



Proyecto Desarrollo Masivo EL BUDA

AUTORES:

Castillo Omar

Fornasero Melisa

DOCENTES:

Bernardi, Mario

Fernández Betria, Javier

Arilla, Fernando

**TRABAJO FINAL INTEGRADOR PRESENTADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN
EXPLOTACION DE PETROLEO Y GAS**

**NEUQUEN
DICIEMBRE 2018**

Contenido

CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL PROYECTO	5
YACIMIENTO EL BUDA – UBICACIÓN Y PROPIEDADES.....	6
CARACTERÍSTICAS DEL RESERVORIO Y FLUIDOS.....	8
Parámetros petrofísicos	8
Análisis PVT	9
Aproximaciones PVT.....	10
VOLUMETRIA.....	12
BALANCE DE MATERIALES.....	14
PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN	15
EVALUACION ECONOMICA	20
Escenario de Precios.....	20
Producción y actividad física	21
Tiempo – Límite económico	23
Egresos	24
CAPEX.....	24
OPEX	25
RESULTADOS	27
Análisis de sensibilidad – Escenario Optimo	27
MEDIO AMBIENTE Y SEGURIDAD.....	28
CONCLUSIONES – RECOMENDACIONES	29
Conclusiones.....	29
Recomendaciones	29
ANEXO 1 - GLOSARIO DE TERMINOS	31
ANEXO 2 – PERMEABILIDADES RELATIVAS	34
ANEXO 3 – FLUJO DE FONDOS POR ESCENARIO.....	35



Introducción

De acuerdo con los lineamientos planteados por la cátedra, se establecieron criterios de desarrollo de un campo ficticio con 8 pozos perforados, de los cuales 1 resultó estéril. Se trata de un reservorio de Petróleo saturado, del cual se conocen sus propiedades petrofísicas, análisis PVT y ensayos por pozo.

A partir de la información técnica proporcionada, se definieron las premisas necesarias para resolver la problemática impuesta, de manera tal de evaluar distintos escenarios. El proceso de evaluación se dividió en 5 etapas conceptuales: cálculo volumétrico, balance de materiales (de los cuales se ocupó el Ing. Castillo), curvas IPR promedio, pronósticos de producción (a cargo de la Ing. Fornasero) y la evaluación económica (la cual se realizó en conjunto).

El objetivo final del trabajo es dilucidar cuál es el escenario de desarrollo que maximiza las ganancias, teniendo en cuenta todas las condiciones de borde, tanto impuestas por el equipo de trabajo, como aquellas otorgadas por la cátedra.



Unidad de Negocio: NQN-FT	
NOMBRE Desarrollo Masivo El BUDA	REQUIERE COMPRA DE BLOQUE No
OBJETIVO El presente informe tiene como objetivo dar soporte técnico al proyecto de referencia, mediante el cual se solicita una inversión de 102.1 MUSD, conforme a las instalaciones de superficie y perforaciones/ terminaciones de pozos para desarrollar de forma masiva el área de reservas con denominación "El Buda".	
AREA DE RESERVA: El Buda	
INVERSIONES AL 100% [MUSD]	
2019 72.70 MUSD	Total 102.1 MUSD
Inicio de Inversiones 2019	Inicio del Proyecto 2019
Tipo de Proyecto Desarrollo	Fin de Proyecto 2037
RESPONSABLES <u>Responsable del Proyecto:</u> Fornasero Melisa <u>Proyectistas:</u> Castillo Omar	

CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL PROYECTO

Dentro de la cartera de proyectos de la CIA Fortollca S.A se encuentra el desarrollo del área “El Buda”, cuyo descubrimiento y delimitación en el año 2017 permitieron abrir un panorama prometedor para los próximos 19 años, correspondientes al límite de concesión en diciembre de 2037.

Actualmente, la “Cia.” llevó a cabo un relevamiento de su cartera de proyectos y decidió inclinarse por aquellos relacionados a yacimientos productores de petróleo. Esta decisión se basó en que los proyectos de gas de Fortollca S.A no entraron dentro de la resolución 46, y teniendo en cuenta el incremento en el precio del crudo, decidió concretar la explotación masiva de campos de petróleo.

Comprobada la productividad de los pozos y evaluado el potencial volumétrico del yacimiento “El Buda”, la “Cia.” definió que se dispondrá de la inversión necesaria en instalaciones de superficie y actividad futura para explotar la formación productiva según el escenario óptimo. Cabe mencionar, que el mismo también posee dos ventajas fundamentales: la ausencia de comunidades y que el terreno es apto para el movimiento de equipos durante los DTM y la construcción de instalaciones.

En el contexto de precios mencionados, Fortollca S.A decidió no explotar el casquete de gas con el fin de aprovechar la energía adicional del mismo y en consecuencia maximizar la producción de petróleo.

Dado que el gas asociado no puede ser venteado según la legislación vigente, y que su producción resulta rentable, la “Cia.” contempló utilizar el 10% del volumen para consumo interno y el restante para venta.

El presente proyecto tiene como finalidad brindarle a la CIA Fortollca S.A el plan de desarrollo óptimo para explotar el yacimiento “El Buda”. A tal efecto, fue necesario analizar las propiedades petrofísicas del reservorio y de los fluidos que lo componen. A partir de esta información el proceso de evaluación se dividió en cinco etapas conceptuales: cálculo volumétrico, balance de materiales, curvas IPR, pronósticos de producción y evaluación económica. Finalmente, del análisis de los resultados de los distintos escenarios se seleccionará el que mejor se ajusta a los intereses y posibilidades de Fortollca S.A.

YACIMIENTO EL BUDA – UBICACIÓN Y PROPIEDADES

El yacimiento “El Buda” se ubica en la provincia de Neuquén, a 50 km de la ciudad de la ciudad de Cutral Co.



Figura 1 – Ubicación geográfica del Yacimiento El Buda

El yacimiento está conformado por una estructura anticlinal con cierre en sus 4 direcciones. La formación productiva es Lotena, en ocasiones denominada Challacó superior, perteneciente al Jurásico, y subdividida en ciclos productivos de características petrofísicas levemente dispares, con intercalaciones de arena arcilla a lo largo de toda la columna. A continuación, se muestra la columna estratigráfica del bloque, con sus respectivas referencias deposicionales.

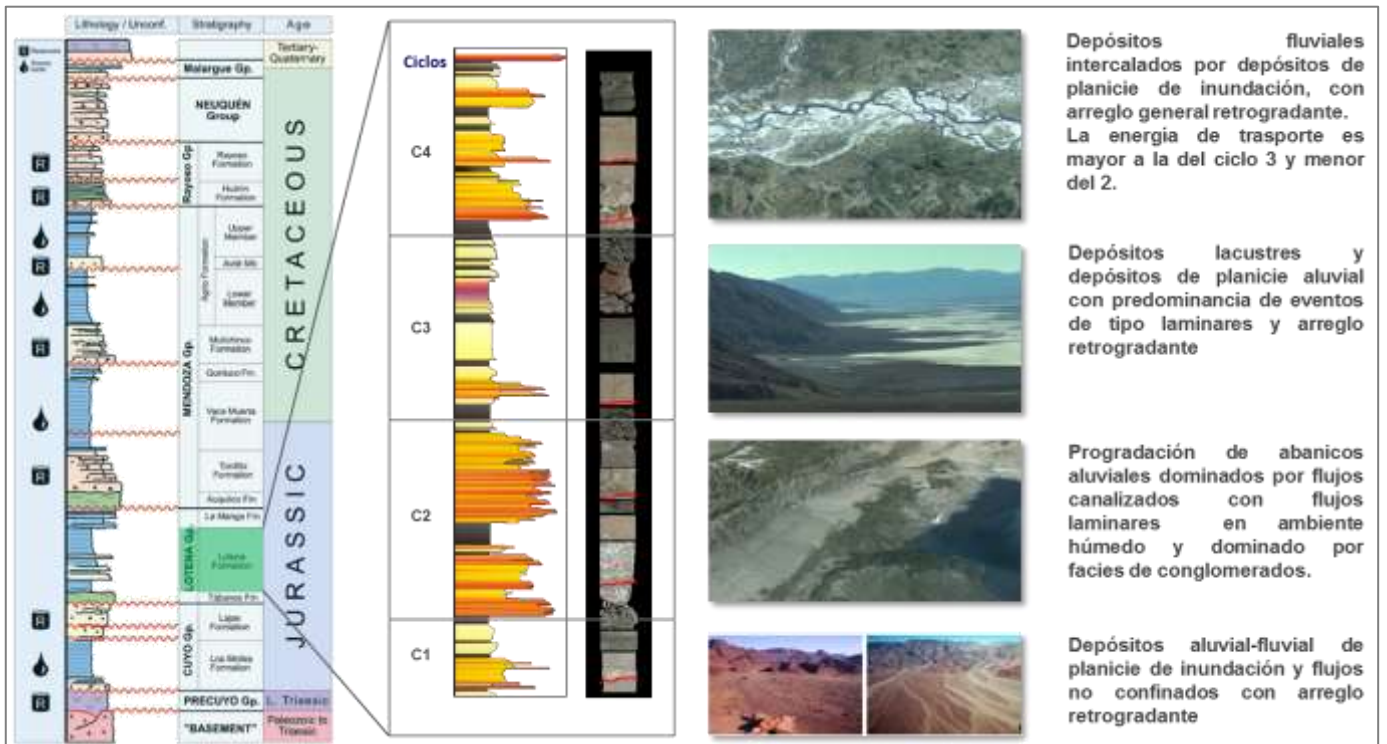


Figura 2 – Columna estratigráfica del bloque

La delimitación del área del yacimiento se llevó a cabo mediante la perforación de 8 pozos verticales de aproximadamente 2100 m de profundidad, y si bien uno de los mismos resultó estéril, proporcionó información para ubicar el contacto agua-petróleo, como se puede observar en la figura 3.

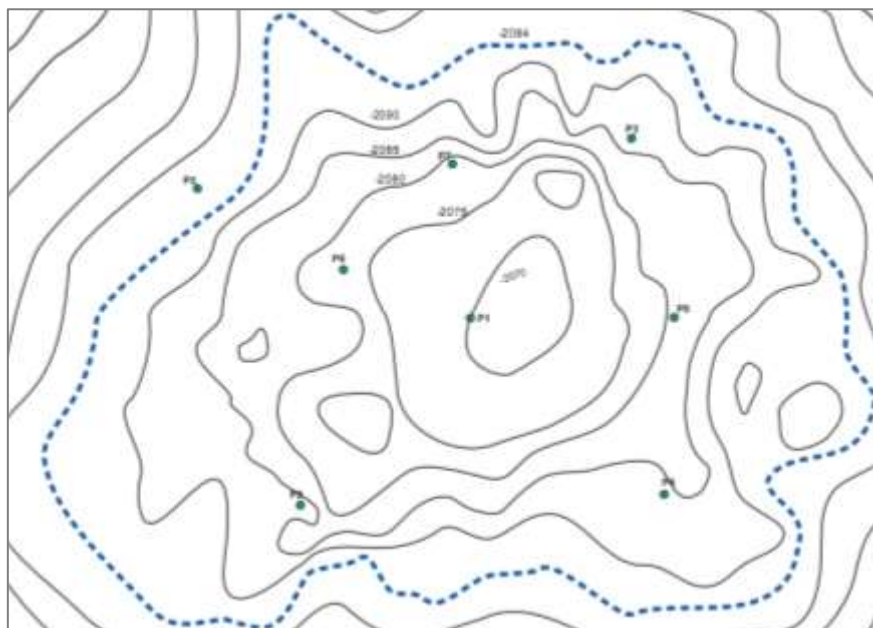


Figura 3 - Mapa de los pozos delimitadores de la estructura y del contacto agua-petróleo.

Gracias a la exhaustiva toma de información que se realizó en estos pozos en la formación de interés, fue posible caracterizar el tipo de reservorio y, a su vez, disponer de información confiable acerca de sus propiedades petrofísicas, de un análisis PVT del fluido y de ensayos de productividad de los pozos.

