

Estudio de Factibilidad para la Implementación de Procesos IOR/EOR en el Campo Oso, Reservorio Napo U en base a modelos predictivos de Balance de Materia y Simulación Numérica, Bloque 7, Cuenca Oriente-Ecuador

Milly Elizabeth Zambrano Chávez ⁽¹⁾

Byron Fun-Sang Robinson, MSc. ⁽²⁾

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra
Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL)
Campus Gustavo Galindo, Km 30.5 vía Perimetral
Apartado 09-01-5863. Guayaquil-Ecuador
milly.zambrano@gmail.com ⁽¹⁾
byronfunsang@yahoo.fr ⁽²⁾

Resumen

El presente trabajo sirvió para demostrar que el uso de modelos predictivos de Balance de Materia y Simulación Numérica tiene un alto grado de aplicabilidad en el Ecuador. Estos flujos de trabajo tienen como finalidad definir los mecanismos y las estrategias para optimizar la producción de hidrocarburos de un campo dado. Los modelos predictivos fueron elaborados en base a datos de producción de petróleo y agua de los pozos que producen en este campo y en este reservorio. Fueron necesarios los datos de evaluación de pruebas de transientes de presión, así como el análisis de los registros eléctricos de todos los pozos. En base a un análisis de correlación de variables tales como porosidad, saturación, altura sobre el contacto o LKO, se pudieron determinar los puntos críticos Swi y Sor, así como las curvas de permeabilidad relativa. Fue necesario el análisis de correlaciones PVT y la comparación de estos resultados con los datos de laboratorio. Esta información fue de vital importancia para la construcción del modelo de balance de materia, que sirvió para determinar el volumen de petróleo original in situ (POES) de cada tanque del sistema. La construcción del modelo geológico se llevó a cabo a partir de datos de pozos tales como marcadores geológicos y registros eléctricos. También se utilizaron los mapas estructurales elaborados a partir de la información sísmica 2D. Con todos estos componentes, se procedió al ensamblaje del modelo de simulación numérica. Una vez que el modelo numérico fue inicializado, se realizó el ajuste histórico. Con el modelo calibrado, se procedió al cálculo de la curva base de producción del campo y mediante el planteamiento de diversos escenarios de optimización se calcularon perfiles alternativos con mayores niveles de producción y con volúmenes de reservas incrementales muy notables. Para cada uno de estos escenarios, se realizó la correspondiente evaluación económica.

Palabras Claves: Balance de materia, simulación numérica, optimización de producción.

Abstract

This work served to demonstrate that the use of predictive models of material balance and numerical simulation has a high degree of applicability in Ecuador. These workflows are designed to define the mechanisms and strategies to optimize hydrocarbon production from a given field. The models of this project were developed based on production data from the active wells of this field. It was necessary to assess the available pressure build up data and the well logs. A correlation study on variables such as porosity, saturation, height above contact or LKO, was performed in order to determine the critical points Swi and Sor, and the relative permeability curves. PVT correlation analysis was also performed to compare these results against lab data. It was necessary to generate this dataset to build the material balance model, which served to determine the volume of original oil in place (OOIP) for each tank of the system. The geological model was built from well data such as geological markers and well logs. Structural maps from 2D seismic interpretation were also utilized in this workflow. With all these components, the reservoir simulation model was finally built. The numerical model was then initialized, and history matched as a previous stage before proceeding with the calculation of the baseline. The final step was to calculate alternative profiles associated to higher production rates and remarkable increment of reserves. For each of these scenarios, the corresponding economic evaluation was performed.

Keywords: Material balance, numerical simulation, production optimization.

1. Introducción

Este trabajo consistió en coleccionar y analizar los datos de producción y presiones para luego proceder a la caracterización del sistema de la roca-fluido a través del análisis Presión-Volumen-Temperatura, el cual es necesario para inicializar el modelo de simulación. Se realizó un estudio de Balance de Materia para determinar el volumen de petróleo correspondiente a cada tanque. Se construyó el modelo geológico para luego armar el modelo de simulación numérica. Se realizó un ajuste histórico de producción y presión utilizando los datos observados de los pozos. Finalmente se plantearon diferentes escenarios de optimización para evaluarlos económicamente.

