



ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL

RAMA RESERVORIOS

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

DESARROLLO DE UN YACIMIENTO

Tutores:

Arilla, Fernando

Bernardi, Mario

Bernardi, Mario

Integrantes:

Altamiranda, Dignorah.

Dabrowski, Alexander.

Gatto, Mario.

Patiño, Diego.

Rodriguez, Richard.

Sangalli, Maximiliano.

11 de Octubre del 2016

CONTENIDO

OBJETIVOS	6
1 INTRODUCCIÓN.....	7
2 INFORMACIÓN ESTIMADA DEL YACIMIENTO	9
2.1 Información PVT	9
2.2 Permeabilidades relativas.....	13
3 Calculo volumétrico del petróleo original in situ.....	16
3.1 Área y volumen del reservorio	16
4 BALANCE DE MATERIALES.....	19
4.1 Balance de materiales. $P_{\text{reservorio}} > P_b$ – Expansión monofásica:	21
4.2 Balance de materiales. $P_{\text{reservorio}} < P_b$ – Expansión de gas disuelto:.....	22
4.3 Curva de performance del yacimiento.....	26
5 Curva IPR (Relación del índice de producción).....	28
5.1 IPR caudal monofásico	29
5.2 IPR caudal bifásico	30
5.3 Familia de Curvas IPR.....	33
6 PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN	34
6.1 Comparativas de producción	34
6.2 Caso Base.....	36
6.3 Escenario I: 10 pozos	37
6.4 Escenario II: 20 pozos	38
6.5 Escenario III: 30 pozos	39
6.6 Escenario IV: 40 pozos.....	40
6.7 Producción (N_p Fracción) vs Presión Fases Monofásica y Bifásica	41
7 EVALUACION ECONOMICA.....	43

7.1	Flujos de Caja.....	50
7.2	Indicadores Financieros.....	52
7.3	Análisis de Sensibilidad	56
8	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	61
	BIBLIOGRAFÍA.....	63

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Mapa estructural	7
Figura 2 Gas disuelto (Rs) y Factor volumétrico petróleo (Bo) vs Presión.....	11
Figura 3 Viscosidad petróleo y gas vs presión	11
Figura 4 Factor compresibilidad "z" y Bg vs Presión	12
Figura 5 Curvas de permeabilidades relativas petróleo y gas	13
Figura 6 Mapa de isoespesores útiles de yacimiento a analizar.....	16
Figura 7 Resultados Balance de Materiales. Curvas: (Presión Vs Np); (RGP vs Np).....	26
Figura 8 Curva IPR para pozo tipo.....	32
Figura 9 Familia de Curvas IPR para pozo tipo.....	33
Figura 10 Tiempos comparativos de explotación	35
Figura 11 Pronóstico de producción – Escenarios	35
Figura 12 Pronóstico Producción Anual – Caso Base.....	36
Figura 13 Pronóstico Producción Mensual – Caso Base.....	36
Figura 14 Pronóstico Producción Anual – Escenario I.....	37
Figura 15 Pronóstico Producción Mensual – Escenario I	37
Figura 16 Pronóstico Producción Anual – Escenario II.....	38
Figura 17 Pronóstico Producción Mensual – Escenario II	38
Figura 18 Pronóstico Producción Anual – Escenario III.....	39
Figura 19 Pronóstico Producción Mensual – Escenario III	39
Figura 20 Pronóstico Producción Anual – Escenario IV	40
Figura 21 Pronóstico Producción Mensual – Escenario IV	40
Figura 22 Np vs P "monofásico".....	41
Figura 23 Np vs P "bifásico".....	41
Figura 24 Permeabilidad relativa petróleo [Kro] vs Presión	42

Figura 25 Perfil de Cashflow en el tiempo hasta la condición de agotamiento para los casos estudiados.....	50
Figura 26 Perfil de Cashflow acumulado en el tiempo hasta la condición de agotamiento para los casos estudiados.....	50
Figura 27 Perfil de Cashflow en el tiempo hasta el fin de la concesión en 10 años para los casos estudiados.....	51
Figura 28 Perfil de Cashflow acumulado en el tiempo hasta el fin de la concesión en 10 años para los casos estudiados.....	52
Figura 29 VAN vs Tasa de Descuento para cada uno de los casos estudiados.....	55
Figura 30 Gráfico de Sensibilidades. Caso Base	57
Figura 31 Gráfico de Sensibilidades. 10 Pozos.....	58
Figura 32 Gráfico de Sensibilidades. 20 pozos	58
Figura 33 Gráfico de Sensibilidades. 30 Pozos.....	59
Figura 34 Gráfico de Sensibilidades. 40 pozos.	59

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Resultados PVT fase monofásica	9
Tabla 2 Resultados PVT fase bifásica	10
Tabla 3 Propiedades de fluido y yacimiento.....	12
Tabla 4 Resultados curvas de permeabilidad relativa	13
Tabla 5 profundidades techo y base pozos perforados	16
Tabla 6 Planimetría mapa isopaco.....	17
Tabla 7 Resultados BM petróleo sub-saturado	22
Tabla 8 Resultado de balance de materiales para petróleos saturados	25
Tabla 9 Datos prueba de campo.....	28
Tabla 10 Caudales flujo monofásico	30
Tabla 11 Caudales flujo bifásico	31
Tabla 12 Promedios aritméticos usados en para la construcción de la curva IPR.....	32
Tabla 13 Diferentes escenarios de producción propuestos (Numero de pozos a perforar)	34
Tabla 14 Condiciones de abandono y reservas a desarrollar en cada uno de los escenarios propuestos.....	49
Tabla 15 Parámetros e Indicadores económicos calculados para todos los escenarios planteados (los 5 casos, tomando la vida útil del yacimiento y el fin de la concesión.....	53
Tabla 16 Resultados del Análisis de Sensibilidades para cada caso.	56

OBJETIVOS

Principales

- Determinar la mejor alternativa técnico-económica para el desarrollo del yacimiento, considerando un número óptimo de pozos

Secundarios

- Calcular el volumen original de hidrocarburo en el yacimiento, así como las reservas a condiciones estándar.
- Analizar el comportamiento del yacimiento durante el tiempo al que se alcanza la presión de abandono.

1 INTRODUCCIÓN.

Como campaña de exploración se perfora un pozo exploratorio (P1), donde se encontró un nivel con acumulación de hidrocarburo que puede ser explotado. Lo que da inicio a la realización de dos nuevos pozos. (P2 y P3), para evaluar nuevas zonas en donde se encontró hidrocarburo al mismo nivel del pozo P1. Se realizan corridas de registros eléctricos en la zona para determinar la mayor cantidad de datos. Una vez con todo el set de datos, se inicia la campaña para la delimitación del yacimiento, perforando pozos de avanzada con un espaciamiento de 1000 m a 400 m de distancia.

En total se realizaron 8 pozos de los cuales 7 son exitosos y 1 no exitoso. El mapa estructural inicial se va acomodando y corrigiendo, en base a la data de los pozos que se van haciendo, con la información obtenida de estos, se determinó tanto el techo como la base del nivel productor de hidrocarburo, su espesor total permeable y su espesor permeable útil, (el cual es el espesor que contiene solamente el HC móvil).

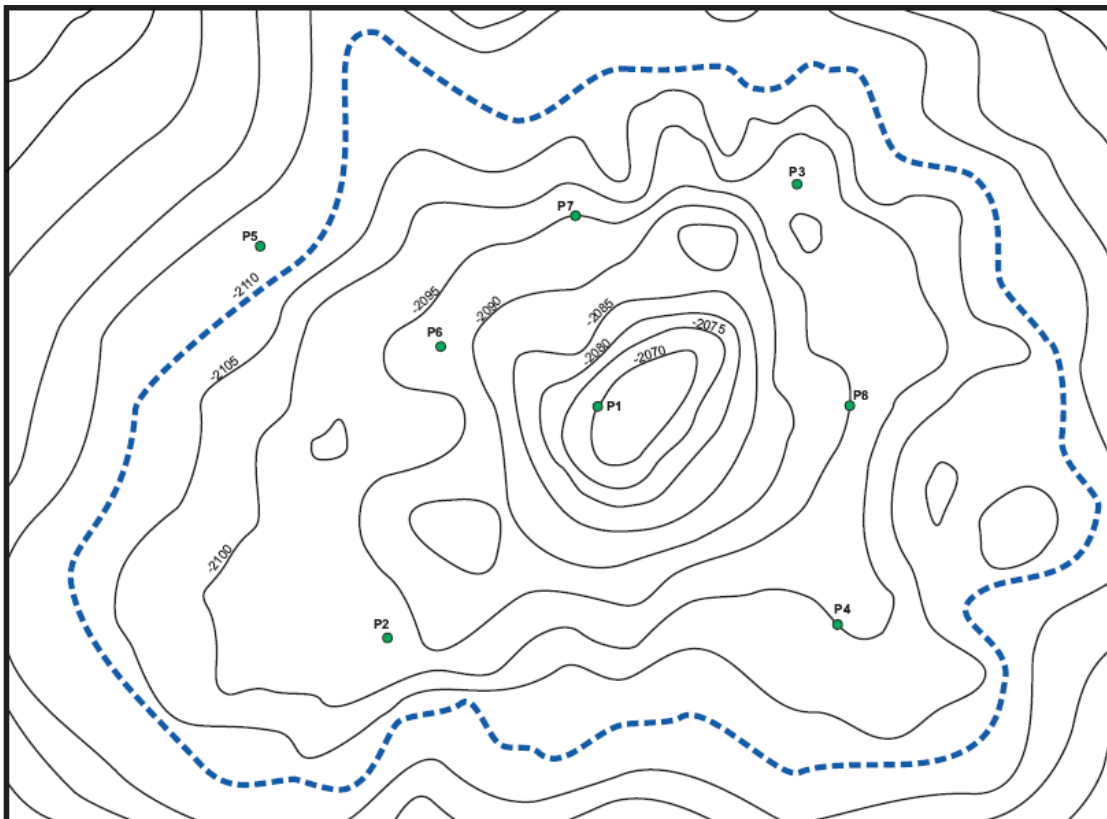


Figura 1 Mapa estructural

El mapa estructural se va acomodando y corrigiendo en base a la data de los pozos.

Como se puede observar, en la figura 1. El pozo P5, fue el pozo no exitoso, lo que ayudo a determinar el contacto de agua-petróleo (WOC: 2110 [m] TVDss)

2 INFORMACIÓN ESTIMADA DEL YACIMIENTO

En base a los 8 pozos perforados de los cuales 7 son exitosos y 1 no exitoso se cuenta con datos provenientes de análisis PVT, Data E-logs y Geofísica de yacimientos.

- El nivel productivo se encuentra a una profundidad de 2301.14 [m], referidos a nivel de boca de pozo.
- El nivel productivo alcanza un espesor de 17.8 [m], y un espesor útil de 10.84 [m].
- El reservorio se encuentra a una temperatura de 91.3 [°C] y una presión inicial de 220.14 [Kg/Cm²], referidos a una profundidad de 2301.14 [m].
- Alcanza el punto de burbuja a la presión de 180 [Kg/cm²] y la saturación del gas inicial será de 87.6 [m³/m³].
- El yacimiento tiene una porosidad promedio del 19% (Φ);
- Posee una saturación de agua inicial (Swi) del 32% y de petróleo (So) del 68% para cuando $P > P_b$.

2.1 Información PVT

Los análisis y resultados de las propiedades PVT, son obtenidos en laboratorio por medio de un ensayo de liberación diferencial de las muestras obtenidas de algunos pozos, las cuales fueron recolectadas y analizadas; en el informe PVT que se obtuvo de estos análisis se muestran los comportamientos de distintos parámetros como lo son gas disuelto (Rs), factores volumétricos del petróleo y gas [Bo, Bg], viscosidades gas y petróleo [μ_o , μ_g] en función de la presión. Estos resultados se muestran a continuación:

Tabla 1 Resultados PVT fase monofásica

Presión Kg/cm ²	Rs m ³ /m ³	Bo m ³ /m ³	μ_o cp	Z	Bg m ³ /m ³	μ_g 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			
180	87,66	1,28137	0,639	0,89108	0,006423	0,01817

Al inicio del análisis se observa que el parámetro “Rs” tiene un valor constante, a medida que disminuye la presión hasta 180 kg/cm², lo cual da a entender que este es su punto de burbuja, y por consiguiente el reservorio se encuentra en un estado sub-saturado, este dato es importante para el análisis del balance de materiales, dado que aporta como se entra a analizar en primera instancia el reservorio.

A medida que se va disminuyendo la presión y se llega al punto de burbuja, el fluido analizado comienza a liberar gas, por lo cual es necesario analizar este gas y sus parámetros como viscosidad de gas [μg], Factor volumétrico gas [Bg], Z.

Tabla 2 Resultados PVT fase bifásica

Presión Kg/cm2	Rs m3/m3	Bo m3/m3	μo cp	Z	Bg m3/m3	μg cp
180	87,66	1,28137	0,639	0,89108	0,006423	0,01817
170	81,86	1,26614	0,663	0,8898	0,006792	0,01777
160	76,13	1,25121	0,69	0,88971	0,007208	0,01739
150	70,47	1,23658	0,719	0,89079	0,007696	0,01701
140	64,89	1,22227	0,751	0,89292	0,008261	0,01664
130	59,39	1,20828	0,786	0,8959	0,008921	0,01629
120	53,97	1,19462	0,826	0,8997	0,009699	0,01596
110	48,64	1,18132	0,87	0,90431	0,010627	0,01564
100	43,42	1,16838	0,92	0,90969	0,011749	0,01534
90	38,29	1,15583	0,976	0,91582	0,013127	0,01506
80	33,28	1,14367	1,04	0,92266	0,014857	0,01479
70	28,4	1,13194	1,114	0,93019	0,017087	0,01455
60	23,65	1,12067	1,2	0,93836	0,020061	0,01432
50	19,07	1,10989	1,301	0,94714	0,024217	0,01412
40	14,66	1,09966	1,42	0,95648	0,030416	0,01393
30	10,47	1,09004	1,562	0,96636	0,040632	0,01377
20	6,55	1,08114	1,731	0,97674	0,060593	0,01363
10	3,01	1,0732	1,93	0,98762	0,117832	0,01351
1,03	0,4	1,06739	2,116	0,9987	0,630047	0,01344

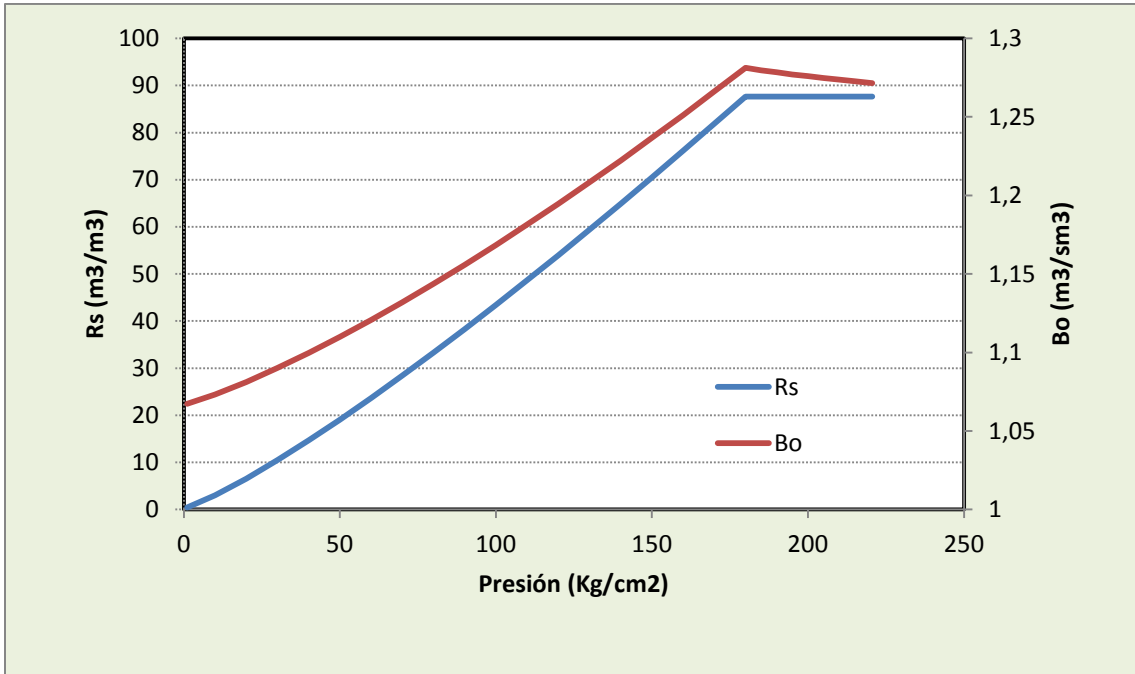


Figura 2 Gas disuelto (Rs) y Factor volumétrico petróleo (Bo) vs Presión

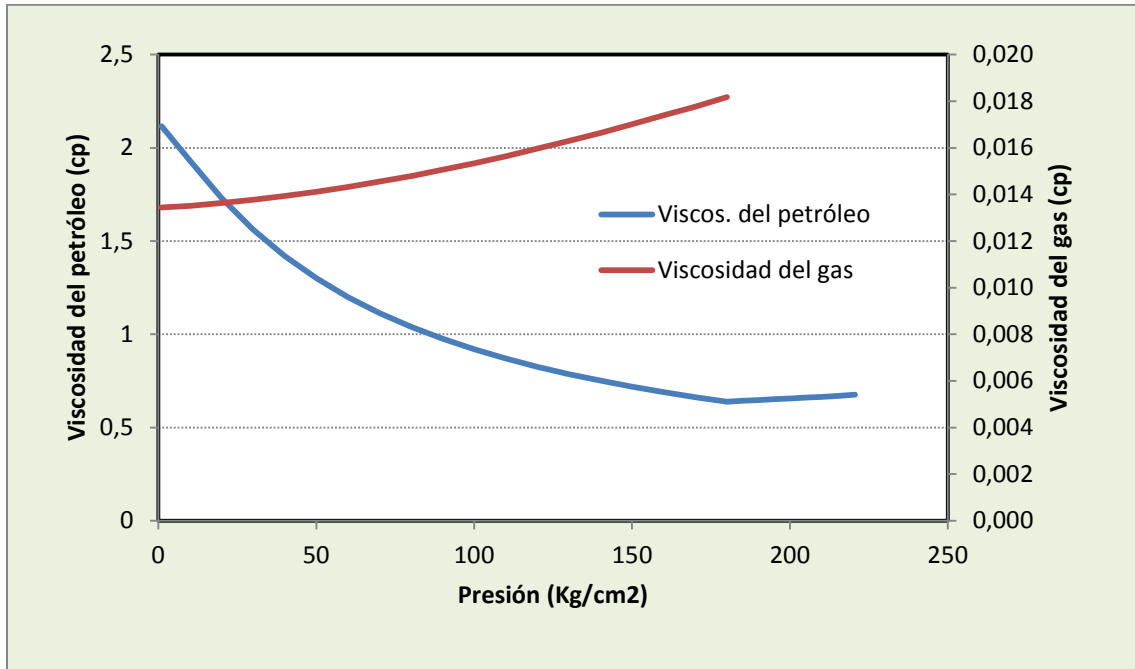


Figura 3 Viscosidad petróleo y gas vs presión

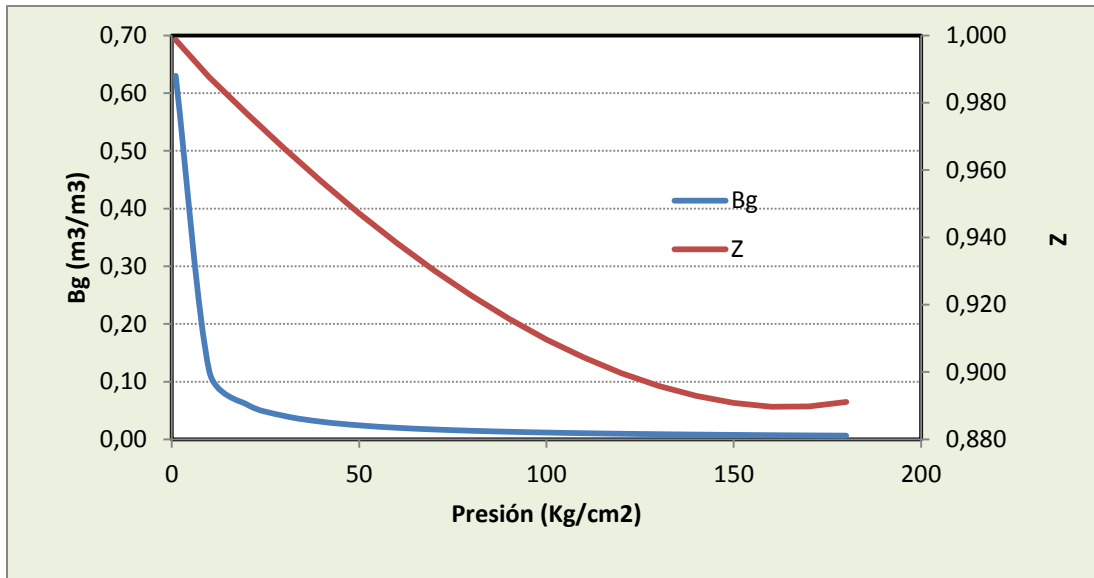


Figura 4 Factor compresibilidad "z" y Bg vs Presión

En la tabla 3, se muestra un resumen de las propiedades del yacimiento y de sus fluidos.

