

# **TRABAJO FINAL INTEGRADOR DESARROLLO DE UN YACIMIENTO DE PETRÓLEO SUBSATURADO**

**AUTORES:**

**Causso Astete, Italo Miguel (Leg. N° 104942)  
Fumarola, Lara Azul (Leg. N° 104936)  
García Núñez, Maykol Jhonatan (Leg. N° 104943)**

**DOCENTES TITULARES:**

**Arilla, Fernando  
Bugari, Álvaro  
Bernardi, Mario**

**TRABAJO FINAL PRESENTADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
ESPECIALISTA EN PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS**

**BUENOS AIRES  
2020**

# ÍNDICE

I.	RESUMEN .....	1
II.	INTRODUCCIÓN .....	1
III.	OBJETIVOS .....	1
IV.	CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO .....	2
4.1.	Ubicación geográfica del yacimiento .....	2
4.2.	Características del reservorio .....	2
4.2.1.	Marco geológico.....	2
4.2.2.	Mapa estructural e interpretación de los perfiles .....	3
4.2.3.	Curva kg-ko .....	6
4.2.4.	Propiedades de los fluidos- Análisis PVT.....	7
4.3.	Volumetría: cálculo del petróleo original in situ (POIS).....	7
4.4.	Balance de materia .....	9
V.	PRODUCCIÓN .....	11
5.1.	Análisis de productividad de los pozos .....	11
5.2.	Curva IPR ( <i>Inflow Performance Relationship</i> ) .....	11
5.3.	Curva VLP ( <i>Vertical Lift Performance Relationship</i> ) .....	13
5.4.	Análisis nodal .....	14
VI.	PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN.....	16
6.1.	Método de cálculo .....	16
6.2.	Desarrollo de los pronósticos .....	17
6.3.	Sistema de levantamiento artificial (SLA) .....	19
6.4.	Análisis de condición operativa para el escenario óptimo .....	20
6.4.1.	VLP - IPR .....	20
6.4.2.	Presión estática y dinámica.....	21
6.4.3.	Producción de gas .....	22
VII.	EVALUACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE SUPERFICIE .....	23
7.1.	Naturaleza del crudo y gas.....	23
7.1.1.	Calidad del crudo .....	23
7.1.2.	Composición y calidad del gas de yacimiento.....	23
7.1.3.	Calidad del agua al ingreso de la planta de tratamiento de agua (PTA).....	24
7.2.	Especificaciones de entrega.....	24
7.2.1.	Especificaciones del crudo .....	24

7.2.2.	Especificaciones de gas .....	25
7.2.3.	Especificaciones del agua.....	25
7.3.	Diagrama de planta y procesos.....	26
7.3.1.	Early Production Facilities (EPF).....	26
7.3.2.	Instalaciones de superficie a capacidad total .....	27
7.3.3.	Planta de tratamiento de crudo (PTC) .....	28
7.3.4.	Planta de tratamiento de gas (PTG).....	30
7.3.5.	Planta de tratamiento de agua (PTA).....	32
7.3.6.	Misceláneo .....	33
VIII.	FLOWLINES .....	34
IX.	EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	36
9.1.	Ingresos.....	36
9.2.	Egresos .....	36
9.2.1.	Inversiones de capital (CAPEX).....	36
9.2.2.	Costos operativos (OPEX).....	37
9.2.3.	Impuestos.....	37
9.2.4.	Tasa de descuento .....	37
9.3.	Indicadores económicos .....	38
9.3.1.	Máxima exposición .....	38
9.3.2.	VAN e IVAN .....	39
9.4.	Análisis de sensibilidad .....	39
9.5.	Análisis económico con precio del petróleo variable .....	41
X.	CONCLUSIONES .....	43
XI.	RECOMENDACIONES .....	43
XII.	NOMENCLATURA .....	44
XIII.	UNIDADES.....	45
XIV.	BIBLIOGRAFÍA.....	46
XV.	ANEXOS .....	47
	ANEXO I: Gráficos obtenidos del ensayo PVT y análisis teórico .....	47
	ANEXO II: Valores obtenidos en el cálculo de áreas mediante el Método de los Trapecios y volúmenes acumulados de roca.....	50
	ANEXO III: Fórmulas utilizadas para el cálculo de balance de materia.....	51
	ANEXO IV: Tabla de resultados obtenidos en el balance de masa .....	52

ANEXO V: Desarrollo del modelo matemático para obtener la curva IPR combinada .....	53
ANEXO VI: Características principales de los diferentes sistemas de levantamiento artificial y criterios de selección.....	56
ANEXO VII: <i>Early Production Facilities</i> - Resumen de equipos y costos estimados.....	57
ANEXO VIII: Datos para estimación de costos de equipos y apertura típica de costos de planta .....	58
Responsabilidad por secciones: .....	60

## LISTADO DE TABLAS

Tabla 1. Datos petrofísicos obtenidos de los registros de pozo y coronas. ....	5
Tabla 2. Valores de profundidad, porosidad y saturación de agua promedio del reservorio. ....	5
Tabla 3. Propiedades del reservorio y del fluido. (*) @ profundidad media, (**) @ 15.5 °C y 1 atm. ....	7
Tabla 4. Aproximaciones polinómicas de las variables obtenidas en el ensayo PVT. ....	7
Tabla 5. Volumen de roca, propiedades petrofísicas promedio y petróleo original in situ (POIS). ....	9
Tabla 6. Parámetros utilizados en el balance de materia. ....	9
Tabla 7. Resumen de los resultados del balance de materia. ....	10
Tabla 8. Ensayos de producción en campo. ....	11
Tabla 9. Resultados del cálculo de las curvas IPR por pozo. ....	12
Tabla 10. Resultados del cálculo de la curva IPR de los pozos y del pozo tipo. ....	12
Tabla 11. Coeficientes de la ecuación polinómica que representa la ley de extracción. ....	15
Tabla 12. Caudal bruto de líquidos para los siete escenarios planteados. ....	17
Tabla 13. Cuadro comparativo de sistemas de levantamiento artificial. ....	20
Tabla 14. Propiedades y calidad del crudo a la entrada de la Planta de Tratamiento de Crudo (PTC). ....	23
Tabla 15. Propiedades y calidad del gas a la entrada de la Planta de Tratamiento de Gas (PTG). ....	23
Tabla 16. Propiedades y calidad del agua a la entrada de la Planta de Tratamiento de Agua (PTA). ....	24
Tabla 17. Requerimiento de entrega de crudo a oleoducto troncal. ....	24
Tabla 18. Requerimiento de entrega de gas a gasoducto. ....	25
Tabla 19. Requerimiento de disposición de agua a pozo sumidero. ....	25
Tabla 20. Resumen de equipos y costos estimados de la PTC. ....	30
Tabla 21. Composición de gas a la salida de la Planta de Ajuste de Punto de Rocío (APR). ....	31
Tabla 22. Composición de gasolina estabilizada a la salida de la Planta de Ajuste de Punto de Rocío (APR). .....	31
Tabla 23. Resumen de equipos y costos estimados de la PTG. ....	32
Tabla 24. Resumen de equipos y costos estimados de la PTA. ....	33
Tabla 25. Resumen de equipos y costos estimados de procesos misceláneos. ....	33
Tabla 26. Dimensionamiento de los <i>flowlines</i> . ....	35
Tabla 27. CAPEX. ....	36
Tabla 28. Resumen de costos fijos y variables que conforman el OPEX. ....	37
Tabla 29. Resultados de los indicadores económicos para cada escenario. ....	38
Tabla 30. Variables consideradas en el análisis de sensibilidad. ....	39
Tabla 31. Resultados de VAN al cambiar las variables según el coeficiente de variación. ....	40

## LISTADO DE FIGURAS

Figura 1. A. Mapa de ubicación del área de estudio dentro de la Provincia de Neuquén, Argentina. B. Imagen satelital del área del yacimiento “La Intrépida” en donde se puede observar la ubicación de las principales rutas de acceso, el oleoducto troncal y el gasoducto. ....	2
Figura 2. A) Mapa de ubicación del área de estudio dentro del marco de la Cuenca Neuquina y distribución aproximada de la Formación Mulichinco. B) Cuadro estratigráfico para las formaciones Vaca Muerta, Quintuco, Mulichinco y Agrio (Tomado de Liberman et al., 2014)2.....	3
Figura 3. Mapa estructural al tope de la capa productora. ....	4
Figura 4. Esquema en 3D de profundidad al techo de la Formación Mulichinco. ....	4
Figura 5. Curvas de permeabilidad relativa adoptada como representativa de la capa productiva. ....	6
Figura 6. Sección transversal esquemática del reservorio, mostrando la distancia del tope y de la base respecto al CAP. ....	8
Figura 7. Evolución de la presión y del GOR en función de la acumulada de petróleo (Np). ....	10
Figura 8. Curva IPR combinada y principales parámetros de cálculo. ....	11
Figura 9. Curva IPR del pozo tipo ....	13
Figura 10. Análisis de sensibilidad de la curva VLP según la presión del sistema de captación. ....	14
Figura 11. Análisis de cruce de las IPR-VLP para tres GOR diferentes. ....	15
Figura 12. Curva Qo vs Pws con los puntos de corte de las IPR y VLP de la Figura 11.....	15
Figura 13. Diagrama de flujo de trabajo para realizar el pronóstico de producción. ....	17
Figura 14. Pronósticos de producción para los escenarios planteados. ....	18
Figura 15. Cronograma de perforación de los pozos según el escenario. ....	18
Figura 16. Acumulada de petróleo en función del tiempo para los siete escenarios planteados.....	19
Figura 17. Gráfico de presión de fondo fluyente (Pwf) en función del caudal de petróleo para distintos períodos del escenario elegido. ....	21
Figura 18. Evolución de la presión estática y dinámica en función del tiempo. ....	21
Figura 19. Caudal de gas producido en función del tiempo. ....	22
Figura 20. Diagrama de fases del gas y requerimiento del punto de rocío según Enargas. ....	24
Figura 21. Diagrama de procesos y equipos de la etapa temprana del proyecto - Early Production Facilities (EPF). En rojo se representa la línea de gas, en verde el crudo y en azul el agua. ....	26
Figura 22. Diagrama de procesos de la Planta de Tratamiento a capacidad total. ....	27
Figura 23. Esquema de distribución de los pozos, radio de drenaje y ubicación de baterías y planta. ....	34
Figura 24. Máxima exposición en millones de dólares en relación al escenario o plateau considerado. ...	38
Figura 25. VAN e IVAN en función del escenario o plateau considerado. ....	39
Figura 26. Análisis de sensibilidad del VAN para diferentes variables. ....	40
Figura 27. Perfil del VAN. ....	41
Figura 28. Flujo de caja acumulado (MUSD) vs tiempo para un escenario de precio constante y otro basado en la curva de precios futuros.....	41
Figura 29. VAN e IVAN del Escenario 1 para precio de petróleo fijo y precio futuro. ....	42

## I. RESUMEN

En el presente Trabajo Final Integrador se detalla el plan de desarrollo de un yacimiento de petróleo subsaturado. Se cuenta con información previa de ocho pozos que permitieron caracterizar al reservorio y delimitar la extensión del área productiva. Se plantean siete escenarios de pronósticos de producción y regímenes de perforación con el fin de determinar el escenario que permita un mayor incremento en la rentabilidad del proyecto, como así mismo maximizar la producción, garantizar el despacho de los volúmenes de hidrocarburos pactados y cumplir con los objetivos económicos de la compañía.

## II. INTRODUCCIÓN

Rumi Wira es una compañía privada con 35 años de experiencia en exploración y desarrollo de recursos convencionales en la Cuenca Neuquina. En el año 2020 se planteó la posibilidad de adquirir el yacimiento “La Intrépida” en el noreste de la Provincia de Neuquén. Cuando el proyecto se presentó al directorio, constaba de 8 pozos verticales perforados, 7 de los cuales eran productivos, y unas *Early Production Facilities* provisorias para poder operar durante la construcción de las instalaciones de superficie definitivas. El proyecto parecía prometedor, pero la falta de liquidez del anterior concesionario no le permitió realizar las inversiones necesarias y se vio forzado a vender. Por el otro lado, Rumi Wira contaba con el capital y la liquidez necesaria para realizar las inversiones requeridas para operar eficientemente el yacimiento. Una vez adquirida la concesión, cuya fecha de finalización es diciembre de 2040, Rumi Wira reunió un equipo multidisciplinario para analizar la forma más conveniente de explotar el proyecto a partir de la información adquirida previamente. El montaje de las instalaciones de superficie comenzará a principios de 2021 y estará finalizado a fines de dicho año en lo referente a gas y a fines de 2022 para petróleo. Los nuevos pozos comenzarán a perforarse a principios de 2023. La toma del área se estima será en enero de 2021, existiendo un compromiso, por parte del vendedor, de no producir hasta dicho momento.

## III. OBJETIVOS

El objetivo principal del presente trabajo es determinar la manera óptima de desarrollar el yacimiento “La Intrépida”, analizando variables técnicas y económicas.

Adicionalmente, se buscará cumplir con los siguientes objetivos específicos:

- Estimar el petróleo original in situ (POIS).
- Caracterizar a los fluidos del reservorio mediante el análisis del ensayo PVT.
- Obtener la variación de la presión estática y el GOR respecto a la acumulada de petróleo.
- Obtener las curvas IPR por pozo e IPR promedio para caracterizar el comportamiento del reservorio.
- Modelar la curva VLP
- Elaborar pronósticos de producción y cronogramas de perforación que permitan obtener la mayor recuperación de hidrocarburo.

- Diseñar las instalaciones de superficie requeridas para tratar los fluidos producidos y cumplir con los requerimientos de venta.
- Realizar una evaluación económica para determinar el mejor escenario de explotación del yacimiento.

## IV. CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO

### 4.1. Ubicación geográfica del yacimiento

El yacimiento “La Intrépida” se encuentra ubicado en la Cuenca Neuquina, en el noreste de la Provincia de Neuquén, 6 km al sur de la ciudad de Rincón de los Sauces (Figura 1). El yacimiento pertenece al bloque de concesión “La Escondida” y presenta una superficie de 35 km<sup>2</sup>. El mismo se encuentra a 23 km del punto de entrega “Puesto Hernández” del oleoducto operado por Oleoductos del Valle S.A (OLDELVAL).

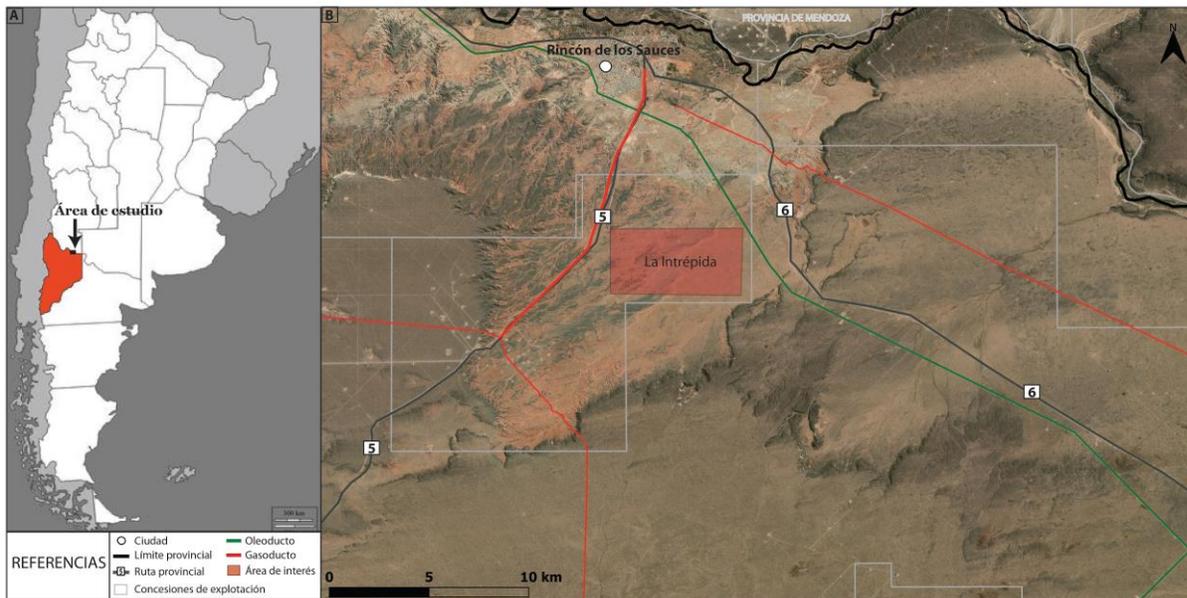


Figura 1. A. Mapa de ubicación del área de estudio dentro de la Provincia de Neuquén, Argentina. B. Imagen satelital del área del yacimiento “La Intrépida” en donde se puede observar la ubicación de las principales rutas de acceso, el oleoducto troncal y el gasoducto.

### 4.2. Características del reservorio

#### 4.2.1. Marco geológico

El yacimiento “La Intrépida” se encuentra ubicado en el sector central de la Cuenca Neuquina (Figura 2A). El principal reservorio lo constituyen areniscas, areniscas calcáreas y calizas de la Formación Mulichinco del Valanginiano Temprano a Tardío (Schwartz *et al.*, 2006)<sup>1</sup>. Esta unidad constituye uno de los principales reservorios convencionales de la Cuenca Neuquina. En la zona de estudio, la Formación Mulichinco se encuentra por encima de los depósitos de margas, calizas y pelitas bituminosas de la sucesión Quintuco - Vaca Muerta y por debajo de los sedimentos marinos del Miembro Pilmatué de la Formación Agrio (Figura 2B).

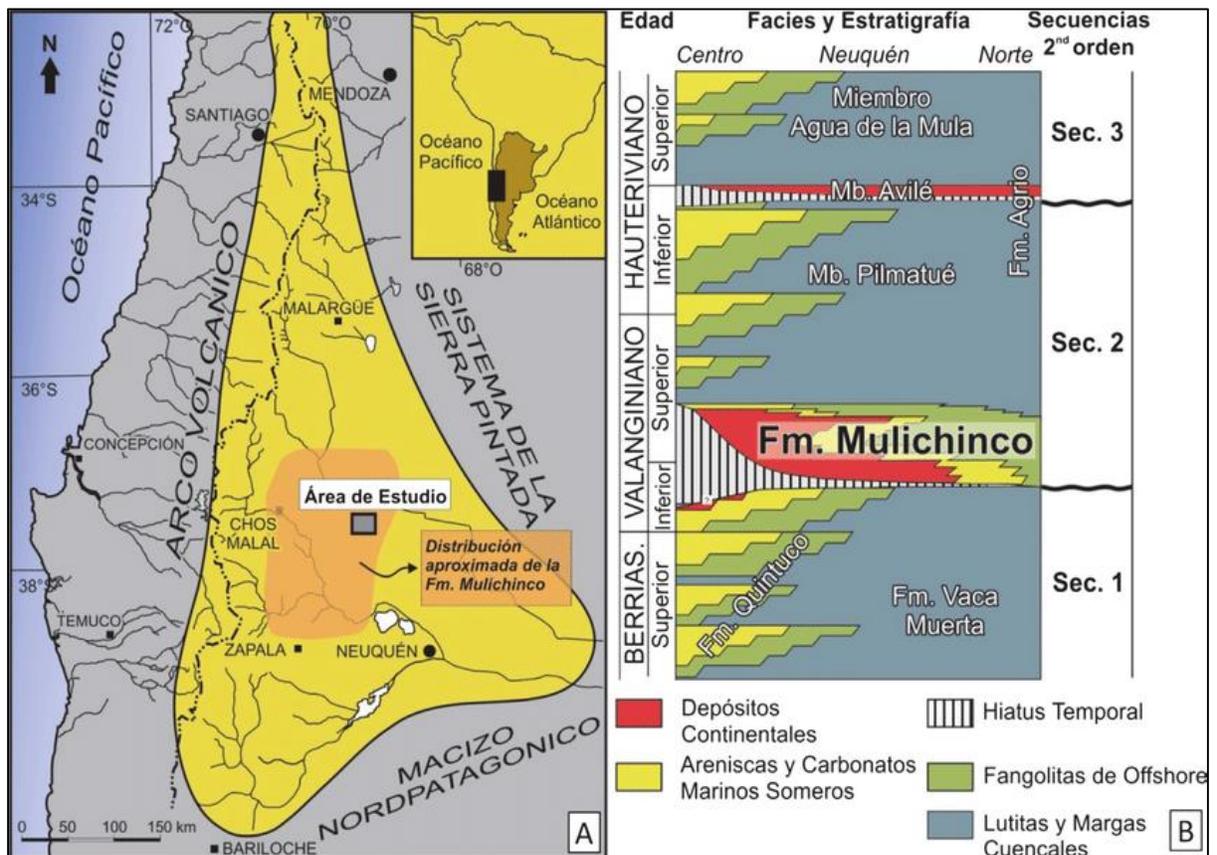


Figura 2. A) Mapa de ubicación del área de estudio dentro del marco de la Cuenca Neuquina y distribución aproximada de la Formación Mulichinco. B) Cuadro estratigráfico para las formaciones Vaca Muerta, Quintuco, Mulichinco y Agrio (Tomado de Liberman et al., 2014)2.

#### 4.2.2. Mapa estructural e interpretación de los perfiles

A partir de la información obtenida durante la etapa de exploración, que consiste en datos de sísmica 3D, perfiles de pozo (Gamma Ray, Potencial Espontáneo, Resistividad, Sónico, Neutrónico), testigos corona y cutting, se obtuvo un mapa estructural al techo de la Formación Mulichinco (Figura 3). Se puede observar que la trampa es de tipo estructural y está conformada por un anticlinal con leve orientación SO-NE y cierre en las cuatro direcciones (Figura 4).

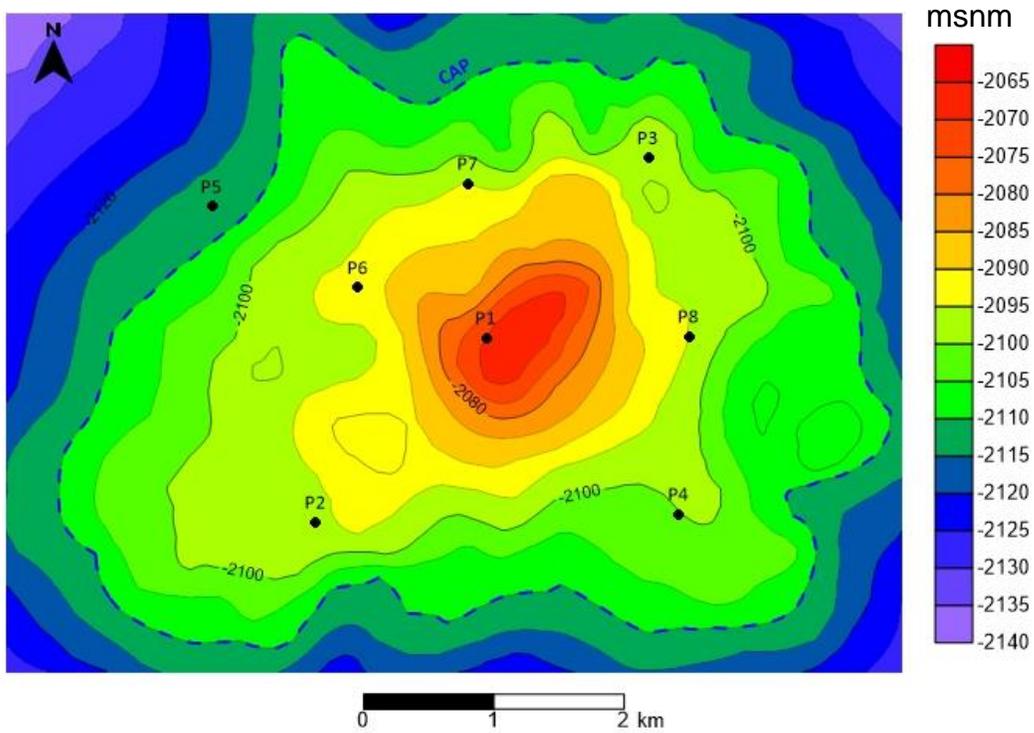


Figura 3. Mapa estructural al tope de la capa productora.

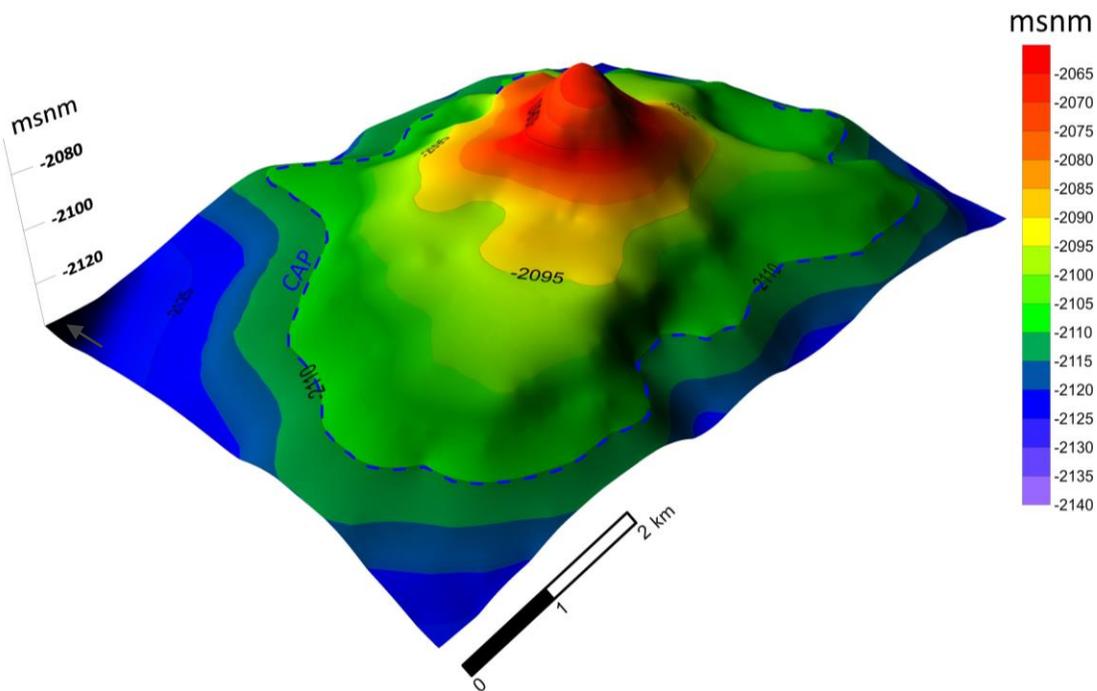


Figura 4. Esquema en 3D de profundidad al techo de la Formación Mulichinco.

Para delimitar el yacimiento, se habían perforado 8 pozos exploratorios, de los cuales siete resultaron productivos, mientras que uno resultó estéril (Pozo 5). El Pozo 1 fue el primero en perforarse y fue dirigido al tope de la estructura para comprobar la presencia de hidrocarburos. El resto de los pozos fueron perforados secuencialmente.

Como se mencionó anteriormente, mediante el análisis de los registros de pozos, se determinaron las propiedades petrofísicas y se ubicó el contacto agua-petróleo (CAP) en 2110 metros bajo el nivel del mar (mbnm). Esta profundidad fue verificada con la información del pozo 5 que detectó la presencia de agua por debajo de esa cota.

En base a la interpretación de los perfiles a pozo abierto y la correlación entre los pozos, se determinaron el tope y la base del reservorio, los espesores totales, los espesores útiles, la porosidad y la saturación de agua. En la Tabla 1 se presentan los valores obtenidos para cada pozo:

Pozo	Tope	Base	Espesor total	N/G	Espesor útil	Phi	Swi
	mbnm	mbnm	m	frac.	m	frac.	frac.
<b>P1</b>	2.070,0	2.081,2	11,20	0,884	9,90	0,248	0,236
<b>P2</b>	2.096,5	2.108,8	12,35	0,737	9,10	0,166	0,390
<b>P3</b>	2.097,5	2.109,4	11,86	0,857	10,17	0,194	0,291
<b>P4</b>	2.100,0	2.111,8	11,82	0,768	9,08	0,175	0,357
<b>P5</b>	2.113,0	2.125,0	12,01	0,000	0,00	0,182	1,000
<b>P6</b>	2.092,0	2.104,1	12,05	0,907	10,93	0,221	0,258
<b>P7</b>	2.095,0	2.107,1	12,10	0,894	10,82	0,182	0,269
<b>P8</b>	2.095,0	2.106,4	11,39	0,872	9,93	0,253	0,271

Tabla 1. Datos petrofísicos obtenidos de los registros de pozo y coronas.

Con estos datos se calculó la profundidad promedio del reservorio en metros bajo el nivel del mar, la porosidad promedio y la saturación de agua promedio (Tabla 2). Estos valores fueron utilizados para realizar el cálculo volumétrico, el balance de materiales y los pronósticos. Cabe aclarar que en ninguno de los promedios se incluyó al Pozo 5 por caer fuera del contacto agua-petróleo.

Tope promedio	Base promedio	Profundidad promedio	Porosidad promedio ( $\phi$ )	Saturación de agua inicial promedio (Swi)
mbnm	mbnm	mbnm	fracc.	fracc.
2092,29	2104,11	2098,20	0,21	0,287

Tabla 2. Valores de profundidad, porosidad y saturación de agua promedio del reservorio.

La porosidad promedio se calculó como un promedio ponderado por espesor útil (Ecuación 1) y la saturación de agua promedio como un promedio ponderado por volumen poral (Ecuación 2) de forma de asignar un mayor peso a las capas de mayor espesor útil.

$$\phi_{promedio} = \frac{\sum H\acute{u}_i \phi_i}{\sum H\acute{u}_i} \quad (1)$$

$$S_{w_{promedio}} = \frac{\sum S_{w_i} H\acute{u}_i \phi_i}{\sum H\acute{u}_i \phi_i} \quad (2)$$

Donde:

H $\acute{u}$ : espesor  $\acute{u}$ til (m)

$\phi$ : porosidad (fracci3n)

S $_w$ : saturaci3n de agua (fracci3n)

#### 4.2.3. Curva kg-ko

Adicionalmente a los registros de pozos, se cuenta con mediciones de permeabilidad relativa del gas y del petr3leo, determinadas sobre testigos corona tomados en los pozos P1, P2 y P3. Como para el balance de materia se necesita una  $\acute{u}$ nica curva de permeabilidades relativas, se tom3 aquella que se consider3 m3s representativa. En el gr3fico de la Figura 5, se presentan los datos obtenidos de permeabilidad relativa en funci3n de la saturaci3n de petr3leo. En condiciones de saturaci3n m3nima de petr3leo m3vil ( $S_{or} = 0.20$ ), se obtiene la m3xima permeabilidad relativa al gas ( $k_{rg_{max}} = 0.7$ ) y permeabilidad al petr3leo resulta 0. An3logamente, en condiciones de saturaci3n m3xima de petr3leo ( $S_o = 0,71$ ), su permeabilidad relativa es m3xima ( $k_{ro_{max}}$ ) e igual a 1 (ya que se tom3  $k_o$  efectiva al petr3leo en ese punto como permeabilidad de referencia de las  $k$  relativas).

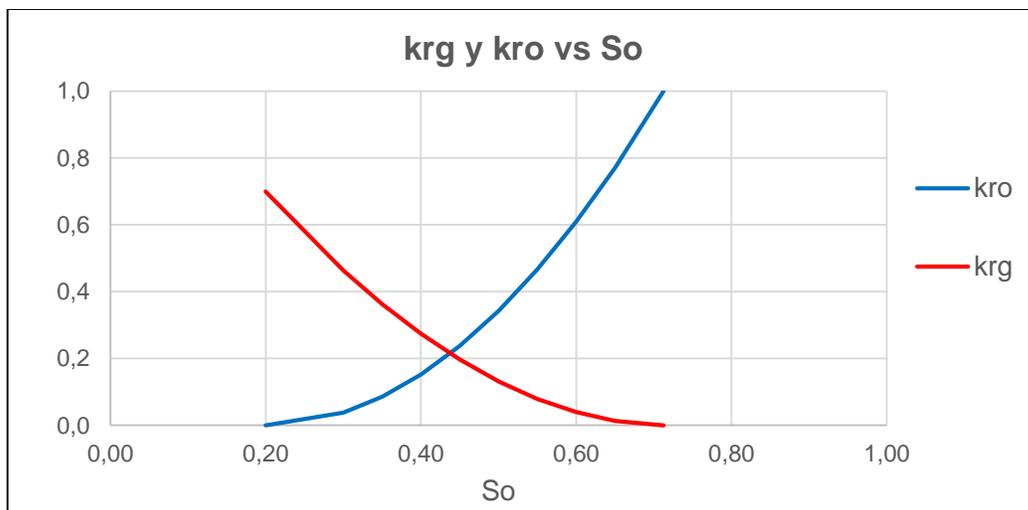


Figura 5. Curvas de permeabilidad relativa adoptada como representativa de la capa productiva.

#### 4.2.4. Propiedades de los fluidos- Análisis PVT

Para complementar la caracterización del reservorio, se tomaron mediciones de presión y temperatura. Adicionalmente, se analizaron muestras de los fluidos del reservorio adquiridas durante los ensayos efectuados en los pozos perforados (Tabla 3).

Propiedad	Magnitud	Unidad
Profundidad media del reservorio	2.098,20	mbnm
Presión inicial del reservorio	220	kg/cm <sup>2</sup>
Temperatura reservorio	90,3 (*)	°C
Densidad del gas (aire=1)	0,65 (**)	
Salinidad del agua	25.000	ppm
Densidad del petróleo	0,85	
Impurezas del gas (frac. molar)	N <sub>2</sub> = 0,02	
	CO <sub>2</sub> = 0,01	
	SH <sub>2</sub> = 0	

Tabla 3. Propiedades del reservorio y del fluido. (\*) @ profundidad media, (\*\*) @ 15.5 °C y 1 atm.

Asimismo, se realizó un ensayo PVT con muestras de fondo obtenidas en el pozo P1. Se determinó la variación de distintas propiedades de interés en función de la presión (factor volumétrico del petróleo y del gas, viscosidad del petróleo y del gas, relación de gas disuelto y factor de compresibilidad del gas). Los resultados obtenidos se presentan en el Anexo I.

Del ensayo PVT se infiere que se trata de un petróleo saturado de presión de burbuja  $P_b = 180 \text{ kg/cm}^2$  y  $R_{si} = 87,66 \text{ m}^3/\text{m}^3$ .

Luego del análisis cualitativo, se aproximó el comportamiento de las variables antes mencionadas, desde  $P_b$  hasta presión atmosférica, mediante polinomios de grado seis. El objetivo principal fue poder utilizar estas relaciones en los cálculos de balance de materia y en los pronósticos de producción.

Coefficientes	$x^6$	$x^5$	$x^4$	$x^3$	$x^2$	$x$	$b$
Rs desde $P_b$	1,916E-12	-1,217E-09	3,117E-07	-4,253E-05	3,910E-03	2,580E-01	1,144E-01
Bo desde $P_b$	3,948E-15	-2,508E-12	6,418E-10	-8,759E-08	8,907E-06	5,707E-04	1,067E+00
$\mu_o$ desde $P_b$	-1,520E-13	8,570E-11	-1,715E-08	1,119E-06	9,347E-05	-2,264E-02	2,141E+00
Z	7,368E-15	-4,098E-12	8,904E-10	-8,932E-08	7,124E-06	-1,276E-03	9,999E-01
$\mu_g$	3,252E-17	-2,637E-14	7,487E-12	-1,082E-09	1,817E-07	6,560E-06	1,343E-02

Tabla 4. Aproximaciones polinómicas de las variables obtenidas en el ensayo PVT.

#### 4.3. **Volumetría: cálculo del petróleo original in situ (POIS)**

En base a las propiedades petrofísicas y a la información estructural del reservorio, se realizó el cálculo volumétrico del petróleo in situ.

En primer lugar, se determinó para todos los pozos la distancia al tope y a la base del reservorio respecto al CAP. Se graficaron los valores obtenidos en función de la distancia entre los pozos y el centro del

anticlinal (Figura 6). Cabe mencionar que, para poder graficar todos los pozos en una misma sección, se los llevó del plano 3D al 2D obteniéndose un corte estructural simplificado del anticlinal. En el esquema se puede observar que el pozo P5 contactó el techo del reservorio tres metros por debajo del CAP.

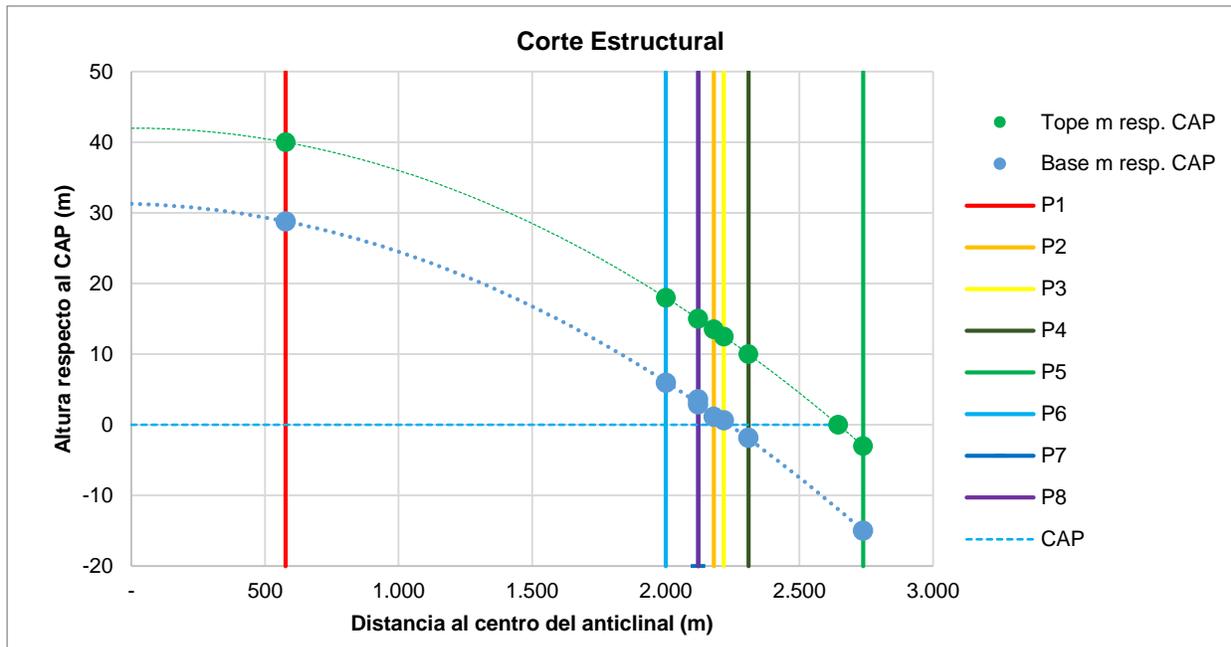


Figura 6. Sección transversal esquemática del reservorio, mostrando la distancia del tope y de la base respecto al CAP.

En segundo lugar, tomando el modelo geométrico del tope y la base de la estructura recién descrito, se calcularon los volúmenes de roca para intervalos de 2 metros mediante el Método de los Trapecios. El mismo consiste en discretizar el volumen del reservorio desde el CAP al tope de la estructura en trapecios de 2 metros de espesor. Para obtener el volumen real de roca se restaron las áreas de tope y de base obtenidas y se multiplicaron por el espesor del segmento (2 m). Posteriormente, se acumularon los volúmenes de los diferentes segmentos desde el tope de la estructura hasta el CAP y se obtuvo un volumen de roca ( $V_r$ ) de 219,95  $Mm^3$  (millones de  $m^3$ ). Los valores utilizados para este cálculo se encuentran en el Anexo II.

Finalmente, con los datos del net to gross promedio, la porosidad promedio, la saturación de agua inicial promedio, obtenidos de los perfiles, y el factor volumétrico de petróleo inicial, determinado en el ensayo PVT, se calculó el Petróleo Original In Situ (POIS) mediante la siguiente ecuación:

$$POIS = \frac{V_r * N/G * \phi * (1 - S_{w_i})}{Bo_i} \quad (3)$$

donde:

$V_r$ = Volumen de roca

$S_{w_i}$ = saturación de agua inicial

$\phi$  = porosidad

N/G= net to gross

Boi: factor volumétrico del petróleo inicial

Los valores utilizados para calcular el POIS y el valor obtenido se presentan en la siguiente tabla:

Volumen de roca	N/G	Volumen útil	Phi	Swi	Boi	POIS
Mm <sup>3</sup>	frac.	Mm <sup>3</sup>	frac.	frac.	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	Mm <sup>3</sup>
219,95	0,85	185,99	0,206	0,287	1,2715	21,50

Tabla 5. Volumen de roca, propiedades petrofísicas promedio y petróleo original in situ (POIS).

Se puede concluir que el volumen de petróleo original in situ es 21,50 Mm<sup>3</sup>. Si se considera al reservorio como un área circular, el volumen desde el centro del anticlinal hasta el CAP equivale a un *acreage* de 776 acres/pozo. Sin embargo, para realizar los pronósticos de producción y programar las campañas de perforación se tomó como objetivo reducir el *acreage* a 220 acres/pozo, valor recomendado por los reservoristas. Para poder lograrlo, se determinó que el número de pozos productivos totales debía ser 25, por lo que habría que perforar 18 pozos productivos adicionales.

#### 4.4. Balance de materia

Para las ecuaciones del balance de materia se consideraron los siguientes parámetros petrofísicos y volumétricos:

Swi	Soi	Sor	m	POIS	GOIS	Cw	Cp
frac.	frac.	frac.	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	Mm <sup>3</sup>	Mm <sup>3</sup>	1/kg/cm <sup>2</sup>	1/kg/cm <sup>2</sup>
0,2873	0,7127	0,2000	0,0000	21,50	0,0	0,000048	0,000052

Tabla 6. Parámetros utilizados en el balance de materia.

Cabe mencionar que los datos de Cp y Cw provienen de las correlaciones de Hall<sup>3</sup> y de la de Dodson y Standing<sup>4</sup>, respectivamente.

Adicionalmente, se utilizaron las aproximaciones polinómicas de las variables Rs, Bo,  $\mu_o$ , Z y  $\mu_o$  en función de la presión, obtenidas procesando el ensayo PVT (Tabla 4) y se calcularon los parámetros So, So\*, kro, Sg\*, krg, GOR y  $\Delta G_p$  mediante las fórmulas correspondientes (Anexo III).

A partir de estos datos se obtuvo el valor de la acumulada de petróleo (Np) mediante un procedimiento iterativo que permite encontrar un valor que minimiza la diferencia entre un Np postulado y el Np calculado mediante la Ecuación del Balance de Materia (Anexo IV). Un resumen de los valores obtenidos para todas las variables antes mencionadas se muestra en la Tabla 7 y en la Figura 7 (tabla completa en Anexo IV).

Presión	GOR	Gp	Np	FR
kg/cm <sup>2</sup>	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	Mm <sup>3</sup>	Mm <sup>3</sup>	%
220	87,66	0,0	0,0000	0,0%
210	87,66	4,7	0,0537	0,2%
200	87,66	9,7	0,1112	0,5%
190	87,66	15,0	0,1715	0,8%
180	87,66	21,2	0,2420	1,1%
170	98,36	58,8	0,6462	3,0%
160	134,99	106,2	1,0528	4,9%
150	195,14	167,3	1,4227	6,6%
140	273,77	242,2	1,7425	8,1%
130	366,15	329,3	2,0144	9,4%
120	468,07	426,6	2,2467	10,5%
110	575,39	532,0	2,4496	11,4%
100	684,04	644,1	2,6277	12,2%
90	789,58	761,6	2,7871	13,0%
80	887,30	883,3	2,9324	13,6%
70	971,80	1.008,4	3,0669	14,3%
60	1.036,17	1.135,9	3,1941	14,9%
50	1.070,70	1.264,9	3,3163	15,4%
40	1.061,08	1.394,3	3,4377	16,0%
30	986,48	1.522,8	3,5631	16,6%
20	817,53	1.648,7	3,7023	17,2%
10	513,86	1.769,5	3,8835	18,1%

Tabla 7. Resumen de los resultados del balance de materia.

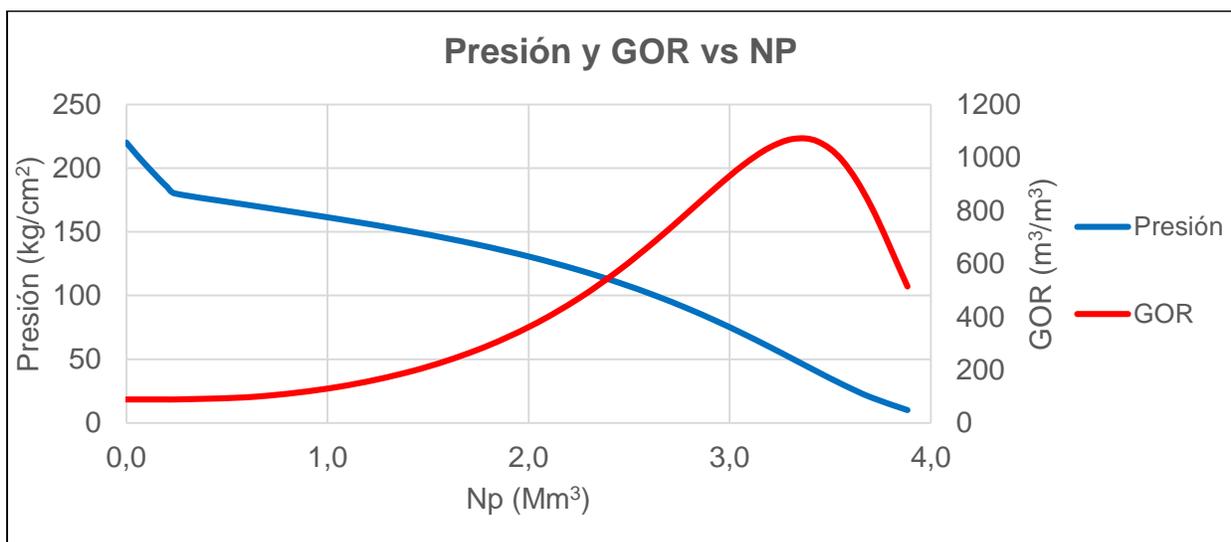


Figura 7. Evolución de la presión y del GOR en función de la acumulada de petróleo (Np).

## V. PRODUCCIÓN

### 5.1. Análisis de productividad de los pozos

En este apartado se analiza la evolución del caudal en función del tiempo para el pozo tipo y el reservorio en general. El estudio comprende dos enfoques: por un lado, se analiza el caudal que puede entregar el reservorio en función de la presión estática ( $P_{ws}$ ) y la presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ) contemplado por la IPR (*Inflow Performance Relationship*). Por otro lado, se estudia la variación de la presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ) en función del caudal mediante el análisis de la VLP (*Vertical Lift Performance*).

### 5.2. Curva IPR (*Inflow Performance Relationship*)

Los datos requeridos para crear la curva IPR se obtuvieron a partir de la medición de los caudales de producción con diferentes presiones de fondo. En este caso, se obtuvieron los siguientes resultados en cuatro de los siete pozos productivos (Tabla 8).

	Pozo 1		Pozo 2		Pozo 3		Pozo 4	
	Presión kg/cm <sup>2</sup>	Qo m <sup>3</sup> /d						
Cerrado	220,2	0	220,9	0	219,8	0	219,1	0
Orificio 1	195	42	200	56	185	111	192	106
Orificio 2	140	129	148	160	132	238	137	256
Orificio 3	90	192	93	257	85	330	87	372

Tabla 8. Ensayos de producción en campo.

Para poder elegir el modelo matemático a usar se tiene que tomar en cuenta el tipo de hidrocarburo que se va a extraer. Como se discutió anteriormente, se trata de un petróleo subsaturado con una presión inicial de 220 kg/cm<sup>2</sup> y una presión de burbuja ( $P_b$ ) de 180 kg/cm<sup>2</sup>. En base a esto, se decidió por el modelo matemático IPR combinado que toma en cuenta una curva dividida en dos zonas (ver Figura 8): una zona que se comporta linealmente para presiones de reservorio por encima de la presión de burbuja ( $P_b$ ) y otra zona cuadrática que se comporta como el modelo de Vogel<sup>5</sup> modificado para presiones menores a la presión de burbuja ( $P_b$ ) (ver desarrollo del modelo en Anexo V).

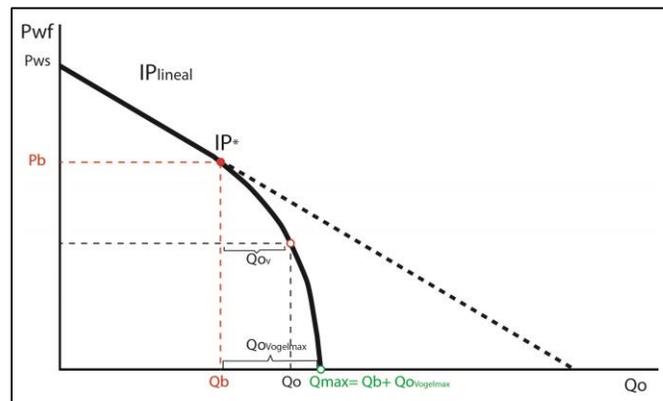


Figura 8. Curva IPR combinada y principales parámetros de cálculo.

El modelo matemático para la IPR combinada queda definido de la siguiente manera:

- Para  $P_{wf} > P_b$ :

$$Q = IP^* (P_{ws} - P_{wf}) \quad (4)$$

$$IP = \frac{Q_b}{P_{ws} - P_b} = IP^* \quad (5)$$

- Para  $P_{wf} < P_b$

$$Q = [Q_{max} - IP^*(P_{ws} - P_b)] \left(1 - a \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right) - b \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right)^2\right) + IP^* (P_{ws} - P_{wf}) \quad (6)$$

siendo  $a + b = 1$

Para esta última ecuación se cuenta con tres incógnitas ( $Q_b$ ,  $b$ ,  $Q_{max}$ ). Para resolverla se necesita conocer la presión estática  $P_{ws}$  y al menos dos caudales con sus respectivas  $P_{wf}$ . Como en este caso, para cada pozo se dispone de  $P_{ws}$  y de tres caudales con las  $P_{wf}$  correspondientes, se deben buscar los valores de las tres variables que minimizan la diferencia entre el cálculo matemático del caudal y el medido en campo.

Los valores de  $Q_b$ ,  $b$ ,  $Q_{max}$  que logran minimizar la diferencia fueron obtenidos utilizando la función solver de Excel y se muestran en la Tabla 9.

Parámetro	Unidad	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4
$Q_b$	m <sup>3</sup> /d	67,2	92,1	114,7	128,2
$Q_{o_{máx}}$	m <sup>3</sup> /d	265,5	364,5	423,7	487,6
$b$		0,5	0,5	0,7	0,6

Tabla 9. Resultados del cálculo de las curvas IPR por pozo.

Para hacer representativo el modelo para todos los pozos del reservorio y para determinar la curva IPR inicial del pozo tipo se promedió la presión estática inicial de los ensayos ( $P_{ws_i}$ ), el caudal máximo ( $Q_{o_{máx}}$ ) y el caudal en el punto de burbuja ( $Q_b$ ) calculados. Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 10.

	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4	Pozo tipo
Presión estática inicial (kg/cm <sup>2</sup> )	220,20	220,90	219,80	219,10	220,00
$Q_{o_{máx}}$ bifásico (m <sup>3</sup> /d)	265,51	364,54	423,73	487,59	385,34
$Q_o @ P_b$ (m <sup>3</sup> /d)	67,20	92,12	114,66	128,19	100,54
Coefficiente a del término lineal	0,48	0,51	0,32	0,36	0,41
Coefficiente b del término cuadrático	0,52	0,49	0,68	0,64	0,59
$IP^*$ inicial = $Q_b / (P_{ws} - P_b)$	1,67	2,25	2,88	3,28	2,51

Tabla 10. Resultados del cálculo de la curva IPR de los pozos y del pozo tipo.

En la siguiente figura se observa la curva IPR del pozo tipo obtenida:

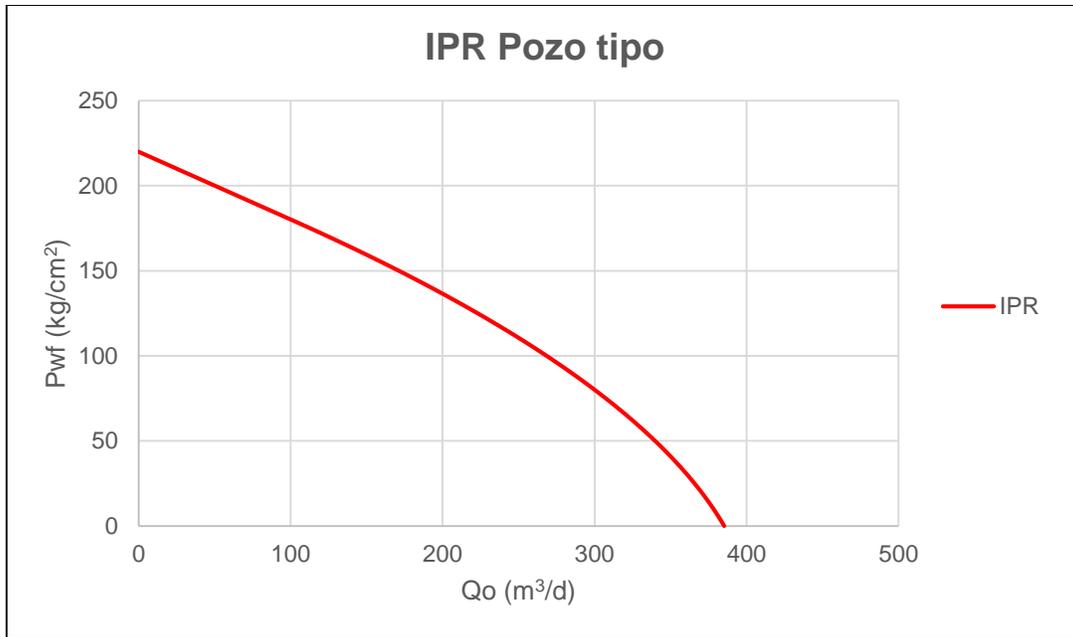


Figura 9. Curva IPR del pozo tipo

### 5.3. Curva VLP (*Vertical Lift Performance Relationship*)

Para modelar la curva VLP se utilizó el software libre HOPE. Se cargaron datos de gravedad del petróleo, gravedad específica del gas y del agua, datos de caudal máximo y mínimo y de longitud del tubing. La correlación utilizada para flujo multifásico fue la de *Beggs and Brill*<sup>6</sup> debido a que resulta la más representativa ya que puede utilizarse para un rango amplio de tamaños de tubería, ángulos de inclinación y para todos los fluidos. Por otra parte, se definió un diámetro de tubing de 2 3/8" por dos razones: por ser el diámetro de tubing de los pozos ya perforados y por ser un tamaño adecuado para una futura instalación de un sistema de levantamiento artificial, en caso de resultar necesario.

Con estos datos, se corrió el programa para un sistema de presión en línea alta (40  $kg/cm^2$ ), media (20  $kg/cm^2$ ) y baja presión (10  $kg/cm^2$ ), presentándose los resultados obtenidos en la Figura 10. Se puede observar que, si se instala desde el principio un sistema de alta, antes del año y medio de operación se tendrá que pasar a un sistema de media o baja. En el caso de poner uno de media desde el comienzo, se podrá seguir operando en surgencia por encima del año y medio de explotación, pero con un caudal mucho menor al que se tendría con un sistema de baja. Por esta razón, se concluyó que lo más conveniente es trabajar desde un principio con una presión de línea de 10  $kg/cm^2$  por ser la que maximiza la recuperación.

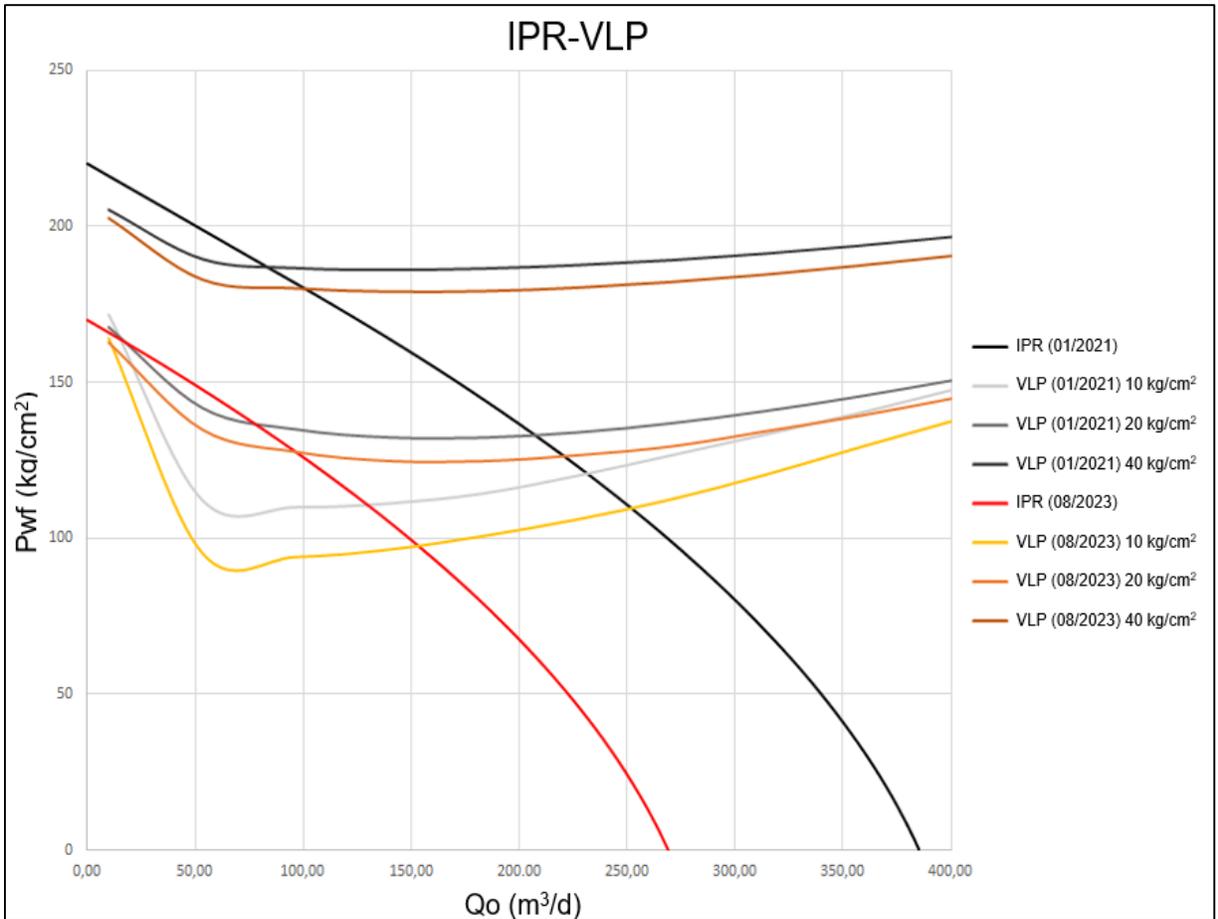


Figura 10. Análisis de sensibilidad de la curva VLP según la presión del sistema de captación.

#### 5.4. Análisis nodal

Con los datos GOR vs.  $P_{ws}$  (Tabla 7), obtenidos por balance de materia, se realizaron 29 corridas en el software HOPE para diferentes condiciones de presión y se obtuvo una base de datos que permitió construir la curva VLP para distintos valores de GOR. Por otra parte, teniendo en cuenta que el GOR está en función de la presión estática se construyó para cada valor de presión una curva IPR.

De esta forma, se determinó el punto de corte de la curva IPR con la VLP para distintos valores de presión estática, representativos de lo que habrá de ocurrir cuando se depleta el yacimiento. En la Figura 11 se pueden observar tres corridas representativas que muestran el punto de corte entre las curvas.

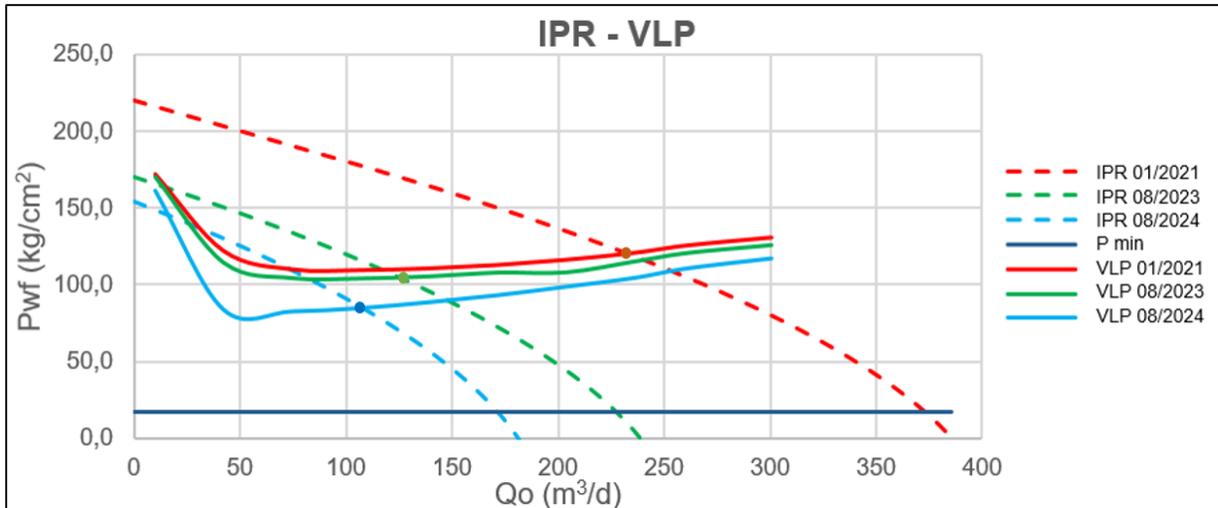


Figura 11. Análisis de cruce de las IPR-VLP para tres GOR diferentes.

Una vez hallados los puntos de corte fue posible determinar la relación entre la presión estática y el caudal de operación, la cual fue considerada como ley de extracción para elaborar los pronósticos (Figura 12).

$$Q = A * Pws^6 + B * Pws^5 + C * Pws^4 + D * Pws^3 + E * Pws^2 + F * Pws + G \quad (7)$$

A	B	C	D	E	F	G
1,956E-09	-1,938E-06	7,886E-04	-1,684E-01	1,990E+01	-1,231E+03	3,114E+04

Tabla 11. Coeficientes de la ecuación polinómica que representa la ley de extracción.

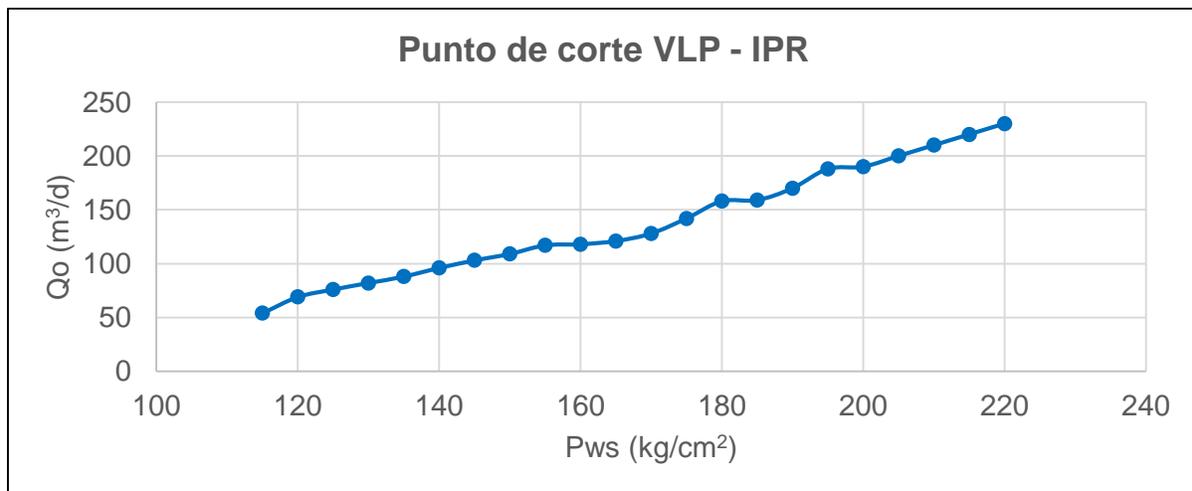


Figura 12. Curva Qo vs Pws con los puntos de corte de las IPR y VLP de la Figura 11.

## VI. PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN

### 6.1. Método de cálculo

Una vez definido el comportamiento del caudal en función de la presión estática, se buscó plantear diferentes pronósticos de producción con el fin de maximizar la recuperación. Para los pronósticos de producción se utilizó la ley de producción (Ecuación 7) y se varió el régimen de perforación con el objetivo de mantener un caudal de producción objetivo.

A continuación, se detalla el método de cálculo que fue utilizado para determinar los pronósticos.

Partiendo del modelo matemático de la IPR y considerando la variación de la presión estática a medida que se depleta el reservorio, se plantean las siguientes ecuaciones:

Para  $P_{ws} > P_b$

$$P_{wf} = P_{ws} - \frac{Q}{IP^*} \quad (8)$$

Y para  $P_{ws} < P_b$

$$Q = [Q_{max} - IP^*(P_{ws} - P_b)] \left(1 - a \left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right) - b \left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right)^2 + IP^*(P_{ws} - P_b)\right) \quad (9)$$

Se decidió adoptar la forma de una ecuación cuadrática con el objetivo de obtener la variación de la presión dinámica en función del caudal:

$$A * P_{wf}^2 + B * P_{wf} + C = 0 \quad (10)$$

Donde:

$$A = \frac{(Q_{max} - IP^*(P_{ws} - P_b)) b}{P_b^2}$$

$$B = \frac{(Q_{max} - IP^*(P_{ws} - P_b)) a}{P_b}$$

$$C = Q - Q_{max}$$

Siendo la raíz positiva de la ecuación:

$$P_{wf} = \frac{-B + \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A} \quad (11)$$

Con esta ecuación se puede calcular la presión dinámica dado un cierto caudal.

Teniendo en cuenta las Ecuaciones 7 a 11 y la relación  $N_p$  vs.  $P_{ws}$  (Tabla 7) es posible determinar el pronóstico de producción mediante un cálculo circular partiendo de la presión estática inicial ( $P_{ws_i} = 220 \text{ kg/cm}^2$ ). Un esquema de este procedimiento se representa en la Figura 13.

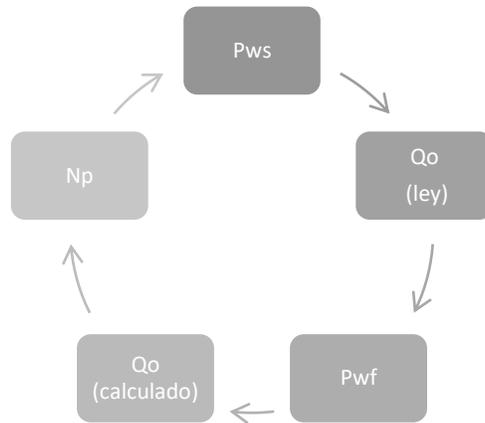


Figura 13. Diagrama de flujo de trabajo para realizar el pronóstico de producción.

La solución de las ecuaciones se halló a partir de la convergencia del cálculo circular. La relación entre  $P_{ws}$  y  $Q_o$  (Ley de extracción) determinada por el cruce de la VLP y la IPR es de fundamental importancia, ya que permite saber cuál es el caudal de surgencia que puede ofrecer el reservorio, teniendo en cuenta la cañería que se tiene en el pozo, sin usar un estrangulador de orificio (*choke*) para restringir el caudal.

## 6.2. Desarrollo de los pronósticos

Tal como se mencionó en la introducción, el activo fue adquirido con equipos que conforman un conjunto de *Early Production Facilities*, los cuales tienen una capacidad de producción de  $350 \text{ m}^3/\text{d}$ . Por esta razón se propone restringir el caudal de los 7 pozos productivos a  $50 \text{ m}^3/\text{d}$ . Esta condición se mantendrá hasta que las nuevas instalaciones de superficie estén listas para operar. Las instalaciones definitivas se diseñaron tomando en cuenta diferentes escenarios, cada uno con un determinado *plateau* de producción. Los escenarios elegidos fueron:

Escenario	Caudal bruto ( $\text{m}^3/\text{d}$ )
1	1.800
2	1.600
3	1.400
4	1.200
5	1.000
6	2.000
7	2.200

Tabla 12. Caudal bruto de líquidos para los siete escenarios planteados.

Cada *plateau* representa una forma distinta de operar y el mejor escenario será elegido en función a los indicadores económicos.

A continuación, se muestran los pronósticos de producción para cada escenario (Figura 14), determinado por el método de cálculo previamente descrito. Se puede observar que, a medida que aumenta el caudal del *plateau*, el mismo se mantiene por un período de tiempo más corto debido a que el yacimiento se

depleta más rápidamente. Este factor influye en la selección del pronóstico más conveniente, dado que un *plateau* más alto implica operar por menos tiempo en su máxima capacidad. En estas condiciones, se produce un sobredimensionamiento innecesario de las instalaciones de superficie que generará una mayor capacidad ociosa, con su consecuente implicancia económica.

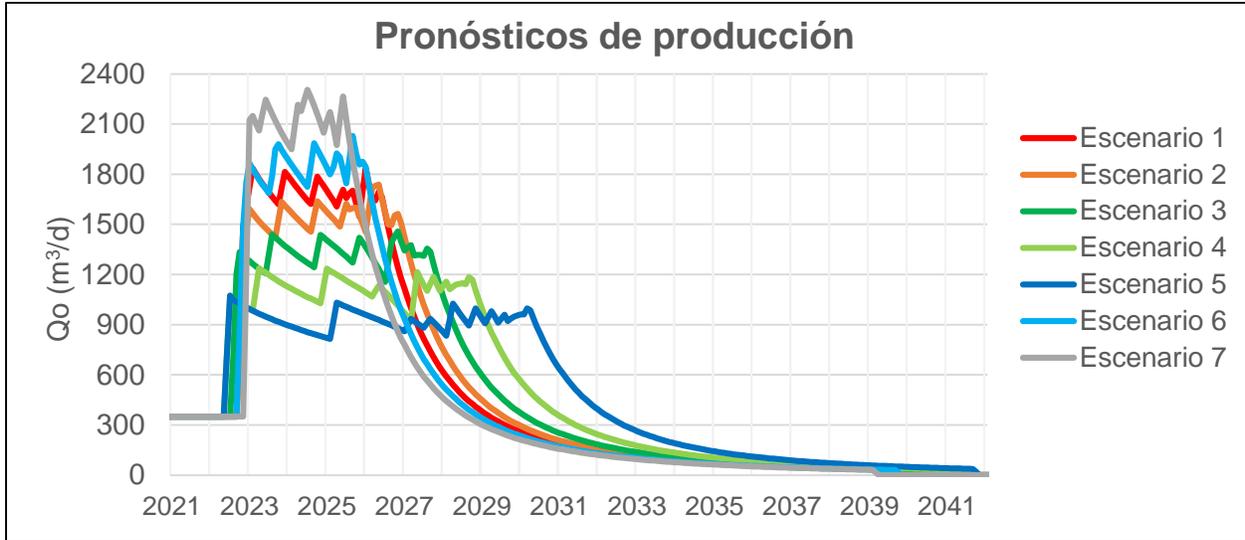


Figura 14. Pronósticos de producción para los escenarios planteados.

Para mantener estos *plateau* se planificó un cronograma de perforación de los pozos para cada uno de los escenarios, teniendo en cuenta que la cantidad máxima de pozos activos es veinticinco (definida por el *acreage*). El régimen de perforación planteado para cada *plateau* se encuentra en el siguiente diagrama.

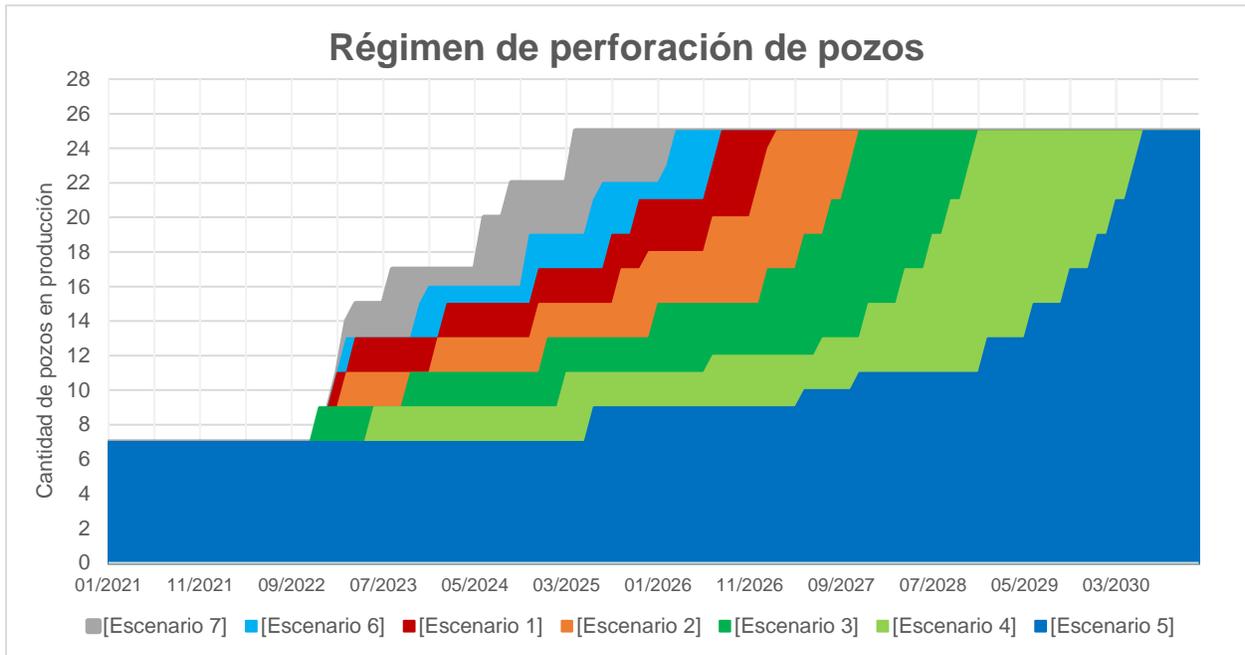


Figura 15. Cronograma de perforación de los pozos según el escenario.

Para determinar el régimen de perforación se tuvo en cuenta que el equipo de perforación y completación puede lograr como máximo dos pozos por mes. Este factor tiene un impacto considerable tanto en la logística como en los cálculos económicos ya que se tiene que contratar con cierta anticipación a la empresa encargada, según la necesidad que se tenga.

Si bien el factor de recuperación de todos los casos es aproximadamente 17,4%, la evolución de la acumulada de petróleo en función del tiempo varía de escenario a escenario, según la velocidad con la que se extrae el hidrocarburo (Figura 16).

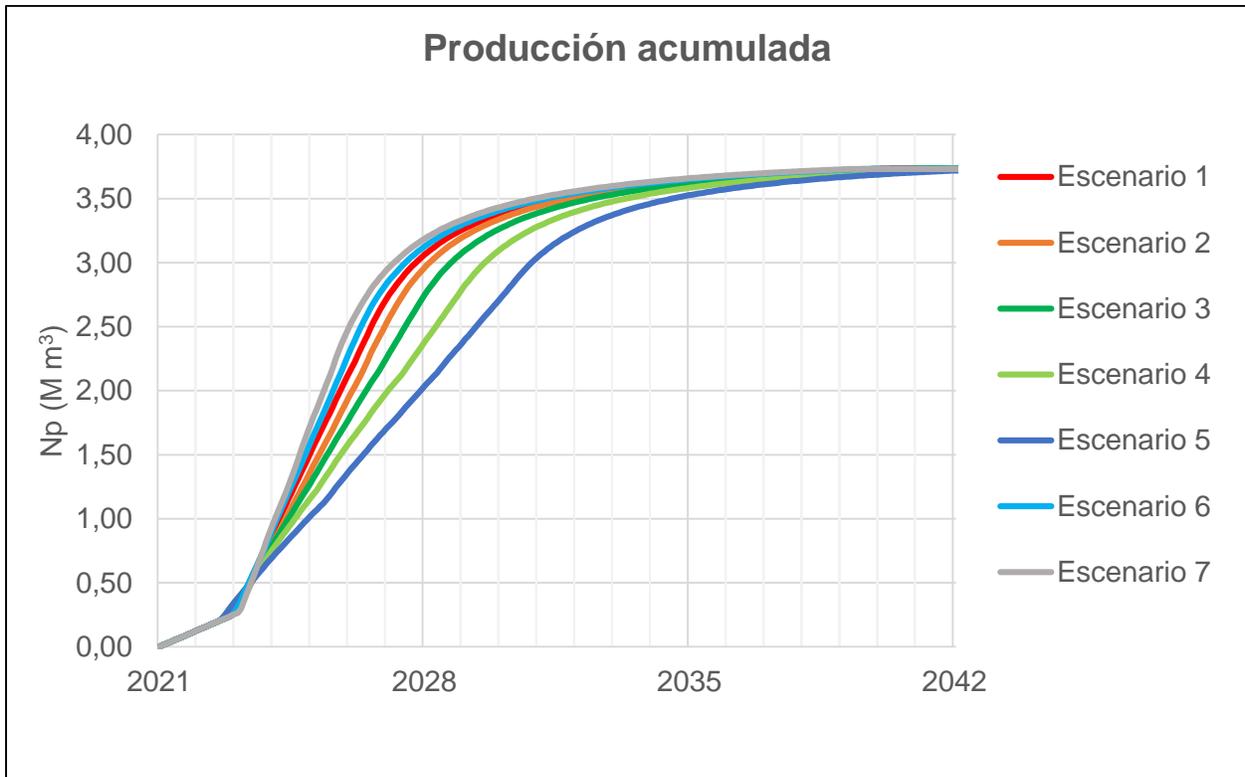


Figura 16. Acumulada de petróleo en función del tiempo para los siete escenarios planteados.

### 6.3. Sistema de levantamiento artificial (SLA)

Teniendo en cuenta la evolución de la presión dinámica ( $P_{wf}$ ) y la disminución del caudal por surgencia natural en etapas tardías del proyecto, se evaluó la posibilidad de implementar un sistema de levantamiento artificial para mantener una producción conveniente desde el punto de vista técnico y económico.

Para determinar el SLA que se adecúa mejor a las condiciones operativas, se evaluó cada una de las tecnologías conocidas con la ayuda de una matriz de decisión (Tabla 13).

Parámetro	Bombeo mecánico	Bomba electro sumergible (BES)	Bomba de cavidad progresiva (PCP)
Profundidad de operación	✓	✓	X
Caudal de operación	✓	X	✓
Manejo de gas	Regular	Regular	Regular
Gravedad específica	✓	✓	✓
Fuente de energía (eléctrica)	✓	✓	✓
Fuente de energía (gas)	✓	X	✓
Eficiencia	45% - 60%	40% - 50%	40% - 60%

Tabla 13. Cuadro comparativo de sistemas de levantamiento artificial.

Las características de cada uno de estos SLA se muestran en el Anexo VI. En base a las características del reservorio y a las condiciones operativas se escogió el sistema de bombeo mecánico, por ser el que mejor se adecúa a las condiciones del yacimiento. Los criterios de selección tomados en cuenta fueron:

- Profundidad: 2.100 mbnm
- Caudal de operación < 70 m<sup>3</sup>/d
- Viscosidad del fluido: 0,9 – 1,7 cP (a presión y temperatura de reservorio)
- Fuente de energía in situ: gas de yacimiento
- Otros parámetros: menor índice de pulling y eficiencia.

#### 6.4. Análisis de condición operativa para el escenario óptimo

En el apartado del análisis económico se demuestra que el *Escenario 1* con un *plateau* de 1.800 m<sup>3</sup>/d es el que ofrece mejores resultados económicos. Por esta razón el análisis de la condición operativa se presenta para este caso en particular.

##### 6.4.1. VLP - IPR

A continuación, en la Figura 17 se muestra la evolución de la VLP y la IPR a lo largo del tiempo. La VLP será la misma para presiones estáticas por arriba de la presión de burbuja ( $P_b = 180 \text{ kg/cm}^2$ ) debido a que el GOR se mantiene constante. Por su parte, la IPR decrece a medida que pasa el tiempo debido a que se va depletando el reservorio. Como se observa en la Figura 17, la VLP solo será tomada en cuenta hasta marzo del 2026 ( $P_{ws} = 121 \text{ kg/cm}^2$ ) ya que a partir de este mes el cruce con la IPR se dará en la zona inestable. Desde ese mes, todos los pozos van a producir con un sistema de bombeo mecánico, con una presión de fondo fluyente de  $17,6 \text{ kg/cm}^2$ , valor mínimo operativamente recomendable para este yacimiento, habida cuenta de la integridad de las varillas.

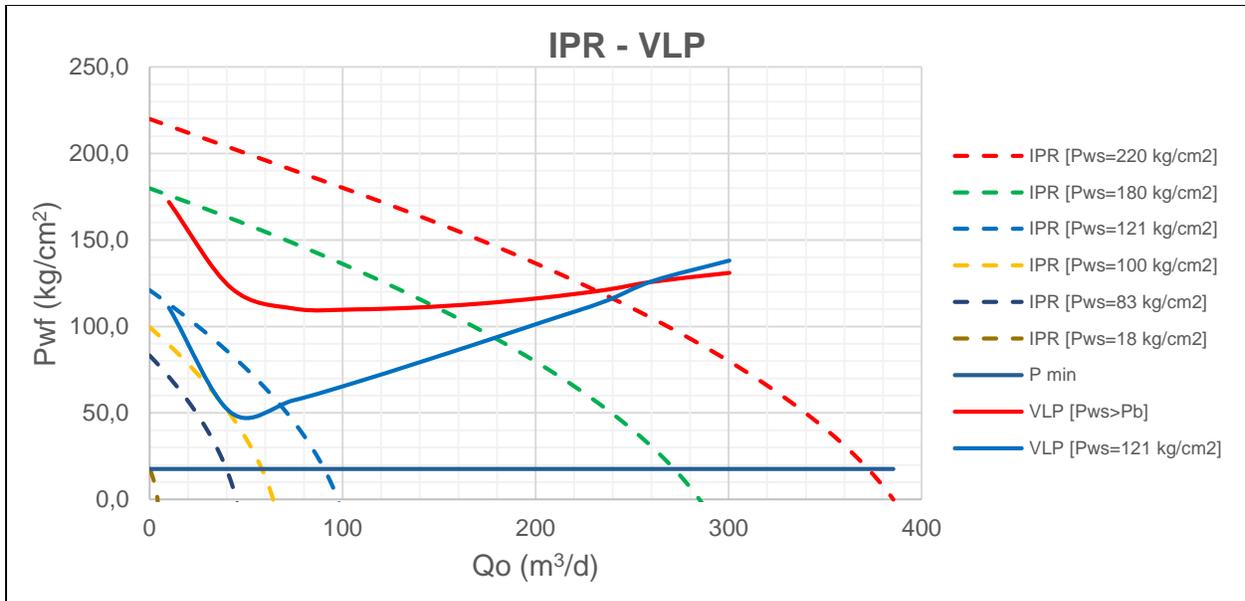


Figura 17. Gráfico de presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ) en función del caudal de petróleo para distintos períodos del escenario elegido.

#### 6.4.2. Presión estática y dinámica

La evolución de las presiones estáticas y dinámicas para el *Escenario 1* a lo largo de la operación se muestra a continuación. Se pueden asociar las caídas de presión dinámica abruptas con dos momentos donde se acelera la producción: la puesta en marcha de la planta de tratamiento de petróleo (enero 2023) y la fecha de instalación de los SLA (marzo 2026). Adicionalmente, se observa que para el 2040 la presión estática es muy cercana a la presión dinámica momento en el cual ya no es factible seguir operando.

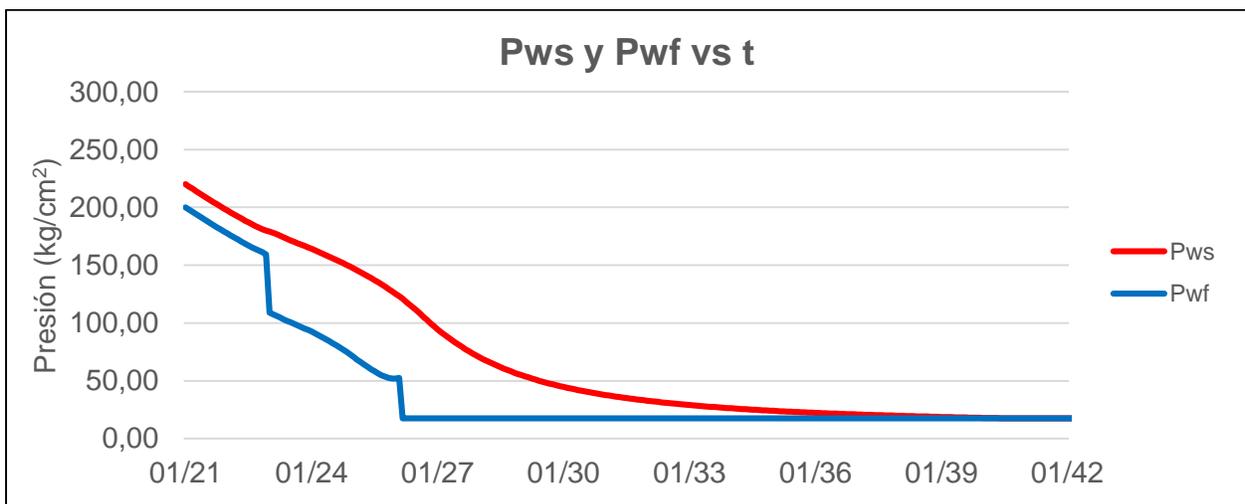


Figura 18. Evolución de la presión estática y dinámica en función del tiempo.

### 6.4.3. Producción de gas

Para el dimensionamiento de las instalaciones de superficie se debe considerar el caudal de gas que se produce y que con posterioridad al tratamiento va a ser comercializado. Se puede observar en la Figura 19 que la planta tendrá que estar lista al año de iniciada la operación debido a que el caudal aumenta por encima de la capacidad de las *Early Production Facilities* (40.000 sm<sup>3</sup>/d). La capacidad de diseño de la planta de tratamiento de gas quedará determinada por el caudal máximo de gas que será producido (1 M sm<sup>3</sup>/d).

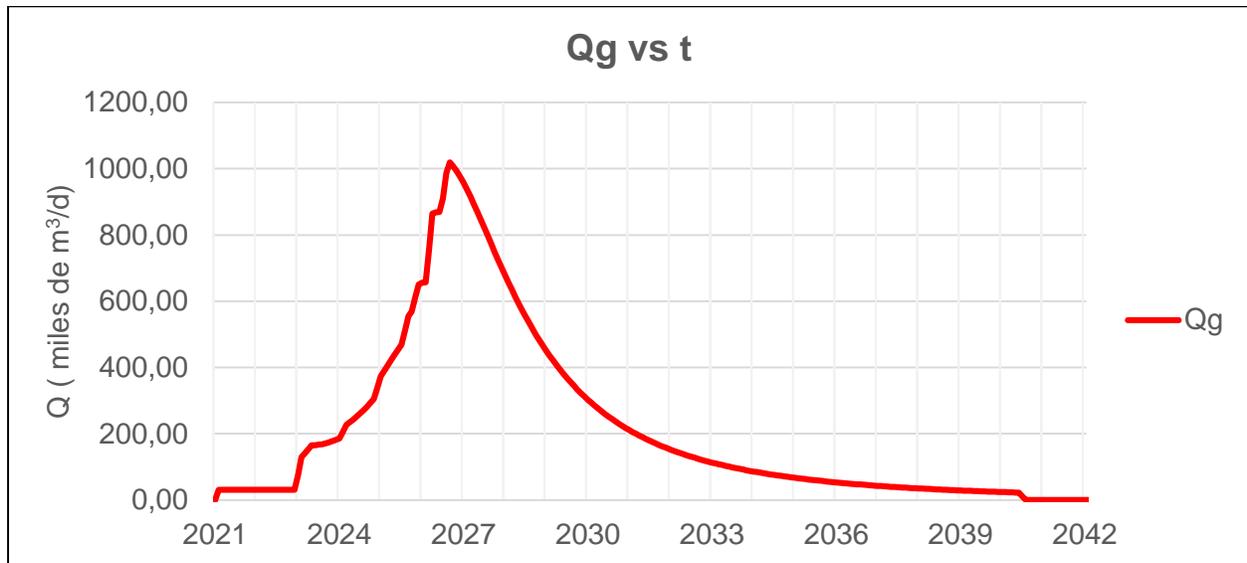


Figura 19. Caudal de gas producido en función del tiempo.

## VII. EVALUACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE SUPERFICIE

Para el diseño de las instalaciones de superficie se tuvo en cuenta la capacidad inicial de la planta, la cual está dada por las *Early Production Facilities* (EPF) durante la etapa temprana del proyecto. La capacidad de esta última es la suficiente para tratar un caudal bruto de 350 m<sup>3</sup>/d de líquidos (crudo y agua) y un caudal de 40.000 sm<sup>3</sup>/d de gas (gas de yacimiento). Las especificaciones de los productos a la salida de planta se ven limitados por las características de las EPF.

La capacidad máxima de la planta se dimensionó para un caudal bruto de 1.800 m<sup>3</sup>/d de líquidos y un caudal de 1 M sm<sup>3</sup>/d de gas. Además, se definió un Factor de Seguridad (FS) de 20% para asegurar que las variaciones de caudal no afecten negativamente la operatividad de las instalaciones.

A continuación, se detallarán los equipos que deberían instalarse para conseguir las especificaciones que exigen los destinatarios de los productos finales: gas a gasoducto, crudo a oleoducto troncal y agua a un pozo sumidero (P5).

### 7.1. Naturaleza del crudo y gas

#### 7.1.1. Calidad del crudo

CRUDO SIN TRATAR		
Agua Total	% s/total	5
Agua Libre	% s/total	2
Presión de alimentación	kg/cm <sup>2</sup>	10
Temperatura de alimentación	°C	90,3
Densidad relativa		0,85
Grados API	°API	35
Contenido de sales	ppm - g/m <sup>3</sup>	25.000
Contenido de sales	PTB	8.762,5

Tabla 14. Propiedades y calidad del crudo a la entrada de la Planta de Tratamiento de Crudo (PTC).

#### 7.1.2. Composición y calidad del gas de yacimiento

GAS SIN TRATAR			
	Composición	PM	PCS (Poder Calorífico Superior)
	% molar	g/mol	kcal/sm <sup>3</sup>
H <sub>2</sub> S	0 ppm	-	0
H <sub>2</sub> O	Saturado	-	0
N <sub>2</sub>	2,00%	28	0
CO <sub>2</sub>	1,00%	44	0
CH <sub>4</sub>	86,00%	16	8.989
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	5,50%	30	15.748
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	2,25%	44	22.392
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,75%	58	29.032
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,75%	72	35.676
C <sub>6</sub> +	0,75%	95	42.324
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>19,7</b>	<b>10.193,6</b>

Tabla 15. Propiedades y calidad del gas a la entrada de la Planta de Tratamiento de Gas (PTG).

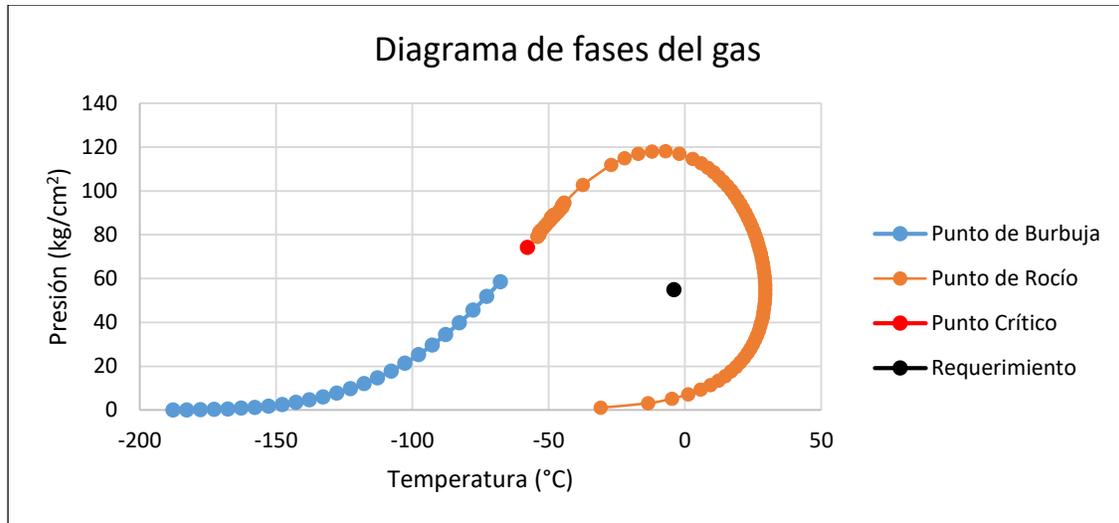


Figura 20. Diagrama de fases del gas y requerimiento del punto de rocío según Enargas.

### 7.1.3. Calidad del agua al ingreso de la planta de tratamiento de agua (PTA)

AGUA AL INGRESO DE LA PTA		
O/W (Libre)	ppm	1.000
Sólidos en suspensión	ppm	25.000

Tabla 16. Propiedades y calidad del agua a la entrada de la Planta de Tratamiento de Agua (PTA).

## 7.2. Especificaciones de entrega

### 7.2.1. Especificaciones del crudo

En la siguiente tabla se muestra los requerimientos de entrega establecidos por la empresa Oleoductos del Valle (OLDELVAL):

Parámetro	Unidad	Condición básica
Contenido de sales	g/m <sup>3</sup>	100
Contenido de agua y sedimentos	%w/w	1,0
Presión de vapor Reid	kPa	<103,42 @ 37,78°C
Temperatura de entrega	-	Mayor a la temperatura de formación de parafinas

Tabla 17. Requerimiento de entrega de crudo a oleoducto troncal.

### 7.2.2. Especificaciones de gas

Requerimientos a cumplir según Resolución Enargas N°602/2019:

Parámetro	Unidad	Condición básica	Referencia de control
Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	% molar	2	ASTM D 1945 / GPA 2261 / IRAM-IAP A 6852
Total de inertes (CO <sub>2</sub> + N <sub>2</sub> )	% molar	4	ASTM D 1945 / GPA 2261 / ISO 6976 / IRAM-IAP A 6852
Oxígeno (O <sub>2</sub> )	% molar	0,2	ASTM D 1945 / GPA 2261 / IRAM-IAP A 6852
Vapor de agua (H <sub>2</sub> O)	mg/m <sup>3</sup>	65	ASTM D 1142 / IRAM-IAPG A 6856
Sulfuro de hidrógeno (SH <sub>2</sub> )	mg/m <sup>3</sup>	3	GPA 2377 / IRAM-IAPG A 6860
Azufre entero (STOT)	mg/m <sup>3</sup>	15	GPA 2377 IRAM-IAPG A 6860 / IRAM-IAPG A 6861
Punto de rocío de hidrocarburo (PRHC)	°C	<-4°C @5.500kPa	GPA 2286 y Ecuación de Estado
Poder calorífico superior (PCS)	kcal/m <sup>3</sup> MJ/m <sup>3</sup>	8.850 – 10.200 37,04 – 42,70	GPA 2172 / ISO 6976 / IRAM-IAPG A 6854 / ASTM D3588
Índice de Wobbe (IW)	kcal/m <sup>3</sup> MJ/m <sup>3</sup>	11.300 – 12.470 47,30 – 52,20	ISO 6976 / IRAM
Temperatura máxima	°C	50	-

Tabla 18. Requerimiento de entrega de gas a gasoducto.

### 7.2.3. Especificaciones del agua

Requerimientos de disposición de agua en pozo sumidero:

Parámetro	Unidad	Condición básica
O/W (Libre)	Ppm	20 a 40 ppm
Sólidos en suspensión	Ppm	< 20 ppm

Tabla 19. Requerimiento de disposición de agua a pozo sumidero.

### 7.3. Diagrama de planta y procesos

#### 7.3.1. Early Production Facilities (EPF)

##### Descripción del proceso

Como ya se mencionó, el yacimiento cuenta ya con 7 pozos productivos y EPF que permiten una producción total bruta de 350 m<sup>3</sup>/d. Los sondeos producen en superficie un fluido multifásico (gas, petróleo y agua) que luego de pasar por el *Manifold B1*, es colectado en una batería tipo *cluster* y enviado a la planta de tratamiento. Posteriormente, en planta, la mezcla ingresa al *Separador Principal 1*. Este es un separador trifásico que tiene la capacidad de separar el agua libre y el gas asociado al petróleo.

Cada línea es tratada o almacenada según la disponibilidad de equipos en planta. Se lleva la presión del gas hasta 80 kg/cm<sup>2</sup> en el *Compresor 1* y se enfría en el *Intercambiador de Calor 1* previo a su ingreso a la *Planta de Deshidratación (TEG)*, donde se deshidrata el gas para ser enviado a un yacimiento vecino con el requerimiento necesario. El crudo es almacenado en el *Tanque de Almacenamiento de Crudo 1* conteniendo un 3% de agua emulsionada, la que no puede ser removida durante la etapa inicial del proyecto. Este crudo sin tratar es enviado a un yacimiento vecino a través de camiones. El agua del *Separador Principal 1* es almacenada en el *Tanque de Almacenamiento de Agua 1* de 100 m<sup>3</sup> de capacidad (aproximadamente 15 días de producción a un caudal de 7 m<sup>3</sup>/d). El agua es enviada en esta condición a un laboratorio especializado para su tratamiento y posterior descarte. En la Figura 21 se representa un diagrama de procesos de la planta de tratamiento.

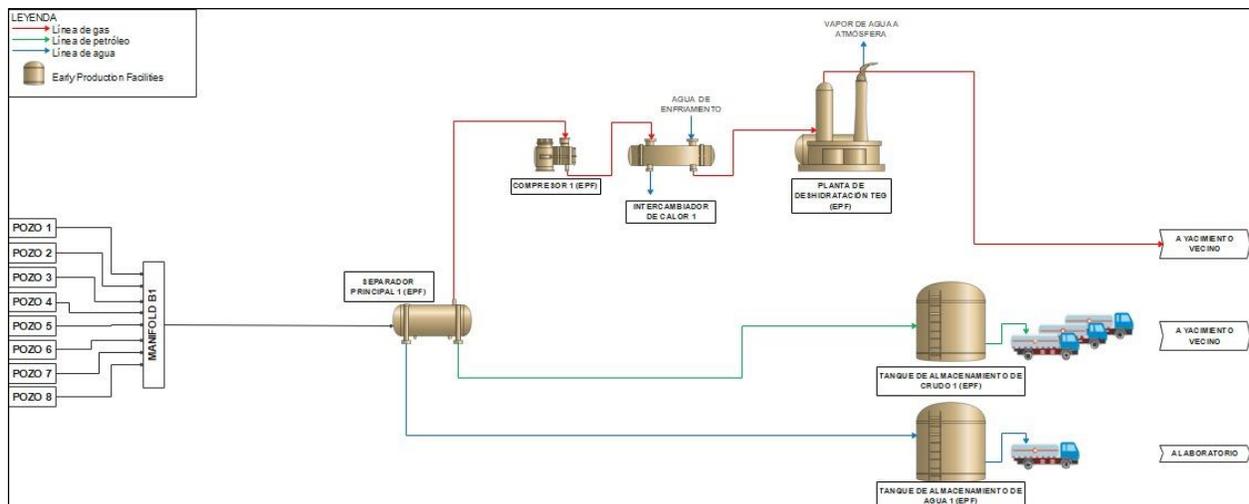


Figura 21. Diagrama de procesos y equipos de la etapa temprana del proyecto - Early Production Facilities (EPF). En rojo se representa la línea de gas, en verde el crudo y en azul el agua.

El costo total de la EPF y de los equipos que la componen fue estimado al solo efecto de tener una referencia para las tratativas de adquisición del área. En el Anexo VII, se presenta un resumen de los equipos y los costos estimados. Para el cálculo del costo total, se postuló que el costo de los equipos era el 20% del total. En los flujos de caja, la inversión realizada por el anterior propietario en la EPF y en los pozos existentes fue tratada como costo hundido.

### 7.3.2. Instalaciones de superficie a capacidad total

Como se mencionó al inicio del capítulo, la planta operará con capacidad total de tratamiento para un caudal bruto de 1.800 m<sup>3</sup>/d de líquidos y 1 M sm<sup>3</sup>/d de gas. La planta se dividirá en 3 zonas: Planta de Tratamiento de Crudo (PTC), Planta de Tratamiento de Gas (PTG) y Planta de Tratamiento de Agua (PTA) como se muestra en la Figura 22. Cabe destacar que las EPF habrán de permanecer, formando parte de las instalaciones definitivas.

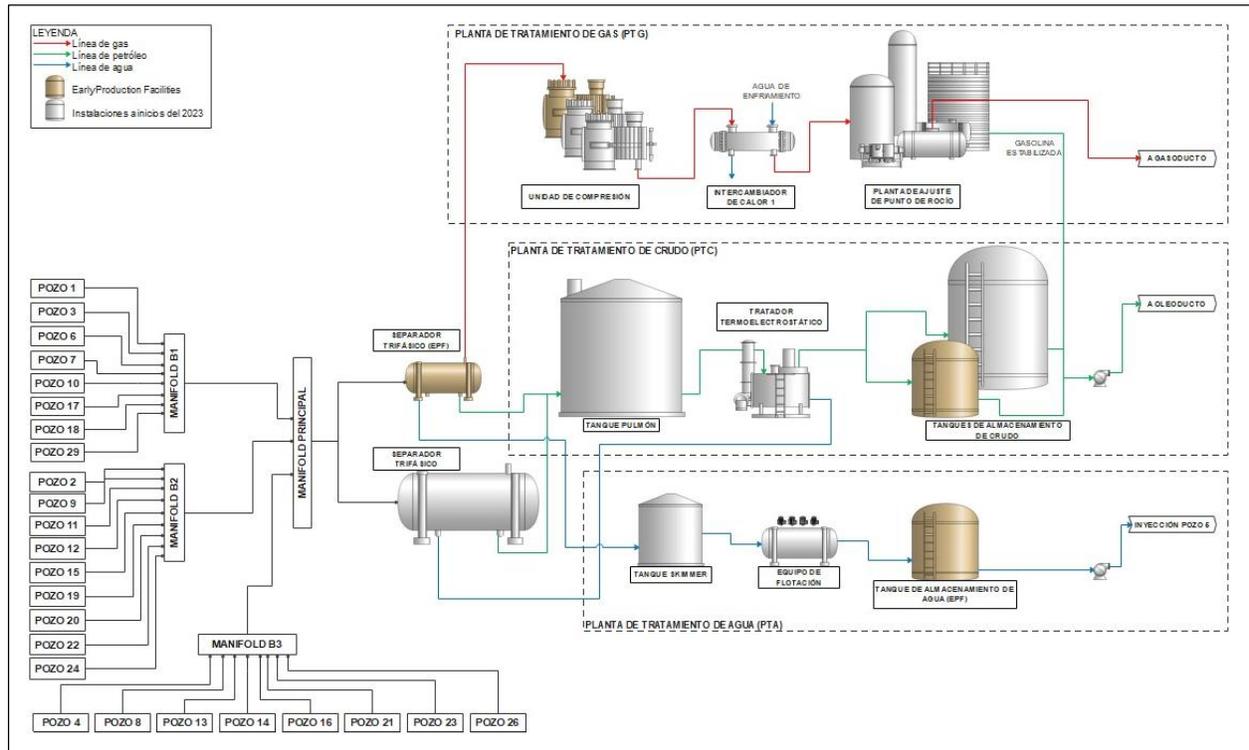


Figura 22. Diagrama de procesos de la Planta de Tratamiento a capacidad total.

#### Descripción del proceso

Se captará la producción de los 25 pozos productivos en los *Manifold B1* (proveniente de las EPF), *B2* y *B3* y se enviará al *Manifold Principal* que se encuentra a la entrada de la *Planta de Tratamiento*. La mezcla se separará en los *Separadores 1* y *2* obteniéndose crudo, gas y agua. El crudo que contiene un 3% de agua emulsionada se enviará a un *Tanque Pulmón de Crudo* que alimentará un *Tratador Termoelectrostático* luego de ser calentado. El petróleo, ya en especificaciones de venta, se almacenará en los *Tanques de Almacenamiento de Crudo 1* y *2* para posteriormente ser enviado a través del oleoducto a la presión requerida por el receptor.

La línea de gas se enviará a una *Unidad de Compresión*, que proveerá la presión necesaria para alimentar la *Planta de Deshidratación (TEG)*. El gas con cantidades mínimas de agua se enviará a la *Planta de Ajuste de Punto de Rocío*, que por la naturaleza y composición del gas se entrega finalmente por dos líneas. Por un lado, un gas de componentes livianos que condensa a temperatura inferior a -4°C @ 5500 kPa (requerimiento de Enargas) y, por otro lado, gasolina estabilizada que será enviada por oleoducto, conjuntamente con el petróleo de la salida de la PTC.

Las líneas de agua (agua libre y agua emulsionada derivada de la PTC) se dirigirán hacia la PTA. La misma contará con un *Tanque Skimmer* en el cual por gravedad se separarán las fases inmiscibles de agua y petróleo. La corriente de agua se enviará luego a la *Unidad de Flotación* la cual por acción mecánica removerá el resto de petróleo que se encuentre como fase inestable suspendida en agua. Se almacenará el agua en especificación en el Tanque de Almacenamiento de Agua (EPF) previo a su inyección al pozo sumidero (Pozo 5).

### 7.3.3. Planta de tratamiento de crudo (PTC)

#### *Detalles de procesos y equipos*

##### MANIFOLD

El Manifold B2 fue diseñado con una capacidad de pasaje máximo de 900 m<sup>3</sup>/d de líquidos y hasta 500.000 sm<sup>3</sup>/d de gas proveniente de 9 pozos. La presión a la que estará sometido oscila entre 10 – 20 kg/cm<sup>2</sup>.

El Manifold B3 fue diseñado con una capacidad para un caudal bruto máximo de 600 m<sup>3</sup>/d de líquidos proveniente de 8 pozos, la presión oscilará de la misma forma que en Manifold 2 y los caudales de gas serán aproximadamente 350.000 sm<sup>3</sup>/d. No se requiere la instalación de una bomba multifásica ya que se cuenta con la presión suficiente para llegar a la Planta de Tratamiento.

##### SEPARADOR PRINCIPAL

Este separador es trifásico y horizontal con una capacidad de 1.450 m<sup>3</sup>/d y un tiempo de residencia de 10 minutos. Se usará como diseño de internos una caja de chicanas ya que se espera grandes cantidades de arena asociada a los fluidos de yacimiento.

##### SEPARADOR DE CONTROL

Se instalará un separador de control por cada batería añadida (Batería 2 y Batería 3), que contará con una capacidad de 50 m<sup>3</sup>/d, cuya función será el monitoreo de las características y propiedades de los fluidos.

##### TANQUE PULMÓN

Se contará con 2 tanques de 3.600 m<sup>3</sup> de volumen que podrán alimentar el proceso aguas abajo hasta 2 días ante cualquier falla o desabastecimiento. A la salida de los tanques, se inyectarán agentes químicos desemulsionantes para favorecer la coalescencia de las partículas de agua emulsionada. Este proceso mejorará la efectividad del posterior tratamiento térmico-electrostático.

##### BOMBA

Se usará una bomba centrífuga de 200 HP para conseguir la presión suficiente para alimentar el proceso de tratamiento aguas abajo. Se llevará el fluido hasta una presión de 13 kg/cm<sup>2</sup> con una eficiencia de bombeo de 80%.

## INTERCAMBIADOR DE CALOR

Se precalentará el fluido previo al ingreso al *Tratador Termoelectrostático* desde 20°C a 40°C. Este equipo será un intercambiador de tipo coraza y tubos con un área de intercambio de 170 m<sup>2</sup>. El fluido caliente será la línea de salida del *Tratador Termoelectrostático*, que estará a una temperatura de 70°C.

## TRATADOR TERMOELECTROSTÁTICO

En este proceso se logrará remover el 95% del agua que se encuentra en forma de emulsión en el crudo. Para esto se calentará hasta 70°C por llama directa y a través de un quemador de tubos de fuego que usará gas de yacimiento como combustible. La energía necesaria será suministrada en forma de corriente alterna (CA) con el fin de evitar arcos eléctricos (corto circuitos). El equipo tendrá elementos coalescedores como configuración interna para favorecer la estabilización del agua emulsionada. A la salida del tratador se cumplirá con los requerimientos de 23 PTB de salinidad y 0,26% de agua y sedimentos BS&W.

## ALMACENAMIENTO

Se necesitará un tanque atmosférico de 2.900 m<sup>3</sup> de volumen ya que en las EPF se cuenta con un tanque de 700 m<sup>3</sup>. Se podrá almacenar 2 días de producción a un caudal máximo de 1.800 m<sup>3</sup>/d. A la entrada de este tanque se contará con un pequeño separador flash, que servirá para desgasificar la línea evitando turbulencias al momento del llenado. Los gases a la salida del separador serán enviados a la antorcha.

### *Resumen de equipos y costos estimados*

Los costos de los equipos y el costo total de instalación (TIC) se estimaron tomando la información de referencia del Anexo VIII:

Proceso	Cantidad	Equipo	Capacidad Requerida	Diseño Comercial	Unidad	Costo unitario (USD)	Costo total (USD)
Captación	1	Manifold-B2	900	1080	m <sup>3</sup> /d	80.000	80.000
Captación	1	Manifold-B3	600	720	m <sup>3</sup> /d	80.000	80.000
Captación	1	Manifold principal	1800	2160	m <sup>3</sup> /d	80.000	80.000
Separación	2	Separador trifásico	1450	1740	m <sup>3</sup> /d	643.887	1.287.774
Análisis	2	Separador de control	50	50	m <sup>3</sup> /d	100.000	100.000
Tanque pulmón	2	Almacenamiento para 2 día	1800	2160	m <sup>3</sup>	929.516	1.859.032
Calentador	1	Intercambiador de Calor (líquido - líquido antes de Heat Treater)	170	204	m <sup>2</sup>	69.614	65.080
Bomba	2	Bomba	20,83	25	l/s	14.348	28.696
Desalación	1	Tratador térmico	1800	2160	m <sup>3</sup> /d	4.156.922	4.156.922
Almacenamiento	1	Tanque de almacenamiento atmosférico por 2 días	2900	3480	m <sup>3</sup>	1.179.830	1.179.830
<b>COSTO TOTAL DE EQUIPOS (USD)</b>							<b>9.021.869</b>
<b>COSTO TOTAL DE INSTALACIÓN (TIC) (USD)</b>							<b>36.069.340</b>

Tabla 20. Resumen de equipos y costos estimados de la PTC.

#### 7.3.4. Planta de tratamiento de gas (PTG)

##### *Detalles de procesos y equipos*

##### UNIDAD DE COMPRESIÓN

Antes de ingresar a la Planta de Deshidratación el caudal de gas de 1 M sm<sup>3</sup>/d pasará por una *Unidad de Compresión* en la que se llevará la presión de 10 kg/cm<sup>2</sup> a 80 kg/cm<sup>2</sup> elevando la temperatura de 20°C a 95°C. Se instalarán compresores centrífugos multietapa con capacidad de 750 HP cada uno.

##### PLANTA DE DESHIDRATACIÓN (TEG)

El gas se deshidratará al 98% mediante un proceso de absorción de agua con trietilenglicol (TEG). Teniendo en cuenta la cantidad de metano en la composición del gas (86% molar) se deberá conseguir un proceso eficiente. Esto se alcanzará con la etapa previa de compresión (de 10 kg/cm<sup>2</sup> a 80 kg/cm<sup>2</sup>) y enfriando hasta una temperatura de 10°C el gas a la entrada. La regeneración de TEG requerirá el uso de gas de yacimiento para lograr el “stripping” de contaminantes y una reposición de TEG, de acuerdo a los balances que se calculen posteriormente a la instalación y puesta en marcha.

## PLANTA DE AJUSTE DE PUNTO DE ROCÍO

Se instalará una Planta de Ajuste de Punto de Rocío por refrigeración mecánica mediante el uso de propano como fluido refrigerante. Se conseguirán temperaturas de  $-15^{\circ}\text{C}$  para asegurar la condensación de todos los hidrocarburos pesados. Adicionalmente se deberá inyectar monoetilenglicol (MEG) aguas arriba para evitar la formación de hidratos al reducir la temperatura. De esta forma se conseguirá un gas en especificación y gasolina estabilizada. La composición de las líneas de salida es la siguiente:

GAS A LA SALIDA DE PLANTA APR			
	Composición	PM	PCS (Poder Calorífico Superior)
	% molar	g/mol	kcal/sm <sup>3</sup>
H <sub>2</sub> S	0 ppm	-	0
H <sub>2</sub> O	65 mg/m <sup>3</sup>	-	0
N <sub>2</sub>	2%	28	0
CO <sub>2</sub>	1%	44	0
CH <sub>4</sub>	86%	16	8.989
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	6%	30	15.748
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	2%	44	22.392
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	2%	58	29.032
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0%	72	35.676
C <sub>6</sub> +	0%	95	42.324
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>18,5</b>	<b>28.302,7</b>

Tabla 21. Composición de gas a la salida de la Planta de Ajuste de Punto de Rocío (APR).

GASOLINA ESTABILIZADA A LA SALIDA DE PLANTA APR			
	Composición	PM	Flujo másico por 1000 sm <sup>3</sup> de gas
	% molar	g/mol	kg/d
H <sub>2</sub> S	0 ppm	-	-
H <sub>2</sub> O	65 mg/m <sup>3</sup>	-	-
N <sub>2</sub>	0%	28	-
CO <sub>2</sub>	0%	44	-
CH <sub>4</sub>	0%	16	-
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0%	30	-
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0%	44	-
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	2,6%	58	0,9
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	42,0%	72	20,3
C <sub>6</sub> +	55,4%	95	30,4
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>84,4</b>	<b>51,6</b>
Densidad Gasolina Natural (kg/m <sup>3</sup> )			670
<b>Caudal Gasolina Natural Estabilizada (m<sup>3</sup>/d)</b>			<b>61,6</b>

Tabla 22. Composición de gasolina estabilizada a la salida de la Planta de Ajuste de Punto de Rocío (APR).

### Resumen de equipos y costos estimados

Los costos de los equipos y el costo total de instalación (TIC) se estimaron tomando la información de referencia del Anexo VIII:

Proceso	Cantidad	Equipo	Capacidad Requerida	Diseño Comercial	Unidad	Costo estimado (USD)
Deshidratación (GAS)	1	Planta TEG	960.000	1.152.000	sm <sup>3</sup> /d	653.165
Compresión	1	Unidad de compresión	4.500	5.400	HP	13.002.352
Ajusto de punto de rocío	1	Planta APR	1.000.000	1.200.000	sm <sup>3</sup> /d	15.465.456
<b>COSTO TOTAL DE INSTALACIÓN (TIC) (USD)</b>						<b>29.120.973</b>

Tabla 23. Resumen de equipos y costos estimados de la PTG.

### 7.3.5. Planta de tratamiento de agua (PTA)

#### *Equipo y Detalles del Proceso*

##### TANQUE SKIMMER

Se removerá la fase dispersa de petróleo que se encuentra suspendida por acción de la gravedad en un tanque de 45 m<sup>3</sup> de volumen con un tiempo de residencia de 12 horas. El caudal de alimentación de agua proveniente de los separadores trifásicos y de la PTC es de 90 m<sup>3</sup>/d. Este tanque estará presurizado por gas de blanketing derivado del yacimiento y se mantendrá a temperatura ambiente. Mediante este proceso se conseguirá reducir la concentración de petróleo en agua de 1.000 ppm a 150 ppm. Al ingreso del Tanque Skimmer se inyectarán agentes floculantes y clarificantes. Además, se añadirán biocidas a base de gluteraldehído para asegurar las condiciones de desecho del agua.

##### UNIDAD DE FLOTACIÓN

Se conseguirá reducir el contenido de petróleo emulsionado en agua (O/W) de 150 ppm a 30 ppm mediante un proceso de agitación y adición de gas que ayudará a la suspensión del crudo. Los agentes clarificantes añadidos anteriormente ayudarán a reducir la turbidez del agua y a depositar en el tanque de agitación los barros arrastrados de procesos anteriores.

##### TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA

Se hará uso del tanque de almacenamiento que forma parte de la EPF, que tiene un volumen de 177 m<sup>3</sup> (API 650). El mismo podrá almacenar un caudal 90 m<sup>3</sup>/d de agua por un día y medio. Este volumen será inyectado al Pozo 5, que será convertido en pozo sumidero.

#### *Resumen de equipos y costos estimados*

Los costos de los equipos y el costo total de instalación (TIC) se estimaron tomando la información de referencia del Anexo VIII:

Proceso	Cantidad	Equipo	Capacidad Requerida	Diseño Comercial	Unidad	Costo inversión (USD)
Separación de crudo	1	Tanque Skimmer (residencia 12h)	27	32,4	m <sup>3</sup>	113.842
Separación de crudo emulsionado	1	Unidad de flotación (residencia 2 h)	15	18	m <sup>3</sup>	41.461
<b>COSTO TOTAL DE EQUIPOS (USD)</b>						<b>155.303</b>
<b>COSTO TOTAL DE INSTALACIÓN (TIC) (USD)</b>						<b>621.212</b>

Tabla 24. Resumen de equipos y costos estimados de la PTA.

### 7.3.6. Misceláneo

Además de los equipos de proceso requeridos para tratar los fluidos, se consideraron sistemas auxiliares necesarios para el suministro, control y seguridad de la operación. Los costos de los equipos y el costo total de instalación (TIC) se estimaron tomando la información de referencia del Anexo VIII:

Proceso	Cantidad	Equipo	Capacidad Requerida	Diseño Comercial	Unidad	Costo inversión (USD)
Sistemas auxiliares	1	Aire comprimido, gas de servicio, venteos y drenajes, bombas de inyección de químicos	-		-	1.000.000
Sistemas de emergencias	1	Tanque		1.000		632.456
Sistemas de emergencias	1	Bomba de seguridad	250	250	m <sup>3</sup> /h	80.000
<b>COSTO TOTAL DE EQUIPOS (USD)</b>						<b>1.712.456</b>
<b>COSTO TOTAL DE INSTALACIÓN (TIC) (USD)</b>						<b>6.849.824</b>

Tabla 25. Resumen de equipos y costos estimados de procesos misceláneos.

## VIII. FLOWLINES

Para todos los escenarios considerados, se consideró el mismo esquema de ubicación de pozos, *flowlines*, baterías y planta de tratamiento (PTC, PTG y PTA). Los pozos se situaron de manera tal de lograr el *acreage* objetivo (220 acres/pozo). Por otra parte, se fue analizando caso por caso el momento adecuado para la instalación de las *flowlines* para distribuir proporcionalmente la producción en las baterías. Cabe destacar que se consideró que tres pozos resultarán estériles (P25, P27, P28).

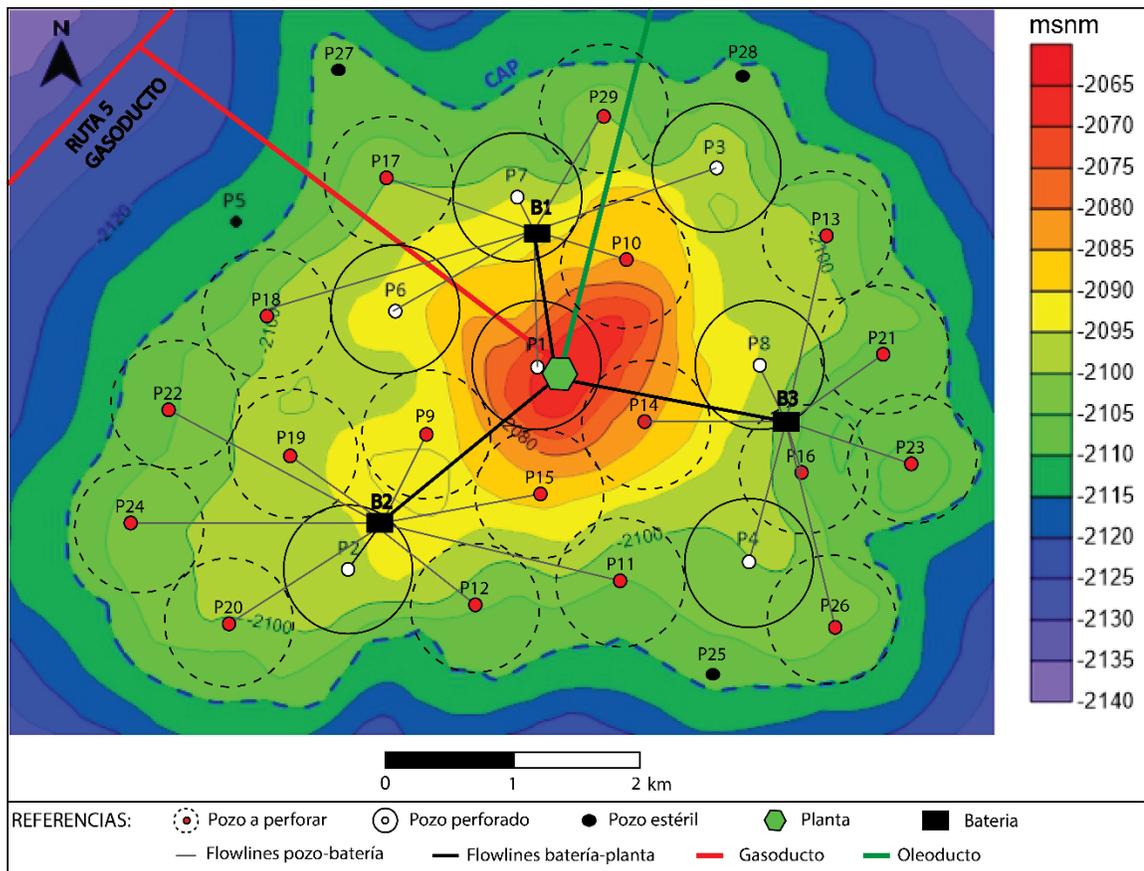


Figura 23. Esquema de distribución de los pozos, radio de drenaje y ubicación de baterías y planta.

En todos los casos, los pozos se conectarán mediante cañerías superficiales de acero al carbono hasta la batería de tipo *cluster* más cercana, en donde habrá un manifold y un separador de control. Desde cada batería saldrá un *flowline* superficial que llevará el caudal del conjunto de pozos hasta la planta de tratamiento. A la entrada de la planta, se recibirá la producción de todos los pozos, produciéndose la separación y conducción a las respectivas plantas (PTC, PTG, PTA). A la salida de la PTG, se conducirá la producción mediante un gasoducto de 7 kilómetros hasta el gasoducto troncal. Análogamente, a la salida de la PTC se construirá un oleoducto de 23 kilómetros hasta el punto de entrega de OLDELVAL en Puesto Hernández.

En la Tabla 26 se presenta el dimensionamiento de las cañerías necesarias para el transporte de fluidos, con las respectivas pérdidas de carga (dP) y costos asociados. Cabe mencionar que se diseñó la ubicación

de las baterías de forma tal de aprovechar algunas de las *flowlines* que ya estaban construidas al momento de la adquisición del yacimiento.

Desde	Hacia	Longitud	$Q_{o_{max}}$	$Q_{g_{max}}$	$V_{o_{max}}$	Diámetro	Diámetro	$dP_{max}$
		M	m <sup>3</sup> /d	sm <sup>3</sup> /d	m/s	in.	M	barg
Pozo 1	Batería 1	700	150	160.500	0,857	2	0,0508	0,00
Pozo 2	Batería 2	310	150	160.500	0,214	4	0,1016	0,34
Pozo 3	Batería 1	1073	150	160.500	0,857	2	0,0508	0,00
Pozo 4	Batería 3	1009	150	160.500	0,214	4	0,1016	1,12
Pozo 6	Batería 1	980	150	160.500	0,857	2	0,0508	0,00
Pozo 7	Batería 1	250	150	160.500	0,857	2	0,0508	0,00
Pozo 8	Batería 3	370	150	160.500	0,214	4	0,1016	0,41
Pozo 9	Batería 2	642	150	160.500	0,214	4	0,1016	0,71
Pozo 10	Batería 1	577	150	160.500	0,214	4	0,1016	0,64
Pozo 11	Batería 2	1768	150	160.500	0,214	4	0,1016	1,96
Pozo 12	Batería 2	871	150	160.500	0,214	4	0,1016	0,97
Pozo 13	Batería 3	1333	150	160.500	0,214	4	0,1016	1,48
Pozo 14	Batería 3	973	150	160.500	0,214	4	0,1016	1,08
Pozo 15	Batería 2	1093	150	160.500	0,214	4	0,1016	1,21
Pozo 16	Batería 3	280	150	160.500	0,214	4	0,1016	0,31
Pozo 17	Batería 1	1145	150	160.500	0,214	4	0,1016	1,27
Pozo 18	Batería 1	2088	150	160.500	0,214	4	0,1016	2,31
Pozo 19	Batería 2	725	150	160.500	0,214	4	0,1016	0,80
Pozo 20	Batería 2	1267	150	160.500	0,214	4	0,1016	1,40
Pozo 21	Batería 3	760	150	160.500	0,214	4	0,1016	0,84
Pozo 22	Batería 2	1693	150	160.500	0,214	4	0,1016	1,88
Pozo 23	Batería 3	867	150	160.500	0,214	4	0,1016	0,96
Pozo 24	Batería 2	1787	150	160.500	0,214	4	0,1016	1,98
Pozo 26	Batería 3	1520	150	160.500	0,214	4	0,1016	1,69
Pozo 29	Batería 1	948	150	160.500	0,214	4	0,1016	1,05
Batería 1	Planta	703	900	963.000	0,321	8	0,2032	0,00
Batería 2	Planta	1600	900	963.000	0,321	8	0,2032	2,00
Batería 3	Planta	1600	600	642.000	0,214	8	0,2032	0,89
PTC	Oleoducto troncal	23000	1800	0	0,286	12	0,3048	0,00
PTG	Gasoducto troncal	7000	0,000	800.000	0,000	8	0,2032	3,74

Tabla 26. Dimensionamiento de los *flowlines*.

## IX. EVALUACIÓN ECONÓMICA

La evaluación económico-financiera del proyecto no fue independiente de la evaluación operativa. Se realizó un seguimiento cercano de los indicadores económicos para ir tomando diferentes decisiones que se presentaron durante la ejecución de los pronósticos.

Para realizar el pronóstico de los flujos de caja futuros, se estimaron los siguientes componentes:

### 9.1. Ingresos

Los ingresos se asocian a la venta de petróleo, gas y gasolina. En una primera estimación, se consideró un precio del petróleo constante de 42 USD/barril. Para el gas, se consideró un precio de 2,5 USD/millón de BTU. Sin embargo, durante el tiempo en que se planifica la construcción de la planta de tratamiento, se percibirá un 85% del precio de ambos productos, debido a que se venderán sin tratar a un yacimiento vecino, ubicado a 31 km del yacimiento. Por otra parte, una vez terminada la construcción de la planta de ajuste del punto de rocío, en un tiempo estimado de un año, se generarán ingresos por la venta de gasolina estabilizada a 250 USD/m<sup>3</sup>.

### 9.2. Egresos

Los egresos de caja se componen de las inversiones, los costos operativos y los impuestos.

#### 9.2.1. Inversiones de capital (CAPEX)

La gran mayoría de las inversiones de capital dependen del escenario considerado, ya que con diferentes volúmenes de producción se requieren diferentes capacidades en las instalaciones de superficie para el tratamiento. Se determinó el CAPEX considerando los costos asociados a *facilities*, *flowlines*, pozos productivos y estériles y costo de vehículos. Los valores obtenidos se observan en la siguiente tabla:

Escenario	Plateau	Costo Facilities	Costo flowlines	Costo pozos productivos	Costo pozos estériles	Costo vehículos
n°	m <sup>3</sup> /d	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD
1	1.800	83,22	15,59	52,20	5,40	0,16
2	1.600	80,52	13,98	52,20	5,40	0,16
3	1.400	76,30	13,98	52,20	5,40	0,16
4	1.200	71,83	13,98	52,20	5,40	0,16
5	1.000	66,90	13,71	52,20	5,40	0,16
6	2.000	87,13	17,32	52,20	5,40	0,16
7	2.200	89,57	17,32	52,20	5,40	0,16

Tabla 27. CAPEX.

Las inversiones de capital se amortizarán utilizando los siguientes criterios:

- Pozos estériles: Se amortizará el 100% del costo en el año de la perforación.
- Pozos e instalaciones de superficie: Se amortizarán proporcionalmente a la producción del período respecto de producción total esperada.

- Vehículos: Se amortizarán linealmente en 5 años.

#### 9.2.2. Costos operativos (OPEX)

Los costos operativos fijos y variables se estimaron en función del caudal de gas, petróleo y agua producidos.

OPEX FIJOS PARA PRODUCCION DE GAS		
Menor a 550 M m <sup>3</sup> /AÑO	0,3	MUSD/AÑO
Entre 550 M m <sup>3</sup> /AÑO y 950 M m <sup>3</sup> /AÑO	0,5	MUSD/AÑO
Mayor a 950 M m <sup>3</sup> /AÑO	0,8	MUSD/AÑO
OPEX VARIABLES		
Pozos Activos	2.200	USD/pozo-mes
Producción de Petróleo	10	USD/BBL
Producción de Agua	2	USD/BBL
Producción de petróleo y gas	7	USD/BOE
Gas Húmedo	3,5	USD/BOE
OVERHEAD		
	0,05	USD/boe
OTROS GASTOS		
Petróleo - tratamiento y transporte	1,59	USD/BBL
Gas - tratamiento y transporte	0,01	USD/m <sup>3</sup>

Tabla 28. Resumen de costos fijos y variables que conforman el OPEX.

#### 9.2.3. Impuestos

Los impuestos que se consideraron son:

- Regalías provinciales: 12%
- Impuesto a los ingresos brutos: 2,5%
- Impuesto a las ganancias: 35%
- Impuesto a los débitos y créditos bancarios: 0,6%

#### 9.2.4. Tasa de descuento

Para elegir la tasa de descuento se investigó el valor que se estaba utilizando en la actualidad en la Argentina en proyectos de similar riesgo, arribándose a la conclusión de que lo mejor era descontar los flujos a una tasa de 15% (en USD). De todas formas, elegir la tasa de descuento a utilizar suele ser decisión del directorio de la empresa, por lo que se realizó un análisis de sensibilidad del proyecto a cambios en la tasa de descuento, con el fin de presentarlos en una curva de perfil de VAN.

### 9.3. Indicadores económicos

Los indicadores que fueron calculados y analizados son el valor actual neto (VAN), el índice de valor actual neto o eficiencia de la inversión (IVAN), la tasa interna de retorno, la máxima exposición y el tiempo de repago (*payout time*). Estos indicadores proveyeron información suficiente para elegir la alternativa que maximice la rentabilidad dentro de un marco de riesgo y endeudamiento aceptable para la empresa. Los resultados obtenidos se volcaron en la Tabla 30 y serán analizados en el siguiente apartado.

	PLATEAU	VAN	Máxima exposición	TIR	Pay out time	Inversión actualizado	IVAN
Escenario 1	1.800	125,24	78,30	50,43%	1/2/2024	-126,39	0,99
Escenario 2	1.600	121,32	75,76	49,50%	1/3/2024	-121,11	1,00
Escenario 3	1.400	119,28	71,71	50,78%	1/1/2024	-117,23	1,02
Escenario 4	1.200	113,77	67,43	50,88%	1/1/2024	-109,64	1,04
Escenario 5	1.000	105,60	62,85	49,71%	1/12/2023	-111,85	0,94
Escenario 6	2.000	125,94	82,78	49,62%	1/2/2024	-133,74	0,94
Escenario 7	2.200	127,66	89,33	48,91%	1/2/2024	-148,83	0,86

Tabla 29. Resultados de los indicadores económicos para cada escenario.

#### 9.3.1. Máxima exposición

Como se puede apreciar en el siguiente gráfico, la máxima exposición aumenta al incrementar el *plateau* de producción (Figura 24). Esto se debe a que mientras mayor sea el caudal de producción objetivo, se deberá realizar una mayor inversión en la etapa temprana del proyecto, teniendo de esta forma un impacto negativo mayor en el flujo de caja.

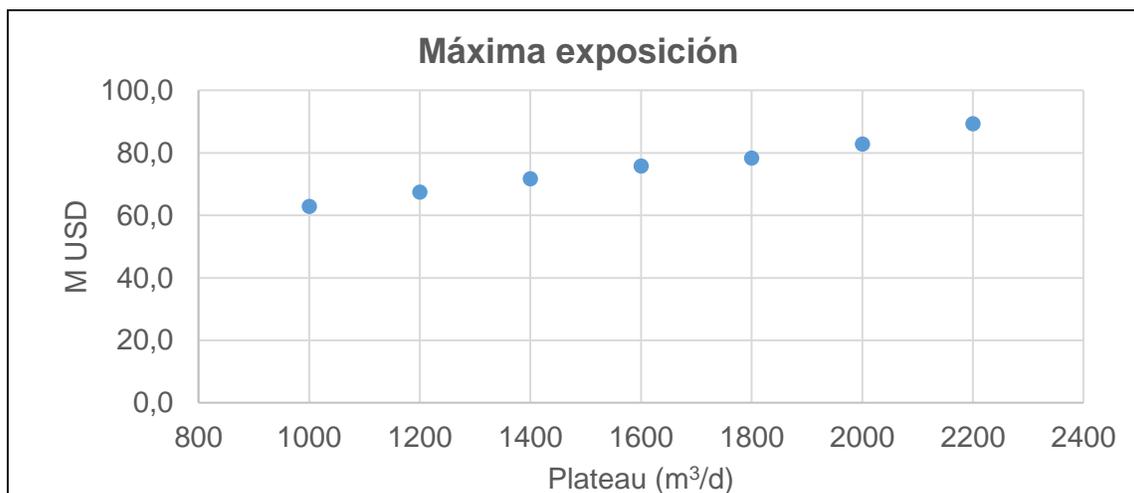


Figura 24. Máxima exposición en millones de dólares en relación al escenario o plateau considerado.

### 9.3.2. VAN e IVAN

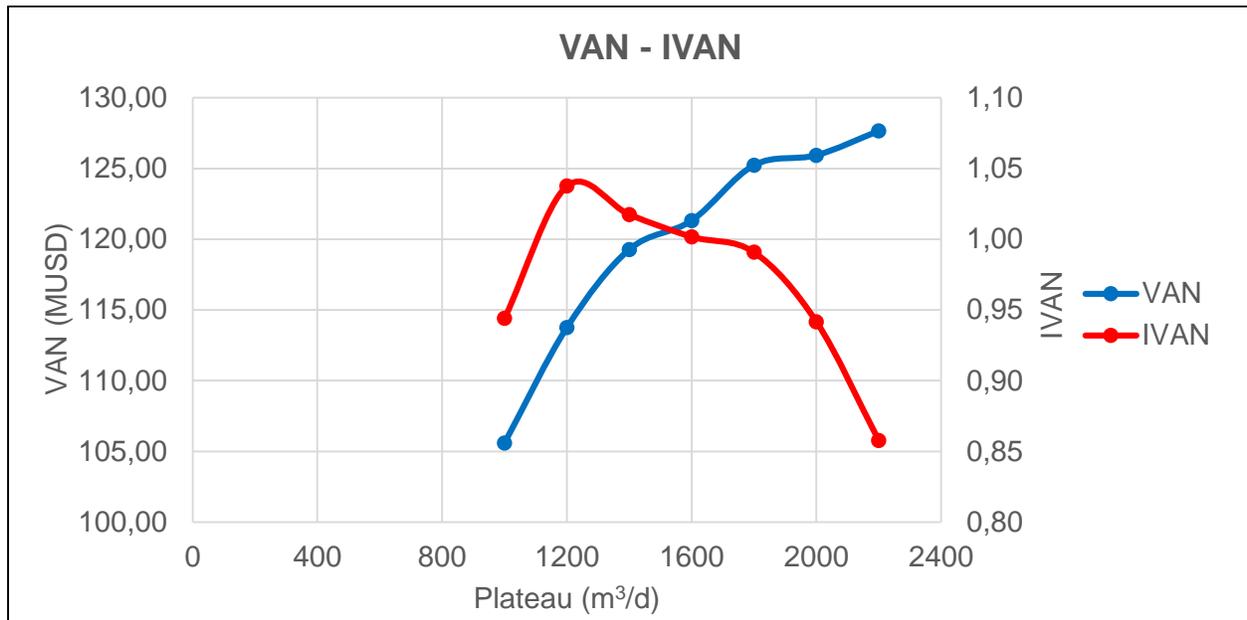


Figura 25. VAN e IVAN en función del escenario o plateau considerado.

Se no se presentan los gráficos de *pay out time* ni de TIR, ya que ambos indicadores difieren muy poco para los distintos escenarios.

Dado que la dirección de la empresa fijó como tope máximo de endeudamiento 80 millones de dólares y, que no existen por debajo de ese valor restricciones severas del capital a invertir, se decidió recomendar como caso óptimo el *Escenario 1* (*plateau* de 1.800 m³/d) ya que es el de mayor VAN y tiene una máxima exposición menor al límite fijado. Cabe destacar que este escenario aprovecha durante más tiempo la capacidad plena de las instalaciones si se compara con los escenarios de mayor *plateau*. Adicionalmente, el mismo permite una mayor recuperación del recurso en una etapa temprana del proyecto, en relación a los casos con menor *plateau*.

### 9.4. Análisis de sensibilidad

Se eligió el VAN como indicador económico de referencia para el análisis de sensibilidad y se analizó su variabilidad respecto a los siguientes factores:

OPEX	Considera los costos fijos y variables de la producción de petróleo y gas.
CAPEX	Considera los costos por pozos perforados, instalaciones de superficie, <i>flowlines</i> y compra de vehículos
Tasa de descuento	15%
Precio del petróleo (USD/bbl)	41,90

Tabla 30. Variables consideradas en el análisis de sensibilidad.

Además, se consideró el rango de 0,80 - 1,30 como coeficiente de variación que pueda afectar negativa o positivamente a los factores descritos anteriormente. De esta forma, se obtuvieron los siguientes resultados:

VAN (MUSD)				
Coeficiente de variación	OPEX	CAPEX	Tasa de descuento	Precio del petróleo
0,8	142,58	141,07	149,75	71,19
0,85	137,50	137,10	143,21	84,71
0,9	133,91	133,12	136,96	98,22
0,95	129,57	129,15	130,97	114,04
1	125,24	125,24	125,24	125,24
1,05	120,90	121,20	119,75	138,75
1,1	116,57	117,23	114,48	152,25
1,15	112,23	113,25	109,43	165,76
1,2	107,89	109,28	104,58	179,26
1,25	103,54	105,30	99,93	192,77
1,3	99,19	101,32	95,46	206,27

Tabla 31. Resultados de VAN al cambiar las variables según el coeficiente de variación.

Estos resultados fueron graficados en función del coeficiente de variación (Figura 27). Se observa que el *Escenario 1* (plateau de 1.800 m<sup>3</sup>/d) tiene una alta sensibilidad a la variación del precio del petróleo y menor a CAPEX, OPEX y tasa de descuento.

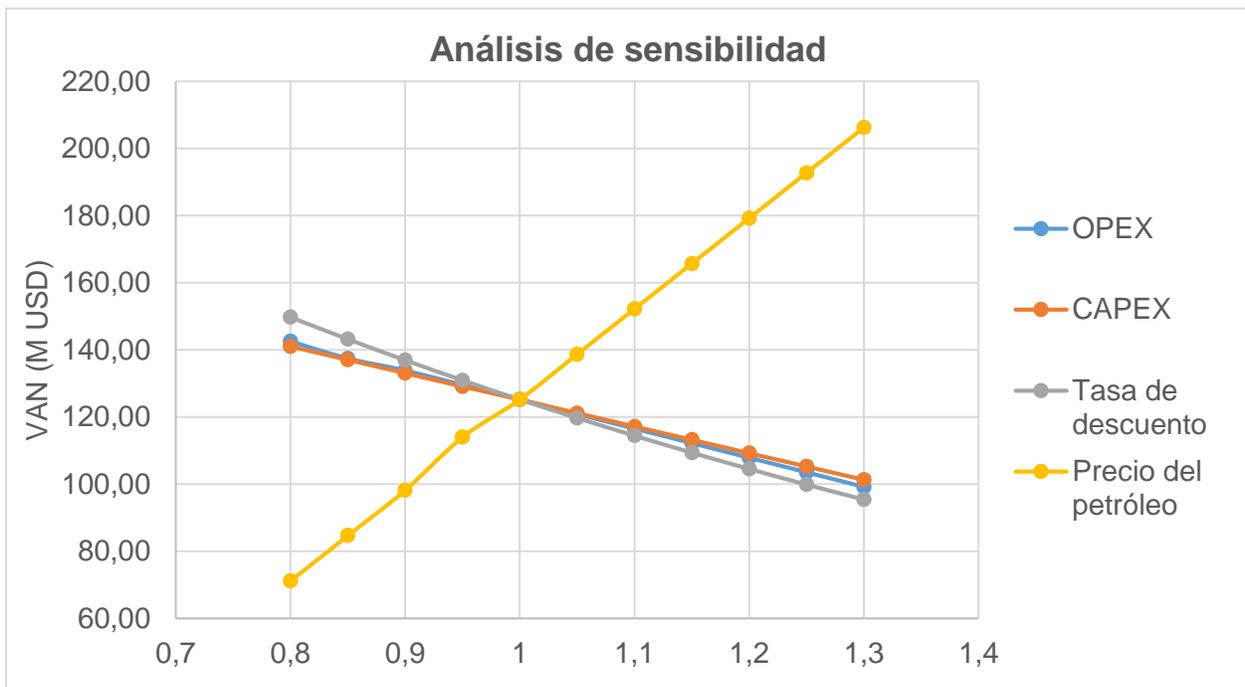


Figura 26. Análisis de sensibilidad del VAN para diferentes variables.

Por último, se graficó el perfil del VAN del *Escenario 1* para ver su sensibilidad respecto a la tasa de descuento. En el mismo se puede observar la utilidad neta en la ordenada al origen (310 MUSD) y la TIR (50,43%) en el punto en que el VAN es cero.

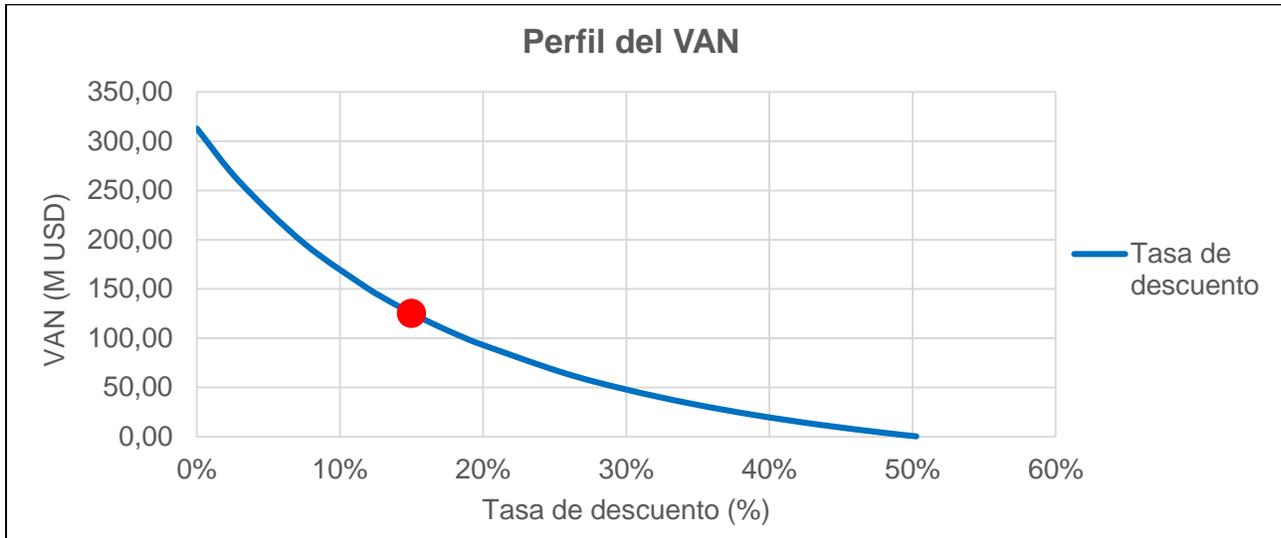


Figura 27. Perfil del VAN.

### 9.5. Análisis económico con precio del petróleo variable

Teniendo en cuenta la sensibilidad del proyecto al precio del petróleo, se realizó un análisis paralelo de los parámetros económicos considerando un precio de petróleo variable en el tiempo. Para estimar dicha variación se utilizó la curva de precios de contratos futuros del Brent. Para visualizar el impacto que podrían tener los precios, se graficó el flujo de caja acumulado para ambos escenarios de precios, tanto para el variable como para el constante (Figura 28). Adicionalmente, se incluyó un gráfico en el que se puede observar cómo varían el VAN y el IVAN (Figura 29).

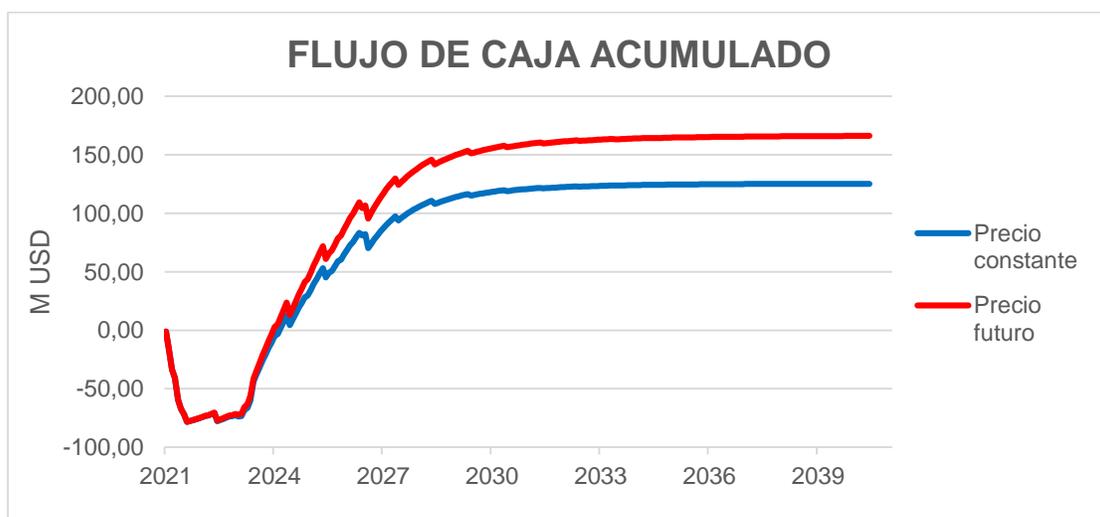


Figura 28. Flujo de caja acumulado (MUSD) vs tiempo para un escenario de precio constante y otro basado en la curva de precios futuros.

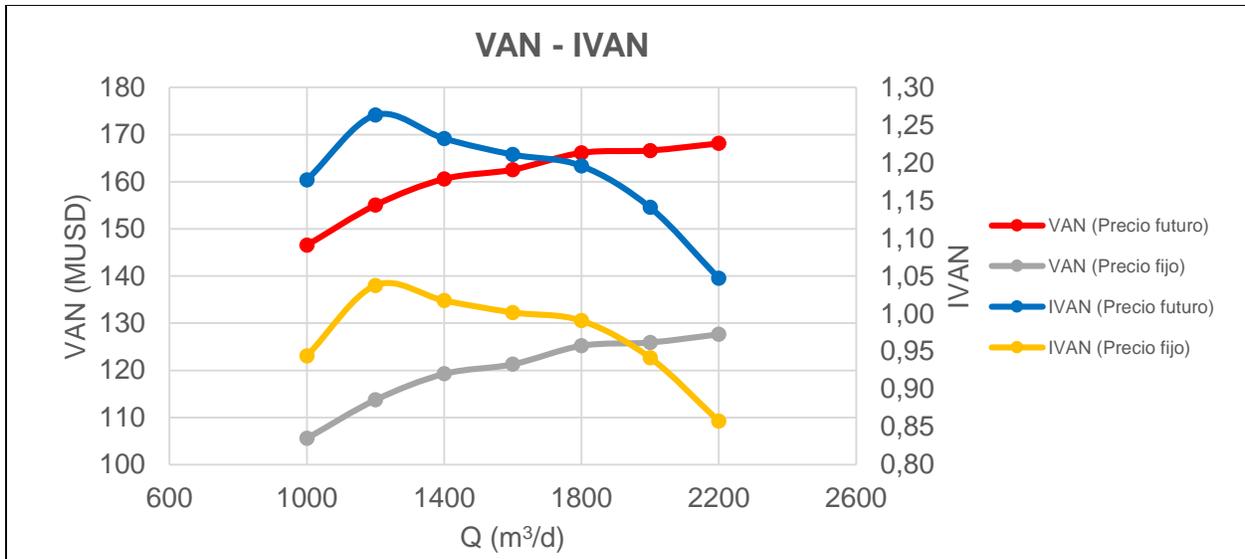


Figura 29. VAN e IVAN del Escenario 1 para precio de petróleo fijo y precio futuro.

Claramente se observa que, con la proyección del precio futuro del petróleo, mejoran los tres parámetros tomados en cuenta. Sin embargo, se recomienda considerar este análisis como un punto de vista más que no necesariamente habrá de cumplirse, habida cuenta de lo inseguras que son todas las estimaciones económicas, en especial la del precio del crudo.

## X. CONCLUSIONES

En base al análisis de toda la información presentada en este trabajo y de su posterior integración, se arribó a las siguientes conclusiones finales:

- Se estimó un POIS de 21,5 millones de m<sup>3</sup> y un factor de recobro de 17,4% para junio de 2040, fecha que coincide con la del límite económico.
- Se evaluaron siete escenarios de producción y se seleccionó el de *plateau* de 1.800 m<sup>3</sup>/d (*Escenario 1*) por ser el que maximiza la ganancia financiera del proyecto, sin superar el valor tope de máxima exposición establecido por la dirección.
- Para el escenario escogido, se realizó un análisis de sensibilidad. A partir del mismo, se pudo concluir que los factores que más afectan al VAN son el precio del petróleo y la producción.
- Al realizar un análisis económico paralelo haciendo uso de la curva de precios futuros del petróleo, se observó que se obtiene un mayor beneficio económico y financiero para el *Escenario 1*.

## XI. RECOMENDACIONES

Considerando las conclusiones anteriormente mencionadas, se plantean las siguientes recomendaciones para optimizar los resultados de la evaluación del proyecto:

- Evaluar la factibilidad de realizar un proyecto de recuperación secundaria y/o terciaria al comienzo o en etapas avanzadas de la explotación.
- Evaluar detalladamente los factores que afectan al OPEX y proponer soluciones que logren una mayor eficiencia operativa con el fin de minimizar estos costos debido a que producen una importante variabilidad en el VAN.
- Evaluar la posibilidad de financiar el proyecto con deuda para reducir la inversión inicial y aprovechar el impacto positivo que tiene el financiamiento en la reducción del impuesto a las ganancias.
- Evaluar todos los escenarios haciendo uso de la curva de precios futuros debido a que se comprobó que los indicadores económicos son altamente sensibles al precio del petróleo.
- Evaluar la viabilidad de vender el gas a la central térmica que se ubica en la ciudad de Rincón de los Sauces, a 6 km del yacimiento.
- Considerar la posibilidad de comprar gas sin tratar de yacimientos vecinos para aprovechar la capacidad ociosa de las nuevas instalaciones de superficie.

## XII. NOMENCLATURA

a: término lineal de la ecuación de Vogel,  $a=1-b$   
adim.: adimensional  
Ax: área de los trapecios  
b: término cuadrático de la ecuación de Vogel  
Bg: factor volumétrico del gas  
Bgi: factor volumétrico de gas inicial  
Bo: factor volumétrico del petróleo  
Boi: factor volumétrico inicial de petróleo  
Bt: factor volumétrico total  
Bti: factor volumétrico total inicial  
CAP: contacto agua-petróleo  
Cp: compresibilidad del petróleo  
Cw: compresibilidad del agua  
FR: factor de recuperación  
fracc.: fracción  
GOIS: gas original in situ  
GOR: relación gas-petróleo  
Gp: gas producido  
H: espesor  
Hú: espesor útil  
IPR: *Inflow Performance Relationship* o curva de comportamiento del pozo  
IVAN: Índice de Valor Actual Neto  
krg: permeabilidad relativa del gas  
krg<sub>max</sub>: permeabilidad relativa del gas máxima  
krg<sub>mín</sub>: permeabilidad relativa del gas mínima  
kro: permeabilidad relativa del petróleo  
m: relación GOIS-POIS  
M: millones  
k: miles  
N/G: *net-to-gross ratio*; cantidad de metros útiles dentro del espesor total de capa.  
Np: acumulada de petróleo  
P: presión  
Pb: presión de burbuja  
Phi o  $\phi$ : porosidad  
POIS: petróleo original in situ  
PTA: Planta de Tratamiento de Agua (PTA)  
PTC: Planta de Tratamiento de Crudo (PTC)  
PTG: Planta de Tratamiento de Gas (PTG)  
Pvt: ensayo de Presión-Volumen-Temperatura  
Pwf: presión dinámica  
Pws: presión estática  
Q<sub>max</sub>: caudal máximo  
Qo: caudal de petróleo  
Rs: gas disuelto  
Rsi: relación de gas disuelto inicial  
Scg: saturación de gas crítica

Sg\*: saturación de gas normalizado  
SLA: Sistema de levantamiento artificial  
So: saturación de petróleo  
Sor: saturación del petróleo residual  
So\*: saturación de petróleo normalizado  
Sw: saturación de agua  
Swi: saturación de agua inicial  
TIR: Tasa Interna de Retorno  
USD: dólares  
VAN: Valor Actual Neto  
VLP: *Vertical Lift Performance* o curva de levantamiento de fluidos  
Vr: Volumen de roca  
Z: factor de compresibilidad del gas  
 $\Delta h$ : espesor de los trapecios  
 $\mu_g$ : viscosidad de gas  
 $\mu_o$ : viscosidad del petróleo

### XIII. UNIDADES

°API: Densidad de grados API, unidad de densidad adoptada por el Instituto Americano del Petróleo (API).  
°C: grados centígrados  
*acreage*: tamaño de un área en acres (1 acre = 4046,86 m<sup>2</sup>)  
atm: atmósfera (1 atm=1,03323 kg/cm<sup>2</sup>)  
bar: bar (1 bar=1,01972 kg/cm<sup>2</sup>)  
bbl: barril (1 barril= 0,159 m<sup>3</sup>)  
cm: centímetros  
in: *inches* o pulgadas (1 pulgada= 2,54 cm)  
kg/cm<sup>2</sup>: kilogramos sobre centímetro cuadrado  
km: kilómetro  
m: metro  
m<sup>2</sup>: metros cuadrados  
m<sup>3</sup>: metros cúbicos  
mbnm: metros bajo el nivel del mar  
msnm: metros sobre el nivel del mar  
ppm: partes por millón

## XIV. BIBLIOGRAFÍA

1. Schwarz, E., L.A. Spalletti y J.A. Howell, 2006. *Sedimentary response to a tectonically-induced sea-level fall in a shallow back-arc basin: the Mulichinco Formation (Lower Cretaceous), Neuquén Basin, Argentina*. *Sedimentology*, vol. 53, p. 55-81.
2. Liberman, A., E. Schwartz y G. Veiga, 2014. *Caracterización paleoambiental y secuencial de reservorios de la Formación Mulichinco en el Yacimiento Aguada del Chivato (sector nororiental de Cuenca Neuquina, Argentina): Su contribución para el desarrollo de un campo aún inmaduro*, IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Trabajos Técnicos, Tomo 1, p. 351-374, Mendoza, Argentina.
3. Hall, H. N., 1953. *Compressibility of reservoir rocks*. *Transactions of AIME*, Vol. 198, p. 309–311
4. Dodson, C. R y M. B. Standing, 1944. *Pressure-Volume-Temperature and Solubility Relations for Natural Gas- Water Mixtures*, *Drilling and Production Practice*, API, pp. 173-179.
5. Vogel, J. V, 1968. *Inflow Performance Relationship for Solution Gas- Drive Wells*. *J. Pet. Tech.*, 20 (01): 83-93.
6. Beggs, H. D., and Brill, J.P., 1973. *A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes*. *JPT*, 607-617.
7. S. Gavin Towler, *Chemical Engineering Design: Principles, Practice and Economics of Plant and Process Design*, 2nd ed., Elsevier, 2013, pp. 321 - 328.

## XV. ANEXOS

### ANEXO I: Gráficos obtenidos del ensayo PVT y análisis teórico

#### Rs vs P

En el gráfico de la siguiente figura, se observa que a presiones mayores a la presión de burbuja el Rs se mantiene constante. Por debajo de la presión de burbuja, Rs disminuye a medida que cae la presión porque se irá liberando gas en fondo hasta ser cero en condiciones atmosféricas.

#### Bo vs P

A presiones mayores que la presión de burbuja, el factor volumétrico del petróleo (Bo) aumenta muy levemente debido a que el fluido monofásico se expande poco a medida que disminuye la presión. Sin embargo, por debajo de la presión de burbuja, el Bo disminuye debido a que se libera gas en fondo y cada vez el petróleo tendrá menos volumen.

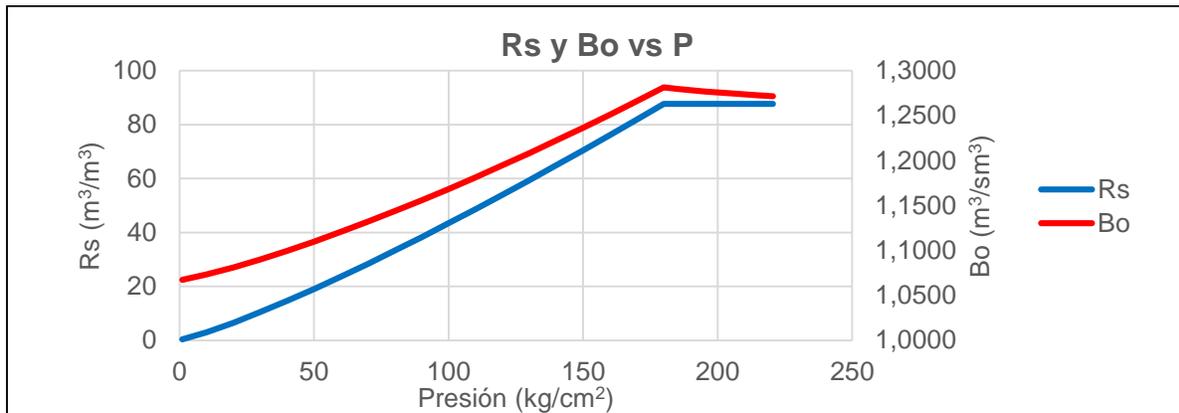


Figura A. Gráfico de Rs y Bo en función de la presión.

#### $\mu_o$ vs P

Para presiones mayor a la presión de burbuja, la viscosidad del petróleo disminuye levemente a medida que cae la presión debido a que al descomprimirse el petróleo disminuye el rozamiento entre las moléculas (Figura B). Por debajo de la presión de burbuja, la viscosidad del petróleo comienza a aumentar porque va perdiendo los componentes más livianos que son los menos viscosos.

#### $\mu_g$ vs P

Se observa que a medida que disminuye la presión, la viscosidad del gas disminuye. Porque al estar las moléculas más alejadas entre sí, disminuyen los choques moleculares, que son directamente proporcionales a la viscosidad.

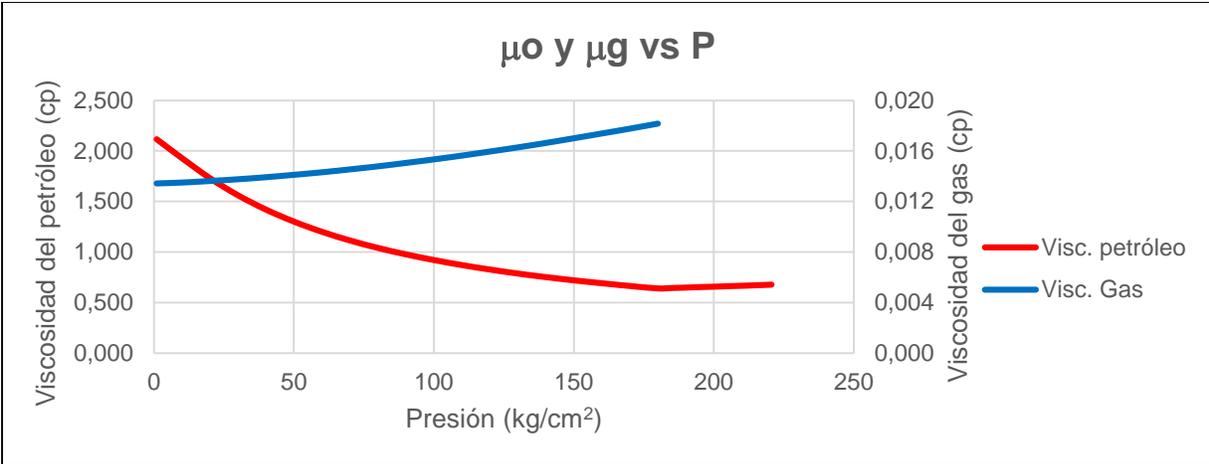


Figura B. Gráfico de viscosidad del petróleo y del gas en función de la presión.

### Bg y Z vs P

El factor volumétrico del gas es directamente proporcional a  $Z/P$ . Por tal razón a presiones muy bajas crece fuertemente, alcanzando un valor superior a 1 a la presión atmosférica. El comportamiento de  $Z$  es descendente hasta una presión de 160 kg/cm<sup>2</sup>, momento en que empieza a aumentar al tomar preponderancia las fuerzas repulsivas y el tamaño de las moléculas frente al tamaño del todo.

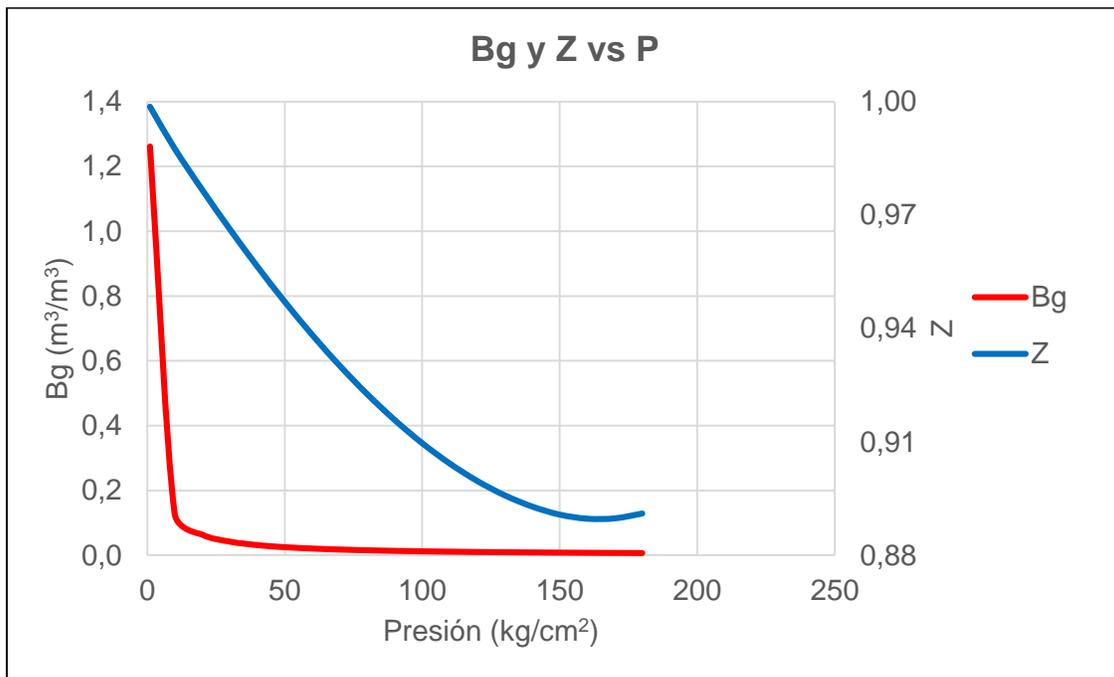
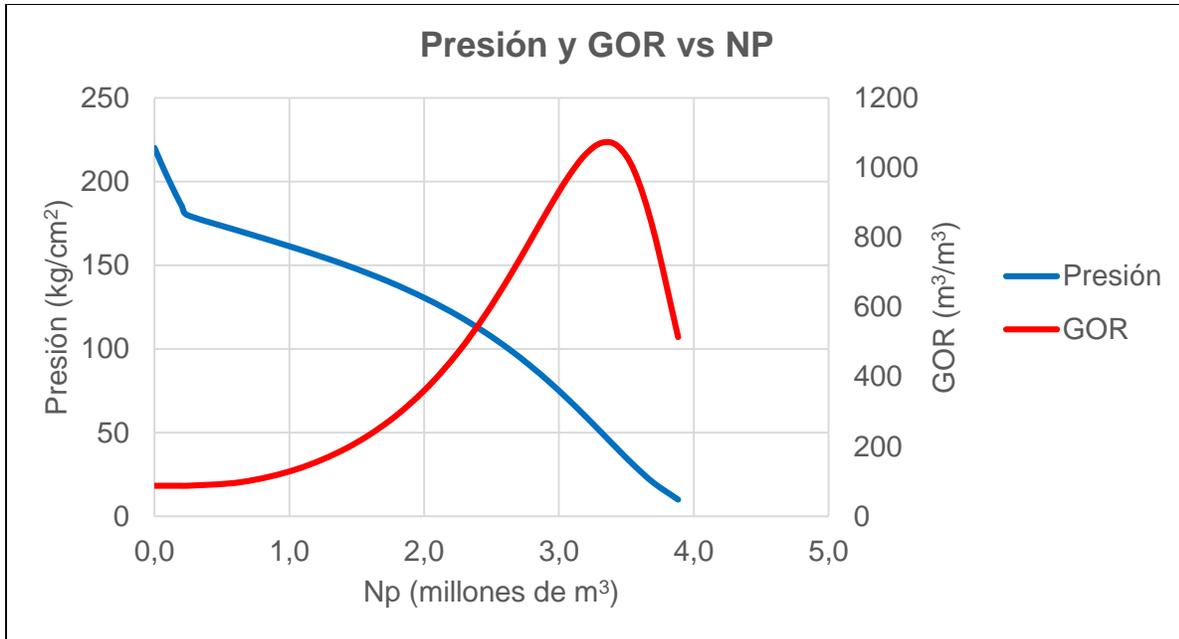


Figura C. Gráfico de factor volumétrico del gas (Bg) y factor de compresibilidad del gas (Z) en función de la presión.

### Curva de performance del yacimiento

Con los datos obtenidos en el balance de materia se puede graficar la evolución de la relación gas-petróleo (GOR) y de la presión en función de la acumulada de petróleo producido (Np).



Evolución de la presión y el GOR en función de la acumulada de petróleo (Np).

En la figura se observa que, a medida que aumenta la cantidad de petróleo extraído, la presión disminuye casi linealmente hasta la presión de burbuja. Esto se debe a que el mecanismo de empuje predominante del petróleo subsaturado es la expansión “monofásica” y, como petróleo, agua y poros son poco expansibles, se produce una caída abrupta de la presión. Por debajo de la presión de burbuja, la curva de presión muestra una menor pendiente que en el intervalo anterior, debido a que a la expansión “monofásica” se suma el empuje dado por la expansión del gas que se libera. Como consecuencia, habrá una mayor cantidad de volumen producido.

A presiones mayores a la de burbuja, el GOR permanece constante y es igual al gas disuelto inicial ( $R_{si}$ ) porque el único gas que se produce es el que está disuelto en el petróleo y se libera. Por debajo de la presión de burbuja y, superada la saturación crítica del gas, comienza a producirse gas y el GOR aumenta. Este aumento se asocia principalmente a un aumento en el GOR de fondo por una mayor movilidad del gas ( $k_{rg}/\mu_g$ ) respecto a la del petróleo ( $k_{ro}/\mu_o$ ), en especial cuando la saturación de gas aumenta. Hay que tener en cuenta que el GOR tiene tres componentes: el GOR de fondo, el gas liberado en su viaje de punzados a superficie y la expansión del gas con la consecuente contracción del petróleo, también en su viaje de fondo a superficie. El GOR de fondo siempre aumenta, pero al disminuir drásticamente la expansibilidad del gas a presiones cercanas a la atmosférica, el GOR disminuye, en este caso, para valores de recuperación mayores a 3 millones de  $m^3$  de petróleo.

ANEXO II: Valores obtenidos en el cálculo de áreas mediante el Método de los Trapecios y volúmenes acumulados de roca.

H	Área Tope	Área Base	Volumen	Volumen acumulado
m	Mm <sup>2</sup>	Mm <sup>2</sup>	Mm <sup>3</sup>	Mm <sup>3</sup>
42	0,00	0,00	0,00	0,00
40	1,05	0,00	1,05	1,05
38	2,09	0,00	3,14	4,19
36	3,14	0,00	5,24	9,42
34	4,19	0,00	7,33	16,76
32	5,24	0,00	9,42	26,18
30	6,28	0,35	11,17	37,35
28	7,33	1,37	11,89	49,25
26	8,38	2,40	11,93	61,18
24	9,42	3,43	11,97	73,15
22	10,47	4,46	12,01	85,17
20	11,52	5,48	12,05	97,22
18	12,57	6,51	12,09	109,31
16	13,61	7,54	12,13	121,45
14	14,66	8,56	12,17	133,62
12	15,71	9,59	12,21	145,84
10	16,76	10,62	12,25	158,09
8	17,80	11,65	12,29	170,38
6	18,85	12,67	12,33	182,71
4	19,90	13,70	12,37	195,09
2	20,94	14,73	12,41	207,50
0	21,99	15,75	12,45	219,95
-2	23,04	16,78	12,49	219,95
-4	24,09	17,81	12,53	219,95

### ANEXO III: Fórmulas utilizadas para el cálculo de balance de materia

Para poder calcular la acumulada de petróleo se parte de la expresión del balance de materia para petróleos saturados ya que es una fórmula general que contempla como caso particular la fórmula de petróleo subsaturado. La expresión es la siguiente:

$$Np = \frac{POIS (Bt - Bti) + GOIS (Bg - Bgi) + POIS Boi (1 + m) \frac{(Cp + Cw Swi)}{1 - Swi} \Delta P - GpBg}{Bo - Rs Bg} \quad (5)$$

Donde:

Np: acumulada de petróleo

POIS: petróleo original in situ

Bt: factor volumétrico total

Bti: factor volumétrico total inicial

GOIS: gas original in situ

Bg: factor volumétrico del gas

Bgi: factor volumétrico de gas inicial

Bo: factor volumétrico del petróleo

Boi: factor volumétrico inicial de petróleo

m: relación GOIS-POIS

Cp: compresibilidad del petróleo

Cw: compresibilidad del agua

Gp: gas producido

Rs: gas disuelto

Otras ecuaciones que se utilizaron para realizar el balance:

$$So = \frac{\left(1 - \frac{Np}{POIS}\right) Bo So_i}{Bo_i}$$

$$So^* = \frac{So - So_r}{1 - Sw_i - So_r}$$

$$kro = (So^*)^2$$

$$krg = 0,7 Sg^2$$

$$Sg^* = \frac{1 - Sw_i - So}{1 - Sw_i - So_r}$$

$$GOR = \frac{krg \mu_o Bo}{kro \mu_g Bg} + Rs$$

$$\Delta Gp = GOR_{avg} \Delta Np$$

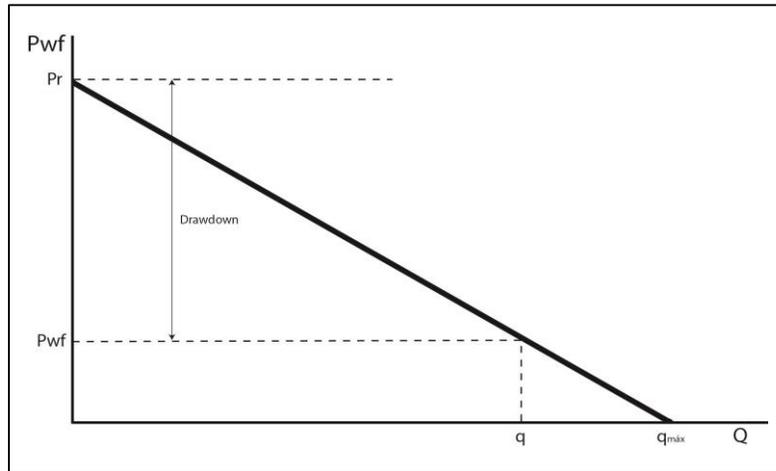
$$FR = \frac{Np}{POIS}$$

ANEXO IV: Tabla de resultados obtenidos en el balance de masa

Presión	Rs	Bo	μo	Z	Bg	μg	Bt	So	So*	Kro	Sg*	krp	krp/kro	GOR	ΔGp	Gp	Np	FR
kg/cm <sup>2</sup>	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	cp		m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	cp	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	frac.	frac.	frac.	frac.	frac.	adim.	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	Mm <sup>3</sup>	Mm <sup>3</sup>	Mm <sup>3</sup>	%
220	87,66	1,2716	0,675				1,2716	0,7127	1,0000	1,0000	0,0000	0,00000	0,00000	87,66	0,0	0,0	0,0000	0,0%
215	87,66	1,2726	0,670				1,2726	0,7127	1,0000	1,0000	0,0000	0,00000	0,00000	87,66	2,3	2,3	0,0266	0,1%
210	87,66	1,2736	0,665				1,2736	0,7127	1,0000	1,0000	0,0000	0,00000	0,00000	87,66	2,4	4,7	0,0537	0,2%
205	87,66	1,2747	0,661				1,2747	0,7127	1,0000	1,0000	0,0000	0,00000	0,00000	87,66	2,5	7,2	0,0820	0,4%
200	87,66	1,2759	0,656				1,2759	0,7127	1,0000	1,0000	0,0000	0,00000	0,00000	87,66	2,6	9,7	0,1112	0,5%
195	87,66	1,2771	0,652				1,2771	0,7127	1,0000	1,0000	0,0000	0,00000	0,00000	87,66	2,6	12,4	0,1409	0,7%
190	87,66	1,2783	0,647				1,2783	0,7127	1,0000	1,0000	0,0000	0,00000	0,00000	87,66	2,7	15,0	0,1715	0,8%
185	87,66	1,2797	0,643				1,2797	0,7127	1,0000	1,0000	0,0000	0,00000	0,00000	87,66	2,9	17,9	0,2042	0,9%
180	87,66	1,2814	0,639	0,8911	0,006441	0,01817	1,2814	0,7127	1,0000	1,0000	0,0000	0,00000	0,00000	87,66	3,3	21,2	0,2420	1,1%
170	81,85	1,2661	0,665	0,890	0,00681	0,01777	1,3057	0,6883	0,9524	0,9070	0,0476	0,00215	0,00237	98,36	37,6	58,8	0,6462	3,0%
160	76,13	1,2512	0,690	0,8897	0,00723	0,01739	1,3346	0,6669	0,9107	0,8293	0,0893	0,00711	0,00857	134,99	47,4	106,2	1,0528	4,9%
150	70,48	1,2366	0,718	0,891	0,00773	0,01701	1,3693	0,6472	0,8722	0,7608	0,1278	0,01404	0,01845	195,14	61,1	167,3	1,4227	6,6%
140	64,90	1,2223	0,750	0,893	0,00830	0,01664	1,4111	0,6295	0,8378	0,7019	0,1622	0,02209	0,03148	273,77	74,9	242,2	1,7425	8,1%
130	59,39	1,2083	0,786	0,896	0,00897	0,01629	1,4617	0,6138	0,8070	0,6512	0,1930	0,03074	0,04720	366,15	87,1	329,3	2,0144	9,4%
120	53,97	1,1946	0,826	0,900	0,00975	0,01596	1,5233	0,5996	0,7793	0,6073	0,2207	0,03966	0,06531	468,07	97,3	426,6	2,2467	10,5%
110	48,63	1,1813	0,871	0,904	0,01070	0,01564	1,5987	0,5866	0,7541	0,5687	0,2459	0,04869	0,08563	575,39	105,4	532,0	2,4496	11,4%
100	43,40	1,1684	0,921	0,910	0,01183	0,01534	1,6921	0,5748	0,7310	0,5344	0,2690	0,05776	0,10809	684,04	112,1	644,1	2,6277	12,2%
90	38,29	1,1558	0,977	0,916	0,01324	0,01506	1,8095	0,5638	0,7096	0,5035	0,2904	0,06680	0,13267	789,58	117,5	761,6	2,7871	13,0%
80	33,29	1,1437	1,040	0,923	0,01501	0,01479	1,9596	0,5536	0,6896	0,4756	0,3104	0,07581	0,15941	887,30	121,8	883,3	2,9324	13,6%
70	28,41	1,1320	1,113	0,930	0,01729	0,01455	2,1563	0,5439	0,6708	0,4500	0,3292	0,08477	0,18839	971,80	125,1	1008,4	3,0669	14,3%
60	23,67	1,1207	1,198	0,938	0,02035	0,01432	2,4228	0,5348	0,6530	0,4264	0,3470	0,09369	0,21971	1036,17	127,5	1135,9	3,1941	14,9%
50	19,07	1,1099	1,300	0,947	0,02465	0,01412	2,8003	0,5261	0,6361	0,4046	0,3639	0,10258	0,25356	1070,70	129,0	1264,9	3,3163	15,4%
40	14,65	1,0996	1,421	0,956	0,03111	0,01393	3,3709	0,5178	0,6198	0,3841	0,3802	0,11148	0,29021	1061,08	129,4	1394,3	3,4377	16,0%
30	10,45	1,0900	1,565	0,966	0,04190	0,01377	4,3255	0,5097	0,6040	0,3648	0,3960	0,12045	0,33020	986,48	128,5	1522,8	3,5631	16,6%
20	6,54	1,0811	1,732	0,977	0,06353	0,01363	6,2347	0,5016	0,5882	0,3460	0,4118	0,12971	0,37491	817,53	125,9	1648,7	3,7023	17,2%
10	3,05	1,0733	1,925	0,988	0,12851	0,01351	11,9474	0,4929	0,5712	0,3263	0,4288	0,14009	0,42936	513,86	120,8	1769,5	3,8835	18,1%

## ANEXO V: Desarrollo del modelo matemático para obtener la curva IPR combinada

Para presiones dinámicas mayores a la presión de burbuja ( $P_b$ ) la curva IPR se construye a partir de la ecuación de Darcy para fluidos incompresibles.



Curva IPR de Darcy.

$$P_{wf} = -\frac{1}{IP} * Q + P_{ws}$$

Donde:

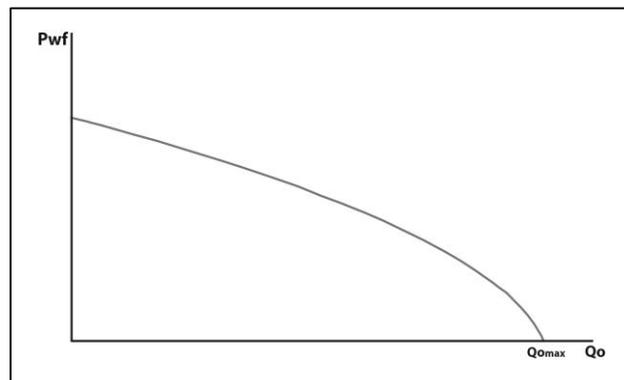
$P_{wf}$ : presión dinámica

$Q$ : caudal

$P_{ws}$ : presión estática

$IP$ : índice de productividad (depende de propiedades petrofísicas y del fluido).

Para presiones dinámicas menores a la presión de burbuja ( $P_b$ ), se produce la liberación de gas que genera una disminución en  $k_o/\mu_o$  y, por lo tanto, una disminución en el caudal en relación al previsto por la fórmula anterior. En consecuencia, por debajo de  $P_b$ , no se puede considerar un comportamiento lineal:



Curva IPR para petróleos por debajo del punto de burbuja.

Por lo tanto, a presiones menores a la de burbuja se opta por el modelo semi teórico de Vogel<sup>5</sup> modificado que puede aplicarse en cualquier reservorio donde la saturación de gas aumenta a medida que cae la presión. La ecuación planteada por el autor es la siguiente:

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

Donde:

$Q_{max}$ : caudal máximo a  $P_{wf} = 0$

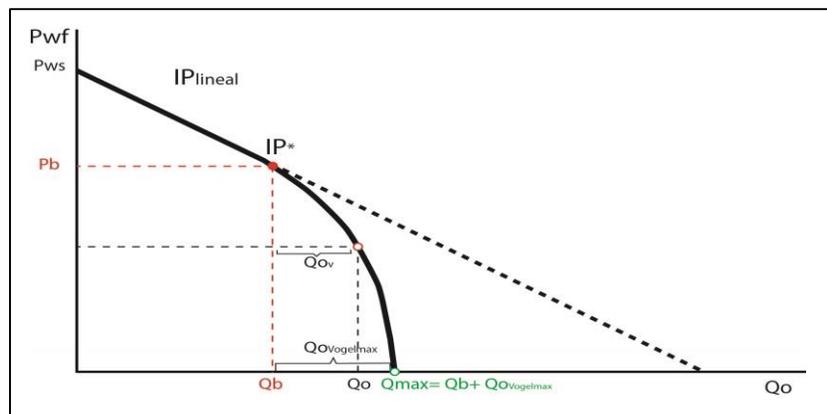
$P_{wf}$ : presión dinámica

$P_{ws}$ : presión estática

$a$ : término lineal,  $a=1-b$

$b$ : término cuadrático

Para agrupar los dos modelos matemáticos y obtener la curva IPR combinada se realizó una modificación a la ecuación de Vogel ya que se agregó la parte lineal para presiones dinámicas mayores al punto de burbuja. Para realizar el cálculo se utilizó el diagrama de la siguiente figura.



Curva IPR combinada. Se indican los parámetros de cálculo más importantes.

Tomando en cuenta la zona netamente cuadrática se tiene:

$$\frac{Q_{ov}}{Q_{oVogelmax}} = 1 - a \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - b \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2$$

Donde

$Q_{ov}$ : caudal de Vogel

$Q_{oVogelmax}$ : Caudal máximo de Vogel

$P_b$ : presión de burbuja

De los ensayos de campo lo que realmente se mide es un caudal  $Q$  que tiene la siguiente forma:

$$Q = Q_o + Q_{ov}$$

De esta forma, la ecuación de Vogel se puede reescribir de la siguiente manera:

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

Por otro lado, la pendiente en el punto de la presión de burbuja es la misma tanto visto desde la zona lineal como desde la zona cuadrática. Está pendiente es la inversa del IP y equivale:

- En la zona lineal a:

$$IP = \frac{Qb}{P_{ws} - Pb} = IP^*$$

- En la zona cuadrática a

$$IP^* = (a + 2b) * \frac{Q_{max}}{P_{ws}}$$

Finalmente, el modelo matemático para la IPR combinada queda definido de la siguiente manera:

- Para  $P_{wf} > Pb$ :

$$Q = IP^* (P_{ws} - P_{wf})$$

- Para  $P_{wf} < Pb$

$$Q = [Q_{max} - IP^*(P_{ws} - Pb)] \left( 1 - a \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - b \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \right) + IP^* (P_{ws} - P_{wf})$$

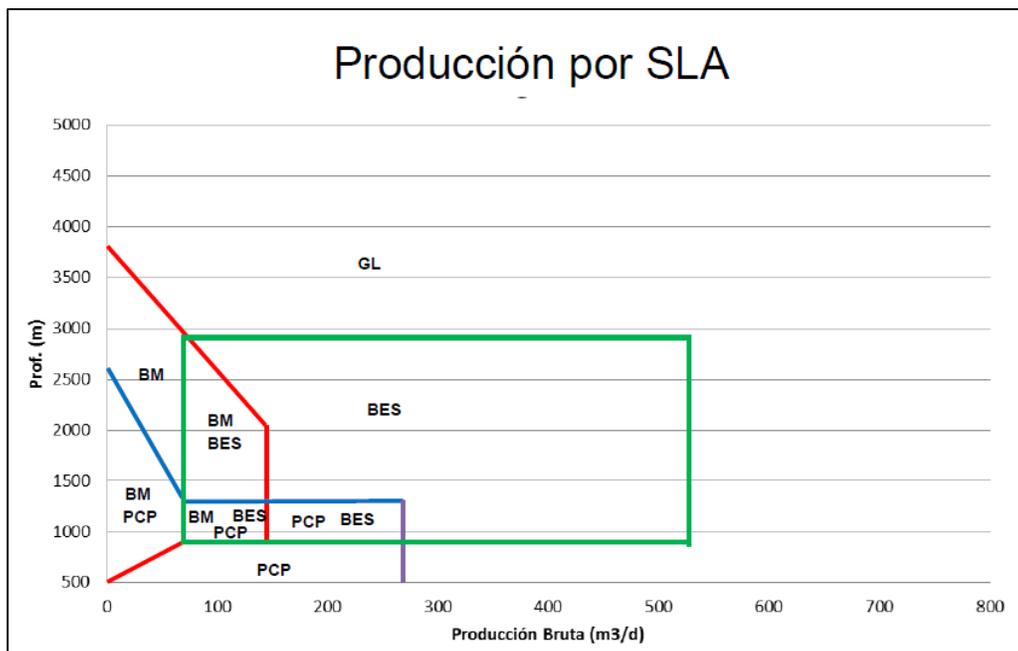
Se puede observar que se cuenta con tres incógnitas ( $Qb$ ,  $b$ ,  $Q_{max}$ ) y una sola ecuación. Si se tuviera información de  $P_{ws}$  y de 2 caudales diferentes con sus respectivas  $P_{wf}$ , la ecuación quedaría completamente definida, pero dado que se tienen 3 caudales con sus respectivas  $P_{wf}$ , se tienen que buscar los valores de  $Qb$ ,  $b$ ,  $Q_{max}$  que minimizan la diferencia entre el cálculo matemático del caudal y el medido en campo.

Los valores de  $Qb$ ,  $b$ ,  $Q_{max}$  que logran minimizar la diferencia fueron obtenidos mediante la función solver de Excel y se muestran a continuación:

		Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4
$Qb$ (m <sup>3</sup> /d)	m <sup>3</sup> /d	67,2	92,1	114,7	128,2
$Q_{O_{máx}}$ (m <sup>3</sup> /d)	m <sup>3</sup> /d	265,5	364,5	423,7	487,6
$b$		0,5	0,5	0,7	0,6

ANEXO VI: Características principales de los diferentes sistemas de levantamiento artificial y criterios de selección

	B.M.	P.C.P.	G.L.	PLUNGER LIFT	B.H. PISTÓN	B.H. JET	B.E.S
Profundidad de operación (m)	30-3.500	600-1.900	1.500-5.500	2.500-5.800	2.200-5.200	1.500-4.500	300-4.500
Caudal de operación (m <sup>3</sup> /d)	1-160	1-700	30-5.000	0,1-10	8-600	50-2.500	30-5.000
Temperatura de operación (°F)	100-550	75-250	100-400	120-500	100-500	100-500	100-400
Fluidos corrosivos	Bueno a Regular	Regular	Excelente	Excelente	Bueno	Bueno	Bueno
Manejo de gas	Regular	Regular	Excelente	Excelente	Bueno	Bueno	Regular a Bueno
Manejo de sólidos	Regular a Bueno	Excelente	Bueno	Pobre a Adecuado	Pobre	Bueno	Pobre a Adecuado
Gravedad específica (° API)	>12	<35	>15	-	>8	>8	>12
Fuente de energía	Gas o Eléctrico	Gas o Eléctrico	Compresor	Energía de Pozo	Gas o Eléctrico	Gas o Eléctrico	Eléctrico
Eficiencia (%)	45-60	40-75	50-30	N/A	45-55	20-30	40-50



ANEXO VII: *Early Production Facilities*- Resumen de equipos y costos estimados

Proceso	Cantidad	Equipo	Capacidad Requerida	Diseño Comercial	Unidad	Costo total (USD)
Captación	1	Manifold	350	420	m <sup>3</sup> /d	80.000
Separación	1	Separador trifásico	350	420	m <sup>3</sup> /d	274.429
Análisis	1	Separador de control	150	180	m <sup>3</sup> /d	165.061
Almacenamiento	1	Tanque de almacenamiento atmosférico por 2 días para petróleo	700	1000	m <sup>3</sup>	632.456
Almacenamiento	1	Tanque de almacenamiento atmosférico por 15 días para agua	157,5	177	m <sup>3</sup>	266.083
Deshidratación gas	1	Unidad de TEG	100.000	120.000	sm <sup>3</sup> /d	669.360
Compresión	1	Compresor (10 kg/cm <sup>2</sup> - 50 kg/cm <sup>2</sup> )	350	420	HP	1.305.545
Enfriamiento	1	Intercambiador de calor (Gas de 98°C a 10°C)	50	60	m <sup>2</sup>	41.073
<b>COSTO TOTAL EQUIPOS (USD)</b>						<b>3.392.933</b>
<b>COSTO TOTAL DE INSTALACIÓN (TIC) (USD)</b>						<b>13.571.733</b>

ANEXO VIII: Datos para estimación de costos de equipos y apertura típica de costos de planta

DATOS PARA ESTIMACIÓN DE COSTO					
FECHA	30/10/2015 rev. abril 2019	1 dólar = 45 \$			
FUENTE	Compañías de Construcción				
CLASE SEGÚN AACE		CLASS 4	+/- 30%		
FÓRMULA DE EXTRAPOLACIÓN					
	$\$1/\$2 = (C1/C2)^{COEF}$				
		Cantidad	DÓL / U	COEF	Rango
<b>OBRAS CIVILES</b>					
	REMOCIÓN DE TIERRA	m <sup>3</sup>	35	1	mayor a 3.000 m <sup>3</sup>
	RELLENO SELECCIONADO	m <sup>3</sup>	120	1	mayor a 3.000 m <sup>3</sup>
	CERCO PRELIMINAR	m	200	1	mayor a 200 m
	HORMIGÓN ARMADO	m <sup>3</sup>	2.500	1	mayor a 200 m <sup>3</sup>
<b>EQUIPOS</b>	(con válv, instr, piping, skid)				
	MANIFOLD 10 pozos ( <i>flowlines</i> 2 <sup>7/8</sup> )	c/u	80.000		
	HEAT TREATER	2.000 m <sup>3</sup> /d	4.000.000	0,5	mayor a 500 m <sup>3</sup> /d
	FWKOD	2.000 m <sup>3</sup> /d	1.000.000	0,6	mayor a 500 m <sup>3</sup> /d
	Unidad de Flotación	4.000 m <sup>3</sup> /d	1.000.000	0,5	mayor a 1000 m <sup>3</sup> /d
	HORNO	4 10 <sup>6</sup> Kcal/h	1.200.000	0,5	mayor a 0,5 10 <sup>6</sup> Kcal/h
	TANQUES API 650	10.000 m <sup>3</sup>	2.000.000	0,5	mayor a 1000 m <sup>3</sup>
	TANQUE DE ENSAYO API 650	200 m <sup>3</sup>	50.000		
	SEPARADOR DE CONTROL	50 m <sup>3</sup> /d	100.000	0,2	entre 50 y 100 m <sup>3</sup> /d
	SEPARADOR DE PRODUCCIÓN	2000 m <sup>3</sup> /d	700.000	0,6	mayor a 500 m <sup>3</sup> /d
	BOMBA DE INCENDIO	250 m <sup>3</sup> /d	80.000		
	GENERADOR	100 KVA	100.000	0,8	entre 50 y 300 KVA
	SISTEMA DE ANTORCHA	100.000 m <sup>3</sup> /d	200.000	0,6	entre 50 mil y 500 mil
<b>OLEODUCTOS / GASODUCTOS</b>					
	ENTERRADOS (mat y montaje)	m * pulgada	50	1	mayor a 1000 m

	SOBRE TIERRA (mat y montaje)	m * pulgada	35	1	mayor a 1000 m
<b>OTROS</b>					
	MAT DE PIPING (promedio caños/bridas/codos/etc)	kg	5	1	
	ESTRUCT METÁLICA (mat y fabricación)	kg	5	1	
	RECIPIENTES	kg	10	0,5	mayor a 2.000 kg
	MANO DE OBRA DE MONTAJE (incl salario, traslados, comida, superv directa)	HH	50	1	mayor a 10.000 HH
	UNIDAD DE COMPRESIÓN (TIC)	100.000 sm <sup>3</sup> /d 4 barg a 75 barg 750 HP	2.200.000	0,9	entre 50.000 sm <sup>3</sup> /d y 500.000 sm <sup>3</sup> /d
	PLANTA DE TEG (TIC)	100.000 sm <sup>3</sup> /d	600.000	0,6	entre 80.000 sm <sup>3</sup> /d y 400.000 sm <sup>3</sup> /d
	PLANTA DE AJUSTE DE PTO ROCÍO (TIC)	400.000 sm <sup>3</sup> /d	8.000.000	0,6	entre 80.000 sm <sup>3</sup> /d y 1.000.000 sm <sup>3</sup> /d

APERTURA TIPICA DE COSTOS DE UNA PLANTA / BATERÍA		
COSTOS DIRECTOS		% s/Costo total
		<b>80</b>
	<b>% s/C Directos</b>	
INGENIERÍA Y MANAGEMENT	<b>12</b>	
EQUIPOS	<b>25</b>	
MAT DE PIPING (incl. válvulas manuales) y ESTRUCTURAS	<b>10</b>	
INSTRUMENTOS (incl. valv de control, Sist de Control, etc.)	<b>10</b>	
OBRA CIVIL	<b>15</b>	
MONTAJE	<b>25</b>	
COMISSIONING (incl. cargas iniciales y repuestos de p en m)	<b>3</b>	
	<b>100</b>	
<b>GASTOS GENERALES Y BENEFICIO Empresa constructora</b>		<b>15</b>
<b>IMPUESTOS</b>		<b>5</b>
		<b>100</b>

## Responsabilidad por secciones:

I.	RESUMEN	Fumarola
II.	INTRODUCCIÓN	Causso Astete/Fumarola
III.	OBJETIVOS	Causso Astete/García Núñez
IV.	CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO	Fumarola
V.	PRODUCCIÓN	García Núñez
VI.	PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN	García Núñez
VII.	EVALUACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE SUPERFICIE	Causso Astete
VIII.	FLOWLINES	Causso Astete
IX.	EVALUACIÓN ECONÓMICA	Fumarola/García Núñez
X.	CONCLUSIONES	Causso Astete/Fumarola/García Núñez
XI.	RECOMENDACIONES	Causso Astete/Fumarola/García Núñez
	ANEXOS:	
	ANEXO I:	Fumarola
	ANEXO II:	Fumarola
	ANEXO III	Fumarola
	ANEXO IV	Causso Astete/Fumarola/García Núñez
	ANEXO V	García Núñez
	ANEXO VI	García Núñez
	ANEXO VII	Causso Astete
	ANEXO VIII	Causso Astete