2. Generalidades del Campo Oso

El Campo Oso se encuentra ubicado en el sector sur-oeste del Bloque 7, sobre el margen occidental del Río Napo, en el centro occidente de la Cuenca Oriente.^[1]

2.1. Marco Geológico

2.1.1. Estratigrafía. El análisis de estratigrafía secuencial muestra características claramente definidas de la sección sedimentaria Hollín-Napo-Basal Tena, caracterizada por una serie repetitiva de arenisca, calizas y lutitas. Donde existen variaciones del nivel del mar en la Cuenca Oriente en el Cretácico, ejerciendo un control sobre la distribución de facies sedimentarias.

2.1.2. Estructura. Dos grandes procesos son evidentes en la evolución de la parte occidental de la Cuenca Oriente y sobretodo en el Bloque 7:

- Deformación reconocida en el pre-cetácico
- Deformación transpresiva regional correspondiente al Jurásico Medio a Tardío

El análisis de la estructura muestra que el cierre a fines del Cretáceo era restringido y controlado por fallas lítricas.

2.2. Geología del Reservorio Arena Napo U

2.2.1. Descripción de núcleos Arena Napo U. La arenisca Napo U está subdividida en U Superior y U Principal. La Arenisca U Superior consiste de un depósito de arenisca glauconíticas calcáreas y lutitas de ambiente marino-somero. La Arenisca U Principal formada por facies de relleno de valles incisos y compuesta por una arenisca blanca, cuarzosa, de grano fino a medio con regular a buena porosidad.^[2]

2.2.2. Modelo Estratigráfico Arena Napo U. La Arenisca Napo U puede ser diferenciada en varios episodios de sedimentación. El continuo incremento del nivel del mar dio como resultado la creación de lutitas de plataforma de baja energía, junto con barras de mareas y barras glauconíticas.

3. Análisis de producción

3.1. Cálculo de tasas de producción

Se recopilaron los datos de volúmenes mensuales de cada pozo de Oso en la arena U, para calcular las tasas de producción de petróleo, agua y gas.

3.2. Cálculo de producción acumulada

El cálculo de la producción acumulada de petróleo y agua, permite establecer si un pozo ha sido un buen productor o no. Además la sumatoria de todas las producciones acumuladas en todos los pozos nos permite calcular el factor de recuperación actual del campo.

3.3. Gráficos de tasas de producción y volúmenes acumulados

A nivel de todo el Campo OSO-USST, en un análisis más generalizado, el campo produce desde octubre del 2000 con una tasa de 600 BOPD. Actualmente, el nivel de producción está en el orden de 800 Bbl/d de crudo, 95 Bbl/d de agua y tiene un acumulado de 2700 MStb de petróleo al cierre de Septiembre del 2011.

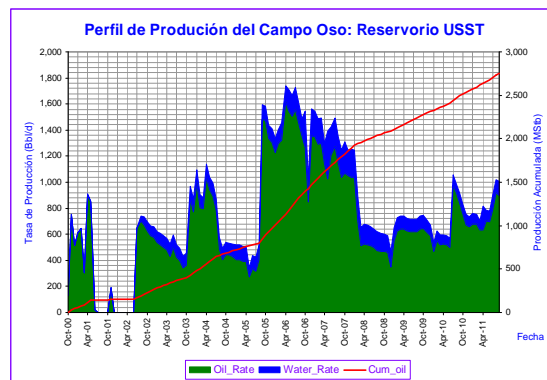


Figura 1. Perfil de Producción del Campo Oso: Reservorio USST

3.4. Análisis de datos de presión de reservorio

De acuerdo con los datos presentados, se estima que el reservorio está constituido al menos tres tanques. El tanque de la región 1 se identificó por los datos de presión del pozo OSOE-01, el tanque de la región 2 por la tendencia de presión de cuatro pozos

(OSOC-07, OSOC-08, OSOC-13, OSOC-14) y por último el tanque de la región 3 correspondiente al pozo OSOSA-21 por haber encontrado una presión más alta que el resto de los pozos.