Tabla 3 Propiedades de fluido y yacimiento

Profundidad media del reservorio:	2301,14 m. a nivel boca pozo
Presión inicial del reservorio:	220.6 Kg/cm ² @ a Prof. medida
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

El análisis de los fluidos y muestras de roca que se recuperan del yacimiento, son importantes para el avance y caracterización del mismo, dado que estos datos alimentan las ecuaciones de balance de materiales, y por consecuencia es posible mostrar el comportamiento de la producción en función de la disminución de presión en el yacimiento. Y a su vez analizar su pronóstico de producción, ayudado de las curvas IPR.

2.2 Permeabilidades relativas.

A continuación, se muestran los resultados de permeabilidades relativas (K_{ro} , K_{rg}), los cuales van a ser utilizados en posteriores análisis, estos resultados se muestran en la tabla 4.

Tabla 4 Resultados curvas de permeabilidad relativa

kro máx	1		krgr máx	0,7		
Swi	0,32	2	Scg	0	1,9	
Sorg	0,25					
So	So*	kro	Sg	Sg*	krgr	krgr/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	0,00513872
0,6	0,8140	0,6625	0,08	0,1860	0,0287	0,04326929
0,55	0,6977	0,4867	0,13	0,3023	0,0721	0,14814764
0,5	0,5814	0,3380	0,18	0,4186	0,1338	0,39589738
0,45	0,4651	0,2163	0,23	0,5349	0,2132	0,98552531
0,4	0,3488	0,1217	0,28	0,6512	0,3098	2,54602478
0,35	0,2326	0,0541	0,33	0,7674	0,4233	7,82746927
0,3	0,1163	0,0135	0,38	0,8837	0,5535	40,9348978
0,25	0,0000	0,0000	0,43	1,0000	0,7000	

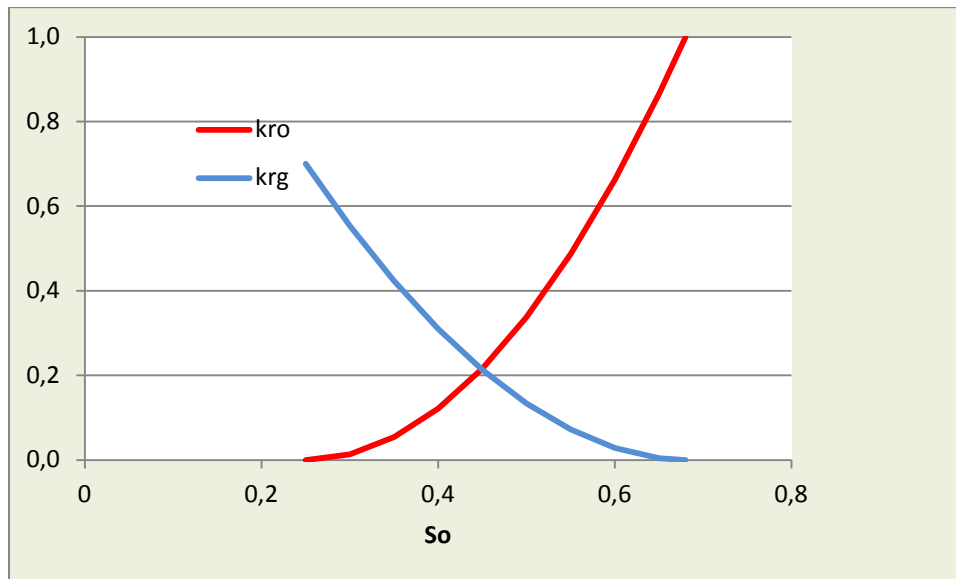


Figura 5 Curvas de permeabilidades relativas petróleo y gas

Las curvas de permeabilidad relativa al petróleo [K_{ro}] y al gas [K_{rg}], son consideradas en función de la saturación de petróleo [S_o]. Estas se determinan por medio de pruebas de laboratorio que se hacen a varias muestras de coronas que son extraídos durante la perforación de los pozos.

Como las pruebas de laboratorio, por si solas no son representativas para todo el yacimiento, dado que las diferentes mediciones que se realizan a la misma roca tienen variación en sus resultados. Es necesario promediar los datos de permeabilidades relativas, para así obtener un par de curvas que represente la permeabilidad en función de la saturación para todo el yacimiento.

Dadas las características petrofísicas del yacimiento, se obtiene que este maneja una alta transmisibilidad, por lo cual se determina que con los pozos que se tienen al momento de evaluar este proyecto son capaces de drenar todo hidrocarburo recuperable, también es correcto analizar el comportamiento del yacimiento como un tanque.

En base a todo lo que se presentó anteriormente, el propósito es realizar un proyecto de aceleración del yacimiento, por lo cual analizaremos un caso base 8 pozos (7 exitosos – 1 no exitoso) con respecto a un escenario donde se perforen 10 pozos, 20 pozos, 30 pozos, 40 pozos (9, 18, 27, 36 pozos exitosos respectivamente), para así evaluar los pros y contras de explotar ese yacimiento con un mayor número de pozos.

Todo esto considerando la viabilidad técnico-económica del proyecto, y teniendo en cuenta que efectos tendría el explotar el yacimiento con un mayor número de pozos, con respecto a las instalaciones de superficie. Las cuales representan una de las mayores inversiones iniciales que se tiene que hacer en el caso de que sean necesarias para la vida útil del proyecto. Así como también evitar la sobre dimensión de las mismas, para los caudales que se van a manejar en el tiempo.

Lo principal es determinar el OOIP, para así dar una idea de lo que se encuentra en fondo, una vez hecho esto, se puede empezar a evaluar la mejor forma de explotar, el yacimiento, manteniendo una buena relación entre el tiempo de explotación y el beneficio técnico financiero. Todo esto ligado a los análisis que se hagan en las diferentes etapas de la evaluación del proyecto (balance de materiales, volúmenes in situ, curvas IPR promedio, pronósticos de producción).

Dicho lo anterior es considerable seguir una secuencia de objetivos, para dimensionar todo el proyecto, y así tomar la mejor decisión,

- 1) Calculo volumétrico
- 2) Balance de materiales
- 3) Análisis de curvas IPR
- 4) Pronósticos de producción
- 5) Análisis económico

3 CALCULO VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO ORIGINAL IN SITU

3.1 Área y volumen del reservorio

Para el cálculo del volumen de petróleo, es necesario determinar un área, y un espesor. Con la data de registros eléctricos de cada pozo, se determinan el techo y base de la roca productiva en el yacimiento para cada pozo perforado.

Tabla 5 profundidades techo y base pozos perforados

Pozo	Tope mbnm	Base mbnm	H total m	N/G	Hú m	Porosidad frac.	Sw frac.
P1	-2070	-2110	40	0,600	24,0	0,228	0,286
P2	-2096,5	-2110	13,5	0,500	6,8	0,146	0,440
P3	-2097,5	-2110	12,5	0,610	7,6	0,174	0,341
P4	-2100	-2110	10	0,520	5,2	0,155	0,407
P5	-2113	-2110	0		0,0		
P6	-2092	-2110	18	0,710	12,8	0,201	0,308
P7	-2095	-2110	15	0,700	10,5	0,192	0,319
P8	-2095	-2110	15	0,600	9,0	0,233	0,321

*mbnm: metros bajo nivel del mar

Una vez tenemos conocimiento de estos datos, se realiza un mapa con esos espesores, llamado mapa isopaco como se muestra a continuación.

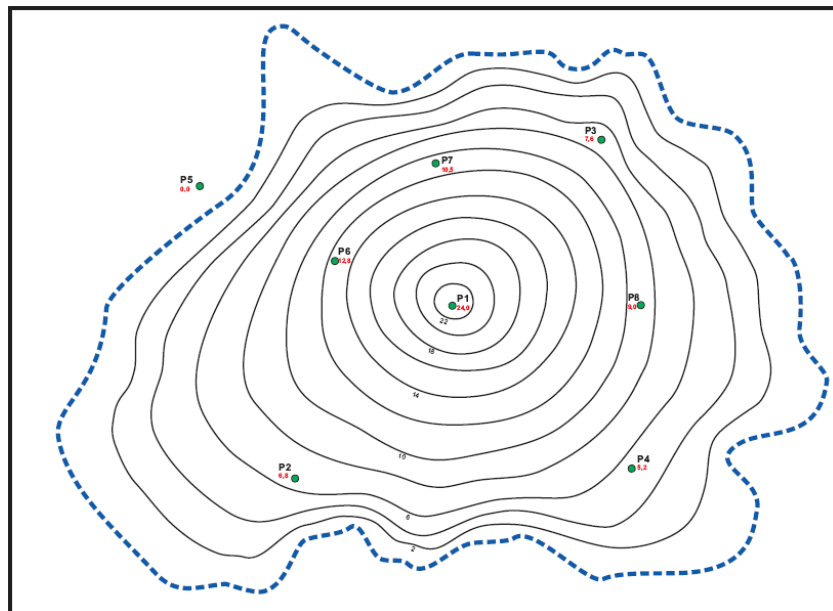


Figura 6 Mapa de isoespesores útiles de yacimiento a analizar

Nota: Los mapas de isopacas son empleados para mostrar la distribución de una unidad geológica en tres dimensiones; en dichos mapas, las líneas se unen en puntos de igual espesor de estratos o unidades de roca, así como de horizontes de hidrocarburos, y se construyen con los datos proporcionados en los registros, hechos en los pozos perforados, antes de ponerse estos a producción y se valen de las profundidades de lecturas de los mismos para ser lo más precisas posible.

Una vez construido este mapa, es necesario determinar el área dentro de las curvas isopacas. Para esto es necesario realizar una planimetría, con los datos de planimetría usando la regla de los trapecios. Hallamos el volumen de la roca utilizando la siguiente expresión: $V = \Delta h * (\frac{A_0}{2} + A_1 + A_2 + A_3 + \dots + \frac{A_n}{2})$

Tabla 6 Planimetría mapa isopaco

Área	cm2	m2
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

Realizando el cálculo, nos da como resultado un volumen de roca de: 141.090.600 m³, con este valor, procedemos a realizar el cálculo, del volumen original in situ a condiciones de superficie, no da un resultado petróleo original in situ de: 14.869.427 m³

Nota: El cálculo del volumen se realiza asumiendo que estas curvas representan varios puntos de características similares, además de poseer un volumen dado por su área multiplicada por el espesor del yacimiento, teniendo como resultado el volumen de roca total contenido en las isopacas, este volumen al ser multiplicado por el valor de porosidad promedio del yacimiento y por la saturación de hidrocarburos, nos mostrara el volumen total de hidrocarburos, a este valor, podemos dividirlo por el factor volumétrico inicial para obtener el volumen de petróleo en superficie. Esto matemáticamente se expresa como:

$$N_{is} = \frac{A * h * \phi * (1 - S_{wi})}{B_{oi}}$$

Donde:

A: área total del yacimiento

h: espesor útil

ϕ : porosidad efectiva (en fracción)

S_{wi}: saturación inicial de agua

B_{oi}: Factor volumétrico de petróleo

4 BALANCE DE MATERIALES

El balance de materiales es una metodología que utiliza el principio de conservación de la masa, aplicado a la extracción de fluidos de un reservorio. Es decir, un balance volumétrico entre la acumulada de todos los fluidos extraídos del reservorio y la expansión de los fluidos remanentes, como resultado de una caída de presión en el mismo y del mecanismo de drenaje actuante.

El balance de materiales debe cumplir ciertas hipótesis para que su aplicación produzca resultados representativos:

- Se asume que el reservorio tiene un comportamiento tipo tanque. Esto quiere decir que en un instante todos los puntos del reservorio se encuentran a la misma presión. Cualquier disturbio se transmite de forma instantánea.
- Las propiedades termodinámicas utilizadas (PVT) deben ser capaces de reproducir el comportamiento de los fluidos del reservorio en fondo y en superficie.
- El reservorio se considera homogéneo, por lo cual las características y propiedades que reflejan el comportamiento del reservorio serán las promedio.

Existen hipótesis menores adicionales. Sin embargo, las antes mencionadas son las más limitativas. De esta manera, el balance de materiales logra cuantificar los fluidos producidos del reservorio (en condiciones de fondo), como la sumatoria de todos los empujes que actúen sobre el mismo más la acumulada de agua entrante. La existencia de esta última ($We \neq 0$) define la presencia o ausencia, de un acuífero activo.

$$\sum \text{Expansiones} + \text{Entrada de agua (We)} = \text{Fluidos producidos}.$$

La expresión más general que toma en cuenta todas las posibles opciones que puede reproducir el balance de materiales viene definida por:

$$Gis(Bg - Bgi) + Nis(Bt - Bti) + \left[\frac{Nis * Boi}{(1 - Swi)} * (1 + m) * ((Cw * Swi) + Cp) * (Pi - P) \right] \\ + We = (Gp * Bg) + (Np * Bo) + (Wp * Bw) - (Np * Rs * Bg)$$

Donde cada uno de estos términos corresponde a:

- $Gis(Bg - Bgi)$, representa la expansión en la zona de gas.
- $Nis(Bt - Bti)$, representa la expansión en la zona de petróleo.
- $\left[\frac{Nis \cdot Boi}{(1 - Swi)} * (1 + m) * ((Cw * Swi) + Cp) * (Pi - P) \right]$, representa la expansión del agua intersticial y reducción del volumen poral tanto en la zona de gas (casquete), como en la de petróleo.
- We , representa la entrada de agua en el yacimiento.
- $(Gp * Bg) + (Np * Bo) + (Wp * Bw)$, representan la producción de gas, petróleo y agua respectivamente.
- $(Np * Rs * Bg)$, representa el gas que libera el petróleo en la tubería.

En nuestro caso de estudio, el reservorio posee las siguientes características:

- No hay acuífero activo. No hay entrada, ni producción de agua. Se considera que toda el agua presente en el reservorio es irreductible.
- No hay casquete de gas.
- Tendremos 2 tipos de empujes, dependiendo de la presión a la que se encuentra el reservorio. Un mecanismo de *expansión monofásica* cuando la presión del reservorio sea mayor que el punto de burbuja. Este mecanismo es considerado de baja eficiencia, dado que el petróleo es poco compresible con respecto al gas ($FR \leq 7\%$). A presiones de reservorio inferiores al punto de burbuja se considera un *empuje por gas disuelto* ($FR \approx 7-18\%$).

Bajo estas nuevas consideraciones la expresión general del balance de materiales se reduce significativamente y se utiliza de manera independiente dependiendo de la presión que se tenga en el reservorio en cierto momento y el mecanismo de drenaje natural que esté actuando.

El balance de materiales tiene dos aplicaciones principales, el modo histórico y el modo predictivo. En el primero, conociendo las acumuladas de producción de fluidos (histórico de producción) con sus respectivas caídas de presión, se puede inferir si existe entrada de agua al yacimiento y se puede calcular el petróleo y/o gas original in situ. En el modo predictivo, se realiza un pronóstico del comportamiento de un reservorio (Acumuladas vs. Presión). Este último es el que utilizaremos en nuestro caso, ya que al ser un campo “nuevo” que no ha sido producido aun, no se cuenta con información histórica. Por lo que,

el balance de materiales nos permitirá pronosticar los volúmenes a recuperar como una fracción del petróleo original in situ, obteniendo un factor de recobro por cada etapa diferencial de presión.

En base a estas aclaraciones, se procede a realizar todos los cálculos necesarios, que desembocan en el resultado de la variación de presión en función del petróleo producido (Presión vs N_p).

Partiendo de los datos del análisis PVT y de los datos obtenidos en el cálculo del petróleo original in situ del yacimiento, se realizaron los cálculos en dos secciones.

4.1 Balance de materiales. $P_{\text{reservorio}} > P_b$ – Expansión monofásica:

La primera parte comprende la sección de expansión monofásica, en la cual la presión se encuentra por encima del punto de burbuja y se está en presencia de un flujo monofásico. El comportamiento del balance de materiales para petróleos sub-saturados viene dado por la siguiente ecuación:

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

Donde:

- N_{is} , Petróleo original in situ
- B_{oi} , Factor volumétrico de petróleo inicial
- $(P_i - P)$, Caída de presión.
- N_p , Acumulada de petróleo producido.
- B_o , Factor volumétrico de petróleo.
- $C_e = \frac{[C_o.(1-S_{wi})+(S_{wi}.C_w)+C_f]}{(1-S_{wi})}$, Compresibilidad efectiva o total de los fluidos.

