

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES – ITBA

ESCUELA DE POSTGRADO

Desarrollo Yacimiento Potrillo

AUTOR: Procak, Carlos
 Zárate, Leonardo

DOCENTES:

 Bernardi, Mario
 Fernández Betria, Javier
 Arilla, Fernando

TRABAJO FINAL PRESENTADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE ESPECIALISTA

EN PRODUCCIÓN DE PETROLEO Y GAS

BUENOS AIRES, SEGUNDO CUATRIMESTRE 2018.-

INDICE

1. OBJETIVO DEL PROYECTO.....	5
2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	5
3. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS.....	6
4. CARACTERÍSTICAS DEL RESERVORIO Y DEL FLUIDO	8
5. CALCULO VOLUMÉTRICO	10
6. BALANCE DE MATERIALES	11
7. CURVAS IPR	14
8. PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN.....	17
9. ANÁLISIS ECONÓMICO	20
CONSIDERACIONES.....	20
EQUIPO DE PROYECTOS	20
ESCENARIOS Y ACTIVIDAD FÍSICA.....	20
ESCENARIO DE PRECIOS	21
CONTEXTO IMPOSITIVO	21
EROGACIONES DEL PROYECTO Y TIEMPO	21
RESULTADOS	26
DURACIÓN DE ANÁLISIS SOBRE ESCENARIOS	26
PRODUCCIÓN Y VOLUMENES RECUPERADOS.....	27
CAPEX	27
OPEX	29
INDICADORES	30
SELECCIÓN Y SENSIBILIDAD DEL ESCENARIO MÁS RENTABLE	31

COMPRA DEL ÁREA	33
10. CONCLUSIONES	34
11. ANEXO 1 - CALCULO DEL PETRÓLEO ORIGINAL IN SITU	36
12. ANEXO 2 – CALCULO DE BALANCE DE MATERIALES_EMPUJE DE AGUA	37
13. ANEXO 3 – EVALUACIÓN ECONÓMICA ESCENARIOS	38

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 - UBICACIÓN GEOGRÁFICA YACIMIENTO POTRILLO	5
FIGURA 2 - MAPA ESTRUCTURAL TOPE FM LOTENA.....	6
FIGURA 3 - CORTE SÍSMICO O-E. ESTRUCTURA ANTICLINAL YACIMIENTO POTRILLO.	7
FIGURA 4 - ENSAYO DE BUILD UP POZO CML.NQ.P-3. MANTENIMIENTO DE PRESIÓN POR EFECTO DE EMPUJE DE AGUA.	7
FIGURA 5 - COLUMNA ESTRATIGRÁFICA CUENCA NEUQUINA.-	8
FIGURA 6 - TABLA RESUMEN DE LOS POLÍGONOS UTILIZADOS PARA LA DESCRIPCIÓN DE LOS PARÁMETROS DEL FLUIDO VS PRESIÓN	10
FIGURA 7 - MAPA DE PETRÓLEO IN SITU.-	11
FIGURA 8 - CURVA WE VS PI-P _ ECUACIÓN DE LEY DE INGRESO DE AGUA YACIMIENTO POTRILLO.-	13
FIGURA 9 - CURVA DE PERFORMANCE DEL YACIMIENTO POTRILLO.-	14
FIGURA 10 - IPR DE CADA POZO. -.....	16
FIGURA 11 - IPR PROMEDIO GENÉRICA. -	17
FIGURA 12 - PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CADA ESCENARIO. –.....	18
FIGURA 13 - PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE GAS PARA CADA ESCENARIO. –	19
FIGURA 14 - PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE AGUA PARA CADA ESCENARIO. –	19

FIGURA 15 - VOLUMENES PRONOSTICADOS Y PRODUCIDOS EN EL PERÍODO DE ANÁLISIS POR CADA ESCENARIO.-	27
FIGURA 16 – EVOLUCIÓN CAPEX DE CADA ESCENARIO. –	28
FIGURA 17 - CAPEX/BOE Y CAPEX TOTAL DE CADA ESCENARIO. –	28
FIGURA 18 – OPEX/BOE Y OPEX TOTAL DE CADA ESCENARIO. –	30
FIGURA 19 – EVOLUCIÓN DE OPEX TRANSPORTE ENTRE ESCENARIOS.-	30
FIGURA 20 - FLUJO DE CAJA INSTANTÁNEO Y ACUMULADO DEL ESCENARIO 20 POZOS CON TRANSPORTE POR CAMIÓN HASTA ARRIBO DE AGUA (4° AÑO).-	32
FIGURA 21 - VALOR ÁREA VS VAN ESCENARIO BASE.-	34
FIGURA 22 - FLUJO DE CAJA INSTANTÁNEO Y ACUMULADO DEL ESCENARIO 7 POZOS CON TRANSPORTE POR CAMIÓN HASTA ARRIBO DE AGUA (8° AÑO).	38
FIGURA 23 - FLUJO DE CAJA INSTANTÁNEO Y ACUMULADO DEL ESCENARIO 7 POZOS CON TRANSPORTE POR CAMIÓN POR 1 AÑO.	38
FIGURA 24 - FLUJO DE CAJA INSTANTÁNEO Y ACUMULADO DEL ESCENARIO 10 POZOS CON TRANSPORTE POR CAMIÓN HASTA ARRIBO DE AGUA (7° AÑO).	39
FIGURA 25 - FLUJO DE CAJA INSTANTÁNEO Y ACUMULADO DEL ESCENARIO 10 POZOS CON TRANSPORTE POR CAMIÓN POR 1 AÑO.	39
FIGURA 26 - FLUJO DE CAJA INSTANTÁNEO Y ACUMULADO DEL ESCENARIO 20 POZOS CON TRANSPORTE POR CAMIÓN HASTA ARRIBO DE AGUA (4° AÑO).	40
FIGURA 27 - FLUJO DE CAJA INSTANTÁNEO Y ACUMULADO DEL ESCENARIO 20 POZOS CON TRANSPORTE POR CAMIÓN POR 1 AÑO.	40
FIGURA 28 - FLUJO DE CAJA INSTANTÁNEO Y ACUMULADO DEL ESCENARIO 30 POZOS CON TRANSPORTE POR CAMIÓN POR 1 AÑO.	41
FIGURA 29 - FLUJO DE CAJA INSTANTÁNEO Y ACUMULADO DEL ESCENARIO 40 POZOS CON TRANSPORTE POR CAMIÓN POR 1 AÑO.	41

1. OBJETIVO DEL PROYECTO

El objetivo de este proyecto es evaluar la compra del Yacimiento Potrillo a la compañía CML S.A. Para esto se analizaron diferentes planes de desarrollo verificando aspectos técnicos y económicos, que permitieron definir la posibilidad de compra según la rentabilidad de cada uno de acuerdo a los criterios establecidos por el equipo de proyectos de PETRO-LEO S.A.-

2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El yacimiento Potrillo se encuentra ubicado en la Provincia del Neuquén en el área de concesión AND a 20 km al norte de la ciudad de Plaza Huincul. Cuenta con un área superficial de 19 MMm2 que posee fecha de fin de concesión el 31/12/2037.

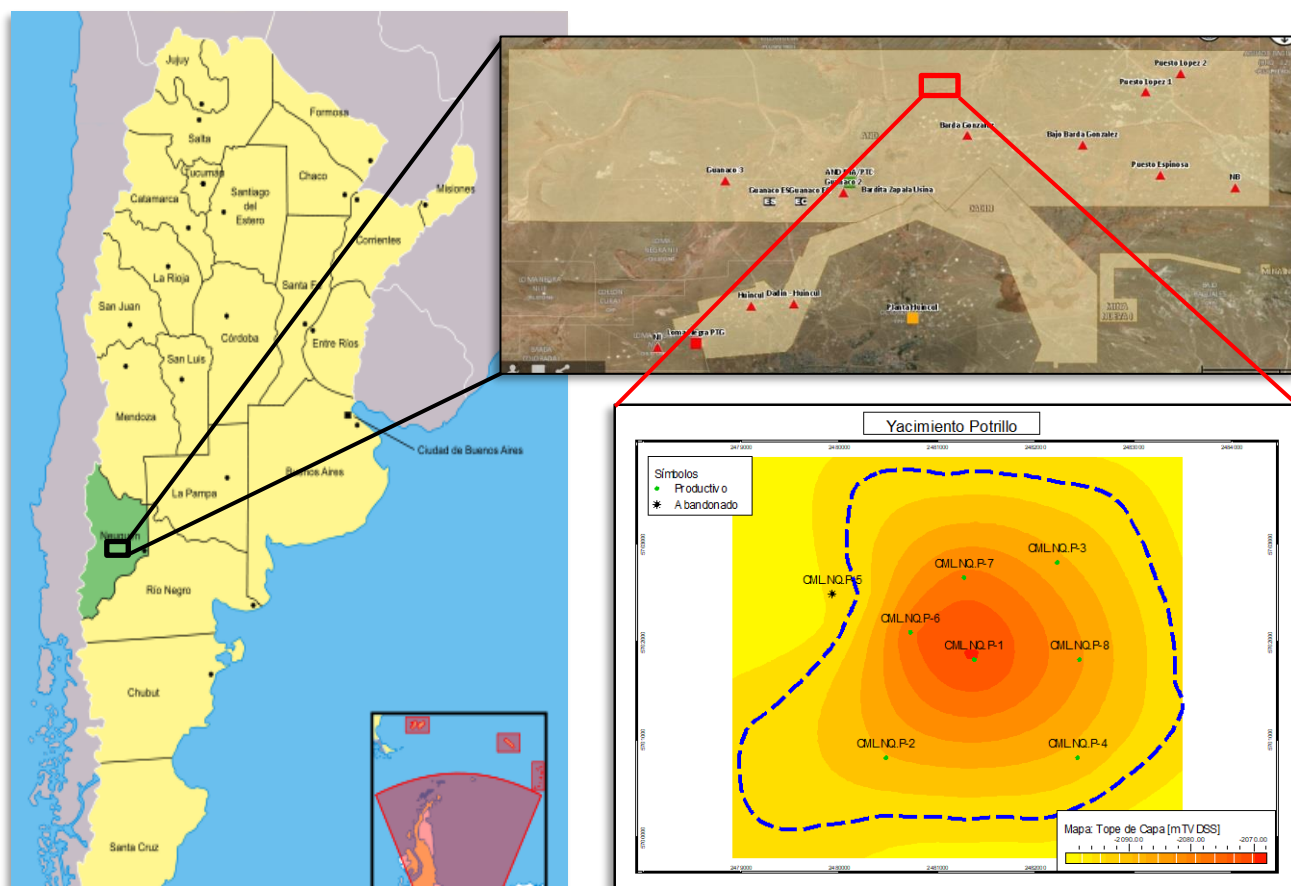


Figura 1 - Ubicación geográfica Yacimiento Potrillo

3. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS

El yacimiento Potrillo se encuentra **ubicado sobre una estructura anticlinal simétrica** con un contacto de Agua-Petróleo definido en la cota -2094 msnm, como se puede observar en el siguiente mapa estructural y corte sísmico O-E.