CARACTERÍSTICAS DEL RESERVORIO Y FLUIDOS

Parámetros petrofísicos

La perforación y perfilaje de los pozos permitió obtener información fundamental para las estimaciones volumétricas y productivas de la formación. La profundidad promedio del reservorio es de 2287.24 m, siendo la cota de 200 m, el tope formacional promedio de 2081 mbbp y la base en 2091 mbbp.

El contacto Gas-Petróleo se encuentra en 2076 mbbp y el contacto Agua-Petróleo en 2094 mbbp. Esto delimita un espesor total de formación productiva 18 m. Los espesores totales y útiles se muestran en el siguiente gráfico (obsérvese que el pozo 5 no cuenta con espesor útil, por haber resultado estéril):

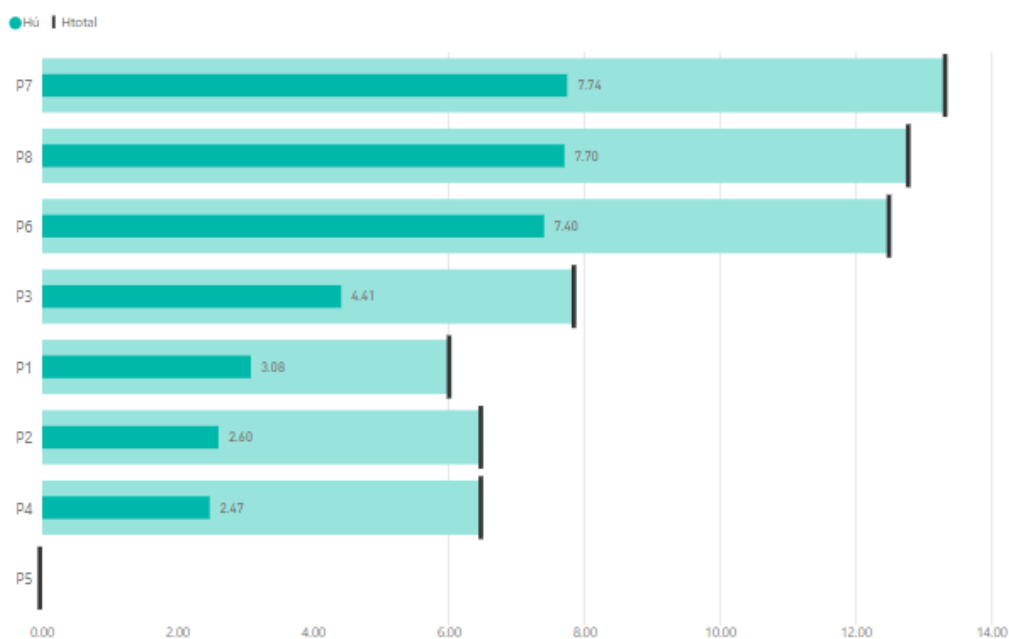


Figura 4 – Espesor Total y útil por pozo

El valor de porosidad promedio fue obtenido por medio la ponderación de H_u , haciendo uso de la siguiente fórmula:

$$\bar{\phi} = \frac{\sum H_u * \phi}{\sum H_u}$$

Por otro lado, la saturación de agua promedio fue obtenida por medio de la ponderación por espesor útil y porosidad, a saber:

$$S_w = \frac{\sum Hu * \phi * S_w}{\sum Hu * \phi}$$

De este modo, la porosidad promedio resultó en 0.198, mientras que la saturación de agua promedio arrojó un valor de 0.328.

Pozo Nro	Tope mbnm	Base mbnm	Htotal m	N/G -	Hú m	Porosidad frac.	Sw frac.
P1	-2076	-2082	6.03	0.51	3.08	0.17	0.29
P2	-2088	-2094	6.50	0.40	2.60	0.15	0.44
P3	-2086	-2094	7.87	0.56	4.41	0.16	0.34
P4	-2088	-2094	6.50	0.38	2.47	0.16	0.41
P5	-2094	-2094					
P6	-2076	-2089	12.52	0.59	7.40	0.23	0.31
P7	-2077	-2091	13.34	0.58	7.74	0.20	0.32
P8	-2081	-2094	12.80	0.60	7.70	0.23	0.32
Promedios aritméticos	-2082	-2091	9.367	0.540	5.056	0.185	0.346

Tabla 1 – Tabla de parámetros petrofísicos medidos y promedios

Análisis PVT

Para poder caracterizar los fluidos principales del reservorio se tomó, una vez estabilizado el GOR, una muestra en superficie de gas y de petróleo producidos en el pozo P3 y luego fue recombinada en el laboratorio para realizarle un análisis PVT como también un análisis cromatográfico.

Los resultados demostraron que se trata de un petróleo de 35 °API y de una densidad de 0.85, lo que lo cataloga como petróleo liviano. Además, se encontró que la presión inicial del fluido en el reservorio es igual a la presión de burbuja (220 kg/cm²) por lo cual el mismo se define como saturado y con una leve sobrepresión (Gp = 0.454 psi/ft). Este tipo de reservorio se ubica en un diagrama de Presión-Temperatura como un punto no muy alejado del punto crítico y por debajo de la envolvente (o bien justo sobre la curva de punto de burbuja, como en este caso), además de encontrarse en equilibrio con el punto de rocío de la envolvente de gas del casquete (Figura 5).

La característica principal de este tipo de yacimientos es que cualquier exceso de gas provoca su desplazamiento hacia el tope de la estructura, conformando el casquete. Esto puede significar una ventaja frente a aquellos reservorios subsaturados, puesto que se puede aprovechar la energía proporcionada por el casquete en forma de empuje, lo que converge en mayores recuperaciones de petróleo.

El desarrollo del campo se llevará a cabo contemplando esta premisa, lo que deriva en cerrar los pozos a medida que el contacto Gas-petróleo alcanza la zona de punzados.

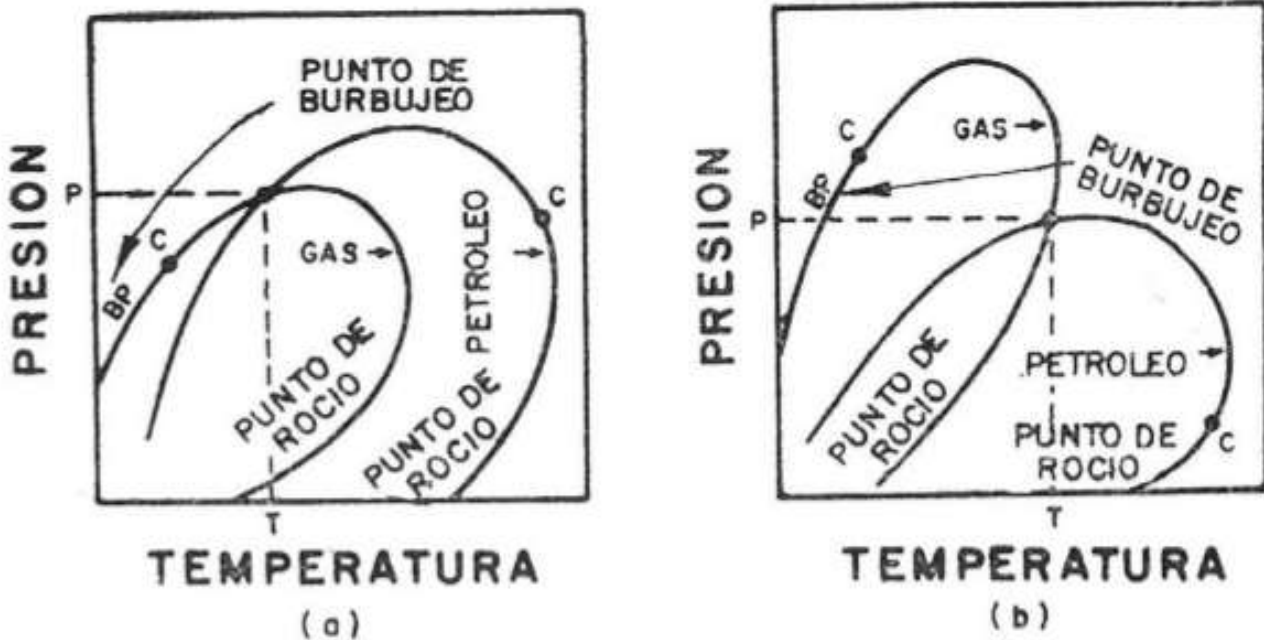


Figura 5 – Diagrama PvsT genérico para petróleo saturado con casquete de gas. El yacimiento bajo análisis corresponde al gráfico (B) con punto de equilibrio en la P y T.

Otros parámetros importantes se enlistan a continuación:

- Temperatura reservorio: 91.3 °C
- Densidad del gas (aire=1): 0.65@15.5°C y 1 atm (sc)
- Salinidad del agua de formación: 25000 ppm
- Impurezas del gas (frac. molar): N2 0.02 y CO2 0.01; SH2=0

Aproximaciones PVT

Una vez que los valores de R_s , B_o , μ_g , μ_o y Z obtenidos en el PVT son chequeados, los mismos fueron ajustados por medio de ecuaciones polinómicas en función de la presión, de manera tal de poder utilizar las relaciones en los balances de materiales.

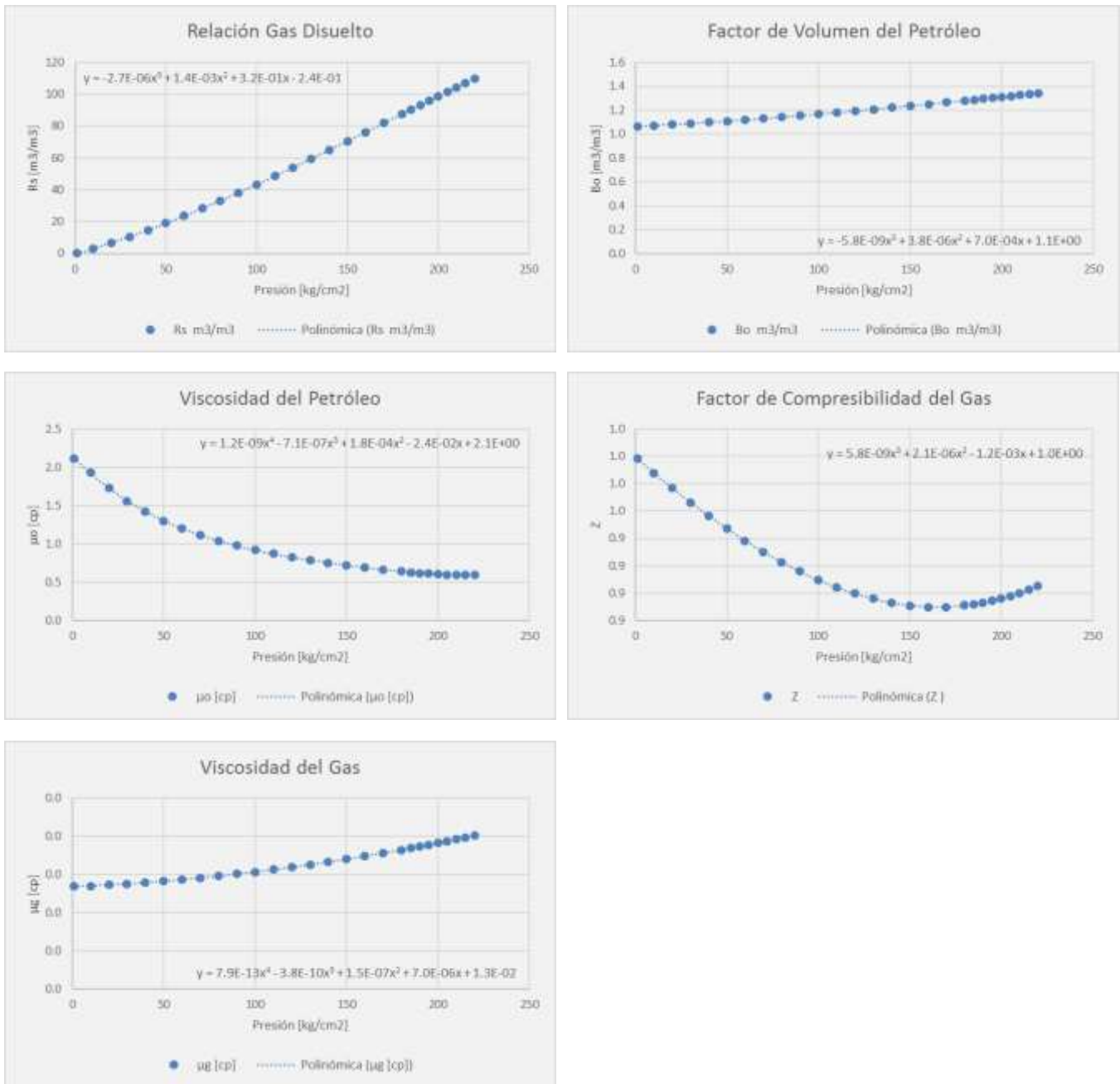


Figura 6 – Gráficos de aproximaciones PVT

En cuanto al factor volumétrico del gas, se calcula a partir de la siguiente formula:

$$Bg = \frac{\text{volumen del gas en reservorio}}{\text{volumen del gas en superficie}} = \frac{Z * Tr * Psc}{P * Tsc}$$

Al graficar el error relativo de cada una de las variables se observa una tendencia general a la baja a medida que disminuye la presión, y no se supera en ningún momento el umbral de los 0.8%, con lo cual se puede asegurar que las correlaciones seleccionadas son correctas, y podrán ser utilizadas en el balance de materiales sin inconvenientes.

