

Cálculo de las reservas de hidrocarburos en diferentes etapas de la explotación de un yacimiento petrolero

Claudio Omar Flores Trujillo

clofloi@hotmail.com

Christian Ramírez Ramírez

chris7rar@outlook.com

UNAM

José Luis Pérez Hernández

Pemex

Rodrigo Orantes López

Schlumberger

Alfredo León García

aleong560112@gmail.com

Grupo R Petróleo y Gas

Artículo recibido en junio de 2017 y aceptado en diciembre de 2017

Resumen

En la industria petrolera, los volúmenes de reservas actúan como aval para que las empresas y los gobiernos, obtengan financiamientos que permitan el desarrollo de proyectos de explotación que conlleven a la obtención de dichos volúmenes y de esta manera puedan generar ganancias, y continuar con trabajos de exploración y extracción.

En este trabajo se muestra la variación de los valores de reservas a lo largo del ciclo de vida del yacimiento, y se muestra un caso práctico que inicia en la etapa de descubrimiento, pasa por la extracción y finaliza con una prospección de volúmenes económicamente recuperables, evaluados bajo los regímenes fiscales implementados en México. Por otro lado, se busca mostrar parte de la ingeniería de yacimientos y de las técnicas y procedimientos, que pueden ser utilizados en la estimación del volumen de hidrocarburos recuperable del yacimiento.

Palabras clave: Reservas de hidrocarburos, ingeniería de yacimientos, volumen de hidrocarburos.

Estimation of hydrocarbon reserves in different stages of the exploitation of an oil field, (petroleum reservoir)

In the oil industry, companies and/or governments use hydrocarbon reserves as collateral in obtaining financing for the development of exploitation projects for those reserves, ensuring profitability and allowing the continuation of exploration and extraction activities.

This work shows the variation of hydrocarbon reserves volumes throughout the lifetime of a reservoir. It contains a case study which starts in the discovery stage, goes through the extraction phase and ends with a the estimation of economically recoverable volumes of hydrocarbons, evaluated under the Mexican tax regimes. Also, this work intends to show part of the reservoir engineering, as well as techniques and procedures that can be used in the estimation of recoverable volumes of hydrocarbons from the reservoir.

Keywords: Hydrocarbon reserves, reservoir engineering, volume of hydrocarbons.

Introducción

La importancia de la correcta estimación del volumen original de hidrocarburos de un yacimiento, juega un papel muy importante en la industria petrolera, ya que es mediante este cálculo que el ingeniero petrolero puede evaluar el potencial económico de un proyecto. La parte del volumen original de hidrocarburos remanente que se prevé, será recuperada mediante proyectos de explotación económicamente rentables y bien definidos, recibe el nombre de reservas de hidrocarburos.

El proceso de cuantificación de volumen de hidrocarburos recuperable lo realiza un equipo integral de ingenieros y geocientíficos, que analizan las propiedades del yacimiento y diseñan las mejores técnicas de explotación para que dicho volumen pueda ser extraído; apegándose a metodologías y lineamientos, para poder clasificarlos y categorizarlos como reservas.

El objetivo de este trabajo, es mostrar parte de la ingeniería de yacimientos que puede ser aplicada en diferentes etapas de explotación del yacimiento, para cuantificar las reservas de hidrocarburos y la variación que presentan estas cifras, al utilizar diferentes métodos y técnicas dependiendo de la información que se tenga disponible en ese momento. El trabajo busca retratar la historia de explotación de un yacimiento, y el cambio en sus valores de reservas, comenzando en la etapa de descubrimiento, en donde solo se tiene información de la sísmica y del pozo exploratorio; posteriormente, cuando ya se ha desarrollado una parte del yacimiento y se tiene información de presión-producción proveniente de otros pozos que ya fueron perforados, y por último, la prospección de volúmenes económicamente recuperables, evaluados bajo los regímenes fiscales aplicables en México; todo lo anterior se realizó siguiendo los lineamientos y las guías técnicas propuestas para la clasificación de las reservas de hidrocarburos establecidas en el Petroleum Resources Management System, (PRMS).

Aplicación práctica en el campo “C”

La cuantificación de reservas de hidrocarburos de este caso práctico, comienza en la etapa inicial de explotación del campo, cuando no se cuenta con información suficiente

de los parámetros del yacimiento que lo conforma, por lo que se realizan ciertas suposiciones, o se toma información de yacimientos análogos, los cuales pudieran no reflejar la realidad del yacimiento en estudio, pero que de alguna forma, dan una idea de las propiedades y características que pudieran encontrarse. De esta forma, el caso práctico se enfoca al desarrollo y explotación de las reservas de petróleo y gas asociado de un campo de la costa del Golfo de México. El campo C, tiene un yacimiento terrestre de naturaleza carbonatada y fracturada, cuyos sedimentos se depositaron en un ambiente de rampa interna; su estructura geológica corresponde a un anticlinal en dirección NW-SE, limitado por una falla inversa al noreste y por un domo salino al suroeste; el yacimiento está ubicado en una de las partes más altas de la estructura del Jurásico Superior Kimmeridgiano, (JSK).

Información general del yacimiento ARJ

El campo C, cuenta con información de sísmica 3D, la cual comprende un área de 100 km² aproximadamente. En la **Figura 1**, se muestra una sección sísmica de la estructura del campo y la distribución de sus fallas principales. A partir de la interpretación de los atributos sísmicos, se definió la estructura y el modelo estratigráfico presente, y de acuerdo a las mejores propiedades identificadas por los geocientíficos, el pozo exploratorio se perforó al noroeste de la zona.

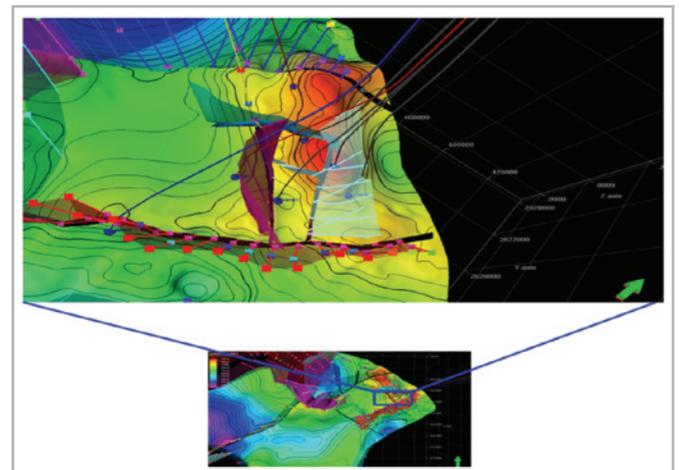


Figura 1. Sección sísmica 3D del campo C.

Del pozo exploratorio se obtuvieron núcleos de pared que fueron llevados al laboratorio y de acuerdo con los análisis realizados, se obtuvo la permeabilidad y porosidad de los núcleos, cuyas medidas se usaron para calibrar los registros eléctricos. Según los análisis realizados por los geólogos del laboratorio, la litología de esta zona consiste en: packstone-grainstone recristalizado, parcialmente dolomitizado,

fracturado y depositado en ambiente de plataforma en facies de rampa interna; la porosidad es de tipo secundaria, intercrystalina, por fracturas, micro fracturas, micro estilolitas, vórgulos y móldica. La **Figura 2** muestra una de las láminas delgadas impregnada de hidrocarburos, de la cual se obtuvieron las características mencionadas.

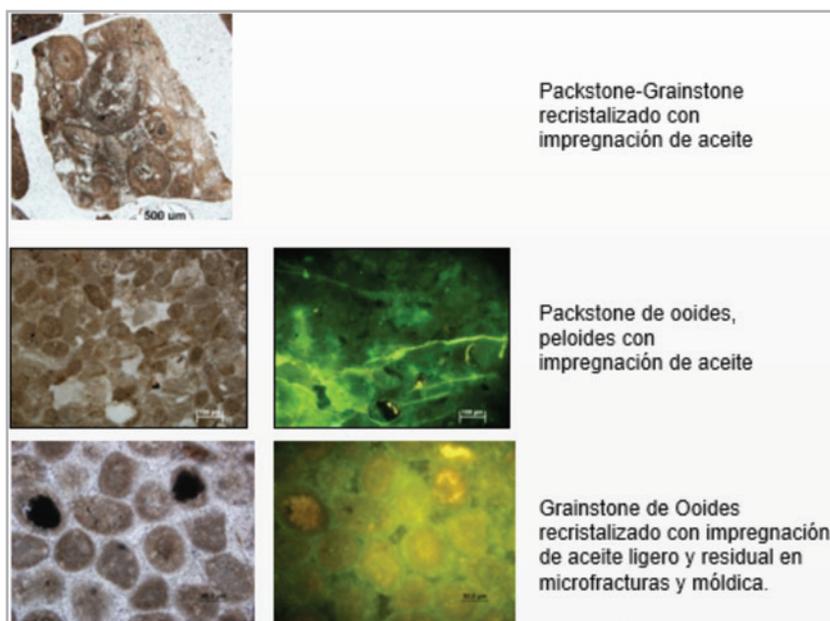


Figura 2. Láminas delgadas obtenidas de los núcleos de pared.

