TOR/2020-015

Increase productivity of your assets with financed projects
THERMAL OIL RECOVERY
VIRTUAL CONFERENCE 2020
NAKASAWA JUMIA

EVALUACIÓN DE LOS PARAMETROS DE YACIMIENTOS EN PROYECTOS DE RECOBRO MEJORADO DE HIDROCARBUROS CON INYECCIÓN DE GAS

J RODRIGUEZ, V MARCANO, L ORFILA, JW MOLINA, JD MOLINA, F MOLINA, R FIGUERA
NAKASAWA MINING AND ENERGY LTD & EOR ASOCIADOS

RESUMEN

En la industria del petróleo, es de gran importancia la maximización de producción de hidrocarburos que se encuentra en el yacimiento. Los factores de recuperación de petróleo dependen no solamente de las propiedades de las rocas y condiciones del fluido, sino también de la tecnología con la que se cuenta para poder extraer el mayor porcentaje de crudo. Una de las técnicas más comunes es la recuperación mejorada de hidrocarburos con inyección de gas, que añade energía a un yacimiento para estimular la producción, incrementar el factor de recobro y extender la vida útil del yacimiento.

Por tal motivo, el objetivo de esta investigación es evaluar los parámetros del yacimiento y comportamiento de producción del mismo mediante la recuperación mejorada de hidrocarburos con inyección de gas. En cuanto a la metodología, se basó en el análisis de los datos de pozos, historia de producción, presión del yacimiento, luego se validó la información de PVT existente en el área, se integró el modelo geológico suministrado, se calculó el POES del yacimiento, luego se determinaron las reservas a través del análisis de curvas de declinación de producción y balance de materiales, por último, se generó un plan de explotación para drenar las reservas remanentes del yacimiento mediante la recuperación mejorada de petróleo con inyección de gas.

Finalmente, los resultados señalan que el comportamiento inicial del yacimiento se encontraba subsaturado, con un POES calculado de 85,7 MMBN, unas reservas remanentes asociadas a éste de 8,8 MMBN; por lo tanto, se propuso un plan de explotación en el cual se integran 7 nuevos pozos para el drenaje de las reservas del yacimiento, ratificando este proyecto con inyección de gas óptimo durante una producción de 15 años.

INTRODUCCIÓN

Durante la producción primaria de crudo, la presión natural del yacimiento declina, por lo que es necesario recurrir a la recuperación mejorada de petróleo. Estos se aplican, con el fin de aumentar la energía del yacimiento, y de esta manera recobrar la mayor cantidad de fluido proveniente del mismo.

Son muchos los factores que influyen en la cantidad de petróleo adicional por la recuperación mejorada de hidrocarburos, especialmente por la inyección de gas, que es un método convencional muy utilizado para obtener un recobro extra de petróleo, debido a la rentabilidad al aplicarlos. Para Ferrer (2001) los factores más importantes son: las propiedades de los fluidos del yacimiento, el tipo de empuje, la geometría del yacimiento, la continuidad de la arena, el relieve estructural, las propiedades de la roca, temperatura y presión del yacimiento.

Por tal motivo, este proyecto fue desarrollado bajo una información geológica basada en la sísmica 3D, donde

se pudo integrar los datos del yacimiento obteniendo resultados coherentes del comportamiento dinámico en el tiempo , que ayudará a caracterizar el fluido del yacimiento, calcular los volúmenes de hidrocarburos existentes, determinar las reservas recuperables y remanentes; a su vez , recomendar la recuperación mejorada de petróleo con inyección de gas que genere beneficios de cómo mejorar la relación producción-reserva, estimar el factor de recobro, aumentar la productividad por pozos y extender la vida útil del yacimiento

CARATERISTICAS DEL YACIMIENTO EN ESTUDIO

El yacimiento en estudio se caracteriza por una estructura monoclinal de buzamiento suave de 5º hacia el Norte y de rumbo Este-Oeste truncado por un sistema de fallas normales de rumbo Noreste-Suroeste y buzamiento de 45º hacia el Sureste, con un desplazamiento a lo largo de la falla que varía entre 190 y 360 pies.

En la Figura 1 se muestra el mapa isópaco–estructural del yacimiento en estudio.

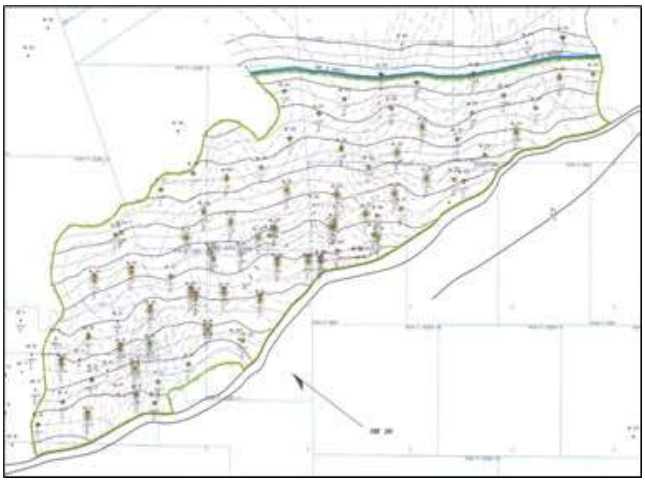

Figura 1. Mapa Isópaco – Estructural del Yacimiento.

De acuerdo a la interpretación geológica del yacimiento en estudio se determinó que este corresponde a una trampa estructural estratigráfica.

De igual manera, se muestra en la tabla 1 los datos oficiales del yacimiento, estos valores permiten tener un estimado de las propiedades del área de estudio, además de tener una visión del tipo de fluido a caracterizar, los cuales representan una base para el estudio.

