

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES – ITBA

ESCUELA DE POSTGRADO

# **TRABAJO FINAL INTEGRADOR**

## **Análisis integral del desarrollo del yacimiento “La Llorona”, provincia de Neuquén**

**AUTORES:** Pose, Álvaro Eduardo (Leg. N° 104207)

Trípodí, Alejandro (Leg. N° 104210)

Vazquez, Jimena Josefina (Leg. N° 104203)

**DOCENTE/S TUTOR/ES:** Arilla, Fernando

Bernardi, Mario

Fernández, Javier

**TRABAJO FINAL PRESENTADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
ESPECIALISTA EN PRODUCCIÓN DE PETROLEO Y GAS  
BUENOS AIRES**

**SEGUNDO CUATRIMESTRE, 2019**

## INDICE

<b>1.- RESUMEN/ ABSTRACT .....</b>	<b>2</b>
<b>2.- INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>3</b>
<b>3.- DESARROLLO .....</b>	<b>5</b>
<b>3.1 Ubicación geográfica.....</b>	<b>5</b>
<b>3.2 Sistema Petrolero Modelo geológico .....</b>	<b>5</b>
<b>3.3 Fluidos .....</b>	<b>9</b>
<b>3.4 Cálculos volumétricos.....</b>	<b>12</b>
<b>3.5 Balance de materia .....</b>	<b>13</b>
<b>3.5 Producción y pronósticos .....</b>	<b>15</b>
<b>4.- CONSTRUCCION DE POZO.....</b>	<b>21</b>
<b>5.- INSTALACIONES DE SUPERFICIE .....</b>	<b>23</b>
<b>6.- EVALUACIÓN ECONOMICA .....</b>	<b>28</b>
<b>7.- CONCLUSIONES .....</b>	<b>31</b>
<b>8.- NOMENCLATURAS .....</b>	<b>32</b>
<b>10.- BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>33</b>
<b>11.- ANEXOS DIGITALES .....</b>	<b>33</b>

## 1.- RESUMEN/ ABSTRACT

El propósito de este estudio consiste en la evaluación de distintas estrategias de desarrollo y explotación del yacimiento “La Llorona”. Se permite establecer la alternativa que representa la mayor rentabilidad para nuestra empresa “VAZPOTRIP S.A.” y la planificación de inversiones necesarias para la ejecución efectiva del proyecto.

The purpose of this study is the evaluation of different development and exploitation strategies of “La Llorona” field. It is possible to establish the alternative that represents the highest profitability for our company “VAZPOTRIP S.A.” and the investment planning necessary for the effective execution of this project.

**Nota:** La información utilizada en el presente trabajo no corresponde a un área real, son datos teóricos a fin de cumplimentar requerimientos académicos del trabajo final.

## 2.- INTRODUCCIÓN

Con el fin de explotar el yacimiento “La Llorona”, adquirido por la compañía VAZPOTRIP S.A, es que el Staff Técnico de VPT evaluará distintos escenarios de extracción y estrategias de desarrollo a partir del año 2020. La concesión comprende inicialmente hasta el año 2034, con posibilidad de extensión por diez años más, asociado a los compromisos a adquirir en el momento de negociar la extensión con la provincia de Neuquén.

La evaluación consistió en el estudio de 5 escenarios que comprenden inversiones para la perforación de pozos productores de petróleo e instalaciones de producción desde 14 MUSD hasta un máximo de 100 MUSD, logrando a partir de su análisis definir aquel escenario con los mejores indicadores económicos basados en el contexto actual.

VAZPOTRIP S.A. es una empresa argentina, con diversos negocios que abarcan entre otras las industrias, automotriz, agraria y de bienes raíces. En los últimos 10 años incursionó en la industria petrolera con la adquisición del yacimiento “Las Acequias” en la provincia de Mendoza con una producción estable de 120 m<sup>3</sup>/d de petróleo.

Con el interés de invertir en la provincia de Neuquén y buscando incrementar su incidencia en el mercado, incorporó el yacimiento “La Llorona” para iniciar su desarrollo en el año 2020.

Actualmente dicho yacimiento cuenta con 8 pozos verticales perforados, 7 de los cuales resultaron productivos y fueron ensayados satisfactoriamente. Luego del período de ensayo, los pozos permanecen cerrados a la espera de la definición de un plan de desarrollo, que determinará el tamaño de las instalaciones de superficie a construir.

### **Responsables:**

Desarrollo – Alvaro Pose

Construcción de pozos e instalaciones – Jimena Vazquez

Introducción, evaluación económica y conclusiones – Alejandro Tripodi.

## **ALCANCE Y OBJETIVOS**

### **Alcance:**

El alcance comprende evaluar el proyecto de inversión en el área de concesión “La Llorona” y recomendar distintas alternativas de actividad e inversión.

### **Objetivo General:**

Determinar la mejor alternativa técnico-económica para el desarrollo del yacimiento y establecer qué monto de inversión y de gastos serán necesarios para obtener un resultado que satisfaga los estándares de la compañía.

### **Objetivos Particulares:**

- Determinar las propiedades medias del reservorio: porosidad, espesores de capas, saturación de agua y profundidades promedio.
- Analizar las propiedades de los fluidos del reservorio a través del informe PVT y ajustar los parámetros del mismo en función de la presión.
- Cálculo de POIS para realizar una estimación de las reservas disponibles
- Realizar un Balance de Materiales del reservorio.
- Evaluar alternativas de desarrollo.

### **Hipótesis**

- Tomando en consideración la buena transmisividad en el reservorio, se asume un comportamiento próximo al ideal de un tanque. De esta manera, la recuperación final teórica no depende del número de pozos, sino que lo que varía ampliamente es el tiempo de producción.
- Se considera un caso base (desarrollo con sólo los 7 pozos productivos ya perforados), y cuatro escenarios distintos: desarrollo con 10 pozos, con 20 pozos, con 30 pozos y con 40 pozos perforados. En todos los casos, se considera un 10% de pozos estériles.

### 3.- DESARROLLO

#### 3.1 Ubicación geográfica

El Bloque de concesión “La Llorona” pertenece a la cuenca neuquina y está ubicado al norte de la provincia de Neuquén; sobre la ribera sur del río Colorado, aproximadamente en el km 142 de la ruta provincial 6 y a 40 km al sur-este de la ciudad de Rincón de los Sauces, abarcando una superficie de 36 km<sup>2</sup>.

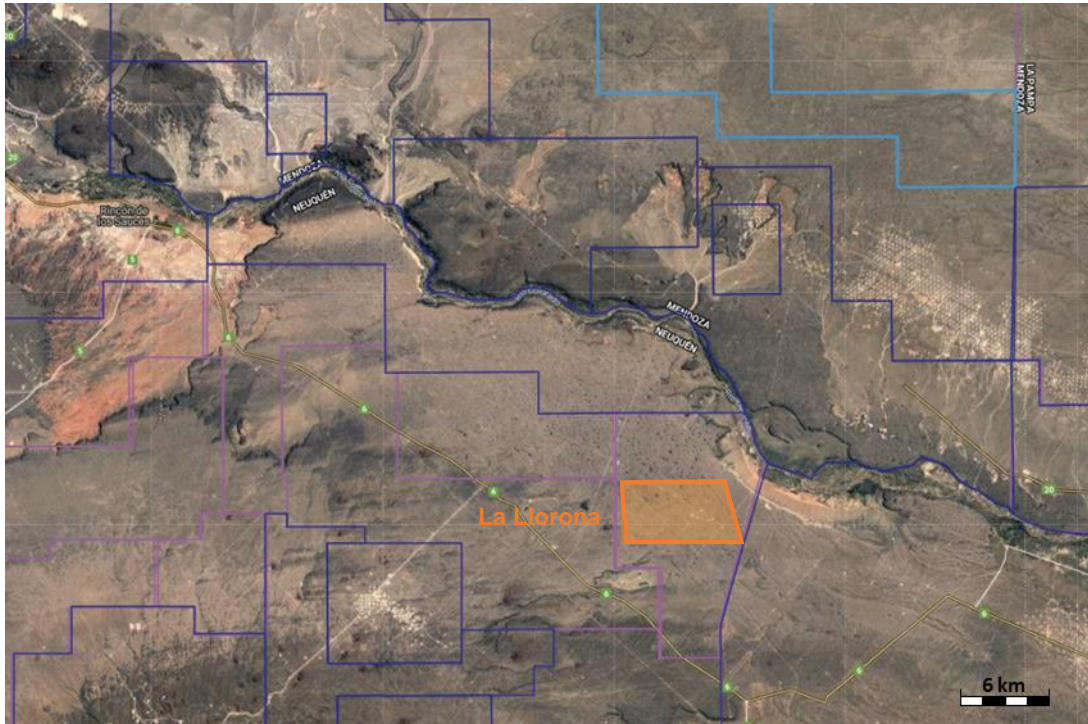


Figura 1 – Imagen Satelital

#### 3.2 Sistema Petrolero Modelo geológico

##### Columna estratigráfica

La secuencia estratigráfica de mayor interés productivo en el Yacimiento La Llorona forma parte del Grupo Mendoza y corresponde a las facies clásticas de la Formación Tordillo de edad Jurásico Superior. En la Figura 2 – Columna estratigráfica (Howel et al. 2005) Figura 2 se muestra la columna estratigráfica generalizada.

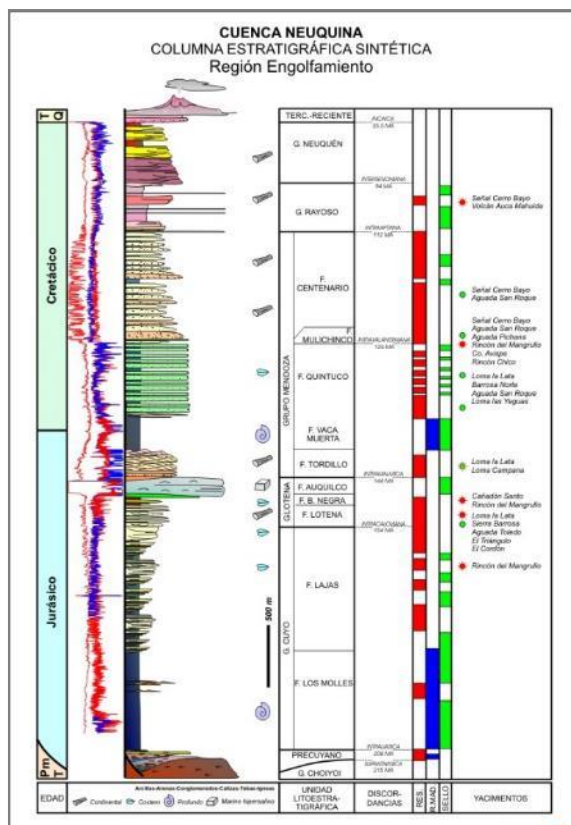


Figura 2 – Columna estratigráfica (Howel et al. 2005)

## Mapa estructural y Perfiles

La unidad reservorio tiene un espesor promedio de 12 m y se destaca por la presencia de areniscas de grano grueso hasta conglomerados finos de buena porosidad que presentan rastros e impregnaciones de hidrocarburos. La trampa es de carácter estructural y está conformada por un anticlinal que esboza una muy suave elongación en sentido SO-NE y no presenta fallas.





Figura 3 – Mapa estructural al tope de la capa

Inicialmente se perforó el pozo P-1 en la parte alta de la estructura, y comprobada la mineralización en la capa de interés se continuó con la delineación del campo perforando siete pozos adicionales registrando en todos ellos un set de perfiles estándar (Gamma Ray, Potencial Espontáneo, Densidad-Neutrón y Resistividad) sumado a la toma de presiones mediante un ensayador de formación (registro RFT). A partir de la interpretación de estos, se pudo establecer el contacto agua petróleo (CAP), el cual se sitúa en -2094mTVDSS (línea punteada azul en la Figura 3) verificado también con la perforación del pozo P5 que encuentra agua por debajo de esta cota.

Mediante la correlación e interpretación de los perfiles se determinaron los espesores totales de capa, el espesor de arena, la saturación de agua y la porosidad, para calcular así el espesor útil en cada pozo. En la Tabla 1 se resumen los valores calculados por pozo y los promedios de porosidad y saturación de la capa, a utilizar en los cálculos volumétricos.

Cabe mencionar que la porosidad promedio se calculó considerando una ponderación en función del espesor útil  $[\phi_{prom} = \Sigma(H_{ui} \times \phi_i) / \Sigma(H_{ui})]$  y para la saturación se ponderó por el producto de  $H_u$  por porosidad  $[S_{wprom} = \Sigma(S_{wi} \times H_{ui} \times \phi_i) / \Sigma(H_{ui} \times \phi_i)]$ .



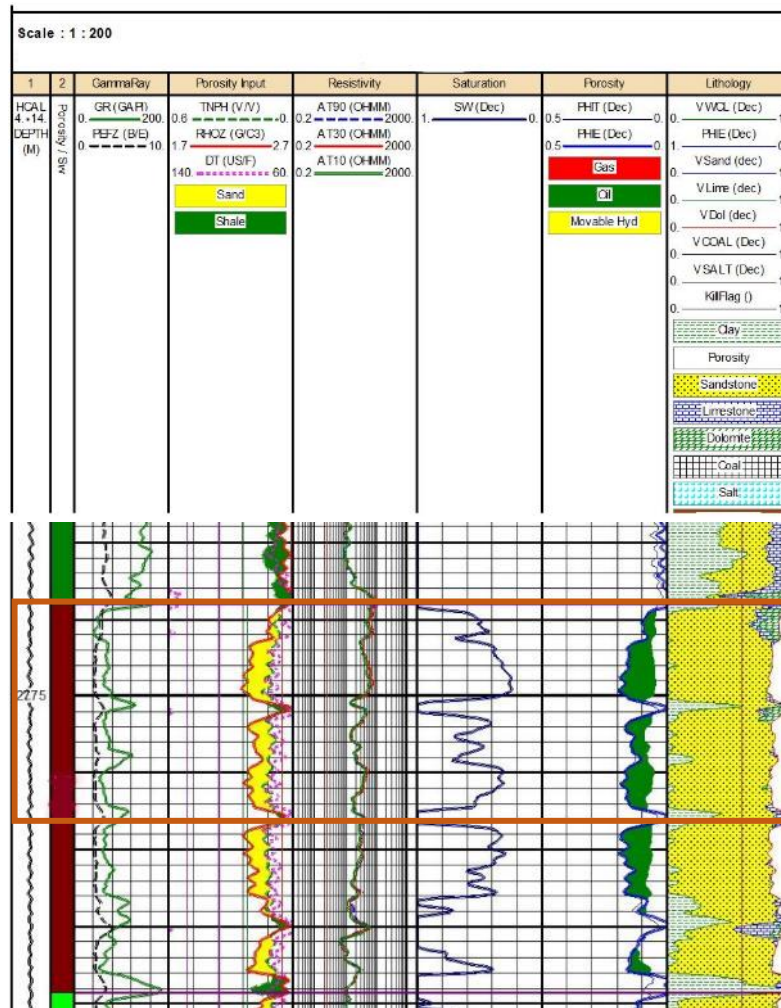


Figura 4 – Set de perfiles

Pozo	Tope (mbnm)	Base (mbnm)	Htotal (m)	N/G (fr)	Hú (m)	Porosidad (fr)	Sw (fr)
P1	-2070.0	-2082.0	12.0	0.510	6.1	0.174	0.286
P2	-2087.5	-2094.0	6.5	0.400	2.6	0.146	0.440
P3	-2086.1	-2094.0	7.9	0.550	4.3	0.162	0.341
P4	-2088.9	-2094.0	5.1	0.380	1.9	0.155	0.407
P6	-2075.5	-2088.5	13.0	0.570	7.4	0.228	0.308
P7	-2077.2	-2090.5	13.3	0.525	7.0	0.201	0.319
P8	-2082.3	-2094.0	11.7	0.450	5.2	0.230	0.321
Promedio >			9.9	0.484	5.0	0.195	0.324

Tabla 1- Propiedades petrofísicas

Además de los registros eléctricos, se cuenta con testigos rotados tomados en el pozo P1 que permitieron realizar mediciones de permeabilidad relativa al gas y al petróleo, estos serán de utilidad para realizar los pronósticos mediante balance de materia en la instancia en que la presión del yacimiento caiga por debajo de la presión de burbuja y se tenga flujo bifásico. La Figura 5 muestra las curvas de permeabilidad relativa promedio que se consideran representativas de la capa de interés, pudiendo establecer que para la mínima saturación de petróleo ( $S_{org} = 0.25$ ) la máxima permeabilidad relativa al gas es de 0.7 ( $k_{rgmax}$ ).

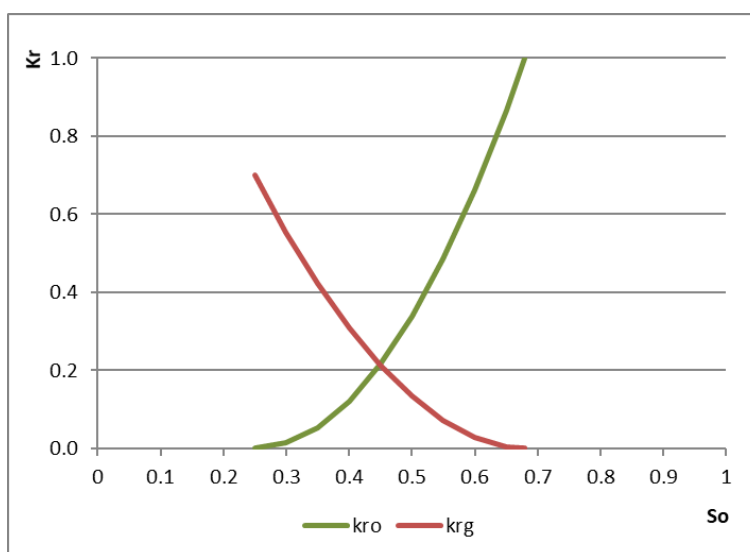


Figura 5 – Permeabilidad relativa.

### 3.3 Fluidos

Durante el ensayo del pozo P1 se realizó un muestreo de petróleo en condiciones de fondo que permitió caracterizar el fluido de reservorio a través de un ensayo PVT. En la Tabla 2 se resumen las principales características del mismo.

Del análisis preliminar de estos datos se desprende que estamos en presencia de un petróleo en condiciones de elevada subsaturación, ya que se determinó una presión de burbuja de  $60 \text{ kg/cm}^2$  siendo la presión inicial del reservorio (determinada a partir de mediciones de RFT) de  $220.6 \text{ kg/cm}^2$ .

En cuanto a las características del gas asociado, el mismo no posee cantidades significativas de impurezas, encontrándose dentro de los límites establecidos para su comercialización.

**PVT (Datos básicos)**

<b>Profundidad media del reservorio:</b>	2286,05	mbbp
<b>Presión inicial del reservorio:</b>	220,6	Kg/cm <sup>2</sup> @ a prof. media.
<b>Temperatura reservorio:</b>	91.3	°C @ prof. media.
<b>Densidad del gas (aire=1):</b>	0,65	@ 15.5 °C y 1 atm.
<b>Salinidad del agua:</b>	25000	ppm
<b>Presión de burbuja:</b>	60	Kg/cm <sup>2</sup>
<b>Densidad del petróleo:</b>	0,85	(35 ° API)
<b>Impurezas del gas (frac. molar):</b>	N2= 0.02 ; CO2= 0.01; SH2= 0	

Tabla 2 – Datos PVT

Si se analiza la evolución del factor volumétrico del petróleo ( $B_o$ ), que relaciona el volumen que ocupa el petróleo en condiciones estándar frente al volumen en condiciones de fondo, se observa que aumenta levemente desde durante el periodo monofásico, comprendido desde la presión inicial hasta la presión de burbuja ( $P_b$ ), y luego cae drásticamente una vez que la presión cae por debajo de la  $P_b$  y comienza a haber presencia de gas.

La relación gas -petróleo en solución ( $R_s$ ) se mantiene constante desde la  $P_i$  hasta  $P_b$ , para luego disminuir hasta llegar a cero.

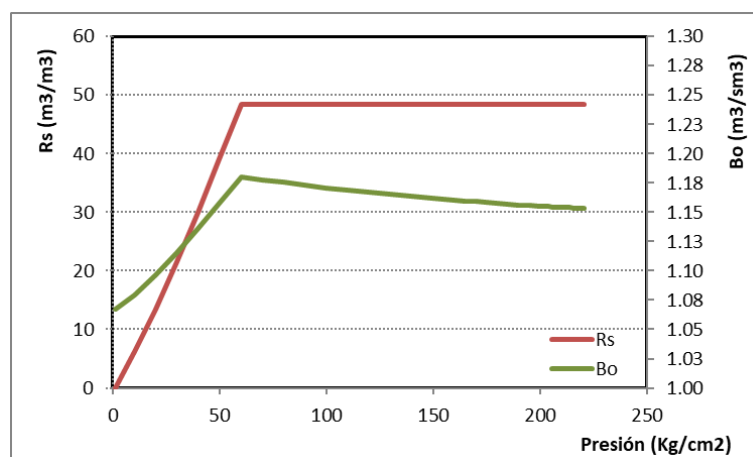


Figura 6 – Relación de volumen  $B_o$  y gas disuelto  $R_s$ .

En el ensayo PVT se determinan también el factor volumétrico del gas ( $B_g$ ) y el factor de compresibilidad  $Z$ , ambos para presiones menores a la  $P_b$  ya que es a partir de este punto que se tiene producción de gas. Ambos aumentan al disminuir la presión, mientras el factor  $Z$  se aproxima a 1 a bajas presiones (comportamiento comparable a los gases ideales), el  $B_g$  se incrementa fuertemente.

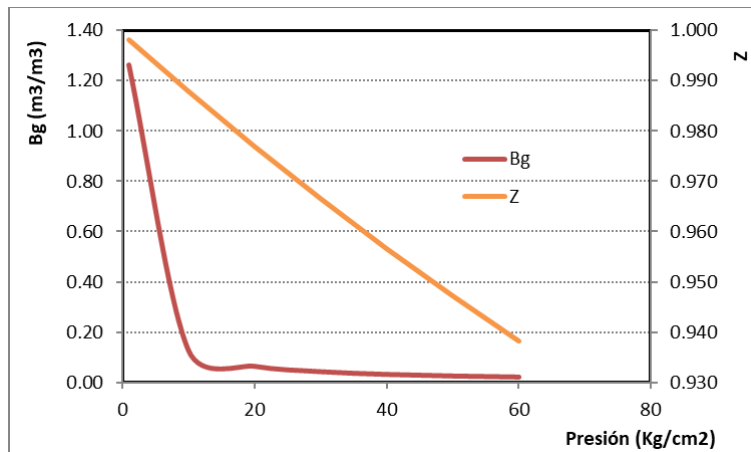


Figura 7 –  $B_g$  y  $Z$  vs Presión.

La viscosidad del petróleo disminuye hasta el punto de burbuja y luego se incrementa a medida que continúa disminuyendo la presión, ya que se libera gas y el petróleo se enriquece de componentes pesados. La mínima viscosidad del petróleo a la presión del  $P_b$  es de 1.2 cp. La viscosidad del gas decrece monótonamente a medida que disminuye la presión y se calcula para presiones por debajo de  $P_b$ . En la Figura 8 se muestra la evolución de ambos parámetros frente a la presión.

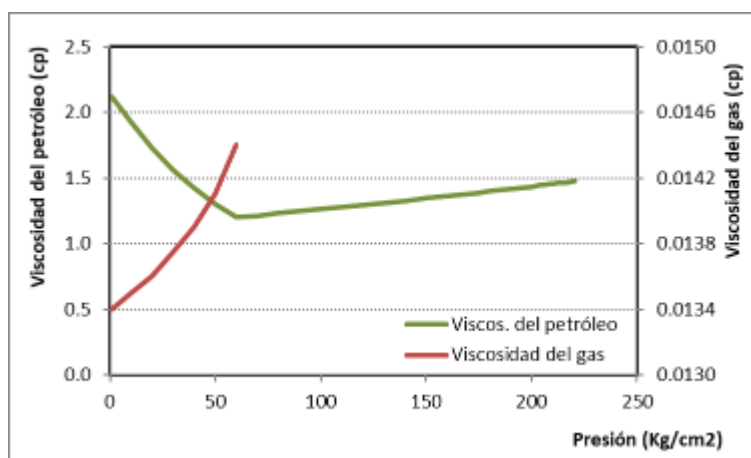


Figura 8 – Viscosidad del Gas y Petróleo vs Presión.

### 3.4 Cálculos volumétricos

A partir de los topes de capa determinados en cada pozo y tomando en cuenta que se trata de un anticlinal que no presenta grandes deformaciones, se realizó un corte esquemático del espesor de la capa vs distancia al eje del anticlinal. En el eje de las ordenadas del corte se expresa la altura referida desde y hacia el contacto agua petróleo (CAP).

A partir de este corte se estimó el volumen de roca ( $V_r$ ) utilizando el método de los trapecios, en el cual se considera el anticlinal como un domo (como se observa en la ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.) y se divide el mismo en anillos concéntricos para luego calcular y sumar el volumen de cada uno. El cálculo del Petróleo original en sitio (POIS) se realizó de forma volumétrica, en función de los valores iniciales promedio de saturación de agua ( $S_{wi}$ ), porosidad ( $\phi$ ) y factor volumétrico del petróleo ( $B_o$ ) que se determinaron con anterioridad y se resumen en la Tabla 3.

$$POIS = \frac{V_r * NTG * \phi * (1 - S_{wi})}{B_o}$$

VR desde CAP (MMm <sup>3</sup> )	NTG (fr)	Ø (fr)	S <sub>wi</sub> (fr)	B <sub>oi</sub> (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	POIS (MMm <sup>3</sup> )
255.11	0.484	0.195	0.324	1.1532	<b>14.094</b>

Tabla 3 – Volumen de roca y propiedades promedio

Corte estructural esquemático

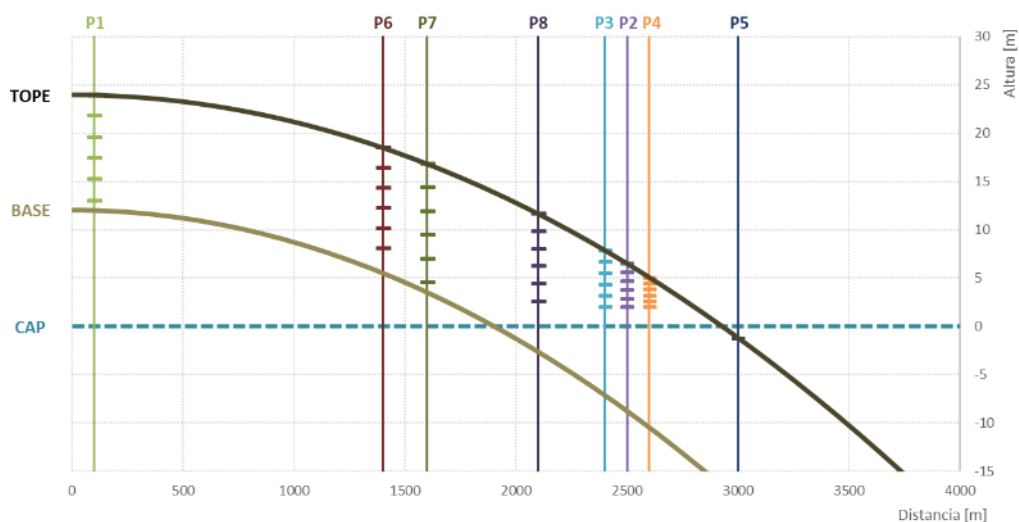


Figura 9 – Corte esquemático con ubicación de pozos perforados.

### 3.5 Balance de materia

Para conocer el comportamiento del yacimiento se realizó un balance de materia a fin de conocer cómo evoluciona la presión frente al petróleo producido.

A partir del ensayo de producción realizado en los pozos ya perforados, se pudo establecer que existe un empuje de agua producto de un acuífero débil. Esta hipótesis se corrobora aplicando el método de Havlena y Odeh donde se grafica la relación entre la producción de fluidos en condiciones de fondo (F) y la expansión del petróleo (Eo) frente a la acumulada de petróleo (Np).

$$F = (Np * Bo + Wp) \quad Eo = Boi * Ce * (Pi - P)$$

Si bien en el periodo ensayado no se produjo agua (Wp=0), el apartamiento de la recta en la gráfica de F/Eo vs Np, y la forma de la curva indican la presencia de un acuífero débil.

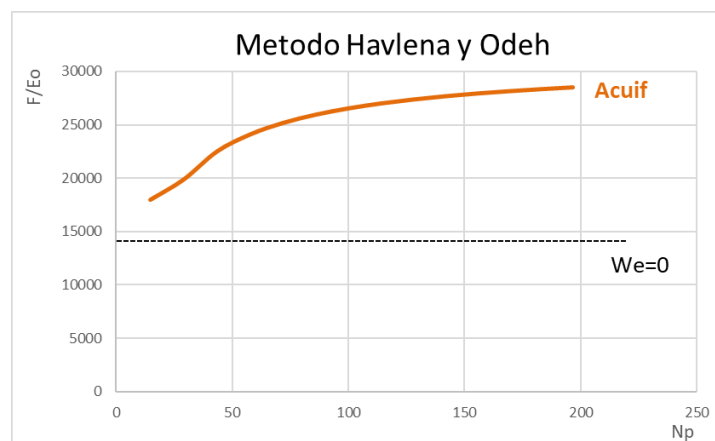


Figura 10 – Gráfica de Havlena y Odeh para caracterizar empuje.

Si se considera el balance de materia para petróleos saturados (sin presencia de casquete gasífero) es posible expresar el POIS de la siguiente forma:

$$POIS = \frac{Np \cdot [Bt + (Rp - Rsi) \cdot Bg] - (We - Wp)}{(Bt - Bti) + Bti \cdot Ce \cdot (Pi - P)}$$

En condiciones de subsaturación, es decir por encima de la presión de burbuja, la ecuación anterior se simplifica ya que Bt=Bo, Bti=Boi y Rp=Rsi resultando en:

$$POIS = \frac{Np \cdot Bo - (We - Wp)}{(Bo - Boi) + Boi \cdot Ce \cdot (Pi - P)}$$

Despejando de esta ecuación el término asociado al ingreso de agua (We-Wp), se establece una correlación entre la entrada de agua y el delta de presión, el cual puede extrapolarse y utilizarse en la resolución del balance de materia.

$$\frac{(We - Wp)}{POIS} = \left( \frac{Np}{POIS} \right) \cdot Bo - (Bo - Boi) - Boi \cdot Ce \cdot (Pi - P)$$

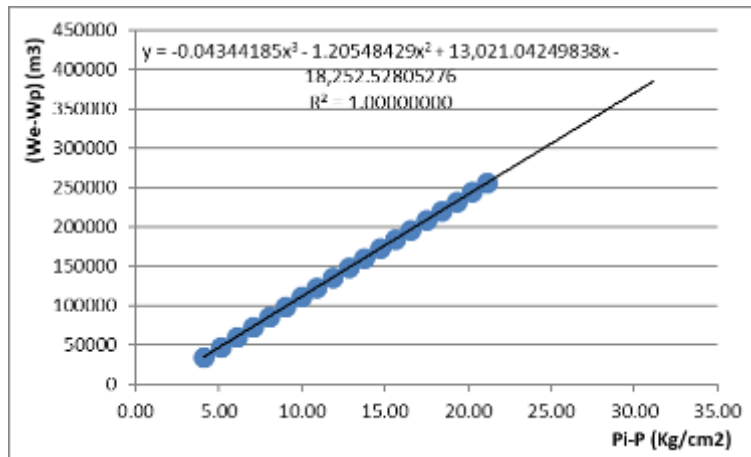


Figura 11 – Ley de entrada de agua estimada.

Habiendo determinado cual es la influencia de la entrada de agua se puede ahora resolver el balance de materia y determinar la evolución de la presión y del GOR frente a la acumulada de petróleo.

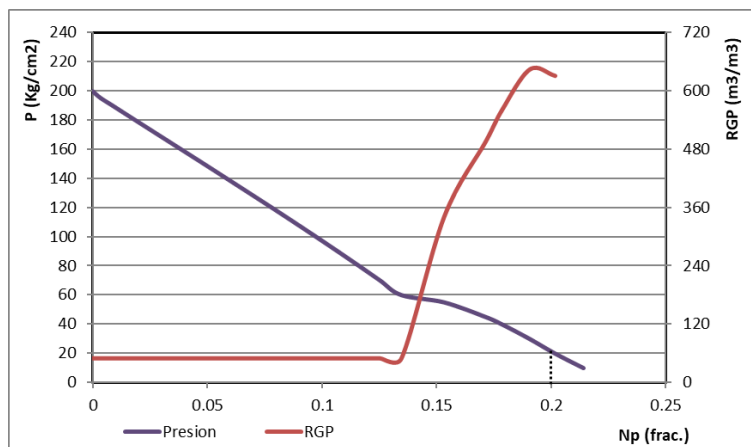


Figura 12 - Presión y RGP vs Np fraccional



Tomando en cuenta que se estableció una presión de abandono de 20 kg/cm<sup>2</sup>, el balance indica que podría alcanzarse un factor de recobro del 20%.

En virtud que se cuenta con empuje de agua es importante determinar cuál va a ser ascenso del contacto a medida que depleta el yacimiento. Esto se calcula en función del volumen de roca invadido por el agua como:

$$Vr_{inv} = \frac{(We - Wp) + Wecum}{\phi \cdot (1 - Swi - Sor)}$$

Donde Wecum es el agua que ingresó durante el periodo de ensayo de los pozos.

Luego, en función de la estructura descrita en la Figura 8 se puede determinar la altura desde el contacto en función del volumen de roca. A partir de estos cálculos se comprueba que el contacto no subirá más allá de los 4m, factor a considerar cuando se planteen los escenarios de desarrollo para determinar que pozos podrían aportar producción de agua.

### 3.5 Producción y pronósticos

Para poder asignar una temporalidad al pronóstico de producción realizado mediante el balance de materia, es necesario relacionar el caudal producido con el delta de presión. Esto se logra mediante la utilización de las curvas IPR (inflow performance relationship) a las cuales se les dará un tratamiento diferencial por encima o por debajo de la presión de burbuja. Para el periodo monofásico se utiliza la ecuación de Darcy

$$Q = \frac{C}{Bo \cdot \mu_o} \cdot (Pws - Pwf)$$

Pws: Presión estática - Pwf: presión de fluencia.

Donde la constante C involucra términos que se asumen no varían frente al cambio de presión durante el periodo monofásico y se determina a partir de los ensayos realizados en los pozos.

Para el periodo bifásico se utiliza una adaptación a la ecuación de Vogel, la cual surge de un método empírico, que establece una relación cuadrática entre presión y caudal. A partir de los ensayos de pozos, se puede ajustar los parámetros a y b de la curva, siendo originalmente a=0,8 para el término cuadrático y b=0,2 para el término lineal.

$$Q = Q_{max} \cdot \left[ 1 - a \cdot \left( \frac{Pwf}{Pe} \right)^2 - b \cdot \left( \frac{Pwf}{Pe} \right) \right]$$

Dado que la aplicaremos para presiones inferiores a la  $P_b$ , en nuestro caso  $P_e = P_b$ .

Se cuentan con ensayos de presión y caudal de tres pozos, lo cual permitió ajustar una curva IPR para cada uno de ellos. A continuación, se muestra la curva del pozo P1

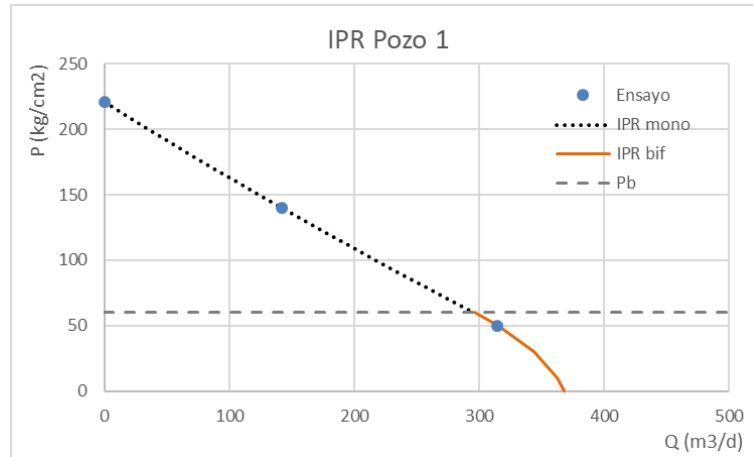


Figura 13 – IPR pozo P1

Con las tres curvas calculadas se definió una IPR promedio inicial la cual será utilizada en los pronósticos:

<b>Presión estática inicial:</b>	220.60	Kg/cm <sup>2</sup>
<b>Qmax monof. (a Pb):</b>	273.10	(m <sup>3</sup> /d)
<b>Constante C:</b>	2.63	cp.m <sup>3</sup> /d /Kg/cm <sup>2</sup>
<b>Pendiente m P=Pb:</b>	1.86	m <sup>3</sup> /d /Kg/cm <sup>2</sup>

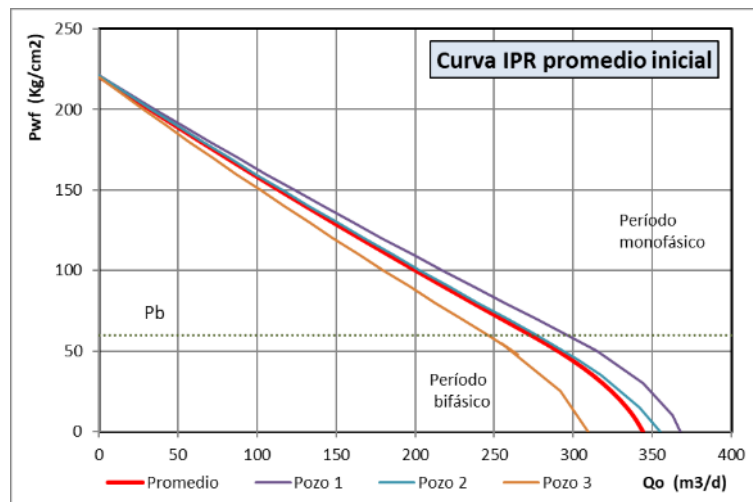


Figura 14 – IPR promedio

Otra de las consideraciones antes mencionadas tiene que ver con la producción de agua, para lo cual se tomarán en cuenta aquellos pozos que de acuerdo con su posición en la estructura tengan punzados a una distancia del contacto menor a 4m, que corresponde al mayor ascenso esperado del contacto agua petróleo.

A medida que se deplete el yacimiento, en cada escenario se tomarán en cuenta aquellos pozos que fueron alcanzados por el contacto de agua y se estimará una producción en los mismos según la proporción de los punzados invadidos por el contacto.

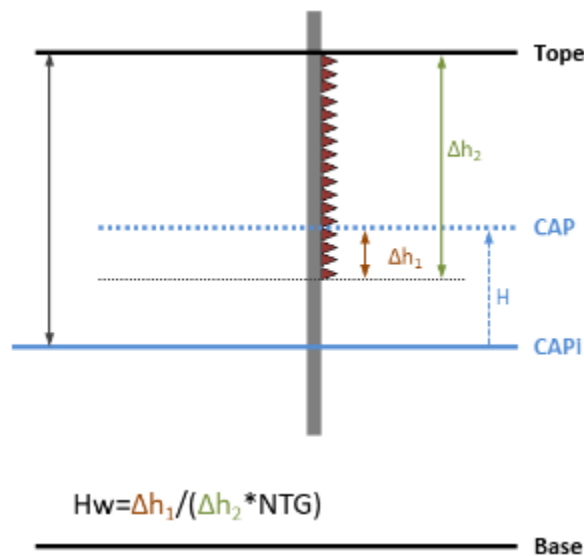


Figura 15 – Esquema ascenso contacto de agua.

Para llevar adelante el desarrollo del campo, se proponen 4 escenarios de desarrollo (escenarios II a V) con distinto grado de aceleración, además del escenario base (escenario I) el cual implica únicamente la puesta en producción de los siete pozos productivos perforados hasta el momento. En todos los casos se toma como premisa destinar el primer año para la construcción de las instalaciones de superficie necesarias para el tratamiento y la evacuación de la producción dando inicio a la producción del campo y perforación de pozos nuevos a partir del año 2.

Año	Escenario I Base 7 Pozos		Escenario II 10 Pozos		Escenario III 20 Pozos		Escenario IV 30 Pozos		Escenario V 40 Pozos	
	Perforados	Productivos	Perforados	Productivos	Perforados	Productivos	Perforados	Productivos	Perforados	Productivos
0	8	7	8	7	8	7	8	7	8	7
1										
2			2	2	11	10	18	16	11	9
3					1	1	4	4	21	20
<b>Total</b>	<b>8</b>	<b>7</b>	<b>10</b>	<b>9</b>	<b>20</b>	<b>18</b>	<b>30</b>	<b>27</b>	<b>40</b>	<b>36</b>

Tabla 4 – Número de pozos por escenario de desarrollo.

En cada escenario se contempla la posibilidad que se perforen pozos improductivos, los cuales no serán tomados en cuenta para la producción, pero si se considera la inversión necesaria para su perforación.

A partir de aplicar el balance de materia y de considerar un régimen de explotación donde se toma inicialmente una presión dinámica del 90% de la presión estática y se va aumentando progresivamente hasta llegar a un 70%, se determinaron los perfiles de producción de cada escenario.

Se puede observar que para el caso más acelerado se llega a la presión de abandono antes de que finalice la concesión en 15 años. Para los escenarios de 20 y 30 pozos, si bien no se alcanza la presión de abandono, el remanente de producción no es significativo. En los casos donde solo se perforan dos pozos o se mantienen en producción únicamente los ya perforados, se requieren 45 años o más para alcanzar el recobro final.

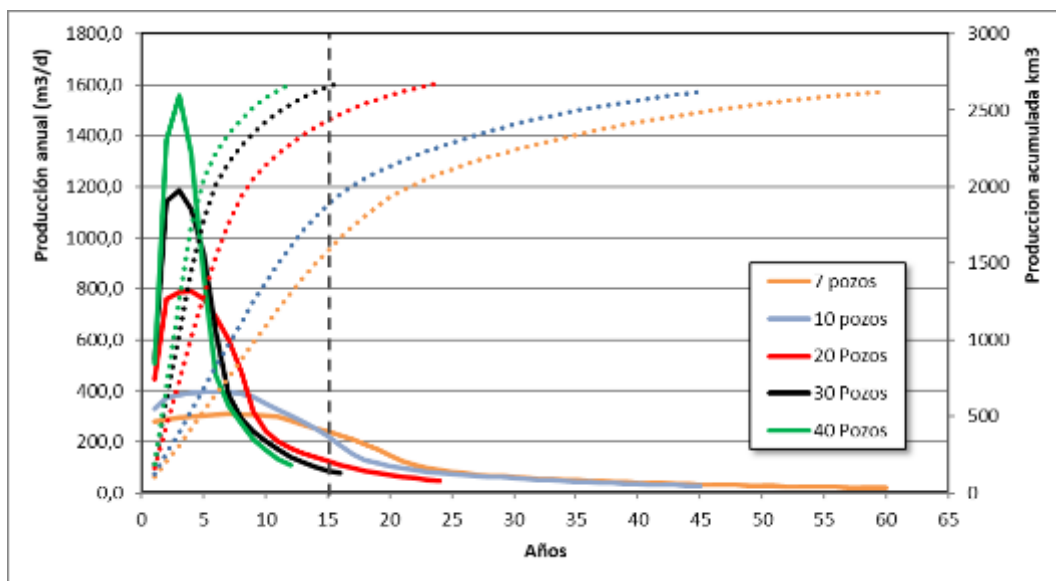


Figura 16 – Perfiles de producción y acumulada para los escenarios de desarrollo.

En la Figura 17 se muestra la producción de agua calculada para cada escenario. Para esto se asumió que existe un número de pozos en cada escenario que, de acuerdo con su posición estructural, son susceptibles de ser alcanzados por el contacto y por ende producir agua. Se observa que el volumen es similar en todos los casos ya que el número de pozos que son alcanzados por el avance del contacto de agua no varía significativamente, pasando de 3 en el caso base a 8 en el caso acelerado de 40 pozos. Se puede observar también como el agua irrumpe más rápido a medida que se acelera la producción.

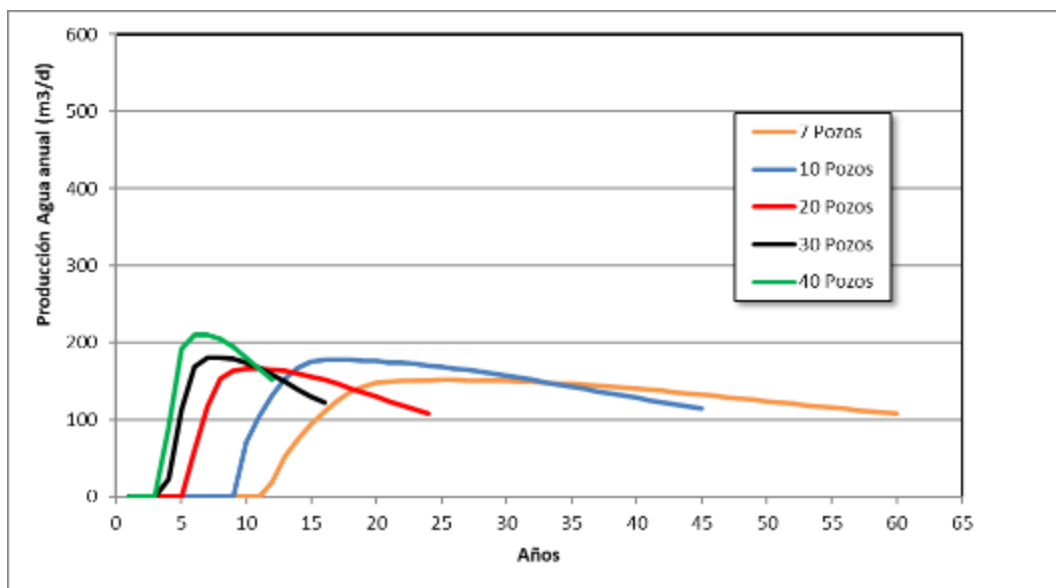


Figura 17 – Perfil de producción de agua.

Se prevé la readecuación de dos pozos estériles a inyectores sumideros (exceptuando los casos con 7 y 10 pozos, donde hay un solo pozo estéril). Los volúmenes simulados de agua a inyectar no superarían los 210 m<sup>3</sup>/d en ninguno de los escenarios, por lo que con un solo pozo podría alcanzarse el caudal de inyección operativo necesario para la disposición, sin embargo, se prevé un pozo de back up ante inconvenientes en el primer inyector y de esta forma minimizar consecuencias operativas que podrían surgir como resultado.

Dichas conversiones fueron consideradas en el CAPEX y el año de ejecución dependerá de cada escenario particular y necesidad de disposición del agua producida, siendo más temprana para los escenarios de mayor aceleración.

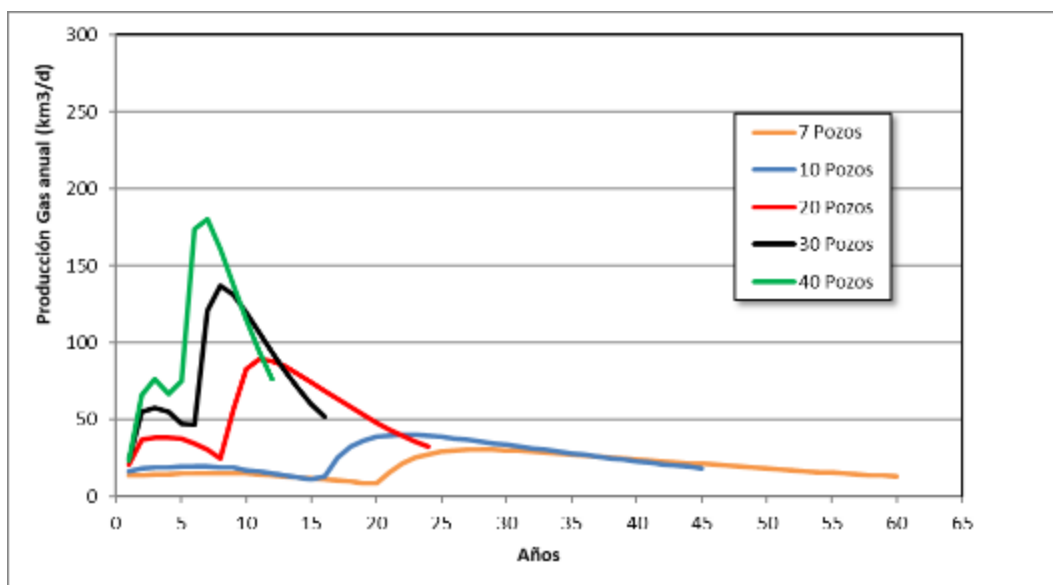


Figura 18 – Perfil de producción de gas.

En la Figura 18 se muestra la producción de gas calculada para cada escenario. Se observa como el caudal de gas incrementa abruptamente una vez alcanzada la Presión de burbuja del reservorio. Parte del gas se destina para la generación eléctrica del campo estimada en 10 km<sup>3</sup>/d de gas por cada 1 MW/h generado, siendo este el consumo requerido por cada diez pozos activos.

Se analizó el comportamiento de las curvas de levantamiento del sistema (VLP) frente a las curvas IPR promedio a medida que cae la presión estática de reservorio y se observa que es necesaria la utilización de un sistema de extracción desde etapas tempranas del desarrollo ya que, aun operando con bajas contrapresiones en boca de pozo, el pozo dejaría de surgir cuando la presión de reservorio caiga por debajo de los 185 kg/cm<sup>2</sup>.

En la Figura 19 se pueden observar las simulaciones realizadas en el software PROSPER de la curva IPR promedio al inicio de la perforación, donde la presión estática del reservorio era de 220,6 Kg/cm<sup>2</sup>, la curva IPR actual con presión estática de reservorio de 199 kg/cm<sup>2</sup> y una IPR futura con presión estática de reservorio de 185 Kg/cm<sup>2</sup>. A su vez están graficadas 4 curvas de levantamiento VLP para pozo surgente por tubing 2 7/8" y contrapresiones en superficie de 6,7, 8 y 10 Kg/cm<sup>2</sup>. Se puede observar que a presiones estáticas de reservorio menores a 185 Kg/cm<sup>2</sup> deja de haber intersección de las curvas IPR y VLP lo que indica la necesidad de un sistema de extracción.

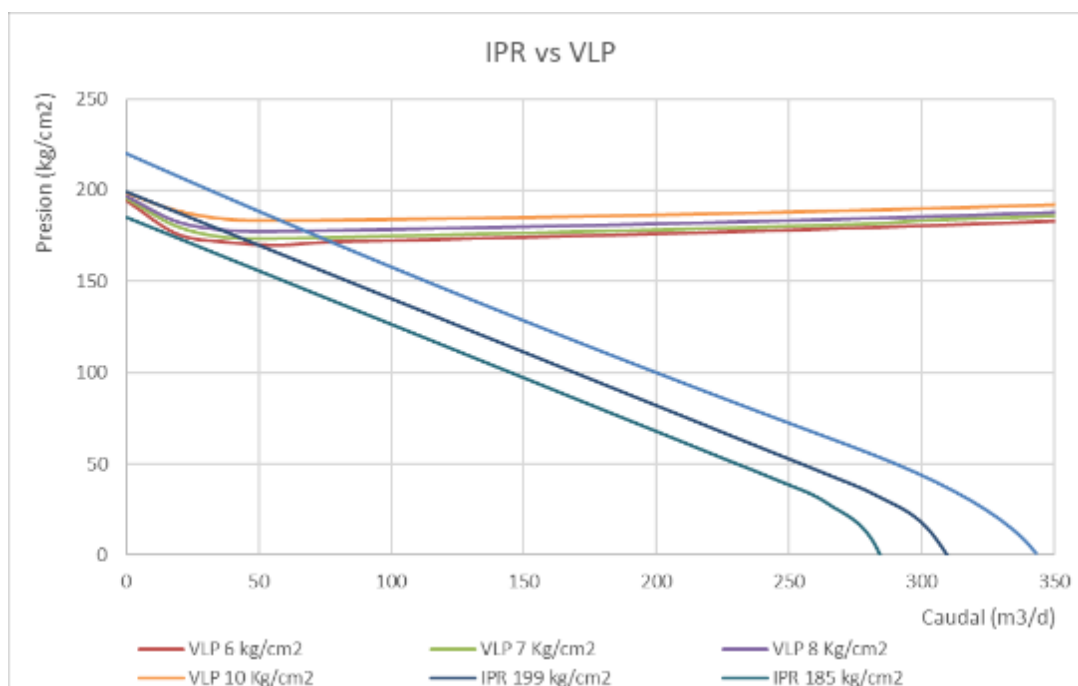


Figura 19 – Curvas IPR vs VLP

#### 4.- CONSTRUCCION DE POZO

El desarrollo se plantea mediante la perforación de pozos verticales con una profundidad final de 2350 m en dos fases. La primera de ellas involucra la perforación de una cañería guía a entubar con casing de 9 5/8" hasta una profundidad de 800 m, y la segunda considera la aislación con casing de 5 1/2" hasta profundidad final. La profundidad de la cañería guía responde al requerimiento ambiental asociado a la protección de napas freáticas y acuíferos superficiales.

Los costos de perforación y terminación de los pozos se estimaron por etapa:

- ✓ Etapa 10: involucra la construcción de la locación y caminos de acceso a la misma, siendo necesarios 80 KUSD.
- ✓ Etapa 20: contempla la perforación del pozo con sus correspondientes cañerías y cementación, costo estimado 1,79 MUSD.
- ✓ Etapa 30: abarca la terminación del pozo, punzados y una fractura hidráulica con 120 sacos, pensado para eliminar posibles daños durante la perforación y terminación; ensayos y costo de tiempo de bajada de instalación final, costo estimado 299 KUSD.



- ✓ Etapa 40: comprende la instalación final de producción del pozo para bombeo mecánico, abastecimiento energético del sistema y línea de conducción hasta el colector de campo, costo estimado 280 Kusd.

### Costo Pozo

Etapa 10	Etapa 20	Etapa 30	Etapa 40	Total
80	1788	299	280	<b>2447</b>

Tabla 5 – Costos pozo discriminado por etapa expresados en Kusd.

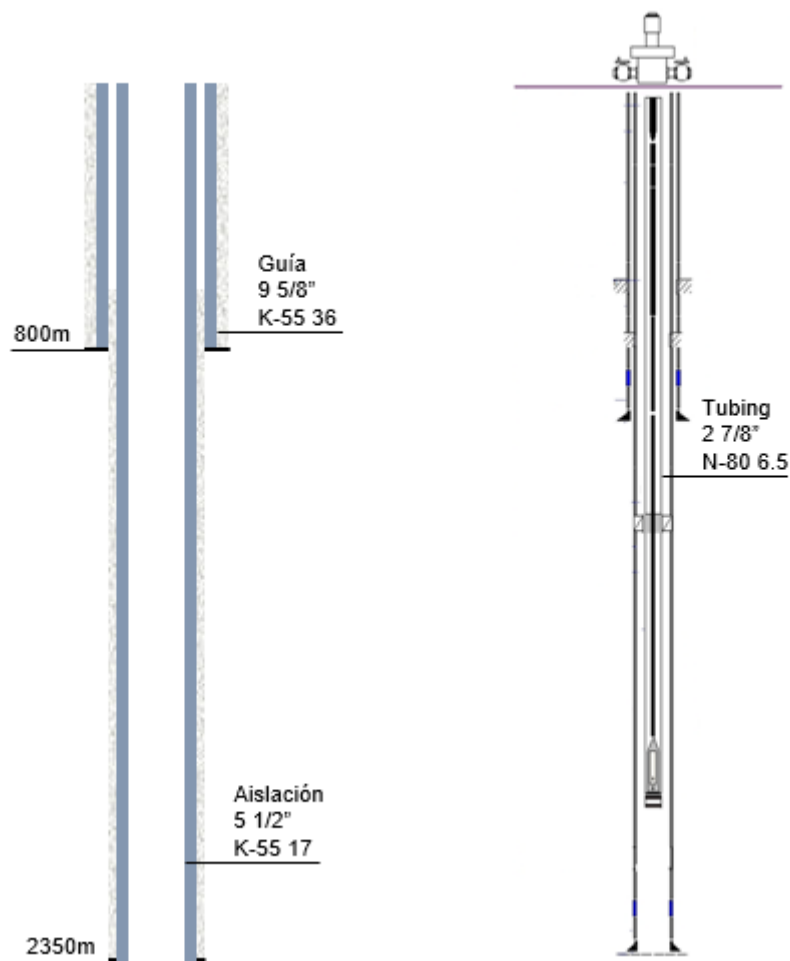


Figura 20 – Esquema de instalación pozo tipo.

Dadas las condiciones de profundidad mayores a 2300 m y elevadas temperaturas por gradiente geotérmico se elige como sistema de levantamiento artificial el bombeo mecánico. Su diseño constará de tubing 2 7/8" N80 6,5 lb/f, anclado por encima de zonas de punzados. Sarta de varillas de bombeo con diseño telescópico 86 de acero de alta resistencia mecánica, y bomba mecánica insertable de 2 pulgadas de diámetro.

Para las condiciones extractivas del pozo resulta necesario un aparato individual de bombeo de tipo Mark II 912 305 168, como puede verse en la simulación realizada por el software Qrod en la Figura 21.

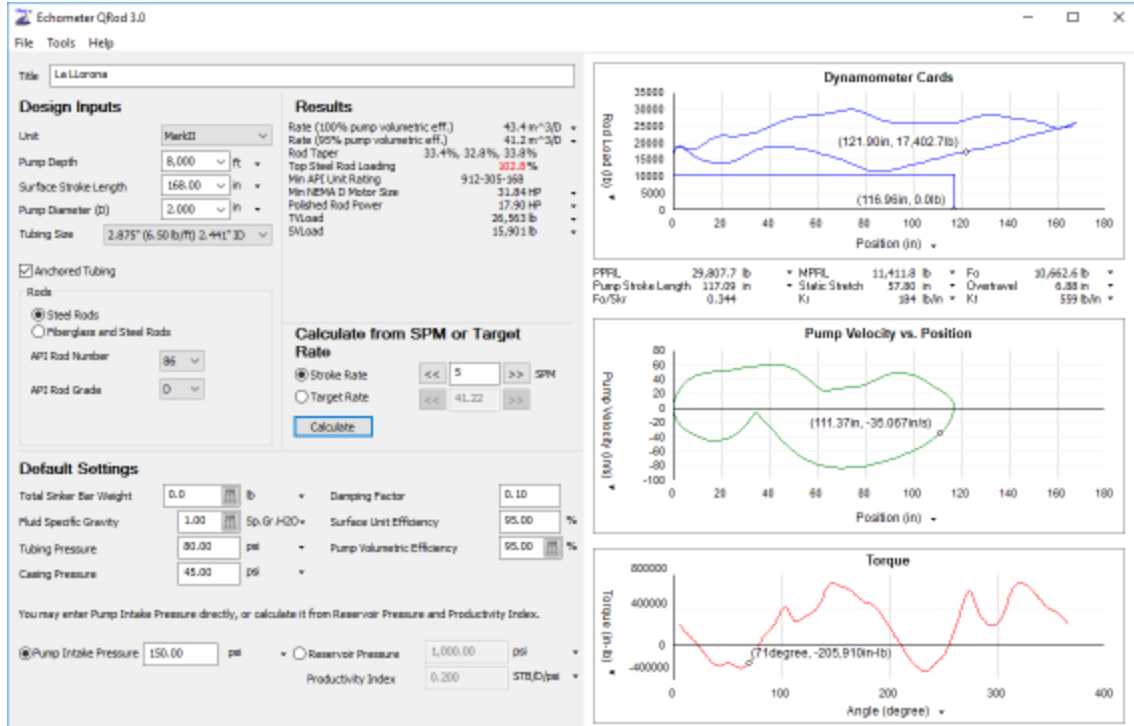


Figura 21 – Simulación bombeo mecánico.

## 5.- INSTALACIONES DE SUPERFICIE

Una vez enganchados los pozos, la producción de estos será transportada por líneas de conducción hacia la única batería del yacimiento (“LaLLo-01”). La misma se encuentra ubicada en el centro del desarrollo, garantizando una distancia promedio a los pozos de 1000 m y dentro del predio de la PTC.

Cada línea de conducción convergerá en el colector de ingreso a la batería, que consta de cuerpos con cinco bocas de vinculación cada uno. Este componente de la instalación no solo permite la colección de los fluidos producidos, sino también la derivación de estos a dos líneas de acero: general y control.

La línea general, de mayor diámetro, transporta el hidrocarburo hacia el separador general, encargado de la separación primaria de las fases gas y líquido, posteriormente los líquidos son derivados al tanque general de 160 m<sup>3</sup> para su bombeo a la planta de tratamiento y el gas en parte a generación y el sobrante comprimido a gasoducto, las cuales se contemplaron dentro de la evaluación económica.

La línea de control realiza un recorrido similar y en paralelo a la línea general, con su correspondiente separador de control y tanque de control de 40 m<sup>3</sup>, pero su función será la de transportar la producción proveniente de un único pozo para realizar el control de producción de este. Esta medición permite cuantificar los valores de producción del yacimiento para diversas estimaciones y estudios de interés y también detectar problemas operativos del sistema de extracción y respuesta del reservorio a la condición extractiva.

Para el escenario de 40 pozos se prevé el doble de instalación de control.

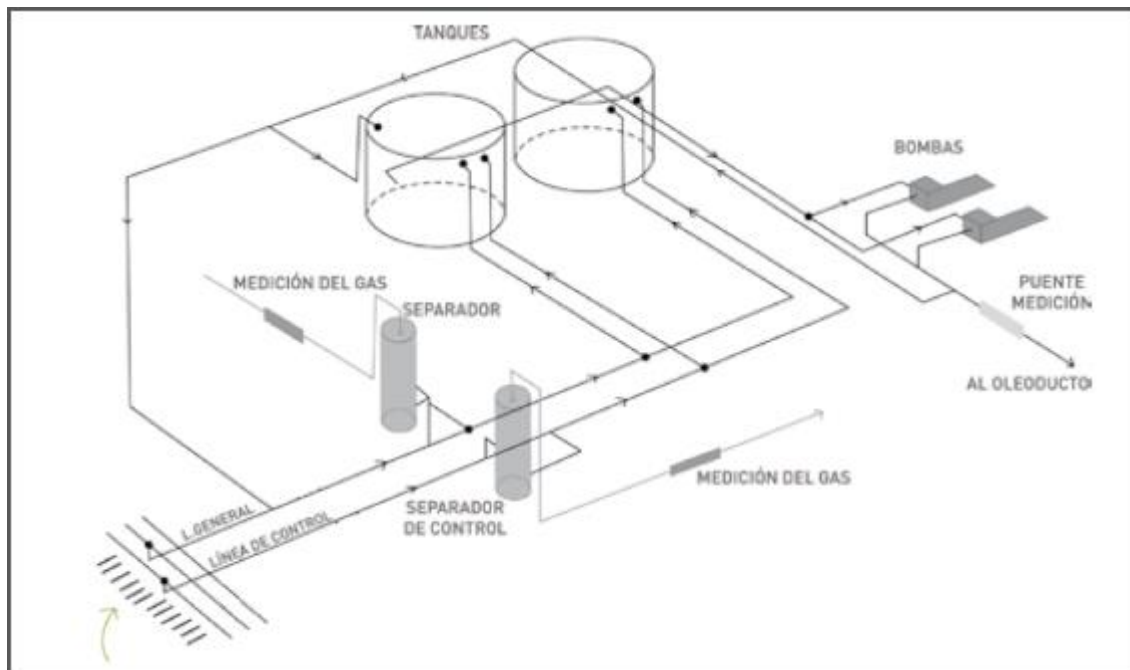


Figura 22- Esquema tipo de batería propuesta.

Tanto los separadores como los tanques cuentan con la instrumentación adecuada para garantizar la seguridad y medición del proceso y operan con un circuito de aire de instrumentos.

Los tanques y separadores se encuentran soportados sobre bases de hormigón y dentro de un recinto de contención impermeabilizado acorde a la resolución SEN 105/92.

A su vez, la batería contará con un sistema de bombeo de bruta a PTC formado por dos bombas centrífugas una de ellas como stand by.

El gas colectado a la salida de los separadores será en parte conducido hacia el sector de generación de energía ubicado dentro del predio de la planta, y la fracción restante

a través de un motocompresor se comprimirá a 30 bar para enviarlo a través de un gasoducto a GASMED S.A según convenio de venta de gas fuera de especificación. El diseño y construcción del gasoducto se realizará según norma NAG100 y por ANSI B31.8.

Así mismo, la batería tendrá un sistema de KOD y antorcha de quema de emergencia. Adicionalmente contará con una pileta de emergencia de 300 m<sup>3</sup> de capacidad, debidamente impermeabilizada según resolución SEN 105/92.

Está previsto que parte del gas sea utilizada para la provisión de generación eléctrica de fuerza motriz e iluminación a través de generadores de 1000 KVA rentados, la cantidad de generadores necesarios dependerá del escenario evaluado, pero se considera uno adicional para stand by.

También la batería contará con alambrado olímpico con portón de entrada y salida de emergencias de acuerdo a lo solicitado por la resolución SEN antes citada.

Aguas abajo de la batería, la producción bruta es recibida en la planta de Tratamiento de Crudo (PTC) inicialmente por el desalador electrostático. En este equipo ingresa una corriente de agua dulce y egresa una de agua salada. El petróleo hidratado desalado continúa hacia el tanque cortador. En este tanque se produce la segregación de fases líquidas, el petróleo (fase superior) rebalsa en especificación hacia el tanque de despacho, de dicho tanque el petróleo es bombeado a oleoducto y posterior venta a Oldelval S.A en el Punto de medición 33 (PM-33) ubicado aproximadamente a 7 km de distancia de la instalación.

El agua separada es conducida al tanque de inyección de agua salada, desde donde es inyectada a 2 pozos sumideros por dos motobombas stork 50/100, una en stand by de la otra.

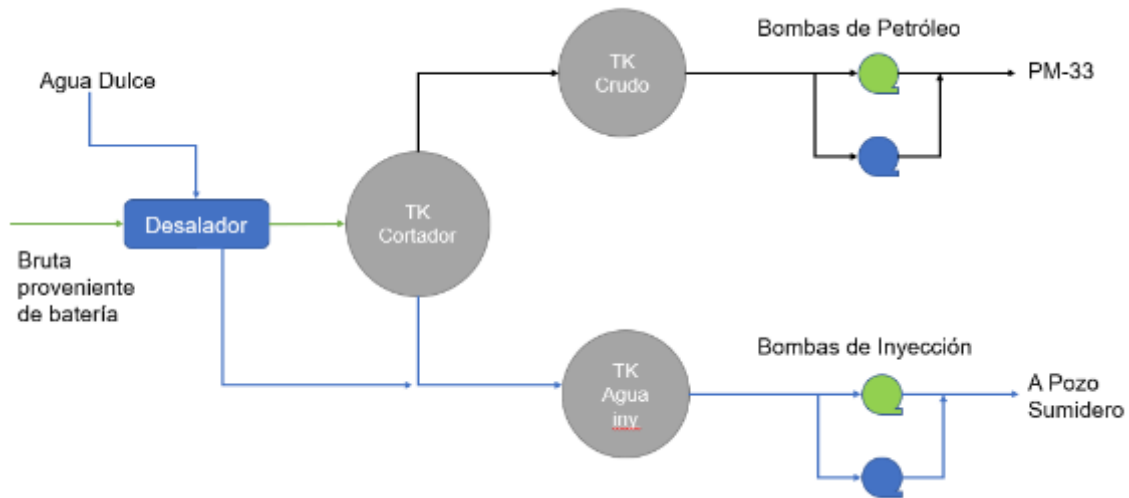


Figura 23- Esquema PTC

Los ductos serán enterrados en zanjas y colocados sobre cama de arena con una tapada mínima de 0.8 m. Desarrollándose su tendido en forma de minimizar el impacto al medio ambiente, a tal fin se desarrollará un análisis medio ambiental que será elevado para su aprobación a las autoridades de aplicación y Secretaria de Energía de la Nación (SEN).

En la tabla 6 se pueden apreciar para cada escenario los equipos principales para la batería y PTC.

INSTALACIÓN	EQUIPO	CASO 10 pozos		CASO 20 pozos	
		CAPACIDAD	CANTIDAD	CAPACIDAD2	CANTIDAD2
BATERÍA	Separador general	500 m3/d	1	800 m3/d	1
	Separador de control	100 m3/d	1	100 m3/d	1
	Tanque general	160 m3	1	160 m3	1
	Tanque de control	40 m3	1	40 m3	1
	Colector de campo	5 bocas	2	5 bocas	4
	Bombas de bruta centrífugas	30 m3/h	2	40 m3/h	2
PTC - PIA	Desalador electrostático	500 m3/d	1	1000 m3/d	1
	Tanque Cortador	320 m3	1	500 m3	1
	Tanque Agua Inyección	80 m3	1	160 m3	1
	Tanque crudo	160 m3	1	320 m3	1
	Bombas de crudo Stork (a pistón)	30 m3/h	2	40 m3/h	2
	Satélite inyección	2 bocas	1	2 bocas	1
	Bombas de agua Stork (a pistón)	10 m3/h	2	10 m3/h	2
GENERACIÓN	Motogeneradores	1000 KVA	2	1000 KVA	3

INSTALACIÓN	EQUIPO	CASO 30 pozos		CASO 40 pozos	
		CAPACIDAD3	CANTIDAD3	CAPACIDAD4	CANTIDAD4
BATERÍA	Separador general	1200 m3/d	1	1600 m3/d	1
	Separador de control	100 m3/d	1	100 m3/d	2
	Tanque general	160 m3	1	160 m3	1
	Tanque de control	40 m3	1	40 m3	2
	Colector de campo	5 bocas	6	5 bocas	8
	Bombas de bruta centrífugas	60 m3/h	2	80 m3/h	2
PTC - PIA	Desalador electrostático	1000 m3/d	1	1500 m3/d	1
	Tanque Cortador	500 m3	1	1000 m3	1
	Tanque Agua Inyección	160 m3	1	160 m3	1
	Tanque crudo	320 m3	1	320 m3	1
	Bombas de crudo Stork (a pistón)	60 m3/h	2	80 m3/h	2
	Satélite inyección	2 bocas	1	2 bocas	1
	Bombas de agua Stork (a pistón)	10 m3/h	2	10 m3/h	2
GENERACIÓN	Motogeneradores	1000 KVA	4	1000 KVA	5

Tabla 6 – Equipos principales Bateria y PTC

DUCTOS	CASO 10 pozos		CASO 20 pozos		CASO 30 pozos		CASO 40 pozos	
	Diámetro (pulg)	Largo (m)	Diámetro (pulg)	Largo (m)	Diámetro (pulg)	Largo (m)	Diámetro (pulg)	Largo (m)
Oleoducto PLANTA- OLDELVAL	4	7000	6	7000	6	7000	8	7000
Acueducto inyección planta- sat	4	1000	4	1000	4	1000	4	1000
Gasoducto	4	10000	4	10000	4	10000	4	10000

Tabla 7 - Ductos

El diseño y construcción del oleoducto se ejecutará según norma ANSI B 31.4. acorde a Resolución SEN 120/17 modificatoria de la Resolución SEN 1460/06.

## 6.- EVALUACIÓN ECONOMICA

Se evaluaron económicamente las diferentes alternativas de desarrollo a fin de decidir cuál es la mejor alternativa. Los indicadores a tomar en cuenta tienen que ver con el rendimiento en términos de VAN (evaluado a una tasa de descuento del 13%), TIR y eficiencia de la inversión (frente a la máxima exposición), así como también los que consideran el endeudamiento como son la máxima exposición y el tiempo de repago. La evaluación del proyecto se realizó hasta el fin de concesión en el año 2034, resultando un periodo de 15 años.

Los ingresos están conformados por la venta del petróleo siendo el precio de referencia el crudo Medanita a un valor de 59 usd/bbl al que se le aplica una quita de 14 usd, que resulta de considerar para el precio interno un tipo de cambio de 45 ARP/USD frente a la cotización actual de 59 ARP/USD, resultando en un precio final de 45 usd/bbl. Este valor se considerará constante durante toda la vida del proyecto. El precio de venta del gas es de 2.5 usd /MBTU, descontando del gas producido el necesario para consumo interno (generación eléctrica).

En cuanto a los costos, se tiene un costo fijo que se mantiene durante toda la vida del proyecto estimado en 0.9 Musd/año mientras que los costos variables asociados a la producción son de 12 usd/bbl e involucran el costo de producción, la separación tratamiento y transporte tiene un costo adicional de 2 usd/bbl, costo de generación eléctrica mediante generadores rentados de 60 usd/(MW/h). El último costo variable está asociado al número de pozos en producción siendo de 0.07 Musd/pozo.

Las inversiones del proyecto involucran la construcción de instalaciones y ductos necesarios para el tratamiento y transporte de la producción de petróleo y gas, la perforación y terminación de pozos (tanto productivos como improductivos) considerándose dentro del costo total del pozo el sistema de extracción y las líneas de conducción.

El costo de abandono de pozos solo es considerado en el escenario de 40 pozos ya que es el único caso donde el proyecto concluye antes del fin de concesión, siendo el mismo de 0.2 Musd/pozo. En los casos restantes existe un volumen remanente de producción por fuera de la concesión, por consiguiente, no se aplica el costo de abandono en la evaluación económica.

Los indicadores mencionados anteriormente se obtuvieron a partir del cálculo del flujo de Caja (archivo adjunto Evaluación Económica.xlsx) considerando un 12% de regalías por sobre las ventas, 3% de ingresos brutos (sobre ventas, descontando regalías) y un



35% de impuesto a las ganancias. La amortización de las inversiones se realizó por unidad de producción (producción del periodo / reservas remanentes).

En las tablas siguientes se resumen los indicadores para cada caso.

Casos Nro. De pozos	CAPEX Musd	VAN @13%	TIR	Max exposición		Efic Inv (frente a ME)	Pay Out Años	FR (a fin de conc)
				Musd	Tiempo			
7	14.1	45.5	67%	14.60	Año: 1	3.12	2.54	10.6%
10	21.8	55.6	66%	14.60	Año: 1	3.81	2.81	12.8%
20	48.5	78.7	64%	30.69	Año: 2	2.57	3.17	17.0%
30	73.3	85.7	64%	42.92	Año: 2	2.00	3.25	18.6%
40	100.2	80.0	59%	45.73	Año: 2	1.75	3.45	19.0%

Tabla 8 – Resumen de indicadores económicos para distintos casos para un desarrollo de 15 años.

Si se considera únicamente el VAN como variable de selección del proyecto la opción más viable corresponde al desarrollo con 30 pozos, sin embargo, si consideramos la eficiencia de la inversión (calculada frente a la máxima exposición) el desarrollo con 10 pozos es el caso más favorable. En este caso el factor de recobro a fin de concesión es de 12.8 % quedando un volumen remanente de 869 km<sup>3</sup>

Pasar al escenario de 20 pozos permite incrementar el recobro al 17% quedando un remanente por fuera de la concesión de 282 km<sup>3</sup> de petróleo, sin embargo, se duplican las inversiones necesarias.

Por este motivo se selecciona el caso de 10 pozos que permite afrontar las inversiones del sector hidrocarburífero sin comprometer el capital necesario para el desarrollo de los otros negocios de la compañía.

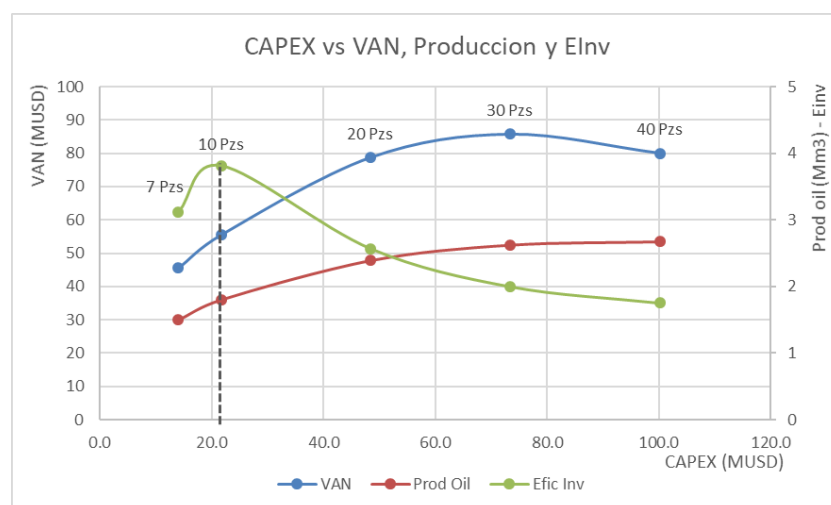


Figura 24 – Variación de VAN, Producción de petróleo a fin de concesión y eficiencia de la inversión frente al CAPEX.

En el caso de que se requiera maximizar el factor de recobro dentro del periodo que comprende la concesión, el caso de 20 pozos sería la opción más viable dentro de las evaluadas, ya que en los casos de 30 y 40 pozos se incrementa significativamente el CAPEX necesario (50% y 100% respectivamente frente al escenario de 20 pozos) y disminuye la eficiencia de la inversión frente al incremental de producción obtenido.

Se realizó un análisis de sensibilidad para el escenario seleccionado de 10 pozos siendo, dentro de las variables seleccionadas, el precio del petróleo el de mayor impacto, seguido por el OPEX. De todas formas, se observa que el proyecto es saludable, soportando cambios en estas variables superiores al 40% sin perder rentabilidad.

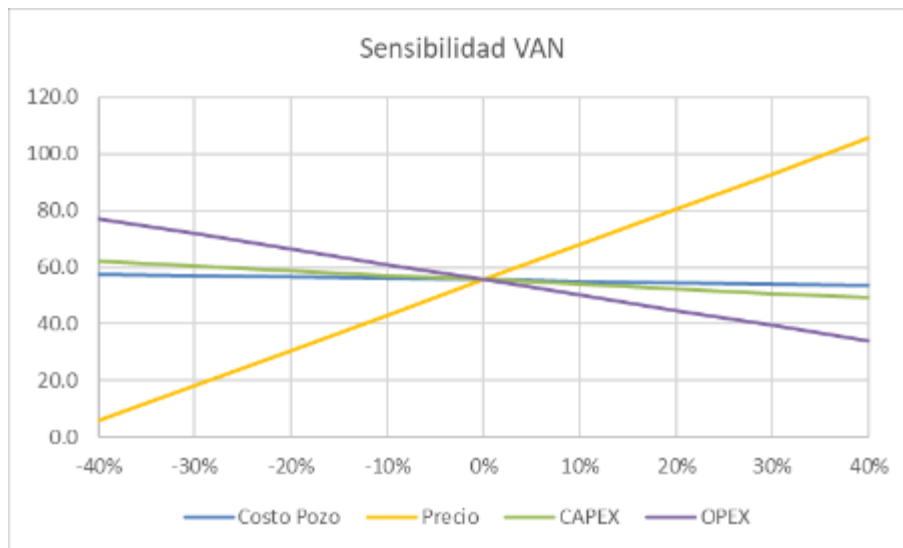


Figura 25 – Sensibilidad VAN

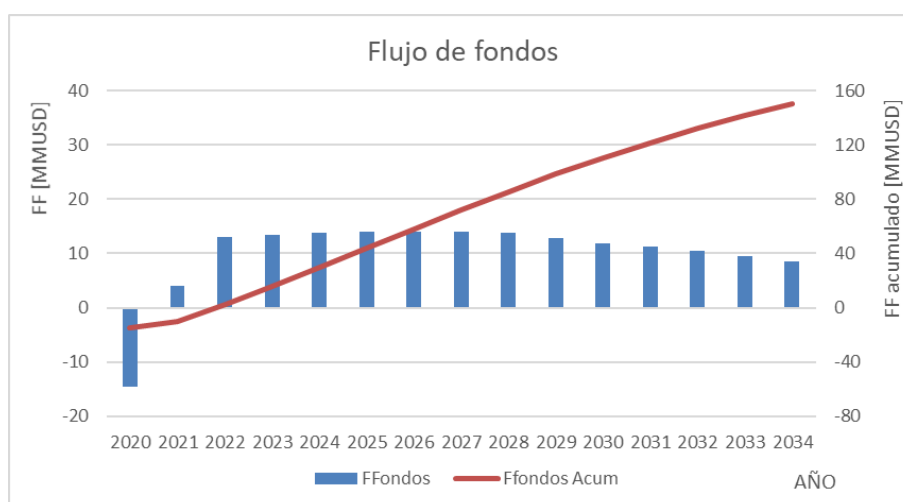


Figura 26 – Flujo de fondos

## 7.- CONCLUSIONES

- El yacimiento La Llorona es un campo de petróleo subsaturado con buenas propiedades petrofísicas que presenta empuje de agua siendo posible alcanzar un factor de recobro a la presión de abandono del 19% por recuperación primaria. En este ejercicio se evaluaron 5 escenarios de desarrollo con distinta agresividad en la perforación de pozos, buscando maximizar la eficiencia de la inversión.
- Se considera cómo más atractivo, desde el punto de vista de los indicadores económicos, el caso que involucra la perforación de 10 pozos para el cual se requiere un CAPEX de 21.8 MUSD, obteniendo un VAN de 55.6 MUSD (al 13% de TIR) y alcanzando a fin de concesión un factor de recobro del 12.8%.
- El análisis de sensibilidad para el escenario propuesto muestra que la variable de mayor impacto es el precio del petróleo, soportando variaciones superiores al 40% sin perder la economicidad del proyecto ( $VAN > 0$ ). La variable que le sigue es el OPEX
- En caso de que la compañía adopte la estrategia donde se busque optimizar el recobro dentro del periodo de concesión, se recomienda pasar el escenario de desarrollo con 20 pozos.

## 8.- NOMENCLATURAS

BM: Bombeo mecánico

Boi: Factor volumétrico del petróleo inicial [ $M^3/M^3$ ]

CAP: Contacto agua petróleo

CAPEX: Inversiones en bienes de capital

IPR: Curva de comportamiento del pozo

Krg: Permeabilidad relativa de gas

Kro: permeabilidad relativa del petróleo

MUSD: Millones de dólares

Np: Acumulada de petróleo [ $km^3$  (miles de metros cúbicos) –  $Mm^3$  (millones de metros cúbicos)]

OPEX: Costo de operación, gastos

Overhead: Costos generales de tener la operación en funcionamiento

Pb: presión de burbuja [ $Kg/cm^2$ ]

Pd: presión dinámica [ $Kg/cm^2$ ]

POIS: Petróleo original in situ [ $km^3$ ]

PTC: Planta de tratamiento de crudo

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 [ $Kg/cm^2$ ]

Pws: presión estática [ $Kg/cm^2$ ]

Ql: caudal de líquido [ $Sm^3/d$ ]

Qo = caudal de petróleo [ $m^3/d$ ]

Qw: caudal de agua [ $m^3/d$ ]

RFT: Perfil de registro de presión de formación

Rs: relación de gas en solución

So: Saturación de petróleo

Sor: Saturación de petróleo residual

Swi: Saturación de agua irreductible

VLP: Curva de demanda, curva de levantamiento de fluidos

Wcut: corte de agua

Workover: Proceso de intervención de pozos.

Wp: Acumulada de agua [ $km^3$ ]

Z: Factor de compresibilidad del gas

$\Phi$ : Porosidad

## 10.- BIBLIOGRAFÍA

- Dake, L. P.: “Fundamentals of Reservoir Engineering”, Developments in petroleum science (1978).
- Ramiro Pérez Palacio.: “Yacimientos con empuje hidráulico”. (1969)
- Rosabaco, Juan A., “Apuntes Ingeniería de Reservorios”. ITBA (2018)
- Eduardo Jorge Carrone.: “Apuntes Instalaciones de Superficie”. ITBA (2019)
- Javier Fernández Betria.:” Apuntes Evaluación de Proyecto”. ITBA (2019)
- Mario Bernardis.: “Apuntes reservorios, M. bernardis Consultores” (2014)

## 11.- ANEXOS DIGITALES

- I. 1-Emp agua Datos (*Mapa Estructural; Datos del Ejercicio, PVT, Permeabilidad Relativas*)
- II. 2-Emp Agua Cálculo Volumétrico (*Volumetría - Nis*)
- III. 3-Emp Agua Balance Materiales (*Ley WE; Balance de Materia*)
- IV. 4-Emp Agua IPR (*Ensayo e IPR; IPR Promedio; IPR VLP*)
- V. 5-Emp Agua Pronósticos\_v4 (*Pronostico Caso 7, 10,20, 30 y 40 Pozos; Resumen Pronostico; NP vs P; Kro vs P Viscosidad de Agua*)
- VI. Evaluación Económica Trabajo Final v5 (*Resumen, Evaluaciones económica para 7, 10, 20, 30 Pozos para 15 y 25 años de concesión; Evolución Económica para 40 pozos para 15 años de Concesión*)