Debemos tener en cuenta que:

- 1) El valor de R_s es constante hasta el punto de burbuja, e igualmente, el valor del GOR sería igual al R_s .
- 2) Las incógnitas que tenemos en este punto serían, el gas producido (G_p), y el petróleo producido (N_p). Sin embargo, a presiones por encima del punto de burbuja no se estaría liberando gas en fondo, pero si en su camino a la superficie.

- 3) La compresibilidad de la formación y del agua (C_f y C_w) es constante para todo el rango. Pero la compresibilidad del petróleo y por ende la efectiva varían con la presión.
- 4) Por encima del punto de burbuja, $B_t=B_o$. Por debajo del P_b , la expresión viene dada por: $B_t = B_o + B_g \cdot (R_s - R_{si})$.

Los cálculos se realizaron considerando el volumen original in situ igual a 1. Utilizando la herramienta "Solver" de Excel para ajustar el valor de N_p de tal manera que el valor de $N_{is}=1$. Esto nos permitió realizar los cálculos en base a las ecuaciones de balance de materiales para petróleos Sub-saturados, lo que nos dio los siguientes resultados.

Tabla 7 Resultados BM petróleo sub-saturado

Presión Kg/cm ²	N_p	R_s m ³ /m ³	B_o m ³ /m ³	μ_o cp	B_t m ³ /m ³	RGP m ³ /m ³	ΔGP	GP	RP m ³ /m ³	N_{is}
220,6	0	87,50	1,2720	0,676	1,2720	87,50		0	87,50	
215	0,00142759	87,50	1,2731	0,670	1,2731	87,50	0,12491	0,12491	87,50	1,000000
210	0,00270358	87,50	1,2741	0,665	1,2741	87,50	0,11164	0,23655	87,50	1,000000
205	0,004001	87,50	1,2752	0,661	1,2752	87,50	0,11352	0,35007	87,50	1,000000
200	0,00533904	87,50	1,2762	0,656	1,2762	87,50	0,11707	0,46714	87,50	1,000000
195	0,00673675	87,50	1,2774	0,652	1,2774	87,50	0,12229	0,58943	87,50	1,000000
190	0,00821294	87,50	1,2787	0,647	1,2787	87,50	0,12916	0,71859	87,50	1,000000
185	0,00978624	87,50	1,2801	0,643	1,2801	87,50	0,13766	0,85625	87,50	1,000000

De la Tabla 5 se puede observar que desde la presión inicial (220 Kg/cm²) hasta la presión de burbuja (180 Kg/cm²), no hubo liberación de gas. Solo ocurrió una expansión de los fluidos y compresión de la roca predominando un flujo monofásico. Dicho mecanismo de drenaje solo recupera un 1% del N_{is} , hasta la presión de burbuja.

4.2 Balance de materiales. $P_{reservorio} < P_b$ – Expansión de gas disuelto:

Continuando con el balance de materiales, entramos a presiones por debajo del P_b , por lo cual ya el sistema se considera como una expansión bifásica (empuje por gas en solución y expansión monofásica). Esta combinación de mecanismos de drenaje naturales, vienen expresados por la ecuación para petróleos saturados:

$$N_{is} * (B_t - B_{ti}) * [C_e * (P_i - P) * B_{oi}] = N_p * \{B_t + [(R_p - R_{si}) * B_g]\}$$

Donde:

- N_{is} , Petróleo original in situ
- B_{ti} , Factor volumétrico inicial del fluido total.
- R_s , Relación gas disuelto.

- R_{si} , Relación gas disuelto inicial.
- R_p , Relación entre el gas producido y el petróleo producido
- B_g , Factor volumétrico del gas.
- N_p , Acumulada de petróleo producido.
- B_t , Factor volumétrico del fluido total.

En esta segunda sección de cálculos en el balance de materiales de nuestro yacimiento se debe considerar que:

- 1) A medida que avanzamos en la producción de petróleo, la presión va disminuyendo hasta el punto donde se empieza a liberar el gas que se encuentra en solución (punto de burbuja). Por lo cual, empezamos a tener un incremento en la relación gas-petroleo (GOR), y empieza a disminuir el gas disuelto (R_s).
- 2) Al incluir una segunda fase (Gas), tenemos que incluir los valores de B_g , μ_g , y Z , en la ecuación de balance de materiales.
- 3) Con la disminución de presión y la incorporación de una fase adicional, comienzan a influir los valores permeabilidad relativa de una fase con respecto a la otra (K_{rg}/K_{ro}) en el cambio de las viscosidades y factores volumétricos de los fluidos.
- 4) Nuevamente las incógnitas que tenemos en este punto serían, el gas producido (G_p), y el petróleo producido (N_p).

Para presiones iguales o inferiores al punto de burbuja, se utilizó una metodología similar a la anterior. En donde se considera nuevamente que el $N_{is}=1$, para calcular N_p en cada etapa de presión, basándonos en la siguiente ecuación:

$$1 = \frac{N_p [B_t + B_g(R_p - R_{si})]}{N_{is} [(B_t - B_{t_i}) * (C_e * \Delta P * B_{o_i})]}$$

Al no contar con datos de producción, tenemos que asumir los valores de N_p , así que para que el balance de materiales sea correcto, es necesario que esta igualdad se cumpla. Sin embargo, esto no es un cálculo directo, porque a pesar de conocer B_t y B_g , desconocemos G_p . Este a su vez se determina como una sumatoria del ΔG_p (gas producido en dicha etapa) obtenido en las etapas previas, las cuales a su vez se calculan del GOR instantáneo y del ΔN_p para dicha etapa.

El GOR o RGP instantáneo en una cierta etapa viene dado por la expresión:

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

A su vez, estas permeabilidades relativas son función de la saturación de cada fluido, por lo que se puede obtener la saturación de petróleo (S_o) a partir de la siguiente ecuación:

$$S_o = \frac{(1 - N_p) * B_o * S_{oi}}{B_{oi}}$$

Como N_p es la incógnita que estamos tratando de resolver, entonces el cálculo debe hacerse de forma iterativa. También es necesario aclarar que los valores de N_p , están adimensionalizados por N_{is} , esto quiere decir, que en realidad se trata de un factor de recuperación.

Se realizaron los cálculos usando la ecuación de balance de materiales para petróleos saturados, lo cual nos dio esta serie de resultados que se muestran en la siguiente tabla.

En la Tabla 6 se puede observar que desde la presión de burbuja (180 Kg/cm^2) a una cierta presión de abandono (20 kg/cm^2) se tendría una recuperación final de 15,6% y al final de la vida útil del yacimiento un 17,7%. Como se puede observar, la expansión por gas disuelto, representa un mecanismo de drenaje natural mucho más efectivo que la expansión monofásica.

Tabla 8 Resultado de balance de materiales para petróleos saturados

Presión Kg/cm2	Np	Rs m3/m3	Bo m3/m3	μo cp	Z	Bg m3/m3	μg cp	Bt m3/m3	So	So*	kro	Sg*	krg	krg/kro	RGP m3/m3	DGP	GP	RP m3/m3	Nis
180	0,0115	87,4951	1,2816	0,6388	0,8909	0,0065	0,0182	1,2816	0,68	1	1	0	0	0,00000	87,4951	0,1478	1,0040	87,50	1,00
170	0,0293	81,8411	1,2660	0,6626	0,8900	0,0068	0,0178	1,3046	0,6587	0,9504	0,9033	0,04957	0,00232	0,00257	99,6068	1,6691	2,6731	91,18	1,00
160	0,0477	76,1934	1,2513	0,6895	0,8901	0,0073	0,0174	1,3333	0,6390	0,9047	0,8185	0,09529	0,00804	0,00982	143,4062	2,2316	4,9048	102,86	1,00
150	0,0640	70,5680	1,2367	0,7192	0,8911	0,0077	0,0170	1,3679	0,6211	0,8631	0,7449	0,13691	0,01601	0,02149	215,7223	2,9213	7,8260	122,37	1,00
140	0,0776	64,9810	1,2224	0,7517	0,8931	0,0083	0,0166	1,4097	0,6053	0,8263	0,6827	0,17372	0,02517	0,03686	309,8252	3,5881	11,4142	147,08	1,00
130	0,0890	59,4483	1,2084	0,7872	0,8959	0,0090	0,0163	1,4605	0,5913	0,7937	0,6299	0,20634	0,03490	0,05540	419,6622	4,1508	15,5649	174,91	1,00
120	0,0986	53,9861	1,1946	0,8263	0,8997	0,0098	0,0159	1,5223	0,5787	0,7644	0,5843	0,23559	0,04489	0,07683	540,4093	4,6065	20,1714	204,61	1,00
110	0,1068	48,6102	1,1812	0,8698	0,9042	0,0107	0,0156	1,5982	0,5673	0,7379	0,5444	0,26214	0,05499	0,10101	667,8427	4,9720	25,1434	235,40	1,00
100	0,1140	43,3367	1,1682	0,9188	0,9096	0,0119	0,0153	1,6921	0,5568	0,7135	0,5091	0,28650	0,06511	0,12789	797,7539	5,2628	30,4062	266,73	1,00
90	0,1204	38,1817	1,1556	0,9745	0,9157	0,0133	0,0151	1,8101	0,5471	0,6910	0,4774	0,30903	0,07518	0,15746	925,4746	5,4903	35,8964	298,23	1,00
80	0,1261	33,1612	1,1434	1,0388	0,9226	0,0150	0,0148	1,9607	0,5381	0,6700	0,4489	0,33000	0,08517	0,18973	1045,3881	5,6621	41,5586	329,54	1,00
70	0,1314	28,2912	1,1317	1,1134	0,9301	0,0173	0,0146	2,1579	0,5297	0,6504	0,4230	0,34963	0,09505	0,22471	1150,3281	5,7838	47,3423	360,34	1,00
60	0,1363	23,5876	1,1205	1,2007	0,9383	0,0204	0,0143	2,4242	0,5217	0,6319	0,3993	0,36808	0,10480	0,26245	1230,8007	5,8589	53,2012	390,32	1,00
50	0,1410	19,0666	1,1099	1,3029	0,9471	0,0247	0,0141	2,8007	0,5142	0,6145	0,3776	0,38552	0,11444	0,30309	1273,9865	5,8904	59,0916	419,07	1,00
40	0,1456	14,7441	1,0998	1,4230	0,9565	0,0312	0,0140	3,3691	0,5071	0,5979	0,3574	0,40214	0,12400	0,34691	1262,4740	5,8808	64,9725	446,11	1,00
30	0,1504	10,6362	1,0904	1,5640	0,9665	0,0420	0,0138	4,3203	0,5002	0,5818	0,3385	0,41822	0,13359	0,39468	1172,6012	5,8324	70,8048	470,67	1,00
20	0,1558	6,7589	1,0816	1,7290	0,9770	0,0637	0,0136	6,2261	0,4933	0,5657	0,3200	0,43429	0,14351	0,44843	971,9511	5,7478	76,5526	491,37	1,00
10	0,1629	3,1282	1,0734	1,9218	0,9880	0,1289	0,0135	11,9459	0,4857	0,5481	0,3004	0,45189	0,15476	0,51514	613,7517	5,6321	82,1847	504,52	1,00
1,03	0,1771	0,0944	1,0668	2,1215	0,9982	1,2641	0,0134	111,5527	0,4747	0,5226	0,2731	0,47739	0,17178	0,62894	84,1001	4,9428	87,1275	492,07	1,00

4.3 Curva de performance del yacimiento

Una vez obtenidos los resultados del balance de materiales del yacimiento, desde su presión inicial hasta una posible presión de abandono, se graficaron los resultados de la caída de presión vs el petróleo producido (Presión vs N_p). Adicionalmente, se graficó el comportamiento de la relación gas petróleo (RGP), a medida que se va produciendo el hidrocarburo.

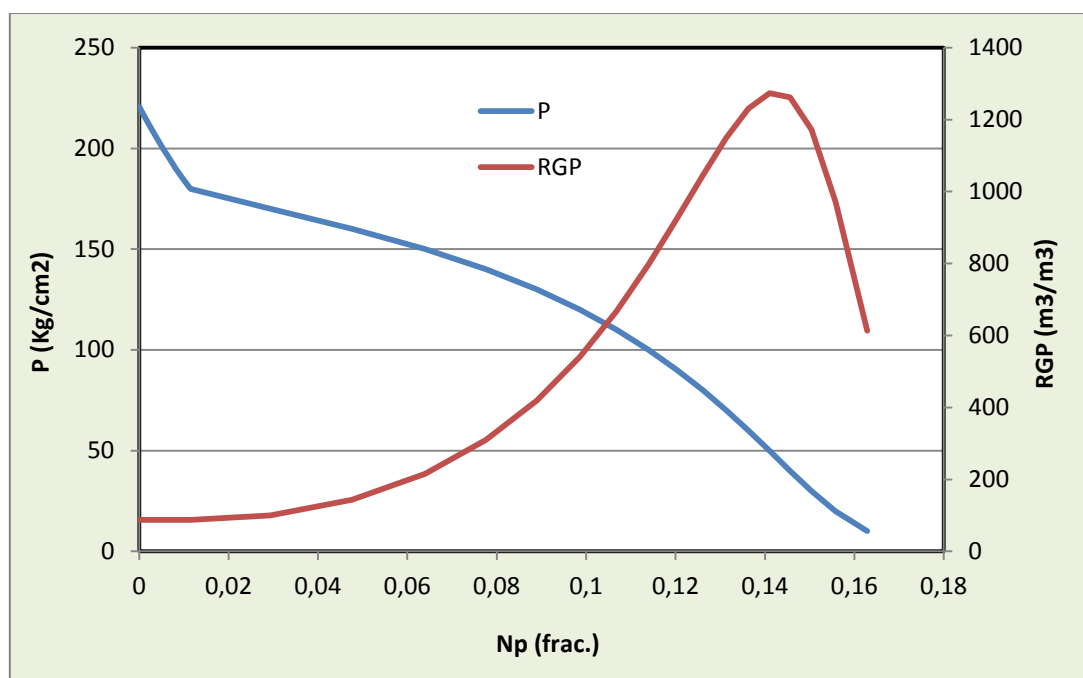


Figura 7 Resultados Balance de Materiales. Curvas: (Presión Vs N_p); (RGP vs N_p).

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) conservando un RGP constante dada la producción monofásica.

Una vez que comienza la liberación de gas y éste 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 kg/kro que contrarresta con creces los efectos opuestos de la variaciones de otras propiedades como factor de volumen de gas y petróleo y cantidad de gas disuelto en el petróleo (R_s). El valor máximo que llega a 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.

Con respecto a la curva de presión vs factor de recobro, la presión decae rápidamente desde la presión inicial (220 kg/cm²) hasta la presión de burbuja (180 kg/cm²). Mientras que posteriormente sigue disminuyendo a medida que se va depletando el yacimiento, pero de una forma más estabilizada. Esta sostenida o decaída menos pronunciada de la presión, se debe a la liberación del gas que le provee energía adicional al reservorio, evitando que la caída sea brusca.

5 CURVA IPR (RELACIÓN DEL ÍNDICE DE PRODUCCIÓN)

Se conoce que el caudal de cada pozo está vinculado al diferencial de presión que este pueda manejar entre la Presión estática “ P_e ” y la Presión dinámica de Fluencia “ P_{wf} ”. Y para conocer justamente estos caudales en función de la presión, se adoptó la teoría de Gilbert quién definió las curvas “I.P.R.” (conforme sus siglas en inglés: Inflow Performance Relationship), que muestran el caudal correspondiente a cada valor de presión dinámica que pueda entregar el pozo.

Para construir estas curvas es necesario conocer los datos de la presión inicial (antes de poner el pozo a producir, es decir en condiciones estáticas), y por lo menos una presión dinámica correspondiente a un cierto caudal de ensayo o de producción.

Ahora bien, para este caso de nuestra evaluación, disponemos de 4 set de datos que fueron adquiridos en las pruebas de producción a diferentes tamaños de orificio del choke, estos se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 9 Datos prueba de campo

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

Para cada uno de los 4 pozos ensayados, se dispone de un primer set de datos $P_{orificio1} @ Q_{orificio1}$ por encima de la presión de burbuja, estando los otros 2 set de datos por debajo de dicho valor de presión respectivamente.

A partir de esta serie de datos podemos construir entonces la curva IPR para el pozo en cuestión, no obstante para ello es necesario hacer antes los cálculos correspondientes siguiendo distintos procedimientos según se trabaje por encima o por debajo de la presión de saturación dentro del reservorio. El primer procedimiento corresponderá entonces a un flujo monofásico ($P_{wf} > P_{sat}$), y el segundo a un flujo bifásico ($P_{wf} < P_{sat}$).

5.1 IPR caudal monofásico

El valor de la presión de burbuja es conocida a partir de los datos PVT, la cual para el caso es 180 kg/cm^2 , de esta manera procedemos a realizar los cálculos de caudal para distintos valores de presión superiores a este umbral.

Dado que solo se conocen dos datos de caudal antes del punto de burbuja [Pb], es necesario tener una mayor cantidad de pares datos de Presión vs Caudal afín de robustecer el cálculo. Para esto, se evaluará analíticamente un nuevo dato por cada diferencial de presión de 5 kg/cm^2 ,

Para modelar nuestro cálculo se adopta la ley de Darcy en estado estacionario y con una geometría de flujo radial, que llevada al estado monofásico, puede simplificarse de la siguiente manera:

$$\frac{dQ_o}{dP_{wf}} = C \frac{K_{ro}}{\mu_o B_o},$$
$$Q_o = C \left(\frac{Kh}{\log \frac{r_e}{r_w}} \right) \left(\frac{K_{ro}}{\mu_o B_o} \right) (P_e - P_{wf})$$

Así mismo, como en el flujo monofásico no existe liberación de gas, porque se encuentra justamente por encima de la presión de burbuja, los valores de K_{ro} son iguales a 1.

A efectos de cálculo se define $m = \frac{C}{\mu_o B_o}$,

Donde C es una constante que integra todas las propiedades intensivas implicadas y que no se modifican a lo largo de la vida del yacimiento.

Luego, dado que C es desconocida, se aproxima su valor a partir de una cierta Presión (195 kg/cm^2) a cuyo caudal le corresponde un valor de caudal obtenido en campo, donde finalmente se itera por medio de ecuaciones hasta obtener un valor de cálculo igual al que medido en la prueba de campo.

Se realizan entonces los respectivos cálculos para el pozo 1 y se consignan los mismos en la siguiente tabla:

Tabla 10 Caudales flujo monofásico

P kg/cm ²	Bo -	μo cp	m -	Q mono m ³ /d	IP m ³ /(kg/cm ²)
220,8	1,2720	0,6760	1,6008	0	1,6008
215	1,2731	0,670	1,6135	9,32	1,6071
210	1,2741	0,665	1,6240	17,41	1,6125
205	1,2752	0,661	1,6342	25,56	1,6177
200	1,2762	0,656	1,6440	33,76	1,6229
195	1,2774	0,652	1,6537	42,00	1,6279
190	1,2787	0,647	1,6630	50,29	1,6328
185	1,2801	0,643	1,6722	58,63	1,6377
180	1,2816	0,639	1,6812	67,01	1,6425

Luego se procede de igual manera para los otros 3 pozos restantes.

