



TRABAJO FINAL INTEGRADOR

Desarrollo de Yacimientos

Grupo 2: Cabo G. - Costanzo J. – Garza L. – Guajardo N. - Terrón L.

INDICE

RESUMEN.....	3
INTRODUCCIÓN	3
DESARROLLO	4
1. Datos:	4
2. Cálculo de Espesores útiles y Propiedades Promedio de Reservorio:	8
3. Cálculo volumétrico del petróleo original in situ:.....	9
4. Análisis de resultados de PVT:	11
5. Aproximaciones de valores de PVT:.....	13
6. Balance de Materiales del yacimiento:.....	13
7. Cálculo de IPR promedio:	15
8. Escenarios de Desarrollo:.....	18
9. Pronósticos de Producción:	18
10. Consideraciones Económicas:	21
RESULTADOS	24
CASO 1: Hasta límite económico	24
CASO 2: Concesión de 10 años	27
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	32
CASO 1: Hasta límite económico	32
CASO 2: Concesión de 10 años	32
CASO 1: Hasta límite económico	34
CASO 2: Concesión de 10 años	35
RECOMENDACIÓN:.....	36
ANEXOS:.....	37
GLOSARIO:.....	37
BIBLIOGRAFÍA:.....	38

RESUMEN

En un yacimiento donde se perforaron ocho pozos y actualmente se encuentran cerrados a la espera de instalaciones de superficie para su desarrollo; se desea evaluar distintos escenarios de explotación con el objetivo de determinar el número óptimo de pozos que entreguen el mejor beneficio económico.

El presente estudio busca decidir entre las alternativas que van desde la explotación sin perforar pozos adicionales, que drena todo el volumen de petróleo recuperable en un tiempo largo, con una inversión inicial mínima pero de ingresos actualizados bajos; comparados con alternativas de gran número de pozos que permiten obtener esa misma producción en un tiempo menor, pero con una inversión inicial más elevada.

INTRODUCCIÓN

Se reciben los datos de un yacimiento en el que ya se perforaron 8 pozos de los cuales uno resultó estéril. La información recibida incluye:

- Mapa Estructural con la ubicación de los pozos y el contacto de agua-petróleo.
- Propiedades de Reservorios de cada pozo.
- Datos del reservorio (presión inicial, temperatura, salinidad del agua, etc.) .
- Datos de PVT.
- Datos de permeabilidades relativas.
- Datos de Ensayos de 4 Pozos (realizados antes de iniciar la explotación).

Para el desarrollo del análisis se asume un reservorio monocapa sin presencia de agua con empuje por gas disuelto.

Los pasos a seguir para el análisis son los siguientes:

1. Cálculo de espesores útiles de cada pozo
2. Determinación de propiedades promedio ponderado del Reservorio (ϕ y S_w)
3. Cálculo volumétrico del petróleo original in situ a partir de los mapas (estructural, isopáquico) y las propiedades del reservorio y fluidos
4. Análisis de resultados de PVT (identificación de fluido)
5. Aproximaciones de valores de PVT mediante ecuaciones polinómicas
6. Cálculo volumétrico del petróleo original in situ a partir de los mapas (estructural, isopáquico) y las propiedades del reservorio y fluidos
7. Balance de Materiales/Masa del yacimiento considerando empuje por gas disuelto, obtención de la curva N_p vs P .
8. Calculo de una IPR promedio para todo el yacimiento considerando ensayos
9. Confección de Pronóstico de Producción para cada escenario propuesto
10. Cálculo de Indicadores Económicos para cada escenario propuesto
11. Comparación de Indicadores Económicos de cada Escenario
12. Selección de Escenario óptimo.

DESARROLLO

1. Datos:

El análisis se realiza sobre un yacimiento ficticio. Se sabe que en este yacimiento ya se perforaron 8 pozos de los cuales uno resultó estéril. La información recibida como punto de partida es la siguiente:

Mapa Estructural:

Se tiene el mapa estructural con la ubicación de los 8 pozos perforados, con las curvas de nivel del tope de la capa productiva expresadas en metros bajo nivel del mar (mbnm):

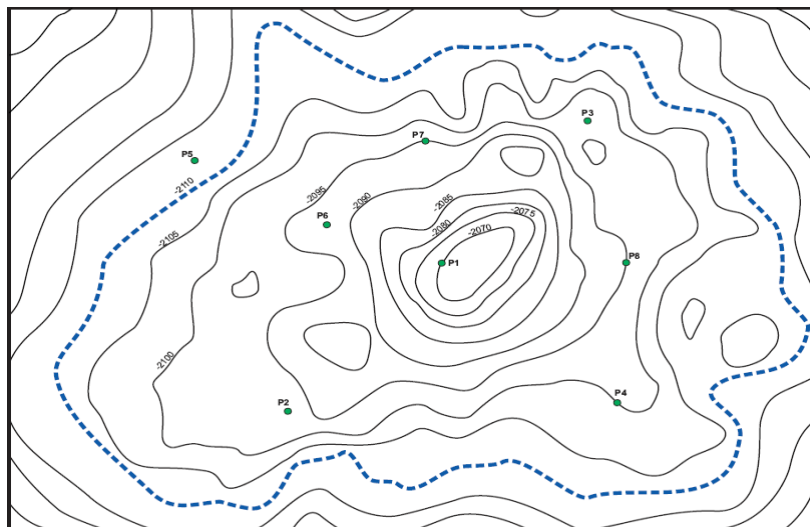


Figura 1-Mapa Estructural

Se puede observar que de los 8 pozos perforados, el P5, se perforó en la zona donde ya no habría presencia de hidrocarburo, lo que permite determinar la profundidad del contacto agua – petróleo (CAP).

Propiedades de Reservorio por Pozo:

Se reciben los datos de las propiedades del reservorio observadas en cada pozo a partir de la interpretación de los perfiles corridos:

Pozo	N/G	Porosidad	Sw
P1	0.60	0.228	0.286
P2	0.50	0.146	0.440
P3	0.61	0.174	0.341
P4	0.52	0.155	0.407
P5	N/A	N/A	N/A
P6	0.71	0.201	0.308
P7	0.70	0.162	0.319
P8	0.60	0.233	0.321

Tabla 1- Propiedades por Pozo

Para cada pozo se especifica la relación “Net to Gross”, es decir la relación entre espesor útil y espesor total de capa, la Porosidad y la Saturación de Agua, Sw.

Reservorio:

Presión Inicial del Reservorio:	220.6	kg/cm ² @ 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:	25.000	ppm
Presión de Burbuja:	180	kg/cm ²
Densidad del Petróleo:	0.86	kg/l
	0.02	N ₂
Impurezas del gas (frac. molar):	0.01	CO ₂
	0.00	SH ₂

PVT:

Se tienen los datos resultantes de un ensayo PVT realizado por Liberación Diferencial del fluido producido, en donde se puede apreciar la evolución de los siguientes parámetros del fluido en función de la presión:

Factor Volumétrico del Petróleo (B_o)

- Relación de Gas Disuelto (R_s)
- Factor Volumétrico del Gas (B_g)
- Viscosidad del Petróleo (μ_o)
- Viscosidad del Gas (μ_g)
- Factor de Compresibilidad de los Gases (Z)

Presión Kg/cm ²	R_s m ³ /m ³	B_o m ³ (R)/m ³ (S)	μ_o cp	Z	B_g m ³ /m ³	μ_g cp
220.6	87.66	1.27152	0.676			
215	87.66	1.27262	0.670			
210	87.66	1.27366	0.665			
205	87.66	1.27474	0.661			
200	87.66	1.27588	0.656			
195	87.66	1.27707	0.652			
190	87.66	1.27834	0.647			
185	87.66	1.27967	0.643			
180	87.66	1.28137	0.639	0.8911	0.0064	0.0182
170	81.86	1.26614	0.663	0.8898	0.0068	0.0178
160	76.13	1.25121	0.690	0.8897	0.0072	0.0174
150	70.47	1.23658	0.719	0.8908	0.0077	0.0170
140	64.89	1.22227	0.751	0.8929	0.0083	0.0166
130	59.39	1.20828	0.786	0.8959	0.0089	0.0163
120	53.97	1.19462	0.826	0.8997	0.0097	0.0160
110	48.64	1.18132	0.870	0.9043	0.0106	0.0156
100	43.42	1.16838	0.920	0.9097	0.0117	0.0153

90	38.29	1.15583	0.976	0.9158	0.0131	0.0151
80	33.28	1.14367	1.040	0.9227	0.0149	0.0148
70	28.4	1.13194	1.114	0.9302	0.0171	0.0146
60	23.65	1.12067	1.200	0.9384	0.0201	0.0143
50	19.07	1.10989	1.301	0.9471	0.0242	0.0141
40	14.66	1.09966	1.420	0.9565	0.0304	0.0139
30	10.47	1.09004	1.562	0.9664	0.0406	0.0138
20	6.55	1.08114	1.731	0.9767	0.0606	0.0136
10	3.01	1.0732	1.930	0.9876	0.1178	0.0135
1.03	0.4	1.06739	2.116	0.9987	0.6300	0.0134

Tabla 2 - Ensayo PVT

Permeabilidades Relativas:

Obtenidas a partir de ensayos de laboratorio sobre muestras de roca se tienen las Permeabilidades Relativas según:

So	So *	Kro	Sg	Sg *	krp	krp/kro
0.68	1.0000	1.0000	0	0.0000	0.0000	0.0000
0.65	0.9302	0.8653	0.03	0.0698	0.0044	0.0051
0.60	0.8140	0.6625	0.08	0.1860	0.0287	0.0433
0.55	0.6977	0.4867	0.13	0.3023	0.0721	0.1481
0.50	0.5814	0.3380	0.18	0.4186	0.1338	0.3959
0.45	0.4651	0.2163	0.23	0.5349	0.2132	0.9855
0.40	0.3488	0.1217	0.28	0.6512	0.3098	2.5460
0.35	0.2326	0.0541	0.33	0.7674	0.4233	7.8275
0.30	0.1163	0.0135	0.38	0.8837	0.5535	40.9349
0.25	0.0000	0.0000	0.43	1.0000	0.7000	

Tabla 3- Permeabilidades relativas

Los valores expuestos en la tabla consideran los siguientes valores de referencia:

kro Max	1.00
Krg Max	0.70
Swi	0.32
Sor	0.25
Scg	0.00

Siendo:

- Kro Max: Permeabilidad Relativa al Petróleo Máxima
- Krg Max: Permeabilidad Relativa al Gas Máxima
- Swi: Saturación de Agua Inicial
- Sor: Saturación de Petróleo Residual
- Scg: Saturación de Gas Crítica
- So*: Saturación de Petróleo Adimensional:

$$So^* = \frac{So - Sorg}{1 - Swi - Sorg}$$

- Sg*: Saturación de Gas Adimensional:

$$Sg^* = \frac{Sg - S_{cg}}{1 - S_{wi} - S_{org}}$$

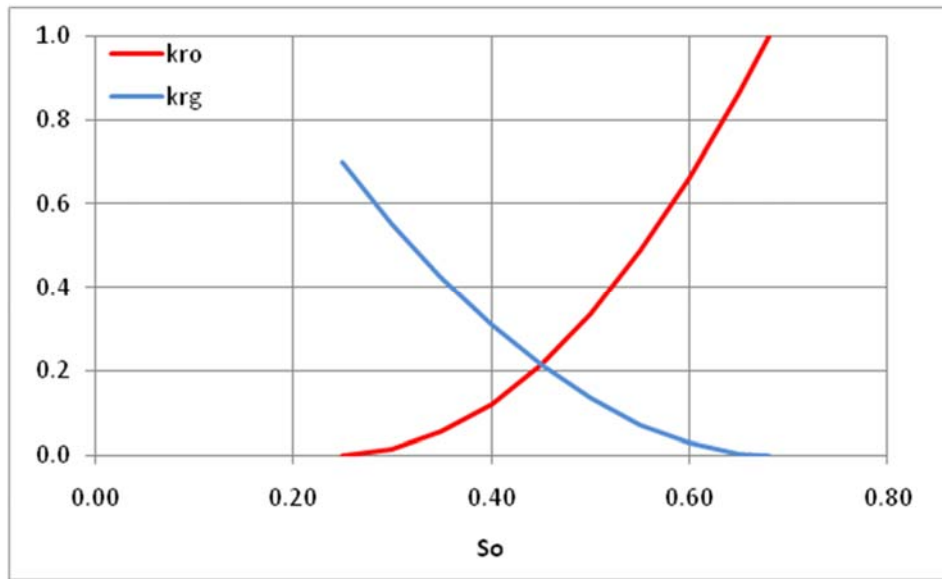


Gráfico 1 - Permeabilidades relativas

Ensayos de Pozos:

Se recibieron los datos de ensayos realizados a los pozos antes de iniciar la explotación. En los cuatro pozos ensayados se obtuvo la presión de fondo estática una vez estabilizada, y las presiones de fondo dinámicas estabilizadas para tres orificios. En los casos de los datos tomados durante la fluencia los caudales fueron medidos en superficie:

	<i>Pozo 1</i>		<i>Pozo 2</i>		<i>Pozo 3</i>		<i>Pozo 4</i>	
	Presión Kg/cm2	Qo m3/d	Presión Kg/cm2	Qo m3/d	Presión Kg/cm2	Qo m3/d	Presión Kg/cm2	Qo m3/d
Cerrado	220.8	0	221.1	0	220	0	220.5	0
Orificio 1	195	42	200	46	185	99	190	96
Orificio 2	140	129	148	160	132	238	137	256
Orificio 3	90	189	93	257	85	330	87	372

Tabla 4 - Ensayo de Pozos

2. Cálculo de Espesores útiles y Propiedades Promedio de Reservorio:

Utilizando el Mapa Estructural con la ubicación de cada pozo se obtiene el dato del tope de la capa en cada pozo, por diferencia con la profundidad del Contacto Agua Petróleo (CAP) se estima el Espesor Total (Htotal), que finalmente se afecta con la relación "Net to Gross" para calcular el Espesor útil (Hu):

