



**ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS
NATURAL**

RAMA RESERVORIOS

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

PLAN DE DESARROLLO DEL YACIMIENTO

“La Aceleración”

Director: Rosbaco, Juan

Tutores:

Bernardi, Mario

Arilla, Fernando

Integrantes:

Barrere, Juan Pablo - Beltran, Alejandro.

Collell, Leandro - Gagno, Ariel.

Jiménez, Edgar - Magnelli, Damián.

11 de Diciembre de 2015

INDICE.

1.-OBJETIVO	3
2.-DATOS DISPONIBLES	3
2.1 Mapa Estructural	3
2.2 Tabla Propiedades.....	4
2.3 Parámetros PVT	5
2.3.1 Factor de Volumen de Petróleo y Relación Gas Disuelto	5
2.3.2 Factor de Volumen de Gas y Factor de Compresibilidad	6
2.3.3 Viscosidad del Petróleo y Viscosidad del Gas.....	6
2.3.4 Permeabilidad relativa del Sistema Gas - Petróleo	7
3.-CALCULO DEL PETROLEO ORIGINAL IN SITU (OOIP).....	7
4.-FACTOR DE RECUPERACIÓN POR BALANCE DE MATERIA	9
4.1 Balance de Materia por encima del Punto de Burbuja	10
4.2 Balance de Materia por debajo del Punto de Burbuja	11
4.3 Curva de Performance del Yacimiento.....	13
5.-COMPORTAMIENTO DEL POZO PROMEDIO POR CURVA IPR.....	12
6.-PRONOSTICOS DE PRODUCCIÓN.	14
6.1. Caso Base.....	15
6.2. Escenario I: 10 Pozos.....	16
6.3. Escenario II: 20 Pozos.....	17
6.4. Escenario III: 30 Pozos.....	18
6.5. Escenario IV: 40 Pozos	19
6.6. Producción de Petróleo(Np Fracción) Vs Presión (Monofásica – Bifásica)	20
6.7. Permeabilidad Relativas(Kro Fracción) Vs Presión.....	21
7.-EVALUACIÓN ECONOMICA.	22
7.1 Escenario I: 10 Pozos.....	23
7.2 Escenario II: 20 Pozos.....	23
7.3 Escenario III: 30 Pozos.....	24
7.4 Escenario IV: 40 Pozos	24
8.-INDICADORES FINANCIEROS.	25
9.-ANALISIS DE SENSIBILIDAD.	26
10.-CONCLUSIONES.	28
11.-RECOMENDACIÓN	28
ANEXO	29

1. OBJETIVO

Realizar una evaluación Técnica – Económica de un proyecto de aceleración, basándose en la información obtenida de 7 pozos productivos y 1 improductivo, existentes en el Yacimiento “La Aceleración” con el fin de definir la cantidad óptima de pozos a perforar entre los siguientes escenarios: 10 pozos, 20 pozos, 30 Pozos, 40 pozos.

2. DATOS DISPONIBLES

2.1. Mapa Estructural

El mapa estructural (Figura N°1) que representa las estructuras geológicas del yacimiento La Aceleración, están referidos al tope de la zona productiva (equidistancia: 05 m).

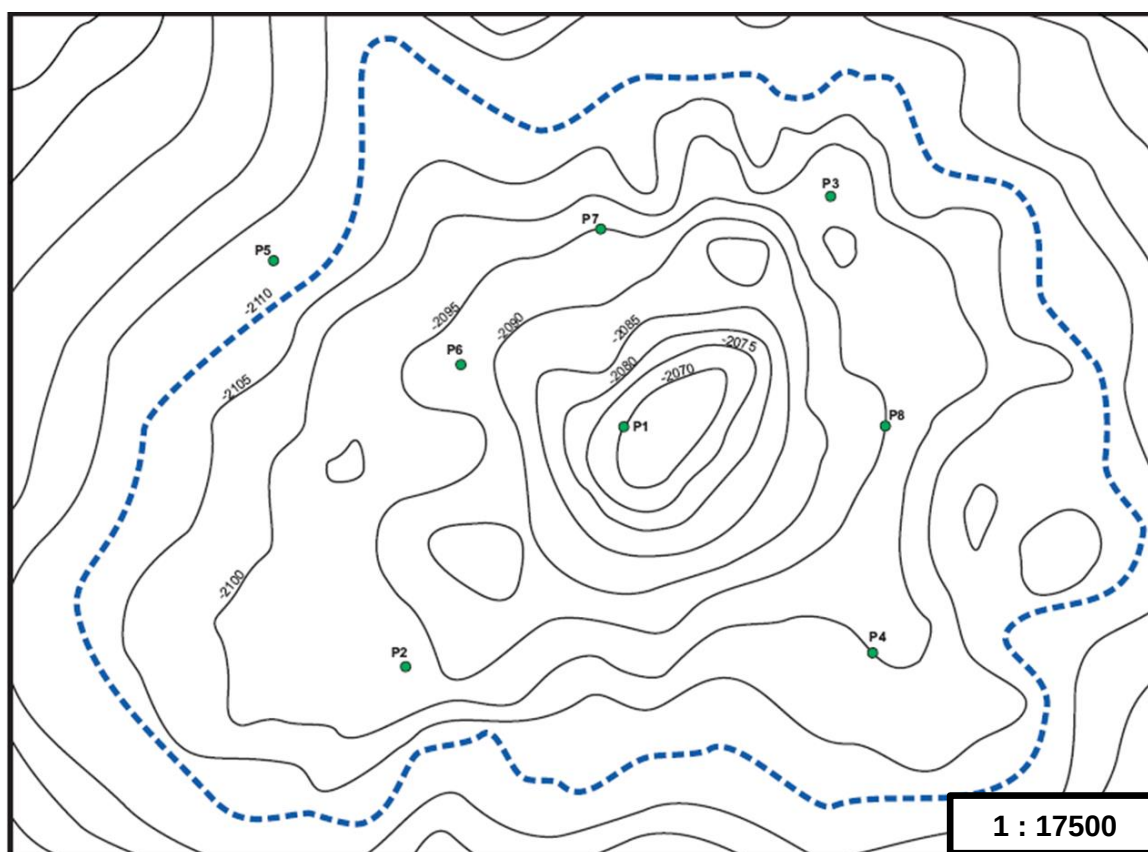


Figura N°1. Mapa estructural.

La exploración del yacimiento se ha realizado mediante registración sísmica 2D, y 8 perforaciones que delimitaron el yacimiento, 7 de las cuales fueron productivas y 1 seca.

Con los primeros pozos a partir de los datos por perfiles de resistividad permitió distinguir un nivel de contacto agua – petróleo a **-2110 mbnm**.

Esto se terminó de confirmar con la perforación del **P5** que resultó una producción de agua al tope de la formación a **-2113 mbnm**.

De acuerdo a información obtenida por perfiles eléctricos, se descarta presencia de casquete de gas, por lo tanto se definió un petróleo con gas disuelto como mecanismo preponderante.

2.2. Tabla de Propiedades

El reservorio se encuentra a una profundidad promedio de **2301.14 metros bajo boca de pozo (mbpp)**, conformando un anticlinal con un espesor total promedio de **17.7 metros** a una porosidad promedio de **19%** y saturación de agua (S_w) de **32%** (datos calculados en las siguientes tablas).

Pozo	Tope mbnm	(CAP) Base mbnm	Htotal m	N/G	Hú m	Porosidad frac.	S_w frac.
P1	-2.070,0	-2.110,0	40,0	0,600	24,0	0,228	0,286
P2	-2.096,5	-2.110,0	13,5	0,500	6,8	0,146	0,440
P3	-2.097,5	-2.110,0	12,5	0,610	7,6	0,174	0,341
P4	-2.100,0	-2.110,0	10,0	0,520	5,2	0,155	0,407
P5	-2.113,0	-2.110,0	-		0,0		
P6	-2.092,0	-2.110,0	18,0	0,710	12,8	0,201	0,308
P7	-2.095,0	-2.110,0	15,0	0,700	10,5	0,162	0,319
P8	-2.095,0	-2.110,0	15,0	0,600	9,0	0,233	0,321
Promedios arit.	-2.092,3	-2.110,0	17,7	0,612	10,84	0,186	0,346
					$\Sigma Hú_i$	$\Sigma (Hú_i \times \phi_i)$	$\Sigma (Hú_i \times \phi_i \times S_{w_i})$
					75,86	14,95	4,79
						ϕ prom.	S_w prom.
						0,197	0,320

Tabla N°1.

Profundidad promedio del reservorio				
Cota prom. msnm	Tope prom. mbnm	Base prom. mbnm	Profund. promedio reserv. mbnm	mbpp
200,0	-2.092,3	-2.110,0	-2.101,1	2.301,1

Tabla N°2.

Datos básicos

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

Tabla N°3.

2.3. Parámetros PVT

Se dispone de un análisis PVT de los fluidos de reservorio, realizado a partir de muestras tomadas en pozos representativos del yacimiento “La Aceleración” y se desea calcular los parámetros PVT en función de la presión inicial de reservorio: **220 kg/cm²**, presión de saturación: **180 kg/cm²** y temperatura promedio de reservorio: **93°C**.

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

El factor de volumen de petróleo aumenta de **1.271 a 1.281 m³/m³** en el periodo monofásico (Gráfico N°1), disminuyendo a una presión por debajo de la presión de burbuja hasta un valor **1.069 m³/m³**.

El Rs se mantiene constante a **87.66 m³/m³** en el periodo monofásico, disminuyendo a un valor hasta **0.4 m³/m³** en un periodo bifásico.

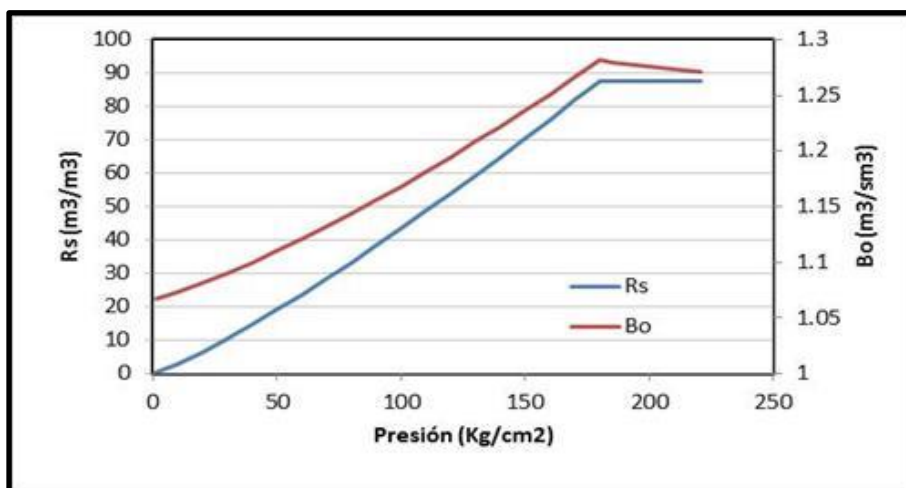


Gráfico N°1. Factor de Volumen del Petróleo (Bo) y Relación de Gas Disuelto (Rs)

2.3.2. Factor de Volumen del Gas (B_g) y Factor de Compresibilidad (z)

El gas liberado presenta una leve variación en sus componentes livianos y lo podemos ratificar en un ascenso ligero de su volumen del gas a la variación de presión (Gráfico N°2), contraria a esta condiciones observamos un agresivo aumento de compresibilidad.

Estas propiedades se caracterizan a partir de la presión de burbuja (180 kg/cm²).

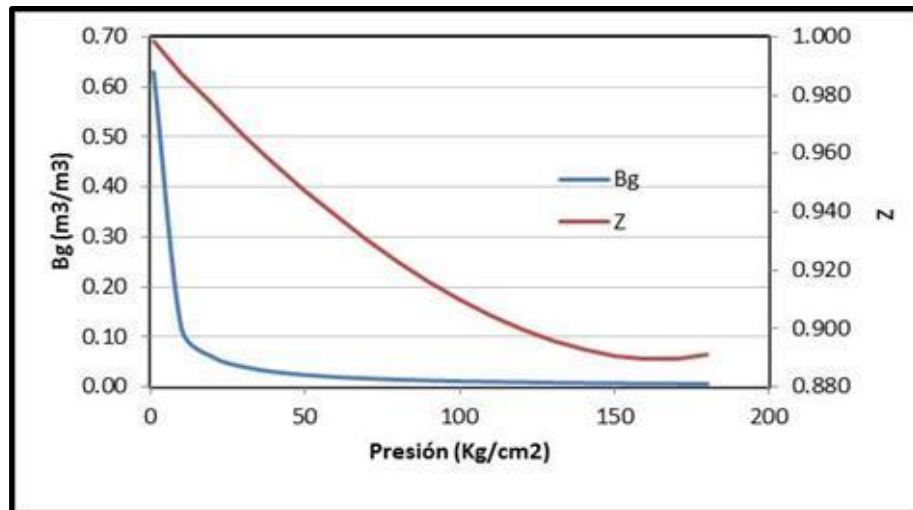


Gráfico N°2. Factor de Volumen del Gas (B_g) y Factor de Compresibilidad (z)

2.3.3. Viscosidad del Petróleo y Viscosidad del Gas

En el Gráfico N° 3, la viscosidad de petróleo aumenta de **0.676 cp** a presión inicial hasta una viscosidad en el punto muerto equivalente a **2.116 cp**. Este comportamiento difiere a la viscosidad del gas, observando una ligera disminución a presión por debajo de la presión de burbuja.