5.2 IPR caudal bifásico

A partir de este punto el hidrocarburo empieza a liberar gas, porque las presiones que se manejan están por debajo de la presión de burbuja, esto conlleva a que la ecuación de Darcy no pueda seguir siendo considerada porque existe un flujo de dos fases simultaneas (petróleo y gas) lo cual contradice uno de sus 3 principios básicos.

Se utilizara entonces una generalización de la ley parabólica adimensional que desarrollo Vogel para flujo bifásico:

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

En este caso como no se tiene conocimiento de los coeficientes “a” y “b”, ni Q_{\max} , haciendo una serie de deducciones en el punto de presión donde se origina el flujo bifásico, se llega a las expresiones:

$$a = 1 + b \quad \text{y por lo tanto:} \quad Q_{\max} = \frac{m^* P_b}{2 - b}$$

Basándose en estas ecuaciones y teniendo los datos que se tomaron en campo, se determinará el valor de b y luego Q_{max} . Y al igual que en caso de flujo monofásico, determinamos su valor a partir de juegos de datos de presión y caudal tomados en campo. Notar que para un flujo bifásico son necesarios 2 pares de datos dado que se tienen dos incógnitas: b y Q_{max} .

Así es como a partir de los datos (140 kg/cm², 90 kg/cm²), se obtienen los valores calculados de:

$$Q_{max} = 185,34 \text{ m}^3/\text{d}, \quad b = 0.3673 \quad \text{y} \quad a = 0.6327$$

En la tabla a continuación se muestran los resultados de pozo # 1 que se calcularon para distintas presiones desde 180 kg/cm² hasta la presión atmosférica.

Tabla 11 Caudales flujo bifásico

Presión Kg/cm ²	Qo total m ³ /d	Qo bifásico m ³ /d	Qo bif. calc. m ³ /d	Error abs. m ³ /d	Qo total calc. m ³ /d
180	67.01	0.00	0.00	1.0288E-14	67.01
140	129	61.99	61.46	0.5315	128.47
90	189	121.99	121.99	0.0000	189.00
50			157.38	0.5316	224.39
0			185.34		252.35

Al igual que en el caso anterior, se repite el procedimiento para los 3 pozos restantes.

Ahora, con los datos de los dos flujos ya es posible construir la curva IPR, pero la finalidad no es evaluar un solo pozo, si no que las reglas del buen arte exigen siempre que se pueda, construir una curva IPR para el pozo tipo que mejor represente el comportamiento del yacimiento. Esto se logra promediando con los resultados de los otros pozos.

Por lo tanto, con los datos de campo de los 4 pozos evaluados, se procede a calcular los promedios aritméticos como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 12 Promedios aritméticos usados en para la construcción de la curva IPR

	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4	Promedio	De Cálculo
Presión estática: Kg/cm ²	220,8	221,1	220	220,5	220,6	
Qmax mono (a Pb): (m ³ /d)	67,01	90,69	113,47	128,65	99,95	
C: cp. m ³ /d /Kg/cm ²	1,3764	1,8494	2,3761	2,6614	2,0658	2,0629
m @ P=Pb: m ³ /d /Kg/cm ²	1,6812	2,2589	2,9022	3,2507	2,5232	2,5196

Una vez conocidos estos datos, se realiza la misma metodología que se mostró para determinar los caudales tanto en flujo monofásico como en flujo bifásico. El resultado es entonces una curva IPR para el pozo tipo, la cual describe el comportamiento del caudal en función de la presión dinámica de fondo (Pwf)

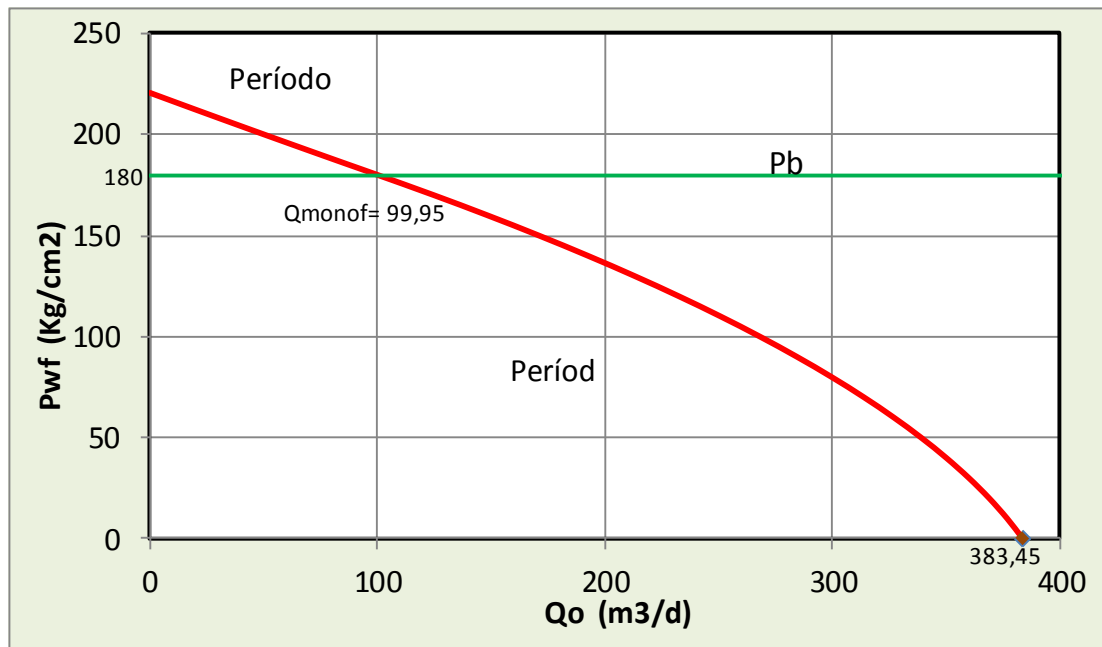


Figura 8 Curva IPR para pozo tipo

Como se puede observar se ve un comportamiento claro de dos tipos de flujos (monofásico y bifásico), separados por la presión de burbuja [180 kg/cm²], por debajo de la cual el HC empieza a liberar gas disuelto lo que deriva en un flujo bifásico.

Se observa que el Potencial del pozo se da a caudal máximo $Q_{max} = 383,45 \text{ m}^3/\text{d}$, y esto ocurre cuando la presión manométrica de Pwf es cero, (presión atmosférica).

5.3 Familia de Curvas IPR

Recordar que se está evaluando un reservorio volumétrico, sin más empuje que el proporcionado por el gas disuelto, por lo tanto a medida que transcurre la explotación del mismo, su presión estática irá cayendo hasta la presión de abandono.

Por lo tanto y como bien lo dice el Manual “Bernardi Consultores”, se tendrá entonces un Índice de Productividad J_i para cada nuevo valor de presión estática que se registre.

De igual manera éste índice también irá cayendo a medida que se vaya depletando el reservorio, lo cual se manifiesta gráficamente con una pendiente negativa de valor absoluto cada vez mayor mientras menor sea su presión estática de partida.

Esto mismo se resume en el siguiente gráfico:

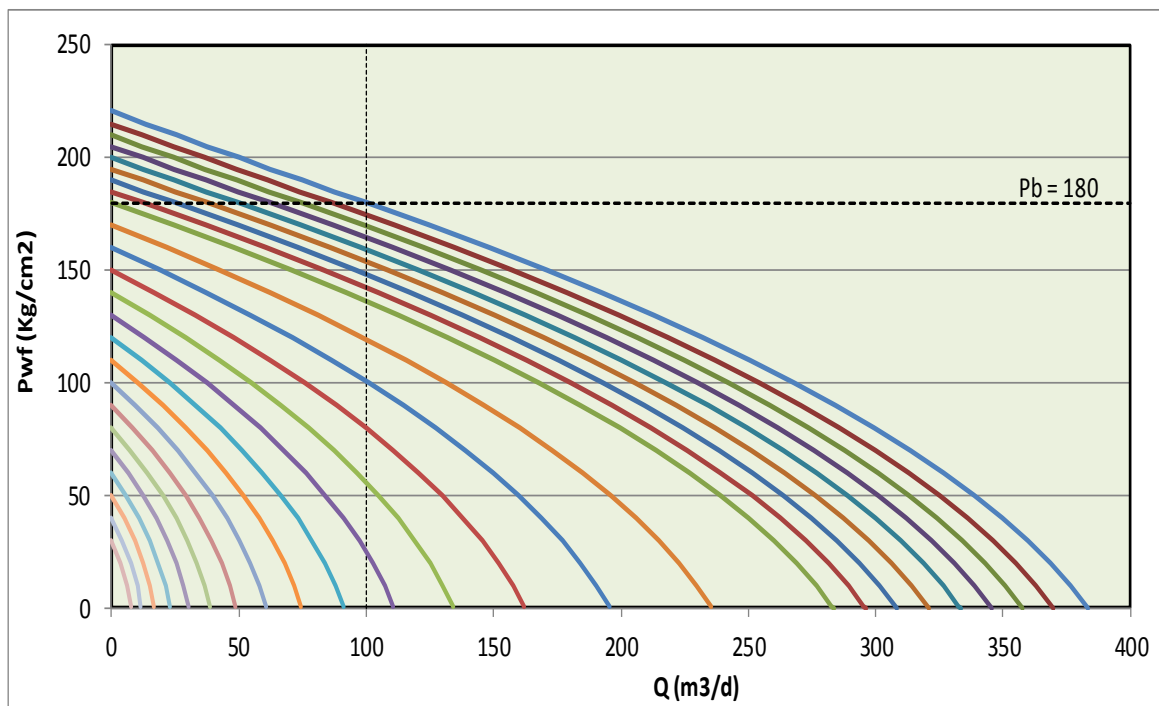


Figura 9 Familia de Curvas IPR para pozo tipo

6 PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN

Partiendo del caso base, con 7 pozos productivos, se han planteado 4 escenarios para la explotación del yacimiento, los cuales se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 13 Diferentes escenarios de producción propuestos (Numero de pozos a perforar)

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

Según el plan de perforación propuesto, se contempla que el 10% de los pozos perforados serán improductivos en cada caso, como se observa en la tabla 13. Se estima para el análisis un equipo que perfora un pozo en el plazo de 1 mes calendario, con excepción de los casos III y IV, en los que se consideran 2 equipos que trabajen de manera simultánea según la demanda estimada en el estudio.

A través del aumento del número de pozos perforados, se busca como objetivo acelerar la explotación, para producir en menor tiempo compensando así la declinación del yacimiento, hasta el caudal requerido para cada caso a presión de abandono.

6.1 Comparativas de producción

Realizando la evaluación hasta el fin de la vida útil del yacimiento, se han obtenido los siguientes resultados, en cuanto al tiempo requerido para la explotación:

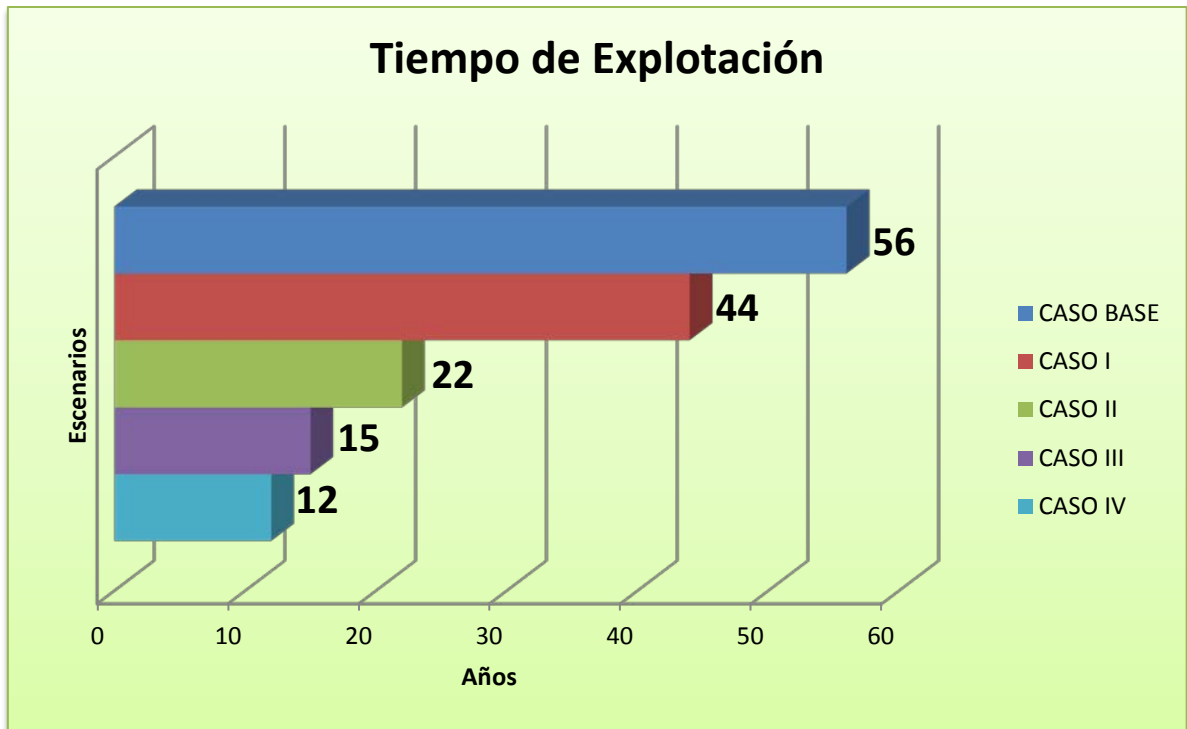


Figura 10 Tiempos comparativos de explotación

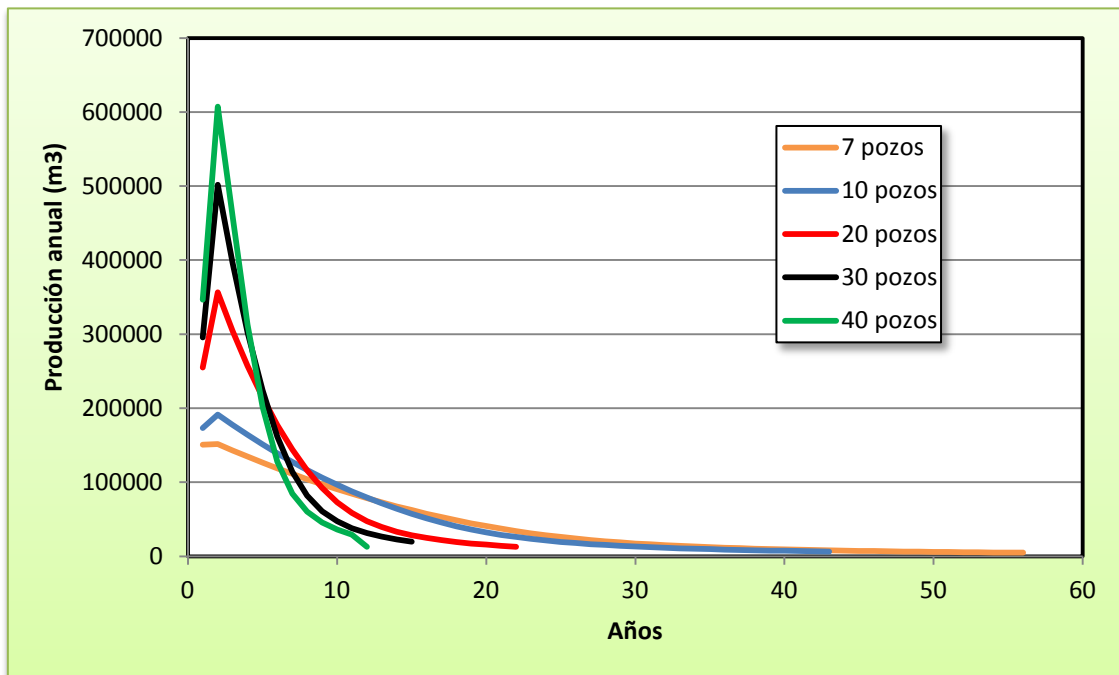


Figura 11 Pronóstico de producción – Escenarios

6.2 Caso Base

Como resultado de los cálculos realizados, se obtiene una producción total de $2.324.816 \text{ m}^3$ en un periodo de 56 años, resultando un promedio de producción de $114 \text{ m}^3/\text{d}$

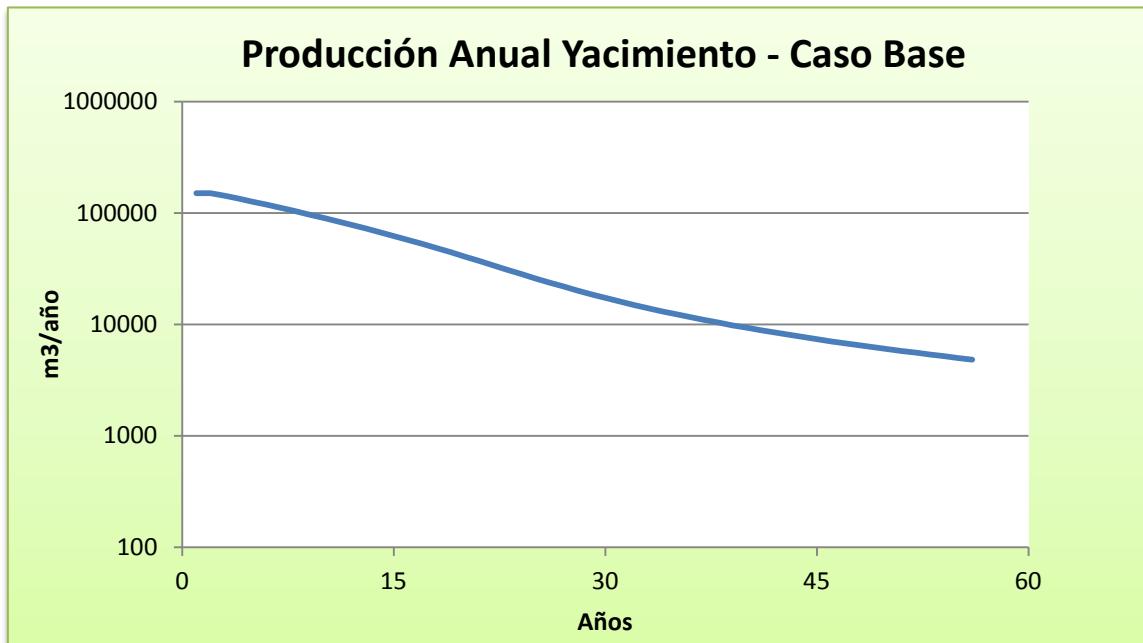


Figura 12 Pronóstico Producción Anual – Caso Base

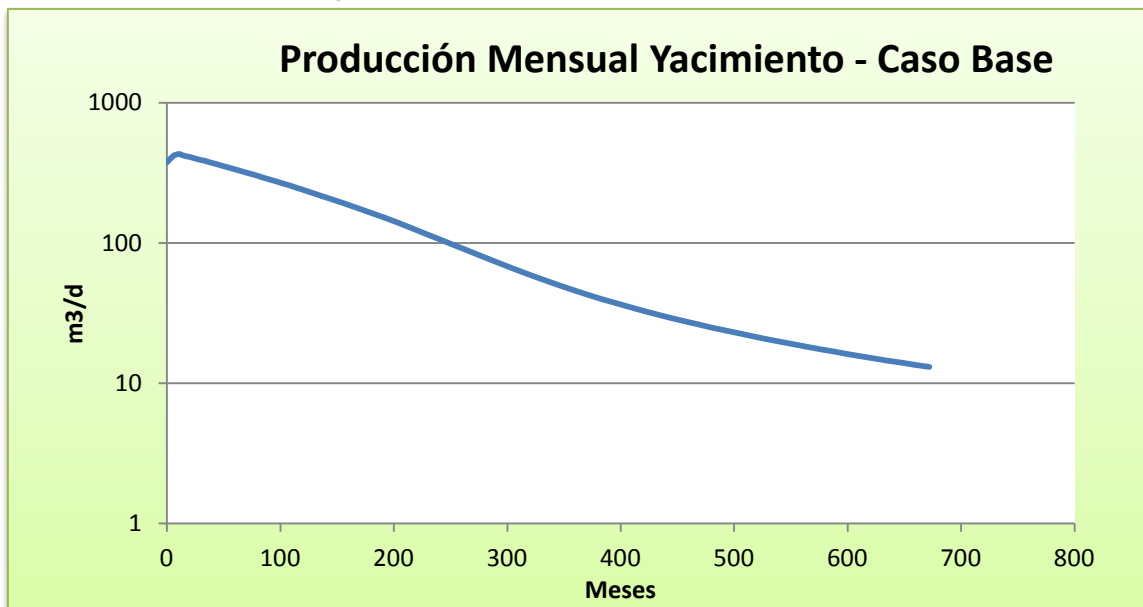


Figura 13 Pronóstico Producción Mensual – Caso Base

6.3 Escenario I: 10 pozos

Como resultado de los cálculos realizados, se obtiene una producción total de $2.326.899 \text{ m}^3$ en un periodo de 44 años, resultando un promedio de producción de $145 \text{ m}^3/\text{d}$

