

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES – ITBA

ESCUELA DE POSTGRADO

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

Desarrollo de un Yacimiento

Petrolífero

Caso “Subsaturado”

AUTORES:

Almonacid, Pablo Andres (Leg. N° 104164)

Ulbrich, Fernando Eduardo (Leg. N° 104175)

DOCENTES TUTORES:

Arilla, Fernando

Bernardi, Mario

**TRABAJO FINAL PRESENTADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
ESPECIALISTA EN PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS**

COMODORO RIVADAVIA

PRIMER CUATRIMESTRE, 2019

Índice de contenidos:

1. Resumen.....	3
2. Introducción	3
3. Desarrollo	5
a. Cálculo volumétrico del petróleo original in situ:	10
b. Balance de Materiales:.....	13
c. Curvas IPR (inflow performance relationship):	17
d. Pronósticos de Producción:.....	24
e. Análisis Económico:.....	27
4. Resultados	29
5. Conclusiones.....	35
6. Recomendaciones	35
7. Anexos.....	36
a. Sistema de extracción:	36
b. Nomenclaturas, acrónimos y siglas:.....	38
c. Responsabilidades por secciones:.....	40
8. Índice de figuras	41

1. Resumen

Se presenta un yacimiento de petróleo subsaturado, el cual cuenta con un caso base realizado con 8 pozos, 7 de los cuales resultaron productivos y 1 estéril. Se plantean diferentes planes de desarrollo con la finalidad de determinar la mejor alternativa técnico-económica. Se presentan los resultados, conclusiones y recomendaciones para el caso a desarrollar.

2. Introducción

El Bloque Estancia Grande se encuentra dentro del yacimiento Loma Alta en el flanco oeste de la Cuenca del Golfo San Jorge y tiene una extensión de 30 km². La formación objetivo es D-129. El año de fin de concesión es 2038, dando inicio a la explotación del bloque en el año 2020.

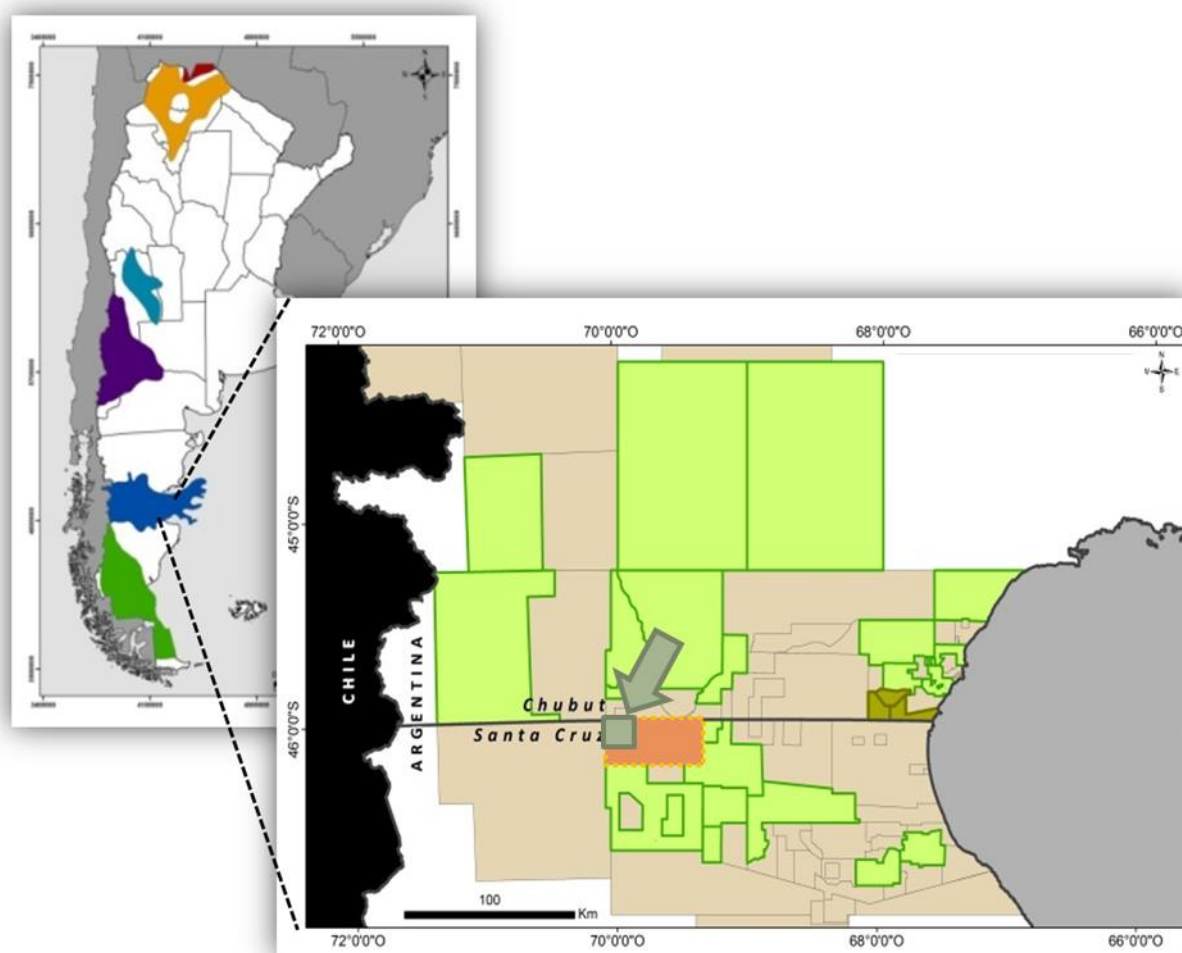


Figura 1. Ubicación del bloque

El reservorio en estudio es del tipo lacustre y se encuentra a una profundidad de 2100mbnm, con una cota promedio de 200msnm, es una estructura del tipo anticlinal. El pozo descubridor es el exploratorio P1 en la parte alta de la estructura. Posterior al descubrimiento se perforaron 7 pozos de exploración y avanzada para delimitar el yacimiento. El pozo P5 fue un pozo estéril que permitió conocer el límite productivo de

la estructura, posterior a este se perforaron 3 pozos más para recolectar información complementaria tomando datos que posibilitaron construir el modelo del bloque.

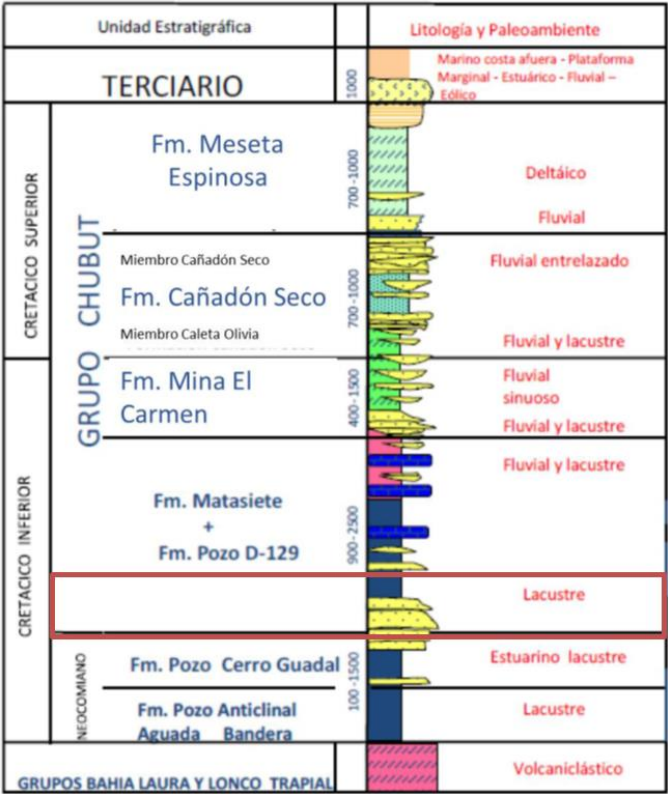


Figura 2. Columna estratigráfica

Los pozos han sido ensayados, comprobando petróleo subsaturado de 32°API y se encuentran cerrados en espera de la implementación del plan de desarrollo seleccionado de los presentados en este trabajo, en el cual se detallan las fechas previstas para el montaje de las instalaciones de superficie y la perforación de pozos nuevos.

Se presenta el mapa estructural del yacimiento, con la ubicación de los pozos ya perforados. Obtenido con sísmica 3D y ajustado por los datos de perfiles (tope del nivel con hidrocarburos) corridos en los pozos.

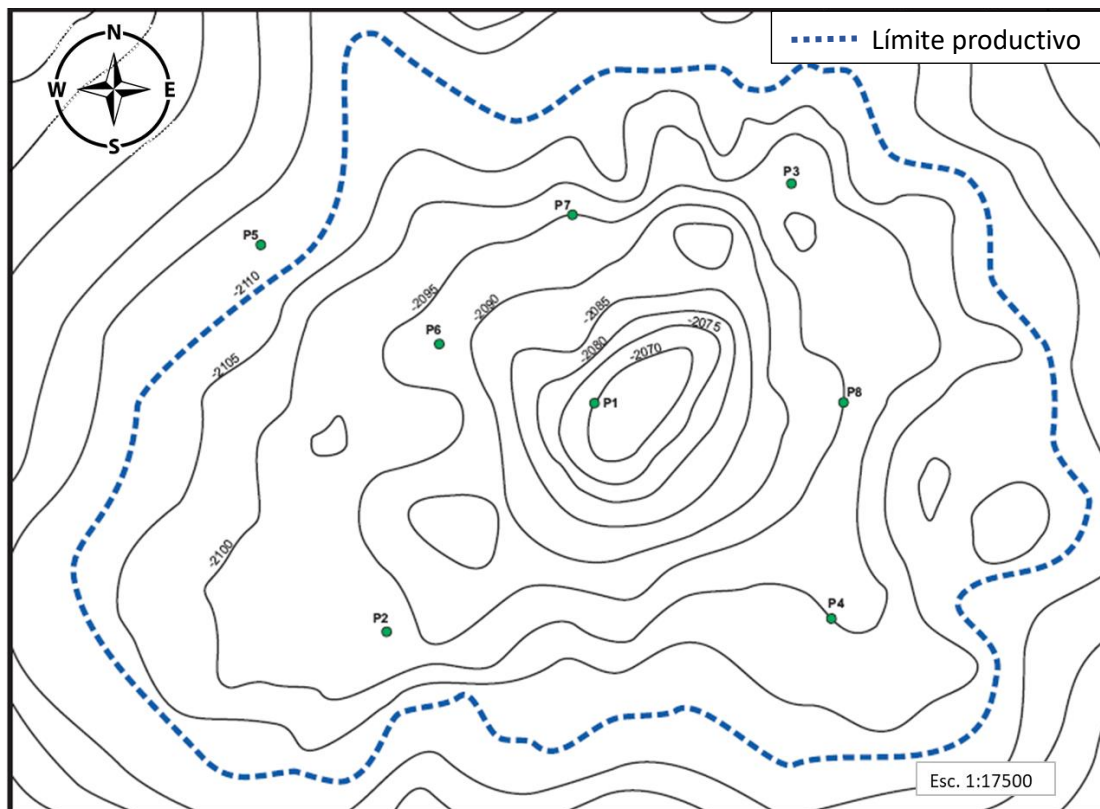


Figura 3. Mapa Estructural del Yacimiento

Se realizan los cálculos volumétricos y el pronóstico de producción, con el objetivo de evaluar distintos escenarios de desarrollo eligiendo el que maximice las variables económicas.

3. Desarrollo

El reservorio presenta una capa única, continua y de buena transmisividad y el comportamiento se aproxima al de reservorio tanque, con esta consideración la recuperación final no dependerá del número de pozos, pero si asociado a la cantidad de pozos variará significativamente el tiempo de producción. Los casos de desarrollo propuestos generarán un comportamiento de aceleración de la producción.

Se toma como caso base la producción del yacimiento con los 7 pozos productivos ya perforados y se plantean 6 casos adicionales para el análisis técnico-económico. En todos los casos se tiene en cuenta la posibilidad de acceder a punto de venta de gas y contemplan la instalación de una batería, la producción de petróleo se bombeará desde la misma a una planta de tratamiento de crudo de la compañía, ubicada en el bloque vecino, esta planta necesitará la ampliación de capacidad a corde a los caudales máximos de producción diarios, estas inversiones se contemplan en las evaluaciones.

El procedimiento de análisis utilizado cuenta con 5 pasos principales: Cálculo volumétrico del petróleo original in situ, Balance de Materiales, Curvas IPR, Pronósticos de Producción y Análisis Económico.

Datos principales de reservorio y fluido:

Se obtuvieron datos de presión de reservorio con mediciones de RFT en todos los pozos, se efectuaron gradientes estáticos de presión y temperatura, obteniendo la temperatura del reservorio y las densidades de petróleo y gas, se analizaron muestras de petróleo y gas para obtener datos de densidad y composición.