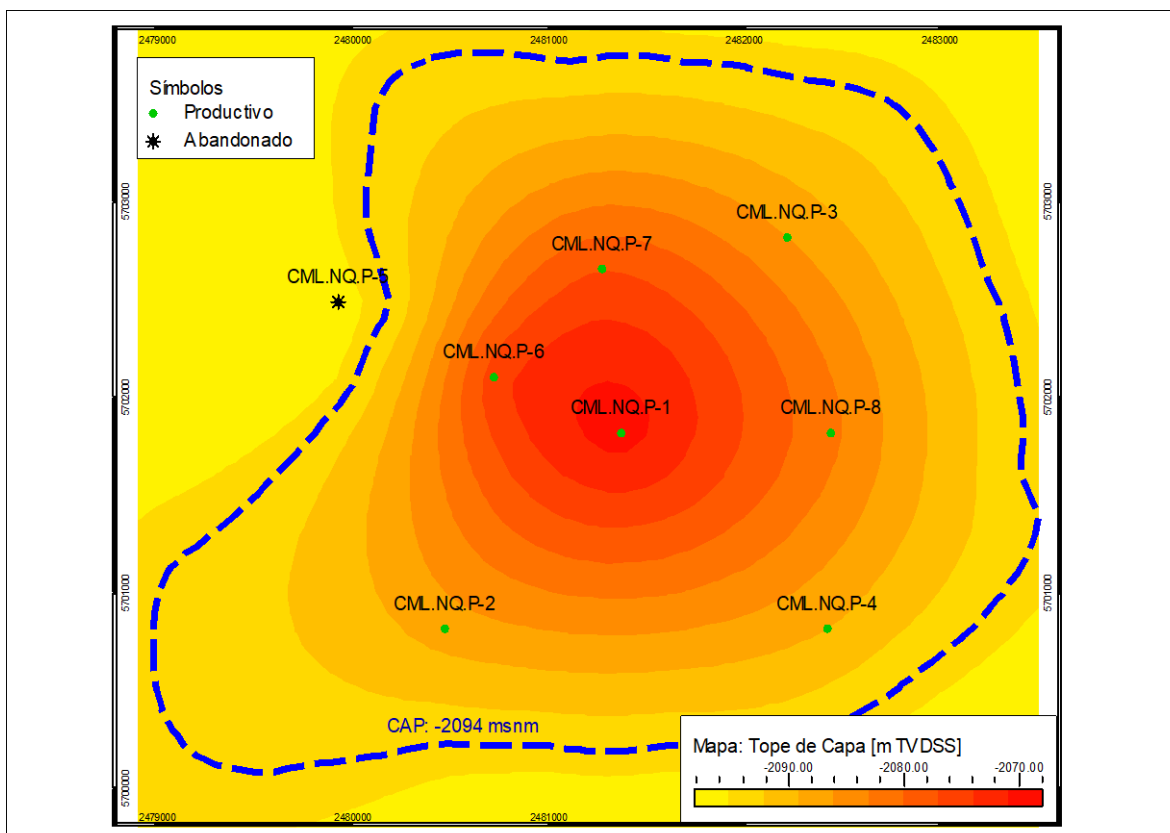


Figura 2 - Mapa Estructural Tope Fm Lotena

Según ensayos de build up, no se ha observado algún limite, definiéndose que las fallas que se observan en la sísmica son transmisibles (tal como se observa en **Figura 3**), pero si se ha observado un mantenimiento de presión a causa de una **acuífera activa**.

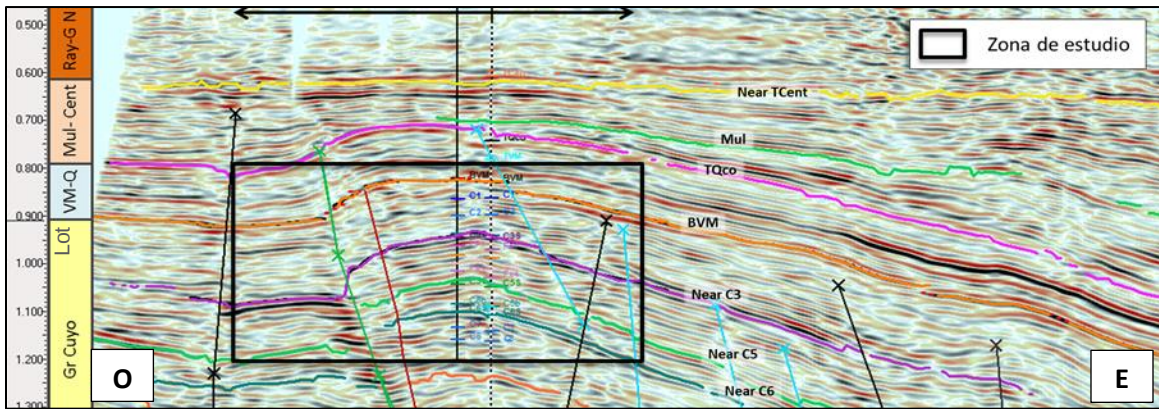


Figura 3 - Corte sísmico O-E. Estructura anticlinal Yacimiento Potrillo.

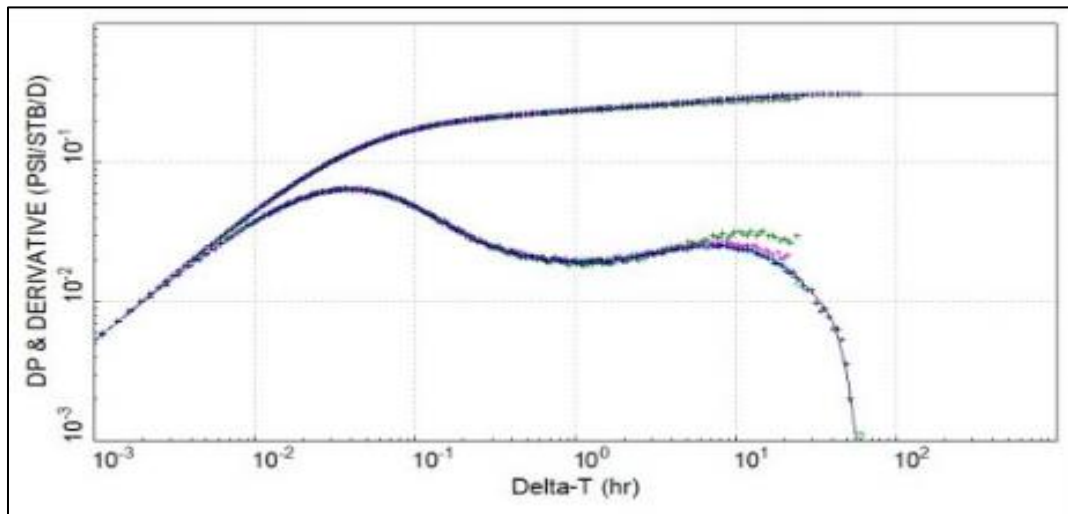


Figura 4 - Ensayo de Build Up Pozo CML.NQ.P-3. Mantenimiento de presión por efecto de empuje de agua.

El yacimiento Potrillo tiene como formación objetivo la Fm Lotena, la cual es de origen fluvial y presenta facies arenosas conglomeráticas que conforman el reservorio. La misma produce principalmente Petróleo.