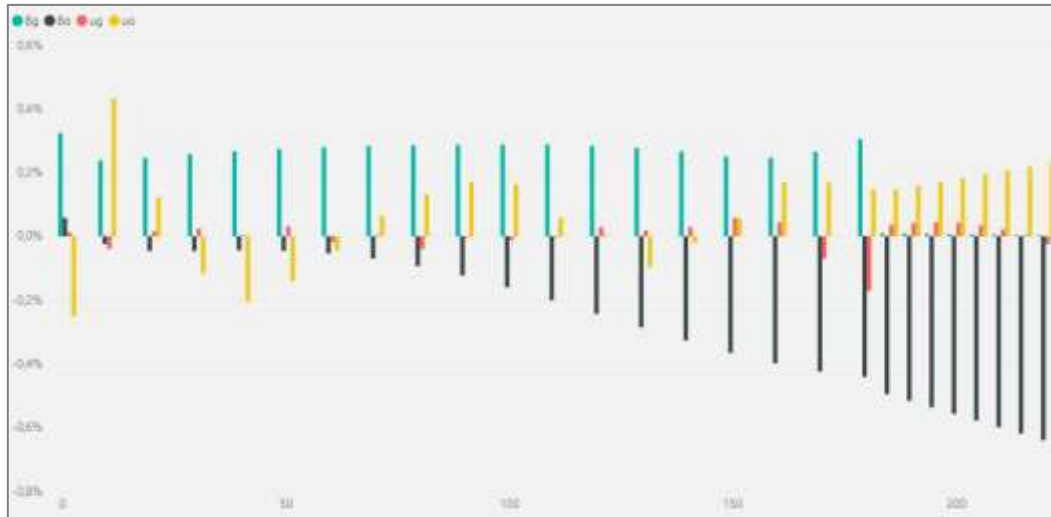


Figura 7 – Perfil de error relativo de los parámetros PVT

VOLUMETRIA

Al no contar con mapas isopáquicos para el cálculo volumétrico, se recurrió a la localización del tope y la base formacionales por medio de ecuaciones polinómicas de segundo grado, tomando como plano base (cero) el contacto agua petróleo, y conformando entre ambas una estructura anticlinal. Posteriormente se dividió la altura total en segmentos cada 2 m, de manera tal de estimar la diferencia entre las áreas delimitadas por cada ecuación polinómica. El volumen de reservorio se obtuvo por medio de la multiplicación del promedio de estas áreas en cada step de espesor, acumulando punto a punto y afectando por la relación Net to Gross.

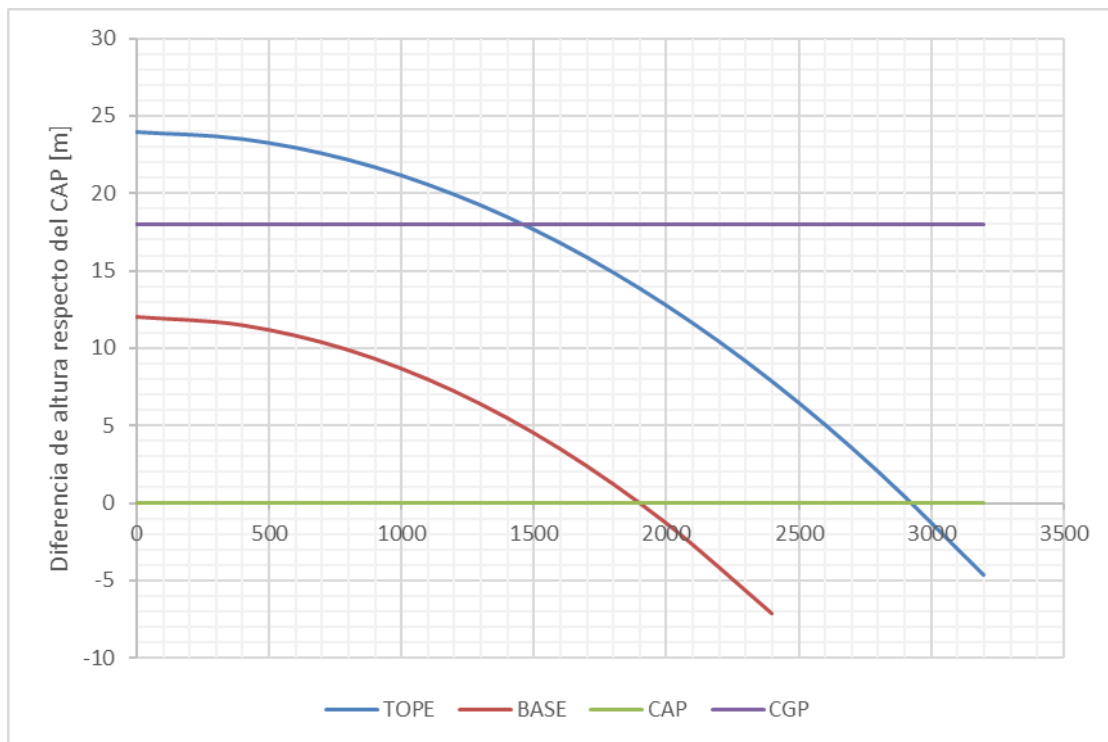


Figura 8 – Esquema de cálculo volumétrico

h	x ²	X ²	At	Ab	A	VR	VR con gas	VR con petróleo	24 - h	18-h
m	m ²	m ²	m ²	m ²	m ²	m ³	m ³	MMm ³	m ²	m ²
24	0		0	0	0				0	
22	714286		2244500	0	2244500	1210457	1		2	
20	1428571		4489000	0	4489000	4841828	5		4	
18	2142857		6733500	0	6733500	10894114	11		6	0
16	2857143		8978000	0	8978000	19367314		8		2
14	3571429		11222500	0	11222500	30261427		19		4
12	4285714	0	13467000	0	13467000	43576456		33		6
10	5000000	601504	15711500	1890105	13821395	58293066		47		8
8	5714286	1203008	17956000	3780211	14175789	73391925		62		10
6	6428571	1804511	20200500	5670316	14530184	88873034		78		12
4	7142857	2406015	22445000	7560421	14884579	104736393		94		14
2	7857143	3007519	24689500	9450526	15238974	120982002		110		16
0	8571429	3609023	26934000	11340632	15593368	137609860		127		18

Tabla 2 – Tabla de resultados (en verde se remarca el volumen de reservorio con petróleo – VR estimado con un N/G de 0.539)

Conociendo luego la porosidad, saturación de agua inicial y factor de volumen de petróleo, pudo obtenerse el OOIP, por medio de la ecuación siguiente:

$$OOIP = \frac{VR * \phi * (1 - Swi)}{Boi}$$

Finalmente, y con los valores obtenidos de la tabla, el OOIP resultó en 12.58 Mm³.

Es importante destacar que también se ajustó una curva para representar la expansión vertical del casquete en función del volumen de roca invadido por el mismo, la cual será utilizada en el balance de materiales y en los pronósticos de producción.

BALANCE DE MATERIALES

El balance de materiales intenta reproducir, por medio del principio de la conservación de la masa, la caída de presión a medida que se producen los fluidos del reservorio. Para el caso particular del presente proyecto, su uso es meramente predictivo, lo cual permitirá obtener los perfiles de producción de petróleo para los diversos casos de estudio, y así poder realizar los análisis económicos pertinentes. Se debe tener en cuenta que existe una serie de hipótesis que simplifican el análisis, a saber:

- Aquellas altamente limitativas, cómo considerar que el reservorio es un tanque y que el modelo es cero dimensional.
- Otras poco limitativas, que asumen despreciable la expansión del agua intersticial y la compresibilidad de los poros, factor volumétrico del agua unitario, no existe gas disuelto en el agua (no aplica en este caso), temperatura del reservorio constante y quizás la más importante, que el petróleo y el gas se encuentran en equilibrio termodinámico a la presión y temperatura promedio del reservorio.

El reservorio bajo análisis se encuentra saturado, encontrándose la presión inicial a la presión de burbuja. Por ende, a medida que disminuya la presión, habrá una liberación de gas que deberá ser contemplado. El perfil de producción de gas fue estimado haciendo uso del perfil de producción de petróleo, afectado por la variación del GOR con la presión.

La metodología de cálculo consistió finalmente en utilizar un método iterativo que resuelve las ecuaciones de balance, en el cual se busca que el cociente del Nis resulte unitario.

$$N_{is} = \frac{N_p * (B_t + B_g * (\frac{G_p}{N_p} - R_{si}))}{B_t - B_{ti} + m * B_{ti} * (\frac{B_g}{B_{gi} - 1})}$$

La ecuación es simplificada, puesto que asume que la producción de agua es insignificante, y que no existe empuje por agua.

En la siguiente figura se puede observar cómo va disminuyendo la presión de reservorio y aumentando la relación gas petróleo (excepto sobre el final cuando el gas pierde expansibilidad por lo que el GOR de

superficie disminuye) a medida que se va produciendo el yacimiento, es decir va aumentando el factor de recobro.

Cabe aclarar que se utilizó un balance que considera el empuje que proporciona tanto el tamaño del casquete como también el aporte de energía que se va produciendo a medida que se desplaza verticalmente el contacto Gas-Petróleo. También se consideró que cuando la presión de reservorio llega a 120 Kg/cm², el 10% ($\alpha=0.1$) del gas producido proviene del casquete.