Pozo	Tope (mbnm)	CAP		Htotal (mts)	N/G	Hu (mts)
		Base (mbnm)				
P1	-2070.0	-2110.0		40.00	0.6	24.00
P2	-2096.5	-2110.0		13.50	0.5	6.75
P3	-2097.5	-2110.0		12.50	0.61	7.63
P4	-2100.0	-2110.0		10.00	0.52	5.20
P5	N/A	N/A		N/A	N/A	N/A
P6	-2092.0	-2110.0		18.00	0.71	12.78
P7	-2095.0	-2110.0		15.00	0.7	10.50
P8	-2095.0	-2110.0		15.00	0.6	9.00

Tabla 5 - Espesores por Pozos

Considerando los espesores útiles estimados y los valores de Porosidad y Saturación de agua recibidos para cada pozo, se calculan los valores promedios aritméticos y las sumatorias de las propiedades:

Pozo	Tope (mbnm)	(CAP)		Htotal (mts)	N/G	Hu (mts)	Porosidad fracción	Sw fracción
		Base (mbnm)						
P1	-2070.0	-2110.0		40.00	0.6	24.00	0.228	0.286
P2	-2096.5	-2110.0		13.50	0.5	6.75	0.146	0.440
P3	-2097.5	-2110.0		12.50	0.61	7.63	0.174	0.341
P4	-2100.0	-2110.0		10.00	0.52	5.20	0.155	0.407
P5	N/A	N/A		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
P6	-2092.0	-2110.0		18.00	0.71	12.78	0.201	0.308
P7	-2095.0	-2110.0		15.00	0.7	10.50	0.162	0.319
P8	-2095.0	-2110.0		15.00	0.6	9.00	0.233	0.321
Promedios Aritméticos	-2092.3	-2110.0		17.71	0.606	10.84	0.186	0.346

ΣHu_i	$\Sigma (Hu_i \times \phi_i)$	$\Sigma (Hu_i \times \phi_i \times Sw_i)$
75.855	14.954	4.785

Tabla 6 - Propiedades promedio reservorio

Los espesores útiles estimados con el Mapa Estructural y el dato de profundidad del Contacto Agua Petróleo se utilizan para confeccionar un Mapa Isopáquico (Isoespesores útiles):

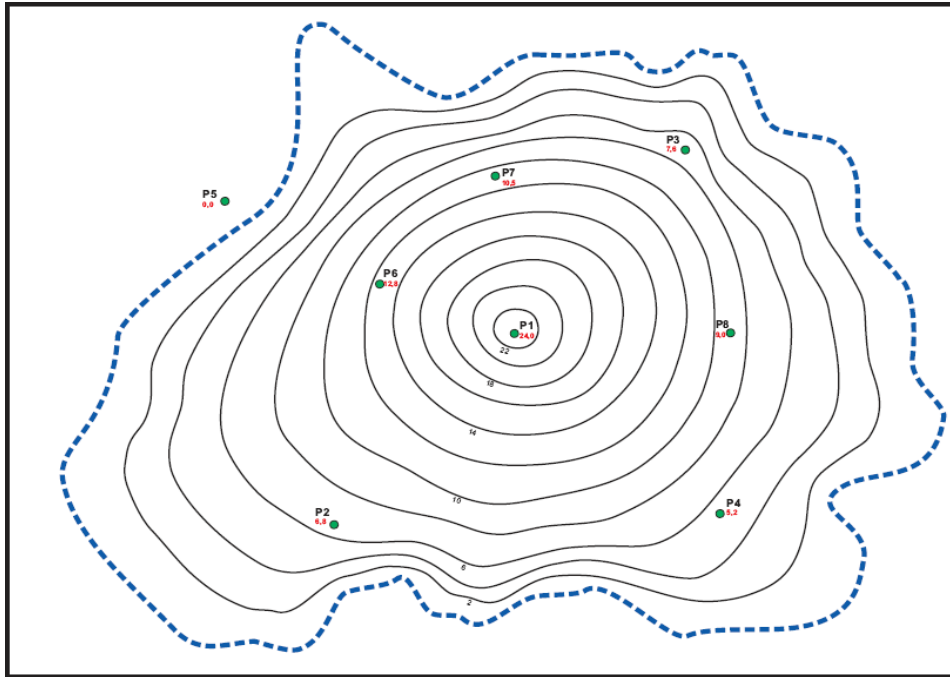


Figura 2 Mapa Estructural

Finalmente se calculan la Porosidad y la Saturación del reservorio como promedios ponderados:

$$\phi_{prom} = \frac{\sum(H_{ui} \cdot \phi_i)}{\sum H_{ui}} = 0,197$$

$$S_w \text{ prom} = \frac{\sum(H_{ui} \cdot \phi_i \cdot S_{wi})}{\sum(H_{ui} \cdot \phi_i)} = 0,32$$

En la siguiente tabla se resume el cálculo de la profundidad promedio del reservorio:

Cota Promedio	200	msnm
Tope Promedio	-2092,29	mbnm
Base Promedio	-2110	mbnm
Profundidad Promedio Reservorio	-2101,14	mbnm
	2301,14	mbbp

Tabla 7 - Profundidad Promedio

3. Cálculo volumétrico del petróleo original in situ:

Con el objetivo de calcular el “Petróleo Original In Situ” (POIS) se realiza la estimación del volumen de roca mediante la regla de los trapecios.

Con este método el volumen de roca simplificado en la figura se puede obtener con la siguiente expresión:

$$Vol = \frac{(A_0+A_1)}{2} \times \Delta h + \frac{(A_1+A_2)}{2} \times \Delta h + \dots + \frac{(A_{n-1}+A_n)}{2} \times \Delta h$$

Esta expresión se puede reescribir de la siguiente manera para simplificar el cálculo:

$$Vol = \left(\frac{A_0}{2} + A_1 + A_2 + \dots + \frac{A_n}{2} \right) \times \Delta h$$

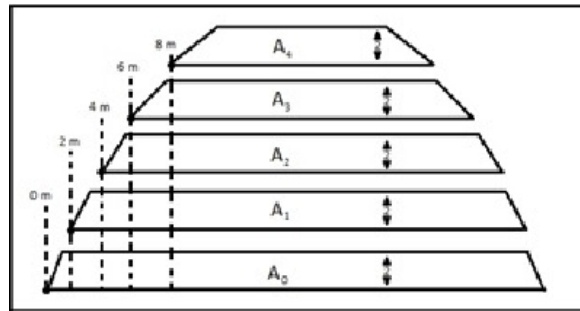


Figura 3 - Regla de los trapecios

Siendo Δh el intervalo entre isólineas, en nuestro caso Δh sería 2 mts.

A partir del Mapa Isopáquico se obtuvo el dato de superficie de cada área considerando la escala del mapa ($1 \text{ cm}^2 = 30.625 \text{ m}^2$):

Área	cm2	m2
A11	2.44	74,725
A10	9.74	298,288
A9	24.40	747,250
A8	46.38	1,420,388
A7	78.34	2,399,163
A6	123.24	3,774,225
A5	179.22	5,488,613
A4	246.66	7,553,963
A3	328.60	10,063,375
A2	421.96	12,922,525
A1	515.20	15,778,000
A0	657.12	20,124,300

Tabla 8 - Areas de isopáquico

Al ingresar estos valores en la ecuación se obtiene un **volumen de roca** de **141.090.600 m³**.

Una vez obtenido el volumen de roca y conociendo los valores promedio de la porosidad y la saturación de agua inicial, el petróleo original "in situ" se calcula con la ecuación:

$$POIS = \frac{Vol.Roca * \Phi_{promedio} * (1 - S_{wi})}{B_{oi}}$$

$$POIS = 14.875.270 \text{ m}^3$$

Siendo:

- ϕ Promedio: 0.197
- Swi Promedio: 0.320
- Boi: 1.2715

4. Análisis de resultados de PVT:

La muestra de hidrocarburo del reservorio se somete a consecutivas etapas de disminución de presión desde la presión de reservorio hasta presión atmosférica, ensayo PVT liberación diferencial donde el gas liberado se separa de la muestra de líquido.

La muestra en estudio, a la presión de reservorio 220,6 kg/cm², se encuentra en estado líquido.

Las propiedades analizadas son:

Rs - Relación gas disuelto: Volumen de gas que se encontraba “disuelto” en el líquido, se observa que se mantiene constante y máxima (Rsi) mientras que la presión es superior a la presión de burbuja. El hidrocarburo en esta condición es petróleo subsaturado, como el presente caso.

A partir de ese valor, la Rs disminuye ya que el gas se libera y ya no está “disuelto” en el líquido.

Bo - Factor Volumétrico del Petróleo: Relación de volumen de una cantidad de fluido en condiciones de reservorio y en condiciones estándar.

A medida que disminuye la presión, sin alcanzar la presión de burbuja, se observa que Bo aumenta, este aumento se debe a la expansión del volumen de líquido por disminución de presión, propio del petróleo subsaturado (monofásico), no hay otros fenómenos participantes ya que no hay liberación de gas.

Una vez alcanzada la presión de burbuja, Bo disminuye debido a la contracción por liberación de gas.

No hay efecto de temperatura ya que las mediciones se hacen a valores de reservorio, no se considera la variación que ocurre en la explotación.

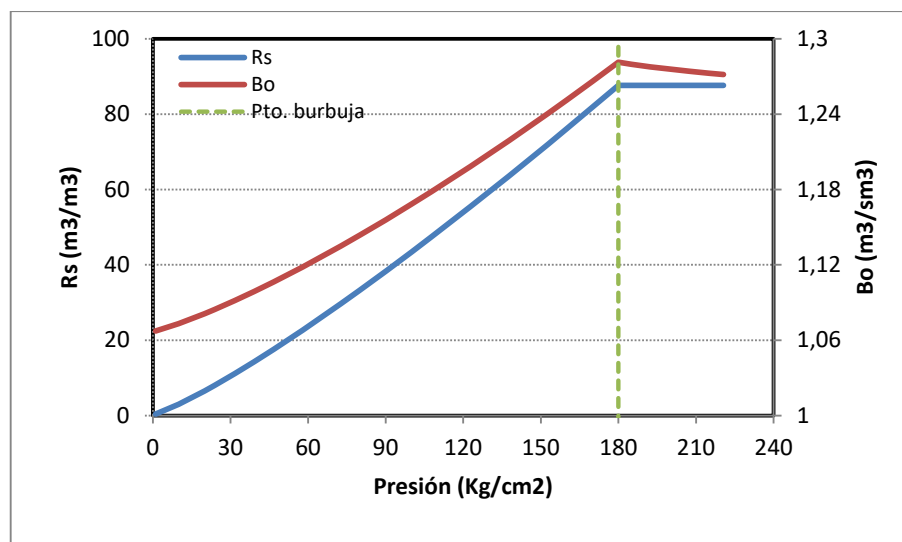


Gráfico 2 - Bo - Rs

μ_o - Viscosidad del Petróleo: La presión no influye fuertemente sobre la viscosidad, sólo aumenta levemente a mayor presión, sí lo hace sobre la R_s , por lo tanto la menor viscosidad se tiene en el punto de burbuja, porque es el punto donde la R_s es máxima a la menor presión posible.

Al comenzar a disminuir R_s , como consecuencia de la disminución de presión, el aumento de viscosidad es más pronunciado.

μ_g - Viscosidad del Gas: La viscosidad aumenta al aumentar la presión (a temperatura constante, en este caso, la del reservorio).

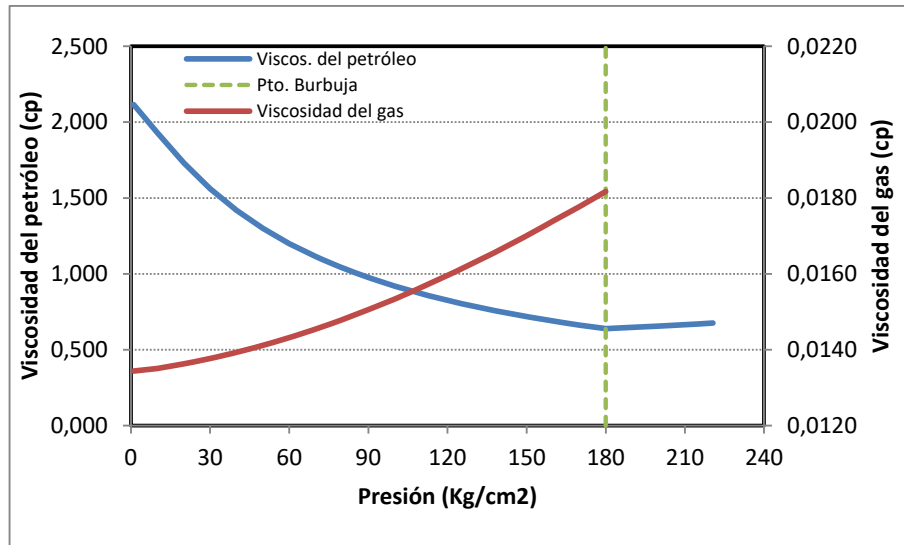


Gráfico 3 - Viscosidades

B_g - Factor Volumétrico del Gas: Relación de volumen en condiciones de reservorio y condiciones estándar, la masa se mantiene constante.

Directamente relacionado con el **Factor de compresibilidad Z**.

Tanto B_g como Z varían con la presión, pero en el caso de gas disuelto, también varían por variación de composición: a medida que la presión disminuye, la fase gaseosa gana componentes más pesados (los más pesados de los livianos, no los más pesados de la muestra de HC global).