Tabla 1. Datos oficiales del yacimiento. ´

DATOS	Rango
Fecha de Descubrimiento	01/1962
Porosidad (%)	14,9
Permeabilidad Absoluta (md)	118
Saturación Inicial de Agua (%)	22
Área del Yacimiento (acres)	6.241
Espesor Promedio (pies)	20
Volumen Arena Petrolífera (acres-pies)	127.000
Gravedad del Petróleo (°API)	22,9
Presión Original (lpc)	4.850
Presión de Saturación (lpc)	3.133
Solubilidad Inicial del Petróleo (PCN/BN)	604
Factor Volumétrico Inicial del Petróleo (BY/BN)	1,30
Petróleo Original en Sitio (MMBN)	88
Reservas Primarias (MMBN)	14
Reservas Secundarias (MMBN)	12
Reservas Totales (MMBN)	26
Factor de Recobro Total (%)	30
Producción Acumulada de Petróleo (MMBN)	15,1
Reservas Remanentes de Petróleo (MMBN)	10,9
Gas Original en Sitio (MMMPCN)	53,243
Inyección Acumulada de Gas (MMMPCN)	46

Adicionalmente, el yacimiento cuenta con un área de 6700 pies, con un volumen de 130000 acres-pies y un CAPO a 11660 pies.

METODOLOGÍA

Modelo Estático

Para la evaluación del proyecto, se procedió primeramente a la integración del modelo geológico del yacimiento, actualizando las características geológicas para definir los contornos o límites del yacimiento, continuidad de la arena, verificar estructura y ubicación del contacto agua-petróleo.

Después, se hizo una revisión a los parámetros petrofísicos por medio de la herramienta Petroworks de Landmark**.** Se contó con registros Densidad-Neutrón, Gamma-Ray, SP, Microlog. Los métodos utilizados para los cálculos de las propiedades petrofísicas del yacimiento fueron los siguientes:

El método de Gamma Ray para el cálculo del volumen de arcilla (Vsh) mediante la ecuación 1. Donde GR y GRmin. corresponden al valor leído en el registro y al mínimo valor del perfil rayos gamma.

Ecuación 1

$$V_{sh} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

El método SP para el cálculo de la resistividad de agua (Rw), a través de la ecuación 2. Donde SSP representa el potencial espontáneo, T_fm es la temperatura de formación, R_mfe es la resistividad equivalente del filtrado de lodo y R_we es la resistividad equivalente de la formación.

Ecuación 2

$$SSP = -\left(61 + 0.133 * T_{fm}\right) * \log\left(\frac{R_{mfe}}{R_{we}}\right)$$

El método de Densidad-Neutrón, para el cálculo de la porosidad mediante la ecuación 3. Donde ρ_ma es la densidad de la matriz, ρ_b es la densidad de la formación y ρ_f es la densidad del fluido.

Ecuación 3

$$\emptyset = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b)}{(\rho_{ma} - \rho_f)}$$

El modelo de Timur para determinar la permeabilidad a partir de la saturación de agua connata y la porosidad, mediante la ecuación 4

Ecuación 4

$$K = \frac{(93\emptyset^{2.2})}{S_{wi}}$$

Modelo de Simandoux modificada para el cálculo de la saturación de agua mediante la ecuación 5 (Bassiouni, 1994). Donde Rw, Rt, Rsh representan la resistividad del agua connata, lectura de la resistividad profunda y la resistividad de la lutita

Ecuación 5

$$S_w = 0.405\frac{R_w}{\emptyset^2}\sqrt{\frac{5\emptyset^2}{R_w R_t} + \frac{V_{sh}}{R_{sh}^2} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}}}$$

Una vez obtenidas las propiedades petrofísicas de los pozos del yacimiento, se procedió a calcular un promedio ponderado por espesor para determinar un valor promedio de las propiedades del área de estudio, las cuales son útiles para calcular el petróleo original en sitio en el yacimiento. Las ecuaciones utilizadas para obtener los valores de cada una de las propiedades, se observan en las ecuaciones 6, 7, 8 y 9.

Ecuación 6. Cálculo del volumen de arcilla promedio para el yacimiento.

$$Vsh = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} Vsh_i * AN_i}{\sum_{i=1}^{i=n} AN_i}$$

Ecuación 7. Cálculo de la saturación promedio de agua inicial en el yacimiento.

$$\phi = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} \phi_i * AN_i}{\sum_{i=1}^{i=n} AN_i}$$

Ecuación 8. Cálculo de la saturación promedio de agua inicial en el yacimiento.

$$Swi = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} Sw_i * AN_i}{\sum_{i=1}^{i=n} AN_i}$$

Ecuación 9. Cálculo de la permeabilidad promedio del yacimiento.

$$K = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} K_i * AN_i}{\sum_{i=1}^{i=n} AN_i}$$

Seguidamente, se realizaron los mapas de isopropiedades mediante la aplicación OFM, con el fin de poder observar la distribución de las propiedades petrofísicas y escoger las mejores zonas con capacidad de flujo, generando un mapa que envuelve tanto la permeabilidad como la porosidad, dando como resultado que las mejores propiedades se encuentran en la parte Central y Norte del yacimiento, en estos mapas se graficaron los avances de los frentes para delimitar el área de estudio, como se observa en la figura 2.

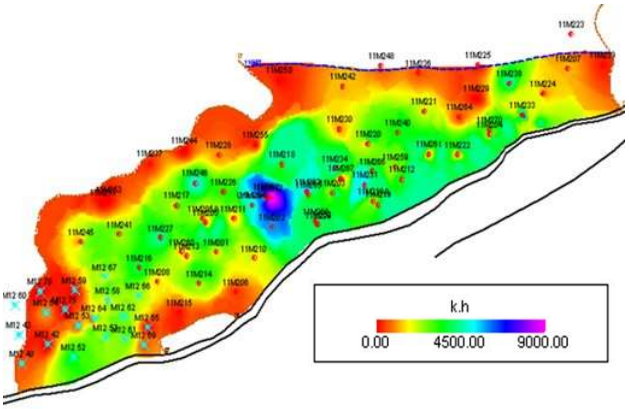

Figura 2. Mapa Isópropiedades (Permeabilidad-Espesor)

Modelo Dinámico

Se procede a conocer el comportamiento de los fluidos en el medio poroso, su distribución y la manera como se mueven en el mismo. Debido a la ausencia de núcleo en el yacimiento, se calculó las curvas de permeabilidades relativas a través de la herramienta SPIYAC, tanto para el sistema gas-petróleo y agua-petróleo; utilizando las correlaciones TOTAL que se ajusta al área de estudio.

Para generarlas se introdujo valores obtenidos de la evaluación petrofísica (saturación de agua inicial y permeabilidad promedio del yacimiento) y un valor del índice de distribución del tamaño de los poros de 1.668; cuyo valor fue resultado de un análisis de presión capilar creado por la TOTAL como se observa en la figura 3.