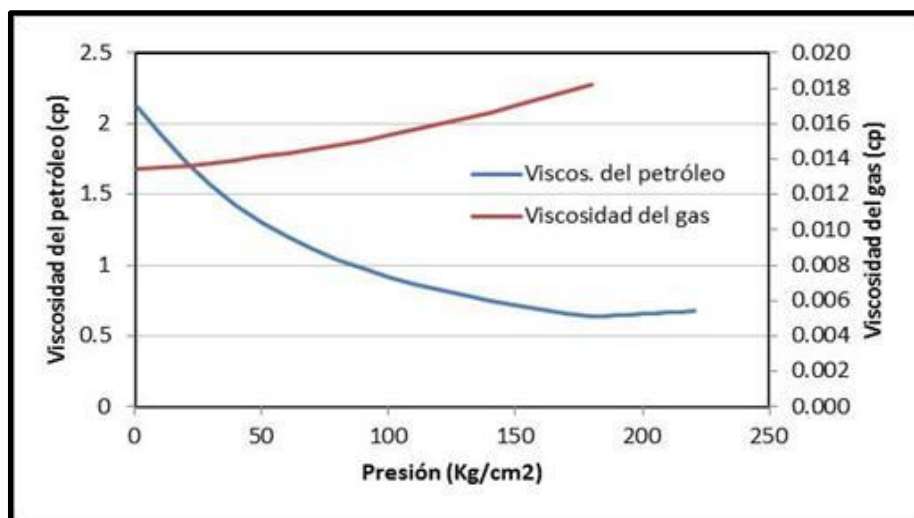


Gráfico N°3. Viscosidad del Petróleo y Viscosidad del Gas

2.3.4. Permeabilidad Relativa del Sistema Gas Petróleo

Con los resultados tabulados, se representan los valores de permeabilidad relativa contra saturación de petróleo. En el Gráfico N°4 se observan valores máximos de permeabilidad relativa 1.0 y 0.7 para el petróleo y gas respectivamente, a una saturación de gas crítica y saturación de petróleo residual 0.25 y 0.68 respectivamente.

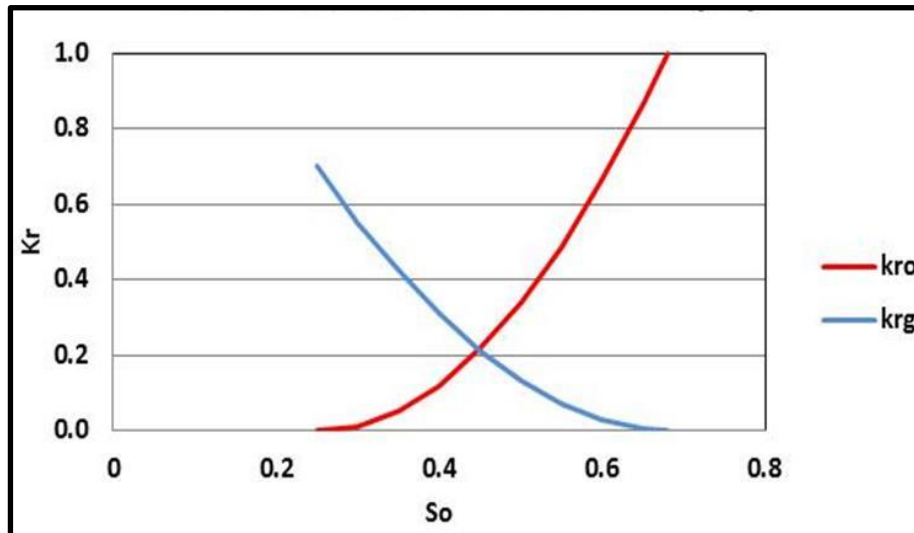


Gráfico N°4. Permeabilidad Relativa Sistema Gas Petróleo

3. CALCULO DE PETRÓLEO ORIGINAL IN SITU (OOIP)

Primero, para determinar el volumen de roca es necesario partir de dos características importantes como lo son: **el área (A) y el espesor (h) del reservorio**, donde el volumen (V) será el producto de ambos, para una capa de tipo paralelepípedo (como se muestra en la Figura N°2): Tanto área como espesor son datos y se encuentran en la tabla N°4.

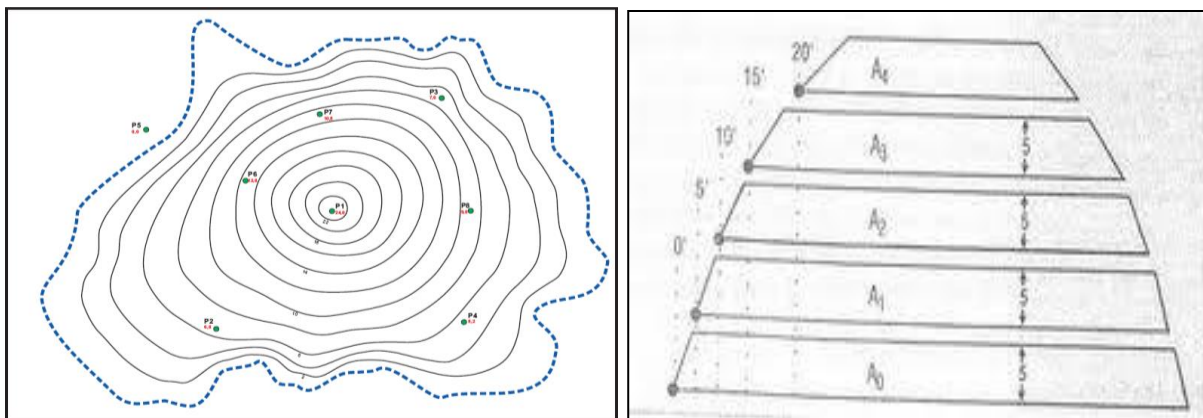


Figura 2. Mapa isopáquico y sección transversal del reservorio discretizado en volúmenes definidos.

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

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

Tabla 4. Datos de la geometría del yacimiento representado.

Reemplazando datos en la ecuación anterior y teniendo en cuenta que $\Delta h = 2\text{m}$ tenemos que el volumen de la roca es:

$$\text{Volumen de Roca} = 141090600 \text{ m}^3$$

Entonces, el OOIP se calcula de la siguiente manera:

Tomando los estudios de PVT y de petrofísica, se sabe que:

Porosidad Prom.	0.197
Swi Prom	0.320
Boi	1.2720

Tabla 5

Con los datos de la tabla y sabiendo el valor del VR, resolvemos la siguiente ecuación. Para obtener el volumen de petróleo original in situ (POIS).

$$\text{POIS} = \frac{141090600 \text{ m}^3 \cdot 0.197 \cdot (1 - 0.320)}{1.2720}$$

$$\text{POIS} = 14869426.84 \text{ m}^3$$

4. FACTOR DE RECUPERACIÓN POR BALANCE DE MATERIALES

El balance de materia consiste en aplicar los principios de conservación de la masa a la producción de un reservorio. De esta manera, se logra relacionar la producción de hidrocarburos con la caída de presión, teniendo en cuenta el empuje actuante.

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

- Se consideró al reservorio un modelo tanque.
- Las características petrofísicas (porosidad, saturación) iguales a los valores promedios del reservorio real.
- Las condiciones que se producen en las instalaciones de producción representan muy adecuadamente el comportamiento de un reservorio de petróleo negro en subsuelo y superficie.
- Las propiedades termodinámicas (PVT) reproducen el comportamiento de los fluidos en fondo y superficie.
- La variación de presión de reservorio es dominado por la expansión del petróleo debido al gas disuelto, descartando presencia de mecanismos tales como Casquete de Gas y Acuífero Activo que alteren la presión.
- Se despreció la producción de agua (W_p) dado que su saturación es mínima.

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

Para el cálculo del Balance de Materia (BM), se utilizaron como parámetros de entrada, los siguientes datos:

Cw	0.000048
Cf	0.000052
Swi	0.32
Soi	0.68
Ce	0.000099
Sor	0.25

Tabla 6.

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

4.1. Balance de materiales por encima del punto de burbuja

De la presión inicial de **220 kg/cm²** hasta la presión de **180 kg/cm²** no se observó liberación de gas, solo ocurrió una expansión de los fluidos y compresión de la roca predominando un flujo monofásico.

A la presión de burbuja se obtiene 1.0% de recuperación, en periodo monofásico.

4.2. Balance de materiales por debajo del punto de burbuja

Al tener liberación de gas por debajo de la presión de burbuja (**180 kg/cm²**), el cálculo tendrá lugar en la zona bifásica, por lo que es necesario predecir además el volumen de gas (Gp) a extraer en cada etapa de presión.

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

A la presión de abandono (20 kg/cm²) se tendría una recuperación final de 15% y al final de la vida útil del yacimiento un 17%.

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

La siguiente tabla resume los cálculos realizados para el cálculo del Balance de Materia.

	Presión Kg/cm2	Np	Rs m3/m3	Bo m3/m3	mo cp	Z	Bg m3/m3	mg cp	Bt m3/m3	So	So*	kro	Sg*	krp	krp/kro	RGP m3/m3	DGP	GP	RP m3/m3	Nis
	220.6	0	87.50	1.2720	0.676				1.2720							87.50		0	87.50	
	215	0.01	87.50	1.2731	0.670				1.2731							87.50	0.87495	0.87495	87.50	7.004794
	210	0.02	87.50	1.2741	0.665				1.2741							87.50	0.87495	1.74990	87.50	7.397591
	205	0.03	87.50	1.2752	0.661				1.2752	0.6800	1.0000	1.0000	0.0000	0.00000	0.00000	87.50	0.87495	2.62485	87.50	7.498130
	200	0.04	87.50	1.2762	0.656				1.2762							87.50	0.87495	3.49981	87.50	7.491980
	195	0.05	87.50	1.2774	0.652				1.2774							87.50	0.87495	4.37476	87.50	7.421980
	190	0.06	87.50	1.2787	0.647				1.2787							87.50	0.87495	5.24971	87.50	7.305544
	185	0.07	87.50	1.2801	0.643				1.2801							87.50	0.87495	6.12466	87.50	7.152904
Psaturación	180	0.08	87.50	1.2816	0.639	0.8909	0.006456	0.01821	1.2816	0.6800	1.0000	1.0000	0.0000	0.00000	0.00000	87.50	0.87495	6.99961	87.50	6.971686
	170	0.09	81.84	1.2660	0.663	0.8900	0.006829	0.01778	1.3046	0.6175	0.8547	0.7305	0.1453	0.01793	0.02455	251.42	1.69460	8.69421	96.60	3.155360
	160	0.1	76.19	1.2513	0.689	0.8901	0.007256	0.01738	1.3333	0.6039	0.8231	0.6774	0.1769	0.02606	0.03846	339.36	2.95391	11.64812	116.48	2.240625
	150	0.11	70.57	1.2367	0.719	0.8911	0.007749	0.01699	1.3679	0.5906	0.7920	0.6273	0.2080	0.03542	0.05647	452.01	3.95686	15.60499	141.86	1.878618
	140	0.12	64.98	1.2224	0.752	0.8931	0.008321	0.01662	1.4097	0.5775	0.7616	0.5800	0.2384	0.04592	0.07918	590.92	5.21466	20.81965	173.50	1.724649
	130	0.13	59.45	1.2084	0.787	0.8959	0.008990	0.01627	1.4605	0.5647	0.7318	0.5355	0.2682	0.05745	0.10729	757.03	6.73975	27.55940	212.00	1.677690
	120	0.14	53.99	1.1946	0.826	0.8997	0.009780	0.01594	1.5223	0.5521	0.7026	0.4936	0.2974	0.06991	0.14162	950.60	8.53814	36.09755	257.84	1.697222
	110	0.15	48.61	1.1812	0.870	0.9042	0.010723	0.01563	1.5982	0.5399	0.6741	0.4544	0.3259	0.08318	0.18307	1170.91	10.60752	46.70507	311.37	1.763606
	100	0.16	43.34	1.1682	0.919	0.9096	0.011865	0.01533	1.6921	0.5279	0.6463	0.4177	0.3537	0.09718	0.23268	1415.91	12.93411	59.63918	372.74	1.865881
	90	0.17	38.18	1.1556	0.975	0.9157	0.013272	0.01506	1.8101	0.5162	0.6192	0.3834	0.3808	0.11181	0.29164	1681.53	15.48722	75.12641	441.92	1.997022
	80	0.18	33.16	1.1434	1.039	0.9226	0.015043	0.01480	1.9607	0.5049	0.5928	0.3514	0.4072	0.12696	0.36125	1960.46	18.20997	93.33638	518.54	2.151704
	70	0.19	28.29	1.1317	1.113	0.9301	0.017332	0.01456	2.1579	0.4939	0.5672	0.3218	0.4328	0.14255	0.44301	2240.35	21.00407	114.34045	601.79	2.324942
	60	0.2	23.59	1.1205	1.201	0.9383	0.020399	0.01434	2.4242	0.4832	0.5424	0.2942	0.4576	0.15847	0.53857	2500.87	23.70612	138.04657	690.23	2.510994
	50	0.21	19.07	1.1099	1.303	0.9471	0.024709	0.01414	2.8007	0.4729	0.5184	0.2688	0.4816	0.17464	0.64980	2709.53	26.05200	164.09857	781.42	2.702197
	40	0.22	14.74	1.0998	1.423	0.9565	0.031193	0.01395	3.3691	0.4629	0.4952	0.2452	0.5048	0.19098	0.77872	2815.55	27.62535	191.72392	871.47	2.887528
	30	0.23	10.64	1.0904	1.564	0.9665	0.042024	0.01378	4.3203	0.4533	0.4728	0.2236	0.5272	0.20739	0.92759	2741.50	27.78523	219.50915	954.39	3.050700
	20	0.24	6.76	1.0816	1.729	0.9770	0.063720	0.01363	6.2261	0.4441	0.4513	0.2037	0.5487	0.22379	1.09885	2371.92	25.56711	245.07625	1021.15	3.167584
	10	0.25	3.13	1.0734	1.922	0.9880	0.128871	0.01350	11.9459	0.4351	0.4306	0.1854	0.5694	0.24012	1.29513	1538.30	19.55111	264.62736	1058.51	3.202713
	1.03	0.26	0.09	1.0668	2.121	0.9982	1.264130	0.01340	111.5527	0.4269	0.4113	0.1692	0.5887	0.25576	1.51157	201.99	8.70145	273.32881	1051.26	3.134573

