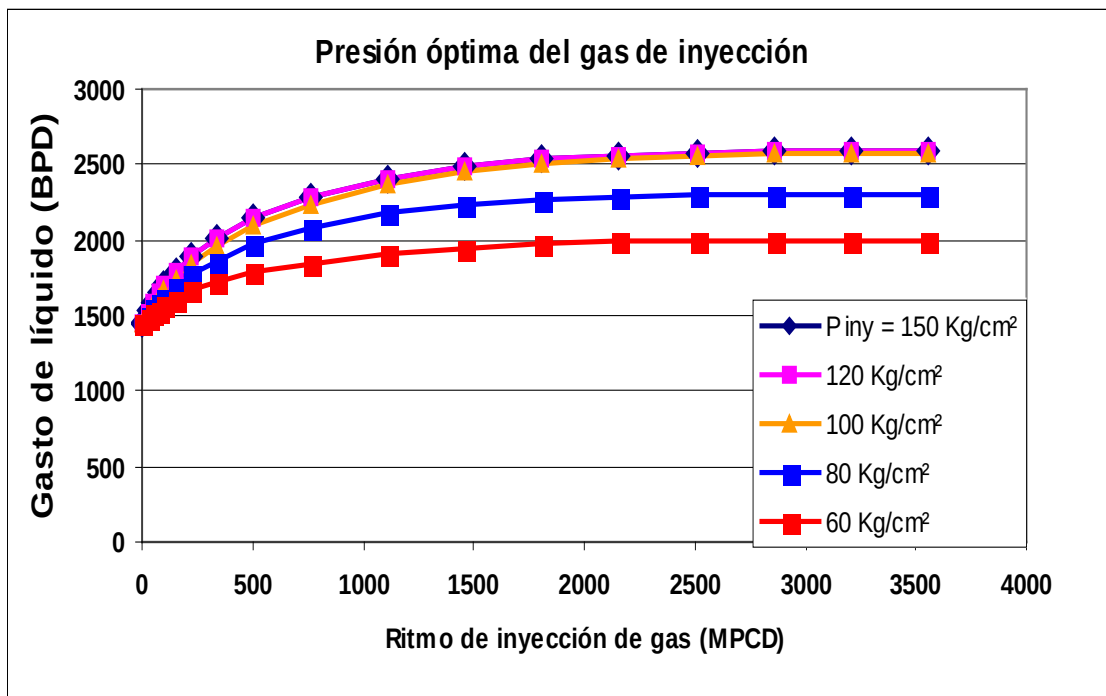


Fig. 11 Presión óptima de inyección

Se determinó que en general los pozos del Campo Batab requieren en promedio de 2.0 MMPCD de gas para producir con flujo estable.

3. MODELO DE SIMULACIÓN

3.1 Selección del Modelo

El simulador que se utilizó para este estudio es el Eclipse 100 debido a que los yacimientos del Campo Batab son fracturados y se necesita utilizar una aproximación a doble porosidad. Los simuladores que consideran flujo matriz-matriz y/o matriz-fractura tienen dos opciones llamadas doble porosidad y doble permeabilidad. Los modelos de doble porosidad asumen que la matriz es el medio de almacenamiento y que la fractura es el conducto de transmisión a través del cual los hidrocarburos fluyen a los pozos. En el caso de los modelos con doble permeabilidad se considera que hay flujo de fluidos matriz-matriz y matriz-fractura, es decir hay aportación de fluidos al pozo tanto de la matriz como de la fractura.

En los casos donde las fracturas del yacimiento se encuentran esparcidas y no todos los pozos interceptan fracturas, como lo es el yacimiento JSK del Campo Batab, la mejor forma de modelarlo es usando un modelo de doble permeabilidad.

Doble porosidad
(Simple permeabilidad)

Flujo: $F \leftrightarrow F$
Flujo: $F \leftrightarrow M$
No Flujo: $M \nleftrightarrow M$
Flujo: $F \leftrightarrow \text{Pozo}$
No Flujo: $M \nleftrightarrow \text{Pozo}$

Doble porosidad
(Doble permeabilidad)

Flujo: $F \leftrightarrow F$
Flujo: $F \leftrightarrow M$
Flujo: $M \leftrightarrow M$
Flujo: $F \leftrightarrow \text{Pozo}$
Flujo: $M \leftrightarrow \text{Pozo}$

3.2 Malla de Simulación

El estudio petrofísico reveló que la Formación Jurásico Superior Kimmeridgiano tiene 5 unidades de flujo y una capa de anhidrita que actúa como una barrera vertical. La secuencia de las unidades de flujo fue EC1, Anhidrita, EC2, EC3, EC4 y EC5.

Basados en la relación de espesores neto/bruto, se generó una malla de simulación con 8 capas, en donde las unidades EC2 y EC3 fueron subdivididas en 2 capas, resultando un modelo de simulación con 8 capas de matriz y 8 capas de fractura con las siguientes dimensiones.

JSK matriz

Numero de bloques en la dirección X	61
Numero de bloques en la dirección Y	34
Numero de bloques en la dirección Z	8

JSK fractura

Numero de bloques en la dirección X	61
Numero de bloques en la dirección Y	34
Numero de bloques en la dirección Z	8

No hubo suficientes datos para caracterizar las propiedades petrofísicas de las fracturas, por lo tanto los valores de porosidad y permeabilidad fueron estimados usando correlaciones. La porosidad de la matriz se determinó restando la porosidad de la fractura a la porosidad total del sistema.

Una vista tridimensional de la malla de simulación se muestra en la Figura 12 y una muestra de la discontinuidad en una parte del yacimiento se ve en la sección transversal del la Figura 13.

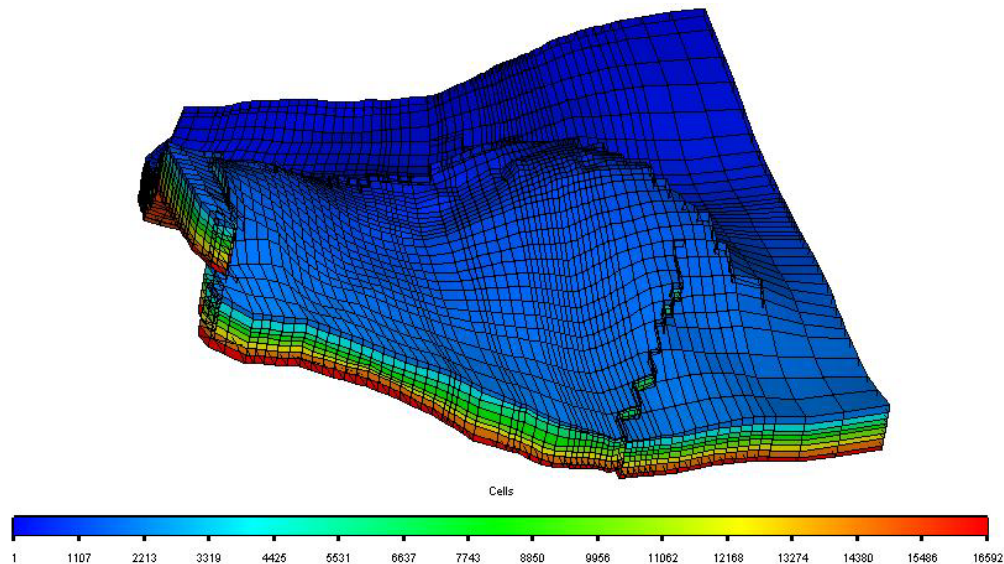


Fig.12 Malla de simulación JSK (vista 3D)

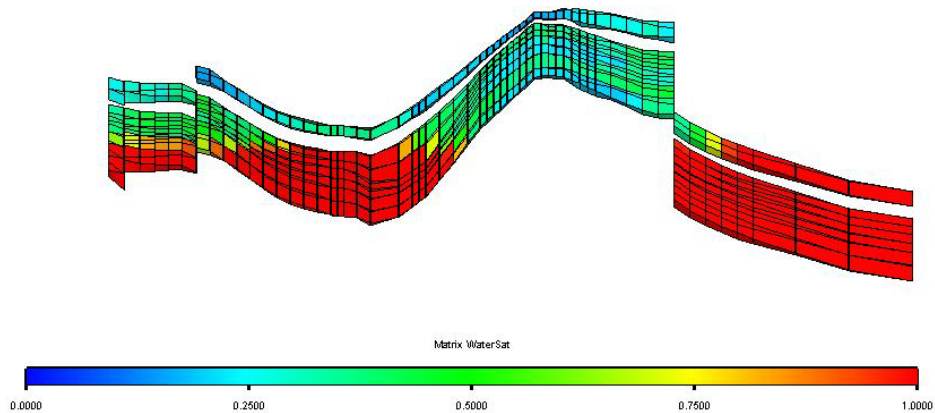


Fig. 13 Malla de simulación JSK (sección transversal)

3.3 Análisis PVT Batab-1A

Como se mencionó anteriormente la muestra del Batab-1A se considera como representativa de las condiciones iniciales del yacimiento. Debido a que los datos volumétricos del análisis de la muestra se reportaron a condiciones de laboratorio (separación diferencial), fue necesario hacer una corrección para llevarlos a condiciones de Campo (separación flash), se utilizó el método descrito por Phillip L. Moses¹.

Los resultados se muestran en las Tabla 5 y 6. Como se puede observar, los valores de Bod y Rsd generalmente son mayores que los correspondientes a las pruebas de separación, como consecuencia los cálculos del aceite original in-situ y el aceite recuperable del yacimiento serán menores. Las Figuras 14 y 15 muestran las diferencias entre los valores de laboratorio y la corrección a condiciones de Campo.

Tabla 5 Análisis PVT (Separación diferencial), pozo Batab-1A

Presión kg/cm ²	Bod m3/m3	Rs Pie3/bl	ρ_o	ρ_g Aire=1	Bg	Z	μ_o cp	μ_g cp
600	1.533	146.437	0.6863				0.5815	
550	1.544	146.437	0.6814				0.5604	
500	1.556	146.437	0.676				0.5393	
450	1.57	146.437	0.6701				0.5181	
400	1.585	146.437	0.6638				0.497	
350	1.601	146.437	0.6569				0.4759	
300	1.62	146.437	0.6465				0.4548	
250	1.645	146.437	0.6406				0.4337	
218	1.663	146.437	0.6325				0.4201	
200	1.561	106.113	0.637	0.815	6.616	0.8886	0.47	0.0381
150	1.454	71.11	0.695	0.791	8.503	0.8578	0.6103	0.0201
100	1.354	45.94	0.7092	0.782	14.01	0.8818	0.7712	0.0167
55	1.242	27.54	0.7398	0.797	24.189	0.925	0.9652	0.015
20	1.126	11.875	0.7801	0.822	43.945	0.9701	1.1602	0.0124
0	1	0	0.8133	0.841		1	1.35	

El factor de volumen del aceite obtenido por el proceso de separación Flash Bofb = 1.57

La relación de solubilidad obtenida por el preceso de separación Flas Rsf = 111.63

Bof = (Bod * (Bofb / Bodb)

Rsf = Rsfb - ((Rsdb - Rsd) * (Bofb / Bodb))

Tabla 6 Corrección a condiciones de campo (Separación flash)

Fact de Encog (Bod/Bodb)	Bof 1.57	Bofb	Rsf 111.63	Rsfb
0.922	1.447		111.63	
0.928	1.458		111.63	
0.936	1.469		111.63	
0.944	1.482		111.63	
0.953	1.496		111.63	
0.963	1.511		111.63	
0.974	1.529		111.63	
0.989	1.553		111.63	
1.000	1.570		111.63	
0.939	1.474		73.5610403	
0.874	1.373		40.5155141	
0.814	1.278		16.7530968	
0.747	1.173			
0.677	1.063			
0.601	0.944			

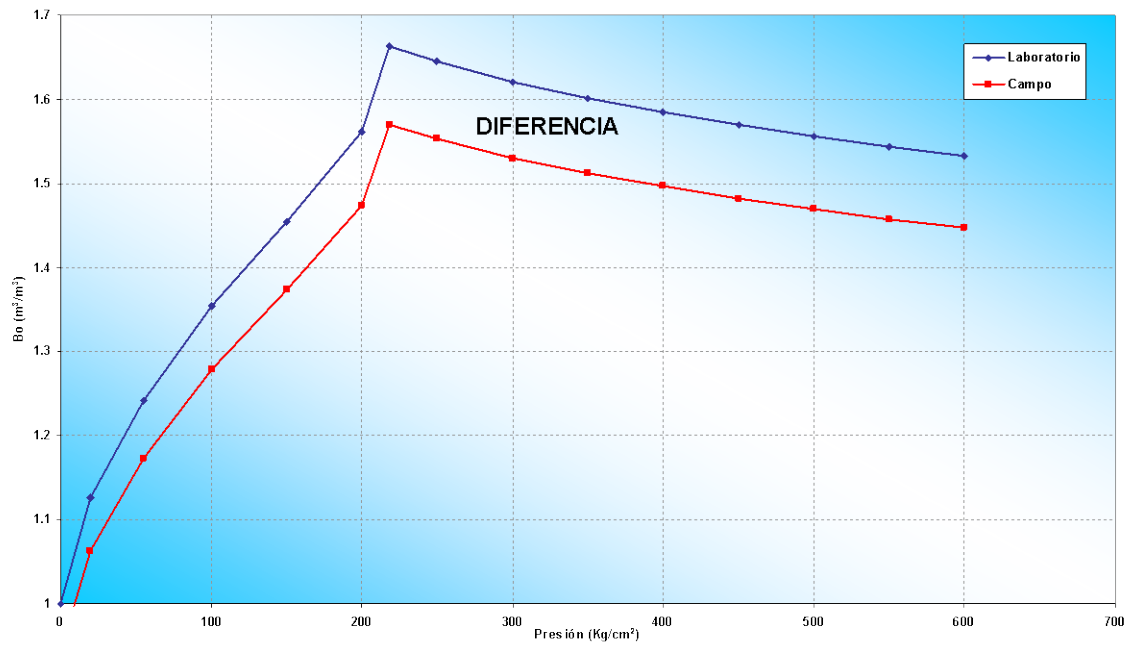


Fig. 14 Factor de volumen del aceite

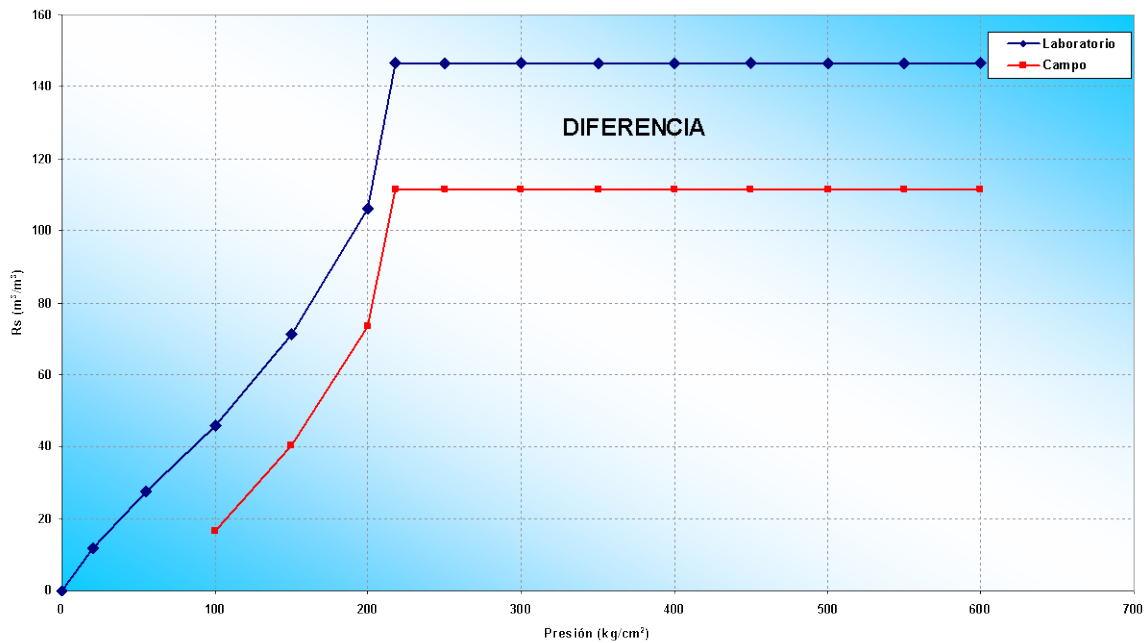


Fig. 15 Relación gas disuelto aceite.