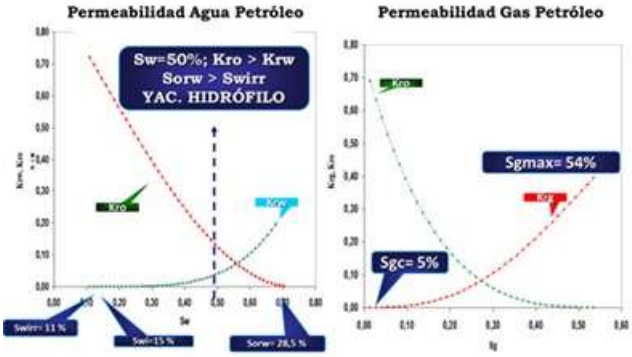

Figura 3. Curvas de Permeabilidad Relativas

Después, se realiza el análisis de la producción, generando gráficos de comportamiento de acumulado de petróleo, gas y agua, tasa de petróleo, gas y agua, %AyS, RGP todas en función del tiempo; Estos gráficos fueron realizados a través de la aplicación OFM como se visualiza en la figura 4. Además, se elaboraron mapas de distribución de fluidos que permitieron ayudar a dicho análisis.

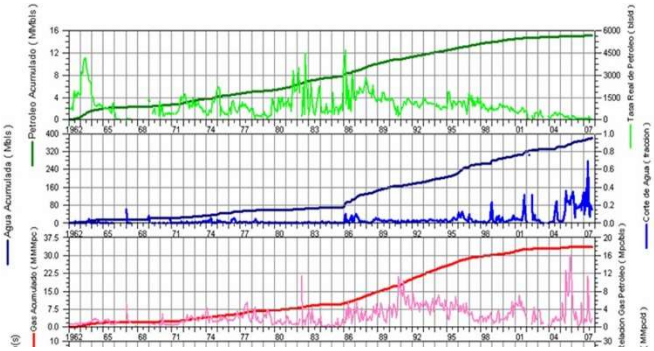

Figura 4. Historia de Producción del Yacimiento.

Con el fin de poder conocer el origen del agua producida y causas de los volúmenes indeseables del mismo, se realizaron las curvas de diagnóstico de agua de CHAN, Schlumberger y Agua-Mala ,Agua-Buena, las cuales tienen un comportamiento que muestran cómo debería ser el fluido estudiado si se mueve por desplazamiento normal, canalización o adedamiento, conificación o comunicación mecánica. Luego de analizar la producción de agua se presenta el nuevo volumen acumulado de agua del yacimiento (Figura 5).

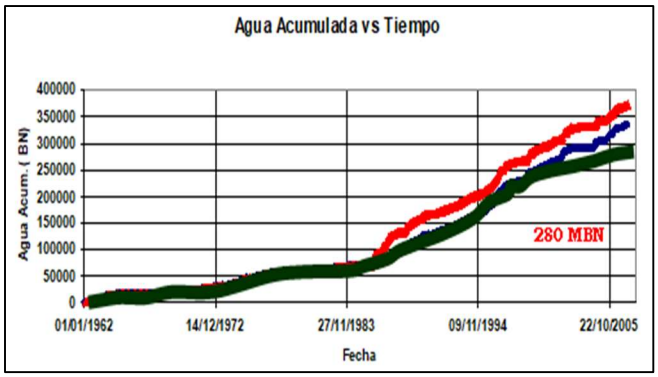

Figura 5. Agua acumulada Corregida del Yacimiento

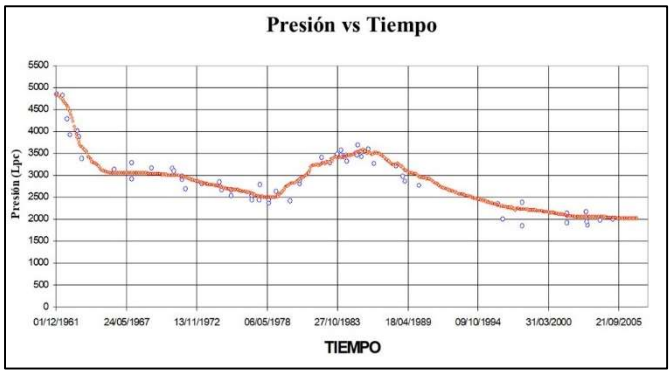

Figura 6. Historia de Presión del Yacimiento S1 11M-201.

Posteriormente, se procede al análisis del comportamiento de presión y estos se extraen por medio de los BHP hallados en las carpetas de pozos. Todas estas presiones se tienen que extrapolar a un mismo nivel, por tal razón, es preciso calcular un nivel de referencia llamado Datum mediante la ecuación 10,11.

Ecuación 10. Cálculo de las presiones al nivel punto medio de las perforaciones.

$$P_{arena} = P_{med} + G_{pozo} * (h_{arena} - h_{med}.)$$

Ecuación 11. Cálculo del gradiente del yacimiento

$$Gy = 0.433 * \rho o$$

Ecuación 12. Cálculo de las presiones al nivel de referencia Datum.

$$P_{Datum} = P_{yac} = P_{arena} + G_{yac} * (\Pr of \operatorname{Re} f + EMR - h_{arena})$$

Una vez obtenidas las presiones, se construye un gráfico de dichos valores en función del tiempo, esto se realiza con el fin de obtener la tendencia del histórico de presión en toda la vida productiva del yacimiento, y de esta manera poder descartar los puntos que se salen de la misma, como se muestra en la figura 6.

Luego, se procedió a verificar la consistencia de la prueba PVT basándose en un módulo de la herramienta SPIYAC mediante la formulación tipo Standing, elaborada por la compañía francesa de petróleo TOTAL.