Fluido:	Petróleo subsaturado
Profundidad media del reservorio:	2,301.14 mbbp.
Presión inicial del reservorio:	220.6 kg/cm ² @ a profundidad media.
Temperatura reservorio:	91.3 °C @ profundidad 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
Densidad API petróleo:	32
Impurezas del gas (frac. molar):	N ₂ = 0.02; CO ₂ = 0.01; SH ₂ =0

PVT:

Se tomó una muestra de petróleo en fondo en el pozo 1, sobre la misma se realizó el ensayo PVT de liberación diferencial obteniendo una presión de burbuja Pb de 180 kg/cm² y la relación de gas disuelto Rs, el factor de volumen del petróleo Bo, la viscosidad del petróleo μ_o , el factor de compresibilidad Z del gas liberado, el factor de volumen Bg del mismo y viscosidad del gas μ_g en función de la presión de reservorio, a continuación se presenta la tabla con los resultados del ensayo y los gráficos correspondientes:

	Presión Kg/cm ²	Rs m ³ /m ³	Bo m ³ /m ³	μo cp	Z	Bg m ³ /m ³	μg cp
	220.6	87.66	1.27152	0.676			
	215	87.66	1.27262	0.67			
	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			
Psaturación	180	87.66	1.28137	0.639	0.89108	0.006423	0.01817
	170	81.86	1.26614	0.663	0.8898	0.006792	0.01777
	160	76.13	1.25121	0.69	0.88971	0.007208	0.01739
	150	70.47	1.23658	0.719	0.89079	0.007696	0.01701
	140	64.89	1.22227	0.751	0.89292	0.008261	0.01664
	130	59.39	1.20828	0.786	0.8959	0.008921	0.01629
	120	53.97	1.19462	0.826	0.8997	0.009699	0.01596
	110	48.64	1.18132	0.87	0.90431	0.010627	0.01564
	100	43.42	1.16838	0.92	0.90969	0.011749	0.01534
	90	38.29	1.15583	0.976	0.91582	0.013127	0.01506
	80	33.28	1.14367	1.04	0.92266	0.014857	0.01479
	70	28.4	1.13194	1.114	0.93019	0.017087	0.01455
	60	23.65	1.12067	1.2	0.93836	0.020061	0.01432
	50	19.07	1.10989	1.301	0.94714	0.024217	0.01412
	40	14.66	1.09966	1.42	0.95648	0.030416	0.01393
	30	10.47	1.09004	1.562	0.96636	0.040632	0.01377
	20	6.55	1.08114	1.731	0.97674	0.060593	0.01363
	10	3.01	1.0732	1.93	0.98762	0.117832	0.01351
	1.03	0.4	1.06739	2.116	0.9987	0.630047	0.01344

Figura 4. Tabla de datos PVT

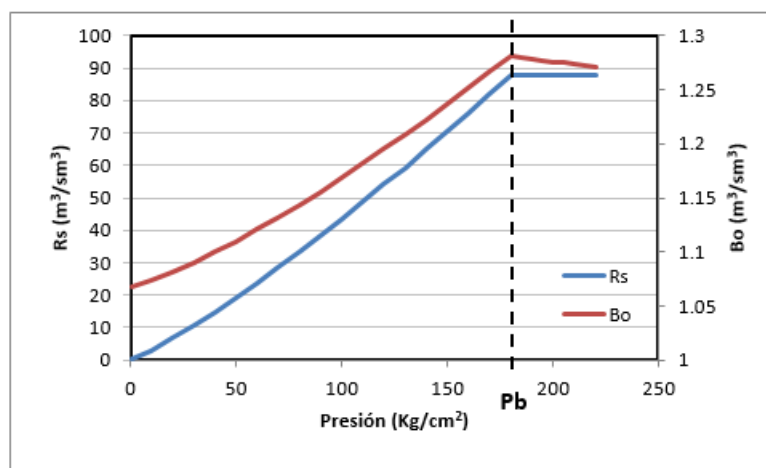


Figura 5. Rs y Bo en función de la presión

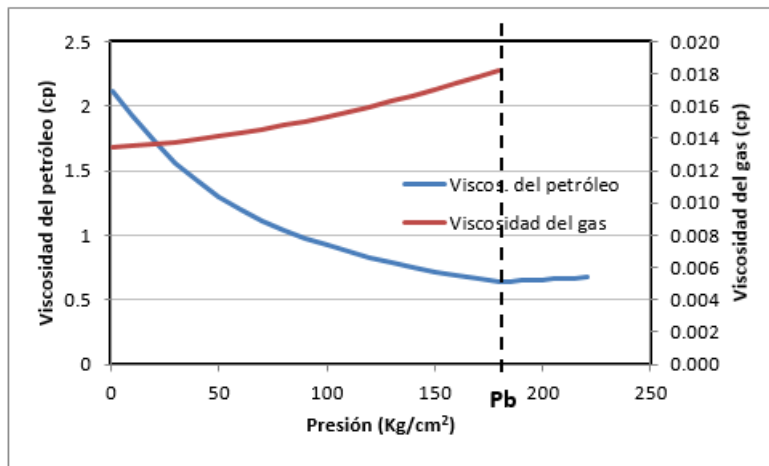


Figura 6. Viscosidades en función de la presión

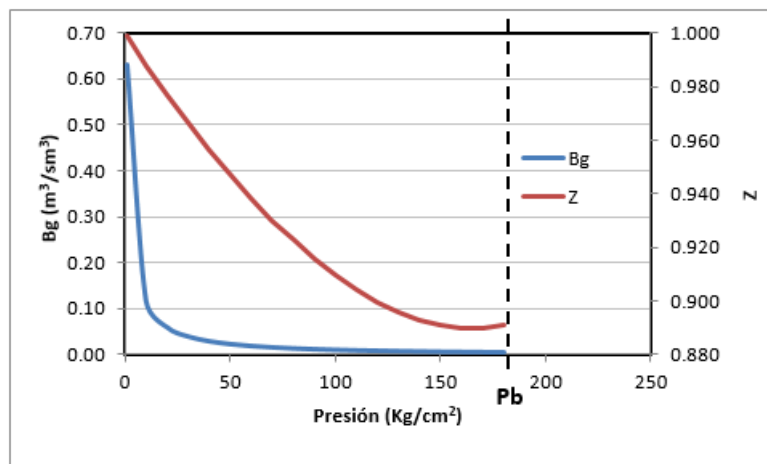


Figura 7. Bg y Z en función de la presión

Con estas curvas se obtuvieron polinomios de aproximación para las variables por encima y por debajo de la presión de burbuja para realizar los cálculos de balance de materia y pronósticos de producción:

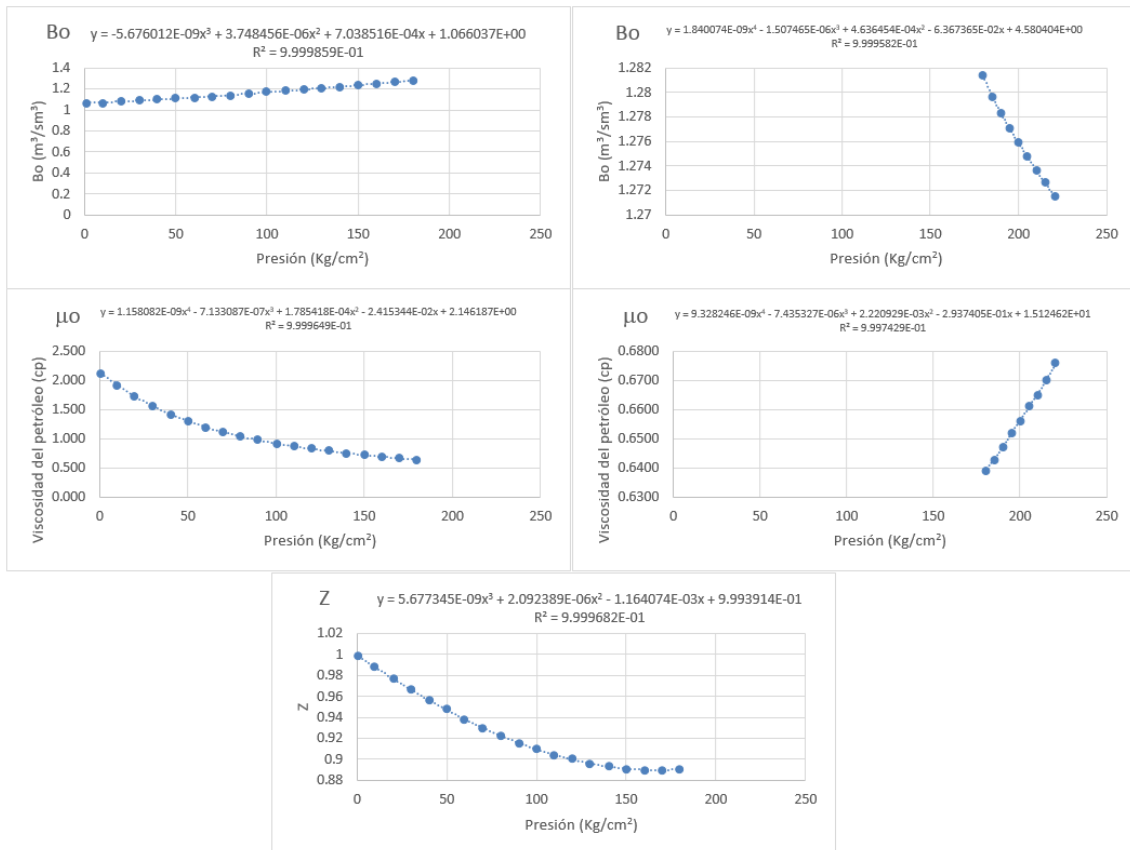


Figura 8. Aproximaciones polinómicas de las variables PVT

Permeabilidades relativas:

De la corona extraída en el pozo 1 se realizaron ensayos de barrido sobre 10 plugs, obteniendo las curvas de permeabilidad relativa para el sistema petróleo-gas (k_{ro} y k_{rg} en función de la saturación de petróleo S_o) en cada caso, estas curvas fueron promediadas obteniendo las representativas del reservorio objetivo y ajustadas con un modelo potencial:

Puntos extremos	k_{ro} máx	1	Permeabilidad relativa al petróleo máxima
	k_{rg} máx	0.7	Permeabilidad relativa al gas máxima
	Swi	0.32	Saturación de agua inicial
	Sorg	0.25	Saturación de petróleo residual al gas
	S_{cg}	0	Saturación connata de gas
Exponentes modelo	Exponente petróleo	2	
	Exponente gas	1.9	

S_o	S_o^*	k_{ro}	S_g	S_g^*	k_{rg}	k_{rg}/k_{ro}
0.68	1.0000	1.0000	0	0.0000	0.0000	0
0.65	0.9302	0.8653	0.03	0.0698	0.0044	0.00513872
0.6	0.8140	0.6625	0.08	0.1860	0.0287	0.04326929
0.55	0.6977	0.4867	0.13	0.3023	0.0721	0.14814764
0.5	0.5814	0.3380	0.18	0.4186	0.1338	0.39589738
0.45	0.4651	0.2163	0.23	0.5349	0.2132	0.98552531
0.4	0.3488	0.1217	0.28	0.6512	0.3098	2.54602478
0.35	0.2326	0.0541	0.33	0.7674	0.4233	7.82746927
0.3	0.1163	0.0135	0.38	0.8837	0.5535	40.9348978
0.25	0.0000	0.0000	0.43	1.0000	0.7000	

Figura 9. Datos de permeabilidad relativa, sistema petróleo-gas

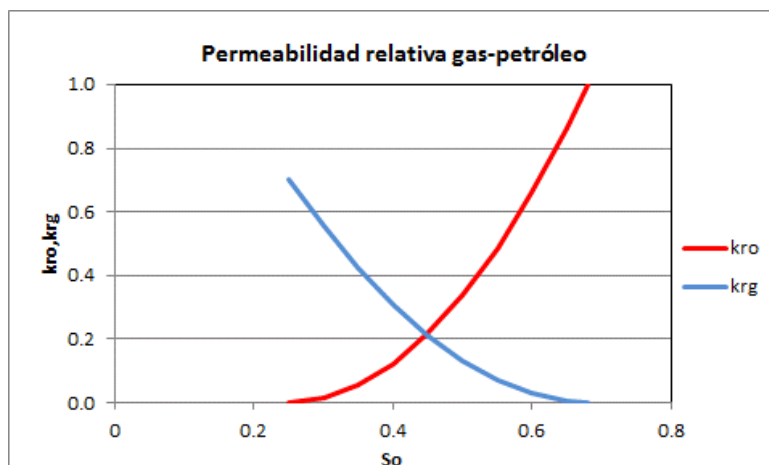


Figura 10. Permeabilidades relativas del petróleo y gas en función de la saturación de petróleo

a. Cálculo volumétrico del petróleo original in situ:

Se realizó el modelo estructural a partir de la sísmica 3D registrada en el año 2018, los topes del nivel de interés se ajustaron con los datos de perfiles registrados en los pozos, para definir los topes de reservorio se usaron las curvas de SP, inducción y la combinación de densidad- neutrón.

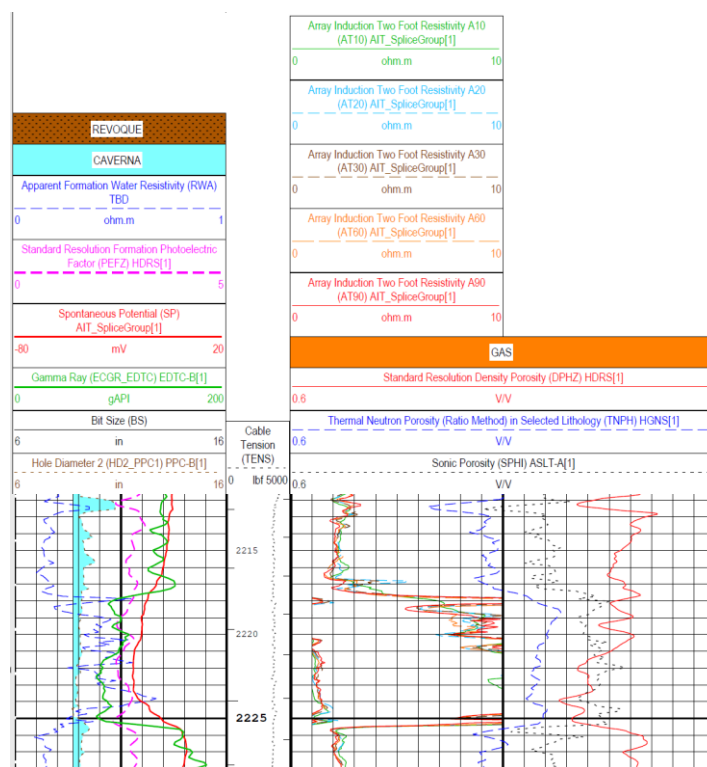


Figura 11. Perfil de pozo

Se realizaron cálculos petrofísicos para obtener los espesores útiles, porosidades y saturación de agua por pozo. El resultado de la evaluación petrofísica se plasma en la siguiente tabla, los valores de porosidad y saturación de agua corresponden a valores medios en el intervalo evaluado:

Pozo	Tope mbnm	Base mbnm	Htotal m	N/G	Hú m	Porosidad frac.	Sw frac.	Observaciones
P1	-2,070.0	-2,110	40.0	0.600	24.0	0.228	0.286	Pozo al tope de la estructura.
P2	-2,096.5	-2,110	13.5	0.500	6.8	0.146	0.440	
P3	-2,097.5	-2,110	12.5	0.610	7.6	0.174	0.341	Define límite productivo de la estructura.
P4	-2,100.0	-2,110	10.0	0.520	5.2	0.155	0.407	
P5	-2,113.0	-2,110	0.0		0.0			
P6	-2,092.0	-2,110	18.0	0.710	12.8	0.201	0.308	
P7	-2,095.0	-2,110	15.0	0.700	10.5	0.162	0.319	
P8	-2,095.0	-2,110	15.0	0.600	9.0	0.233	0.321	

Figura 12. Evaluación petrofísica

Con los valores de espesor útil se obtuvo un mapa isopáquico:

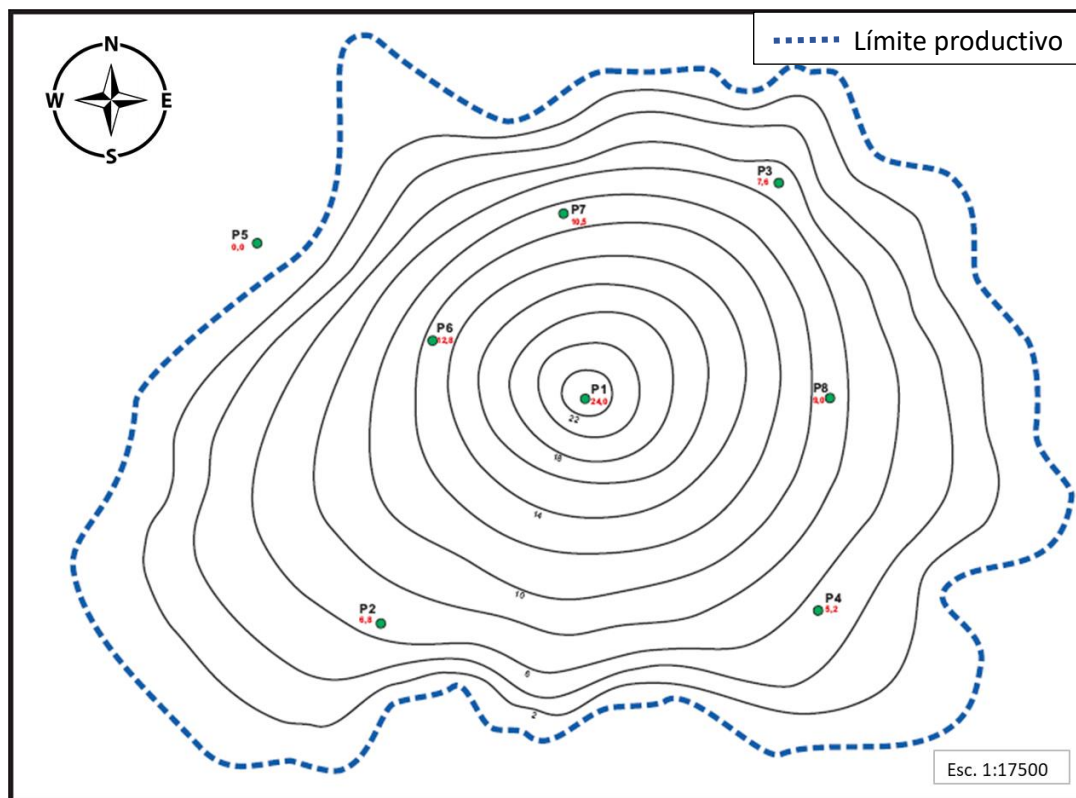
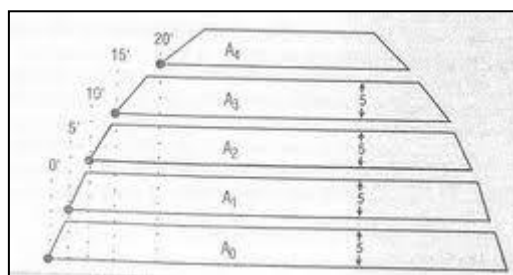


Figura 13. Mapa de hu

El volumen de roca fue estimado mediante la regla de los trapecios:



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

Área	cm ²	m ²	Escala	
A11	2.44	74,725	cm	m
A10	9.74	298,288		
A9	24.40	747,250		
A8	46.38	1,420,388	1	175
A7	78.34	2,399,163		
A6	123.24	3,774,225	cm ²	m ²
A5	179.22	5,488,613		
A4	246.66	7,553,963	1	30,625
A3	328.60	10,063,375		
A2	421.96	12,922,525		
A1	515.20	15,778,000		
A0	657.12	20,124,300		
Δh	2	m		
Vol.Roca	141,090,600 m³			

Figura 14. Cálculo del volumen de roca

Para obtener el volumen de hidrocarburo in situ (Nis) se empleó la siguiente fórmula:

$$Nis = Vol. Roca \times \phi \times (1 - Sw_i) / Bo_i$$

Donde:

Vol. Roca: Volumen de roca reservorio.

Sw_i: Saturación de agua inicial.

φ: porosidad promedio.

Bo_i: Factor de volumen del petróleo inicial.

Se utilizaron los datos de porosidad y saturación promedio, ponderando con el espesor útil de cada pozo en el primer caso y con el espesor poroso en el segundo:

$$\phi \text{ prom.} = \frac{\sum(Hú_i \times \phi_i)}{\sum Hú_i} \quad Sw \text{ prom.} = \frac{\sum(Hú_i \times \phi_i \times Sw_i)}{\sum(Hú_i \times \phi_i)}$$

$$\phi \text{ prom.} = \mathbf{0.197} \quad Sw \text{ prom.} = \mathbf{0.32}$$

Donde:

Hú_i: espesor útil de pozo.

φ_i: porosidad de pozo.

Sw_i: Saturación de agua de pozo.

φ_{prom}: porosidad promedio.

Sw_{prom}: Saturación de agua promedio.

Se utilizó el factor de volumen inicial obtenido del PVT del pozo 1, siendo este de 1.2715.

Se obtiene así un hidrocarburo total in situ ó **Nis** de **14.875 Mm³**

b. Balance de Materiales:

El balance de materiales se realizó utilizando el cálculo de flujo monofásico por encima de la presión de burbuja y empuje de gas disuelto por debajo de esta presión. El caso de petróleo subsaturado no cuenta con empuje de agua ni casquete de gas.

Partiendo de los polinomios de aproximación calculados a partir del PVT obtenido en laboratorio se realizaron los cálculos del balance de materiales. Los polinomios calculados corresponden a los parámetros de R_s , B_o , μ_o , μ_g y Z .

Se realizó el cálculo de factor de volumen del gas (B_g), para luego, con el factor de volumen de petróleo (B_t) del polinomio calculado del PVT, obtener el factor de volumen total (B_t):

$$B_g = \frac{Z \times (273 + 91.3) \times 1.033}{(273 + 15.5) \times P}$$

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

Donde:

B_g : factor de volumen del gas.

Z : factor de compresibilidad.

P : Presión.

B_t : factor de volumen total.

B_o : factor de volumen del petróleo.

R_{si} : relación de gas disuelto inicial

R_s : relación de gas disuelto

Se cuenta con los siguientes datos:

C_w	0.000048	1/Kg/cm ²	Compresibilidad del agua
C_f	0.000052	1/Kg/cm ²	Compresibilidad del petróleo
S_{wi}	0.32		Saturación de agua inicial
S_{oi}	0.68		Saturación de petróleo inicial
C_e	0.000099	1/Kg/cm ²	Compresibilidad efectiva
S_{or}	0.25		Saturación de petróleo residual

Para el cálculo de saturación de petróleo S_o , se tiene que por encima del punto de burbuja ésta es constante e igual a la saturación de petróleo inicial (es la máxima), se tiene expansión monofásica.

Para el cálculo de S_o por debajo del punto de burbuja se tiene:

$$S_o = \frac{(1 - N_p) \times B_o \times S_{oi}}{B_{oi} \times [1 - C_f \times (P_i - P)]}$$

Donde:

So: saturación de petróleo.
 Np: acumulada de petróleo.
 Bo: factor de volumen del petróleo.
 Soi: saturación de petróleo inicial.
 Boi: factor de volumen del petróleo inicial.
 Cf: compresibilidad del petróleo
 Pi: Presión inicial.
 P: Presión.

Luego se calculó la saturación de petróleo normalizada So^* y saturación de gas normalizada Sg^* .

$$So^* = \frac{(So - Sor)}{(1 - Swi - Sor)}$$

$$Sg^* = \frac{(1 - Swi - So)}{(1 - Swi - Sor)}$$

Donde:

So*: saturación de petróleo normalizada.
 So: saturación de petróleo.
 Sor: saturación de petróleo residual.
 Swi: saturación de agua inicial.
 Sg*: saturación de gas normalizada.

Para presiones por encima del punto de burbuja, por ser la saturación de petróleo So igual a la inicial (siendo su máximo valor), tenemos que la saturación de petróleo normalizada So^* será igual a 1. Complementariamente la saturación de gas es 0 para presiones por encima del punto de burbuja.

De igual manera que en la sección de modelado de permeabilidades relativas se calcularon la permeabilidad relativa del petróleo y del gas para luego obtener la relación krg/kro , factor a utilizar en el cálculo de la relación gas petróleo RGP.

$$kro = So^{*2}$$

$$krg = 0.7 \times Sg^{*1.9}$$

$$RGP = \frac{krg \times (\mu_o \times Bo)}{kro \times (\mu_g \times Bg)} + Rs$$

Donde:

kro: permeabilidad relativa del petróleo.
 So*: saturación de petróleo normalizada.
 krg: permeabilidad relativa del gas.
 Sg*: saturación de gas normalizada.
 RGP: relación gas petróleo.
 μ_o : viscosidad del petróleo.

Bo: factor de volumen del petróleo.

μ_g : viscosidad del gas.

Bg: factor de volumen del gas.

Rs: relación de gas disuelto

Para presiones por encima del punto de burbuja la permeabilidad relativa al petróleo kro es 1, la permeabilidad relativa al gas krg es 0, la relación krg/kro es 0 y la relación gas petróleo RGP es constante e igual a la calculada para el punto de burbuja.

El gas producido acumulado GP se calcula por medio del delta de gas DGP obtenido para cada intervalo de producción de petróleo (asociado a cada delta de presión de reservorio). Este delta de gas producido DGP se calculó utilizando el promedio de relación gas petróleo del intervalo proporcional al petróleo producido en el intervalo.

Una vez determinado el gas producido se calculó la relación de gas petróleo acumulada RP.

$$DGP = RGP_{av} \times (Np - Np_{ant})$$

$$GP = \sum DGP$$

$$RP = \frac{GP}{Np}$$

Donde:

DGP: delta de gas producido.

RGP_{av} : relación gas petróleo promedio del intervalo.

Np: acumulada de petróleo.

Np_{ant} : acumulada de petróleo anterior.

GP: acumulada de gas.

RP: relación gas petróleo acumulada.

En la planilla de cálculo en lugar de acumulada de petróleo Np se utilizó Np/Nis (acumulada de petróleo fraccional, equivalente a factor de recobro), esto con fines matemáticos de poder ajustar a Nis unitario, en lugar de tener que ajustar a la producción acumulada para cada intervalo, esto simplifica el ajuste.

De esta manera se calculó el Nis unitario (petróleo in situ unitario), el cual se debe hacer corresponder a 1 ajustando la producción de petróleo asociada a cada presión de reservorio, en su camino de disminución de presión, este ajuste iterativo se puede realizar con la herramienta Solver del Excel.

Tenemos que:

$$Nis = \frac{Np \times [Bt + Bg \times (RP - Rsi)]}{Bt - Bti + Boi \times Ce \times (Pi - P)}$$

$$Nis_{unitario} = \frac{(Np/Nis) \times [Bt + Bg \times (RP - Rsi)]}{Bt - Bti + Boi \times Ce \times (Pi - P)}$$

Donde:

Nis: petróleo in situ.

Np: acumulada de petróleo.

Bt: factor de volumen total.

Bg: factor de volumen del gas.

RP: relación gas petróleo acumulada.

Rsi: relación de gas disuelto inicial

Bti: factor de volumen total inicial.

Boi: factor de volumen del petróleo inicial.

Ce: compresibilidad efectiva

Pi: Presión inicial.

P: Presión.

Nis_{unitario}: petróleo in situ unitario.

Np/Nis: acumulada de petróleo fraccional (equivalente a factor de recobro).

Se generan la planilla de cálculo:

	Presión	Np/Nis	Bg	Bt	So	So*	kro	Sg*	krp	krp/kro	RGP	DGP	GP	RP	Nis unitario
	Kg/cm ²	m ³ /m ³	m ³ /m ³	m ³ /m ³							m ³ /m ³			m ³ /m ³	m ³ /m ³
	220.60	0.00000		1.2715	0.6800	1.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	87.5151			0.0000	87.5151
	215.00	0.00140		1.2726							87.5151	0.1226	0.1226	87.5151	1.0000
	210.00	0.00272		1.2737							87.5151	0.1157	0.2383	87.5151	1.0000
	205.00	0.00408		1.2748							87.5151	0.1185	0.3568	87.5151	1.0000
	200.00	0.00545		1.2759							87.5151	0.1203	0.4771	87.5151	1.0000
	195.00	0.00686		1.2771							87.5151	0.1229	0.6000	87.5151	1.0000
	190.00	0.00832		1.2783							87.5151	0.1282	0.7282	87.5151	1.0000
	185.00	0.00990		1.2797							87.5151	0.1381	0.8663	87.5151	1.0000
Psaturación	180.00	0.01145	0.006244	1.2811	0.6800	1.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	87.5151	0.1354	1.0018	87.5151	1.0000
	170.00	0.02904	0.006639	1.3037	0.6592	0.9516	0.9056	0.0484	0.0022	0.0025	99.2863	1.6429	2.6447	91.0805	1.0000
	160.00	0.04704	0.007088	1.3315	0.6398	0.9064	0.8216	0.0936	0.0078	0.0095	142.4501	2.1760	4.8207	102.4809	1.0000
	150.00	0.06324	0.007602	1.3655	0.6219	0.8648	0.7479	0.1352	0.0156	0.0209	214.2967	2.8900	7.7107	121.9241	1.0000
	140.00	0.07696	0.008193	1.4070	0.6060	0.8279	0.6854	0.1721	0.0247	0.0361	308.1193	3.5831	11.2939	146.7506	1.0000
	130.00	0.08844	0.008879	1.4576	0.5919	0.7951	0.6322	0.2049	0.0344	0.0545	417.7059	4.1650	15.4589	174.8027	1.0000
	120.00	0.09813	0.009685	1.5193	0.5792	0.7657	0.5862	0.2343	0.0444	0.0758	538.1336	4.6312	20.0901	204.7363	1.0000
	110.00	0.10644	0.010644	1.5953	0.5678	0.7390	0.5461	0.2610	0.0546	0.0999	665.1688	5.0000	25.0901	235.7270	1.0000
	100.00	0.11368	0.011799	1.6895	0.5572	0.7145	0.5105	0.2855	0.0647	0.1267	794.6467	5.2895	30.3796	267.2288	1.0000
	90.00	0.12011	0.013219	1.8077	0.5475	0.6919	0.4787	0.3081	0.0748	0.1562	921.9600	5.5130	35.8925	298.8384	1.0000
	80.00	0.12589	0.015001	1.9588	0.5384	0.6708	0.4500	0.3292	0.0848	0.1884	1,041.5436	5.6796	41.5721	330.2205	1.0000
	70.00	0.13119	0.017300	2.1563	0.5300	0.6511	0.4240	0.3489	0.0947	0.2233	1,146.2556	5.7957	47.3678	361.0622	1.0000
	60.00	0.13613	0.020375	2.4231	0.5220	0.6326	0.4002	0.3674	0.1044	0.2609	1,226.5931	5.8658	53.2336	391.0376	1.0000
	50.00	0.14086	0.024693	2.8000	0.5145	0.6152	0.3784	0.3848	0.1141	0.3014	1,269.7010	5.8932	59.1268	419.7682	1.0000
	40.00	0.14551	0.031183	3.3690	0.5074	0.5985	0.3582	0.4015	0.1236	0.3451	1,258.1322	5.8804	65.0072	446.7590	1.0000
	30.00	0.15031	0.042018	4.3207	0.5004	0.5824	0.3392	0.4176	0.1332	0.3928	1,168.2483	5.8298	70.8369	471.2607	1.0000
	20.00	0.15569	0.063717	6.2271	0.4935	0.5663	0.3207	0.4337	0.1431	0.4464	967.8259	5.7440	76.5809	491.8754	1.0000
	10.00	0.16282	0.128870	11.9484	0.4859	0.5486	0.3010	0.4514	0.1544	0.5130	610.6480	5.6278	82.2088	504.8981	1.0000
	1.03	0.17705	1.264130	111.5779	0.4749	0.5230	0.2736	0.4770	0.1715	0.6268	83.6142	4.9391	87.1478	492.2195	1.0000

Figura 15. Planilla de Balance de Materiales

Luego de realizado el ajuste de Nis unitario se obtuvieron los gráficos de P (presión de reservorios) y RGP (relación gas petróleo) vs Np/Nis (acumulada de petróleo fraccional, equivalente a factor de recobro).

