

29 DE ABRIL DE 2019

EVALUACIÓN DE DESARROLLO DE YACIMIENTO DE PETRÓLEO CON ENTRADA DE AGUA ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE GAS Y PETRÓLEO



Aldana Boonstra, Valentina De Antoni, Gustavo Silva Navarro

índice

RESUMEN	3
INTRODUCCIÓN	4
OBJETIVOS	4
Objetivo general	4
Objetivos específicos	4
HIPÓTESIS	4
DESARROLLO	6
DATOS INICIALES	6
Ubicación	6
Mapa estructural	6
Interpretación de perfiles	6
PVT	7
INTERPRETACIÓN DEL RESERVORIO	9
Perfiles	9
Volumetría	9
Curva Kg-Ko	10
Balance de masa	11
PRODUCCIÓN	13
IPR Promedio de Pozo	13
Pronóstico de Producción en Función del Cronograma de Perforación	14
Nuevo régimen de explotación	18
Condición Operativa	21
INSTALACIONES DE SUPERFICIE	23
Planta de Tratamiento de Crudo (PTC)	23
Planta de Tratamiento de Agua (PTA)	25
Planta de Tratamiento de Gas	26
Layout	27
Dimensionamiento de Plantas	28
EVALUACIÓN ECONÓMICA	29
Ingresos	29
Egresos	30
RESULTADOS	32
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	36
NOMENCLARTURA	38



BIBLIOGRAFÍA..... 40

RESUMEN

En el presente trabajo se desarrollan las distintas maneras de explotación de un yacimiento petrolífero con entrada de agua. Al inicio del estudio se cuentan con ocho pozos, de los cuales, siete de ellos son productivos y uno improductivo. Se considera, según reservoristas, un acreage óptimo de 220, siendo necesario contar con un total de 25 pozos activos en el área.

Para lograr este objetivo se plantean distintos regímenes de perforación y producción. Los casos base evaluados consisten en dos grupos: en el primero de ellos se determinan distintas velocidades de perforación, y en el restante, se busca obtener diferentes plateaus de neta regulándola mediante el cronograma de perforación.

Al mismo tiempo, se analizan nuevas formas de explotación, las cuales consisten en mantener un régimen de perforación constante y regular la producción de petróleo mediante la variación de la presión dinámica de los pozos por el choqueo de los mismos o con la variación de velocidad del sistema de levantamiento. Esto permitirá contar con una menor inversión en instalaciones de superficie, ya que no se sobredimensiona la planta para los picos de producción que presentan los casos anteriores. Además, esto logrará una producción más estable a lo largo del tiempo porque el aumento de corte de agua se posterga.

Evaluando económicamente los diversos escenarios se toma la decisión de seleccionar la alternativa en donde la perforación se realiza mensualmente y la producción se limita mediante la presión dinámica a 4.000 m³/día de petróleo. Se toma esta decisión a causa de que la misma presenta el mejor I van y la menor máxima exposición.

Para la decisión tomada se considera apropiado evaluar el desvío de los parámetros más significativos (CAPEX, OPEX, precio del crudo y volumen de producción). Al variarlos en un ±40% se observa que el proyecto presenta una utilidad neta positiva en todos los casos, pudiendo continuar siendo rentable más allá de los cambios.

INTRODUCCIÓN

La empresa Pluspetrol se encuentra evaluando distintas posibilidades de explotación de un yacimiento, motivo por el cual, debe estudiarse la viabilidad técnico-económica de las mismas. Pluspetrol es una compañía privada internacional independiente con más de 40 años de experiencia en la exploración y producción de hidrocarburos, con presencia en Angola, Argentina, Bolivia, Colombia, Estados Unidos, Países Bajos, Perú y Uruguay

El proyecto cuenta con un yacimiento, en el cual, hay presentes ocho pozos verticales, siete de ellos productivos y uno improductivo por encontrarse fuera del contacto agua-petróleo. Dichos pozos no han producido con anterioridad, lo que implica que el petróleo total presente en el yacimiento será igual al POIS. Al momento de la perforación, los pozos descubridores han sido cerrados a la espera de su explotación.

El reservorio se encuentra asociado a un acuífero fuerte, lo que generará un empuje hidráulico constante y permitirá tener una presión estática estable. A su vez, implicará que el corte de agua se incremente en el tiempo.

La concesión del campo será hasta diciembre del 2037, con posibilidad de extensión hasta diciembre del 2047.

OBJETIVOS

Objetivo general

Analizar el desarrollo de un yacimiento petrolífero, evaluando las distintas alternativas, para poder seleccionar aquella que brinde el mejor escenario económico.

Objetivos específicos

- Calcular el POIS para poder conocer los recursos disponibles.
- Analizar el informe de PVT para identificar los fluidos del reservorio.
- Ejecutar un balance de materia del reservorio.
- Calcular y graficar las diversas IPR en función de las condiciones operativas para los pozos individuales y para el promedio de pozos.
- Selección del mejor sistema de levantamiento artificial, en caso de ser necesario, y su momento de instalación.
- Realizar pronósticos de producción para los diversos escenarios.
- Identificación de las instalaciones de superficie necesarias.
- Realizar una evaluación económica de los escenarios.
- Selección de la mejor alternativa de explotación del yacimiento.

HIPÓTESIS

Para el análisis del proyecto se han tomado en consideración las siguientes hipótesis:

- El empuje hidráulico mantendrá la presión del reservorio constante.

- Para poder obtener el volumen de hidrocarburos y, posteriormente, obtener el POIS se utiliza el método del trapecio.
- Se busca lograr un acreage de 220 acres/pozo.
- Se perforarán 20 pozos de los cuales 18 serán productivos.
- Cuando el corte de agua es igual a 0% se cumple la ecuación de Vogel, mientras que cuando es igual al 100% se cumple la ecuación de Darcy. Para porcentajes intermedios se utiliza una ecuación combinada.
- No hay casquete gasífero.
- La empresa cuenta con limitaciones presupuestarias.

DESARROLLO

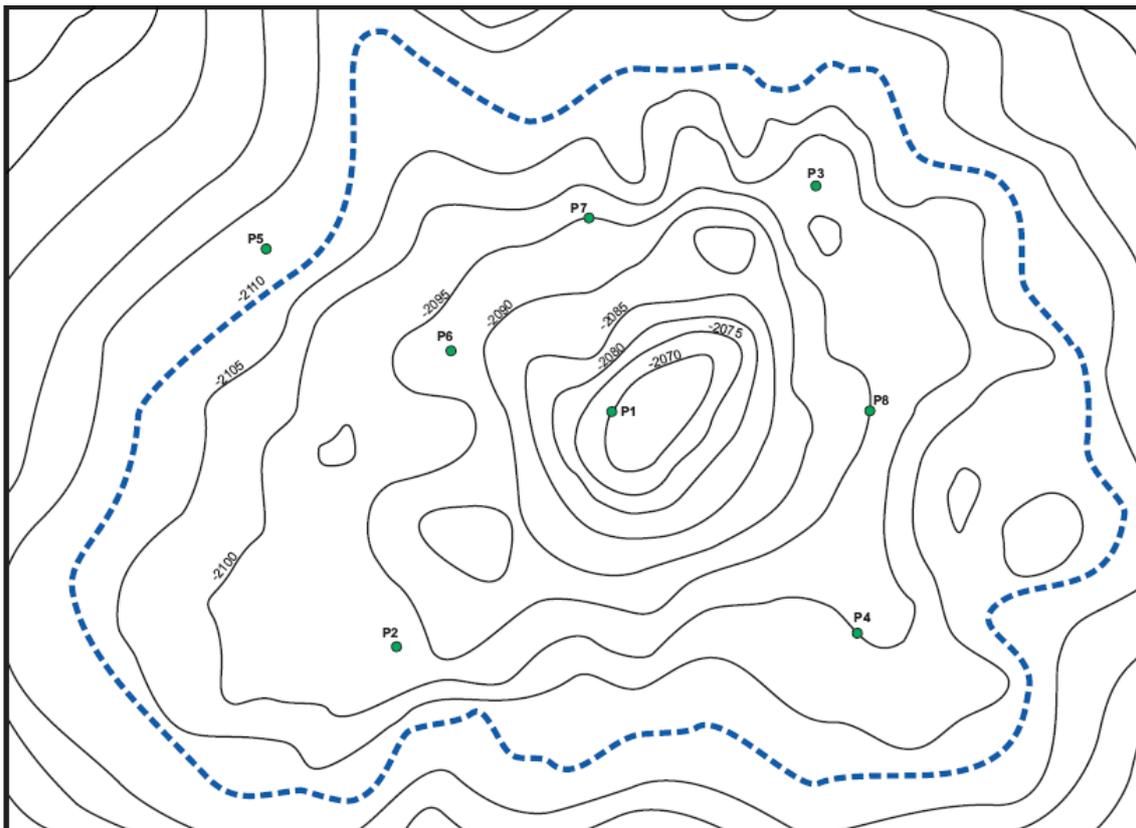
DATOS INICIALES

Ubicación

El yacimiento se encuentra en la cuenca neuquina, al noreste de la provincia de Neuquén.

Mapa estructural

En la siguiente figura se muestran los pozos exploratorios del yacimiento



————— 2000 metros (Referencia de magnitud)

FIGURA 1 Distribución de pozos y profundidades

Interpretación de perfiles

Inicialmente se cuenta con la siguiente información de cada uno de los pozos:

- Cota: respecto al nivel del mar
- Tope MD (measured depth)
- Base MD (measured depth)
- N/G (net to gross): relación del espesor productivo de la capa en función del espesor total de la misma.
- Porosidad

PVT

Se han muestreado los siete pozos ya perforados para poder realizar un ensayo PVT que permita clasificar el reservorio. A partir de este análisis se determinaron los siguientes datos:

Tabla 1 PVT

Mediante dicha tabla se podrá afirmar que el reservorio posee una buena presión generada por el acuífero asociado, se deberá disminuir la salinidad del agua para su posterior utilización, disposición o venta, ya que supera los límites admisibles. La presión de burbuja es de 180 Kgf/cm², esto significa que a partir de dicho punto se tendrá gas. El producto del reservorio se puede definir como un petróleo subsaturado, teniendo gas en superficie. Este gas se encuentra dentro de los parámetros establecidos para nitrógeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno.

El factor volumétrico del petróleo aumenta levemente desde presiones mayores hasta la presión de burbuja, esto ocurre ya que en los momentos en que el fluido es monofásico el líquido se expande muy poco a medida que desciende la presión. Una vez que el fluido se encuentra por debajo de la presión de burbuja, comenzado a haber presencia de gas, el factor volumétrico del petróleo comienza a disminuir drásticamente.

Desde presiones mayores hasta la presión de burbuja, el Rs se mantendrá constante, debido a que la relación de gas disuelto en el petróleo es constante. Una vez por debajo de dicha presión, comienza a disminuir hasta llegar a cero porque se libera gas. Estas tendencias se muestran a continuación:

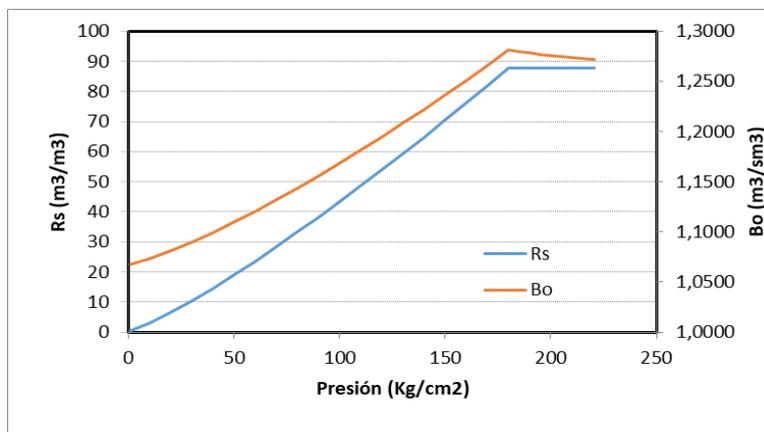


FIGURA 2 Gráfico RS vs Presión

Tanto el factor volumétrico del gas como el factor de compresibilidad del mismo (Z) se considera para presiones menores a la de burbuja. Z irá disminuyendo para presiones mayores, ya que cada vez se alejará más de la ecuación de gases ideales porque las fuerzas intermoleculares dejan de ser despreciables, por lo tanto el factor de compresibilidad se aparta paulatinamente de 1 a mayores presiones.

El factor volumétrico del gas, al ir disminuyendo la presión, se altera en baja medida hasta llegar a presiones muy bajas en donde aumenta fuertemente a causa de la dilatación térmica del gas. La tendencia mencionada se muestra a continuación:

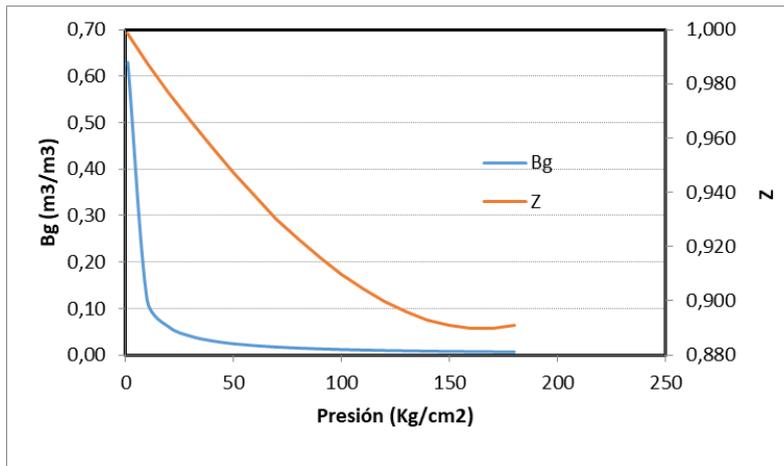


FIGURA 3 Bg vs Presión / Z vs Presión

La viscosidad del gas se analiza para presiones menores a la presión de burbuja, debido a que para presiones mayores no habría presencia. Dicha viscosidad irá disminuyendo levemente a medida que baja la presión.