Inmediatamente, se calcula el Petróleo Original en Sitio (POES) por el método volumétrico, se utilizó el mapa isópaco estructural para determinar el volumen bruto por medio de la herramienta SIGEMAG. El factor volumétrico inicial y la solubilidad inicial del petróleo se obtuvieron del PVT previamente validado. La porosidad y saturación de agua se calcularon a través de los parámetros petrofísicos ponderados. Con todos estos valores se obtiene el Petróleo Original en Sitio, a partir de la ecuación 13y el GOES mediante la ecuación 14

Ecuación 13. Cálculo del Petróleo Original en Sitio, (BN)

$$\mathrm{POES} = 7758 * \frac{\mathrm{Vb} * \varphi * (1 - \mathrm{Swc})}{\mathrm{Boi}}$$

Ecuación 14. Cálculo del Gas Original en Sitio, (PCN)

$$GOES = POES * Rsi$$

Se procede luego a calcular el POES por balance de materiales utilizando el programa MBAL, ingresando los datos de presión, producción, PVT y petrofísicos. Además, con este programa se puede conocer los mecanismos de producción predominantes, las reservas y el factor de recobro del yacimiento.

Finalmente, se generó un plan de explotación adecuado a las condiciones actuales del mismo, para ello fue necesario integrar la información del modelo estático y dinámico del yacimiento; para así estudiar las zonas con mayores oportunidades y poder drenar dichas reservas a través de la recuperación mejorada de petróleo con inyección de gas y la perforación de nuevos pozos o con puntos de drenajes ya existentes en el yacimiento.

RESULTADOS / DESARROLLO

Caracterización del yacimiento

Estudiar la etapa de agotamiento natural proporcionó una serie de datos importantes como corroborar la presión inicial del yacimiento de 4850 Lpc, al graficar el RGP se observó que al principio de la vida productiva del mismo se encontraba subsaturado, luego tuvo un aumento progresivo del RGP evidenciando que la presión ha caído por debajo de la presión de saturación, como se puede observar en la figura 7; de igual manera este fenómeno al existir una doble pendiente en la declinación de la presión y el intercepto de estas es indicativo del valor de la presión de burbuja, el cual se encuentra en un rango entre 3000 Lpc y 3300 Lpc.

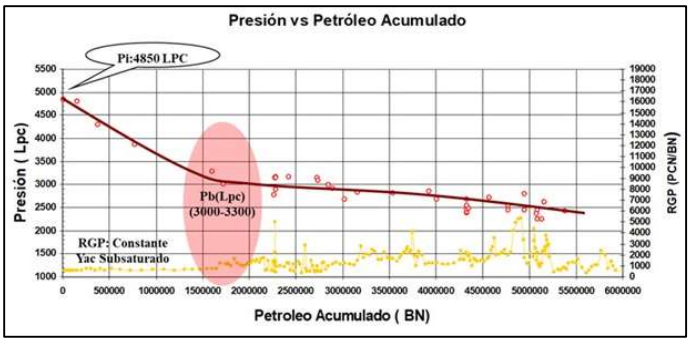

Figura 7. Historia de Presión vs RGP.

POES del yacimiento utilizando la etapa de agotamiento

Para el cálculo del POES por el método volumétrico, se tomaron datos previamente calculados como por ejemplo el mapa isópaco estructural integrado anteriormente donde a través del cálculo el volumen bruto del yacimiento con un valor de 130000 acres*pie, el factor volumétrico inicial y la solubilidad inicial del gas en el petróleo se obtuvieron del PVT previamente validado. La porosidad y saturación de agua se calcularon mediante la evaluación petrofísica como se observa en la tabla 2

Tabla 2. Datos Calculados y Validados del Estudio.

DATOS	Estudio
Porosidad (%)	13,7
Permeabilidad Absoluta (md)	118
Saturación Inicial de Agua (%)	15
Saturación Inicial de Petróleo (%)	85
Área del Yacimiento (acres)	6.700
Espesor Promedio (pies)	19
Volumen Arena Petrolífera (acres-pies)	130,000
Gravedad del Petróleo (°API)	22,9
Presión Original (lpc)	4.850
Presión de Saturación (lpc)	3.133
Solubilidad Inicial del Petróleo (PCN/BN)	604
Factor Volumétrico Inicial del Petróleo (BY/BN)	1,3904

Con esta metodología aplicada en el estudio se obtuvo un POES de 85,2 MMBN y un GOES de 51,47 MMMPCN, estos valores con respecto a los oficiales tienen un porcentaje de diferencia menor al 5%.

Se cargaron los datos en la aplicación MBAL como parte de la metodología y se realizó una corrida de inicialización, sin conexión de acuífero con el objeto de verificar la existencia o no de una energía adicional en el yacimiento como se observa en la fig 8.

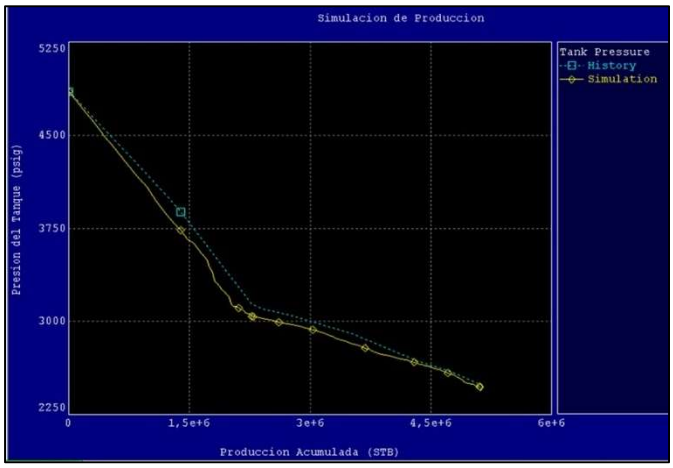

Figura 8. Corrida de Inicialización Cotejo de Producción y Presión

De tal manera, se requiere una energía adicional para que la presión simulada se ajuste al histórico de presión de yacimiento, por lo tanto, se infiere que existe un acuífero asociado a este, se generó el gráfico del método de Campbell, en el cual se refleja la energía del acuífero (Figura 9).

Figura 9. Gráfico del Método de Campbell

De igual modo, se observa la existencia de una fuente de energía externa o acuífero asociado, donde el método de Campbell señala que el yacimiento está influenciado por la actuación de un acuífero débil, lo cual es coherente con la baja producción de agua acumulada para todo el yacimiento (280 MBls) y la poca diferencia entre las curvas de presiones. Una vez comprobado esto se realizaron sensibilidades en cuanto al tipo de modelo a utilizar, lográndose un mejor ajuste a través del modelo de acuífero Smoll Plot.