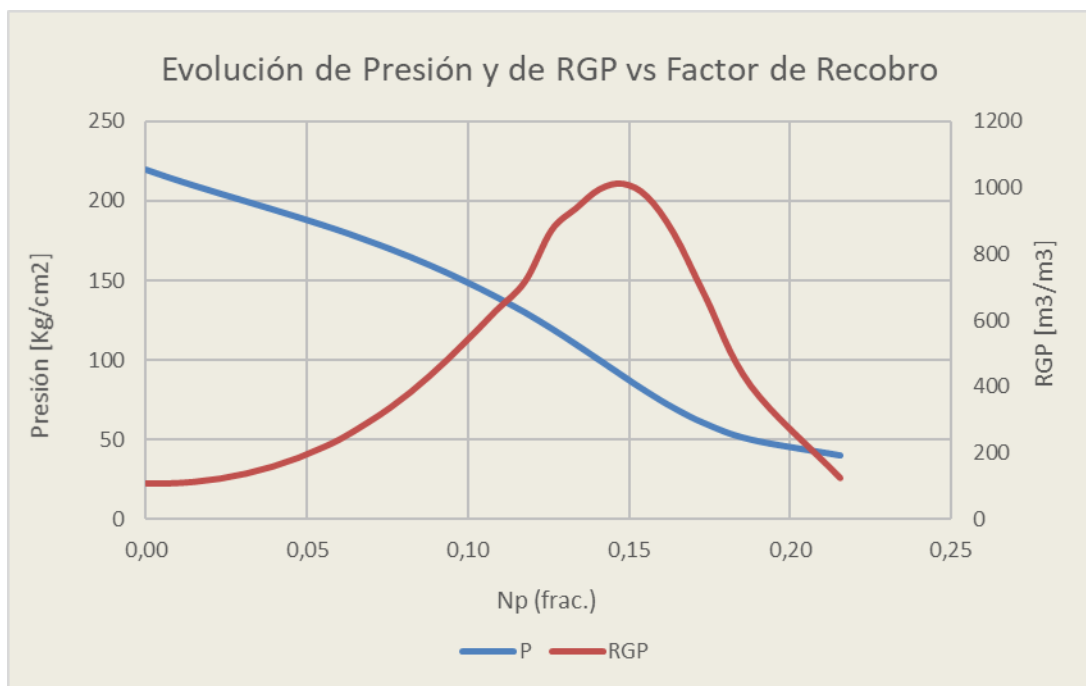


Figura 9 – Curva de desempeño del yacimiento.

PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN

Para poder pronosticar la producción de petróleo del yacimiento, se midieron los caudales junto con las presiones en 4 pozos correspondientes a 3 orificios de distinto tamaño. A su vez, en cada pozo se hizo un ensayo de build-up para obtener la presión estática.

Es importante recordar que, al tratarse de un reservorio saturado, el flujo es bifásico desde el comienzo por lo que la ley de IPR será curva en toda su extensión, tanto más cuanto más gas en solución contenga el petróleo. Por esta razón es posible calcular una IPR para cada pozo utilizando la ecuación de Vogel:

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

Además, como el Q bifásico debe ser cero cuando Pwf sea igual al Ps, la ecuación de Vogel se reduce a:

$$a + b = 1$$

Entonces para la construcción de las distintas IPR, es necesario ir dando valores a Q max y a un coeficiente (y calcular el otro) hasta que la curva obtenida se ajuste a los valores obtenidos en los ensayos. A continuación, se muestran las IPR calculadas para cada pozo:

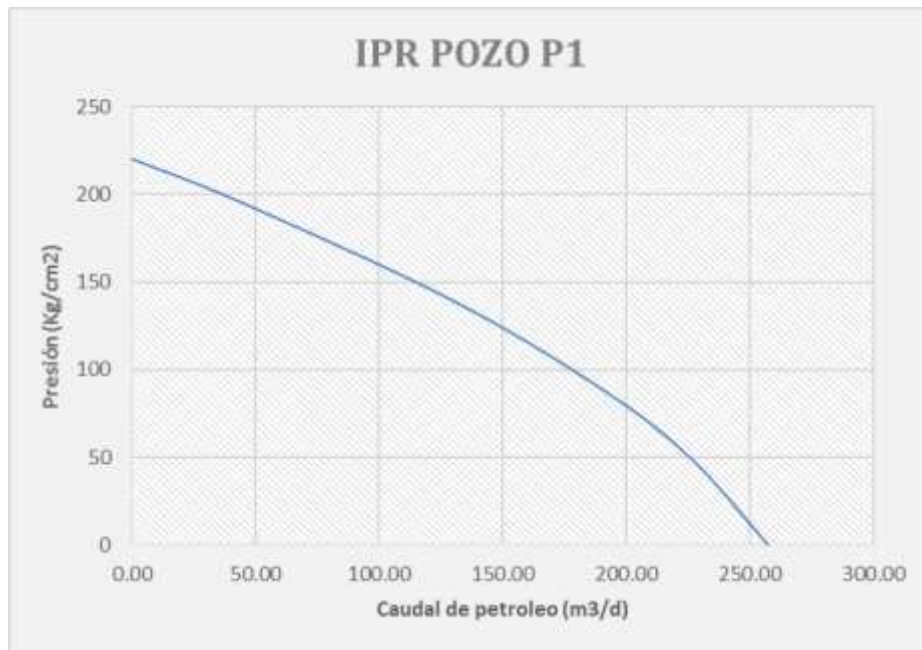


Figura 10 – Curva IPR Pozo 1.

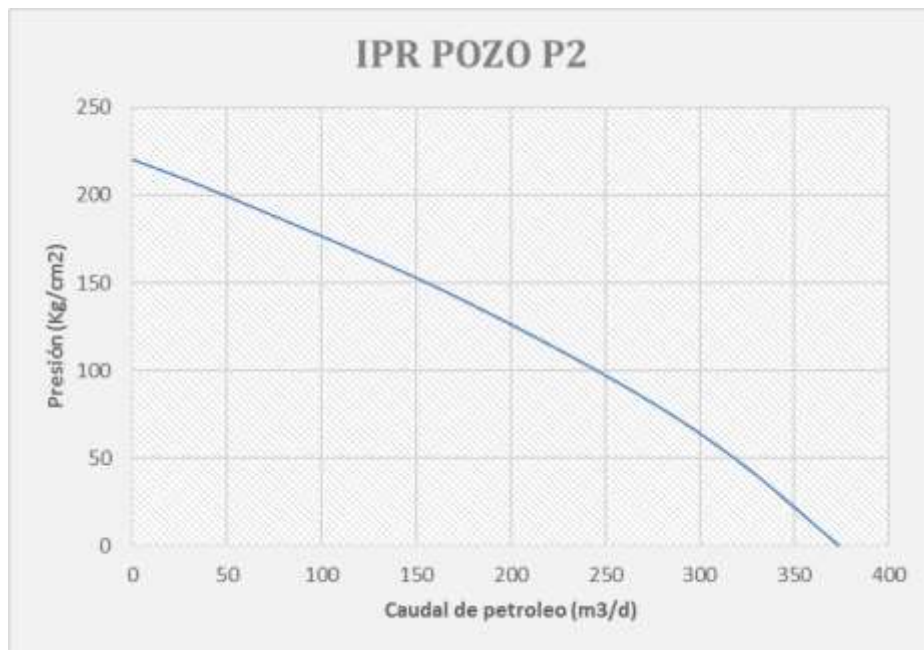


Figura 11 – Curva IPR Pozo 2.

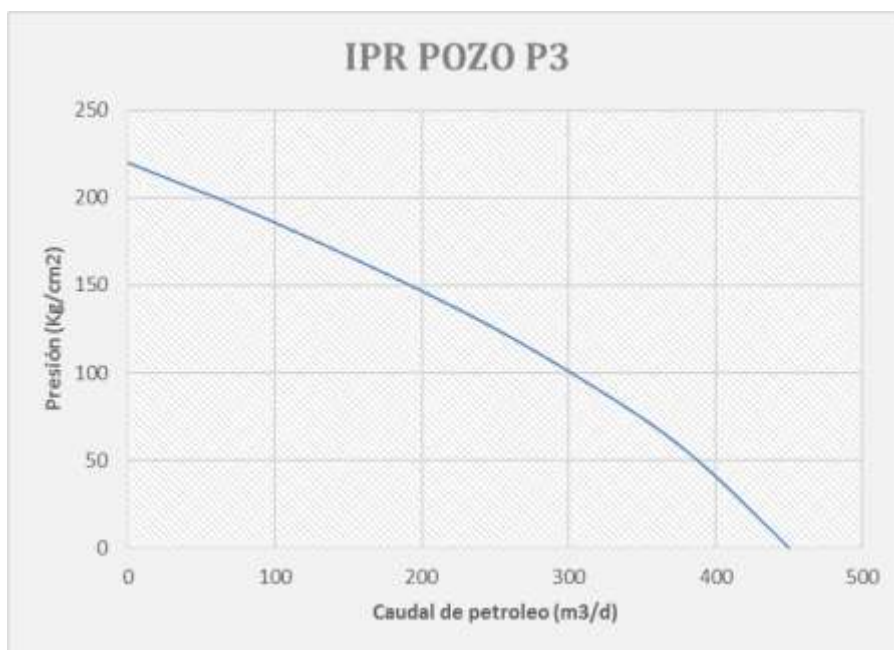


Figura 12 – Curva IPR Pozo 3.

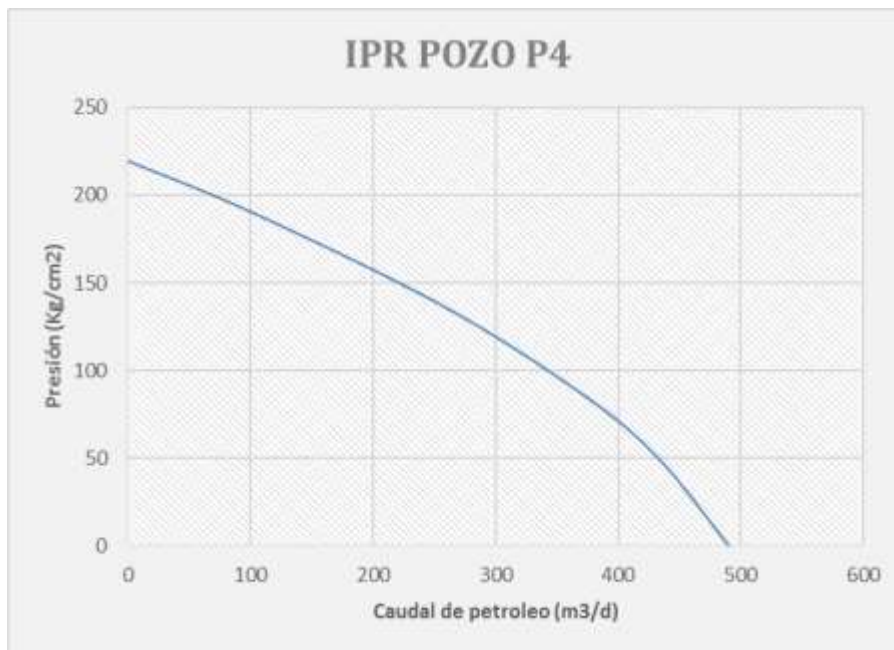


Figura 13 – Curvas IPR pozo 4.

Con los valores obtenidos para cada una de las curvas, se construye una IPR Promedio.

Pozo N°	Presión estática = Presión de burbuja Kg/cm2	Qmáx. bifásico m3/d	Coficiente b del término lineal	Coficiente a del término cuadrático	Pendiente inicial $m_i = (2-b) * Q_{máx} / P_e$
P1	220,2	257,5	0,410	0,590	
P2	220,9	373,7	0,551	0,449	
P3	219,8	450,0	0,495	0,505	
P4	219,1	489,8	0,373	0,627	
Promedio	220	392,7	0,457	0,543	2,754

Tabla 3 - Tabla resumen de valores de cada IPR y su promedio

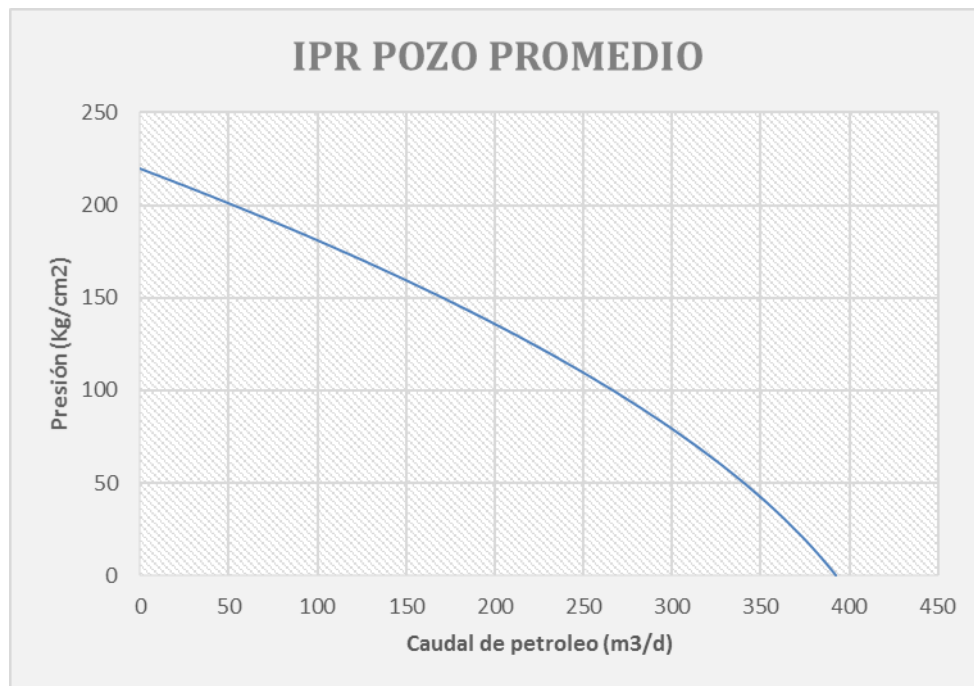


Figura 14 - Curva IPR promedio

Al utilizar la IPR promedio, se contemplan pronósticos de producción sobre la media, sin ser conservadores ni optimistas.