Tabla 7. Balance de Masa de un Petróleo Subsaturado y Saturado.

4.3. Curva de performance del Yacimiento

En el Gráfico N°5 se observa la presión y la Relación Gas – Petróleo (RGP) instantánea en función del N_p (Petróleo producido). A medida que avanza la explotación y se incrementa el petróleo extraído, la presión disminuye desde la presión inicial (**220 kg/cm²**) hasta la presión de burbuja (**180 kg/cm²**) conversando un RGP constante dada la producción monofásica.

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

Finalmente a bajas presiones, el gas pierde expansibilidad y a pesar de seguir aumentando el GOR en fondo, en superficie empieza a disminuir por debajo de **800 m³/m³**.

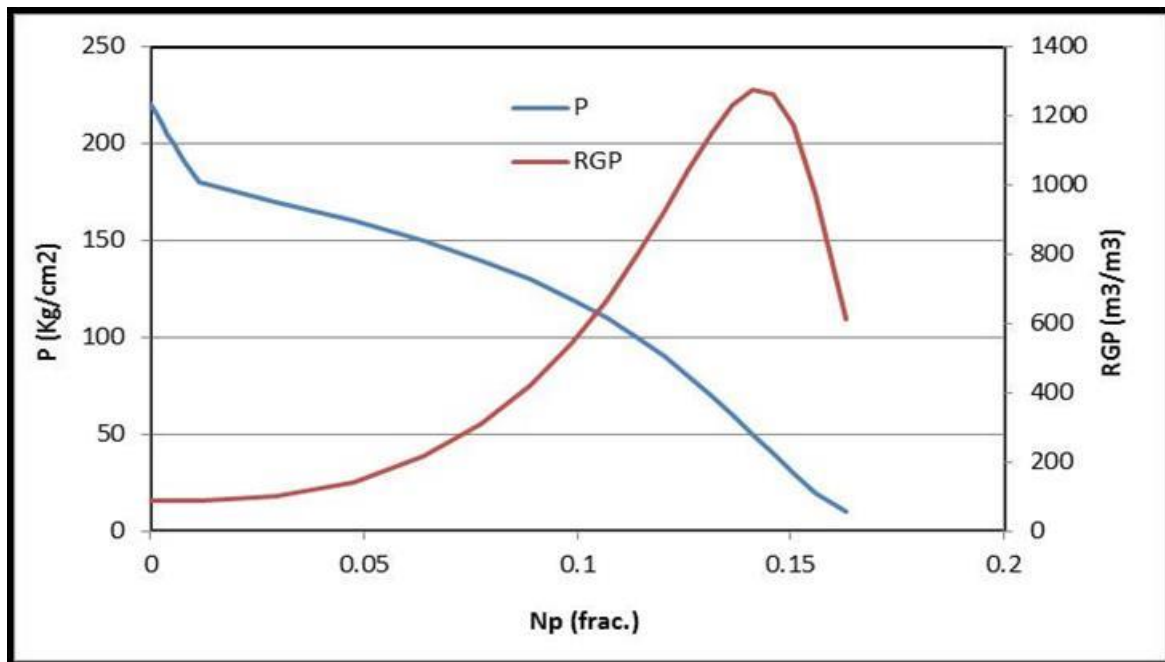


Grafico N°5. Performance del Yacimiento.

5. COMPORTAMIENTO DEL POZO PROMEDIO POR CURVA IPR

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

El primero de ellos fue tomado a condiciones de flujo monofásico (presión inicial mayor a la presión de burbuja) y los dos restantes a condiciones de flujo bifásico (presión por debajo de la presión de burbuja).

Las mediciones resultaron representativas lo que nos permitió construir una curva IPR promedio tal como se observa en el siguiente gráfico:

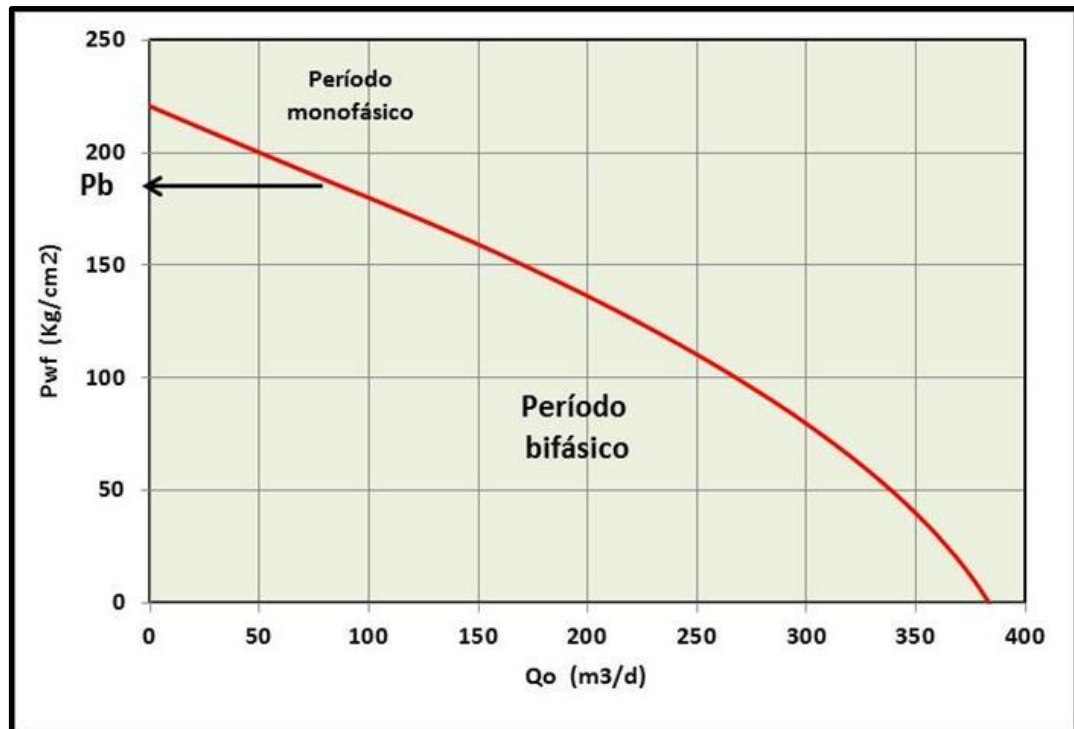


Gráfico N°6: Comportamiento IPR del Pozo Promedio.

Del mismo podemos obtener lo siguiente datos:

- **Presión inicial:** **220 kg/cm²**, hasta la presión de saturación se observa un comportamiento monofásico, dominando solo un petróleo Subsaturado.
- **Presión de saturación:** **180 kg/cm²**, por debajo de esta presión el gas en solución se empieza a liberar del petróleo superando la saturación crítica pasando a un comportamiento bifásico.
- **El caudal máximo:** **383.45 m³/d**, es importante mencionar que el caudal máximo se logra cuando el diferencial de presión es igual a cero.
Además de estos datos, se consideró el caudal máximo del periodo bifásico: **283.49 m³/d**.
- **El índice de productividad (J)** en fase monofásica es **2.461 m³/d/kg/cm²**.

6. PRONOSTICOS DE PRODUCCIÓN

A partir de la historia de producción de 7 pozos productivos se han determinado 4 escenarios de explotación de yacimiento, los cuales se detallan a continuación:

I. 10 Pozos.

II. 20 Pozos.

III. 30 Pozos.

IV. 40 Pozos.

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

Para el plan de perforación se contempló la puesta de pozos improductivos en cada caso (Tabla 8) y un equipo que perfore un pozo en el lapso de un mes calendario, salvo para el escenario IV donde se considerarán 2 equipos que trabajen de manera simultánea en el plazo de un mes.

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

Tabla 8

Como se trata de yacimiento de gas en solución, el gas producido se destinó para el consumo interno de yacimiento debido a su bajo volumen de producción.

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

- **10 Pozos: 42 años.**
- **20 Pozos: 20 años.**
- **30 Pozos: 14 Años.**
- **40 Pozos: 11 Años.**

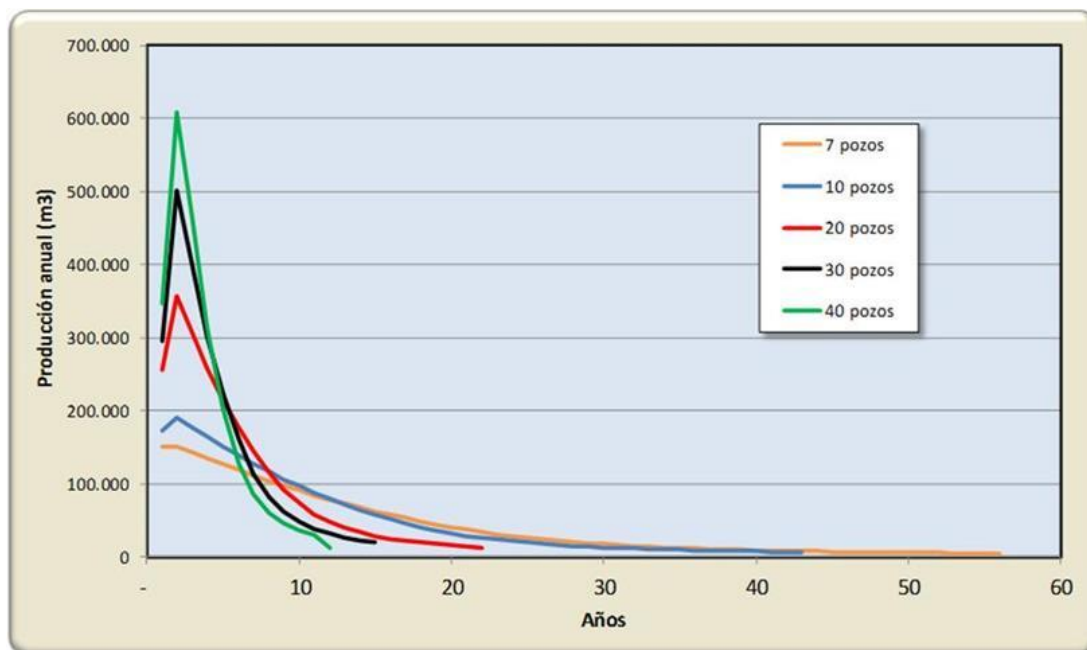


Gráfico N°7. Pronóstico de 04 escenarios de explotación.

6.1. Caso Base

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

En los Gráficos N°8 y N°9 obtenemos una producción total de **2.32 Millones de m³** a un caudal promedio mensual de **220 m³/d**.