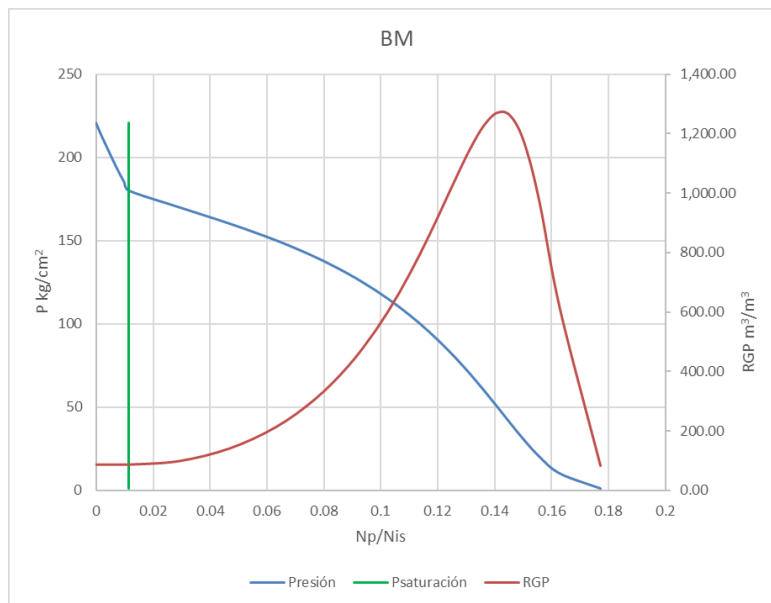


Figura 16. Balance de Materiales. P y RGP vs N_p/N_{is}

Se puede observar que para presiones por encima de la presión de burbuja la presión disminuye linealmente en el periodo de expansión monofásica y la RGP es constante. Por debajo de la presión de burbuja tenemos empuje de gas disuelto y la RGP aumenta hasta alcanzar su máximo, luego cae por falta de expansibilidad.

c. Curvas IPR (inflow performance relationship):

Se cuenta con datos de ensayos realizados en 4 pozos, con ellos se pudo construir las IPR de cada pozo para la condición de presión estática inicial, obteniendo de esta manera el comportamiento de la productividad de los pozos.

Pozo 1	Presión Kg/cm ²	Qo m ³ /d	Pozo 2	Presión Kg/cm ²	Qo m ³ /d
Cerrado	220.8	0	Cerrado	221.1	0
Orificio 1	195	42	Orificio 1	200	46
Orificio 2	140	129	Orificio 2	148	160
Orificio 3	90	189	Orificio 3	93	257

Pozo 3	Presión Kg/cm ²	Qo m ³ /d	Pozo 4	Presión Kg/cm ²	Qo m ³ /d
Cerrado	220	0	Cerrado	220.5	0
Orificio 1	185	99	Orificio 1	190	96.32
Orificio 2	132	238	Orificio 2	137	256
Orificio 3	85	330	Orificio 3	87	372

Figura 17. Datos de ensayo de pozos

Para crear las IPR que modelen y ajusten a los ensayos realizados se considera el periodo monofásico y el periodo bifásico de producción. El periodo monofásico se extiende desde la presión estática inicial $P_{ei} = 220.6 \text{ Kg/cm}^2$ hasta la presión de burbuja $P_b = 180 \text{ Kg/cm}^2$.

Para el periodo monofásico se tuvo en cuenta la aproximación numérica para Q_o , que consiste en dividir el intervalo entre P_e y P_{wf} en pequeñas etapas de deltas de presión ΔP , y para cada una de ellas tomar la ordenada promedio y multiplicarla por ΔP , sumando los resultados.

Para el período monofásico tenemos:

$$Q_o = C \int_{P_e}^{P_{wf}} \frac{kro}{Bo \times \mu_o} dp$$

$$Q_o = \sum m_{av} \times \Delta P = \sum \frac{(m_j - m_{j-1})}{2} \times \Delta P_j$$

$$m = \frac{C \times kro}{Bo \times \mu_o}$$

Donde:

Q_o : caudal de petróleo (monofásico).

C : constante.

P_{wf} : presión de fluencia.

P_e : presión estática.

kro : permeabilidad relativa del petróleo.

Bo : factor de volumen del petróleo.

μ_o : viscosidad del petróleo.

m_{av} : pendiente promedio de la curva IPR del periodo monofásico para el intervalo de cálculo.

m_j : pendiente de la curva IPR del periodo monofásico para intervalo actual.

m_{j-1} : pendiente de la curva IPR del periodo monofásico para intervalo anterior.

m : pendiente de la curva IPR del periodo monofásico.

Como en el período monofásico kro es siempre igual a 1, resulta que " m " es función solamente de P (a través de μ_o y Bo).

Esta metodología es la que se aplicó en las planillas de IPR monofásico. La constante C se determina por prueba y error, a partir de un par de valores conocidos de P_{wf} y Q_o .

Para el caso de la construcción de este periodo de la IPR del pozo 1 se generó la siguiente planilla de cálculo, en donde la constante C se ajustó hasta obtener el valor experimental de caudal de ensayo de 42 m³/d para la presión de fluencia P_{wf} de 195 Kg/cm². En la planilla también se calcula el índice de productividad IP, en la planilla Jo.

P	Bo	μ_o	m	Q _{monof.}	Jo
kg/cm ²	m ³ /m ³	cp	C/(Bo × μ_o)	$\Sigma m_{av} \times (P_s - P_{wf})$	Q _{monof} /(P _s -P _{wf})
			m ³ /d /kg/cm ²	m ³ /d	m ³ /d /kg/cm ²
220.8	1.2720	0.6760	1.6008	0.00	1.6008
215	1.2731	0.670	1.6135	9.32	1.6071
210	1.2741	0.665	1.6240	17.41	1.6125
205	1.2752	0.661	1.6342	25.56	1.6177
200	1.2762	0.656	1.6440	33.76	1.6229
195	1.2774	0.652	1.6537	42.00	1.6279
190	1.2787	0.647	1.6630	50.29	1.6328
185	1.2801	0.643	1.6722	58.63	1.6377
180	1.2816	0.639	1.6812	67.01	1.6425

$$C = 1.3764$$

Figura 18. Planilla para cálculo de IPR pozo 1 en período monofásico.

Para el período bifásico, por debajo del punto de burbuja, se utiliza la ecuación de Vogel modificada (en base a los ensayos), teniendo en cuenta que para la P_{wf} de 180 kg/cm² se correspondan el último punto del periodo monofásico con el primer punto del periodo bifásico. Dentro de la ecuación de Vogel modificada tenemos que para presión estática asterisco P_s* (“presión estática” con la que inicia el periodo bifásico) se corresponde con la presión de burbuja P_b.

Para el período bifásico tenemos:

$$Q_o = Q_{o_{max}} \times \left[1 - a \times \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 - b \times \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) \right]$$

$$Q_{o_{max}} = \frac{m \times P_b}{2 - b}$$

$$a + b = 1$$

Donde:

Q_o: caudal de petróleo (bifásico).

Q_{o_{max}}: caudal de petróleo máximo (bifásico).

a: constante de ajuste de modelo Vogel.

P_{wf}: presión de fluencia. P_b: presión de burbuja (equivalente a P_s*).

b: constante de ajuste de modelo Vogel.

m: ultima pendiente de curva IPR del periodo monofásico.

Se tiene que el caudal total es la suma de los caudales de cada periodo.

$$Q_{o_{Total}} = Q_{o_{monofásico\ max}} + Q_{o_{bifásico}}$$

Donde:

Q_{o_{Total}}: caudal de petróleo.

Q_{o_{monofásico max}}: caudal de petróleo máximo en período monofásico.

$Q_{o\text{bifásico}}$: caudal de petróleo en período bifásico.

Esta metodología es la que se aplicó en las planillas de IPR bifásico.

Teniendo en cuenta el uso de Vogel modificado ajustado a datos de ensayo, las constantes a y b no toman los valores 0.8 y 0.2 respectivamente. La constante b se ajusta para que se correspondan los valores de caudales Q_o total del ensayo y los valores de caudales Q_o bifásico de Vogel, teniendo en cuenta también el caudal monofásico del punto de burbuja calculado en el periodo monofásico. La constante b también se utiliza para calcular el caudal máximo de petróleo bifásico, que sumado al caudal monofásico del punto de burbuja nos da el caudal total máximo de la IPR, que se corresponde con la presión de fluencia igual a cero. La constante a obtiene por complemento de b para sumar 1.

Para el caso de la construcción de este periodo de la IPR del pozo 1 se generó la siguiente planilla de cálculo:

		Qmáx.	185.3373	m³/d	
		b	0.3672		
		a	0.6328		
Presión kg/cm²	Qo total m³/d	Qo bifásico m³/d	Qo bif. calc. m³/d	Error abs. m³/d	Qo total calc. m³/d
180	67.01	0.00	0.00	1.03E-14	67.01
140	129	61.99	61.46	0.5314	128.47
90	189	121.99	121.99	0.0000	189.00
50			157.38	0.5314	224.39
0			185.34		252.35

Figura 19. Planilla para cálculo de IPR pozo 1 en período bifásico.

Habiendo calculado ambos periodos para el pozo 1 se completa la IPR del pozo.

La misma metodología se utiliza para los 4 pozos ensayados, donde se obtuvieron las siguientes IPR. El tramo de la curva en rojo corresponde con el periodo monofásico y el tramo de la curva en verde corresponde al periodo bifásico.

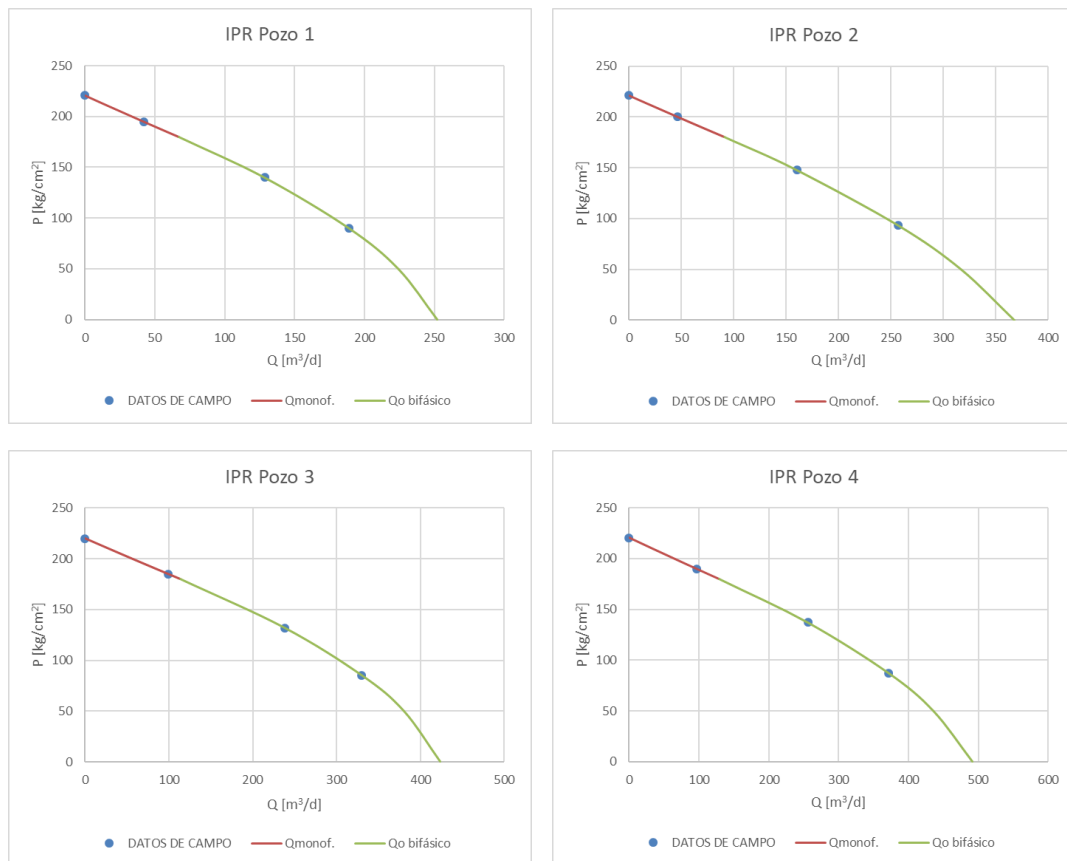


Figura 20. Curvas IPR calculadas para 4 pozos ensayados.

Los parámetros obtenidos de estas curvas IPR también permiten analizar el comportamiento futuro de los pozos.

Teniendo las IPR de los 4 pozos, se calculó un IPR promedio que se utilizó en los pronósticos de producción, también teniendo en cuenta el ajuste de las constantes.

