

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES – ITBA



DESARROLLO DEL YACIMIENTO “EL CRISTAL” DE PETRÓLEO SUBSATURADO

Grupo 5:

AUTOR/ES: Kuchen, Emilio (Leg. N° 104937)
Portilla Benavides, Anderson Javier (Leg. N° 104941)
Reyes Prado, Melanie Leslie (Leg. N° 104945)

DOCENTE/S TITULAR/ES O TUTOR/ES: Arilla, Fernando
Bernardi, Mario
Bugari, Álvaro
Subotovskiy, Pablo

**Trabajo Final presentado para la obtención del Título de Especialista en:
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL**

BUENOS AIRES – JULIO 2020

INDICE

1. RESUMEN	3
2. INTRODUCCIÓN	4
2.1. Datos Históricos	4
2.2. Alcance	5
2.3. Objetivos	5
2.3.1. Objetivo general.....	5
2.3.2. Objetivos específicos.....	5
3. DESARROLLO	6
3.1. Ubicación geográfica.....	6
3.2. Geología del Yacimiento “El Cristal”	7
3.2.1. Columna estratigráfica.....	7
3.2.2. Mapa Estructural – Perfiles.....	8
3.3. Caracterización del fluido	10
3.3.1. Información PVT.....	10
3.3.2. Curva de Permeabilidades Relativas	11
3.4. Cálculo Volumétrico POIS	12
3.5. Balance de Materia	14
3.6. IPR Promedio (Pozo Tipo)	16
4. PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN	19
4.1. Análisis de la Ley de extracción.....	19
4.2. Selección del Sistema de Levantamiento Artificial	22
4.2.1. Diseño del equipo de bombeo mecánico	24
4.3. Escenarios según la frecuencia de perforación	26
4.4. Escenarios según la variación de caudales límites de producción.....	27
5. LAYOUT DEL YACIMIENTO	28
6. INSTALACIONES DE SUPERFICIE	31
6.1. Fluidos en condiciones de superficie	31
6.2. Plantas de Tratamiento.....	31
6.3. Estimación de la inversión	39
7. EVALUACIÓN ECONÓMICA	42
8. CONCLUSIONES	52
9. RECOMENDACIONES	52
10. BIBLIOGRAFÍA	53
11. NOMENCLATURA	54
12. ANEXOS	55

1. RESUMEN

El propósito de este trabajo es planificar el desarrollo del yacimiento “El Cristal”, ubicado en la cuenca del Golfo San Jorge, adquirido recientemente por Union Oil. A tal fin se realizará un análisis integral de los distintos escenarios de explotación y de las alternativas de optimización. El estudio técnico se completa con la planificación de las inversiones necesarias y la evaluación de cada propuesta con el fin de determinar cuál brinda los mejores resultados económicos – financieros.

Nota 1: La información utilizada en el presente trabajo no corresponde a un área real; se trata de un ejercicio teórico tendiente a cumplir los requerimientos académicos del trabajo final. No obstante, los datos, extraídos de diversas fuentes, no difieren de aquéllos que se podrían haber obtenido en un yacimiento típico de la Cuenca del Golfo San Jorge.

Nota 2:

Responsable por capítulo:

Kuchen, Emilio

Portilla Benavides, Anderson Javier

Reyes Prado, Melanie Leslie

Responsable del: Cap. 1, Cap. 2, Cap. 5 y Cap. 6.

Responsable del: Cap. 3, Cap. 4, Cap. 9 y Cap. 10.

Responsable del: Cap. 7, Cap. 8, Cap. 11 y Cap. 12.

2. INTRODUCCIÓN

Union Oil es una empresa de energía con amplia trayectoria en el gerenciamiento integral de campos maduros convencionales mediante la ejecución de soluciones multidisciplinarias y la implementación de nuevas tecnologías. En los últimos años está buscando nichos de inversión en varios lugares del mundo donde sea viable y rentable la explotación de recursos hidrocarbúricos.

Actualmente, adquirió el yacimiento “El Cristal”, en el Bloque El Trébol perteneciente a la provincia de Chubut, con el fin de incrementar su participación en la producción de petróleo para el mercado argentino. Los departamentos técnicos y económicos efectuarán el plan de desarrollo para el nuevo yacimiento. Se plantea evaluar diferentes estrategias y escenarios a ejecutar a partir del año 2021. La concesión finalizará el 31/12/2041 con una posible prórroga de diez años.

El estudio busca obtener el escenario que optimice la frecuencia de perforación de los pozos, tomando en consideración los tiempos de construcción y montaje de las instalaciones de superficie. A tal efecto se realizan análisis económicos y se calculan los indicadores financieros correspondientes.

El yacimiento posee 8 pozos perforados, 7 pozos de media a alta productividad de petróleo y un pozo con producción de agua al 100%. Este último ayudó a determinar el contacto agua-petróleo (CAP) y por ende facilitó el cálculo de reservas. Los pozos permanecen inactivos en espera de iniciar la construcción de las instalaciones de superficie en función al plan de desarrollo que está por definirse.

2.1. Datos Históricos

En la **Ilustración 1** se muestra la evolución de la producción diaria del área El Trébol desde el año 2009 hasta la fecha. Alcanzando el pico máximo de producción de petróleo en el año 2015 con 1.160 m³/d.

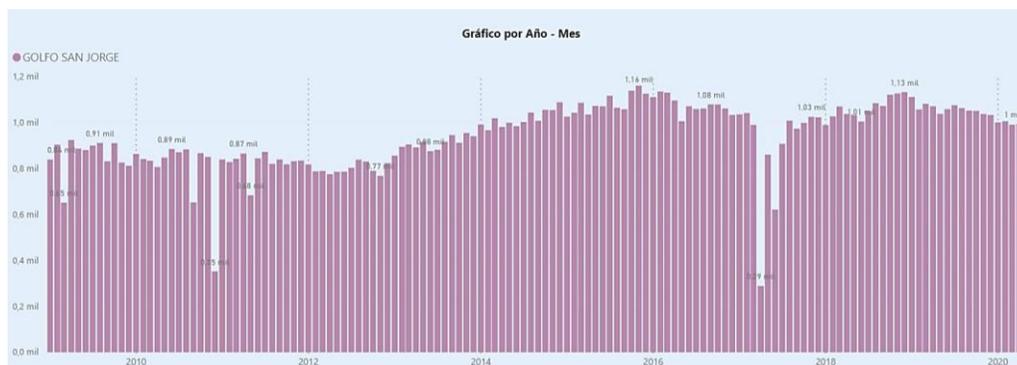


Ilustración 1: Producción diaria de petróleo del área El Trébol, desde el 2009 hasta 2020 (marzo).

Dichos datos históricos, sirvieron para que la empresa vea en la cuenca y especialmente en el área El Trébol una oportunidad de negocio a mediano y largo plazo.

2.2. Alcance

Se espera realizar un plan de desarrollo del área concesionada a partir de distintos escenarios y estrategias de optimización que permita la explotación adecuada del hidrocarburo con el fin recuperar la inversión y generar ganancias durante su operación.

2.3. Objetivos

2.3.1. Objetivo general

Determinar la mejor alternativa de desarrollo que permita establecer un plan que cumpla con los estándares de la compañía desde el punto de vista técnico – económico.

2.3.2. Objetivos específicos

- Revisar la litografía del Yacimiento “El Cristal” y caracterizarlo de acuerdo a sus propiedades petrofísicas.
- Estimar el petróleo original *in situ* del yacimiento a partir de los datos obtenidos de la interpretación de perfiles y sísmica 3D.
- Analizar las pruebas PVT mediante la obtención de tendencias que reproduzcan el comportamiento de las propiedades de los fluidos para distintas presiones.
- Desarrollar el balance de materia para el caso de petróleo subsaturado según las presiones propuestas.
- Calcular la curva IPR promedio a partir de los ensayos de pozos para la elaboración de los pronósticos.
- Plantear distintos escenarios de producción y estrategias de optimización que permitan un mejor aprovechamiento del yacimiento.
- Estimar los costos de los equipos y de las instalaciones de superficie, de acuerdo a los escenarios de producción.
- Efectuar la evaluación económica de los distintos escenarios, mediante indicadores de endeudamiento y de ganancia financiera, complementando dicho estudio con análisis de sensibilidad.

3. DESARROLLO

3.1. Ubicación geográfica

El bloque El Trébol está localizado en la provincia de Chubut, 20 km al oeste de la ciudad de Comodoro Rivadavia. Ocupa un área de 290 km² por donde atraviesa la ruta nacional 26.

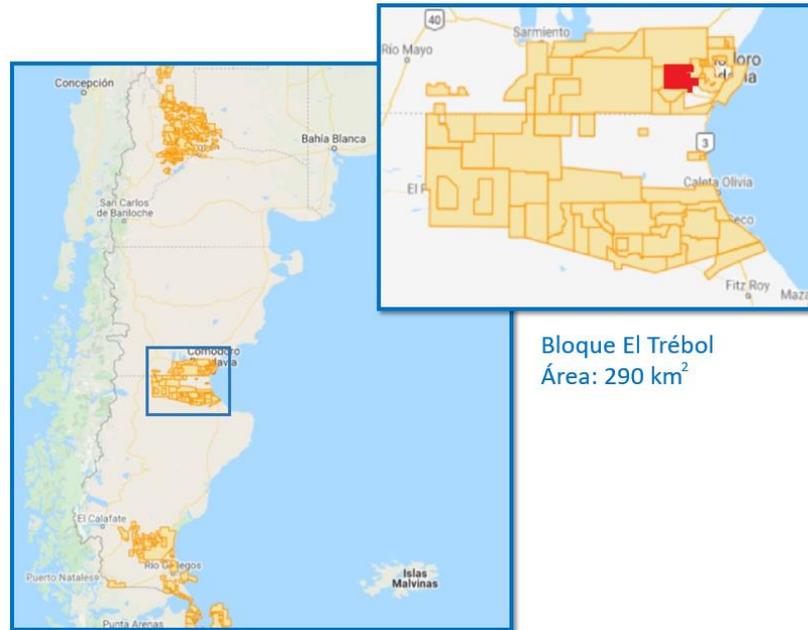


Ilustración 2: Ubicación geográfica del bloque El Trébol en la cuenca del Golfo San Jorge.

El yacimiento a explotar se encuentra en la parte oeste del bloque y sus dimensiones son 5,2 km en sentido norte - sur y 4,2 km en sentido este - oeste, totalizando un área de 21,84 km². Topográficamente su superficie es muy irregular, pero posee varias vías secundarias de acceso.

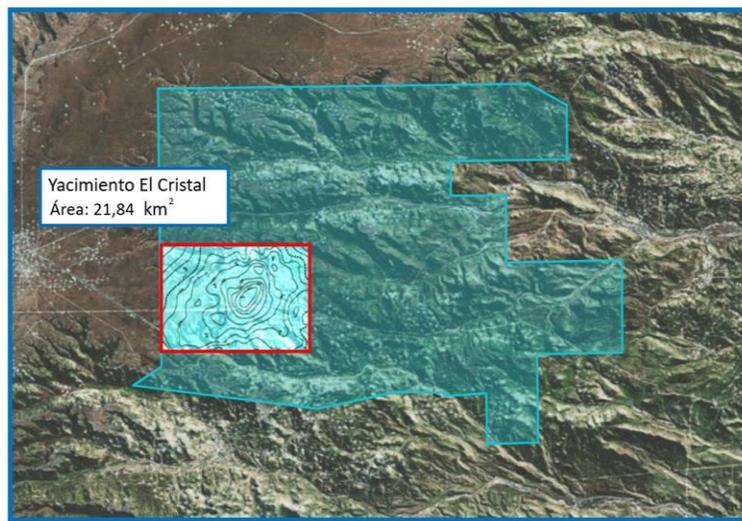


Ilustración 3: Localización e imagen satelital del yacimiento "El Cristal".

3.2. Geología del Yacimiento “El Cristal”

3.2.1. Columna estratigráfica

El yacimiento “El Cristal” está ubicado en el flanco norte de la cuenca del Golfo San Jorge, área donde se encuentra la Formación El Trébol, la que a su vez forma parte del Grupo Chubut, y constituye la principal unidad productora de la región, por su gran potencial hidrocarburífero.

El Grupo Chubut posee una gran extensión areal y contiene los principales yacimientos petroleros de la región donde las formaciones van cambiando de nombre y composición sedimentológica conforme varía su ubicación. La zona noroeste, oeste y sudoeste se caracteriza por tener una gran proporción de materiales piroclásticos disminuyendo progresivamente hacia el este donde se encuentran rocas epiclásticas (pelitas y areniscas).

Los sedimentos de la Formación El Trébol datan de la era cretácica y corresponden a un ambiente fluvial y deltaico que incluyen en su composición areniscas con conglomerados e intercalaciones arcillosas de granulometría decreciente.

SISTEMA	SERIE	SECTOR OCCIDENTAL	FAJA PLEGADA	FLANCO NORTE	FLANCO SUR	AMBIENTE			
CUATERNARIO	PLEISTOCENO	RODADOS PATAGONICOS = RODADOS TEHUELCHES				GLACIAL FLUVIAL			
	TERCIARIO	PALEOGENO	PLIOCENO		FM SANTA CRUZ	FM CHENQUE	FLUVIAL EOLICO		
			MIOCENO		FM SARMIENTO		MARINO SOMERO		
			OLIGOCENO		GRUPO RIO CHICO		LOESS		
			EOCENO		FM SALAMANCA		FLUVIAL		
PALEOCENO		BANCO VERDE FRAGMENTOSA GLAUCONITICA		SALAMANGUENSE	ESTUARINO				
CRETACICO	SUPERIOR	CHUBUTIANO	FM LAGUNA PALACIOS	Mbro Sup	FM YAC. EL TREBOL	LIGNIFERO HORIZONTE MADRE VALLE C. COMPLEJO II	FM MESETA ESPINOSA	PALEOSUELOS	
			FM BAJO BARREAL	Mbro Inf	FM COMODORO RIVADAVIA	COMPLEJO III	FM CANADON SECO	FLUVIAL ENTRELAZADO	
			FM CASTILLO		COMPLEJO IV	=	FM MINA EL CARMEN	FLUVIAL SINUOSOS	
			FM MATASIETE	FM POZO D-129	COMPLEJO V	=	FM POZO D-129	FLUVO DELTAICO LACUSTRE	
			FM POZO PASO RIO MAYO		Mbro sup	FM P. C. GUADAL	FM POZO LOS ALAZANES	NEOCOMIANO INDIFFERENCIADO	DELTAICO ESTUARINO
	INFERIOR	NEOCOMIANO		FM POZO ANTICLINAL AGUADA BANDERA	SECCION PELITICA BASAL	NEOCOMIANO INDIFFERENCIADO		LACUSTRE	
		MALM		COMPLEJO VOLCANICO SEDIMENTARIO	=	GRUPO LONCO TRAPIAL	=	GRUPO BAHIA LAURA	ABANICO VOLCANICLASTICO
		DOGGER		LIASICO				MARINO SOMERO	
		LIASICO		DISC. ANG.					
		TRIASICO		DISC. ANG.					
PALEOZOICO	Pliemico	BASAMENTO				PLUTONITAS METAMORFITAS			
	Carbonifero								
	Eopaleozoico								

Ilustración 4: Columna estratigráfica y ambientes sedimentarios de la Cuenca del Golfo San Jorge (Modificado de Figari et al 1999).

3.2.2. Mapa Estructural – Perfiles

El mapa estructural se construye a partir de la sísmica 3D realizada en el área y la correlación con la información de los registros de cada pozo (tope y base de la formación). La trampa es de tipo estructural, específicamente un anticlinal sin presencia de fallas, cuyos flancos se extienden suavemente en dirección SO – NE (flecha roja).

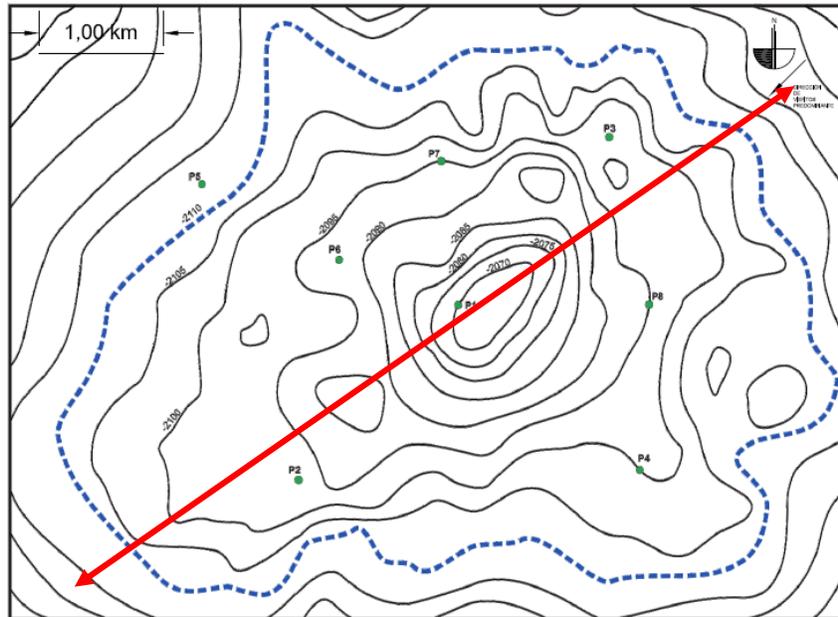


Ilustración 5: Mapa estructural al del tope de la formación.

Inicialmente se perforó un pozo exploratorio en el tope de la estructura (P-1). La perforación resultó exitosa, obteniéndose además abundante información geológica y de producción. El resultado obtenido, al igual que la información mencionada, alentaron a continuar con la campaña de perforación de 7 pozos de avanzada a distintos distanciamientos para delimitar el yacimiento.

En cada pozo se corrieron los siguientes registros: potencial espontáneo, gamma ray, resistividades y densidad – neutrón. Usando el perfil de resistividades y las pruebas de formación (Registro RFT) se pudo definir el CAP a -2.110 m TVDSS, como muestra la **Ilustración 5** (curva de nivel azul entrecortada). Dicho valor fue constatado con el pozo P-5 que produjo 100% agua, estando su tope su tope está a -2.113 m TVDSS.

A través de la interpretación de los perfiles a pozo abierto y su correlación con la sísmica a lo largo del yacimiento se obtienen los topes, bases y espesor total del reservorio. Además, se calcula la porosidad y saturación de agua de la arena objetivo. Con esta información se establece el *cut off* para obtener el espesor útil para cada pozo, como se muestra en la **Tabla 1**.

Tabla 1: Topes y bases de la formación y propiedades petrofísicas de cada pozo.

Pozo	Tope	Base	Net to Gross	Espesor Total Ht	Espesor útil (Hu)	Porosidad (Ø)	Hu Poral (VP)	Saturación de Agua (Sw)
	mbnm TVDSS	mbnm TVDSS	fr	m	m	fr	m	fr
P1	2.070,0	2.081,2	0,884	11,20	9,90	0,248	2,455	0,236
P2	2.096,5	2.108,8	0,737	12,35	9,10	0,166	1,510	0,390
P3	2.097,5	2.109,4	0,857	11,86	10,17	0,194	1,972	0,291
P4	2.100,0	2.111,8	0,768	11,82	9,08	0,175	1,588	0,357
P5	2.113,0	2.125,0	0,000	12,01	0,00	0,182	0,000	1,000
P6	2.092,0	2.104,1	0,907	12,05	10,93	0,221	2,416	0,258
P7	2.095,0	2.107,1	0,894	12,10	10,82	0,182	1,969	0,269
P8	2.095,0	2.106,4	0,872	11,39	9,93	0,253	2,510	0,271
	Promedio				Suma	Promedio ponderado f(Hu)	Suma	Promedio ponderado f(VP)
	2.092,3	2.104,1	0,846		69,93	0,206	14,421	0,287

El espesor total (Ht) corresponde al espesor de la formación desde su techo hasta la base, incluyendo tanto arenas como intercalaciones arcillosas. Mientras que el N/G representa qué porcentaje del total de espesor posee características petrofísicas con la capacidad de almacenar hidrocarburos. Es lo que se denomina espesor útil o arena neta (Hu), la misma que será usada para el cálculo del POIS.

La porosidad efectiva se calcula para cada pozo a partir del registro densidad-neutrón, cuyo valor es corregido por el contenido de arcillosidad, mientras que la saturación de agua se obtiene a partir de la ecuación de Simandoux modificada, que considera arenas con intercalaciones de arcilla uniformemente distribuidas. Para tomar valores más representativos que reflejen la realidad del reservorio para el cálculo de porosidad efectiva y saturación de agua se utiliza un promedio ponderado. Para la porosidad se promedia con el espesor útil (Hu):

$$\bar{\phi}_e = \frac{\sum_{j=1} (Hu_j \cdot \phi_j)}{\sum_{j=1} Hu_j}$$

Para la saturación de agua se pondera con el volumen poral (VP):

$$\bar{S}_w = \frac{\sum_{j=1} (Hu_j \cdot \phi_j \cdot S_w)}{\sum_{j=1} (Hu_j \cdot \phi_j)}$$

También, se determina la profundidad promedio del reservorio en 2298 m en MD. Para ello se asume la altura media del reservorio a partir de los topes y bases promedio de todos los pozos.

Tabla 2: Determinación de la profundidad promedio del reservorio.

Cota prom.	Tope prom.	Base prom.	Profund. promedio reserv.	
m	mbnm TVDSS	mbnm TVDSS	mbnm TVDSS	m MD
200,0	2.092,29	2.104,11	2.098,20	2.298,21

3.3. Caracterización del fluido

3.3.1. Información PVT

Para determinar las propiedades del fluido del Yacimiento “El Cristal” se realizó un análisis PVT, a partir de muestras de superficie recombinadas, que fueron tomadas del pozo P-1. La densidad relativa del crudo analizado es de 0,85 (35° API), lo que indica que es un petróleo liviano. Las condiciones de presión y temperatura del reservorio iniciales eran de 220 kg/cm² y de 90,3 °C respectivamente.

Tabla 3: Información previa para el análisis PVT del fluido.

Profundidad media del reservorio:	2298,21	m MD	
Presión inicial del reservorio:	220	kg/cm ² @ a prof. media.	
Temperatura reservorio:	90,3	°C @ prof. media.	
Densidad del gas (aire=1):	0,65	@ 15.5 °C y 1 atm.	
Salinidad del agua:	25.000,00	ppm	
Densidad del petróleo:	0,85		
Impurezas del gas (frac. molar):	N ₂ = 0,02%	CO ₂ = 0,01%	H ₂ S = 100 ppmv

El resultado obtenido de las pruebas PVT de laboratorio se presenta en el **Anexo 1**.

A continuación, se presenta gráficamente los resultados de las pruebas PVT, donde se observa que la presión de burbuja P_b es 180 Kg/cm²:

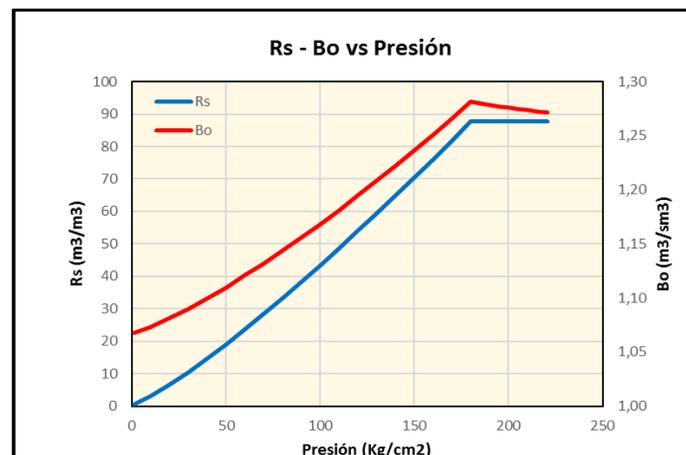


Ilustración 6: Relación gas “disuelto” en petróleo y factor volumétrico del petróleo vs presión.

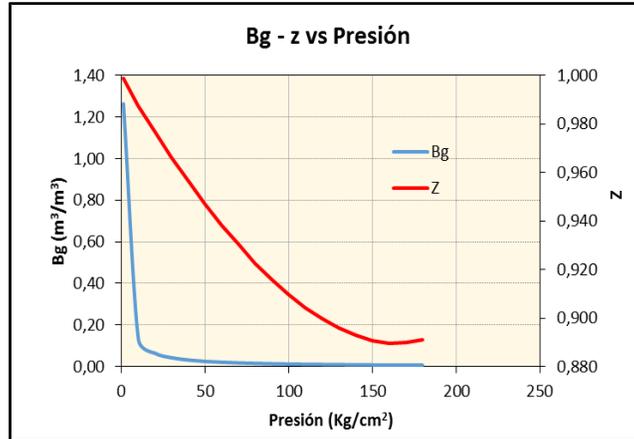


Ilustración 7: Factor volumétrico del gas y factor de compresibilidad vs presión.

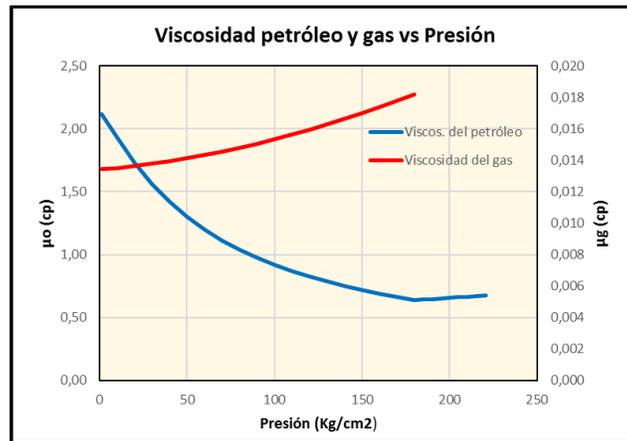


Ilustración 8: Viscosidad de petróleo y gas vs presión.

3.3.2. Curva de Permeabilidades Relativas

Las curvas de permeabilidades relativas provienen de ensayos de laboratorio (SCAL) a partir núcleos obtenidos del pozo P-1.

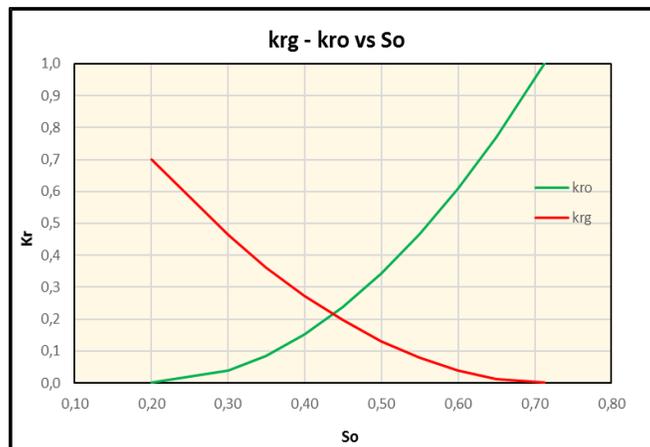


Ilustración 9: Curvas de permeabilidades relativas del sistema gas – petróleo.

3.4. Cálculo Volumétrico POIS

Tomando en cuenta que se tiene un anticlinal perfecto sin la presencia de fallas ni deformaciones grandes y conocido el tope y la base de la capa en cada pozo se discretizó el reservorio como se muestra en la **Ilustración 10**.

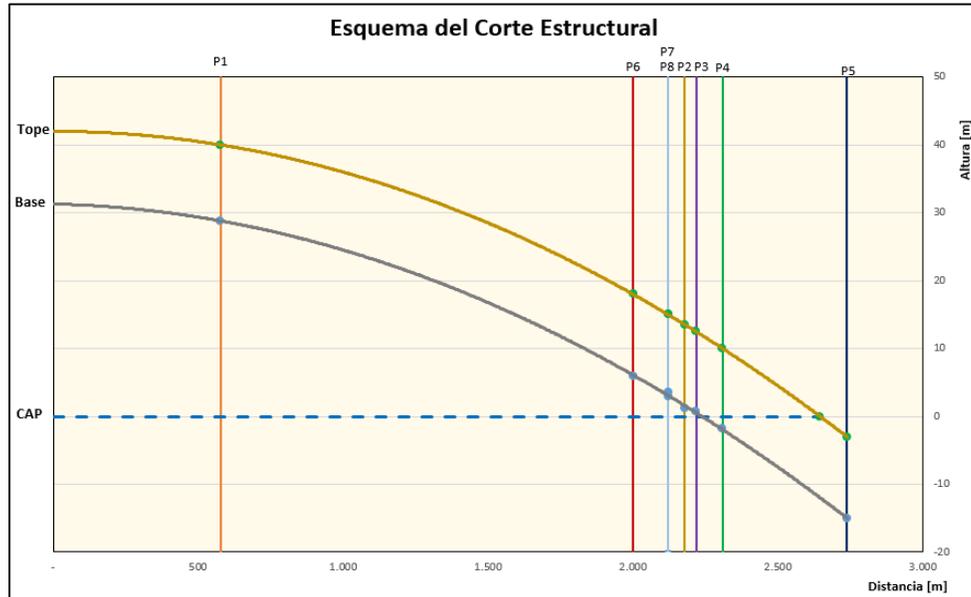


Ilustración 10: Sección transversal del reservorio con los pozos perforados en referencia al CAP.

Posteriormente se aplicó la fórmula del método trapezoidal, para calcular el volumen de roca, utilizando isocurvas con distanciamiento de 2 metros:

$$V_{\text{reservorio}} = \frac{\Delta h}{2} (A_0 + 2A_1 + 2A_2 + \dots + A_n)$$

Los resultados se presentan en la **Tabla 4**.

Tabla 4: Cálculo de áreas y volúmenes incrementales para cada salto de espesor.

h	Área Tope	Área Base	Volumen	Vol Acum HC	Vol Acum Gas	Vol Acum Oil
m	millones m2	millones m2	millones m3	millones m3	millones m3	millones m3
42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
40	1,05	0,00	1,05	1,05	0,00	1,05
38	2,09	0,00	3,14	4,19	0,00	4,19
36	3,14	0,00	5,24	9,42	0,00	9,42
34	4,19	0,00	7,33	16,76	0,00	16,76
32	5,24	0,00	9,42	26,18	0,00	26,18
30	6,28	0,35	11,17	37,35	0,00	37,35
28	7,33	1,37	11,89	49,25	0,00	49,25
26	8,38	2,40	11,93	61,18	0,00	61,18
24	9,42	3,43	11,97	73,15	0,00	73,15
22	10,47	4,46	12,01	85,17	0,00	85,17
20	11,52	5,48	12,05	97,22	0,00	97,22
18	12,57	6,51	12,09	109,31	0,00	109,31
16	13,61	7,54	12,13	121,45	0,00	121,45
14	14,66	8,56	12,17	133,62	0,00	133,62
12	15,71	9,59	12,21	145,84	0,00	145,84
10	16,76	10,62	12,25	158,09	0,00	158,09
8	17,80	11,65	12,29	170,38	0,00	170,38
6	18,85	12,67	12,33	182,71	0,00	182,71
4	19,90	13,70	12,37	195,09	0,00	195,09
2	20,94	14,73	12,41	207,50	0,00	207,50
0	21,99	15,75	12,45	219,95	0,00	219,95

Para el cálculo de POIS se aplica el método volumétrico aplicando la siguiente ecuación:

$$POIS = \frac{Vol.roca \cdot N/G \cdot \bar{\phi}_e \cdot (1 - \bar{S}_{wi})}{B_{oi}}$$

El volumen de roca calculado es de 219,95 millones m³, siendo el petróleo original in situ 21,50 millones de m³ en condiciones de superficie.

Tabla 5: Volúmenes de roca y propiedades petrofísicas promedio para el cálculo del POIS.

Vol Roca	N/G	Vol Util	Phi	Swi	Boi	POIS
millones m3	frac.	millones m3	frac.	frac.	m3/m3	millones m3
219,95	0,85	185,99	0,206	0,287	1,2715	21,50

3.5. Balance de Materia

Las hipótesis postuladas para este reservorio fueron las siguientes:

- Ausencia de acuífero activo; no hay entrada de agua y por ende no hay producción de agua. Asumido a partir del conocimiento de geología regional.
- Ausencia de casquete gasífero.
- Se tiene dos tipos de empujes: expansión del petróleo, el agua intersticial y compresibilidad de la roca hasta la presión de burbuja, sumándose a éstos la expansión del gas liberado por debajo de la presión de burbuja.

Como el yacimiento no tiene historial de producción, se utiliza el balance de materia en modo predictivo para realizar el pronóstico de los volúmenes a recuperar (Acumulada vs Presión) y obtener así el factor de recobro en cada diferencial de presión.

Tomando la información del cálculo del petróleo original in situ y el análisis PVT, se efectúa el cálculo en dos partes.

Tabla 6: Parámetros de partida para el cálculo del Balance de Materia.

Swi	Soi	Sor	m	POIS	GOIS	Cw	Cp
frac.	frac.	frac.	m ³ /m ³	millones m ³	millones m ³	1/kg/cm ²	1/kg/cm ²
0,2873	0,7127	0,2	0	21,50	0	0,000048	0,000052

Expansión monofásica: $P_{res} > P_b$

En esta sección el reservorio posee condiciones de flujo monofásico, es decir se tiene un petróleo subsaturado, donde el balance de materia se rige por la siguiente ecuación:

$$POIS \cdot B_{oi} \cdot (P_i - P) \cdot C_e = N_p \cdot B_o$$

Los resultados se presentan en **Tabla 7**.

Tabla 7: Resultados del Balance de Materia para petróleo subsaturado.

Presión	Rs	Bo	μo	Bt	Np	GOR	ΔGp	Gp	FR
Kg/cm ²	m ³ /m ³	m ³ /m ³	cp	m ³ /m ³	millones m ³	m ³ /m ³	millones m ³	millones m ³	%
220	87,66	1,2716	0,6753	1,2716	0,00000	87,66	0,0	0,0	0,0%
215	87,66	1,2726	0,6699	1,2726	0,02662	87,66	2,3	2,3	0,1%
210	87,66	1,2736	0,6652	1,2736	0,05370	87,66	2,4	4,7	0,2%
205	87,66	1,2747	0,6607	1,2747	0,08195	87,66	2,5	7,2	0,4%
200	87,66	1,2759	0,6563	1,2759	0,11116	87,66	2,6	9,7	0,5%
195	87,66	1,2771	0,6517	1,2771	0,14095	87,66	2,6	12,4	0,7%
190	87,66	1,2783	0,6472	1,2783	0,17152	87,66	2,7	15,0	0,8%
185	87,66	1,2797	0,6429	1,2797	0,20420	87,66	2,9	17,9	0,9%
180	87,66	1,2814	0,6390	1,2814	0,24198	87,66	3,3	21,2	1,1%

Expansión bifásica: $P_{res} < P_b$

La fórmula utilizada es:

$$POIS \cdot (B_t - B_{ii}) + \frac{POIS \cdot B_{oi}}{1 - S_{wi}} \cdot (C_w S_w + C_f) \cdot (P_i - P_f) = N_p B_o + G_p B_g - N_p R_s B_g$$

Debido a que para cada presión aparecen dos incógnitas se debe recurrir a ecuaciones complementarias.

En la **Tabla 8** se presentan los resultados.

Tabla 8: Resultados del Balance de Materia para petróleo saturado

Presión	Rs	Bo	μ_o	Z	Bg	μ_g	Bt	Np	So	So*	kro	Sg*	krp	krp/kro	GOR	ΔGp	Gp	Np	FR
Kg/cm2	m3/m3	m3/m3	cp		m3/m3	cp	m3/m3	millones m3	frac.	frac.	frac.	frac.	frac.	adim.	m3/m3	millones m3	millones m3	millones m3	%
180	87,66	1,2814	0,6390	0,8911	0,006441	0,0182	1,2814	0,24198	0,7127	1,0000	1,0000	0,0000	0,0000	0,00000	87,66	3,3	21,2	0,2420	1,1%
170	81,85	1,2661	0,6647	0,8897	0,006809	0,0178	1,3057	0,64625	0,6883	0,9524	0,9070	0,0476	0,0022	0,00238	98,36	37,6	58,8	0,6461	3,0%
160	76,13	1,2512	0,6903	0,8897	0,007235	0,0174	1,3346	1,05280	0,6669	0,9107	0,8293	0,0893	0,0071	0,00857	135,00	47,4	106,3	1,0528	4,9%
150	70,48	1,2366	0,7181	0,8908	0,007727	0,0170	1,3693	1,42284	0,6472	0,8722	0,7608	0,1278	0,0140	0,01845	195,16	61,1	167,3	1,4226	6,6%
140	64,90	1,2223	0,7497	0,8929	0,008298	0,0166	1,4111	1,74246	0,6295	0,8378	0,7019	0,1622	0,0221	0,03149	273,82	74,9	242,3	1,7417	8,1%
130	59,39	1,2083	0,7857	0,8959	0,008966	0,0163	1,4617	2,01445	0,6138	0,8070	0,6512	0,1930	0,0307	0,04720	366,15	87,0	329,3	2,0146	9,4%
120	53,97	1,1946	0,8262	0,8997	0,009754	0,0160	1,5233	2,24753	0,5996	0,7793	0,6073	0,2207	0,0397	0,06531	468,04	97,2	426,5	2,2475	10,5%
110	48,63	1,1813	0,8711	0,9043	0,010695	0,0156	1,5987	2,44964	0,5866	0,7541	0,5687	0,2459	0,0487	0,08563	575,40	105,4	532,0	2,4496	11,4%
100	43,40	1,1684	0,9209	0,9097	0,011835	0,0153	1,6921	2,62770	0,5748	0,7310	0,5344	0,2690	0,0578	0,10809	684,04	112,1	644,1	2,6276	12,2%
90	38,29	1,1558	0,9766	0,9158	0,013238	0,0151	1,8095	2,78715	0,5638	0,7096	0,5035	0,2904	0,0668	0,13267	789,58	117,5	761,6	2,7871	13,0%
80	33,29	1,1437	1,0398	0,9227	0,015005	0,0148	1,9596	2,93237	0,5536	0,6896	0,4756	0,3104	0,0758	0,15941	887,31	121,8	883,3	2,9324	13,6%
70	28,41	1,1320	1,1128	0,9302	0,017289	0,0145	2,1563	3,06691	0,5439	0,6708	0,4500	0,3292	0,0848	0,18839	971,81	125,1	1008,4	3,0669	14,3%
60	23,67	1,1207	1,1985	0,9384	0,020348	0,0143	2,4228	3,19389	0,5348	0,6530	0,4264	0,3470	0,0937	0,21971	1036,18	127,5	1135,9	3,1939	14,9%
50	19,07	1,1099	1,3001	0,9472	0,024645	0,0141	2,8003	3,31633	0,5261	0,6361	0,4046	0,3639	0,1026	0,25356	1070,70	129,0	1264,9	3,3163	15,4%
40	14,65	1,0996	1,4212	0,9565	0,031109	0,0139	3,3709	3,43775	0,5178	0,6198	0,3841	0,3802	0,1115	0,29021	1061,09	129,4	1394,3	3,4377	16,0%
30	10,45	1,0900	1,5645	0,9663	0,041904	0,0138	4,3255	3,56330	0,5097	0,6040	0,3648	0,3960	0,1204	0,33021	986,48	128,5	1522,8	3,5626	16,6%
20	6,54	1,0811	1,7324	0,9767	0,063533	0,0136	6,2347	3,70283	0,5016	0,5882	0,3460	0,4118	0,1297	0,37491	817,53	125,9	1648,7	3,7028	17,2%
10	3,05	1,0733	1,9252	0,9878	0,128514	0,0135	11,9474	3,88436	0,4929	0,5712	0,3263	0,4288	0,1401	0,42936	513,86	120,8	1769,5	3,8844	18,1%

La recuperación final es de 18,1% (1,1 % por arriba de la presión de burbuja y 17% por debajo de la misma).

En la **Ilustración 11** se muestran las curvas que modelan el performance del yacimiento.

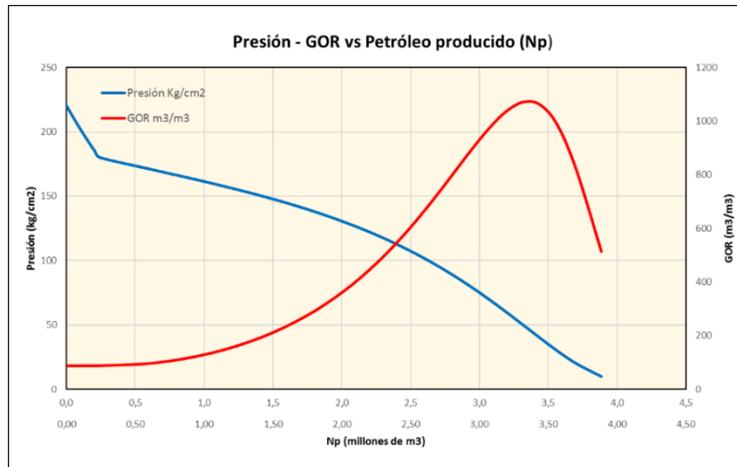


Ilustración 11: Curva de la Presión – GOR vs Petróleo producido (Np).

3.6. IPR Promedio (Pozo Tipo)

Las curvas IPR se construyeron a partir de la información obtenida de las pruebas de pozo.

Para la elaboración de la curva IPR promedio se parte de la información de 4 pozos del yacimiento donde se tiene la presión inicial de cada pozo a condición estática (pozo sin producir), además de los respectivos caudales de petróleo y presiones de fondo fluente obtenidos para distintos orificios. Cada orificio determina un punto de prueba por arriba de la presión fluente y dos puntos por debajo, como se ejemplifica a continuación con el pozo P-1.

Tabla 9: Datos de los ensayos de producción para el Pozo 1.

DATOS DE CAMPO		
	Presión Kg/cm2	Qo m3/d
Cerrado	220,2	0
Orificio 1	195	42
Orificio 2	140	129
Orificio 3	90	192

Al tratarse de petróleo subsaturado se tiene una curva IPR combinada, es decir con dos zonas, la primera desde la presión inicial hasta la presión de burbuja, donde al no haber gas la curva se comporta linealmente según la ley de Darcy (flujo monofásico). Luego, cuando la presión del reservorio es menor a la presión de burbuja la curva responde a la ecuación desarrollada por Vogel (flujo bifásico).

En la ecuación cuadrática de Vogel se emplea coeficientes a y b distintos a los propuestos por Vogel para que la curva se adapte mejor a los datos obtenidos. Para obtener dichos coeficientes se plantea que, en el punto de burbuja, la pendiente de la curva es la misma si se calcula con la fórmula para $P_{wf} > P_b$ y $P_{wf} < P_b$. También se debe calcular el caudal a la presión de burbuja y el caudal máximo.

Para $P_{wf} > P_b$:

$$IP^* = \frac{Q_b}{P_{ws} - P_{wf}}$$

Para $P_{wf} < P_b$:

$$IP^* = \frac{(a + 2b) \cdot (AOF - Q_b)}{P_b}$$

Caudal a la presión de burbuja:

$$Q_b = (P_{ws} - P_b) \cdot IP^*$$

Caudal máximo:

$$Q_{o\max} = \frac{IP^* P_b}{a + 2b} + Q_b$$

Se realizan iteraciones con distintos valores de IP^* , a y b para determinar con que valores se minimizaba el error entre los caudales de petróleo calculados con las fórmulas desarrolladas y los medidos en los distintos pozos.

Para $P_{wf} > P_b$:

$$Q_o = IP \cdot (P_{ws} - P_{wf})$$

Al estar por encima de la presión de burbuja $IP = IP^*$.

Para $P_{wf} < P_b$:

$$Q_o = (Q_{o\max} - Q_b) \cdot \left[1 - a \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - b \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] + Q_b$$

Una vez hallados los coeficientes para cada pozo se trazan las curvas IPR correspondientes como se muestra en la **Ilustración 12**.

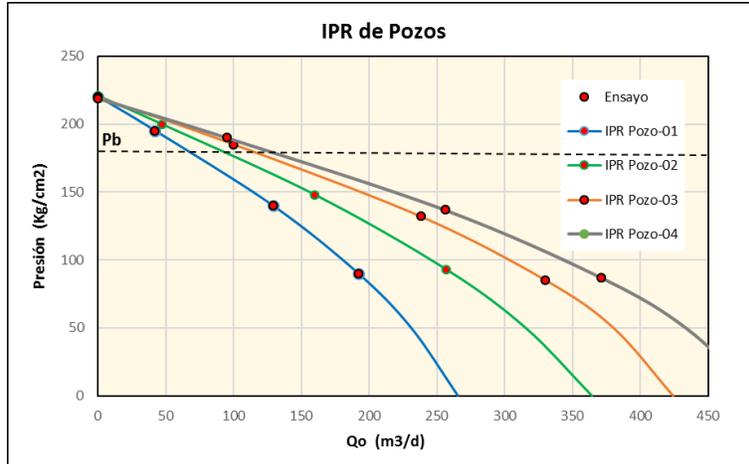


Ilustración 12: Curvas IPR de los distintos pozos.

Con las curvas de IPR generadas se procede a calcular los parámetros promediando los valores de cada pozo.

Tabla 10: Promedios aritméticos usados para construir la curva de IPR Tipo.

Parámetros	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4	Promedio	Calculado
Presión estática inicial (Kg/cm ²)	220,20	220,90	219,80	219,10	220,0	
Qo máx bifásico (m ³ /d)	265,50	364,46	424,00	487,59	385,4	
Qo @ Pb (m ³ /d)	67,20	92,13	114,62	128,19	100,5	
Coefficiente b del término cuadrático	0,5174	0,4888	0,6756	0,6420	0,5810	0,5882
Coefficiente a del término lineal	0,4826	0,5112	0,3244	0,3580	0,4190	0,4118
IP*inicial = Qb / (Pws - Pb)	1,67	2,25	2,88	3,28	2,5207	2,5134

Usando los parámetros y las fórmulas descritas anteriormente se calculan los caudales de petróleo para presiones de fondo fluente por encima y por debajo de la presión de burbuja para construir la curva IPR promedio del yacimiento que será usada para los pronósticos de producción.

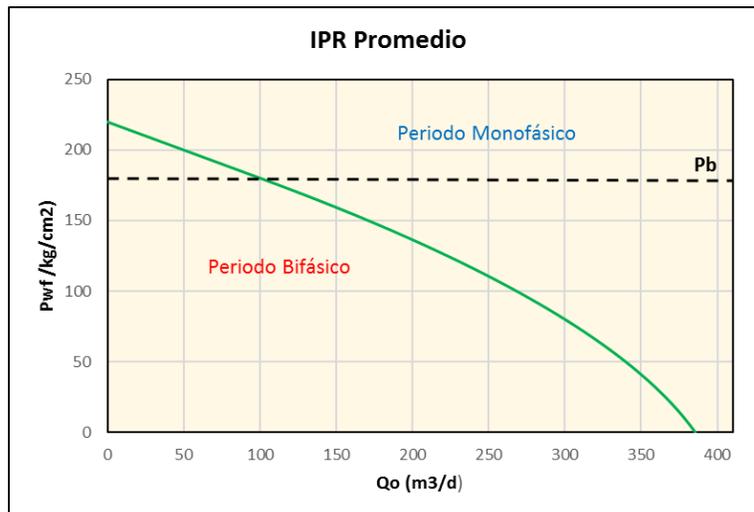


Ilustración 13: Curva IPR promedio para el yacimiento.

4. PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN

Se consideraron las siguientes hipótesis:

- Durante el primer año, destinado a la construcción de la planta principal, solo producen los 7 pozos base.
- La producción de agua constituye el 5% del petróleo producido en cada etapa (mes).
- Los pozos se comportan como el pozo tipo.
- El poder calorífico del gas asociado es 10.750 kcal/m³.
- El número total de pozos a perforar se calcula según el “acreage” objetivo.
- Se adopta un 10% de pozos improductivos (estériles) de todos los pozos activos.
- La frecuencia máxima de explotación es de 1 pozo por mes.
- La presión de fluencia en fondo viene dada por la ley de extracción, desarrollada a continuación.
- El GOR depende de la presión estática según lo estimado en el balance de materia.
- Se asume un downtime escalonado (tiempo no productivo de pozos y equipos): los primeros 5 años, el DT es del 1%; entre los 5 y 10 años, el DT es del 3% y para los años restantes, el DT es del 5%.

La metodología de pronósticos se basa en el análisis integral de red que consta de tres partes fundamentales:

Balance de Materia: Curvas P vs. Np y GOR vs. Np (Ver **Tabla 8** e **Ilustración 11**).

Análisis Nodal: Curvas IPR para distintos tiempos obtenidas a partir de la curva IPR promedio, habida cuenta de la Pws de ese momento. Curvas VLP en función del GOR y la presión de boca de pozo (Pbp) para obtener el máximo caudal de producción sustentable.

Red de Superficie: Relación de la caída de presión desde boca de pozo hasta el sistema de captación de cada pozo, en función del caudal de producción, el GOR y la geometría de los ductos (diámetro y longitud).

4.1. Análisis de la Ley de extracción

Por experiencia en la zona se adoptó la siguiente ley de extracción:

$$P_{wf} = 0,9 \cdot P_{ws} \cdot Pe^{\left(\frac{P_{ws}}{P_{wsi}} - 1\right)^{0,5}}$$

Dicha ley es conservadora respecto al punto de operación óptimo que se muestra en la **Ilustración 14** (cruce de curvas IPR – VLP).

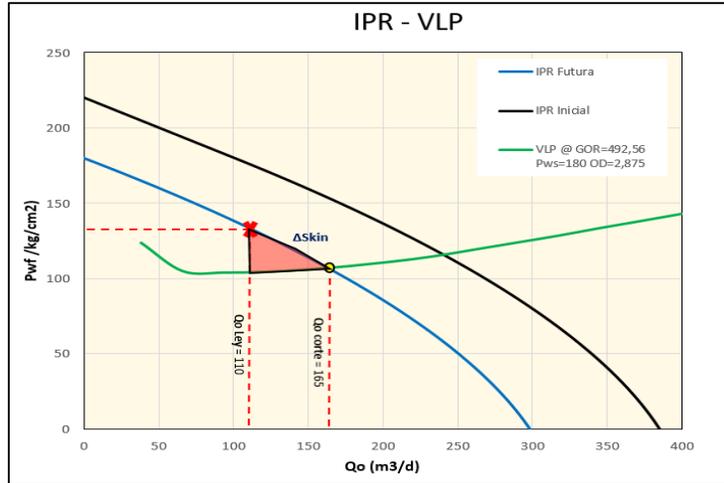


Ilustración 14: Comparación entre el caudal definido por la ley de extracción y el máximo establecido por el corte IPR - VLP para una $P_{ws} = 180 \text{ kg/cm}^2$ y $GOR = 492,5 \text{ SCF/STB}$.

Se pensó en replantear la ley para aprovechar ese delta de caudal que no se estaba extrayendo, pero al analizar los cálculos IP^* se evidenció que la fórmula utilizada no contemplaba todas las variables en juego, al no considerar ni la extensión del radio de drenaje ni variación del factor de daño con el tiempo.

$$IP^* = \frac{0,00708 \cdot h \cdot k_{abs} \cdot k_{ro}}{\left(\ln \frac{r_e}{r_w} + s' \right) \cdot \mu_o B_o}$$

→ Constante en el tiempo

Por lo expuesto se decidió utilizar para los pronósticos la ley de extracción empírica.

La ley empieza a tener problemas en la parte inestable de la curva VLP y deja de cumplirse cuando la IPR ya no intercepta la VLP. A partir de ese punto el reservorio no posee la energía suficiente para llevar a superficie los fluidos y la surgencia natural llega a su fin.

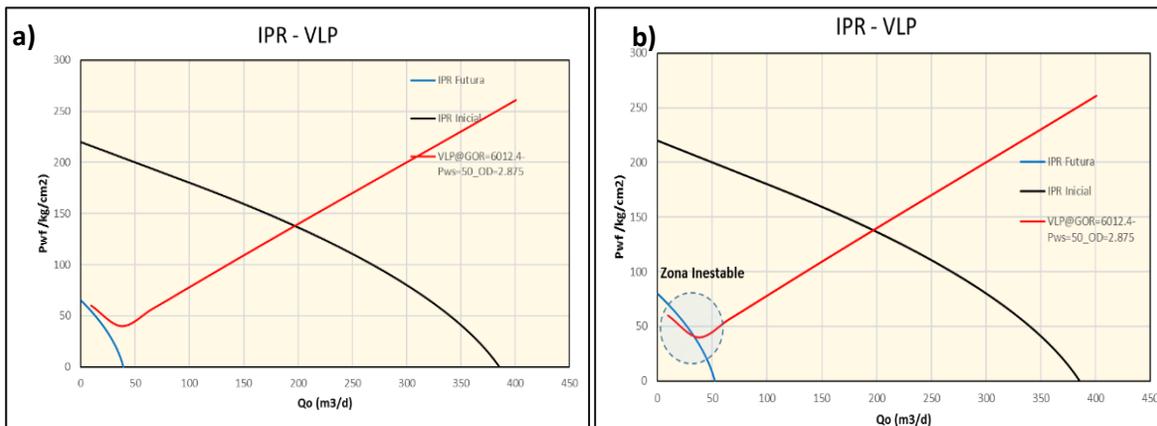


Ilustración 15: a) Zona inestable de la curva de VLP donde la ley tiene problemas. b) La ley deja de cumplirse porque no existe cruce entre la IPR – VLP.

Para conocer el mínimo valor de Pws correspondiente a surgencia natural, se construyeron varias curvas VLP con distintos valores de $GOR=f(Pws)$ hasta que las mismas alcanzaron un punto común de origen que permite establecer la nueva condición operativa donde se debe implementar el sistema de levantamiento artificial, como se muestra en la **Ilustración 16**.

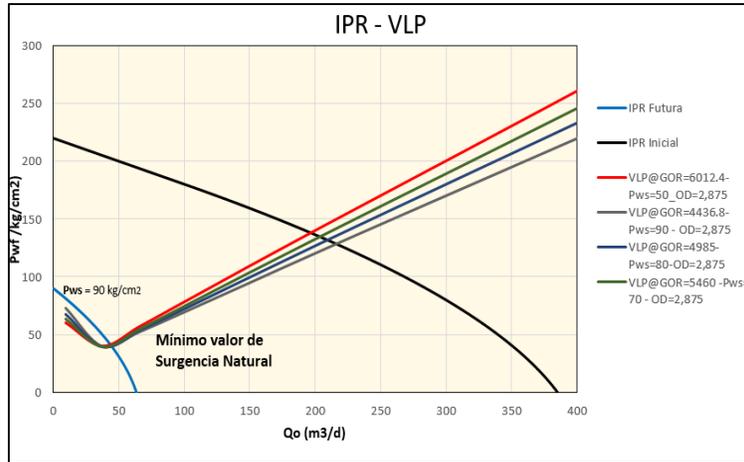


Ilustración 16: Curvas de VLP dependientes del GOR para cada presión estática.

Es importante mencionar que para la construcción de la VLP se usó la correlación de Beggs y Brill para determinar las caídas de presión en flujo vertical. Esta se caracteriza por ser pesimista, pero en bajos caudales es la que mejor representa la zona inestable. En flujo horizontal se usó la correlación de Ducler et al. que no presenta limitaciones.

Así se determinó que la mínima presión estática de surgencia natural es de 90 kg/cm². Por debajo de la misma se debe implementar un sistema de levantamiento artificial (SLA). La **Tabla 11** muestra las nuevas condiciones operativas. En dicha tabla se puede observar la presión de fondo fluyente determinada por la ley y las presiones de fondo fluyentes mínimas obtenidas por las VLP para cada condición.

Adicionalmente, se hace una sensibilidad con *tubing* de 3½” de diámetro externo. Aunque su cambio no ayuda a postergar la instalación del SLA, sí se observa una disminución en las presiones de fondo fluyente.

Tabla 11: Nuevas consideraciones operativas en función de las VLP construidas, donde se observa el punto mínimo de surgencia natural.

Sistema	Pws Kg/cm2	Pwf Ley Kg/cm2	Sensibilidad	
			Baja 2 Tubing 2 7/8 in @Pcaptación = 11,5 kg/cm2 Kg/cm2	Baja 2 Tubing 3.5 in @Pcaptación = 11,5 kg/cm2 Kg/cm2
Baja 2	220	198	140	117
Baja 2	200	172	126	100
Baja 2	180	148	112	92
Baja 2	160	126	93	76
Baja 2	140	105	78	62
Baja 2	120	86	62	50
Baja 2	100	69	47	40
ALS	90	60	42	37
ALS	85	57	40	35
ALS	70	45	-	-
ALS	60	38	-	-

ALS: Artificial Lift System

- Puede cumplir la ley
- Fluye pero inestable/cabeceo
- No Fluye

4.2. Selección del Sistema de Levantamiento Artificial

Una vez definida la mínima presión estática con que los pozos producen por surgencia natural, se seleccionó el sistema de levantamiento artificial que mejor aprovecha el potencial productivo de cada pozo según las condiciones del mismo y que siga cumpliendo con la ley de extracción.

El sistema de levantamiento artificial se instalará cuando la presión estática del yacimiento llegue a 90 kg/cm². Se diseñó para que trabaje con una presión de fondo fluente de 17,6 kg/cm². Este valor de presión arroja un caudal máximo en el orden de los 40 m³/d por pozo.

Para la selección del sistema de levantamiento artificial que mejor se adapte a los pozos, se tomaron en cuenta los criterios propuestos en la **Ilustración 17** y **Tabla 12**.

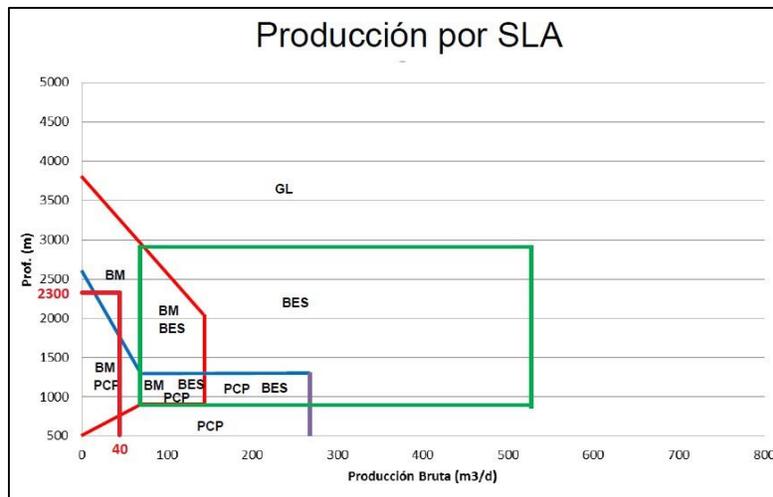


Ilustración 17: Comparación de los sistemas de levantamiento artificial en función de la profundidad y producción bruta.

Analizando las distintas alternativas propuestas en la ilustración anterior, se concluye que el caudal de trabajo es un factor determinante a la hora de seleccionar nuestro sistema, no así la profundidad. El caudal máximo que se va a trabajar al momento de la instalación del sistema de levantamiento artificial es alrededor de los 40 m³/d.

Tabla 12: Selección del sistema de levantamiento artificial a partir de distintos parámetros.

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

En **Tabla 12** se observa que la selección queda limitada a tres opciones: un sistema de bombeo mecánico, un sistema PCP y *gas lift*.

Por estar trabajando con un petróleo liviano se descarta la opción de levantamiento con bombas PCP debido a que este sistema está diseñado para trabajar con crudos más pesados. Otra desventaja que posee dicho sistema es la limitada capacidad de trabajar en ambientes corrosivos, lo que aumentaría significativamente el índice de *pulling* del yacimiento.

La opción de levantamiento mediante *gas lift* se descarta debido a que el caudal de nuestros pozos, luego de un año de operación es de 20 m³/d, quedando ya fuera del rango de operación de dicho sistema.

De esta forma, se determina que se va a emplear un sistema de bombeo mecánico que se ajusta a las condiciones de profundidad y bajos caudales de operación. Las ventajas que presenta este sistema son gran rango operativo, simpleza en la operación, robustez y el hecho de que se encuentra ampliamente difundido en el mundo, lo que reduce los costos de mantenimiento.

El sistema puede presentar problemas cuando el GOR del pozo sea elevado. Para evitar que aparezcan estos inconvenientes se debe instalar una válvula de contrapresión en la boca de pozo y ubicar la bomba unos 20 m por debajo del punzado, logrando que el gas que produce el pozo suba por el espacio anular del *casing* y no atraviese la bomba.

4.2.1. Diseño del equipo de bombeo mecánico

Para realizar el diseño de la bomba y la selección del AIB más las varillas se utiliza el software QRod de la firma *Echometer*. Se analizan dos alternativas, la primera utilizando un AIB Convencional, mientras que la segunda empleando un AIB Mark II.

Para ambos casos se propone una bomba con un pistón de 1 3/4" de diámetro, con una carrera de 144", un diseño de varillas escalonado con diámetros de 1", 7/8" y 3/4". El material de las varillas es API clase *D Special*. Las manivelas a emplear tienen 3 posiciones: 144", 128" y 112".

A continuación, en la **Tabla 13** se comparan algunos de los parámetros de los AIB estudiados.

Tabla 13: Comparación de parámetros entre los Aparatos individuales de Bombeo Convencional y Mark II.

Parámetros	AIB Convencional	AIB Mark II
Tamaño/Modelo	912-305-144	640-305-144
Velocidad (GPM)	7	7
Potencia requerida (HP)	34	28
Caudal máximo (m ³ /d)	50	50

La principal diferencia entre los equipos radica en el tamaño: para el equipo convencional es necesario un AIB robusto modelo 912. Para el AIB Mark II puede utilizarse un modelo más pequeño tal como el 640, de mayor uso en el mercado argentino. Además, alivia las cargas sobre la caja reductora y mejora los tiempos de subida y bajada según el tipo de carga a que está sometido el sistema. Por estos motivos se escoge el AIB Mark II modelo 640-305-144.

Los resultados arrojados por el software para el AIB elegido son los siguientes:

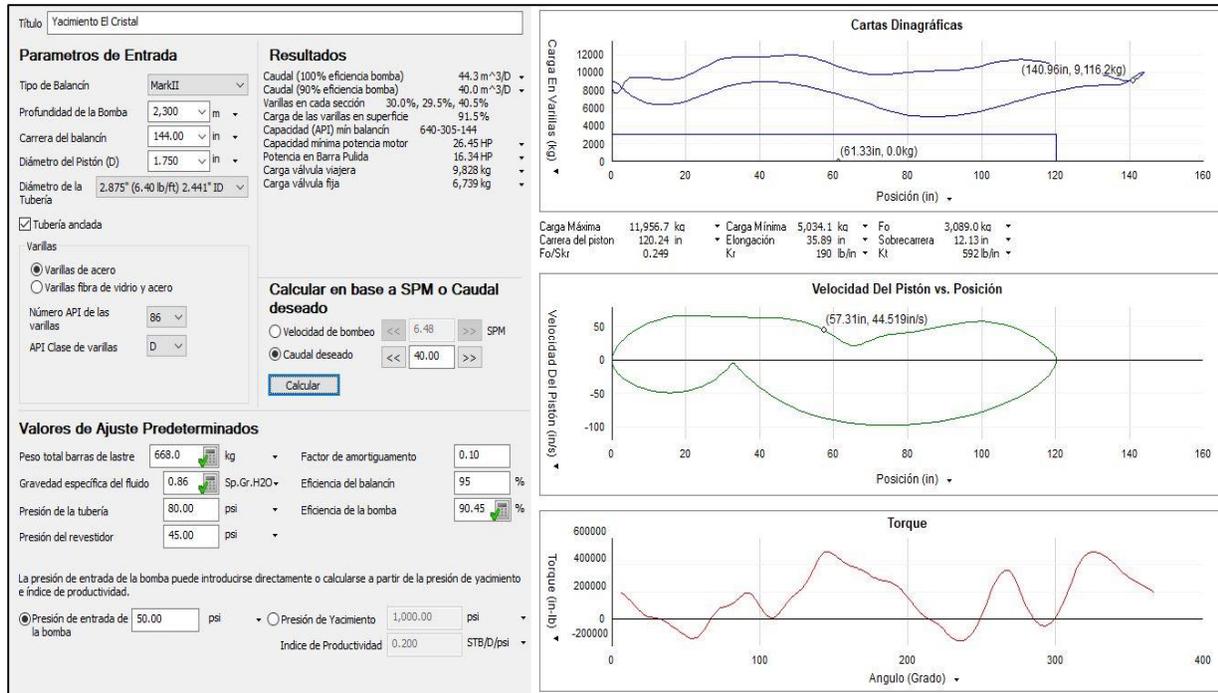


Ilustración 18: Resultados de la simulación para el AIB Mark II mediante el software QRod.

Para el diseño de la bomba se escoge una de latón para resistir ambientes corrosivos, generados por la salinidad del agua de formación o por componentes gaseosos, de configuración insertable permitiendo realizar trabajos de *pulling* sobre la bomba sin la necesidad de retirar todos los *tubing*, reduciendo así tiempos y costos. Para el anclaje de la bomba se selecciona un sistema de copa, en función a la profundidad que se ubicará la bomba. El anclaje de la misma va a ser inferior. El largo de la bomba es 24 pies y el largo del pistón es 4 pies.

Así el modelo elegido es una bomba insertable con barril de pared gruesa con anclaje inferior a copas es: 25-175-RHBC-24-4.

Además, se presentan las condiciones operativas del motor del sistema de bombeo mecánico en función a distintos caudales.

Tabla 14: Condiciones operativas del motor del sistema de bombeo mecánico en función de distintos caudales.

Caudal (m3/d)	Velocidad (GPM)	Potencia requerida (HP)	Observaciones
50	8	32	
40	7,04	30	
20	5,12	20	
10	3	9	Usando carrera min.
5	2	5,5	Usando carrera min.

El diseño que arrojó el software QRod, determinó que se va a emplear una sarta 86 que establece un mayor peso, pero menor sollicitación, es decir, un primer tramo de varillas de 1", un segundo tramo de varillas de 7/8" y un tercer tramo de varillas de 3/4". Por lo que el diseño completo de varillas sería de forma telescópica: 1 vástago, 87 varillas de 1", 85 varillas 7/8", 115 varillas de 3/4" y 11 barras de peso.

4.3. Escenarios según la frecuencia de perforación

La cantidad de pozos a perforar surge del acreage de 220 acres/pozo. establecido por el departamento de Reservorios, resultando así un total de 25 pozos productivos.

Se plantean tres pronósticos de producción: mínimo, medio y máximo, cada uno de ellos en función de la frecuencia de perforación propuesta inicialmente, instalando para todos los escenarios un aparato de bombeo mecánico en el punto donde se tiene la mínima presión estática de surgencia.

Tabla 15: Pronósticos de producción de mínima, media y máxima en relación con el ritmo de perforación.

Escenarios	Frecuencia de Perforación	Caudal final de surgencia (m ³ /d)	Fecha Final de surgencia	Factor de recuperación al año 2051
Pronóstico mínimo	1 pozo por semestre	615,86	1/09/2030	17,4
Pronóstico medio	1 pozo por trimestre	623,94	1/12/2028	17,4
Pronóstico máximo	1 pozo por mes	624,97	1/12/2027	17,4

*En cada pronóstico ya se aplica SLA.

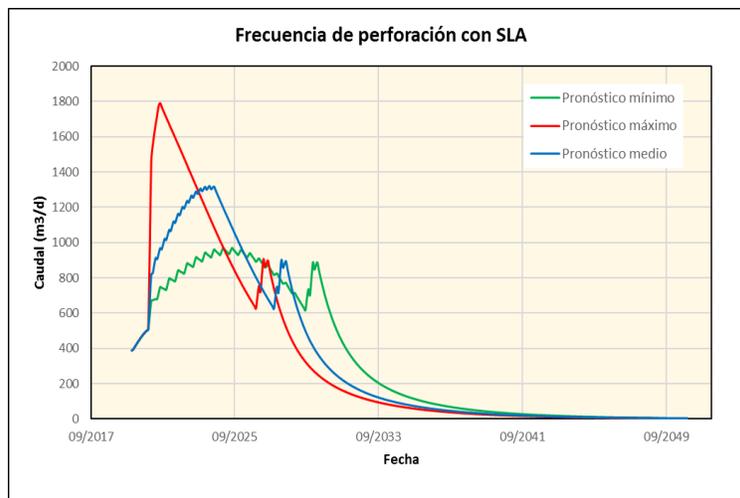


Ilustración 19: Pronósticos en función de la frecuencia de perforación con SLA.

4.4. Escenarios según la variación de caudales límites de producción.

Adicionalmente se establecen tres pronósticos respetando los caudales límites de producción para evitar la capacidad ociosa de las instalaciones y asegurar un caudal de venta estable por más tiempo. Para conseguir dicho fin se controla el ritmo de perforación cuando sea necesario evitando superar el caudal límite y con velocidad máxima de 1 pozo por mes.

Tabla 16: Pronósticos de producción para distintos caudales límites.

Escenarios	Frecuencia de Perforación	Caudal final de surgencia (m ³ /d)	Fecha Final de surgencia	Factor de recuperación al año 2051
Caudal límite 600 m ³ /d	Máximo un pozo por mes	566,35	1/12/2034	17,3
Caudal límite 1.000 m ³ /d	Máximo un pozo por mes	710,68	1/12/2029	17,4
Caudal límite 1.200 m ³ /d	Máximo un pozo por mes	614,44	1/03/2029	17,4

*En cada pronóstico ya se aplica SLA.

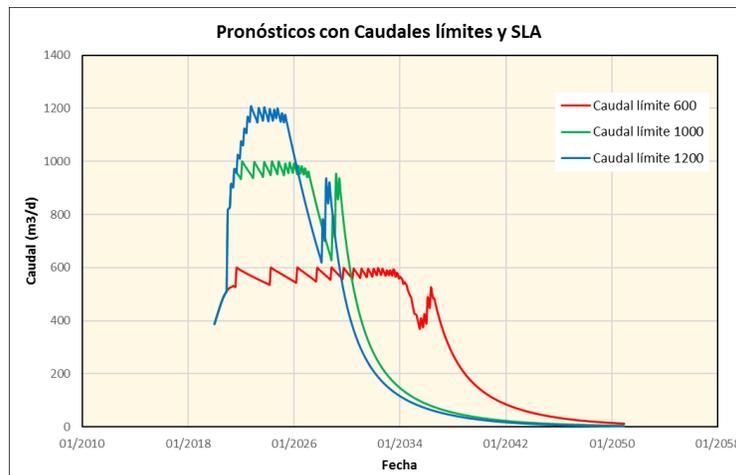


Ilustración 20: Pronósticos en función de caudales límites más sistema de levantamiento artificial.

5. LAYOUT DEL YACIMIENTO

El yacimiento fue adquirido con 8 pozos, 7 de ellos productivos. La ubicación de estos 7 pozos es la que se muestra en la **Ilustración 21**. El restante se encuentra por debajo del contacto agua-petróleo, por lo que en el futuro se usará como pozo sumidero, de forma de inyectar agua en una formación menos profunda, apta para recibir los volúmenes de agua pronosticados.

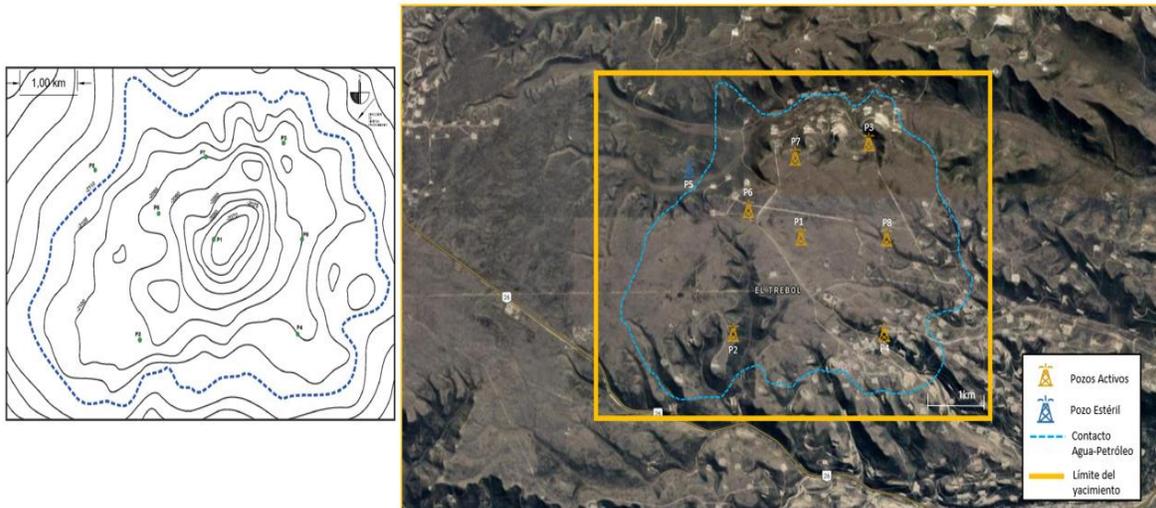


Ilustración 21: Ubicación a escala del mapa estructural con el área superficial y la distribución de los pozos base.

Para explotar inicialmente el yacimiento se decidió la instalación de las denominadas *Early Production Facilities*, necesarias para poder producir los 7 pozos existentes hasta el momento que se construyera la planta principal.

Para definir la ubicación de esta instalación se tomaron en cuenta diversos factores. El primero de ellos fue que se encontrara lo más equidistante posible a los pozos productores, mientras que otro factor que se consideró fue la topografía del lugar donde se instalará la planta, de forma de minimizar los costos de preparación del suelo.

Por último, se analizó la distancia a gasoductos y oleoductos. Si bien en esta primera etapa la instalación no se conectará a los ductos principales y solo se construirá un gasoducto para transportar gas hacia una planta vecina para su tratamiento final, debe tenerse en cuenta que las *Early Production Facilities* habrán de formar parte de la instalación definitiva y una vez montadas las mismas, ahí sí se instalarán cañerías de conexión a los ductos principales.

En función de los factores mencionados anteriormente se decidió ubicar la planta en las siguientes coordenadas geográficas (-45,812757; -67,925372). Ver **Ilustración 22**.

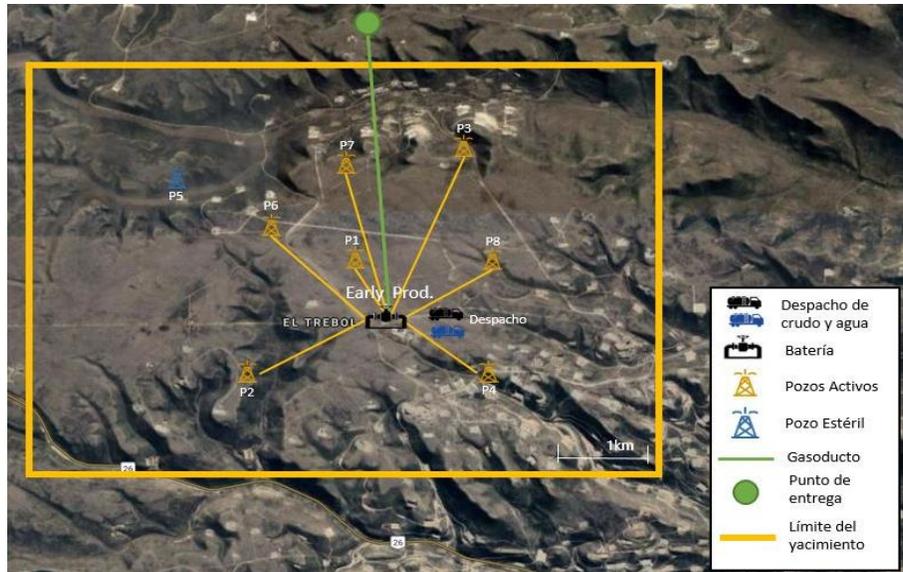


Ilustración 22: Ubicación de Early Facilites y distribución de los pozos caso Base.

Debido a que en la zona del yacimiento se han realizado numerosos proyectos de recuperación secundaria, inclusive en los bloques colindantes a éste, se diseñaron *patterns* de tipo 7-spot invertido, para evaluar un futuro proyecto de recuperación secundaria.

Considerando que el área drenada por cada pozo es radial, se determina que el radio de drenaje por pozo es de 500 m, lo que indica que la distancia entre pozos debe ser de 1 km.

El *pattern* queda definido de la siguiente manera:

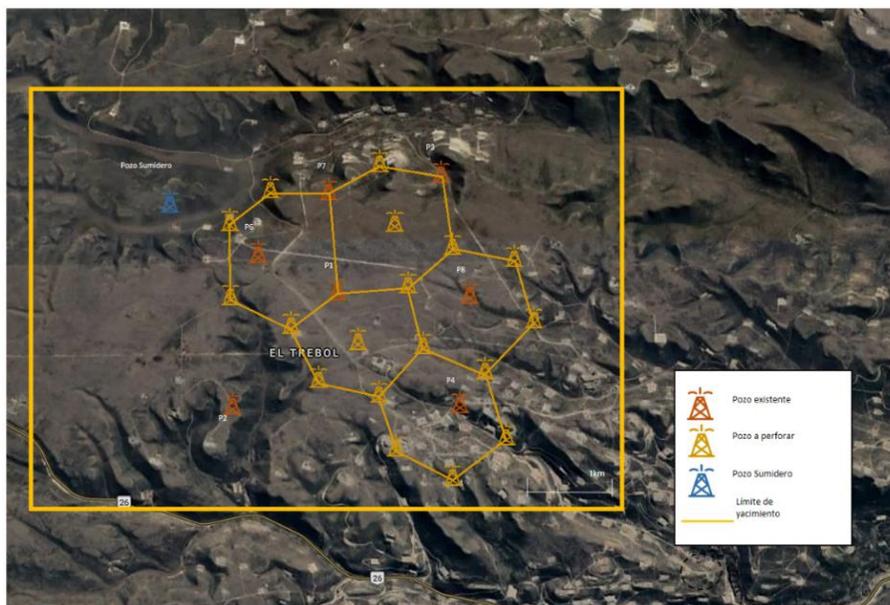


Ilustración 23: Distribución de pozos a perforar en función a un Pattern Seven spot invertido.

Cuando la planta principal entre en funcionamiento, el yacimiento contará con tres baterías: Norte, Centro y Sur. Las baterías Centro y Sur concentrarán la producción de 8 pozos cada una, mientras que la batería Norte será abastecida por 9 pozos. La batería Centro estará ubicada donde se localiza la *Early Production Facilities* mientras que las baterías Norte y Sur se ubicarán aproximadamente a 1 km de la planta principal y en el centro de los pozos que las abastecen.

La planta principal se encuentra a 3,2 km lineales del punto donde se conecta al oleoducto y gasoducto, encontrándose ambos paralelos a la ruta nacional 26. De la planta también sale un acueducto hacia el pozo sumidero, siendo la longitud de éste 2,5 km.

A continuación, se observa en el mapa el diseño de la distribución final de la planta central, las baterías, *flowlines*, gasoductos, oleoductos y el área de drenaje de cada pozo.

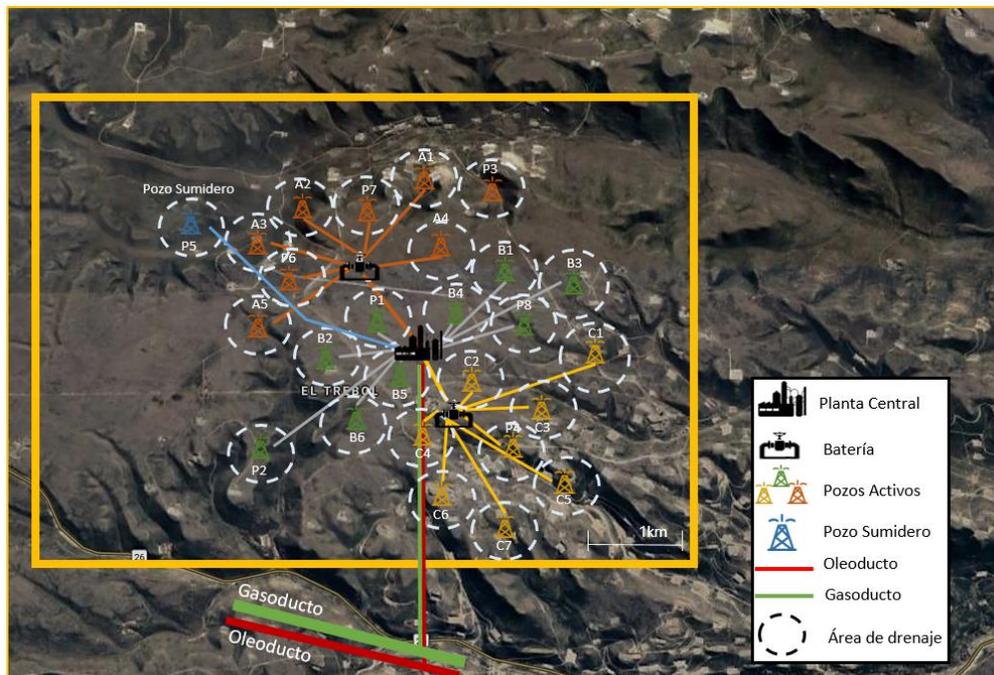


Ilustración 24: Distribución de las baterías, planta central y pozos a perforar con su área de drenaje.

6. INSTALACIONES DE SUPERFICIE

6.1. Fluidos en condiciones de superficie

Es importante caracterizar los fluidos que se va a manejar, con el fin de establecer los procesos y equipos necesarios para obtener productos que se ajusten a la especificación de venta y transporte o para su inyección en el subsuelo en el caso del agua.

A través del muestreo de los fluidos y la ejecución de pruebas de laboratorio se logra establecer la composición del petróleo, gas y agua. A continuación, se presentan las características más importantes.

Tabla 17: Composición y propiedades del petróleo, gas y agua (fases a acondicionar).

PETRÓLEO		
Composición	%wt crudo	
Metano + Etano	0,04%	
Propano	0,25%	
iso-butano	0,22%	
n-butano	0,49%	
iso-pentano	0,57%	
n-pentano	0,45%	
ciclopentano	0,13%	
Parafinas (C6, C7)	28,20%	
Naftenos (C6, C7)	35,30%	
Aromaticos (Benceno)	34,25%	
Azufre total	0,15%	
Propiedades	Valor	Unidades
Presión de burbuja	180	kg/cm ²
API	35	°API
Densidad	850	kg/m ³
Sal en agua de producción	25.000	ppm
BSW	> 1%	
Agua Total	5%	%s/total
Agua Libre	3%	%s/total
Agua Emulsionada	2%	%s/total

GAS		
Composición	% fracción molar	
CO2	0,01%	
N2	0,02%	
CH4	84,00%	
C2H6	5,90%	
C3H8	3,70%	
C4H10	2,40%	
C5H12	2,30%	
C6+	1,67%	
Propiedades	Valor	Unidades
Peso Molecular	21,33	Kg/Kmol
Contenido de H ₂ S	100	ppmv

6.2. Plantas de Tratamiento

A partir de la caracterización del fluido y los caudales máximos de cada escenario se diseñaron los equipos y procesos para iniciar la producción. Como se dijo, para el primer año se contará con *Early Production Facilities*, que comenzarán a ser instaladas 4 meses antes de la puesta marcha del proyecto.

Durante el tiempo de concesión, se ejecutarán distintas ampliaciones a las instalaciones de superficie, incrementando su capacidad de tratamiento de acuerdo al caudal de sus fases. Solo para el gas la ampliación se efectuará en dos etapas en función a su incremento de caudal. Para el caso del crudo y agua la planta principal estará instalada a inicios del 2022 como se muestra en la **Ilustración 25**.

Cabe mencionar que el dimensionamiento y número de los equipos irá variando en función de los caudales de cada fase, pero no los sistemas de tratamiento.

A continuación, se presenta el cronograma de obra, correspondiente a las instalaciones de superficie, para el escenario de caudal límite de petróleo de 1.000 m³/d.



Ilustración 25: Cronograma de construcción de las Instalaciones de Superficie. Se usa como ejemplo el escenario de caudal límite 1.000 m³/d.

Early Production Facilities (EPF)

Esta unidad es de carácter provisional, incluyendo un sistema de captación sencillo que no permite un tratamiento adecuado de los fluidos producidos.

A continuación, se detallan los sistemas que integran el *Early Production Facilities*:

- Sistema de Captación y Separación Primaria:

Cuenta con un manifold al ingreso que sirve como centro de acopio del flujo de los 7 pozos perforados inicialmente y de distribución hacia el separador horizontal trifásico de producción y de control.

- Sistema de Almacenamiento:

Para manejar los volúmenes de crudo se requieren 2 tanques de almacenamiento diseñados con la Norma API 650, y un tanque de almacenamiento de agua. Las unidades fueron dimensionadas considerando un tiempo de reserva de petróleo de 4 días y de 2 días para el agua.

- Sistema de Bombas de carga:

Consta de 2 bombas centrífugas de 40 HP de potencia para el crudo y 2 bombas centrífugas de 50 HP de potencia para el agua. En ambos casos una bomba estará en *stand by*.

- Sistema de Compresión

La caída de presión en el gaseoducto para su tratamiento final es de 10 bar (g). Por tanto, se requiere un compresor que opere a una presión de succión de 9 bar (g) y presión de descarga de 20 bar (g). Se instalarán dos compresores con el fin de tener uno de reserva. De esta forma, los compresores seleccionados son del tipo tornillo de una potencia de 160 HP.

Debido a la baja capacidad de la planta de *Early Production Facilities*, el crudo y el agua serán distribuido a través de camiones hacia una planta vecina distante 10 km para su tratamiento. El gas a la salida del separador será comprimido para ser transportado hacia la operadora vecina, ubicada a 2 km, para su tratamiento final.

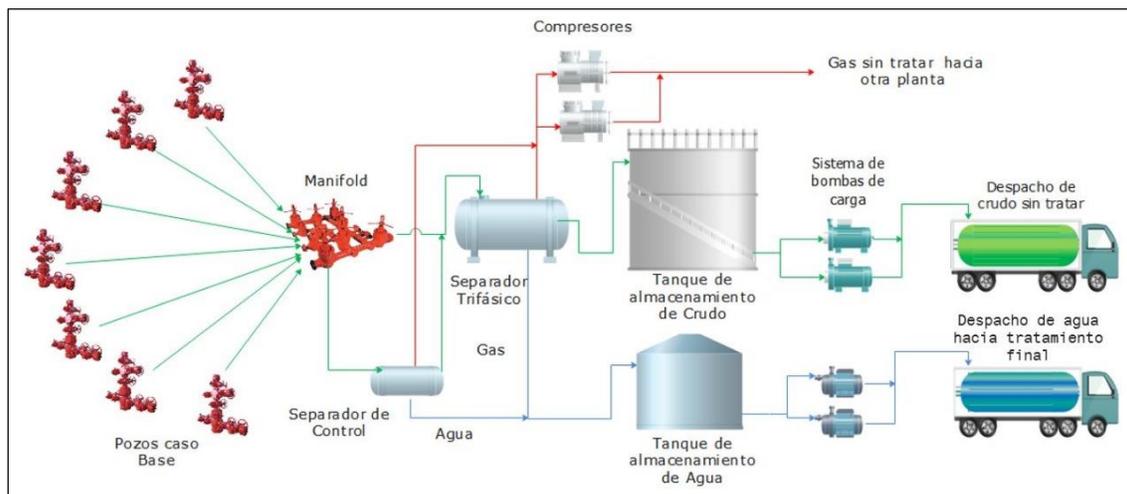


Ilustración 26: Instalaciones de superficie del Early Production Facilities

Planta de Tratamiento de Crudo

Durante el primer año se tratará el crudo en las *EPF* y en paralelo se ejecutará la construcción de la planta principal de tratamiento de crudo incrementando su capacidad en 500 m³/d.

La ampliación consiste en instalar una unidad de separación del agua libre y agua emulsionada y una unidad de desalación del crudo, incrementar la capacidad de almacenamiento y potenciar el sistema de bombeo al oleoducto principal.

A continuación, se describen los sistemas de la planta principal:

- Separación Primaria

Se instalará un cabezal al ingreso de la planta que reciba la producción de las 3 baterías y direccionen el flujo a 2 separadores horizontales trifásicos donde se realiza la primera separación.

Para controlar el estado y la evolución de los fluidos conforme avanza la perforación en el tiempo, se instalarán 2 separadores de control, más el existente instalado en la planta de *Early Production Facilities*, en cada uno de los manifold de las baterías, que están fuera de la planta central, pero que serán considerados como formando parte de ella en los costos de instalación final.

- Separación de Agua Libre (FWKO)

El porcentaje de agua libre en el crudo, luego del tratamiento primario, será del 2% y para su separación se instalará un FWKO.

- Tanque pulmón

Recibirá la producción del FWKO para estabilizar el flujo aguas arriba y recibir posibles variaciones de caudal. Cuenta con 2 bombas de 40 HP para continuar con el proceso.

- Tratador Termoelectrostático

El tratamiento del agua emulsionada se realizará en un tratador termoelectrostático horizontal con 2 tubos de fuego alimentado con el gas tratado para la desestabilización de la emulsión.

- Desalación del crudo

El contenido de sal en agua de producción es de 25.000 ppm y la especificación de salida es de 25 PTB, por lo que se instalará un desalador electrostático de una etapa. También se implementará una línea de alimentación de agua dulce para dilución.

- Sistema de Almacenamiento

Se instalarán dos tanques de almacenamiento de petróleo, uno para condiciones de especificación y otro para cuando el petróleo este fuera de especificaciones debido a problemas operativos de la planta, que también podrá usarse como espacio de reserva.

- Sistema de Bombas a oleoducto principal

Para el bombeo del petróleo en especificación hacia el oleoducto principal se considera 2 bombas centrífugas de 60 HP.

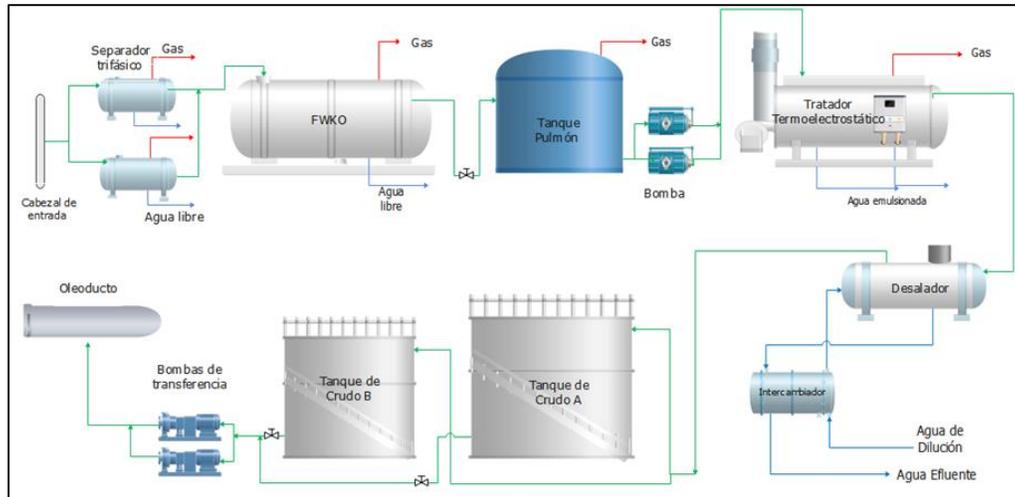


Ilustración 27: Instalaciones de superficie de la Planta principal de Tratamiento de Crudo para escenario caudal límite 1.000 m³/d.

Planta de Tratamiento de Agua

La ampliación de la planta de tratamiento de agua se realizará durante el primer año y el incremento de capacidad será de 20 m³/d. Cabe mencionar que se asume se tendrá poca producción de agua.

A continuación, se detallan las unidades que conforman la planta de tratamiento de agua:

- Tanque *Skimmer*

Para el tratamiento primario del agua se instalará un tanque *Skimmer* con el cual se logra remover el petróleo disperso hasta una concentración de 100 ppm de crudo en agua.

- Unidad de Flotación

El tratamiento secundario será a través de la unidad de flotación mecánica que opera por inyección de gas a través de rotores y logra remover más del 90% del petróleo emulsionado.

- Tanque de almacenamiento de agua

Se instalará un tanque de almacenamiento de agua diseñado según la norma API 650 para alimentar el sistema de inyección.

- Bombas de inyección

Se instalarán 2 bombas centrífugas de 50 m³/h con internos de acero inoxidable para evitar la corrosión. El bombeo será en *batch* debido a la baja cantidad de agua hacia el pozo sumidero.

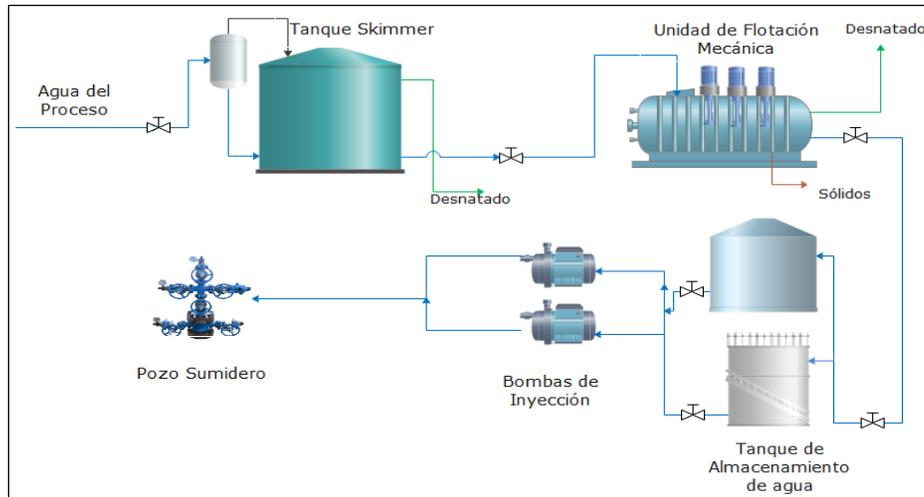


Ilustración 28: Instalaciones de superficie de la Planta de Tratamiento de Agua para el escenario de caudal límite 1.000 m³/d.

Planta de Tratamiento de Gas

La producción de gas aumentará al incrementarse el GOR del yacimiento. Durante los primeros años cuando la presión estática es mayor a la presión de burbuja la producción de gas será mínima y se logrará operar con la EPF.

En función al incremento del volumen de producción de gas se han establecido dos ampliaciones. La primera ampliación considera un incremento de su capacidad en 100.000 sm³/d y la segunda ampliación en 600.000 sm³/d.

En la primera ampliación, se instalará un sistema de separación primaria, un sistema de compresión y una unidad de deshidratación con TEG.

- Sistema de Separación Primaria

La planta de tratamiento colectará todas las líneas de gas provenientes del proceso. Por ese motivo es necesario instalar un separador a su ingreso para asegurar la máxima remoción de agua y evitar problemas en los compresores.

- Sistema de Compresión

La presión de succión del gas es de 9 bar (g) y la presión de descarga es de 75 bar (g). Se requieren 3 compresores, que serán del tipo alternativo de 2 etapas de 450 HP de potencia y manejarán un volumen de producción de 120.000 sm³/d cada uno. Las ventajas de este sistema de compresión es la alta flexibilidad en capacidad y rangos de presión de operación.

- Unidad de Deshidratación con TEG

Para impedir la formación de hidratos se removerá el agua en la unidad de deshidratación.

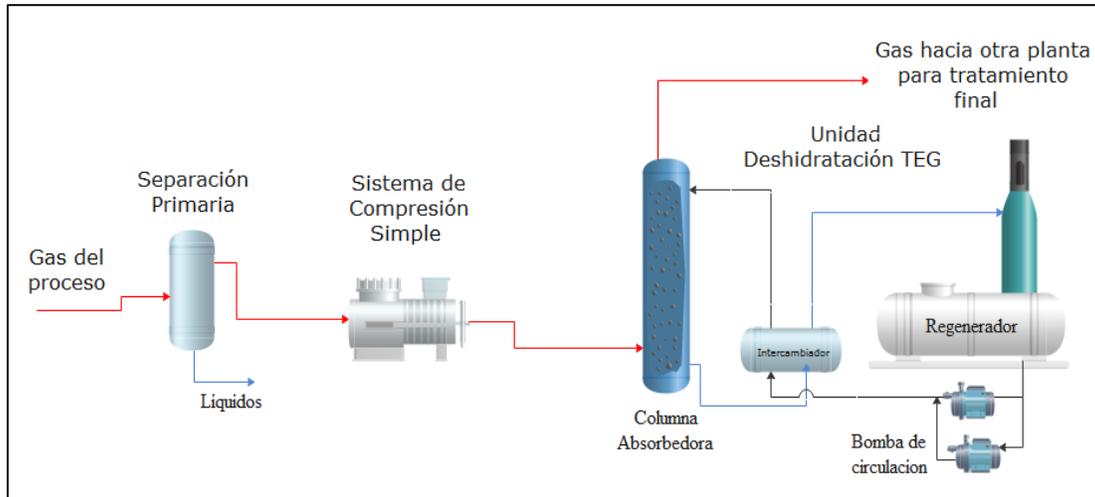


Ilustración 29: Instalaciones de superficie de la primera ampliación de la Planta de Tratamiento de Gas

El objetivo principal con la segunda ampliación es producir gas que cumpla con las especificaciones para su ingreso a gaseoducto y para ello será necesario potenciar el sistema de compresión e instalar un sistema de lechos no regenerativos y una planta de ajuste de punto de rocío.

La capacidad del sistema de separación primaria se incrementará con la instalación de un separador vertical que operará en paralelo al separador instalado en la primera ampliación.

Las modificaciones de la segunda ampliación son las siguientes:

- Sistema de Lechos No Regenerativos

El endulzamiento del gas se realizará mediante el método de remoción de H_2S a través de lechos sólidos no regenerativos ya que el contenido de H_2S en el gas es de 100 ppm. El sistema contiene 2 unidades de lechos elaborados a base de óxido de hierro. Se colocará previo al sistema de compresión ya que la presencia de agua favorece a la operación de los lechos.

- Sistema de Compresión

Para manejar el incremento del caudal de producción de gas se montarán 2 compresores alternativos de 2 etapas de 1.300 HP de potencia, que habrán de manejar, cada uno de ellos, 300.000 sm^3/d . El sistema de compresión está conformado por 5 compresores en total: 4 compresores en producción y 1 compresor en *stand by*.

- Planta de Ajuste de Punto de Rocío

Esta planta se instalará para ajustar el punto de rocío del gas, a efectos de que se encuentre en condiciones de entrada al gaseoducto.

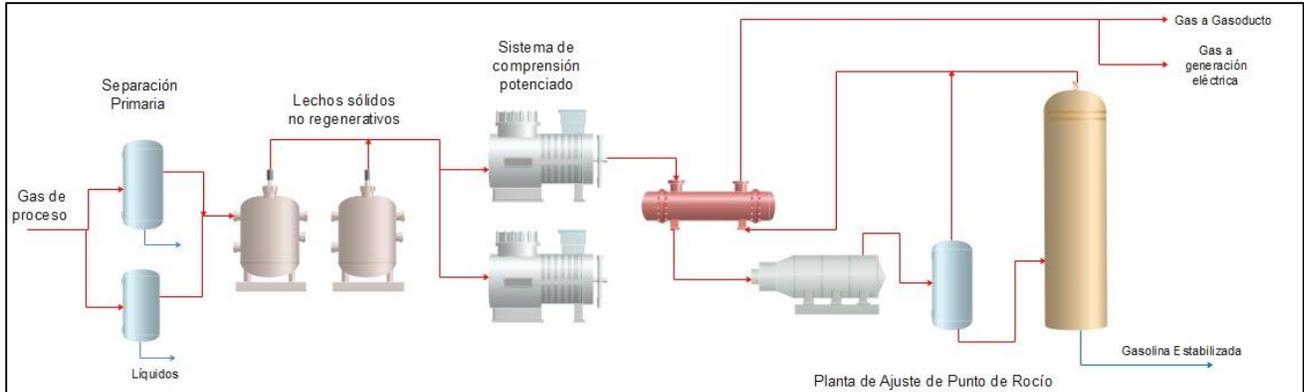


Ilustración 30: Instalaciones de superficie de la segunda ampliación de la Planta de Tratamiento de Gas para escenario caudal límite 1.000 m³/d.

Con respecto al destino final del gas, mientras se opere con la EPF y hasta la primera ampliación, será entregado a otra empresa para su tratamiento final y a partir de la segunda ampliación, se obtendrá gas de venta apto para la entrada a gaseoducto. Un volumen de 11.831 sm³/d se usará como combustible para los motogeneradores y finalmente se venderá la gasolina estabilizada producto del APR.

Ductos:

Para determinar los diámetros de los ductos se tuvo en cuenta el análisis reservorio-pozo-superficie donde se analizó el tipo de fluido, la caída de presión, los caudales a transportar, las pérdidas por fricción y la longitud total del ducto. El material de todos los ductos del yacimiento será de acero de distintos grados.

Para la operación del EPF se instalarán ductos enterrados de 3" desde los pozos iniciales al manifold y el gasoducto de 6" para la venta de gas no tratado.

El desarrollo del campo irá de la mano con la nueva distribución de los pozos donde se tendrán ductos enterrados de 3", desde los pozos a la batería, y ductos de 4" de la batería a la planta principal de donde saldrá el oleoducto de 4", el gaseoducto de 8" y el acueducto de 2", este último al pozo sumidero.

6.3. Estimación de la inversión

A continuación, se presenta la estimación de la inversión en instalaciones de superficie para el escenario de caudal límite de petróleo de 1.000 m³/d.

Se tiene en cuenta las siguientes consideraciones:

- ✓ La capacidad de diseño de los equipos es igual al 20% adicional con respecto al caudal máximo.
- ✓ El *Total Installed Cost* (TIC) representa el costo de instalación del equipo en planta e incluye los costos de ingeniería, montaje de estructuras e instrumentación.
- ✓ Para reducir la inversión en las ampliaciones de las plantas de tratamiento, se aprovecha la capacidad de los equipos instalados en el EPF.
- ✓ Los costos de referencia usados para la estimación corresponden al mes de abril del 2019 y la incertidumbre de la estimación es del $\pm 30\%$.

La inversión de las instalaciones del EPF está en función al sistema de separación primaria, tanques de almacenamiento y potencia requerida para el sistema de compresión del gas y el sistema de bombeo de crudo y agua. El costo de inversión del manifold depende de la cantidad de pozos a captar, utilizándose un costo de referencia de un manifold para 10 pozos.

La inversión total del EPF se presenta en la **Tabla 18**.

Tabla 18: Inversión total del EPF para el escenario de caudal límite de 1.000 m³/d

Sector	Equipo	Especificación	Capacidad	Cantidad	Costo Unitario	TIC
General	Manifold	-	Para 10 pozos	1	\$ 80.000	\$ 80.000
	Separador Primario	Horizontal Trifásico	620 m ³ /d	1	\$ 347.000	\$ 1.735.000
	Separador de Control	Horizontal Trifásico	90 m ³ /d	1	\$ 113.000	\$ 565.000
Tratamiento de Crudo	Tanque de almacenamiento	Norma API 650	1.340 m ³	2	\$ 733.000	\$ 1.466.000
	Sistema de Bombas Centrifuga	Potencia 40 HP	40 m ³ /h	2	\$ 30.000	\$ 300.000
Tratamiento de Agua	Tanque de almacenamiento	Norma API 650	72 m ³	1	\$ 122.000	\$ 122.000
	Sistema de Bombas Centrifuga	Potencia 50 HP	50 m ³ /h	2	\$ 35.000	\$ 350.000
Tratamiento de Gas	Sistema de Compresión	Tipo Tornillo Potencia 160 HP	100.000 sm ³ /d	2	\$ 384.000	\$ 768.000
INVERSIÓN TOTAL						\$ 5.386.000

La inversión total en la planta principal de tratamiento de crudo y tratamiento de agua se muestra en la **Tabla 19**.

Tabla 19: Inversión total de la planta principal para el escenario de caudal límite de 1.000 m³/d

Sector	Equipo	Especificación	Capacidad	Cantidad	Costo Unitario	TIC
General	Manifold	-	Para 10 pozos	2	\$ 80.000	\$ 160.000
	Separador Primario	Horizontal Trifásico	500 m ³ /d	2	\$ 305.000	\$ 3.050.000
	Separador de Control	Horizontal Trifásico	90 m ³ /d	2	\$ 113.000	\$ 1.130.000
Tratamiento de Crudo	FWKOD	-	1.200 m ³ /d	1	\$ 737.000	\$ 3.685.000
	Tanque Pulmón	Norma API 650	640 m ³	1	\$ 506.000	\$ 506.000
	Sistema de Bombas Centrifuga	Potencia 40 HP	50 m ³ /h	2	\$ 30.000	\$ 300.000
	Tratador termoelectrostático	2 tubos de fuego con parrilla electrica	1.200 m ³ /d	1	\$ 3.099.000	\$ 15.495.000
	Desalador	1 etapa	1.200 m ³ /d	1	\$ 2.480.000	\$ 12.400.000
	Tanque de almacenamiento	Norma API 650	2.564 m ³	1	\$ 1.013.000	\$ 1.013.000
	Sistema de Bombas Centrifuga	Potencia 60 HP	50 m ³ /h	2	\$ 30.000	\$ 300.000
Tratamiento de Agua	Tanque Skimmer	Norma API 650	120 m ³	1	\$ 203.000	\$ 203.000
	Unidad de Flotación	Flotación Mecánica	60 m ³ /d	1	\$ 160.000	\$ 800.000
	Tanque de almacenamiento	Norma API 650	50 m ³	1	\$ 85.000	\$ 85.000
	Sistema de Bombas Centrifuga	Potencia 50 HP	50 m ³ /h	2	\$ 35.000	\$ 350.000
INVERSIÓN TOTAL						\$ 39.477.000

La inversión de la planta de tratamiento de gas se realizará en dos etapas: la primera ampliación en el año 2023 y la segunda ampliación en el año 2025. La inversión total de cada ampliación se presenta en **Tabla 20**.

Tabla 20: Inversión total de la planta de tratamiento de gas para el escenario de caudal límite de 1.000 m³/d

Etapas	Equipo	Especificación	Capacidad	Cantidad	Costo Unitario	TIC
Primera Ampliación	Separador Primario	Vertical	240.000 sm ³ /d	1	\$ 350.000	\$ 1.750.000
	Sistema de Compresión	Alternativo 2 etapas Potencia 450 HP	120.000 sm ³ /d	3	\$ 1.390.000	\$ 4.170.000
	Unidad de Deshidratación TEG	-	240.000 sm ³ /d	1	\$ 600.000	\$ 600.000
Segunda Ampliación	Separador Primario	Vertical	720.000 sm ³ /d	1	\$ 1.050.000	\$ 5.250.000
	Sistema de Lechos No Regenerativos	-	960.000 sm ³ /d	1	\$ 1.000.000	\$ 1.000.000
	Sistema de Compresión	Alternativo 2 etapas Potencia 1.300 HP	300.000 sm ³ /d	2	\$ 3.610.000	\$ 7.220.000
	Planta de Ajuste de Punto de Rocío	Punto de Rocío <-4°C a 5.500 KPa	960.000 sm ³ /d	1	\$ 13.528.000	\$ 13.528.000
INVERSIÓN PRIMERA AMPLIACIÓN						\$ 6.520.000
INVERSIÓN SEGUNDA AMPLIACIÓN						\$ 26.998.000

La inversión total de los ductos del yacimiento depende del tipo de material, longitud total y diámetro externo seleccionado. En la **Tabla 21**, se presenta la inversión total de los ductos.

Tabla 21: Inversión total de los ductos para el escenario de caudal límite de 1.000 m³/d

Planta	Ductos	Tipo de instalación	Longitud total (m)	Diametro (in)	Costo Total
Early Production Facilities	Pozo - Manifold	Ducto enterrado	10.150	3	\$ 1.523.000
	Gaseoducto	Sobre tierra	2.000	6	\$ 420.000
Planta Principal	Pozo - Manifold	Ducto enterrado	21.930	3	\$ 3.290.000
	Manifold - PTC	Sobre tierra	1.700	4	\$ 238.000
	Oleoducto	Sobre tierra	3.200	4	\$ 448.000
	Gaseoducto	Sobre tierra	3.200	8	\$ 896.000
	Acueducto	Sobre tierra	2.500	2	\$ 175.000
INVERSIÓN DUCTOS - EARLY PRODUCTION FACILITIES					\$ 1.943.000
INVERSIÓN DUCTOS - PLANTA PRINCIPAL					\$ 5.047.000

7. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Mediante la evaluación económica se selecciona el escenario que maximiza el beneficio económico de los accionistas de la compañía y el rendimiento económico – financiero de la inversión.

Los escenarios considerados en la evaluación son los siguientes:

Tabla 22: Escenarios para la evaluación económica del proyecto.

N° Escenario	ESCENARIOS	Frecuencia de Perforación	Total de pozos activos	
1	Según el caudal de petróleo	Caudal límite 600 m ³ /d	Máximo un pozo por mes	25
2		Caudal límite 1.000 m ³ /d	Máximo un pozo por mes	25
3		Caudal límite 1.200 m ³ /d	Máximo un pozo por mes	25
4	Según la frecuencia de perforación	Pronóstico mínimo	1 pozo por semestre	25
5		Pronóstico medio	1 pozo por trimestre	25
6		Pronóstico máximo	1 pozo por mes	25

La metodología de la evaluación del proyecto se ha dividido en 6 etapas:

▪ **Etapla 1: Definición del proyecto, límites, hipótesis y punto de vista de la evaluación.**

El tipo proyecto a evaluar es un proyecto de desarrollo y se ejecutará mediante recuperación primaria durante los años de surgencia natural y cuando culmine se instalará un sistema de levantamiento artificial (Bombeo mecánico).

Las hipótesis del proyecto son las siguientes:

- ✓ El precio de venta del crudo y del gas a la salida del EPF será afectado por un porcentaje de descuento debido a la calidad del producto.
- ✓ Para los pronósticos de precios, inversiones y gastos se considera una economía no inflacionaria.

La evaluación económica se realizará desde el punto de vista de la empresa operadora del yacimiento durante el período de concesión.

▪ **Etapla 2: Desarrollo del pronóstico de la producción, cálculo de impuestos y tributos.**

Cada uno de los pronósticos se ejecuta hasta la fecha límite de la extensión de la concesión (año 2051), ya que para la compañía es importante comparar los indicadores económicos - financieros hasta la duración de la concesión y su posible extensión.

Pronóstico de la Producción:

El pronóstico de producción se realiza de manera mensual y es afectado por el factor de *downtime*. Los pronósticos incluyen los caudales y volúmenes producidos de petróleo, agua, gas y gasolina estabilizada, el número de pozos perforados y activos por periodo. (Ver **Ilustración 19** e **Ilustración 20**).

La producción de gasolina estabilizada, obtenida en la unidad de APR, se muestra en la **Tabla 23**. El volumen que se obtenga habrá de depender de la fracción de los componentes pesados existente en el gas y de la producción de gas del yacimiento.

Tabla 23: Producción de gasolina estabilizada según rangos de producción de gas.

Producción de Gas (Km ³ /d)	Producción de Gasolina Estabilizada (m ³ /d)
200 km ³ /d < Producción	0,00
200 km ³ /d ≤ Producción < 300 km ³ /d	42,00
300 km ³ /d ≤ Producción < 400 km ³ /d	59,00
400 km ³ /d ≤ Producción < 500 km ³ /d	75,00
500 km ³ /d ≤ Producción < 600 km ³ /d	92,00
600 km ³ /d ≤ Producción < 700 km ³ /d	109,00
Producción ≥ 700 km ³ /d	125,00

Pronóstico de los Precios:

Para el cálculo del precio del petróleo se considera un precio referencial de 42 USD/bbl, al cual se le aplica una tasa de descuento del 10% según el tipo de crudo y cuenca de explotación, resultando un precio de venta del petróleo de 38 USD/bbl. Durante el primer año la producción de petróleo será transportada en camiones y se aplicará un descuento del 10% al precio de venta.

Para el análisis, el precio de venta de la gasolina estabilizada será igual al precio de venta del petróleo.

El precio de venta del gas es de 2,5 USD/MBtu. A dicho precio se le aplicará un descuento del 50% hasta la fecha en que se realice la segunda ampliación de la planta de tratamiento.

Tabla 24: Precio de venta de petróleo, gas y gasolina estabilizada.

PRECIOS DE VENTA		
Precio del Petróleo	38	USD/bbl
% Pérdida por transporte	0,25%	%volumen
% Descuento del Petróleo sin tratar	10%	
Precio del Gas	2,5	USD/MBtu
% Descuento del Gas sin tratar	50%	
Precio de la Gasolina estabilizada	38	USD/bbl

Pronóstico de las Inversiones:

Los CAPEX asignados al proyecto incluyen los costos de perforación y terminación de los pozos productivos y la perforación de un pozo estéril.

Tabla 25: CAPEX asignados al proyecto.

CAPEX		
Costo de pozo estéril	1,80	MUSD
Costo de perforación de pozo productivo	2,20	MUSD
Costo de terminación (incluye estimulación)	0,70	MUSD
Costo de vehículos	0,04	MUSD/vehículo
Costo del sistema de levantamiento artificial Bombeo Mecánico	0,23	MUSD
Costo de sísmica 3D y registros de perfilajes	0,003	MUSD

La inversión total de las instalaciones de superficie se estima de acuerdo a los caudales máximos de producción de cada escenario. Los resultados se presentan en el **Anexo 2** y en el **Anexo 3**.

Pronóstico de los Gastos:

En la **Tabla 26** se muestra el detalle de los OPEX correspondientes al proyecto.

Tabla 26: Detalle de los OPEX del proyecto

OPEX	Valor	Detalle
Servicios Auxiliares	\$ 80.000	Diesel, distribución de energía eléctrica, aceite térmico.
Personal Administrativo y de Operaciones	\$ 2.000.000	4 turnos de trabajo de 8 horas Personal total en el yacimiento = 40
Consumibles y Productos Químicos	\$ 50.000	Estimado para un consumo de TEG de 8 GPM
Sistemas de Emergencia	\$ 907.000	Incluye 1 bomba contra incendios de 250 m ³ /h y 1 tanque de 1.000 m ³
Operativos - Mantenimiento	-	1% del total de inversiones

El consumo energético del yacimiento será cubierto por motogeneradores de combustión interna los cuales deben suministrar una potencia total de 4.288 kW.

Tabla 27: Detalle del OPEX por consumo de energía referidas al escenario caudal límite de 1.000 m³/d.

Equipos	Ubicación	Cantidad	Potencia Unitaria (HP)	Potencia Total (HP)	Potencia Total (KW)	Consumo de Gas (sm ³ /d)
Bombas de crudo	EPF	2	40	80	59,66	115
Bombas de agua	EPF	2	50	100	74,57	143
Bombas de crudo de proceso	PTC	2	40	80	59,66	115
Bombas de crudo a oleoducto	PTC	2	60	120	89,48	172
Bombas de agua a pozo sumidero	PTA	2	50	100	74,57	143
Sistema de Compresión	EPF	2	160	320	238,62	458
Sistema de Compresión - 1° Ampliación	PTG	3	450	1.350	1.006,70	1.933
Sistema de Compresión - 2° Ampliación	PTG	2	1.300	2.600	1.938,82	3.722
Tratador Térmico	PTC	1	-	-	-	3.600
SLA Bombeo Mecánico	-	25	40	1.000	745,70	1.431
CONSUMO DE GAS TOTAL (sm³/d)						11.831
COSTO ESTIMADO POR CONSUMO DE ENERGÍA						\$ 1.692.000

Los OPEX Fijo y los OPEX Variables correspondientes al proyecto se presenta en la **Tabla 28**.

Tabla 28: OPEX fijos y variables del proyecto.

OPEX FIJOS CON LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO		
Producción ≤ 100 kbb/año	0,50	MUSD/año
100 kbb/año < Producción ≤ 250 kbb/año	0,70	MUSD/año
250 kbb/año < Producción ≤ 500 kbb/año	0,95	MUSD/año
Producción > 500 kbb/año	1,20	MUSD/año
OPEX FIJOS CON LA PRODUCCIÓN DE GAS		
Producción ≤ 550 Mm ³ /año	0,30	MUSD/año
550 Mm ³ /año < Producción ≤ 950 Mm ³ /año	0,50	MUSD/año
Producción > 950 Mm ³ /año	0,80	MUSD/año
OPEX VARIABLES		
Con la cantidad de pozos activos	2.200,00	USD/pozo-mes
Con la producción: Petróleo y gas (yacimientos saturado y subsaturado)	7,00	USD/boe
OPEX POR TRATAMIENTO Y TRANSPORTE		
Tratamiento y Transporte - Petróleo	1,59	USD/bbl
Tratamiento y Transporte - Gas	0,01	USD/m ³
Tratamiento y Transporte - Gasolina	10,00	USD/m ³

Cálculo de impuestos y tributos:

El valor de los impuestos y tributos aplicados para el cálculo del flujo de caja se indican en la **Tabla 29**.

Tabla 29: Desembolsos

DESEMBOLSOS	
IVA	0,0%
Impuesto a los Ingresos Brutos	2,5%
Impuesto a las Ganancias (Sistema de Anticipos)	35,0%
Impuesto a los Débitos y Créditos Bancarios	1,0%
Regalías	12,0%

▪ Etapa 3: Partición del proyecto en periodos

Durante los primeros 3 años del proyecto, el análisis se realizará en periodos mensuales y para los años restantes de manera anual. Esto permite tener un panorama detallado a inicio del proyecto y no enmascarar la necesidad de fondos.

▪ Etapa 4: Resolución de la ecuación del flujo de caja para cada uno de los periodos

Mediante los pronósticos de producción, precios, gastos, inversiones y cálculo de impuestos se determinarán los flujos de caja proyectados hasta el 2051 para los escenarios en estudio.

En el **Anexo 4** y **Anexo 5** se presentan los resultados del Flujo de Caja para el escenario de caudal límite de 1.000 m³/d.

Límite Económico:

A partir del cálculo del flujo de caja del proyecto, se determina el límite económico para cada uno de los escenarios.

Tabla 30: Limite Económico para cada escenario en estudio

Nº Escenario	ESCENARIOS	Frecuencia de Perforación	Límite Económico	
1	Según el caudal de petróleo	Caudal límite 600 m ³ /d	Máximo un pozo por mes	2048
2		Caudal límite 1.000 m ³ /d	Máximo un pozo por mes	2042
3		Caudal límite 1.200 m ³ /d	Máximo un pozo por mes	2040
4	Según la frecuencia de perforación	Pronóstico mínimo	1 pozo por semestre	2043
5		Pronóstico medio	1 pozo por trimestre	2040
6		Pronóstico máximo	1 pozo por mes	2040

▪ **Etapa 5: Cálculo de los Indicadores Económicos – Financieros**

Los indicadores Económicos – Financieros usados para comparar los escenarios son:

- ✓ Indicadores de endeudamiento: Tiempo de Repago y Máxima Exposición.
- ✓ Indicadores de ganancia financiera: VAN e IVAN.

Para el cálculo de los indicadores de ganancia financiera se actualizará los flujos de caja a mitad de periodo.

Perfil del VAN:

El perfil del VAN a distintas tasas permite tener una idea sobre la sensibilidad de las ganancias actualizadas y mantiene la confidencialidad de la tasa de descuento utilizada. Según el perfil para el escenario de caudal límite de 1.000 m³/d al variar la tasa de descuento del 15% al 10 % el VAN aumenta en 38 MUSD.

Sin embargo, para evaluar los proyectos de desarrollo de la compañía, se utiliza la tasa de descuento del 15%.

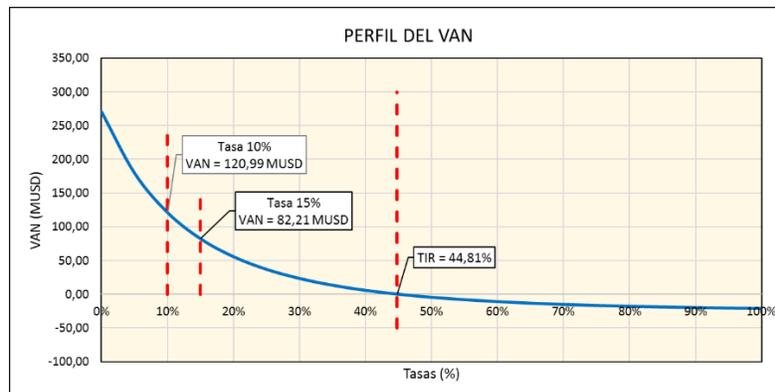


Ilustración 31: Perfil del Valor Actual Neto del Escenario N°2 Caudal límite de 1.000 m³/d.

La **Tabla 31** presenta los valores de los indicadores económicos – financieros calculados hasta fin de la concesión (año 2041).

Tabla 31: Indicadores Económicos – Financieros hasta Fin de Concesión – 2041

INDICADORES ECONÓMICOS - FINANCIEROS								
Fecha: Fin de concesión 2041								
N° Escenario	ESCENARIOS	Frecuencia de Perforación	Inversión MUSD	VAN@15% MUSD	TIR %	Tiempo de Repago	Máxima Exposición MUSD	IVAN
1	Caudal límite 600 m ³ /d	Máximo un pozo por mes	123,86	68,37	67,47%	ago-2023	26,62	0,55
2	Caudal límite 1.000 m ³ /d	Máximo un pozo por mes	150,00	82,21	44,81%	dic-2024	60,87	0,55
3	Caudal límite 1.200 m ³ /d	Máximo un pozo por mes	158,12	80,84	39,03%	mar-2025	73,42	0,51
4	Pronóstico mínimo	1 pozo por semestre	150,00	76,82	45,07%	ago-2024	48,26	0,51
5	Pronóstico medio	1 pozo por trimestre	166,24	76,65	36,09%	may-2025	81,06	0,46
6	Pronóstico máximo	1 pozo por mes	182,25	77,48	33,42%	jul-2024	146,41	0,43

- ✓ El escenario de caudal límite 600 m³/d es el más conservador. En este escenario la inversión (123,86 MUSD) es menor en comparación con los otros escenarios, tiene una baja exposición (26,62 MUSD), menor tiempo de repago (año 2023) y un VAN de 68,37 MUSD al 2041.
- ✓ El escenario de pronóstico máximo es el de mayor riesgo, con una inversión de 182,25 MUSD, una alta exposición (146,41 MUSD) y un VAN de 77,48 MUSD al 2041.
- ✓ El escenario más favorable para la ejecución del proyecto de inversión es el de caudal límite de 1.000 m³/d, considerando que no hay limitaciones presupuestarias. Requiere una inversión de 150 MUSD, una exposición de 60,87 MUSD y un VAN a una tasa de descuento del 15% de 82,21 MUSD calculado al fin de concesión (año 2041).
- ✓ Según el IVAN que se aplica cuando existen limitaciones presupuestarias (160 MUSD planteado por la empresa), se observa que los escenarios de caudal límite de 600 m³/d y 1.000 m³/d tienen el mismo valor del indicador, siendo estos casos los que presentan mayores ganancias en función de la inversión a realizar.
- ✓ En todos los escenarios analizados se determina la TIR cuyos valores se encuentran entre el 30% - 70%. Debido a que este indicador no se puede utilizar para comparar distintos proyectos, se concluye que todos los escenarios son viables ya que la TIR es mayor a la tasa de descuento usada para el cálculo del VAN.
- ✓ El tiempo de repago para el escenario de caudal límite de 600 m³/d es al tercer año, ya que es el escenario de menor inversión. Para inversiones mayores a los 150 MUSD, el tiempo de repago es a partir del cuarto año.
- ✓ Por último, el escenario de pronóstico máximo es el de mayor valor de máxima exposición, debido a la alta inversión en las instalaciones de superficie, el costo de perforación y terminación de los pozos, ya que el primer año se perforará 11 pozos.

Las gráficas de Flujo de Caja y Flujo de Caja Acumulado versus tiempo y el perfil del VAN a distintas tasas de descuento para cada escenario evaluado hasta el 2041 se presentan desde el **Anexo 6** al **Anexo 11**.

La **Tabla 32** presenta los valores de los indicadores económicos – financieros calculados hasta fin de la extensión de la concesión 2051.

Tabla 32: Indicadores Económicos – Financieros hasta Fin de Extensión de Concesión – 2051.

INDICADORES ECONÓMICOS - FINANCIEROS								
Fecha: Fin de extensión de la concesión 2051								
N° Escenario	ESCENARIOS	Frecuencia de Perforación	Inversión MUSD	VAN@15% MUSD	TIR %	Tiempo de Repago	Máxima Exposición MUSD	IVAN
1	Caudal límite 600 m ³ /d	Máximo un pozo por mes	123,86	68,75	67,47%	ago-2023	26,62	0,56
2	Caudal límite 1.000 m ³ /d	Máximo un pozo por mes	150,00	82,10	44,81%	dic-2024	60,87	0,55
3	Caudal límite 1.200 m ³ /d	Máximo un pozo por mes	158,12	80,71	39,03%	mar-2025	73,42	0,51
4	Pronóstico mínimo	1 pozo por semestre	150,00	76,75	45,07%	ago-2024	48,26	0,51
5	Pronóstico medio	1 pozo por trimestre	166,24	76,52	36,09%	may-2025	81,06	0,46
6	Pronóstico máximo	1 pozo por mes	182,25	77,32	33,42%	jul-2024	146,41	0,42

- ✓ De acuerdo a los valores de VAN obtenidos para cada uno de los escenarios calculados al 2051, no se observan diferencias significativas en las ganancias actualizadas que justifique la extensión del tiempo de concesión. Sin embargo, se recomienda analizar algún proyecto de recuperación secundaria que incremente la recuperación de petróleo.

▪ Etapa 6: Evaluación del Riesgo

La metodología utilizada para evaluar el riesgo fue el Análisis de Sensibilidad, que se aplicó sobre algunas variables para determinar su efecto sobre el VAN al 15%. La **Ilustración 32** e **Ilustración 34** presenta los resultados para el escenario de caudal límite de 1.000 m³/d, sin extensión del contrato.

Las variables estudiadas fueron las siguientes las siguientes:

- ✓ Precio de petróleo y precio del gas
- ✓ Producción de petróleo
- ✓ OPEX Fijo y OPEX Variable
- ✓ CAPEX
- ✓ Downtime

La variación para cada una de las variables es de -75% al +75% y los resultados se presentan mediante el gráfico conocido como Diagrama de Araña.

Como se puede apreciar en la **Ilustración 32**, las variables críticas para el proyecto son: el precio del petróleo, la producción de petróleo, los CAPEX y los OPEX Variables.

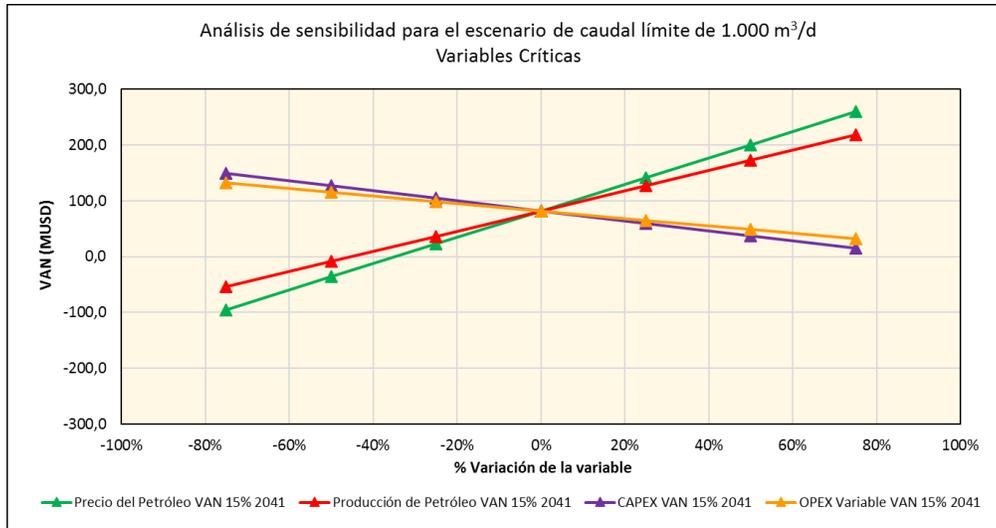


Ilustración 32: Diagrama de Araña de las variables críticas para el escenario de caudal límite de 1.000 m³/d.

El precio del petróleo es la variable de mayor sensibilidad del proyecto y se complementa su análisis con el cálculo del *break even point*. Como resultado se tiene que para un precio de petróleo igual a 25 USD/bbl el VAN se hace igual a cero, lo que indica que por debajo de ese precio de venta el proyecto no es económicamente rentable.

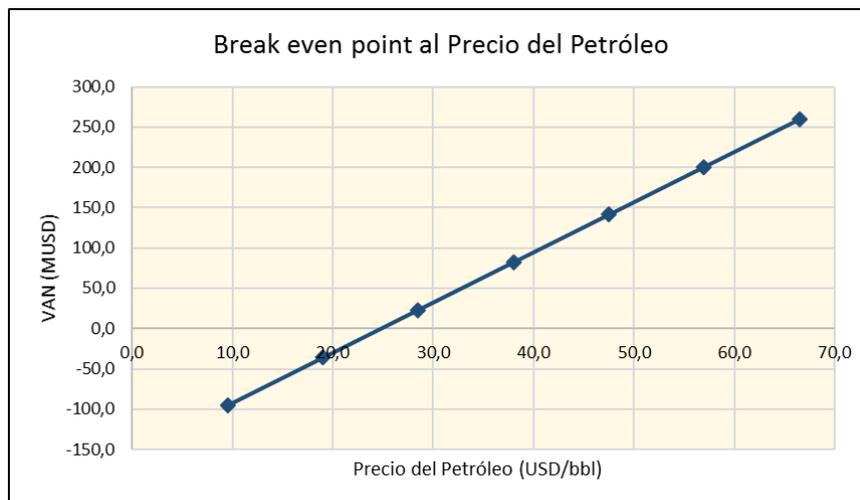


Ilustración 33: Break even point para el precio del petróleo.

El Diagrama de Araña también permite identificar las variables no críticas para el proyecto (Ver **Ilustración 34**), las cuales son el precio del gas, los OPEX Fijo y el *downtime*. A pesar de no presentar una variación significativa en el valor del VAN, alguna de ellas, como por ejemplo el *downtime*, influye directamente sobre la producción de petróleo.

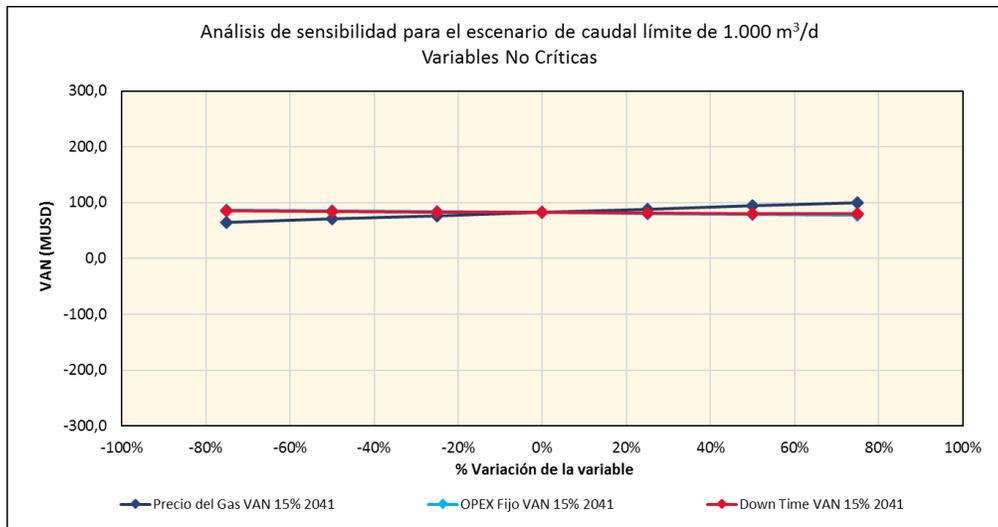


Ilustración 34: Diagrama de Araña de las Variables No Críticas para el escenario de caudal límite de 1.000 m³/d.

El análisis de sensibilidad realizado presenta algunas limitaciones. Una de ellas es respecto a la producción de petróleo, que influye directamente sobre el valor del CAPEX y OPEX, efecto no considerado al realizar la sensibilidad, ya que el factor solo se aplicó a la producción.

Otra limitación es considerar el precio de petróleo y el precio del gas constantes durante todo el periodo. Esto casi nunca se cumple, ya que el comportamiento precio del petróleo depende de la geopolítica mundial.

8. CONCLUSIONES

Para el yacimiento estudiado se concluye que el régimen de explotación más conveniente se presenta estableciendo un caudal límite de 1.000 m³/d con la implementación conjunta del sistema de bombeo mecánico como estrategia de optimización, cuando los pozos ya no producen de forma natural. Además, se asegura una entrega estable de petróleo al comprador durante un periodo de 9 años.

Para este escenario, bajo las condiciones actuales de costos y precio del petróleo, se logran los mejores resultados económicos al presentar un VAN al 15% de 82,21 MUSD y una TIR de 45%. La inversión requerida es de 150 MUSD y se repaga en 4 años, la máxima exposición es de 61 MUSD. Asimismo, no se considera conveniente, por el momento, extender la concesión hasta el año 2051, aunque se debe destacar que no se tuvieron en cuenta posibles incrementos de reserva, tales como un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua.

De acuerdo al análisis de sensibilidad realizado para este escenario, las variables de mayor influencia en el resultado del proyecto son el precio de petróleo y la producción de petróleo. Para asegurar la rentabilidad del proyecto, el precio de petróleo debe ser como mínimo de 25 USD/bbl.

9. RECOMENDACIONES

- Analizar la posibilidad de tratar la producción de operadoras vecinas para los periodos de producción donde las instalaciones tienen disponibilidad de capacidad, debido a que existen empresas pequeñas que transportan su producción en camiones.
- Realizar un análisis técnico – económico sobre la implementación de un proyecto de recuperación secundaria que permita incrementar el factor de recuperación con el fin de maximizar las ganancias, sirviendo de justificación para evaluar una posible extensión de concesión hasta el año 2051. Debe recordarse que el *layout* del yacimiento se diseñó pensando en la implementación de este tipo de proyecto.
- Evaluar la posibilidad de rentar los sistemas de compresión ya que los altos caudales de producción de gas solo se mantendrán durante un par de años y la planta tendrá capacidad disponible; de esta manera se reduciría la inversión y el costo de mantenimiento de estos equipos.
- Una vez que se tenga historia de producción simular numéricamente el yacimiento y permita, a partir de una nueva visión, rever los pronósticos preliminares realizados en el presente estudio.

10. BIBLIOGRAFÍA

- E. Carrone, “Presentaciones de Instalaciones de Superficie”, Posgrado ITBA - Programa Young Trails 2020.
- J. Rosbaco, “Evaluación de proyectos 1 - Teoría general”, Posgrado ITBA - Programa Young Trails 2020.
- J. Rosbaco, “Ingeniería de Reservorios”, Posgrado ITBA - Programa Young Trails 2020.
- N. Marveggio, M. Llorens, “Nueva edad de la base del Grupo Chubut en la mena uranífera Cerro Solo, Provincia de Chubut”, 2013.
- P. Subotovskiy, “Curso Avanzado de Bombeo Mecánico”, Posgrado ITBA - Programa Young Trails 2020.
- P. Subotovskiy, “Presentaciones de Ingeniería de Producción”, Posgrado ITBA - Programa Young Trails 2020.

11. NOMENCLATURA

A: Área

a: constante lineal de ajuste de modelo Vogel

AIB: aparato individual de bombeo.

AOF: absolute open flow (máximo flujo absoluto).

API: Instituto Americano del Petróleo

b: constante cuadrática de ajuste de modelo Vogel.

BES: Bombeo electrosumergible

Bg: factor volumétrico del gas.

BIs: barril estadounidense (1BIs = 42 galones)

BM: Bombeo mecánico

Bo: factor de volumétrico del petróleo

BOE: barrel of oil equivalent (barriles de petróleo equivalentes)

Boi: factor volumétrico del petróleo inicial

Bt: factor volumétrico total

Bti: factor volumétrico total inicial

CAP: Contacto agua petróleo

CGP: Contacto Gas-Petróleo

CAPEX: capital expenditure (inversiones)

Ce: compresibilidad efectiva

Cf: compresibilidad de la formación

Co: compresibilidad del petróleo

Cw: compresibilidad del agua

DT: Downtime (tiempo perdido)

EPF: Early Production Facilities

FR: factor de recuperación

G&G: Geología y Geofísica

GOIS: gas original in situ

GOR: relación oil-gas

GOR_{instantáneo}: relación gas – petróleo instantánea

Gp: gas producido

GPM: golpes por minuto

H: Espesor

Ht: Espesor total

Hu: Espesor útil

IIGG: impuesto a los ingresos brutos

IPR: Inflow Performance Relationship (comportamiento de la productividad de los pozos).

IVA: impuesto al valor agregado

IVAN: índice de valor actual neto

kr_g: permeabilidad relativa del gas

kr_o: permeabilidad relativa del petróleo

Layout: Distribución espacial

m: Relación GOIS – POIS

mbnm: metros bajo el nivel del mar

MD: Messure Deep, medida de profundidad

mdbp: metros desde boca de pozo

M: Millón

msnm: metros sobre el nivel del mar

N/G: Net to gross (neto –bruto)

Np: acumulada de petróleo

Øe: porosidad efectiva

OPEX: Operational expenditures (costos de operación).

WO: Workover

P: Presión final

Pb: presión de burbuja

Pbp: presión de Boca de pozo

PCP: Bomba de cavidades progresivas

Pi: Presión inicial

POIS: petróleo original in situ

ppm: partes por millón

Psep: presión del separador

PVT: Ensayo Presión-Volumen-Temperatura.

Pwf/Pd: presión de fondo fluyente

Pws: presión estática de reservorio

Qo: caudal de petróleo.

Qomax: caudal de petróleo máximo

RGP/GOR: relación gas petróleo

Rs: relación de gas disuelto

Rsi: relación de gas disuelto inicial

s^{*}: factor de daño compuesto

Sg^{*}: saturación de gas normalizada

Sg: saturación de gas

SLA/ALS: Sistema de levantamiento artificial

So^{*}: saturación de petróleo normalizada

So: saturación de petróleo

Sor: saturación de petróleo residual

Swi: Saturación de agua inicial.

t: tiempo en días

TIR: tasa interna de retorno.

VAN: valor actual neto.

VLP: Vertical Lift Performance (relación de rendimiento levantamiento vertical)

Vol. Roca: Volumen de roca reservorio

Z: factor de compresibilidad

ΔGp: diferencial de gas producido

ΔNp: diferencial de petróleo producido

Δh: variación de altura

μ_g: Viscosidad del gas

μ_o: viscosidad del petróleo

12. ANEXOS

Anexo 1

Resultado de las pruebas PVT

Presión (Kg/cm ²)	Rs (m ³ /m ³)	Bo (m ³ /m ³)	μ _o (cP)	Z	Bg (m ³ /m ³)	μ _g (cP)
220,6	87,66	1,2715	0,6760			
215	87,66	1,2726	0,6700			
210	87,66	1,2737	0,6650			
205	87,66	1,2747	0,6610			
200	87,66	1,2759	0,6560			
195	87,66	1,2771	0,6520			
190	87,66	1,2783	0,6470			
185	87,66	1,2797	0,6430			
180	87,66	1,2814	0,6390	0,8911	0,0064	0,0182
170	81,86	1,2661	0,6630	0,8898	0,0068	0,0178
160	76,13	1,2512	0,6900	0,8897	0,0072	0,0174
150	70,47	1,2366	0,7190	0,8908	0,0077	0,0170
140	64,89	1,2223	0,7510	0,8929	0,0083	0,0166
130	59,39	1,2083	0,7860	0,8959	0,0090	0,0163
120	53,97	1,1946	0,8260	0,8997	0,0098	0,0160
110	48,64	1,1813	0,8700	0,9043	0,0107	0,0156
100	43,42	1,1684	0,9200	0,9097	0,0118	0,0153
90	38,29	1,1558	0,9760	0,9158	0,0132	0,0151
80	33,28	1,1437	1,0400	0,9227	0,0150	0,0148
70	28,4	1,1319	1,1140	0,9302	0,0173	0,0146
60	23,65	1,1207	1,2000	0,9384	0,0203	0,0143
50	19,07	1,1099	1,3010	0,9471	0,0246	0,0141
40	14,66	1,0997	1,4200	0,9565	0,0311	0,0139
30	10,47	1,0900	1,5620	0,9664	0,0419	0,0138
20	6,55	1,0811	1,7310	0,9767	0,0635	0,0136
10	3,01	1,0732	1,9300	0,9876	0,1285	0,0135
1,03	0,4	1,0674	2,1160	0,9987	1,2615	0,0134

Anexo 2

Costo de las instalaciones de superficies de los escenarios según el caudal de petróleo

INSTALACIÓN DE SUPERFICIE	ESCENARIOS SEGÚN EL CAUDAL DE PETRÓLEO		
	MÍNIMO	MEDIO	MÁXIMO
Caudal de Petróleo límite (m ³ /d)	600	1.000	1.200
Caudal de Agua límite (m ³ /d)	30	50	60
Caudal de Gas límite (m ³ /d)	500	800	800
PETRÓLEO			
Early Production Facilities	\$ 4.146.000	\$ 4.146.000	\$ 4.146.000
Primera Ampliación	\$ 22.823.400	\$ 38.039.000	\$ 45.646.800
AGUA			
Early Production Facilities	\$ 472.000	\$ 472.000	\$ 472.000
Primera Ampliación	\$ 862.800	\$ 1.438.000	\$ 1.725.600
GAS			
Early Production Facilities	\$ 768.000	\$ 768.000	\$ 768.000
Primera Ampliación	\$ 6.520.000	\$ 6.520.000	\$ 6.520.000
Segunda Ampliación	\$ 16.873.750	\$ 26.998.000	\$ 26.998.000
Inversión Early Production Facilities	\$ 5.400.000	\$ 5.400.000	\$ 5.400.000
Inversión Ampliaciones de Planta	\$ 47.100.000	\$ 73.000.000	\$ 80.900.000
SUBTOTAL INSTALACIÓN	\$ 52.500.000	\$ 78.400.000	\$ 86.300.000
CONEXIONES DE SUPERFICIE			
Conexiones Early Production Facilities	\$ 1.943.000	\$ 1.943.000	\$ 1.943.000
Conexiones Ampliación de Planta	\$ 4.823.000	\$ 5.047.000	\$ 5.271.000
Inversión Early Production F. + Conexión Sup.	\$ 7.343.000	\$ 7.343.000	\$ 7.343.000
Inversión Ampliaciones de Planta + Conexión Sup.	\$ 51.923.000	\$ 78.047.000	\$ 86.171.000
INVERSIÓN TOTAL	\$ 59.266.000	\$ 85.390.000	\$ 93.514.000

*En conexiones de superficie incluyen (oleoductos, gasoductos, flowlines y acueductos).

Anexo 3

Costo de las instalaciones de superficies de los escenarios según la frecuencia de perforación

INSTALACIÓN DE SUPERFICIE	ESCENARIOS SEGÚN LA FRECUENCIA DE PERFORACIÓN		
	MÍNIMO	MEDIO	MÁXIMO
Caudal de Petróleo límite (m ³ /d)	1.000	1.400	1.800
Caudal de Agua límite (m ³ /d)	50	70	90
Caudal de Gas límite (m ³ /d)	800	800	800
PETRÓLEO			
Early Production Facilities	\$ 4.146.000	\$ 4.146.000	\$ 4.146.000
Primera Ampliación	\$ 38.039.000	\$ 53.254.600	\$ 68.470.200
AGUA			
Early Production Facilities	\$ 472.000	\$ 472.000	\$ 472.000
Primera Ampliación	\$ 1.438.000	\$ 2.013.200	\$ 2.588.400
GAS			
Early Production Facilities	\$ 768.000	\$ 768.000	\$ 768.000
Primera Ampliación	\$ 6.520.000	\$ 6.520.000	\$ 6.520.000
Segunda Ampliación	\$ 26.998.000	\$ 26.998.000	\$ 26.998.000
Inversión Early Production Facilities	\$ 5.400.000	\$ 5.400.000	\$ 5.400.000
Inversión Ampliaciones de Planta	\$ 73.000.000	\$ 88.800.000	\$ 104.600.000
SUBTOTAL INSTALACIÓN	\$ 78.400.000	\$ 94.200.000	\$ 110.000.000
CONEXIONES DE SUPERFICIE			
Conexiones Early Production Facilities	\$ 1.943.000	\$ 1.943.000	\$ 1.943.000
Conexiones Ampliación de Planta	\$ 5.047.000	\$ 5.495.000	\$ 5.719.000
Inversión Early Production F. + Conexión Sup.	\$ 7.343.000	\$ 7.343.000	\$ 7.343.000
Inversión Ampliaciones de Planta + Conexión Sup.	\$ 78.719.000	\$ 94.519.000	\$ 110.319.000
INVERSIÓN TOTAL	\$ 86.062.000	\$ 101.862.000	\$ 117.662.000

***En conexiones de superficie incluyen (oleoductos, gasoductos, flowlines y acueductos).**

Anexo 4

Flujo de Caja y VAN (mensual) para los primeros 3 años del proyecto del escenario de Caudal límite de 1.000 m³/d

Año	Fecha	Flujo de Caja	Flujo de Caja Acum	FC Act. mitad de período
	Mitad de período	MUSD/mes	MUSD/mes	MUSD
2021	15/01/2021	-0,28	-0,28	-0,28
2021	15/02/2021	-0,68	-0,96	-0,66
2021	15/03/2021	-2,99	-3,96	-2,90
2021	15/04/2021	-2,02	-5,98	-1,94
2021	15/05/2021	0,60	-5,38	0,57
2021	15/06/2021	1,46	-3,91	1,37
2021	15/07/2021	-6,56	-10,47	-6,05
2021	15/08/2021	-36,85	-47,32	-33,57
2021	15/09/2021	0,15	-47,17	0,14
2021	15/10/2021	-1,34	-48,51	-1,19
2021	15/11/2021	1,66	-46,86	1,45
2021	15/12/2021	1,62	-45,23	1,41
2022	15/01/2022	-8,46	-53,69	-7,24
2022	15/02/2022	3,55	-50,15	3,00
2022	15/03/2022	-10,72	-60,87	-8,96
2022	15/04/2022	0,88	-59,99	0,73
2022	15/05/2022	3,83	-56,15	3,12
2022	15/06/2022	3,94	-52,21	3,17
2022	15/07/2022	1,04	-51,17	0,83
2022	15/08/2022	4,22	-46,96	3,31
2022	15/09/2022	4,19	-42,77	3,24
2022	15/10/2022	4,02	-38,75	3,08
2022	15/11/2022	4,13	-34,63	3,12
2022	15/12/2022	3,96	-30,66	2,96
2023	15/01/2023	2,27	-28,39	1,68
2023	15/02/2023	1,31	-27,08	0,95
2023	15/03/2023	-9,79	-36,87	-7,04
2023	15/04/2023	4,31	-32,56	3,06
2023	15/05/2023	4,14	-28,42	2,90
2023	15/06/2023	4,25	-24,17	2,95
2023	15/07/2023	4,08	-20,09	2,79
2023	15/08/2023	4,19	-15,90	2,84
2023	15/09/2023	4,17	-11,73	2,78
2023	15/10/2023	4,00	-7,73	2,64
2023	15/11/2023	4,11	-3,62	2,68
2023	15/12/2023	3,94	0,32	2,54

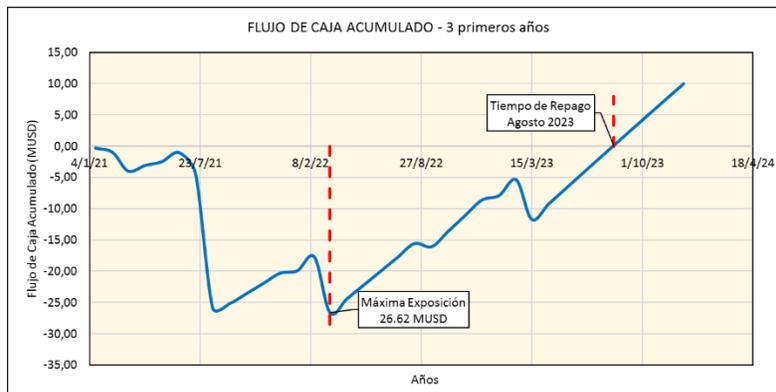
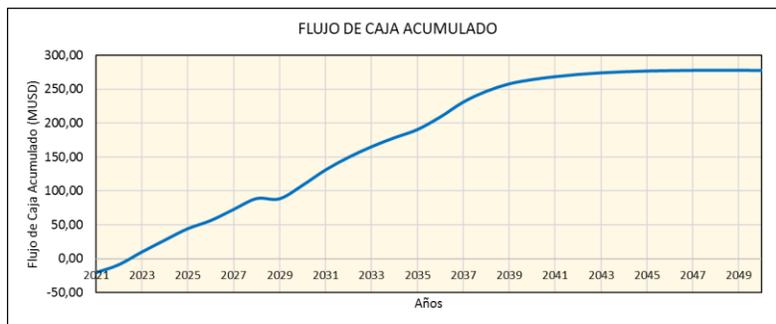
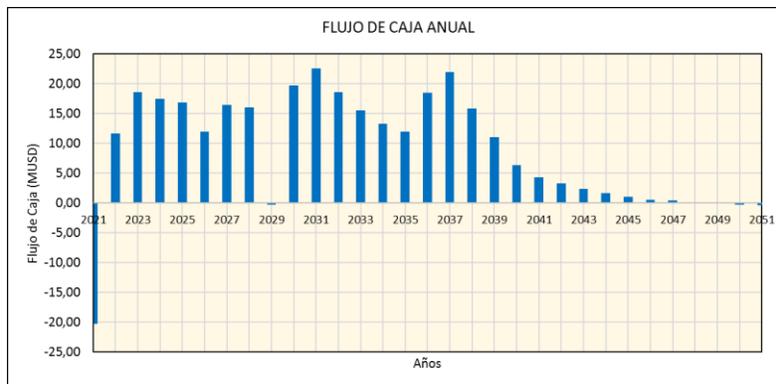
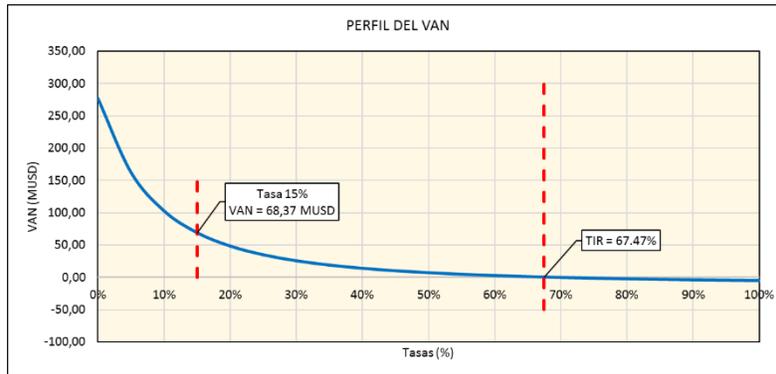
Anexo 5

Flujo de Caja y VAN (anual) para el resto de años del proyecto del escenario de Caudal límite de 1.000 m³/d

Año	Fecha	Flujo de Caja	Flujo de Caja Acum	FC Act. mitad de período
	Mitad de período	MUSD/mes	MUSD/mes	MUSD
2024	1/07/2024	1,83	2,15	1,12
2025	1/07/2025	32,74	34,89	17,45
2026	1/07/2026	33,61	68,49	15,58
2027	1/07/2027	29,84	98,33	12,03
2028	1/07/2028	36,68	135,01	12,86
2029	1/07/2029	32,06	167,07	9,77
2030	1/07/2030	35,97	203,04	9,54
2031	1/07/2031	25,74	228,78	5,93
2032	1/07/2032	16,23	245,00	3,25
2033	1/07/2033	10,77	255,77	1,88
2034	1/07/2034	6,35	262,12	0,96
2035	1/07/2035	4,35	266,46	0,57
2036	1/07/2036	3,06	269,52	0,35
2037	1/07/2037	2,26	271,78	0,22
2038	1/07/2038	1,54	273,33	0,13
2039	1/07/2039	1,04	274,36	0,08
2040	1/07/2040	0,73	275,10	0,05
2041	1/07/2041	0,18	275,28	0,01
2042	1/07/2042	0,12	275,40	0,01
2043	1/07/2043	-0,09	275,31	0,00
2044	1/07/2044	-0,25	275,07	-0,01
2045	1/07/2045	-0,39	274,68	-0,01
2046	1/07/2046	-0,69	273,99	-0,02
2047	1/07/2047	-0,58	273,41	-0,01
2048	1/07/2048	-0,65	272,76	-0,01
2049	1/07/2049	-0,70	272,06	-0,01
2050	1/07/2050	-0,75	271,31	-0,01
2051	1/07/2051	-0,80	270,51	-0,01

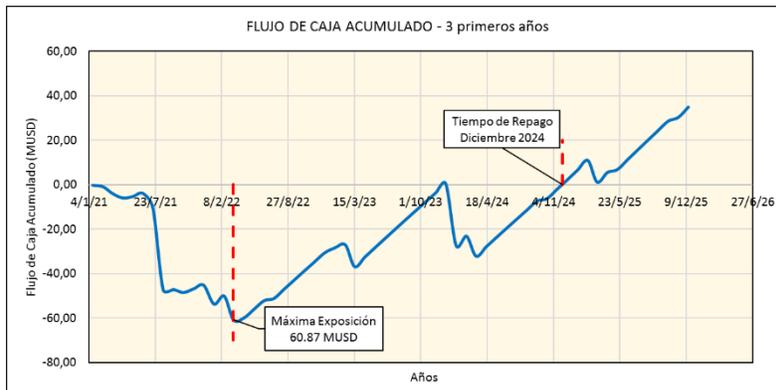
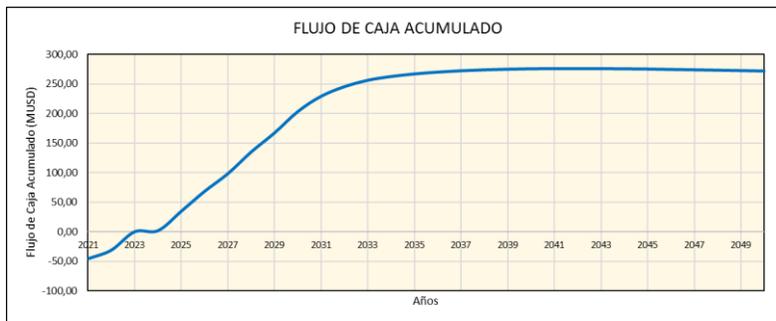
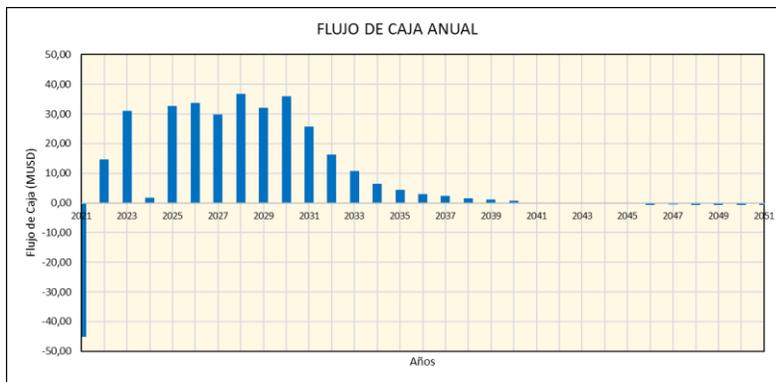
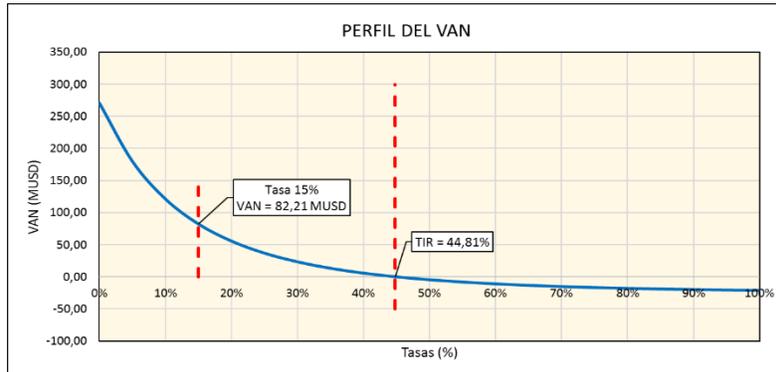
Anexo 6

Gráfica de indicadores económicos - financieros para el escenario de caudal límite de 600 m³/d



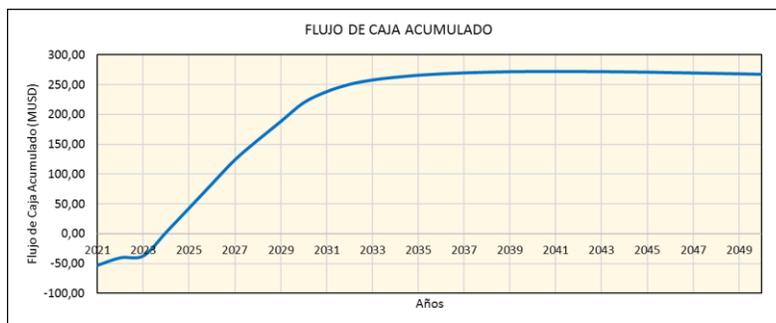
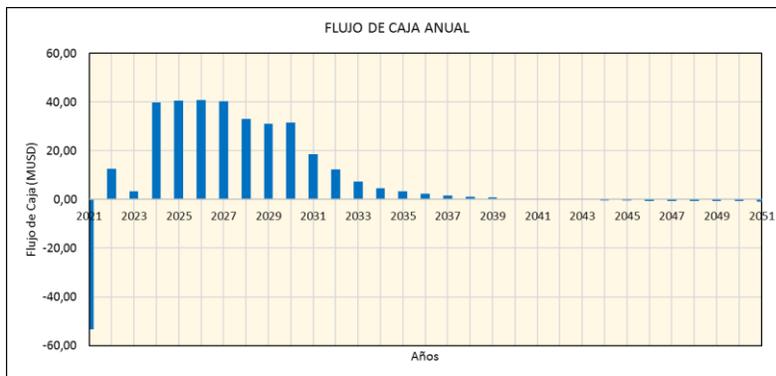
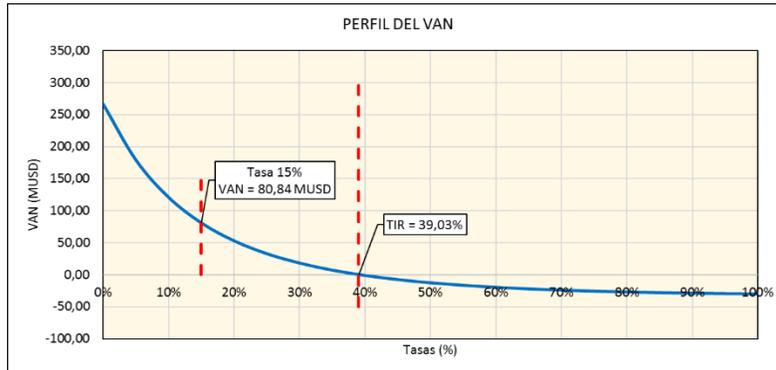
Anexo 7

Gráfica de los indicadores económicos - financieros para el escenario de caudal límite de 1.000 m³/d



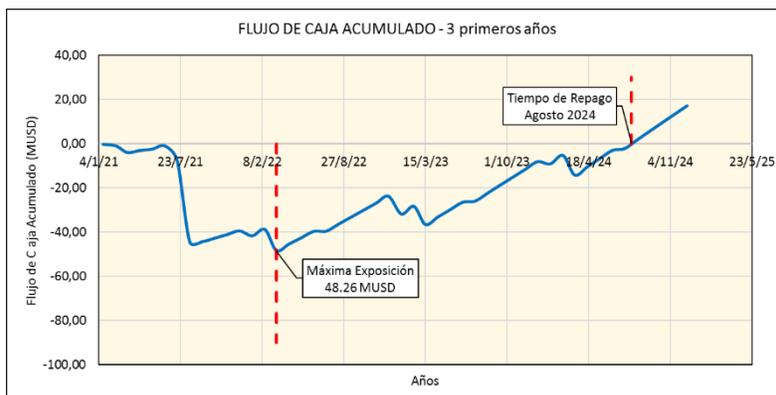
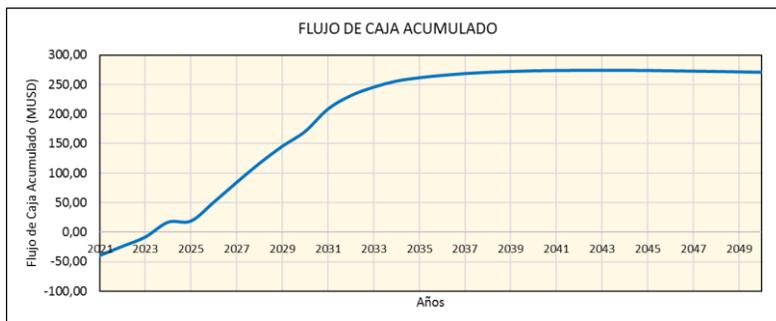
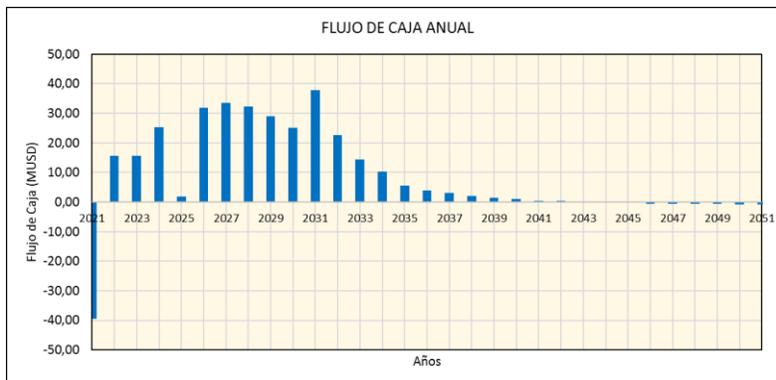
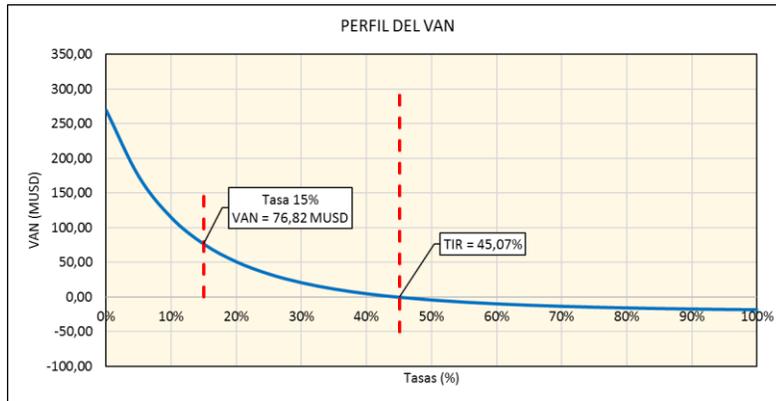
Anexo 8

Gráfica de los indicadores económicos - financieros para el escenario de caudal límite de 1.200 m³/d



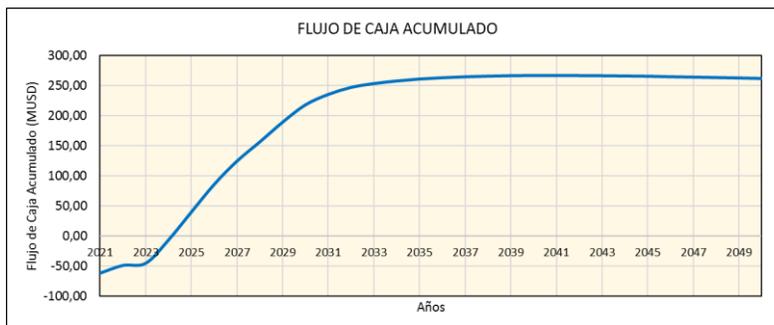
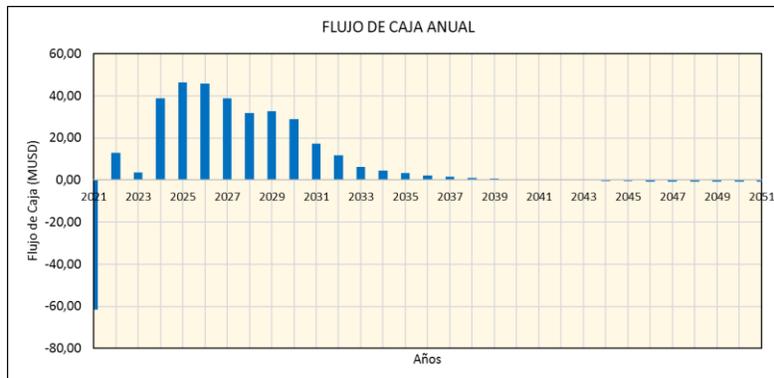
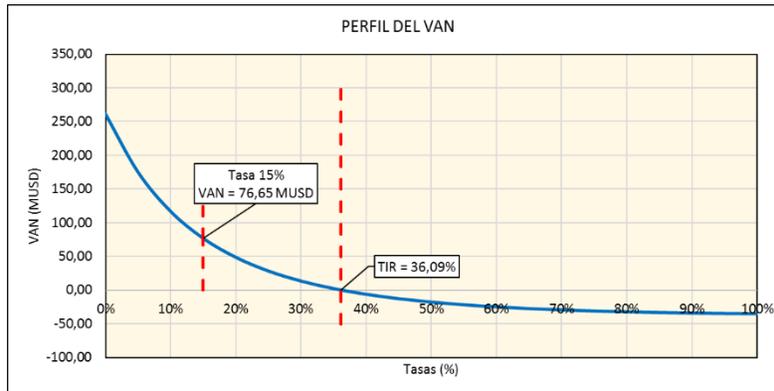
Anexo 9

Gráfica de los indicadores económicos - financieros para el escenario de pronóstico mínimo



Anexo 10

Gráfica de los indicadores económicos - financieros para el escenario de pronóstico medio



Anexo 11

Gráfica de los indicadores económicos - financieros para el escenario de pronóstico máximo