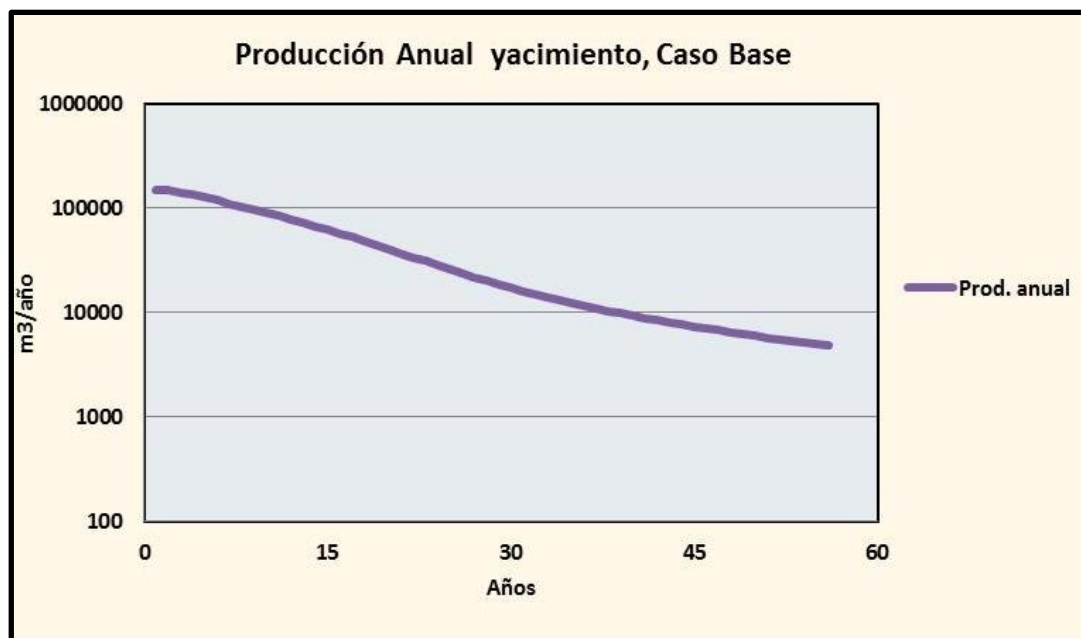


Gráfico N°8. Pronóstico Producción Anual del Caso Base.

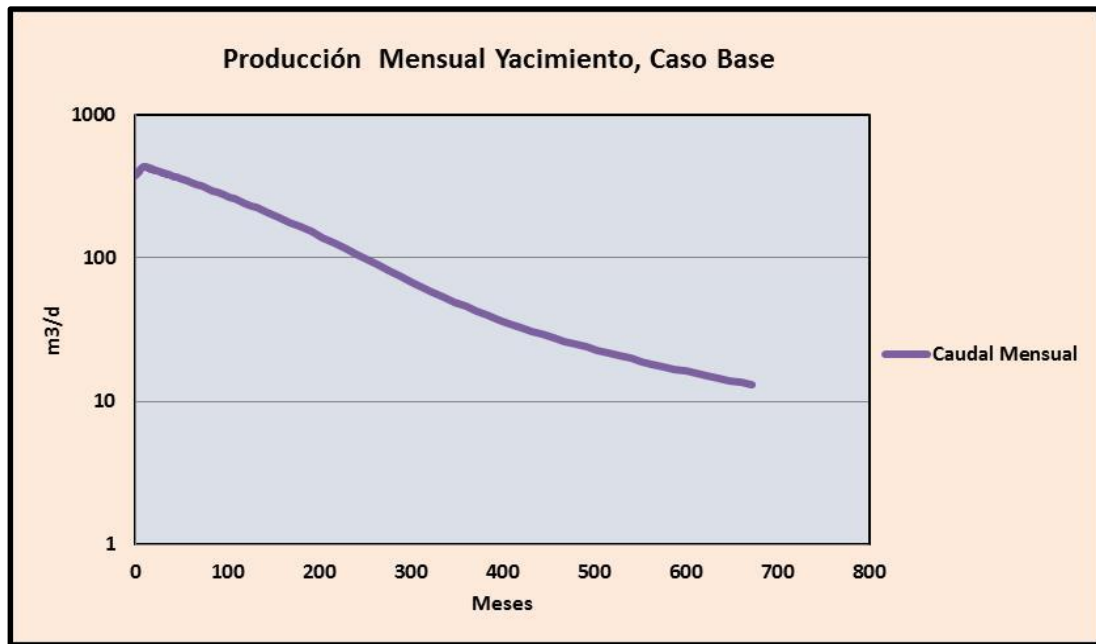


Gráfico N°9. Pronóstico Producción Mensual del Caso Base.

6.2. Escenario I: 10 Pozos

Del caso base (7 pozos + 1 pozo estéril) se adicionan 2 pozos al primer año obtenida la licitación, resultando productivos.

En los Gráficos N°10 y N°11 obtenemos una producción total de **2.33 Millones de m³** a un caudal promedio mensual de **293 m³/d**.

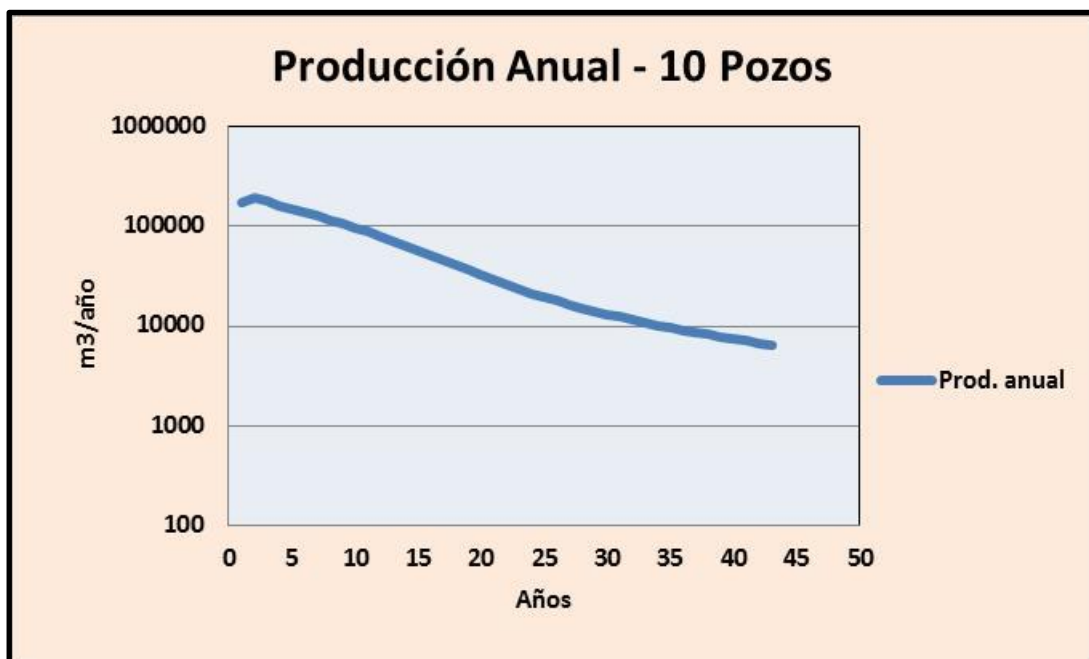


Gráfico N°10. Pronóstico Producción Mensual del Caso 10 Pozos.

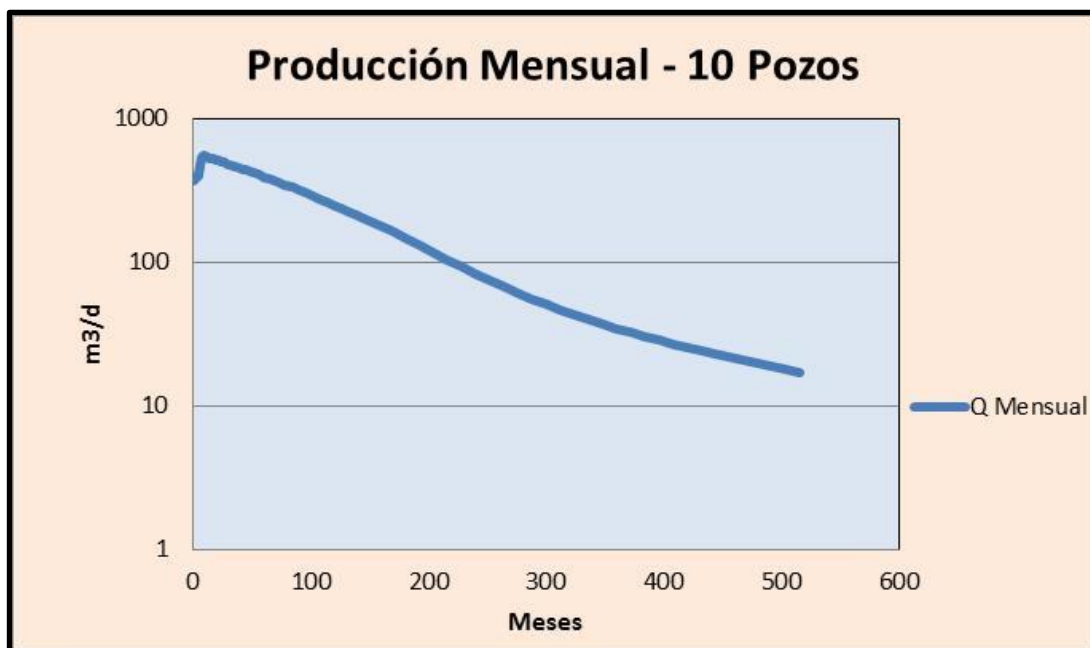


Gráfico N°11. Pronóstico Producción Mensual del Caso 10 Pozos.

6.3. Escenario II: 20 Pozos

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

En los Gráficos N°12 y N°13 obtenemos una producción total de **2.32 Millones de m³** a un caudal promedio mensual de **549 m³/d**.

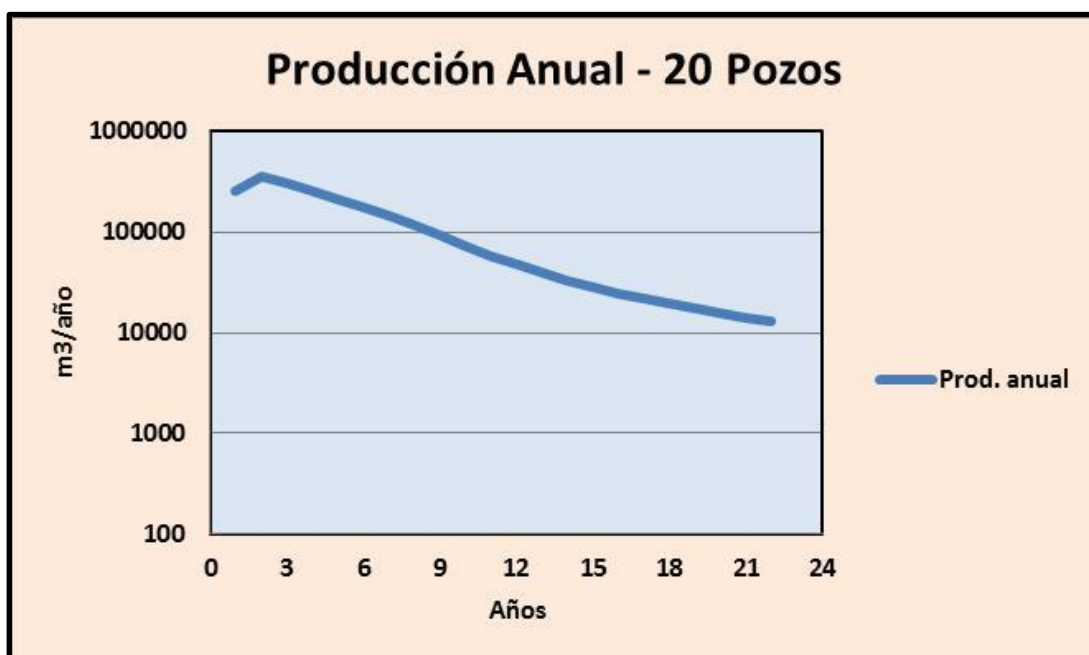


Gráfico N°12. Pronóstico Producción Anual del Caso 20 Pozos.