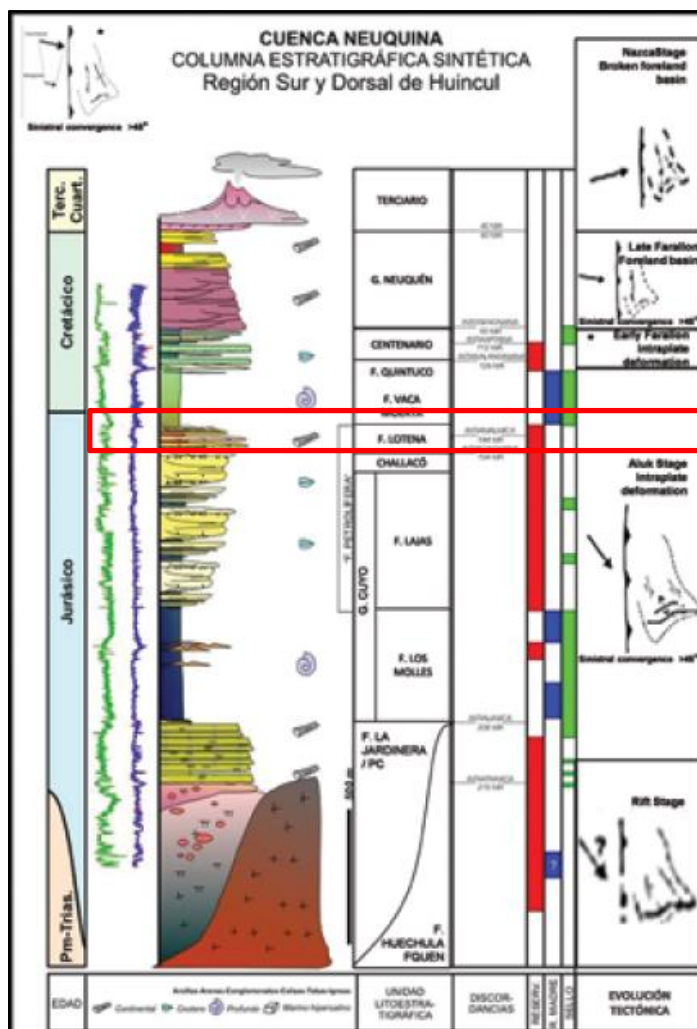


Figura 5 - Columna estratigráfica Cuenca Neuquina.-

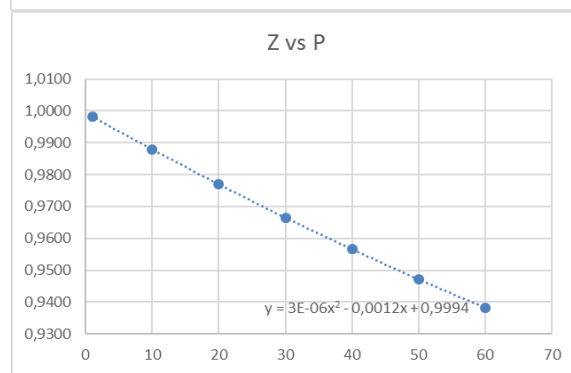
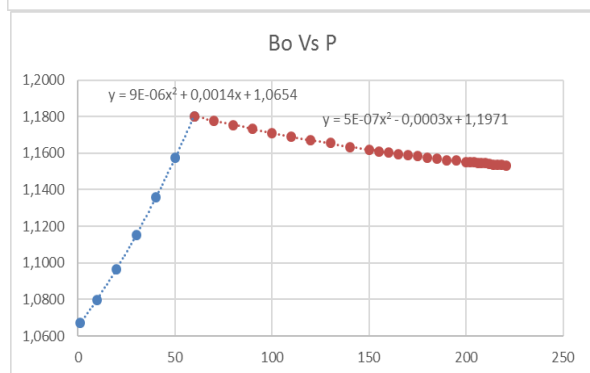
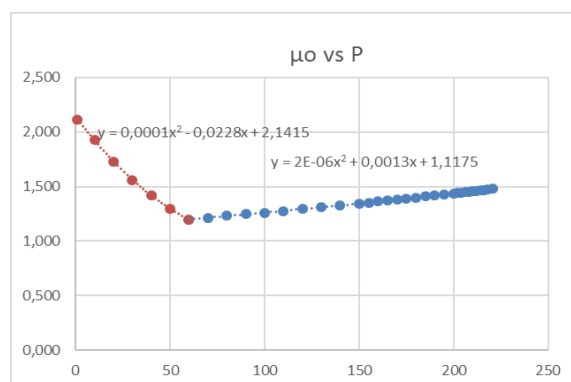
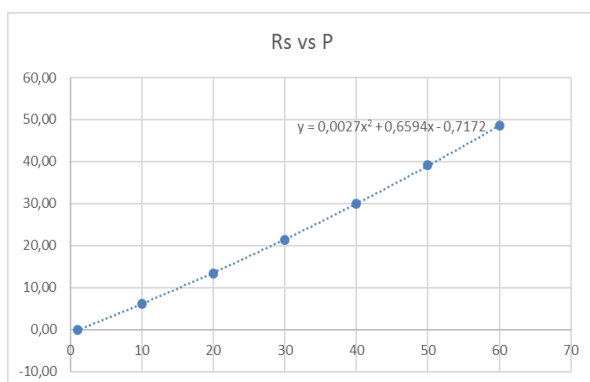
4. CARACTERÍSTICAS DEL RESERVORIO Y DEL FLUIDO

En función de estudios y ensayos realizados se pueden describir las siguientes características:

- Mecanismo de drenaje: Empuje de agua.
- Profundidad media: 2286 mbbp
- Espesor útil promedio: 4.91 m
- Porosidad Promedio: 0.195
- Sw Promedio: 0.324
- Temp Res: 91.3 °C @ prof. media.
- Pr Inicial Res: 220.6 Kg/cm2 @ a prof. media.

- Presión de burbuja: 60 Kg/cm²
- Permeabilidad Prom: 50 -500 md
- Condición inicial: Petróleo Subsaturado
- Densidad del Petróleo: 0.85
- Densidad API: 35°API
- Viscosidad inicial Pet: 1.478 cp
- Densidad del gas: 0.65 @ 15.5 °C y 1 atm.
- Salinidad del agua: 25000 ppm
- Impurezas del gas (frac. molar): N₂ 0.02 y CO₂ 0.01; SH₂=0

En base a los datos del ensayo de PVT realizados en laboratorio, se trazaron las curvas correspondientes de cada parámetro del fluido en función a la presión de reservorio, para luego obtener su polinomio correspondiente y con los mismos ser utilizado en el Balance de Materiales.



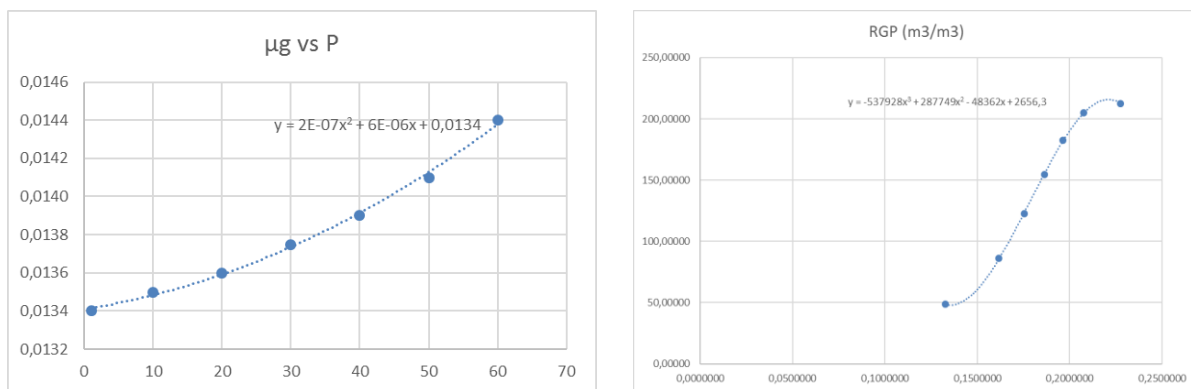


Figura 6 - Tabla resumen de los polígonos utilizados para la descripción de los parámetros del fluido vs Presión

5. CALCULO VOLUMÉTRICO

En base a los datos de Tope y Base de la formación productiva, el contacto de Agua-Petróleo CAP y el NTG (net/gross), utilizando el método del trapecio (anexo 1) se obtuvo el volumen del reservorio **VR: 123 MMm3**.

Luego, utilizando la ecuación de Nis (Petróleo Original Insitu).

$$Nis = VR \times \phi \times (1 - Swi) / Boi$$

$$Nis = \underline{14 \text{ MMm3}}$$

VR: Volumen de reservorio MMm3

Φ: Porosidad (fracción)

Swi: Saturación de agua inicial promedio (fracción)

Boi: Factor de volumen del petróleo (m3/m3)

A modo de visualización, se cargaron los datos disponibles de Espesor útil, Porosidad, Swi y el Boi en el Software Sahara, generándonos el siguiente mapa de Petróleo Original In Situ Nis. El mismo se lo utilizo para plantear los diversos escenarios de actividades de perforación mencionados en el apartado de Pronóstico de Producción.

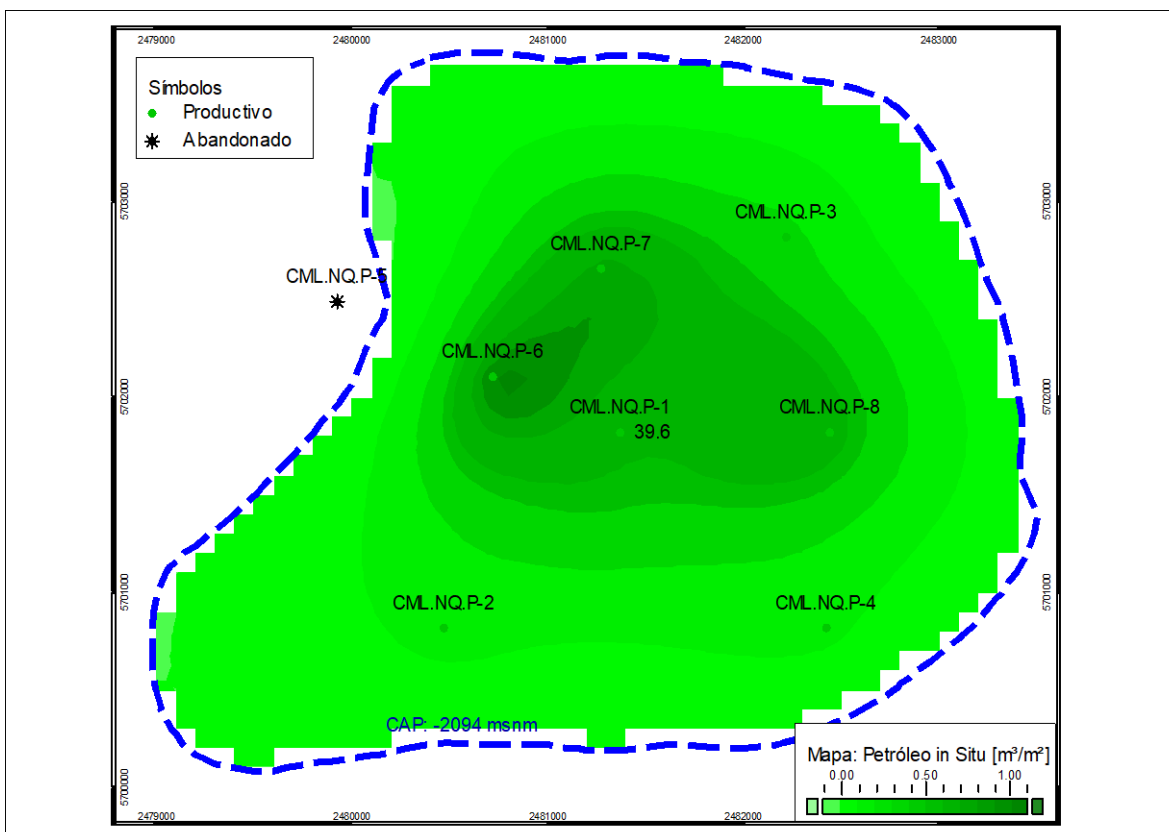


Figura 7 - Mapa de petróleo In Situ.-

6. BALANCE DE MATERIALES

Los principales objetivos del balance de materiales son:

- Obtener el volumen original in situ, para lo cual es condición necesaria disponer de la historia de presiones, datos de producción y análisis PVT de los fluidos del reservorio.
- Predictivo. Permite pronosticar los volúmenes a recuperar como fracción del volumen “in situ”, es decir, los factores de recuperación para cada valor de presión por debajo de la inicial
- Identificación de empuje de agua. Cuando al repetir el cálculo del Nis en distintas etapas de la explotación, se obtiene un resultado cada vez mayor.

Para poder aplicar el balance de materiales se tienen que asumir ciertas hipótesis:

- Que el yacimiento es homogéneo.
- Que todas las variables (presión, saturaciones, etc) varían en forma uniforme en todo el yacimiento.

- Que los fluidos del reservorio se comportan en el yacimiento de igual manera que en el ensayo de PVT.
- En todo momento hay un equilibrio termodinámico entre el petróleo y el gas en solución.

Aparte de las hipótesis mencionadas, el balance de materiales tiene ciertas limitaciones:

- No es aplicable para yacimiento con acuíferos muy activos.
- Grandes casquetes gasíferos en comparación con la zona de petróleo.
- Como también si se está realizando secundaria por agua o gas.

Para nuestro caso, en el que se ha observado que el yacimiento se encuentra con un empuje de agua activa, se calculó primeramente la función de la ley de ingreso de agua (W_e) en base a:

- N_{is} (Obtenido del cálculo volumétrico $\approx 14 \text{ MMm}^3$)
- Mediciones de presión estática de formación en distintos periodos de explotación.

Meses	Pe (Kg/cm ²)	Ensayo	Fluencia
0	220.6	BUP	
1.5	218	GPE	
6	213.6	Fluencia	
13	206.9	GPE	
20	200.4	Fluencia	

- Historia de producción N_p .
- Parámetros PVT en función de la presión (Tabla 1).

Con los datos mencionados y despejando de la ecuación de balance de materiales W_e

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

Donde:

W_e : volumen de agua entrante

W_p : volumen de agua producida

N_p : producción de petróleo acumulado

B_o : Factor volumetrico del petróleo a la presión P

B_{oi} : Factor volumetrico del petróleo a la presión inicial

C_e : Compresibilidad efectiva

P_i : Presión estática inicial

P : Presión de reservorio

Obtenemos la ecuación de ingreso de agua en función de la presión.