La viscosidad del petróleo desde presiones mayores a la presión de burbuja disminuirá hasta P_b a causa de que no hay gas libre. Una vez superada la P_b la viscosidad comenzará a aumentar porque se enriquece de componentes pesados. Su comportamiento se muestra a continuación:

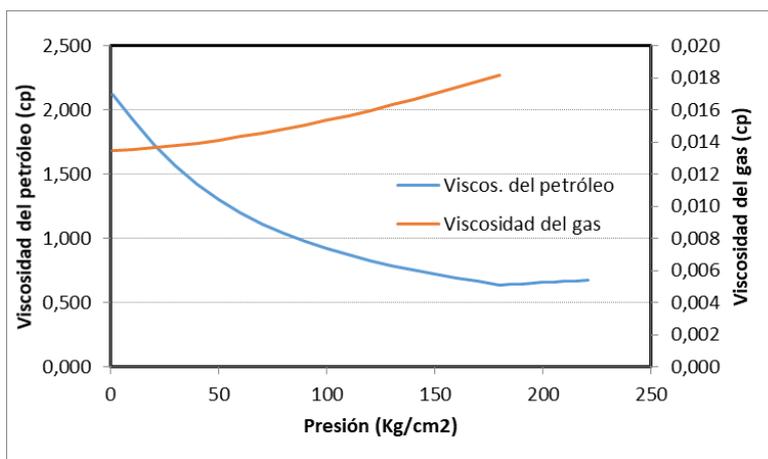


FIGURA 4 Viscosidad petróleo vs Presión / Viscosidad gas vs Presión

INTERPRETACIÓN DEL RESERVORIO

Perfiles

En función de la información obtenida por los perfiles se calcula tanto el tope como la base en TVDSS (true vertical depth), esto se realiza eliminándole la cota a la medición en MD para poder llevarlo respecto el nivel del mar.

Para conocer el espesor total de la capa se obtiene mediante la diferencia del tope y la base, al multiplicarlo por el N/G se logra el espesor efectivo. Este último por la porosidad permitirá alcanzar el volumen poral.

Por último, se calculan los promedios de cada uno de los datos, siendo para la porosidad y la saturación de agua el promedio ponderado. Para la obtención de los promedios se dejará de lado el pozo improductivo.

Volumetría

Con los datos de la interpretación de perfiles se calcula el tope y base respecto el contacto agua petróleo (CAP).

Con las profundidades de base y tope de los pozos respecto al CAP se podrá graficar espesor de la capa vs distancia al eje del anticlinal.

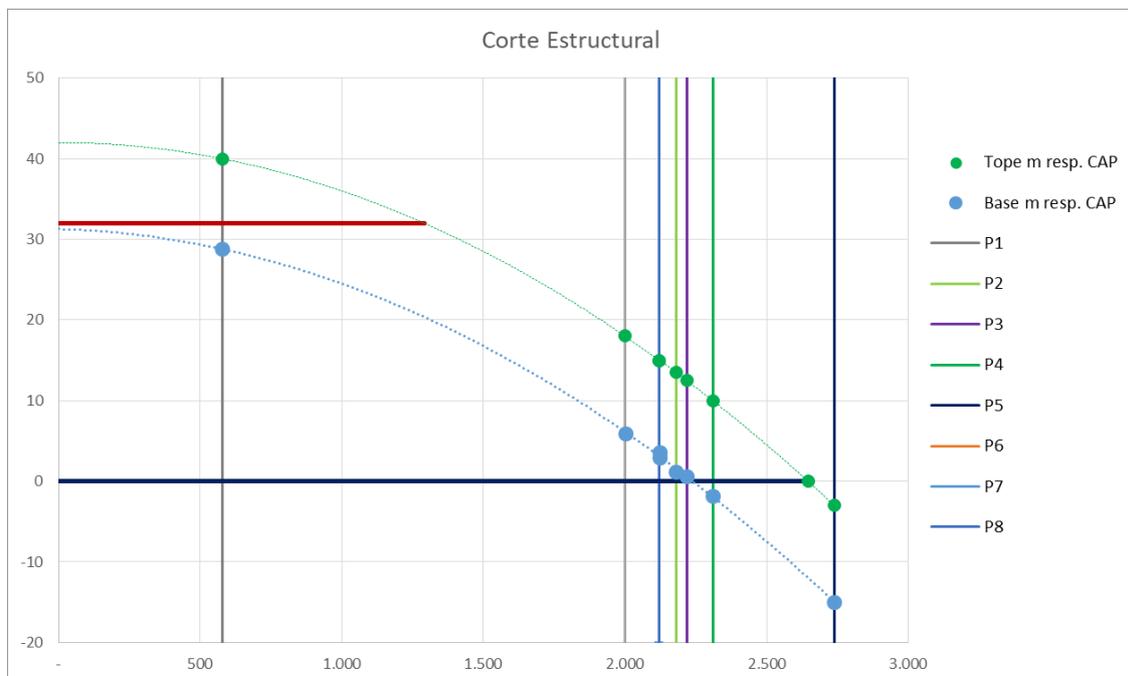


FIGURA 5 Corte estructural

Mediante el área de tope y de base, utilizando el método del trapecio, se calcula el volumen de hidrocarburos. Posteriormente, se determina el volumen de los mismos acumulado que será igual al volumen acumulado de petróleo. La acumulada de gas será igual a cero ya que en fondo no habrá existencia de gas, por lo que el GOIS también será cero.

Para el cálculo del POIS se partió de la siguiente fórmula:

$$POIS = \frac{\text{Volumen útil } (1 - Swi) \phi}{Boi}$$

Siendo:

Swi: Saturación de agua irreductible

Φ: Porosidad

Boi: Factor volumétrico del petróleo inicial

Los datos obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 2 POIS

Vol Roca millones m3	N/G frac.	Vol Util millones m3	Phi frac.	Swi frac.	Boi m3/m3	POIS millones m3
219,95	0,846	185,99	0,206	0,298	1,2715	21,18

Tabla 3 Acreage

Como se desea obtener un acreage de 220 será necesario contar con 25 pozos productivos. Se utiliza dicho acreage ya es un estándar utilizado en la industria.

776	25
-----	----

Curva Kg-Ko

Partiendo de los siguientes datos se ha realizado una tabla que permitirá, posteriormente, obtener las curvas:

- Kg/Ko vs So
- Krg y Kro vs So

En la siguiente tabla se muestran los datos iniciales para la realización del gráfico:

Tabla 4 Datos Kg/Ko

Kro máx	
Swi	
Sorg	
Krg máx	
Scg	

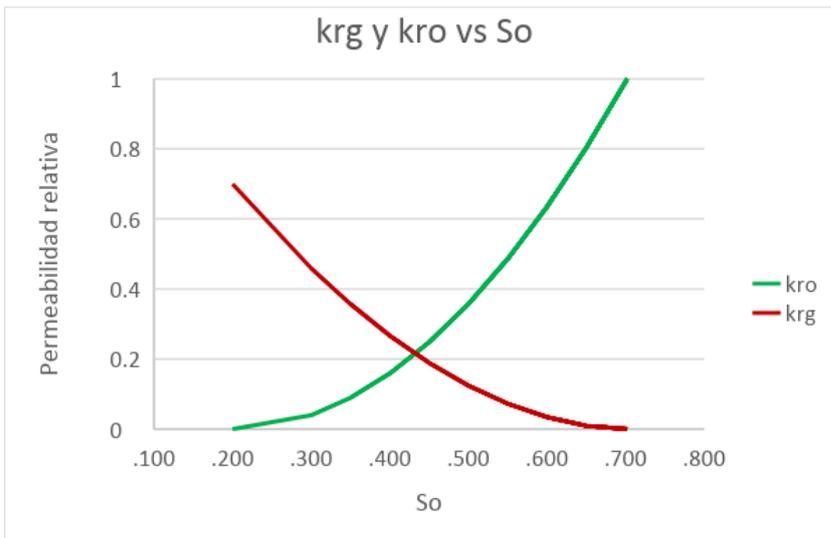


FIGURA 6 Gráfico Krg y Kro vs So

Puede verse en el gráfico que la permeabilidad relativa del gas (Krg), al encontrarse en su punto máximo (0.7) le corresponde a la mínima saturación del petróleo. A su vez, a la permeabilidad relativa del petróleo máxima se obtiene la mayor saturación de petróleo y el gas deja de tener movilidad.

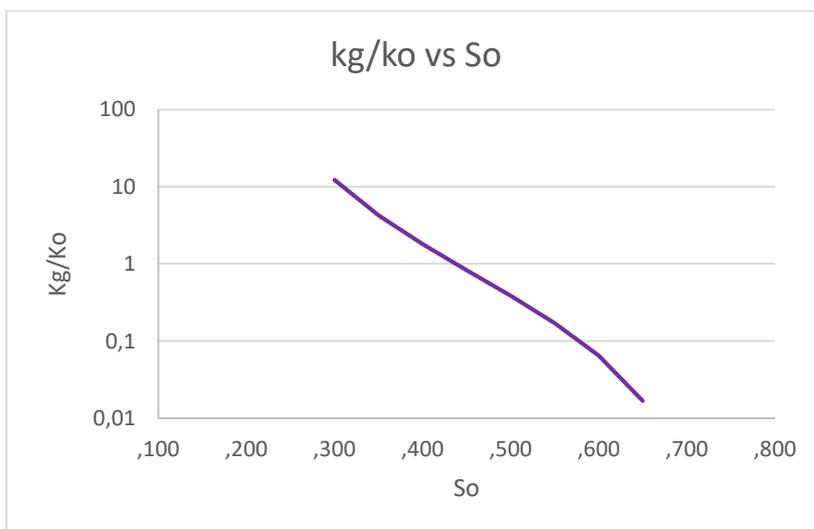


FIGURA 7 Gráfico Kg/Ko vs So

En el gráfico anterior puede visualizarse que para un mayor valor de la relación Kg/Ko (permeabilidad del gas sobre permeabilidad del petróleo) la saturación de petróleo será cada vez menor.

Balance de masa

El reservorio tendrá una presión constante generada por el empuje hidráulico y constantemente el corte de agua irá aumentando. Por este motivo, se utilizará el gráfico Log (RAP) vs Np/POIS (FR) para la posterior determinación del WOR en los distintos momentos del yacimiento.

Contando con los siguientes datos:

Tabla 6 RAP inicial y final

RAP_i =	0,01	m ³ /m ³
RAP_f=	100	m ³ /m ³

Se ha considerado un factor de recuperación final (FR) de 60%, basándose en lo estándar de la industria para los casos de producción de petróleo con empuje hidráulico.

Tabla 7 Log (RAP) vs Factor de recuperación

Balance de Masa	
Log (RAP)	FR
-2,00	0,00%
2,00	60,00%

Mediante los datos anteriores y su gráfico se han obtenido la ordenada al origen $b = -2$ y la pendiente de la recta $n = 6,67$

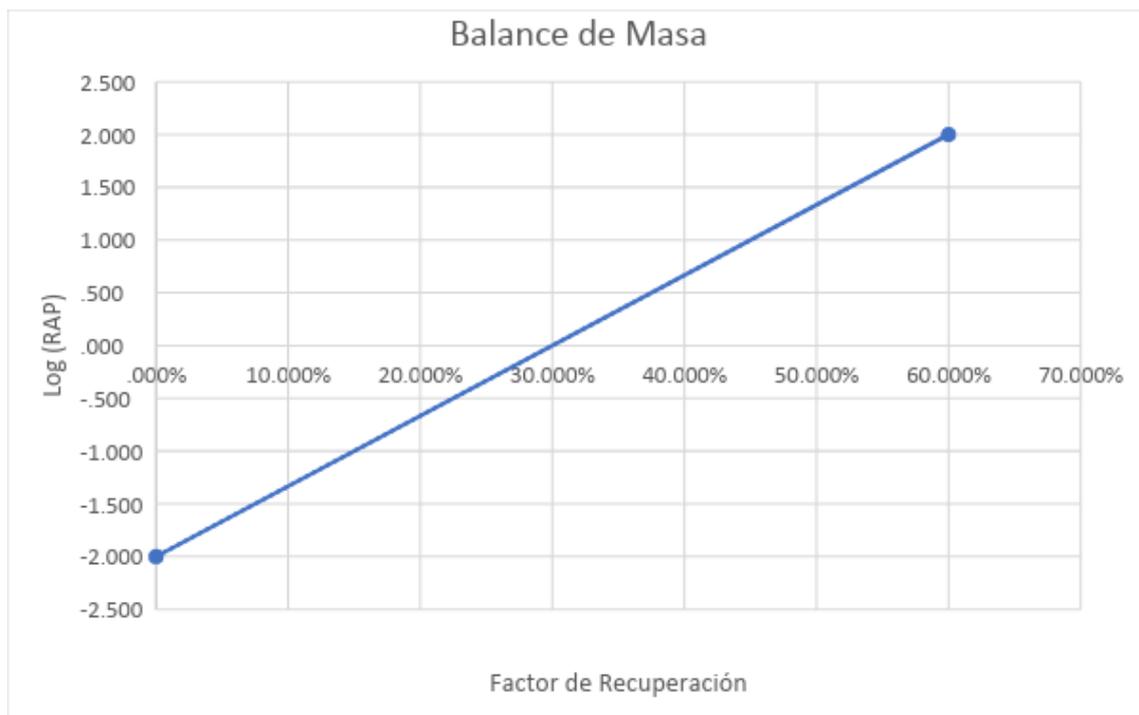


FIGURA 8 Log (RAP) vs Np/POIS

PRODUCCIÓN

IPR Promedio de Pozo

La IPR del pozo va a depender del tiempo, ya que es función del corte de agua. Para los momentos iniciales de explotación se hace uso de la ecuación combinada, aplicando Vogel para presiones menores a la presión de burbuja sumando el caudal de petróleo desde la presión estática hasta la presión de burbuja y la ecuación de Darcy para el agua. Las ecuaciones usadas son:

$$\text{Ecuación de Vogel} \quad Q_o = Q_{o_{max}} \cdot \left(1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \right)$$

$$\text{Ecuación combinada} \quad Q_o = Q_{o_{max}} \cdot \left(1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \right) + Q_b$$

$$\text{Ecuación de Darcy} \quad Q_w = \frac{Q_{ens}}{(P_e - P_{ens})} * (P_e - P_d)$$

Siendo:

Q_o = caudal de petróleo

Q_{o máx}: caudal del petróleo máximo

P_{wf}: presión dinámica

P_{ws}: presión estática

Q_b: caudal de petróleo hasta la presión de burbuja

Q_w: caudal de agua

Q_{ens}: caudal de agua en el ensayo

P_e: presión estática

P_{ens}: Presión de ensayo

P_d: presión dinámica

Cabe destacar que los ensayos realizados fueron al momento de la terminación, y en este entonces, el corte de agua era muy escaso.

Luego, se promedian los cuatro ensayos para determinar la IPR promedio del yacimiento. En el caso de corte de agua de 0% se utiliza Vogel y para el caso de 100% se modela a partir de la ecuación de Darcy. En valores intermedios se deberá diferenciar si la presión se encuentra por encima o por debajo de la presión de burbuja.

Para valores de P_d menor a la P_b se utiliza la siguiente relación:

$$Q_l = (IPliq - Q_b) * \left(1 - (0,2 + 0,8 * Wcut) * \frac{P_d}{P_b} \right) - (0,8 - 0,8 * Wcut) * \left(\frac{P_d}{P_b} \right)^2 + Q_b$$

Siendo:

Q_l: caudal de líquido

IP_{liq}: Índice de productividad del líquido

Q_b: caudal de burbuja

Wcut: corte de agua

P_d: presión dinámica

Pb: presión de burbuja

Qb: caudal en la presión de burbuja

Para los valores de presión mayor a la Pb se utiliza para correlación lineal mencionada anteriormente (Darcy).

Los datos utilizados para el cálculo de dichas ecuaciones son:

- Pb = Pws = 180 kg/cm²
- Q_{0max} = 280.75 m³/d
- Qb = 134.42 m³/d
- IPliq = 3.4
- Pe = 220 kg/cm²

En el siguiente gráfico se muestran las curvas de IPR en función de los distintos cortes de agua obtenidas, en donde a mayor corte de agua la curva IPR se irá aproximando cada vez más a una recta:

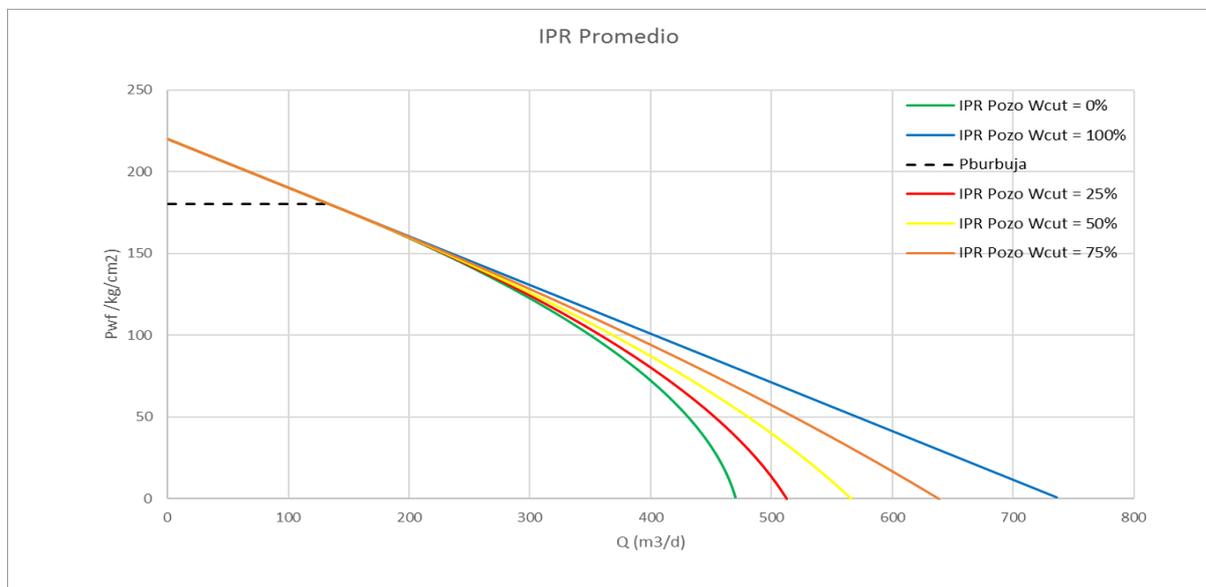


FIGURA 9 IPR de pozo promedio a distintos Wcut

Pronóstico de Producción en Función del Cronograma de Perforación

Para realizar los pronósticos de producción se analizaron tres escenarios con intensidad de perforación diferente. El primero de ellos tiene una frecuencia de 6 meses/pozo, la segunda de 3 meses/pozo y la última de 1 mes/pozo, considerándolos como mínima, media y máxima respectivamente. Este análisis permitirá conocer cuál será el óptimo régimen de perforación del yacimiento para obtener la mayor rentabilidad. A continuación, se muestran los datos más relevantes para el proyecto:

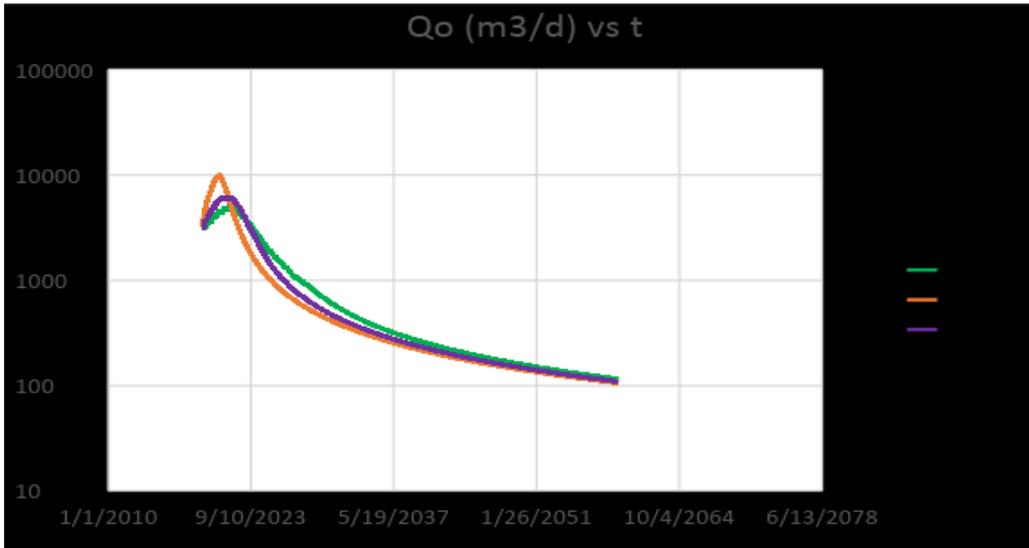


FIGURA 10 Caudal de petróleo en función del tiempo

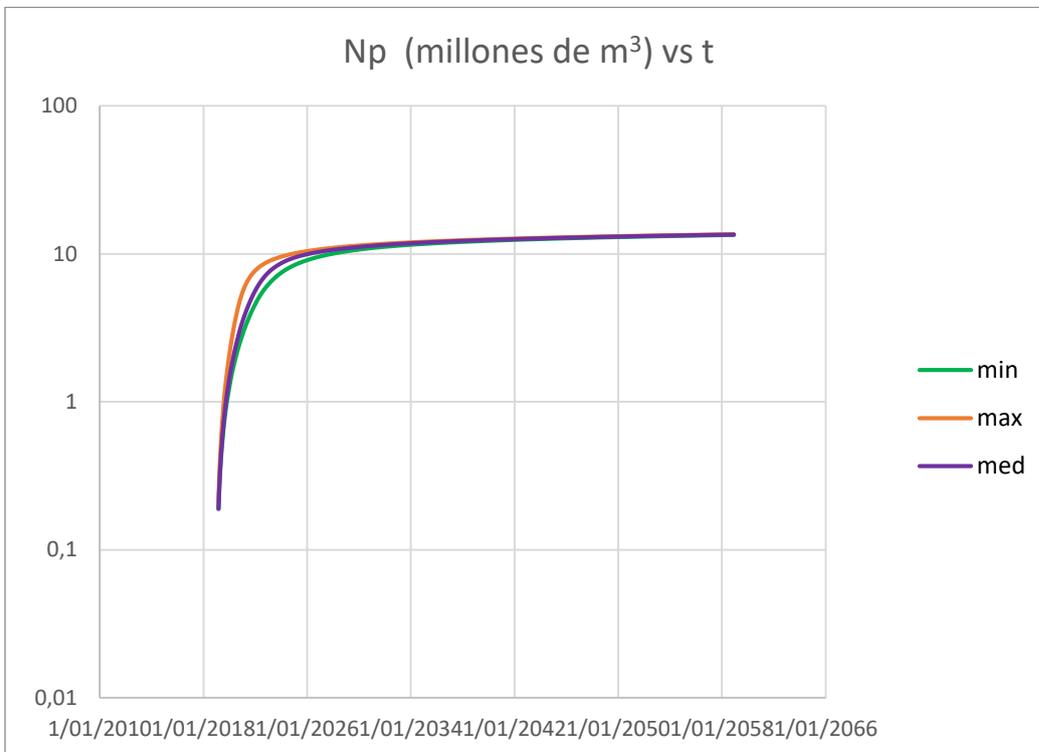


FIGURA 11 Acumulada de petróleo en función del tiempo

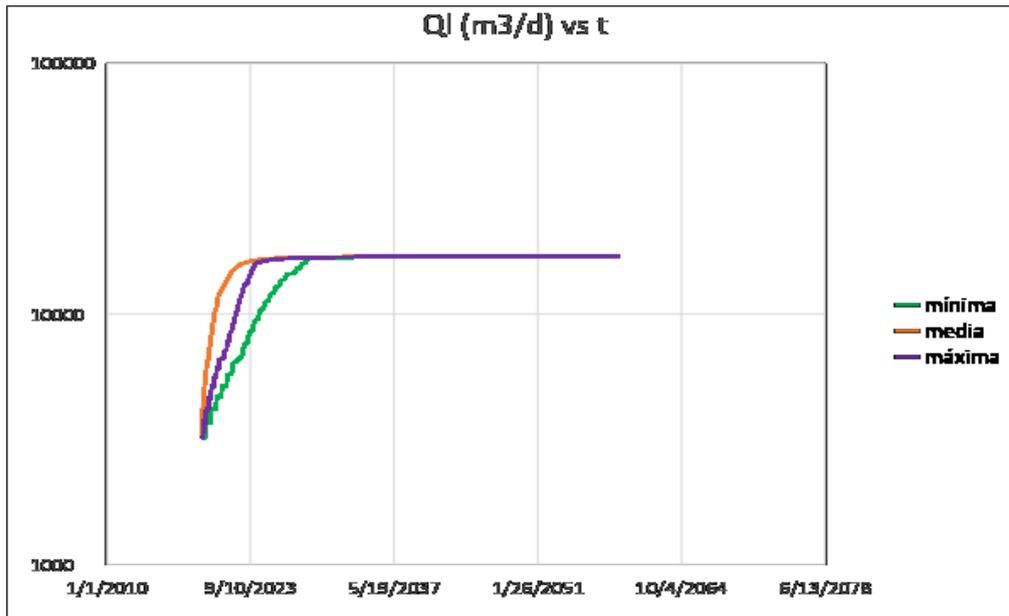


FIGURA 12 Caudal de líquido en función del tiempo

Se puede observar que con el tiempo la producción de petróleo irá disminuyendo y el caudal de líquido, luego de un punto determinado, se mantendrá estable en los distintos años. Este suceso se da a causa del aumento de corte de agua del reservorio, obteniendo cada vez más agua y menos petróleo.

Al mismo tiempo, al observar el comportamiento del caudal de petróleo se detecta que hay un pico de producción, en todos los escenarios, que perdura poco en el tiempo. Es por esto, que se planteará en la siguiente sección, un nuevo régimen de explotación.

A su vez, se han establecido tres escenarios considerando 3 plateaus de 4000, 5000 y 6000 m³/d, siendo el primero correspondiente para el escenario de perforación mínimo realizándolo de forma semestral, el segundo trimestral y el último, de mayor intensidad, mensual. El resultado de dicho análisis se muestra a continuación:

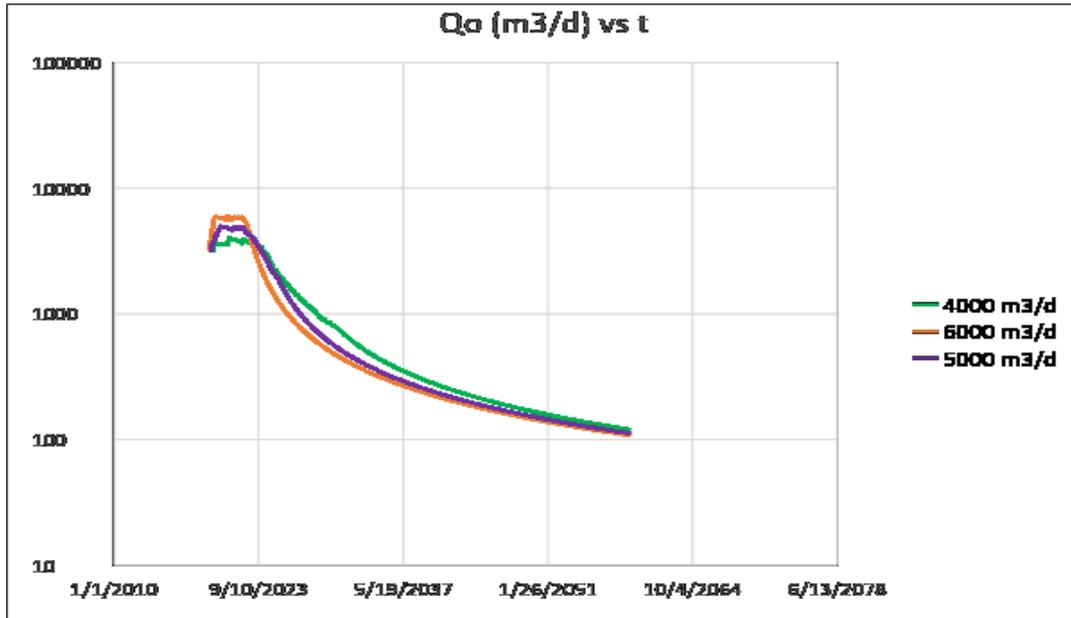


FIGURA 13 Caudal de petróleo en función del tiempo

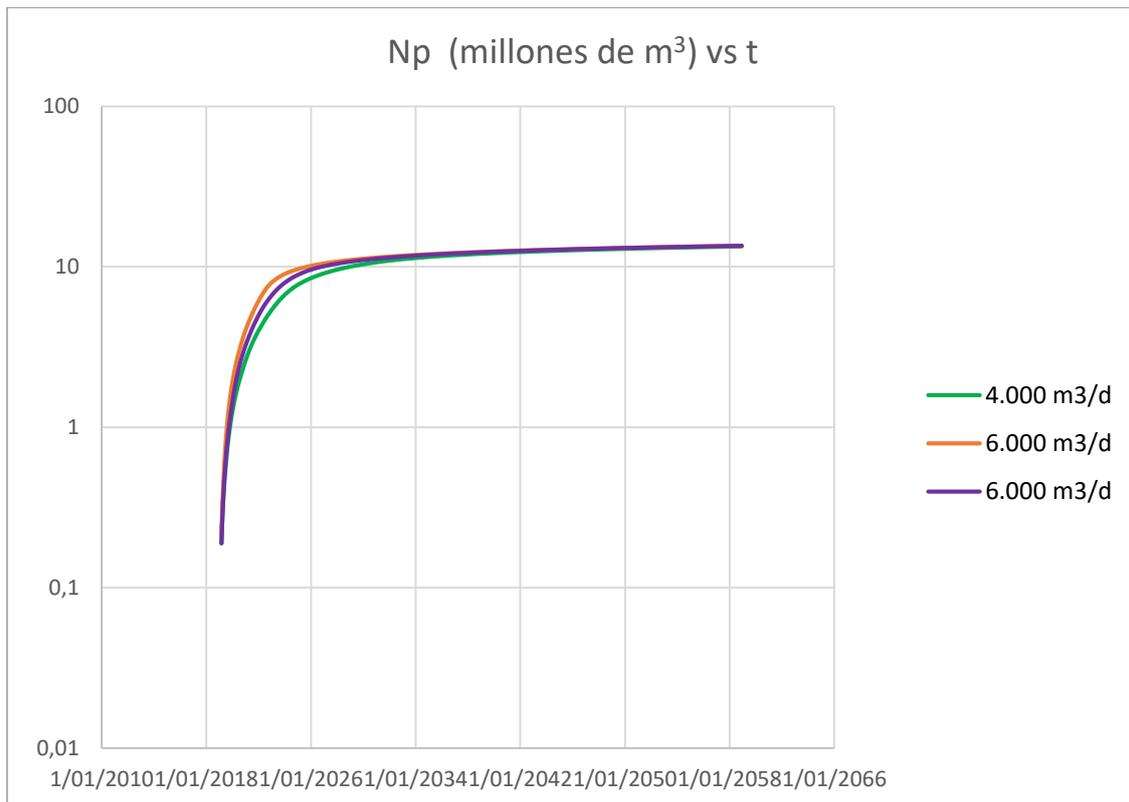


FIGURA 14 Acumulada de petróleo en función del tiempo

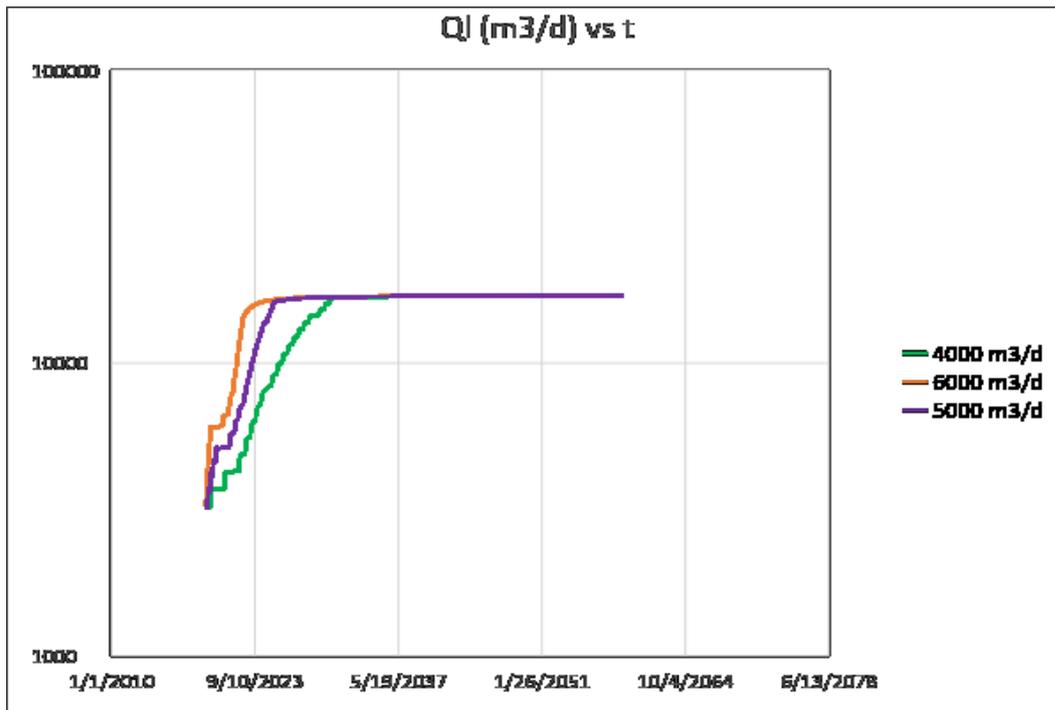


FIGURA 15 Caudal de líquido en función del tiempo

Puede observarse que se obtienen resultados muy similares al buscar un plateau que sólo considerando los regímenes de explotación mínimo, medio o máximo. De cualquier manera, a un caudal determinado la producción de bruta se planchará, obteniendo paulatinamente un mayor caudal de agua y un menor porcentaje de petróleo. Además los plateaus son difíciles de mantener en el tiempo ya que el caudal de petróleo disminuye bruscamente luego de alcanzar su máximo en todos los casos.

Nuevo régimen de explotación

Como un nuevo caso se plantea la limitación de producción, debido a que no tiene mucho sentido diseñar una planta para un caudal de 10.000 m³/d el que no se mantiene en el tiempo, donde la producción de petróleo no supere los 4.000 m³/d. Al permanecer constante este caudal la acumulada de petróleo se retrasa, pero se obtiene el mismo volumen al final del proyecto. Debido a esto es necesario realizar nuevos pronósticos donde el caudal de petróleo no supere este límite. La forma de regular el mismo es variando la presión dinámica, lo cual se realizará modificando la velocidad de operación del sistema de levantamiento o chokeando los pozos.

En la siguiente tabla se muestra qué Pwf se requiere según la velocidad de perforación y se indica si se necesita sistema de levantamiento o no. Esto último, se determina en función de la presión de intersección de la curva VLP e IPR, para una presión de boca de pozo de 10 kgf/cm², la cual es 145 kgf/cm². El gráfico de la intersección de estas curvas versus la presión en boca de pozo se muestra en la siguiente sección, "Condición Operativa".

Tabla 8 Pwf y SLA para los distintos escenarios a 4.000 m³/d

	Pwf (kgf/cm ²)	Requiere Sistema de levantamiento
1 pozo/ 6 meses	105	si
1 pozo/ 3 meses	150	no
1 pozo/ 1 mes	170	no

Los gráficos de caudal de petróleo, su acumulada y el caudal de bruta de este caso se muestran a continuación:

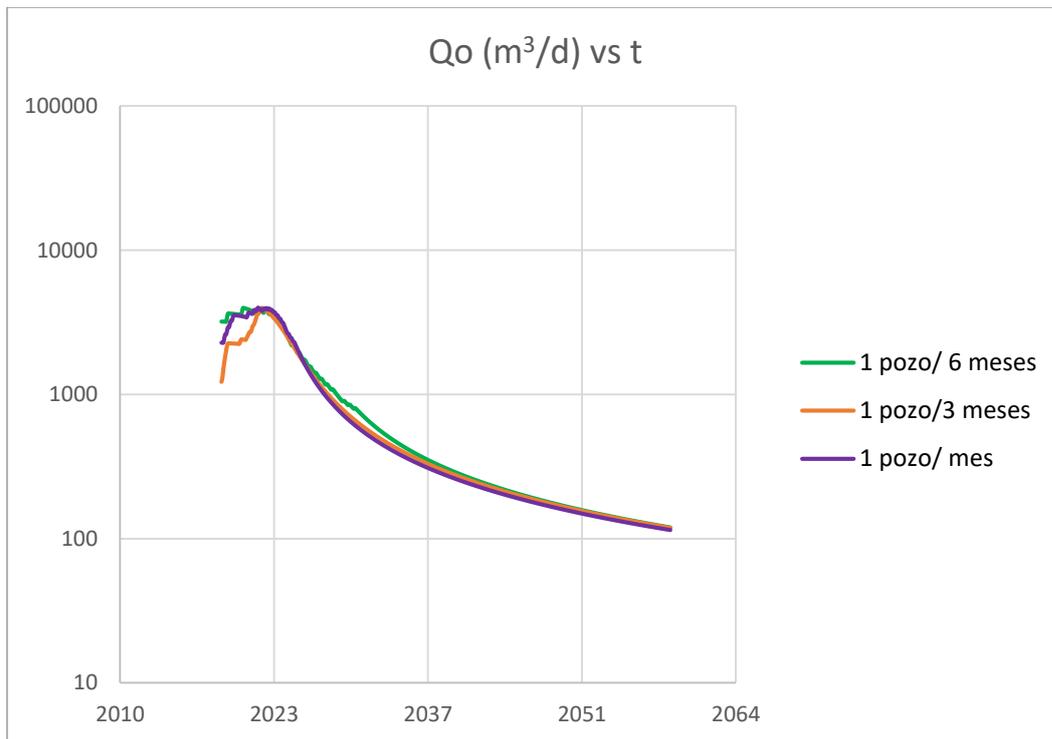


FIGURA 16 Caudal de petróleo en función del tiempo para 4.000 m³/d de crudo

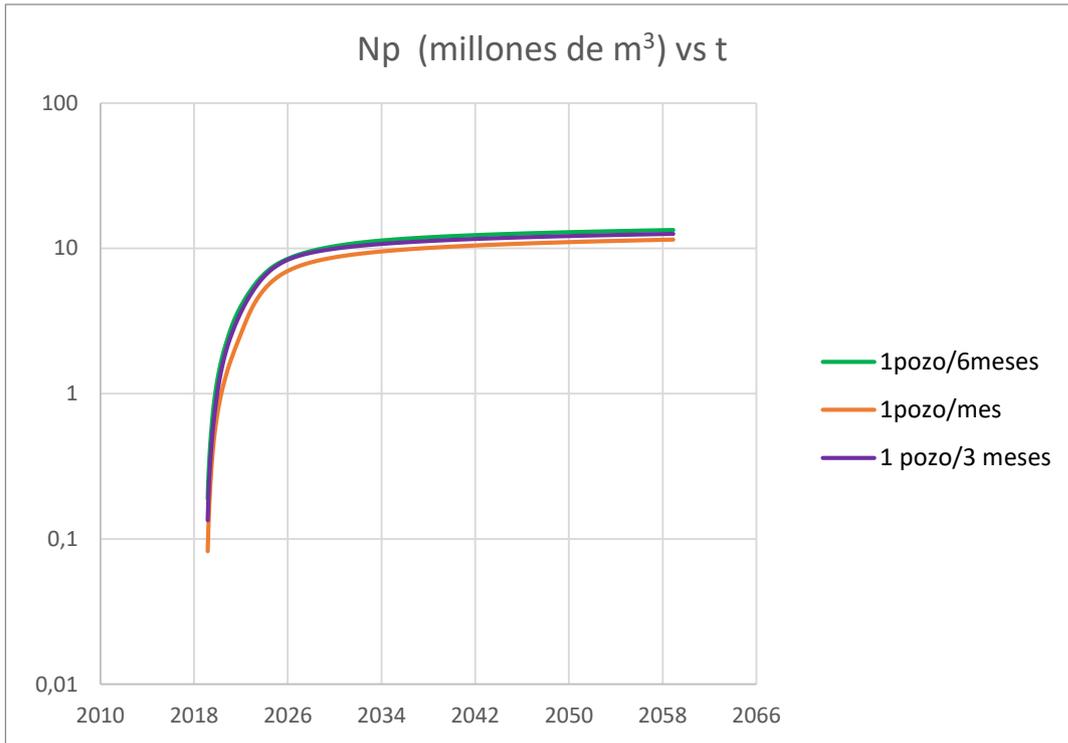


FIGURA 17 Acumulada de petróleo en función del tiempo para 4.000 m³/d de crudo

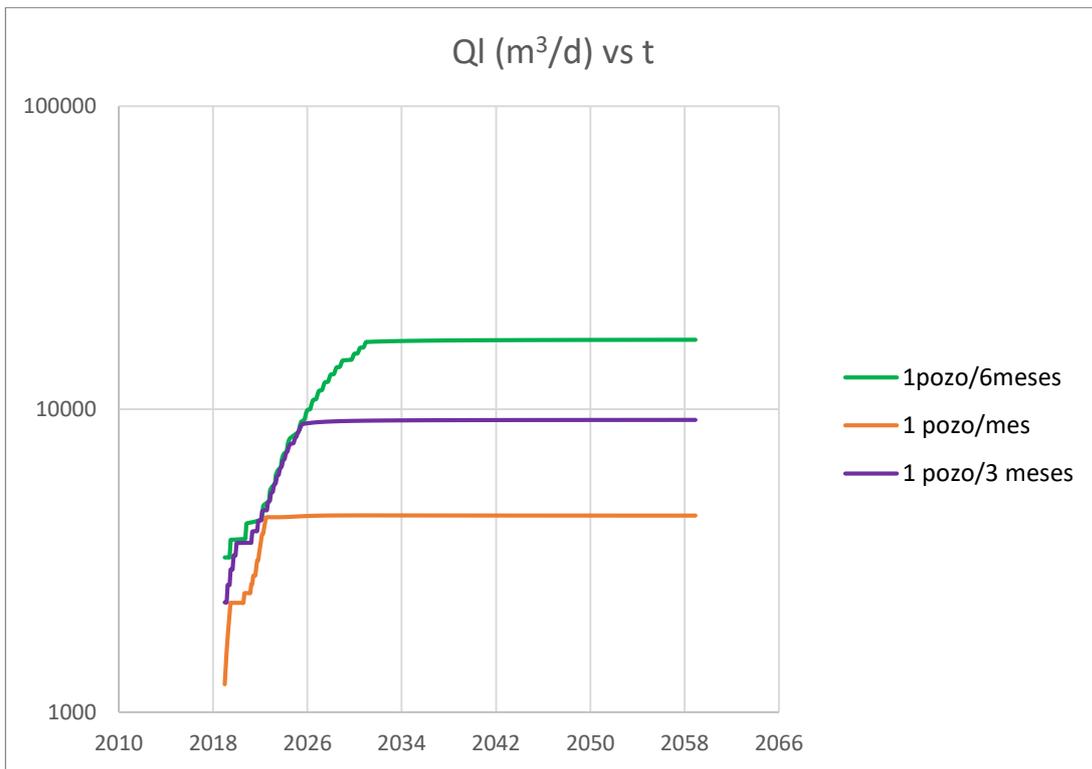


FIGURA 18 Caudal de bruta en función del tiempo para 4.000 m³/d de crudo

Condición Operativa

Al contar con un yacimiento asociado a una acuífera fuerte el corte de agua irá variando durante la producción. Es por ello, que para determinar cuál va a ser el caudal operativo se construye un gráfico en donde se representa la curva IPR inicial y las VLPs del pozo promedio. Para el cálculo de estas últimas curvas se ha utilizado el software Hope de modelamiento matemático de VLP. Las curvas VLP e IPR se grafican en función de las diferentes presiones de boca de pozo. Debido a que el corte de agua inicial del yacimiento es de 1%, se utiliza este valor para el cálculo de la curva IPR y las VLPs presentadas a continuación:

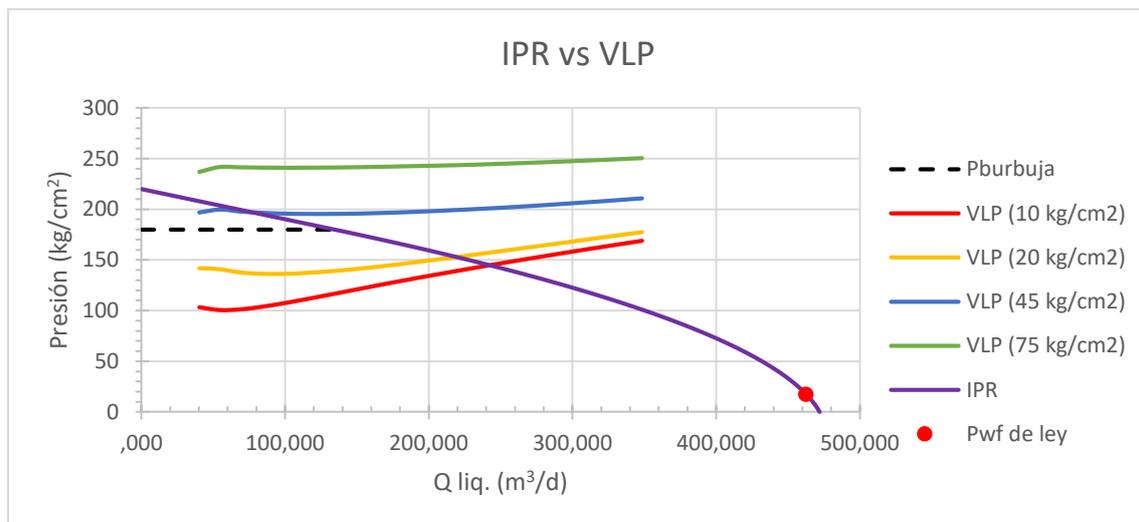


FIGURA 19 IPR VS VLP

Para la construcción de las curvas VLPs se consideraron las siguientes hipótesis:

- Densidad relativa del agua 1
- Temperatura de superficie= 30°C
- Diámetro del tubing de 2 7/8" de 6.5 lb/ft L80
- La presión en boca de pozo es igual a la del Manifold
- Diámetro de línea de 4", calculado a partir de un caudal de fluido de 720 m³/d y una velocidad de 1,5 m/s.

En la siguiente tabla se muestran los caudales que produce el yacimiento, inicialmente, en función de las presiones de boca de pozo sin sistema de levantamiento.

Tabla 9 Presión y Caudal en función de Presión de Línea

	Pwf (Presión Objetivo) (kg/cm ²)	Caudal Requerido de Yacimiento (m ³ /d)
BAJA 2 (@Pbp = 10 kg/cm²)	145,00	1690,11
BAJA 1 (@Pbp = 20 kg/cm²)	153,00	1531,28
MEDIA (@Pbp = 45 kg/cm²)	198,00	517,50
ALTA (@Pbp = 75 kg/cm²)	0,00	-

Puede observarse en el caso de alta presión el sistema no fluye, y en el resto de los escenarios estudiados los caudales varían en función de la presión analizada. Debido a que los pronósticos realizados superan este valor, se analiza la posibilidad de instalar un sistema de levantamiento desde los inicios de la operación.

En función de los estudios realizados por los reservoristas de la compañía la presión dinámica óptima de operación es de 17,6 kgf/cm². Esto se ha seleccionado para obtener el máximo caudal sin dañar el reservorio. Debido a que se desea el mayor rendimiento económico y esto viene asociado con una optimización del yacimiento, se confirma la decisión de instalar un sistema de levantamiento desde el momento inicial.

Se puede afirmar que es correcto usar dicha presión de ley para los pronósticos, ya que las curvas IPR y VLPs se cruzan en puntos de menor caudal y mayor presión dinámica, siendo en ambos casos (presión de ley e intersección de curvas) necesario un sistema de levantamiento artificial. En los casos donde existe la intersección de las curvas no se logra esta presión recomendada por los especialistas. Es por esto que los equipos comprados en un futuro deben ser apropiados para esta presión de succión.

La fluencia depende de qué presión se escoja en boca de pozo, entonces es necesario determinar los caudales de líquido que circularán a lo largo del tiempo. El valor máximo de bruta de los casos estudiados es cercano a los 680 m³/d. Este caudal es alcanzado al final del período estudiado, pero va a ser usado para la selección ya que el precio de los equipos no varía significativamente con el caudal.

Además de los caudales se debe analizar la profundidad objetivo, vida útil, y características del fluido, como por ejemplo: contenido de sólidos, corte de agua, relación gas líquido (RGL) y eficiencia. Mediante la siguiente tabla se realizará la selección del SLA.

Tabla 10 Características de los diferentes SLA en función de los parámetros

	B.M.	P.C.P.	G.L.	PLUNGER LIFT	B.H. PISTON	B.H. JET	B.E.S.
Profundidad de Operación	30 - 3500 mts	600 1900 mts	1500 - 5500 mts	2500 - 5800 mts	2200 - 5200 mts	1500 - 4500 mts	300 - 4500 mts
Caudal de Operación	1 - 160 m ³ /d	1 - 700 m ³ /d	30 - 5.000 m ³ /d	0.1 - 10 m ³ /d	8 - 600 m ³ /d	50 - 2.500 m ³ /d	30 - 5.000 m ³ /d
Temperatura de Operación	100° - 550° F	75°-250° F	100° - 400° F	120° - 500° F	100° - 500° F	100° - 500° F	100° - 400° F
Fluidos Corrosivos	Bueno a Regular	Regular	Excelente	Excelente	Buena	Buena	Buena
Manejo de Gas	Regular	Regular	Excelente	Excelente	Buena	Buena	Regular a Bueno
Manejo de Sólidos	Regular a Bueno	Excelente	Bueno	Pobre a Adecuado	Pobre	Bueno	Pobre a Adecuado
Gravedad específica	>12° API	<35° API	>15° API		>8° API	>8° API	>12° API
Servicio	Pulling Pesado y Pulling Liviano	Pulling Pesado y Pulling Liviano	Wireline o Pulling	Wireline	Hydráulico o Wireline	Hydráulico o Wireline	Pulling Pesado
Fuente de energía	Gas o Eléctrico	Gas o Eléctrico	Compresor	Energía de Pozo	Gas o Eléctrico	Gas o Eléctrico	Eléctrico
Aplicaciones Offshore	Limitada	Limitada	Excelente	N/A	Buena	Excelente	Excelente
Eficiencia	45% - 60%	40% - 75%	50% - 30%	N/A	45% - 55%	20% - 30%	40% - 50%

Como puede observarse, la bomba electrosumergible puede trabajar con altos caudales y es apropiada para la profundidad objetivo, la cual es aproximadamente igual a 2200-2300 m. Además, tiene una muy buena eficiencia energética lo cual disminuye el OPEX. La temperatura de fondo es apropiada para las condiciones que se disponen.

Desde el punto de vista técnico, si se coloca el SLA desde el inicio se evita el ahogo del pozo en el momento que se decida bajar el mismo. Además, se maximiza la producción desde los momentos iniciales, otra ventaja, es que se evita un futuro workover, y esto conlleva beneficios económicos. La vida útil promedio de las bombas es de 2 años.

INSTALACIONES DE SUPERFICIE

La explotación del yacimiento conllevará a la producción de petróleo, agua y gas. Por este motivo será necesario obtener las especificaciones necesarias en cada uno de los casos para su comercialización.

Planta de Tratamiento de Crudo (PTC)

El petróleo deberá poseer las siguientes especificaciones de venta por oleoducto

- BS&W < 1% (Basic sediment and water)
- Sales: 100 mg/litro

Siendo la composición original:

- Sales: 25000 ppm

- El corte de agua irá variando en función del año de análisis, ya que el mismo aumentará desde 1% hasta aproximadamente un 99% al final de la concesión, dependiendo del régimen de explotación.

Por este motivo será necesario tanto la separación de agua, libre y emulsionada, como también la desalación del crudo. Para lograr las especificaciones mencionadas se deberá contar con el siguiente esquema de PTC:

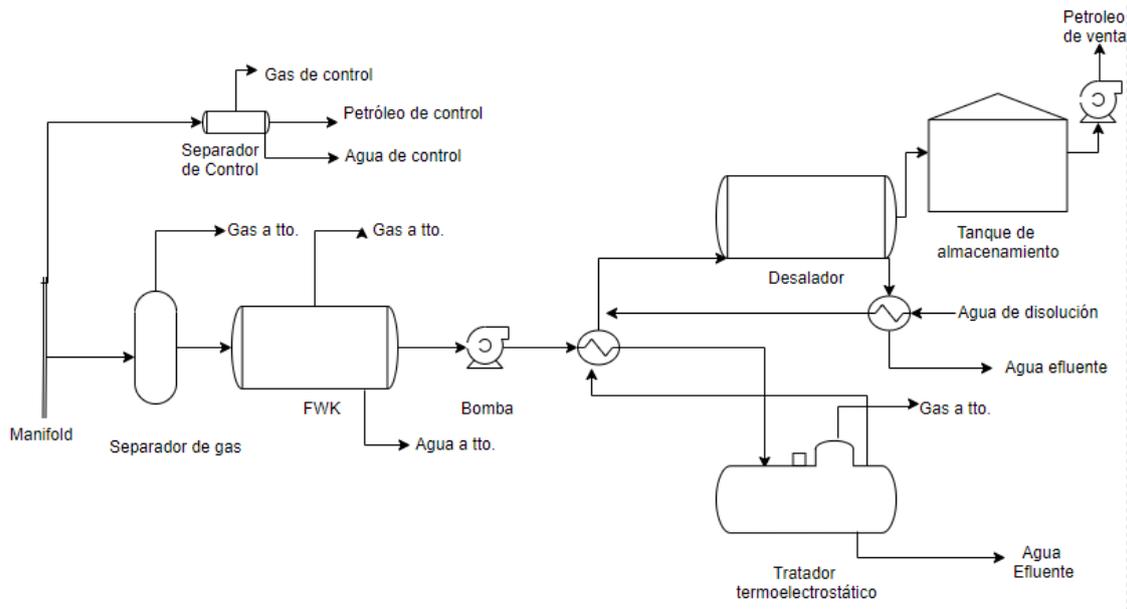


FIGURA 20 Layout PTC

Para la locación de las plantas de tratamiento de crudo y de agua se dispone de un sector del yacimiento de 200x200 m.

Manifold y Separador de Control

El fluido trifásico de la totalidad de pozos activos se colectará a través del Manifold, el cual luego será enviado al separador de control, de 1.000 m³/d, cuando se desee estudiar los hidrocarburos y agua proveniente de un pozo en particular, permitiendo su separación y medición, o a la planta de tratamiento de petróleo (PTC).

Separador de Gas

Se dispondrá de un sistema de separación vertical de gas, donde se buscará extraer el mayor porcentaje del mismo y evitar que ingrese un alto caudal dentro del FWK. Dicho gas se llevará a tratamiento en la PTG. El separador trabaja a una presión de diseño de 8 kgf/cm².

Free Water Knock Out Drum (FWK)

Este equipo permitirá separar el agua y el gas del petróleo. El FWK necesitará un menor espacio físico, en comparación con un tanque cortador, permitirá una recuperación de los gases ya que el mismo se encuentra presurizado. Permite a su vez una buena coalescencia, facilidad de mantenimiento y un tiempo de residencia bajo, no siendo necesario un alto volumen de hidrocarburo sin poder comercializar. Este sistema trabaja a una presión de 3 bar.

El agua de salida será enviada a tratamiento, el gas no separado en la etapa anterior se llevará a la PTG, y por último, el petróleo se llevará mediante una bomba de transferencia al tratador termoelectroestático.

Tratador termoelectroestático

Para poder romper el agua que se encuentra emulsionada en el petróleo será necesario aumentar su temperatura, para esto se contará con un tratador térmico. Al mismo, también se la añadirá un transformador para que se le realice un tratamiento electrostático y mejore la ruptura de las emulsiones. Mediante este equipo se obtendrán las características de comercialización respecto del porcentaje de agua, pero aún deberá ser necesaria la desalación. El petróleo de salida del FWK circulará por un intercambiador de calor de integración energética para que sea precalentado antes de entrar al tratador termoelectroestático. Además, la corriente de salida de este equipo es enfriada en este intercambiador para proporcionar el aumento de temperatura.

Desalador

En el desalador se le inyectará agua dulce al petróleo para poder obtener el porcentaje de sal de especificación. El agua dulce pasará por un intercambiador de calor, para que el mezclado con el caudal petróleo que sale del tratador sea más eficiente. Este intercambio se logra con el agua efluente.

Tanque de almacenamiento

El tanque se diseñará para contar con 4 días de reserva para el despacho del petróleo de venta, esto permitirá disponer de un sitio de almacenamiento de stock frente a inconvenientes. Para poder enviar el crudo a comercialización serán necesaria tres bombas, dos operativas al 50% y una de repuesto, que permitan un aumento de la presión. El petróleo será comercializado mediante oleoducto.

Planta de Tratamiento de Agua (PTA)

El agua generada como subproducto de la extracción de petróleo será vendida a un yacimiento lindero, el cual utilizará la misma para inyección en recuperación secundaria. Dicho yacimiento no tiene la disponibilidad suficiente de agua para mantener la inyección óptima para su reservorio, motivo por el cual se generó un contrato de venta entre las empresas. En este contrato se estableció que el máximo caudal de venta es de 600.000 m³/año, motivo por el cual al superar el mismo se dispondrá el agua en pozos sumideros, utilizando como tales los pozos improductivos perforados. Al ser agua para inyección o disposición deberá cumplir las siguientes condiciones:

Tabla 11 Especificación de agua

	Reinyección	Disposición
Petróleo en agua	5 a 10 ppm	20 a 40 ppm
Sólidos en suspensión	2 a 20 ppm	< 20 ppm

Al vender en todos los períodos una gran fracción de agua, la misma será totalmente tratada para cumplir las especificaciones de reinyección. El diagrama estipulado para cumplir con dichos requisitos será:

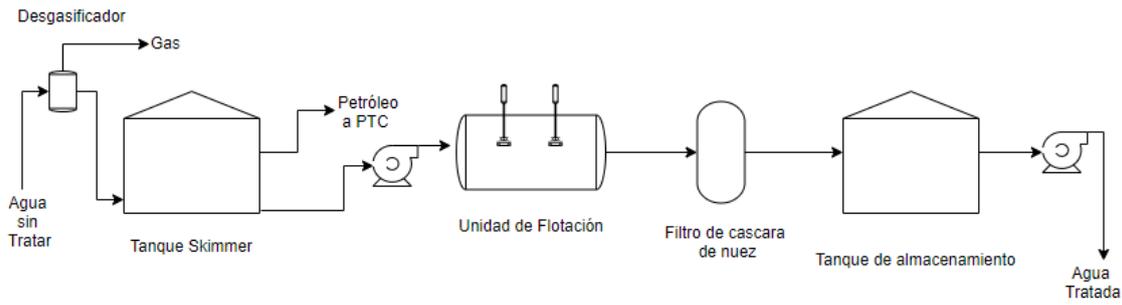


FIGURA 21 Layout PTA

Desgasificador

El agua sin tratar se hará pasar por un desgasificador para poder recuperar los gases no separados en procesos anteriores, ya que la posterior etapa se realizará a presión atmosférica y se perderían los mismos.

Tanque Skimmer

Esta etapa permitirá remover el petróleo disuelto en el agua, teniendo como tiempo de residencia ocho horas. Los tamaño de gota de petróleo separadas son aquellos mayores a 150 μm . Al perder la presión dentro del tanque, para enviar el fluido a la próxima etapa se deberá aumentar la presión mediante tres bombas centrífugas, dos operativas al 50% y una de repuesto, que permitan un aumento de la presión.

Unidad de flotación

Será necesario seguir tratando el agua, ya que la misma hasta este punto no se encuentra con la mínima concentración de petróleo para la reinyección. Motivo por el cual, será necesario continuar procesándola en la unidades de flotación. Dicho equipo permiten remover más del 90% del petróleo libre, rompiendo las emulsiones y atrapando sólidos.

Filtro de cascara de nuez

Este filtro es la última etapa de remoción de petróleo, saliendo de la misma con la concentración para poder inyectar. El filtro deberá ser cambiado cada una determinada periodicidad (aproximadamente 3 años).

Tanque de almacenamiento

En este tanque se acumulará el agua de cuatro días de producción, que posteriormente se comercializarla al yacimiento vecino o se reinyectará.

Son necesarias tres bombas centrífugas, dos operando al 50% y una de repuesto a la salida del tanque para asegurar la llegada de fluido a destino. El agua para venta se transportará por acueducto propio.

Planta de Tratamiento de Gas

El gas en las condiciones de extracción no posee las especificaciones necesarias para la comercialización. Por este motivo, será necesario disminuirle su punto de rocío. Respecto a su contenido de H_2S , CO_2 y la suma de inertes cumple las especificaciones del ENARGAS. Mediante el esquema que se muestra a continuación se simplifica esta unidad:

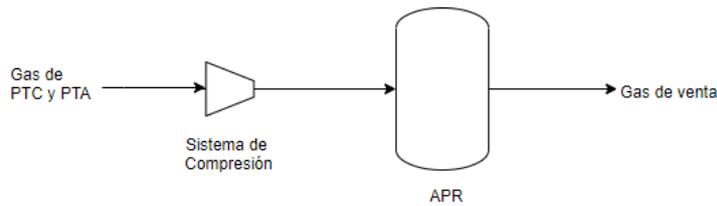


FIGURA 22 Layout PTG

Sistema de compresión

Debido a que el gas se encuentra a baja presión (10kgf/cm²), es necesario comprimirlo para que el mismo llegue a la planta de ajuste de punto de rocío (APR) con la presión óptima de operación de la misma (60 kgf/cm²). Se utilizarán compresores alternativos debido al caudal y la relación de presiones.

Planta de ajuste de punto de rocío

Los procesos de ajuste de punto de rocío recurren a la regeneración de bajas temperaturas para producir la condensación de los hidrocarburos pesados, esto evitará la formación de hidratos en las cañerías de transporte, al mismo tiempo, que se estabilizada el poder calorífico cumpliendo la especificación anteriormente mencionada.

Layout

En la siguiente figura se muestra la ubicación y el radio de drenaje de todos los pozos que se perforarán. Además, se representa la ubicación de las plantas de proceso.

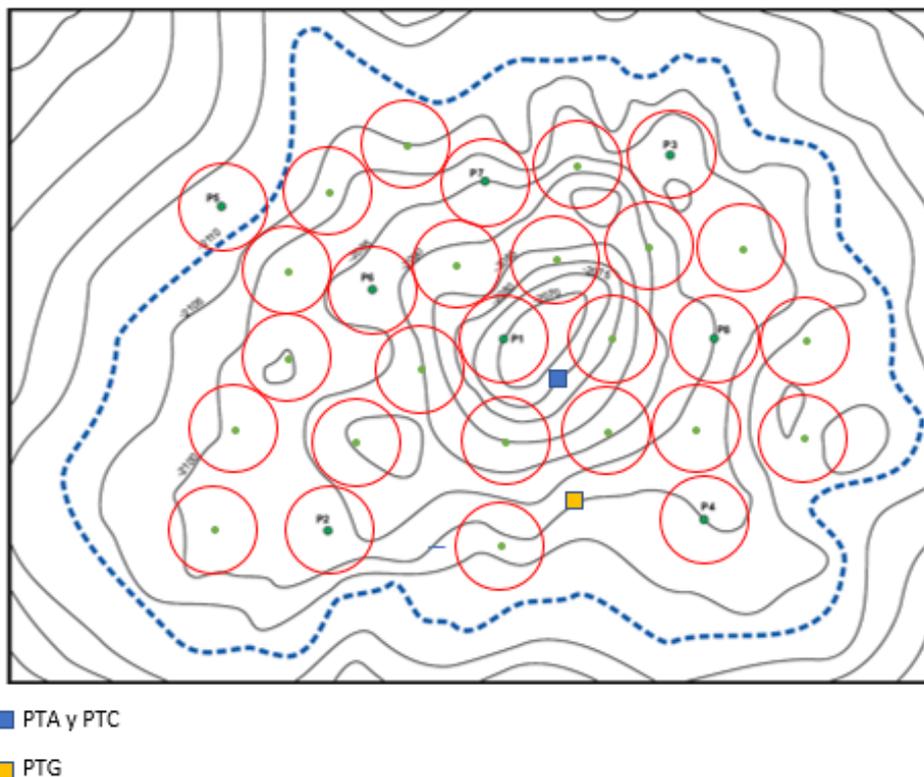


FIGURA 23 Layout yacimiento

Dimensionamiento de Plantas

Según lo indicado anteriormente se utilizará como caso de análisis inicial el de la nueva condición de extracción, es decir, un caudal de petróleo máximo de 4.000 m³/d, regulado con la Pwf.

La PTC se diseñará con las siguientes especificaciones:

Tabla 12 Dimensionamiento PTC

PTC					
	Volumen	Caudal	Cantidad	Diámetro	Longitud
Sep. De gas		4.500 m ³ /d	4	1 m	5 m
FWK		4.500 m ³ /d	4	1 m	5,5 m
Trat. TE		2.250 m ³ /d	2		
Desalador		2.350 m ³ /d	2		
TK de almacenamiento	10.000 m ³		2	30 m	15 m

La PTA se diseñará con las siguientes especificaciones:

Tabla 13 Dimensionamiento PTA

PTA					
	Volumen	Caudal	Cantidad	Diámetro	Longitud
Skimmer	1.500 m ³		4	12 m	17 m
Unidad de Flotación		4.500 m ³ /d	4		
Filtro		4.500 m ³ /d	4		
TK de almacenamiento	12.500 m ³		4	30 m	18 m

A continuación se detallan las capacidades de las diferentes plantas y los ductos:

Tabla 14 Capacidad de planta

Capacidad de planta		
	Bruta	Neta
PTC	18.000 m ³ /d	4.000 m ³ /d
PTA	18.000 m ³ /d	
PTG	400.000 m ³ /d	

Las cañerías necesarias para el traslado de los fluidos se dimensionan a continuación:

Tabla 15 Ductos

Ductos			
	Caudal	Diámetro	Longitud
Acueducto	18.00 m ³ /d	16"	15 km
Oleoducto	4.000 m ³ /d	8"	10 km
Gasoducto	400.000 m ³ /d	20"	2 km

Para realizar la evaluación económica de los casos base (en donde no se realizó el corte de capacidad de producción de petróleo mediante el choqueo de los pozos) se extrapolarán los costos de inversión de las instalaciones asociados a estas plantas utilizando la regla de los seis décimos, la cual relaciona las capacidades vs los costos, cuya forma de cálculo se muestra a continuación:

$$C_2 = C_1 * \left(\frac{Q_2}{Q_1}\right)^{0,6}$$

Donde:

C2=Costo de la capacidad 2

C1=Costo de la capacidad 1

Q2= Capacidad de planta 2

Q1= Capacidad de planta 1

EVALUACIÓN ECONÓMICA

Para decidir cuál es la mejor alternativa de explotación del yacimiento es necesario realizar el estudio económico de cada uno de los escenarios de producción planteados. Para poder ejecutar este análisis se determinarán los indicadores, tanto los de endeudamiento como los de rendimiento del capital. En el primer grupo se encuentra la máxima exposición del proyecto y el payout time, y en el segundo se encuentra el VAN, la TIR e I van.

Ingresos

Para obtener el flujo de caja se debieron definir los ingresos y egresos. Los ingresos se encuentran conformados por la venta de petróleo tratado, la de gas sin tratar y, por último, la comercialización de agua a un yacimiento lindero para inyección, la cual previamente deberá ser tratada. Los precios de venta de cada uno se pueden visualizar a continuación:

Tabla 16 Precios de venta

Precio petróleo (USD/bbl) - Brent	67
Precio H2O (USD/m ³)	2,3
Precio Gas (USD/MMBTU)	2,5

El precio de petróleo se encuentra definido por el precio del Brent con descuentos aplicados en función de las características del Medanito. A su vez, se considera una disminución del valor por barril debido a la diferencia con el °API respecto a este petróleo de referencia (°API Medanito = 36, °API proyecto = 35). Al mismo tiempo, se realiza una reducción en el volumen de producción de hidrocarburo debido a las pérdidas en el transporte.

Un 10% de gas será utilizado para consumo interno, motivo por el cual se comercializa el 90% del mismo.

Egresos

OPEX

Los egresos se encuentran conformado por los gastos, las inversiones y los impuestos. Los gastos se dividen en dos grandes grupos, fijos y variables. Aquellos que son fijos no necesariamente indican que son constantes en el tiempo. Estos se calculan en función de distintos rangos de caudal de petróleo y gas que se visualizan a continuación:

Petróleo

- Producción \leq 100 Mbbbl/año \rightarrow 0.5 MMUSD/año
- 100 < Producción \leq 250 Mbbbl/año \rightarrow 0.7 MMUSD/año
- 250 < Producción \leq 500 Mbbbl/año \rightarrow 0.95 MMUSD/año
- Producción > 500 Mbbbl/año \rightarrow 1.2 MMUSD/año

Gas

- Producción \leq 550 MMm³/año \rightarrow 0.3 MMUSD/año
- 550 < Producción \leq 950 MMm³/año \rightarrow 0.5 MMUSD/año
- Producción > 950 MMm³/año \rightarrow 0.8 MMUSD/año

En costos variables se consideran los dependientes de la producción y los del número de pozos activos. Los que refieren al caudal tanto de petróleo, agua y gas involucran el costo de extracción, separación, tratamiento y transporte. Se deberá diferenciar la extracción de agua de la de petróleo ya que usar un lifting cost en función solo del petróleo no será representativo en el tiempo. Esto se da porque al ir aumentando el porcentaje de agua también generará un aumento constante en el precio de la extracción por caudal de petróleo.

Tabla 17 Costos Variables

Lifting Cost Oil + Overhead (USD/bbl)	10,05
Lifting Cost H2O (USD/bbl)	2
Lifting Cost Gas (USD/MMBTU)	0,5
OPEX mensual (USD/pozo - mes)	2500
T&T Oil (USD/bbl)	1,59
T&T Gas (USD/MMBTU)	0,28

CAPEX

Las inversiones quedan definidas por el número de pozos perforados (productivos e improductivos), las instalaciones de superficie anteriormente mencionadas, el sistema de levantamiento artificial con su correspondiente workover y las camionetas necesarias para la operación, las cuales son renovadas cada cinco años perdiendo su utilidad en dicho momento. Se puede observar a continuación el precio unitario de cada uno de ellos.

Tabla 18 Inversiones – Precio unitario

Precio de perforación de pozo productivo (MMUSD)	2,2
Precio de perforación de pozo no productivo (MMUSD)	1,8
Terminación + Bomba (MMUSD)	1,1
Costo de Bomba + WO (MMUSD)	0,4
Vehículos (MMUSD)	0,04
PTC (MMUSD)	228,7
PTA (MMUSD)	189,3
PTG (MMUSD)	11

Impuestos

Como último egreso se consideran los impuestos y tributos. En ellos se incluyeron las regalías petroleras, ingresos brutos, el impuesto a las operaciones bancarias y el correspondiente a las ganancias. El primero corresponde al 12% de las ventas menos los costos de transporte y tratamiento de hidrocarburos. En cambio, Ingresos Brutos se calcula como el 3% de las ventas. El impuesto a las operaciones bancarias es aquel generado en las transacciones financieras. Su forma de cálculo simplificada consiste en conocer el máximo monto de los ingresos o egresos en valor absoluto y aplicarle una tasa del 1,2%. Por último, el impuesto a las ganancias se obtiene de calcular el 35% del resultado, este es necesario pagar un 70% por adelantado del siguiente periodo y el 30% del corriente.

Amortizaciones

Para determinar el resultado es necesario calcular las amortizaciones de las inversiones. Los pozos productivos y las facilites se amortizan en función de un factor que contempla la producción del período analizado respecto de las reservas restantes del yacimiento. En cambio, los pozos improductivos se amortizan en su totalidad durante el período de perforación, al igual que las bombas electro sumergible, las cuales se devengan en el mismo ciclo en el que se bajan. Los vehículos tendrán una amortización lineal durante su período de utilidad, considerado cinco años. Es importante recordar que dichos montos no se perciben sino que se devengan.

Indicadores

Como se mencionó anteriormente para el cálculo de los indicadores, necesarios para la toma de la decisión final, se debe realizar el flujo de caja. Para su construcción se calcula el flujo de caja de cada período y su correspondiente acumulada, la cual permitirá obtener los indicadores de endeudamiento. Dicho flujo de caja se actualizará para cada intervalo analizado con una tasa de descuento del 13%. Posteriormente se podrán obtener los indicadores de rendimiento del capital.

RESULTADOS

En función de los datos anteriormente mencionados se han establecido los indicadores de evaluación de proyectos para los casos base, en donde se analizarán los distintos regímenes de perforación, junto con la determinación de diferentes plateaus de bruta mediante la modificación del cronograma de desarrollo.

En la siguiente tabla se muestran los indicadores para cada escenario:

Tabla 19 Indicadores caso base

	Comparación de los resultados de los proyectos base						
	VAN	TIR	Max. Exposición	Payout Time	DGA	Ivan	FR
	-	%	MMUSD	Años	MMUSD	-	%
Pron. Min	732,9	67,29%	483,0	1,8	483,0	1,5	49,68%
Pron. Med	786,1	76,43%	514,3	1,6	514,3	1,5	49,51%
Pron. Max	658,8	59,02%	827,6	1,6	827,6	0,8	49,81%
Pron. Min Plateau	734,3	71,98%	419,7	1,7	419,7	1,7	49,44%
Pron. Med Plateau	769,7	75,69%	483,0	1,6	483,0	1,6	49,80%
Pron. Max Plateau	827,6	91,83%	514,0	1,3	514,0	1,6	48,67%

Es importante recordar que el VAN ha sido calculado hasta el año donde el flujo de caja acumulado comienza a ser negativo después de un período de flujos positivos. Esto es a causa de que en el momento en el cual el proyecto comienza a dar pérdida será conveniente retirarse del mismo, cerrando los pozos.

Para un posterior análisis se grafica la variación del VAN, de cada uno de los casos, en función de la tasa de descuento. Esto permitirá comprar la TIR de cada proyecto con la tasa de reinversión de la compañía, la cual se muestra en el gráfico:

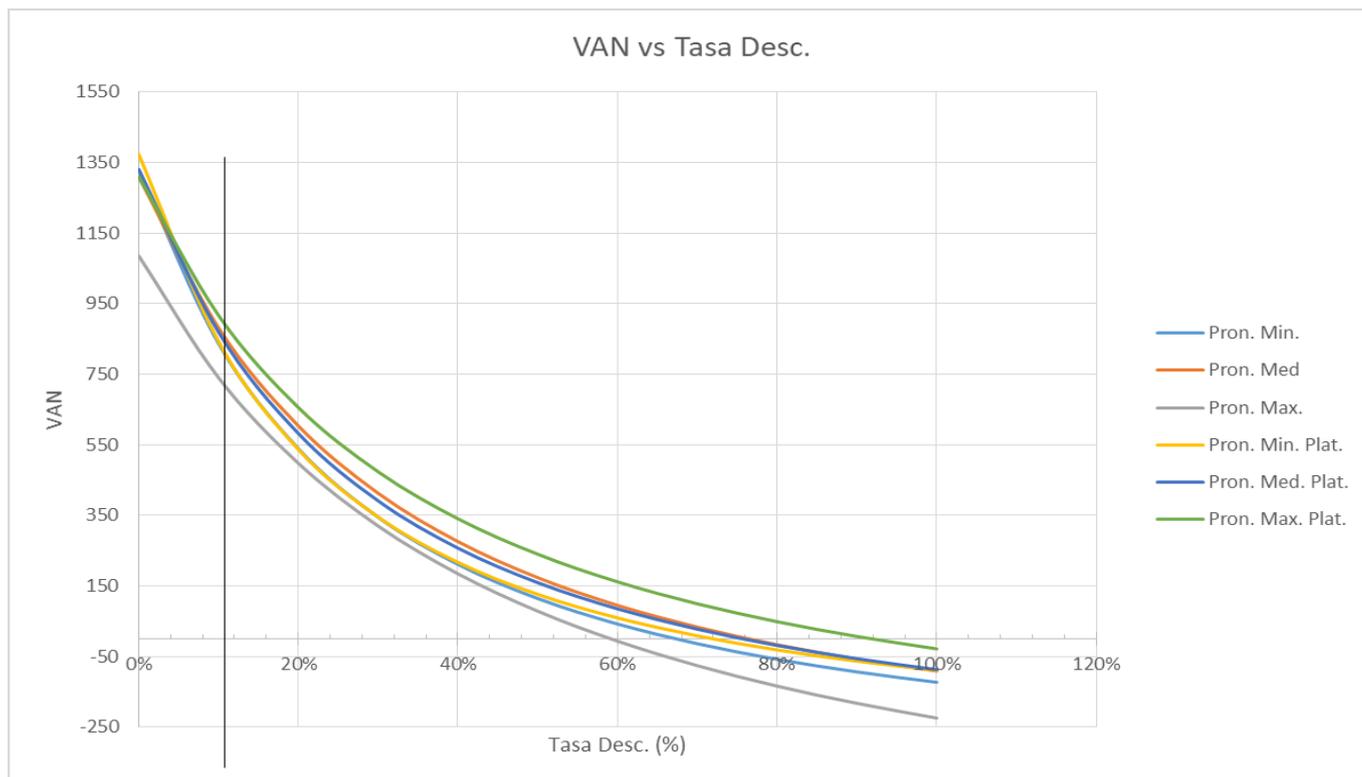


FIGURA 24 Van vs i caso base

Consecutivamente se realiza el mismo análisis para los casos en donde la producción se limita a partir de la Pwf. Pudiendo verse los indicadores en la próxima tabla:

Tabla 20 Indicadores caso propuesto con extensión de contrato

	Comparación de los resultados de los proyectos propuestos - Con extensión						
	VAN	TIR	Max. Exposición	Payout Time	DGA	Ivan	FR
	-	%	MMUSD	Años	MMUSD	-	%
Pron. Min	700,7	65,82%	374,8	2,1	374,8	1,9	49,34%
Pron. Med	715,0	67,87%	308,8	2,1	308,8	2,3	50,26%
Pron. Max	725,6	76,64%	289,3	1,7	289,3	2,5	50,42%

Los casos anteriormente estudiados han sido evaluados teniendo en cuenta la extensión del proyecto hasta 2047 sin considerar costos de renovación de concesión. A su vez, ha sido considerado apropiado analizar simultáneamente los casos en donde la concesión no sea renovada, como se muestra en la posterior tabla:

Tabla 21 Indicadores caso propuesto sin extensión de contrato

	Comparación de los resultados de los proyectos propuestos - Sin extensión						
	VAN	TIR	Max. Exposición	Payout Time	DGA	Ivan	FR
	-	%	MMUSD	Años	MMUSD	-	%
Pron. Min	700,7	65,82%	374,8	2,1	374,8	1,9	49,34%
Pron. Med	714,6	67,87%	308,8	2,1	308,8	2,3	48,97%
Pron. Max	722,8	76,64%	289,3	1,7	289,3	2,5	46,65%

Al no ser significativa la diferencia de los indicadores se optará por continuar la evaluación en aquellos casos en donde no se renueve la concesión, esto implicará menores riesgos. A continuación se presenta la gráfica VAN vs tasa de descuento.

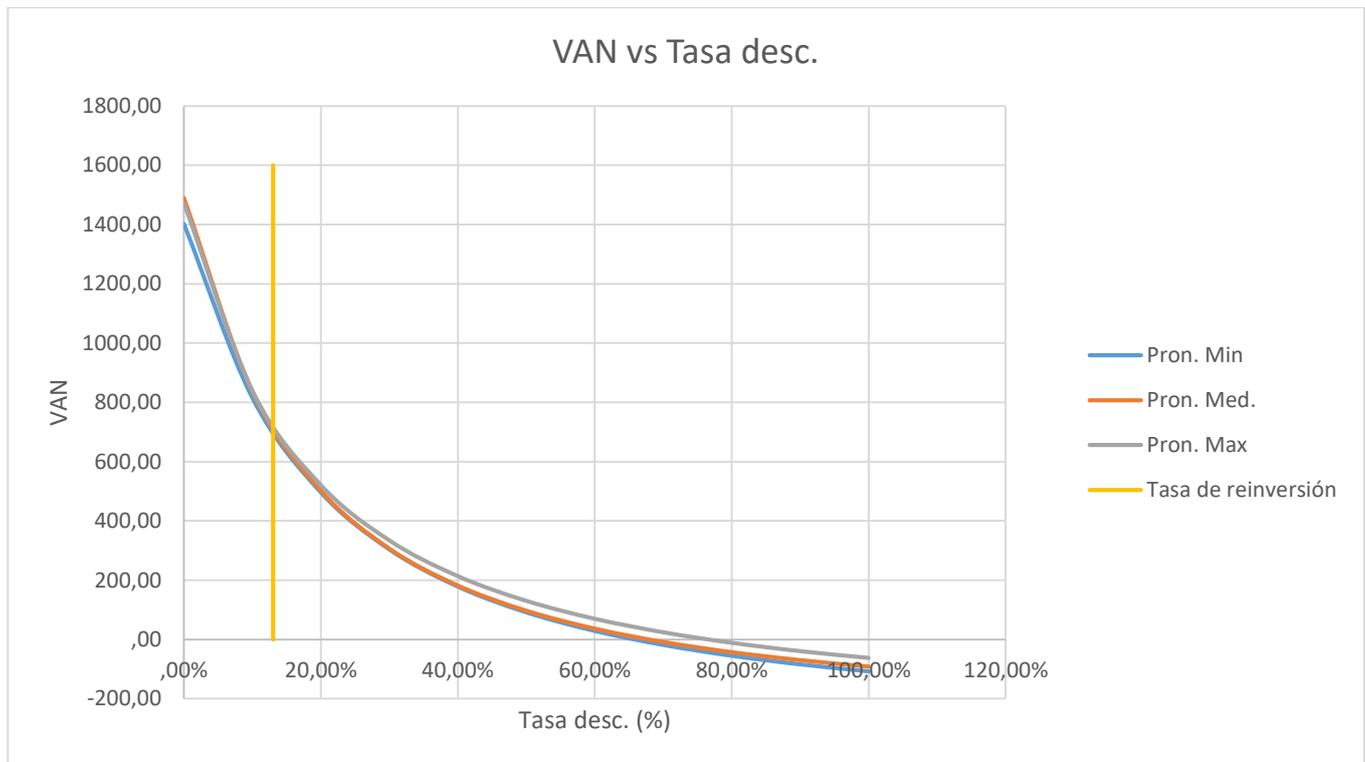


FIGURA 25 VAN vs I caso propuesto

Para realizar la selección de la mejor alternativa se tienen en cuenta consideraciones técnicas y económicas. Desde el punto de vista económico se realiza la comparación respecto a los I van de cada proyecto, se utiliza este indicador ya que la compañía tiene limitaciones presupuestarias. Además, no se pierde de foco la máxima exposición, pues el sector de finanzas indicó una máxima de 350 MMUSD. Es por esto que comparando los valores de los I van de las alternativas se opta por el máximo, el cual es correspondiente al proyecto de capacidad de planta de 4.000 m³/d de petróleo, con una intensidad de perforación de un pozo mensual. Por otro lado, puede observarse que la máxima exposición de este proyecto no supera el límite establecido por el sector de finanzas, sumado a que en este caso la alternativa posee la menor erogación de dinero durante los períodos analizados.

Desde el punto de vista técnico el proyecto que tiene una capacidad de planta de 10.000 m³/d, no es recomendable debido a que se va a tener mucha capacidad ociosa durante la mayor vida útil del proyecto.

Para el caso de desarrollo seleccionado se realiza un análisis de sensibilidad para ver cuál es la influencia de la variación de CAPEX, OPEX, volumen de producción y el precio del petróleo. En la siguiente figura se muestra en resultado de este análisis:

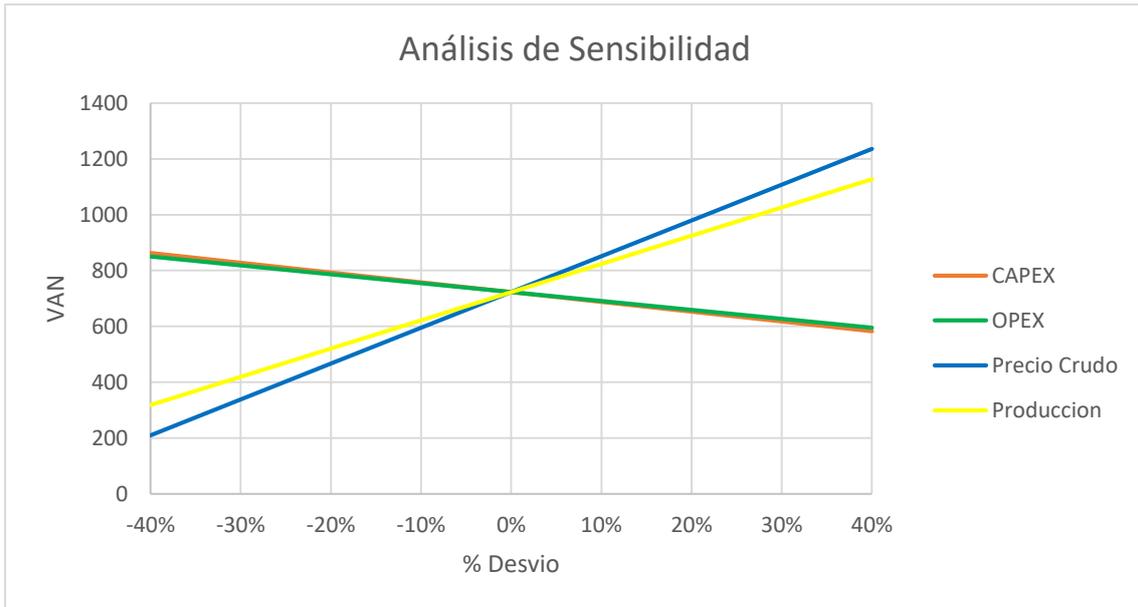


FIGURA 26 Sensibilidad

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- En los casos en donde, para obtener el máximo caudal de producción, se tomará como presión dinámica la presión de ley (17.6 Kgf/cm^2) siempre será necesario un sistema de levantamiento desde el momento inicial. En función del caudal, la presión y la profundidad del reservorio el mejor sistema es el bombeo electrosumergible.
Para aquellas alternativas en donde se busca una Pwf más alta, con el objetivo de obtener un caudal límite de petróleo y así poder realizar un diseño de plantas más adecuado, la necesidad o no de un sistema de levantamiento dependerá del régimen de perforación. Cuando se opta por una alta velocidad de desarrollo los pozos tienen una presión suficiente que les permite alcanzar la surgencia, regulando su caudal a partir del chokeo. En cambio, si la velocidad de perforación es muy lenta, el corte de agua afecta significativamente y será necesario instalar desde el inicio un sistema de levantamiento.
- Según los análisis realizados, el mejor régimen de explotación no siempre será a la menor presión de fluencia, buscando el máximo caudal. A partir de la estimación de la producción puede visualizarse que al trabajar bajo un alto régimen de explotación el reservorio comenzará a aumentar su corte de agua en mayor medida que si se regula la presión de fluencia.
- Si se instala una planta para procesar el máximo caudal, según los indicadores económicos, puede verse que esto representa un mal escenario porque el VAN es el menor de todos los casos causado por las excesivas inversiones. Sumado a esto, tener tanta capacidad ociosa generará a futuro inconvenientes operativos. A su vez, el máximo plateau de producción estudiado tampoco será el mejor de los escenarios, ya que, más allá de tener el mayor VAN también tendrá una muy alta inversión, generando que el I van no sea el óptimo. En cambio, al evaluar mantener la capacidad de planta instalada constante y producir volúmenes adecuados para la misma (mediante la regulación de la presión dinámica) se logrará el mejor I van y la menor máxima exposición. Aunque el VAN no sea el mayor de todos, al tener limitaciones presupuestarias en la compañía se seleccionó aquella que mejore la ganancia sobre la inversión, permitiendo dejar libre montos de inversión para nuevos proyectos, que con otras alternativas no se hubiera podido reinvertir. Esto concluye en que la mejor alternativa de desarrollo es la de alta velocidad de perforación con una capacidad de planta de neta de $4.000 \text{ m}^3/\text{d}$.
- En función del análisis de sensibilidad puede verse que, frente a todos los escenarios desfavorables planteados, siempre se logró una ganancia del proyecto dentro de los desvíos de un $\pm 40\%$. Puede observarse que el mayor impacto lo genera el precio del crudo seguido del volumen de producción.
- Se puede observar que la ganancia diferencial generada por la ampliación de la concesión del 2037 al 2047 no representa un monto significativo. Es por esto que se ha decidido no renovar la misma, lo que genera una menor incertidumbre implicando un menor riesgo. Además, no debe olvidarse que en este diferencial no se han considerado los gastos necesarios para la renovación, porque no es un dato que se pueda conocer con anterioridad.
- Si se perfora con un ritmo de un pozo mensual, sin variación de la Pwf, el corte de agua inicial de los pozos es menor que si se perfora con mayor lentitud. Esto produce una disminución de los egresos producto de la baja cantidad de agua y un aumento de los ingresos en los primeros períodos del proyecto ya que se dispondrán de mayor número

de pozos productivos en un menor lapso de tiempo. A su vez, si se perfora a una velocidad de un pozo semestral se acuatizará más rápido, ya que cuando ingresa un pozo su corte de agua es igual al que tiene el reservorio en ese momento. Esto genera una capacidad inicial de PTA mayor sin posibilidad de una construcción en forma modular.

- En todos los casos sería recomendable generar contratos de tratamiento de crudo con productores cercanos, procesando los caudales de otros yacimientos permitiendo el aprovechamiento la capacidad ociosa de las plantas en los momentos donde la producción disminuya.
- Sería útil analizar la posibilidad de alquiler de las plantas de tratamiento del gas en reemplazo de la inversión en una estación de compresión y una planta de ajuste de punto de rocío. Esto podría ser una gran oportunidad porque se dispone de un alto caudal de gas al inicio de la explotación pero luego decrece abruptamente.
- En un análisis futuro, se podría considerar el escenario donde el total de los pozos se perfora en un año, es decir, contar con dos equipos de perforación en el yacimiento. Esto podría permitir unos indicadores económicos mejores porque el corte de agua inicial de todos los pozos sería menor.

NOMENCLATURA

Acreage: tamaño de un área en acres [acres²]
APR: Planta de Ajuste de punto de rocío.
Boi: Factor volumétrico del petróleo inicial [M³/M³]
CAPEX: Inversiones en bienes de capital
GOIS: Gas original in situ [SCF³ o SM³]
IP liq: Índice de productividad del líquido [(m³/d)/(kg/cm²)]
IPR: Curva de comportamiento del pozo
Kg: Permeabilidad del gas [SCF² o M²]
Ko: Permeabilidad del petróleo [CF² o M²]
Krg: Permeabilidad relativa de gas
Kro: permeabilidad relativa del petróleo
Lifting cost: Costo de extracción
Np: Acumulada de petróleo [CF³ o M³]
OPEX: Costo de operación, gastos
Overhead: Costos generales de tener la operación en funcionamiento
Pb: presión de burbuja [Kg/cm²]
Pbp: Presión en boca de pozo [Kg/cm²]
Pd: presión dinámica [Kg/cm²]
Pe: presión estática [Kg/cm²]
Pens: Presión de ensayo [Kg/cm²]
Plateau: Punto en el que el caudal comienza a estabilizarse
POIS: Petróleo original in situ [CF³ o M³]
PVT: conjunto de pruebas, que se realizan en el laboratorio a diferentes presiones, volúmenes y temperaturas, para poder determinar las propiedades de los fluidos existentes en un yacimiento en estudio.
Pwf: presión dinámica [Kg/cm²]
Pws: presión estática [Kg/cm²]
Q ens: caudal de agua en el ensayo [m³/d]
Qb: caudal en la presión de burbuja [m³/d]
Ql: caudal de líquido [Sm³/d]
Qo = caudal de petróleo [m³/d]
Qo máx: caudal del petróleo máximo [m³/d]
Qw: caudal de agua [m³/d]
RAP: relación agua-petróleo
Rs: relación de gas en solución
Scg: Saturación de gas crítica
SLA: Sistema de levantamiento artificial
So: Saturación de petróleo
So*: Saturación de petróleo dimensionada de 0 a 1
Sor: Saturación de petróleo residual
Swi: Saturación de agua irreductible
T&T: Tratamiento y transporte
VLP: Curva de demanda, curva de levantamiento de fluidos
Wcut: corte de agua
WOR: Relación petróleo-agua



Workover: Proceso de intervención de pozos.

Z: Factor de compresibilidad del gas

Φ : Porosidad

BIBLIOGRAFÍA

- Tracy, G.W.: "Simplified Form of the Material Balance Equation", Transactions SPE (1955)
- Dake, L. P.: "Fundamentals of Reservoir Engineering", Developments in petroleum science (1978).
- Rosabaco, Juan A., "Evaluación de proyectos. Teoría general y su aplicación a la exploración de hidrocarburos", Eudeba (1988)