Periodo monofásico

	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4	Promedio	De Cálculo
Presión estática: kg/cm ²	220.80	221.10	220.00	220.50	220.60	
Caudal máximo monofásico (a Pb): (m ³ /d)	67.01	90.69	113.47	128.65	99.95	
Constante C: cp m ³ /d kg/cm ²	1.38	1.85	2.38	2.66	2.0658	2.0628
Pendiente de la curva para P=Pb: m ³ /d /kg/cm ²	1.68	2.26	2.90	3.25	2.5232	2.5195

P	Bo	μo	m	Qmonof.	Jo
kg/cm ²	m ³ /m ³	cp	C/(Bo × μo) m ³ /d /kg/cm ²	Σmav × (Ps-Pwf) m ³ /d	Qmonof/(Ps-Pwf) m ³ /d /kg/cm ²
220.6	1.2720	0.676	2.3997	0.00	2.3997
215	1.2731	0.670	2.4180	13.49	2.4089
210	1.2741	0.665	2.4338	25.62	2.4169
205	1.2752	0.661	2.4491	37.83	2.4248
200	1.2762	0.656	2.4639	50.11	2.4325
195	1.2774	0.652	2.4783	62.46	2.4400
190	1.2787	0.647	2.4923	74.89	2.4474
185	1.2801	0.643	2.5060	87.39	2.4547
180	1.2816	0.639	2.5195	99.95	2.4618

$$C = 2.0628$$

Figura 21. Planilla para cálculo de IPR promedio en período monofásico.

Periodo bifásico

	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4	Promedio	De Cálculo
Qmáx. bifásico (m ³ /d)	185.34	277.30	309.94	362.37	283.74	283.48
Coefficiente b del término lineal	0.3672	0.5337	0.3145	0.3853	0.4002	

Figura 22. Planilla para cálculo de IPR promedio en período bifásico.

Habiendo calculado el parámetro b del promedio de los pozos, se calculó el caudal máximo bifásico de la IPR promedio (283.48 m³/d) a partir de la última pendiente m del periodo monofásico.

Con estos parámetros se construyó la IPR promedio que se utilizó en el pronóstico de producción.

	Presión kg/cm ²	Q _{monof.} m ³ /d	Q _{bif.} m ³ /d	Q _{total} m ³ /d
Período monofásico	220.6	0.00	0.00	0.00
	215	13.49	0.00	13.49
	210	25.62	0.00	25.62
	205	37.83	0.00	37.83
	200	50.11	0.00	50.11
	195	62.46	0.00	62.46
	190	74.89	0.00	74.89
	185	87.39	0.00	87.39
P _{sat.}	180	99.95	0.00	99.95
Período bifásico	170	99.95	24.67	124.62
	160	99.95	48.30	148.25
	150	99.95	70.87	170.82
	140	99.95	92.39	192.34
	130	99.95	112.87	212.82
	120	99.95	132.29	232.24
	110	99.95	150.66	250.61
	100	99.95	167.99	267.94
	90	99.95	184.26	284.21
	80	99.95	199.48	299.43
	70	99.95	213.66	313.61
	60	99.95	226.78	326.73
	50	99.95	238.86	338.81
	40	99.95	249.88	349.83
	30	99.95	259.86	359.81
	20	99.95	268.78	368.73
	10	99.95	276.65	376.60
	1	99.95	282.82	382.77
	0	99.95	283.48	383.43

Figura 23. Planilla para cálculo de IPR promedio completa.

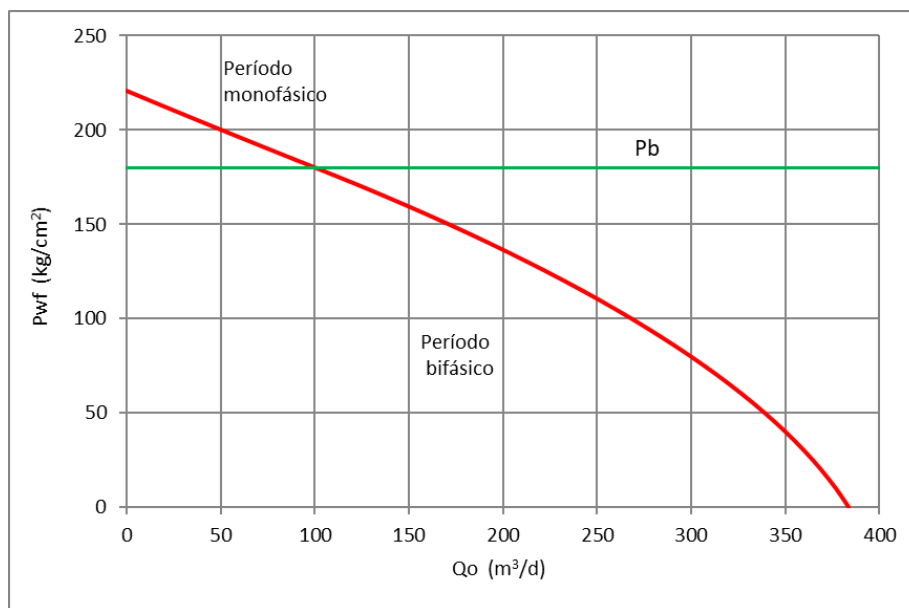


Figura 24. IPR promedio.

La IPR promedio creada se utilizó dentro del pronóstico de producción realizado, los parámetros de esta IPR también permiten analizar el comportamiento futuro del pozo promedio para los diferentes periodos de producción del reservorio.

d. Pronósticos de Producción:

Para realizar los pronósticos de producción se combinaron el balance de materiales con las curvas IPR, el petróleo original in situ y la secuencia programada para la entrada en producción de los pozos. El pronóstico se obtuvo en términos de caudal de petróleo y gas en el tiempo.

Se partió de la aproximación de la curva de factor de recobro (N_p/N_{is}) en función de la presión de reservorio obtenida en el balance de materiales, calculando el N_p inicial (t_1) y a una cierta presión menor:

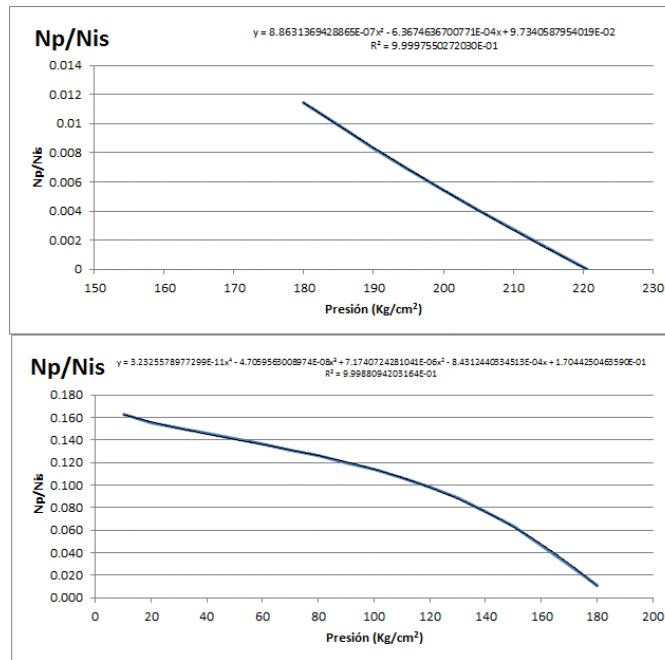


Figura 25. Aproximación de factor de recobro en función de la presión

Usando la IPR presentada, se calculan los caudales por pozo en metros cúbicos día en los puntos evaluados y se multiplican por el número de pozos activos para obtener el caudal de yacimiento (Qyac) en ambos puntos, luego se resuelve numéricamente el tiempo t_2 (igualándolo a uno seleccionado) ajustando la presión de reservorio en el siguiente punto para igualar el caudal promedio en el intervalo de tiempo con la acumulada de petróleo correspondiente con la siguiente ecuación:

$$t_2 = \frac{2 \times [Np(t_2) - Np(t_1)]}{Q_{yac}(t_2) + Q_{yac}(t_1)} + t_1$$

Donde:

Np: producción acumulada de petróleo en m^3

Qyac: caudal de petróleo total del yacimiento en m^3/d

t: tiempo en días

Realizando este cálculo para todos los intervalos de tiempo se obtuvo la curva de producción del yacimiento hasta una presión de abandono de 20 kg/cm^2 para cada cronograma de perforación.

t	Presión	Pwf	Np	Np	Bo	μo	kro	m	Qmáx bif.	Qmonof.	Qbif.	Q	N° pozos	Qyac.	t	t	t
meses	Kg/cm2	Kg/cm2	fracción	m3	m3/m3	cp		m3/d/Kg/cm2	m3/d	m3/d	m3/d	m3/d		m3/d	días	meses	años
0	220.60	198.5	6.22808E-06	92.6444268	1.2715	0.6760	1.0000		0.00	53.71	0.00	53.71	7	375.96	0	0	0
0.5	219.04	196.8	0.000392	5838.49	1.2718	0.6742	1.0000		0.00	54.30	0.00	54.30	7	380.07	15.20	0.5000	0.0416
1	217.47	195.0	0.000783	11646.20	1.2721	0.6725	1.0000		0.00	54.87	0.00	54.87	7	384.10	30.40	1.0000	0.0833
1.5	215.91	193.3	0.001177	17514.53	1.2724	0.6708	1.0000		0.00	55.44	0.00	55.44	7	388.05	45.60	1.5000	0.1249
2	214.35	191.5	0.001576	23442.19	1.2727	0.6693	1.0000		0.00	55.99	0.00	55.99	7	391.91	60.80	2.0000	0.1666
2.5	212.79	189.8	0.001978	29427.90	1.2731	0.6678	1.0000		0.00	56.53	0.00	56.53	7	395.68	76.00	2.5000	0.2082
3	211.24	188.1	0.002385	35470.35	1.2734	0.6663	1.0000		0.00	57.05	0.00	57.05	7	399.37	91.20	3.0000	0.2499
3.5	209.68	186.4	0.002794	41568.20	1.2737	0.6649	1.0000		0.00	57.57	0.00	57.57	7	402.98	106.40	3.5000	0.2915
4	208.13	184.7	0.003208	47720.13	1.2741	0.6635	1.0000		0.00	58.07	0.00	58.07	7	406.49	121.60	4.0000	0.3332
5	205.03	181.3	0.004046	60180.07	1.2748	0.6607	1.0000		0.00	59.03	0.00	59.03	7	413.24	152.00	5.0000	0.4164
6	201.73	177.7	0.004958	73754.50	1.2755	0.6578	1.0000		283.48	54.10	5.87	59.98	8	479.81	182.40	6.0000	0.4997
7	197.80	173.4	0.006070	90291.95	1.2764	0.6543	1.0000		283.48	44.41	16.41	60.82	10	608.18	212.80	7.0000	0.5830
8	193.06	168.3	0.007445	110739.01	1.2775	0.6500	1.0000		283.48	32.68	28.74	61.42	12	737.02	243.20	8.0000	0.6663
9	187.60	162.5	0.009078	135042.09	1.2790	0.6451	1.0000		283.48	19.08	42.48	61.56	14	861.87	273.60	9.0000	0.7496
10	181.54	156.1	0.010957	162989.23	1.2808	0.6401	1.0000		283.48	3.87	57.18	61.05	16	976.76	304.00	10.0000	0.8329
11	176.81	153.3	0.013059	194252.93	1.2793	0.6417	0.9878	2.4826	277.48	0.00	60.00	60.00	18	1080.06	334.40	11.0000	0.9162
12	177.74	152.2	0.015253	226888.22	1.2777	0.6441	0.9771	2.4496	272.14	0.00	59.28	59.28	18	1067.00	364.80	12.0000	0.9995
13	176.66	151.0	0.017420	259127.05	1.2761	0.6466	0.9666	2.4170	266.90	0.00	58.55	58.55	18	1053.98	395.20	13.0000	1.0827
14	175.58	149.9	0.019561	290970.75	1.2745	0.6491	0.9562	2.3848	261.73	0.00	57.83	57.83	18	1041.00	425.60	14.0000	1.1660

Figura 26. Tabla de cálculo de pronóstico de producción

Usando las relaciones del balance de materiales se calcula también el pronóstico de gas para cada caso.

Se realizaron pronósticos para el escenario base, en el cual se consideró la puesta en marcha de los 7 pozos perforados que resultaron productivos y para los siguientes cronogramas de perforación, en cada caso se pronostica un 10% de pozos improductivos para los cuales no se consideran costos de terminación e instalaciones (son estériles por perfil):

Año	Escenario I: 10 pozos		Escenario II: 20 pozos		Escenario III: 20 pozos 2		Escenario IV: 30 pozos		Escenario V: 30 pozos 2		Escenario VI: 40 pozos	
	Perforados	Productivos	Perforados	Productivos	Perforados	Productivos	Perforados	Productivos	Perforados	Productivos	Perforados	Productivos
Antes del año 1	8	7	8	7	8	7	8	7	8	7	8	7
1	2	2	12	11	2	1	21	19			21	19
2					2	2	1	1	5	4	11	10
3					2	2			4	4		
4					2	2			5	4		
5					2	2			4	4		
6					2	2			4	4		
Total	10	9	20	18	20	18	30	27	30	27	40	36

Figura 27. Cronogramas de perforación

El resultado en producción de los distintos escenarios se resume en el siguiente gráfico:

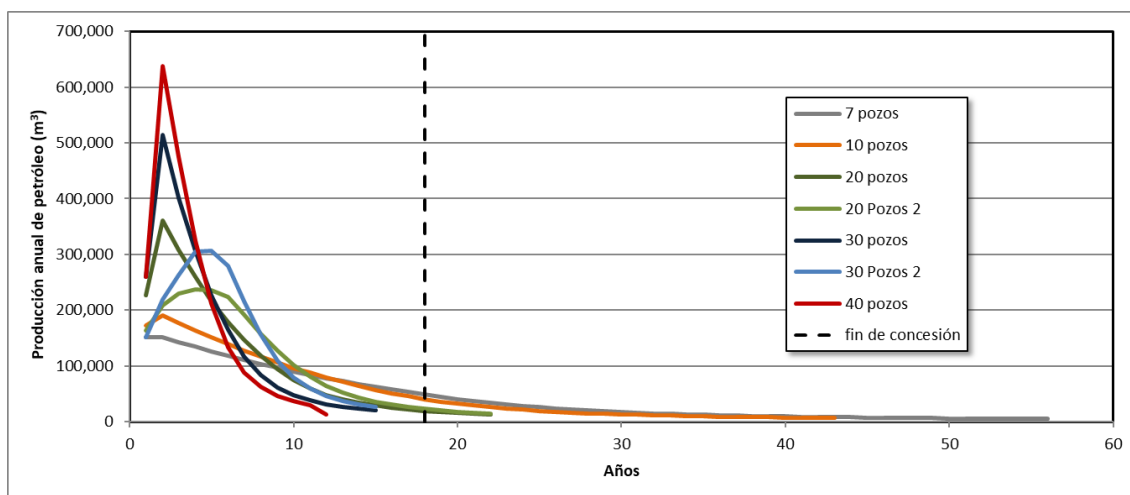


Figura 28. Pronósticos de producción

Los casos de 20 pozos o menos tienen producción posterior al fin de concesión, por lo cual las reservas a recuperar serán menores en estos.