En el pozo exploratorio se tomaron registros de porosidad neutrón, resistividad, rayos gamma y densidad, acompañado de caliper, y de acuerdo a lo observado, se estableció el límite más bajo de hidrocarburos conocido (LKH, por sus siglas en inglés) a una profundidad de 7,130 mvmr, definiendo así el límite inferior vertical para la reserva probada; a esto se suma la interpretación de los registros geofísicos calibrados con los núcleos de pared y el respectivo cálculo de las propiedades.

La **Tabla 1** presenta los valores promedio de las propiedades petrofísicas, del análisis de los registros y núcleos.

Tabla 1. Propiedades petrofísicas.

Yacimiento "ARJ" JSK	
Espesor bruto, m	148
Espesor neto, m	40
NTG, %	27
f_{prom} , %	6.1
Sw_{prom} , %	21
K_{prom} , md	5.4
Varc, %	1
Vcal, %	90
Vdol, %	9

Modelo estático geocelular del campo C

Para la construcción del modelo estático del campo C, con ayuda de un software comercial, se interpretó el cubo sísmico y se definieron las fallas visibles, lo que permitió modelar la estructura geológica y se definió el horizonte JSK.

Al contar con información de un solo pozo, la distribución de las propiedades petrofísicas se considera constante en todo el campo, y el resultado final, se obtuvo un modelo estático tridimensional, conformado por miles de celdas, **Figura 3**, el cual se emplea como base de estudios posteriores, y para realizar cálculos volumétricos y obtener el volumen original de hidrocarburos en sitio.

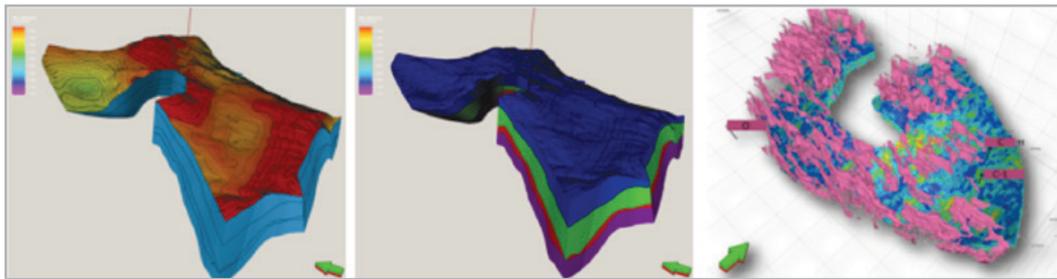


Figura 3. Modelo geocelular del campo C.

Caracterización de los fluidos del yacimiento

Además de obtener los registros geofísicos del pozo exploratorio, también se obtuvieron muestras de fluido para realizar experimentos PVT. Los experimentos realizados a las muestras de fluidos obtenidas, fueron los de Expansión a Composición Constante, (ECC), Agotamiento a Volumen

Constante, (AVC) y flash atmosférico, además de los experimentos de separación en etapas en superficie y una prueba de viscosidad.

Los resultados de las propiedades volumétricas y características del fluido, obtenidos de los experimentos antes mencionados, se ilustran en la **Tabla 2**.

Tabla 2. propiedades de los fluidos.

P_i , kg/cm ²	1125
P_b , kg/cm ²	307
T , °C	145
B_o , m ³ /m ³	2.51
B_{ob} , m ³ /m ³	3.19
R_s , m ³ /m ³	349.7
ρ , g/cc	0.805
°API	44.1
Fracción C_1 , %	50.3
Fracción C_{7+} , %	17.2
PMP, g/g-mol	54.1
μ_{ob} , cp	0.16

Los criterios usados para la clasificación de yacimientos por tipo de fluido, propuestos por León et al., (2013), específicamente para campos petroleros mexicanos, clasifican el fluido del yacimiento, según los parámetros de la **Tabla 2**, como un petróleo volátil.

Validación del análisis PVT

Las propiedades volumétricas del fluido son de suma importancia para los cálculos de reservas de

hidrocarburos; desafortunadamente, en ocasiones las muestras recolectadas pueden no representar al fluido del yacimiento, motivo por el cual se realizó la validación del experimento PVT, utilizando la técnica propuesta por Bashbush (1981), ya que proporciona los lineamientos y recomendaciones (valores *K* sin cruces, ni inflexiones, para un orden específico de los componentes en cada decremento de presión del experimento de AVC), para validar y corregir, si fuera necesario, los datos PVT en yacimientos que contienen fluidos composicionales.

El objetivo del método es la aplicación de un balance de materia a los moles iniciales de vapor en la celda, a la presión de saturación para cada componente, de la siguiente manera:

$$\text{Moles iniciales del componente } i = \left[\begin{matrix} \text{Moles del componente } i \\ \text{en la fase vapor} \end{matrix} \right] + \left[\begin{matrix} \text{Moles del componente } i \\ \text{en la fase líquida} \end{matrix} \right] + \left[\begin{matrix} \text{Moles producidas} \\ \text{del componente } i \end{matrix} \right] \dots 1$$

Con los datos proporcionados por el experimento de AVC en cada decremento de presión, se calculan los moles de gas extraídos; los moles de gas en la celda, y los moles de aceite remanentes en la celda; y se obtienen las composiciones de líquido, que en conjunto con los datos de la composición del gas del experimento, ayudaron a obtener las constantes de equilibrio para cada componente

(*K_i*) en cada decremento de presión, las cuales en una gráfica de *K_i* versus presión en escala semilogarítmica, arrojan una serie de curvas que cumplen con los criterios antes mencionados; con esto se concluyó que los datos del experimento son representativos del yacimiento, **Figura 4**. La **Tabla 3** muestra la composición calculada del líquido.

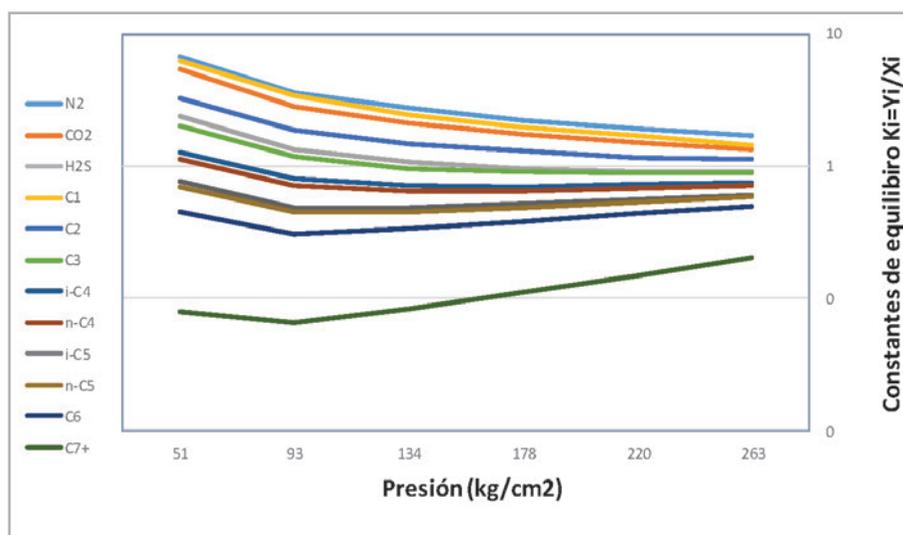


Figura 4. Comportamiento de *K_i* vs *P*, del fluido del yacimiento “ARJ”.

Tabla 3. Composición calculada del líquido en cada etapa de presión del experimento AVC.

