

Especialización Producción de Petróleo y Gas

Trabajo Final Intergador

Diciembre 2015

**Belen Seghezso
Mauro Di Calogero
Hernan Stockman
Maria Laura Romero Garcia**

Planteo del problema - Objetivo.

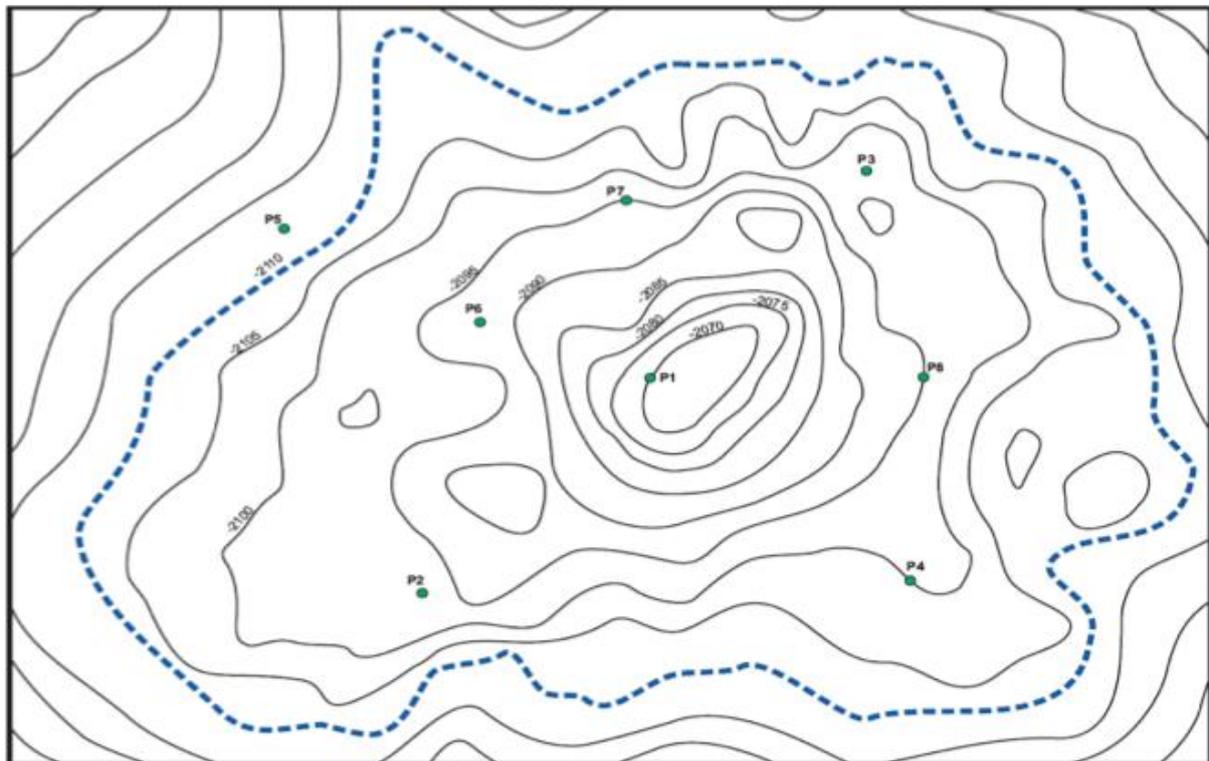
El objetivo del presente trabajo es realizar el desarrollo de un yacimiento de petróleo delimitado por 7 pozos de avanzada y un descubridor.

A lo largo del mismo se evaluarán las condiciones óptimas de producción del yacimiento, con el fin de identificar el escenario económico más adecuado para su explotación.

Datos disponibles

Datos de Sísmica y perfiles de pozos:

A través de la técnica de sísmica 3D y los datos de los 8 pozos existentes, se obtuvo el siguiente mapa estructural del reservorio.



A partir de este mapa, se denota una estructura tipo domo anticlinal, donde se advierte un rumbo NE-SW. Estas estructuras comúnmente son generadoras de trampas estructurales, donde por contraste de densidades ocurre una diferenciación (los hidrocarburos más pesados se hallan en la parte baja de la estructura por encima del nivel de agua y por debajo de los más livianos).

Inicialmente se perfora el primer pozo P1 en la zona más elevada del yacimiento.

Se realiza la evaluación del reservorio mediante perfiles eléctricos con el objetivo de identificar un sistema petrolero reservorio – trampa, en otras palabras, diferenciar rocas reservorios (potencialmente porosas y permeables) de arcillas y no permeables. A su vez, gracias a los perfiles podremos definir límites de capas, permitir correlaciones de capas, dar una indicación cualitativa de la arcillosidad de la capa y contribuir a la identificación de la litología.

Los perfiles que se utilizaron para la evaluación de este reservorio:

SP: El potencial espontáneo registra el potencial eléctrico (voltaje) producido por la interacción del agua connata de formación con el fluido de perforación conductivo y ciertas rocas selectivas de iones (arcilla).

GR: El rayo gamma indica la radioactividad natural de las formaciones. Casi todas las rocas exhiben alguna radioactividad natural, y la magnitud depende de la concentración de potasio, torio y uranio.

Resistividad: La resistividad puede definirse como la capacidad que tiene una materia para impedir el flujo de una corriente eléctrica a través de ella. Es una propiedad física de la materia, y es independiente del tamaño o forma de la misma. En el perfilaje de pozos se utilizan tanto la resistividad como su inversa, la conductividad. La unidad de resistividad es el ohmio m²/m, abreviada a ohm-m.

Posterior a la perforación del pozo P1, se procede a la perforación de los pozos P2, P3, P4 y P5. Se realiza la evaluación mediante perfiles eléctricos y ensayos para determinar los límites del reservorio y el contacto agua petróleo dentro de la trampa estructural.

La estimación del contacto agua petróleo se realizó mediante la distribución de la saturación de agua S_w , cuyos valores se obtienen a partir del análisis de las curvas de resistividad y porosidad de los perfiles, utilizando el método de Archie u otro similar.

$$S_w = \sqrt{\frac{R_w}{\phi^2 * R_t}}$$

El contacto agua petróleo fue hallado a los -2110 m, como fuera identificado en el mapa estructural y verificado en el pozo P5, el cual se encuentra por debajo de 2110 m.

Dados los datos de la sísmica y de los perfiles en los pozos de avanzadas, se pudo identificar que nos encontramos en presencia de un yacimiento de estructura regular, bien determinado, conformado por una capa reservorio homogénea.

Las propiedades del reservorios según los pozos de avanzada son:

		(CAP)					
Pozo	Tope	Base	Htotal	N/G	Hú	ϕ	Sw
	mbnm	mbnm	m		m	frac.	frac.
P1	-2070	-2110	40	0.600	24.0	0.228	0.286
P2	-2096.5	-2110	13.5	0.500	6.8	0.146	0.440
P3	-2097.5	-2110	12.5	0.610	7.6	0.174	0.341
P4	-2100	-2110	10	0.520	5.2	0.155	0.407
P5	-2113	-2110	0		0.0	0.000	0.000
P6	-2092	-2110	18	0.710	12.8	0.201	0.308
P7	-2095	-2110	15	0.700	10.5	0.162	0.319
P8	-2095	-2110	15	0.600	9.0	0.233	0.321
Promedios arit.	-2092.29	-2110.00	17.71	0.612	10.84	0.186	0.346

$\sum H_{ú_i}$	$\sum (H_{ú_i} \times \phi_i)$	$\sum (H_{ú_i} \times \phi_i \times Sw_i)$
75.86	14.95	4.79

ϕ prom.	Sw prom.
0.197	0.320

De estos resultados podemos remarcar que los promedios de ϕ y Sw son más exactos al ponderarlos por los espesores dado que de esta forma se asigna un peso según sea un mayor o menor espesor útil que si se realiza un promedio aritmético asignando el mismo peso a cada espesor y variable.

Concluimos que los resultados de ϕ y S_w , al realizar el cálculo por los espesores útiles es más favorable que en el caso de la media aritmética, pudiendo no siempre ser este el caso.

Las Profundidades promedio del reservorio:

Cota prom.	Tope prom.	Base prom.	Profund. promedio reserv.	
msnm	mbnm	mbnm	mbnm	mbbp
200	-2092.29	-2110.00	-2101.14	2301.14

Datos de PVT

Para conocer las características del fluido de un reservorio, es de vital importancia obtener datos confiables y representativos del mismo, los cuales se obtienen de ensayos PVT. (Presión-Volumen-Temperatura).

Para la determinación de la **presión de burbuja y composición del fluido** se realiza la **Expansión Flash** que es representativa del comportamiento del reservorio en contacto con el tubing de producción y es también llamada liberación en equilibrio. El petróleo del yacimiento se expande a temperatura constante y el gas que se libera permanece en contacto con el petróleo durante todo el tiempo de la expansión. La composición total del sistema permanece constante pero la composición de las fases del sistema gas - líquido cambia con la disminución de la presión.

Para determinar el **factor volumétrico B_o y B_g y el gas disuelto**, se utiliza la **Expansión Diferencial**. En esta expansión, el gas se va removiendo del sistema al separarse del petróleo del yacimiento. La última etapa de separación se hace a condiciones de yacimiento y el volumen de petróleo final es llamado petróleo residual. Este ensayo es útil para generar los diagramas de fases, ya que el sistema varía de composición continuamente. Cabe destacar la mayor parte de la producción de un yacimiento ocurre en un proceso de liberación diferencial, por lo que este ensayo es el más representativo del reservorio.

Para que se produzca liberación de gas dentro del yacimiento, la saturación de gas debe encontrarse por encima de la saturación de gas crítica. El tipo de liberación es diferencial. Es importante recordar que en superficie el gas y petróleo se mantienen en contacto permitiendo que a través de la liberación instantánea se pueda obtener todo el gas disponible.

Existen ciertos parámetros que relacionan el volumen de hidrocarburos en el reservorio y superficie dado por la presión y temperatura:

a) **Factor volumétrico de formación del petróleo (B_o)**, representa el volumen, que una unidad de volumen en condiciones estándares ($P = 14.7$ psia, $T = 60^\circ\text{F}$) ocupa en las condiciones de formación,

b) **Factor volumétrico de formación del gas (B_g)**, relaciona el volumen de gas en condiciones de yacimiento con el volumen de la misma masa de gas en superficie a condiciones normales ($P = 14,7$ psia y $T = 60^\circ\text{F}$)

$$B_g = \frac{V_r}{V_s} ; \frac{1.033 * Z_r * T_r}{288.5 * P_r}$$

c) **Factor volumétrico de formación total (B_t)**: representa el volumen que ocupa un volume unitario en condiciones estándares junto con su volumen inicial de gas disuelto a cualquier presión y temperatura. Incluye el volumen de líquido, β_o , más el volumen de la diferencia entre la relación gas-petróleo inicial, R_{si} , y la razón gas-petróleo a la presión especificada, R_s .

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

d) **Relación gas-petróleo en solución (R_s)**: representa el volumen de gas en condiciones normales que pueden disolverse en una unidad de volumen de petróleo a las mismas condiciones, pero a una determinada presión y temperatura.

De los datos PVT, también obtenemos los datos de densidad y viscosidad.

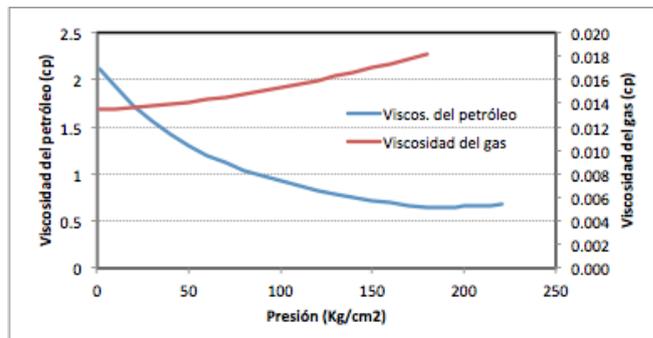
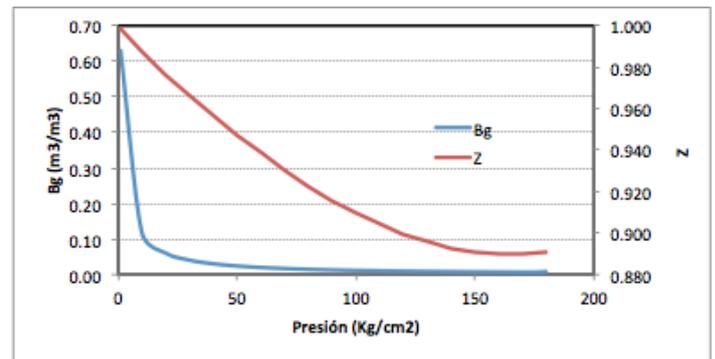
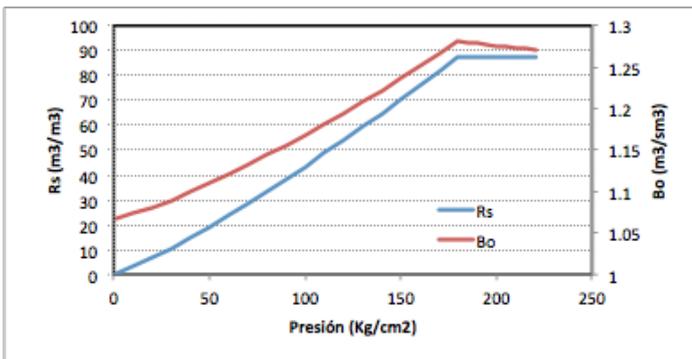
Los datos PVT para nuestro caso de estudio son:

Profundidad media del reservorio:	2301,14 mbbp.			
Presión inicial del reservorio:	220.6 Kg/cm ² @ a prof. media.	Grad	0.095865528	kg/cm ²
Temperatura reservorio:	91.3 °C @ prof. media.	Grad	0.039675987	degC/m
Densidad del gas (aire=1):	0.65 @ 15.5 °C y 1 atm.			
Salinidad del agua:	25000 ppm			
Presión de burbuja:	180 Kg/cm ²			
Densidad del petróleo:	0.86			

Impurezas del gas (frac. molar):	N2 0.02 y CO2 0.01; SH2=0
----------------------------------	------------------------------

	Presión	R _s	B _o	μ _o	Z	B _g	μ _g
	Kg/cm ²	m ³ /m ³	m ³ /m ³	cp		m ³ /m ³	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			
Pb	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



Curvas de Permeabilidad Relativa

La permeabilidad de una roca porosa a un fluido homogéneo y monofásico que la satura en un 100%, es una propiedad característica de la roca misma, independientemente del fluido que ocupa sus poros, y se llama **permeabilidad absoluta**. La sola condición es que no haya interacción entre el fluido y los constituyentes sólidos de la misma.

Si la misma roca es saturada con más de un fluido no reactivo, puede encontrarse un rango de saturaciones en el cual ocurre flujo multifásico. Como ocurre durante la explotación de un reservorio por empuje de gas disuelto, fluyen simultáneamente petróleo y gas; o cuando se produce un yacimiento con empuje de agua, hay flujo simultáneo de petróleo y agua.

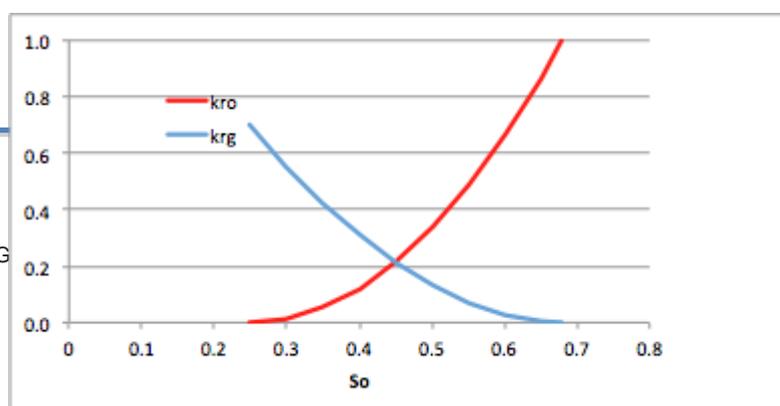
Cuando hay flujo multifásico puede aplicarse el concepto de permeabilidad separadamente para cada fase. Esta **permeabilidad efectiva** de una roca a una fase particular depende de la cantidad exacta y distribución de dicha fase en la roca.

La **permeabilidad relativa K_r** de una fase es su permeabilidad efectiva dividida por una permeabilidad de referencia. Se usan para describir cuantitativamente el transporte simultáneo de dos o más fluidos inmiscibles a través de una roca de formación. Las más ampliamente utilizadas como referencia son la permeabilidad absoluta de la roca, o bien la permeabilidad a una de las fases correspondiente a su saturación máxima en el sistema; típicamente, se emplea la permeabilidad al petróleo correspondiente a la máxima saturación posible de éste en el reservorio, es decir (1-Swirr).