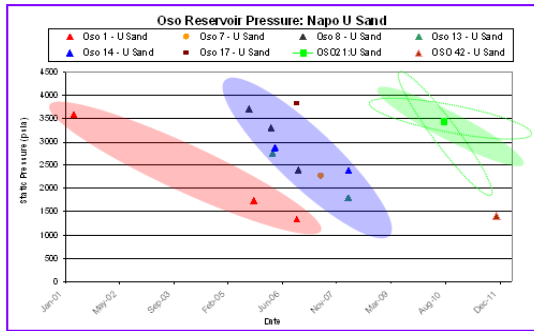


Figura 2. Perfil de Presión de Campo Oso: Reservorio USST

4. Análisis de registros CPI

El análisis detallado de los registros de interpretación petrofísica permite determinar los valores de Saturación inicial (S_{wi}) y Saturación de crudo residual (S_{or}) con los cuales se puede construir las curvas de permeabilidad relativa cuando no se dispone de análisis especial de núcleos (SCAL).

Como parte del flujo de trabajo se generó el modelo de saturación de OSO_USST, graficando S_w vs $PHIE$, $TVDSS$ vs S_w y $Height\ above\ LKO$ vs S_w , en base a la información cargada de los registros CPI.

4.1. Estudios de correlaciones entre Porosidad y Saturación

Conforme a los datos del CPI, corridos en la arena Napo U del Campo Oso, se representaron en una gráfica de saturación de agua (S_w) vs Porosidad (ϕ); a mayor porosidad menor es la saturación de agua.

4.2. Determinación de contacto agua-petróleo (OWC/LKO)

Para determinar el OWC (*Oil Water Contac*)/LKO (*Lowest Known Oil*) de la arena Napo U del Campo Oso, se utilizó la información que de los registros de pozos visualizados desde el programa Petrel 2010.1.

Tabla 1. LKO correspondiente a cada tanque de OSO-USST

Tanque	Pozo	LKO (ft)
1	OSOE-01	-7723
2	OSOC-07	-7675
	OSOC-13	
3	OSOA-21	-7681

4.3. Estudios de correlación entre Saturación y LKO

El comportamiento de la saturación de agua de los pozos de la arena Napo U en el campo Oso, de acuerdo con la altura sobre el nivel más bajo de petróleo (*Height above LKO*).

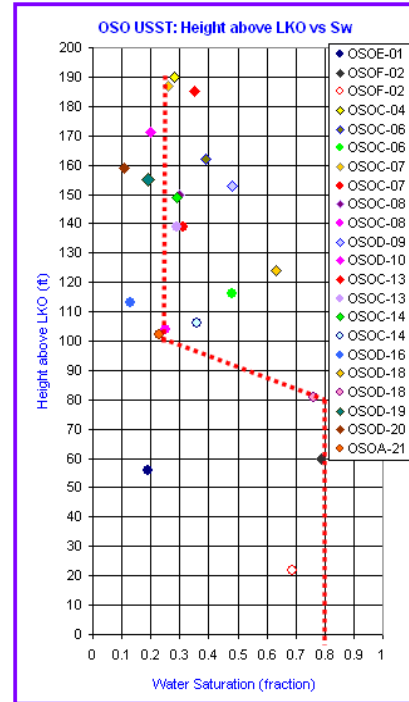


Figura 3. Saturación de agua vs. Height above LKO del Campo Oso

4.4. Determinación de End-points (S_{wi}/S_{or})

Los *End-Points* se obtuvieron de las curvas generadas a partir del *Height above FWL* vs Saturación de agua de los registros de CPI, clasificados por intervalos de porosidad ($PHIE$). Se determina que el S_{wi} (*Saturación de agua irreductible*) es aproximadamente 24% mientras S_{or} (*Saturación de petróleo residual*) es 20%, donde S_{or} corresponde a la saturación donde el petróleo es inmóvil.

4.5. Generación de curvas de permeabilidad relativa

Las curvas de permeabilidad relativa resultantes para el flujo de trabajo que se siguió se muestran en la Figura 4. Estas curvas fueron generadas utilizando exponentes de *Corey* $n_w=2$ y $n_o=2$, los cuales funcionan de manera aceptable en reservorios clásticos. Estas curvas servirán más adelante para la elaboración de los modelos de Balance de Materia y Simulación Numérica. Ambos fluidos están en

movimiento solamente en el intervalo de saturación (0.2, 0.75) de la fase mojante, extremos que corresponden con las saturaciones irreducible para la fase mojante y residual de la fase no mojante.