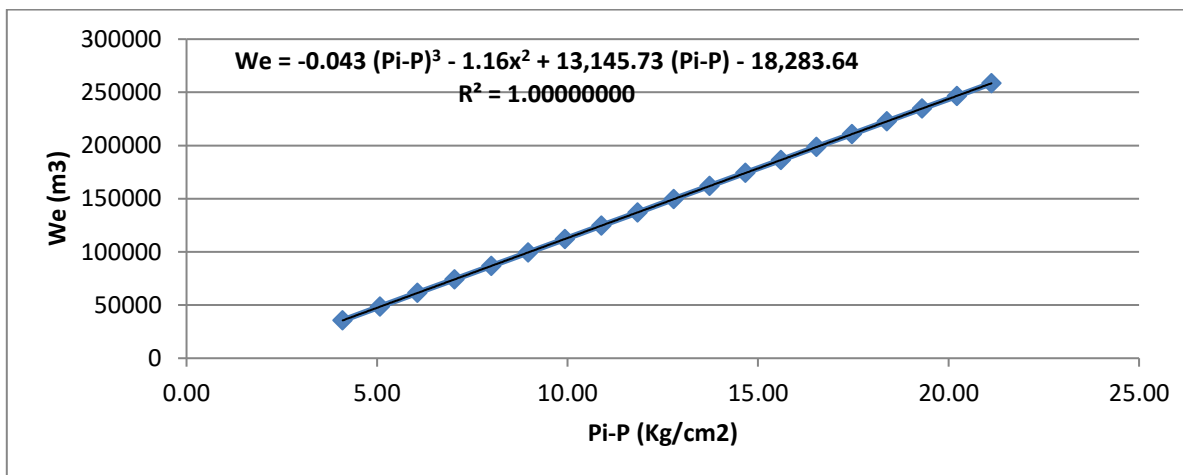


Figura 8 - Curva We vs $P_i - P$ _ Ecuación de Ley de ingreso de agua Yacimiento Potrillo.-

Para poder representar el factor de recuperación tanto por encima como por debajo de la presión de burbuja en función de la presión, se tiene que realizar a través de un método iterativo hasta obtener el valor de $N_{is}=1$, debido a que no solo es incógnita el valor de N_p a distintas presiones, sino que también es necesario predecir el volumen de gas producido y donde comienzan a tener un rol importante las curvas de permeabilidad relativa para cada saturación.

Para el caso que evaluamos con empuje de agua, la ecuación de balance de materia que utilizamos para el análisis es la siguiente:

$$N_{is} = \frac{N_p \cdot (B_t + (R_p - R_{si}) \cdot B_g) + W_p \cdot B_w - W_e}{(B_t - B_{ti})}$$

Donde:

N_{is} : Petróleo original in situ

N_p : Producción de petróleo acumulado

B_t : Factor volumetrico total

B_{ti} : Factor volumetrico total inicial

B_g : Factor volumetrico del gas

R_p : Relación Gas – Petróleo acumulado

R_{si} : Relación Gas disuelto original

W_p : Producción de agua acumulada

W_e : Volmen de agua entrante

B_w : Factor volumetrico del agua

Donde internado los valores de N_p , hasta que el valor de N_{is} sea igual a 1, obtuvimos el factor de recobro para ese valor de presión estática, y con los cuales definimos la curva de performance del yacimiento (Anexo 2 – Calculo de balance de materiales _ Empuje de agua).-

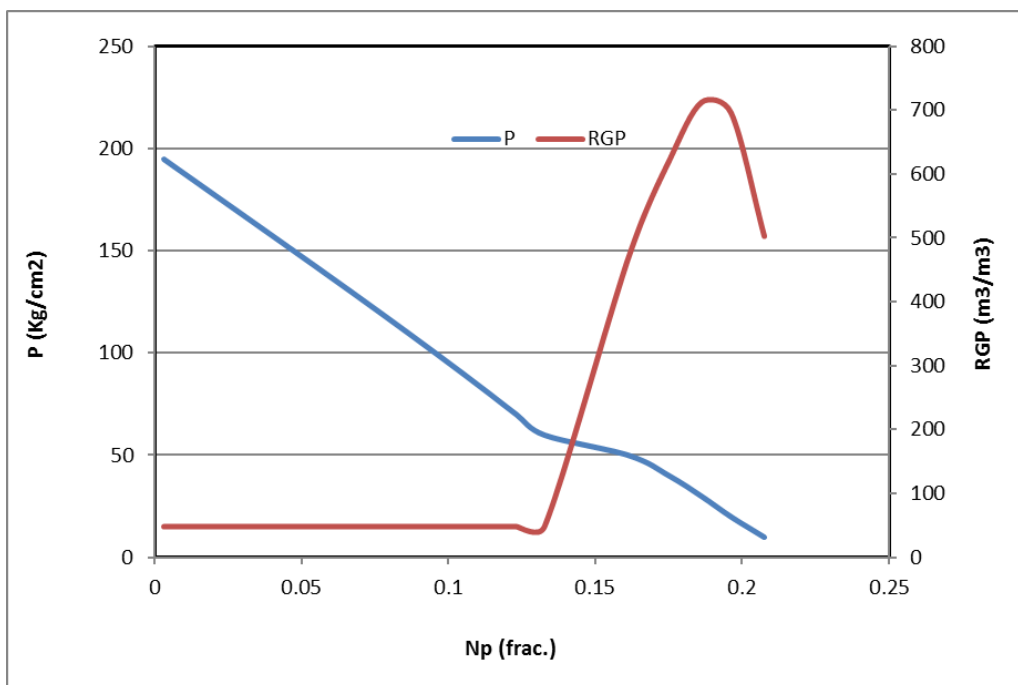


Figura 9 - Curva de Performance del yacimiento Potrillo.-

De acuerdo con el cálculo realizado, se puede observar en el Anexo 2, que por expansión monofásica e empuje de agua se recuperó un FR de 13% y por expansión de gas disuelto + empuje de agua se recuperó un FR de 22%.

7. CURVAS IPR

En base a datos de controles de 3 pozos del yacimiento en distintos regímenes de producción y observando que en su inicio el reservorio se encuentra en estado subsaturado, para cálculo de las IPR de los pozos se realizaron en dos etapas, una para la etapa monofásica y otra para la etapa bifásica:

Para la etapa monofásica: Se utilizó la ecuación de Moore, ya que aún no tenemos liberación de gas.

$$Q = J \cdot (P_s - P_{wf})$$

Donde:

Q: Caudal

J: Índice de Productividad

P_s: Presión estática

P_{wf}: Presión de fluencia

En donde

$$J = \left(\frac{C}{\mu_o \cdot B_o} \right)$$

C = constante f(K_{ro}, K absoluta y factores geometricos)

B_o: Factor volumetrico del petróleo (f(P_s))

μ_o: Viscosidad del petróleo (f(P_s))

Para trazar la curva IPR en la etapa monofásica, se tuvo que ir dando valores a “C” hasta que el caudal calculado machee con el dato del control.

Para la etapa bifásica. Por debajo de la presión de burbuja se utilizó la ecuación de Vogel, debido a que se va liberando gas y va variando la *K_{ro} [J~f(K_{ro}/μ_o.B_o)]*, por el aumento de la saturación de gas (S_g), aumentándose el mismo en la inmediaciones del pozo que es donde se encuentra el mayor draw down.

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

Donde:

Q: Caudal $\left(\frac{m^3}{d} \right)$

Q_{max}: Caudal maximo a P_{wf} = 0 $\left(\frac{m^3}{d} \right)$

P_s: Presión estática $\left(\frac{kg}{cm^2} \right)$

P_{wf}: Presión de fluencia $\left(\frac{kg}{cm^2} \right)$

a + b = 1

Para la etapa bifásica, al igual que la etapa monofásica, se tuvo que comenzar a iterar un valor de “b” hasta obtener un valor de caudal en el que el error entre el caudal calculado y el caudal del control sea mínimo.

De acuerdo con lo mencionado, se calcularon las IPR en todos sus rangos de presiones para los 3 pozos con información de controles de pozo.

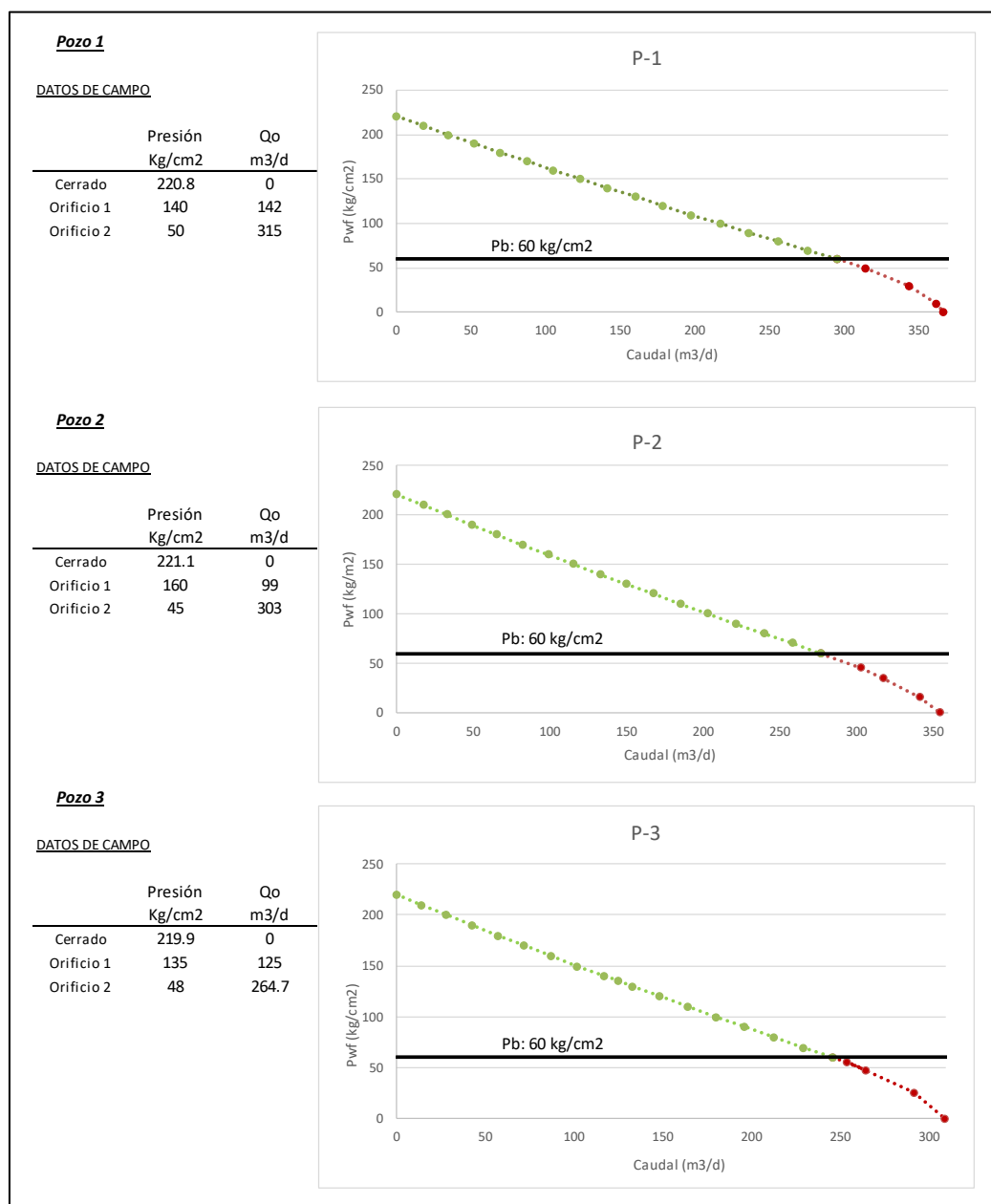


Figura 10 - IPR de cada pozo. -

Con las 3 curvas IPR calculadas, se obtuvo una IPR promedio para ser utilizada en los distintos escenarios que se plantearon de actividad.