El cálculo de la permeabilidad relativa permite comparar dos fluidos inmiscibles que fluyen uno en presencia del otro en un mismo medio poroso, ya que en este caso cada fluido interfiere en el flujo del otro.. Existen varios factores que influyen en las permeabilidades relativas agua - petróleo y gas - petróleo. Las características de un yacimiento están afectadas por la litología de las rocas que lo componen. Las permeabilidades relativas agua petróleo y gas petróleo son función de la geometría de los poros de las rocas del yacimiento.

Para este caso de estudio, sobre la base de distintas mediciones de laboratorio promediadas, se adoptaron como representativas las siguientes curvas de permeabilidades relativas gas-petróleo.

So	So*	kro	Sg	Sg*	krg	krg/kro
0.68	1.0000	1.0000	0	0.0000	0.0000	0
0.65	0.9302	0.8653	0.03	0.0698	0.0044	0.005138724
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	0.148147643
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	0.985525311
0.4	0.3488	0.1217	0.28	0.6512	0.3098	2.546024784
0.35	0.2326	0.0541	0.33	0.7674	0.4233	7.827469271
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	



Cálculo del Hidrocarburo Original in Situ - OOIP

El cálculo de los volúmenes in situ de hidrocarburos se efectúa aplicando la información geológica y de ingeniería a los métodos determinísticos, y a veces a los probabilísticos. La forma de cálculo a adoptar depende de la cantidad y calidad de la información disponible y al grado de desarrollo de los yacimientos.

Los métodos determinísticos utilizan valores puntuales que representan la mejor estimación para cada parámetro geológico, de ingeniería y económico, en el cálculo de los volúmenes para cada caso específico. Entre ellos, el método volumétrico se utiliza para calcular el Hidrocarburo Original in Situ (OOIP, OGIP) sobre la base del modelo geológico que geoméricamente describe el yacimiento y las propiedades de la roca y de los fluidos.

El Petróleo Original in Situ se calcula usando la siguiente relación:

$$N_{is} = \frac{A * h * \phi * S_{oi}}{B_{oi}}$$

A: área (m²)

h: espesor útil (m)

ϕ : porosidad (fracción)

S_{oi}: saturación inicial de petróleo = (1 - S_{wi}), donde S_{wi}: saturación inicial de agua.

B_{oi}: factor de volumen inicial del petróleo.

El Gas en Solución Original in Situ se obtiene en función de la Relación Gas Petróleo Original (R_{si}):

$$G_{is(en\ sol)} = N_{is} * R_{Si}$$

El Gas No Asociado o Libre Original in Situ se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$G_{is(libre)} = \frac{A_c * h_c * \phi * S_{gi}}{B_{gi}}$$

A_c : área del casquete gasífero (m^2)

h_c : espesor útil del mismo (m)

ϕ : porosidad (fracción)

S_{gi} : Saturación inicial de gas

B_{gi} : factor de volumen inicial del gas.

En nuestro caso, no existe casquete de gas libre.

Estimación de Volúmenes de Roca Reservorio

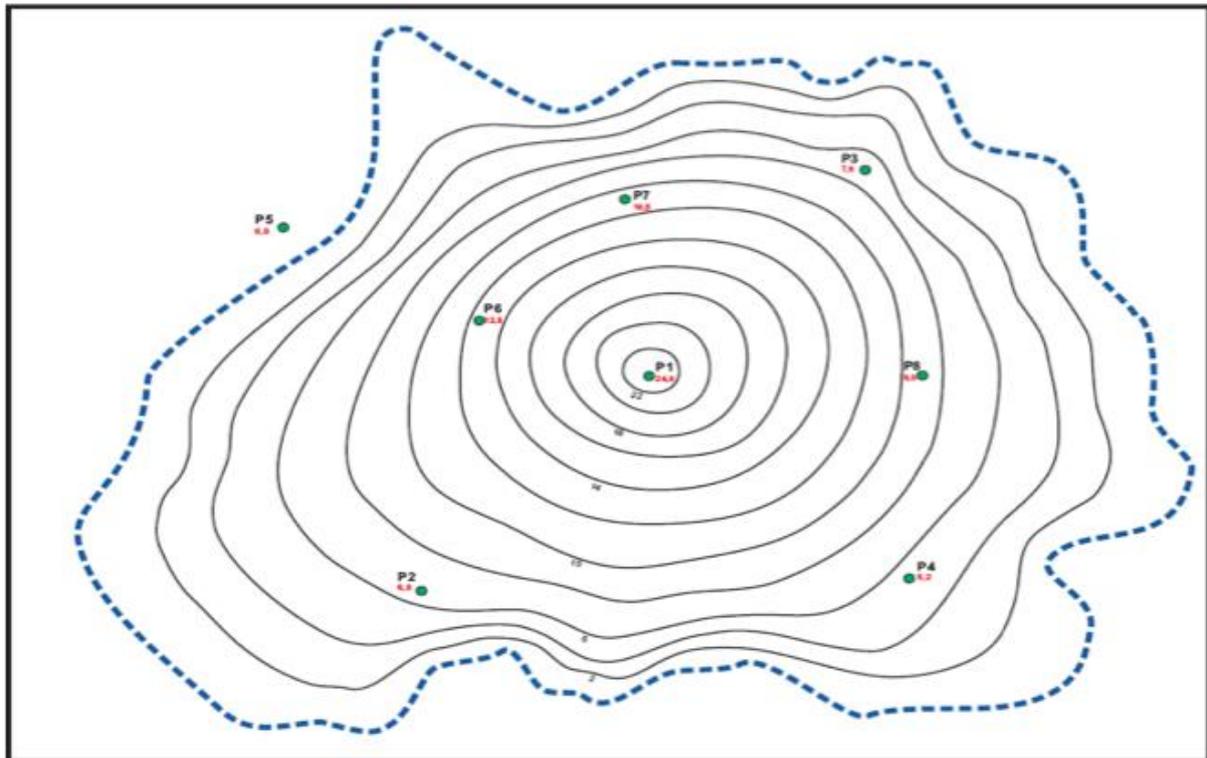
Cuando se dispone de suficiente información del subsuelo, el volumen neto de reservorio con petróleo o con gas puede computarse mediante mapas isopáquicos, que son los que muestran líneas que conectan puntos de igual espesor de formación o de capa.

El espesor total de la capa es el que se extiende entre el techo y la base de la misma. Dentro de éste, si tomamos sólo los estratos permeables, descontando por ejemplo la arcilla (impermeable), tendremos el espesor permeable. Si ahora dentro del permeable consideramos solamente las partes mineralizadas con petróleo, eliminando las acuíferas y gasíferas, queda el “espesor útil con petróleo”. De la misma forma, tomando exclusivamente los niveles con gas, dejando fuera los con petróleo o con solamente agua, tenemos el “espesor útil con gas”.

Los mapas isopáquicos pueden ser de espesores totales, o de espesores permeables, o de espesores útiles con petróleo o con gas, separadamente. Para el cálculo de volúmenes de hidrocarburos in situ, interesan estos últimos.

Como los espesores a mapear (útiles con petróleo) están determinados en todos los pozos de avanzada, se ubican sus valores en la locación de cada pozo, y se trazan las isolíneas correspondientes a distintos valores igualmente distanciados entre sí.

El mapa isopáquico para el reservorio



El espesor total generalmente se estima mediante la curva de SP (potencial espontáneo) o Rayos Gamma. En la primera, los puntos de inflexión superior e inferior del SP marcan, respectivamente, el techo y la base de la capa. Al espesor total así determinado, se descuentan las partes arcillosas para obtener el espesor permeable.

En este ejemplo no hay zonas acuíferas ni con gas, es un reservorio de una sola capa homogénea, por lo que éste es asimismo el espesor útil con petróleo.

En nuestro caso, dado que nuestro reservorio posee la forma de domo, los resultados pueden disponerse como se ve en la figura.

Para **aproximar el volumen de roca** se utilizan distintas ecuaciones. La más común es la regla de los trapecios:

$$\text{Vol} = (A_0 + A_1) \frac{h}{2} + (A_1 + A_2) \frac{h}{2} + (A_2 + A_3) \frac{h}{2} + \dots + (A_{n-1} + A_n) \frac{h}{2},$$

donde h es el intervalo entre isolíneas, en este caso 5 ft.

$$\text{Vol} = h \left(\frac{A_0}{2} + A_1 + A_2 + A_3 + \dots + \frac{A_n}{2} \right)$$

Cálculo de OOIP



Conocidos los promedios representativos para los valores de porosidad y de saturación de agua inicial, de datos de perfiles y/o testigos corona, el petróleo original "in situ" se calcula con la ecuación:

$$N_{is} = \frac{Vol * \phi * (1 - S_w)}{B_{oi}}$$

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

Δh	2 m
------------	-----

<u>Vol.Roca</u>	<u>141090600</u>	<u>m³</u>
<u>N_{is}</u>	<u>14869426.84</u>	<u>m³</u>

Balance de Materia

En Ingeniería de Reservorios es común definir el balance de materia como aplicación del principio de conservación de la masa (masa de fluido restante en yacimiento en un momento dado de su explotación es igual a su masa inicial menos la extraída). Esto es correcto pero es necesario considerar que a medida que se extrae fluido del yacimiento hay un parámetro termodinámico que decrece continuamente, la presión.

El objetivo fundamental del balance de materia es encontrar la relación entre la cantidad extraída de cierta masa de fluido de un volumen cerrado a condiciones de presión y temperatura constantes y la caída de presión en dicho volumen.

Comúnmente a medida que se produce el yacimiento y por consiguiente desciende la presión, la fase líquida va liberando gas que se encuentra en solución en el líquido, dando lugar a una fase gaseosa que ocupa una fracción del volumen poral, y en parte además se extrae. El problema entonces se complica, pero resulta igualmente resoluble, a partir de las propiedades PVT del fluido de reservorio.

Generalizando todavía más, ocurre a veces que el volumen poral del reservorio no se mantiene constante, sino que disminuye continuamente a medida que transcurre la explotación, como efecto de la entrada de agua que proviene de un acuífero circundante o infrayacente, y que al tener lugar la depleción avanza sobre la zona petrolífera. Al tener en cuenta entonces también esta circunstancia, el balance de materia adquiere su formulación completa, en lo que se llama la **“ecuación general de balance de materiales”**.

El conocimiento de la relación presión - masa extraída, y con la masa original, permite por una parte inferir la presión del yacimiento luego de un tiempo cualquiera de producción para el cual se conocen las acumuladas de producción. Asimismo, adoptada una presión de abandono, podremos obtener la recuperación final por recuperación primaria. Expresado de otra forma, el balance de materiales constituye un método alternativo para verificar cálculos volumétricos, y aún para suplirlos, sobre todo en yacimientos nuevos, donde la información geológica suele ser escasa.

En nuestro caso de estudio consideramos un yacimiento sin influencia ni empuje acuífero, ni casquete de gas. Nuestro factor de recuperación será calculado en dos etapas, una en la que el empuje es la expansión monofásica, resultando flujo monofásico, y cuando la producción alcance el punto de burbuja realizaremos el balance considerando flujo bifásico (empuje por gas disuelto).

Si consideramos que la compresibilidad de la formación C_f y la compresibilidad del agua C_w se pueden despreciar (formación muy consolidada por lo que no hay reducción del espacio poral durante la producción), y que además no hay entrada ni producción de agua, y nos encontramos en una P por encima del punto de burbuja, el balance de materia resulta:

$$N_{is} = \frac{N_p B_o}{(B_o - B_{oi})}$$

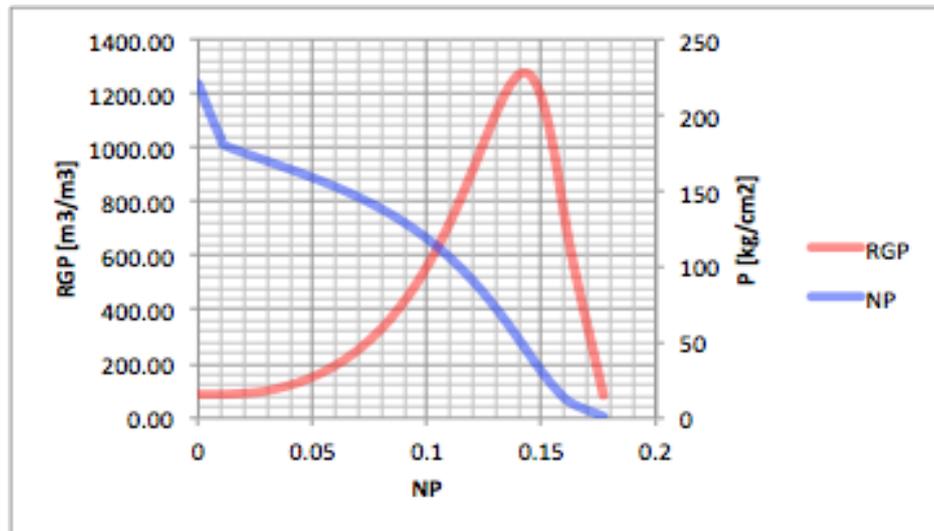
Por debajo del punto de burbuja el balance de materia resulta:

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

Presión	Np	Rs _z	Bo _z	mo _z	Z _z	Bg	mg _z	Bt	So
Kg/cm ²		m ³ /m ³	m ³ /m ³	cp		m ³ /m ³	cp	m ³ /m ³	
220.6	0	87.50	1.2720	0.676				1.2720	0.6800
215	0.00142759	87.50	1.2731	0.670				1.2731	
210	0.00270358	87.50	1.2741	0.665				1.2741	
205	0.004001	87.50	1.2752	0.661				1.2752	
200	0.00533904	87.50	1.2762	0.656				1.2762	
195	0.00673675	87.50	1.2774	0.652				1.2774	
190	0.00821294	87.50	1.2787	0.647				1.2787	
185	0.00978624	87.50	1.2801	0.643				1.2801	
180	0.01147499	87.50	1.2816	0.639	0.8909	0.006456	0.01821	1.2816	0.6800
170	0.02931701	81.84	1.2660	0.663	0.8900	0.006829	0.01778	1.3046	0.6587
160	0.04768331	76.19	1.2513	0.689	0.8901	0.007256	0.01738	1.3333	0.6390
150	0.06395193	70.57	1.2367	0.719	0.8911	0.007749	0.01699	1.3679	0.6211
140	0.07760679	64.98	1.2224	0.752	0.8931	0.008321	0.01662	1.4097	0.6053
130	0.08898674	59.45	1.2084	0.787	0.8959	0.008990	0.01627	1.4605	0.5913
120	0.09858288	53.99	1.1946	0.826	0.8997	0.009780	0.01594	1.5223	0.5787
110	0.10681288	48.61	1.1812	0.870	0.9042	0.010723	0.01563	1.5982	0.5673
100	0.11399463	43.34	1.1682	0.919	0.9096	0.011865	0.01533	1.6921	0.5568
90	0.12036669	38.18	1.1556	0.975	0.9157	0.013272	0.01506	1.8101	0.5471
80	0.12611255	33.16	1.1434	1.039	0.9226	0.015043	0.01480	1.9607	0.5381
70	0.13138076	28.29	1.1317	1.113	0.9301	0.017332	0.01456	2.1579	0.5297
60	0.13630187	23.59	1.1205	1.201	0.9383	0.020399	0.01434	2.4242	0.5217
50	0.14100521	19.07	1.1099	1.303	0.9471	0.024709	0.01414	2.8007	0.5142
40	0.14564223	14.74	1.0998	1.423	0.9565	0.031193	0.01395	3.3691	0.5071
30	0.15043252	10.64	1.0904	1.564	0.9665	0.042024	0.01378	4.3203	0.5002
20	0.15579292	6.76	1.0816	1.729	0.9770	0.063720	0.01363	6.2261	0.4933
10	0.16289649	3.13	1.0734	1.922	0.9880	0.128871	0.01350	11.9459	0.4857
1.03	0.17706221	0.09	1.0668	2.121	0.9982	1.264130	0.01340	111.5527	0.4747

Presión Kg/cm2	So*	kro	Sg*	krq	krq/kro	RGP m3/m3	DGP	GP	RP m3/m3
220.6	1.0000	1.0000	0.0000	0.00000	0.00000	87.50		0	87.50
215						87.50	0.12491	0.12491	87.50
210						87.50	0.11164	0.23655	87.50
205						87.50	0.11352	0.35007	87.50
200						87.50	0.11707	0.46714	87.50
195						87.50	0.12229	0.58943	87.50
190						87.50	0.12916	0.71859	87.50
185						87.50	0.13766	0.85625	87.50
180	1.0000	1.0000	0.0000	0.00000	0.00000	87.50	0.14776	1.00401	87.50
170	0.9504	0.9033	0.0496	0.00232	0.00257	99.61	1.66914	2.67314	91.18
160	0.9047	0.8185	0.0953	0.00804	0.00982	143.41	2.23162	4.90477	102.86
150	0.8631	0.7449	0.1369	0.01601	0.02149	215.72	2.92126	7.82603	122.37
140	0.8263	0.6827	0.1737	0.02517	0.03686	309.83	3.58814	11.41417	147.08
130	0.7937	0.6299	0.2063	0.03490	0.05540	419.66	4.15077	15.56494	174.91
120	0.7644	0.5843	0.2356	0.04489	0.07683	540.41	4.60649	20.17143	204.61
110	0.7379	0.5444	0.2621	0.05499	0.10101	667.84	4.97196	25.14338	235.40
100	0.7135	0.5091	0.2865	0.06511	0.12789	797.75	5.26277	30.40616	266.73
90	0.6910	0.4774	0.3090	0.07518	0.15746	925.47	5.49026	35.89642	298.23
80	0.6700	0.4489	0.3300	0.08517	0.18973	1045.39	5.66214	41.55856	329.54
70	0.6504	0.4230	0.3496	0.09505	0.22471	1150.33	5.78376	47.34232	360.34
60	0.6319	0.3993	0.3681	0.10480	0.26245	1230.80	5.85889	53.20121	390.32
50	0.6145	0.3776	0.3855	0.11444	0.30309	1273.99	5.89044	59.09164	419.07
40	0.5979	0.3574	0.4021	0.12400	0.34691	1262.47	5.88081	64.97245	446.11
30	0.5818	0.3385	0.4182	0.13359	0.39468	1172.60	5.83235	70.80481	470.67
20	0.5657	0.3200	0.4343	0.14351	0.44843	971.95	5.74783	76.55264	491.37
10	0.5481	0.3004	0.4519	0.15476	0.51514	613.75	5.63207	82.18471	504.52
1.03	0.5226	0.2731	0.4774	0.17178	0.62894	84.10	4.94279	87.12750	492.07

Podemos observar en el gráfico las curvas de performance de nuestro yacimiento. Como conclusión podemos decir que el factor de recuperación final por primaria considerando una presión de abandono de 20 Kg/cm² es de 0.155 o 15.5%



$$OOIP \times RF = 0.155 * 14.87 \times 10^6 m^3 = 2.3 \times 10^6 m^3$$

Durante el flujo monofásico la recuperación es del 1%, la RGP aumenta al entrar en el flujo bifásico pero no obtenemos un factor de recuperación mayor a 0.155.