Se evaluaron alternativas de cronogramas de perforación más extendidos en el tiempo para los casos de 20 y 30 pozos con el fin de disminuir la exposición máxima y así la necesidad de créditos para inversión.

e. Análisis Económico:

Para el análisis económico se tuvieron en cuenta las siguientes pautas y valores:

Precio de Venta	63 U\$D/Bbl		
Precio de Venta Gas	3 U\$D/MBTU		
Lifting Cost (OPEX) producción	7 U\$D/BOE		
Lifting Cost (OPEX) pozos	2.5 kU\$D/pozos/mes		
Inflacion Anual	0%		
Perdidas por transporte	0.25 % Volumen		
Transporte y tratamiento Petróleo	1.59 USD/Bbl		
Transporte y tratamiento Gas	0.01 USD/m3		
Poder Calorífico gas	1045.05 BTU/cf	36905.60 BTU/m3	
Compensación volumétrica crudo venta	0.05 % Vol / 0.1 °API		
Densidad de referencia	34 °API		
Densidad crudo venta	32 °API		
Compensación volumétrica crudo venta c	1 % Vol		

Figura 29. Pautas y valores considerados.

Se utiliza como nomenclatura de miles k y como nomenclatura de millones M.

Los casos se analizan con el periodo de concesión de 18 años. El pago de regalías es del 12% y el impuesto por Ingresos Brutos es del 2.5%. El Impuesto a las Ganancias es del 35% y se paga con sistema de anticipos. El IVA es del 21%.

Para el cálculo de débitos y créditos bancarios (Cheque; 0.6%) se consideró para simplificar que: si el flujo de caja es negativo, 1.2% de desembolsos y si el flujo de caja es positivo, 1.2% de ingresos.

En la amortización de los pozos e instalaciones se tuvieron en cuenta para los pozos improductivos amortizar el 100% en el año de la perforación y para los pozos productivos e instalaciones de superficie proporcional a la producción.

Para el OPEX variable se encuentran en la figura de pautas y para OPEX fijo se tiene la siguiente consideración:

Petróleo		Valor
	Producción ≤ 100 kbbl/año	500 kUSD
100 kbbl/año <	Producción ≤ 250 kbbl/año	700 kUSD
250 kbbl/año <	Producción ≤ 500 kbbl/año	950 kUSD
	Producción > 500 kbbl/año	1200 kUSD
Gas		Valor
	Producción ≤ 550 Mm ³ /año	300 kUSD
550 Mm ³ /año <	Producción ≤ 950 Mm ³ /año	500 kUSD
	Producción > 950 Mm ³ /año	800 kUSD

Figura 30. Opex fijo, rangos.

Para el análisis económico se tuvieron en cuenta en primer lugar las inversiones para la puesta en marcha de los 7 pozos ya perforados, con instalaciones de producción e instalaciones de superficie (batería, instalación de gas, ductos de petróleo, ductos de gas y planta de tratamiento de petróleo), para los restantes casos se agregaron los costos de perforación, perfilaje a pozo abierto, terminación y equipamiento para los pozos adicionales, además de adecuación de instalaciones de superficie (colectores, ampliación de subestaciones, etc.) para cubrir la producción incremental. En todos los casos se consideró la compra de 2 vehículos para la operación que se renuevan cada 5 años. A continuación se listan los costos unitarios considerados.

Costo pozos productivos			
ítem	Costo kUSD		
Perforación	2,500		
Terminación	900		
Instalación de TBG	45		
Instalación de BM + Varillas	25		
Puente de producción	20		
Línea de conducción	25		
Línea eléctrica	20		
AIB	150	ítem	Costo kUSD
Pulling	50	Costo Pozos Improductivos	1,800
Total pozo	3,735	Costo vehículo	35
		Costo equipar pozo	335

Figura 31. Costos unitarios

Para cada caso se tuvieron en cuenta el valorizado de inversión asociado a los rangos de producción tanto de petróleo como de gas.

Presentamos como ejemplo de consideraciones para el caso base y el caso 30 pozos respectivamente:

Costo Instalaciones iniciales		Costo Instalaciones iniciales	
ítem	Costo kUSD	ítem	Costo kUSD
Cañerías	2,559	Cañerías	15,619
Batería Integrada	3,518	Batería Integrada	4,625
Planta de Tratamiento de Crudo	20,830	Planta de Tratamiento de Crudo	34,850
Planta de Tratamiento de Gas	5,570	Planta de Tratamiento de Gas	7,790
Gasoducto	1,279	Gasoducto	4,290
Total	33,756	Total	67,174
Escenario petróleo	mín	Escenario petróleo	máx
Escenario gas	mín	Escenario gas	med

Figura 32. Ejemplos de costos de instalaciones iniciales.

Con estas consideraciones se realizaron los análisis económicos, cálculo de indicadores y sensibilidades. Se utilizaron criterios de decisión y selección de la compañía que se presentan en el apartado de resultados.

4. Resultados

Los resultados de las corridas económicas se listan a continuación, comparando los indicadores principales en gráficos de barras, VAN (valor actual neto) a una tasa de 15%, TIR (tasa interna de retorno), IVAN (van sobre inversiones), máxima exposición, pay out (tiempo de repago), costo de desarrollo y utilidad neta.

Caso	VAN@15%	TIR	IVAN @15%	Máxima Exposición	Pay Out Meses	Costo de desarrollo USD/BOE	Utilidad Neta kUSD
	kUSD			kUSD			
Base	116,361	157%	3.20	32,879	16	2.57	296,967
10_Pozos	136,031	160%	3.05	32,950	17	2.70	330,643
20_Pozos	166,310	101%	1.68	48,382	20	4.70	359,928
20_Pozos_2	158,891	151%	1.91	32,950	18	4.04	367,450
30_Pozos	169,092	80%	1.09	78,177	22	7.14	340,596
30_Pozos_2	146,196	81%	1.02	53,516	23	6.70	341,276
40_Pozos	167,273	78%	0.86	110,249	23	8.92	317,049

Figura 33. Resultados de corridas económicas

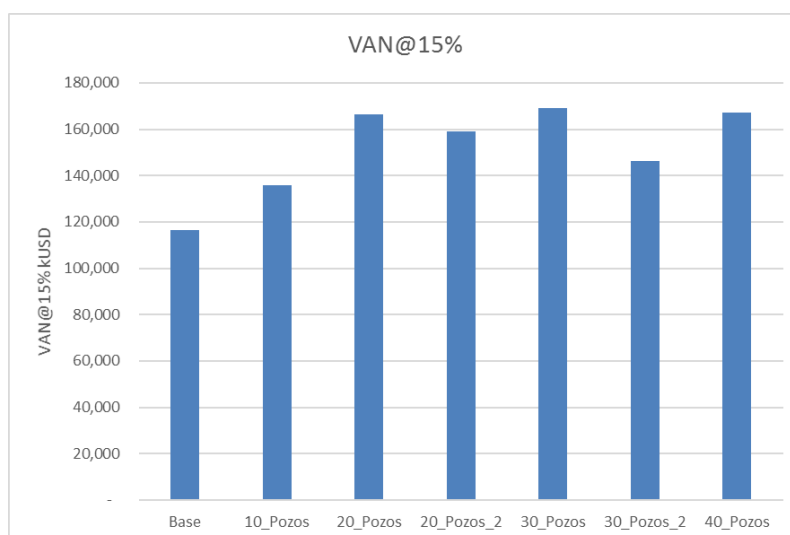


Figura 34. Valor actual neto de los casos evaluados

El VAN es el principal indicador para comparar el rendimiento de los proyectos, los mejores escenarios son los de 20, 30 y 40 pozos, superando los 160 millones de dólares.

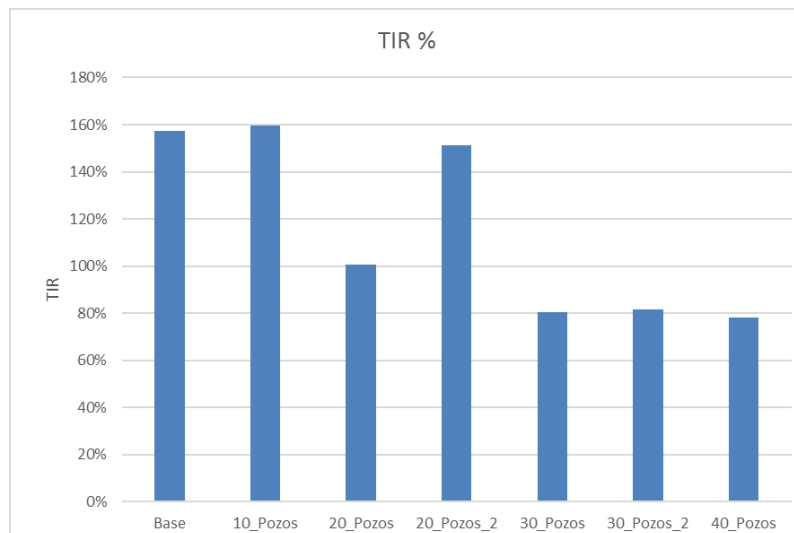


Figura 35. Tasa interna de retorno de los casos evaluados

La TIR es alta en todos los casos, las menores son del rango de 80% y las mayores del 160%, no es una variable de restricción en estos casos.

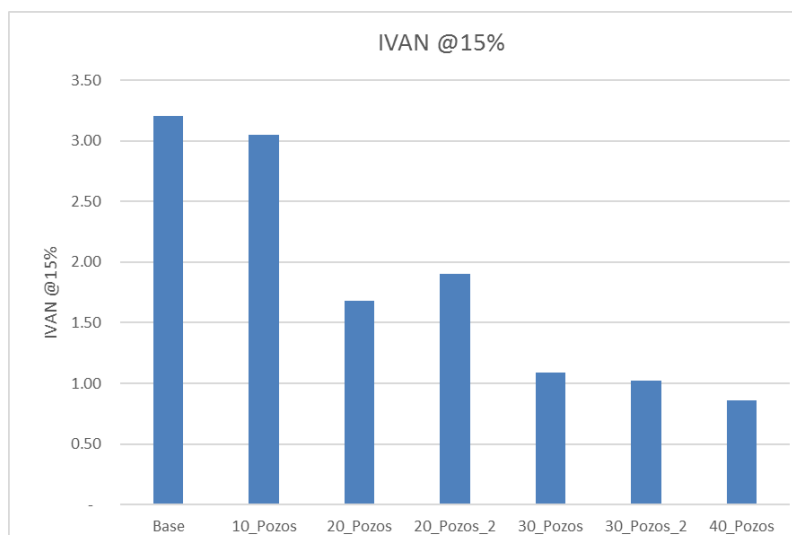


Figura 36. VAN sobre inversiones de los casos evaluados

Respecto al IVAN, se verifica que los casos de 30 y 40 pozos son los menos atractivos por tener valores cercanos o menores a 1.

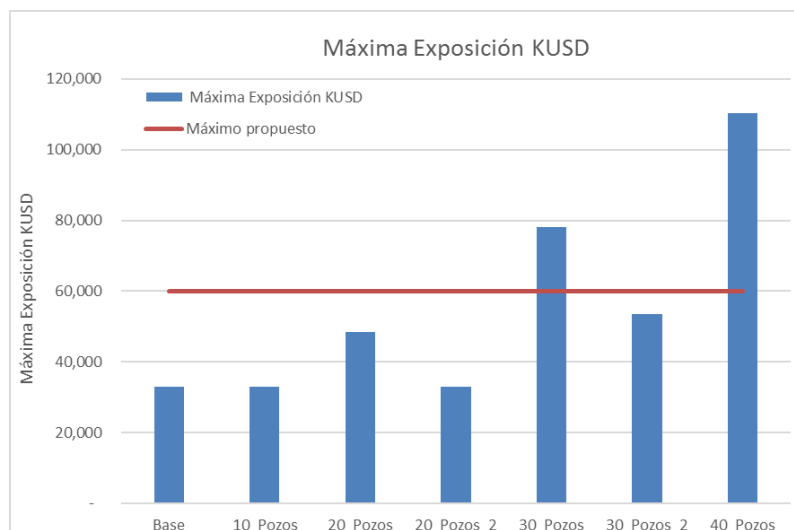


Figura 37. Máxima exposición de los casos evaluados

De acuerdo a las condiciones económicas de la compañía se toma como máxima exposición un monto de 60 millones de dólares, teniendo en cuenta la capacidad acceso al crédito actual, quedan descartados entonces los casos de 30 pozos (corto) y de 40 pozos.

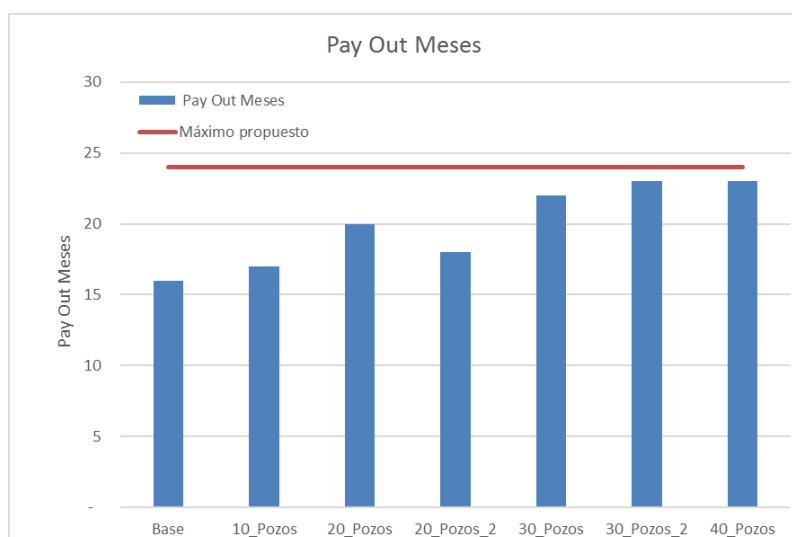


Figura 38. Tiempo de repago de los casos evaluados

El tiempo de repago máximo aceptable por la compañía es de 24 meses, todos los casos cumplen este requerimiento, los casos de menos de 20 pozos tienen 20 meses o menos.