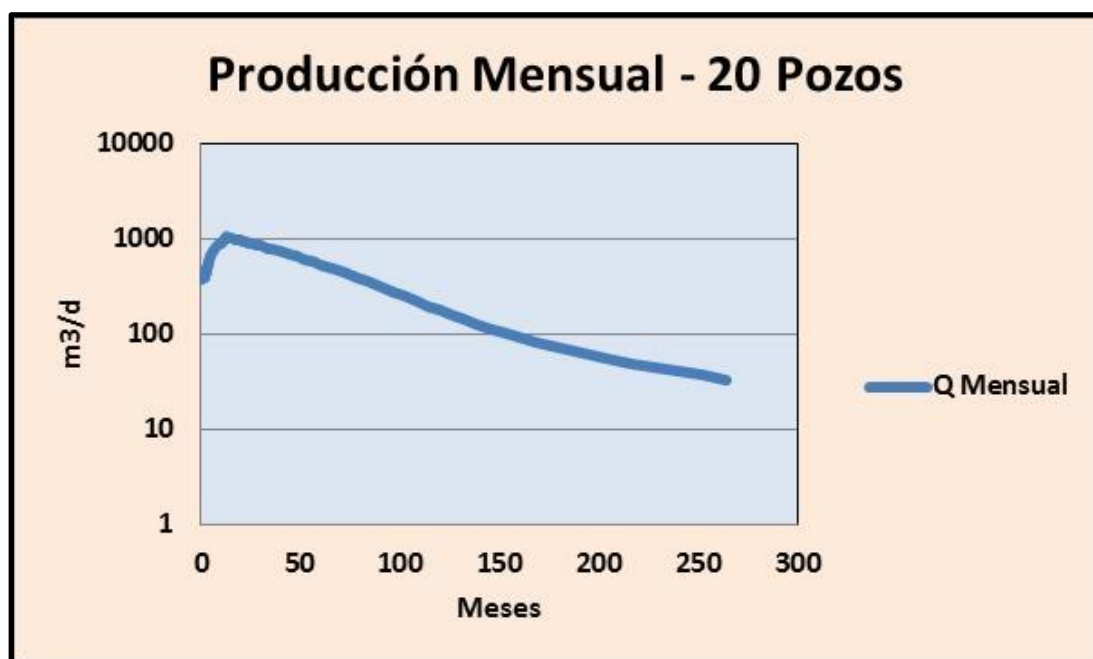


Gráfico N°13. Pronóstico Producción Mensual del Caso 20 Pozos.

6.4. Escenario III: 30 Pozos

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

En los Gráficos N°14 y N°15 obtenemos una producción total de **2.32 Millones de m³** a un caudal promedio mensual de **707 m³/d**.

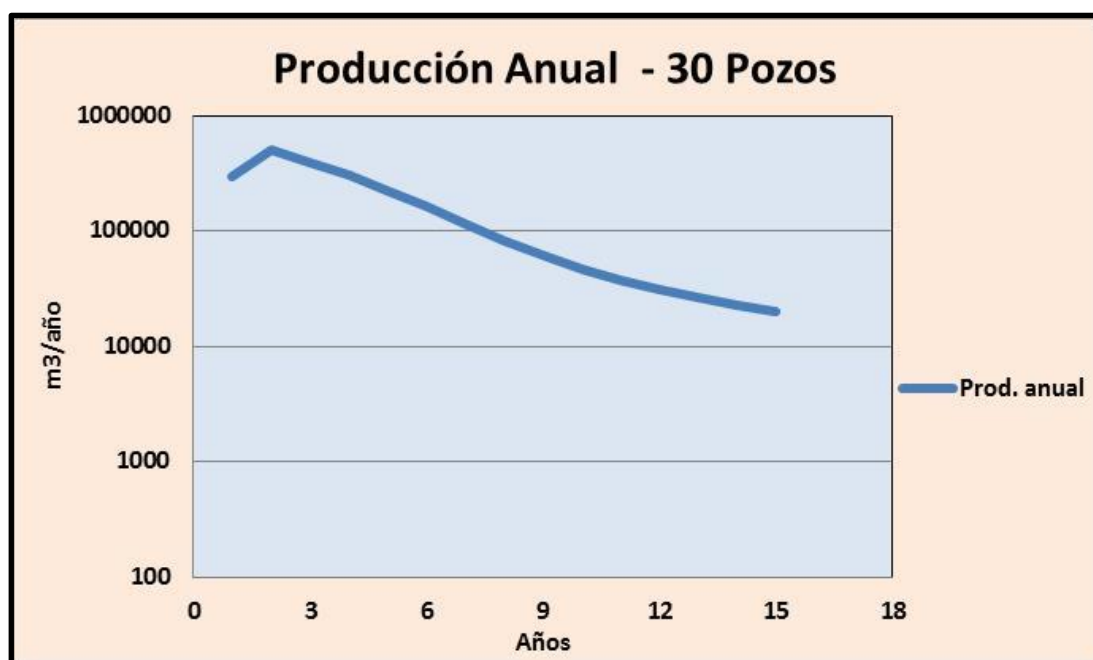


Gráfico N°14. Pronóstico Producción Mensual del Caso 30 pozos.

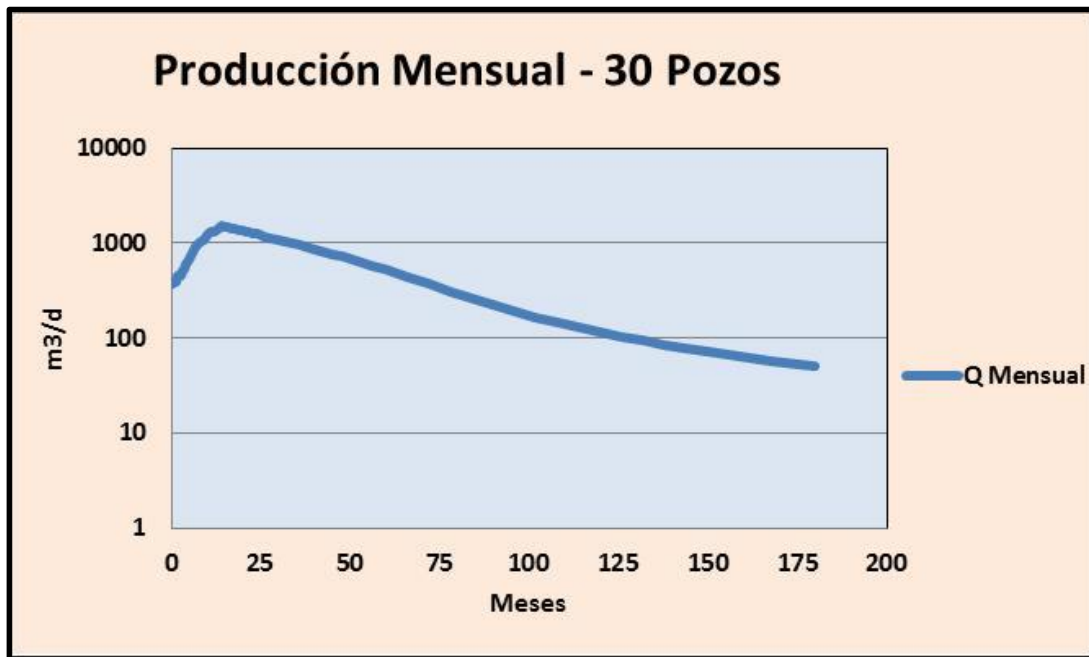


Gráfico N°15. Pronóstico Producción Mensual del Caso 30 Pozos.

6.5. Escenario IV: 40 Pozos

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

En los Gráficos N°16 y N°17 obtenemos una producción total de **2.33 Millones de m³** a un caudal promedio mensual de **881 m³/d**.

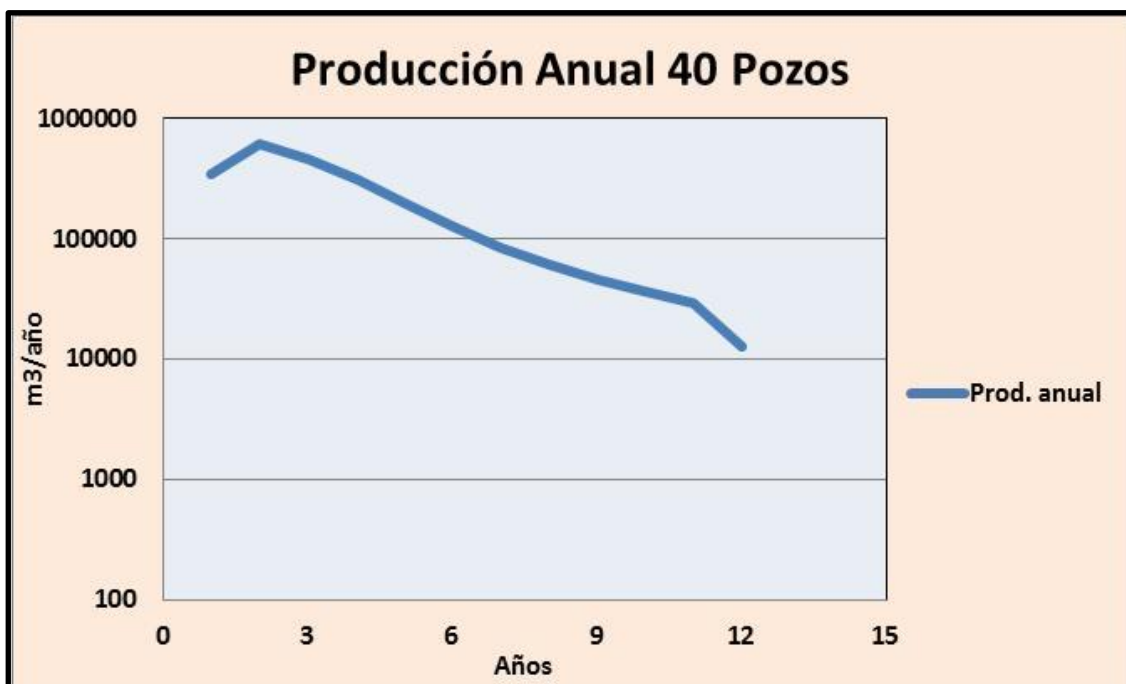


Gráfico N°16. Pronóstico Producción Mensual del Caso 40 Pozos.

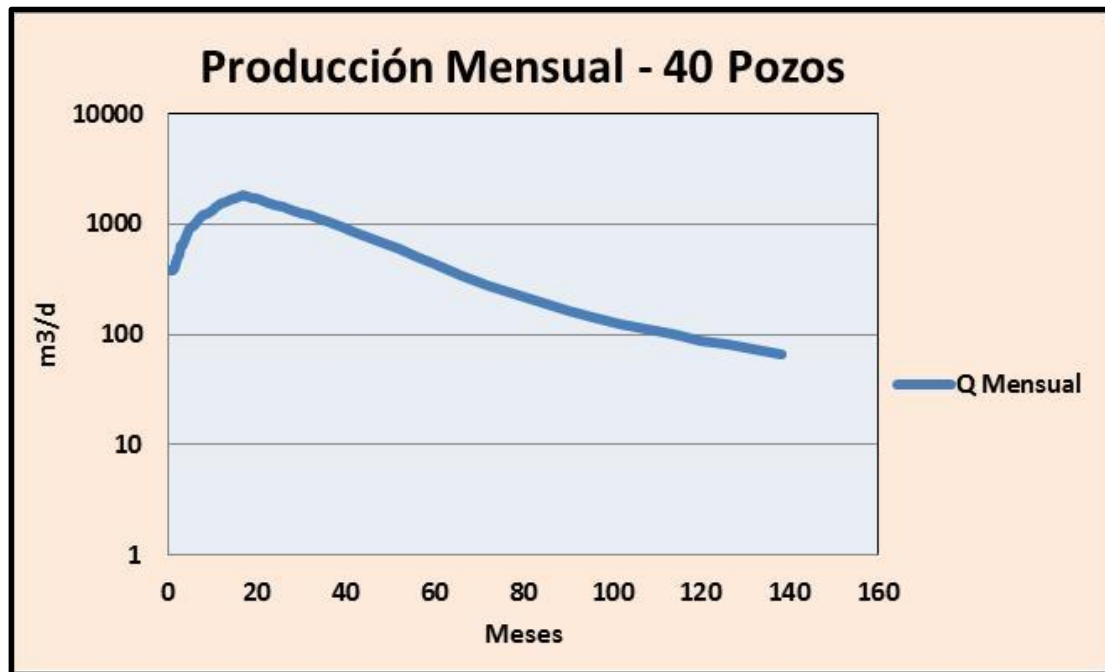


Gráfico N°17. Pronóstico Producción Mensual del caso 40 Pozos.

6.6. Producción (NpFracción) vs Presión Fase Monofásica - Bifásica

En el Gráfico N°18, se observa un aumento leve de producción de petróleo, alcanzando hasta el punto de burbuja 1% de recuperación monofásica y por debajo de la presión de burbuja alcanzó una 15% de recuperación de petróleo.