Para el modelo de simulación se usaron los valores corregidos de B_o y R_s , ya que de usar los valores obtenidos de la separación diferencial se estaría subestimando la recuperación final de hidrocarburos.

3.4 Permeabilidades relativas y Presiones Capilares

Se utilizó la función J de Leverett que relaciona los end-point de las permeabilidades relativas con la raíz cuadrada de la permeabilidad absoluta entre la porosidad, para determinar los tipos de roca y sus índices. Se desarrolló una ecuación de permeabilidad normalizada en función de la saturación de agua para cada tipo de roca determinada con los análisis de núcleos especiales.

Función J de Leverett

$$J(S_w) = \frac{P_c(S_w)}{\sigma \cos \theta} * \sqrt{\frac{K_{abs}}{\phi}} \quad \text{ó} \quad J = \frac{0.001507 \Delta P h}{\sigma \cos \theta} * \sqrt{\frac{K_{abs}}{\phi}}$$

Donde σ es la tensión interfacial, y
 θ es el ángulo de contacto

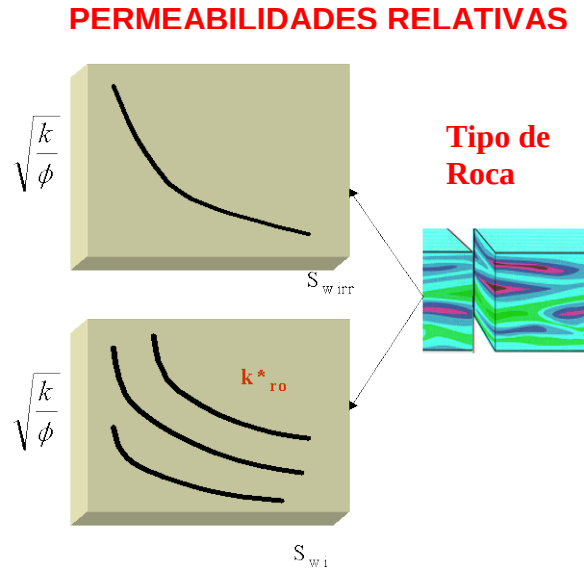


Fig. 16 Función J de Leverett

Ecuaciones para normalizar

$$K_{ro} = (1 - Se)^{n1} ; \quad K_{rw} = (Se)^{n2}$$

Ecuaciones para denormalizar

$$K_{ro} = K_{ro} * (1 - Se)^{n1} ; \quad K_{rw} = K_{rw} * (Se)^{n2}$$

Donde:

$$Se = \frac{S_w - S_{wir}}{S_{wmax} - S_{wir} - S_{or}} ; \quad K_{ro}^n = \frac{K_{ro}}{K_{ro}^*} ; \quad K_{rw}^n = \frac{K_{rw}}{K_{rw}^*}$$

En la siguiente figura se muestra la distribución de agua crítica basada en la aproximación J de Leverett.

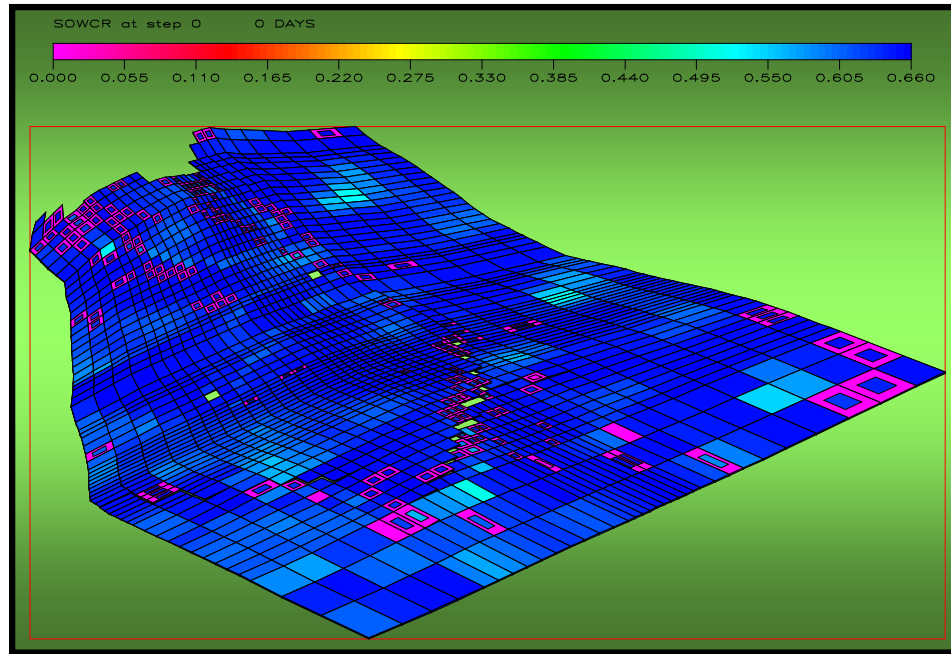


Fig. 17 Distribución de agua crítica.

En la siguiente tabla se muestran los valores obtenidos de permeabilidades relativas para la curva normalizada y los datos de presión capilar utilizados, para la denormalización.

Tabla 7. Permeabilidad relativa normalizada y presión capilar

Sw	krw	kro	Pcow
0.00	0	1.000	35.179
0.05	2.0E-06	0.903	26.308
0.10	4.2E-05	0.811	19.680
0.15	0.0002	0.723	14.735
0.20	0.001	0.640	11.074
0.25	0.002	0.561	8.382
0.30	0.005	0.487	6.404
0.35	0.010	0.417	4.915
0.40	0.018	0.352	3.783
0.45	0.030	0.292	2.886
0.50	0.048	0.238	2.152
0.55	0.073	0.188	1.540
0.60	0.107	0.144	1.050
0.65	0.152	0.106	0.642
0.70	0.210	0.073	0.357
0.75	0.284	0.046	0.163
0.80	0.376	0.025	0.082
0.85	0.491	0.010	0.071
0.90	0.630	0.001	0.051
0.95	0.799	0.000	0.031
1.00	1.000	0.000	0.000

Con la distribución de los end-point obtenidos con petrofísica, la curva de permeabilidad relativa es denormalizada a esos puntos para obtener la ocurrencia de flujo.

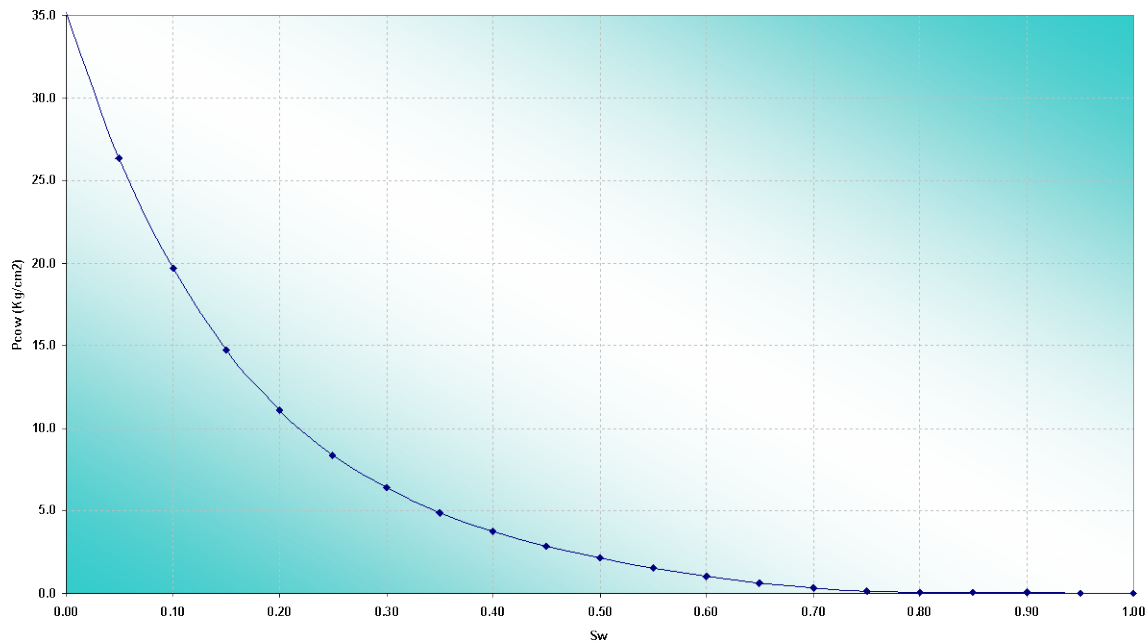


Fig. 18 Gráfica de presión capilar vs. Saturación de agua

3.5 Acuífero

En un yacimiento con empuje hidráulico; la caída de presión del yacimiento provoca la entrada del agua del acuífero por: (1) expansión del agua en el acuífero, (2) expansión de alguna otra acumulación de hidrocarburos en la roca del acuífero, (3) Compresibilidad de la roca del acuífero y (4) flujo artesiano (elevación del acuífero a un nivel arriba del yacimiento).

Existen dos tipos de modelos de acuíferos que pueden ser utilizados con los simuladores actuales:

1. Acuíferos numéricos
2. Acuíferos analíticos
 - Acuífero de Carter and Tracy
 - Acuífero de Fetkovich
 - Acuífero de flujo constante

los tres tipos de acuíferos analíticos, son representados por una serie de cálculo de términos en las celdas de la malla con las cuales esta conectado.

El acuífero numérico como el utilizado para el yacimiento JSK es modelado por un renglón de celdas unidimensionales dentro de la malla de simulación, seleccionadas para representar el acuífero y pueden conectarse a caras específicas del yacimiento.

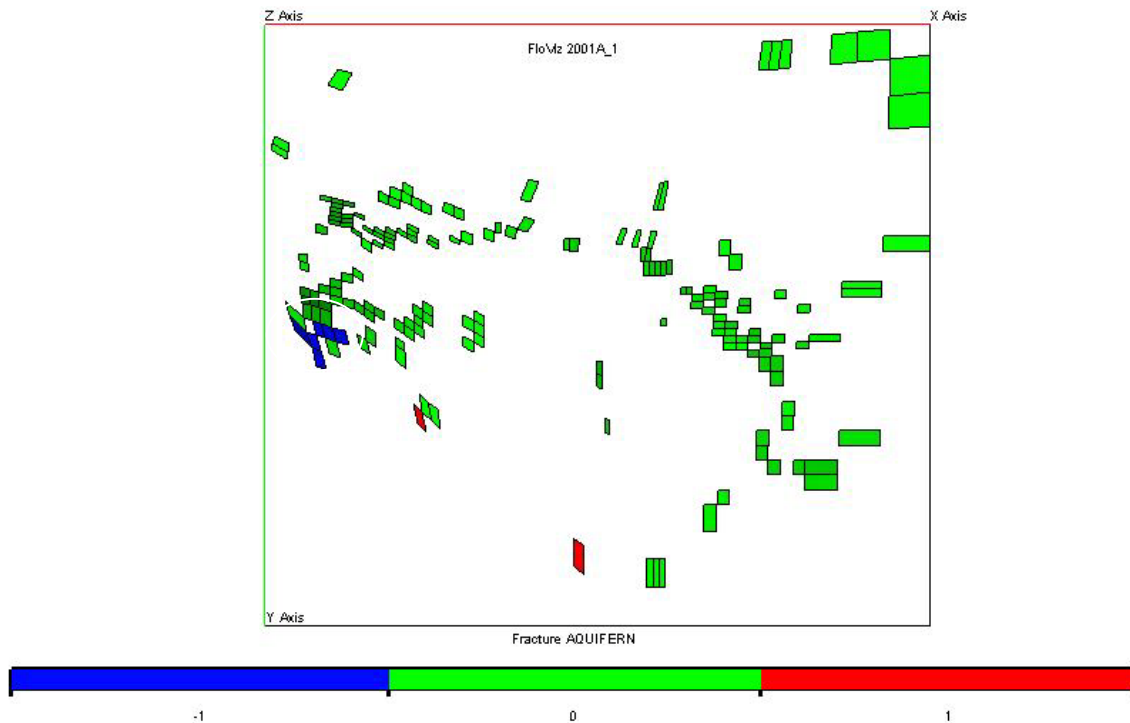


Fig. 19 Vista areal de las celdas de Fractura capa 8

En la Figura 19 se puede observar en color azul las celdas que definen el acuífero numérico. Es importante subrayar que el acuífero se conecta al yacimiento a través de las celdas de fractura.

El acuífero esta conectado a una cara del yacimiento usando la primer celda declarada del acuífero y una conexión no-vecina. El grupo de celdas conectadas se pueden observar en color rojo en la Figura 20 y son las siguientes:

Dirección X de la celda 1 a la 61

Dirección Y de la celda 34 a la 34

Dirección Z de la celda 9 a la 16 (Celdas de fractura).

Las propiedades de los bloques de malla del acuífero como presión inicial, profundidad y número de tabla PVT y de saturación están dadas por default, lo que implica que tomará las propiedades de las celdas de la malla donde se declaró.