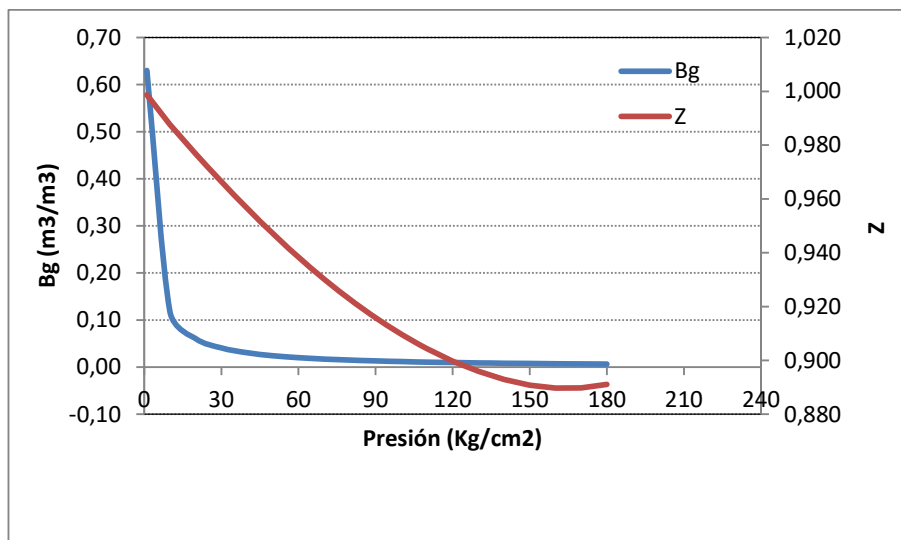


Gráfico 4 - Bg y factor Z

Del análisis de cada una de las propiedades, se puede confirmar que el fluido presente en el reservorio es petróleo subsaturado, a la presión de reservorio original.

5. Aproximaciones de valores de PVT:

Con los valores obtenidos en laboratorio de cada una de las propiedades a diferentes valores de presión, se determinan la función que representa la variación de cada propiedad en función de la presión.

En el anexo I se determinan aproximaciones polinómicas según los siguientes criterios:

- Para B_o y μ_o a $P > P_b$ se utiliza aproximación cúbica.
- Para R_s , B_o , μ_o , Z y μ_g , con $P < P_b$, se utilizan aproximaciones tales que $R^2 > 0.9999$, resultan aproximaciones de grado cuarto.
- Para B_g se utiliza la ecuación de gases reales.

Los coeficientes de los polinomios de aproximación obtenidos son los siguientes:

		x^4	x^3	x^2	x^1	x^0
- B_o	$P > P_b$		$-3,314 \cdot 10^{-8}$	$2,214 \cdot 10^{-5}$	$-4,832 \cdot 10^{-3}$	1,649
- B_o	$P < P_b$	$3,855 \cdot 10^{-11}$	$-1,962 \cdot 10^{-8}$	$5,350 \cdot 10^{-6}$	$6,242 \cdot 10^{-4}$	1,066
μ_o	$P > P_b$		$3,871 \cdot 10^{-8}$	$-2,076 \cdot 10^{-5}$	$4,553 \cdot 10^{-3}$	$2,661 \cdot 10^{-1}$
μ_o	$P < P_b$	$1,158 \cdot 10^{-9}$	$-7,133 \cdot 10^{-3}$	$1,785 \cdot 10^{-4}$	$-2,415 \cdot 10^{-2}$	2,146
R_s			$-2,666 \cdot 10^{-6}$	$1,393 \cdot 10^{-3}$	$3,231 \cdot 10^{-1}$	$-2,399 \cdot 10^{-1}$
μ_g			$-1,340 \cdot 10^{-10}$	$1,278 \cdot 10^{-7}$	$7,703 \cdot 10^{-6}$	$1,342 \cdot 10^{-2}$
Z			$6,586 \cdot 10^{-9}$	$1,803 \cdot 10^{-6}$	$-1,137 \cdot 10^{-3}$	$9,987 \cdot 10^{-1}$

Tabla 9 - Coeficientes aproximación PVT

6. Balance de Materiales del yacimiento:

Se realiza el balance de materiales del yacimiento considerando empuje con gas disuelto. Para calcular las propiedades del fluido R_s , B_o , μ_o , μ_g , B_g y Z se utilizan las funciones polinómicas determinadas, según se indica en punto **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

Se busca determinar el valor de N_p , el mismo se lo calcula como factor considerando que N_{is} (in situ) es 1.

El sistema se resuelve con las ecuaciones a continuación utilizando método iterativo. Se repite para cada etapa de presión hasta la presión de abandono. Resultados en tabla del Anexo II. El valor N_p a la presión de abandono es el factor de recuperación por primaria.

$$N_{is} = N_p \frac{B_t + B_g (RP - R_{si})}{B_t - B_{ti} + B_{oi} \cdot C_e (P_i - P)}$$

$$B_t = B_o + B_g (R_{si} - R_s)$$

$$RP = \frac{G_p}{N_p}$$

$$B_t = B_o + B_g (R_{si} - R_s)$$

$$GP = \sum RGP \text{ av } \times (N_p - N_p \text{ ant})$$

$$RGP = R_s + \frac{k_{rg}(\mu_o B_o)}{k_{ro}(\mu_g B_g)}$$

Siendo,

- B_g : Factor Volumétrico de Petróleo
- B_o : Factor Volumétrico de Gas
- B_t : Factor Volumétrico Total
- C_e : Compresibilidad efectiva
- G_p : Producción Acumulada de gas
- K_{rg} : Permeabilidad Relativa al Gas
- k_{ro} : Permeabilidad Relativa al Petróleo
- N_{is} : Petróleo original in situ
- N_p : Producción Acumulada de Petróleo
- P : Presión
- RGP : Relación gas-petróleo (GOR)
- R_s : Relación gas disuelto
- μ_o : Viscosidad del Petróleo
- μ_g : Viscosidad del Gas

Se grafica presión y RGP en función del petróleo recuperado, estas curvas se conocen como curvas de performance del yacimiento. Muestra cómo decrece la presión y cómo asciende hasta un máximo la RGP, a medida que avanza la explotación y se incrementa el petróleo extraído.

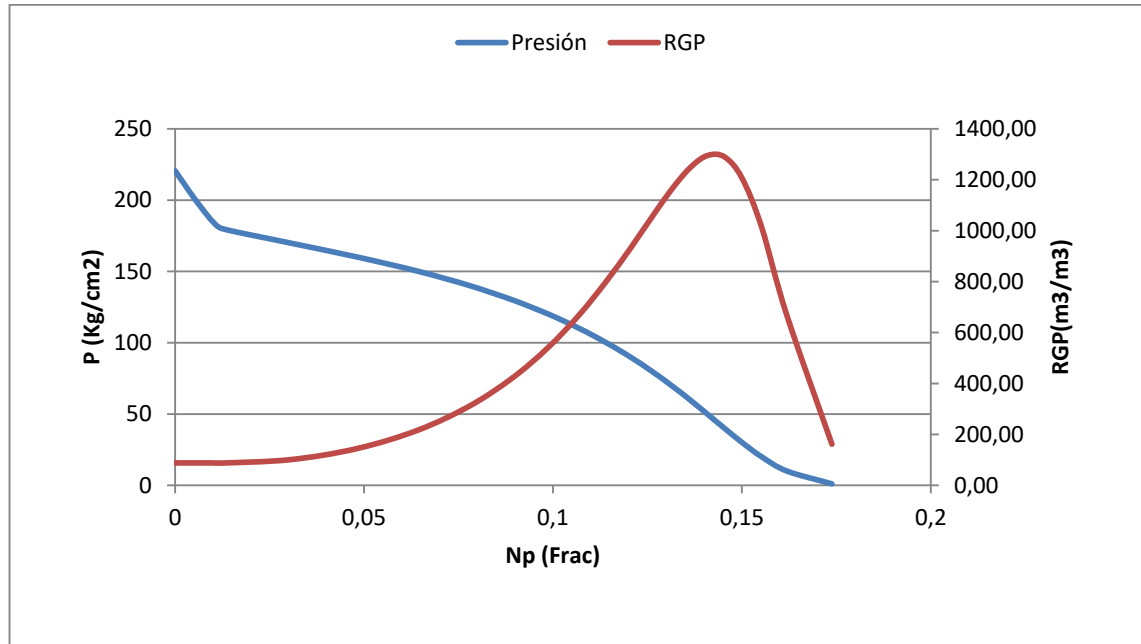


Gráfico 5 - Curva de Performance del yacimiento

7. Cálculo de IPR promedio:

Se busca calcular una IPR promedio representativa para todo el yacimiento que se utilizará para pronosticar la producción en los distintos escenarios.

Se tiene como dato los ensayos en 4 pozos, realizados antes de comenzar la explotación. Cada ensayo mide la presión estática y datos de presión dinámica de fondo y caudales (medidos en superficie) por 3 orificios diferentes.

En los 4 casos, uno de los orificios mantiene la presión por encima del punto de burbuja y facilita el cálculo de la curva IPR en la región monofásica. Los otros dos ensayos entran en la zona bifásica suministrando dos puntos para ajustar la curva con la ecuación de generalización de la ley parabólica adimensional de Vogel.

Periodo Monofásico:

El índice de productividad, J, definido como el caudal que puede obtenerse de un pozo por cada unidad de depresión entre la presión estática P_s y la dinámica P_{wf} que se tiene en el fondo del pozo para dicho régimen. $J = Q / (P_s - P_{wf})$

En flujo permanente o estacionario, la ecuación del caudal es, según la ley de Darcy para un sistema radial:

$$Q_o = \frac{0,0228 \cdot k \cdot h}{\log(r_e/r_w)} \cdot \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o \cdot B_o} \right) \cdot (P_s - P_{wf})$$

Siendo:

- Q_o : caudal de petróleo en m³/d, y en condiciones de superficie.
- k : permeabilidad promedio
- h : Espesor útil en metros
- r_e : Radio de drenaje
- r_w : Radio del pozo
- k_{ro} : Permeabilidad relativa al petróleo
- μ_o : Viscosidad del petróleo

- B_o : Factor volumétrico

Puede deducir entonces que la pendiente de la curva IPR en este periodo es:

$$m = 0,0228 \frac{k \cdot h}{\log(r_e/r_w)} \cdot \frac{k_{ro}}{\mu_o \cdot B_o}$$

La permeabilidad relativa al petróleo k_{ro} es constante e igual a 1, ya que no hay liberación de gas en el reservorio en el periodo monofásico. ($P_{wf} > P_b$).

En flujo estacionario no cambia el valor de k , h , r_e y r_w por lo que podemos sustituir:

$$C = 0,0228 \frac{k \cdot h}{\log(r_e/r_w)}$$

Además:

$$\Delta Q_o = m_{prom} \Delta P$$

Donde m_{prom} es la media aritmética de pendientes calculadas en los extremos del intervalo en cuestión.

Los valores de μ_o y B_o los conocemos para cualquier presión gracias al ensayo PVT. Por lo tanto, podemos reducir el problema a una sistema de ecuaciones donde la incógnita es la constante C y las condiciones de borde son $Q_o = 0$ para $P_{wf} = P_s$ y los valores de Q y P_{wf} del ensayo para $P_{wf} > P_b$.

Se construye la tabla 1 del anexo II para cada pozo y se utiliza la herramienta Solver para determinar el valor de C . Luego se extiende el cálculo hasta la P_b a para determinar el Caudal máximo monofásico y la pendiente de la curva IPR a P_b ya que la pendiente inicial del IPR en el tramo bifásico deberá coincidir con este valor.

Periodo Bifásico

En este periodo todos los ensayos entregan dos puntos a los cuales debemos ajustar la curva de generalización de la ley parabólica adimensional de Vogel. Del Capítulo 7 del manual sabemos que deben tenerse en cuenta las siguientes consideraciones:

$$Q_{bif} = Q_{m\acute{a}x} \cdot \left(1 - a \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right)^2 - b \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right)\right)$$

$$a + b = 1 \text{ para que a } P_{wf} = P_b \text{ el } Q_{bif} = 0$$

$$Q_{m\acute{a}x} = \frac{m \cdot P_b}{2 - b} \quad \text{y} \quad Q_{bif} = Q_{tot} - Q_{monof}$$

El valor de m es el obtenido para el periodo monofásico a la Presión de saturación P_b . Por lo tanto la incógnita a resolver es el valor del parámetro b que mejor aproxima a los valores obtenidos en los ensayos.

Para cada uno de los cuatro pozos se construye una tabla (ver ANEXO III) donde se calcula el error entre el caudal bifásico calculado y el medido en el ensayo adoptando un b arbitrario. Luego con la herramienta Solver se minimiza el error absoluto total para los dos ensayos mediante iteraciones sobre el valor de b . Una vez obtenido el parámetro se extiende el cálculo hasta presión igual a 0 para obtener el $Q_{tot_max} = Q_{bif_max} + Q_{monof_max}$ que es el AOFPP (Potencial teórico del pozo).

Finalmente puede construirse para cada pozo la correspondiente curva IPR desde la P_s a $P=0$ que se ajusta a los valores arrojados por los ensayos por orificio realizados en campo.

IPR Promedio

Para construir una IPR representativa de todo el yacimiento se promedian las IPR ajustadas a los ensayos. Se toma el promedio de las presiones estáticas medidas y también la media aritmética de los caudales monofásicos máximos obtenidos (Q_{monof_max}) para la

Pb en cada pozo. Luego repitiendo la metodología de cálculo para el periodo monofásico se busca el valor de la constante C y de la pendiente m en el punto de saturación (Pb).

Para el periodo bifásico se utiliza el promedio del parámetro representativo b de las curvas IPR calculadas. Este parámetro junto con la pendiente m, permiten calcular el Caudal Bifásico Máximo (Qbif_max) y consecuentemente el Caudal Total Máximo (Qtot_max) de la curva promedio.