Luego de identificar el tipo de acuífero y su aporte se realizó una segunda corrida para verificar si coteja la producción y presión simulada, con el histórico de yacimiento como se observa en la figura 10.

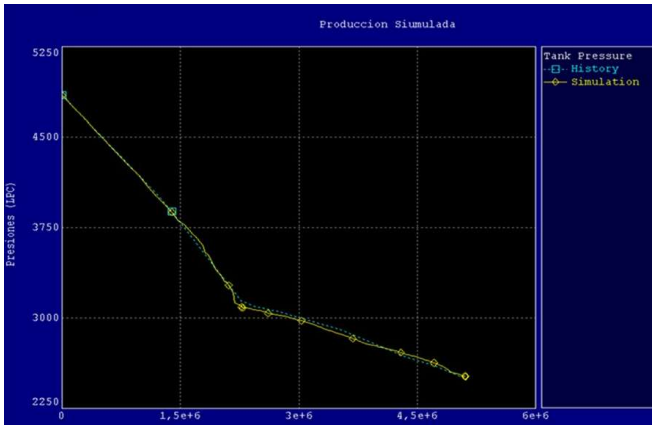

Figura 10. Cotejo de Producción y Presión del Yacimiento

Posteriormente se procedió a escoger el método gráfico a utilizar, para validar el POES calculado por el método volumétrico, obteniéndose un mejor cotejo con el método de F-We versus Et. En donde se verificó la linealidad de los puntos cotejados tanto de producción como de presión. En la Figura 11 se observa el método F-We versus Et y a través de él se obtuvo un POES de 84,9 MMBN, siendo este, el método gráfico que refleja mejor cotejo debido a la linealidad de sus puntos.

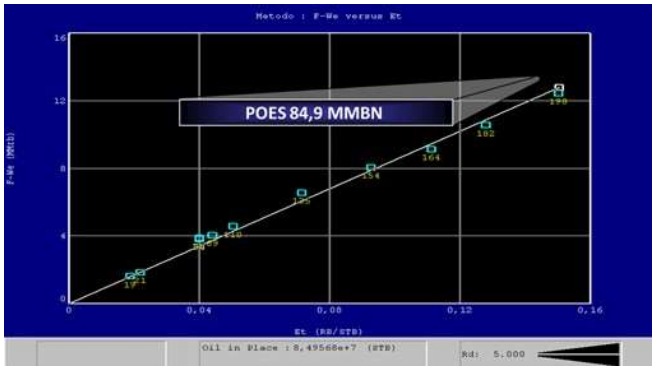

Figura 11. Método Gráfico para el Cálculo de POES.

De igual manera, se calculó el POES por el método analítico y se obtuvo un valor 85,7 MMBN, el cual corrobora el calculado por el método volumétrico de 85,2 MMBN con un porcentaje de error de menor al 5% (Ver Figura 12).

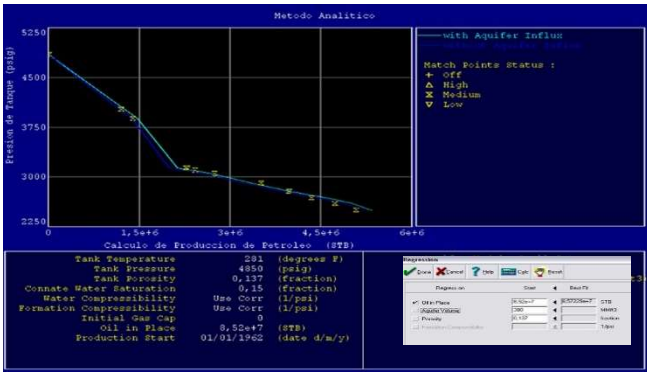

Figura 12. Método Analítico para el Cálculo del POES

POES del yacimiento incluyendo la Inyección de Gas, como método de recuperación mejorada

Al calcular el POES del yacimiento utilizando la etapa de agotamiento natural no se pudo cotejar el volumen de gas inyectado con relación al comportamiento de presión del yacimiento en la etapa de recuperación secundaria, por lo tanto, se cargaron los datos de

producción, inyección de gas y presiones de toda la vida productiva del yacimiento con la finalidad de verificar los datos previamente validados y así tener mayor certeza de los volúmenes producidos e inyectados en el yacimiento. Esto se debe realizar en todos las metologia de evaluación completa de un proyecto de Inyección de Gas, por lo tanto se realizó una corrida para verificar si los datos simulados cotejaban con los datos históricos

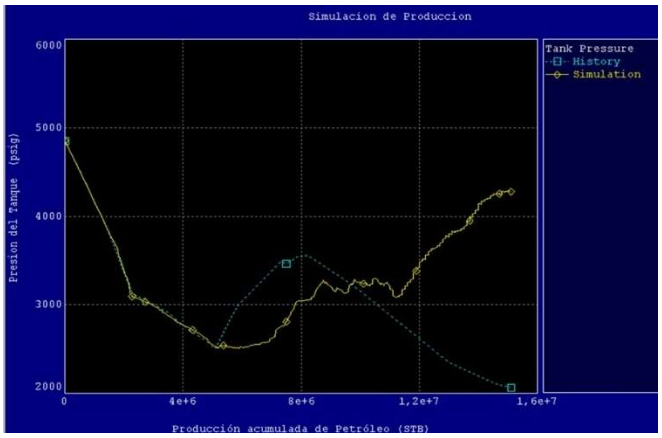

Figura 13. Cotejo de Producción y Presión del Yacimiento

Los datos históricos y los simulados no cotejaron, ya que la línea de tendencia no concuerda teniendo gran diferencia, la presión arrojada por el simulador para el año 2007 se encuentra aproximadamente a uno 4300 lpc; mientras que la presión histórica para ese año reportada en el estudio es aproximadamente 2060 lpc, estos valores de presión fueron revisados analizados y validados rigurosamente, por lo tanto se puede decir que el volumen inyectado no coteja con el comportamiento de las presiones del yacimiento, es por esta razón que se revisará el volumen de gas inyectado en el yacimiento y se realizaron corridas en el simulador para verificar la cantidad de inyección necesaria para que coteje los datos de presión e inyección.

Efecto de la Inyección de Gas y Cálculo del Factor de Reemplazo del Yacimiento

Para evaluar la cantidad de gas inyectado en un proyecto se debe graficar y validar el volumen de gas inyectado en el yacimiento reportado, para este caso es de aproximadamente 46 MMMPCN. (Ver Figura 14).