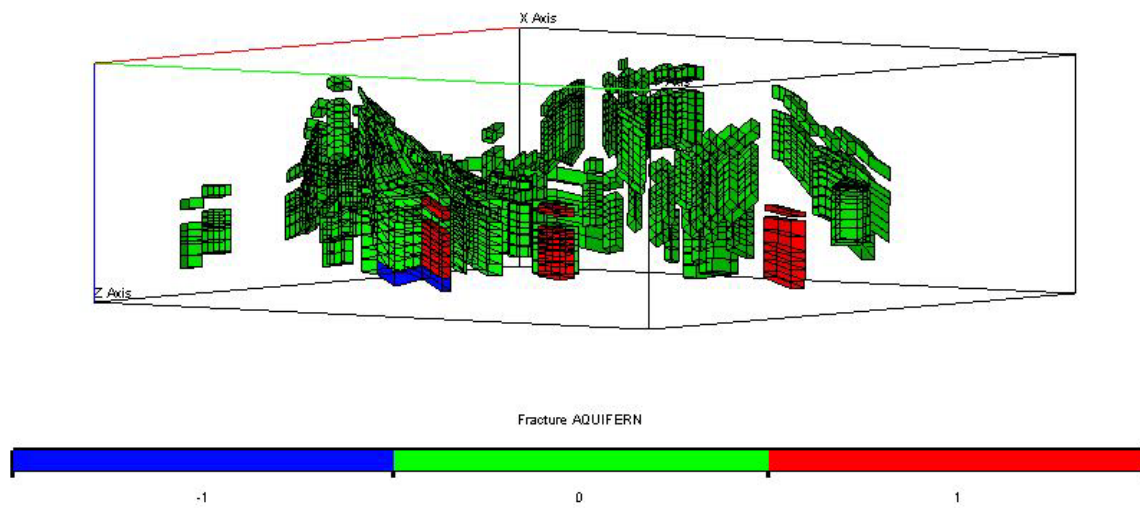


Fig. 20 Sección transversal de las capas de fractura

Si no se especifica la presión inicial del acuífero, entonces la presión inicial será calculada para establecer un equilibrio con el yacimiento, note que cuando se inicializa Eclipse pone una saturación de 100% de agua en los bloques del acuífero.

4. BALANCE DE MATERIA

Para el caso de yacimientos de aceite, los principales mecanismos de empuje que se presentan son:

- Expansión del sistema roca-fluidos
- Empuje por gas en solución
- Empuje por casquete gaseoso
- Entrada de agua del acuífero
- Segregación gravitacional

La influencia de cada uno de estos mecanismos naturales de producción sobre el comportamiento presión-producción es característica para cada yacimiento.

La gráfica del logaritmo natural de la presión contra la producción acumulada de aceite ($\ln P$ vs. N_p), permite observar tendencias lineales en su comportamiento durante cierto período de tiempo, las cuales corresponden a un tipo de mecanismo o a la combinación de varios de ellos. Un cambio en la pendiente de la recta, adoptando de inmediato otra tendencia lineal es indicativo de la aparición o receso de un mecanismo de empuje diferente.

El yacimiento Jurásico superior kimmeridgiano del Campo Batab está dividido verticalmente por una capa de anhidrita que se extiende en todo el yacimiento e impide que se tenga el mismo comportamiento de presión en todos los pozos. Lo anterior provoca que no sea posible definir una tendencia clara de presión, debido a la amplia dispersión de los puntos.

Para tener una estimación optimista del volumen original y facilitar los cálculos, se considerará que existe comunicación a través de la anhidrita para tomar todas las capas como una sola unidad y poder aplicar un modelo de balance de materia

4.1 Aplicación del Modelo MEYVO-8

a) Construcción de la gráfica profundidad vs. presión: Para la aplicación del modelo se construyó una gráfica de profundidad contra presión estática del yacimiento, expresada en metros verticales bajo el nivel del mar y en kg/cm^2 respectivamente. Para la profundidad, desde la cima hasta la base del yacimiento y la presión de la inicial a la más baja esperada. Con esta gráfica (fig. 21) es posible determinar la variación de la presión con la profundidad.

La gráfica antes mencionada permitió definir que la presión de burbujeo de 213 Kg/cm^2 que se tiene en la cima del yacimiento equivale a una presión de 230 Kg/cm^2 a la profundidad del plano de referencia, y dado que la presión actual es de 270 Kg/cm^2 , se puede asegurar que el yacimiento aun no presenta liberación de gas.

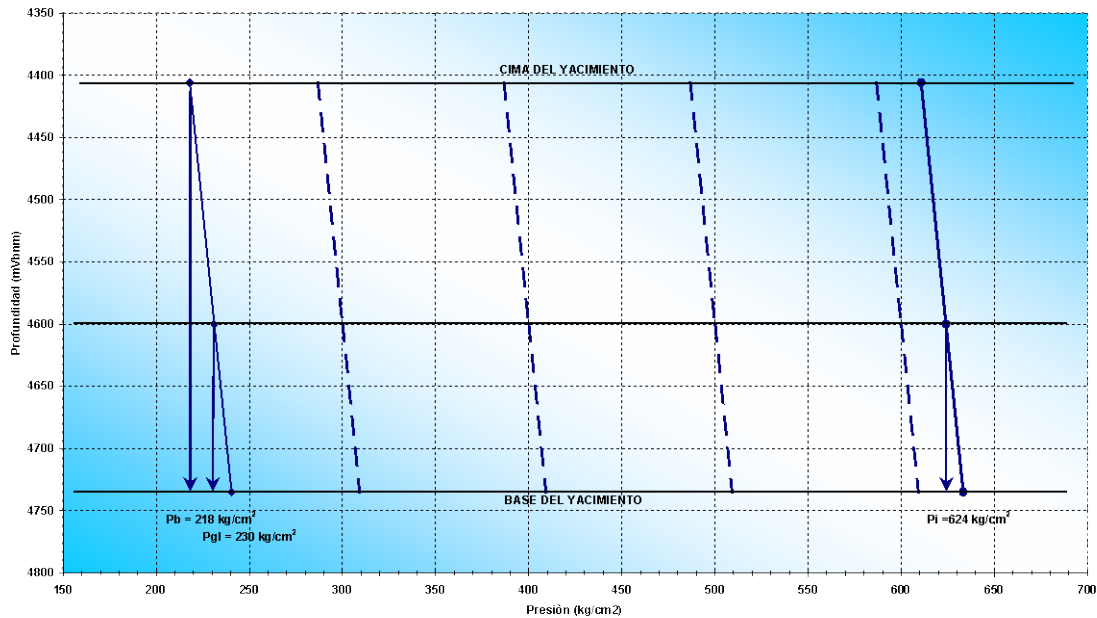


Fig. 21 Variación de presión contra profundidad

b) Elaboración de la gráfica N_p vs $\ln P$: A partir de la historia de presión-producción se elaboró una gráfica del logaritmo natural de la presión contra la producción acumulada, utilizando los valores de la presión ajustada, para determinar las tendencias lineales correspondientes a los mecanismos de empuje. Figura 22

Con la gráfica se definieron dos tendencias lineales, observándose que el único cambio de pendiente ocurre aproximadamente a la presión de 442 Kg/cm^2 (P1), y comparando este valor con la presión de saturación al plano de referencia determinado en el paso anterior ($442 \text{ Kg/cm}^2 > 230 \text{ Kg/cm}^2$), se puede decir que no está ocurriendo liberación de gas en el yacimiento, por lo tanto el mecanismo que actúa en la segunda pendiente es la entrada de agua.

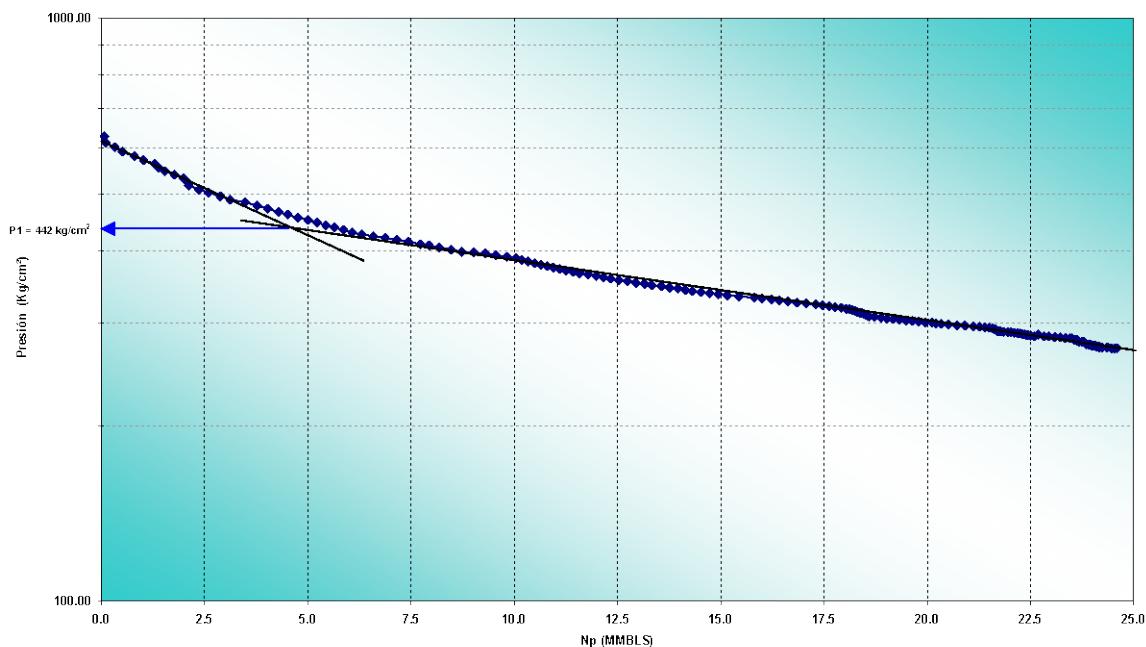


Fig. 22 Gráfica de Ln P contra Np

c) Determinación del volumen de roca contra profundidad: Se determinó a partir de un mapa de isopacas del yacimiento, esta información permite determinar el avance del contacto agua-aceite. En la siguiente tabla y en la Figura 23 se presenta el volumen de roca contra profundidad del yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano.

Tabla 8. Volumen de roca contra profundidad

Profundidad (mVBNM)	Vol. Roca (MM m3)
4406.0	0.000000
4416.0	0.003320
4438.0	0.025320
4480.0	0.135108
4523.0	0.307108
4575.2	0.631218
4611.6	0.922418
4674.4	1.676018
4680.0	1.746298
4714.1	2.291898
4733.4	2.677898
4735.0	2.710613

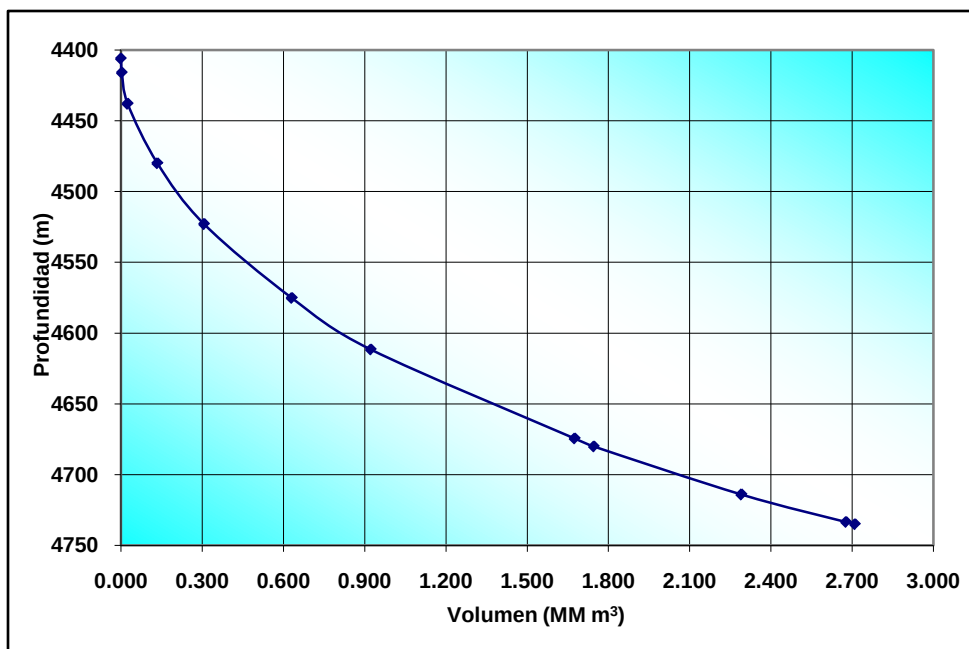


Fig. 23 Volumen de roca vs. Profundidad

d) Curva de capacidad de producción: Se revisaron las tablas hidráulicas de los pozos del yacimiento, se seleccionó la tabla del pozo Batab-1A como la representativa del comportamiento de flujo de todos los pozos del Campo, por contar con un amplio rango de gastos y presiones en cabeza que permite el flujo de todos los pozos. La gráfica de la curva es la siguiente (fig. 24).

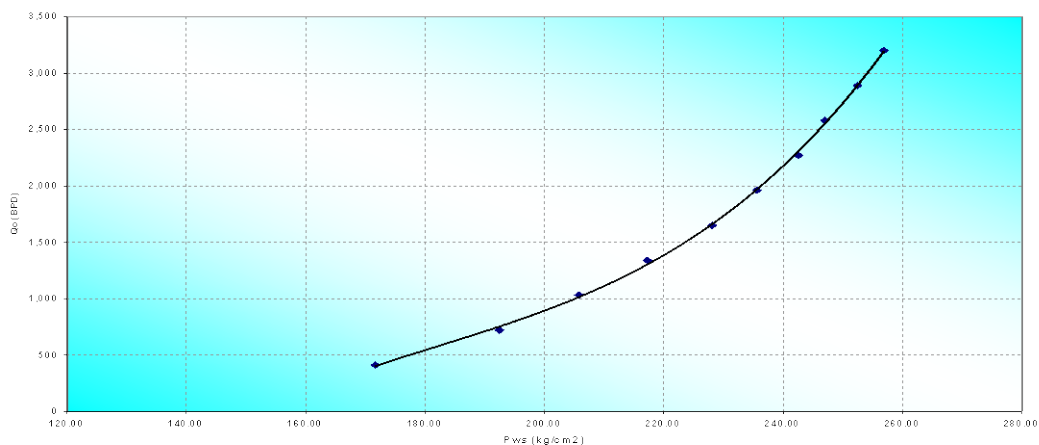


Fig. 24 Curva de capacidad de producción

e) Información PVT y propiedades petrofísica: La información necesaria para el modelo MEYVO se obtuvo del análisis PVT representativo del yacimiento y de la información petrofísica utilizada en el modelo de simulación numérica. Es importante recordar que para este yacimiento no se dispone de pruebas de desplazamiento de fluidos en núcleos.