Los escenarios que beneficiarían la producción de nuestro yacimiento son:

- Curva de permeabilidad relativa menos favorable al gas → nuestro RF sería mayor.
- Casquete de gas → el RF sería mayor.
- Fluido fuera más liviano → RF sería mayor.

De este balance también podemos identificar y concluir que los cálculos no tienen en consideración un periodo de tiempo de producción, ya que el BM relaciona solo volúmenes extraídos con presión.

Cálculo del índice de Productividad Inflow Performance Relationship (IPR) Previsión de Producción.

La presión de fluencia, o presión dinámica de fondo, (P_{wf}), es la presión que existe en el fondo del pozo, frente a la formación productiva. La diferencia entre la presión estática del yacimiento, P_s , y la presión de fluencia en un determinado pozo, se denomina presión diferencial o depresión.

El índice de productividad, J , es el caudal (generalmente en unidades de volumen diario) 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.

$$J = \frac{Q}{(P_s - P_{wf})}$$

Q [m^3/d] o [bbl/d]

P [kg/m^2] o [psi]

La ecuación que relaciona la pérdida de carga en un medio poroso en función del caudal es la ecuación de Darcy

$$Q_o = \frac{0.0228 * Kh * (k_{ro} / \mu_o * B_o)}{\log (r_e/r_w)} * (P_s - P_{wf})$$

Q_o: caudal de petróleo en m³/d, y en condiciones de superficie.

K: permeabilidad absoluta en md.

h: espesor permeable en metros.

r_e: radio de drenaje del pozo,

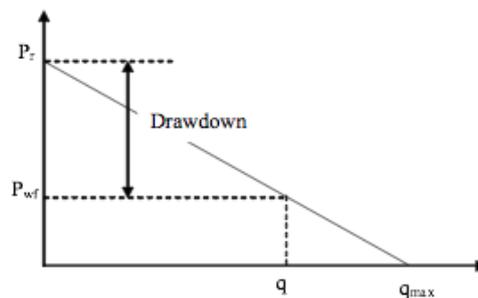
r_w: radio del pozo, en las mismas unidades que r_e.

k_{ro}: permeabilidad relativa al petróleo.

μ_o: viscosidad del petróleo en cp.

B_o: factor de volumen del petróleo.

En el caso de Fluido incompresible:



$$P_e - P_w = \frac{Q_s \mu B}{2\pi kh} \ln \frac{r_e}{r_w}$$

$$IP = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} = \text{Cte.}$$

A medida que transcurre la explotación y la presión estática va disminuyendo, la vaporización va cubriendo zonas cada vez más amplias del área de drenaje; cuando P_s alcanza el valor de la presión de burbuja, hay liberación de gas en todo punto del volumen de drenaje; y lo mismo ocurre entonces de ahí en más, para presiones estáticas aún menores.

El índice de productividad pasará así a depender de Q, y esto es lo que produce la curvatura de la gráfica de IPR, apartándola de la recta, la relación “k_o / μ_o B_o” decrece y la linealidad deja de mantenerse.

Para determinar el tramo curvo, se recurre en la práctica a realizar un cierto número de mediciones de caudal y presión dinámica de fondo correspondiente, para graficar la tendencia en un tiempo dado y lograr expresiones algebraicas de fácil utilización que describen satisfactoriamente el comportamiento de los pozos.

Método de Vogel: Método empírico a partir de modelo matemático.

Inicialmente para reservorios saturados, con diversas características de petróleo, permeabilidad relativa, daños, espaciamentos de pozos. Es aplicable a cualquier reservorio en el que aumenta saturación de gas a medida que cae la presión.

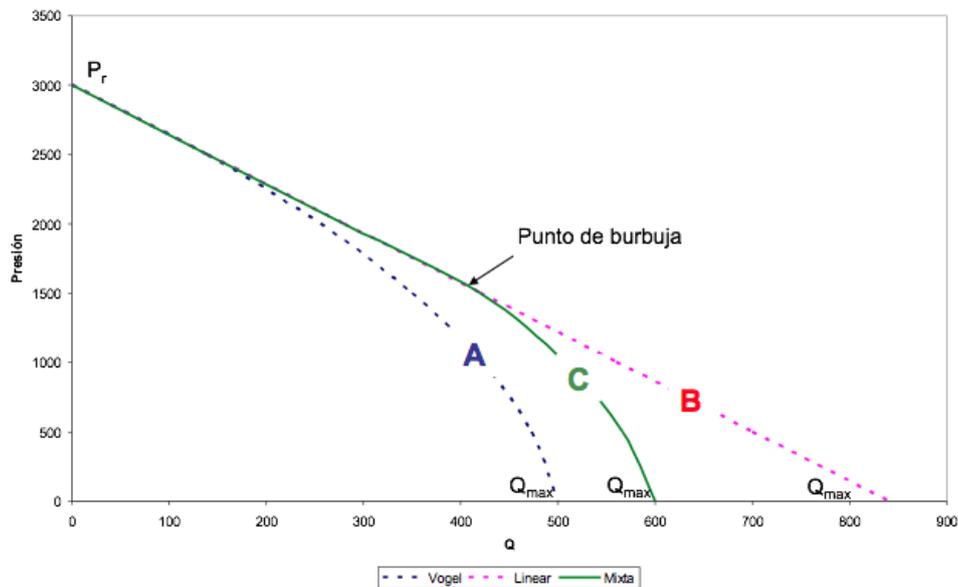
Una generalización de la ley parabólica adimensional de Vogel:

$$Q = Q_{max} * \left[1 - a * \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right)^2 - b * \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right) \right]$$

Con $P_e = P_b$

Ley de Vogel:

$$Q = Q_{max} * \left[1 - 0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right)^2 - 0.2 * \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right) \right]$$



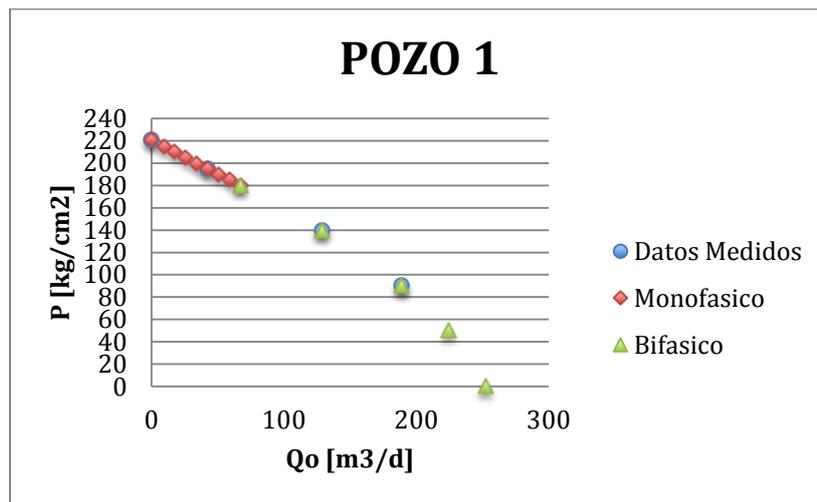
Con los datos de producción realizamos nuestras curvas IPR para cada pozo.

Pozo 1:

Datos Medidos de Campo		
	Presión	Qo
	Kg/cm2	m3/d
Cerrado	220.8	0
Orificio 1	195	42
Orificio 2	140	129
Orificio 3	90	189

PERÍODO BIFÁSICO	
Presión	Qo bif. calc.
Kg/cm2	m3/d
180	0.0000
140	61.4557
90	121.9884
50	157.3848
0	185.3433655

PERÍODO MONOFÁSICO	
Presión	Qmonof.
Kg/cm2	m3/d
180	67.01301332
185	58.63
190	50.29
195	42.00
200	33.76
205	25.5602
210	17.41
215	9.32
220.8	0.00

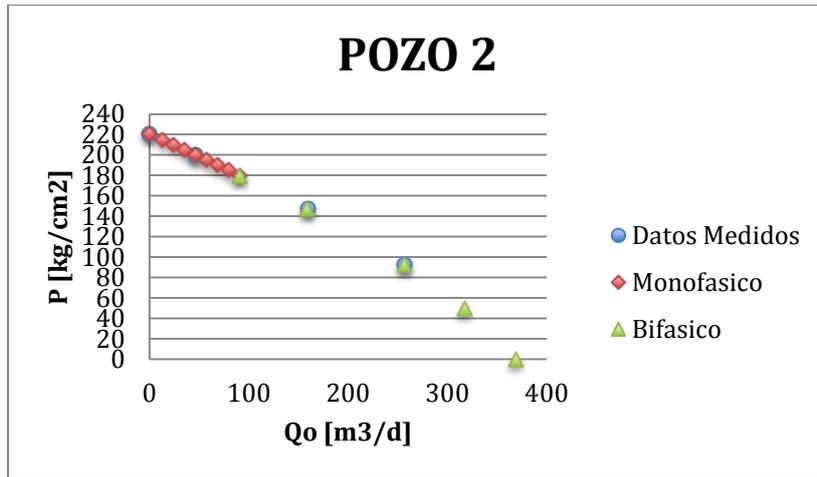


Pozo 2:

Datos Medidos de Campo		
	Presión	Qo
	Kg/cm2	m3/d
Pto. de burb.	180	90.69
Orificio 2	148	160
Orificio 3	93	257

PERÍODO BIFÁSICO	
Presión	Qo bif. calc.
Kg/cm2	m3/d
180	0.00
148	68.22
93	166.46
50	226.53
0	277.92

PERÍODO MONOFÁSICO	
Presión	Qmonof.
Kg/cm2	m3/d
180	90.69
185	79.42
190	68.22
195	57.0771
200	46.00
205	34.99
210	24.04
215	13.17
221.1	0

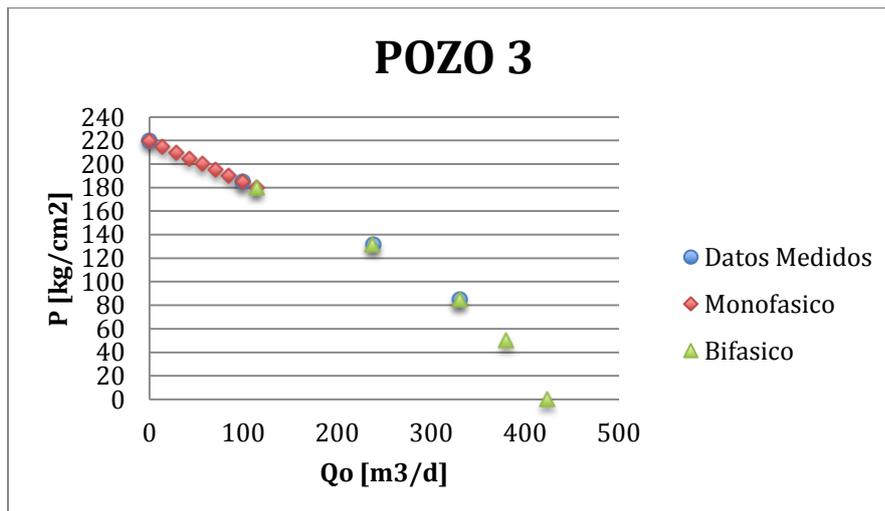


Pozo 3:

Datos Medidos de Campo		
	Presión	Qo
	Kg/cm2	m3/d
Cerrado	220	0
Orificio 1	185	99
Orificio 2	132	238
Orificio 3	85	330

PERÍODO BIFÁSICO	
Presión	Qo bif. calc.
Kg/cm2	m3/d
180	0.00
132	124.20
85	216.53
50	266.46
0	309.93

PERÍODO MONOFÁSICO	
Presión	Qmonof.
Kg/cm2	m3/d
180	113.472
185	99.00
190	84.61
195	70.29
200	56.06
205	41.91
210	27.85
215	13.8795
220	0.00

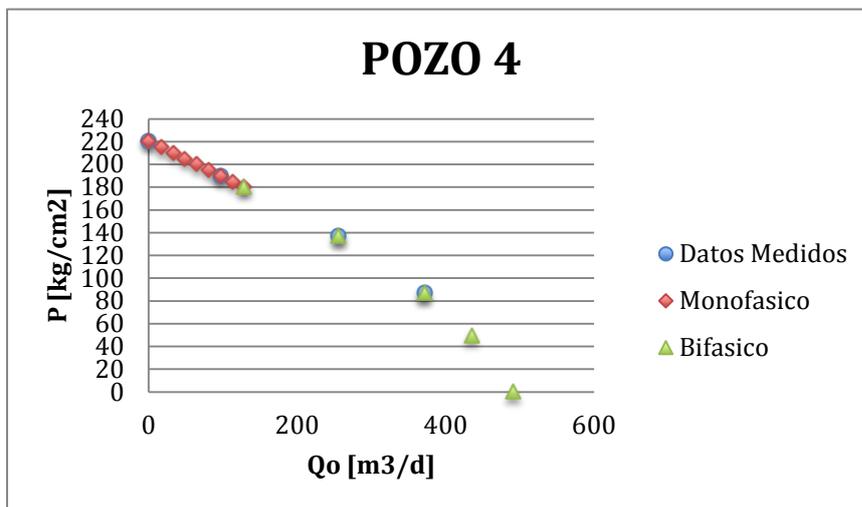


Pozo 4:

Datos Medidos de Campo		
	Presión	Qo
	Kg/cm2	m3/d
Cerrado	220.5	0
Orificio 1	190	96.3151
Orificio 2	137	256
Orificio 3	87	371.5

PERÍODO BIFÁSICO	
Presión	Qo bif. calc.
Kg/cm2	m3/d
180	0
137	127.0684755
87	242.8534567
50	306.4035031
0	362.375404

PERÍODO MONOFÁSICO	
Presión	Qmonof.
Kg/cm2	m3/d
180.00	128.648
185	112.438
190	96.315
195	80.282
200	64.341
205	48.495
210	32.745
215	17.095
220.5	0.0000



Con los valores de IPR para cada pozo realizaremos una IPR promedio representativa del reservorio con las siguientes consideraciones.