Figura 15 – Gráfico comparativo de IPRs contra IPR Promedio

EVALUACION ECONOMICA

La evaluación económica está atada a dos variables fundamentales. La primera, con menor incertidumbre, correspondiente a la producción estimada del campo hasta límite de concesión y en función de los escenarios propuestos. La segunda, con mayor incertidumbre, en referencia al escenario de precios tanto de petróleo como gas. Estas variables definirán, entre otras, qué escenario resultará más atractivo económicamente.

Escenario de Precios

El equipo de finanzas de la CIA llevó a cabo un estudio de mercado para obtener los perfiles de precios con los que se evaluaron todos los escenarios económicos. El escenario de precios adoptado es variable en el tiempo tanto para petróleo como para gas, y ambos cuentan con tendencias a la baja, como se puede observar en las siguientes figuras:

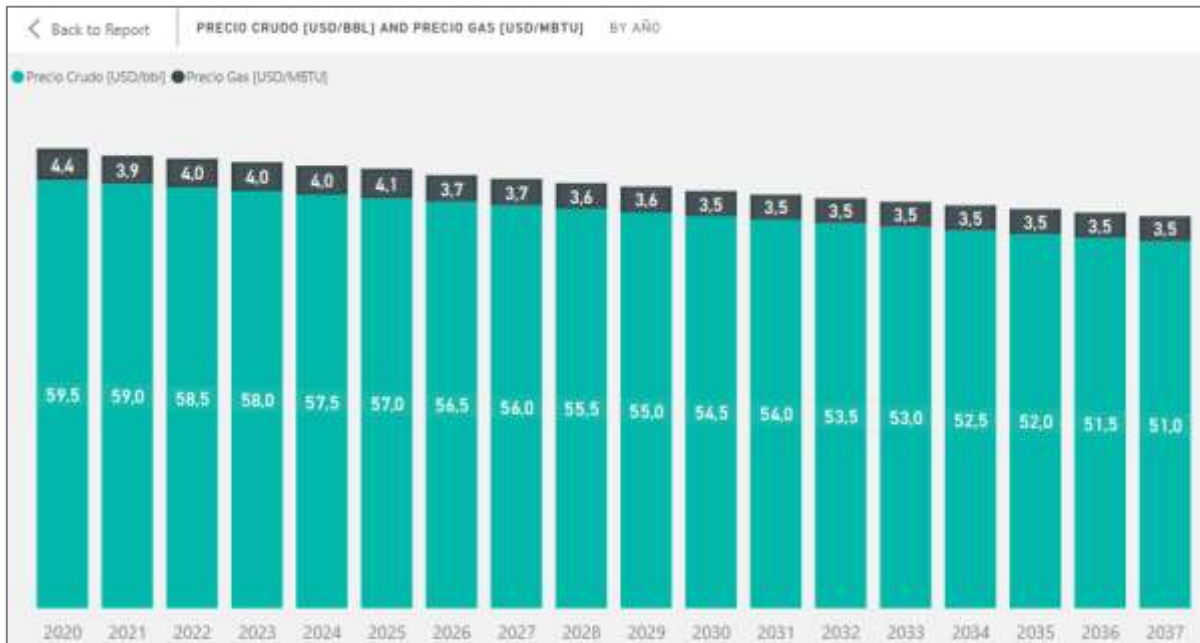


Figura 16 -Perfil de precio de venta para Petróleo y Gas

Producción y actividad física

Se plantearon 7 escenarios para la explotación del Yacimiento “El Buda”:

8 pozos				10 pozos			
Perforados		A perforar		Perforados		A perforar	
Productivos	Estériles	Productivos	Estériles	Productivos	Estériles	Productivos	Estériles
7	1	0	0	7	1	2	0

20 pozos				30 pozos			
Perforados		A perforar		Perforados		A perforar	
Productivos	Estériles	Productivos	Estériles	Productivos	Estériles	Productivos	Estériles
7	1	11	1	7	1	20	2

40 pozos				60 pozos			
Perforados		A perforar		Perforados		A perforar	
Productivos	Estériles	Productivos	Estériles	Productivos	Estériles	Productivos	Estériles
7	1	29	3	7	1	47	5

30 pozos (II)			
Perforados		A perforar	
Productivos	Estériles	Productivos	Estériles
7	1	20	2

Figura 17 -Escenarios planteados para la explotación de “el Buda”.

El escenario 30 pozos (II) se diferencia del de 30 pozos solo en la posición estructural de un pozo.

Se asume que se produce un porcentaje muy bajo de agua en todos los escenarios, correspondiente al 4% de la producción de petróleo.

A continuación, se muestra un resumen de los perfiles de producción y de la acumulada a 2037 de gas y de petróleo para cada escenario:

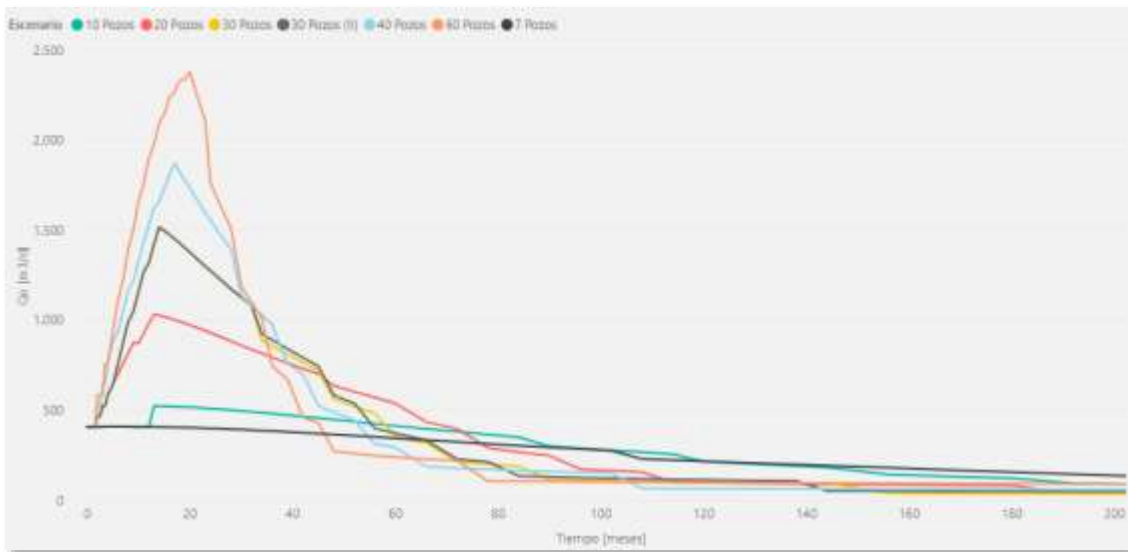


Figura 18 - Producción de Petróleo por escenario en función del tiempo [m3/día]

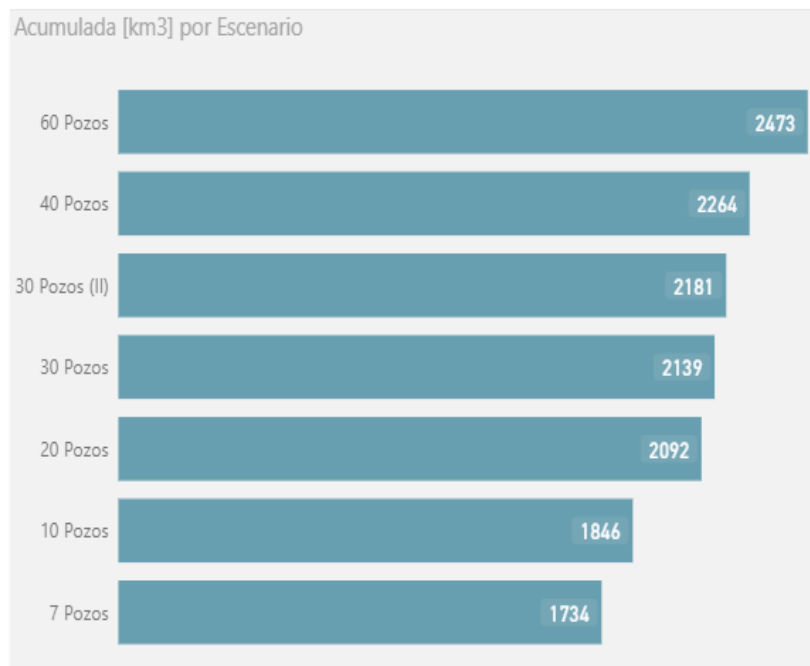


Figura 19 - Volumen acumulado de Petróleo por escenario a 2037 [Km3]

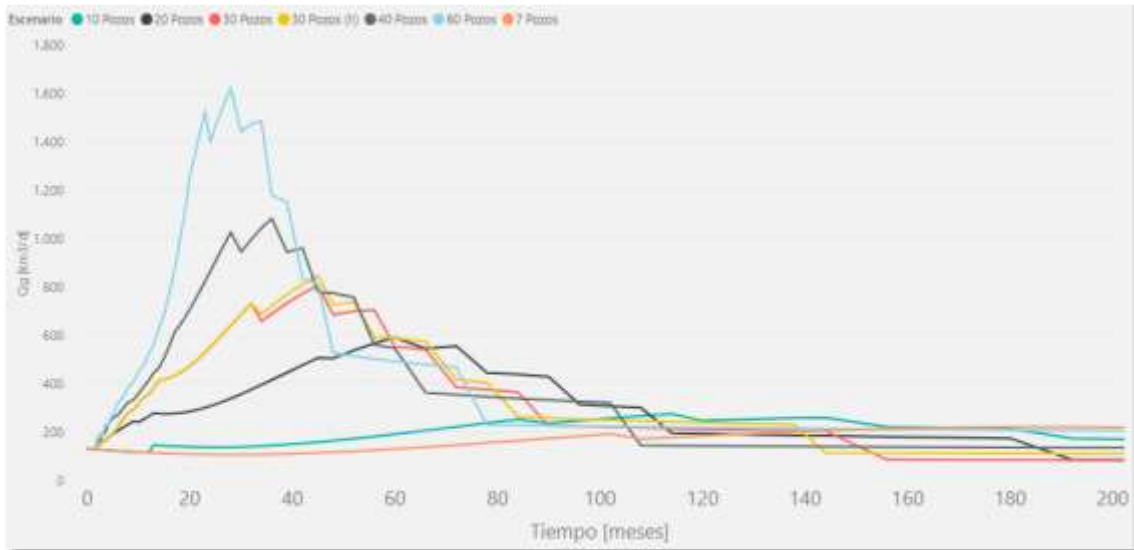


Figura 20 - Producción de Gas por escenario en función del tiempo [Km3/día]

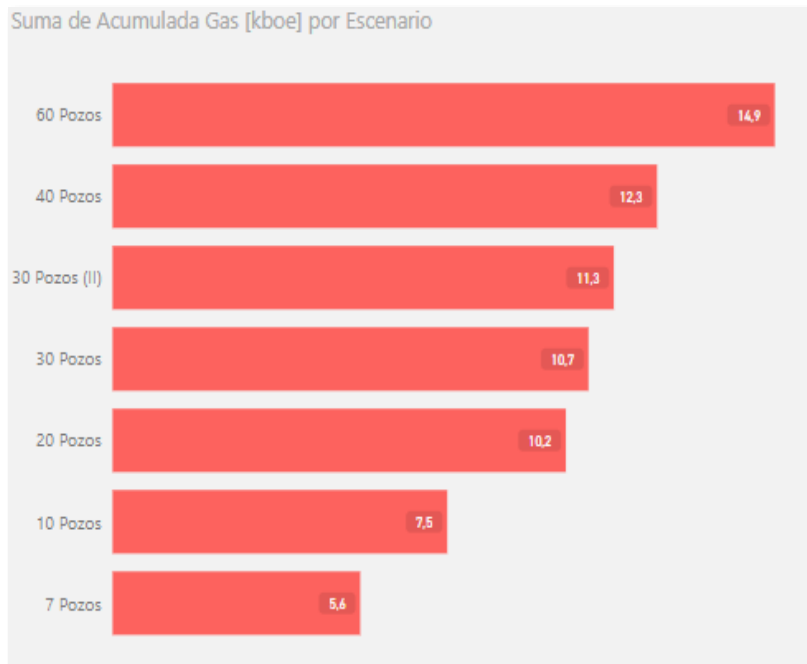


Figura 21 - Volumen acumulado de Gas por escenario a 2037 [Kboe]

Tiempo – Límite económico

El proyecto se pondrá en marcha en enero de 2019, con la construcción de instalaciones de superficie. Se contempla que las mismas estarán en condiciones de operar al cabo de un año, con lo cual se estima que los 7 pozos originales se pondrán en marcha en el año 2020, en conjunto con aquellos que se perforen ese mismo año.