Tabla 9 Datos PVT y Petrofísicos del yacimiento

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
Pi	623.9 Kg/cm ²	Co	
Pb @ Plano de Referencia	230 Kg/cm ²	Densidad del aceite @ Py	0.6432 gcc
Temperatura	151°C	° API	33.2
Boi	1.447 m ³ /m ³	Visc-o	0.4548 cp
B1	1.470 m ³ /m ³	Visc-w	0.365 cp
Bo @ Pb	1.570 m ³ /m ³	φ	8.00%
Rs @ Pb	111.6 m ³ /m ³	Swi	0.2
Bg	0.066 m ³ /m ³	Sor	0.8

4.2 Cálculo del Volumen Original

La primer tendencia lineal en la gráfica de Ln P vs. Np corresponde a la expansión del sistema roca fluidos y permite evaluar el volumen original de hidrocarburos con tan solo determinar la pendiente de la recta y la compresibilidad efectiva; esto es:

$$N = \frac{\beta_1}{P_1 * C_e} \quad \text{y} \quad C_e = \frac{C_o * S_o + C_w * S_w + C_f}{S_o}$$

La compresibilidad del aceite se determinó con el análisis PVT de la muestra representativa del yacimiento

$$C_o = \frac{1}{B_{oi}} \left(\frac{B_o - B_{oi}}{P_i - P} \right) = -0.0001253 \text{ (Kg/cm}^2\text{)}^{-1}$$

La compresibilidad del agua se calculó con la siguiente correlación:

$$C_w = (A + BT + CT^2)10^{-6}$$

$$A = 3.8546 - 0.000144P$$

$$B = -0.0152 + 4.77 * 10^{-7} P$$

$$C = 3.9267 * 10^{-5} - 8.8 * 10^{-10} P$$

$$C_w = 0.000062 * 10^{-6} \text{ (Kg/cm}^2\text{)}^{-1}$$

Y la compresibilidad de la Formación se obtuvo a partir de la correlación gráfica de Hall²

$$C_f = 75 \cdot 10^{-6} \text{ (Kg/cm}^2\text{)}^{-1}$$

Por lo tanto

$$C_e = 0.000238 \text{ Psi}^{-1}$$

Y calculando el volumen original tenemos que:

$$N = 124.24 \text{ MMBLS}$$

El resultado del modelo MEYVO es de

$$N = 144.7 \text{ MMBLS}$$

4.3 Evaluación de Índices de Empuje

La acción relativa de cada mecanismo de empuje puede variar a través del tiempo de explotación, y depende de la productividad total de los otros mecanismos que actúan.

El concepto de índice instantáneo de empuje se define como el cociente de la productividad instantánea del empuje en cuestión, entre la productividad instantánea total.

Índice instantáneo de empuje por expansión del sistema roca fluidos: Considera el efecto expansivo de la roca, del aceite y del agua congénita.

Índice instantáneo de empuje por expansión del gas disuelto liberado: Se debe principalmente a la expansión del gas disuelto liberado acumulado a través del tiempo.

Índice instantáneo de empuje por entrada de agua: corresponde a la expansión del agua en el acuífero durante cierto tiempo.

La aplicación del modelo MEYVO, permitió evaluar el potencial de los índices de empuje instantáneos presentes en el yacimiento a través del tiempo de producción.

Los resultados obtenidos indican que el empuje por expansión del sistema roca fluidos actuó al 100% durante los primeros 30 meses

$$IEO = 1.0$$

$$IEW = 0.0$$

$$IEG = 0.0$$

Posteriormente actuó el empuje por expansión del acuífero, con la siguiente relación de índices de empuje.

$$IEO = 0.195$$

$$IEW = 0.805$$

$$IEG = 0.0$$

Aún con el alto índice de empuje por entrada de agua al yacimiento, no es suficiente para mantener la presión del yacimiento. La inyección de agua contribuirá a mantener la presión e incrementar la producción de aceite.

4.4 Análisis de Resultados

1) El volumen original de hidrocarburos estimado con el modelo MEYVO a partir de la primera pendiente, resultó ser menor que el volumen de 190 MMBLS reportado por el modelo de simulación del yacimiento elaborado durante el año 2000, pero mayor que el volumen original que se tenía anteriormente de 115 MMBLS. La diferencia que se tiene entre los volúmenes estimados radica en el valor calculado para la compresibilidad de la Formación, y también pero en menor grado a la falta de información real del yacimiento, información como:

Aforos de pozo

Presiones de fondo periódicas

Prueba de desplazamiento de fluidos en núcleos

Pruebas concluyentes de presión-producción

Monitoreo del contacto agua-aceite, etc.

2) La determinación del inicio de la entrada de agua es congruente con la fecha en que se reportó por primera vez flujo fraccional de agua en la producción de aceite del yacimiento.

3) Los índices de empuje calculados son congruentes con el comportamiento presión-producción observado en el yacimiento, ya que al inicio de la explotación se presentó una fuerte declinación de la presión con un gasto promedio de producción de 4000 BPD con dos pozos, posteriormente en los años subsecuentes el ritmo de explotación aumentó a gastos de producción promedio de 6000 BPD con 4 pozos y la caída de presión disminuyó considerablemente debido a la entrada de agua al yacimiento.

5. RECUPERACIÓN SECUNDARIA

Actualmente el yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano del campo Batab se encuentra en la etapa primaria de explotación, siendo la expansión del sistema roca fluidos y la entrada de agua los únicos mecanismos de recuperación, a la fecha se tiene un factor de recuperación del 13.2% del volumen original.

En el comportamiento histórico de presión-producción se ha observado una fuerte declinación de presión y una alta caída de producción, a demás de baja presión de fondo en los pozos, lo que ha provocado continuos abatimiento; por lo tanto se infiere que la energía del yacimiento no es suficiente para desplazar el aceite dentro de la formación y se hace necesario aplicar un sistema de recuperación secundaria para agregar esa energía faltante.

5.1 Consideraciones

Debido a que el yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano del campo Batab se encuentra dividido verticalmente por una capa de anhidrita intercalada entre las unidades de flujo EC1 y EC3, se considera que esta se extiende por toda la formación y limita la comunicación vertical.

El comportamiento histórico de presión revela que la capa superior e inferior a la anhidrita se comporta en forma independiente y por lo tanto se ha considerado simular la inyección de agua en las unidades de flujo EC1 (capa superior) y EC5 (capa inferior) por separado.

Se tomará como caso base de producción el escenario documentado para los proyectos de inversión del campo Batab en el ciclo de planeación PEP 2001-2002, en donde se plantea para la formación Jurásico Superior, la perforación de un pozo horizontal en el mes de diciembre del 2003 y la implantación del sistema de bombeo neumático en todos los pozos productores en agosto del mismo año. Partiendo de este caso se realizan todas las predicciones de inyección-producción.

La inyección de agua inicia en el mes de diciembre del 2003 para dar tiempo al desarrollo de la infraestructura requerida, lo anterior de acuerdo al movimiento de equipos de la Región Marina Suroeste de Pemex.

5.2 Selección del Fluido de Inyección

Debido a las características de bajo relieve estructural, ausencia de casquete de gas en la cima del yacimiento, escasez de gas natural para inyección, alto precio de compra y alto costo de infraestructura para su manejo, no se considera como buena opción la inyección de gas en el yacimiento para la recuperación secundaria.

Se planteó la inyección de agua como la alternativa más económica y apropiada para la recuperación secundaria en el yacimiento, dado que el agua se puede usar para casi cualquier características de yacimiento, tales como baja porosidad, baja permeabilidad, bajo relieve estructural, yacimientos profundos (4600 mvbnm) y a altas temperaturas (150°C). Además, se cuenta en el complejo Abkatun–Pol-Chuc con una planta de tratamiento de agua con capacidad suficiente para suministrar el volumen requerido de agua a la plataforma Batab-A. Lo anterior permitirá reducir los costos de inversión.

5.3 Localización del Área de Inyección

5.3.1 Unidad de flujo EC1

Como se mencionó anteriormente el yacimiento JSK está dividido verticalmente por una capa de anhidrita. Los pozos que están terminados arriba de la sal son el Batab-1A, B-3, B-210 y B-2, por lo tanto se consideró probar la inyección de agua en la unidad de flujo EC1, con el objetivo de mantener la presión del yacimiento, incorporar a producción pozos abatidos e incrementar la recuperación final de hidrocarburos.

Para determinar la mejor área de inyección que permita alcanzar los objetivos antes planteados, se revisó la información petrofísica del yacimiento, en especial las propiedades de saturación de agua, saturación de aceite, presión del yacimiento, porosidad, permeabilidad y transmisibilidad. Como resultado, se determinaron tres zonas posibles para la inyección. En la figura 25 se puede observar la cima de la unidad de flujo EC1 con las zonas seleccionadas.

Para cada una de las áreas propuestas se localizó un pozo y se simuló la inyección de agua a partir del mes de diciembre del 2003 y hasta diciembre del 2011. Se probaron gastos de inyección por pozo entre 500 y 1500 BPD.

Los resultados del comportamiento presión – producción e inyección no fueron satisfactorios para ninguna de las zona, ya que en el mejor de los casos únicamente se logra un incremento mínimo en la producción de aceite de los pozos Batab-1A y B-3, los pozos Batab-210 y B-2 (abatidos) no se logran incorporar a producción.

En las figuras 26 y 27 se presentan gráficas comparativas de la producción acumulada y el gasto de producción de aceite obtenido con la simulación de la inyección de agua en las tres zonas.

Como se puede observar, la producción acumulada en cualquiera de las tres áreas es menor a la obtenida con el caso base, debido principalmente a que el agua irrumpe prematuramente en el pozo Batab-1A provocando su cierre por alto flujo fraccional.