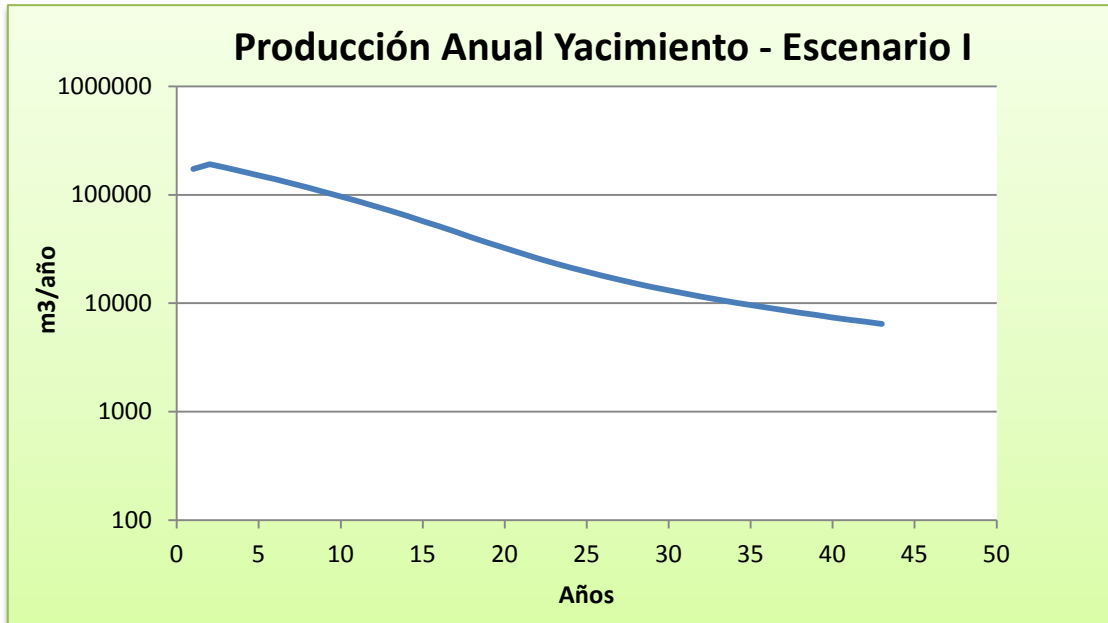


Figura 14 Pronóstico Producción Anual – Escenario I

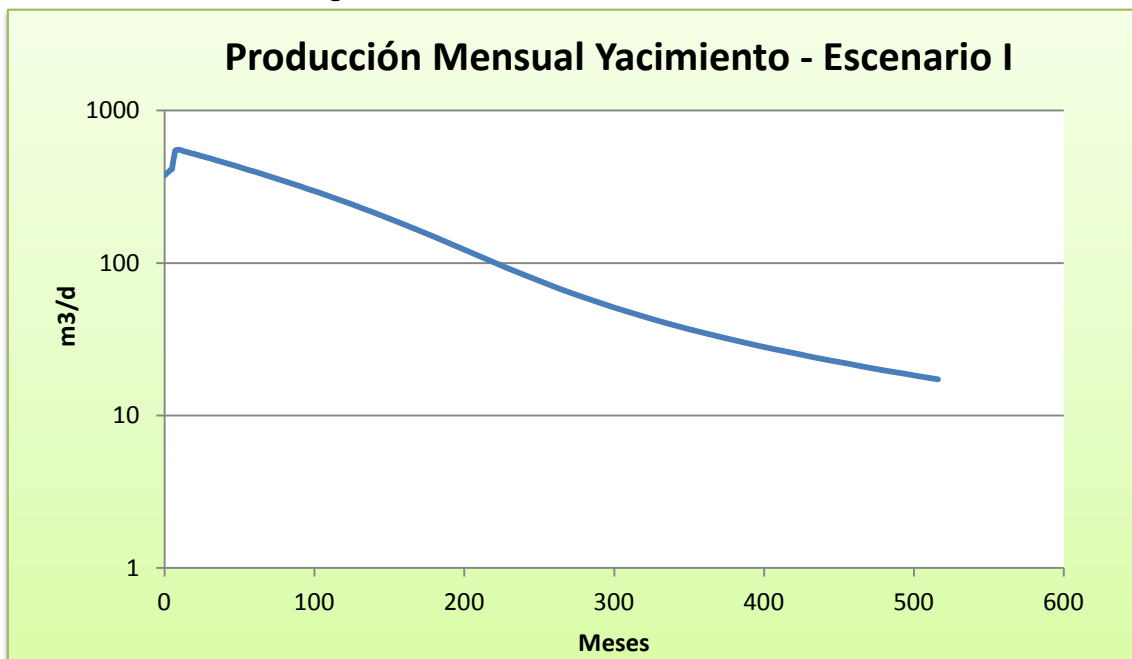


Figura 15 Pronóstico Producción Mensual – Escenario I

6.4 Escenario II: 20 pozos

Como resultado de los cálculos realizados, se obtiene una producción total de 2.323.529 m³ en un periodo de 22 años, resultando un promedio de producción de 289 m³/d

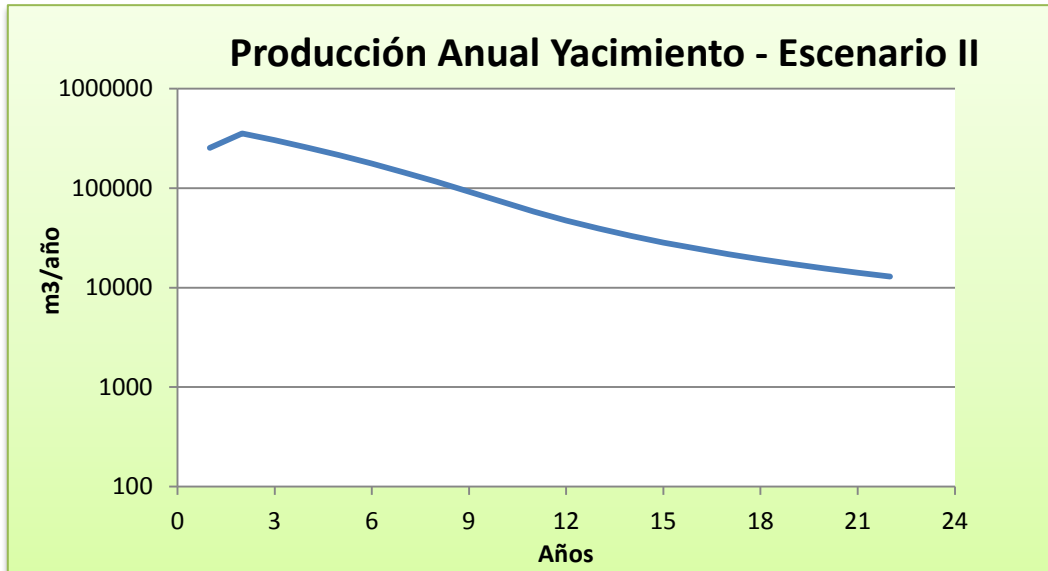


Figura 16 Pronóstico Producción Anual – Escenario II

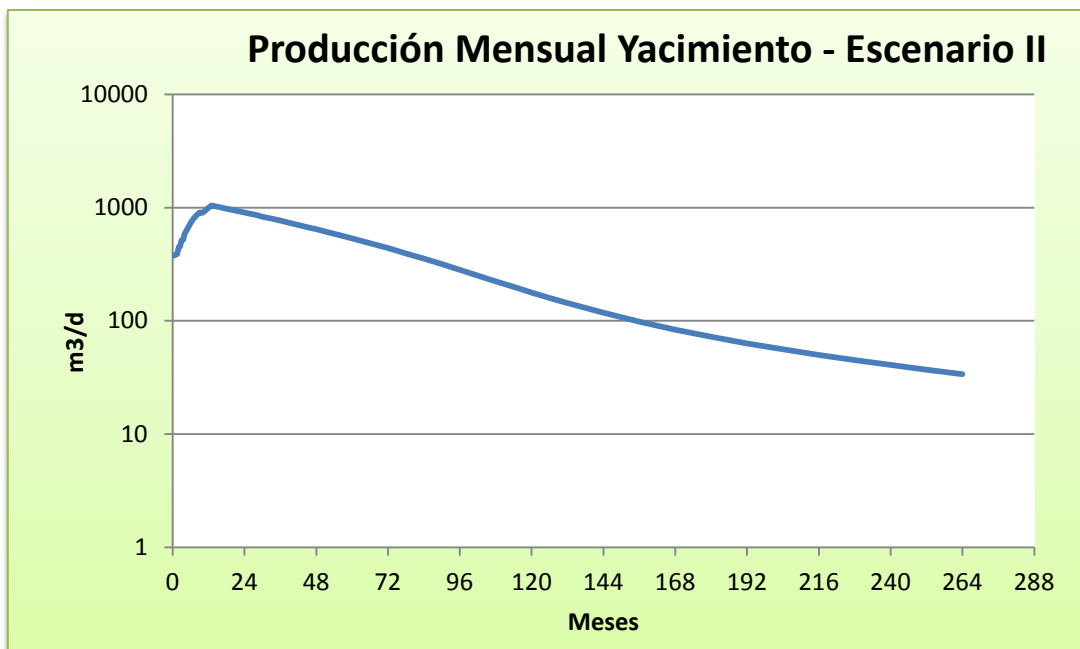


Figura 17 Pronóstico Producción Mensual – Escenario II

6.5 Escenario III: 30 pozos

Como resultado de los cálculos realizados, se obtiene una producción total de 2.324.642 m³ en un periodo de 15 años, resultando un promedio de producción de 425 m³/d

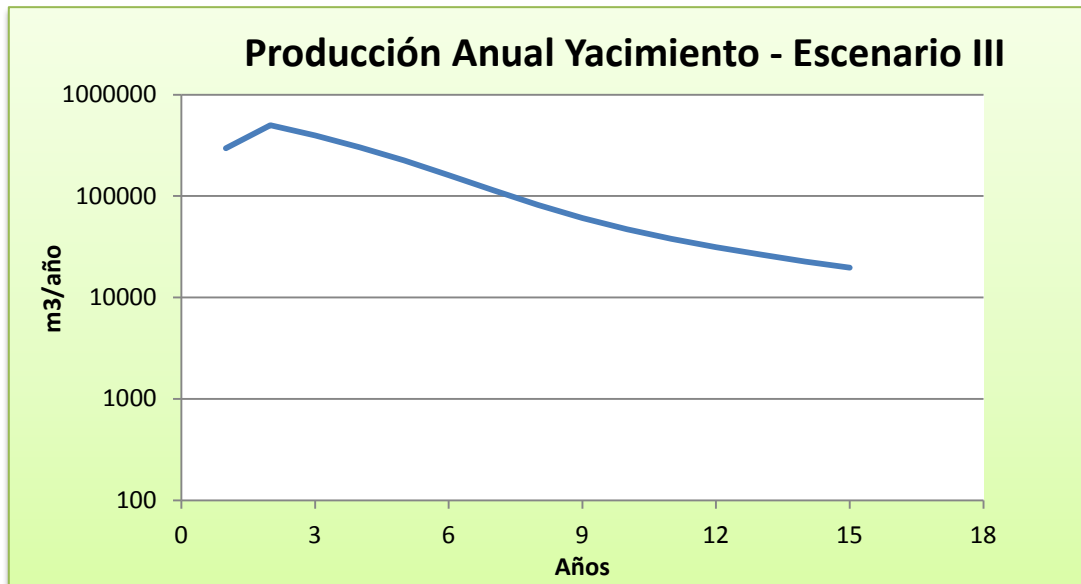


Figura 18 Pronóstico Producción Anual – Escenario III

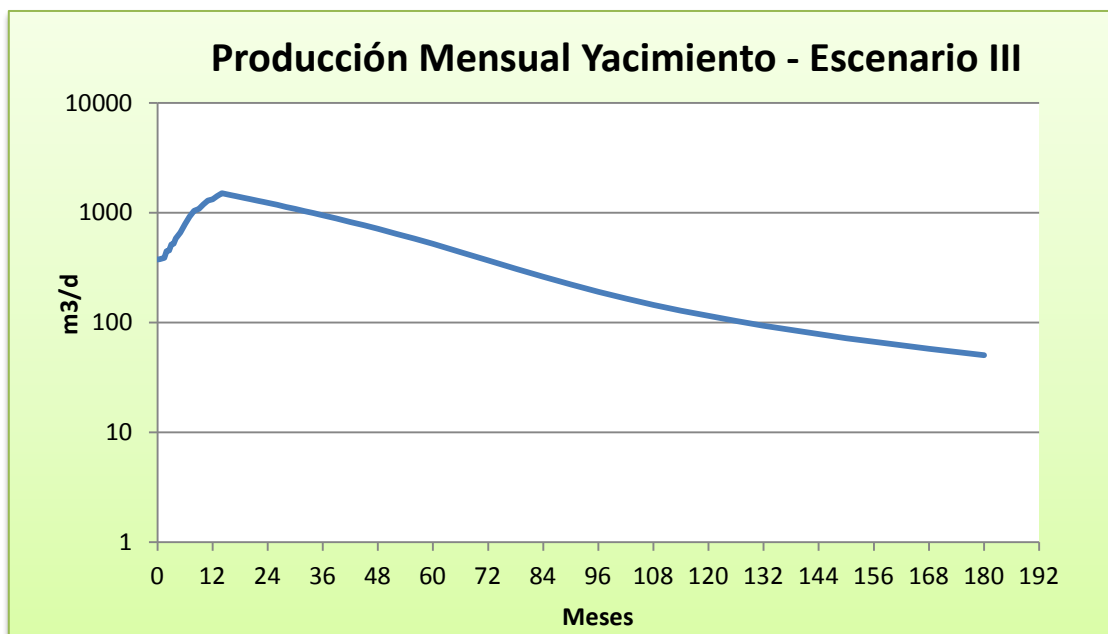


Figura 19 Pronóstico Producción Mensual – Escenario III

6.6 Escenario IV: 40 pozos

Como resultado de los cálculos realizados, se obtiene una producción total de 2.325.345 m³ en un periodo de 11 años, resultando un promedio de producción de 531 m³/d

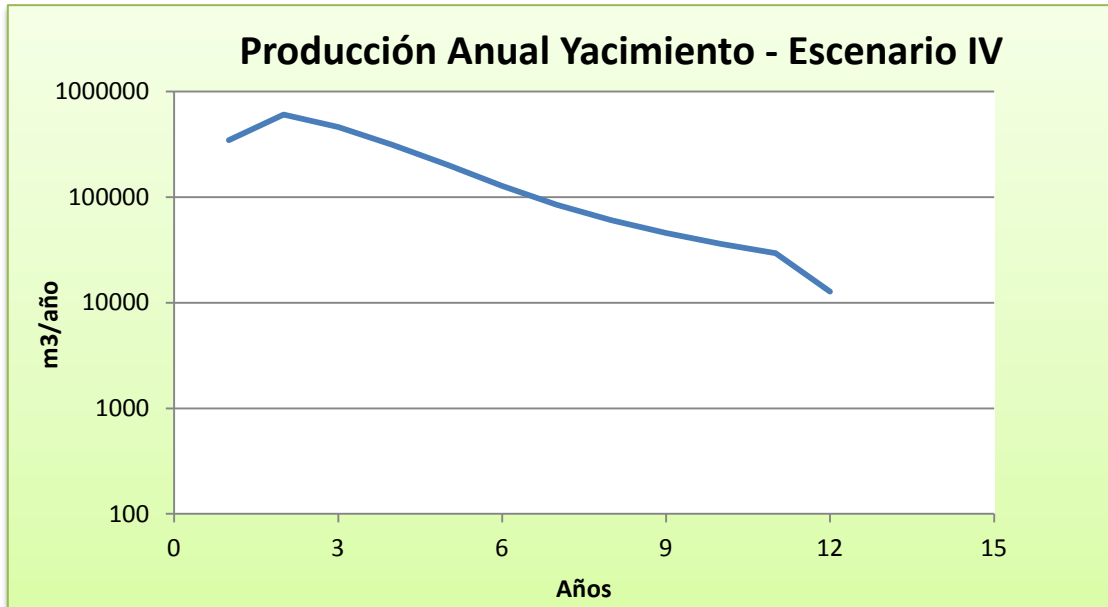


Figura 20 Pronóstico Producción Anual – Escenario IV

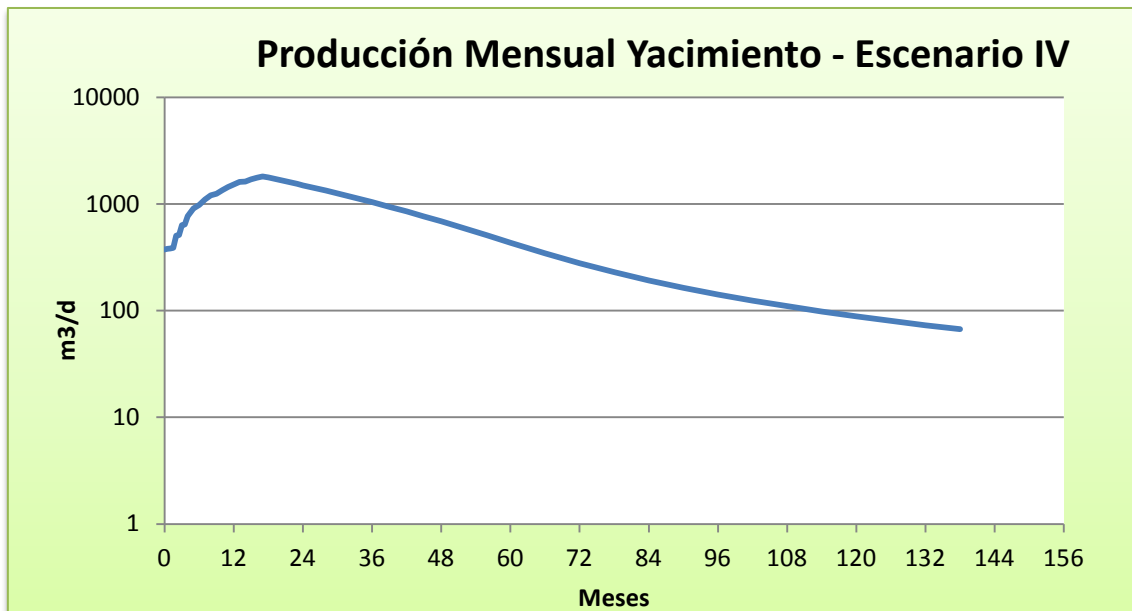


Figura 21 Pronóstico Producción Mensual – Escenario IV

6.7 Producción (Np Fracción) vs Presión Fases Monofásica y Bifásica

Mediante los siguientes gráficos, se destaca el pequeño aumento de producción de petróleo, que se obtiene hasta el punto de burbuja (1% de recuperación), mientras que por debajo de la presión de burbuja se alcanza aproximadamente un 15% de recuperación.