Se considera además el límite de concesión del bloque en enero de 2037.

Egresos

Para el desarrollo del proyecto, la empresa deberá incurrir en gastos de equipamiento, perforación e infraestructura asociada al CAPEX. Además, se deberán contemplar los egresos no capitalizables necesarios para operar el campo (OPEX). Finalmente, la evaluación económica contempla las contribuciones al estado, dadas por las regalías e impuestos. Todos estos egresos se encuentran detallados en los apartados siguientes, con todas las consideraciones asociadas.

CAPEX

Las inversiones contemplan todo el capital necesario para poner en marcha el proyecto, en conjunto con lo necesario para llevar a cabo la actividad en perforación, terminación e instalaciones de producción de los pozos. En referencia al presente proyecto, las inversiones están relacionadas con todas las instalaciones de superficie necesarias, desde la planta de tratamiento, hasta los edificios en campo para los empleados de la CIA. Dada la naturaleza del proyecto y el área de delimitación del campo, se decidió centralizar las operaciones de tratamiento, con lo cual se requerirá de una planta adecuada, colectores y líneas. Cerca del área existe una red de distribución, por lo que el petróleo producido deberá ser entregado en condiciones de venta.

Los totales por tipos de inversión asociados están dados por la siguiente tabla, mientras que los valores por escenario se muestran inmediatamente después.

Tipo de inversión [MUSD]		8 Pozos	10 Pozos	20 Pozos	30 y 30(II) Pozos	40 Pozos	60 Pozos
CAPEX	Inversión Pozos	0	6	36	66	96	156
	Construcción Oficinas en Campo	20	20	20	20	20	20
	Estudios-Plan de adquisición de datos	1	1	1	1	1	1
	Colectores	0.238	0.306	0.612	0.612	0.5	0.5
	Separadores de control	0.7	0.9	1.8	1.8	1.8	1.8
	Tanques de control	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
	PTC/PTA	8.2	10.6	20.6	30	36	47.6
	Batería		0.9	1.8	1.8	1.8	1.8
	Calentadores	0.41	0.53	1.03	1.5	1.8	1.8
	Tanque Lavador Cortador	2.05	2.65	5.15	7.5	9	11.9
	Tratamiento Gas	2.2	2.7	5.9	8	10.8	16.2
	Líneas de producción	0.68	1.04	2.81	5.3	7.4	11.6
	Abandono	0	0.64	3.84	7.04	10.24	16.64
	Otros	0.41	0.53	1.03	1.5	1.8	2.38
Inversión total		36.4	48.3	102.1	152.6	198.64	289.7

Tabla 4 -Detalle del CAPEX por escenario

Detalle de inversiones de subsuelo

- Costo pozo - 3 MUSD que contemplan el costo integral del pozo, a saber: Construcción de locación, perforación, terminación e instalación final.

- Costo pozo estéril - 2.3 MUSD, descartando las estimulaciones matriciales y la instalación final.
- Plan de adquisición de datos - 1 MUSD, que contempla los perfilajes, ensayos y PLTs.

Inversiones en superficie

- Oficinas en campo - 20 MUSD, correspondientes a la construcción de la gerencia en campo, con todo el equipamiento necesario para la operación.
- Colectores, Separadores de control, Tanques de control, PTC y PTA, Baterías, Calentadores, Tanque lavador e Instalaciones para tratamiento de gas- Costos variables en función la producción a manejar.
- Líneas de producción - 65 USD/m para cañería de 4". Variable según el nro de pozos de cada escenario.
- Abandono – 0.32 MUSD por pozo, y en cada escenario se considera que se abandona el total.

OPEX

La operación del proyecto se sustentará mediante los costos fijos y variables. En este sentido, los costos fijos están asociados a mantener la infraestructura de operaciones mientras que los costos variables son dependientes de la producción.

Es importante mencionar que el crudo que se produce debe pasar por una etapa de separación primaria, con el consiguiente gasto energético y utilización de productos químicos. Por otro lado, existe un gasto asociado a energía eléctrica consumida para producción y transporte. A los efectos de tener en cuenta costos operativos imprevistos, se adjudica un adicional por pozo.

A continuación, se detallan los costos utilizados para el análisis económico.

Costos Fijos

Los costos fijos son aquellos que no dependen de la producción del campo, sino que dependen de parámetros diversos (usualmente denominados drivers). Los costos fijos asociados al presente proyecto se detallan a continuación:

- Alquiler Edificio NQN - 0.18 MUSD/Año: Se decidió alquilar un edificio en Neuquén para los equipos de trabajo de ingeniería.
- Servicios adicionales – 0.1 MUSD/Año: contempla la servidumbre, cuadrilla de limpieza y mantenimiento de los edificios.
- O&M [Personal] – Costo asociado a los sueldos de todo el personal operativo y de estudios. Se asume que cada persona puede hacer seguimiento de 10 pozos.
- Intervención con CTU – 0.5 MUSD/Año: Se considera un equipo de CTU para mantenimiento por cada 10 pozos.
- Costos Fijos [Otros] – 0.5 MUD/Año.

Costos variables

Como se mencionó anteriormente, los costos variables son aquellos que dependen de la producción de hidrocarburo, y fundamentalmente son aquellos asociados a:

- Tratamiento del hidrocarburo – 1 USD/Bbl: Costos asociado al tratamiento primario, separación y acondicionamiento.
- Transporte del hidrocarburo – 1.5 USD/Bbl: Costos relacionados al desplazamiento, dentro de los cuales está el gasto de energía para calentamiento.

Estos gastos pueden deducirse del precio de venta del crudo, lo que deriva en el pago de menos regalías.

Castigo por calidad

Como el crudo que se produce del Yacimiento “El Buda” presenta una calidad similar a la de Medanita, el precio de venta no se ve afectado.

Regalías

Se utilizó el porcentaje definido en la provincia de Neuquén, correspondiente a la última actualización, con un valor del 12%.

Impuesto a los ingresos brutos

Impuesto provincial, calculado sobre los ingresos brutos, con un valor del 3%.

Impuesto a las ganancias

Impuesto nacional que grava las ganancias de la compañía, con un valor de 35%.

IVA

Impuesto al Valor agregado, asumiendo el pago para el total del OPEX y CAPEX, 21%.

A continuación, se resumen las pautas consideradas para cada escenario:

Descripción	Unidad	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Precio Petróleo	USD/Bbl	59.5	59.0	58.5	58.0	57.5	57.0	56.5	56.0	55.5	55.0	54.5	54.0	53.5	53.0	52.5	52.0	51.5	51.0
Quita	USD/Bbl	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Precio Gas	USD/MBTU	4.4	3.9	4	4	4	4.1	3.7	3.7	3.6	3.6	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
Impuesto a las Ganancias	%	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Tasa de descuento 13 %																			

Tabla 5 – Resumen de las pautas consideradas en cada escenario.

RESULTADOS

A los efectos de poder evaluar y comparar los diversos escenarios planteados, se recurrió a los indicadores económicos listados a continuación:

- VAN a mitad de período
- Período de repago
- Máxima exposición (con su período)
- Eficiencia de la Inversión
- Retorno sobre Inversión
- Tasa interna de retorno

Cabe destacar que la tasa de descuento utilizada fue del 0.13, la cual fue definida por el directorio de Fortollca S.A para la evaluación de todos los proyectos de la empresa.

Indicador	7 Pz	10 Pz	20 Pz	30 Pz	30 Pz (II)	40 Pz	60 Pz
TIR	62%	61%	64%	55%	55%	51%	41%
VAN	86.70	99.96	133.63	128.47	130.90	125.08	105.15
ME	-44.02	-49.95	-72.73	-90.37	-90.37	-103.80	-129.21
ME [Período - año]	1	1	1	1	1	1	1
PR	3	3	3	3	3	3	4
ROI	6.34	5.27	2.81	1.76	1.83	1.35	0.92
EI	2.38	2.10	1.36	0.88	0.90	0.66	0.38

Tabla 6 – Resumen de Indicadores por cada escenario.

En base a los resultados obtenidos, se llega a la conclusión que el escenario óptimo es el de 20 pozos, puesto que cuenta con el mayor VAN, con una ME relativamente baja, un periodo de repago similar y una eficiencia a la inversión relativamente alta.

Se puede observar que existe un aumento del VAN entre los escenarios de 30 y 30(II) pozos respectivamente, esto muestra la importancia de evaluar y planificar correctamente la posición de cada pozo.

Análisis de sensibilidad – Escenario Óptimo

Adoptado el caso óptimo, se procede a realizarle un análisis de sensibilidad. Se observa que el proyecto soporta amplias variaciones en el costo pozo y en las inversiones de instalaciones de superficie, pero es muy sensible al precio del petróleo. Además, se realizó la sensibilidad al precio del gas, pero prácticamente no existe variación en el VAN con respecto a esta variable.

El Break Even en cuanto al precio del petróleo es de 27.1 USD/bbl y respecto a la producción es de 0.77 m3.