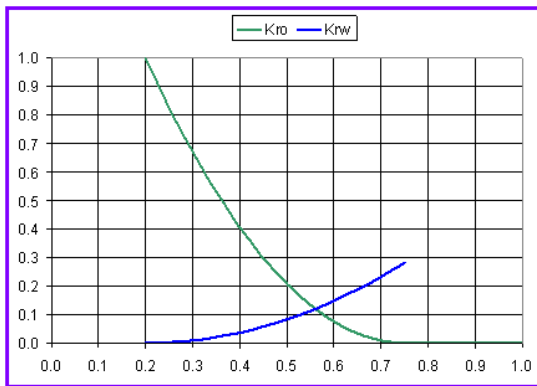


Figura 4. Curvas de Permeabilidad relativa al petróleo y Permeabilidad relativa al agua de la arena U del Campo Oso

5. Análisis de PVT

De manera general, los fluidos están clasificados como gases y líquidos. Un fluido puede existir como gas, líquido, dependiendo de la presión y temperatura a la cual el fluido está sometido.^[3]

5.1. Estudios de correlaciones para determinación del punto de burbuja

La presión de burbuja se define como la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas al pasar de un sistema del estado líquido al estado de dos fases.

5.2. Estudios de correlaciones para determinación de perfil Rs vs Presión

La razón de solubilidad del gas en el petróleo se define como el número de pies cúbicos normales (PCN) de gas que puede disolverse en un barril normal (BN) de petróleo cuando ambos son llevados a las condiciones de presión y temperatura prevalecientes en el yacimiento.

5.3. Estudios de correlaciones para determinación del perfil FVF vs Presión

El factor volumétrico del petróleo se define como el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo más su gas en solución.

5.4. Estudio comparativo entre correlaciones y datos de laboratorio

La presión de burbuja obtenida en laboratorio es cercana al promedio de las correlaciones. Por lo

tanto, la prueba de laboratorio queda validada y el valor de $P_b=816 \text{ psi}$ es el valor que se utilizará en la elaboración de los modelos de Balance de Materia y Simulación Matemática.

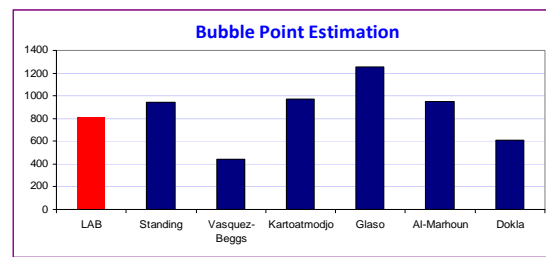


Figura 5. Comparación P_b de correlaciones y de laboratorio

Los resultados del análisis comparativo fue realizado para la Relación gas-petróleo en solución (R_s).

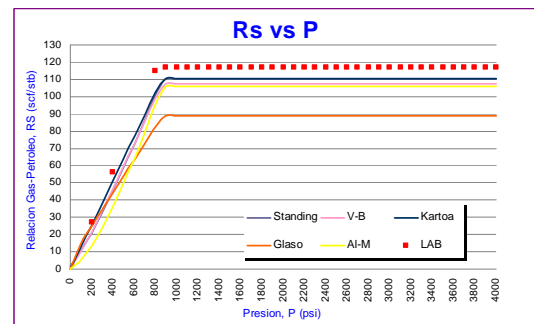


Figura 6. Comparación R_s de correlaciones y de laboratorio

El análisis comparativo del Factor Volumétrico de Formación B_o calculado por correlaciones versus los datos de laboratorio, indican que la mejor aproximación es la correlación de Kartoatmodjo.