Presión, kg/cm ²	COMPOSICION DE LIQUIDO (Xi)						
	307.3	262.9	220.4	177.7	134.3	92.8	50.5
N2		1.2	0.9	0.7	0.5	0.4	0.2
CO2		1.9	1.7	1.4	1.1	0.8	0.4
H2S		1.5	1.5	1.5	1.4	1.2	0.7
C1		43.0	35.7	28.8	21.0	14.1	6.8
C2		12.0	11.4	10.4	9.1	7.3	4.2
C3		7.1	7.3	7.3	7.1	6.3	4.2
iC4		1.5	1.6	1.7	1.8	1.7	1.3
nC4		2.9	3.2	3.4	3.6	3.6	2.9
IC5		1.3	1.5	1.7	1.8	1.9	1.7
nC5		1.4	1.6	1.8	2.0	2.1	1.9
C6		2.2	2.6	3.0	3.5	3.9	4.0
C7+		24.0	31.0	38.3	47.1	56.6	71.7
TOTAL		100	100	100	100	100	100

Ajuste de los datos PVT de laboratorio

Para concluir con la caracterización del fluido, es necesario ajustar los valores de B_o y R_s para un cálculo preciso de las reservas. Se utilizó el método de Al-Marhoun, por ser el método más usado en la industria petrolera y el que arroja valores físicamente correctos ($B_o > 1$ y $R_s > 0$); los ajustes de B_o y R_s se realizan con las ecuaciones 2, 2.1 y 3 respectivamente. Las **Figuras 5 y 6**, muestran los datos de B_o y R_s , medidos en el laboratorio –diferencial- (color azul), y los datos corregidos –flash- (color rojo).

$$B_{oi} = B_{obf} + C_i(B_{odn} - B_{obf}) \quad \dots(2)$$

$$C_i = \frac{B_{obd} - B_{odi}}{B_{obd} - B_{odn}} \quad \dots(2.1)$$

$$R_{si} = R_{sdi} \left(\frac{R_{sbf}}{R_{sbd}} \right) \quad \dots(3)$$

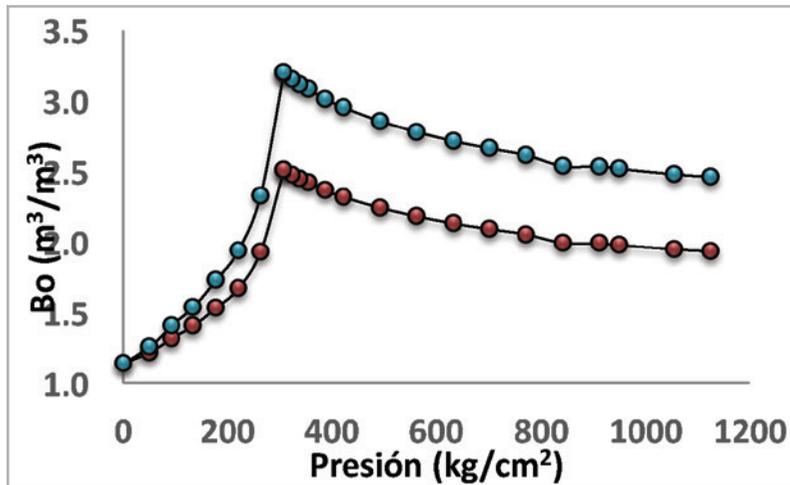


Figura 5. Comportamiento de B₀ diferencial y flash contra presión.

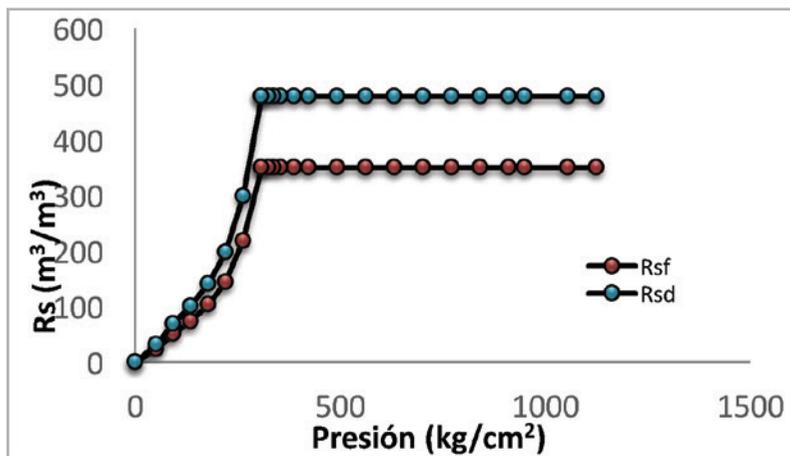


Figura 6. Comportamiento de R_s diferencial y flash contra presión.

Los parámetros volumétricos que serán utilizados para el cálculo de reservas, se muestran en la **Tabla 4**.

Tabla 4. Parámetros volumétricos corregidos.

Pi (kg/cm ²)	1125
Pb (kg/cm ²)	307
Boi (m ³ /m ³)	1.932
Bob (m ³ /m ³)	2.512
Rs (m ³ /m ³)	349.7
Factor de conversión de gas a petróleo crudo equivalente, Mscf/stb	5.35

Estimación del volumen original de hidrocarburos en la etapa de descubrimiento

Los métodos volumétricos son los de mayor uso durante la etapa de desarrollo del campo, pues no requiere datos de producción y predice el potencial económico del yacimiento. La **Figura 7**, muestra la delimitación propuesta para las fronteras de las áreas de las zonas probada, probable y posible.

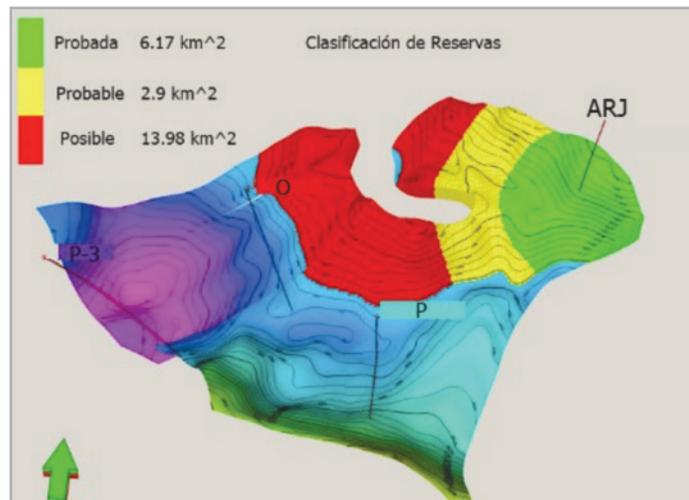


Figura 7. Asignación de las áreas de reservas.

En el modelo estático tridimensional, el horizonte productor ya definido, se alimentó con los valores petrofísicos promedio y las parámetros volumétricos del fluido, para estimar el volumen original de hidrocarburos a condiciones de yacimiento (N ó OIIP, por sus siglas en inglés), para cada categoría de reservas, usando métodos volumétricos, utilizando la ecuación 4.

$$N(bls @c. s.) = 6.289 \left[\frac{bls}{m^3} \right] * \frac{Vol. de roca [m^3] * NTG * \bar{\phi} * (1 - \bar{S}_{wi})}{B_{oi} \left[\frac{vol. @c. y.}{vol. @c. s.} \right]} \quad \dots 4$$

La **Tabla 5**, muestra los parámetros utilizados para el cálculo volumétrico y la **Tabla 6**, los volúmenes de petróleo, gas asociado, y petróleo crudo equivalente, que le corresponderían a cada categoría de reservas.

Tabla 5. Valores utilizados en el cálculo volumétrico.

Pi (kg/cm ²)	1125
Boi (m ³ /m ³)	1.932
Rs (m ³ /m ³)	349.7
NTG, %	27
ϕ prom, %	6.1
SW prom, %	21
Factor de conversión de gas a petróleo crudo equivalente, Mscf/stb	5.35

Tabla 6. OIIP, que correspondería a cada categoría de reservas.

Parametro\Reserva	Probada	Probable	Posible
V _{roca} , MMm ³	1215	769	2513
V _{neto} , MMm ³	329.3	208.4	681
V _p , MMm ³	20.1	12.7	41.6
V _{p c/hc} , MMm ³	15.8	9.98	32.6
OIIP, MMm ³	8.2	5.2	16.9
OIIP, MMstb	51.4	32.5	106.2
GIIP, MMMscf	100.91	63.87	208.71
PCE, MMbpce	70.22	44.44	145.24

Estimación de la reserva recuperable del proyecto en la etapa de descubrimiento

Para obtener la primera aproximación a las reservas de hidrocarburos, son necesarias estimaciones independientes del factor de recuperación (Fr), y con este, calcular la recuperación final estimada (EUR, por sus siglas en inglés), que se pretende explotar del yacimiento.

El Fr, está en función de la etapa de explotación, de los parámetros del yacimiento y de las prácticas operativas empleadas, pero en esta etapa de explotación del yacimiento, la información es prácticamente nula y se requieren de otros métodos para obtener una aproximación de este valor.

Considerando lo establecido como yacimiento análogo por el documento PRMS, se tomaron como tales los

yacimientos adyacentes “P” y “O”, los cuales exhiben un Fr de 27% actual. Aunado a esto, los yacimientos naturalmente fracturados (YNF) de esta región, exhiben un rango de Fr que va de 20 a 38 por cierto, lo cual nos lleva a pensar que un Fr de esta magnitud puede ser considerado, independientemente que el Fr promedio en México no rebase el 17 por ciento actualmente.