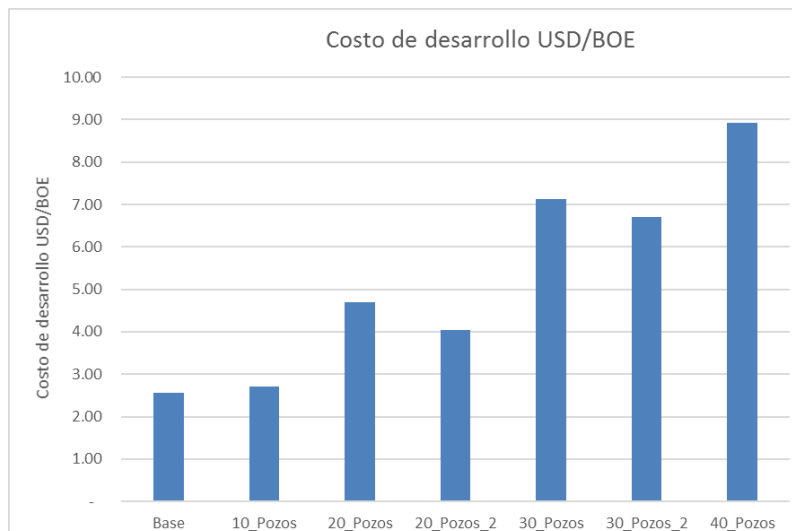


Figura 39. Costo de desarrollo de los casos evaluados

El costo de desarrollo es bajo en general, menor a 5 dólares por barril en los casos de 20 pozos o menos, menos favorable en los casos de 30 y 40 pozos (7 a 9 dólares por barril)

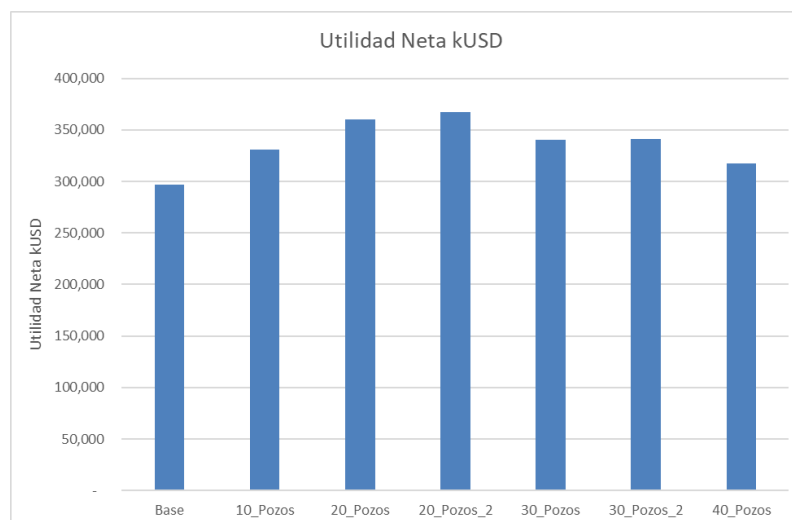


Figura 40. Utilidad neta de los casos evaluados

La utilidad neta es mayor en los casos de 20 pozos, mayor a 350 millones de dólares, los casos de 30 pozos tienen un valor menor y en el de 40 es menor al caso de 10 pozos.

Se realizaron gráficos de VAN versus tasa para análisis de los casos, en el caso de 20 pozos se ve que el VAN se hace cero en una tasa de 101% (TIR) y que el proyecto resulta especialmente atractivo para tasas menores al 20%.

El escenario seleccionado, dadas las condiciones presentadas, es el de 20 pozos con el primer cronograma (perforando los 12 pozos adicionales en el año 1), se seleccionó por encima del caso de 20 pozos con el cronograma extendido por tener un VAN mayor y los restantes indicadores cumplen los requisitos de la compañía.

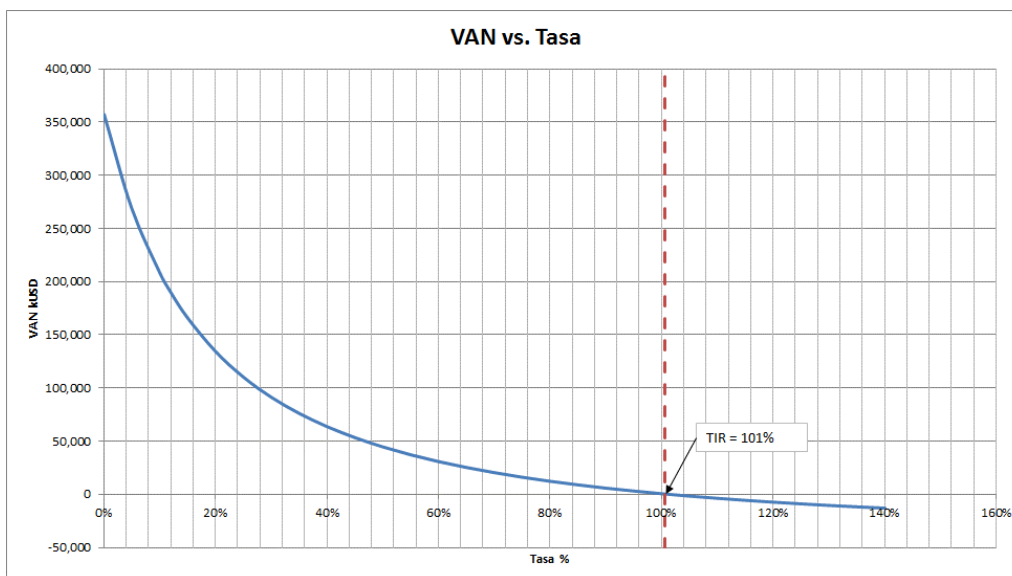


Figura 41. VAN versus Tasa - escenario de 20 pozos

Analizando las sensibilidades, se denota que el proyecto resulta especialmente sensible al precio del crudo, en el caso de 20 pozos al bajar un 30% el precio del crudo el VAN se reduce en un 52%, mientras que es menos sensible a la variación del CAPEX (inversiones), bajando un 14 % para un incremento de 30% en inversiones. Las sensibilidades al costo de operación (OPEX) y a la producción son similares y menores a las mencionadas.

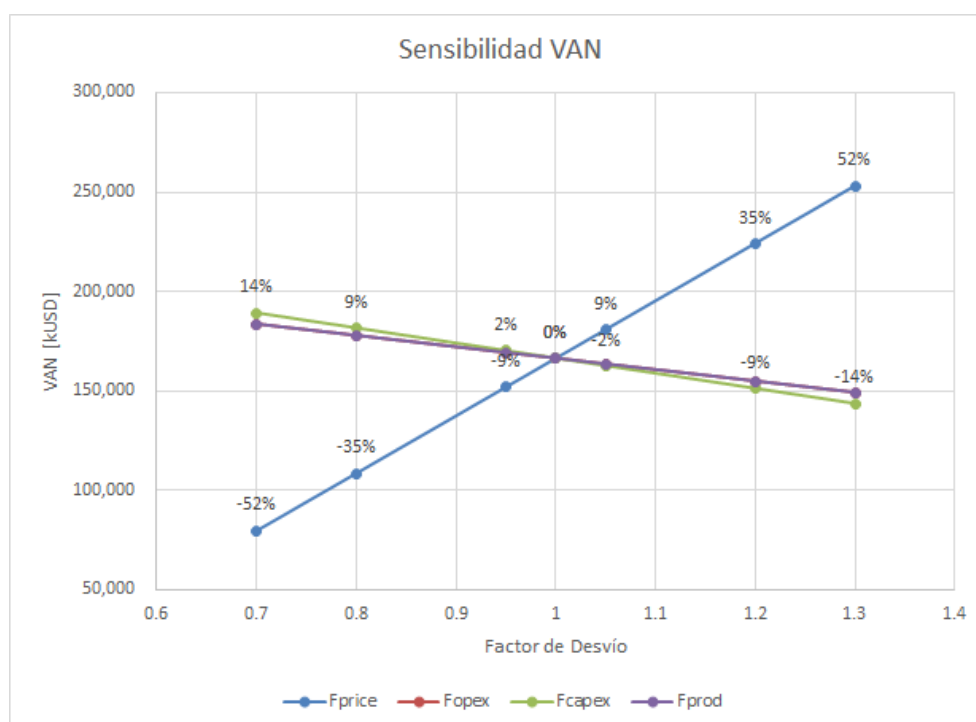


Figura 42. Gráfico de análisis de sensibilidad VAN - escenario de 20 pozos

El break even para el precio del crudo resulta 27 dólares el barril, para valores más bajos el proyecto resulta antieconómico

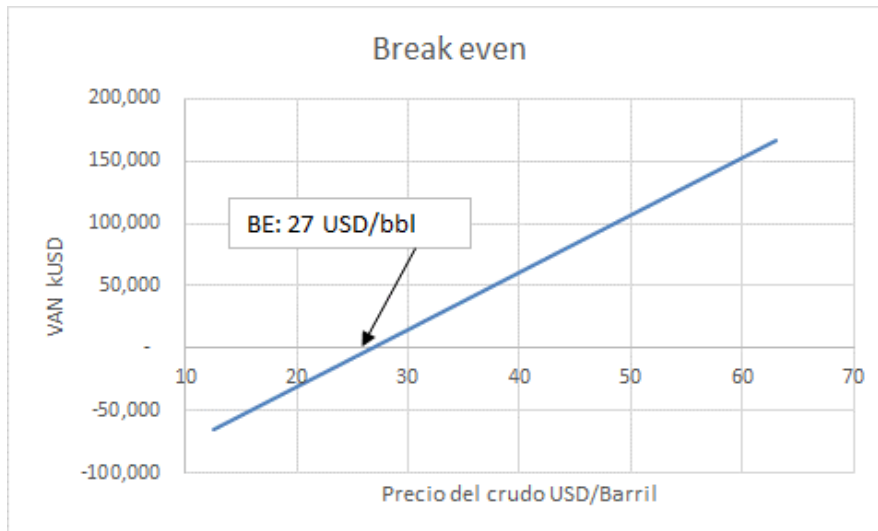


Figura 43. Break even precio del crudo - escenario de 20 pozos

Se realizó el análisis de flujo de caja para todos los escenarios, se presenta el análisis gráfico para el caso de 20 pozos, marcando la máxima exposición, el tiempo de repago o pay out y la utilidad neta, estas variables cumplen con los requerimientos de la compañía lo cual hace factible la implementación de este proyecto, el flujo de caja anual es negativo solo el primer año, debido a las inversiones en perforación e instalaciones iniciales.

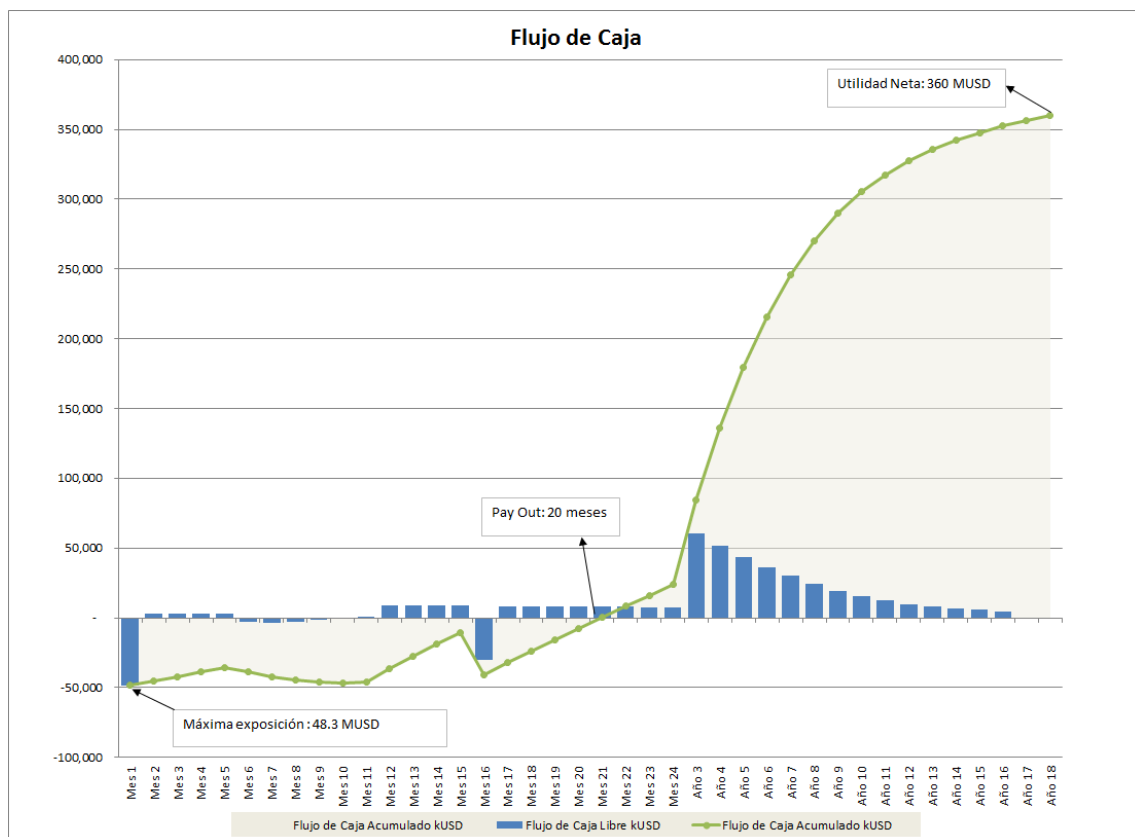


Figura 44. Flujo de caja - escenario de 20 pozos

5. Conclusiones

Se selecciona el caso de perforación de 20 pozos con el primer cronograma propuesto, dado que tiene el mayor VAN cumpliendo el requisito de máxima exposición y con el resto de los indicadores positivos, todos estos factores hacen atractivo el proyecto de perforación presentado. Dado el límite de concesión de 18 años, en este escenario se producen un 97% del volumen recuperable de petróleo estimado, por lo cual no es necesario solicitar la extensión de la concesión.

6. Recomendaciones

Realizar un análisis de la conveniencia de usar el gas para consumo interno y del caso de no vender el gas por eventuales restricciones de precio y/o punto de venta.

Evaluar un caso de implementación de secundaria, preferentemente cerca del punto de burbuja, perforando inyectoras en comienzos de año 2, para mantener la presión. En este caso se debe agregar el costo de una planta de inyección para cubrir los requerimientos de caudal y presión del proyecto. Se necesitará comprar agua a yacimientos vecinos que tienen proyectos de secundaria en reservorios similares. En este caso es muy probable que sea necesaria la extensión de concesión a fin de maximizar la economicidad del proyecto.

Tener en cuenta que el escenario de 20 pozos con cronograma extendido resulta conveniente en caso de perder acceso al crédito por condiciones de mercado, siendo sencilla la migración del escenario seleccionado hacia este.

Realizar un análisis de disponibilidad de equipos de perforación y terminación (P&WO) en el caso de seleccionar escenarios de perforación plurianuales. Por el momento la compañía cuenta con convenio con servicios de P&WO asegurando disponibilidad hasta el año 2023, en negociaciones de extensión de convenio hasta el año 2030. Por el momento generaría restricciones en la selección de los cronogramas de perforación extendidos en caso de no contar con la disponibilidad de recursos necesarios.