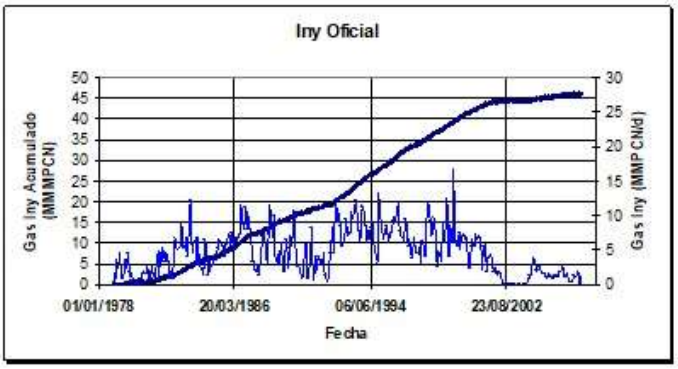

Figura 14. Inyección de Gas Oficial al yacimiento.

Se calculó el factor de reemplazo (Fr) con los datos suministrados por el simulador, a través de este se comprobó que los volúmenes inyectados son mayores a los necesarios para el cotejo del comportamiento de presión del yacimiento. (Ver Figura 15).

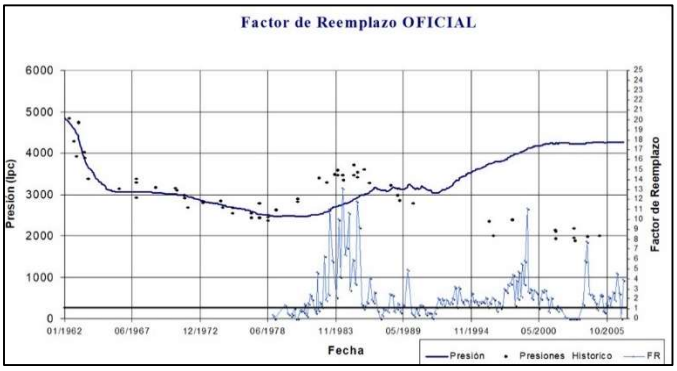

Figura 15. Cálculo del Fr Oficial del Proyecto.

Se observa en la Figura 15 que los factores de reemplazos no concuerdan con el comportamiento de presión del histórico, con valores mayores a 1 a lo largo de todo el proyecto de inyección, lo que es indicativo que los volúmenes inyectados son mayores a los volúmenes producidos y por lo tanto la presión siempre debería aumentar, lo que no ocurrió en la etapa de mantenimiento de presión donde ésta disminuyó progresivamente para ubicarse aproximadamente a una 2060 Lpc, por lo que se debe corregir el volumen de gas inyectado. (En muchos proyectos los operadores de campo toman malas medidas del gas inyectados o tienen fallas en los manómetros por lo tanto los ingenieros deben corregir estos valores)

Se realizaron diferentes corridas en el simulador hasta que cotejara los valores y así luego corregir el volumen de gas inyectado restando aproximadamente 20% del gas oficial, al principio de la inyección no se

encontraban los datos cargados en la historia oficialmente por lo tanto se tuvo que reconstruir con los valores del volumen inyectado que permitió cotejar los datos del yacimiento en la etapa de represionamiento, luego se le resto gas en la etapa de mantenimiento en la cual la presión declinó progresivamente. El gas inyectado corregido es 33,4 MMMPCN. (Ver Figura 16).

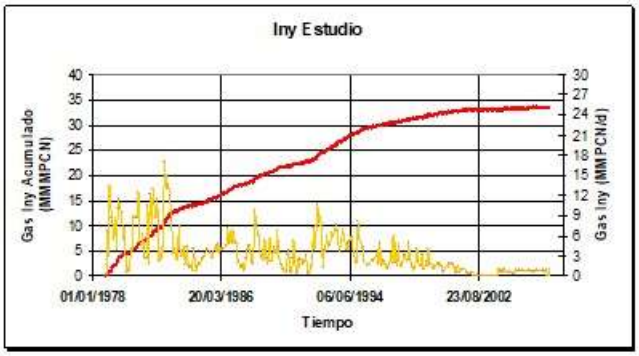

Figura 16. Inyección de Gas recalculada.

Con este gas inyectado corregido se calculó nuevamente el factor de reemplazo que si representa el comportamiento de presión del yacimiento, ya que al principio el volumen inyectado es mayor al producido y el factor de reemplazo es mayor a 1, esto se debe a que se encuentra en la etapa de represionamiento del proyecto donde se aumentó la presión de 2500 lpc aproximadamente hasta unos 3500 lpc, pero en la segunda etapa del proyecto donde se busca mantener la presión alcanzada los volúmenes de gas inyectado eran menores a los producidos por lo tanto los valores del factor de reemplazo era menor a 1, lo que trae como consecuencia un disminución de la presión. (Ver Figura 17).

Figura 17. Cálculo del Fr del Estudio.

Al haber corregido el volumen de gas inyectado y verificar la consistencia de los valores calculados, se utilizó método gráfico F-We versus Et, donde se comprobó el cotejo de los valores de producción, inyección de gas y presiones del yacimiento, existiendo una linealidad entre los puntos y ratificando el POES calculado en la etapa de agotamiento Natural. (Ver Figura 18).

Figura 18. Método Gráfico para el Cálculo de POES con Inyección de gas

Mecanismos de Producción Presentes en el Yacimiento

En la historia de producción del yacimiento juegan un papel importante los distintos mecanismos de producción responsables en la recuperación del hidrocarburos, a través del estudio se determinó que la mayor influencia entre los mecanismos presentes la tuvo la expansión de los fluidos con un 55% y en segundo lugar con una influencia del 30% la inyección del gas, con menor ponderación tenemos la compresibilidad de la roca con un 5% y la influencia del acuífero con un 10%. (Ver Figura 19).