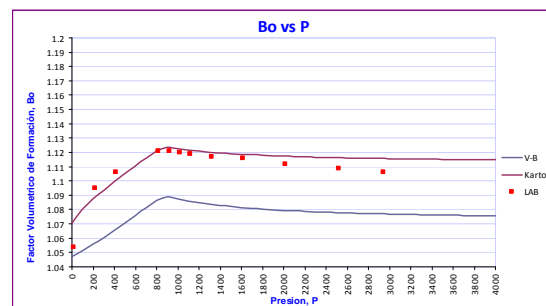


Figura 7. Comparación FVF de correlaciones y laboratorio

6. Balance de Materia

Balance de Materia se acostumbra hacer en base a volumetría debido a que los fluidos producidos se miden en unidades de volumen.^[4]

6.1. Identificación del número de tanques y pozos conectados a cada tanque

Para realizar el análisis de Balance de Materia, se utilizó el Software MBAL donde los pozos fueron conectados a los tanques correspondientes, en concordancia con la ubicación establecida por el mapa del Campo Oso. Este estudio determinó que el yacimiento en tres o cuatro tanques.

6.2. Caracterización de los tanques en función de los datos de reservorio

Una vez que se ubicaron los tanques y los pozos que se conectan, se cargaron los datos de cada tanque:

- Parámetros de tanque
- Influjo de agua
- Permeabilidades Relativas

6.3. Carga de datos de producción y presión de pozo a pozo

Los parámetros de los pozos se ingresaron individualmente, en este caso para pozos que producen petróleo.

6.4. Cálculo de la producción correspondiente a cada tanque

Una vez que se cargó la información por pozo y por tanque, se calculó el histórico de producción por tanque a partir de los datos ingresados anteriormente; y corrigiendo los datos de presión promedio.

6.5. Ajuste histórico y determinación del POES por tanque

Los parámetros que se evalúan en Balance de Materia son aquellos que tienen un impacto directo en el cálculo del volumen original en sitio de petróleo (POES).

Tabla 2. Resultados de la evaluación volumétrica del Balance de Materia

Tanque	Pozo	POES (MM Stb)
1	OSOE-01	46000
2	OSOC-07	22000
	OSOC-08	
	OSOC-13	
3	OSOA-21	???
4	OSOC-14	702.457

7. Modelo Geológico

La construcción del modelo geológico se realizó a partir de datos de pozos tales como marcadores geológicos y registros eléctricos. También fue

necesaria, la utilización de los mapas estructurales, los mismos que han sido elaborados a partir de información sísmica 2D.

7.1. Carga de mapas geológicos

Los mapas estructurales al tope del reservorio U superior, U principal, *Middle Napo Shale* y de espesores netos. La arena USST está asociada a depósitos de barras tidales, mientras que la arena MAIU está asociada a depósitos de relleno de valles incisos.

7.2. Carga de datos de pozo

Los registros eléctricos así como las trayectorias de los pozos y los topes de las formaciones también han sido cargados a partir de archivos numéricos de tipo ASCII o LAS en el programa Petrel.

7.3. Correlaciones estructurales y estratigráficas

A partir de los datos de registros eléctricos tales como gamma-ray, densidad-neutrón, y resistividad, se procedió a trabajar en las correlaciones estructurales y estratigráficas. Este procedimiento sirve para definir los pozos que forman parte de un mismo tanque.

7.4. Generación del modelo de facies geológicas

Para la construcción del modelo de facies geológicas fue necesaria la definición de las facies presentes en el sistema. Luego se procedió a realizar el escalamiento correspondiente, para de este modo llevar los datos de facies del pozo de un registro continuo a uno discreto. Una vez escalado, se generó variogramas a través del análisis de variación en función de la dirección y distancias a las que se encuentran los pozos entre sí. Finalmente, fue necesaria la generación de los mapas de tendencia.

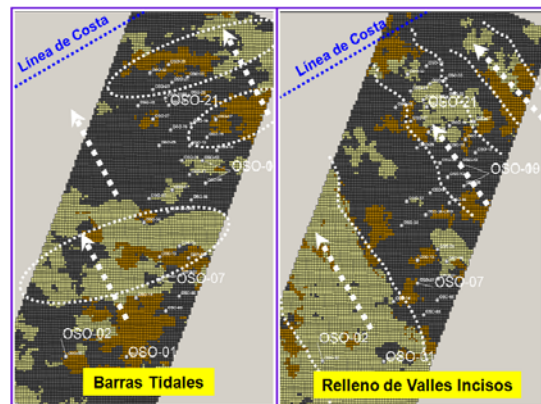


Figura 8. Modelo Geológico de OSO-USST y MAIU

7.5. Generación del modelo de porosidad

El modelo de porosidad fue elaborado de manera similar al modelo de facies. Se le indicó al programa que la distribución de la porosidad debía estar ligada al modelo de facies para que exista consistencia

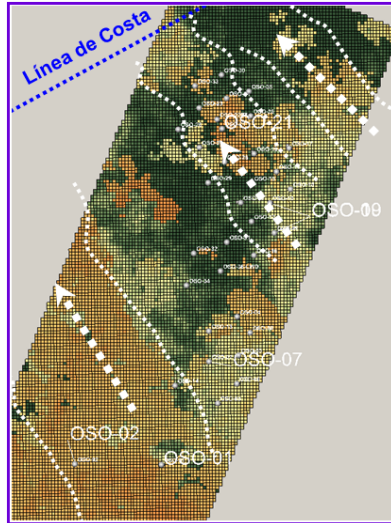


Figura 9. Modelo de Porosidad de OSO-USST

7.6. Generación del modelo de permeabilidad

El modelo de permeabilidad fue elaborado a partir del modelo de porosidad y mediante la aplicación de una operación de cálculo que establece que la porosidad está relacionada con la permeabilidad en este reservorio en particular a través de la siguiente ecuación:

$$\phi = 0.002e^{68.68k}$$

Esta ecuación se conoce como ley K-PHIE y es intrínseca para cada reservorio en cada campo. Para obtener esta ecuación es necesario contar con un análisis convencional de núcleos. Luego, se deben graficar los resultados en una hoja Excel en escala semi-log para determinar la ecuación que mejor se ajuste a la nube de puntos.

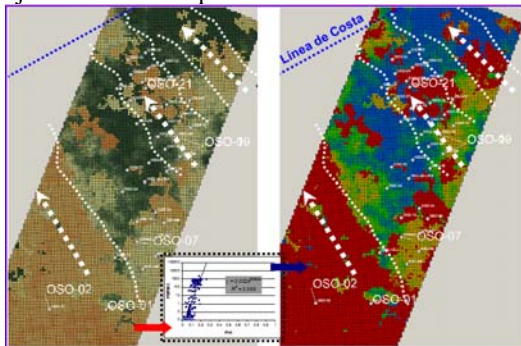


Figura 10. Modelo de Porosidad de OSO-MAIU y Modelo de Permeabilidad OSO-MAIU

8. Modelo de Simulación Numérica

Un modelo de Simulación Numérica en Eclipse 100 está compuesto por la siguiente estructura^[8]:

- RUNSPEC
- GRID
- EDIT
- PROPS
- REGIONS
- SOLUTION
- SUMMARY
- SCHEDULE

8.1. Generación del archivo de eventos

El archivo de eventos elaborado en EXCEL es de utilidad para armar el SCHEDULE. En este archivo de eventos se detalla los trabajos que se realizaron en los pozos del Campo Oso que produjeron o alguna vez produjeron en de la arena Napo U.

8.2. Generación del archivo de producción

El archivo .DATA requiere un archivo .INC, dicho archivo corresponde al SCHEDULE donde se especifica las operaciones a ser simuladas (archivo de producción) y los tiempos en que fueron realizados.

8.3. Carga de la malla geológica

Para cargar la malla geológica es necesario cargar los archivos la GRID, PORO, PERMX, FIPNUM, ACTNUM Y EQLNUM.

8.4. Generación del archivo de simulación

La estructura de este archivo .DATA es la misma que se especifica como estructura del modelo de simulación numérica.

8.5. Inicialización del modelo

Es el archivo donde se establecen los contactos y las presiones de equilibrio hidrostáticos convencionales.

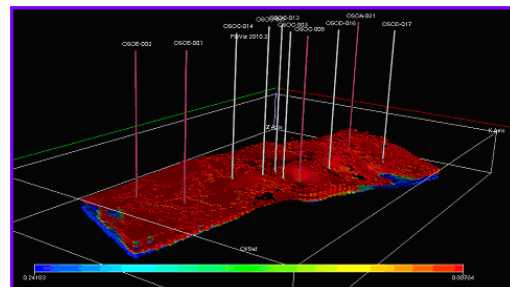


Figura 11. Inicialización del modelo de simulación

8.6. Ajuste histórico por campo y por pozo

Este es un procedimiento para determinar los parámetros físicos del yacimiento que ajusten a los datos de producción observados.

8.7. Generación de perfil de producción: Predicción Caso Base

Antes de realizar algún caso de optimización, se genera un caso base que describe la producción de crudo y fluido con relación al tiempo, sin incluir ningún tipo de trabajo de fracturamiento e inyección de agua en los pozos de Oso-USST. Lo cual representa una inversión de cero dólares.

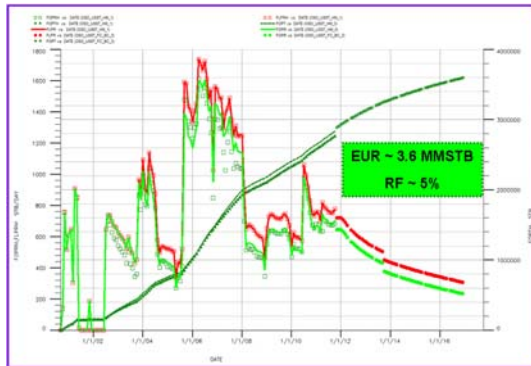


Figura 12. Predicción – Caso Base

8.8. Generación del perfil de producción: Predicción Caso Inyección de agua

Se generan seis casos con variaciones de pozos fracturados, pozos de inyección de agua y nuevos pozos con el fin de elegir la estrategia más apropiada.

Tabla 3. Definición de Casos – Estrategias de Optimización

CASO	FRACS	Inyección	Pozos Nuevos	Inversiones Estimadas
Base	No	No	No	---
1	C-008 / E-001	No	No	US\$ 2.0 MM
2	C-008 / E-001	C-007 @3000 BWIPD C-013 @3000 BWIPD	No	US\$ 4.0 MM
3	C-008 / E-001	C-007 @3000 BWIPD	No	US\$ 3.0 MM
4	C-008	C-007 @3000 BWIPD E-001 @5000 BWIPD	4	US\$ 27.0 MM
5	C-008 / E-001	C-007 @3000 BWIPD	4	US\$ 27.0 MM
6	C-008 / E-001	C-007 @3000 BWIPD E-002 @3000 BWIPD	4	US\$ 28.0 MM

9. Evaluación Económica

El análisis económico de un proyecto consiste en medir, comparar y establecer el balance entre costos y beneficios.

9.1. Cálculo del flujo de caja

La Figura 13, los valores en negativo describe la inversión del proyecto según corresponda el color para cada caso planteado en el capítulo anterior. Los valores más altos son los que requieren una inversión mayor por las perforaciones de nuevos pozos.

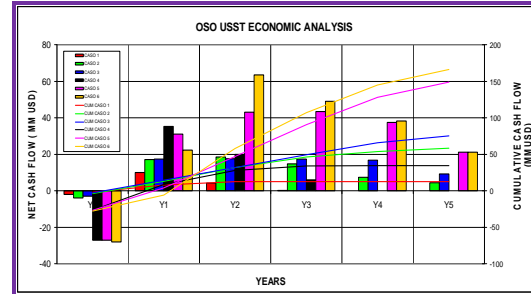


Figura 13. Flujo de caja y flujo de caja acumulado de OSO-USST

9.2. Cálculo de flujo de caja acumulado

El flujo de caja acumulado, continuando con el análisis de la figura 13, es la suma de los gastos más los ingresos a lo largo del tiempo.

9.3. Determinación de periodos de amortización

Observando la trayectoria de las diferentes líneas de la figura 9.1, todos los casos propuestos quedan amortizados entre seis y dieciocho meses a partir del desarrollo del proyecto.