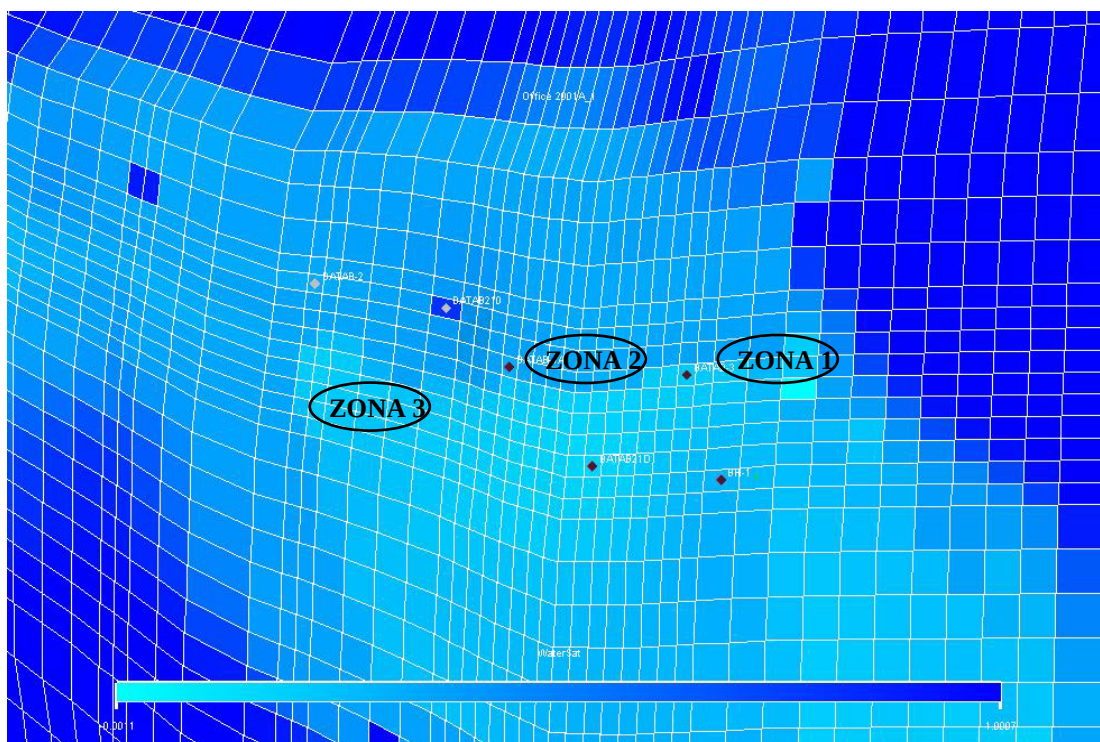


Fig. 25 Localizaciones para inyección

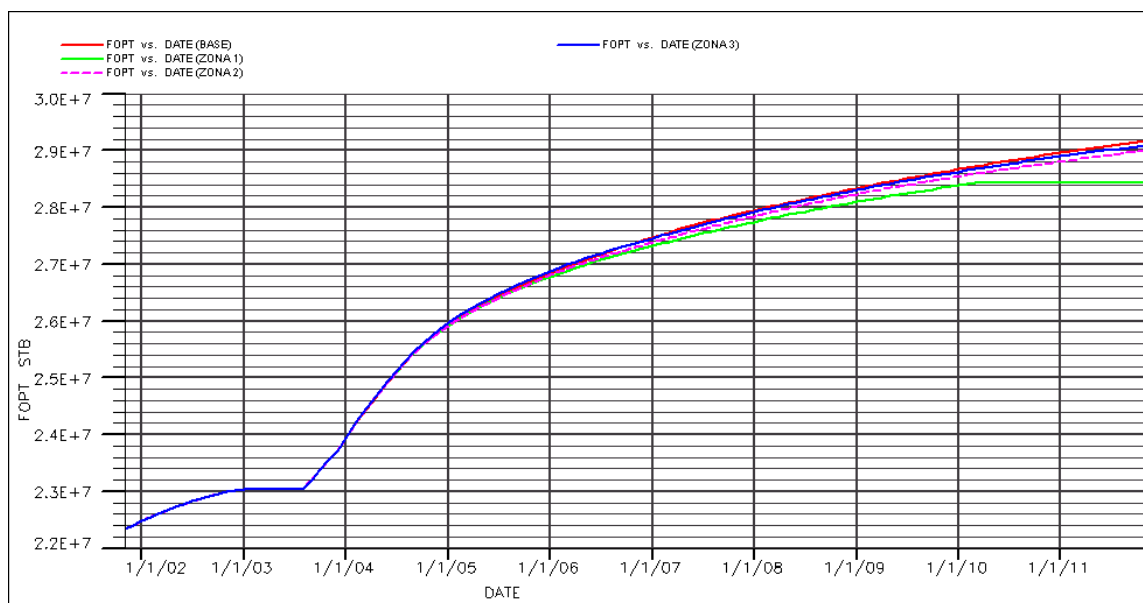


Fig. 26 Producción acumulada

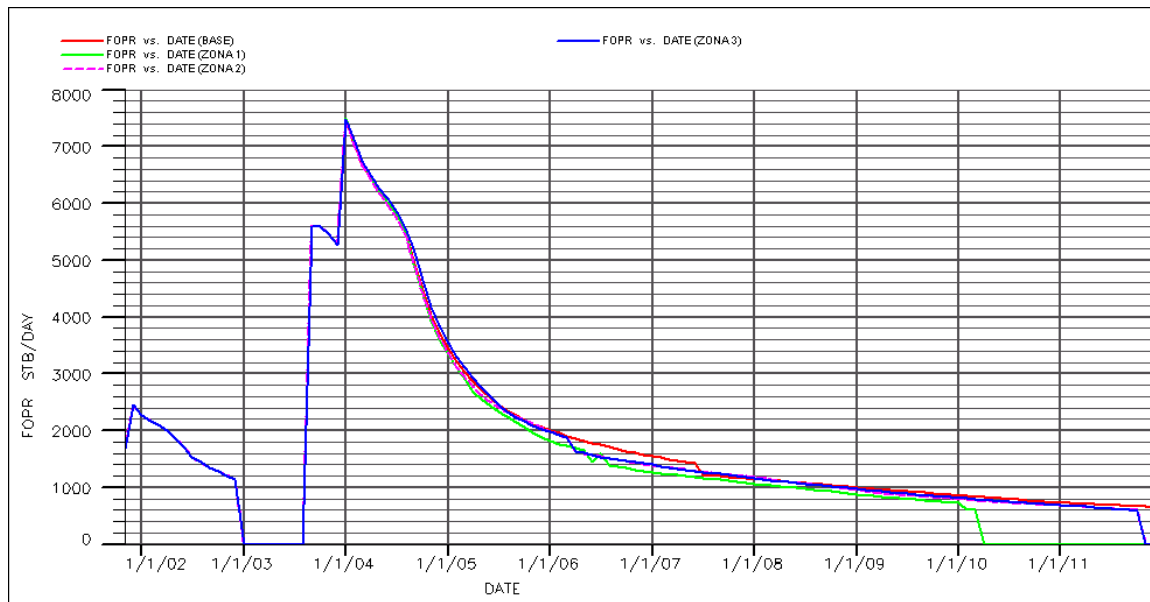


Fig. 27 Gasto de aceite del yacimiento

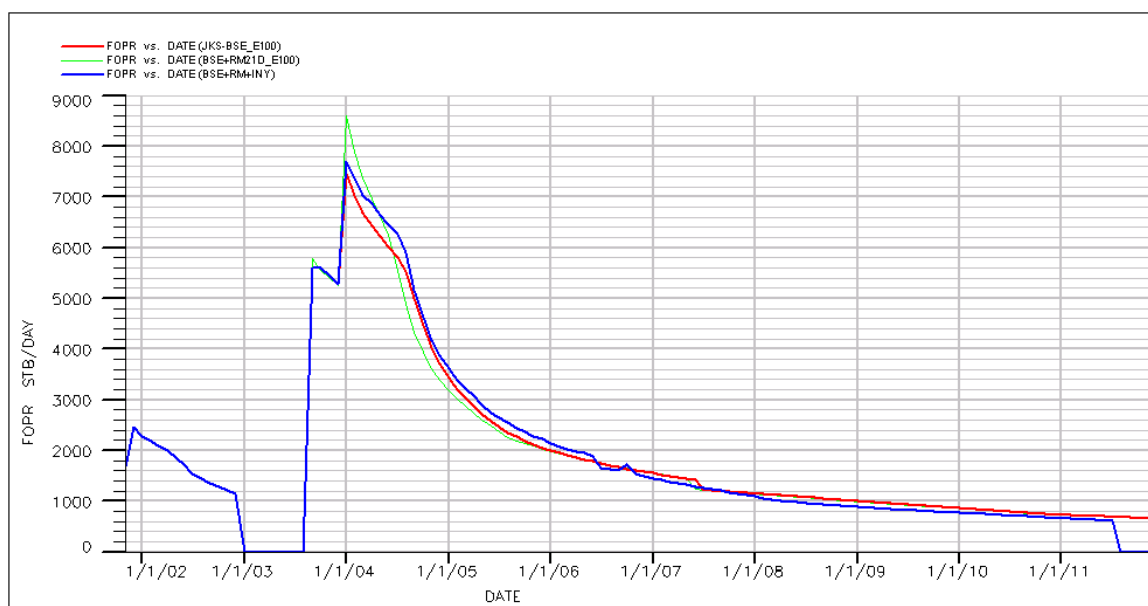
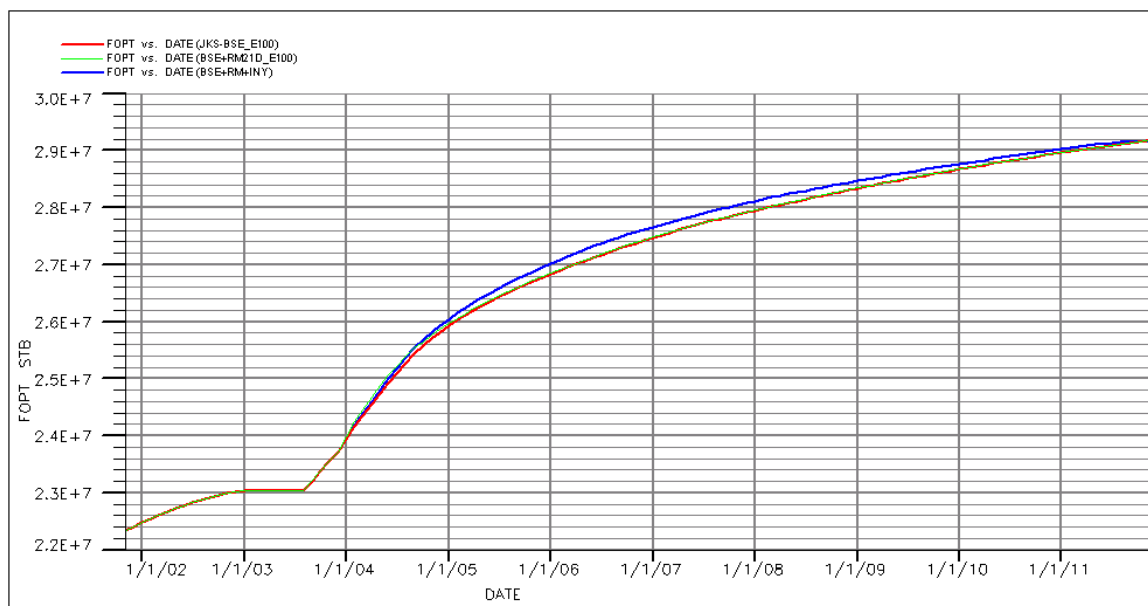
Del análisis de los resultados de predicción, se vio la factibilidad de incorporar producción disparando el pozo Batab-21D en la capa superior. Para determinar el beneficio que se puede alcanzar con esta reparación mayor (RM), se hicieron dos ensayos, uno considerando únicamente la reparación y otro tomando en cuenta la RM más Inyección de agua.

El área seleccionada para la inyección fue la zona-3, por ser la que presentó una producción acumulada cercana a la reportada en el caso base. El gasto de inyección fue 500 BPD (gasto óptimo de inyección determinado con un análisis de sensibilidad para esta capa).

Los resultados mostraron que el ensayo de la RM del pozo Batab-21D sin inyección de agua no presenta beneficios, ya que no existe la presión necesaria en el fondo del pozo para mantener el gasto de producción de aceite y por consiguiente la producción cae rápidamente.

En el caso de la RM más inyección de agua se observa que hay un incremento considerable en la producción de aceite del pozo Batab-21D, que para este caso sí logra mantenerse, pero al mismo tiempo el pozo Batab-H1 (propuesto a perforarse en diciembre del 2003) disminuye en forma proporcional su producción, lo que nos indica que estos dos pozos se interfirieren bastante con el efecto de la inyección de agua, llegando al final de la predicción con la misma producción acumulada que en el caso base. Vea figuras 28 y 29.

De acuerdo con los resultados obtenidos en los diferentes escenarios presentados con anterioridad, se puede decir que no es necesaria la inyección de agua en esta unidad de flujo EC1. En cuanto a la RM del pozo Batab-21D se probará mas adelante con la inyección de agua en la unidad de flujo EC5 (capa inferior del yacimiento de acuerdo con el modelo de simulación) para determinar si presenta beneficios económicos.



5.3.2 Unidad de Flujo EC5

Para determinar la zona óptima de inyección de agua en la unidad de flujo EC5 de la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano, se revisó nuevamente la información petrofísica del yacimiento en las capas inferiores 7 y 8 del modelo de simulación, en especial las propiedades de saturación de agua, saturación de aceite, presión del yacimiento, porosidad y permeabilidad. Como resultado se localizaron cinco posibles zonas para la inyección. Vea figura 30.

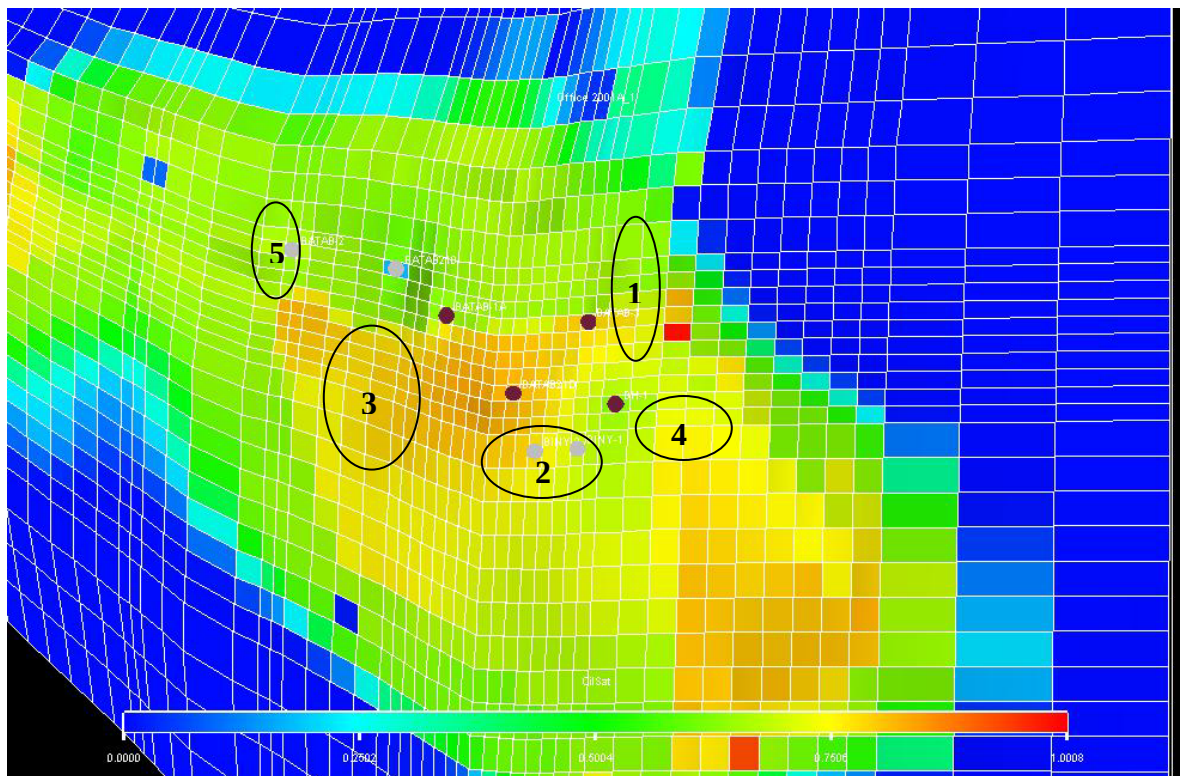


Fig. 30 Zonas para inyección de agua EC5

En cada una de estas zonas se ubicaron de uno a dos pozos de inyección; con el objetivo de determinar la capacidad de admisión de la formación, el comportamiento de presión – producción de los pozos y la recuperación adicional de aceite.

Se inició la inyección de agua en diciembre del 2003 con gastos de hasta 3000 BPD por pozo e hicieron corridas de predicción a diciembre del 2011. Con los resultados se seleccionó el área más óptima para la inyección. La figura 31 muestra la producción acumulada de aceite obtenida con la inyección de agua en cada una de estas zonas.

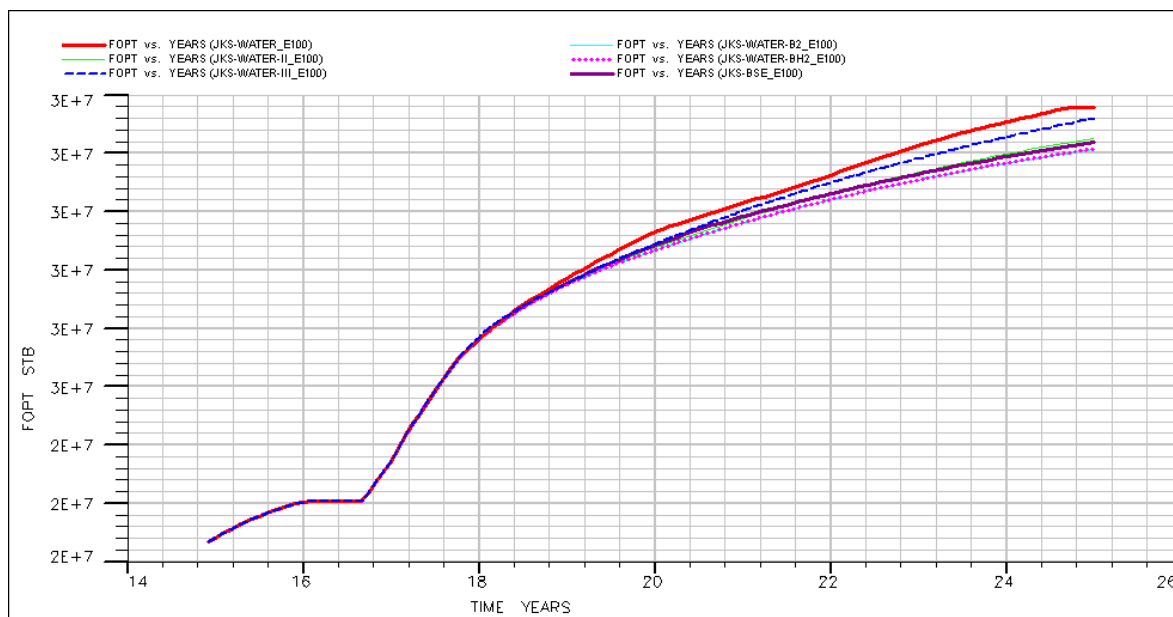


Fig. 31 Producción acumulada de zonas inyectoras

Como se puede observar, la inyección de agua en la zona 1 (corrida llamada JKS-Water III) resultó en un incremento de producción de 430,800 BLS, con dos pozos inyectoras a razón de 3,000 BPD cada uno. La producción adicional se obtiene principalmente de los pozos Batab-1A y Batab-21D que prolongan su tiempo de vida, debido al mantenimiento de presión. En los demás pozos no se observa ningún beneficio.

La zona 2 (JKS-Water) presentó un incremento en la producción total del yacimiento de 635,900 Bls con dos pozos inyectoras de 3,000 BPD cada uno, localizados en las cercanías de los pozos B-1A y B-21D. La inyección de agua en esta zona incrementa la presión y producción los pozos Batab-1A y Batab-21D. El pozo Batab-3 presenta reducción en su producción y los pozos Batab-2, Batab-210 y Batab-H1 no reportan beneficio alguno con respecto a la base.

En las Zonas 3 y 5 (JKS-WATER-IV), se ubicaron dos pozos inyectoras cercanos a los pozos Batab-210 y Batab-2, se inyectó agua con un gasto de 3000 y 5000 BPD, los resultados fueron malos ya que se recupera menos aceite que en el caso base. El pozo Batab-1A se invade tres años después de iniciado el proyecto de recuperación secundaria.

En la zona 4 se localizó un pozo inyector de agua con un gasto de 4000 BPD, los beneficios en presión y producción fueron semejantes a los obtenidos con la inyección de agua en la zona 2, pero con la diferencia de que solo se utilizó un pozo inyector. Los pozos Batab-1A y 21D aumentan su producción y la mantienen un año

más en comparación con los resultados obtenidos para la zona 2. el resto de los pozos se mantiene igual.

En resumen, para cada una de las corridas se analizó la variación de la saturación de agua, saturación de aceite y presión del yacimiento, usando uno y dos pozos inyectoros. Las observaciones obtenidas son las siguientes:

- Se inyecta agua en la capa 8, pero dado los bajos valores de porosidad, permeabilidad y transmisibilidad, el agua sube a la capa 7 desplazándose con mayor rapidez, debido a que presenta valores más altos de transmisibilidad y permeabilidad.
- En la capa 1 no se observa ningún cambio en el comportamiento presión-producción y lo que implica que el modelo de simulación no considera comunicación a través de la anhidrita o está muy limitada.
- El efecto de la inyección se siente únicamente en los pozos que están disparados en las capas inferiores, tal es el caso de los pozos Batab-1A y Batab-21D.

De acuerdo a los resultados, se seleccionó la zona 4 como la mas adecuada para realizar la inyección de agua al yacimiento. Obteniéndose con esta la mayor producción de aceite, con un pozo de inyección menos y un volumen de agua menor.

5.4 Determinación del Número de Pozos y Gasto Óptimo de Inyección

Una vez seleccionada la mejor área para la inyección en la unidad de flujo EC5 y teniendo en cuenta que no es recomendable inyectar agua en la unidad de flujo EC1, se procedió a determinar el número de pozos y gasto óptimo de inyección.

Se hizo un análisis de sensibilidad con corridas de predicción, probando con uno y dos pozos de inyección y gastos que variaron desde 1500 BPD hasta 4000 BPD.

Los resultados indicaron que con un pozo de inyección es suficiente para mantener la presión del yacimiento y que el gasto óptimo de inyección para maximizar la recuperación de hidrocarburos es de 2500 BPD. El volumen de aceite adicional resultado del beneficio de la inyección de agua en la capa 8 es de 713,347 Bls, con una producción acumulada de 29.846 MMBLS, alcanzando un factor de recuperación final del 15.69%. Observe la figuras 32.

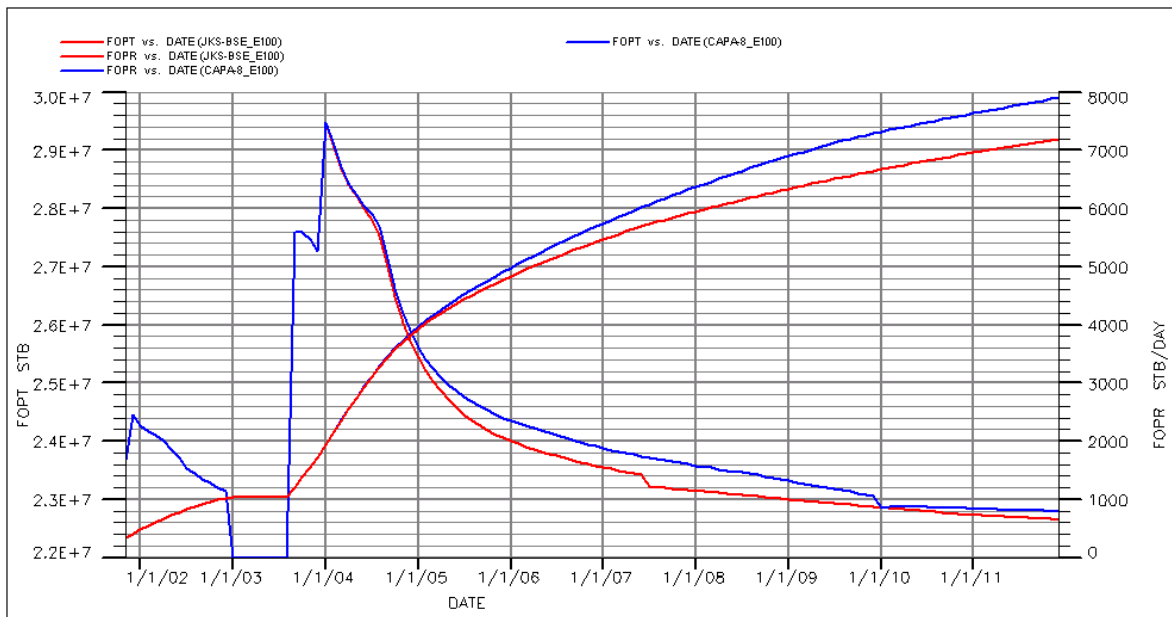


Fig. 32 Gasto de aceite y Np (Inyección de agua en la capa 8)

5.4 Escenario Integral

Una vez determinada la mejor área, el número de pozos y el gasto óptimo de inyección en la unidad de flujo EC5, y establecida la factibilidad de disparar el pozo Batab-21D en la unidad de flujo EC1, se procedió a desarrollar un escenario integral que considera las dos operaciones, con el objetivo de obtener la producción total.

Se hizo una simulación de predicción considerando:

1. Reparación Mayor del pozo Batab-21D consistente en disparar en la unidad de flujo EC1.
2. Inyección de agua en la capa inferior del yacimiento con un pozo desviado a razón de 2500 BPD.

Los resultados indican un incremento en la producción de 712,297 Bls con respecto al caso base y un decremento de 1000 Bls respecto a la inyección con un pozo en la zona 4 de la unidad de flujo EC5. El factor de recuperación final del 15.48% si se considera el volumen original autorizado por PEP de 190.22 MMBLS. La figura 33 muestra la comparación de la producción acumulada y el gasto de aceite entre el caso base y el escenario integral.

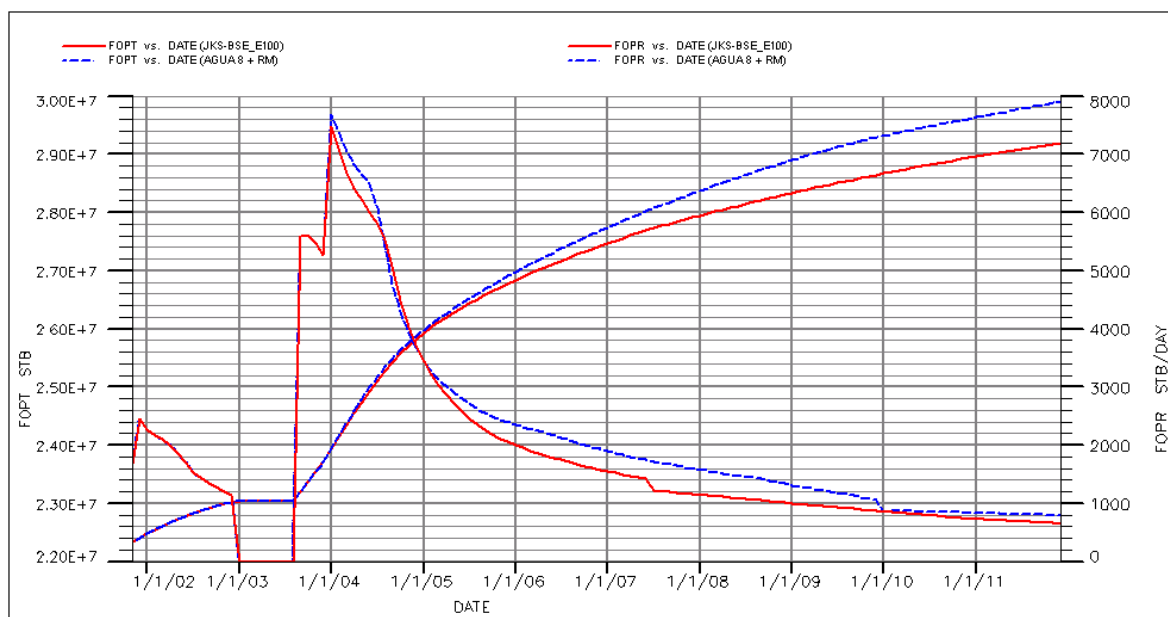


Fig. 33 Np y gasto de aceite del yacimiento

En la siguiente figura se puede observar como el pozo Batab-1A incrementa considerablemente su producción de aceite, manteniendo una producción promedio de 350 BPD del 2006 al 2011.

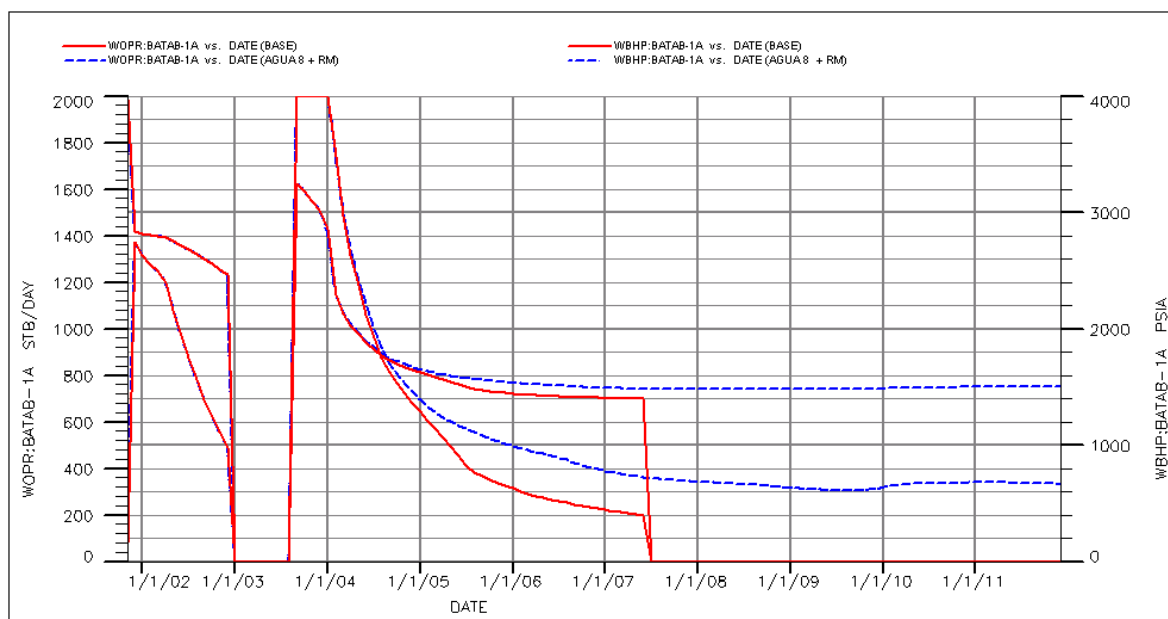


Fig. 34 Qo y Np vs. Tiempo, Batab-1A

El pozo Batab-3 incrementa su gasto de producción con respecto a la base, anticipando la producción, se cierra antes que en el caso base al alcanzar el gasto mínimo de producción. No obstante su producción acumulada final es mayor.

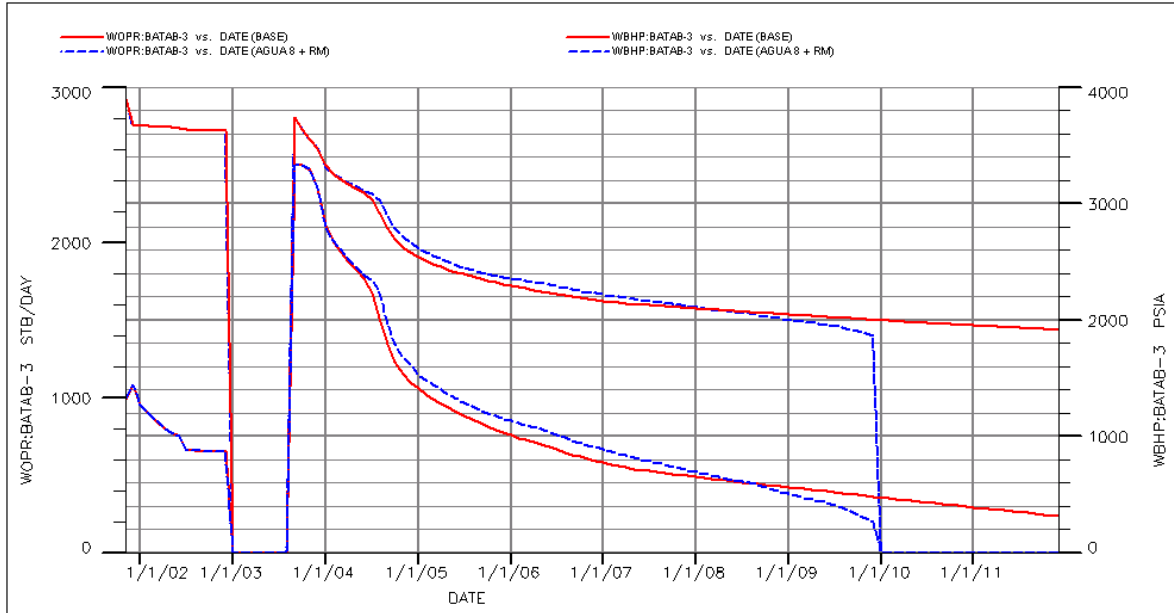


Fig 35 Qo y Np vs. Tiempo, Batab-3

El pozo Batab-21D incrementa considerablemente su producción y se reduce un poco la interferencia con el pozo Batab-H1.