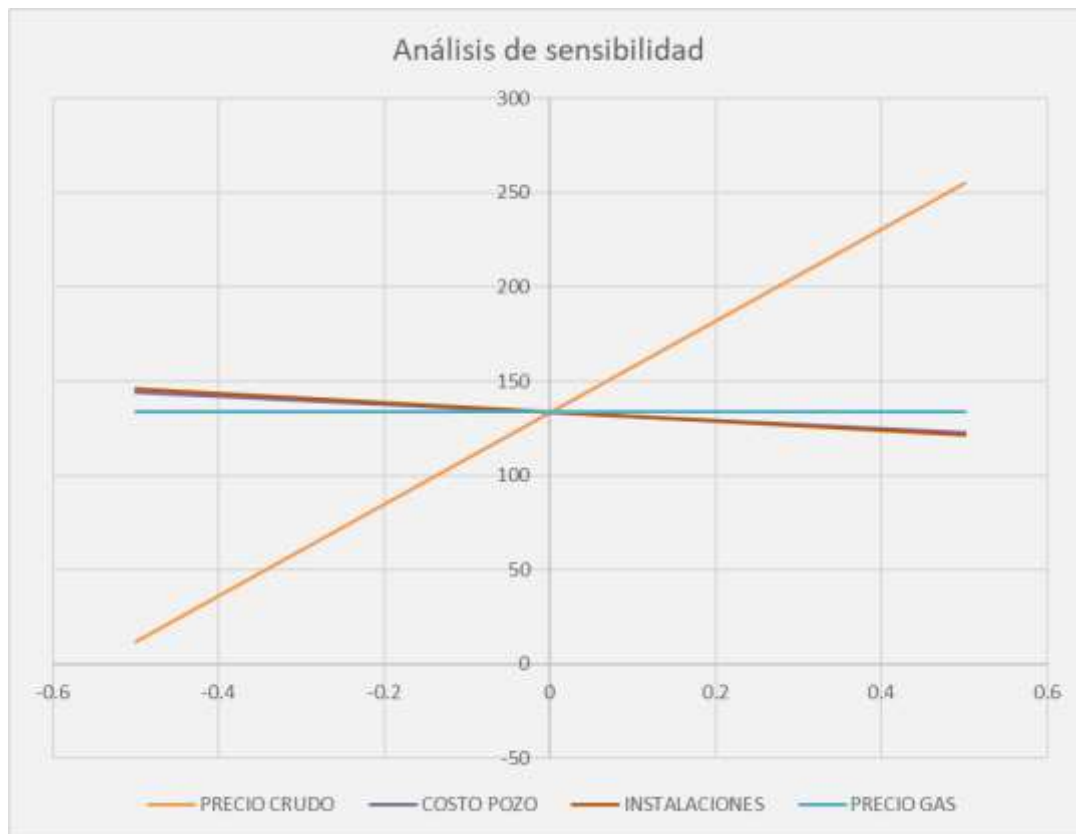


Figura 22 – Análisis de sensibilidad para el caso óptimo

Se propone entonces la perforación de 12 pozos durante los años 2020 y 2021 (9 y 3 respectivamente). A tal efecto, se solicita el monto total de 102.1 MUSD (72.7 MUSD durante 2019).

MEDIO AMBIENTE Y SEGURIDAD

Se aplican los lineamientos establecidos en el Procedimiento 5102-Pr-MS-00-LL Gestión de residuos. El mismo otorga el marco para la gestión en las etapas de generación, transporte, tratamiento y disposición final de todos los residuos generados por la operación.

Para la gestión de residuos de equipo de Torre, se transportan desde el equipo en contenedores y transporte habilitado para tal fin a Repositorio de residuos habilitado en el bloque. Se disponen en forma transitoria en este lugar y luego son transportados en bateas habilitadas hacia la planta de tratamiento ubicada en ciudad de Neuquén. Se le realiza el tratamiento de desorción térmica y se traslada a disposición final.

La contratista TERRA SRL, compañía de saneamiento y recuperación de materiales, se ocupa de realizar el tratamiento de desorción térmica de lodos de perforación base oil y fondos de tanques, y subcontrata a la empresa LODO AGIL, encargada del transporte de bateas y del camión Vector, para el transporte desde los yacimientos al Repositorio donde se acopian en piletas, para luego ser enviadas al horno de desorción térmica ubicado en el Parque Industrial de la Ciudad de Neuquén.

La contratista PETRO-LITO SRL, realiza el transporte de tierras contaminadas con hidrocarburo desde los yacimientos al repositorio y provee servicio de tratamiento de suelos afectados por hidrocarburos, provenientes de derrames o de recuperación de pasivos ambientales de la actividad petrolera que son acopiados transitoriamente en el repositorio, a través de la técnica de biodegradación mediante la disposición de biopilas (bioceldas) por remoción mecánica.

Si durante la ejecución del proyecto fuera necesario la generación de venteos de gas como producto de prueba y/o ensayos de pozos, se presentarán los informes con antelación ante las autoridades de aplicaciones, de forma tal de obtener las autorizaciones pertinentes de acuerdo con la Res. SE N° 143/98 referida a Normas y Procedimientos para el Aventamiento de Gas. Los estudios que determina la normativa interna 10065 (ex 353)- Gestión del riesgo de seguridad y medio ambiente en activos industriales deben ser planificados a nivel corporativo.

CONCLUSIONES – RECOMENDACIONES

Conclusiones

Una vez finalizado el análisis técnico económico de todos los escenarios planteados para que Fortollca S.A desarrolle masivamente el Yacimiento El Buda se determina que:

- Se trata de un yacimiento de petróleo saturado y se decide no producir gas del casquete.
- El OOIP es de 12.58 Mm³
- El escenario de 20 pozos es el óptimo: perforación de 22 pozos durante los años 2020 y 2021. Se asume un 10% de riesgo como consecuencia de pozos no productivos.
- Hacia el final de concesión y para el escenario seleccionado, el factor de recobro será de 16.7% obteniendo una acumulada de 2.1 Mm³ de petróleo y 1833 Mm³ de gas.
- El VAN del proyecto es de 133.65 MUSD. Si bien es muy sensible al precio del petróleo soporta una disminución de hasta 55% antes de volverse negativo. A su vez resiste amplias variaciones tanto en el costo pozo como en las inversiones de instalaciones de superficie y no se ve afectado si se modifica el precio del gas.
- Se solicita el monto total de 102.1 MUSD (72.7 a erogarse en 2019).

Recomendaciones

La posibilidad de extender la concesión por 10 años debería evaluarse una vez comenzado y desarrollado gran parte del proyecto.



Para producir el petróleo y el gas remanente, se recomienda realizar un estudio técnico-económico con la premisa de generar un nuevo proyecto donde se considere la producción del casquete de gas. Además, llegado el momento de la evaluación se deberían tener en cuenta si las condiciones geopolíticas a nivel mundial propician un aumento en el precio del gas para hacer más interesante esta opción.

Otra recomendación para incrementar el factor de recobro del yacimiento, siendo que se prevea un aumento en el precio del petróleo, es la de realizar un análisis técnico económico sobre la implementación de recuperación secundaria.

ANEXO 1 - GLOSARIO DE TERMINOS

API: American Petroleum Institute

Bbl: Barriles.

Bg: Factor volumétrico del gas.

Bo: Factor volumétrico del petróleo.

Boi: Factor volumétrico del petróleo inicial.

Bt: Factor volumétrico total o bifásico.

Bti: Factor volumétrico total o bifásico inicial.

BTU: British Thermal Unit.

CAP: Contacto agua-petróleo.

CAPEX: Capital Expenditure.

CGP: Contacto gas-petróleo.

CIA: Compañía.

CTU: Coiled Tubing.

d: días.

EI: Eficiencia de la inversión.

Gp: Producción acumulada de gas.

Hu: Espesor útil.

Htotal: Espesor total.

Ing: Ingeniería.

IVA: Impuesto Valor Agregado.

IPR: Inflow Performance Relationship.

k: Miles.

km: Kilometros.

Kro: Permeabilidad relativa del petróleo.

Krg: Permeabilidad relativa del gas.

m: Relación entre el volumen del casquete y el halo de petróleo.

mtr: Metros.

M: Millones.

m³: Metros cúbicos.

m_{bbp}: Metros bajo boca de pozo.

m_{bnp}: Metros bajo nivel del mar.

ME: Máxima exposición.

N/G: Net to gross.

Nis: Petróleo original in situ.

N_p: Producción acumulada de petróleo.

N_p(frac): Factor de recobro.

NQN: Neuquén.

OOIP: Original oil in place.

OPEX: Operating Expenditure.

O&M: Operación y mantenimiento.

P: Presión.

PR: Periodo de repago.

Prod: Producción.

P_s: Presión estática del reservorio.

P_{wf}: Presión dinámica de fondo.

P_z: Pozo.

Q: Caudal.

Q_{max}: Caudal máximo.

r: Reservorio.

RPG: Relación Gas-Petróleo.

R_s: Relación gas disuelto en el petróleo.

R_{si}: Relación gas disuelto en el petróleo inicial.

S_g: Saturación de gas.

S_o: Saturación de petróleo.

S_w: Saturación de agua.



S_{wi} : Saturación de agua inicial.

sc: Condiciones estándares.

T: Temperatura.

TIR: Tasa interna de retorno.

USD: United State dolars.

VAN: Valor Actual Inversión.

VR: Volumen de reservorio.

Yac: Yacimiento.

Z: Factor de corrección del gas.

\emptyset : Porosidad.

μ_g : Viscosidad del gas.

μ_o : Viscosidad del petróleo.

%: Porcentaje.

ANEXO 2 – PERMEABILIDADES RELATIVAS

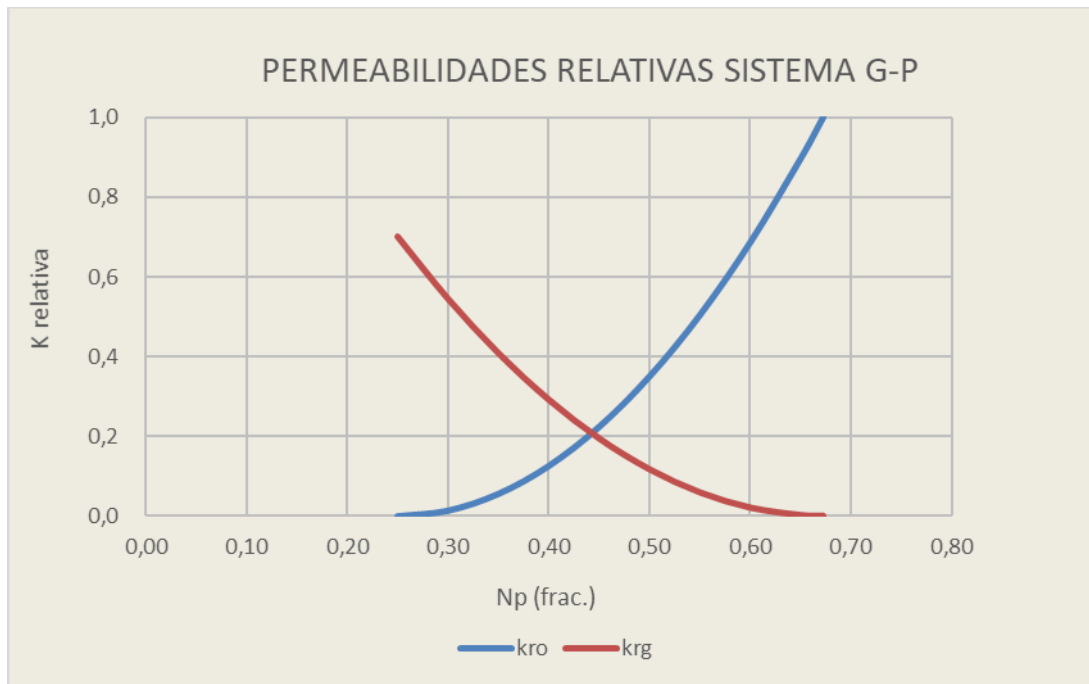


Figura 23 – Grafico de las curvas de permeabilidades relativas

n	2					
kro máx	1		krp máx	0,7		
Swi	0,328	2	Scg	0	1,9	
Sorg	0,25					
So	So*	kro	Sg	Sg*	krp	krp/kro
0,672	1,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,65	0,948	0,898	0,022	0,052	0,002	0,002
0,6	0,829	0,688	0,072	0,171	0,020	0,030
0,55	0,711	0,505	0,122	0,289	0,059	0,116
0,5	0,592	0,351	0,172	0,408	0,116	0,331
0,45	0,474	0,225	0,222	0,526	0,194	0,862
0,4	0,355	0,126	0,272	0,645	0,291	2,302
0,35	0,237	0,056	0,322	0,763	0,408	7,258
0,3	0,118	0,014	0,372	0,882	0,544	38,748
0,25	0,000	0,000	0,422	1,000	0,700	