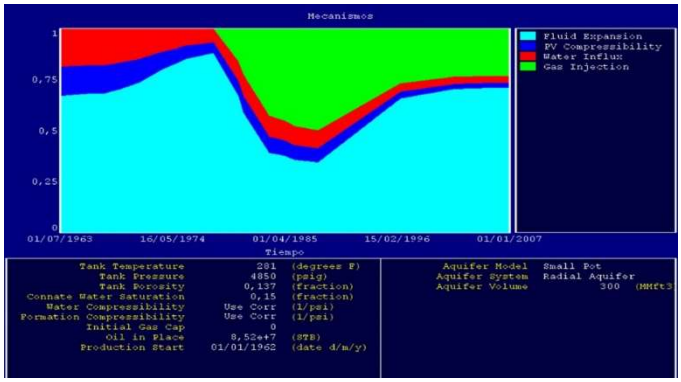

Figura 19. Mecanismos de Producción del Yacimiento.

También, se puede estimar con esta metologia las reservas recuperables totales mediante la herramienta MBAL, estableciendo como una tasa límite de producción por cada pozo de 30 BN/D. Donde se obtuvo unas reservas totales de 23,9 MMBN como se observa en la figura 17 lo que corresponde a un factor de recobro de 28,2 % y unas reservas remanentes de 8,5 MMBN.

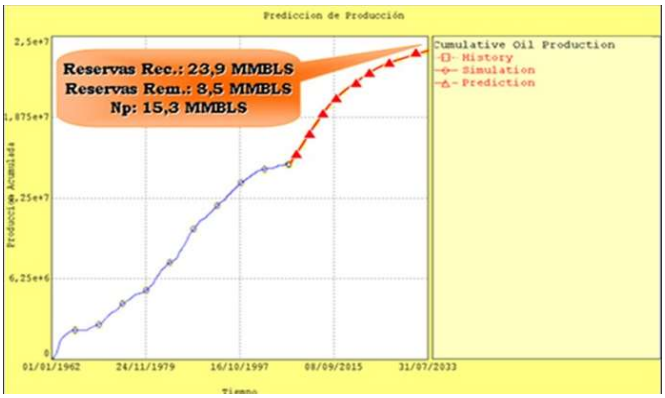

Figura 17. Cálculo de las Reservas Totales

Evaluación del plan de explotación del yacimiento.

La finalidad de generar un plan de explotación con inyección de gas a un yacimiento en estudio, es incrementar el drenaje de las reservas existentes en un yacimiento en este caso, es reactivar la producción a través de puntos de drenajes ya existente o nuevos pozos candidatos, aumentando la vida productiva del mismo.

Por lo tanto, se realizaron varias sensibilidades o casos, para reactivar la inyección de gas en este yacimiento de la manera más eficiente posible.

Caso Base

En este caso, se propuso explotar el yacimiento bajo las condiciones actuales manteniendo la producción por 15 años, sin inyección de gas al yacimiento, en este periodo se recuperaría un aproximado de 280 MBN (Figura 18), lo que no es significativo con las reservas remanentes calculadas anteriormente y unos de los principales objetivos en el estudio es establecer un plan de explotación para drenar la mayor cantidad posible de las reservas remanentes.

Figura 18. Sensibilidades Caso Base.

Caso 1

Se propuso el Caso base más la incorporación de 7 pozos (1 Pozo que requiere servicio, 4 RA/RC y 2 localizaciones) Sin inyección de gas, donde se plantea un horizonte económico de 15 años, para explotar el yacimiento ingresando a producción los pozos propuestos en el plan de explotación, tomando en cuenta que no todos se pueden poner a producción al mismo tiempo ya que dependiendo del trabajo propuesto tiene una duración para ejecutarse (Figura 19.

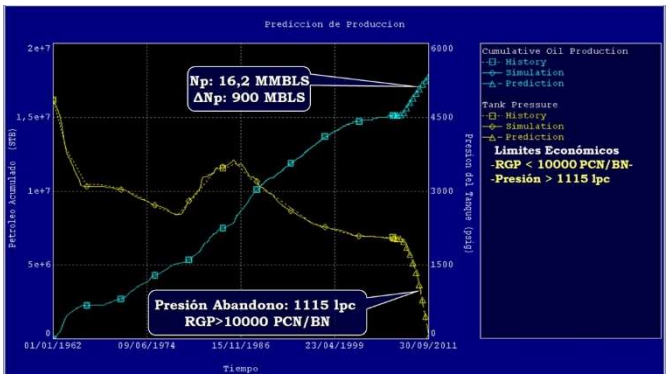

Figura 19. Sensibilidades Caso 1.

Se observa que, sin inyección de gas, la presión cae drásticamente a la presión de abandono y el RGP arroja valores mayores a 10000 PCN/BN, con un petróleo recuperado de 900 MBN en aproximadamente 2 años, lo cual no es representativo de las reservas remanentes del yacimiento.

Caso 2

Se propuso el Caso base más la incorporación de 7 pozos (1 Pozo que requiere servicio, 4 RA/RC y 2 localizaciones) con inyección de gas, se plantea el mismo caso anterior manteniendo las mismas premisas establecidas, pero reactivando la inyección de gas al yacimiento, proponiendo un periodo de mantenimiento de presión con factor de reemplazo igual a 1, para tal caso se necesitó inyectar a 8 MMPCN/D, por lo tanto se revisó la disponibilidad de gas en la zona y la capacidad de las plantas compresoras siendo este un volumen de gas manejable en el área. Los resultados obtenidos fueron satisfactorios ya que drenaría aproximadamente 7,2 MMBN representado el 85% de las reservas recuperables, en un periodo de 15 Años, con un RGP menor al límite económico como se muestra en la figura 20

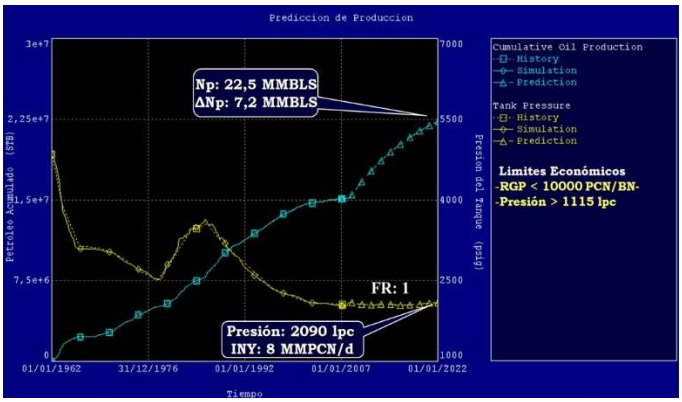

Figura 20. Sensibilidades Caso 2.