En la **Tabla 7**, se presenta un resumen de los valores utilizados para el cálculo del volumen original de aceite y gas asociado, el Fr y el volumen de hidrocarburos recuperables, que corresponderían a cada categoría de reservas (probada, probable y posible), con los cuales se darían de alta los valores de reservas, una vez realizada la evaluación económica apropiada.

Tabla 7. Valores utilizados para la evaluación volumétrica de las reservas.

Parámetros Estimados	Probada	Probable	Posible
Volumen bruto de roca, m ³	1,215,000,000	769,000,000	2,513,000,000
NTG, %	27%	27%	27%
Volumen neto de roca, m ³	329,265,000	208,399,000	681,023,000
Porosidad promedio, %	6%	6%	6%
Volumen poroso de roca, m ³	20,108,214	12,726,927	41,590,075
Saturación de agua promedio, %	22%	22%	22%
Volumen poroso con hidrocarburos, m ³	15,774,894	9,984,274	32,627,414
Factor volumétrico del aceite m ³ /m ³	1.93	1.93	1.93
OIIP, MMstb	51.4	32.5	106.2
Factor de recuperación, %OIIP	27%	27%	27%
Aceite recuperable (EUR), MMstb	13.87	8.78	28.68
Relación de solubilidad inicial, scf/stb	1,964.84	1,964.84	1,964.84
GIIP, MMMscf	100.91	63.87	208.71
Gas recuperable (EUR), MMMscf	27.25	17.24	56.35
1 Calculados mediante el uso de un factor de conversión de 6.289 bls/m ³			

Desarrollo del campo

Una vez que se han dado de alta las reservas del campo, se comienza con el desarrollo del campo, que comprende

entre otras cosas, la perforación de pozos adicionales y la instalación de ductos, para el transporte de la producción.

Para determinar el número de pozos a perforar, se realizó mediante el siguiente análisis:

Partiendo de la interpretación de la derivada de la prueba de presión, para una pendiente igual a cero, se considera flujo radial y un área de drene circular, y se define la ecuación 5.

$$A = \pi r^2 \quad \dots(5)$$

Tomando en cuenta condiciones iniciales ($t=0, N_{boi}$) y condiciones actuales ($t=1, (N-N_p) B_o$), para un yacimiento bajosaturado, se contempla la ecuación 6.

$$N = \frac{N_p B_o}{B_o - B_{oi}} \quad \dots(6)$$

Por otro lado se sabe que el volumen original se puede calcular con la ecuación 7:

$$N = \frac{A * h * \phi * (1 - S_w)}{B_{oi}} \quad \dots(7)$$

Igualando las ec's. 6 y 7, se despejó el área obteniendo la ecuación 8:

$$A = \frac{N_p * B_o * B_{oi}}{h * \phi * (1 - S_w) * (B_o - B_{oi})} \quad \dots(8)$$

Sustituimos la ec. 5 en la ec. 8 y se despejó el radio, obteniendo así el radio de drene, la ecuación 9:

$$Rd = \sqrt{\frac{1}{6.289} * \frac{N_p * B_o * B_{oi}}{\pi * h * \phi * (1 - S_w) * (B_o - B_{oi})}} \quad \dots(9)$$

Con la ecuación 9, se obtuvo un radio de drene de 550 metros según las propiedades presentes en el yacimiento, para el desarrollo del campo; con el radio de drene, se calculó el área de drene equivalente por pozo en kilómetros cuadrados, con la ecuación 10 y según el área correspondiente a cada categoría de reservas, se recomienda perforar 23 pozos para el desarrollo del campo, siguiendo la distribución de la **Tabla 8**, y la **Figura 8**, muestra la distribución de pozos y la ubicación de los ductos que transportarían la producción a la batería de los campos adyacentes.

$$A_{eq} = \frac{\pi * r^2}{(1000)^2} \quad \dots(10)$$

Tabla 8. Número óptimo de pozos poe área.

Reserva	Probada	Probable	Posible
Área, km ²	6.2	3	14
No. de pozos	6	3	14

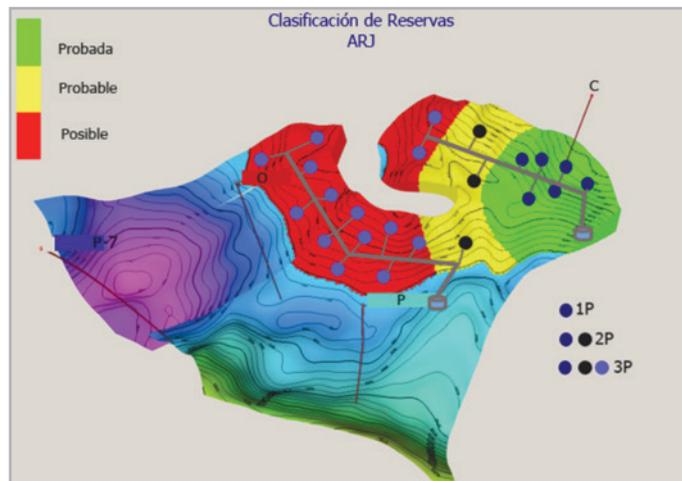


Figura 8. Distribución de pozos y ductos en cada asignación de reservas del campo.

Información adicional del yacimiento

El yacimiento “ARJ” formación JSK, inició su explotación en 2011 con el pozo A-1 y una producción inicial de 3,703 bpd de petróleo; para el desarrollo del yacimiento, se sumó la perforación de cinco pozos adicionales, de los cuales dos resultaron secos. En los pozos productores se realizaron más estudios para determinar ciertas características y propiedades del yacimiento, además de obtener datos de presión y producción del yacimiento.

Se realizó una prueba de presión a la formación de interés y la **Figura 9**, muestra el comportamiento de la prueba de presión, cuya respuesta muestra un comportamiento atípico a lo que se esperaba, y que obedece más a un yacimiento en el cual predomina la porosidad matricial; después de interpretar las pruebas y realizar los cálculos pertinentes, se obtuvo, una permeabilidad de 19 mD, un daño de 30 (adim) y una compresibilidad de la formación de $6.06 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$.

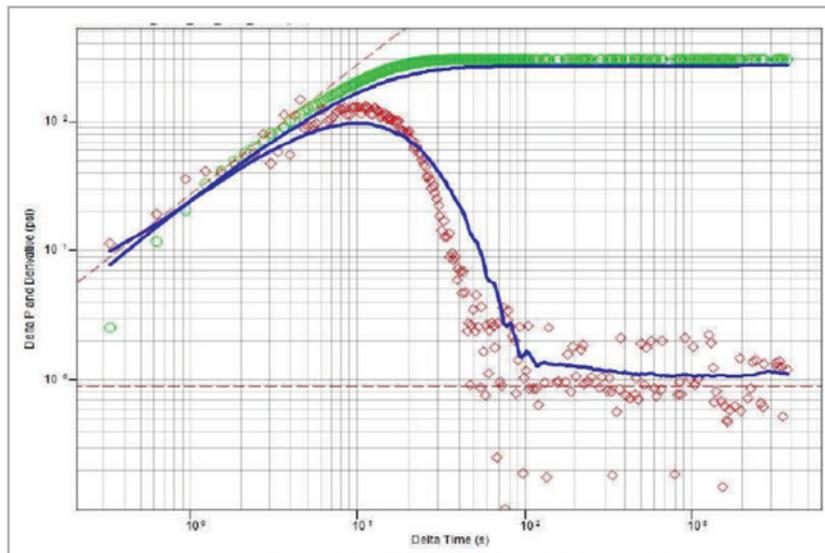


Figura 9. Comportamiento de la prueba de presión del yacimiento “ARJ”.

Después de analizar los datos de presión, se observó que, con la entrada a producción de un nuevo pozo, disminuye el gasto en los otros, lo que supone interferencia entre pozos. La **Figura 10**, muestra el ajuste de los datos de presión y confirma la conexión entre los pozos del yacimiento.

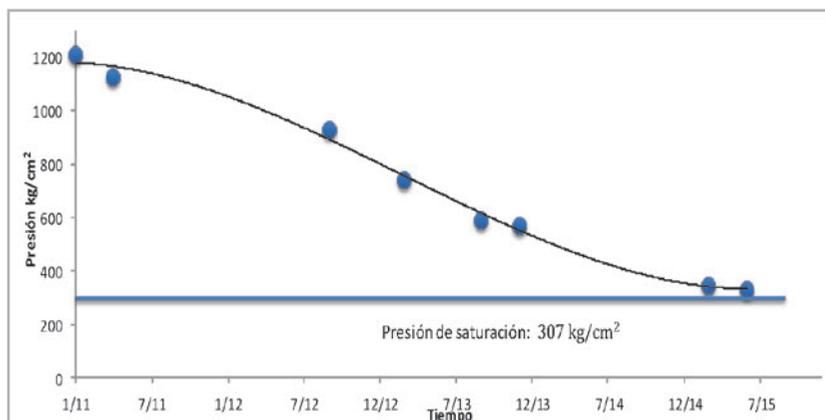


Figura 10. Comportamiento de presión del yacimiento “ARJ”.

Estimación del volumen original de hidrocarburos en la etapa de desarrollo

El cambio en el comportamiento presión-producción del yacimiento, aporta la información necesaria para implementar nuevos métodos para el cálculo del volumen original de hidrocarburos en el yacimiento, que eventualmente, reducirá la incertidumbre en la estimación. Con dicha información, y tomando en cuenta los resultados de la caracterización de fluidos del yacimiento, se estimó el N, por medio de la técnica de balance de materia (BM) en su forma de línea recta, propuesta por Havlena & Odeh (1963), y considerada por el documento PRMS, para ser utilizada en la etapa de producción, en el ciclo de vida del yacimiento.

El yacimiento exhibe una gran caída de presión debido a los altos gastos de producción, y exhibe una producción acumulada hasta marzo 2015 de 11.5 MMbbls, lo que nos lleva a considerarlo como un yacimiento volumétrico, que está a punto de alcanzar la presión de burbuja (P_b), al ser un yacimiento bajosaturado, se consideró solamente la expansión de los fluidos y de la roca para el desarrollo de la técnica; por último, no se aprecia la presencia de un acuífero activo, o sus efectos no influyen en la producción de hidrocarburos, y se consideró que no hay entrada de agua al yacimiento.

La ecuación de balance de materia (EBM), tomando en cuenta las consideraciones anteriores, queda definida por la ecuación 11, considerando un $B_w = 1 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

$$F = N * (E_o + E_{f,w}) \quad \dots(11)$$

Donde:

$$F = N_p(B_o + (R_p - R_s)B_g) + W_p B_w \quad \dots(11.1)$$

$$E_o = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g \quad \dots(11.2)$$

$$E_{f,w} = (1 + m)B_{oi} \left[\frac{C_w S_w + C_f}{1 - S_w} \right] \Delta p \quad \dots(11.3)$$

En la **Figura 11**, se muestra el comportamiento de la gráfica F contra $E_o + E_{f,w}$, producto del desarrollo de la ecuación 11 con los datos de presión-producción y las propiedades de los fluidos del yacimiento, dicha gráfica, ajusta a una línea recta cuya pendiente nos indica el volumen original del yacimiento a condiciones estándar (N), el cual resultó de 40 MMbbls.

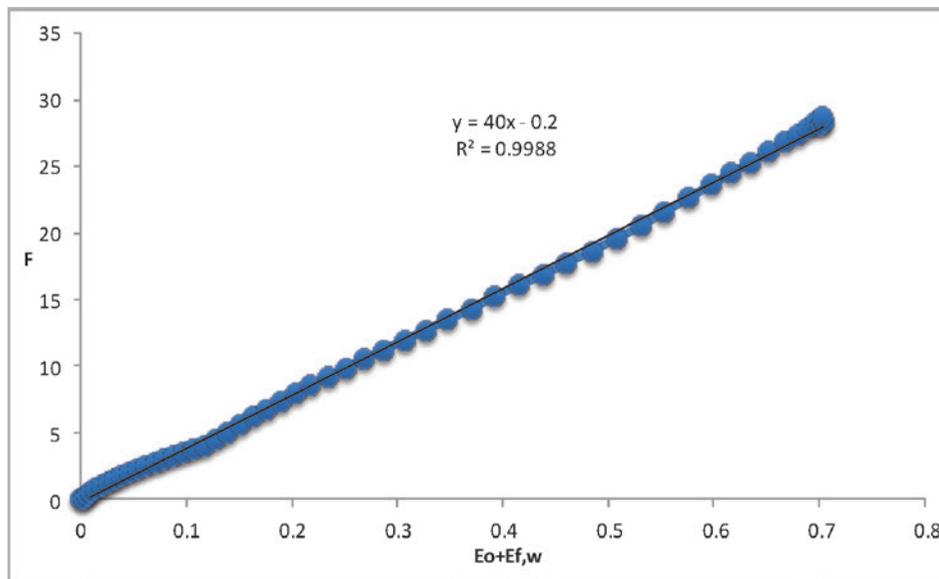


Figura 11. Cálculo del volumen original utilizando el método propuesto por Havlena & Odeh.

Evaluación práctica del volumen original de aceite

Adicionalmente y aunque no está considerado en el documento PRMS, se utilizó el método propuesto por Maximino Meza (1987), para comparar el cálculo obtenido mediante el método de Havlena & Odeh y el obtenido por este método.

Los parámetros utilizados y los resultados obtenidos para dicho propósito se muestran en la **Tabla 9** una vez desarrollada la ecuación 12, y en la cual se puede ver que el volumen original obtenido por esta técnica y la propuesta por Havlena & Odeh difieren por 159 Mbls @ c.e., utilizando los mismos parámetros para ambas técnicas, los resultados se muestran consistentes, sin embargo, apegándose a las técnicas comúnmente aplicadas, se tomó el valor del OIIP, calculado mediante la técnica de línea recta propuesta por Havlena & Odeh.

$$N = \frac{\beta_1}{P_1 * C_e} \quad \dots(12)$$

Tabla 9. OIIP, utilizando el método de Meza.

Np, MMbls	1.93
Pi, psi	16003
P, psi	13210
Pi/P	1.21
Ln	0.19
b	10.05
1/B*Np	-0.19
Exp	0.83
P	13210
dNp/dp	0.00076
N, MMbls	40.16
Porosidad, %	6.1
Swi, fraccional	0.22
Salinidad, ppm	250 000
Co, psi ⁻¹	1.06E-05
Cf, psi ⁻¹	6.06E-06
Cw, psi ⁻¹	2.4E-06
Ce, psi ⁻¹	1.9E-05

El yacimiento “ARJ”, al igual que otros yacimientos, presenta una combinación de mecanismos de empuje, los cuales se observaron cualitativamente con las curvas propuestas por Thakur & Satter (1984), para diferentes mecanismos de empuje. En la **Figura 12**, se observa

que el mecanismo predominante en el yacimiento es el empuje por gas en solución y la tendencia que presenta la curva actualmente es parecida al comportamiento del mecanismo por segregación gravitacional.

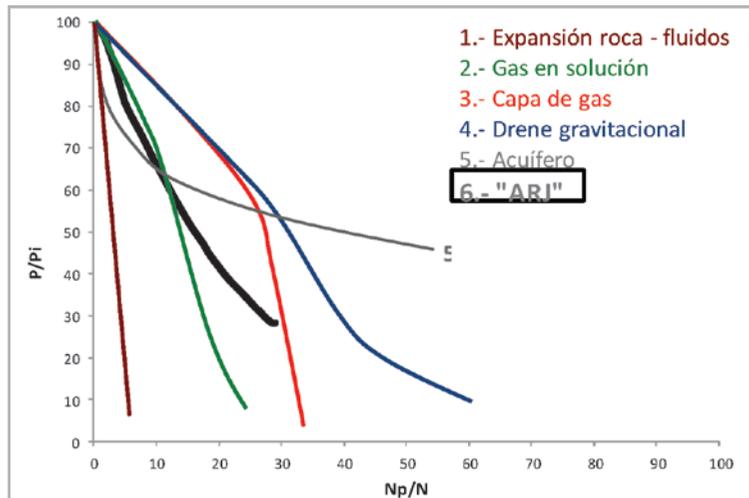


Figura 12. Mecanismo de empuje asociado en el yacimiento “ARJ” JSK.

Estimación de la reserva recuperable del proyecto en la etapa de desarrollo

A estas alturas del desarrollo del yacimiento, ya se cuenta con información dinámica para estimar con menor grado de incertidumbre el Fr. Utilizando la ecuación de balance de materia para un yacimiento bajosaturado, donde $R_p = R_s = R_{st}$, $B_i = B_{oi}$ y $B_t = B_o$ y despreciando la producción de agua, la ecuación general de balance de materia puede ser expresada ahora en términos del factor de recuperación mediante la ecuación 7. La cual se aplica para un yacimiento bajosaturado:

$$\frac{N_p}{N} = Fr = \left(\frac{B_{oi}}{B_o}\right) C_e \Delta p \quad \dots(13)$$

Utilizando los parámetros que se espera tener al momento del abandono del yacimiento, se calculó el Fr final esperado, cuyo resultado fue de 34%; este valor parece alto, por lo cual deberá ser validado una vez que se cuente con mayor

información del yacimiento. La **Tabla 10**, muestra la reserva original y la reserva actual, en esta etapa del ciclo de vida del yacimiento.

Tabla 10. Evaluación de reservas en la etapa de desarrollo.

OIIP, MMbbls	40.06	GIIP, MMMscf	78.58
Fr, %	34	Fr, %	36
EUR, MMbbls	13.71	EUR, MMMscf	28.28
Np, MMbbls	11.7	Gp, MMMscf	27.65
Reserva, MMbbls	2.01	Reserva, MMMscf	0.63

Prospección de volúmenes económicamente recuperables

El documento PRMS recomienda la técnica del análisis del comportamiento de la producción, a partir de la etapa de declinación y hasta el final del ciclo de vida del yacimiento, para la prospección de volúmenes de hidrocarburos recuperables, al extrapolar la tendencia de declinación mediante una expresión matemática para obtener la EUR del proyecto.

Para la construcción de un perfil de producción, que refleje el comportamiento histórico de producción y el pronóstico de producción de todos los pozos productores del yacimiento, se utilizó un modelo de declinación exponencial, mediante curvas de declinación, al no presentar cambios en el régimen de flujo, y además de ser este modelo, uno de los más utilizados en la industria y el más usado en los yacimientos mexicanos.

La ecuación 14, fue la expresión utilizada para modelar la declinación de dos gastos consecutivos, en el modelo realizado para el pronóstico de producción y que fue extrapolado hasta el límite técnico.

$$q_n = q_i e^{-ak} \quad \dots(14)$$

El factor de declinación efectivo depende de la última tendencia de declinación en el yacimiento, y se expresa mediante la declinación nominal, en la ecuación 15, la cual al pretender que las condiciones de explotación del yacimiento permanecerán constantes hasta el final del ciclo de vida del yacimiento, se obtuvo un valor de 42%.

$$a = -\ln\left(1 - \left(\frac{d_i}{100}\right)\right) \quad \dots(15)$$

La **Figura 13** muestra la gráfica del gasto de aceite contra tiempo, obtenida del histórico de producción perteneciente al pozo A-1, y se realizó adicionalmente al modelo exponencial, los modelos de declinación

hiperbólica y armónica, para dar muestra de la tendencia y la recuperación final que podría presentarse al implementar técnica de recuperación adicional, que pudieran prolongar la vida productiva del yacimiento.

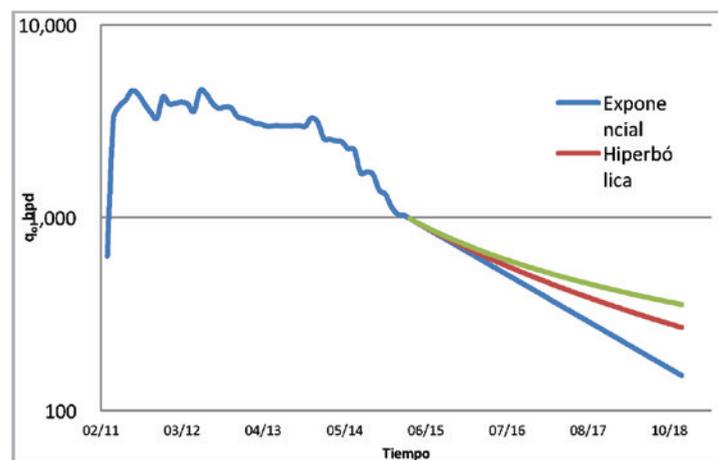


Figura 13. Variación de q_0 vs t del pozo ARJ-1.

En las **Figuras 14 y 15**, se muestran las gráficas de producción contra tiempo, de aceite y gas respectivamente del yacimiento “ARJ” JSK, las cuales representan la producción acumulada que correspondería a las tres categorías de reservas.

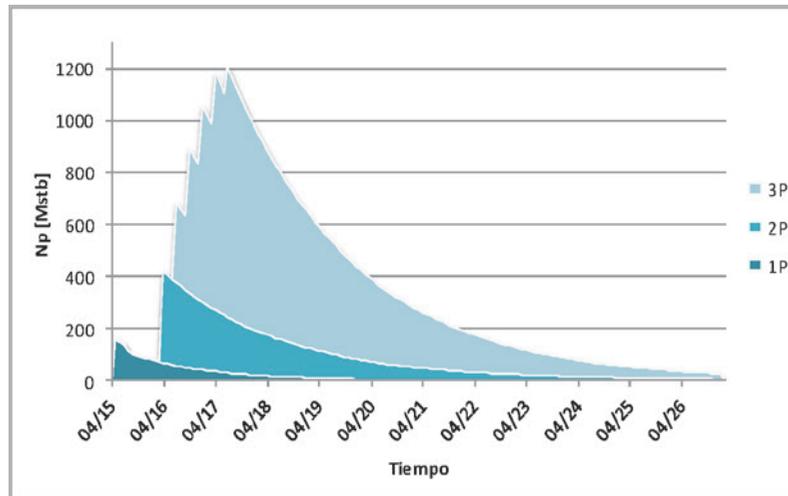


Figura 14. Escenarios de reservas 1P, 2P y 3P para el aceite.

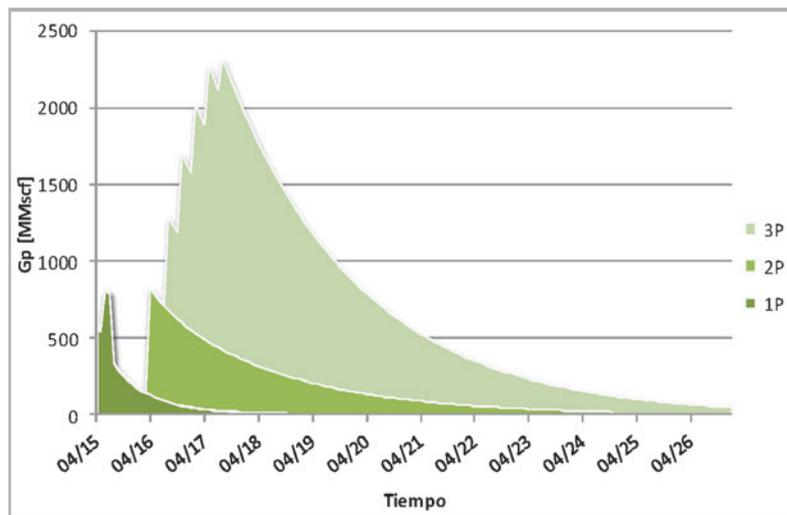
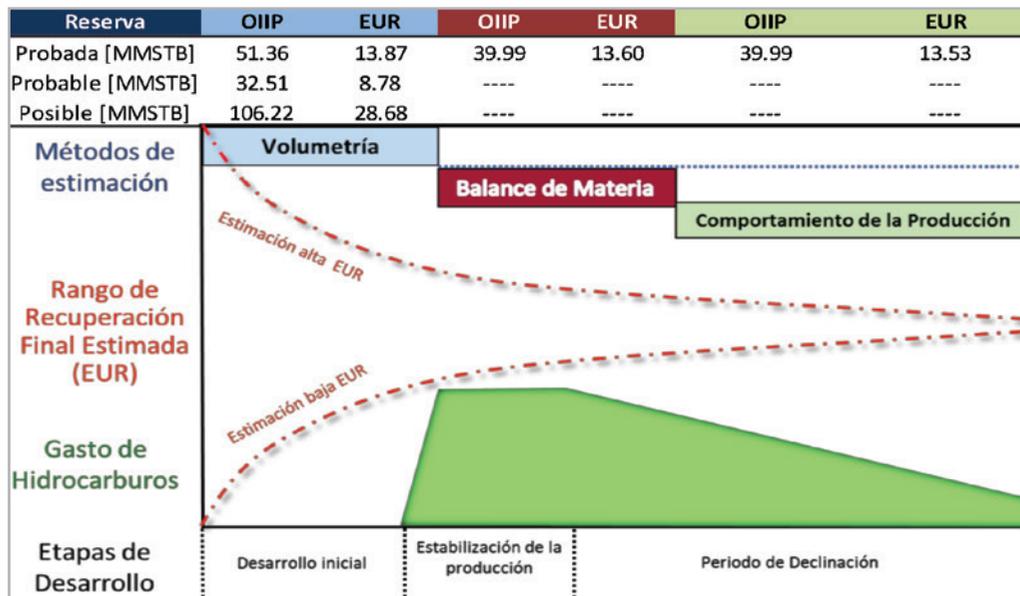


Figura 15. Escenarios de reservas 1P, 2P y 3P para el gas.

Finalmente se muestra en la **Tabla 11** la variación de OIIP, y la recuperación final estimada (EUR) en función de la etapa de madurez del yacimiento y del método empleado para dichos cálculos, que correspondería a cada categoría de reservas. Es necesario señalar que para las técnicas de balance de materia, los valores de volumen original y las

reservas recuperables calculadas, comprenden a todo el yacimiento y se consideró como reserva probada, con la espera de desarrollar en el mismo campo, otros horizontes productores, con potencial petrolero aceptable, según la información obtenida de otros pozos.

Tabla 11. Valoración del OIIP, y de las reservas a lo largo del ciclo de vida del yacimiento.



Los volúmenes de hidrocarburos recuperables deben evaluarse económicamente y tener un flujo de efectivo positivo, para que sean clasificados como reservas, independientemente de los indicadores económicos que puedan surgir a partir de esta evaluación para conocer la rentabilidad del proyecto.

Evaluación económica de los volúmenes de hidrocarburos técnicamente recuperables

Considerando que el campo se encuentra en territorio mexicano, para el desarrollo de la evaluación económica de los volúmenes técnicamente recuperables, se decidió

evaluar bajo dos modelos de regímenes fiscales aplicables en México, el de Producción Compartida, (México PSC 2014- Production Sharing Contract) y el de Licencias, (México R/T 2014-Royalty/Tax). Se seleccionó el esquema anterior con la finalidad de comparar los volúmenes de aceite y gas que recibirían las partes contractuales, dependiendo del tipo de modelo económico que se aplique al proyecto.

Para las premisas económicas y apeándose a las disposiciones del PRMS, se utilizó el precio promedio de aceite y gas que comprende el periodo de enero a diciembre de 2015 para los hidrocarburos en México. Los resultados se muestran en la **Tabla 12**.

Tabla 12. Precio promedio de los hidrocarburos en 2015.

Fecha	Precio promedio del gas [USD/MMBTU]	Precio promedio de la mezcla mexicana (USD/Bbl)
2015-01	2.9	41.7
2015-02	2.8	47.3
2015-03	2.7	47.4
2015-04	2.6	50.7
2015-05	2.9	54.1
2015-06	2.8	53.9
2015-07	2.1	46.6
2015-08	2.8	39.7
2015-09	2.6	37.9
2015-10	2.4	39.7
2015-11	2.3	35.6
2015-12	2.0	29.7
Promedio	2.57	43.68

Para la evaluación económica de los volúmenes de hidrocarburos que corresponderían al yacimiento “ARJ” se consideraron los gastos de operación y capital descritos en la **Tabla 13**.

Tabla 13. Premisas económicas.

Precio p/barril, USD	43.7
Precio P/MMBTU, USD	2.6
Gastos operativos	
Variable, USD	4.1
Fijo p/campo-año, MMUSD	9.5
Gastos de capital	
Pozo, MMUSD	18.6
Km de ducto, MMUSD	5.7
Reparación menor, MUSD	500

Para el modelo económico de producción compartida se definió un porcentaje de participación del Estado de 20% y para el modelo económico del régimen de licencias se definió una regalía adicional del 20%.

En la **Figura 16**, se muestran los porcentajes del volumen de aceite y gas, que puede reconocer el Estado y la compañía, del volumen total del proyecto, utilizando los modelos económicos del régimen fiscal de licencias y producción compartida.

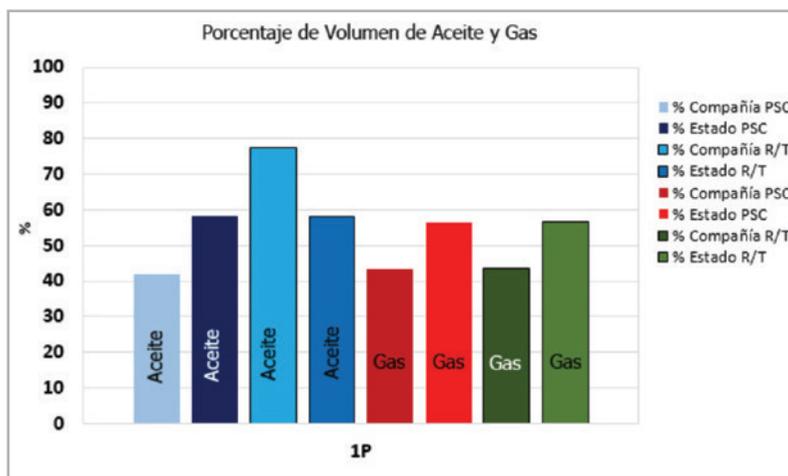


Figura 16. Porcentaje del volumen de aceite y gas que puede reconocer la compañía bajo los regímenes fiscales de la evaluación económica.

Se observó que la compañía puede reconocer un mayor volumen de hidrocarburos bajo las condiciones contractuales del régimen fiscal R/T, así que se podría inclinarse por este modelo para incrementar sus volúmenes de reservas, sin realizar actividades adicionales.

En la **Tabla 14**, se muestra un resumen de cómo varían las cifras de los volúmenes de hidrocarburos recuperables durante el ciclo de vida del yacimiento, dependiendo de

la metodología de ingeniería de yacimientos aplicada (volumetría, balance de materia y curvas de declinación), y al final de la tabla, se muestran los volúmenes de hidrocarburos que puede reconocer la compañía en sus estados financieros, después de ser evaluados económicamente para ser reconocidos como reservas, bajo los dos modelos económicos de los regímenes fiscales aplicables en México.

Tabla 14. Resumen de la variación de los hidrocarburos recuperables durante el ciclo de vida del yacimiento.

Estimación	Reserva	Aceite*	Gas*	PCE**
Volumétrica	Probada	13.867	27.246	18.959
	Probable	8.777	17.244	12.000
	Posible	28.681	56.353	39.214
Balance de Materia	Probada	13.597	28.289	18.88
	Probable	----	----	----
	Posible	----	----	----
Comportamiento de la Producción	Probada	13.533	74.979	27.548
	Probable	----	----	----
	Posible	----	----	----
Económica (PSC)***	Probada	0.805	1.362	1.136
	Probable	----	----	----
	Posible	----	----	----
Económica (R/T)***	Probada	1.397	2.426	1.987
	Probable	----	----	----
	Posible	----	----	----

* Los valores de Aceite están en MMSTB y los de Gas están en MMMSCF y corresponden al volumen recuperable del proyecto.
** Los valores de Petróleo Crudo Equivalente (PCE) están en MMSTB y se utilizó un factor de conversión de gas a líquido de 5.35 Mscf/stb y corresponden al volumen recuperable del proyecto.
*** Los valores de Aceite, Gas y PCE para los modelos económicos de cada régimen pertenecen a la compañía.

Los resultados nos llevan a pensar la importancia de considerar, no solamente el aspecto técnico en el cálculo de volúmenes de hidrocarburos recuperables, sino en el aspecto económico asociado al desarrollo del proyecto y las condiciones del marco fiscal, las cuales tienen un impacto importante en la rentabilidad de los proyectos, y pueden ocasionar que un volumen de hidrocarburos sea clasificado como recurso contingente o bien como reserva.

Conclusiones

- Las metodologías de ingeniería de yacimientos para el cálculo de los volúmenes de hidrocarburos y reservas recuperables, dependen de la cantidad de información y los recursos económicos disponibles.
- Se hizo énfasis en la importancia de una buena caracterización del fluido del yacimiento, para evitar cometer errores en la estimación de las reservas de hidrocarburos.
- Es importante conocer y optimizar los aspectos técnicos y operativos del campo y/o yacimiento, para aumentar la recuperación de hidrocarburos y para identificar los procesos de recuperación adicional que podrían ser implementados oportunamente, para incrementar el factor de recuperación.
- Uno de los parámetros más complicados de determinar y que influyen directamente en el cálculo del OIIP por BM, es la compresibilidad de la formación; a falta de información se recomienda utilizar la correlación propuesta por Galicia (2009), en conjunto con la correlación de Hall (1953) para una sola porosidad, y la correlación de Samaniego (2005) para medios naturalmente fracturados, pues ha demostrado tener resultados físicamente correctos para un rango de compresibilidades.
- La variabilidad en las cifras de reservas lleva a concluir que, de un momento a otro, un volumen de reservas puede convertirse en recurso contingente debido a los aspectos técnicos y económicos presentes en el momento de explotación.
- La cuantificación de las reservas de hidrocarburos no puede seguir una serie de reglas y lineamientos, puesto que la física del yacimiento no conoce de esto y por ende, se limita a los ingenieros en el desarrollo y la aplicación de las mejores prácticas. Aun así, se debe tener un proceso auditable para garantizar que los volúmenes tengan validez y que los proyectos de explotación sean atractivos para la inversión.

- Las condiciones del marco fiscal tienen un impacto directo con los volúmenes reconocidos por el Estado y la compañía, de tal manera que debe ser considerado como parte fundamental en la evaluación de las reservas de hidrocarburos.

Nomenclatura

μ_{ob}	Viscosidad del aceite en el punto de burbuja (cp).
$^{\circ}API$	Gravedad API.
a	Declinación nominal (adim).
A	Área (m ²).
A_{eq}	Área equivalente (m ²).
B_o	Factor de volumen del aceite (vol/volstd).
B_{ob}	Factor de volumen de formación del aceite en el punto de burbuja (vol/volstd).
B_{oi}	Factor de volumen inicial del aceite (vol/volstd).
B_{od}	Factor de volumen de formación diferencial (vol/volstd).
B_{of}	Factor de volumen de formación flash (vol/volstd).
C_f	Compresibilidad de la formación (psi ⁻¹).
C_e	Compresibilidad efectiva (psi ⁻¹).
C_w	Compresibilidad del agua (psi ⁻¹).
d	Declinación efectiva (adim)
Fr	Factor de recuperación (% de OIIP).
$G, GIIP$	Volumen original de gas (scf)
G_p	Producción acumulada de gas (scf)
h	Espesor de la formación (m).
k	Permeabilidad promedio (md).

$N, OIIP$	Volumen original de aceite (stb).
N_p	Producción acumulada de aceite (stb)
NTG	Net to Gross.
\emptyset	Porosidad (fraccional).
P_b	Presión en el punto de burbuja (psia).
P_i	Presión inicial del yacimiento (psia), (kg/cm ²).
PCE	Petróleo crudo equivalente (stb)
PMP	Peso molecular promedio
q	Gasto (bls), (ft ³).
RGA	Relación gas-aceite instantánea (scf/stb), (m ³ /m ³).
R_{si}	Relación de solubilidad inicial del gas en el aceite (scf/stb), (m ³ /m ³).
R_{sd}	Relación de solubilidad diferencial del gas en el aceite (scf/stb), (m ³ /m ³).
R_{sf}	Relación de solubilidad flash del gas en el aceite (scf/stb), (m ³ /m ³).
r	Radio (m).
R_d	Radio de drene (m).
Sw	Saturación de agua (fraccional).
T	Temperatura (°C).
V_{neto}	Volumen neto de roca (m ³).
V_p	Volumen poroso de roca (m ³).
V_{roca}	Volumen bruto de roca (m ³).
$V_p c/hc$	Volumen poroso impregnado de hidrocarburos (m ³).
V_{arc}	Volumen de arcilla (%)
V_{dol}	Volumen de dolomía (%)
V_{cal}	Volumen de caliza (%)

Agradecimientos

Se agradece el apoyo y aportación para la elaboración de este trabajo a los Ingenieros, José Luis Pérez Hernández, Rodrigo Orantes López, Alfredo León García y al Dr. Jose Luis Bashbush Bauza.

Referencias

- Al-Marhoun, M. A. 2001. Adjustment of Differential Liberation Data to Separator Conditions. Artículo presentado en SPE Middle East Oil Show, Manama, Baréin, marzo 17-20. SPE-68234-MS. <https://doi.org/10.2118/68234-MS>.
- Bashbush, J. L. 1981. A method to Determine K-Values from Laboratory Data and its Applications. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, EUA, octubre 4-7. SPE-10127-MS. <https://doi.org/10.2118/10127-MS>.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. 2012. Análisis de Información de las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero de 2012. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/109441/An_de_Informacion_de_las_Reservas_de_Hidrocarburos_de_Mex_al_1_de_enero_de_2012.pdf
- Dake, L. P. 2001. *The Practice of Reservoir Engineering*, revised edition. Amsterdam: Elsevier.
- Galicia Muñoz, S. 2009. *Geomecánica Aplicada a Yacimientos Naturalmente Fracturados para Determinación de Compresibilidad de la Formación*. Tesis de Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería, México, D.F.
- Havlena, D. y Odeh, A. S. 1963. The Material Balance as an Equation of a Straight Line. *J Pet Technol* **15** (8): 896-900. SPE-559-PA. <https://doi.org/10.2118/559-PA>.
- León García, A., Alamilla Carrillo, N. y García Hernández, F. 2013. Clasificación de los Yacimientos en México: Un nuevo enfoque. *Ingeniería Petrolera* **53** (7): 388-409.
- Meza Meza, M. 1987. Evaluación Práctica de los Mecanismos de Empuje y Volumen Original de Hidrocarburos. Memorias del XXV Congreso Nacional de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, A. C.
- Petróleos Mexicanos. 2010. Lineamientos para la Estimación y Clasificación de las Reservas de Hidrocarburos. México, Pemex, Subdirección de Planeación y Evaluación.
- Satter, A. y Thakur, G. C., 1994. *Integrated Petroleum Reservoir Management: A Team Approach*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Books.
- Society of Petroleum Engineering. 2007. Petroleum Resources Management System. SPE-180934-WP.

Semblanza de los autores

Claudio Omar Flores Trujillo

Es Ingeniero Petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM en 2016. Prestó servicio social de agosto 2104 a abril de 2015 en Pemex Exploración y Producción en la Gerencia de Recursos y Reservas. Ingresó al programa de Posgrado en Exploración y Explotación de Recursos Naturales en la D.E.P.F.I UNAM en el área de Yacimientos en agosto de 2016.

Christian Ramírez Ramírez

Es Ingeniero Petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería UNAM en 2016. Prestó servicio social de agosto 2104 a abril de 2015 en Pemex Exploración y Producción en la Gerencia de Recursos y Reservas. Ingresó al programa de Posgrado en Exploración y Explotación de Recursos Naturales en la D.E.P.F.I UNAM en el área de Yacimientos en agosto de 2016.

Rodrigo Orantes López

Ingeniero petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM en 2005. Desde hace más de diez años labora en el segmento de negocios Software Integrated Solutions (SIS) del Geomercado México y Centroamérica (MCA) de Schlumberger como Especialista Senior en Economía del Petróleo. Actualmente se desempeña como Gerente de servicios del portafolio de Merak Value and Risk para México y Centroamérica. Del 2014 a la fecha labora también como académico de la Facultad de Ingeniería de la UNAM.

Alfredo León García

Ingeniero petrolero egresado de la E.S.I.A. del I.P.N. en 1978, recibió diploma de distinción como el Mejor Estudiante de la carrera de Ingeniería Petrolera del I.P.N. y diploma de los Mejores Estudiantes de México otorgada por el Ateneo de Artes, Letras, Ciencias y Tecnología en 1977.

Ingresó a trabajar en el Instituto Mexicano del Petróleo en 1977, adscrito al departamento de Investigación Experimental de la División de yacimientos, efectuando estudios de análisis PVT y comportamiento de fases.

A partir de 1982 ingresó a trabajar a Petróleos Mexicanos en el departamento de Yacimientos del Distrito Frontera Noreste. De 1983 a 1987 laboró en el Depto. de Recuperación Secundaria de la Suptcía. de Yacimientos de la Zona Norte. En 1989 fue transferido a la Suptcía. de Yacimientos de la Zona Sureste, posteriormente pasó a realizar estudios de simulación de yacimientos en el Depto. de Comportamiento Primario de la Subgerencia de Administración de Yacimientos y de 1995 a 1996 ocupó la Jefatura del Grupo Interdisciplinario Girdaldas – Iris. De 1993 a 1994 estuvo comisionado en Houston Tx. en la Cia. Petresim para participar en el estudio integral del Yacimiento Girdaldas.

De 1996 a 2009 se ha desempeñado como Coordinador y Subgerente de recuperación secundaria y mejorada en la STDP y en la SCTET. Actualmente se desempeña como especialista en recuperación secundaria y mejorada en la Gerencia de Proyectos de Explotación Sur de la Subdirección Técnica de Explotación.

De 1987 a 1989 realizó estudios de maestría en Física de Yacimientos en la D.E.P.F.I. de la UNAM., recibiendo el grado de Maestro en Ingeniería Petrolera en abril de 1993.

Ha presentado diversos trabajos en congresos nacionales e internacionales. En 1997 recibió la medalla Juan Hefferan y en el año de 2002 fue galardonado con la medalla Lázaro Cárdenas otorgadas por la AIPM.

Es miembro de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, del Colegio de Ingenieros Petroleros de México y de la Society of Petroleum Engineers.