La curva IPR promedio a utilizar para los pronósticos queda entonces definida por los parámetros:

Presión estática = 220,6 [Kg/cm ²]	Qbifásico_máx = 284,13 [m ³ /d]
Qmonof_max (Pb) = 99,85 [m ³ /d]	Qtot_máx. = 383,98 [m ³ /d]
Constante C = 2,0603 [cp. m ³ /d /Kg/cm ²]	Coefficiente b del término lineal = 0,4056
Pendiente de la curva (Pb) = 2,5168 [m ³ /d /Kg/cm ²]	

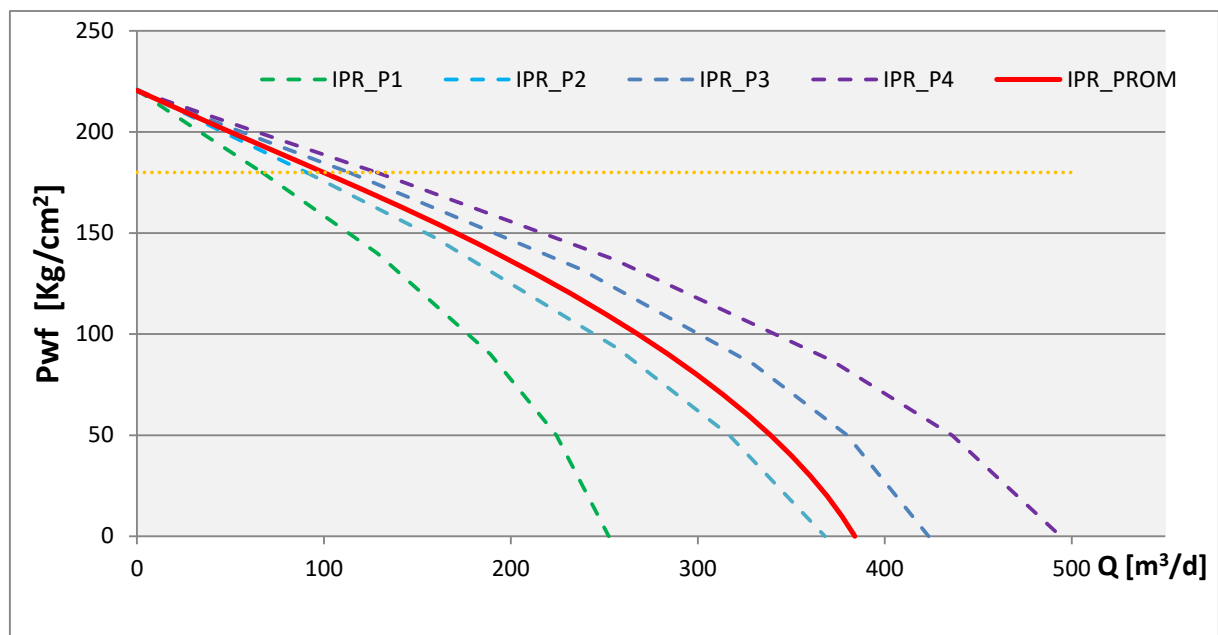


Gráfico 6 - IPR Promedio

8. Escenarios de Desarrollo:

Además de analizar el caso base que consta en explotar el yacimiento con los 7 pozos perforados productivos, con la inversión correspondiente a las instalaciones de superficie necesarias y considerando los costos de las perforaciones ya realizadas como hundidos; Se analizarán cuatro escenarios adicionales para evaluar su viabilidad económica.

Los escenarios de ahora en más identificados como 10 P, 20 P, 30 P y 40 P, proponen la perforación total de 10, 20, 30 y 40 pozos respectivamente en el yacimiento, considerando siempre un 10% de los mismos como estériles.

La campaña de perforación se planifica a razón de 1 pozo por mes salvo en los escenarios 30 P que se agrega un segundo equipo a mitad de año y 40 P que planifica dos equipos de perforación para toda la campaña incrementando la tasa a 2 pozos por mes; en ambos casos con el objetivo de terminar la perforación antes del segundo año.

Esce nario	Años	1											2						
	Meses	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Base	Perforados	8																	
	Productivos		7																
10 P	Perforados	8						9	10										
	Productivos		7					8	9										
20 P	Perforados	8		9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20				
	Productivos		7	8	9	10	11	12	13	14	15	15	16	17	18				
30 P	Perforados	8		9	10	11	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30			
	Productivos		7	8	9	10	11	13	15	17	18	20	22	23	25	27			
40 P	Perforados	8		10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36	38	40
	Productivos		7	9	11	13	15	16	18	20	21	23	25	27	29	30	32	34	36

Tabla 10 - Escenarios de Producción

Identifica comienzo segundo equipo de perforación

Identifica ocurrencia de pozo estéril

9. Pronósticos de Producción:

La previsión de producción se basa en la combinación del balance de materiales con las curvas IPR representativas del comportamiento de los pozos; necesitando además conocer el volumen original "in situ" para el reservorio (Nis), y el número de pozos productivos (escenario propuesto). Por último se necesita el valor de la presión dinámica de fondo a aplicar en cada momento (modelo de producción).

El balance de materiales, aplicado a la predicción del comportamiento de un reservorio, nos da fundamentalmente la variación de la presión estática (Ps) y de la relación gas – petróleo (RGP) con la producción acumulada (Np).

Por otra parte, la familia de curvas IPR permite obtener el caudal de producción del pozo, Qo, entrando en ordenadas con el valor de Pwf adoptado hasta la curva correspondiente a la Ps en cuestión. Se considera producción por surgencia con una relación Pwf/Ps aproximada a 0,9 al comienzo de la producción y aproximada a 0,7 a la presión de abandono.

El método de cálculo consiste en cada etapa de presión del BM, entre Psj y Psj+1, se tiene la producción de la etapa $\Delta Np = Np_{j+1} - Np_j$. Además, de las curvas IPR habremos

obtenido los valores de caudal correspondientes a cada una de las dos presiones extremas de la etapa: Q_{oj} y Q_{oj+1} , para un pozo. Llevamos los caudales a nivel yacimiento, o sea, multiplicando por el número de pozos productivos, (considerando la hipótesis de que todos tendrán igual comportamiento) $Q_{oyac j} = Q_{oj} \times n^\circ$ de pozos productivos.

Calculamos el caudal promedio de la etapa: $Q_{oyac med} = (Q_{oyac j} + Q_{oyac j+1})/2$.
Ahora, como $Q_{oyac med} = \Delta N_p / \Delta t$, podemos despejar el tiempo Δt de duración de la etapa:

Acumulando los Δt , obtendremos los tiempos de producción correspondientes a cada valor del caudal $Q_{oyac j}$, de presión P_{sj} y de producción acumulada N_{pj} . La curva obtenida Q_o versus t será la previsión de producción buscada. Como interesa conocer los valores pronosticados en concordancia con los periodos financieros para realizar la evaluación económica, se utiliza una herramienta iterativa para ajustar los valores de P_s de la curva. Las planillas de cálculo utilizadas conforman el anexo IV.

Los resultados que arroja el pronóstico de producción para cada escenario se resume en la siguiente tabla:

	P. Ab. (kg/cm ²)	Qf/pozo (m ³ /d)	Np (m3)	FR	Años Prod.
7P	20,29	1,94	2.320.629	0,1560	56
10P	20,08	1,91	2.322.795	0,1562	44
20P	20,42	1,95	2.319.287	0,1559	22
30P	20,31	1,94	2.320.447	0,1560	15
40P	20,24	1,93	2.321.192	0,1560	12

Tabla 11 - Pronóstico de abandono escenarios

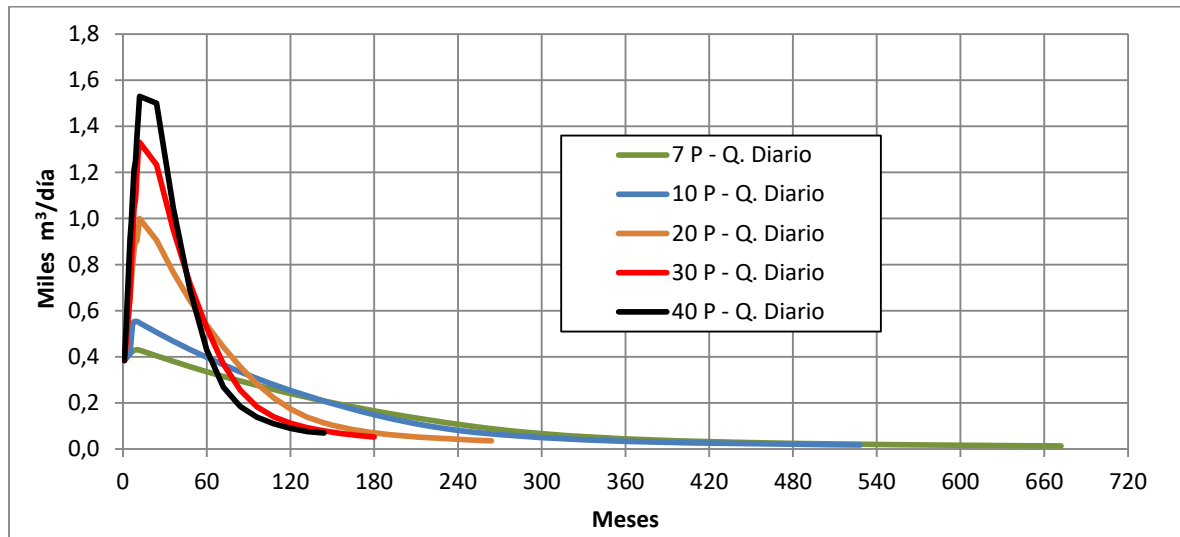


Gráfico 7 - Producción diaria escenarios

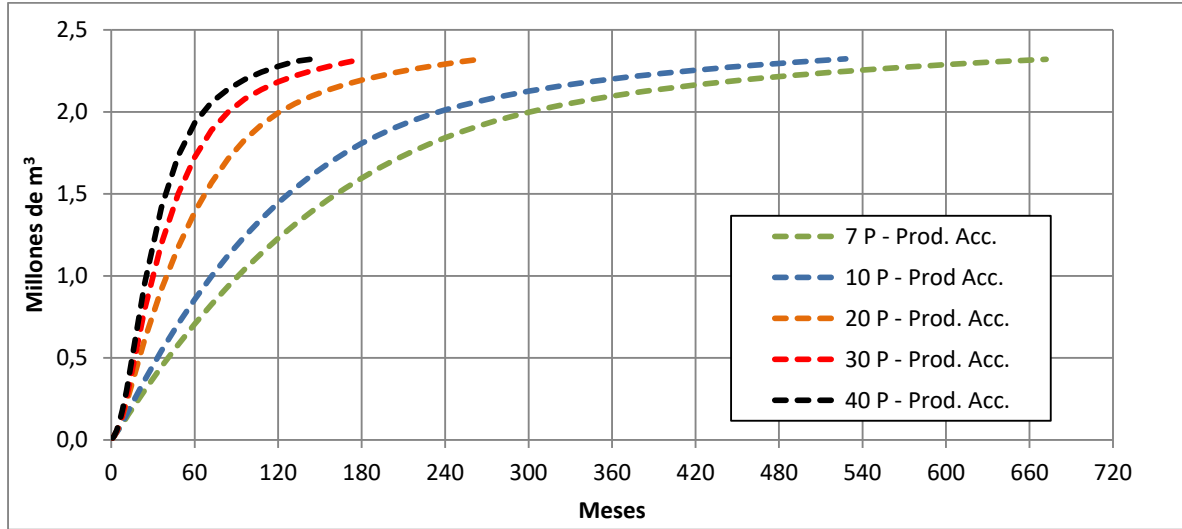


Gráfico 8 - Producción acumulada escenarios

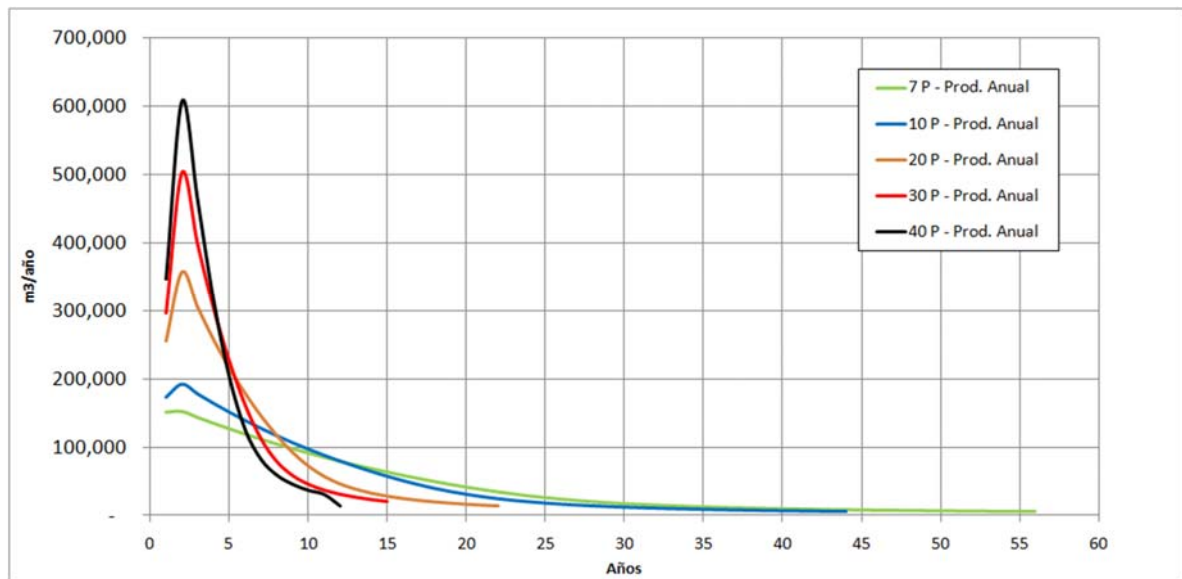


Gráfico 9 - Producción anual escenarios

10. Consideraciones Económicas:

Objetivo:

El objetivo de la evaluación económica es poder comparar los escenarios de producción propuestos y, mediante la utilización de diferentes indicadores y curvas de sensibilidad, poder recomendar una de las alternativas de desarrollo óptimo.

Consideraciones:

Un proyecto es cualquier actividad que tenga una inversión y de la cual se espera un retorno. En este caso se analiza un proyecto base que tiene 8 pozos perforados (1 estéril) que aún no se han puesto en producción. Se agregan otros 4 escenarios de aceleración aumentando la cantidad de pozos a perforar en los primeros 2 años (10 P, 20 P, 30 P y 40 P). Estos pozos no recuperan petróleo adicional, solo hacen que se recupere más rápido.