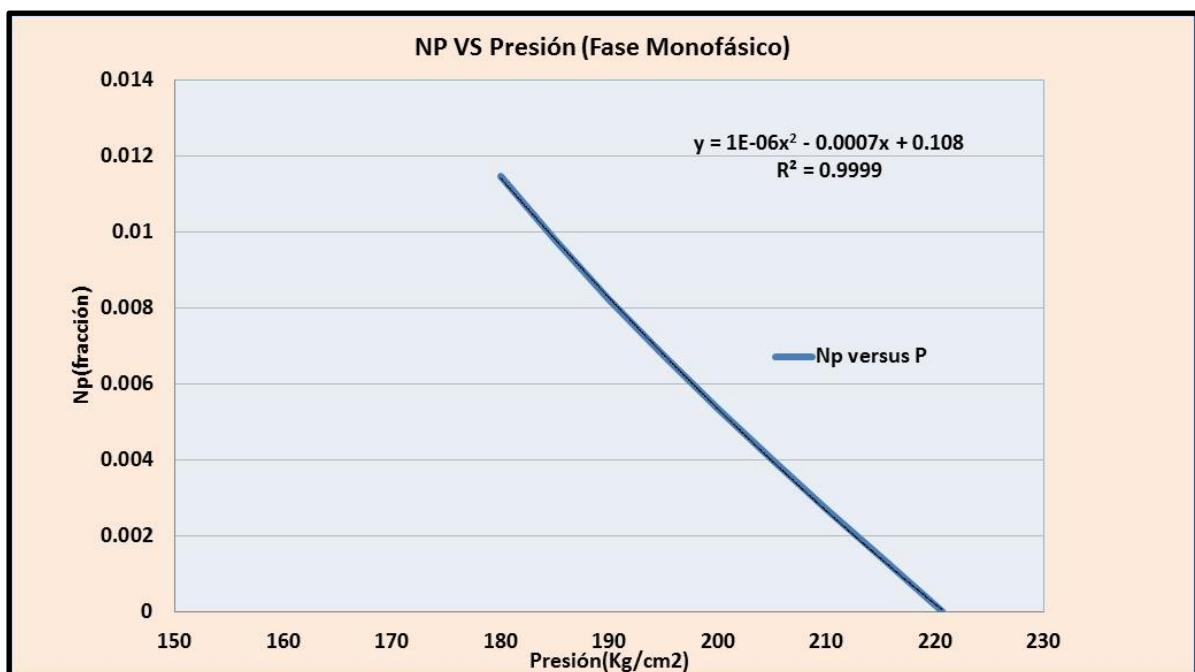


Gráfico N°18. Producción vs Presión (Fase Monofásica).

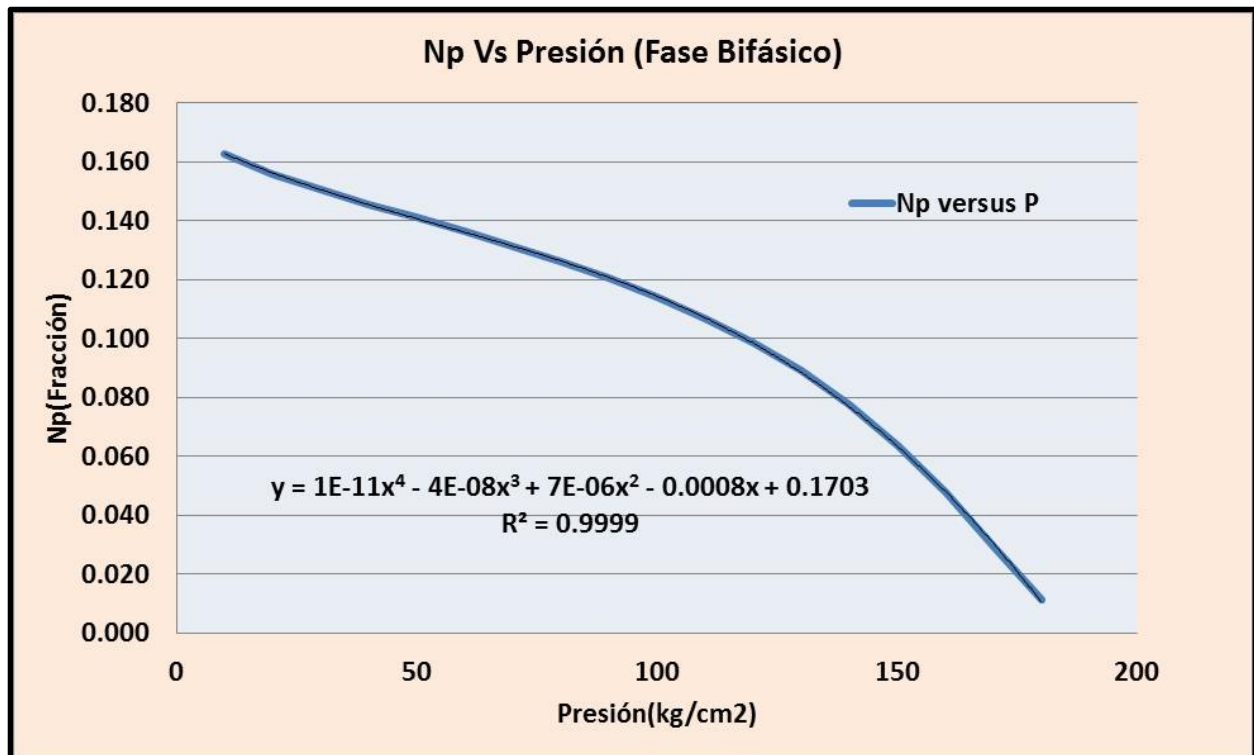


Gráfico N°19. Producción vs Presión (Fase Bifásica).

6.7. Permeabilidad relativa (Fracción) vs Presión

Al aumentar la permeabilidad relativa del gas (Gráfico N°20) producto de su liberación del gas disuelto, se origina una disminución de la permeabilidad relativa del petróleo de 10% con respecto a la del gas. Todo esto al disminuir la presión de yacimiento.

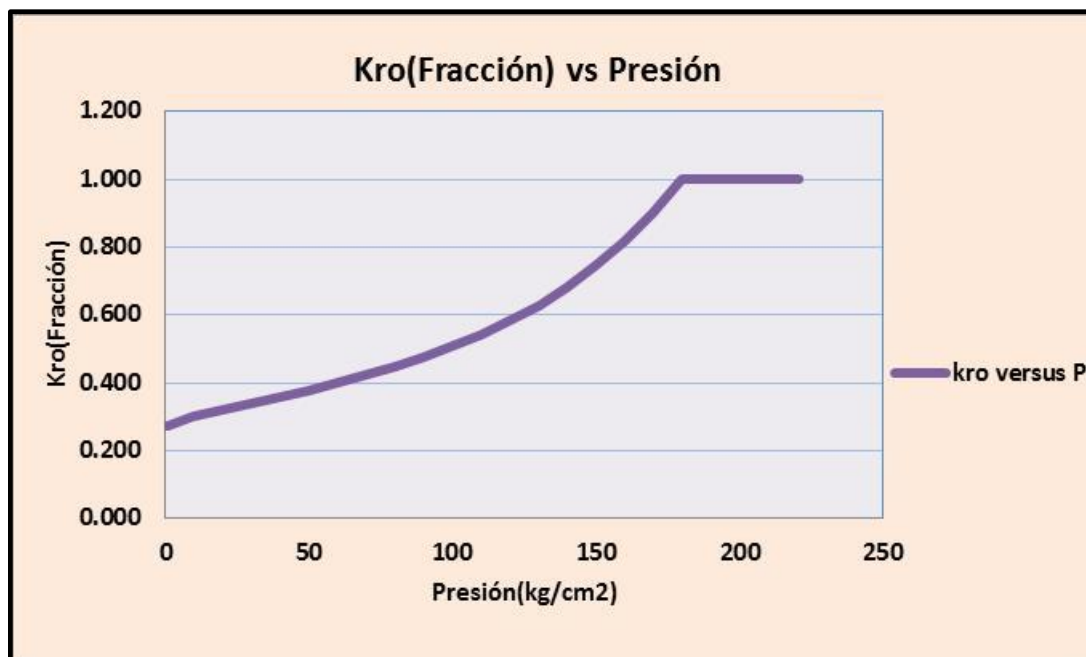


Gráfico N°20. Permeabilidad relativa (Fracción) vs Presión.

7. EVALUACIÓN ECONÓMICA.

Precio de Venta 70 usd/bbl

**Precio de referencia interno (Características del crudo Medanito)*

CAPEX

Pozo Productivo: 4.500.000 usd/pozo

Pozo Seco: 2.000.000 usd/pozo

Infraestructura: 400.000 usd/pozo

Facilities (1er año)

Escenario I (10 Pozos) 19.000.000 usd

Escenario II (20 Pozos) 25.000.000 usd

Escenario III (30 Pozos) 35.000.000 usd

Escenario IV (40 Pozos) 42.000.000 usd

Camionetas

Escenario I (10 Pozos) 30.000 usd/ 2 años

Escenario II (20 Pozos) 30.000 usd/año

Escenario III (30 Pozos) 30.000 usd/año

Escenario IV (40 Pozos) 60.000 usd/año

OPEX

Costo de Venta: 0,25%

Costo de Transporte y Tratamiento: 1,25%

Fijos por Pozo: 5.000 usd/año

Variables por Producción: 11 usd/bbl

Por Producción

Mayor a 500.000 bbl 1.200.000 usd/año

Entre 500.000 y 250.000 bbl 950.000 usd/año

Entre 250.000 y 100.000 bbl 700.000 usd/año

Menor a 100.000 bbl 300.000 usd/año

Impuestos

Regalías	12%
Ingresos Brutos	2%
Débitos y Créditos Bancarios	0,6%
Ganancias*	35%

* Se asume que el primer año se paga el 100% al segundo año. En el segundo año también se paga el 70% de dicho año, y a partir del tercer año, se paga el 30% del año anterior más el 70% del año en curso.

** Según pauta definida para el proyecto, el IVA no se considera porque se desprecia su impacto financiero, dado que el proyecto comienza a producir desde el primer día con unos ingresos por venta elevados, lo cual genera un inmediato recupero del IVA compra que se paga por el CAPEX del proyecto.

Amortizaciones

Camionetas:	Lineal a 10 años
Pozos secos:	Se amortizan el año en que se perforan.
Resto de CAPEX:	Por producción

Para la evaluación se consideró un tiempo de concesión de 10 años y también un tiempo de vida útil del yacimiento, de acuerdo a las condiciones de presión y caudales de abandono, tal como se muestra en la siguiente tabla:

Escenario	Tiempo de vida útil (años)	Cond. Abandono del Yacimiento	
		Presión (kg/cm2)	Caudal (m3/d)
Caso Base(07 Pozos)	55	20,3	1,93
10 Pozos	42	20,9	2,0
20 Pozos	21	21,4	2,1
30 Pozos	14	22	2,1
40 Pozos	11	21	2

Tabla 9

El primer año se separó por trimestres, para que puedan reflejarse flujos negativos para evitar inconsistencias en los indicadores de evaluación (IVAN, período de repago y TIR).

En el Anexo I se encuentra los flujos de fondo de los escenarios estudiados.

En el Gráfico N°21, se muestra el Flujo de Caja por periodo a fin de vida útil de yacimiento para cada escenario, a una tasa de descuento del **15%** obteniendo en resumen las siguientes cantidades expresadas en:

- **7 Pozos:** 155.0 Millones US\$.
- **10 Pozos** 156.2 Millones US\$.
- **20 Pozos** 191.1 Millones US\$
- **30 Pozos** 190.6 Millones US\$.
- **40 Pozos** 180.4 Millones US\$.

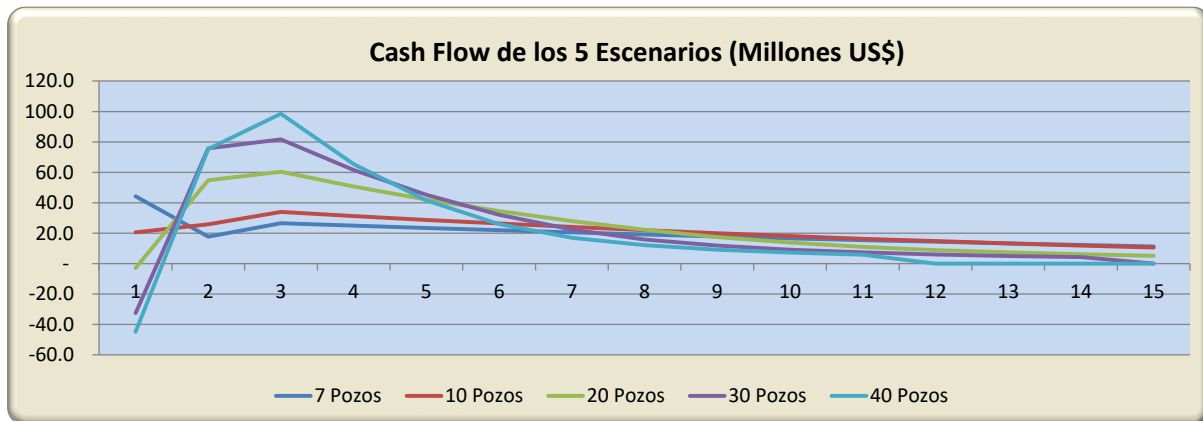


Gráfico 21. Curva de Flujo de Caja Vs Fin de Vida Útil del yacimiento.