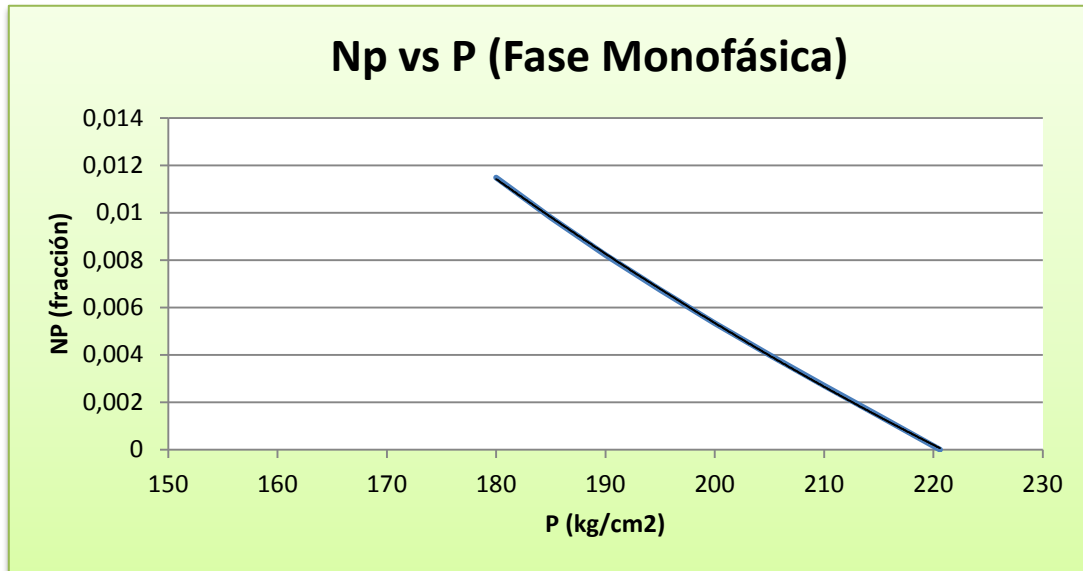


Figura 22 Np vs P "monofásico"

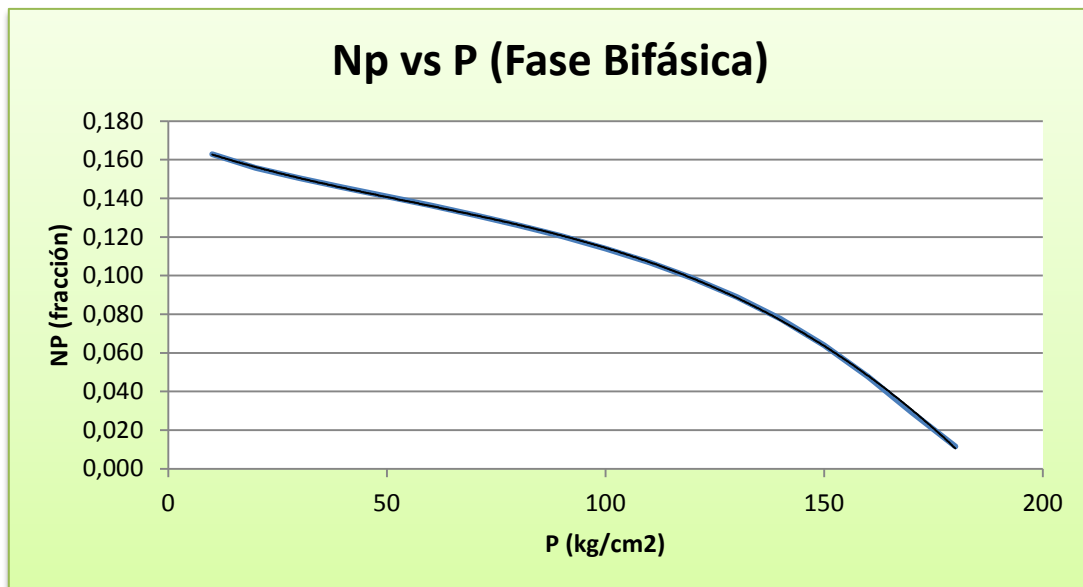


Figura 23 Np vs P "bifásico"

6.8 Permeabilidad relativa (fracción) vs Presión

Se observa que al aumentar la permeabilidad relativa al gas, debido a la liberación del gas disuelto, se produce una disminución de la permeabilidad relativa al petróleo de aproximadamente 10% con respecto a la primera. Ese fenómeno se produce a medida que desciende la presión del reservorio.

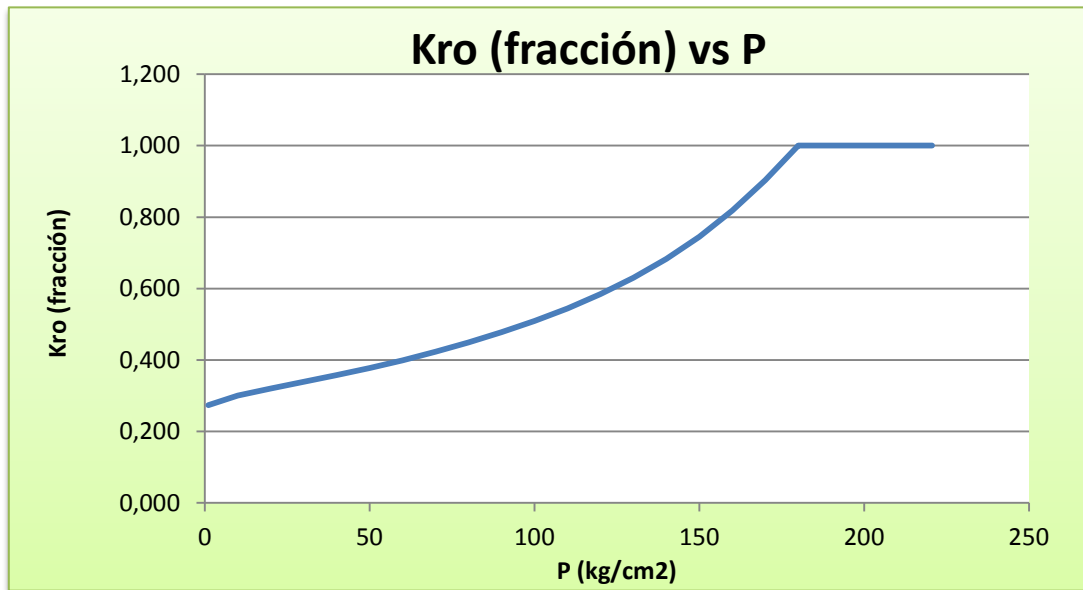


Figura 24 Permeabilidad relativa petróleo [K_{ro}] vs Presión

7 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Una vez obtenidos los pronósticos de producción para cada uno de los casos estudiados, se procedió a hacer la evaluación económica con el fin de tener elementos de juicio para decidir la mejor alternativa de desarrollo del yacimiento, basados en criterios técnicos y económicos.

Recordando la definición de proyecto de inversión, el mismo es una actividad en la que se hace una inversión monetaria cuyo objetivo final es la obtención de un beneficio económico.

La evaluación de un proyecto se hace con el fin de

- Cuantificar expectativas (Valorizar).
- Aceptar o rechazar el proyecto (Decidir)
- Elegir entre varias propuestas (Optimizar)

Con la evaluación se espera valorizar el proyecto, establecer una matriz de decisiones y optimizar la alternativa elegida.

Las etapas de una evaluación se pueden definir

- Definición del proyecto: límites e hipótesis
- Cálculo del Cuadro de Resultados y Flujo de Caja para cada período
- Cálculo de los Indicadores
- Análisis de Sensibilidad

El proyecto de estudio, al tratarse de un campo que recién sale de su fase exploratoria, y en el que aún no ha comenzado la producción de los hidrocarburos, se clasifica dentro de la rama de proyectos de desarrollo, en el que se busca la generación de una futura corriente de ingresos (Rosbaco, 1989).

Para este proyecto, se establecen previamente una serie de condiciones y restricciones que permiten delimitar el alcance de este estudio. La principal condición es el tiempo de duración del proyecto. En el análisis de la evaluación se tomarán en cuenta dos casos: el tiempo de vida económico (establecido previamente en los pronósticos, cuando la presión del reservorio alcance los 20kg/cm²) y la duración de la concesión. Para el presente caso, las autoridades provinciales dieron a la compañía la concesión de explotación por un lapso de 10 años. Esto se hará para el caso base de

8 pozos (7 productivos y 1 estéril, ya realizados en la fase exploratoria), y los otros cuatro casos.

En el programa de desarrollo, se contempla sólo la perforación de pozos y la construcción de instalaciones de superficie apropiadas para el transporte del petróleo. No se consideró la producción de gas, por lo cual la misma queda fuera del alcance del presente estudio.

- a) **Período de Concesión (años)** **10**
- b) **Presión de Abandono (límite económico)(kg/cm2)** **20**

RECURSOS (PETRÓLEO)

Nis (m3)	14,869,426.84
Nis (bbl)	93,525,884.52

Programa Exploratorio ya realizado

Sísmica 3D

8 pozos perforados (7 productivos, 1 estéril)

CAPEX

Pozo perforado y terminado (productivo) (M USD) 5,000.00

Pozo perforado (estéril)(M USD) 3,000.00

Instalaciones de Superficie

a) Casos Base y 10 pozos

Distribuidos 1er trimestre (M USD) 21,000.00

Por cada pozo productivo nuevo conectado (M USD) 100.00

b) Casos 20, 30 y 40 pozos

Distribuidos 1er trimestres (M USD) 21,000.00

Adicionales por cada 10 pozos adicionales (M USD) 16,000.00

Por pozo productivo nuevo conectado (M USD) 100.00

Amortizaciones por UOP, menos pozos estériles (gasto)

OPEX

FIJOS

1er año (distribuidos uniformemente) (M USD) 1,200.00

2° año:

prod ≤ 100 Mbbbl/año (M USD/año)	500.00
100 < prod ≤ 250 Mbbbl/año (M USD/año)	700.00
250 < prod ≤ 500 Mbbbl/año (M USD/año)	950.00
prod > 500 M bbl/año (M USD/año)	1,200.00
VARIABLES	
Pozos activos al mes (M USD/pozo)	4
Lifting Cost (USD/bbl)	15
OVERHEAD (USD/bbl)	0.05
TRANSPORTE (USD/bbl)	1.25
COMERCIALIZACIÓN (% DE VENTAS)	0.25
Precio WTI (USD/bbl) (cte)	45
Precio Gas (USD/MM BTU)	5
Densidad Crudo Medanito (de referencia) (° API)	36
Densidad Crudo de Venta (° API)	32
Compensación Volumétrica Crudo de Venta	(0.05% Vol/0.1°API)
Descuento Medanito respecto a WTI (USD/bbl)	-1
Perdidas por transporte (Volumen)	0.25%
OTRAS DEDUCCIONES E IMPUESTOS	
Regalías	12%
Tratamiento y Transporte (USD/bbl)	1.29
Impuesto Ingresos Brutos	3%
Impuesto a los Sellos	0%
IVA	0%
Impuesto al Cheque	0.6%
Impuesto a las Ganancias	35%
<u>TASA DE DESCUENTO</u>	<u>12.50%</u>

Se descuenta a final de cada período

Para la amortización se usan las reservas al inicio de cada período, inversiones del mismo período y producción del mismo período.

Se considera que las reservas están certificadas como probadas al comenzar el desarrollo.

Como se pudo observar en lo descrito arriba, el crudo se encuentra fijado con respecto al crudo Medanito de referencia. Al tener el crudo de este yacimiento una calidad

inferior, recibe una compensación volumétrica a la que adicionalmente hay que agregar pérdidas por transporte, por lo que el volumen de crudo entregado en el punto de venta es menor al volumen de crudo producido. Esto incide en los ingresos brutos por venta de petróleo. En el análisis se aplica la corrección para obtener el volumen entregado y sobre ese volumen es que se calculan los ingresos por venta.

En este estudio no se consideró el Impuesto a los Sellos ni el Impuesto al Valor Agregado (IVA), debido a que se considera que su impacto sobre el cálculo del VAN no es muy relevante. Con respecto al Impuesto a las Ganancias, el mismo se consideró que se comenzaría a pagar a partir del segundo año de ejercicio, siempre y cuando los resultados durante el primer año fuesen positivos. En caso de que durante uno de los años hubiese pérdida, al año siguiente no se deducen ganancias.

Una vez definido el proyecto con sus hipótesis y límites, se confecciona el flujo de caja. Para ello es necesario (y basados en los pronósticos de producción), dividir al proyecto en períodos. Debido a la naturaleza del proyecto, en el cual se debe comenzar desde cero el desarrollo del campo, es necesario comenzar a construir la infraestructura necesaria para cumplir con los objetivos planteados. Esto genera en consecuencia, una concentración de inversiones en los primeros momentos del desarrollo, que se harán por esa única vez. Debido a este motivo, al ser el primer año de desarrollo el período crítico, se realizó el análisis del mismo de manera mensual. Para los períodos posteriores se mantuvo un esquema anual.

El flujo de cada se define por una ecuación financiera en la que se considera las sumas de dinero efectivamente percibidas y las sumas de dinero efectivamente pagadas. El flujo de caja se calcula para cada período considerado.

$$FF = \left(\sum \text{ingresos} \right) - \left(\sum \text{egresos} \right)$$

La otra variable a considerar es el Flujo de Caja acumulado, en el cual se permite establecer la necesidad efectiva de fondos que requiere el proyecto y también calcular la máxima exposición, parámetro sumamente importante debido a que no todas las empresas operadoras poseen la misma fortaleza financiera para ejecutar proyectos de esta índole. El Flujo de caja acumulado se calcula a partir de la sumatoria de los flujos de caja de cada período. Dicha sumatoria se conoce también como utilidad neta.

$$FFA = \sum_{i=1}^n FF_i$$

El cuadro de resultados se puede definir como la “fotografía” de una empresa a un determinado momento, o dicho de otra manera como el balance general del ejercicio considerado (por lo general se considera de manera anual). El mismo es de una naturaleza económica (a diferencia del flujo de caja que es de naturaleza financiera). La importancia del cuadro de resultados radica en que el mismo permite conocer si para determinado período una empresa tuvo ganancias o pérdidas, y en base a ese resultado se define si para ese ejercicio se aplica el impuesto a las ganancias (35%). Adicionalmente en el cuadro de resultados se expresa mejor la calidad de ciertos desembolsos realizados como las inversiones, que se pueden amortizar con el tiempo. Las amortizaciones son cargadas en el cuadro de resultados (pero no en el flujo de caja general).

Un cuadro de resultados típico se muestra como en el siguiente ejemplo:

ESTADO DE RESULTADOS (Tiempo de Vida Total del Yacimiento)

Ingresos Brutos Venta de Crudo	M USD	861.10
OPEX	M USD	-436.52
Amortizaciones CAPEX	M USD	-28.69
Impuestos Varios	M USD	-202.66
Subtotal Resultados	M USD	193.24
Impuesto a las Ganancias	M USD	-69.86
RESULTADO NETO	M USD	123.38

El cálculo de los flujos de caja permitió después calcular los indicadores económicos claves para la toma de decisiones en los proyectos de inversión. Esos indicadores permiten una más fácil comprensión del flujo de caja.

Los principales indicadores económicos son los siguientes:

- Tiempo de Repago (Pay Out): instante en el que la diferencia egresos-gastos iguale a la inversión realizada. Representa el tiempo en que la compañía está endeudada.
- Máxima exposición: es el máximo valor negativo de los flujos de caja acumulados. Representa el máximo endeudamiento.

- Valor Actual Neto (VAN): equivalente financiero al día de hoy de un flujo de dinero futuro. Consiste en descontar a una tasa de interés un monto futuro de un momento x al día de hoy.

$$VAN = \sum_{i=0}^N \frac{FF_i}{(1 + tasa)^{\frac{d_j - d_0}{365}}}$$

En los análisis económicos, este es el principal indicador para la toma de decisiones, y por regla general se rechazan los proyectos con VAN negativo, lo que significa que el proyecto no alcanzaría a pagarse.

- Tasa Interna de Retorno (TIR): Tasa de interés que hace cero el Valor Actual Neto, igualando el valor actual neto de ingresos con los egresos.
- Índice de Valor Actual: Definido por el cociente VAN/Inversión, es un indicador sumamente útil para aquellos casos en los cuales se cuenta con un presupuesto reducido.

Después de calcular los diversos indicadores, la evaluación económica se completa con un análisis de sensibilidad con el fin de ver cuáles son las variables que pueden incidir más fuertemente en la rentabilidad del proyecto. Para este proyecto se consideraron 4 variables importantes: producción anual, precio del barril, valor del lifting cost y variación del CAPEX debido al costo de perforación y terminación de pozos productivos.