Se analizará cada uno de los escenarios para los siguientes casos:

- **CASO 1:** Hasta el límite económico
- **CASO 2:** Suponiendo un tiempo de concesión de 10 años

Periodos de evaluación:

Los periodos de evaluación utilizados son mensuales para el 1er año y luego anuales.

Precio del crudo:

Se supone un precio de WTI de 65 USD/Bbl, y que el petróleo Medanito tiene un descuento respecto al WTI de 1 USD/Bbl. La densidad Medanito es de 36°API y aplicando una compensación volumétrica de 0.05% Vol/0.1 °API y 0,25% de pérdidas por transporte, da un **Precio percibido** por barril producido de **62,56 USD/Bbl** para el petróleo de este ejercicio que tiene 32°API.

$$\text{Precio venta Oil propio} = \left[1 - \frac{(\text{Dens. Medanito} - \text{Dens. venta})}{0,1} \times 0,0005 \right] \times \text{Precio Medanito}$$

$$\text{Precio Percibido} = (1 - 0,0025) \times \text{Precio venta Oil propio}$$

Datos		
Precio WTI:	65.00	usd/bbl
Densidad Medanito:	36	°API
Desc. Med/WTI:	-1	usd/bbl
Precio Medanito:	64.00	usd/bbl
Dens. Venta:	32	°API
Compen. Vol. Venta:	0.05	% Vol/0.1°API
Precio Venta Oil Propio:	62.72	usd/bbl
Pérdidas transp.	0.25%	
Precio Percibido:	62.56	usd/bbl producido

Tabla 12 - Precio Percibido

CAPEX:

Costo Pozo Productivo 5 MMUSD

Instalaciones de Superficie		
Caso Base y 10 pozos		
Distribuidos primer trimestre	21	MMUSD
Por pozo productivo nuevo	0.1	MMUSD
Casos 20 P, 30 P y 40 P		
Distribuidos primer trimestre	21	MMUSD
Por pozo productivo nuevo	0.1	MMUSD
Adicional por cada 10 pzos.	16	MMUSD

Ventas:

$Ventas = Producción\ por\ periodo \times Precio\ percibido$

OPEX:

$OPEX = OPEX_{Fijo} + OPEX_{variable}$

$OPEX_{variable} = \#pozos\ mes \times 0,004$

$+ Prod. Periodo \times (Var. produc + Overhead + Transp + T\&T)$

OPEX		
Fijo		
1° año	1.2	MMUSD
2° año ++		
Producción <= 100 Mbb/año	0.5	MMUSD/año
100 < Producción <= 250 Mbb/año	0.7	MMUSD/año
250 < Producción <= 500 Mbb/año	0.95	MMUSD/año
Producción > 500 Mbb/año	1.2	MMUSD/año
Costo Pozo Estéril	3	MMUSD
Variable		
Pozo Activo por mes	0.004	MMUSD/mes
Variable producc	15	USD/bbl
Overhead	0.05	USD/bbl
Transporte	1.25	USD/bbl
T&T	1.29	USD/bbl

Tabla 13 - OPEX

Beneficio Neto:

EBITDA: Ingresos totales – Regalías – Comercialización – OPEX (fijo + variable)

EBIT: EBITDA – Amortización por unidad de producción

Beneficio Neto = EBIT – Impuestos (IIBB + IIGG)

Beneficio Neto = Ingresos totales – [Regalías + Comercialización + OPEX (fijo + variable) + Amortización por unidad de producción + Impuestos (IIBB + IIGG)]

Valores adoptados:

Regalías	12%
Comercialización	0,25%
IIBB	3%
IIGG	35%
IVA	21%
Impuesto a sellos	0%
TASA de Retorno Anual:	13%
TASA de Retorno Mensual:	1,024 %

Amortización por unidad de producción:

$$FA = \frac{P}{R} \quad A = FA \times I_{rem}$$

FA: Factor de amortización del período en curso

P: Producción del período en curso

R: Reservas del período en curso

I_{rem} : Resto por amortizar

A: Amortización

Flujo de Caja:

$$\text{Flujo de Caja} = \text{EBITDA} - \text{Impuestos (IIBB + IIGG)} - \text{Inversión (CAPEX)} - \text{IVA}$$

Nota: El IVA tiene un valor positivo de Flujo de Caja a partir del 7 mes en todos los escenarios, por lo tanto su influencia dentro del periodo analizado es despreciable.

RESULTADOS

A continuación se detallan los resultados de los 2 casos analizados comparando el escenario base y los 4 escenarios de aceleración: 10 P, 20 P, 30 P y 40 P.

CASO 1: Hasta límite económico

En este caso, se analizan los distintos escenarios hasta su presión de abandono. Al ser un reservorio tanque, en todos los casos se llega a la misma producción acumulada y el mismo factor de recuperación como se detalló en los pronósticos de producción. La diferencia es que cada uno lo hace en períodos distintos como se puede observar a continuación:

Límite Económico		7 P	10 P	20 P	30 P	40 P
Tiempo de Producción	Años	56.0	44.0	22.0	15.0	12.0
Factor Recuperación		15.6%	15.6%	15.6%	15.6%	15.6%

Tabla 14 - Límites escenarios

Por lo tanto, si bien se pueden comparar los distintos escenarios económicamente, es un ejercicio más bien teórico.

Flujo de Caja:

El Flujo de caja es la diferencia entre los Ingresos y los Desembolsos:

- **Ingresos:** Venta de producción
- **Desembolsos:** Opex (fijo y variable), Inversiones (pozos e instalaciones de superficie), Comercialización, Regalías e Impuestos.

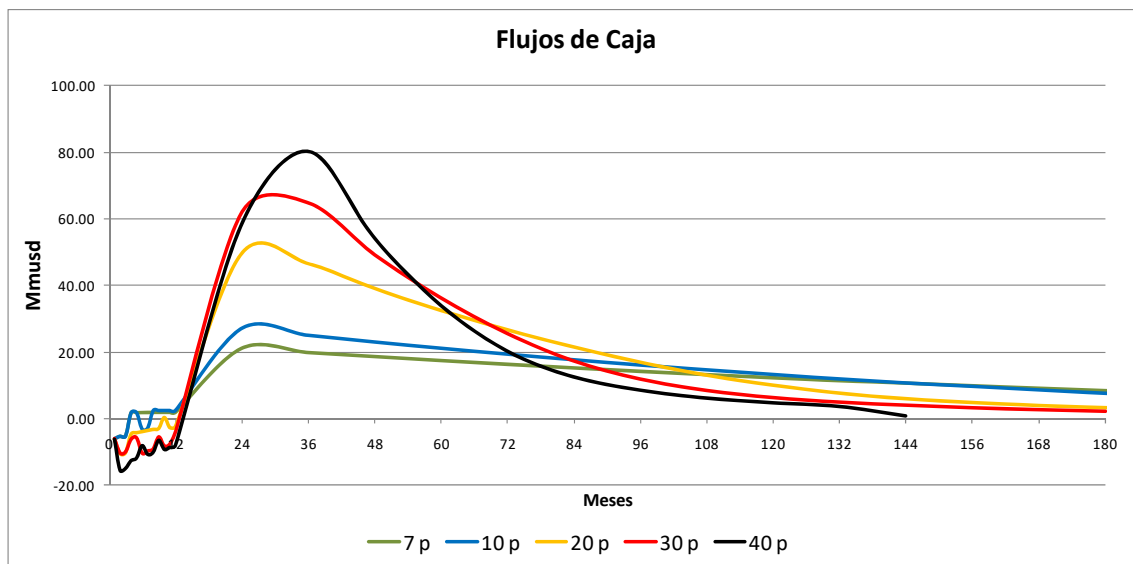


Gráfico 10 Flujo de Caja LE

Flujo de Caja Acumulado:

Con el Flujo de Caja acumulado, se puede observar en el mínimo valor de cada escenario la Máxima exposición o desembolso al cual se verá afectado el proyecto (en valor y tiempo) y el Periodo de Repago en el cual el Flujo de caja acumulado se hace cero.

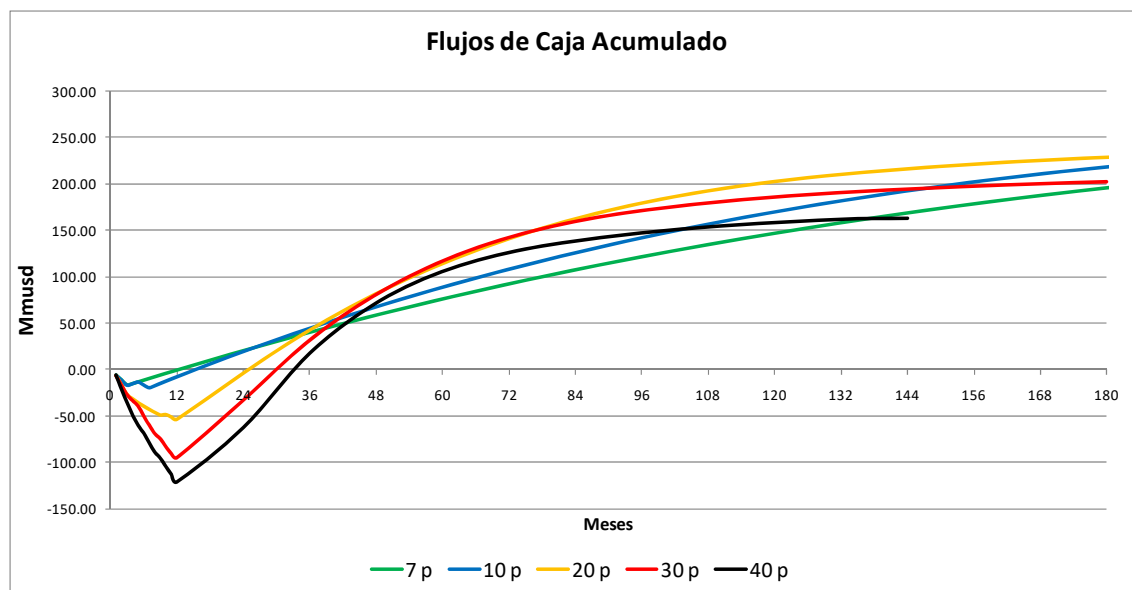


Gráfico 11 - Flujo de Caja Acumulado LE

Indicadores:

Los Indicadores deben poder comparar y priorizar los distintos escenarios de inversión. Los indicadores utilizados están detallados en el **ANEXO A**.

En la siguiente tabla se comparan los distintos escenarios con su respectivo indicador, marcando de forma visual con colores el mejor indicador de cada escenario.

Escala de colores de mejor a peor: Verde oscuro- Verde claro-Amarillo-Naranja-Rojo.

Indicadores s/IVA- Límite Económico		7 P	10 P	20 P	30 P	40 P
VALOR ACTUAL NETO (VAN)	MMUSD	92.7	102.2	104.5	86.5	61.0
RETORNO SOBRE INVERSIÓN (ROI)		12.74	13.07	6.53	3.83	2.30
EFICIENCIA DE INVERSIÓN (EI)	%	4.36	3.32	1.19	0.61	0.31
PERÍODO DE REPAGO (PAYOUT)	Mes	12	15	25	30	33
MÁXIMA EXPOSICIÓN (ME)	MMUSD	-16.8	-19.5	-53.2	-94.4	-121.5
	Mes	3	7	12	12	12
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	%	146%	117%	58%	41%	30%
IVAN (Valor Actual de la Inversión)	MMUSD	21.3	30.8	87.7	142.4	196.6
FLUJO EQUIVALENTE	MUSD	713.5	789.8	862.3	792.4	610.1

Tabla 15 Indicadores Limite Económico

Si bien la TIR no es un indicador económico útil para comparar proyectos se muestra el valor para cada escenario.

Sensibilidades:

Se adopta un valor de **Tasa de Retorno del 13%**, ésta puede variar y modificar la preferencia de la elección de uno u otro escenario con respecto a la variable a la cual se realiza la sensibilidad.

A continuación se observa un gráfico de sensibilidad realizado para el VAN y para la Eficiencia en la Inversión con un +/- 10% de la Tasa de Retorno seleccionada.

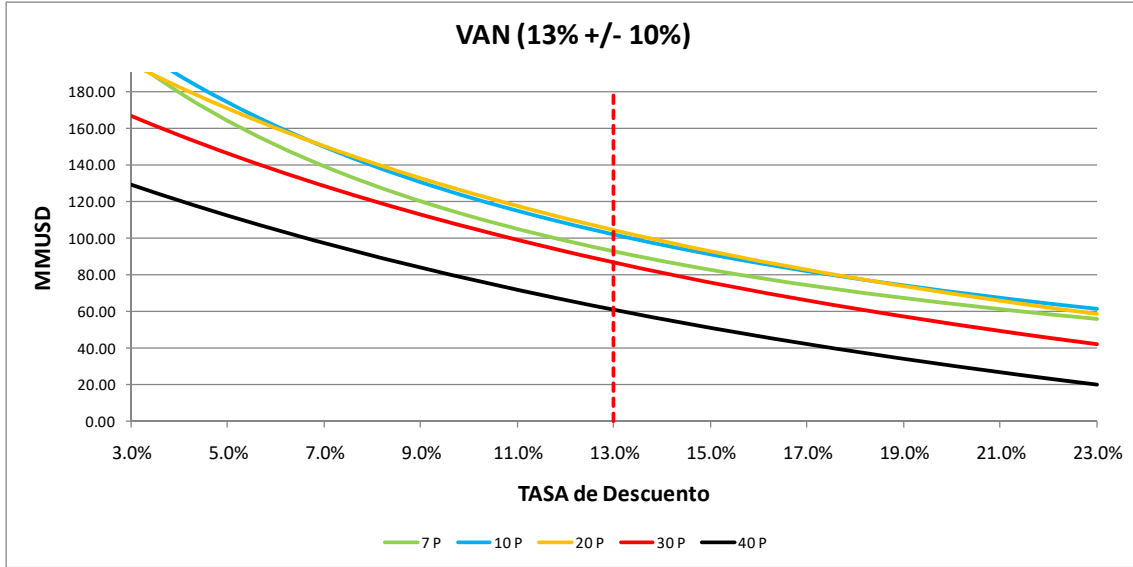


Gráfico 12 - VAN Limite Económico

Se puede Observar que modificando la Tasa de Retorno los escenarios de 10P y 20P son en todos los casos los que obtienen un mejor VAN. Por lo tanto, para la elección de uno de los escenarios es necesario analizar los otros indicadores.