Parámetros de la IPR promedio	Etapa monofásica	Etapa bifásica
Presión estática: Kg/cm ²	220.6	
Caudal máximo monofásico (a Pb): (m ³ /d)	273.1	
Constante C: cp. m ³ /d /Kg/cm ²	2.6	
Pendiente de la curva para P=Pb: m ³ /d /Kg/cm ²	1.9	
Qmáx. bifásico (m ³ /d)		70.8
Ps bifásica: Kg/cm ²		60.0
Coeficiente b		0.42
AOF _ IPR promedio (m ³ /d)	343.7	

Tabla 1 - Parámetros IPR Promedio. -

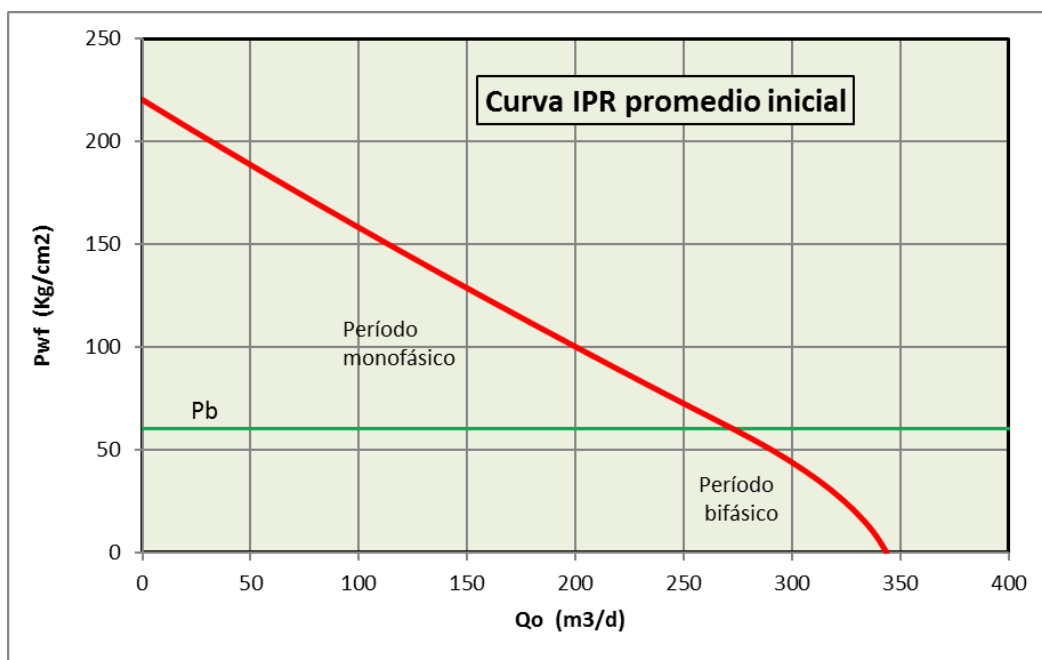


Figura 11 - IPR promedio Genérica. -

8. PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN

Para el cálculo de los pronósticos de producción de los escenarios planteados, **se utilizaron los parámetros de la ecuación de Balance de Materiales y la curva IPR promedio calculada, para que en su conjunto** poder lograr una predicción del caudal de producción vs el tiempo, en función de su ritmo de explotación.

La siguiente tabla muestra los distintos escenarios de actividad propuestos, con un caso de máxima de 40 pozos. En donde se asumió un riesgo geológico y mecánico del 10% de los pozos perforados, por poderse encontrar fallas activas con posible colapso de casing según antecedentes en esa área o por posibles compartimentalización sin mineralización por fallas desvinculantes por encontrarse próximo a la dorsal de Huincul.

Año	Escenario I		Escenario II		Escenario III		Escenario IV	
	Perforados	Productivos	Perforados	Productivos	Perforados	Productivos	Perforados	Productivos
Antes del año 1	8	7	8	7	8	7	8	7
1	2	2	11	10	18	16	22	20
2			1	1	4	4	10	9
3								
Total	10	9	20	18	30	27	40	36

Tabla 2 – Escenarios de actividad propuestos. -

Las siguientes figuras se muestran los pronósticos de producción de Petróleo, Gas y Agua de los distintos escenarios planteados, donde la curva de pronóstico de gas se obtuvo de la multiplicación de RGP instantánea del Balance de Materiales por el caudal de petróleo del pronóstico calculado.

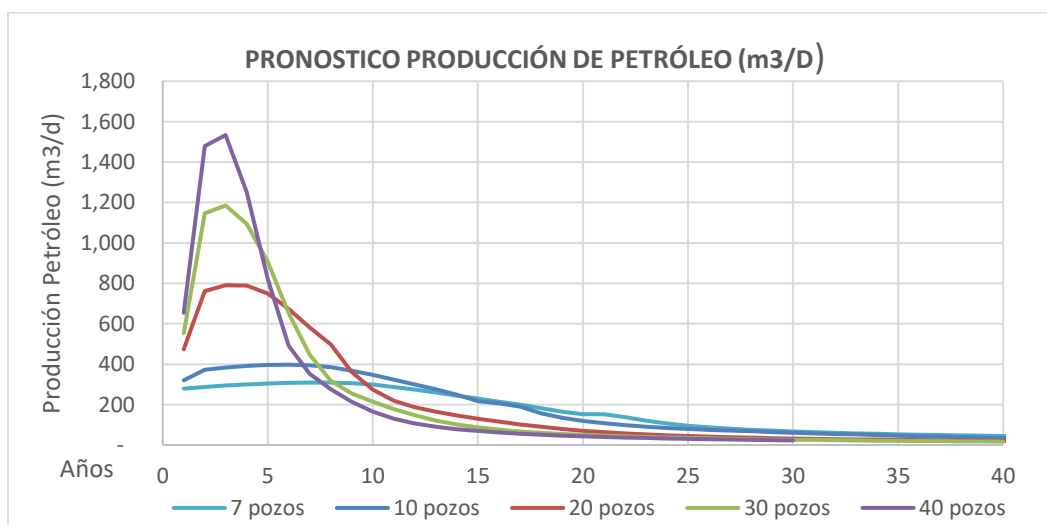


Figura 12 - Pronóstico de Producción de Petróleo cada Escenario. –

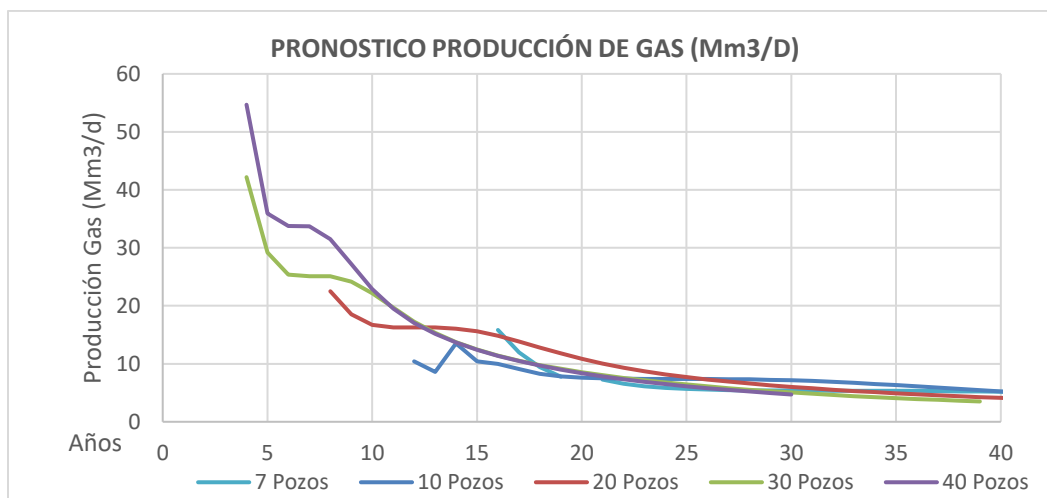


Figura 13 - Pronóstico de Producción de Gas para cada Escenario. –

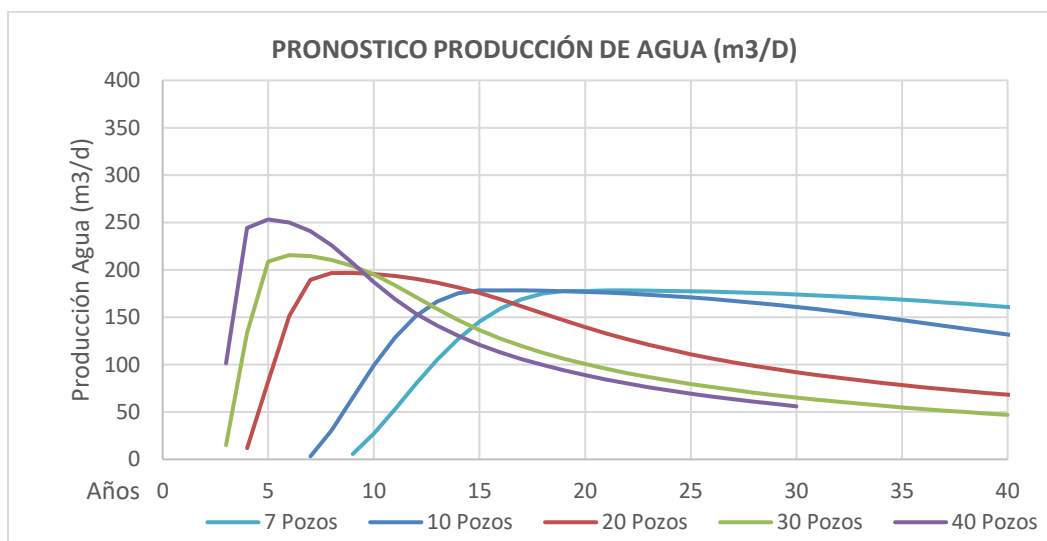


Figura 14 - Pronóstico de Producción de Agua para cada Escenario. –

9. ANÁLISIS ECONÓMICO

CONSIDERACIONES

PETRO-LEO S.A. es una empresa con más de 30 años de experiencia en la industria hidrocarburífera, con 2.000 empleados solo en la cuenca neuquina. Si bien cuenta con una estructura económica-financiera que le permite realizar inversiones importantes, pudiendo requerir la solicitud de empréstitos, en este momento posee foco en desarrollos shale/tight, por lo que solo avanzará con desarrollos convencionales que posean buena rentabilidad y buena eficiencia de inversiones (mayor a 100%).-

Durante el año 2018, PETRO-LEO S.A. ingresa en el proceso de Due Diligence con CML S.A. para la evaluación de compra del Yacimiento Potrillo. A partir de esto, PETRO-LEO S.A. obtiene la información del área que posee 8 perforaciones (7 productores y 1 estéril) realizadas a fines del año 2017, que debido a falta de instalaciones de superficie y precio del barril de ese momento no se comenzó con su explotación. PETRO-LEO S.A. tiene previsto el pago de hasta 50MMUSD por el área.