9.4. Determinación de Indicadores económicos (TIR, NPV, NPV/CAPEX)

Para todos los casos planteados, se considera un gasto operativo (OPEX) de US\$ 8.00 por barril. El precio de venta del petróleo se estima en un promedio de US\$ 70.00 por barril y la tasa anual de descuento en 12.0%.

La inversión estimada varía entre US\$ 2 MM a US\$ 28 MM dependiendo del caso de optimización que se aplique.

El valor presente neto varía dependiendo de cada caso. Lo que se puede observar es que la estrategia que aporta con un mayor NPV es la estrategia número seis con US\$ 114.00 MM, mientras que la mejor relación NPV/CAPEX viene dada por la estrategia número tres con 18.0 \$/\$. Para la mayor parte de los casos, la tasa interna de retorno TIR es mayor al 100%, excepto en el escenario cuatro en donde la TIR es de 77%.

Tabla 9.1. Resultados del Análisis Económico

CASE	OPEX (US\$ / STB)	OIL PRICE (US\$ / STB)	DISCOUNT RATE (%)	CAPEX (US\$ MM)	NPV (US\$ MM)	NPV/CAPEX (US\$ MM / US\$ MM)	TIR (%)
1	8.0	70.0	12.0	2.0	10.0	5.0	>100
2	8.0	70.0	12.0	4.0	44.0	11.0	>100
3	8.0	70.0	12.0	3.0	56.0	18.0	>100
4	8.0	70.0	12.0	27.0	25.0	0.9	77.0
5	8.0	70.0	12.0	27.0	102.0	3.8	>100
6	8.0	70.0	12.0	28.0	114.0	4.1	>100

10. Conclusiones y Recomendaciones

10.1. Conclusiones

- OSO Napo U es un proyecto que puede contribuir con un incremento de hasta + 3,000 BOPD al perfil de producción de Petroamazonas EP.
- El incremento en reservas puede ser de más de 3.0 MMSTB.
- El Factor de recuperación puede pasar del 5% al 10% si las operaciones se ejecutan con éxito.
- Los casos de optimización sin perforación pueden ser amortizados durante el primer año luego de la ejecución de los trabajos.
- Los casos de optimización con perforación pueden ser amortizados dentro de los 18 meses posteriores a la ejecución del proyecto.

10.2. Recomendaciones

- Se recomienda iniciar el proceso de optimización con los trabajos de fracturamiento hidráulico en los pozos OSOE-001 y OSOC-008.
- Se recomienda intervenir el pozo OSOC-007 fracturar la arena USST e instalar completación especial para inyectar 3000 BWIPD en USST y 3000 BWIPD en TSST simultáneamente.
- Se recomienda elaborar un estudio de correlaciones entre amplitudes de la sísmica y espesores netos de arena para definir la distribución horizontal del cuerpo del reservorio MAIU en el área de OSOE-001.
- Se recomienda elaborar un estudio sedimentológico que ayude a disminuir la incertidumbre asociada a este tipo de trampas estratigráficas.
- Una vez delineado el tanque de OSOE-001, se recomienda perforar 4 pozos, fracturarlos y producirlos bajo máximo diferencial de presión.

Agradecimiento

Al finalizar un trabajo tan arduo como el desarrollo de una tesis es inevitable sentirse invadida por un enorme orgullo. Sin embargo, el cumplimiento de este objetivo hubiese sido imposible sin la participación de varias personas.

Por ello agradezco de manera especial y sincera al MSc. Byron Fun-Sang por aceptarme para realizar esta tesis bajo su dirección. Doy gracias por su confianza, paciencia, consejos y su capacidad para guiar mis ideas. A mi mamá Norma Chávez, por su apoyo incondicional a la distancia pero de gran ayuda.

Referencias

- [1] Reportes y Estudios hechos por la operadora.
- [2] La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. Patrice Baby, Marco Rivadeneira, Roberto Barragan.
- [3] Halliburton: Recopilación Técnica. Ingeniería de Yacimientos.
- [4] Traducción del Capítulo 25 del libro de Charles E. Webber: Manual de Exploración de Petróleo.
- [5] ECLIPSE* reservoir simulation software. Version 2010.1. Rederencia Manual Schlumberger. 88-286.