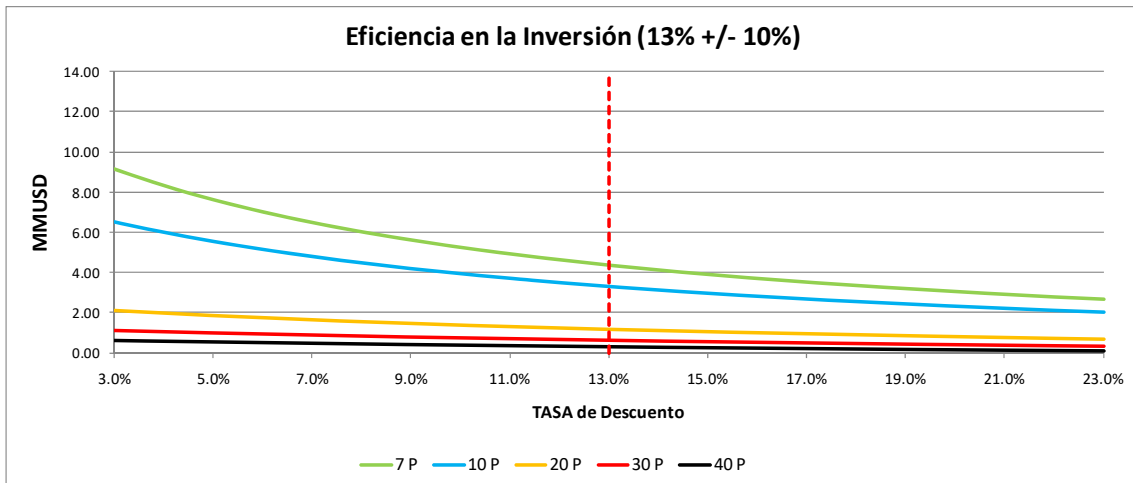


Gráfico 13 - Eficiencia de la Inversión LE

Se puede observar que modificando la TR en los mismos porcentajes, la Eficiencia en la Inversión mejora considerablemente para los escenarios de 7P y 10P cuando baja la TR, y se mantienen siempre por arriba del resto de los escenarios para los valores de TR analizados.

CASO 2: Concesión de 10 años

En este caso, a diferencia del Caso 1 en donde se analizaron los distintos escenarios hasta su presión de abandono, se analizan los escenarios en un período fijo de 10 años (120 meses). Por lo tanto, a medida que se perforen y se pongan en producción más pozos, al tener todos la misma IPR, en un tiempo fijo se obtendrán diferentes Factores de recuperación:

Caso 2: 10 años		7 P	10 P	20 P	30 P	40 P
Factor de Recuperación (10 años)	%	8.3%	9.7%	13.4%	14.7%	15.3%

Tabla 16 - Limite 10A

Flujo de Caja:

El Flujo de caja es la diferencia entre los Ingresos y los Desembolsos:

- **Ingresos:** Venta de producción
- **Desembolsos:** Opex (fijo y variable), Inversiones (pozos e instalaciones de superficie), Comercialización, Regalías e Impuestos.

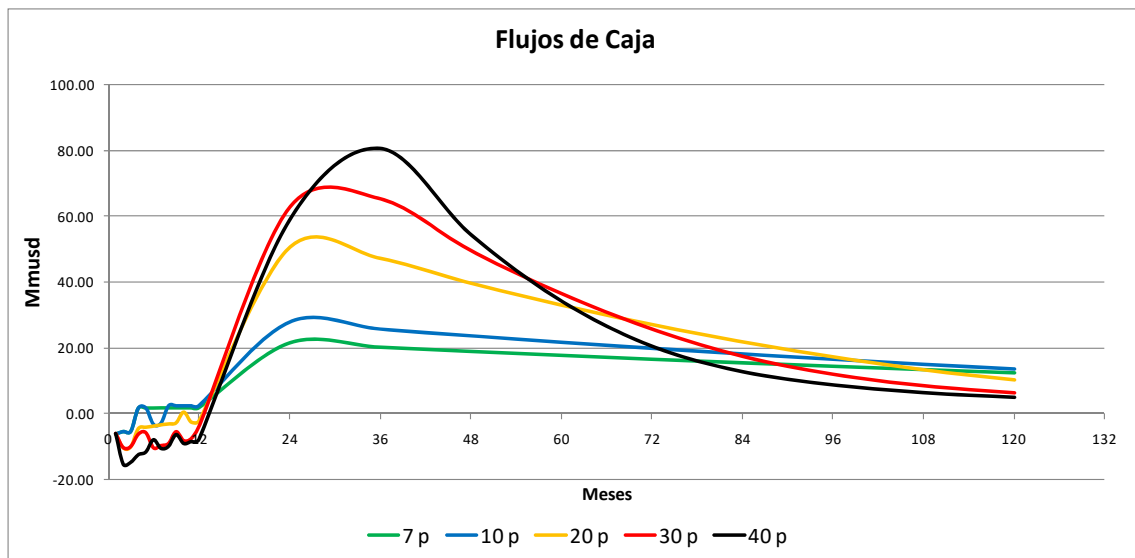


Gráfico 14 - Flujo de Caja 10A

Flujo de Caja Acumulado:

Con el Flujo de Caja acumulado, se puede observar en el mínimo valor de cada escenario la Máxima exposición o desembolso al cual se verá afectado el proyecto (en valor y tiempo) y el Periodo de Repago en el cual el Flujo de caja acumulado se hace cero.

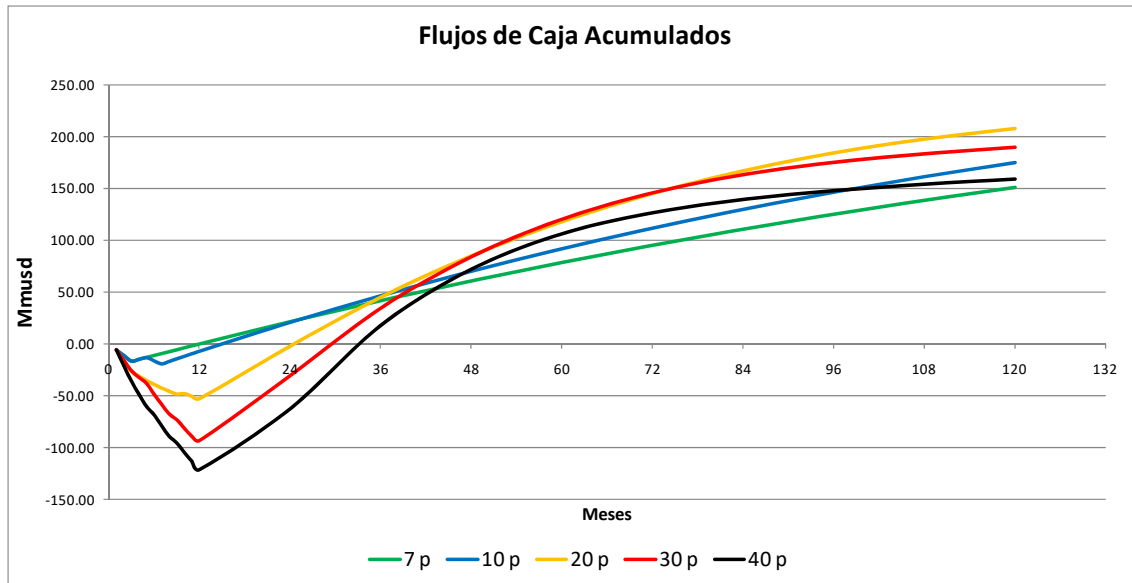


Gráfico 15 - Flujo de Caja Acumulado 10A

Indicadores:

Los Indicadores deben poder comparar y priorizar los distintos escenarios de inversión. Los indicadores utilizados están detallados en el anexo V.

En la siguiente tabla se comparan los distintos escenarios con su respectivo indicador, marcando de forma visual con colores el mejor indicador de cada escenario.

Escala de colores de mejor a peor: Verde oscuro- Verde claro-Amarillo-Naranja-Rojo.

Indicadores s/IVA- 10 años		7 P	10 P	20 P	30 P	40 P
VALOR ACTUAL NETO (VAN)	MMUSD	78.9	90.1	100.3	85.1	61.0
RETORNO SOBRE INVERSIÓN (ROI)		6.94	8.29	5.60	3.58	2.30
EFICIENCIA DE INVERSIÓN (EI)	%	3.71	2.93	1.14	0.60	0.31
PERÍODO DE REPAGO (PAYOUT)	Mes	12	15	25	30	33
MÁXIMA EXPOSICIÓN (ME)	MMUSD	-16.8	-19.3	-52.8	-94.1	-121.5
	Mes	3	7	12	12	12
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	%	151%	120%	59%	42%	30%

Tabla 17 - Indicadores Caso 10 años

Si bien la TIR no es un indicador económico útil para comparar proyectos se muestra el valor para cada escenario.

Sensibilidades:

Si bien adoptamos un valor de **Tasa de Retorno** del **13%**, ésta puede variar y modificar la preferencia de la elección de uno u otro escenario con respecto a la variable a la cual se realiza la sensibilidad.

A continuación se observa un gráfico de sensibilidad realizado para el VAN y para la Eficiencia en la Inversión con un +/- 10% de la Tasa de Retorno seleccionada.

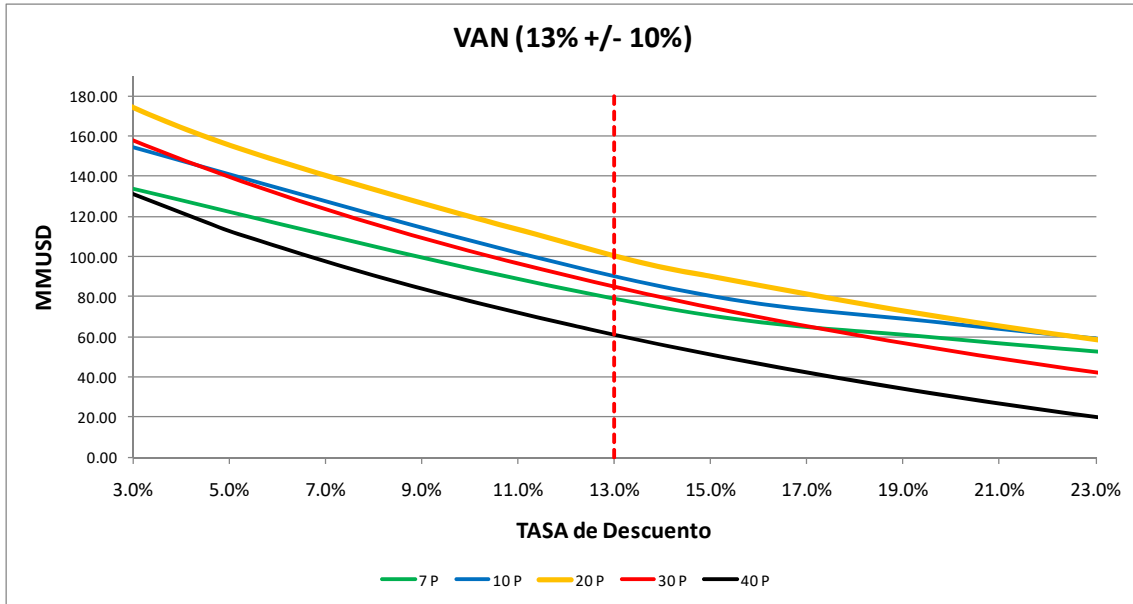


Gráfico 16 Van caso 10 Años

Se puede observar que modificando la TR el escenario de 20P tiene el mejor VAN hasta un valor del 20%. Por lo tanto, para la elección de uno de los escenarios si solo se tiene en cuenta el VAN se seleccionaría el de 20P.

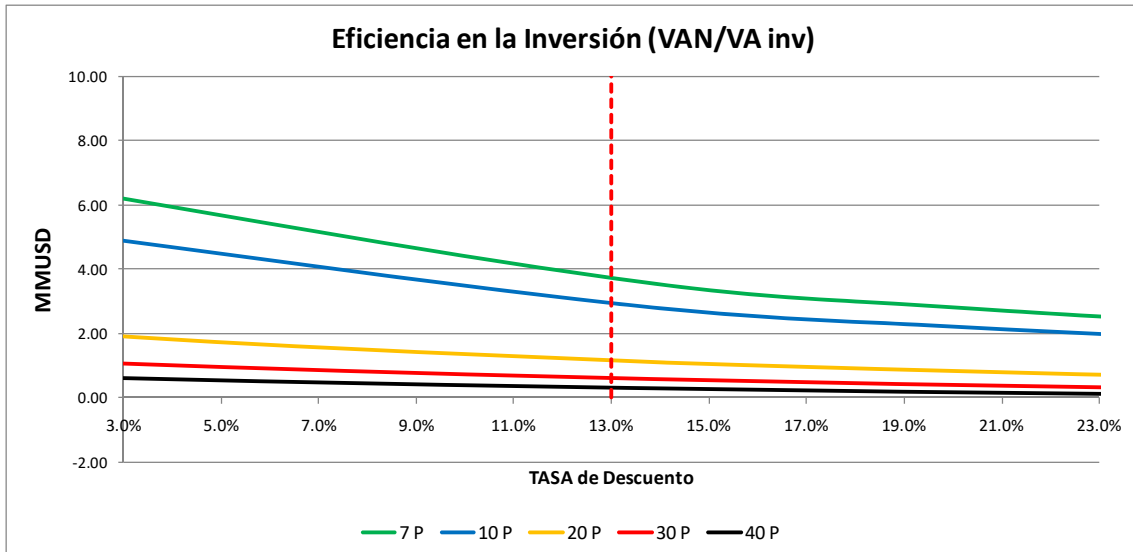


Gráfico 17 - Eficiencia de la inversión 10A

Se puede observar que modificando la TR en los mismos porcentajes, la Eficiencia en la Inversión mejora considerablemente para los escenarios de 7P y 10P cuando baja la TR, y se mantienen siempre por arriba del resto de los escenarios para los valores de TR analizados.