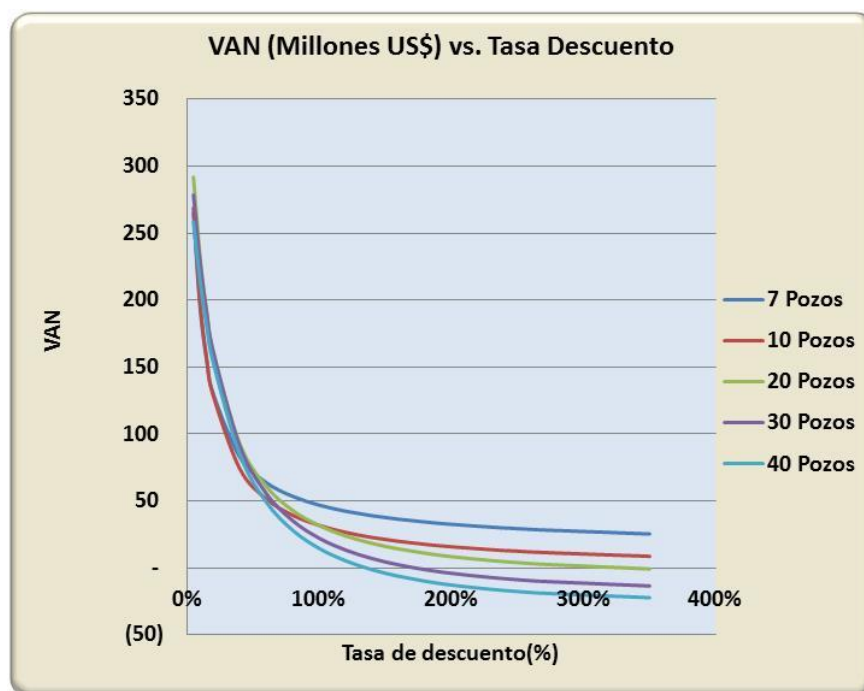


Gráfico 22. Perfil VAN y Tasa de descuento.

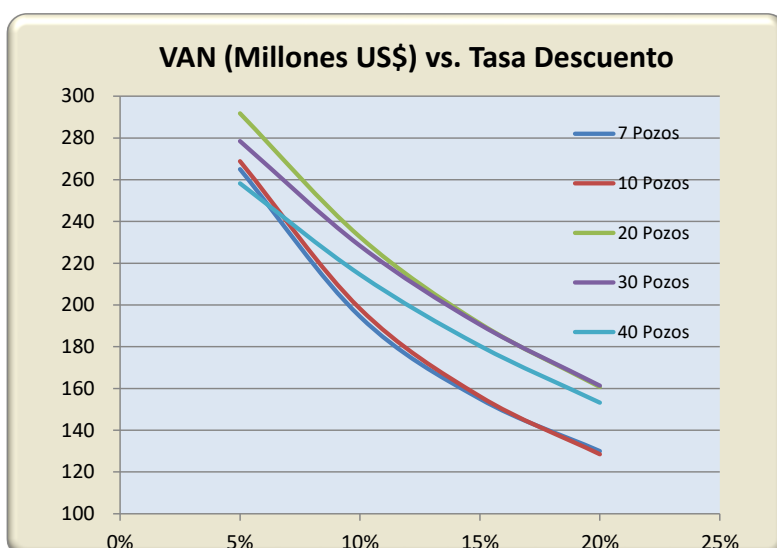


Gráfico 23. Perfil VAN y Tasa de descuento.

8. INDICADORES FINANCIEROS

A continuación se muestra una tabla con resultados de las diferentes variables financieras del proyecto.

Indicadores	Unidades	7 Pozos	10 Pozos	20 Pozos	30 Pozos	40 Pozos
Máx Exposición	Millones US\$	-	4.9	16.3	35.4	49.0
Máx Exposición	Hasta (Año)	-	0.25	0.50	0.75	0.75
CAPEX @ 15%	Millones US\$	-	26.8	75.3	125.6	172.5
Per. Repago	Años	-	0.56	1.03	1.41	1.57
VAN @ 15%	Millones US\$	155.0	156.2	191.1	190.6	180.4
VAN @ 15% fin conc. (10 años)	Millones US\$	137.2	139.2	182.2	186.2	179.1
IVAN 15%	x Máx Exp. Act.		32.7	12.1	5.6	3.8
Reserva	m ³	14,869,427	14,869,427	14,869,427	14,869,427	14,869,427
Np	m ³	2,319,970	2,314,284	2,310,592	2,304,916	2,312,577
FR	%	15.6%	15.6%	15.5%	15.5%	15.6%
Tiempo del Proyecto	Años	55	42	21	14	11
TIR	%		2222%	328%	173%	136%

Tabla 29. Indicadores Financieros.

El mayor IVAN se presenta en el caso de 10 pozos, el cual sería conveniente si hubiera restricción presupuestaria, dado que es el que menor exposición tiene (US\$ 4,9 millones).

Por otra parte, el VAN superior hasta el fin de la Concesión de 10 años corresponde al caso de 30 pozos.

No obstante, el que mayor VAN presenta hasta el fin de la vida útil es el caso de 20 pozos (que a su vez es el que mejor IVAN presenta luego del caso de 10 pozos), por lo que es el caso que se adopta, teniendo en cuenta que su máxima exposición de US\$ 16,3 millones es aceptable para la operadora que representamos.

Por otra parte, en el caso que se quiera maximizar el VAN de fin de Concesión de 10 años, se tendría la opción de que en algún futuro momento ampliar de 20 a 30 pozos para tender a dicho objetivo.

9. ANALISIS DE SENSIBILIDAD

Se realizará un análisis de sensibilidad paramétrica (Gráficos N° 24, 25, 26, 27) de los principales variables financieras del proyecto de inversión antes planteado. El procedimiento es simular las variables de entrada y analizar la manera en la que estas impactan en el VAN del proyecto.

Como Variables de sensibilidad se seleccionaron:

- ✓ Precio de venta
- ✓ CAPEX
- ✓ OPEX
- ✓ Producción.

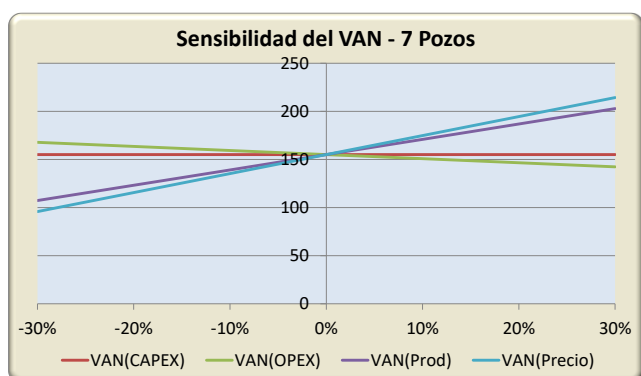


Gráfico 24. Sensibilidad del VAN – Caso Base

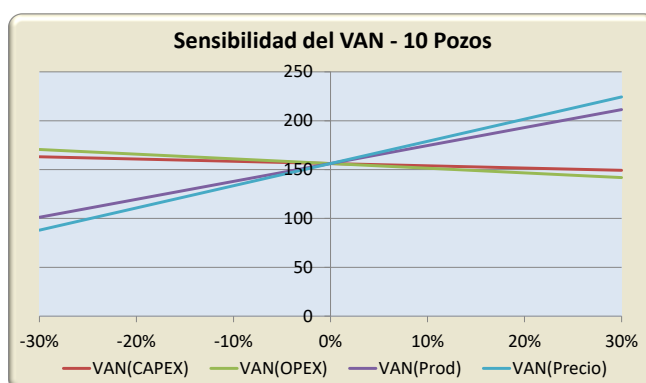


Gráfico 25. Sensibilidad del VAN – 10 Pozos

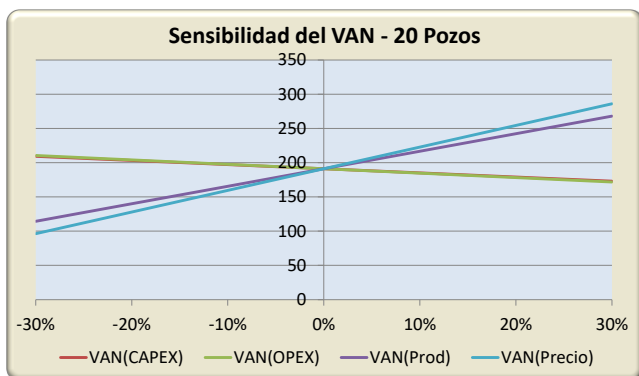


Gráfico 26. Sensibilidad del VAN – 20 Pozos

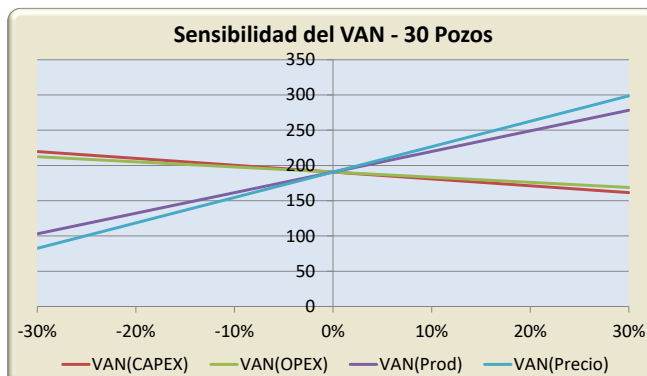


Gráfico 27. Sensibilidad del VAN – 30 Pozos

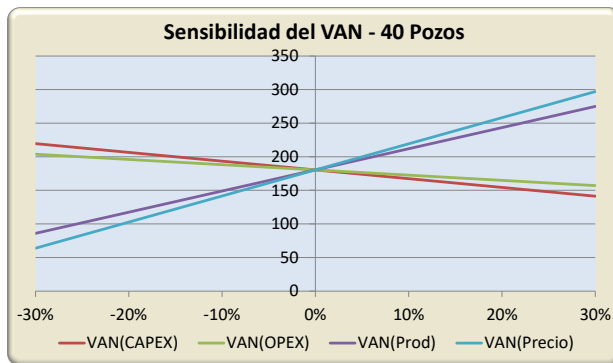


Gráfico 28. Sensibilidad del VAN – 40 Pozos

Se llega a la conclusión que la variable más sensible es el cambio en el **precio del petróleo** (Gráfico N°29).

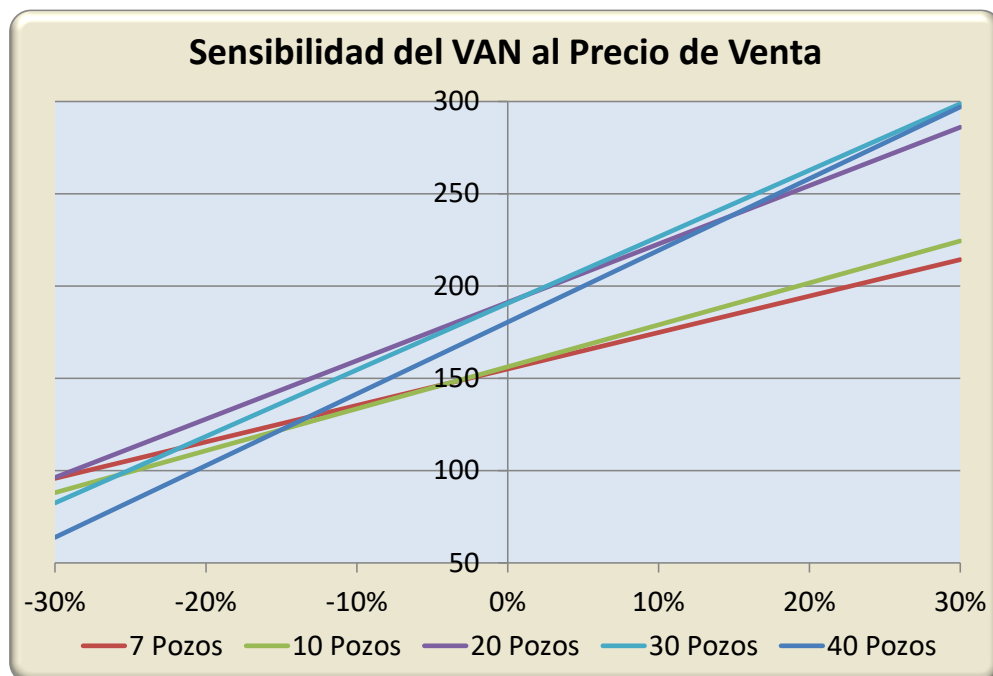


Gráfico 29. Sensibilidad del VAN a Precio de Venta

10. CONCLUSIONES

- El Petróleo Crudo por su grado API se le caracteriza como un fluido liviano con similares características al crudo de referencia interno Medanito.
- La representatividad de los datos de porosidad, espesor neto, saturación de fluidos, datos PVT e información de producción y presiones, permitió cuantificar con las distintas técnicas (Cálculo volumétrico, Balance de Materia, etc.) una alta capacidad productiva del yacimiento en toda su vida útil.
- El mejor escenario que maximiza la evaluación técnico - económica es el de 20 pozos, dado que su VAN es el mayor a fin de vida útil. Por otra parte, se tiene la opción de 30 pozos en el caso que se decida maximizar el VAN a fin de concesión (10 años).
- Por otra parte, en el caso de 20 pozos es el que mayor robustez presenta frente a un escenario de precios evaluados, en el caso extremo de una caída de precios del 30% (49 dólares por barril).

11. RECOMENDACION

Se recomienda ejecutar el caso de 20 pozos según lo expuesto en el presente informe.

ANEXO

Caso 40 Pozos (Millones US\$): Primeros 5 años.

	15/02/16 Año 1 TI	15/05/16 Año 1 TII	15/08/16 Año 1 TIII	15/11/16 Año 1 TIV	30/06/17 Año 2	30/06/18 Año 3	30/06/19  Año 4	30/06/20 Año 5
Qo BASE:	39,229	71,919	104,610	130,762	607,244	460,208	312,648	201,848
Precio Bruto	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0
Costo Venta (comercio)	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18
Costo Transporte (y otros)	-0.875	-0.875	-0.875	-0.875	-0.875	-0.875	-0.875	-0.875
Regalías	-8.30	-8.30	-8.30	-8.30	-8.30	-8.30	-8.30	-8.30
IIBB	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4
Precio Neto	59.3	59.3	59.3	59.3	59.3	59.3	59.3	59.3
Pozos Productivos	6	5	5	4	9	0	0	0
Pozos Productivos Abandonados	6 	11 	16 	20 	29 	29 	29 	29
Pozos Secos		1		1	1			
<u>CASH FLOW:</u>								
Ingreso Bruto	17.3	31.7	46.1	57.6	267.4	202.6	137.7	88.9
Costo Venta (comercio)	-0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.7	-0.5	-0.3	-0.2
Costo Transporte (y otros)	-0.2	-0.4	-0.6	-0.7	-3.3	-2.5	-1.7	-1.1
Regalías	-2.0	-3.8	-5.5	-6.8	-31.7	-24.0	-16.3	-10.5
IIBB	-0.3	-0.6	-0.9	-1.2	-5.3	-4.1	-2.8	-1.8
Impuesto Débito y Crédito	-0.4	-0.6	-0.8	-0.9	-3.5	-2.4	-1.7	-1.1
Ingreso Neto	14.2	26.2	38.2	47.9	222.8	169.1	114.9	74.2
OPEX	-2.9	-5.2	-7.6	-9.4	-43.4	-33.2	-23.0	-15.3
EBITDA	11.3	21.0	30.7	38.5	179.5	135.9	91.9	58.9
Amortizaciones	0.0	0.0	0.0	-25.0	-52.4	-38.2	-26.0	-16.8
EBT	11.3	21.0	30.7	13.5	127.1	97.7	65.9	42.1
IG	0	0	0	0	-57.9	-37.3	-26.4	-17.2
Net Income	11.3	21.0	30.7	13.5	69.2	60.4	39.5	24.8
CAPEX	-39.9	-37.0	-35.0	-32.1	-46.2	-0.1	-0.1	-0.1
CASH FLOW:	-28.6	-16.0	-4.3	6.4	75.4	98.6	65.4	41.6

Caso 30 Pozos (Millones US\$): Primeros 5 años.

	15/02/16 Año 1 TI	15/05/16 Año 1 TII	15/08/16 Año 1 TIII	15/11/16 Año 1 TIV	30/06/17 Año 2	30/06/18 Año 3	30/06/19 Año 4	30/06/20 Año 5
Qo BASE:	29,575	59,150	88,725	118,300	501,840	396,823	302,320	224,217
Precio Bruto	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0
Costo Venta (comercio)	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18
Costo Transporte (y	-0.875	-0.875	-0.875	-0.875	-0.875	-0.875	-0.875	-0.875
Regalías	-8.30	-8.30	-8.30	-8.30	-8.30	-8.30	-8.30	-8.30
IIBB	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4
Precio Neto	59.3	59.3	59.3	59.3	59.3	59.3	59.3	59.3
CASH FLOW:								
Ingreso Bruto	13.0	26.0	39.1	52.1	221.0	174.7	133.1	98.7
Costo Venta (comercio)	-0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.6	-0.4	-0.3	-0.2
Costo Transporte (y	-0.2	-0.3	-0.5	-0.7	-2.8	-2.2	-1.7	-1.2
Regalías	-1.5	-3.1	-4.6	-6.2	-26.2	-20.7	-15.8	-11.7
IIBB	-0.3	-0.5	-0.8	-1.0	-4.4	-3.5	-2.7	-2.0
Impuesto Débito y Crédito	-0.3	-0.5	-0.6	-0.8	-2.8	-2.1	-1.6	-1.2
Ingreso Neto	10.7	21.6	32.4	43.3	184.3	145.8	111.1	82.4
OPEX	-2.2	-4.3	-6.5	-8.5	-36.0	-28.8	-22.2	-16.8
EBITDA	8.5	17.2	26.0	34.8	148.2	117.0	88.9	65.6
Amortizaciones	0.0	0.0	0.0	-18.6	-29.6	-23.4	-17.8	-13.2
EBT	8.5	17.2	26.0	16.2	118.7	93.6	71.0	52.3
IG	0	0	0	0	-52.8	-35.4	-27.2	-20.3
Net Income	8.5	17.2	26.0	16.2	65.8	58.2	43.8	32.1
CAPEX	-28.4	-30.4	-28.4	-30.4	-19.6	0.0	0.0	0.0
CASH FLOW:	-19.9	-13.1	-2.4	4.4	75.8	81.6	61.6	45.3

Caso 20 Pozos (Millones US\$): Primeros 5 años.

	15/02/16 Año 1 TI	15/05/16 Año 1 TII	15/08/16 Año 1 TIII	15/11/16 Año 1 TIV	30/06/17 Año 2	30/06/18 Año 3	30/06/19 Año 4	30/06/20 Año 5
Qo BASE:	29,425	49,042	78,467	98,083	356,613	304,729	257,006	214,574
Precio Bruto	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0
Costo Venta (comercio)	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18
Costo Transporte (y otros)	-0.875	-0.875	-0.875	-0.875	-0.875	-0.875	-0.875	-0.875
Regalías	-8.30	-8.30	-8.30	-8.30	-8.30	-8.30	-8.30	-8.30
IIBB	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4
Precio Neto	59.3	59.3	59.3	59.3	59.3	59.3	59.3	59.3
CASH FLOW:								
Ingreso Bruto	13.0	21.6	34.5	43.2	157.0	134.2	113.2	94.5
Costo Venta (comercio)	-0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.4	-0.3	-0.3	-0.2
Costo Transporte (y otros)	-0.2	-0.3	-0.4	-0.5	-2.0	-1.7	-1.4	-1.2
Regalías	-1.5	-2.6	-4.1	-5.1	-18.6	-15.9	-13.4	-11.2
IIBB	-0.3	-0.4	-0.7	-0.9	-3.1	-2.7	-2.3	-1.9
Impuesto Débito y Crédito	-0.3	-0.4	-0.5	-0.6	-1.9	-1.6	-1.4	-1.1
Ingreso Neto	10.7	17.9	28.7	35.9	131.0	112.0	94.4	78.8
OPEX	-2.2	-3.6	-5.7	-7.1	-25.9	-22.3	-19.0	-16.1
EBITDA	8.5	14.3	23.0	28.8	105.1	89.6	75.4	62.7
Amortizaciones	0.0	0.0	0.0	-10.2	-12.3	-10.5	-8.9	-7.4
EBT	8.5	14.3	23.0	18.7	92.8	79.1	66.5	55.3
IG	0	0	0	0	-45.3	-29.1	-24.6	-20.5
Net Income	8.5	14.3	23.0	18.7	47.5	50.0	41.9	34.8
CAPEX	-21.0	-18.1	-21.0	-16.1	-4.9	0.0	0.0	0.0
CASH FLOW:	-12.5	-3.8	2.1	12.8	54.8	60.5	50.8	42.2

Caso 10 Pozos (Millones US\$): Primeros 5 años.

	15/02/16 Año 1 TI	15/05/16 Año 1 TII	15/08/16 Año 1 TIII	15/11/16 Año 1 TIV	30/06/17 Año 2	30/06/18 Año 3	30/06/19 Año 4	30/06/20 Año 5
Qo BASE:	-	43,291	43,291	86,581	191,451	177,512	164,061	151,201
Precio Bruto	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0
Costo Venta (comercio)	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18
Costo Transporte (y otros)	-0.875	-0.875	-0.875	-0.875	-0.875	-0.875	-0.875	-0.875
Regalías	-8.30	-8.30	-8.30	-8.30	-8.30	-8.30	-8.30	-8.30
IIBB	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4
Precio Neto	59.3	59.3	59.3	59.3	59.3	59.3	59.3	59.3
CASH FLOW:								
Ingreso Bruto	-	19.1	19.1	38.1	84.3	78.2	72.2	66.6
Costo Venta (comercio)	-	-0.0	-0.0	-0.1	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2
Costo Transporte (y otros)	-	-0.2	-0.2	-0.5	-1.1	-1.0	-0.9	-0.8
Regalías	-	-2.3	-2.3	-4.5	-10.0	-9.3	-8.6	-7.9
IIBB	-	-0.4	-0.4	-0.8	-1.7	-1.6	-1.4	-1.3
Impuesto Débito y Crédito	-0.0	-0.3	-0.3	-0.5	-1.0	-0.9	-0.9	-0.8
Ingreso Neto	-0.0	15.8	15.9	31.8	70.3	65.2	60.3	55.6
OPEX	-0.1	-3.2	-3.2	-6.3	-14.5	-13.5	-12.6	-11.7
EBITDA	-0.1	12.6	12.6	25.5	55.9	51.7	47.7	43.9
Amortizaciones	0.0	0.0	0.0	-2.2	-2.4	-2.2	-2.0	-1.9
EBT	-0.1	12.6	12.6	23.3	53.5	49.5	45.7	42.0
IG	0	0	0	0	-30.1	-17.7	-16.4	-15.1
Net Income	-0.1	12.6	12.6	23.3	23.4	31.8	29.3	26.9
CAPEX	-4.8	-9.7	-4.8	-9.7	0.0	0.0	0.0	0.0
CASH FLOW:	-4.9	3.0	7.9	15.8	25.8	34.0	31.3	28.8

Caso 7 Pozos (Millones US\$): Primeros 5 años.

	15/02/16 Año 1 TI	15/05/16 Año 1 TII	15/08/16 Año 1 TIII	15/11/16 Año 1 TIV	30/06/17 Año 2	30/06/18 Año 3	30/06/19 Año 4	30/06/20 Año 5
Qo BASE:	37,732	37,732	37,732	37,732	151,395	142,840	134,526	126,462
Precio Bruto	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0
Costo Venta (comercio)	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18
Costo Transporte (y otros)	-0.875	-0.875	-0.875	-0.875	-0.875	-0.875	-0.875	-0.875
Regalías	-8.30	-8.30	-8.30	-8.30	-8.30	-8.30	-8.30	-8.30
IIBB	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4	-1.4
Precio Neto	59.3	59.3	59.3	59.3	59.3	59.3	59.3	59.3
<u>CASH FLOW:</u>								
Ingreso Bruto	16.6	16.6	16.6	16.6	66.7	62.9	59.2	55.7
Costo Venta (comercio)	-0.0	-0.0	-0.0	-0.0	-0.2	-0.2	-0.1	-0.1
Costo Transporte (y otros)	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.8	-0.8	-0.7	-0.7
Regalías	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-7.9	-7.5	-7.0	-6.6
IIBB	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-1.3	-1.3	-1.2	-1.1
Impuesto Débito y Crédito	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.8	-0.8	-0.7	-0.7
Ingreso Neto	13.9	13.9	13.9	13.9	55.6	52.5	49.4	46.5
OPEX	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-11.7	-11.1	-10.5	-10.0
EBITDA	11.0	11.0	11.0	11.0	43.9	41.4	38.9	36.5
Amortizaciones	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EBT	11.0	11.0	11.0	11.0	43.9	41.4	38.9	36.5
IG	0	0	0	0	-26.2	-14.7	-13.9	-13.0
Net Income	11.0	11.0	11.0	11.0	17.7	26.6	25.0	23.5
CAPEX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CASH FLOW:	11.0	11.0	11.0	11.0	17.7	26.6	25.0	23.5