EQUIPO DE PROYECTOS

El equipo de proyectos de PETRO-LEO S.A. trabaja de forma multidisciplinaria, no obstante en la presente evaluación se han especializado de la siguiente manera:

- Ing. Leonardo Zárate: geología, petrofísica y fluidos, reservorios, Instalaciones de Producción, ensayo de pozos y pronóstico de producción.
- Lic. Carlos Procak: detalle de escenarios, planteamiento de hipótesis y análisis Económico.

ESCENARIOS Y ACTIVIDAD FÍSICA

Para la evaluación, se plantearon 5 escenarios distintos de explotación, con un caso de máxima de 40 pozos en función de las dimensiones del reservorio.

- Base: 8 pozos perforados: 7 productivos y 1 estéril.
- 10 pozos: caso base más dos pozos de desarrollo.
- 20 pozos: caso base más 9 pozos de desarrollo y 3 avanzada.
- 30 pozos: caso base más 19 pozos de desarrollo y 3 de avanzada.

- 40 pozos: caso base más 29 pozos de desarrollo y 3 de avanzada.

Teniendo en cuenta que Yacimiento Potrillo se encuentra ubicado en una zona con fallas activas, cercanas a la dorsal de Huincul y por antecedentes de áreas vecinas, se asume que un 10% de los pozos perforados no podrán ser terminados.

ESCENARIO DE PRECIOS

Debido a la volatilidad del mercado de precios en los últimos años, PETRO-LEO S.A. ha tomado la decisión corporativa de evaluar sus proyectos con un precio promedio y constante durante la duración de los mismos:

- PETRÓLEO: La producción tiene un castigo en el precio de venta de -2% respecto al Medaño (teniendo en cuenta la similar característica entre los fluidos) y este último se estima en WTI -1 USD/bbl. Tal como se indica en párrafo anterior, WTI = 60 usd/bbl durante la duración del proyecto.
- GAS: este fluido se valoriza a un valor de 4 usd/MMbtu.

CONTEXTO IMPOSITIVO

- Para la explotación del Yacimiento hay que considerar el pago de Regalías por un 12% del precio boca de Pozo y también Ingresos Brutos (IIBB) por un 3%. A su vez, es importante considerar impuesto a las ganancias (IIGG) de un 35% e IVA por 21%.
- En la provincia de Neuquén, las relaciones contractuales establecidas mediante carta oferta no se encuentran gravadas, por lo que PETRO-LEO S.A. utiliza este tipo de instrumentos. Solo se firmará contrato, en caso de concretarse la venta del área, pero el monto contendrá dicho impuesto.-

EROGACIONES DEL PROYECTO Y TIEMPO

El equipo de visualización de PETRO-LEO S.A. proyecta distintas inversiones (CAPEX) y gastos operativos (OPEX) para la evaluación de la compra del área, que involucran poner en marcha el proyecto y mantenerlo durante su vida proyectada. De avanzar con la compra, se estima iniciar actividades en Enero 2019 con la producción de los pozos ya perforados y el inicio de obras y plan de perforación correspondiente.

A partir de esto, todos los escenarios tienen un inicio productivo a partir de Enero 2019 y cada uno de ellos tiene erogaciones asociadas a la evolución de su producción y la estrategia de la compañía. Las estimaciones de reservas y producción han sido calculadas a la fecha de fin de la concesión o límite económico (lo que suceda primero).

CAPEX

PETRO-LEO S.A. ha encontrado antecedentes de ventas de áreas similares por valores cercanos a 50MMUSD, por lo que el equipo de proyectos toma ese valor como referencia para el análisis del caso de negocios.

Se han cotizado los pozos y las distintas instalaciones necesarias para el desarrollo de proyecto, de acuerdo con las tablas que más abajo se observan. En los pozos de avanzada se apunta a obtener más información del área a través de más cantidad de perfiles que en los pozos de desarrollo, generando un mayor costo por estudios y a su vez, un mayor costo de perforación (por mayor tiempo de permanencia del equipo en locación).

Dada la naturaleza del proyecto y el área de delimitación del campo, se decidió centralizar las operaciones de tratamiento, con lo cual se requerirá de una planta adecuada, colectores y líneas. Todas las instalaciones proyectadas son modulares y escalables, por lo que se han estimado los costos en función de eso, es decir:

- PTC: la estimación de costos para tratar 400m³/d de fluidos es de 4MMUSD, instalación que permitirá procesar los fluidos producidos en los escenarios Base y 10 pozos. En el escenario de 20 pozos se requerirá una capacidad de hasta 800m³/d, en el de 30 pozos de hasta 1.200 m³/d y en el de 40 pozos hasta 1.600m³/d.
- Baterías: estas instalaciones permiten coleccionar los fluidos de distintos pozos hasta 250m³/d para después trasladarlos conjuntamente hasta la PTC. En el escenario Base y 10 pozos, se conectan los pozos directos a esta última. En los escenarios 20, 30 y 40 pozos, se utilizan 2, 3 y 4 baterías respectivamente, instalaciones que son distribuidas estratégicamente con el objeto de reducir líneas.

POZOS AVANZADA	MMUSD
Perforación	1,70
Perfilaje: Combo (SP, Caliper, GR, Resistividad, Sónico), Resonancia, Presiones.	0,090
Entubación	
Terminación (Costo equipo de Terminación, Perfil de cemento, Punzado, Estimulación acida/fractura, ensayo)	0,50
Bajada de instalación (Pkr, Tbg y Armadura de bdp)	0,10
TOTAL POZO AVANZADA [MMUSD]	2,39

POZOS DESARROLLO	MMUSD
Perforación	1,50
Perfilaje: Combo (SP, Caliper, GR, Resistividad, Sónico)	0,06
Entubación	
Terminación (Costo equipo de Terminación, Perfil de cemento, Punzado, Estimulación acida/fractura, ensayo)	0,50
Bajada de instalación (Pkr, Tbg y Armadura de bdp)	0,10
TOTAL POZO DESARROLLO [MMUSD]	2,16

LINEAS	MMUSD
Líneas de conducción en ERFV 3" (900m)	0,07
Líneas de control en ERFV 3" (900m)	0,07
Líneas troncales 4" (900m)	0,14
Manifold	0,08

BATERIA	MMUSD
Trailer	0,03
Manifold	0,08
Separador de control	0,48
Separador general	0,40
Tanque de Control	0,16
Tanque General	0,16
Bombas de entrega	0,20
COSTO TOTAL BATERIA CADA 250 m3/D [MMUSD]	1,51

PTC	MMUSD
Trailer	
Cortador	
Tanque de almacenaje / Lavador	
Calentador	
Tanque Lavador	
Bombas de entrega	
Instalación	
Tanque de Control	
Separador de control	
COSTO TOTAL PTC CADA 400 m3/D [MMUSD]	4,00

Tabla 3 - Costos Pozos avanzada y desarrollo.-

El petróleo separado y tratado en la PTC se despachará por oleoducto en especificaciones al punto de venta en la destilería de Plaza Huincul. El diámetro de la cañería será de 6" para los escenarios base, 10 y 20 pozos mientras que para los escenarios de 30 y 40 se utilizará 8".

El Gas separado en baterías y PTC, supera los volúmenes autorizados para ser venteado, es enviado por gasoducto a TGS. Previamente es comprimido mediante compresores CBP pero instalados en batería por su flexibilidad de instalación con una capacidad de hasta 40 Mm3/día. Se utiliza el mismo equipamiento en todos los escenarios, dado que la producción diaria de uno a otro varía entre 15 Mm3/día a 40 Mm3/día y el costo de rental es el mismo.

En el caso del agua separada en baterías y PTC, se considera perforar un pozo marginal a modo de sumidero para disponer el agua de producción en la formación Centenario, previa separación de sólidos.

OLEODUCTO		MMUSD
Oleoducto 6"	34 USD/".MI * 6" * 20.000ml	4,08
Oleoducto 8"	34 USD/".MI * 8" * 20.000ml	5,44
GASODUCTO		MMUSD
GASODUCTO 6"	38 USD/".MI * 6" * 20.000ml	4,56
INYECTOR MARGINAL		MMUSD
	Tanque Skimmer	3,00
	Tanque pulmon	1,00
	Bombas de inyección Marginal	1,00
	Perforación Inyector Marginal	1,62
COSTO TOTAL INYECCION [MMUSD]		6,62

Tabla 4 - Costos Oleoducto, Gasoducto e Inyección Marginal. -

OPEX

La operación y mantenimiento del proyecto se sustentará mediante los costos fijos y variables. Los costos fijos se listan a continuación:

- OPEX FIJO/POZO: se ha valorizado un costo fijo por pozo de 60.000 usd/pozo/año para el servicio de mantenimiento preventivo y correctivo de las instalaciones.
- OPEX FIJO/AÑO: se ha valorizado un costo fijo de 300.000usd/año asociado al % de Overhead que la organización afecta a este proyecto, otros gastos indirectos y previsiones.
- OPEX COMPRESIÓN/AÑO: para poder movilizar el gas a venta, se ha realizado una alianza estratégica con el principal proveedor de compresores del País, la cual para este yacimiento tiene un costo de rental de 300.000 usd/año.

Los costos variables están asociados a la gestión, manejo, tratamiento, mantenimiento y operación del yacimiento de acuerdo con distintas bandas en las que se prevé se encontrará la producción bruta:

Producción Bruta Anual	UM	Valor
Producción Anual > 0,5 MMbbl	[USD/bbl]	3,1
Producción Anual [0,25 - 0,5 Mbbl /año]	[USD/bbl]	2,9
Producción Anual [0 - 0,25 MMbbl /año]	[USD/bbl]	2,5

Tabla 5 - OPEX/bbl según banda de producción bruta.-

Estos valores estarán afectados por la producción bruta del período y del escenario correspondiente. De la misma, se desagrega OPEX asociado a tratamiento de la neta para despacho por 1 usd/bbl, solo a los fines de cálculo de regalías.