En lugar de analizar para cada escenario la sensibilidad a todas las variables, como lo que se busca es comparar todos los escenarios para poder elegir la mejor opción, se decidió realizar sensibilidades a diferentes variables con respecto al VAN, mostrando cómo se modifican para cada escenario.

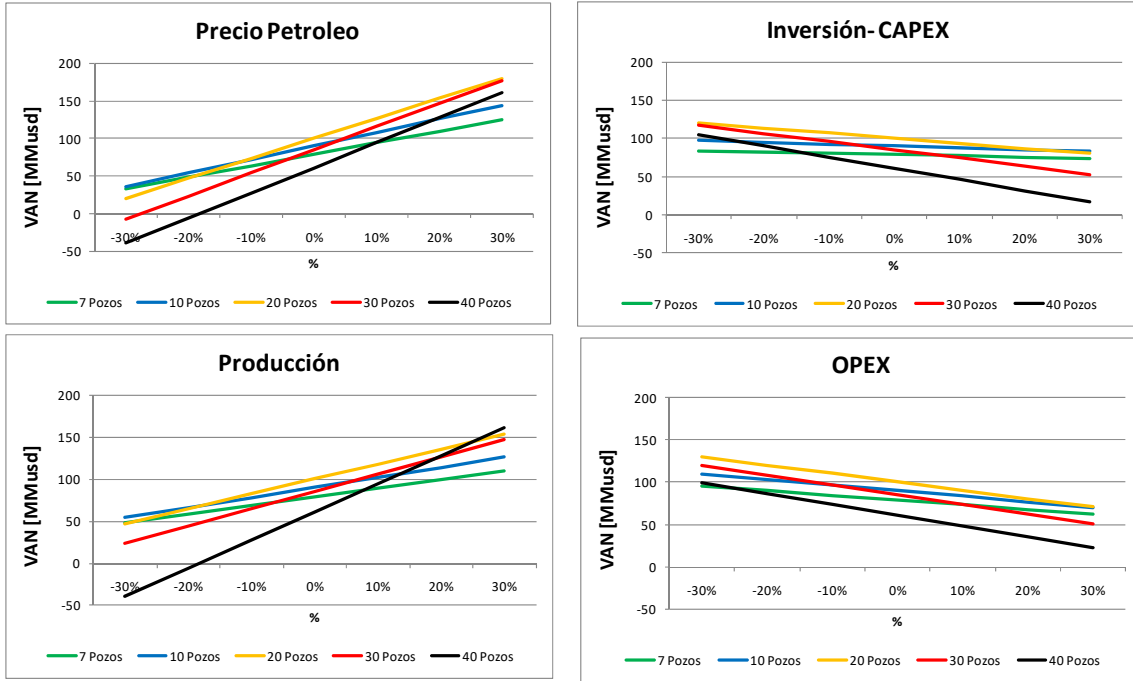


Gráfico 18 - Sensibilidades entre escenarios

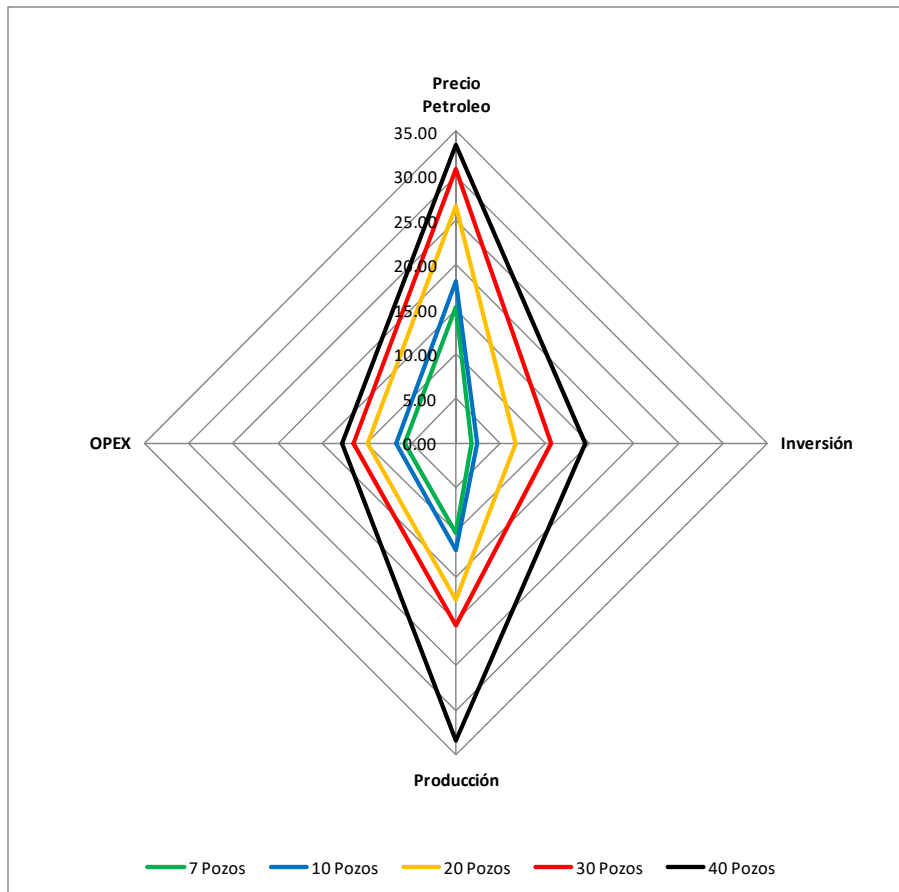
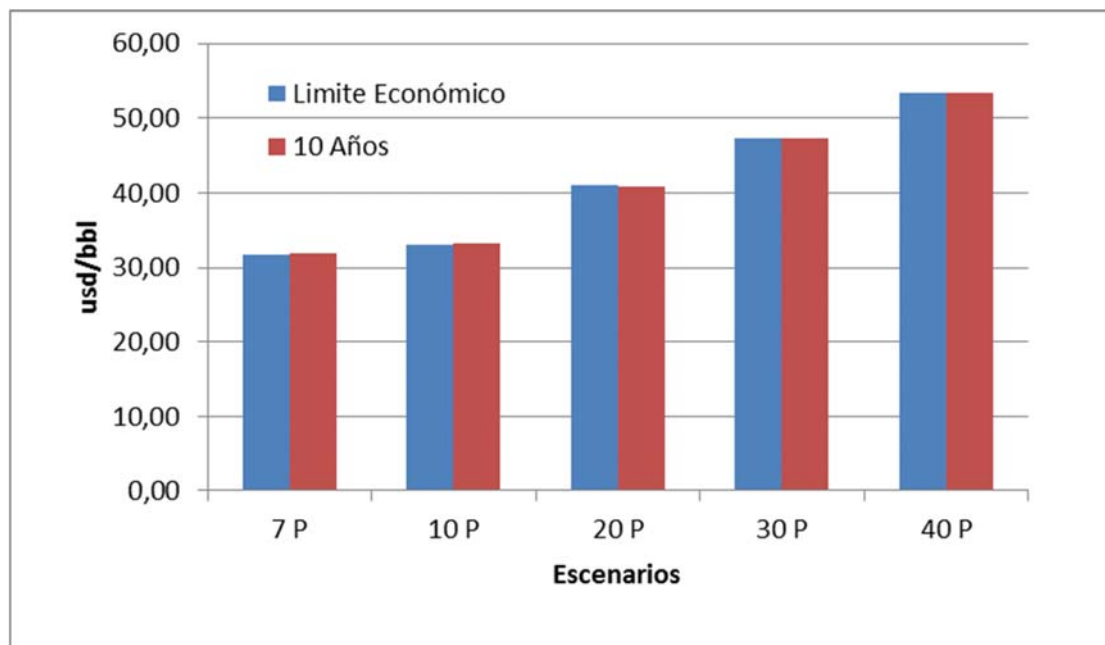


Gráfico 19 - Radar pendientes de sensibilidad

Breakeven del Precio Petroleo WTI (VAN=0 @13%):



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los valores de los indicadores económicos se expresan en términos relativos considerando como base el mejor valor obtenido, dependiendo de la naturaleza del indicador ese valor sería el máximo o el mínimo:

CASO 1: Hasta límite económico

Indicadores en Términos Relativos	Ponder.	7 P	10 P	20 P	30 P	40 P
VALOR ACTUAL NETO (VAN)	100%	0.89	0.98	1.00	0.83	0.58
RETORNO SOBRE INVERSIÓN (ROI)	100%	0.97	1.00	0.50	0.29	0.18
EFICIENCIA DE INVERSIÓN (EI)	100%	1.00	0.76	0.27	0.14	0.07
PERÍODO DE REPAGO (PAYOUT)	100%	1.00	0.81	0.50	0.42	0.37
MÁXIMA EXPOSICIÓN (\$)	100%	1.00	0.86	0.32	0.18	0.14
MÁXIMA EXPOSICIÓN (tiempo)	100%	1.00	0.43	0.25	0.25	0.25
FLUJO EQUIVALENTE	100%	0.83	0.92	1.00	0.92	0.71

Tabla 18 - Indicadores caso Limite Económico

Estos valores se pueden representar en un gráfico tipo radar:

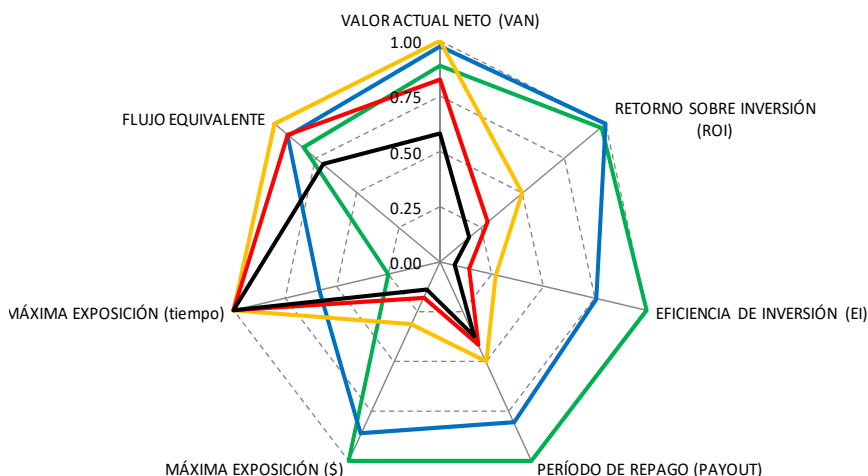


Gráfico 20 - Radar Limite Económico

CASO 2: Concesión de 10 años

Indicadores en Términos Relativos	7 P	10 P	20 P	30 P	40 P
VALOR ACTUAL NETO (VAN)	0.79	0.90	1.00	0.85	0.61
RETORNO SOBRE INVERSIÓN (ROI)	0.84	1.00	0.68	0.43	0.28
EFICIENCIA DE INVERSIÓN (EI)	1.00	0.79	0.31	0.16	0.08
PERÍODO DE REPAGO (PAYOUT)	1.00	0.81	0.50	0.41	0.37
MÁXIMA EXPOSICIÓN (ME)	1.00	0.87	0.32	0.18	0.14
	1.00	0.43	0.25	0.25	0.25

Tabla 19 - Indicadores caso 10 años

Estos valores se pueden representar en un gráfico tipo radar:

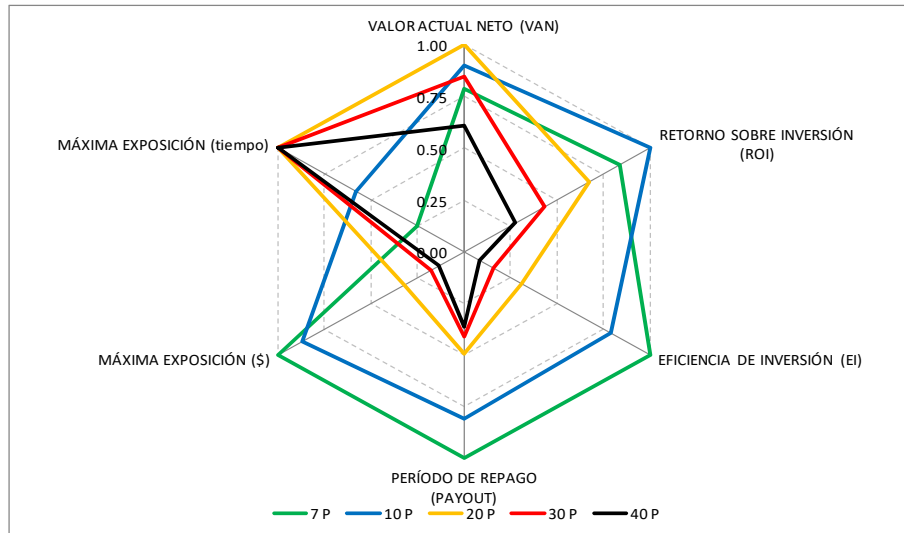


Gráfico 21 - Radar caso 10 años

Para poder realizar una conclusión y recomendar para cada caso algún escenario, se considera además necesario realizar una ponderación por cada indicador económico. Se realiza la ponderación de cada indicador para 2 ejemplos en los cuales se abordan dos puntos de vista a saber:

- **Compañía Global:** la cual tiene un respaldo económico fuerte, una amplia cartera de proyectos y no tiene la necesidad de recuperar rápidamente la inversión. Se centra principalmente en el VAN y en la Eficiencia en la inversión.
- **Compañía Local:** la cual tiene una cantidad limitada de proyectos, trata de no asumir grandes riesgos, necesita recuperar la inversión en el menor tiempo posible y donde la máxima exposición toma gran importancia.