Presión Promedio: 220.6 Kg/cm²

Caudal Monofasico promedio: 00.95 m³/d

Constante C: 2.06285 cp. m³/d /Kg/cm²

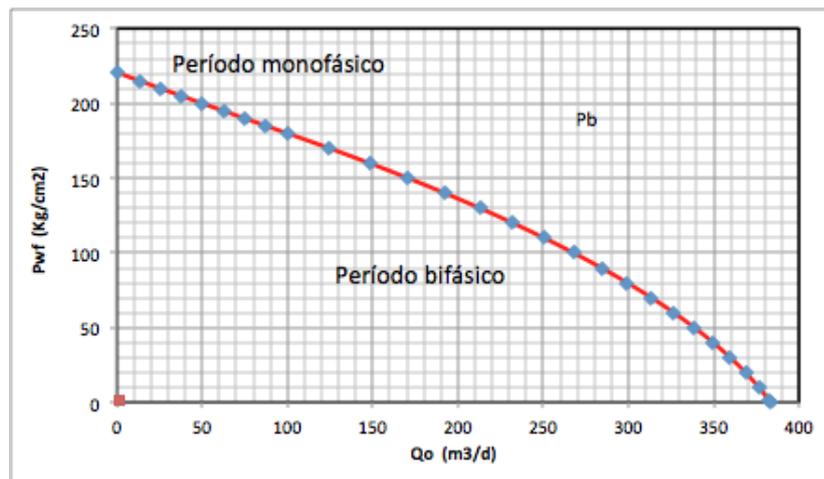
Pendiente de la curva para P=Pb: 2.51961 m³/d /Kg/cm²

$$Q_{max\ Bif}[m^3/d] = \frac{m \cdot P_b}{(2-b)}$$

$$Q_{max\ Bif} = 283.49\ m^3/d$$

	Presión	Qmonof.	Q bif.	Q total
	Kg/cm ²	m ³ /d	m ³ /d	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	62.47	0.00	62.47
	190	74.89	0.00	74.89
	185	87.39	0.00	87.39
Psat.	180	99.95	0.00	99.95
Período bifásico	170	99.95	24.67	124.63
	160	99.95	48.30	148.25
	150	99.95	70.87	170.83
	140	99.95	92.40	192.35
	130	99.95	112.87	212.83
	120	99.95	132.30	232.25
	110	99.95	150.67	250.62
	100	99.95	167.99	267.95
	90	99.95	184.27	284.22

	80	99.95	199.49	299.45
	70	99.95	213.67	313.62
	60	99.95	226.79	326.75
	50	99.95	238.87	338.82
	40	99.95	249.89	349.85
	30	99.95	259.87	359.82
	20	99.95	268.79	368.75
	10	99.95	276.67	376.62
	1.03	99.95	282.84	382.79
	0	99.95	283.49	383.45



Pronóstico de Producción

Para introducir la variable tiempo a los cálculos realizados combinamos el balance de materia con los cálculos de IPR promedio.

Se realizó un análisis de producción para 5 escenarios diferentes.

Se considera que en la etapa de producción el 10 % de los pozos son pozos improductivos.

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

Con el Q_{promedio} calculado extendemos el calculo a los escenarios presentes alcanzando el Q de producción durante el tiempo de explotación del campo

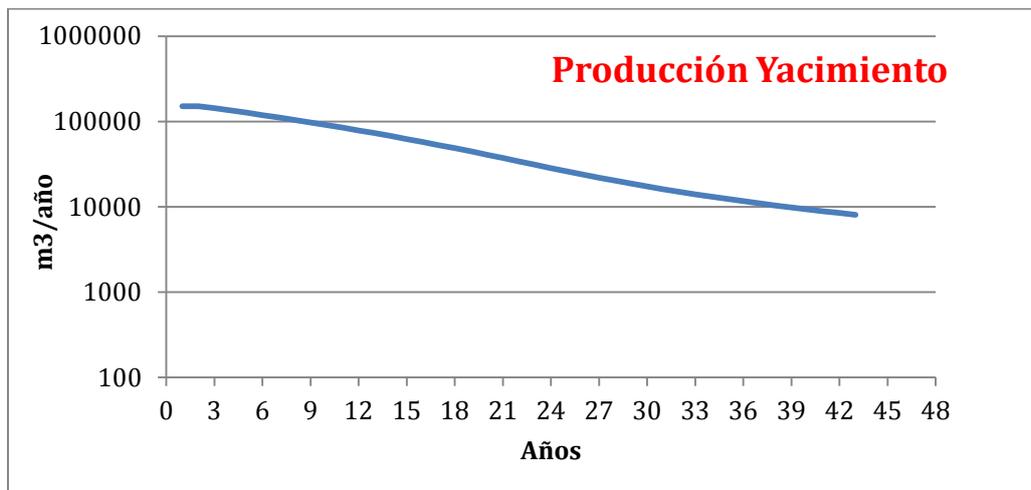
Escenario 1: 7 Pozos perforados

Presión	Qmonof.	Qbif.	Q	N° pozos	Qyac.	t
Kg/cm2	m3/d	m3/d	m3/d		m3/d	años
220.600	53.712	0.000	53.712	7	375.983	0.000
219.189	54.243	0.000	54.243	7	379.698	0.042
217.548	54.848	0.000	54.848	7	383.936	0.083
215.915	55.438	0.000	55.438	7	388.066	0.125
214.290	56.012	0.000	56.012	7	392.086	0.167
212.674	56.571	0.000	56.571	7	395.997	0.208
211.066	57.114	0.000	57.114	7	399.801	0.250
209.466	57.642	0.000	57.642	7	403.496	0.292
207.875	58.155	0.000	58.155	7	407.084	0.333
204.719	59.135	0.000	59.135	7	413.942	0.416
201.599	53.782	6.232	60.014	7	420.097	0.500

198.519	46.194	14.498	60.692	7	424.843	0.583
195.486	38.695	22.477	61.172	7	428.204	0.666
192.507	31.303	30.162	61.465	7	430.255	0.750
189.586	24.031	37.551	61.583	7	431.078	0.833
186.728	16.891	44.646	61.537	7	430.758	0.916
183.934	9.892	51.448	61.340	7	429.383	0.999
179.830	0.000	60.675	60.675	7	424.727	1.083
179.420	0.000	60.393	60.393	7	422.754	1.166
179.010	0.000	60.112	60.112	7	420.782	1.249
178.600	0.000	59.830	59.830	7	418.813	1.333
178.190	0.000	59.549	59.549	7	416.845	1.416
177.780	0.000	59.269	59.269	7	414.881	1.499
177.369	0.000	58.988	58.988	7	412.918	1.582
176.958	0.000	58.708	58.708	7	410.959	1.666
176.547	0.000	58.429	58.429	7	409.002	1.749
176.137	0.000	58.150	58.150	7	407.048	1.832
175.726	0.000	57.871	57.871	7	405.097	1.916
175.314	0.000	57.593	57.593	7	403.149	1.999
174.492	0.000	57.038	57.038	7	399.263	2.165
173.668	0.000	56.484	56.484	7	395.391	2.332
172.845	0.000	55.933	55.933	7	391.534	2.499
172.021	0.000	55.384	55.384	7	387.691	2.665
171.196	0.000	54.838	54.838	7	383.865	2.832
170.371	0.000	54.294	54.294	7	380.056	2.998
169.133	0.000	53.482	53.482	7	374.375	3.248
167.894	0.000	52.676	52.676	7	368.735	3.498
166.654	0.000	51.877	51.877	7	363.138	3.748
165.413	0.000	51.084	51.084	7	357.586	3.998
163.757	0.000	50.036	50.036	7	350.255	4.331
162.099	0.000	49.001	49.001	7	343.010	4.664
160.440	0.000	47.979	47.979	7	335.853	4.997
157.948	0.000	46.470	46.470	7	325.287	5.497
155.451	0.000	44.990	44.990	7	314.930	5.997
152.951	0.000	43.541	43.541	7	304.786	6.496
150.447	0.000	42.123	42.123	7	294.859	6.996
147.938	0.000	40.735	40.735	7	285.148	7.496
145.425	0.000	39.379	39.379	7	275.655	7.996
142.907	0.000	38.054	38.054	7	266.378	8.495

140.384	0.000	36.759	36.759	7	257.315	8.995
137.857	0.000	35.495	35.495	7	248.464	9.495
135.325	0.000	34.260	34.260	7	239.822	9.995
132.788	0.000	33.055	33.055	7	231.386	10.494
130.246	0.000	31.879	31.879	7	223.153	10.994
127.700	0.000	30.731	30.731	7	215.118	11.494
125.149	0.000	29.611	29.611	7	207.279	11.993
120.038	0.000	27.453	27.453	7	192.171	12.993
114.921	0.000	25.401	25.401	7	177.807	13.992
109.807	0.000	23.453	23.453	7	164.170	14.992
104.712	0.000	21.607	21.607	7	151.250	15.991
99.656	0.000	19.864	19.864	7	139.046	16.991
94.665	0.000	18.223	18.223	7	127.564	17.990
89.767	0.000	16.688	16.688	7	116.818	18.990
84.996	0.000	15.261	15.261	7	106.824	19.989
80.386	0.000	13.942	13.942	7	97.593	20.988
75.970	0.000	12.733	12.733	7	89.132	21.988
71.774	0.000	11.633	11.633	7	81.434	22.987
67.818	0.000	10.639	10.639	7	74.476	23.987
64.115	0.000	9.746	9.746	7	68.223	24.986
60.667	0.000	8.947	8.947	7	62.629	25.986
57.471	0.000	8.234	8.234	7	57.638	26.985
54.515	0.000	7.599	7.599	7	53.190	27.985
51.788	0.000	7.033	7.033	7	49.229	28.984
49.271	0.000	6.528	6.528	7	45.696	29.984
46.949	0.000	6.077	6.077	7	42.540	30.983
44.805	0.000	5.674	5.674	7	39.715	31.982
42.821	0.000	5.311	5.311	7	37.177	32.982
40.984	0.000	4.985	4.985	7	34.892	33.981
39.278	0.000	4.690	4.690	7	32.828	34.981
37.691	0.000	4.422	4.422	7	30.956	35.980
36.212	0.000	4.179	4.179	7	29.254	36.980
34.831	0.000	3.957	3.957	7	27.701	37.979
33.538	0.000	3.754	3.754	7	26.280	38.979
32.326	0.000	3.568	3.568	7	24.976	39.978
31.187	0.000	3.396	3.396	7	23.775	40.978
30.114	0.000	3.238	3.238	7	22.666	41.977
29.102	0.000	3.092	3.092	7	21.641	42.976

28.147	0.000	2.956	2.956	7	20.689	43.976
27.243	0.000	2.829	2.829	7	19.804	44.975
26.385	0.000	2.711	2.711	7	18.980	45.975
25.572	0.000	2.601	2.601	7	18.209	46.974
24.799	0.000	2.498	2.498	7	17.488	47.974
24.063	0.000	2.402	2.402	7	16.813	48.973
23.361	0.000	2.311	2.311	7	16.178	49.973
22.692	0.000	2.226	2.226	7	15.580	50.972
22.053	0.000	2.145	2.145	7	15.017	51.972
21.442	0.000	2.069	2.069	7	14.486	52.971
20.857	0.000	1.998	1.998	7	13.984	53.970
20.296	0.000	1.930	1.930	7	13.508	54.970
19.758	0.000	1.865	1.865	7	13.058	55.969



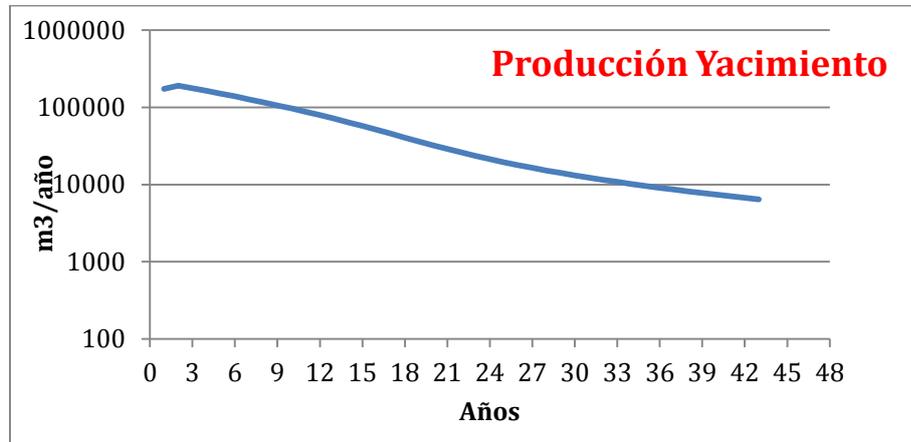
Escenario 2: 10 Pozos perforados

Presión	Qmonof.	Qbif.	Q	N° pozos	Qyac.	t
Kg/cm2	m3/d	m3/d	m3/d		m3/d	años
220.600	53.712	0.000	53.712	7	375.983	0.000
219.189	54.243	0.000	54.243	7	379.698	0.042
217.548	54.848	0.000	54.848	7	383.936	0.083
215.915	55.438	0.000	55.438	7	388.066	0.125
214.290	56.012	0.000	56.012	7	392.086	0.167
212.674	56.571	0.000	56.571	7	395.997	0.208
211.066	57.114	0.000	57.114	7	399.801	0.250
209.466	57.642	0.000	57.642	7	403.496	0.292

207.875	58.155	0.000	58.155	7	407.084	0.333
204.719	59.135	0.000	59.135	7	413.942	0.416
201.376	53.233	6.836	60.069	8	480.556	0.500
197.645	44.035	16.814	60.849	9	547.643	0.583
193.775	34.453	26.909	61.362	9	552.256	0.666
189.999	25.059	36.517	61.576	9	554.184	0.750
186.324	15.880	45.637	61.518	9	553.659	0.833
182.757	6.937	54.276	61.213	9	550.919	0.916
179.536	0.000	60.473	60.473	9	544.256	0.999
179.009	0.000	60.111	60.111	9	540.996	1.083
178.482	0.000	59.749	59.749	9	537.741	1.166
177.954	0.000	59.388	59.388	9	534.491	1.249
177.426	0.000	59.027	59.027	9	531.246	1.333
176.898	0.000	58.667	58.667	9	528.007	1.416
176.370	0.000	58.308	58.308	9	524.774	1.499
175.842	0.000	57.950	57.950	9	521.546	1.582
175.313	0.000	57.592	57.592	9	518.326	1.666
174.784	0.000	57.235	57.235	9	515.112	1.749
174.255	0.000	56.878	56.878	9	511.906	1.832
173.726	0.000	56.523	56.523	9	508.706	1.916
173.196	0.000	56.168	56.168	9	505.515	1.999
172.137	0.000	55.462	55.462	9	499.156	2.165
171.077	0.000	54.759	54.759	9	492.832	2.332
170.016	0.000	54.060	54.060	9	486.543	2.499
168.955	0.000	53.366	53.366	9	480.291	2.665
167.893	0.000	52.675	52.675	9	474.079	2.832
166.830	0.000	51.990	51.990	9	467.908	2.998
165.234	0.000	50.970	50.970	9	458.730	3.248
163.637	0.000	49.961	49.961	9	449.651	3.498
162.039	0.000	48.964	48.964	9	440.674	3.748
160.438	0.000	47.978	47.978	9	431.803	3.998
158.302	0.000	46.682	46.682	9	420.142	4.331
156.164	0.000	45.409	45.409	9	408.679	4.664
154.022	0.000	44.157	44.157	9	397.417	4.997
150.803	0.000	42.323	42.323	9	380.903	5.497
147.578	0.000	40.539	40.539	9	364.851	5.997
144.345	0.000	38.807	38.807	9	349.259	6.496
141.104	0.000	37.125	37.125	9	334.126	6.996

137.855	0.000	35.494	35.494	9	319.444	7.496
134.598	0.000	33.912	33.912	9	305.207	7.996
131.333	0.000	32.378	32.378	9	291.406	8.495
128.061	0.000	30.892	30.892	9	278.031	8.995
124.782	0.000	29.452	29.452	9	265.072	9.495
121.498	0.000	28.058	28.058	9	252.520	9.995
118.210	0.000	26.707	26.707	9	240.367	10.494
114.920	0.000	25.401	25.401	9	228.606	10.994
111.632	0.000	24.137	24.137	9	217.231	11.494
108.349	0.000	22.915	22.915	9	206.238	11.993
101.816	0.000	20.598	20.598	9	185.382	12.993
95.370	0.000	18.450	18.450	9	166.054	13.992
89.072	0.000	16.476	16.476	9	148.286	14.992
82.992	0.000	14.680	14.680	9	132.120	15.991
77.201	0.000	13.065	13.065	9	117.584	16.991
71.763	0.000	11.631	11.631	9	104.675	17.990
66.721	0.000	10.371	10.371	9	93.340	18.990
62.100	0.000	9.275	9.275	9	83.478	19.989
57.898	0.000	8.328	8.328	9	74.949	20.988
54.097	0.000	7.511	7.511	9	67.595	21.988
50.669	0.000	6.806	6.806	9	61.256	22.987
47.579	0.000	6.198	6.198	9	55.782	23.987
44.790	0.000	5.671	5.671	9	51.037	24.986
42.268	0.000	5.212	5.212	9	46.906	25.986
39.980	0.000	4.810	4.810	9	43.291	26.985
37.898	0.000	4.457	4.457	9	40.111	27.985
35.997	0.000	4.144	4.144	9	37.298	28.984
34.255	0.000	3.866	3.866	9	34.796	29.984
32.653	0.000	3.618	3.618	9	32.561	30.983
31.176	0.000	3.395	3.395	9	30.553	31.982
29.809	0.000	3.194	3.194	9	28.742	32.982
28.540	0.000	3.011	3.011	9	27.101	33.981
27.360	0.000	2.845	2.845	9	25.609	34.981
26.258	0.000	2.694	2.694	9	24.246	35.980
25.227	0.000	2.555	2.555	9	22.997	36.980
24.261	0.000	2.428	2.428	9	21.849	37.979
23.354	0.000	2.310	2.310	9	20.791	38.979
22.499	0.000	2.201	2.201	9	19.813	39.978