En relación con transporte de la neta se ha valorizado según dos esquemas distintos:

- a) Oleoducto: se estiman costos de bombeo en 0,25 usd/bbl.
- b) Camión: se estima costos por armado de terraplenes, rental de piletas y transporte en camión de acuerdo con la **Tabla 6.-**

El esquema de transporte mediante camiones se plantea con el objetivo de reducir la exposición en los primeros años o bien ganar tiempo para la construcción de las instalaciones necesarias para la recolección, tratamiento y transporte de fluidos.

En los casos base, 10 y 20 se ejecuta con el primer objetivo, por lo que a través del análisis de económico se decide si es conveniente realizarlo solo por un año o hasta el año anterior al inicio de la producción de agua. En los casos 30 y 40 solo se transporta el primer año persiguiendo el segundo objetivo y solo por ese período debido al costo y al elevado volumen a movilizar.

Caso	Piletas 80 m3 + Terraplen			MMusd
Pozos	Precio (P)	Cantidad (Q)	PxQ	/ Año
Base	0,045	7	0,315	1,155
	Camion 35m3			
	Precio (P)	Cantidad (Q)	PxQ	
	0,21	4	0,84	
10	Piletas 80 m3 + Terraplen			1,455
	Precio (P)	Cantidad (Q)	PxQ	
	0,045	9	0,405	
	Camion 35m3			
	Precio (P)	Cantidad (Q)	PxQ	
	0,21	5	1,05	
20	Piletas 80 m3 + Terraplen			2,28
	Precio (P)	Cantidad (Q)	PxQ	
	0,045	18	0,81	
	Camion 35m3			
	Precio (P)	Cantidad (Q)	PxQ	
	0,21	7	1,47	
30	Piletas 80 m3 + Terraplen			3,105
	Precio (P)	Cantidad (Q)	PxQ	
	0,045	27	1,215	
	Camion 35m3			
	Precio (P)	Cantidad (Q)	PxQ	
	0,21	9	1,89	
40	Piletas 80 m3 + Terraplen			3,72
	Precio (P)	Cantidad (Q)	PxQ	
	0,045	36	1,62	
	Camion 35m3			
	Precio (P)	Cantidad (Q)	PxQ	
	0,21	10	2,1	

Tabla 6 - Costos transporte de producción mediante camión en cada escenario. –

RESULTADOS

Luego de las consideraciones establecidas, se tiene como resultado lo siguiente:

DURACIÓN DE ANÁLISIS SOBRE ESCENARIOS

El análisis sobre los escenarios Base, 10, 20 y 30 se extendió durante el período de concesión (hasta el 2037), sin que se alcanzase el límite económico. En el caso del escenario 40 pozos, se alcanzó el límite económico en el año 17, previo al fin de concesión.

PRODUCCIÓN Y VOLUMENES RECUPERADOS

En función del pronóstico de producción obtenido, la actividad física planificada en cada escenario y el límite encontrado durante el análisis (de concesión o económico), se tiene como resultado los volúmenes desarrollados en cada escenario y quedan por fuera:

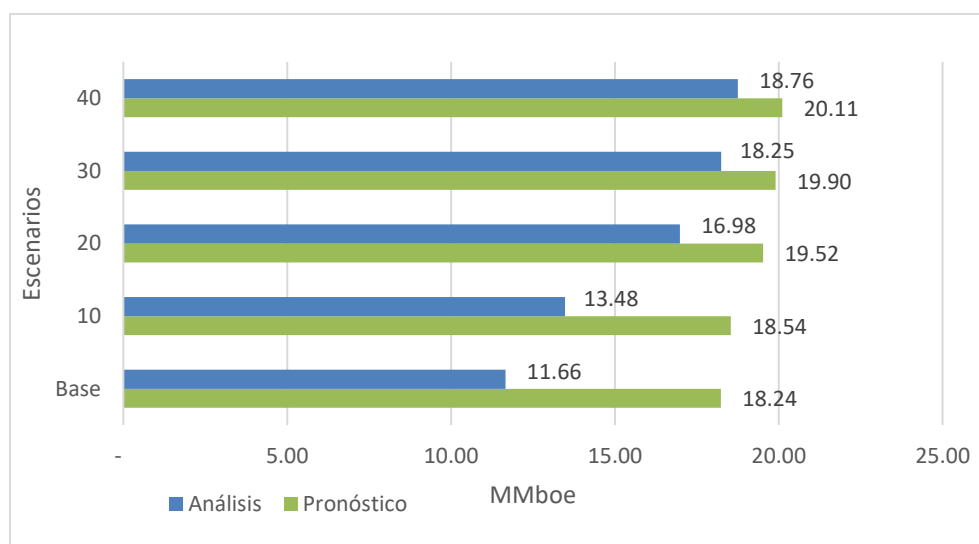


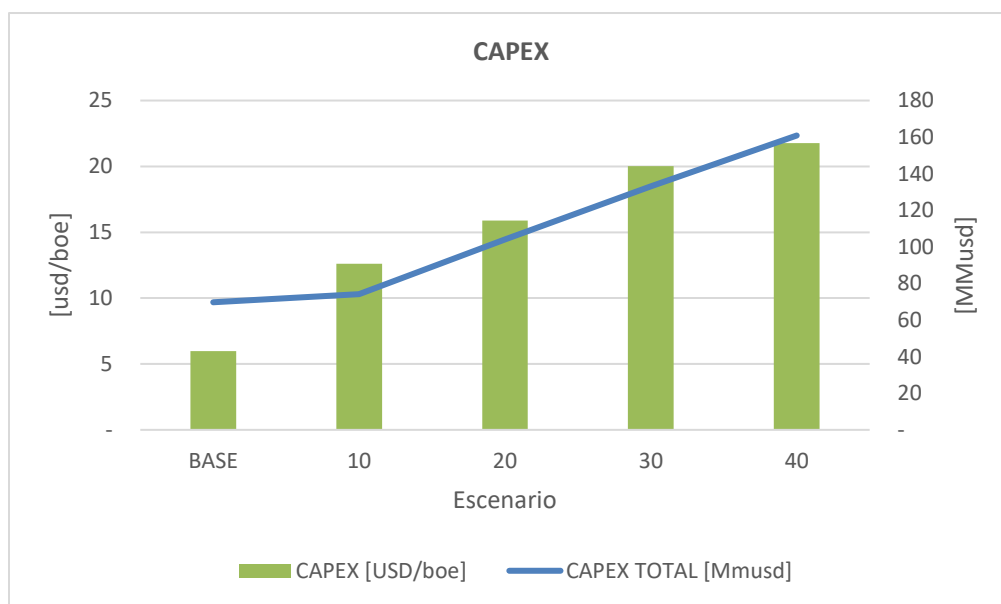
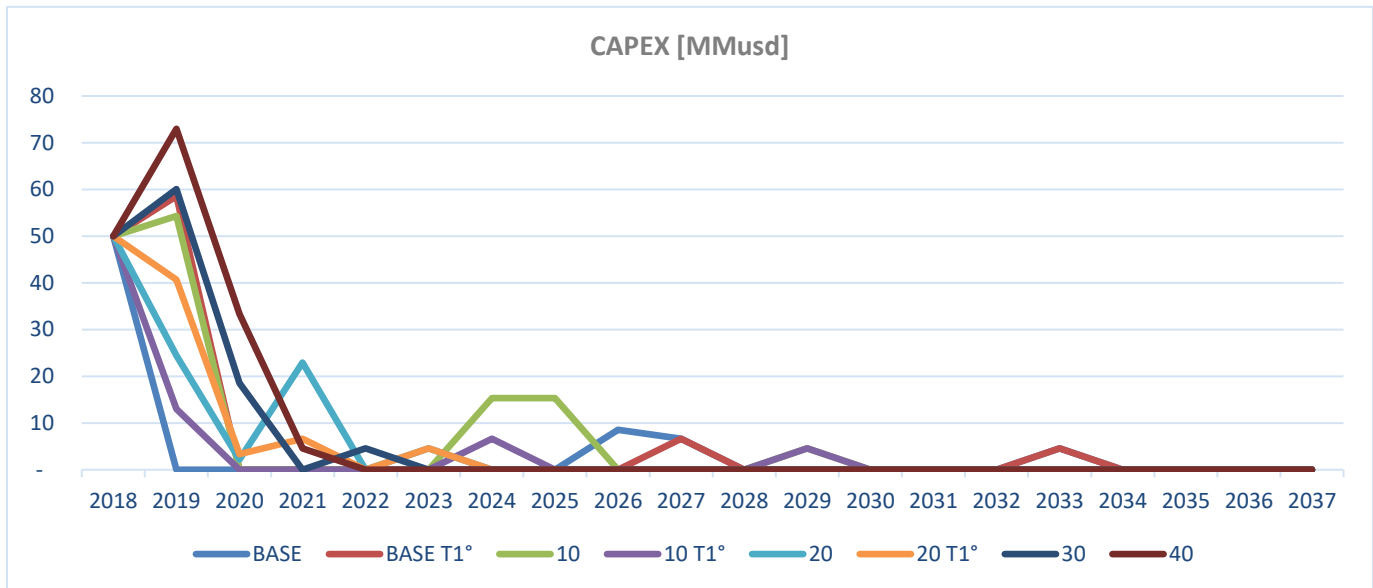
Figura 15 - Volúmenes Pronosticados y Producidos en el período de análisis por cada escenario.-

CAPEX

Los totales por tipos de inversión están dados por la siguiente tabla, mientras que las distribuciones temporales por escenario se muestran posteriormente.

	BASE	10	20	30	40
COMPRA ÁREA [Mmusd]	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00
POZOS AVANZADAS [Mmusd]	-	-	7,17	7,17	7,17
POZOS DESARROLLO [Mmusd]	-	4,32	19,44	41,04	62,64
LINEAS [Mmusd]	0,47	0,61	1,22	1,82	2,43
BATERIA [Mmusd]	-	-	3,01	4,52	6,02
PTC [Mmusd]	4,00	4,00	8,00	12,00	16,00
OLEODUCTO [Mmusd]	4,08	4,08	4,08	5,44	5,44
GASODUCTO [Mmusd]	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56
INYECCION MARGINAL [Mmusd]	6,62	6,62	6,62	6,62	6,62
CAPEX TOTAL [Mmusd]	69,73	74,19	104,10	133,17	160,88
% S/ CASO BASE	0%	6%	49%	91%	131%

Tabla 7 – CAPEX por escenario y variación en relación al base.-



Esto nos permite analizar la incidencia del aumento de la producción sobre el CAPEX entre los escenarios que varía la cantidad de pozos y del transporte en aquellos escenarios en que se plantean dos esquemas. Es decir:

- Aumento de la producción: entre el escenario base y el de 40 pozos, la producción aumenta un 60% y el CAPEX lo hace en un 131%.
- Incidencia del transporte: En la **Figura 16** se observa la diferencia en CAPEX entre los escenarios donde se transporta solo el primer año (BASE T1°, 10 T1° y 20 T1°) y los escenarios base, 10 y 20 donde se transporta en camiones hasta el arribo de agua. La acumulada de CAPEX es la misma, pero las erogaciones varían en el tiempo.