La compañía cuenta con la posibilidad de instalar baterías y plantas modulares, que para el caso seleccionado se monta completa en el primer año, para los cronogramas extendidos se puede utilizar la alternativa de instalar el primer módulo y cuando se esté en caudales de producción que así lo necesiten instalar los módulos adicionales. También se podrá considerar para el último periodo de producción del bloque, de no realizar implementación de recuperación secundaria, el llevar los módulos a otros proyectos a ejecutar por la compañía dentro de la cuenca.

Realizar el análisis de recibir producción de terceros para los periodos de producción en las que se tengan disponibilidad de capacidad de instalaciones. Se cuenta con bloques cercanos de operadoras vecinas que actualmente transportan su producción en camiones.

7. Anexos

a. Sistema de extracción:

Para simplificar el análisis de la adquisición de los materiales, para contemplar los sistemas de extracción de los pozos, para el momento en que los necesiten, se consideró dentro de los costos al momento de perforar y terminar el pozo.

Los pozos que inicien como surgentes contarán con diseño para esa condición y para los pozos que necesiten un sistema de levantamiento artificial se consideró una instalación tipo que pueda manejar los caudales a producir.

Se consideró un diseño con Bombeo Mecánico (BM), por la flexibilidad del sistema de extracción cubre el rango de producción de los pozos durante todo el período.

Se tiene previsto como primera instalación de fondo a bajar el utilizar una bomba de 1.75" a 2300m de profundidad y en superficie un AIB M-640-305-168. El diseño de varillas también es flexible y no hay necesidad de realizar grandes ajustes para los diferentes rangos de caudales a producir. Montando el AIB en carrera máxima (168") y a 8gpm (golpes por minuto) tenemos una producción de 52 m³/día considerando llenado de bomba completo y 80% de eficiencia. El AIB queda con su carga de estructura al 98% y la caja reductora al 94.5%.

WELL NAME : P1 IF Tipo Qmax
ANALYST : Ulbrich / Almonacid
DATA FILE : IF tipo Bba 2300m LM640.inp6e (BBA175 LM640 S168 (BASE CASE))
COMMENTS : Bba 1.75"

Rod String Design Option		SPECIFY ROD DESIGN		Rod String Number				4
	Rod Type	Diameter (mm)	Length (m)	Modulus (GPa)	Tensile (kPa)	Weight (kg/m)	Rod Guide	
			Count					
1	TENARIS MMS	25.40 (1.00)	95	210.29	965266	4.333534		
2	TENARIS MMS	22.225 (0.875)	95	210.29	965266	3.262056		
3	TENARIS MMS	19.05 (0.75)	95	210.29	965266	2.428684		
4	API D	38.10 (1.50)	16	210.29	792897	8.928985		
Total: 2293.620		Service Factor: 0.9						
Pump Depth: 2300								

** PUMPING UNIT **

Mfgr and Type : LUFKIN M640-305-168 WITH MRO CRANKS (CC'WISE)

Actual Max Load (N)	: 132897	Actual Min Load (N)	: 35731
Average Pumping Speed (spm)	: 8.02	Max Load (% of Rating)	: 98
Polished Rod Power (kw)	: 23.44	Unit and Drive Train Loss (kw)	: 2.6
Computed Surface Stroke (cm)	: 426.8		

**** SUMMARY OF REDUCER LOADING ****

	<u>IN BALANCE</u>
Max Torque (k N-m)	68.3
Min Torque (k N-m)	-23.7
Counterbalance Moment (k N-m)	225.8
Counterbalance Effect (X100 N)	965.23
Percent of Reducer Rating	94.5

**** ROD LOADING ****

<u>Diameter (mm)</u>	<u>Length (m)</u>	<u>Modulus (gPa)</u>	<u>Rod Loading (%)</u>
1) 25.4 *	730	210.3	72
2) 22.225	724	210.3	70
3) 19.05	724	210.3	75
4) 38.1	122	210.3	20

**** DOWNHOLE PERFORMANCE ****

	<u>Stroke (cm)</u>	<u>M³/D at 100% eff.</u>	<u>M³/D at 80% eff.</u>
Gross:	363.4	65 (24h/d)	52 (24h/d)
Net:	363.1	65 (24h/d)	52 (24h/d)

Figura 45. Simulación sistema de extracción a utilizar (caudal máximo)

Para los últimos periodos de producción se utilizará un diseño con bomba de 1.5", con el aparato en carrera mínima (130") y a 5gpm. Contemplando un llenado de bomba del 70% (contemplando golpe de fluido) y una eficiencia del 80% tenemos un caudal a producir de 12 m³/día, para poder cubrir rangos menores de caudal se contará con relojes programadores y controladores de pump off. El AIB queda con su carga de estructura al 81.6% y la caja reductora al 67.8%.

WELL NAME : P1 IF Tipo Qmin
ANALYST : Ulbrich / Almonacid
DATA FILE : IF tipo Bba 2300m LM640.inp6e (BBA175 LM640 S130)
COMMENTS : Bba 1.5"

Rod String Design Option		SPECIFY ROD DESIGN		Rod String Number			4
	Rod Type	Diameter (mm)	Length (m)	Modulus (gPa)	Tensile (kPa)	Weight (kg/m)	Rod Guide
			Count				
1	TENARIS MMS	25.40 (1.00)	95	210.29	965266	4.333534	
2	TENARIS MMS	22.225 (0.875)	95	210.29	965266	3.262056	
3	TENARIS MMS	19.05 (0.75)	95	210.29	965266	2.428684	
4	API D	38.10 (1.50)	16	210.29	792897	8.928985	
Total: 2293.620							
Pump Depth: 2300		Service Factor: 0.9					

**** PUMPING UNIT ****

Mfgr and Type : LUFKIN M640-305-168 WITH MRO CRANKS (CC'WISE)

Actual Max Load (N)	: 110749	Actual Min Load (N)	: 55608
Average Pumping Speed (spm)	: 5	Max Load (% of Rating)	: 81.6
Polished Rod Power (kw)	: 6.08	Unit and Drive Train Loss (kw)	: 0.68
Computed Surface Stroke (cm)	: 332.3		

**** SUMMARY OF REDUCER LOADING ****

	<u>IN BALANCE</u>
Max Torque (k N-m)	45.9
Min Torque (k N-m)	-48.9
Counterbalance Moment (k N-m)	170.2
Counterbalance Effect (X100 N)	901.22
Percent of Reducer Rating	67.7

**** ROD LOADING ****

<u>Diameter (mm)</u>	<u>Length (m)</u>	<u>Modulus (GPa)</u>	<u>Rod Loading (%)</u>
1) 25.4 *	730	210.3	45
2) 22.225	724	210.3	47
3) 19.05	724	210.3	50
4) 38.1	122	210.3	15

**** DOWNHOLE PERFORMANCE ****

	<u>Stroke (cm)</u>	<u>M³/D at 100% eff.</u>	<u>M³/D at 80% eff.</u>
Gross:	266.8	22 (24h/d)	18 (24h/d)
Net:	185.3	15 (24h/d)	12 (24h/d)

Figura 46. Simulación sistema de extracción a utilizar (caudal mínimo)

b. Nomenclaturas, acrónimos y siglas:

Se utiliza como nomenclatura de miles la letra k y como nomenclatura de millones la letra M.

En el formato de números se utiliza el punto para decimal y la coma como separador de miles.

. (punto): separador decimal.

, (coma): separador de miles.

mbnm: metros bajo el nivel del mar.

msnm: metros sobre el nivel del mar.

mdbp: metros desde boca de pozo.

ppm: partes por millón.

IPR: Inflow Performance Relationship (comportamiento de la productividad de los pozos).

Vol. Roca: Volumen de roca reservorio.

Swi: Saturación de agua inicial.

ϕ : porosidad.

Boi: factor de volumen del petróleo inicial.

H_u: espesor útil de pozo.

Swi: saturación de agua inicial.

ϕ_{prom} : porosidad promedio

SW_{prom}: Saturación de agua promedio

Bg: factor de volumen del gas.

Z: factor de compresibilidad.

P: Presión.

Bt: factor de volumen total.

B_o : factor de volumen del petróleo.
 R_{si} : relación de gas disuelto inicial.
 R_s : relación de gas disuelto.
 N_p : acumulada de petróleo.
 S_{oi} : saturación de petróleo inicial.
 C_f : compresibilidad del petróleo
 P_i : Presión inicial.
 S_o^* : saturación de petróleo normalizada.
 S_o : saturación de petróleo.
 S_{or} : saturación de petróleo residual.
 S_g^* : saturación de gas normalizada.
 k_{ro} : permeabilidad relativa del petróleo.
 k_{rg} : permeabilidad relativa del gas.
 S_g : saturación de gas.
 RGP : relación gas petróleo.
 μ_o : viscosidad del petróleo.
 B_o : factor de volumen del petróleo.
 μ_g : viscosidad del gas.
 B_g : factor de volumen del gas.
 R_s : relación de gas disuelto
 DGP : delta de gas producido.
 RGP_{av} : relación gas petróleo promedio del intervalo.
 $N_{p_{ant}}$: acumulada de petróleo anterior.
 GP : acumulada de gas.
 RP : relación gas petróleo acumulada.
 N_{is} : petróleo in situ.
 B_{ti} : factor de volumen total inicial.
 B_{oi} : factor de volumen del petróleo inicial.
 C_e : compresibilidad efectiva
 $N_{is_{unitario}}$: petróleo in situ unitario.
 N_p/N_{is} : acumulada de petróleo fraccional (equivalente a factor de recobro).
 P_{wf} : presión de fluencia.
 P_e : presión estática.
 m : pendiente de curva IPR del periodo monofásico.
 m_{av} : pendiente promedio de la curva IPR del periodo monofásico para el intervalo de cálculo.
 m_j : pendiente de la curva IPR del periodo monofásico para intervalo actual.
 m_{j-1} : pendiente de la curva IPR del periodo monofásico para intervalo anterior.
 Q_o : caudal de petróleo.
 $Q_{o_{max}}$: caudal de petróleo máximo.
 a : constante de ajuste de modelo Vogel.
 b : constante de ajuste de modelo Vogel.
 P_{wf} : presión de fluencia.
 P_b : presión de burbuja (equivalente a P_s^*).
 $Q_{o_{Total}}$: caudal de petróleo total.
 $Q_{o_{monofásico\ max}}$: caudal de petróleo máximo en periodo monofásico.
 $Q_{o_{bifásico}}$: caudal de petróleo en periodo bifásico.

Qyac: caudal de petróleo total del yacimiento
t: tiempo en días
BOE: barrel of oil equivalent (barriles de petróleo equivalentes)
IVA: impuesto al valor agregado.
OPEX: Operational expenditures (costos de operación).
CAPEX: capital expenditure (inversiones)
VAN: valor actual neto.
TIR: tasa interna de retorno.
IVAN: VAN sobre inversiones.
pay out: tiempo de repago.
BE: Break even (cubrir los gastos = umbral de rentabilidad).
P&WO: Perforación y Workover (Perforación y terminación).
BM: Bombeo mecánico.
AIB: aparato individual de bombeo.
gpm: golpes por minuto.

c. Responsabilidades por secciones:

1. Resumen: Almonacid/Ulbrich.
2. Introducción: Almonacid/Ulbrich.
3. Desarrollo:
PVT y Permeabilidades relativas: Almonacid.
 - a. Cálculo volumétrico del petróleo original in situ: Almonacid
 - b. Balance de Materiales: Ulbrich.
 - c. Curvas IPR (inflow performance relationship): Ulbrich.
 - d. Pronósticos de Producción: Almonacid
 - e. Análisis Económico: Almonacid
4. Resultados: Almonacid/Ulbrich.
5. Conclusiones: Almonacid/Ulbrich.
6. Recomendaciones: Almonacid/Ulbrich.
7. Anexos:
 - a. Sistema de extracción: Ulbrich.

8. Índice de figuras

Figura 1.	Ubicación del bloque	3
Figura 2.	Columna estratigráfica	4
Figura 3.	Mapa Estructural del Yacimiento	5
Figura 4.	Tabla de datos PVT	7
Figura 5.	R_s y B_o en función de la presión	7
Figura 6.	Viscosidades en función de la presión	8
Figura 7.	B_g y Z en función de la presión	8
Figura 8.	Aproximaciones polinómicas de las variables PVT	9
Figura 9.	Datos de permeabilidad relativa, sistema petróleo-gas	9
Figura 10.	Permeabilidades relativas del petróleo y gas en función de la saturación de petróleo	10
Figura 11.	Perfil de pozo	10
Figura 12.	Evaluación petrofísica	11
Figura 13.	Mapa de hu.	11
Figura 14.	Cálculo del volumen de roca	12
Figura 15.	Planilla de Balance de Materiales	16
Figura 16.	Balance de Materiales. P y RGP vs N_p/N_{is}	17
Figura 17.	Datos de ensayo de pozos	17
Figura 18.	Planilla para cálculo de IPR pozo 1 en período monofásico.	19
Figura 19.	Planilla para cálculo de IPR pozo 1 en período bifásico.	20
Figura 20.	Curvas IPR calculadas para 4 pozos ensayados.	21
Figura 21.	Planilla para cálculo de IPR promedio en período monofásico.	22
Figura 22.	Planilla para cálculo de IPR promedio en período bifásico.	22
Figura 23.	Planilla para cálculo de IPR promedio completa.	23
Figura 24.	IPR promedio.	24
Figura 25.	Aproximación de factor de recobro en función de la presión	25
Figura 26.	Tabla de cálculo de pronóstico de producción	26
Figura 27.	Cronogramas de perforación	26
Figura 28.	Pronósticos de producción	26
Figura 29.	Pautas y valores considerados	27
Figura 30.	Opex fijo, rangos	27
Figura 31.	Costos unitarios	28
Figura 32.	Ejemplos de costos de instalaciones iniciales	28
Figura 33.	Resultados de corridas económicas	29
Figura 34.	Valor actual neto de los casos evaluados	29
Figura 35.	Tasa interna de retorno de los casos evaluados	30
Figura 36.	VAN sobre inversiones de los casos evaluados	30
Figura 37.	Máxima exposición de los casos evaluados	31
Figura 38.	Tiempo de repago de los casos evaluados	31
Figura 39.	Costo de desarrollo de los casos evaluados	32
Figura 40.	Utilidad neta de los casos evaluados	32
Figura 41.	VAN versus Tasa - escenario de 20 pozos	33
Figura 42.	Gráfico de análisis de sensibilidad VAN - escenario de 20 pozos	33
Figura 43.	Break even precio del crudo - escenario de 20 pozos	34
Figura 44.	Flujo de caja - escenario de 20 pozos	34
Figura 45.	Simulación sistema de extracción a utilizar (caudal máximo)	37
Figura 46.	Simulación sistema de extracción a utilizar (caudal mínimo)	38