21.693	0.000	2.101	2.101	9	18.905	40.978
20.932	0.000	2.007	2.007	9	18.062	41.977
20.211	0.000	1.920	1.920	9	17.276	42.976
19.528	0.000	1.838	1.838	9	16.543	43.976

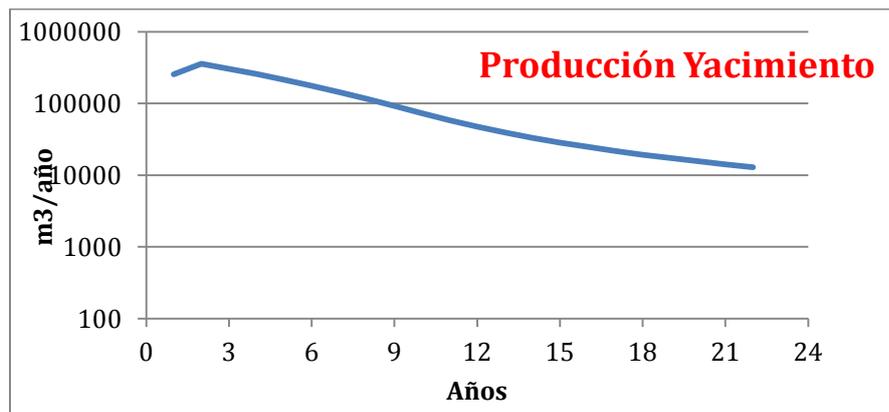


Escenario 3: 20 Pozos perforados

Presión	Qmonof.	Qbif.	Q	N° pozos	Qyac.	t
Kg/cm2	m3/d	m3/d	m3/d		m3/d	años
220.600	53.712	0.000	53.712	7	375.983	0.000
219.189	54.243	0.000	54.243	7	379.698	0.042
217.548	54.848	0.000	54.848	7	383.936	0.083
215.915	55.438	0.000	55.438	7	388.066	0.125
214.174	56.053	0.000	56.053	8	448.423	0.167
212.328	56.689	0.000	56.689	8	453.512	0.208
210.378	57.343	0.000	57.343	9	516.086	0.250
208.327	58.010	0.000	58.010	9	522.094	0.292
206.178	58.688	0.000	58.688	10	586.878	0.333
201.484	53.501	6.541	60.042	11	660.467	0.416
196.453	41.088	19.951	61.039	12	732.468	0.500
191.143	27.910	33.631	61.541	13	800.029	0.583
185.625	14.130	47.347	61.477	14	860.679	0.666
179.641	0.000	60.545	60.545	15	908.175	0.750
178.762	0.000	59.941	59.941	15	899.122	0.833
177.854	0.000	59.319	59.319	16	949.112	0.916
176.886	0.000	58.659	58.659	17	997.208	0.999
175.859	0.000	57.962	57.962	18	1043.307	1.083

174.802	0.000	57.247	57.247	18	1030.437	1.166
173.743	0.000	56.535	56.535	18	1017.625	1.249
172.684	0.000	55.826	55.826	18	1004.874	1.333
171.625	0.000	55.122	55.122	18	992.189	1.416
170.564	0.000	54.421	54.421	18	979.574	1.499
169.503	0.000	53.724	53.724	18	967.032	1.582
168.441	0.000	53.031	53.031	18	954.567	1.666
167.379	0.000	52.343	52.343	18	942.181	1.749
166.316	0.000	51.660	51.660	18	929.879	1.832
165.252	0.000	50.981	50.981	18	917.662	1.916
164.187	0.000	50.307	50.307	18	905.532	1.999
162.056	0.000	48.975	48.975	18	881.545	2.165
159.922	0.000	47.663	47.663	18	857.933	2.332
157.786	0.000	46.373	46.373	18	834.707	2.499
155.646	0.000	45.104	45.104	18	811.877	2.665
153.504	0.000	43.858	43.858	18	789.449	2.832
151.358	0.000	42.635	42.635	18	767.429	2.998
148.134	0.000	40.842	40.842	18	735.165	3.248
144.902	0.000	39.101	39.101	18	703.823	3.498
141.663	0.000	37.411	37.411	18	673.399	3.748
138.415	0.000	35.771	35.771	18	643.882	3.998
134.072	0.000	33.661	33.661	18	605.906	4.331
129.715	0.000	31.637	31.637	18	569.474	4.664
125.346	0.000	29.697	29.697	18	534.539	4.997
118.772	0.000	26.935	26.935	18	484.837	5.497
112.191	0.000	24.349	24.349	18	438.281	5.997
105.630	0.000	21.933	21.933	18	394.791	6.496
99.126	0.000	19.686	19.686	18	354.343	6.996
92.733	0.000	17.610	17.610	18	316.973	7.496
86.517	0.000	15.709	15.709	18	282.756	7.996
80.549	0.000	13.987	13.987	18	251.773	8.495
74.898	0.000	12.448	12.448	18	224.059	8.995
69.620	0.000	11.087	11.087	18	199.566	9.495
64.751	0.000	9.897	9.897	18	178.149	9.995
60.305	0.000	8.865	8.865	18	159.568	10.494
56.273	0.000	7.974	7.974	18	143.525	10.994
52.631	0.000	7.205	7.205	18	129.699	11.494
49.348	0.000	6.543	6.543	18	117.774	11.993

43.697	0.000	5.470	5.470	18	98.455	12.993
39.068	0.000	4.654	4.654	18	83.770	13.992
35.227	0.000	4.020	4.020	18	72.368	14.992
31.996	0.000	3.518	3.518	18	63.323	15.991
29.242	0.000	3.112	3.112	18	56.008	16.991
26.865	0.000	2.777	2.777	18	49.986	17.990
24.792	0.000	2.497	2.497	18	44.954	18.990
22.967	0.000	2.261	2.261	18	40.693	19.989
21.348	0.000	2.058	2.058	18	37.042	20.988
19.901	0.000	1.882	1.882	18	33.883	21.988

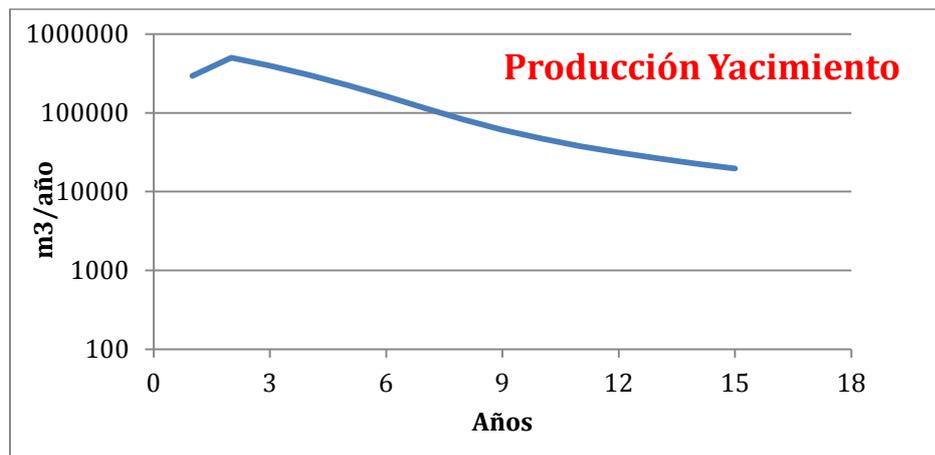


Escenario 4: 30 Pozos perforados

Presión	Qmonof.	Qbif.	Q	N° pozos	Qyac.	t
Kg/cm2	m3/d	m3/d	m3/d		m3/d	años
220.600	53.712	0.000	53.712	7	375.983	0.000
219.189	54.243	0.000	54.243	7	379.698	0.042
217.548	54.848	0.000	54.848	7	383.936	0.083
215.915	55.438	0.000	55.438	7	388.066	0.125
214.174	56.053	0.000	56.053	8	448.423	0.167
212.328	56.689	0.000	56.689	8	453.512	0.208
210.378	57.343	0.000	57.343	9	516.086	0.250
208.327	58.010	0.000	58.010	9	522.094	0.292
206.178	58.688	0.000	58.688	10	586.878	0.333
201.484	53.501	6.541	60.042	11	660.467	0.416
196.236	40.550	20.520	61.071	13	793.917	0.500
190.310	25.834	35.735	61.569	15	923.534	0.583
183.840	9.657	51.674	61.331	17	1042.631	0.666

179.200	0.000	60.242	60.242	18	1084.351	0.750
178.087	0.000	59.479	59.479	20	1189.573	0.833
176.855	0.000	58.638	58.638	22	1290.042	0.916
175.535	0.000	57.742	57.742	23	1328.060	0.999
174.125	0.000	56.791	56.791	25	1419.768	1.083
172.596	0.000	55.767	55.767	27	1505.713	1.166
171.006	0.000	54.712	54.712	27	1477.223	1.249
169.414	0.000	53.666	53.666	27	1448.976	1.333
167.821	0.000	52.629	52.629	27	1420.989	1.416
166.227	0.000	51.603	51.603	27	1393.277	1.499
164.630	0.000	50.587	50.587	27	1365.854	1.582
163.033	0.000	49.583	49.583	27	1338.732	1.666
161.434	0.000	48.590	48.590	27	1311.920	1.749
159.833	0.000	47.608	47.608	27	1285.428	1.832
158.231	0.000	46.639	46.639	27	1259.262	1.916
156.627	0.000	45.683	45.683	27	1233.429	1.999
153.414	0.000	43.807	43.807	27	1182.776	2.165
150.194	0.000	41.981	41.981	27	1133.496	2.332
146.967	0.000	40.207	40.207	27	1085.601	2.499
143.732	0.000	38.485	38.485	27	1039.088	2.665
140.490	0.000	36.813	36.813	27	993.945	2.832
137.240	0.000	35.191	35.191	27	950.155	2.998
132.348	0.000	32.850	32.850	27	886.943	3.248
127.440	0.000	30.616	30.616	27	826.628	3.498
122.517	0.000	28.486	28.486	27	769.112	3.748
117.584	0.000	26.456	26.456	27	714.307	3.998
111.005	0.000	23.900	23.900	27	645.310	4.331
104.450	0.000	21.515	21.515	27	580.898	4.664
97.962	0.000	19.298	19.298	27	521.053	4.997
88.470	0.000	16.294	16.294	27	439.934	5.497
79.484	0.000	13.691	13.691	27	369.646	5.997
71.233	0.000	11.495	11.495	27	310.369	6.496
63.880	0.000	9.691	9.691	27	261.653	6.996
57.475	0.000	8.235	8.235	27	222.343	7.496
51.969	0.000	7.070	7.070	27	190.879	7.996
47.256	0.000	6.136	6.136	27	165.668	8.495
43.215	0.000	5.382	5.382	27	145.320	8.995
39.732	0.000	4.767	4.767	27	128.721	9.495

36.707	0.000	4.260	4.260	27	115.017	9.995
34.060	0.000	3.836	3.836	27	103.565	10.494
31.726	0.000	3.477	3.477	27	93.885	10.994
29.653	0.000	3.171	3.171	27	85.615	11.494
27.798	0.000	2.907	2.907	27	78.479	11.993
26.130	0.000	2.677	2.677	27	72.268	12.493
24.620	0.000	2.475	2.475	27	66.818	12.993
23.247	0.000	2.296	2.296	27	62.003	13.493
21.992	0.000	2.138	2.138	27	57.719	13.992
19.778	0.000	1.868	1.868	27	50.428	14.992

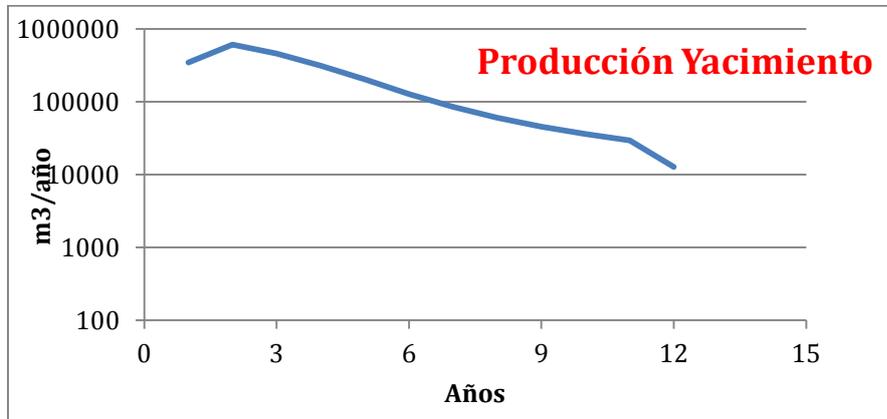


Escenario 5: 40 Pozos perforados

Presión	Qmonof.	Qbif.	Q	N° pozos	Qyac.	t
Kg/cm2	m3/d	m3/d	m3/d		m3/d	años
220.600	53.712	0.000	53.712	7	375.983	0.000
219.189	54.243	0.000	54.243	7	379.698	0.042
217.548	54.848	0.000	54.848	7	383.936	0.083
215.915	55.438	0.000	55.438	7	388.066	0.125
214.057	56.094	0.000	56.094	9	504.842	0.167
211.982	56.806	0.000	56.806	9	511.256	0.208
209.691	57.569	0.000	57.569	11	633.256	0.250
207.193	58.371	0.000	58.371	11	642.079	0.292
204.490	59.204	0.000	59.204	13	769.646	0.333
198.296	45.644	15.090	60.733	15	911.001	0.416
191.667	29.214	32.302	61.516	16	984.255	0.500
184.733	11.897	49.515	61.412	18	1105.413	0.583

179.245	0.000	60.273	60.273	20	1205.457	0.666
178.044	0.000	59.449	59.449	21	1248.437	0.750
176.754	0.000	58.569	58.569	23	1347.092	0.833
175.345	0.000	57.614	57.614	25	1440.339	0.916
173.817	0.000	56.584	56.584	27	1527.778	0.999
172.170	0.000	55.484	55.484	29	1609.036	1.083
170.433	0.000	54.334	54.334	30	1630.030	1.166
168.606	0.000	53.138	53.138	32	1700.426	1.249
166.658	0.000	51.879	51.879	34	1763.902	1.333
164.590	0.000	50.562	50.562	36	1820.219	1.416
162.459	0.000	49.225	49.225	36	1772.105	1.499
160.326	0.000	47.909	47.909	36	1724.736	1.582
158.190	0.000	46.615	46.615	36	1678.137	1.666
156.051	0.000	45.342	45.342	36	1632.326	1.749
153.909	0.000	44.092	44.092	36	1587.318	1.832
151.764	0.000	42.865	42.865	36	1543.123	1.916
149.616	0.000	41.660	41.660	36	1499.746	1.999
145.310	0.000	39.318	39.318	36	1415.443	2.165
140.989	0.000	37.067	37.067	36	1334.403	2.332
136.655	0.000	34.905	34.905	36	1256.576	2.499
132.306	0.000	32.830	32.830	36	1181.887	2.665
127.944	0.000	30.840	30.840	36	1110.249	2.832
123.570	0.000	28.932	28.932	36	1041.570	2.998
116.993	0.000	26.219	26.219	36	943.889	3.248
110.414	0.000	23.679	23.679	36	852.446	3.498
103.864	0.000	21.309	21.309	36	767.109	3.748
97.384	0.000	19.107	19.107	36	687.866	3.998
88.950	0.000	16.439	16.439	36	591.810	4.331
80.905	0.000	14.087	14.087	36	507.144	4.664
73.415	0.000	12.058	12.058	36	434.091	4.997
63.458	0.000	9.592	9.592	36	345.295	5.497
55.180	0.000	7.740	7.740	36	278.624	5.997
48.438	0.000	6.364	6.364	36	229.121	6.496
42.955	0.000	5.335	5.335	36	192.063	6.996
38.456	0.000	4.550	4.550	36	163.810	7.496
34.715	0.000	3.939	3.939	36	141.802	7.996
31.562	0.000	3.453	3.453	36	124.292	8.495
28.869	0.000	3.058	3.058	36	110.090	8.995

26.541	0.000	2.733	2.733	36	98.373	9.495
24.508	0.000	2.460	2.460	36	88.561	9.995
22.716	0.000	2.229	2.229	36	80.236	10.494
21.124	0.000	2.030	2.030	36	73.094	10.994
19.700	0.000	1.858	1.858	36	66.904	11.494



Resumiendo los 5 escenarios planteados:

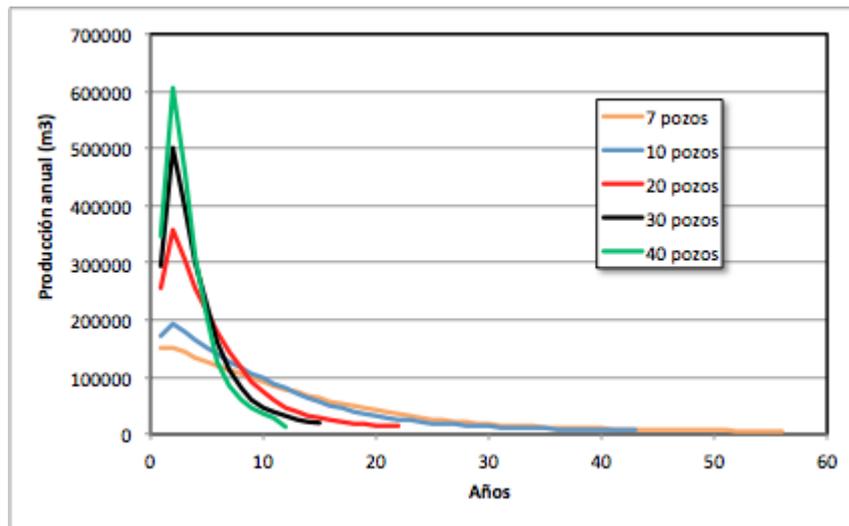
Escenario base		Escenario I		Escenario II		Escenario III		Escenario IV	
Pozos perforados	8	Pozos perforados	10	Pozos perforados	20	Pozos perforados	30	Pozos perforados	40
Pozos productivos	7	Pozos productivos	9	Pozos productivos	18	Pozos productivos	27	Pozos productivos	36
t	Prod. anual								
años	m ³								
1	150927	1	173163	1	255017	1	295750	1	346520
2	151462	2	191451	2	356613	2	501840	2	607244
3	142837	3	177512	3	304729	3	396823	3	460208
4	134523	4	164061	4	257006	4	302320	4	312648
5	126458	5	151201	5	214574	5	224217	5	201848
6	118680	6	138995	6	177155	6	161476	6	127981
7	111202	7	127451	7	144297	7	114186	7	84718
8	104039	8	116574	8	115919	8	81826	8	60327

9	97191	9	106344	9	92145	9	60879	9	45643
10	90656	10	96735	10	73082	10	47221	10	36060
11	84425	11	87722	11	58442	11	37942	11	29378
12	78490	12	79281	12	47488	12	31336	12	12768
13	72857	13	71432	13	39440	13	26433		
14	67482	14	64102	14	33238	14	22667	Total	2325345
15	62374	15	57336	15	28480	15	19726		
16	57531	16	51146	16	24750				
17	52948	17	45546	17	21766				
18	48628	18	40540	18	19333	Total	2324642		
19	44574	19	36118	19	17317				
20	40791	20	32252	20	15622				
21	37284	21	28897	21	14179				
22	34057	22	26000	22	12937				
23	31110	23	23503						
24	28437	24	21348						
25	26027	25	19484	Total	2323529				
26	23867	26	17865						
27	21936	27	16452						
28	20214	28	15213						
29	18681	29	14119						
30	17314	30	13150						
31	16094	31	12286						
32	15003	32	11512						
33	14025	33	10815						

34	13145	34	10186
35	12352	35	9614
36	11634	36	9093
37	10982	37	8617
38	10388	38	8180
39	9846	39	7778
40	9349	40	7406
41	8892	41	7062
42	8471	42	6743
43	8081	43	6446
44	7721	44	6169
45	7386		
46	7074	Total	2326899
47	6783		
48	6511		
49	6256		
50	6017		
51	5793		
52	5581		
53	5381		
54	5193		
55	5015		
56	4846		

Total	2324818
-------	---------

Caso Base		Escenario I		Escenario II		Escenario III		Escenario IV	
Tiempo Años	Prod Acumulada m3	Tiempo Años	Prod Acumulada m3	Tiempo Años	Prod Acumulada m3	Tiempo Años	Prod Acumulada m3	Tiempo Años	Prod Acumulada m3
56	2324818.159	44	2326898.825	22	2323528.542	15	2324641.677	12	2325344.821



Del grafico podemos concluir que la produccion mas intensiva se realiza con los 40 pozos en el menor tiempo.

Análisis Económico

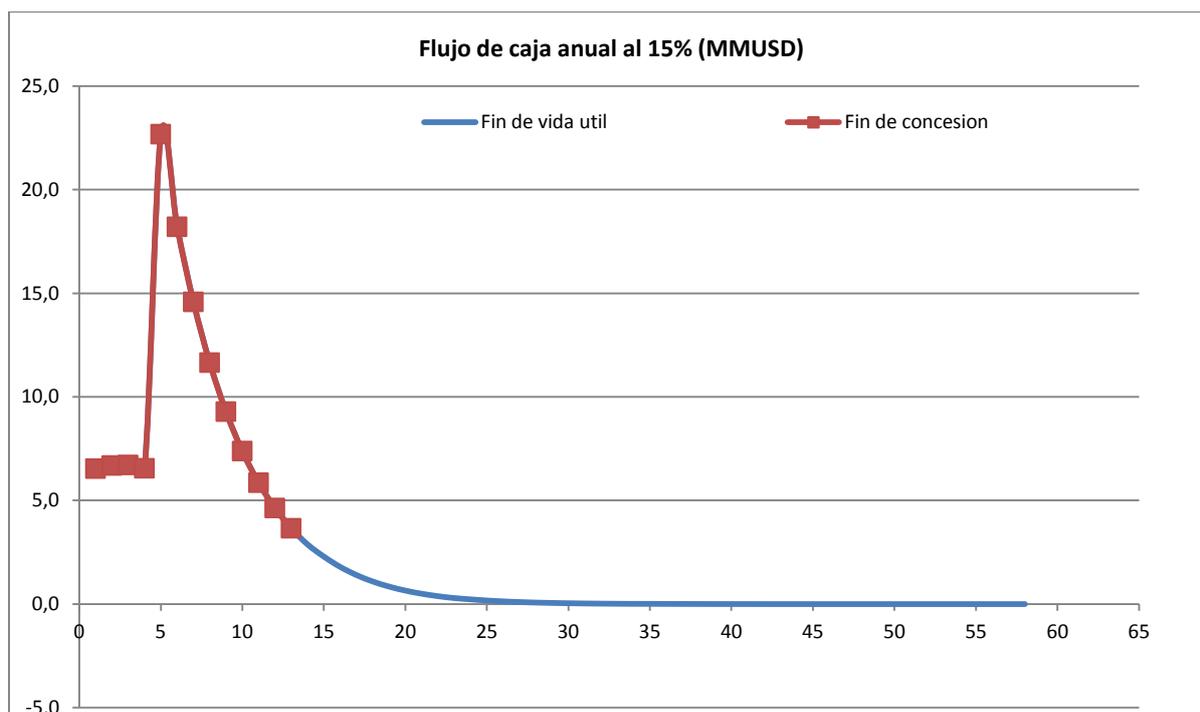
Escenario 1: 7 pozos perforados

Podemos observar que el caso de continuidad en el cual hay perforados 7 pozos, presenta un valor presente neto de 137,5 MMUSD si lo evaluamos hasta el fin de la vida útil del yacimiento, es decir durante 56 años. Si se evalúa el proyecto hasta el fin de la concesión, es decir durante 10 años, podemos observar que el valor presente neto se reduce en 13 MMUSD. Esta baja se explica a que se recuperan menos reservas con el mismo nivel de inversión y gastos. Las reservas recuperadas hasta el fin de la concesión son de 7.7 MMbarriles, mientras que hasta el fin de la vida útil se recupera el doble, 14.6 MMbarriles.

En el supuesto que se decida que la compañía no quiere invertir, ni siquiera un monto mínimo y se quiera seguir con el desarrollo actual, habría que analizar si preferimos tener un valor presente 13 MMUSD mayor pero seguir produciendo por 46 años más. Nosotros creemos que sería conveniente producir hasta el fin de la concesión, obteniendo un valor presente de 124 MMUSD y luego buscar otro proyecto que sea más atractivo.

Este escenario no tiene máxima exposición ya que no llega en ningún año a flujo de caja negativo.

En cuanto al flujo de caja anual descontado al 15%, el siguiente gráfico muestra los mismos para ambos casos. Se puede ver que los flujos que siguen al año 10 son muy bajos, por eso es que los 46 años siguientes no agregan mucho valor al valor presente neto del proyecto,



A vida útil

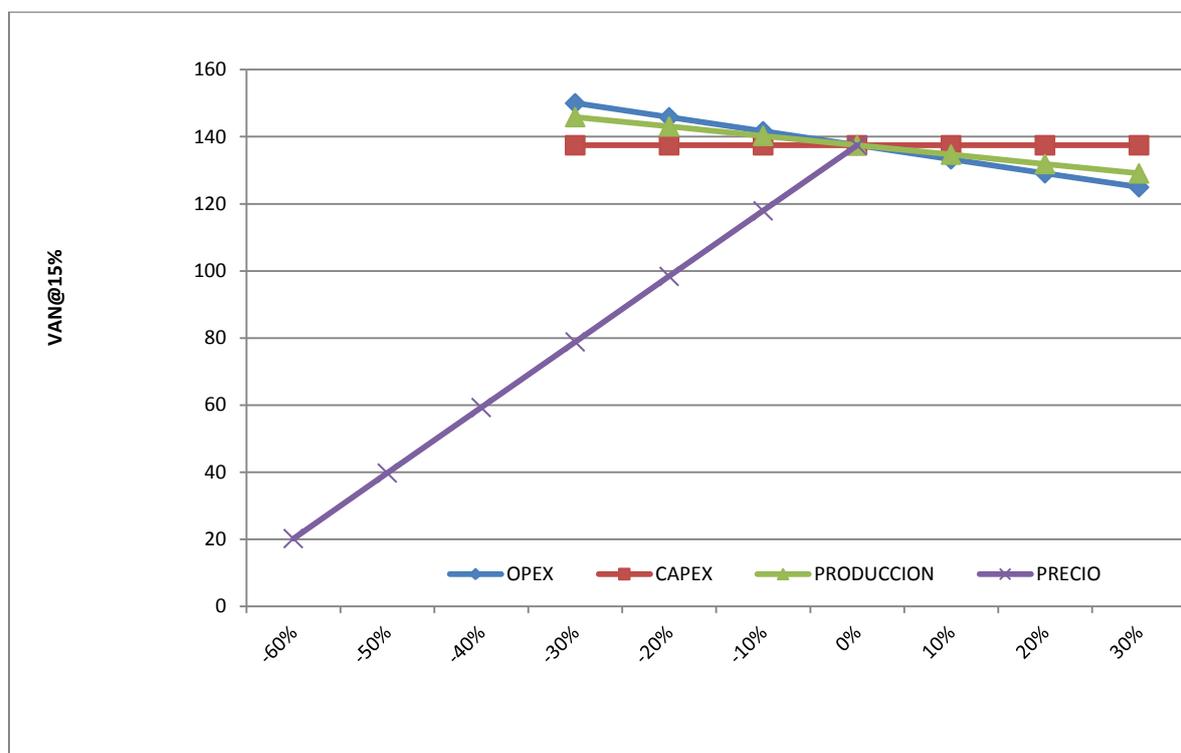
VAN	10%	\$169,74
VAN	15%	\$137,49
VAN	20%	\$115,95
Max Exposición	MMUSD	-
Periodo de repago	años	-
IVAN	MMUSD	No existe
Reservas	MMbbl	\$14,62
Tiempo de proyecto	años	56,0

A final de la concesión

VAN	10%	\$145,16
VAN	15%	\$124,41
VAN	20%	\$108,62
Max Exposición	MMUSD	-
Periodo de repago	años	-
IVAN	MMUSD	No existe
Reservas	MMbbl	7,7
Tiempo de proyecto	años	10,0

En cuanto a las sensibilidades, podemos observar que el proyecto es muy sensible a los precios. También es sensible a la producción y a los OPEX, pero de manera mucho menos significativa. Podemos ver que con una caída del 30% del precio, el valor presente se reduce en más del 40%. Con un precio Medanita de 35 USD/bbl, el valor presente se reduce 70%.

El proyecto no es sensible al CAPEX, ya que no existen inversiones.



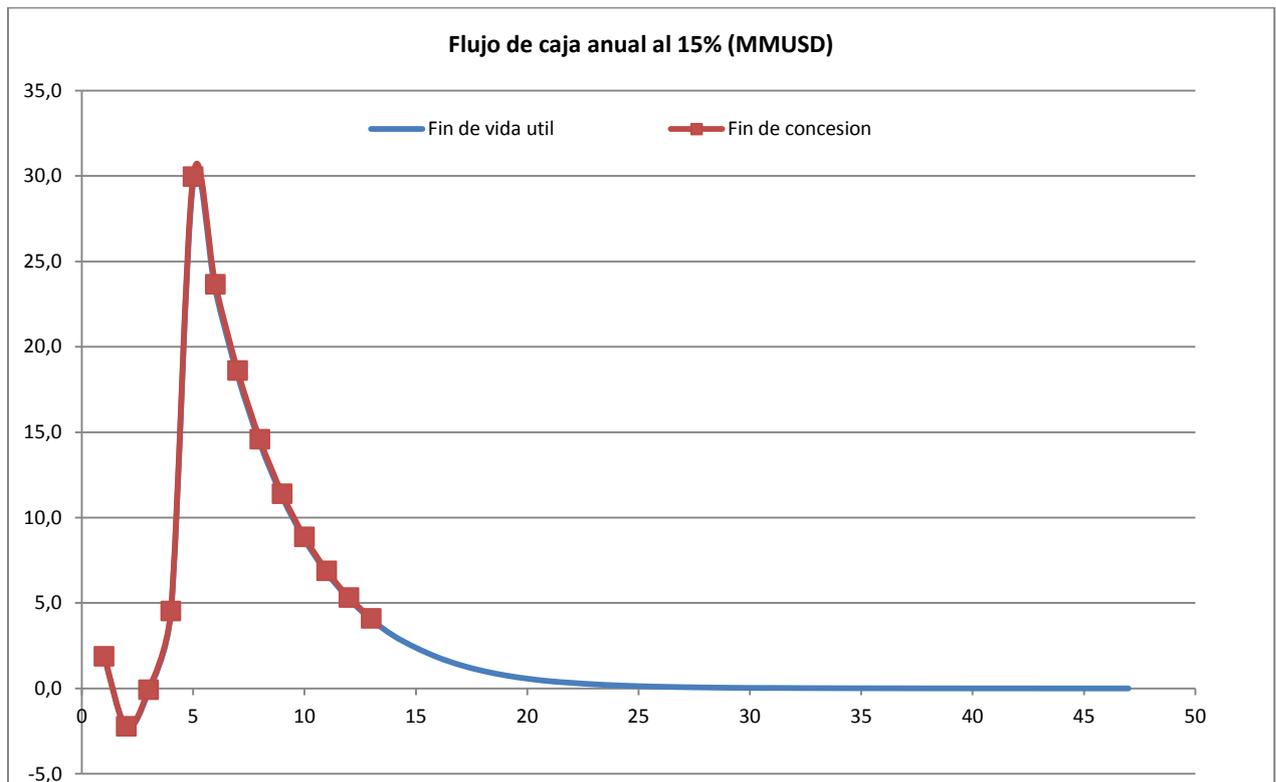
Escenario 2: 10 pozos perforados

Podemos observar que en este caso, se consideran 10 pozos, los 8 ya perforados y 2 nuevos. Presenta un valor presente neto de 138.1 MMUSD si lo evaluamos hasta el fin de la vida útil del yacimiento, es decir durante 44 años. Si se evalúa el proyecto hasta el fin de la concesión, es decir durante 10 años, podemos observar que el valor presente neto se reduce en 10.5 MMUSD. Esta baja se explica a que se recuperan menos reservas con el mismo nivel de inversión y gastos. Las reservas recuperadas hasta el fin de la concesión son de 9 MMbarriles, mientras que hasta el fin de la vida útil se recuperan 14.6 MMbarriles.

En este caso se invierte dinero en perforación, camionetas y facilities. A igual que en el caso anterior, si la compañía se decide por este escenario, debe decidir si hacerlo hasta el fin de la concesión o hasta el fin de la vida útil. El valor presente no presenta mucha diferencia en dinero (10.5 MMUSD) pero sí en años (36 años). Nosotros creemos que sería conveniente producir hasta el fin de la concesión, obteniendo un valor presente de 128 MMUSD y luego buscar otro proyecto que sea más atractivo.

La máxima exposición de este escenario es baja, ronda los 0.5 MMUSD en ambos casos, por lo que no es un problema para la empresa en lo que respecta a la situación de caja.

En cuanto al flujo de caja anual descontado al 15%, el siguiente gráfico muestra los mismos para ambos casos. Se puede ver que los flujos que siguen al año 10 son muy bajos, por eso es que los 34 años siguientes no agregan mucho valor al valor presente neto del proyecto.



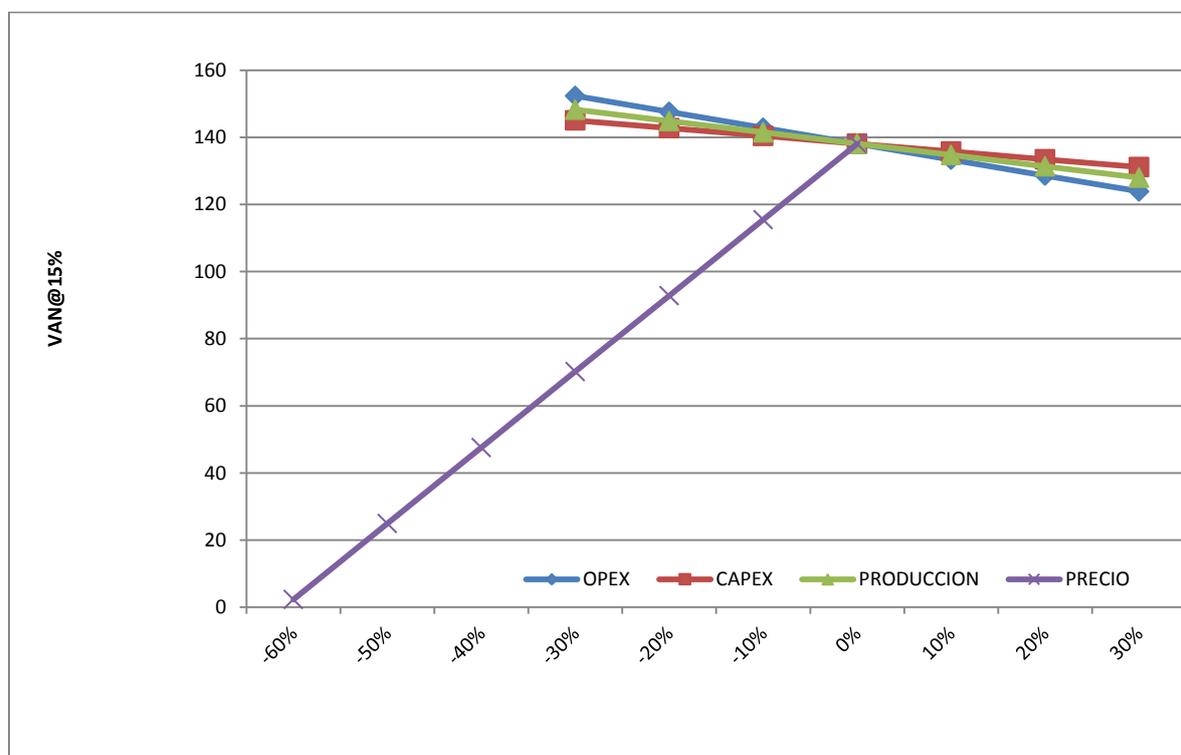
A vida útil

VAN	10%	\$173,34
VAN	15%	\$138,10
VAN	20%	\$114,01
Max Exposición	MMUSD	-\$0,67
Periodo de repago	años	\$3,10
IVAN	MMUSD	\$56,68
Reservas	MMbbl	14,6
Tiempo de proyecto	años	44,0

A final de la concesión

VAN	10%	\$152,41
VAN	15%	\$127,59
VAN	20%	\$108,70
Max Exposición	MMUSD	-\$0,49
Periodo de repago	años	3,1
IVAN	MMUSD	\$55,91
Reservas	MMbbl	9,1
Tiempo de proyecto	años	10,0

En cuanto a las sensibilidades, podemos observar que el proyecto es muy sensible a los precios. También es sensible a la producción, al CAPEX y a los OPEX, pero de manera mucho menos significativa. Podemos ver que con una caída del 30% del precio, el valor presente se reduce en más del 40%. Con un precio Medanita de 35 USD/bbl, el valor presente se reduce 70%.



Comparando este caso con el escenario 1 de continuidad de 7 pozos:

Al final de la concesión

	Continuidad (7 pozos)	10 pozos
VAN@15%	124,4	127,6
Max Exposición	-	-0,5
Periodo de Repago	-	3,1
IVAN	No existe	55,9
Reservas	7,7	9,1
Años de proyecto	10,0	10,0

Al final de la vida útil

	Continuidad (7 pozos)	10 pozos
VAN@15%	137,5	138,1
Max Exposición	-	-0,7
Periodo de Repago	-	3,1
IVAN	No existe	56,7
Reservas	14,6	14,6
Años de proyecto	56,0	44,0

Si no existe restricción de CAPEX y la empresa está dispuesta a enfrentar una exposición de caja de -0.5 MMUSD, recomendamos la opción de 10 pozos a fin de concesión, ya que el valor presente es mayor y se recuperan más reservas.

Escenario 3: 20 pozos perforados

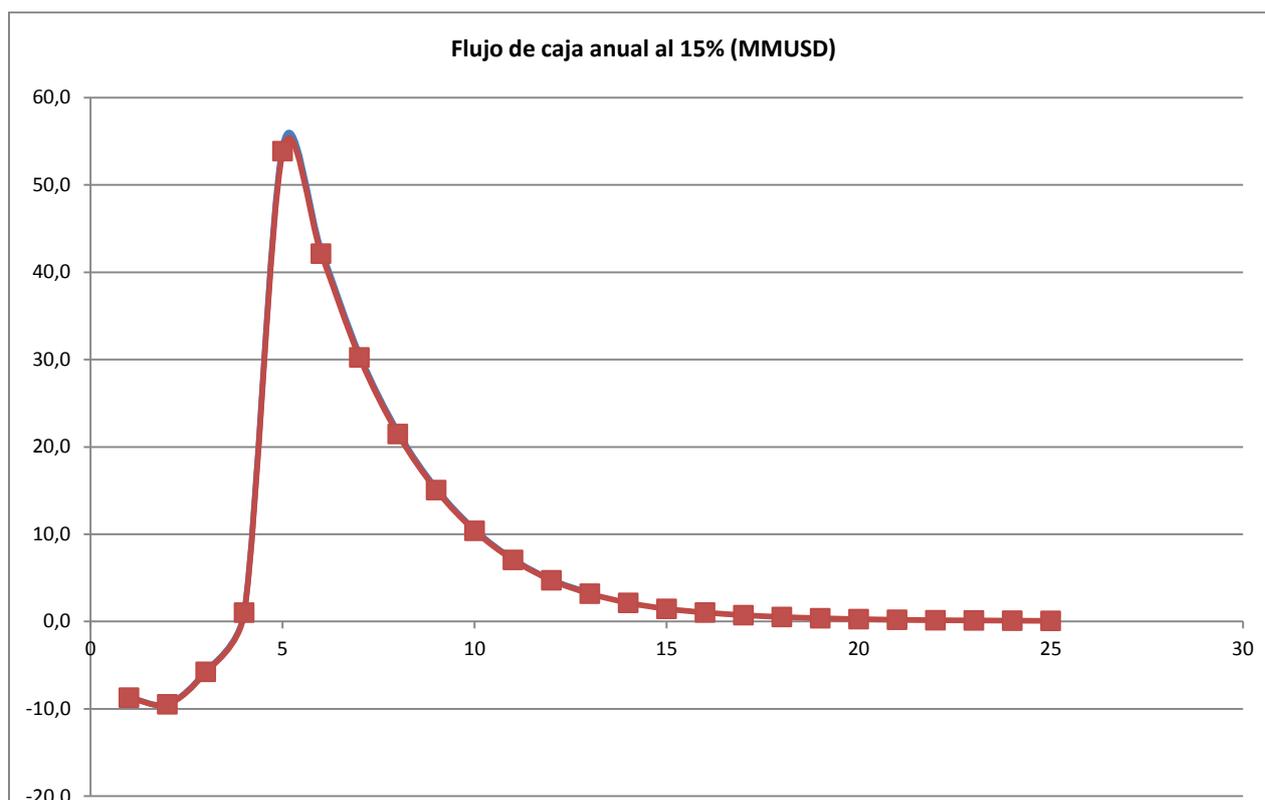
Podemos observar que en este caso, se consideran 20 pozos, los 8 ya perforados y 12 nuevos (11 productivas más uno seco). Presenta un valor presente neto de 172 MMUSD si lo evaluamos hasta el fin de la vida útil del yacimiento, es decir durante 22 años. Si se evalúa el proyecto hasta el fin de la concesión, es decir durante 10 años, podemos observar que el valor presente neto se reduce en 4.6 MMUSD. Esta baja se explica a que se recuperan menos reservas con el mismo nivel de inversión y gastos. Las reservas recuperadas hasta el fin de la concesión son de 12.5 MMbarriles, mientras que hasta el fin de la vida útil se recuperan 14.6 MMbarriles. La diferencia no es muy significativa

En este caso se invierte dinero en perforación, camionetas y facilities. A igual que en el caso anterior, si la compañía se decide por este escenario, debe decidir si hacerlo hasta el fin de la concesión o hasta el fin de la vida útil. El valor presente no presenta mucha diferencia en

dinero (4.6 MMUSD) pero significa diferencia de años de operación (12 años). Nosotros creemos que sería conveniente producir hasta el fin de la concesión, obteniendo un valor presente y unas reservas similares a que si lo hiciera hasta el fin de la vida útil y luego buscar otro proyecto que sea más atractivo durante los 12 años de diferencia.

La máxima exposición de este escenario ya no es baja como en caso de 10 pozos, ronda los 25 MMUSD en ambos casos. Por lo que la empresa debe estar dispuesta a tener esta exposición de caja negativa durante casi dos años.

En cuanto al flujo de caja anual descontado al 15%, el siguiente gráfico muestra los mismos para ambos casos:



A vida útil

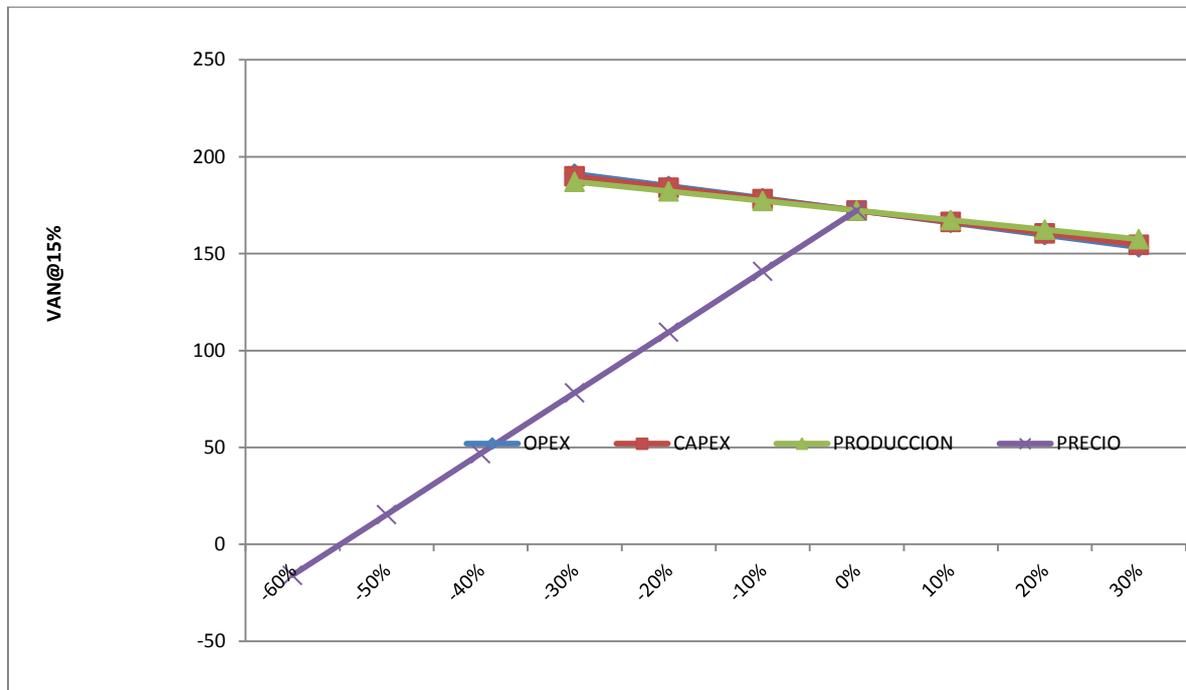
VAN	10%	\$210,32
VAN	15%	\$172,28
VAN	20%	\$144,03
Max Exposición	MMUSD	- 25,15
Periodo de repago	años	4,40

IVAN	MMUSD	\$7,19
Reservas	MMbbl	14,6
Tiempo de proyecto	años	22,0

Al final de la concesión

VAN	10%	\$200,51
VAN	15%	\$167,65
VAN	20%	\$142,07
Max Exposición	MMUSD	- 24,97
Periodo de repago	años	4,40
IVAN	MMUSD	\$7,05
Reservas	MMbbl	12,5
Tiempo de proyecto	años	10,0

En cuanto a las sensibilidades, podemos observar que el proyecto es muy sensible a los precios. También es sensible a la producción, al CAPEX y a los OPEX, pero de manera mucho menos significativa. Podemos ver que con una caída del 30% del precio, el valor presente se reduce en más del 50%. Con un precio Mediano de 32 USD/bbl, el valor presente neto resulta 0.



Comparando este caso con los dos anteriores:

Fin de concesión

	Continuidad (7 pozos)	10 pozos	20 pozos
VAN@15%	124,4	127,6	167,7
Max Exposición	-	-0,5	-25,0
Periodo de Repago	-	3,1	4,4
IVAN	No existe	55,9	7,0
Reservas	7,7	9,1	12,5
Años de proyecto	10,0	10,0	10,0

Fin de la vida útil

	Continuidad (7 pozos)	10 pozos	20 pozos
VAN@15%	137,5	138,1	172,3
Max Exposición	-	-0,7	-25,2
Periodo de Repago	-	3,1	4,4
IVAN	No existe	56,7	7,2
Reservas	14,6	14,6	14,6
Años de proyecto	56,0	44,0	22,0

Si no existe restricción de CAPEX y la empresa está dispuesta a enfrentar una exposición de caja de -25 MMUSD, recomendamos la opción de 20 pozos a fin de concesión, ya que presenta un valor presente neto mucho más alto que la alternativa de 7 pozos o 10 pozos, las reservas recuperadas son mayores. Este caso presente un IVAN de 7, es decir que se ganan 7 USD por cada dólar invertido, descontado a 15%. Si existe restricción de CAPEX, continuamos con la opción de 10 pozos.

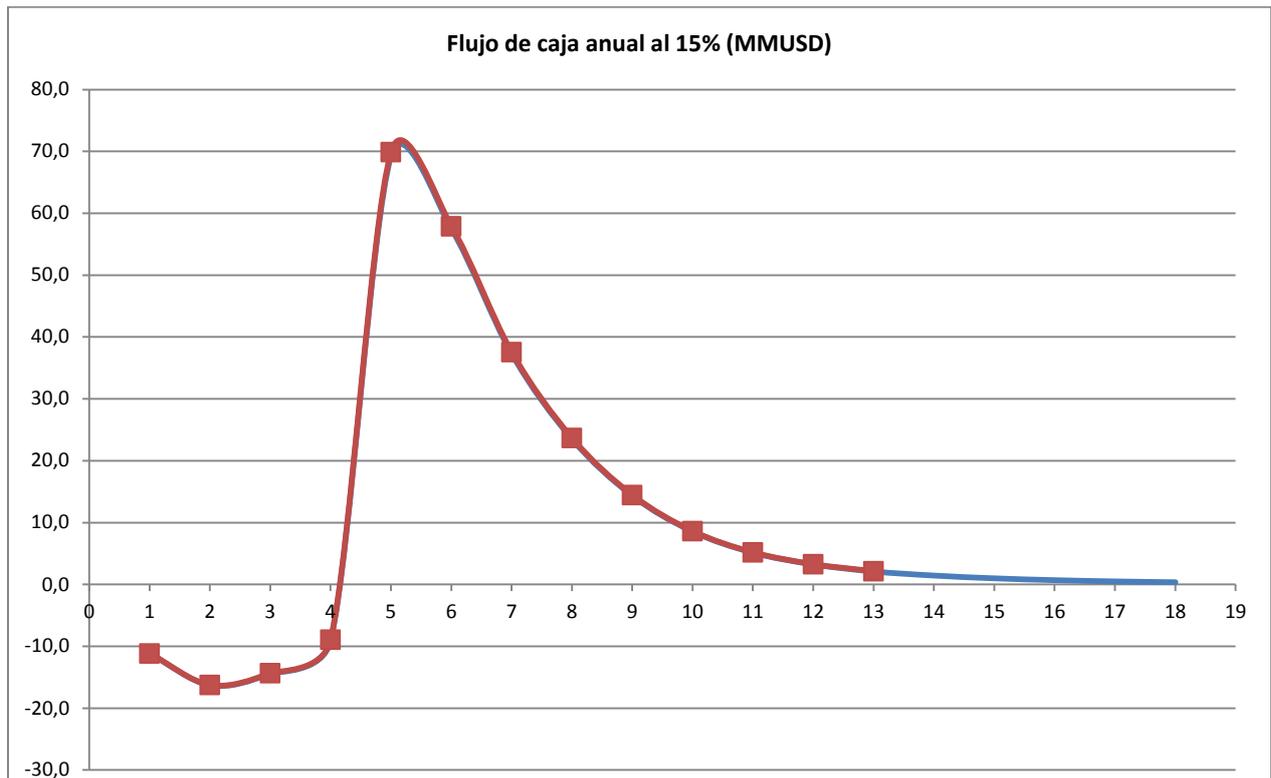
Escenario 4: 30 pozos perforados

Podemos observar que en este caso, se consideran 30 pozos, los 8 ya perforados y 22 nuevos (20 productivas más 2 secos). Presenta un valor presente neto de 174 MMUSD si lo evaluamos hasta el fin de la vida útil del yacimiento, es decir durante 15 años. Si se evalúa el proyecto hasta el fin de la concesión, es decir durante 10 años, podemos observar que el valor presente neto se reduce en 2 MMUSD. Esta baja se explica a que se recuperan menos reservas con el mismo nivel de inversión y gastos. Las reservas recuperadas hasta el fin de la concesión son de 13.8 MMbarriles, muy parecidas a los 14.6 MMbarriles que se recuperan si se produce 5 años más, hasta el fin de la vida útil.

En este caso se invierte dinero en perforación, camionetas y facilities. A igual que en el caso anterior, si la compañía se decide por este escenario, debe decidir si hacerlo hasta el fin de la concesión o hasta el fin de la vida útil. El valor presente es casi el mismo (diferencia de 2 MMUSD) pero se debe operar durante 5 años más. Nosotros creemos que sería conveniente producir hasta el fin de la concesión, obteniendo un valor presente y unas reservas similares a que si lo hiciera hasta el fin de la vida útil y aprovechar los 5 años de diferencia para buscar otro proyecto que sea más rentable durante ese período.

La máxima exposición de este escenario es alta y es el doble que en el caso de 20 pozos. Ronda los 55 MMUSD en ambos casos. La empresa debe estar dispuesta a tener alta exposición negativa de caja durante 3 años, la cual no siempre es 55 MMUSD pero sí es significativa.

En cuanto al flujo de caja anual descontado al 15%, el siguiente gráfico muestra los mismos para ambos casos. Podemos ver que son flujos muy parecidos:



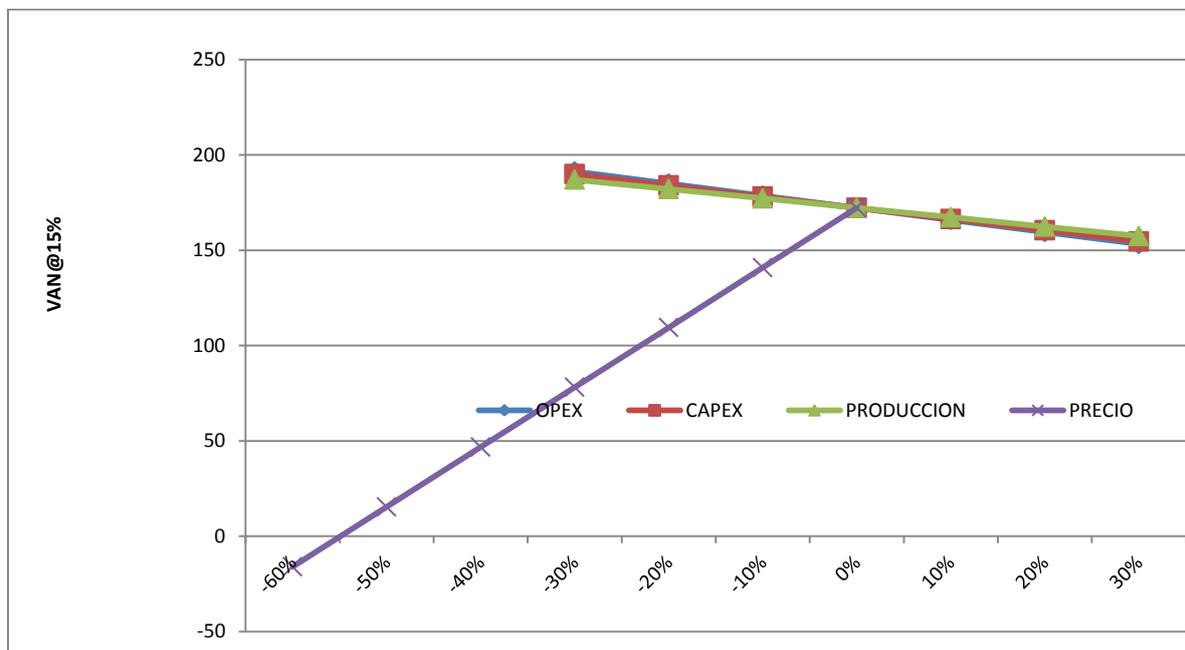
A vida útil

VAN	10%	\$210,32
VAN	15%	\$174,14
VAN	20%	\$146,07
Max Exposición	MMUSD	-\$54,46
Periodo de repago	años	4,6
IVAN	MMUSD	\$3,42
Reservas	MMbbl	14,6
Tiempo de proyecto	años	15,0

Al final de la concesión

VAN	10%	\$205,68
VAN	15%	\$172,01
VAN	20%	\$145,32
Max Exposición	MMUSD	-\$54,22
Periodo de repago	años	4,6
IVAN	MMUSD	\$3,39
Reservas	MMbbl	\$13,75
Tiempo de proyecto	años	10,0

En cuanto a las sensibilidades, podemos observar que el proyecto es muy sensible a los precios. También es sensible a la producción, al CAPEX y a los OPEX, pero de manera mucho menos significativa. Podemos ver que con una caída del 30% del precio, el valor presente se reduce en más del 60%. Con un precio Mediano de 36 USD/bbl, el valor presente neto resulta 0.



Comparando este caso con los dos anteriores:

Fin de concesión

	Continuidad (7 pozos)	10 pozos	20 pozos	30 pozos
VAN@15%	124,4	127,6	167,7	172,0
Max Exposición (MMUSD)	-	-0,5	-25,0	-54,2
Periodo de Repago (años)	-	3,1	4,4	4,6
IVAN	No existe	55,9	7,0	3,4
Reservas (MMbbl)	7,7	9,1	12,5	13,8
Años de proyecto	10,0	10,0	10,0	10,0

Fin de la vida útil

	Continuidad (7 pozos)	10 pozos	20 pozos	30 pozos
VAN@15%	137,5	138,1	172,3	174,1
Max Exposición	-	-0,7	-25,2	-54,5
Periodo de Repago	-	3,1	4,4	4,6
IVAN	No existe	56,7	7,2	3,4
Reservas (MMbbl)	14,6	14,6	14,6	14,6
Años de proyecto	56,0	44,0	22,0	15,0

Analizando estos números seguimos recomendando la opción de 20 pozos, ya que el valor presente neto y las reservas no presentan mucha diferencia al escenario de 30 pozos. La máxima exposición del escenario de 30 pozos es mucho más importante que en el caso de 20 pozos, es el doble, y la empresa debería estar dispuesta a enfrentarla. Por último y para definir la selección, vemos el IVAN, podemos que en el caso de 20 pozos el IVAN es de 7, bastante mayor que el del escenario de 20 pozos que es de 3. Esto quiere decir que por cada dólar de flujo negativo descontado, ganamos 7 USD.

Escenario 5: 40 pozos perforados

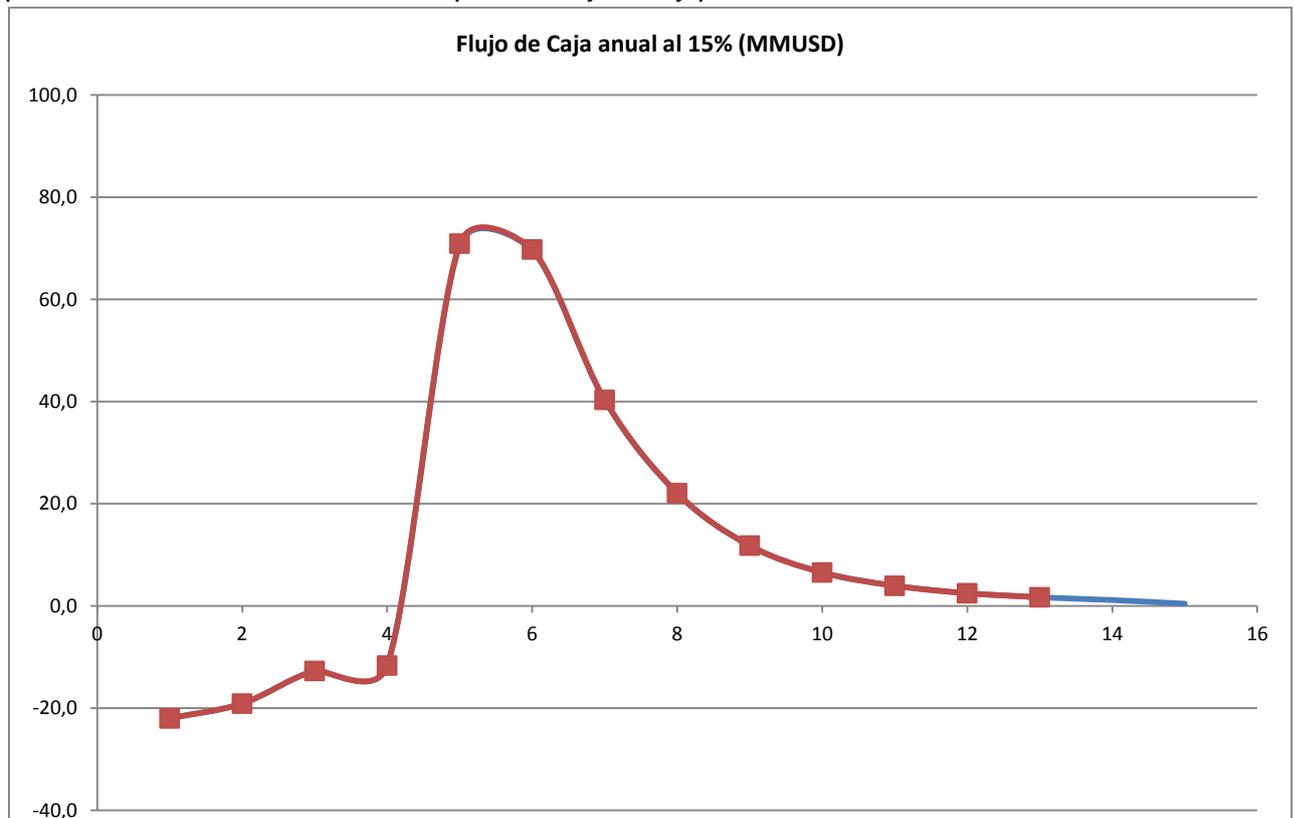
Podemos observar que en este caso, se consideran 40 pozos, los 8 ya perforados y 32 nuevos (29 productivas más 3 secos). Presenta un valor presente neto de 165 MMUSD si lo evaluamos hasta el fin de la vida útil del yacimiento, es decir durante 12 años. Si se evalúa el proyecto hasta el fin de la concesión, es decir durante 10 años, podemos observar que el valor presente neto se reduce en 0.7 MMUSD. Esta baja se explica a que se recuperan menos reservas con el mismo nivel de inversión y gastos. Las reservas recuperadse hasta

el fin de la concesión son de 14.4 MMbarriles, muy parecidas a los 14.6 MMbarriles que se recuperan si se produce 2 años más, hasta el fin de la vida útil.

En este caso se invierte dinero en perforación, camionetas y facilities. A igual que en el caso anterior, si la compañía se decide por este escenario, debe decidir si hacerlo hasta el fin de la concesión o hasta el fin de la vida útil. Sin embargo, en este escenario no hay casi diferencia entre desarrollar hasta fin de vida útil y fin de concesión. El valor presente es casi el mismo (diferencia de 0.7 MMUSD) pero se debe operar durante 2 años más.

La máxima exposición de este escenario es muy alta y ronda los 70 MMUSD en ambos casos. La empresa debe estar dispuesta a tener alta exposición negativa de caja durante 3 años, la cual no siempre es 55 MMUSD pero sí es significativa.

En cuanto al flujo de caja anual descontado al 15%, el siguiente gráfico muestra los mismos para ambos casos. Podemos ver que son flujos muy parecidos:



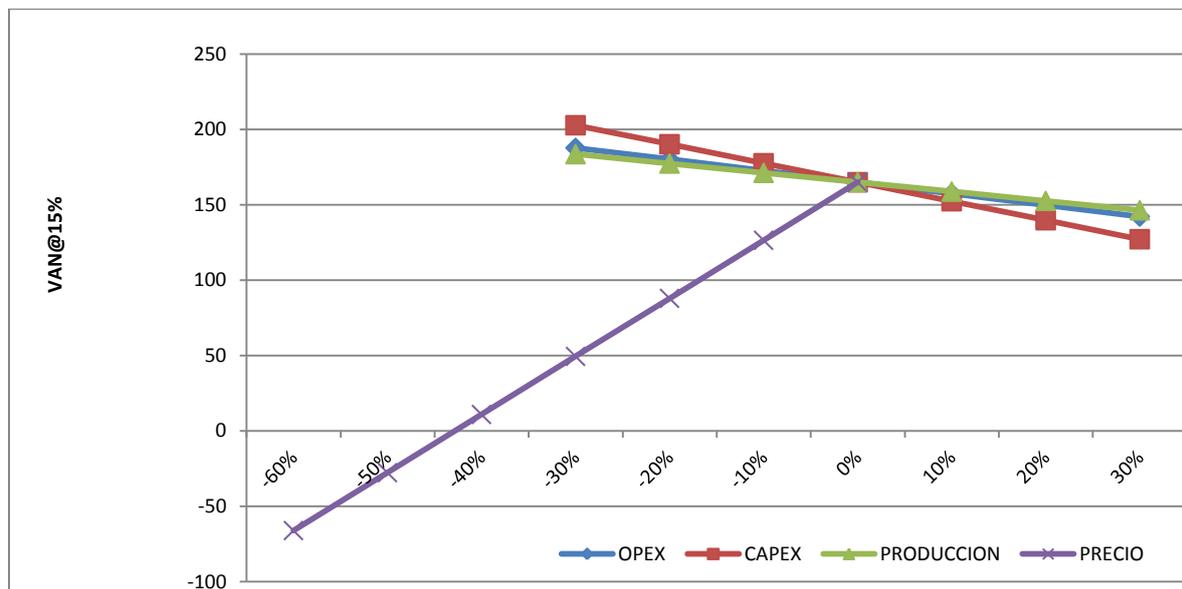
A vida útil

VAN	10%	\$198,49
VAN	15%	\$165,02
VAN	20%	\$138,37
Max Exposición	MMUSD	-\$69,63
Periodo de repago	años	4,8
IVAN	MMUSD	\$2,52
Reservas	MMbbl	\$14,62
Tiempo de proyecto	años	12,0

Al final de la concesión

VAN	10%	\$196,92
VAN	15%	\$164,30
VAN	20%	\$138,14
Max Exposición	MMUSD	-\$69,52
Periodo de repago	años	4,8
IVAN	MMUSD	\$2,51
Reservas	MMbbl	\$14,36
Tiempo de proyecto	años	10,0

En cuanto a las sensibilidades, podemos observar que el proyecto es muy sensible a los precios. También es sensible a la producción, al CAPEX y a los OPEX, pero de manera mucho menos significativa. Podemos ver que con una caída del 30% del precio, el valor presente se reduce en casi 60%. Con un precio Medanita de 40 USD/bbl, el valor presente neto resulta 0.



Comparando este caso con los dos anteriores:

Fin de concesión

	Continuidad (7 pozos)	10 pozos	20 pozos	30 pozos	40 pozos
VAN@15%	124,4	127,6	167,7	172,0	164,3
Max Exposición	-	-0,5	-25,0	-54,2	-69,5
Periodo de Repago	-	3,1	4,4	4,6	4,8
IVAN	No existe	55,9	7,0	3,4	2,5
Reservas	7,7	9,1	12,5	13,8	14,4
Años de proyecto	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0

Fin de la vida útil

	Continuidad (7 pozos)	10 pozos	20 pozos	30 pozos	40 pozos
VAN@15%	137,5	138,1	172,3	174,1	165,0
Max Exposición	-	-0,7	-25,2	-54,5	-69,6
Periodo de Repago	-	3,1	4,4	4,6	4,8
IVAN	No existe	56,7	7,2	3,4	2,5

Reservas	14,6	14,6	14,6	14,6	14,6
Años de proyecto	56,0	44,0	22,0	15,0	12,0

Analizando estos números, podemos observar que desarrollar 40 pozos, reduce el valor presente del proyecto comparado con el escenario de 20 o 30 pozos. Por lo tanto, seguimos **eligiendo el escenario de 20 pozos** por las razones ya mencionadas.