Para hacer el cálculo de las amortizaciones de los CAPEX en los cuadros de resultados, las mismas se hacen mediante el método del UOP (Unidad de producción), que se caracteriza por dejar el valor del activo en cero cuando el mismo se encuentre depletado económicamente. La UOP amortiza a medida que se depleta el yacimiento, y el factor de amortización se define por producción del año en curso dividido por las reservas en ese año.

$$FA = \frac{Producción(período)}{Reservas(período)} \quad A = FA \times I_{rem}$$

FA: Factor de amortización del año en curso

A: Amortización.

Irem: Resto por amortizar

Los ingresos se definieron en cada caso a partir de los resultados de los pronósticos de producción. Para poder observar mejor el efecto de las inversiones (que se realizarían con mayor intensidad en el lapso del primer año, ya que allí es donde se perforaría en los distintos casos los pozos de desarrollo y se construirían las facilities), en el primer año se realizó el análisis de manera mensual. A partir del segundo año, se hizo de manera anual. Hacerlo con ese detalle permitió establecer con precisión la necesidad de fondos del proyecto, la máxima exposición y adicionalmente poder calcular los indicadores económicos (VAN, TIR, período de repago) con la mayor precisión posible.

En la evaluación económica se analizaron los resultados para un lapso de concesión de 10 años, y también se analizó en caso de que se explotase el yacimiento hasta su límite económico. En la siguiente tabla se encuentran los parámetros de abandono y las reservas a desarrollar en cada uno de los casos.

Tabla 14 Condiciones de abandono y reservas a desarrollar en cada uno de los escenarios propuestos.

Caso	Condiciones de Abandono			Reservas a desarrollar (MM Bbl)	
	Tiempo de Vida útil (años)	Presión (kg/cm ²)	Caudal (bbl/d)	(Concesión)	(agot)
Caso Base	56	20.3	12.139	7.723	14.623
10 pozos	44	20.21	12.076	9.079	14.636
20 pozos	22	21.35	12.957	12.520	14.615
30 pozos	15	21.99	13.460	13.753	14.622
40 pozos	11	21.12	12.768	14.361	14.546

Para poder tener una mejor caracterización de las erogaciones inherentes al período inicial de la explotación del yacimiento, el primer año fue subdividido en meses, con el fin de que los flujos de caja negativos existentes en esas fases iniciales no fuese enmascarado al hacerse una subdivisión en períodos más gruesa, y para poder determinar con mayor precisión los indicadores financiero-económicos del proyecto (VAN, IVAN, Máxima exposición).

7.1 Flujos de Caja

En la figura 25 se muestra el perfil de flujo de caja en el tiempo para todos los 5 casos, tomando en cuenta todo el lapso hasta el agotamiento del yacimiento (caso extremo el caso base con 56 años).

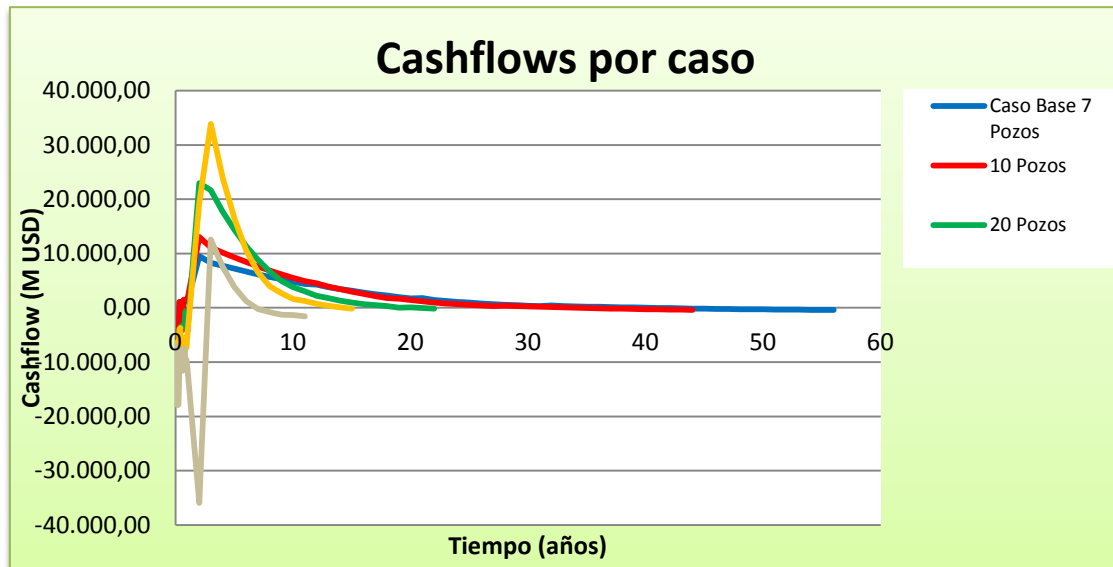


Figura 25 Perfil de Cashflow en el tiempo hasta la condición de agotamiento para los casos estudiados.

En la gráfica se ve como en todos los casos el Cashflow tiene una mayor incidencia en el período inicial, debido a las inversiones necesarias cumplir cada uno de los casos.

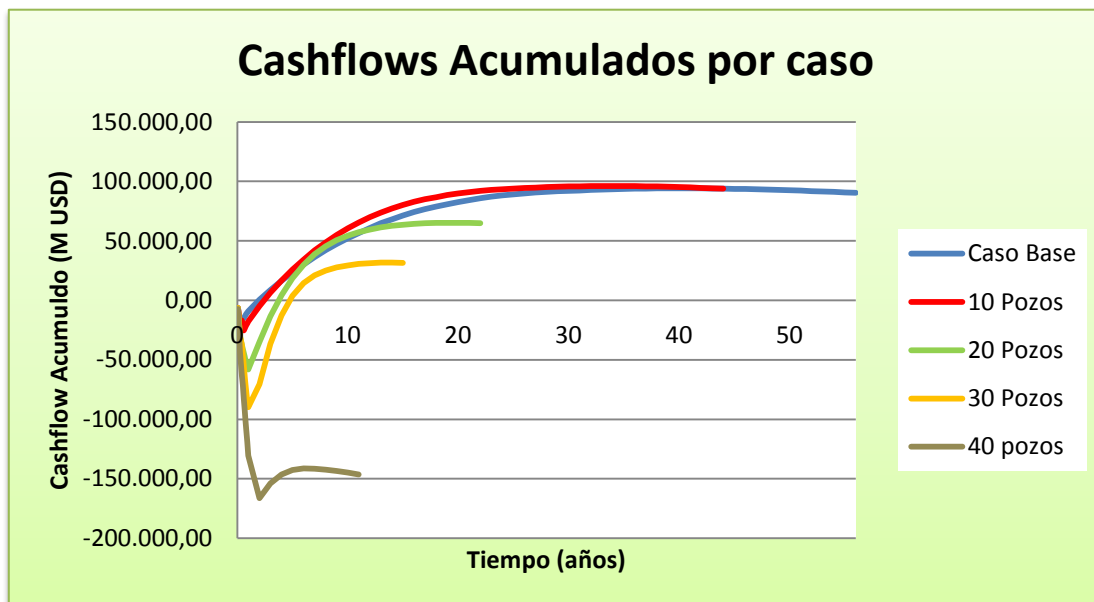


Figura 26 Perfil de Cashflow acumulado en el tiempo hasta la condición de agotamiento para los casos estudiados.

En la figura 26 se puede ver con más claridad que el cashflow es totalmente negativo para el caso de 40 pozos, debido a que los ingresos a lo largo de los años no alcanzan a superar a los desembolsos realizados por las inversiones. A las condiciones actuales constantes, se puede concluir que la alternativa de 40 pozos no es rentable económicamente, por lo cual se recomienda no aplicar un plan de desarrollo con 40 pozos, siempre y cuando el precio del petróleo o la producción se mantengan según las premisas propuestas.

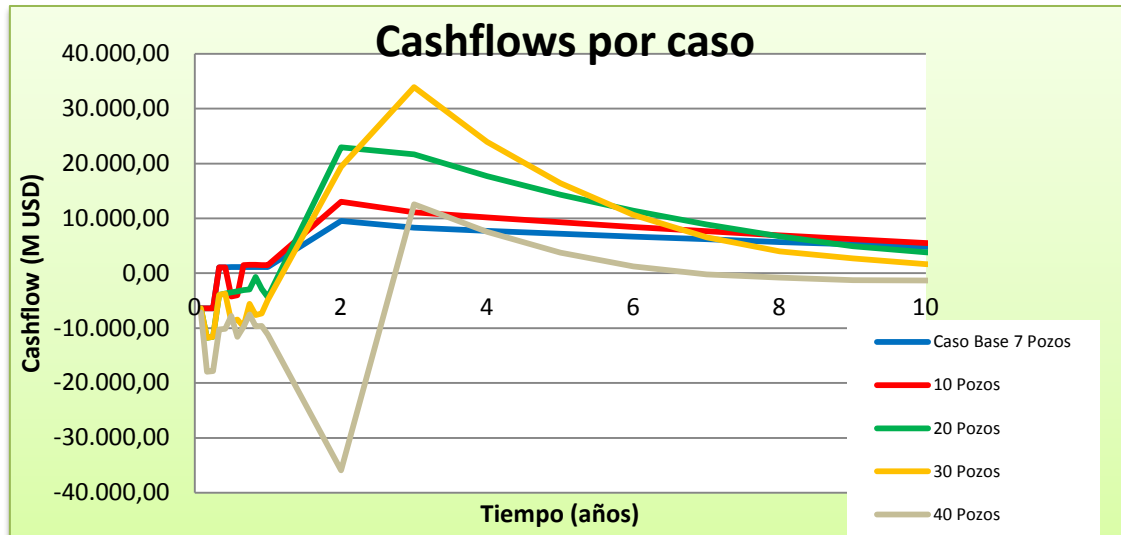


Figura 27 Perfil de Cashflow en el tiempo hasta el fin de la concesión en 10 años para los casos estudiados.

La figura 27 muestra el perfil de cashflow durante el tiempo de la concesión. De la misma se puede concluir que a partir del 4to año (debido a la tendencia declinatoria del reservorio al ser producido por primaria, sin ninguna energización) que la curva sigue una declinación suave, que podría ajustarse a una función hiperbólica o armónica. En los casos base y en los de 10 y 20 pozos esto no reviste ningún inconveniente financiero, pero para los casos 3 y 4 se ve que ese declive en la producción afecta al cashflow negativamente. El efecto de esto es más acentuado aún al observar en la figura 28 el cashflow acumulado. En este se muestra que la alternativa de 40 pozos nunca tiene una tendencia creciente, lo cual puede explicarse por la cantidad de OPEX que debe desembolsar al tener gran cantidad de instalaciones y pozos que mantener.

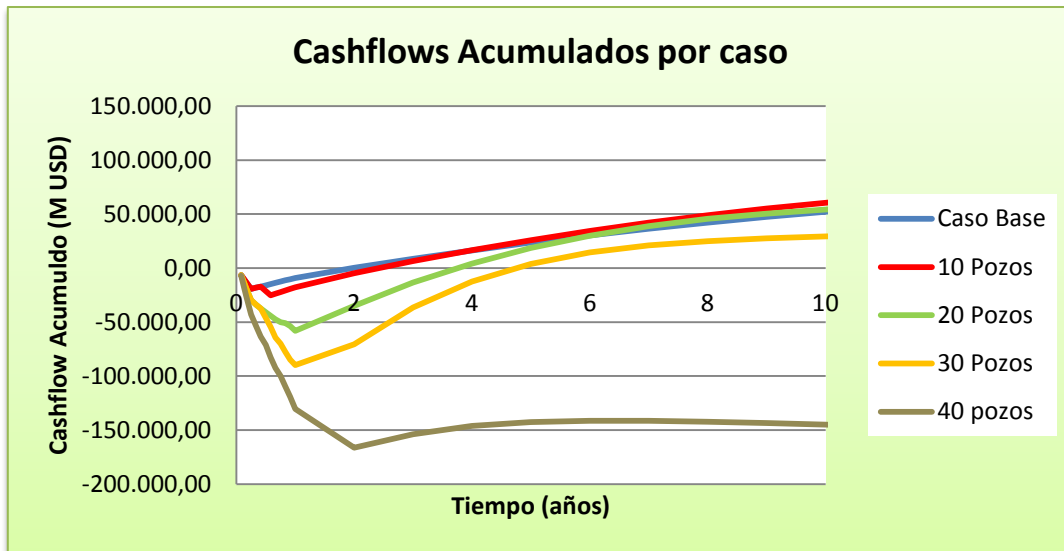


Figura 28 Perfil de Cashflow acumulado en el tiempo hasta el fin de la concesión en 10 años para los casos estudiados.

7.2 Indicadores Financieros.

En la siguiente tabla se muestran los distintos indicadores y parámetros económico-financieros calculados para cada caso

Tabla 15 Parámetros e Indicadores económicos calculados para todos los escenarios planteados (los 5 casos, tomando la vida útil del yacimiento y el fin de la concesión.

			7 POZOS	10 POZOS	20 POZOS	30 POZOS	40 POZOS
En condiciones actuales constantes	Máxima Exposición	M USD	-19,195.13	-25,266.48	-58,066.42	-89,795.56	-109,016.45
	Máxima Exposición	Hasta (Año)	0.25	0.42	1.00	1.00	1.08
	CAPEX DESCONTADO (12.5%) (10 años)	M USD	-20,807.24	-30,478.47	-77,342.73	-122,011.80	-166,017.57
	CAPEX DESCONTADO (12.5%) (hasta agotamiento)	M USD	-20,807.24	-30,478.47	-77,342.73	-122,011.80	-166,017.57
	Período Repago	Años	1.00	2.00	3.00	4.00	10.00
	VAN 12.5% (Vida Util del Yacimiento)	M USD	30,771.46	32,302.29	14,475.36	-9,823.46	-41,686.42
	VAN 12.5% período Concesión 10 años	M USD	24,419.16	26,234.99	12,088.95	-10,427.81	-41,718.31
	IVAN 12.5% Concesión 10 años		<u>1.17</u>	<u>0.86</u>	0.16	-0.09	-0.25
	IVAN 12.5% (hasta límite económico)		<u>1.48</u>	<u>1.06</u>	<u>0.19</u>	<u>-0.08</u>	<u>-0.25</u>
	Reservas Totales	Bbl	14,622,653.19	14,635,753.83	14,614,555.38	14,621,556.79	14,545,672.48
Np al período Concesión 10 años	Bbl	7,723,478.79	8,470,818.36	12,060,433.73	13,455,896.63	14,134,078.48	

FR Reservas a Desarrollar	%	52.82%	57.88%	82.52%	92.03%	97.17%
Tiempo Total del Proyecto para Recuperación Total	años	56.00	44.00	22.00	15.00	11.00
TIR Proyecto 10 años	%	51.22%	51.34%	24.86%	11.15%	-3.44%
FR respecto al Nis (período 10 años)	%	8.26%	9.06%	12.90%	14.39%	15.11%
FFA (Utilidad Neta) (período 10 años)@ 12.5%	M USD	46,422.48	53,802.01	48,276.43	26,056.21	-8,519.84
FFA (Utilidad Neta) (período 10 años)	M USD	52,225.29	60,527.26	54,310.98	27,671.97	-10,245.92
FFA (Utilidad Neta) (hasta agotamiento)@ 12.5%	M USD	80,286.26	83,430.86	57,721.67	28,111.87	-130,159.52
FFA (Utilidad Neta) (hasta agotamiento)	M USD	90,322.04	93,859.71	64,936.88	31,625.85	-146,429.46
Nis	Bbl	93,525,884.52	93,525,884.52	93,525,884.52	93,525,884.52	93,525,884.52

En la figura 29 se muestra la gráfica de VAN vs la tasa de descuento, calculada para los distintos casos. En la misma se ve la tendencia negativa para los casos de 20, 30 y 40 pozos desde tasas muy bajas, mientras que para los caso base y de 10 pozos se mantiene el VAN positivo hasta tasas de descuento mayores al 50%.

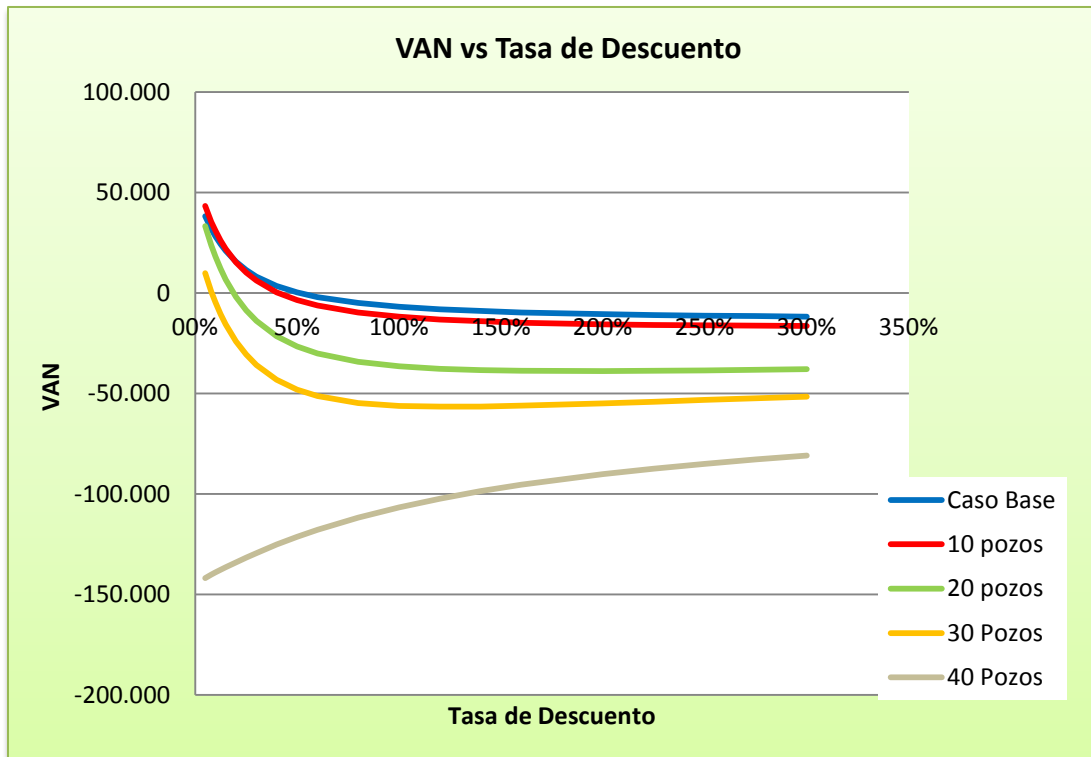


Figura 29 VAN vs Tasa de Descuento para cada uno de los casos estudiados.

De lo visto en la tabla 15, se ve que los indicadores económicos favorecen claramente a la opción de 10 pozos. En general, para todo proyecto de inversión se toma como criterio de selección en la toma de decisiones a los proyectos que ofrezcan el VAN más alto, mientras que los proyectos con VAN negativo deberían rechazarse. En el yacimiento de estudio, se deben rechazar las alternativas de 30 y de 40 pozos.