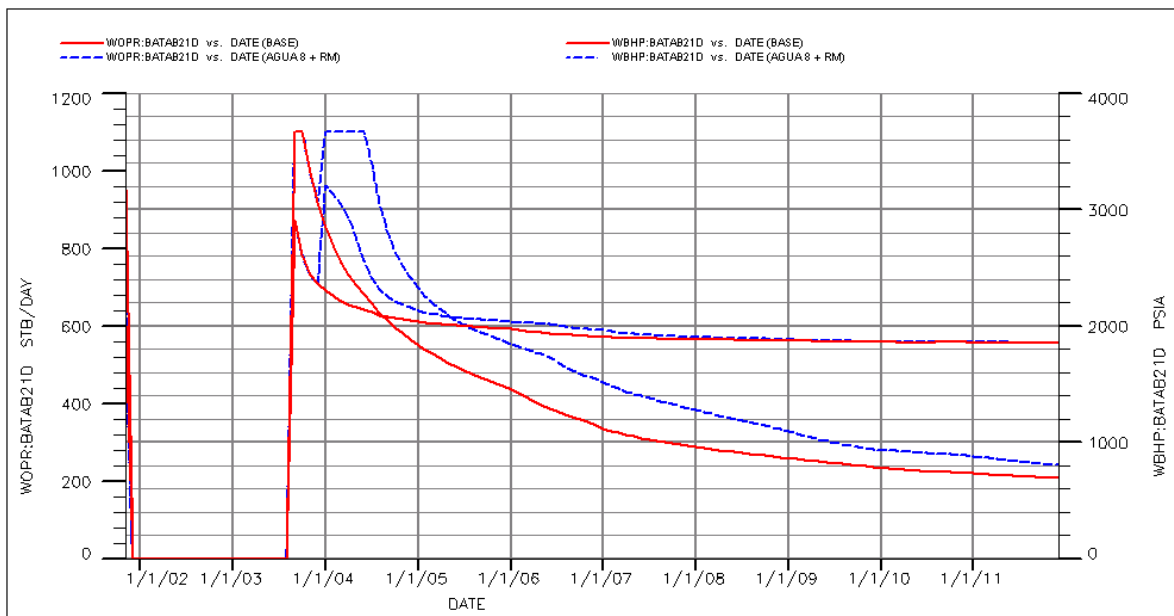


Fig 36 Qo y Np vs. Tiempo, Batab-21D

Es importante mencionar que aún cuando se inyecta agua al yacimiento, el único pozo que presenta problemas de producción de agua es el pozo Batab-1A, que alcanza un corte de agua máximo del 35% en junio del 2009.

Finalmente, con base a los resultados obtenidos en los diferentes escenarios de predicción se que se realizaron, se concluye que la mejor opción para implantar un proceso de recuperación secundaria mediante la inyección de agua tratada de mar al yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano del campo Batab, es la inyección en la zona 4 de la unidad de flujo EC5 (capa 8 del modelo de simulación), con un pozo desviado y a un gasto constante de 2500 BPD.

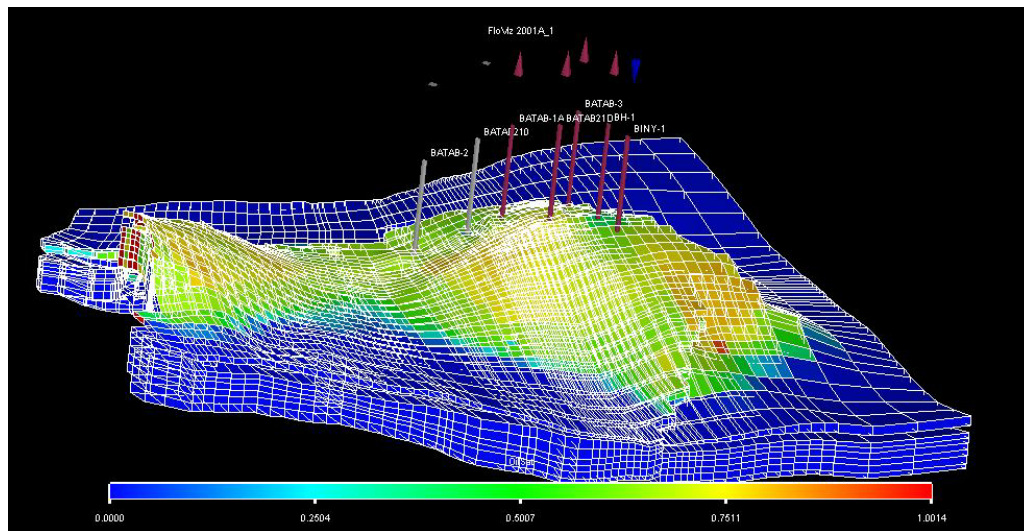


Fig. 37 Localización del pozo inyector

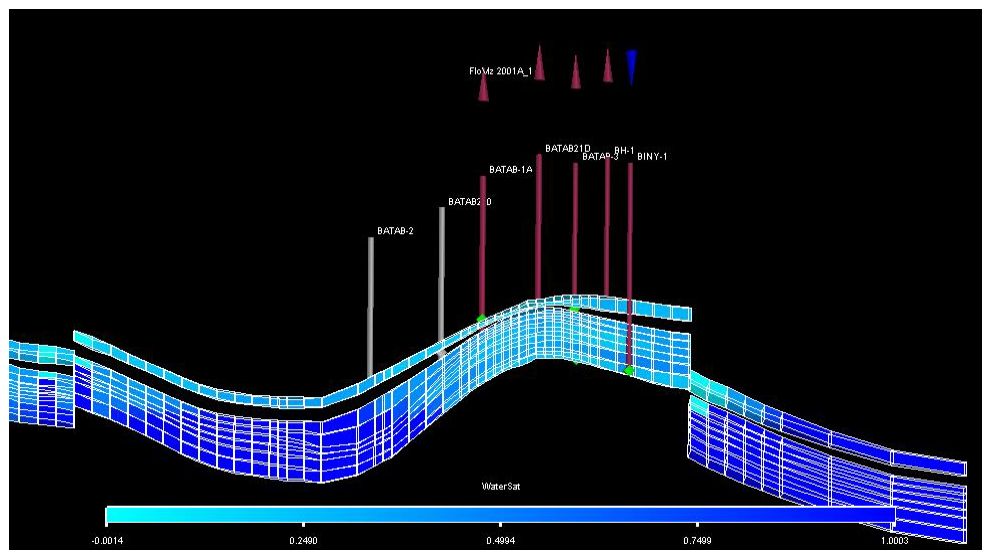


Fig. 38 Sección transversal, localización pozo inyector

5.5 Pronósticos de Producción e Inyección

En las siguientes tablas se presentan los pronósticos de producción de aceite y gas, tanto para el caso base como para el escenario de inyección de agua en la unidad de flujo EC5, así mismo se muestran los beneficios obtenidos con la Recuperación Secundaria.

Tabla 10 Pronóstico de producción de aceite y gas

YACIMIENTO JSK CASO BASE

Fecha mm-aa	Np MMBLS	Qo Anual MBPD	Gp MMMPCS	Qg Anual MMPCD
Ene-02	0.177	0.394	0.107	0.239
Ene-03	0.716	1.479	0.434	0.897
Ene-04	1.617	2.467	0.981	1.496
Ene-05	3.577	5.355	2.169	3.247
Ene-06	4.482	2.480	2.718	1.504
Ene-07	5.115	1.733	3.102	1.051
Ene-08	5.590	1.302	3.390	0.790
Ene-09	5.980	1.066	3.626	0.646
Ene-10	6.316	0.920	3.830	0.558
Ene-11	6.603	0.786	4.004	0.477
Ene-12	6.832	0.629	4.143	0.381

Tabla 11 Pronóstico de producción de aceite y gas

YACIMIENTO JSK ESCENARIO INTEGRAL

Fecha mm-aa	Np MMBLS	Qo Anual MBPD	Gp MMMPCS	Qg Anual MMPCD
Ene-02	0.177	0.394	0.107	0.239
Ene-03	0.716	1.479	0.434	0.897
Ene-04	1.617	2.468	0.981	1.496
Ene-05	3.616	5.461	2.193	3.312
Ene-06	4.628	2.773	2.807	1.682
Ene-07	5.390	2.087	3.268	1.265
Ene-08	6.013	1.708	3.647	1.036
Ene-09	6.541	1.443	3.967	0.875
Ene-10	6.961	1.150	4.221	0.698
Ene-11	7.274	0.857	4.411	0.520
Ene-12	7.545	0.744	4.576	0.451

Tabla 12 Beneficios de aceite y gas por Rec. Sec.

YACIMIENTO JSK

BENEFICIO

Fecha mm-aa	ΔN_p MMBLS	ΔQ_o Anual MBPD	ΔG_p MMMPC	ΔQ_g Anual MMPCD
Ene-03	0.000	0.000	0.000	0.000
Ene-04	0.000	0.001	0.000	0.000
Ene-05	0.039	0.106	0.024	0.065
Ene-06	0.146	0.293	0.089	0.177
Ene-07	0.275	0.354	0.167	0.215
Ene-08	0.424	0.406	0.257	0.246
Ene-09	0.562	0.377	0.341	0.229
Ene-10	0.646	0.230	0.391	0.140
Ene-11	0.671	0.071	0.407	0.043
Ene-12	0.713	0.115	0.433	0.070

PRODUCCIÓN

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
ACEITE (MBD)		0.11	0.29	0.35	0.41	0.38	0.23	0.07	0.12	0.71
GAS (MMPCD)		0.07	0.18	0.22	0.25	0.23	0.14	0.04	0.07	0.10
TOTAL MMBPCE										0.81

GRAFICA DE PRODUCCIÓN

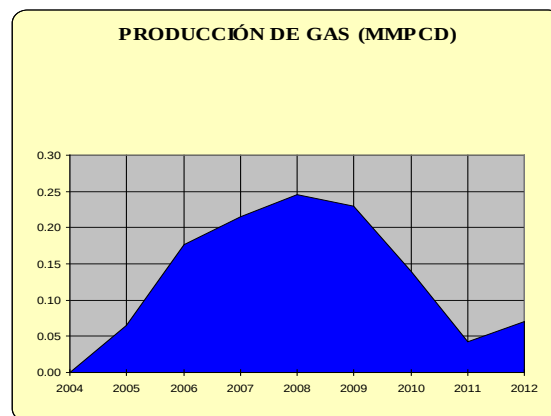
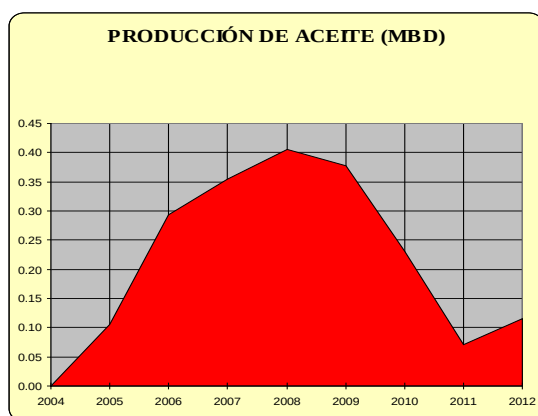


Fig. 39 Gráficas de beneficios por Rec. Sec.

La siguiente tabla presenta el pronóstico del volumen de inyección de agua para el caso de inyección en la unidad de flujo EC5.

Tabla 13 Gasto de inyección promedio anual

**PRONÓSTICO DE INYECCIÓN
YACIMIENTO JSK**

Fecha mm-aa	ΔW_i MMBLS	ΔQ_i Anual MBPD
Ene-04	0.078	0.212
Ene-05	0.993	2.500
Ene-06	1.905	2.500
Ene-07	2.818	2.500
Ene-08	3.730	2.500
Ene-09	4.645	2.500
Ene-10	5.558	2.500
Ene-11	6.470	2.500
Ene-12	7.383	2.500

5.6 Infraestructura Futura

Se plantea perforar el pozo inyector desde el tetrápodo Batab-1A a una profundidad de 4,730 mVBNM para asegurarse de alcanzar la zona invadida de agua. La plataforma se localiza aproximadamente a 5.0 km. al noroeste de la plataforma Pol-TF.

El agua se transportará desde la planta de inyección hasta la plataforma Pol-TF a través de un acueducto de 12" de diámetro y 11 Km. de longitud, y de esta al tetrápodo Batab 1A con un acueducto de 4.5" de diámetro y 5.0 Km. de longitud. Vea figuras 40 y 41.

En este proyecto se considera que el costo del acueducto que transportará el agua de la planta de inyección a la plataforma Pol-TF será pagado por el proyecto de inyección de agua en la Formación Cretácico Superior del Campo Pol.



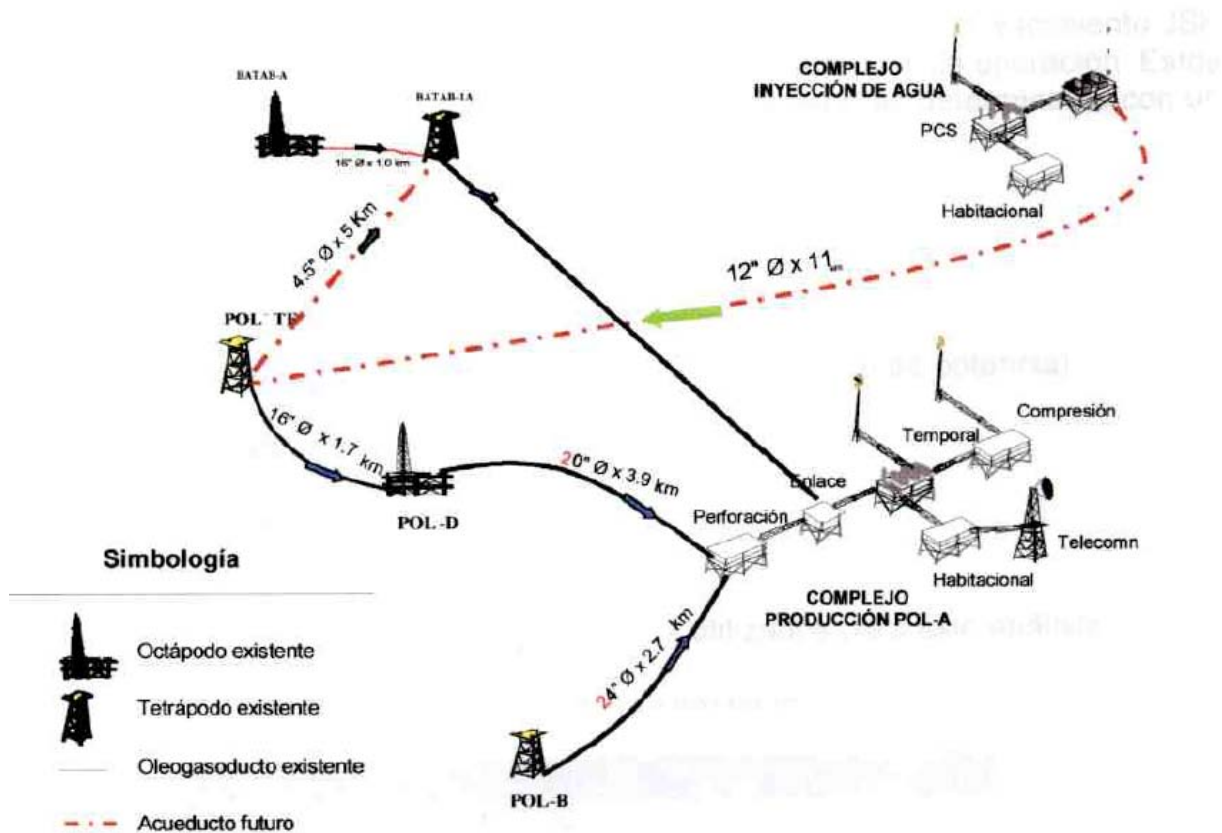


Fig. 41 Infraestructura futura.