Tabla 7 - Calculo de las curvas de permeabilidades relativas

ANEXO 3 – FLUJO DE FONDOS POR ESCENARIO

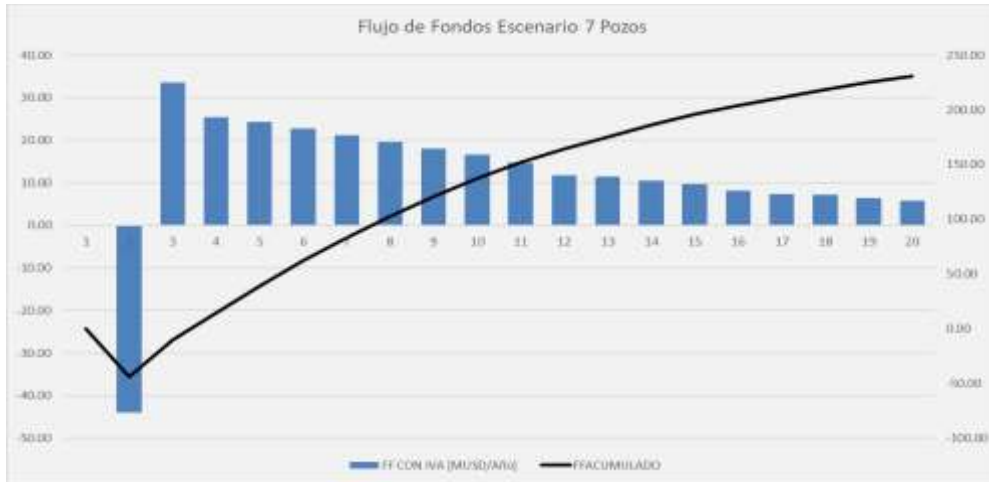


Figura 24 – Flujo de fondos del escenario de 7 Pozos

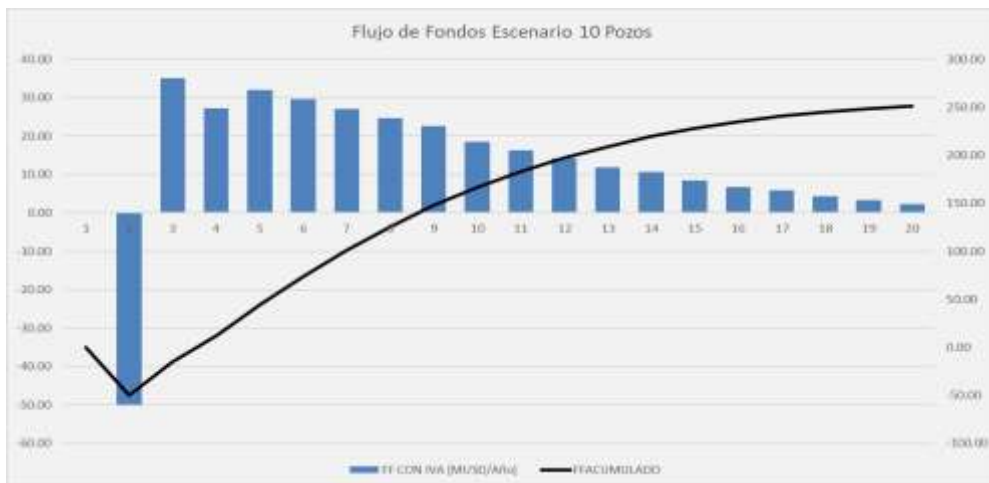


Figura 25 – Flujo de fondos del escenario de 10 Pozos

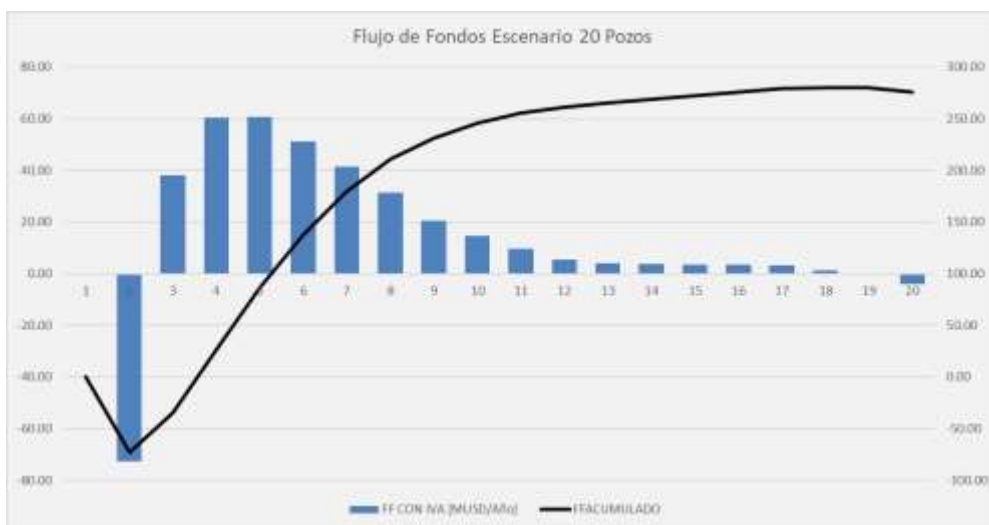


Figura 26 – Flujo de fondos del escenario de 20 Pozos

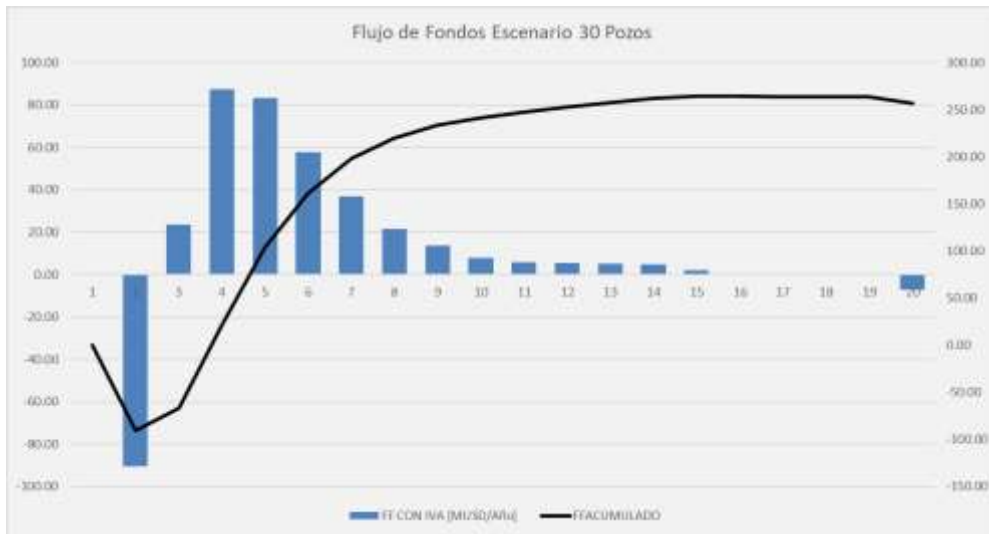


Figura 27 – Flujo de fondos del escenario de 30 Pozos

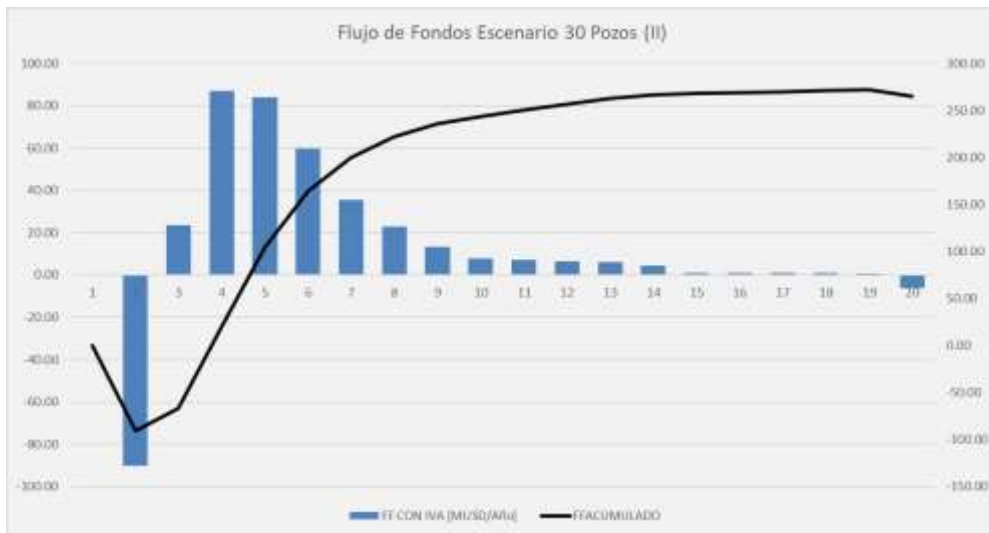


Figura 28 – Flujo de fondos del escenario de 30 Pozos(II)

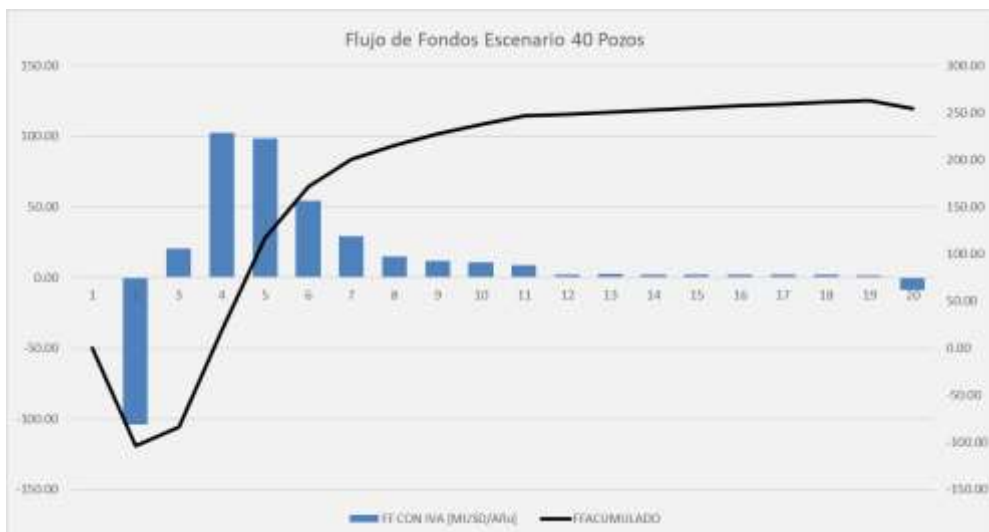


Figura 29 – Flujo de fondos del escenario de 40 Pozos

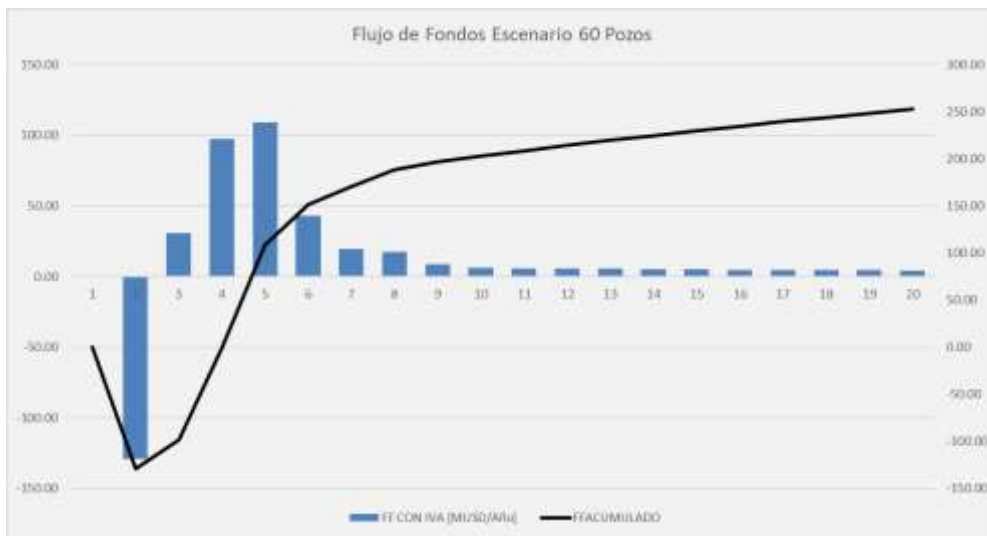


Figura 30 – Flujo de fondos del escenario de 60 Pozos