En la tabla se puede observar como el caso 1, de 10 pozos, es el que da los mejores indicadores, quizá con excepción del IVAN (que en ese caso el mejor sería el caso base). Para un escenario como el actual, es la mejor opción de todas. Esto ocurre tanto para un escenario de explotación de 10 años como para el escenario de explotación hasta el agotamiento.

7.3 Análisis de Sensibilidad

En la tabla 16 se observa los resultados del análisis de sensibilidades para cada uno de los casos propuestos

Tabla 16 Resultados del Análisis de Sensibilidades para cada caso.

Análisis de Sensibilidades		Base	10 p	20 p	30 p	40 p
	Precio (USD/Bbl)	VAN	VAN	VAN	VAN	VAN
	30.8	-8,604.98	-13,943.71	-50,493.50	-93,220.07	-137,741.22
	35.2	2,403.07	-550.81	-25,868.36	-61,744.32	-103,625.18
	39.6	13,411.11	12,842.09	-6,889.70	-33,242.72	-71,210.75
	44	24,419.16	26,234.99	12,088.95	-10,427.81	-41,718.31
	48.4	35,427.21	39,627.88	31,067.60	11,427.95	-14,161.96
	52.8	46,435.26	53,020.78	50,046.26	33,283.71	10,710.21
	57.2	57,443.31	66,413.68	69,024.91	55,139.47	34,281.60
	Variacion % anual de la produccion	VAN	VAN	VAN	VAN	VAN
-30.00%	-17,972.92	-16,627.34	-31,871.48	-55,160.75	-85,999.31	
-20.00%	-3,825.59	-2,365.43	-17,453.72	-40,043.78	-70,702.43	
-10.00%	10,269.02	11,906.40	-2,713.03	-25,128.85	-56,058.36	
0.00%	24,419.16	26,234.99	12,088.95	-10,427.81	-41,718.31	
10.00%	38,654.00	40,566.62	26,798.05	4,505.48	-27,837.13	
20.00%	52,891.14	54,901.09	41,561.56	19,136.46	-11,526.59	
30.00%	67,130.61	69,237.99	56,227.97	33,892.94	-2,584.91	
Lifting Cost USD/Bbl	VAN	VAN	VAN	VAN	VAN	
10.5	39,889.18	45,056.51	38,760.35	20,286.89	-3,306.83	
12	34,732.51	38,782.67	29,869.88	10,048.66	-15,852.65	
13.5	29,575.83	32,508.83	20,979.42	-189.58	-28,402.40	
15	24,419.16	26,234.99	12,088.95	-10,427.81	-41,718.31	
16.5	19,262.49	19,961.14	3,198.48	-20,666.05	-55,327.71	
18	14,105.82	13,687.30	-5,691.98	-31,695.56	-69,287.97	
19.5	8,949.15	7,413.46	-14,582.45	-44,017.05	-83,565.93	

De la tabla 16 se pueden deducir varias conclusiones, la primera es la fuerte incidencia de la producción y del precio del barril sobre el valor del VAN. Con el lifting cost la incidencia es menor, pero no es despreciable. En el caso del precio del barril, se puede ver que para un escenario de precios bajos, la mejor opción es el caso base, en cuyo caso se tienen los VAN más altos Sin embargo con un descenso de un 30% del precio con

respecto al actual, el proyecto deja de ser rentable. En contraste, si el precio del barril fuese un 30% más caro que hoy (USD 57.2 /bbl), la alternativa de 30 pozos pasaría a ser la más rentable. Cabe destacar que con un barril 20% más caro que el día de hoy, ya el proyecto de desarrollo con 40 pozos pasaría a ser rentable.

El proyecto mantiene su rentabilidad en los casos base y 10 pozos hasta cuando hay caídas de la producción anual del orden de un 20%. El mismo puede resistir caídas de la producción anual hasta un 10%. Caídas de la producción mayores a ese número hacen que el proyecto pase a ser antieconómico.

Para los casos base y de 10 pozos, el proyecto siempre será rentable sin importar que el lifting cost llegue a alcanzar incrementos de hasta un 30%. Para el caso 2 de 20 pozos, se acotaría esa tolerancia a las variaciones hasta un máximo de 10%.

En las figuras 30, 31, 32, 33 y 34 se encuentran los gráficos de sensibilidad de VAN vs variación porcentual de la variable analizada (precio del barril, CAPEX de pozo productivo, producción anual promedio y lifting cost).

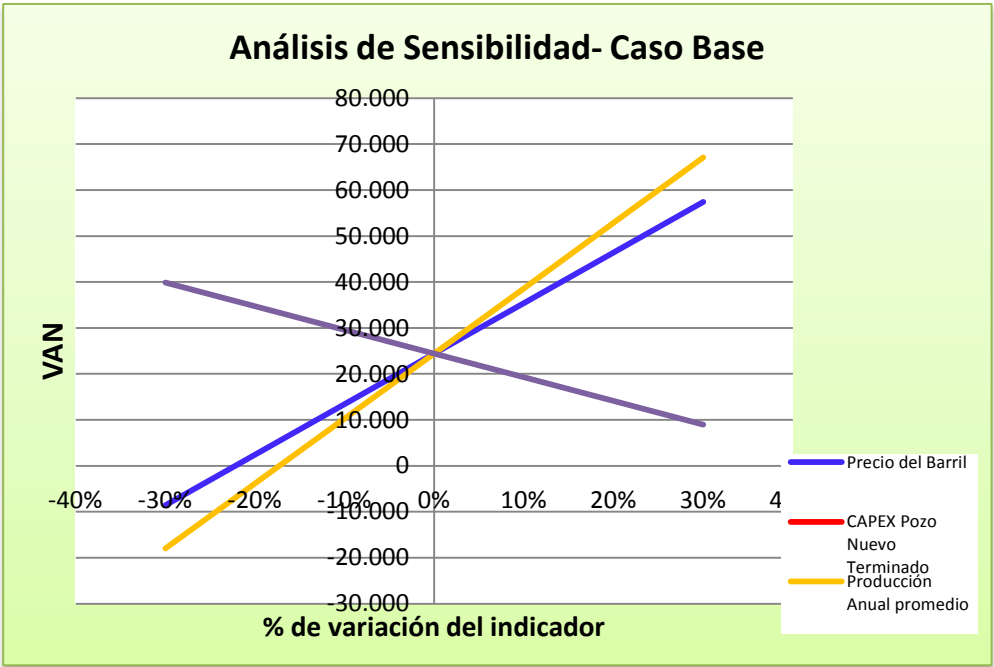


Figura 30 Gráfico de Sensibilidades. Caso Base

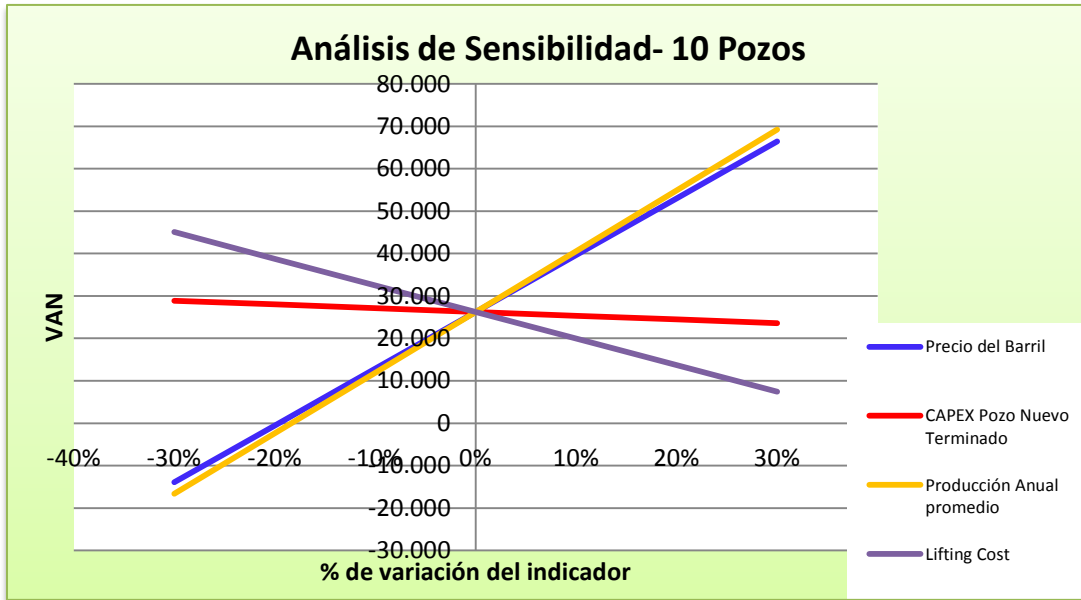


Figura 31 Gráfico de Sensibilidades. 10 Pozos

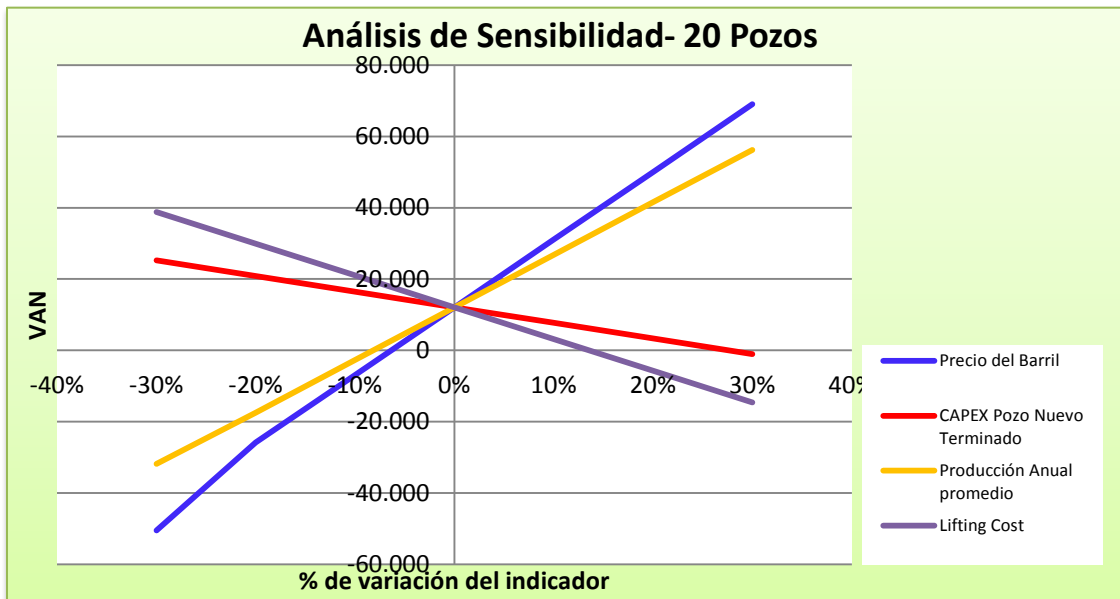


Figura 32 Gráfico de Sensibilidades. 20 pozos

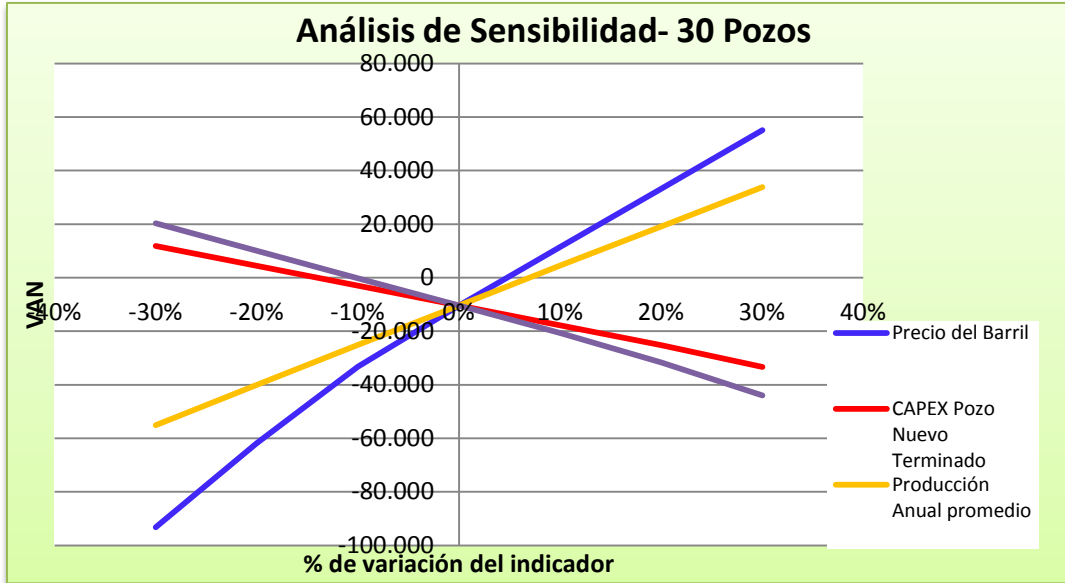


Figura 33 Gráfico de Sensibilidades. 30 Pozos

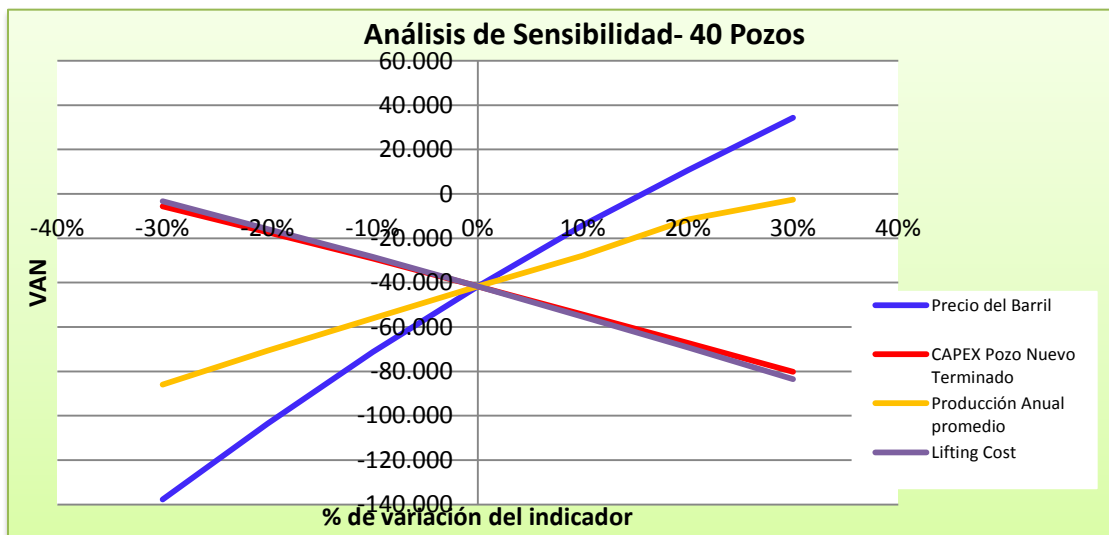


Figura 34 Gráfico de Sensibilidades. 40 pozos.

Como se pudo observar en los gráficos, la variable que más incide sobre el valor del VAN es el precio del barril. En los casos base y 10 pozos, existe una correlación muy fuerte entre ese parámetro y la producción anual, pero a medida que se incrementa el número de pozos se van separando esas tendencias.

Las sensibilidades también permitieron establecer los breakevens del proyecto, definiendo los valores de corte a partir de los cuales el proyecto deja de ser rentable.

8 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El diseño de un plan de desarrollo de un yacimiento es una labor interdisciplinaria, que involucra la labor de profesionales con distinto background que se unen para lograr un fin común que es el poder encontrar la alternativa de desarrollo más óptima para la compañía operadora que opera en concesión dicho campo.
- Para lograr el mejor diseño posible, es conveniente que durante la fase exploratoria se haya logrado recabar la mayor cantidad posible de datos con el fin de elaborar el mejor modelo posible que represente el comportamiento de dicho reservorio, tanto en su parte estática (porosidad, permeabilidad, saturaciones) como dinámica (presión del reservorio, ensayos, simulaciones). Mientras se tengan más y mejores datos, los resultados del diseño del desarrollo y su ejecución serán mejores. Para ello el departamento de exploración de una compañía operadora debe procurar el logro de esos objetivos.
- La existencia de datos PVT y de ensayos permiten inferir el tipo de fluidos que se encuentra en el reservorio y en consecuencia se puede hacer una estimación del comportamiento de desarrollo a partir de un Balance de Masas. Adicionalmente, de un Balance de Masas, combinado con el diseño de curvas IPR representativas del yacimiento se puede establecer un comportamiento tipo del reservorio y en otra instancia definir pronósticos de producción que llevarán a definir las necesidades tecnológicas (y posteriormente financieras) del proyecto.
- La definición de límites y parámetros son las premisas que permiten confeccionar la evaluación de un proyecto. El factor tiempo (tiempo de concesión) es una de las grandes diferencias al momento de tomar decisiones.
- Para el análisis económico, es fundamental tener bien definido el flujo de fondos, ya que todos los pasos posteriores durante la evaluación dependen de esos valores. Para el caso de estudio presente, el flujo de fondos y el flujo de fondos acumulado permitieron en una primera instancia definir que la opción de 40 pozos de desarrollo no era viable con el escenario de precios actuales. La exposición máxima para ese caso superaba en un orden de magnitud a la máxima exposición en el caso base.
- Usando el criterio de elegir un pozo por el VAN máximo, la opción seleccionada de desarrollo es la de 10 pozos. Si la compañía operadora fuese pequeña, sin un gran capital financiero ni poder de crédito importante como para ejecutar

determinados proyectos, en ese caso más que el VAN el criterio de selección sería el Índice de Valor Actual (IVAN). Según ese criterio, la mejor opción sería en ese caso el caso base.

- En las condiciones planteadas, el proyecto a 40 pozos sería rentable únicamente si el precio del barril tuviese un incremento de un 20% o más. Sin embargo de presentarse ese escenario de precios, las alternativas de menos pozos serían más rentables que el de 40 pozos.
- En los análisis de sensibilidad, la variable que más afecta al VAN es el precio del barril, seguido de la producción anual. El lifting cost afecta poco y el CAPEX no influye mucho en el VAN.
- En base a los resultados obtenidos en esta evaluación, se recomienda ejecutar el proyecto de desarrollo con 10 pozos, siendo la más óptima desde el punto de vista geológico, ingenieril y financiero.
- En el presente trabajo no se consideró la explotación del gas asociado. Se recomienda hacer una evaluación de un proyecto de explotación del gas, con un plan de inversiones acorde.

BIBLIOGRAFÍA.

- ROSBACO Juan. (1988). Evaluación de proyectos: Teoría general y su aplicación a la explotación de hidrocarburos. Buenos Aires, Argentina: EUDEBA.
- BERNARDI Mario. (2014). Manual TFI rama reservorios. Buenos Aires Argentina: