

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

PLAN DE DESARROLLO DE YACIMIENTO PETROLIFERO

Integrantes

Castillo Vanina

Galliano Federico

Lamberghini Lucia

Milano Alejandro

Vidal Adelina

ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL

ORIENTACION RESERVORIOS

Octubre 2016



INDICE

1.-OBJETIVO.....	3
2.-DATOS DISPONIBLES	3
2.1 Mapa Estructural.....	3
2.2 Datos generales del reservorios y datos petrofísicos	4
2.3 Parámetros PVT.....	6
A) Factor de Volumen de Petróleo y Relación Gas Disuelto	7
B) Factor de Volumen de Gas y Factor de Compresibilidad.....	7
C) Viscosidad del Petróleo y Viscosidad del Gas	8
D) Permeabilidad relativa del Sistema Gas - Petróleo	8
3.-CALCULO DEL PETROLEO ORIGINAL IN SITU (OOIP)	9
4.-DEFINICION FACTOR DE RECUPERACIÓN POR BALANCE DE MATERIA	11
4.1 Balance de Materia por encima del Punto de Burbuja	12
4.2 Balance de Materia por debajo del Punto de Burbuja.....	13
4.3 Curva de Performance del Yacimiento.....	15
5.-COMPORTAMIENTO DEL POZO PROMEDIO POR CURVA IPR.....	16
6.-PRONOSTICOS DE PRODUCCIÓN.....	18
6.1. Caso Base	21
6.2. Escenario I: 10 Pozos.....	22
6.3. Escenario II: 20 Pozos.....	23
6.4. Escenario III: 30 Pozos.....	24
6.5. Escenario IV: 40 Pozos.....	25
6.6. Producción de Petróleo(Np Fracción) Vs Presión (Monofásica – Bifásica)	26
6.7. Permeabilidad Relativas(Kro Fracción) Vs Presión.....	27
7.-EVALUACIÓN ECONOMICA.	28
8.-INDICADORES FINANCIEROS.....	31
9.-CONCLUSIONES.....	35
10.-RECOMENDACIÓN.....	35
ANEXOS.....	37

1. OBJETIVO

El presente trabajo tiene como objetivo realizar el estudio de un yacimiento petrolífero con el fin de presentar la mejor alternativa, tanto técnica como económica, para alcanzar el desarrollo óptimo del mismo. Además se propondrán en base al mejor escenario definido sugerencias para aumentar el factor de recobro y mejorar la explotación del yacimiento.

Al inicio del estudio se cuenta con 7 pozos exploratorios productivos y 1 pozo exploratorio estéril. Los mismos han definido la presencia de un reservorio de petróleo a 2300 mbbp de profundidad., que conforma una estructura tipo anticlinal, con sus cuatro flancos cerrados asemejándose a una estructura tipo domo. Todos los pozos han sido ensayados, luego de lo cual permanecieron cerrados, en espera de un plan de desarrollo adecuado.

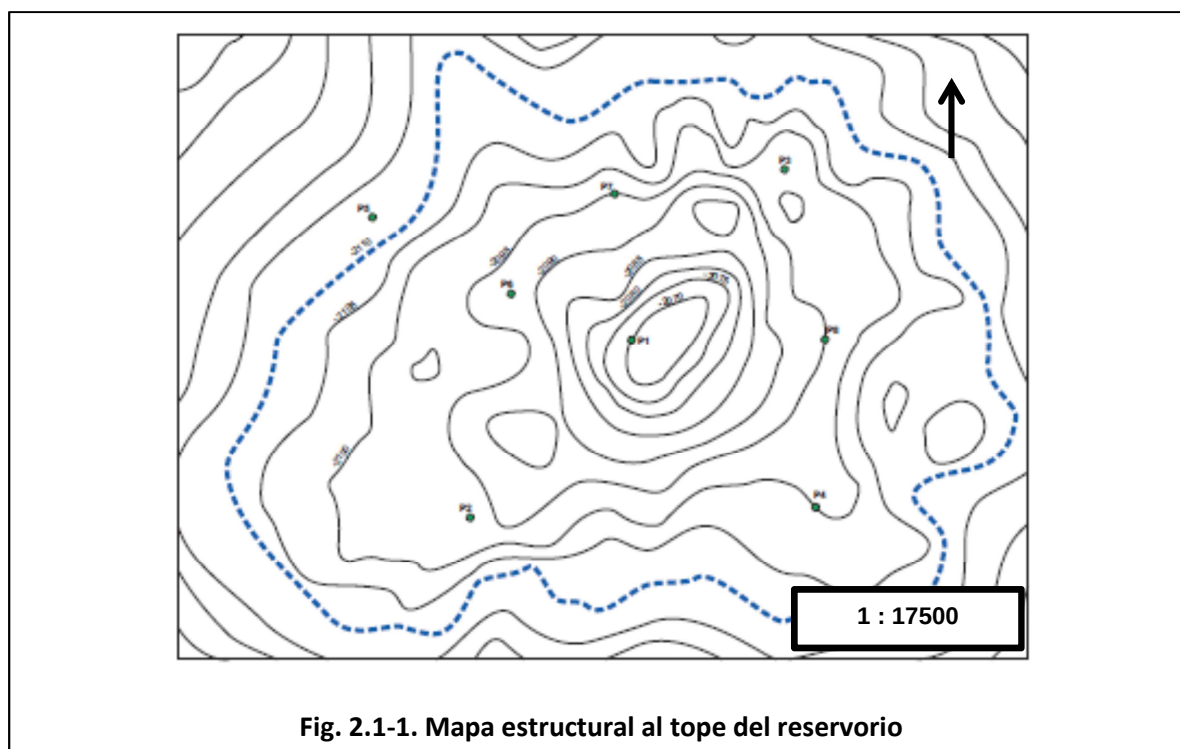
Para el estudio del yacimiento se asume una buena transmisibilidad en el reservorio y permeabilidad infinita, por lo que su comportamiento se aproxima al ideal de un tanque. De esta manera, la recuperación final no depende del número de pozos sino que a través del escenario de explotación propuesto se busca lograr la mayor rentabilidad económica. Se predeterminó además un 10% de pozos estériles.

2. DATOS DISPONIBLES

2.1. Mapa Estructural

A continuación se presenta el mapa estructural del reservorio (Fig. 2.1-1) definido a partir de información sísmica 3D y ajustado con los datos de perfil de pozo.

Los perfiles eléctricos de pozo, especialmente el de resistividad, han permitido inferir el contacto agua-petróleo (CAP) en -2110 mbnm (curva de nivel en punteado y de color azul). La perforación del pozo P5, el cual resultó estéril, confirma la profundidad del CAP ya que encontró el tope del reservorio a -2113 mbnm, ensayando en su totalidad agua.



2.2. Datos generales del reservorio y datos petrofísicos

A continuación, en la Fig. 2.2-1 se muestra la Tabla de propiedades con datos petrofísicos estimados a partir de la información de perfiles a pozo abierto: profundidades de tope y base de la capa productiva, espesor total del reservorio, espesor útil, porosidad promedio, saturación de agua promedio) para cada uno de los pozos.

Tabla de Propiedades							
Pozo	Tope mbnm	(CAP) Base mbnm	Htotal m	N/G	Hú m	Porosidad frac.	Sw frac.
P1	-2070	-2110	40	0,600	24,0	0,228	0,286
P2	-2096,5	-2110	13,5	0,500	6,8	0,146	0,440
P3	-2097,5	-2110	12,5	0,610	7,6	0,174	0,341
P4	-2100	-2110	10	0,520	5,2	0,155	0,407
P5	-2113	-2110	0		0,0		
P6	-2092	-2110	18	0,710	12,8	0,201	0,308
P7	-2095	-2110	15	0,700	10,5	0,162	0,319
P8	-2095	-2110	15	0,600	9,0	0,233	0,321
Promedios arit.	-2092,29	-2110,00	17,71	0,612	10,84	0,186	0,346
					$\Sigma Hú_i$ 75,86	$\Sigma (Hú_i \times \phi_i)$ 14,95	$\Sigma (Hú_i \times \phi_i \times Sw_i)$ 4,79
						ϕ prom. 0,197	Sw prom. 0,320

Fig. 2.2-1. Tabla de propiedades del reservorio.

El espesor total **HTotal** corresponde al espesor total saturado con petróleo, sin despreciar aquellas intercalaciones arcillosas. **N/G** se refiere a la relación Net-Gross dentro del espesor saturado con petróleo. Se considera como NET aquellos niveles capaces de acumular hidrocarburos (niveles arenosos). Por lo tanto, **Hú** hace referencia al espesor útil, es decir

espesor neto saturado con petróleo y que será utilizado para el cálculo de OOIP. La porosidad es la efectiva (corregida por arcillosidad) promedio de capa, a partir de las lecturas de los perfiles de densidad, sónico y neutrón. La saturación de agua S_w a sido definida a partir de la Ecuación de Archie, el cual considera el cálculo para arenas limpias) y también corresponde al promedio por capa.

Para facilitar el cálculo de las distintas propiedades se tomarán las propiedades medias. A los fines de tomar los valores más representativos del reservorio se tomará la $PHI_{prom} = 0,197$ a partir del promedio ponderado por H_u , y no a partir del promedio aritmético, según la siguiente fórmula:

$$\frac{\sum(Hu_i \times \phi_i)}{\sum(Hu_i)}$$

Para S_w prom (0,32) se tomará el promedio ponderado a partir del volumen poral por unidad de área (es decir $H_u \times \phi$):

$$\frac{\sum(Hu_i \times \phi_i \times S_w)}{\sum(Hu_i \times \phi_i)}$$

Con respecto a las profundidades, se tomará como profundidad promedio del reservorio 2301,14mbbp, estimada a partir del punto medio del reservorio (entre los topes promedios y las bases promedios de todos los pozos):

Cota prom.	Tope prom.	Base prom.	Profund. promedio reserv.	
msnm	mbnm	mbnm	mbnm	mbbp
200	-2092,29	-2110,00	-2101,14	2301,14

A continuación se presentan los demás datos del reservorio, los cuales se tendrán en cuenta para el análisis PVT. La Temperatura y presión estática del reservorio se han tomado a partir de los promedios de mediciones de fondo efectuadas en los pozos (gradientes estáticos y dinámicos).

PVT

Datos básicos

Profundidad media del reservorio:	2301,14 mbbp.
Presión inicial del reservorio:	220.6 Kg/cm ² @ a prof. media.
Temperatura reservorio:	91.3 °C @ prof. media.
Densidad del gas (aire=1):	0.65 @ 15.5 °C y 1 atm.
Salinidad del agua:	25000 ppm
Presión de burbuja:	180 Kg/cm ²
Densidad del petróleo:	0,86
Impurezas del gas (frac. molar):	N ₂ 0.02 y CO ₂ 0.01; SH ₂ =0

Fig. 2.2-2. Datos básicos del reservorio para análisis de PVT.

2.3. Propiedades PVT

Se utilizarán los datos del análisis de PVT realizados en los fluidos de reservorios que han sido muestreados en fondo durante los ensayo de los pozos perforados. Para el muestro en fondo se debe llevar la producción a caudales lo suficientemente bajos permitiendo que la Presión de fluencia sea mayor a la Presión de saturación del fluido. Para su análisis se tomaron los datos básicos informados en el apartado anterior. Cabe destacar que en base a la información obtenida por perfiles y por ensayos, se desestima la presencia de casquete de gas, por lo tanto se definió un *petróleo tipo black subsaturado*, donde el gas corresponde a gas disuelto ó asociado que se libera al descender la presión por debajo del punto de burbuja. El mecanismo de drenaje predominante sería por Expansión de gas disuelto una vez que la presión esté por debajo del punto de burbuja, mientras que por encima de dicha presión dominará la Expansión monofásica.

El análisis PVT en laboratorios se ha realizado a partir de Liberación Diferencial ya que describe mejor los fenómenos físicos ocurridos en el reservorio. Para este caso, se determina la medición del gas liberado en cada etapa, hasta obtener el petróleo muerto o residual. Se puede considerar que la *Liberación tipo Flash* describe más correctamente el comportamiento de los fluidos en las cercanías del punzado y en el resto de la cañería. Este tipo de análisis, que comprende la expansión de los fluidos a temperatura y masa constante, permite obtener datos como la Presión de Burbuja (P_b) y la Compresibilidad del petróleo (C_o).

La *Liberación Diferencial* es aquella donde la composición total del sistema varía durante el proceso. El gas liberado es removido totalmente del contacto con el condensado. Inicialmente, la celda contiene una cantidad de gas condensado a una presión mayor o igual a la de burbuja ($P_1 \geq P_b$) y a una temperatura T . El gas se expande hasta llegar a una presión P_2 ($P_2 < P_1$), luego el gas es retirado por el tope a P_2 constante hasta lograr el volumen inicial. Cuando P_2 por debajo de la presión de rocío, ocurre la condensación retrograda, en la parte inferior se forma líquido. La presión sigue disminuyendo a volumen constante hasta llegar a una presión de abandono. Este análisis permite obtener los parámetros B_o , B_g , R_s , μ_o , μ_g , Z , que se detallarán a continuación y los resultados obtenidos del laboratorio se encuentran el Anexo, apartado 1-.

Las impurezas para este caso se consideran despreciables al momento de calcular Z ya que representan menos del 5% de la composición total.

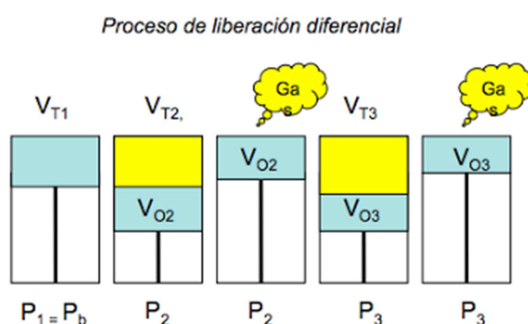


Fig. 2.2-3: Resultados de la prueba de liberación diferencial

A) Factor de Volumen del Petróleo (Bo) y Relación de Gas Disuelto (Rs)

El factor de volumen de petróleo B_o varía levemente de **1.271 (Boi)** a **$1.281 \text{ m}^3/\text{m}^3$** durante la etapa de fluido monofásico debido a que el líquido se expande muy poco a medida que decrece la presión, por encima del punto de burbuja a 180 kg/cm^2 (Fig. 2.3-1). El B_o máximo se registra en la presión de burbuja a 180 kg/cm^2 con un valor de **$B_o=1,281$** . Por debajo de la misma y a medida que la presión del sistema disminuya, el B_o disminuye concomitantemente con la viscosidad del petróleo durante la etapa bifásica. Esto se debe a que al irse liberando el gas existe menos masa y por lo tanto líquido, siendo menor el B_o . En condiciones estándar, 1 atm , alcanza un valor de **$1.069 \text{ m}^3/\text{m}^3$** .

El R_s se mantiene constante a **$87.66 \text{ m}^3/\text{m}^3$** (R_{si}) en la etapa monofásica y hasta la Presión de burbuja, ya que todo el gas permanece disuelto en el líquido. Por debajo de P burbuja, (etapa de fluido bifásico), comienza a liberarse el gas y disminuye considerablemente hasta prácticamente **0** a 1 atm , donde ya no existe más gas disuelto para el petróleo muerto.

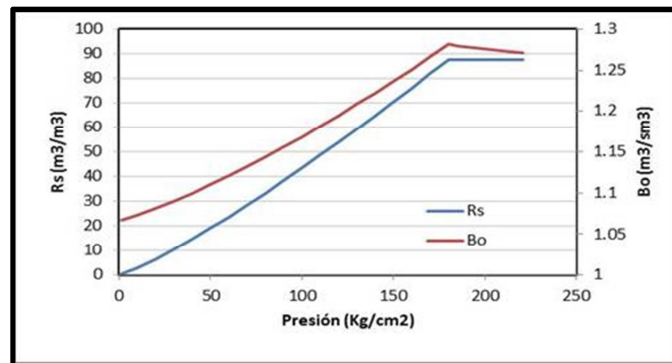


Fig. 2.2-3. Factor de Volumen del Petróleo (B_o) y Relación de Gas Disuelto (R_s)

B) Factor de Volumen del Gas (B_g) y Factor de Compresibilidad (z)

Ambos propiedades se definen para presiones menores a la presión de burbuja. El valor de B_g varía muy poco dado el bajo contenido de componentes livianos a medida que baja la presión. Su valor además es muy bajo dado que el gas es muy compresible y a presión en condiciones estándar tendrá un volumen muy grande. Sólo a bajas presiones se observa un aumento de B_g , que estará dado además por la dilatación térmica del gas.

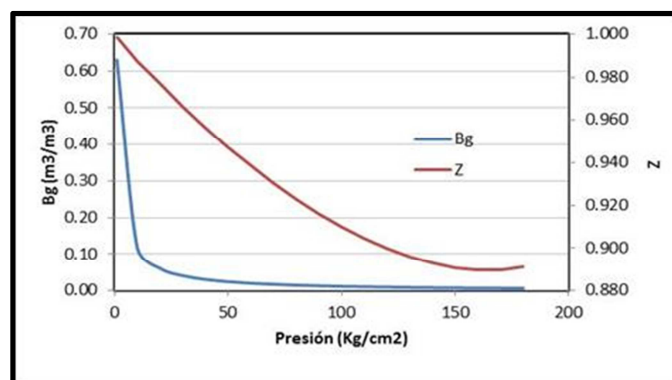


Fig. 2.2-4. Factor de Volumen del Gas (B_g) y Factor de Compresibilidad (z)

Con respecto a **Z**, factor de compresibilidad gas, la fracción disuelta en el petróleo comienza a ser considerable a mayores presiones. A medida que las presiones aumentan los gases se alejan de la Ecuación de gases ideales, ya que las fuerzas de interacción entre las moléculas dejan de ser despreciables, los choques entre las moléculas dejan de ser elásticos y se comienza a perder energía en cada interacción y el volumen de las moléculas deja de ser despreciable con el volumen total. Por lo tanto a bajas presiones los gases se comportan de manera más ideal, siendo el valor de **Z** más cercano a 1.

C) Viscosidad del Petróleo y Viscosidad del Gas

Cabe mencionar que la Viscosidad del gas μ_g depende de la temperatura, presión y la composición. Generalmente la μ_g no se mide en laboratorio si no que se estima a partir de correlaciones. En este caso se ha medido y puede observarse que la misma disminuye ligeramente desde 0,018 cp a la presión de burbuja hasta 0,013 cp a la presión atmosférica.

En el caso de μ_o por debajo del punto de burbuja se observa que la viscosidad disminuye debido al aumento del gas disuelto en el petróleo a medida que la presión va cayendo cercana a la presión de burbuja. Además, el gas en solución tiene el efecto de reducir al fluido, y causa, además, la expansión del petróleo reducido su densidad. De este modo se alcanza la viscosidad del petróleo mínima en la presión de burbuja a 0,639 cp. Por encima de esta presión, ya no hay disponibilidad de gas libre para entrar en solución y, por lo tanto, la viscosidad aumenta. μ_o del petróleo muerto a 1 atm es 2,116 cp.

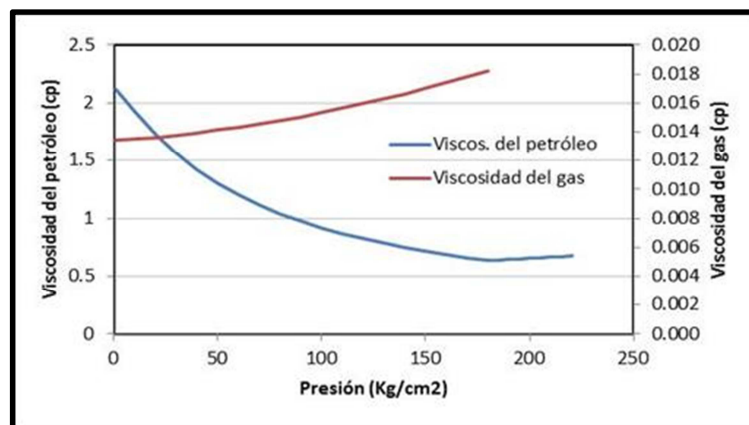


Fig. 2.2-5. Viscosidad del Petróleo y Viscosidad del Gas

D) Permeabilidades Relativas del Sistema Gas Petróleo

La permeabilidad absoluta es una propiedad intrínseca de la roca, mientras que la permeabilidad efectiva depende además de las distintas proporciones de las fases involucradas en el sistema poroso.

En el presente trabajo se considera un reservorios uniforme donde una única curva de K_r del sistema gas-oil representa adecuadamente los fluidos del reservorio. Siendo en este caso el petróleo como la fase mojante. En la Fig.2.2-6 se muestran las curvas correspondientes a un promedio estadístico potencial de todos los resultados medidos en laboratorio a partir de

numerosas muestras de roca. Se observan los puntos extremos de permeabilidad relativa 1.0 y 0.7 para el petróleo y gas respectivamente.

$K_{rg}=0.7$ (punto máximo) corresponde a la mínima $S_o=0.25$ y se relaciona con la saturación de agua irreducible más la saturación de oil residual. Cuando la S_o es máxima $S_o=0.68$, K_{rg} se hace 0 y el gas deja de moverse.

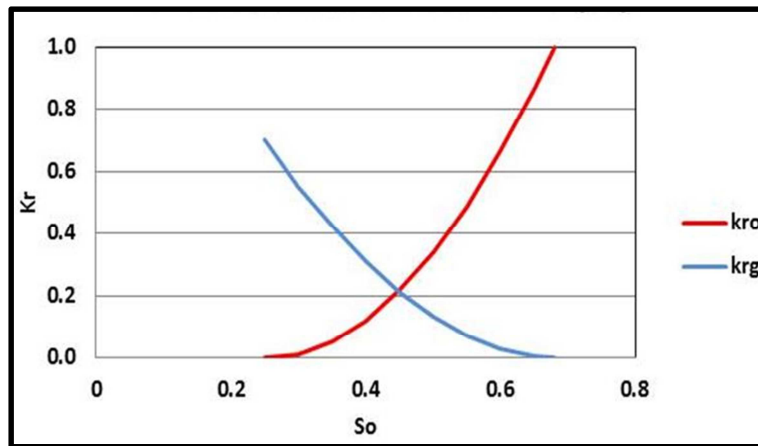


Fig. 2.2-6. Permeabilidad Relativa Sistema Gas Petróleo

3. CALCULO DE PETRÓLEO ORIGINAL IN SITU (OOIP)

Para el cálculo del OOIP (N_{is}) se utilizará la siguiente fórmula:

$$N_{is} = \text{Vol. Roca } \phi (1-S_{wi}) / B_{oi}$$

Para el **Volumen de Roca** se utilizará el Método de los Trapecios, teniendo en cuenta que es el que mejor representa la discretización del volumen del reservorio a partir de la definición de distintos paralelepípedos a diversas curvas de nivel, tal como se muestra en la Fig. 3.1-1. A cada paralelepípedo se les asignará un Área (A) y un espesor (H).

$$\text{Volumen de reservorio} = \Delta h (A_0/2 + A_1 + A_2 + A_3 + \dots + A_n/2)$$

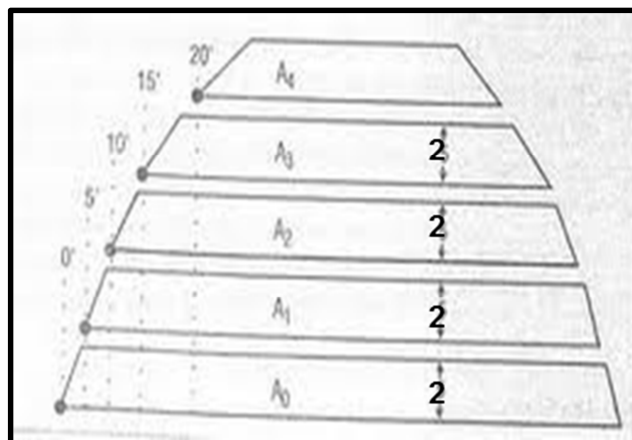


Fig. 3.1-1. Sección transversal esquematizado del reservorio mostrando los volúmenes discretizados.

Para el cálculo de área (A) se realizará la planimetría:

Área	cm ²	m ²
A11	2.44	74725
A10	9.74	298288
A9	24.40	747250
A8	46.38	1420388
A7	78.34	2399163
A6	123.24	3774225
A5	179.22	5488613
A4	246.66	7553963
A3	328.60	10063375
A2	421.96	12922525
A1	515.20	15778000
A0	657.12	20124300

Con respecto al espesor (H) se utilizará el mapa isopáquico (Fig.3.1-2) dónde cada isocurva corresponde a $\Delta h=2$. Como se muestra en la figura la mayor área corresponde al contacto Agua –Petróleo donde el espesor útil será 0.

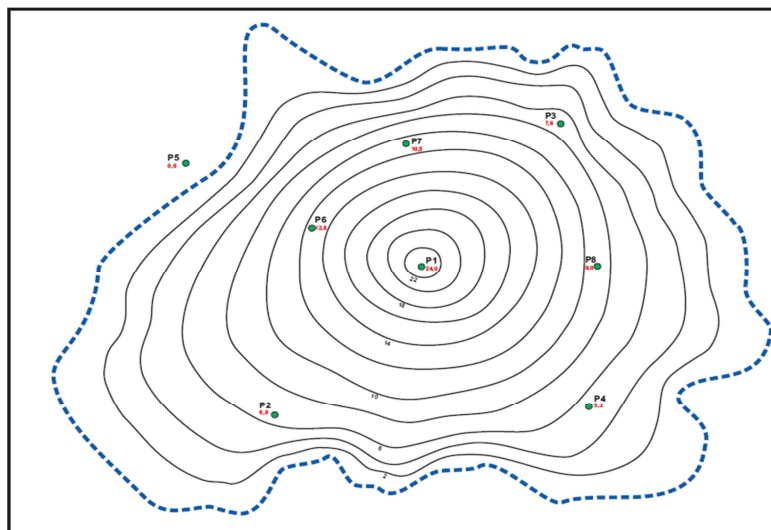


Fig. 3.1-2. Mapa isopáquico

Volumen de Roca = 141090600 m2

Una vez obtenido el volumen de roca los demás parámetro serán los estimados en el apartado anterior, tomando como más representativos los valores medios.

Porosidad Prom. 0.197
Swi Prom 0.320

Como Boi se tomará el Bo del PVT a Presión de Reservorio, correspondiente al inicio de la producción del bloque. **Boi=1.272.**

Con estos datos el cálculo del OOIP sería:

$$\text{Nis} = \text{Vol. Roca} \cdot f(1-S_{wi}) / \text{Boi} = 14869426.84 \text{ m}^3 = 14.86 \text{ Mm}^3$$

4. DEFINICION FACTOR DE RECUPERACIÓN POR BALANCE DE MATERIALES

El balance de materia consiste en aplicar los principios de conservación de la masa a la producción de un reservorio. De esta manera, se logra relacionar la producción de hidrocarburos con la caída de presión, teniendo en cuenta los distintos empujes actuantes a lo largo de la vida del reservorio.

Para su cálculo es importante establecer las condiciones de estudio del yacimiento, las cuales se detallan a continuación:

- Se considera una Presión de abandono de 20 kg/cm².
- La variación de presión de reservorio es dominada por la expansión monofásica de petróleo para petróleo subsaturado ($P > P_b$) y por expansión del gas disuelto para petróleo saturado ($P < P_b$), descartando presencia de mecanismos tales como Casquete de Gas y Acuífero Activo que alteren la presión.
- Se consideró al reservorio un modelo tanque.
- Las características petrofísicas (porosidad, saturación) iguales a los valores promedios del reservorio real.
- Las condiciones que se producen en las instalaciones de producción representan muy adecuadamente el comportamiento de un reservorio de petróleo negro en subsuelo y superficie.
- Las propiedades termodinámicas (PVT) reproducen el comportamiento de los fluidos en fondo y superficie.
- Se despreció la producción de agua (W_p) dado que su saturación es mínima.

Es importante considerar que la expansión monofásica del petróleo tiene baja eficiencia por la baja compresibilidad del petróleo lo que debiera corroborarse (FR: 2-5% aprox.); la expansión del gas disuelto por debajo de la P_b , donde la presión declina más lentamente tiene mejores eficiencias de recobro (FR: 5-25% aprox.).

En yacimientos de petróleo, el Balance de Materiales en modo predictivo permite pronosticar los volúmenes a recuperar como fracción del volumen “insitu”, es decir, los factores de recuperación, para cada valor de presión por debajo de la presión inicial.

Para los cálculos realizados, se tienen los siguientes parámetros correspondientes a Compresibilidad y Saturaciones utilizados en las ecuaciones de Balance de Materiales:

Cw	0.000048	1/Kg/cm ²
Cf	0.000052	1/Kg/cm ²
Swi	0.32	fr.
Soi	0.68	fr.
Ce	0.000099	1/Kg/cm ²
Sor	0.25	fr.

Tabla 4.1.

En lo referente a las compresibilidades del agua y de la roca, las primeras pueden determinarse con suficiente exactitud a través de diferentes correlaciones entre ellas Dodson – Standing y Long – Chierici. Para la compresibilidad poral se utilizó la correlación de Hall.

Se cuenta con un ensayo PVT del cual se obtienen los parámetros PVT necesarios para las ecuaciones.

Para valores de presión que no se encuentran en la tabla PVT se generan ecuaciones a partir de regresiones lineales y se interpola para obtener los parámetros correspondientes a esas presiones.

4.1. Balance de materiales por encima del punto de burbuja

De acuerdo a los datos PVT y a la presión inicial del reservorio (220 kg/cm²), se establece un período de flujo monofásico hasta la presión de burbuja (180 kg/cm²) mayormente dominado por la expansión de fluidos y compresión de roca.

$$N_{is} B_{oi} (P_i - P) C_e = N_p B_o + W_p B_w - W_e$$

Casos simplificados:

1) Si no hay entrada de agua:

$$N_{is} B_{oi} (P_i - P) C_e = N_p B_o + W_p B_w$$

2) Si la producción de agua es insignificante:

$$N_{is} B_{oi} (P_i - P) C_e = N_p B_o$$

Ecuaciones Balance de Materiales por encima del punto de burbuja

A la presión de burbuja se obtiene FR = 1.15%, en periodo monofásico.

4.2. Balance de materiales por debajo del punto de burbuja

Por debajo de la **presión de burbuja (180 kg/cm²)**, comienza la liberación de gas en reservorio por lo cual comienza un período de condición bifásica en reservorio. Para el cálculo se considerarán las ecuaciones correspondientes al **Balance de Materiales por debajo del punto de burbuja**. Para ello es necesario predecir además el volumen de gas (Gp) a extraer en cada etapa de presión.

$$N_{is} = \frac{N_p (B_t + (R_p - R_{si}) B_g) + W_p B_w - W_e}{(B_t - B_{ti}) + m B_{ti} (B_g / B_{gi} - 1)}$$

Casos simplificados:

1) Si no hay entrada de agua:

$$N_{is} = \frac{N_p (B_t + (R_p - R_{si}) B_g) + W_p B_w}{(B_t - B_{ti}) + m B_{ti} (B_g / B_{gi} - 1)}$$

2) Si además la producción de agua es escasa:

$$N_{is} = \frac{N_p (B_t + (R_p - R_{si}) B_g)}{(B_t - B_{ti}) + m B_{ti} (B_g / B_{gi} - 1)}$$

Ecuaciones Balance de Materiales por debajo del punto de burbuja

La expansión del petróleo y gas altera el comportamiento de estos fluidos, de modo que todo lo que se necesita es la relación de permeabilidades relativas K_{rg}/K_{ro}, cuya relación son función de la saturación. Además de las viscosidades y factores de volumen que dependen de la presión.

A la presión de abandono (20 kg/cm²) se tendría un FR final de 15.6% y al final de la vida útil del yacimiento RF 17.71%.

En general, el volumen a recuperar puede estar entre el 5 al 25%, no obstante, esto está en función de las propiedades del fluido y de la roca. Cuanto más pesado es el fluido, menor será el volumen a recuperar. Por otro lado, a menor permeabilidad, menor será el recobro.

La Tabla 4.2 resume los cálculos realizados para el cálculo del Balance de Materia.

	Presión Kg/cm2	Np	Rs m3/m3	Bo m3/m3	μo cp	Z	Bg m3/m3	μg cp	Bt m3/m3	So	So*	kro	Sg*	krp	krp/kro	RGP m3/m3	DGP	GP	RP m3/m3	Nis
	220.6	0	87.50	1.2720	0.676				1.2720	0.6800	1.0000	1.0000	0.0000	0.00000	0.00000	87.50		0	87.50	
	215	0.14%	87.50	1.2731	0.670				1.2731							87.50	0.12491	0.12491	87.50	1.000000
	210	0.27%	87.50	1.2741	0.665				1.2741							87.50	0.11164	0.23655	87.50	1.000000
	205	0.40%	87.50	1.2752	0.661				1.2752							87.50	0.11352	0.35007	87.50	1.000000
	200	0.53%	87.50	1.2762	0.656				1.2762							87.50	0.11707	0.46714	87.50	1.000000
	195	0.67%	87.50	1.2774	0.652				1.2774							87.50	0.12229	0.58943	87.50	1.000000
	190	0.82%	87.50	1.2787	0.647				1.2787							87.50	0.12916	0.71859	87.50	1.000000
	185	0.98%	87.50	1.2801	0.643				1.2801							87.50	0.13766	0.85625	87.50	1.000000
*P. Burbuja	180	1.15%	87.50	1.2816	0.639	0.8909	0.006456	0.01821	1.2816	0.6800	1.0000	1.0000	0.0000	0.00000	0.00000	87.50	0.14776	1.00401	87.50	1.000000
	170	2.93%	81.84	1.2660	0.663	0.8900	0.006829	0.01778	1.3046	0.6587	0.9504	0.9033	0.0496	0.00232	0.00257	99.61	1.66914	2.67314	91.18	1.000000
	160	4.77%	76.19	1.2513	0.689	0.8901	0.007256	0.01738	1.3333	0.6390	0.9047	0.8185	0.0953	0.00804	0.00982	143.41	2.23162	4.90477	102.86	1.000000
	150	6.40%	70.57	1.2367	0.719	0.8911	0.007749	0.01699	1.3679	0.6211	0.8631	0.7449	0.1369	0.01601	0.02149	215.72	2.92126	7.82603	122.37	1.000000
	140	7.76%	64.98	1.2224	0.752	0.8931	0.008321	0.01662	1.4097	0.6053	0.8263	0.6827	0.1737	0.02517	0.03686	309.83	3.58814	11.41417	147.08	1.000000
	130	8.90%	59.45	1.2084	0.787	0.8959	0.008990	0.01627	1.4605	0.5913	0.7937	0.6299	0.2063	0.03490	0.05540	419.66	4.15077	15.56494	174.91	1.000000
	120	9.86%	53.99	1.1946	0.826	0.8997	0.009780	0.01594	1.5223	0.5787	0.7644	0.5843	0.2356	0.04489	0.07683	540.41	4.60649	20.17143	204.61	1.000000
	110	10.68%	48.61	1.1812	0.870	0.9042	0.010723	0.01563	1.5982	0.5673	0.7379	0.5444	0.2621	0.05499	0.10101	667.84	4.97196	25.14338	235.40	1.000000
	100	11.40%	43.34	1.1682	0.919	0.9096	0.011865	0.01533	1.6921	0.5568	0.7135	0.5091	0.2865	0.06511	0.12789	797.75	5.26277	30.40616	266.73	1.000000
	90	12.04%	38.18	1.1556	0.975	0.9157	0.013272	0.01506	1.8101	0.5471	0.6910	0.4774	0.3090	0.07518	0.15746	925.47	5.49026	35.89642	298.23	1.000000
	80	12.61%	33.16	1.1434	1.039	0.9226	0.015043	0.01480	1.9607	0.5381	0.6700	0.4489	0.3300	0.08517	0.18973	1045.39	5.66214	41.55856	329.54	1.000000
	70	13.14%	28.29	1.1317	1.113	0.9301	0.017332	0.01456	2.1579	0.5297	0.6504	0.4230	0.3496	0.09505	0.22471	1150.33	5.78376	47.34232	360.34	1.000000
	60	13.63%	23.59	1.1205	1.201	0.9383	0.020399	0.01434	2.4242	0.5217	0.6319	0.3993	0.3681	0.10480	0.26245	1230.80	5.85889	53.20121	390.32	1.000000
	50	14.10%	19.07	1.1099	1.303	0.9471	0.024709	0.01414	2.8007	0.5142	0.6145	0.3776	0.3855	0.11444	0.30309	1273.99	5.89044	59.09164	419.07	1.000000
	40	14.56%	14.74	1.0998	1.423	0.9565	0.031193	0.01395	3.3691	0.5071	0.5979	0.3574	0.4021	0.12400	0.34691	1262.47	5.88081	64.97245	446.11	1.000000
	30	15.04%	10.64	1.0904	1.564	0.9665	0.042024	0.01378	4.3203	0.5002	0.5818	0.3385	0.4182	0.13359	0.39468	1172.60	5.83235	70.80481	470.67	1.000000
	20	15.58%	6.76	1.0816	1.729	0.9770	0.063720	0.01363	6.2261	0.4933	0.5657	0.3200	0.4343	0.14351	0.44843	971.95	5.74783	76.55264	491.37	1.000000
	10	16.29%	3.13	1.0734	1.922	0.9880	0.128871	0.01350	11.9459	0.4857	0.5481	0.3004	0.4519	0.15476	0.51514	613.75	5.63207	82.18471	504.52	1.000000
	1.03	17.71%	0.09	1.0668	2.121	0.9982	1.264130	0.01340	111.5527	0.4747	0.5226	0.2731	0.4774	0.17178	0.62894	84.10	4.94279	87.12750	492.07	0.999999

Tabla 4.2. Balance de Masa de un Petróleo Subsaturado y Saturado.

4.3. Curva de performance del Yacimiento

En la Fig.4.3-1 se observa la presión y la Relación Gas – Petróleo (RGP) instantánea en función del N_p (Petróleo producido). A medida que avanza la explotación y se incrementa el petróleo extraído, la presión disminuye rápidamente dado que los mecanismos que reemplazan el volumen producido son débiles. De esta manera la presión disminuye desde la **presión inicial (220 kg/cm²)** hasta la presión de burbuja (180 kg/cm²) conversando un RGP constante dada la producción monofásica en fondo y generándose la liberación del gas dentro del pozo o bien en superficie.

Una vez que comienza la liberación de gas y esté supera su saturación crítica, es decir tiene menos gas disuelto en el petróleo, la relación RGP comienza a aumentar fundamentalmente dado por una mayor movilidad del gas k_{rg}/μ_{og} vs la movilidad del petróleo k_{rp}/μ_{ro} , que contrarresta con creces los efectos opuestos de la variaciones de otras propiedades como factor de volumen de gas y petróleo y razón de solubilidad (R_s). El valor máximo que llega alcanzar el **RGP es 1300 m³/m³**.

Finalmente a bajas presiones se han liberado mayoría de componentes livianos y la tasa de liberación de gas disminuye, a su vez perdiendo expansibilidad. Esto provoca una disminución del RGP para las últimas etapas de producción. Esta situación también se puede observar en la curva de presiones que va incrementando la pendiente lo cual implica un menor mantenimiento de las presiones del reservorio.

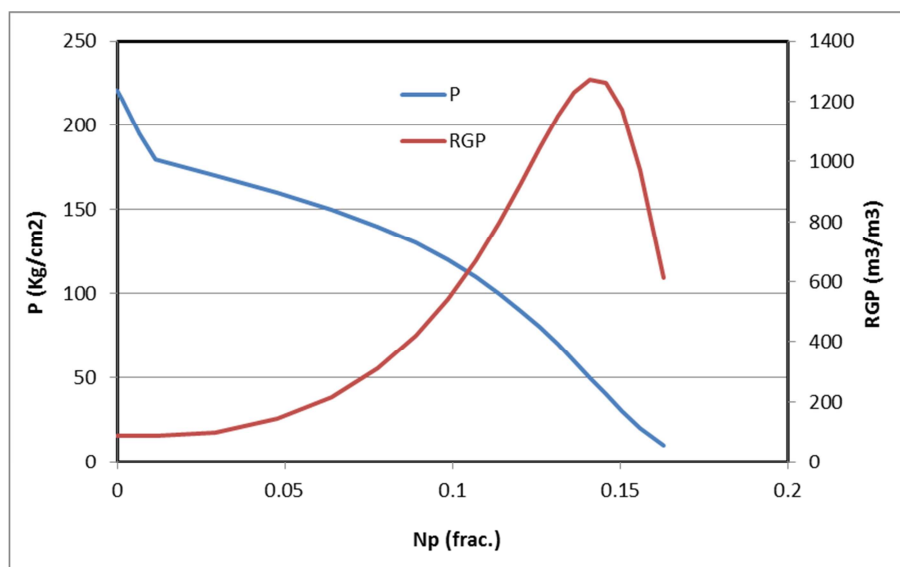


Fig.4.3-1. Performance del Yacimiento.

5. COMPORTAMIENTO DEL POZO PROMEDIO POR CURVA IPR

El ritmo de caída de presión en el tiempo, y por lo tanto del aumento de volumen extraído, depende de los caudales diarios de extracción del yacimiento, o sea del número de pozos y de su productividad (caudal diario que es capaz de entregar un pozo en condiciones dadas).

Las curvas IPR dan los comportamientos de productividad de los pozos, y se construyen a partir de ensayos de pozos que miden caudales diarios para distintos valores de presiones dinámicas de fondo.

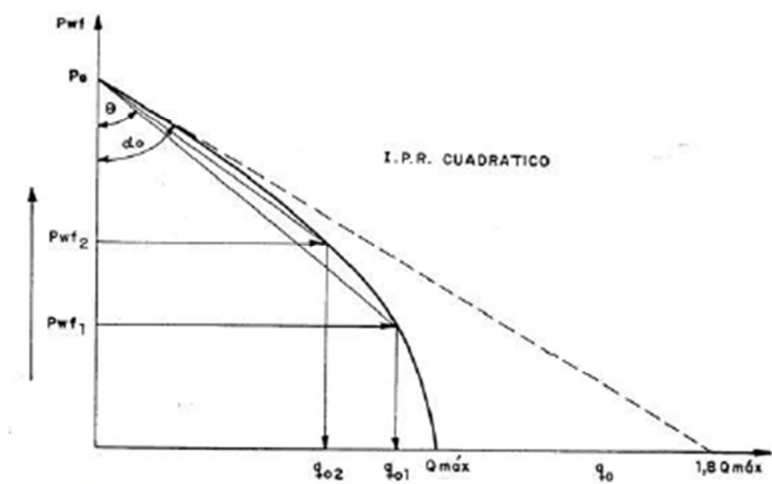


Fig.5.1-1. Curva IPR ejemplo.

Las curvas IPR se obtienen a partir del análisis del período monofásico y del período bifásico.

Para el **período monofásico** se utiliza la **ecuación de Darcy**. Para la determinación del caudal en un período de tiempo dado, a distintas presiones fluyentes, se integra dicha ecuación entre la presión estática del reservorio y las presiones fluyentes en cuestión.

$$Q_0 = 0.0228 K h / \log (r_e / r_w) \cdot (k r_o / \mu_o B_o) \cdot (P_s - P_{wf}),$$

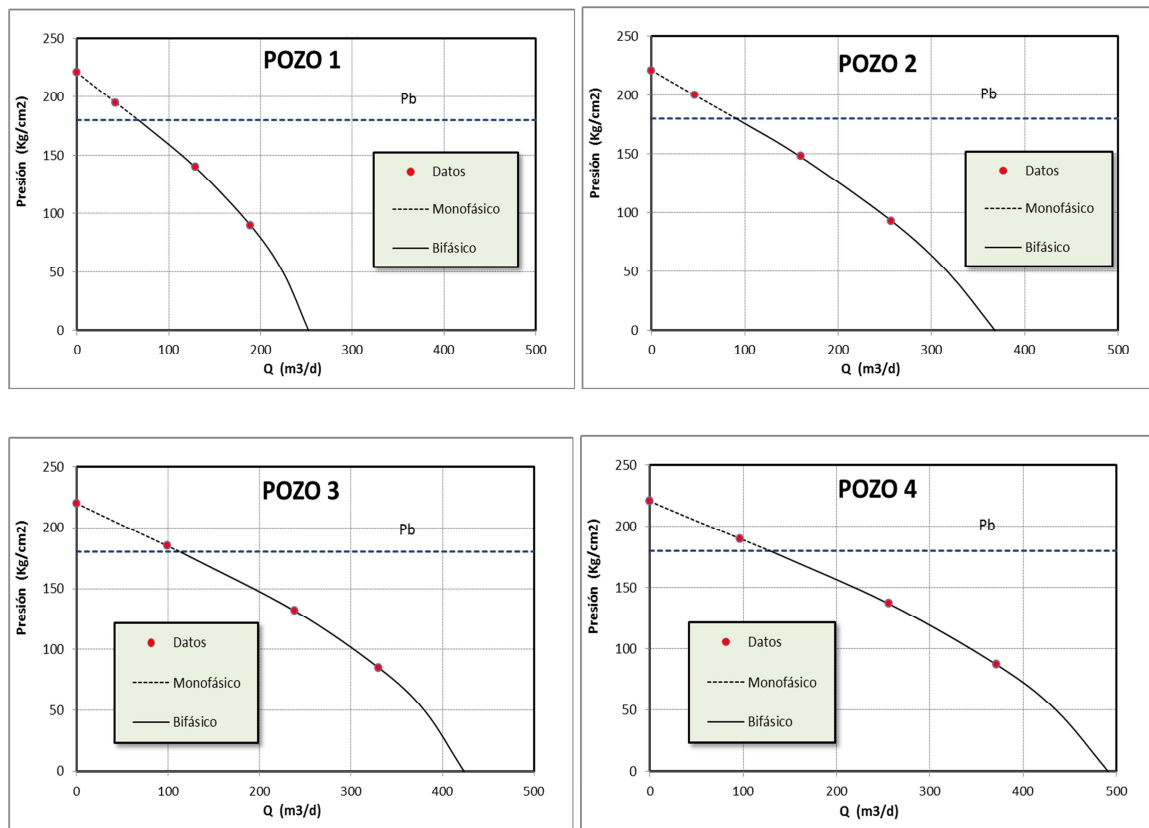
Para el **período bifásico** se utiliza la ecuación de **Vogel**:

$$Q = Q_{\max} (1 - a (P_{wf}/P_s)^2 - b (P_{wf}/P_s))$$

Cuanto más curva se observa el tramo del período bifásico, se puede inducir que corresponde a petróleo más liviano.

Con el fin de establecer un modelo ajustado al comportamiento del pozo promedio del área en estudio, se consideró una población de 4 pozos productores de los cuales se tiene pruebas de producción y datos de presiones en superficie medido por tres orificios.

De los mismos se obtuvieron las siguientes curvas IPR:



En función de las distintas curvas obtenidas, se pudo construir una curva IPR promedio utilizando el promedio de la P_e y del **Caudal máximo Monofásico** (para el periodo monofásico), y el promedio del coeficiente **b** (para el periodo bifásico).

La curva resultante es la siguiente:

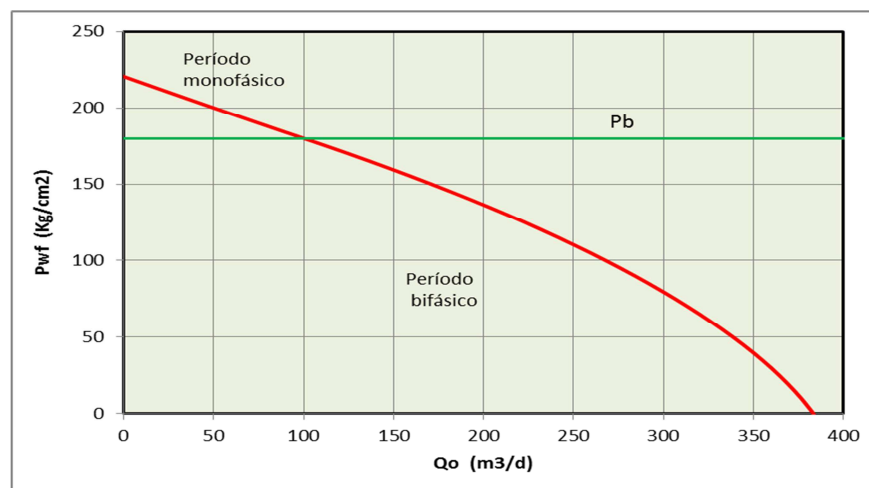


Fig.5.1-2. Curva IPR promedio.

Del mismo podemos obtener los siguientes datos:

- **Presión inicial: 220 kg/cm²**, hasta la presión de saturación se observa un comportamiento monofásico, dominando solo un petróleo Subsaturado.
- **Presión de saturación: 180 kg/cm²**, por debajo de esta presión el gas en solución se empieza a liberar del petróleo superando la saturación crítica pasando a un comportamiento bifásico.
- **El caudal máximo: 383.45 m³/d**, es importante mencionar que el caudal máximo se logra cuando el diferencial de presión es igual a cero.

Para determinar esta curva en diferentes períodos de tiempo, a cualquier presión P_e , sin necesidad de ensayos, se puede suponer que a y b son constantes para toda la vida productiva del pozo.

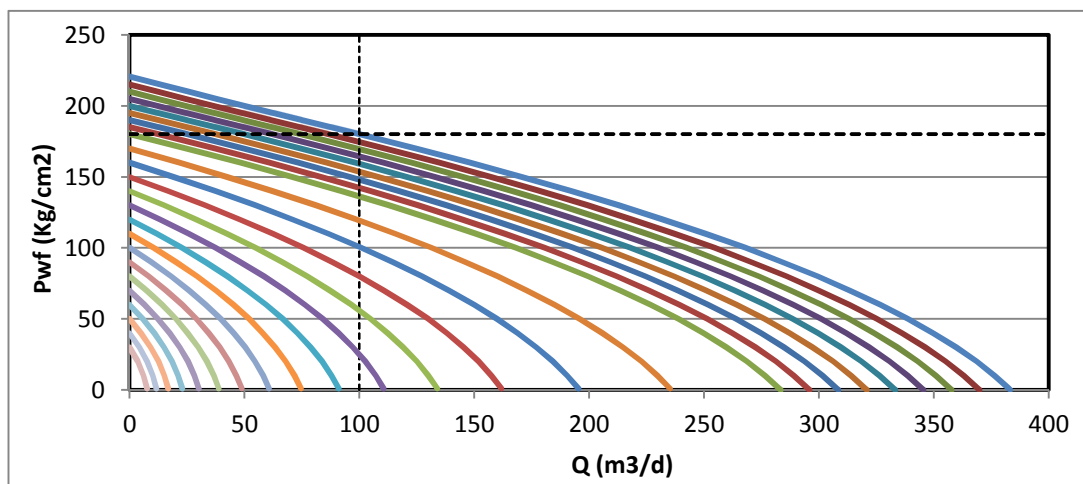


Fig.5.1-3. Familia de Curva IPR que representa la depleción del reservorio.

6. PRONOSTICOS DE PRODUCCIÓN

Para construir un pronóstico de producción se deben formular una serie de hipótesis acerca de las condiciones de producción de los reservorios, los pozos y las instalaciones de superficie. Estas hipótesis pueden estar relacionadas con un rango importante de aspectos, tales como el aporte energético con el que cuentan los reservorios, las productividades, los flujos conjuntos de diferentes reservorios al pozo, restricciones operativas (instalaciones de producción, contrapresiones, etc) que afecten a uno o más pozos, o cualquier combinación de estos.

Hipótesis:

1. Yacimiento petrolífero
2. Acumulación de petróleo en anticlinal

3. 1 nivel productivo
4. Todos los pozos con el mismo nivel productivo
5. Se perfilaron todos a pozo abierto
6. La roca reservorio es una arenisca
7. 10% de los pozos estériles
8. 1 o 2 equipos de perforación para el desarrollo
9. 70% de la presión estática como presión dinámica de fondo cuando tiene sistema de extracción y 90% para pozos surgentes.
10. Etapas chicas de depleción de la presión de 5 Kg/cm²
11. Por debajo de los 180 Kg/cm³ se considera bifásico debido a la Pb
12. Enganche de pozos en función de la Presión estática y se asume que el pozo arranca con esa presión.
13. Asumo permeabilidad infinita y que drene de un tanque
14. El gas se destina a consumo interno del yacimiento y no se vende

Cálculo de **Qav**:

$$Q_{av} = \Delta N_p / \Delta t$$

$$Q_{av} = dN_p / dt$$

Para el cálculo de caudal usamos la ecuación de Vogel para el caso de que la presión de fondo (P_{wf}) se encuentre por debajo de la presión de burbuja (180kg/cm²) en donde hay liberación de gas en el reservorio por lo tanto este Q es bifásico. Este caudal es 0 por encima de la presión de burbuja. Por encima de la presión de burbuja el caudal es monofásico. Una vez que calculamos el caudal total con la suma de los dos cálculos de caudales (monofásico y bifásico) multiplicamos por la cantidad de pozos y obtenemos el caudal de yacimiento.

Para este caso se partió de un caso base con historia de producción de 7 pozos productivos se han determinado 4 escenarios de explotación de yacimiento:

I. 10 Pozos.

II. 20 Pozos.

III. 30 Pozos.

IV. 40 Pozos.

El aumento en el número de pozos a perforar busca acelerar la producción en menor tiempo y compensar la declinación del yacimiento hasta el caudal requerido a presión de abandono para cada caso.

Se contempló para el plan de perforación el trabajo de un equipo que perfore un pozo en el lapso de un mes, arrancando el mes 2 de cada año, salvo para el escenario IV donde se considerarán 2 equipos que trabajen de manera simultánea.

NÚMERO DE POZOS								
Año	Escenario I		Escenario II		Escenario III		Escenario IV	
	Perforados	Productivos	Perforados	Productivos	Perforados	Productivos	Perforados	Productivos
Antes del año 1	8	7	8	7	8	7	8	7
1	2	2	11	10	18	16	22	20
2			1	1	4	4	10	9
3								
Total	10	9	20	18	30	27	40	36

Tabla 6.1

La evaluación se consideró hasta fin de vida útil del yacimiento obteniendo lo siguiente relación:

- **8 pozos: 56 años**
- **10 Pozos: 44 años**
- **20 Pozos: 22 años**
- **30 Pozos: 15 Años**
- **40 Pozos: 12 Años**

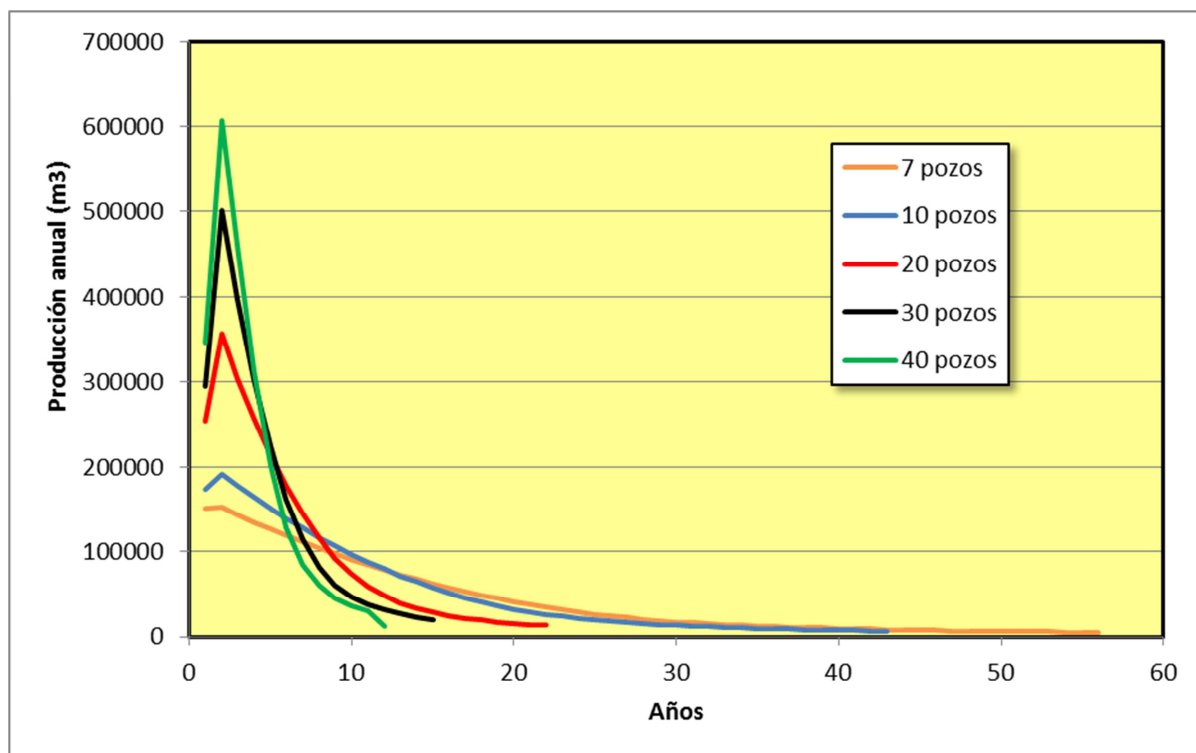


Fig.6.0-1. Pronósticos de 5 posibles escenarios de explotación.

En el gráfico se puede ver que para los escenarios de 30 y 40 pozos, se necesitará mayor capacidad de tratamiento lo cual conlleva a una mayor inversión inicial, a diferencia de los escenarios de 10 y 20 pozos que el pico de producción inicial es considerablemente inferior.

Para cualquier alternativa de desarrollo futuro cuyo comportamiento se quiere predecir, un pronóstico correcto siempre deberá contemplar:

- A) Varias otras suposiciones sobre la cantidad de trabajos planeados y el cronograma de cuando se espera realizar dicha actividad
- B) El impacto de cada alternativa de desarrollo en las producciones futuras de los pozos existentes.

6.1. Caso Base

La historia de producción de los 7 pozos más 1 pozo estéril, se tomó como caso base para realizar un pronóstico hasta la vida útil de yacimiento (56 años).

En las figuras Fig.6.1-1 y Fig.6.1-2 obtenemos una **producción total de 2.32 Millones de m³ de petróleo a un caudal promedio mensual de 229 m³/d.**

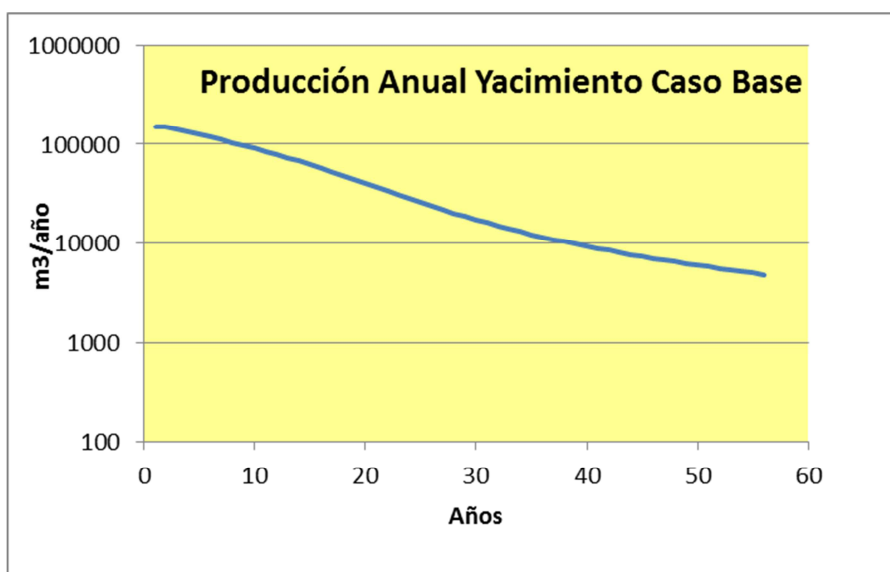


Fig.6.1-1. Pronóstico Producción Anual del Caso Base.

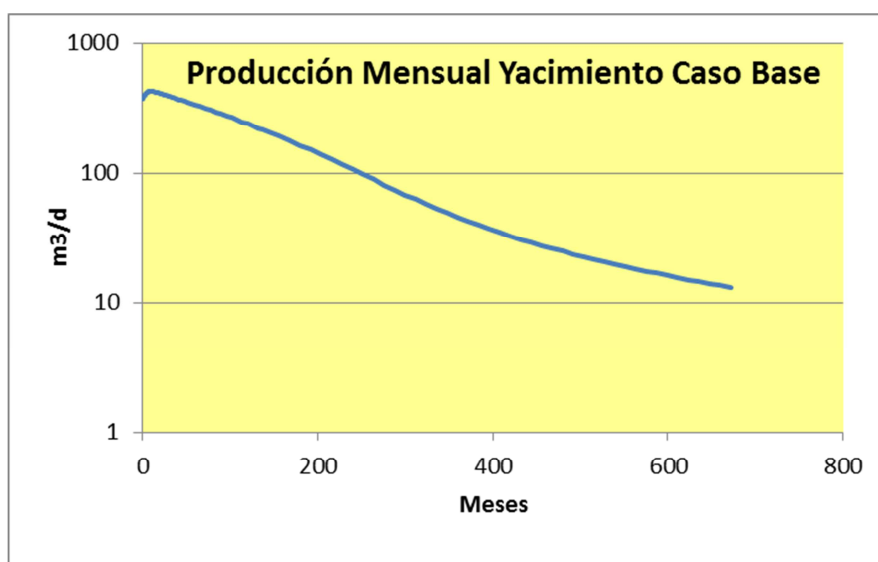


Fig.6.1-2. Pronóstico Producción Mensual del Caso Base.

6.2. Escenario I: 10 Pozos

Del caso base (7 pozos + 1 pozo estéril) se adicionan 2 pozos al primer año de que se obtuvo la concesión del área, resultando productivos.

En las figuras Fig.6.2-1 y Fig.6.2-2 obtenemos una **producción total de 2.33 Millones de m³ a un caudal promedio mensual de 293 m³/d.**

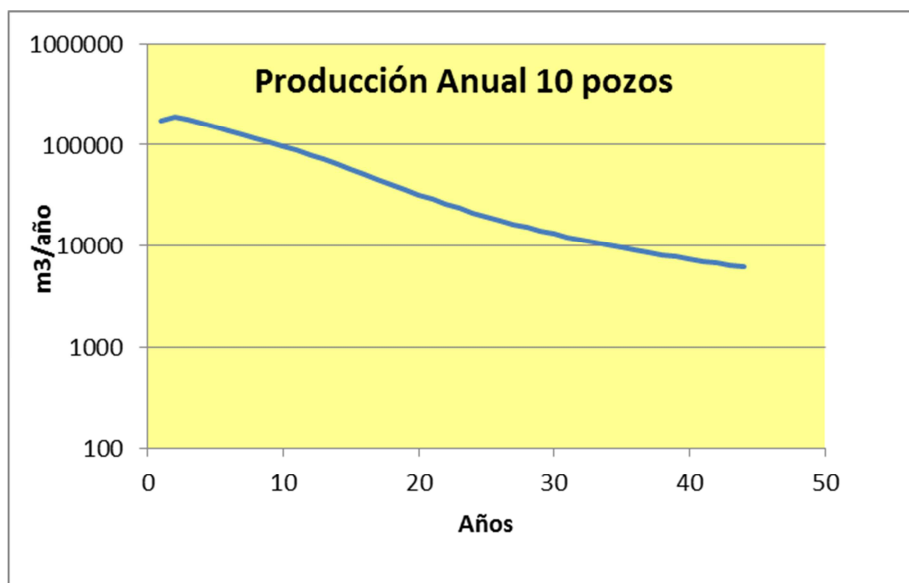


Fig.6.2-1. Pronóstico Producción Anual del Caso 10 Pozos.

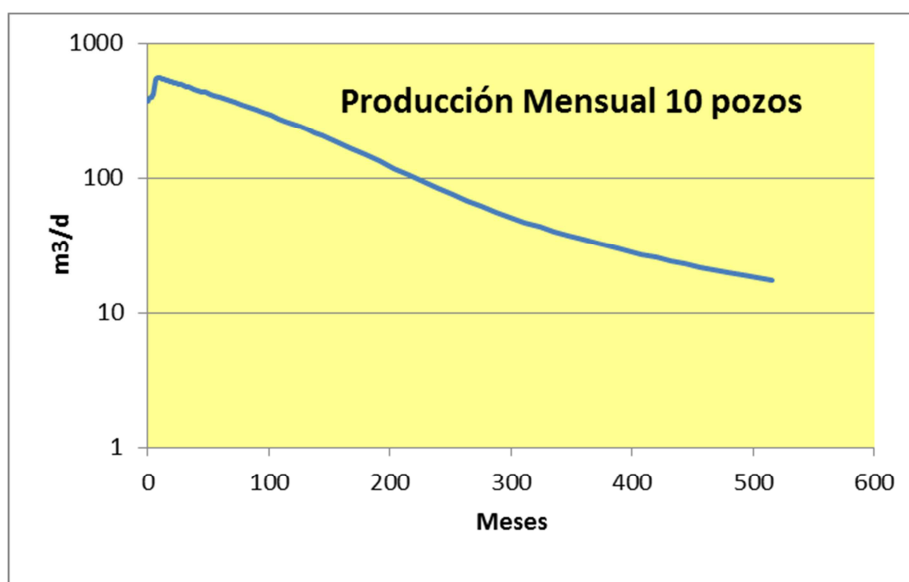


Fig.6.2-2. Pronóstico Producción Mensual del Caso 10 Pozos.

6.3. Escenario II: 20 Pozos

Del caso base (7 pozos + 1 pozo estéril) se adicionaron 12 pozos, los cuales 11 resultaron productivo y 1 improductivo o estéril. Los mencionados pozos fueron perforados en los dos primeros años luego de haber obtenido la concesión.

En las figuras Fig.6.3-1 y Fig.6.3-2 obtenemos una **producción total de 2.32 Millones de m³** a un caudal promedio mensual de **549 m³/d**.

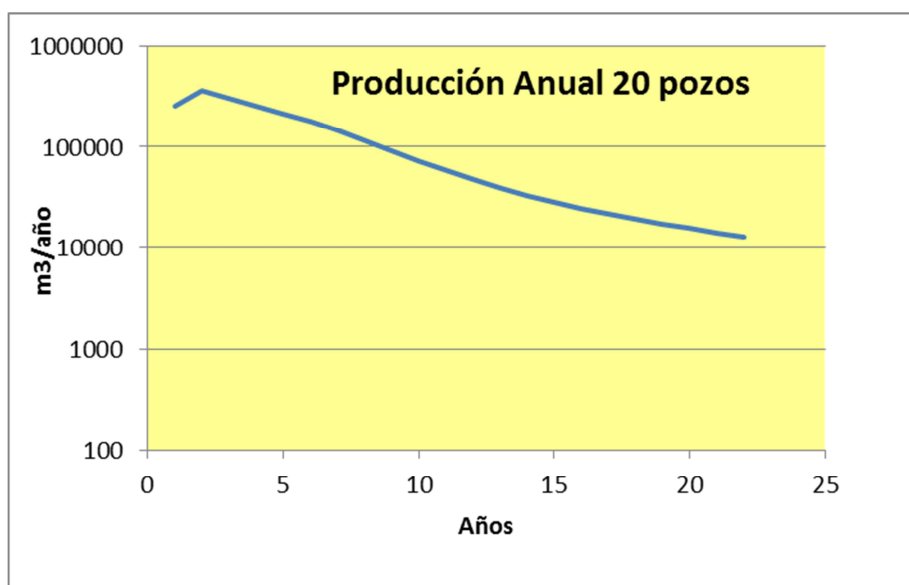


Fig.6.3-1. Pronóstico Producción Anual del Caso 20 Pozos.

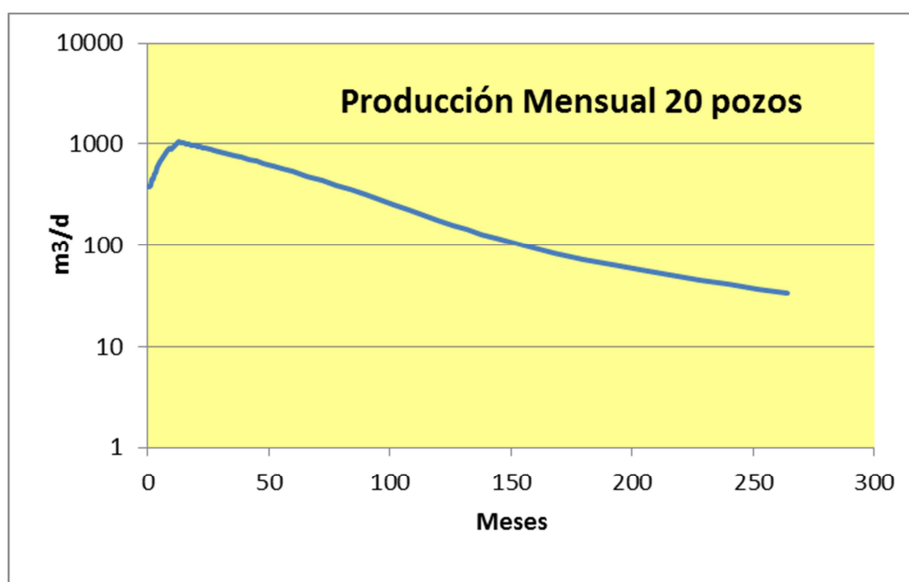


Fig.6.3-2. Pronóstico Producción Mensual del Caso 20 Pozos.

6.4. Escenario III: 30 Pozos

Del caso Base (7 pozos + 1 pozo estéril) se adicionaron 22 pozos los cuales 20 pozos resultaron productivos y 2 improductivos o estériles. Los mencionados pozos fueron perforados en los dos primeros años luego de haber obtenido la concesión.

En las figuras Fig.6.4-1 y Fig.6.4-2 obtenemos una **producción total de 2.32 Millones de m³** a un caudal promedio mensual de **708 m³/d**.

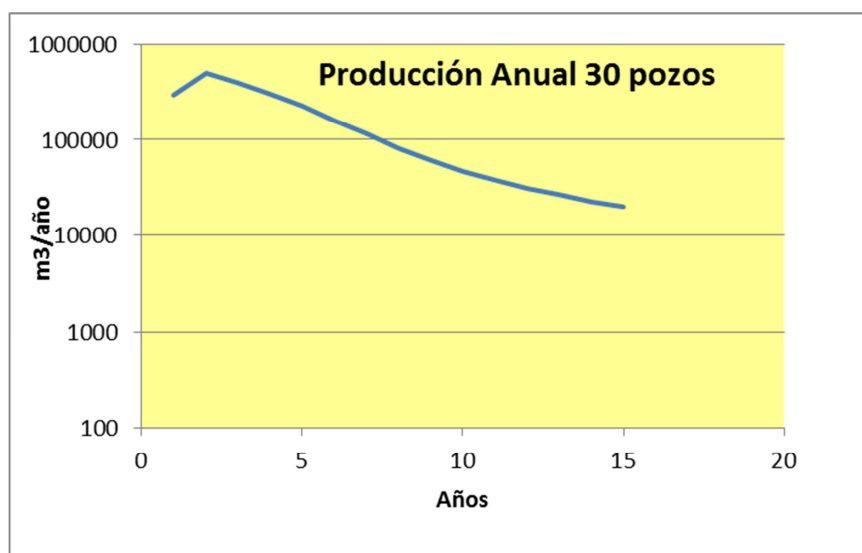


Fig.6.4-1. Pronóstico Producción Anual del Caso 30 pozos.

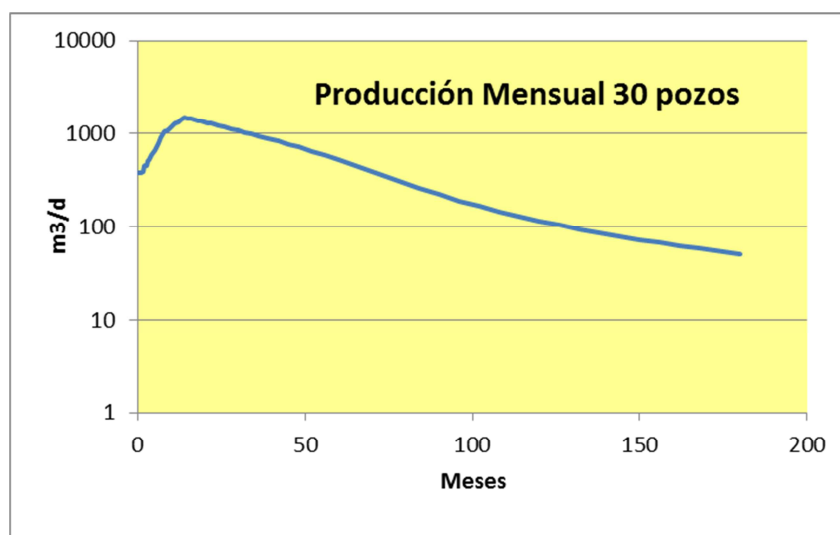


Fig.6.4-2. Pronóstico Producción Mensual del Caso 30 Pozos.

6.5. Escenario IV: 40 Pozos

Del caso base (7 pozos + 1 pozo estéril) se adicionaron 32 pozos los cuales 29 pozos resultaron productivos y 3 estériles. Los mencionados pozos fueron perforados en los tres primeros años luego de haber obtenido la concesión.

En las figuras Fig.6.5-1 y Fig.6.5-2 obtenemos una **producción total de 2.33 Millones de m³** a un caudal promedio mensual de **880 m³/d**.

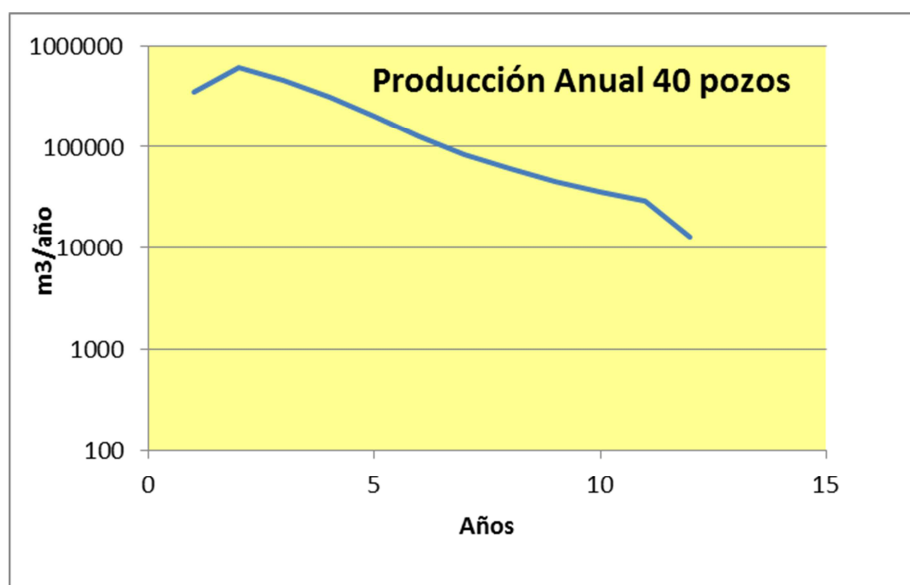


Fig.6.5-1. Pronóstico Producción Anual del Caso 40 Pozos.

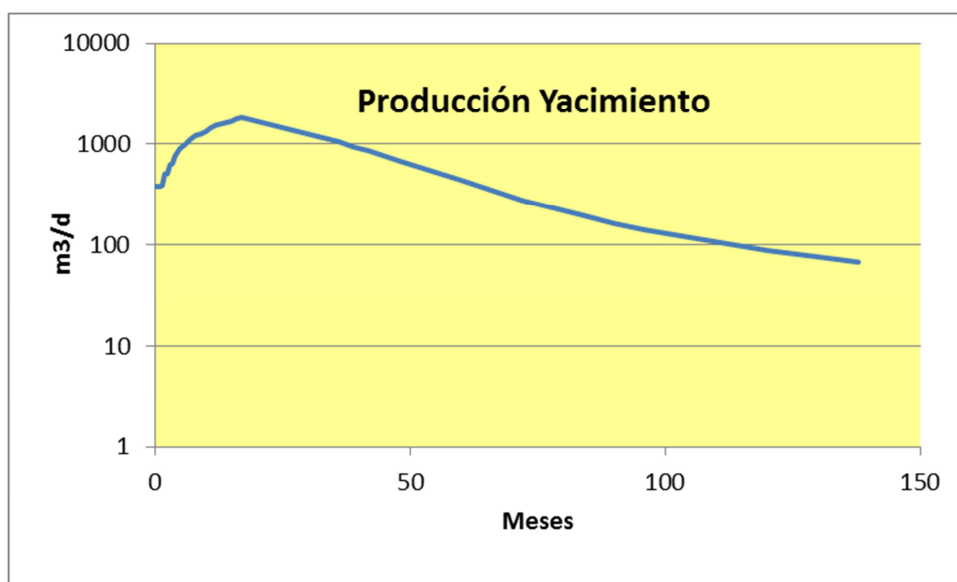


Fig.6.5-2. Pronóstico Producción Mensual del caso 40 Pozos.

6.6. Producción (Np Fracción) vs Presión Fase Monofásica - Bifásica

En la Fig.6.6-1 se grafica la presión en el eje X vs la acumulada Np en fracción en el eje Y, en donde se observa un aumento leve de producción de petróleo, alcanzando hasta el punto de burbuja 1% de recuperación monofásica y por debajo de la presión de burbuja alcanzó una **15% de recuperación de petróleo**. Esta es la parte monofásica donde la cuadrática representa la curva.

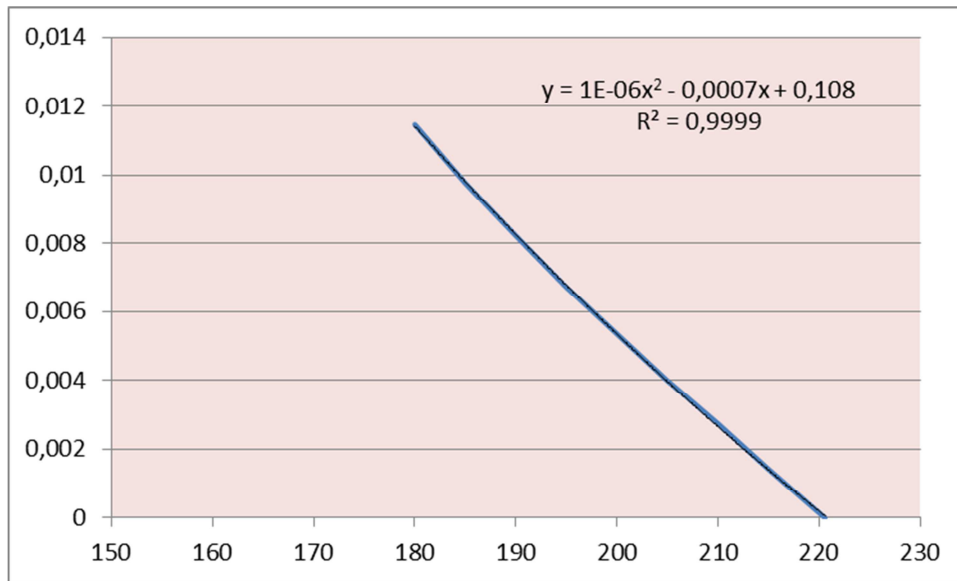


Fig.6.6-1. Np fracción vs Presión (Fase Monofásica).

Para la parte bifásica, se aproxima con un polinomio de cuarto orden (Fig. 6.6-2)

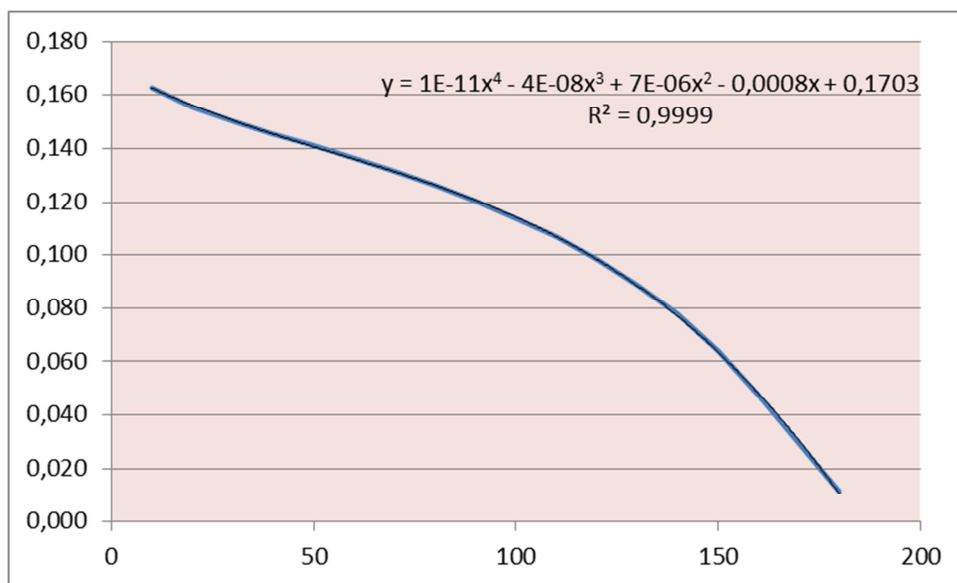


Fig.6.6-2. Np fracción vs Presión (Fase Bifásica).

6.7. Permeabilidad relativa (Fracción) vs Presión

Al aumentar la permeabilidad relativa del gas (Fig.6.7-1) producto de su liberación del gas disuelto, se origina una disminución de la permeabilidad relativa del petróleo de 10% con respecto a la del gas. Todo esto al disminuir la presión de yacimiento.

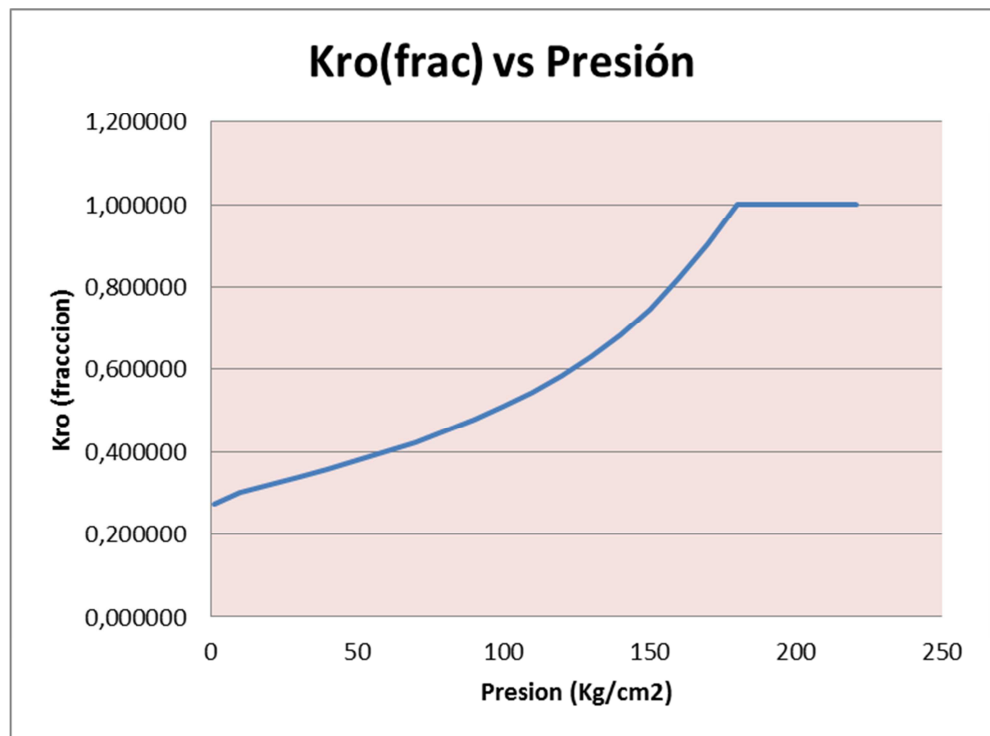


Fig.6.7-1. Permeabilidad relativa (Fracción) vs Presión.

7. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Para realizar la evaluación económica se tuvieron en cuenta los siguientes parámetros:

Precio de Venta: 44 usd/bbl

Se considera WTI a 45 usd/bbl, el petróleo de nuestro yacimiento es comparable con las características del Crudo Medanita, por lo tanto se descuenta 1 usd/bbl.

CAPEX

Pozo Productivo: 5.000.000 usd/pozo

Pozo Seco: 3.000.000 usd/pozo

Conectar al sistema un pozo productivo: 100.000 usd/pozo

Instalaciones de Superficie:

Escenarios	Primer Trimestre (MMusd)	Adicionales cada 10 pozos (MMusd)
Base y 10 pozos	21	
20 – 30 – 40 pozos	21	16

Tabla 7.1: CAPEX para Instalaciones de Superficie

OPEX

Comercialización:	0,25%
Costo de Transporte:	1,25UDS/bbl
Costos Generales (Overhead):	0,05USD/bbl
Costos Variables por Pozo Activo:	4000 USD/mes
Costos Variables por Producción:	15 USD/bbl
Costos Fijos 1er año:	1.2 MMUSD
Costos Fijos 2do Año en adelante por Producción:	

Producción (Mbbl / año)	Costo (MMUSD / año)
Hasta 100	0,5
100 a 250	0,7
250 a 500	0,95
Mayor a 500	1,2

Tabla 7.2: OPEX por Producción

Impuestos

Regalías	12%
Ingresos Brutos	3%
T&T	1,29 usd/bbl
Ganancias	35%

Amortizaciones

Pozos secos:	Se consideran como gastos.
Resto de CAPEX:	Método UOP (Unidades de Fabricación: Producción)

Para la evaluación se consideró el tiempo de vida útil del yacimiento, de acuerdo a las condiciones de presión y caudales de abandono, tal como se muestra en la siguiente tabla:

Escenario	Tiempo de Vida Útil (años)	Condiciones de Abandono	
		Presión (kg/cm ²)	Caudal de Yacimiento (m ³ /d)
Caso Base (7 pozos)	56	19.7	13.6
10 Pozos	44	19.5	16.5
20 Pozos	22	19.9	33.8
30 Pozos	15	19.7	50.4
40 Pozos	11	19.7	66.9

Tabla 7.3: Tiempo de Explotación de Cada Escenario

El primer año se separó por trimestres, para que puedan reflejarse flujos negativos para evitar inconsistencias en los indicadores de evaluación.

En el Figura 7.1, se muestra el Flujo de Caja por periodo de los primeros 20 años para cada escenario, a una tasa de descuento del 15%. Para el Flujo de Caja se comenzó a descontar desde el primer día de actividad.

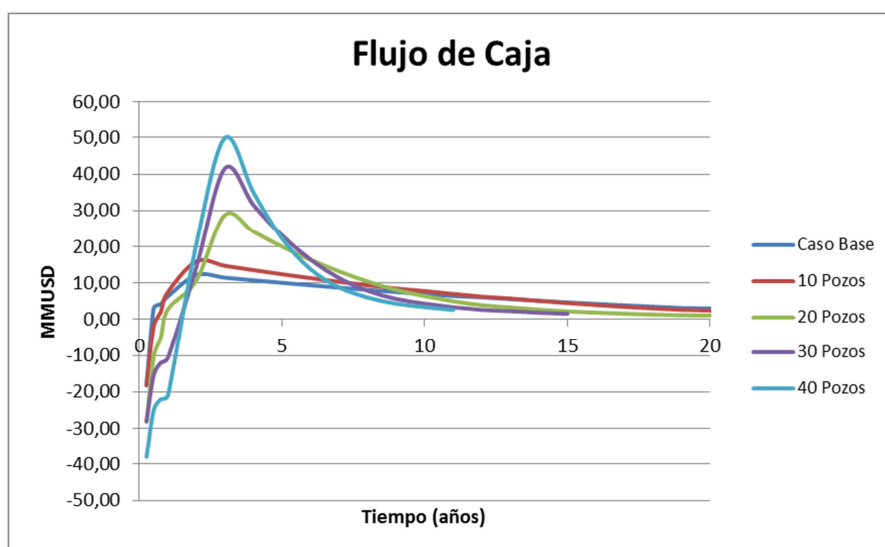


Fig. 7.1: Flujo de Caja para cada Caso

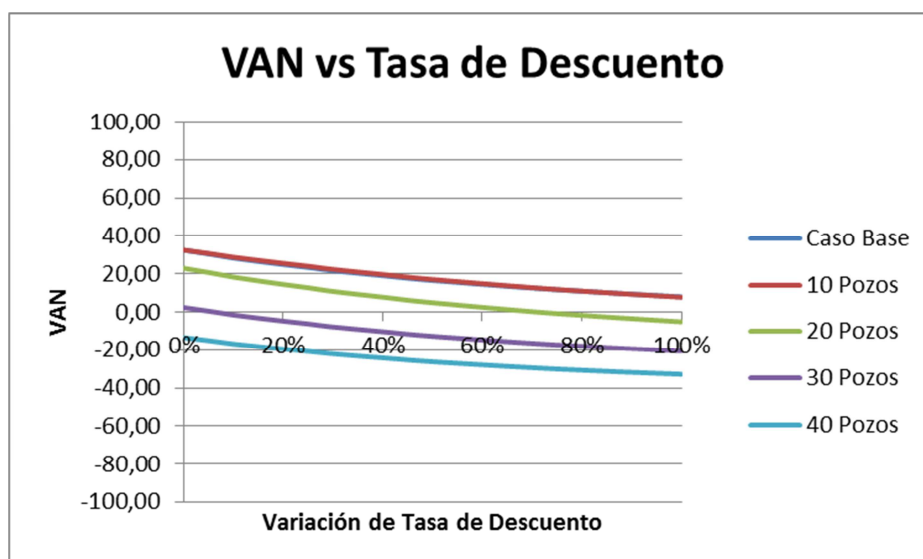


Figura 7.2: Variación del VAN con la Tasa de Descuento

8. INDICADORES FINANCIEROS

A continuación se muestran los principales indicadores financieros:

Indicadores	Caso Base	10 pozos	20 pozos	30 pozos	40 pozos
Máx Exposición (MMUSD)	18,7	20,16	43,67	83,71	111,61
Máx Exposición (años)	1er Trim	2do Trim	3er Trim	4to Trim	4to Trim
VAN @ 12,5%	32,48	33,5	22,97	2,4	-34,36
Tiempo de Proyecto (años)	56	44	22	15	11
TIR	36	34	21	13	9
Período de Repago (años)	2	3	4	4	5

Tabla 8.1: Principales Indicadores Financieros

Como se puede observar el escenario que tiene la mejor TIR es el Caso de Base de 7 pozos, sin embargo al comparar el VAN de ambos casos se puede ver que el Escenario de 10 Pozos. En caso de que el tiempo de concesión no sea suficiente, se recomienda implementar el caso de 20 pozos, cuya máxima exposición no es tan alta como el caso de 30 y 40 pozos y el tiempo de extracción de petróleo es razonable (22 años).

Se realizó un análisis de sensibilidad paramétrica de las principales variables financieras del proyecto de inversión planteado. El procedimiento es simular las variables de entrada y analizar la manera en la que estas impactan en el VAN del proyecto.

Como Variables de sensibilidad se seleccionaron:

- OPEX
- CAPEX
- Precio de venta
- Producción

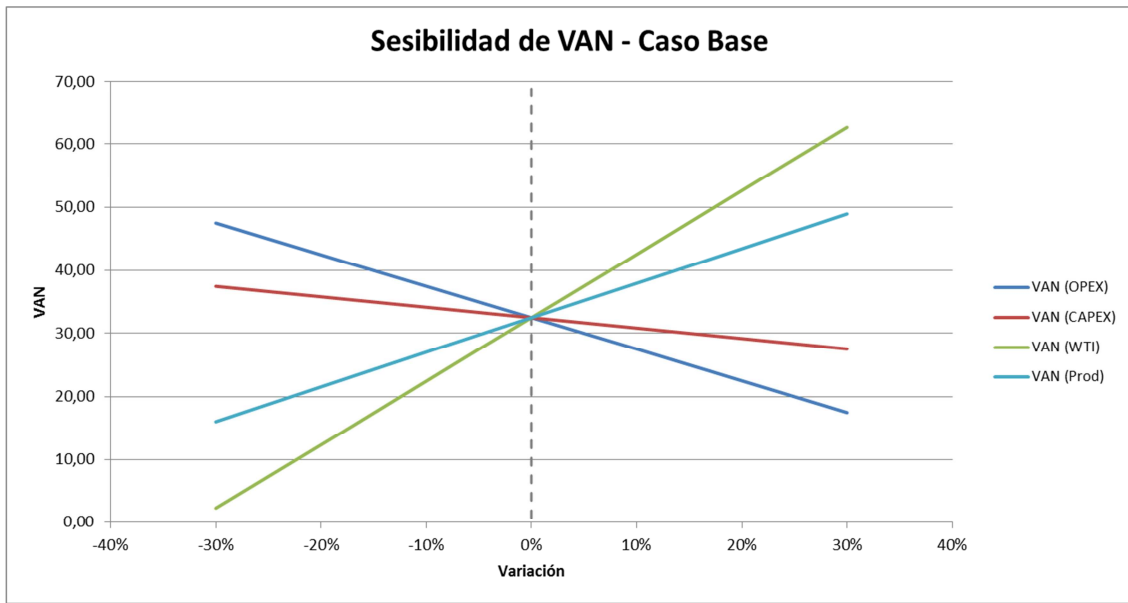


Figura 8.1: Sensibilidad de Caso Base

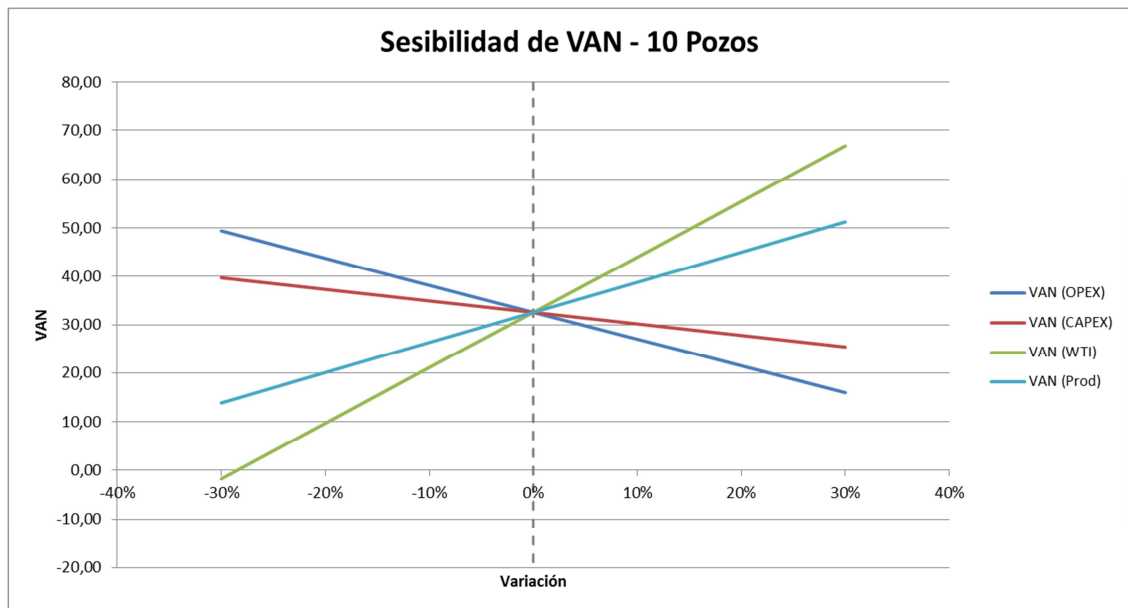


Figura 8.2: Sensibilidad de Escenario I: 10 Pozos

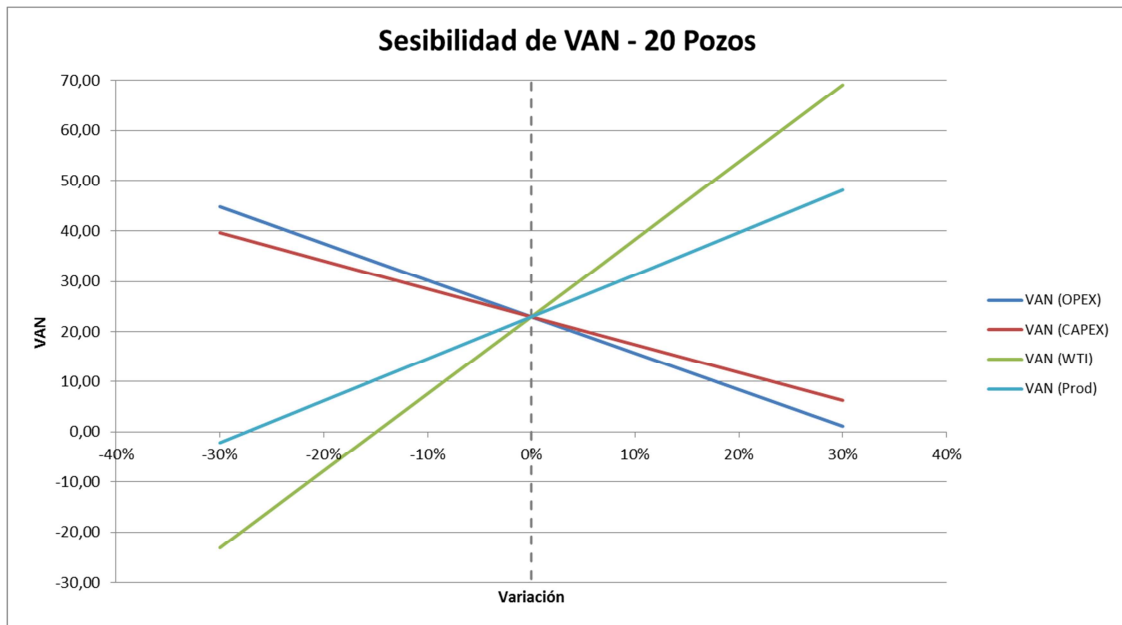


Figura 8.3: Sensibilidad de Escenario II: 20 Pozos

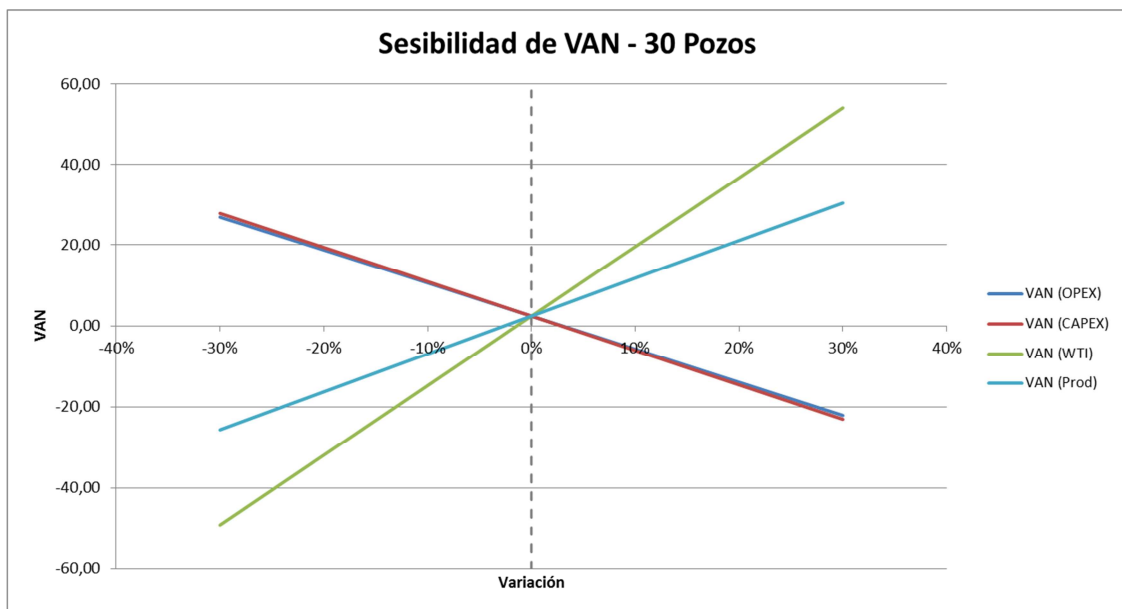


Figura 8.4: Sensibilidad de Escenario III: 30 Pozos

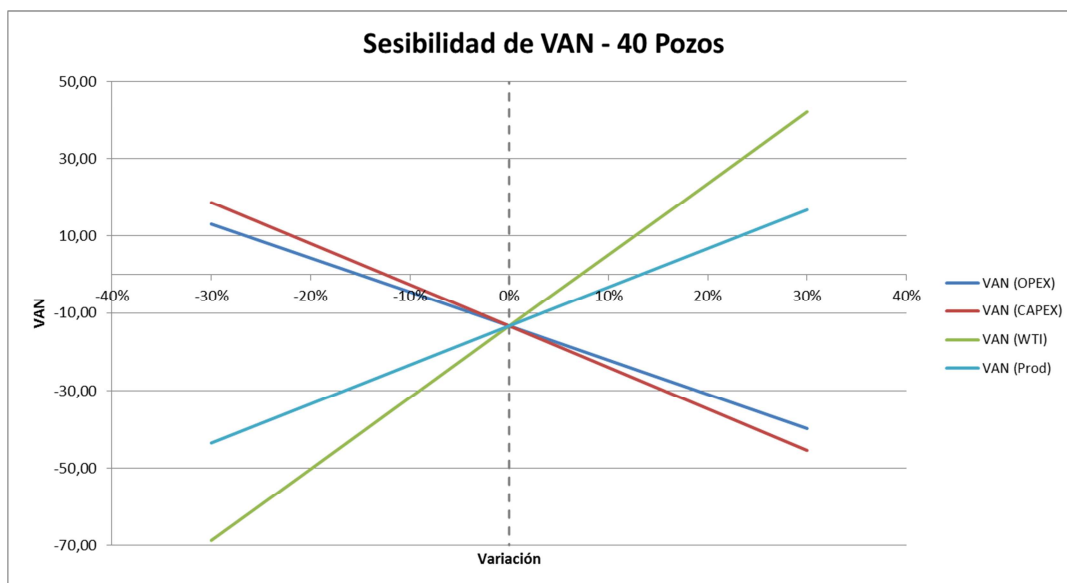


Figura 8.5: Sensibilidad de Escenario IV: 40 Pozos

Como se puede observar, para todos los casos la variable que más afecta al VAN es el precio de venta del petróleo, el cual depende del WTI.

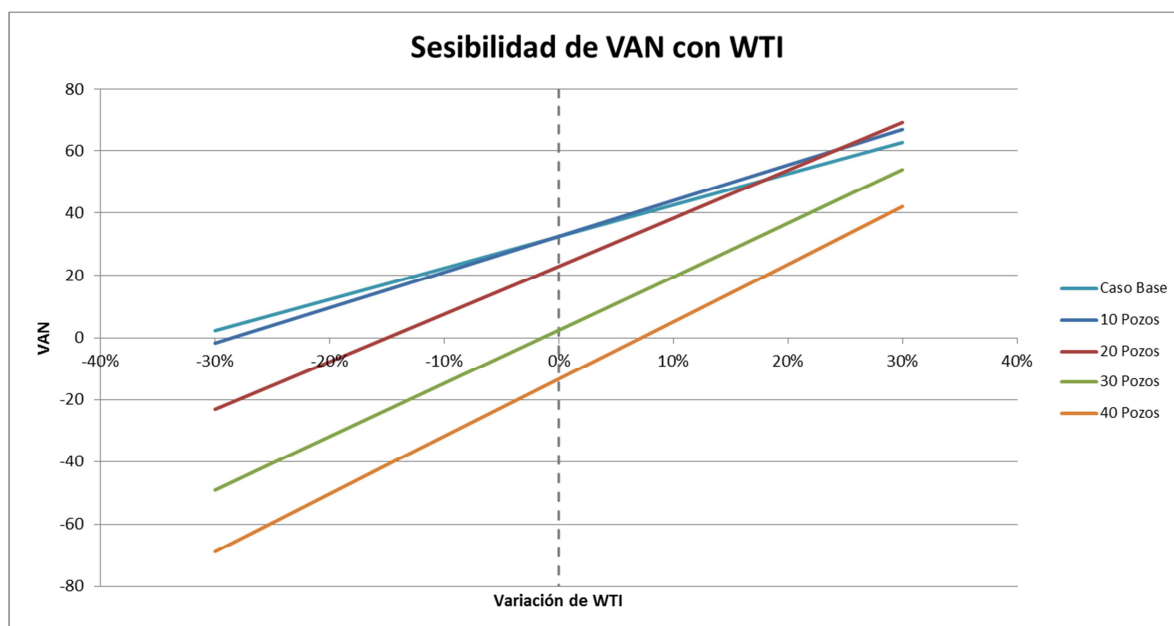


Figura 8.6: Sensibilidad del VAN con WTI

Como se observa los casos menos afectados a la variación del WTI son los caso base y el escenario de 10 pozos.

9. CONCLUSIONES

- En base a los resultados de PVT y de los ensayos realizados se estableció un tipo de petróleo negro subsaturado. El mecanismo de drenaje dominante es la expansión del gas disuelto al descender la presión por debajo de la Presión de burbuja.
- El factor de recobro obtenido de 15% es acorde al esperado para el tipo de mecanismo de drenaje dominante (expansión de gas disuelto).
- El factor de recobro (15%) y N_p (2.3 Mm³) no se ven afectados por la cantidad de pozos perforados, es decir que es independiente del escenario de explotación elegido.
- El escenario que maximiza los indicadores económicos es el de 10 pozos, donde la TIR obtenida es de 34, el VAN de 33,5.
- Según los análisis de sensibilidad, la rentabilidad se ve afectada principalmente por el precio del petróleo.

10. RECOMENDACIÓN

- Se recomienda la implementación del escenario de 10 pozos en base al análisis económico.
- En caso de que el tiempo de concesión no sea suficiente, se recomienda implementar el caso de 20 pozos, cuya máxima exposición no es tan alta como el caso de 30 y 40 pozos y el tiempo de extracción de petróleo es razonable (22 años).
- El cálculo del OOIP está supeditado a numerosas estimaciones que pueden llevar a cálculos erróneos y, por lo tanto, modificar las estimaciones del Balance de Materia y la predicción de los caudales de producción.
- Estudiar como proyecto de Aceleración una posible campaña de estimulación de reservorios. Se sugiere este análisis cuando la producción decrezca debido a posibles daños de reservorios o a envejecimiento de fracturas, tras transcurrir por ejemplo 5/7 años.
- Analizar la factibilidad de un proyecto de recuperación secundaria y/o terciaria para incrementar el factor de recobro.

- Disminuir las inversiones de facilities rentando, por ejemplo, instalaciones existentes en yacimientos vecinos, teniendo en cuenta que el OPEX no incremente sustancialmente.
- Evaluar la disminución de los costos de perforación y terminación a partir de la perforación en “pad” de 5 pozos dirigidos para disminuir los costos de DTM y construcción de locación. A sí mismo, negociar con empresas de servicio ir a riesgo compartido.
- Lograr renegociaciones con los entes estatales para disminuir las regalías.

ANEXOS

Los datos con los cuales se han realizado los cálculos se encontrarán en los siguientes archivos adjuntados.

2-Datos_Petrofísicos_PVT.xlsx

3-Cálculo OOIP.xlsx

4-Balance de materia.xlsx

5-Curva IPR pozo promedio.xlsx

6-Pronósticos.xlsx

7-Evaluación Económica.xlsx