En los distintos casos planteados se monitorearon el avance del frente de gas y el del CAPO, dando como el resultado que el frente de gas había avanzado aproximadamente de 10900' a 11050' alcanzando los pozos productores en esa zona, en cambio el CAPO está controlado por la inyección de gas y su avance fue poco significativo (Ver figura 21).

En los proyectos de inyección de gas como recuperación mejorada, debemos integrar la ingeniera de yacimientos, con las operaciones en campo a su vez tener un plan de captura de información que permita tener certeza de los datos registrados y de esta manera garantizar un análisis acertado del comportamiento de inyección produccion para este tipo de proyectos.

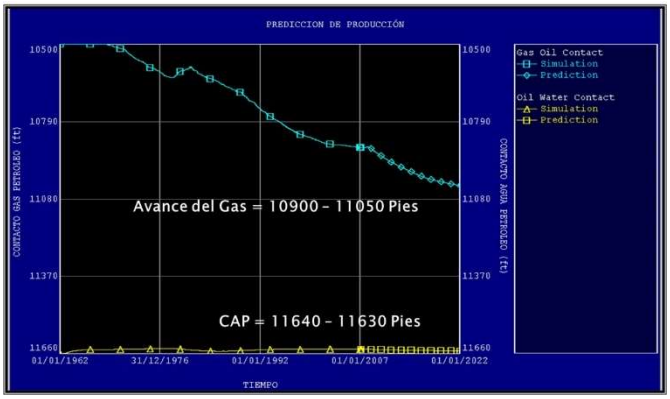

Figura 21. Avance del CAPO y la Capa de Gas.

CONCLUSIONES

- Se logro la evaluación de los principales parametros de yacimientos en un proyectos de recuperación mejorada de hidrocarburos con inyección de gas.

- A través de este estudio se pudo conocer que las mejores zonas productoras y propiedades petrofísicas se encuentran en la parte central del yacimiento.

- Se logro a través del estudio corregir los parámetros de inyección de gas en el proyecto de Recuperacion mejorada.

- Esta evaluación permite crear una filosofía integral para estudios de proyectos de recobro mejorado con inyección de gas.

- El POES del yacimiento determinado por el método balance de materiales fue de 85,7 MMBN, el cual presentó una diferencia menor de 5% con respecto al método volumétrico del estudio y el Oficial.

- A través del balance de materiales se evidenció que el acuífero asociado al yacimiento es débil.

- El estudio del yacimiento permitió estimar reservas recuperables de petróleo en 24 MMBN y reservas remanentes en 8,5 MMBN.

- Los resultados obtenidos por el método de recuperación mejorada de petróleo con inyección de gas, fueron satisfactorios ya que drenaría aproximadamente 7,2 MMBN en un periodo de 15 Años, con un RGP menor al límite económico.

- Actualmente el factor de reemplazo para mantener la presión del yacimiento se ubica en 1.

- El factor de recobro estimado por el método de recuperación mejorada de petróleo con inyección de gas fue de 28,5%.

RECOMENDACIONES

- Realizar una campaña de captura de información que permitan monitorear el comportamiento energético del yacimiento.

- Someter el yacimiento a un estudio de simulación numérica avanzada para determinar la influencia causada por la inyección de gas en los nuevos pozos productores.

REFERENCIAS

1. GONZALEZ, J. e ITURRALDE, J. "Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas". Tomo II Ediciones Foninves (1.980).

2. CIED, "Geología de producción. Nivel Básico ". PDVSA/CIED, Puerto la Cruz, Venezuela (1997).

3. Beicip Franlab " Estudio Geológico de los Campo Acema 100/200 ", Gerencia de Producción, PDVSA, Puerto la Cruz (2007).

4. MANUCCI, J., "Caracterización Física de los Yacimientos", Universidad del Zulia, Maracaibo - Estado Zulia, (1996).

5. J. Rodríguez; F. Armas; R. Mago; R. Vásquez. Venezuela. Evaluación térmica del nitrógeno utilizado como aislante en el anillo durante el ciclo de estimulación con vapor (CSS). Distrito de San Tomé. Faja Petrolífera del Orinoco. WHOC 15-354. 2015

6. J. Rodríguez; F. Armas; S. Salazar. Venezuela. Evaluación térmica, criterios de selección y pozos de diseño, del área sometida al proceso de recuperación térmica con estimulación cíclica de vapor, distrito de San Tomé, Faja Petrolífera del Orinoco. 38º Taller y Simposio IEA-EOR 2017; 26-30. Riviera Maya, México. 2017

7. CIED. "Caracterización Energética de los Yacimientos". Puerto La Cruz (1997).

8. PIRSON, S. "Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos". Ediciones Omega, España. (1965).

9. BANZÉR, C. "Correlaciones Numéricas P.V.T". Universidad del Zulia, Estado Zulia, Venezuela (1996).

10. CEPET. "Actualización de Ingeniería de Yacimientos". Caracas (1990).

11. McCain, W. "The Properties of Petroleum Fluids". Segunda Edición. PennWell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma (1989).

12. CRFT B., y HAWKINS, M., "Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos". Tecnos, S.A., Madrid, (1977).

13. ESSENFELD, M. "Fundamentos De Ingeniería De Yacimientos". Ediciones Foninves. Caracas (1979).

14. Paris de Ferrer, Magdalena. "Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos". Maracaibo (2001).

15. Silvan, P. "Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos". Ediciones Omega S.A. Segunda Edición. Barcelona (1965).

16. Manual Corporativo. "Caracterización Energética de los Yacimientos". Puerto La Cruz (1997).

17. ROJAS, G. "Recuperación de Petróleo por Inyección de Agua y/o Gas". CEPET (1992).

18. CEPET. "Curso Manuel de Reservas", Corpoven, Caracas (1991).

19. PÉREZ, H. "Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos". Universidad de Oriente, Bolívar (1985).

20. BRUZUAL, G. "Caracterización Física de yacimientos". Puerto La Cruz (2007)

21. SÁNCHEZ. J. "Elementos de Ingeniería de Yacimientos", Maturín-Venezuela (1996).

22. FETKOVICH, M.J. "Decline Curve Analysis Using Type Curves". JPT. Junio (1980).