6. ANÁLISIS ECONÓMICO

Se presenta la evaluación económica de la inyección de agua en el yacimiento JSK del campo Batab. Se incluirán dos tipos de costos: de inversión y de operación. Estos costos serán tratados por separado en la evaluación y deberán determinarse con un razonable margen de error

Costos de Inversión incluye:

Perforación del pozo inyector

Terminación del pozo inyector

Acueducto de 4.5 pg. (De)

Estación de bombeo (presión de descarga de 800 Psi y 43 hp de potencia).

Costos de operación:

Agua tratada de inyección

Transporte de aceite y gas

Operación y mantenimiento

En las siguientes tablas se presentan los costos utilizados para este análisis.

Tabla 14. Costos de inversión

COSTOS DE INVERSIÓN	MM Pesos
Perforación del pozo Batab-Iny1	89.72
Terminación del pozo Batab-Iny1	21.15
Acueducto de 4.5" ϕ y 5.0 Km de Pol-TF a Batab-1A	2.65
Estación de Bombeo ($P_d=56 \text{ kg/cm}^2$)	10.00
Total	123.52

Tabla 15. Costos de operación e inyección

COSTOS DE OPERACIÓN	\$/BPCE
Costo por barril de agua inyectado	8.60
Costo de operación y mantenimiento	0.048
Costo por transporte de aceite	0.095
Costo por transporte de gas	0.066

Además, se consideran las siguientes premisas:

Costo por barril de petróleo crudo equivalente	14.6 dll / BI
Paridad peso-dollar	10.10
Tasa de descuento	10 %

A continuación se presenta el cuadro de flujo de efectivo del proyecto.

INGRESOS						
Año	Producción Incremental		Precio	Ganancia MM Pesos		
	Aceite	Gas		Aceite	Gas	Total
	MBPD	MBPCED	\$/BPCE			
2003	0.001	0.000	147.460	38.91	5.216	0.044
2004	0.106	0.014	147.460	5155.10	691.047	6.496
2005	0.293	0.039	147.460	12760.58	1710.569	17.866
2006	0.354	0.047	147.460	13890.62	1862.052	21.609
2007	0.406	0.054	147.460	14344.85	1922.942	24.795
2008	0.377	0.051	147.460	11983.89	1606.453	23.015
2009	0.230	0.031	147.460	6584.78	882.697	14.051
2010	0.071	0.009	147.460	1820.36	244.021	4.316
2011	0.115	0.015	147.460	2664.14	357.131	7.019
					Total	119.210

EGRESOS			
Año	Inyección	Costo	Costo MM Pesos
	Agua		
	MBPD	\$/BL	Total
2003	0.212	8.6	0.6665
2004	2.500	8.6	7.8475
2005	2.500	8.6	7.8475
2006	2.500	8.6	7.8475
2007	2.500	8.6	7.8475
2008	2.500	8.6	7.8475
2009	2.500	8.6	7.8475
2010	2.500	8.6	7.8475
2011	2.500	8.6	7.8475
		Total	63.447

EGRESOS						
Año	Producción Incremental		Costo MM Pesos			
	Aceite	Gas	Operación	Transporte	Transporte	Total
	MBPD	MBPCED		Aceite	Gas	
2003	0.001	0.000	0.0144	0.0251	0.0023	0.0418
2004	0.106	0.014	2.1144	3.6902	0.3437	6.1483
2005	0.293	0.039	5.8155	10.1493	0.9452	16.9099
2006	0.354	0.047	7.0339	12.2756	1.1432	20.4527
2007	0.406	0.054	8.0710	14.0856	1.3118	23.4684
2008	0.377	0.051	7.4918	13.0748	1.2177	21.7842
2009	0.230	0.031	4.5739	7.9824	0.7434	13.2997
2010	0.071	0.009	1.4049	2.4519	0.2283	4.0852
2011	0.115	0.015	2.2846	3.9872	0.3713	6.6432
					Total	112.833

FLUJO DE EFECTIVO MM Pesos				
Año	Ganancia	Costos	Inversión	Flujo de Efectivo
2003	0.044	-0.667	-123.52	-124.142
2004	6.496	-7.853		-1.358
2005	17.866	-7.864		10.002
2006	21.609	-7.867		13.741
2007	24.795	-7.870		16.925
2008	23.015	-7.868		15.147
2009	14.051	-7.860		6.191
2010	4.316	-7.851		-3.535

Los Indicadores económicos son los siguientes:

Ganancia o valor presente neto (VPN)	-88.075 MM Pesos
Razón beneficio/costo (VPN/VPI)	-0.2879
Tasa interna de Retorno (TIR)	No se recupera la inversión

Con los resultados obtenidos del cuadro de flujo de efectivo se concluye que el proyecto no es rentable a las condiciones actuales, ya que se tiene una pérdida de - 88.075 MM pesos con una tasa de descuento del 10%.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones:

- El volumen original de hidrocarburos estimado con balance de materia fue de 144.7 MMBLS, menor que el volumen de 190 MMBLS reportado por el modelo de simulación, pero mayor que el volumen original que se tenía anteriormente de 115 MMBLS. La diferencia que se tiene entre los volúmenes se debe principalmente al valor de compresibilidad de la formación utilizado.
- Los índices de empuje $IEO=0.195$ y $IEW=0.805$ son congruentes con el comportamiento presión-producción observado en el yacimiento, ya que al inicio de la explotación se presentó una fuerte declinación de la presión con un gasto promedio de producción de 4000 BPD con dos pozos, posteriormente el ritmo de explotación aumentó a gastos de producción promedio de 6000 BPD con 4 pozos y la caída de presión disminuyó considerablemente debido a la entrada de agua al yacimiento.
- Del análisis realizado a la diferentes corridas de simulación con inyección de agua, se concluye que la inyección en la capa inferior del yacimiento es la que reporta mejores eficiencias de barrido y el máximo volumen de recuperación.
- Con un pozo inyector es suficiente para mantener la presión del yacimiento a las condiciones actuales. El gasto óptimo de inyección de acuerdo al análisis de sensibilidad realizado es de 2500 BPD.
- El incremento de producción debido al proyecto de inyección de agua es de 713,347 Bbls de aceite y de 0.433 MMMPCS de gas, para tener al final de la explotación un factor de recuperación de 15.69%.
- El volumen total de agua inyectada al final del proyecto es de 7.38 MMBLS, es decir 10.3 veces el volumen producido.
- De acuerdo al análisis económico, se tiene un VPN de -88.075 MM Pesos y una VPN/VPI de -0.2879, por lo que se concluye que el proyecto no es rentable a las condiciones actuales.

Recomendaciones:

- El factor de recuperación es relativamente bajo de acuerdo con lo reportado en la literatura, donde se alcanza hasta un 45% del volumen original de aceite, por lo que se requiere de mayor información para incluirla en el modelo de simulación y así mejorar la aproximación en el ajuste del comportamiento del yacimiento.
- Dada la importancia que tienen las permeabilidades relativas en la determinación del movimiento de los fluido dentro del yacimiento, se recomienda hacer pruebas de desplazamiento de fluidos en núcleos para tener valores reales del yacimiento.
- Se recomienda hacer un estudio de mecánica de roca para determinar el valor de la compresibilidad de la roca y de la formación.
- Para establecer la presión de inyección en superficie, que permita dimensionar el equipo de inyección (capacidad de la bomba), se recomienda hacer una prueba de inyectividad a la formación a diferentes gastos y presiones.
- Se recomienda probar la recuperación secundaria con inyección de agua en la formación Brecha del Paleoceno del campo Batab e intentar un proyecto integral en donde se utilice el mismo pozo para inyectar a los dos yacimiento. Posiblemente de esta forma si sea rentable.
- Se recomienda realizar una prueba presión-producción que dure el tiempo suficiente que permita estimar en forma precisa la permeabilidad efectiva de la formación y observar el comportamiento característico de la doble porosidad.

<u>SÍMBOLO</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>
API	Densidad del aceite
Bg	Factor de volumen del gas
Bo	Factor de volumen del aceite
Bod	Factor de volumen del aceite obtenido con el proceso de separación diferencial
Bof	Factor de volumen del aceite obtenido con el proceso de separación flash
Boi	Factor de volumen del aceite inicial
B1	Factor de volumen correspondiente al primer cambio de pendiente en la gráfica $\ln p$ vs. N_p
Co	Compresibilidad del aceite
Cw	Compresibilidad del agua
Cf	Compresibilidad de la formación
Ce	Compresibilidad efectiva
C1	Metano
C7+	Heptano y mas pesados
De	Diámetro exterior
F	Fractura
Gp	Volumen acumulado de gas producido @ c.s.
h	Espesor
IEG	Índice instantáneo de empuje por expansión del gas disuelto liberado
IEO	Índice instantáneo de empuje por expansión del sistema roca-fluidos
IEW	Índice instantáneo de empuje por entrada de agua
J(sw)	Función J de Leverett
Kf	Permeabilidad efectiva del fluido
Ko	Permeabilidad efectiva del aceite
Kw	Permeabilidad efectiva del agua
Kabs	Permeabilidad absoluta
Kro	Permeabilidad relativa del aceite
Krw	Permeabilidad relativa del agua
M	Relación de movilidades
N	Volumen de aceite inicial del yacimiento @ c.s.
Np	Producción acumulada @ c.s.
P	Presión
Pb	Presión de burbujeo
Pc	Presión capilar
Pcow	Presión capilar del aceite en agua
Pgl	Presión de burbujeo @ plano de referencia
Pi	Presión inicial
Piny	Presión de inyección
Pws	Presión de fondo cerrado
P1	Presión donde ocurre el primer cambio de pendiente

<u>SÍMBOLO</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>
Q_i	Gasto de inyección
Q_o	Gasto de aceite
RGA	Relación gas-aceite
R_{si}	Relación de solubilidad inicial
R_s	Relación de solubilidad
R_{sd}	Relación de solubilidad obtenido de la separación diferencial
R_{sf}	Relación de solubilidad obtenido de la separación flash
RM	Reparación mayor
S_o	Saturación de aceite
S_{oi}	Saturación de aceite inicial
S_{or}	Saturación de aceite residual
S_w	Saturación de agua
S_{wi}	Saturación de agua inicial
S_{wirr}	Saturación de agua irreducible
TIR	Tasa interna de retorno
VPI	Valor presente inicial
VPN	Valor presente neto
W_i	Volumen acumulado del fluido de inyección

LETRAS GRIEGAS

<u>SÍMBOLO</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>
β_1	Pendiente de la primer tendencia lineal del la gráfica $\ln P$ vs. NP
ΔP	Diferencial de presión
ϕ	Porosidad
ϕ	Diámetro
λ_f	Movilidad del fluido
λ_o	Movilidad del aceite
λ_w	Movilidad del agua
μ_f	Viscosidad del fluido
μ_o	Viscosidad del aceite
μ_w	Viscosidad del agua
μ_g	Viscosidad del gas
ρ_g	Densidad del gas
ρ_o	Densidad del aceite
θ	Ángulo de contacto
σ	Tensión interfacial

REFERENCIAS

1. Moses Phillip L., "Engineering Application of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate systems", Journal of petroleum Technology, Julio 1986.
2. Hall,
3. Mungan N., "Secondary Recovery Processes of Oil Reservoirs", An UNAM PEMEX group course, Julio 2001.
4. Mungan N., "Interfacial Phenomena an Oil Recovery: Capillarity", World Oil, Mayo 1981.
5. Mungan N., "Interfacial Phenomena an Oil Recovery: Wettability", World Oil, Marzo 1981.
6. Schilthuis Ralph J., "Active Oil and Reservoir Energy", Trans AIME (1936-1937),118.
7. Havlena D. and Odeh A. S., "The Material Balance as an Equation of a Straight Line", Trans AIME (1963), 228.
8. "Petroleum Engineering Handbook for the Practicing Engineer",
9. Meza Meza M., "Evaluación Práctica de los Mecanismos de Empuje y Volumen Original de Hidrocarburos", XXV Congreso Nacional de la AIPM, Abril 1987.
- 10.Meza Meza M., "Explotación de Yacimiento con Acuífero Común", Ingeniería Petrolera, Julio 1988.
- 11.Neil J. D., Chang H. L., Geffen T. M., et al, "Improved Oil Recovery" Book, Interstate Oil Compact Commission, Febrero 1983.
12. Garaicochea Petrirena F., "Transporte de Hidrocarburos por Ductos", Colegio de Ingenieros Petroleros de México, 1991.
- 13.Subgerencia de Diseño de Explotación, Activo Pol-Chuc, "Estudio de Ingeniería y Modelo de simulación del Campo Batab", 2000-2001.
- 14.Jiménez Bernal J., "Schlumberger Refinement and Coarsening", México D.F., 2001.
- 15.Schlumberger Geoquest , "Vertical Flow Performance Manual", México D.F., 2001

16. Saidi Ali, "Fractured Reservoir Engineering".
17. León García A., "Apuntes del Curso Análisis PVT de fluidos de yacimientos petroleros", Gerencia de Administración de Yacimientos, PEP 2001
18. Solórzano Luzbel Napoleón, "Administración de Empresas Petroleras", Chiapas México, Primera edición, Agosto 1986.