Los valores de ponderación se multiplican por los valores de los indicadores expresados en términos relativos y finalmente se realiza la sumatoria de esos valores para establecer un orden de preferencia entre los escenarios:

CASO 1: Hasta límite económico

Indicadores- Ej: Cia GLOBAL	Ponderac.	7 P	10 P	20 P	30 P	40 P
VALOR ACTUAL NETO (VAN)	45.0%	39.9%	44.0%	45.0%	37.3%	26.3%
RETORNO SOBRE INVERSIÓN (ROI)	2.5%	2.4%	2.5%	1.2%	0.7%	0.4%
EFICIENCIA DE INVERSIÓN (EI)	30.0%	30.0%	22.8%	8.2%	4.2%	2.1%
PERÍODO DE REPAGO (PAYOUT)	10.0%	10.0%	8.1%	5.0%	4.2%	3.7%
MÁXIMA EXPOSICIÓN (\$)	10.0%	10.0%	8.6%	3.2%	1.8%	1.4%
MÁXIMA EXPOSICIÓN (tiempo)	2.5%	2.5%	1.1%	0.6%	0.6%	0.6%
	100.0%	95%	87%	63%	49%	35%

Indicadores- Ej: Cia LOCAL	Ponderac.	7 P	10 P	20 P	30 P	40 P
VALOR ACTUAL NETO (VAN)	15.0%	13.3%	14.7%	15.0%	12.4%	8.8%
RETORNO SOBRE INVERSIÓN (ROI)	2.5%	2.4%	2.5%	1.2%	0.7%	0.4%
EFICIENCIA DE INVERSIÓN (EI)	15.0%	15.0%	11.4%	4.1%	2.1%	1.1%
PERÍODO DE REPAGO (PAYOUT)	30.0%	30.0%	24.3%	15.0%	12.5%	11.2%
MÁXIMA EXPOSICIÓN (\$)	30.0%	30.0%	25.9%	9.5%	5.4%	4.2%
MÁXIMA EXPOSICIÓN (tiempo)	7.5%	7.5%	3.2%	1.9%	1.9%	1.9%
	100.0%	98%	82%	47%	35%	28%

Tabla 20 . Ponderaciones caso limite económico

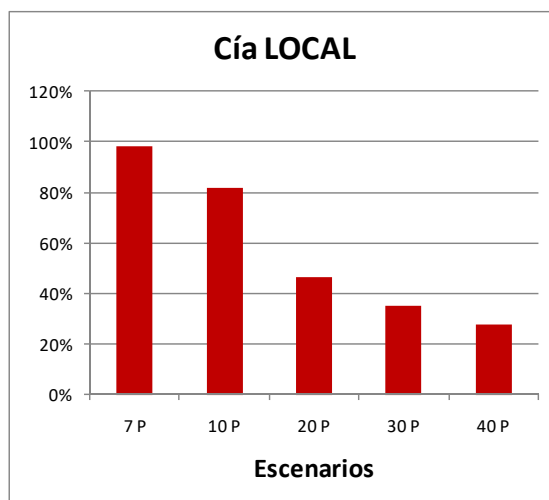
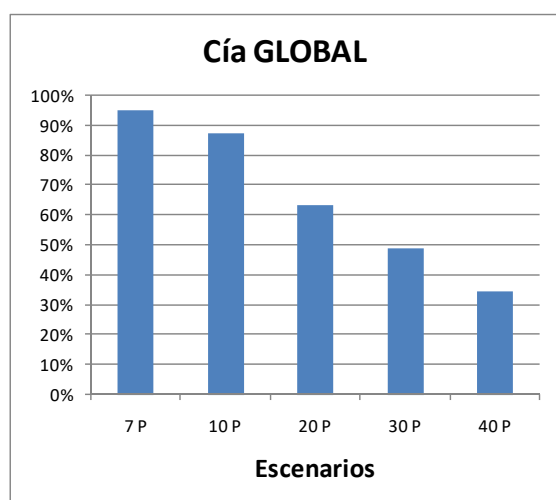


Gráfico 22 - Comparación escenarios calificados LE

Caso 1: El escenario de 7P, el cual no tiene una inversión adicional es el que resulta más conveniente aunque se modifiquen las ponderación de sus indicadores. Este resultado demuestra que con la hipótesis de un Yac. tipo tanque sin límite de tiempo de explotación los ingresos provenientes de mayores producciones no compensan las inversiones adicionales del resto de los escenarios.

CASO 2: Concesión de 10 años

Indicadores- Ej: Cia GLOBAL	Ponderac.	7 P	10 P	20 P	30 P	40 P
VALOR ACTUAL NETO (VAN)	45.0%	35.4%	40.4%	45.0%	38.2%	27.4%
RETORNO SOBRE INVERSIÓN (ROI)	2.5%	2.1%	2.5%	1.7%	1.1%	0.7%
EFICIENCIA DE INVERSIÓN (EI)	30.0%	30.0%	23.6%	9.3%	4.8%	2.5%
PERÍODO DE REPAGO (PAYOUT)	10.0%	10.0%	8.1%	5.0%	4.1%	3.7%
MÁXIMA EXPOSICIÓN (\$)	10.0%	10.0%	8.7%	3.2%	1.8%	1.4%
MÁXIMA EXPOSICIÓN (tiempo)	2.5%	2.5%	1.1%	0.6%	0.6%	0.6%
	100.0%	90%	84%	65%	51%	36%

Indicadores- Ej: Cia LOCAL	Ponderac.	7 P	10 P	20 P	30 P	40 P
VALOR ACTUAL NETO (VAN)	15.0%	11.8%	13.5%	15.0%	12.7%	9.1%
RETORNO SOBRE INVERSIÓN (ROI)	2.5%	2.1%	2.5%	1.7%	1.1%	0.7%
EFICIENCIA DE INVERSIÓN (EI)	15.0%	15.0%	11.8%	4.6%	2.4%	1.3%
PERÍODO DE REPAGO (PAYOUT)	30.0%	30.0%	24.3%	14.9%	12.3%	11.0%
MÁXIMA EXPOSICIÓN (\$)	30.0%	30.0%	26.0%	9.5%	5.3%	4.1%
MÁXIMA EXPOSICIÓN (tiempo)	7.5%	7.5%	3.2%	1.9%	1.9%	1.9%
	100.0%	96%	81%	48%	36%	28%

Tabla 21 - Ponderación caso 10 años

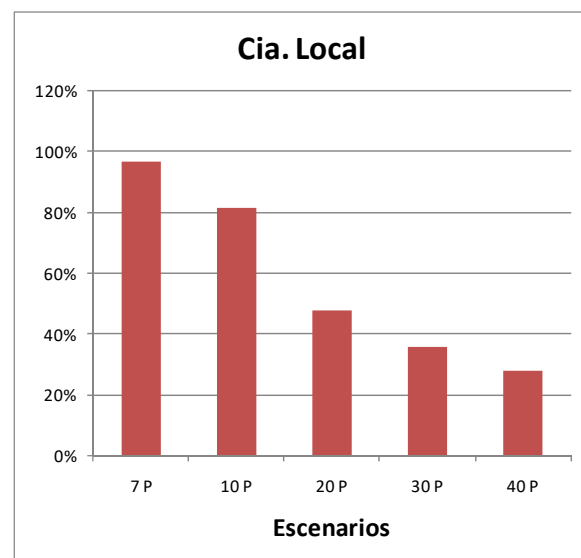
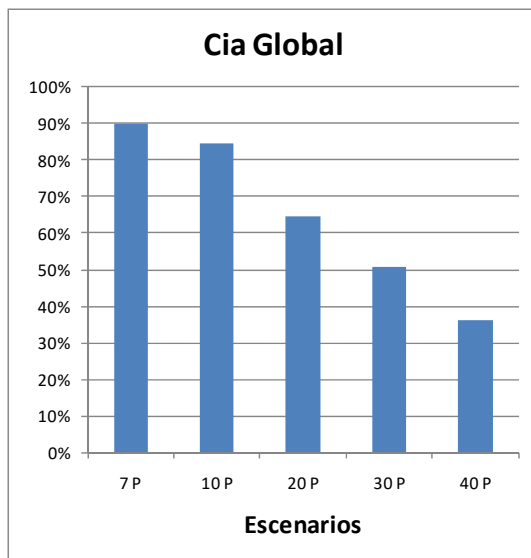


Gráfico 23 - Comparación escenarios calificados 10A

Caso 2: En este caso se tiene un límite de tiempo de explotación de 10 años. Utilizando las mismas ponderaciones que se usaron en el Caso 1 para los 2 ejemplos (cia Global y cia Local) se observa que el escenario 7P es el que tiene la mejor calificación.

RECOMENDACIÓN:

Se analizaron los indicadores económicos para cada uno de los distintos escenarios y mediante la ponderación para los 2 Casos utilizando distintas estrategias de selección de proyectos (cia. Global y Local) se observa que el escenario de 7P es el que tiene mayor calificación para las 4 situaciones planteadas.

Los análisis de sensibilidad y breakeven también muestran al escenario de 7P como el escenario de menor variación ante: el Precio de Petróleo, Producción, Inversión y Opex; lo cual soporta la decisión de seleccionar la explotación del yacimiento propuesto con la puesta en marcha de los pozos ya perforados.

ANEXOS:

- I. Aproximaciones PVT
- II. Balance de Materiales
- III. Curvas IPR
- IV. Pronósticos producción
- V. Indicadores económicos

GLOSARIO:

B_g: Factor volumétrico de gas
BM: Balance de Materiales
B_o: Factor volumétrico de petróleo
B_{oi}: Factor volumétrico petróleo
B_t: Factor volumétrico total
Build Up: Tipo de ensayo de pozo
CAP: Contacto agua-petróleo
C_c: Compresibilidad efectiva
Fr: Factor de recuperación
G_p: Producción acumulada de gas
h: Espesor permeable
H_{total}: Espesor total
H_ú: Espesor útil
IPR: Inflow Performance Relationship (Relación de comportamiento de flujo hacia el pozo)
IVAN: Índice de valor actual neto
J_o: Índice de productividad
K: Permeabilidad absoluta
K_{rg}: Permeabilidad relativa del gas
K_{ro}: Permeabilidad relativa del petróleo
m: Relación entre los volúmenes de gas y petróleo iniciales en condiciones de fondo
N_{is}: Petróleo in situ
N_p: Producción acumulada de petróleo
P: Presión
Payout time: Tiempo de repago
P_b: Presión de burbuja
P_i: Presión inicial
POIS: Petróleo original in situ
P_s: Presión estática
PVT: Presión-Volumen-Temperatura
P_{wf}: Presión dinámica
Q_f: Caudal final
Q_i: Caudal inicial
Q_{max}: Caudal máximo
Q_o: Caudal de petróleo
Q_o: caudal de petróleo en condiciones de superficie
RGP: Relación gas-petróleo
RI: Relación gas-petróleo instantánea
RI_{prom}: RI promedio
R_p: G_p/N_p
R_s: Relación de gas disuelto
S_o: Saturación de petróleo
S_w: Saturación de agua
TIR: Tasa interna de retorno
VAN: Valor actual neto

BIBLIOGRAFÍA:

- Mario Bernardi Consultores: Manual, Noviembre 2014: Capítulos 1 a 7.
- Javier Fernandez Betria, Apuntes Evaluación Proyectos, 2015.

Gráfico 1 - Permeabilidades relativas	7
Gráfico 2 - Bo - Rs	11
Gráfico 3 - Viscosidades	12
Gráfico 4 - Bg y factor Z	13
Gráfico 5 - Curva de Performance del yacimiento	15
Gráfico 6 - IPR Promedio	17
Gráfico 7 - Producción diaria escenarios	19
Gráfico 8 - Producción acumulada escenarios	20
Gráfico 9 - Producción anual escenarios	20
Gráfico 10 Flujo de Caja LE	24
Gráfico 11 - Flujo de Caja Acumulado LE	25
Gráfico 12 - VAN Limite Económico	26
Gráfico 13 - Eficiencia de la Inversión LE	26
Gráfico 14 - Flujo de Caja 10A	27
Gráfico 15 - Flujo de Caja Acumulado 10A	28
Gráfico 16 Van caso 10 Años	29
Gráfico 17 - Eficiencia de la inversión 10A	29
Gráfico 18 - Sensibilidades entre escenarios	30
Gráfico 19 - Radar pendientes de sensibilidad	30
Gráfico 20 - Radar Limite Económico	32
Gráfico 21 - Radar caso 10 años	33
Gráfico 22 - Comparación escenarios calificados LE	34
Gráfico 23 - Comparación escenarios calificados 10A	35
Tabla 1- Propiedades por Pozo	4
Tabla 2 - Ensayo PVT	6
Tabla 3- Permeabilidades relativas	6
Tabla 4 - Ensayo de Pozos	7
Tabla 5 - Espesores por Pozos	8
Tabla 6 - Propiedades promedio reservorio	8
Tabla 7 - Profundidad Promedio	9
Tabla 8 - Areas de isopaquico	10
Tabla 9 - Coeficientes aproximación PVT	13
Tabla 10 - Escenarios de Producción	18
Tabla 11 - Pronóstico de abandono escenarios	19
Tabla 12 - Precio Percibido	21
Tabla 13 - OPEX	22
Tabla 14 - Limites escenarios	24
Tabla 15 Indicadores Limite Económico	25
Tabla 16 - Limite 10A	27
Tabla 17 - Indicadores Caso 10 años	28
Tabla 18 - Indicadores caso Limite Económico	32
Tabla 19 - Indicadores caso 10 años	32
Tabla 20 . Ponderaciones caso limite económico	34
Tabla 21 - Ponderación caso 10 años	35