OPEX

Los totales por tipos de OPEX están dados por la siguiente tabla mientras que OPEX Total por escenario y el OPEX Total por unidad producida se muestran inmediatamente después.

	BASE	BASE T1°	10	10 T1°	20	20 T1°	30	40
OPEX VARIABLE TOTAL	47,56	47,56	50,60	50,60	72,37	72,37	75,16	87,41
TRANSPORTE	10,76	3,89	10,76	4,60	9,80	6,12	7,18	7,83
OPEX FIJO / POZO	7,56	7,56	9,48	9,48	18,90	18,90	28,50	33,78
OPEX FIJO (Overhead)	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	5,40
OPEX COMPRESIÓN GAS	3,30	3,30	2,40	2,40	4,20	4,20	4,50	4,20
OPEX TOTAL [Mmusd]	75,18	68,30	79,24	73,08	111,27	107,60	121,33	138,61
OPEX [USD/BBL]	6,45	5,86	5,88	5,42	6,55	6,34	6,65	7,39

Tabla 8 - OPEX por Escenario.-

La

	BASE	BASE T1°	10	10 T1°	20	20 T1°	30	40
OPEX VARIABLE TOTAL	47,56	47,56	50,60	50,60	72,37	72,37	75,16	87,41
TRANSPORTE	10,76	3,89	10,76	4,60	9,80	6,12	7,18	7,83
OPEX FIJO / POZO	7,56	7,56	9,48	9,48	18,90	18,90	28,50	33,78
OPEX FIJO (Overhead)	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	5,40
OPEX COMPRESIÓN GAS	3,30	3,30	2,40	2,40	4,20	4,20	4,50	4,20
OPEX TOTAL [Mmusd]	75,18	68,30	79,24	73,08	111,27	107,60	121,33	138,61
OPEX [USD/BBL]	6,45	5,86	5,88	5,42	6,55	6,34	6,65	7,39

Tabla 8 y en la **Figura 18** nos permiten analizar la incidencia del transporte en aquellos escenarios en que se plantean dos esquemas y la incidencia del aumento de la producción sobre el OPEX entre los escenarios que varía la cantidad de pozos. Es decir:

- Aumento de la producción: entre el escenario base y el de 40 pozos, la producción aumenta un 60% y el OPEX lo hace en un 84%. EL OPEX/boe solo tiene una variación del 14% entre los escenarios.

- Incidencia del transporte: entre los escenarios base, 10 y 20 donde se transporta en camiones hasta el arribo de agua y los base T1°, 10 T1° y 20 T1° que se transporta solo el primer año mientras se construyen las instalaciones, se observa una reducción de OPEX del 9%, 8% y 3% respectivamente. En la **Figura 19** se observa que los escenarios base, 10 y 20 poseen mayores erogaciones de OPEX frente a los de transporte solo el 1° año.

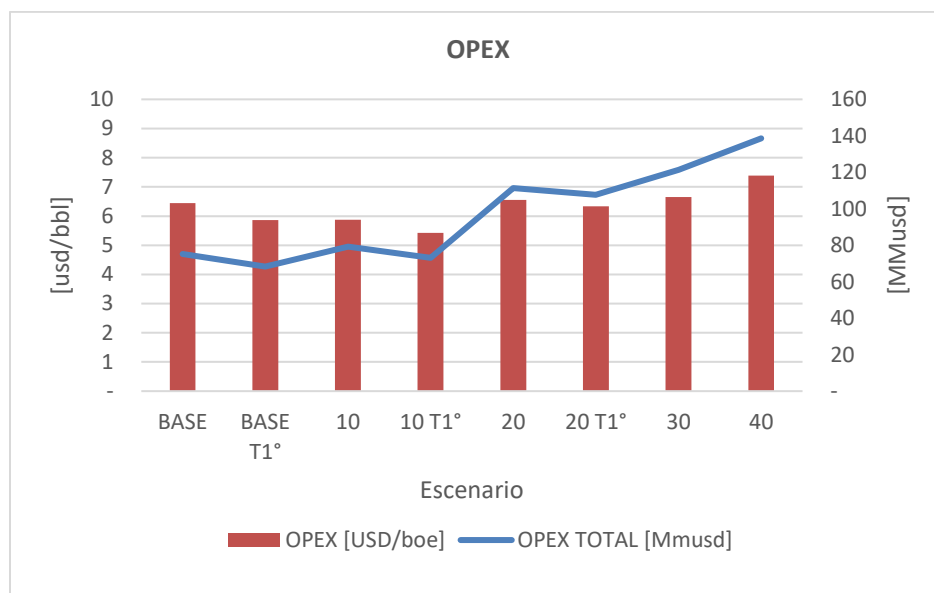


Figura 18 – OPEX/boe y OPEX total de cada Escenario. –

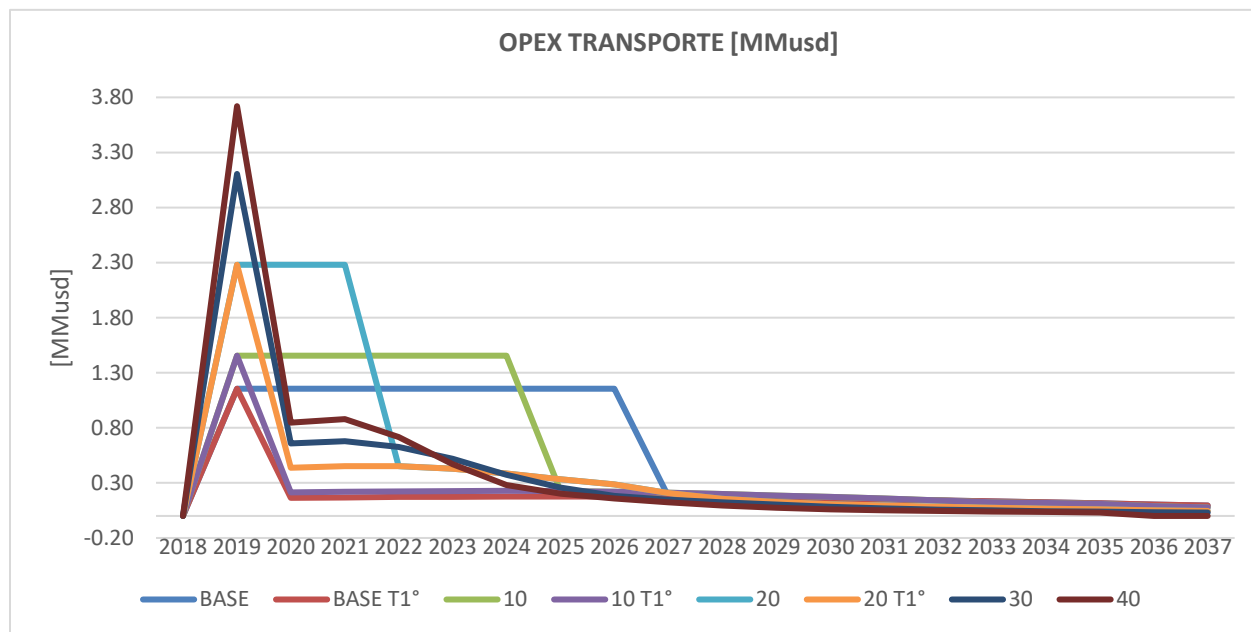


Figura 19 – Evolución de OPEX Transporte entre Escenarios.-

INDICADORES

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

- Máxima exposición y su período
- Periodo de repago (PAYOUT)
- VAN
- Eficiencia de la Inversión: $VAN / VAN \text{ CAPEX}$
- Retorno sobre Inversión: $\text{Flujo de Caja} / \text{CAPEX}$
- Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa de descuento utilizada fue del 13%, la cual está definida por PETRO-LEO S.A. para la evaluación de los proyectos de la compañía.

Si bien el Factor de Recobro (FR) y el volumen total recuperado (VTR) no son indicadores económicos, se los incorpora como fuentes de información de apoyo para la toma de decisión.

Cabe destacar que tanto TIR, FR y VTR son indicadores que aportan información pero que solo con la misma no se podría seleccionar un proyecto o compararlo con otro. Son fuente de información.

Evaluando los proyectos hasta el límite de concesión o económico (caso 40 pozos) se obtiene el siguiente resultado:

LÍMITE DE CONCESIÓN									
	CASO	BASE	BASE T1°	10	10 T1°	20	20 T1°	30	40
AÑOS		20	20	20	20	20	20	20	17
FR	%	13,19%	13,19%	15,24%	15,24%	19,21%	19,21%	20,63%	21,21%
VTR	M mboe	11,66	11,66	13,48	13,48	16,98	16,98	18,25	18,76
ME	[AÑO]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00
ME	[MM USD]	-64,49	-64,49	-64,49	-64,49	-64,49	-69,32	-84,46	-89,02
PAYOUT	[AÑO]	3,00	4,00	3,00	3,00	2,00	3,00	3,00	3,00
VAN	[MM USD]	84,36	82,41	109,10	108,25	174,46	172,07	200,49	212,22
TIR	%	34,20%	31,79%	39,54%	37,22%	54,89%	50,61%	57,68%	63,13%
ROI	Ratio	4,00	4,05	4,40	4,46	3,80	3,77	3,06	2,43
EI	Ratio	0,91	1,01	0,99	1,17	1,52	1,55	1,43	1,24

Tabla 9 - Resultado indicadores al límite de concesión (2037).-

SELECCIÓN Y SENSIBILIDAD DEL ESCENARIO MÁS RENTABLE

Volviendo al análisis de la **Tabla 1** **Tabla 9** se observa que el caso 40 tiene un excelente resultado de porque posee el mayor VAN de todos los escenarios. No obstante, como la selección de un proyecto es mutuamente excluyente PETRO-LEO S.A. considera que el caso 20 con transporte mediante camión hasta el arribo de agua (4° año) posee muy buenos resultados:

- VAN elevado
- ROI y EI más altos que los demás escenarios, si solo se analizan los escenarios con VAN iguales o mayores al del escenario de 20 pozos.
- Máxima exposición al inicio, con la compra del área.
- Repago temprano (año 2).

Estos dos últimos indicadores con muy buenos desempeños, indica que lo invertido genera muy buen flujo de caja (descontados y no descontado). A su vez, y en comparación con el escenario de 40 pozos, donde tenemos un 40% más de ME, solo tenemos un 10% de FR más y un 20% más de VAN. Es por esto por lo que la compañía define reducir la exposición y seleccionar el caso de 20 pozos como opción de desarrollo, donde considera que las inversiones son más eficientes. A continuación, se presenta el flujo de caja acumulado e instantáneo del escenario.

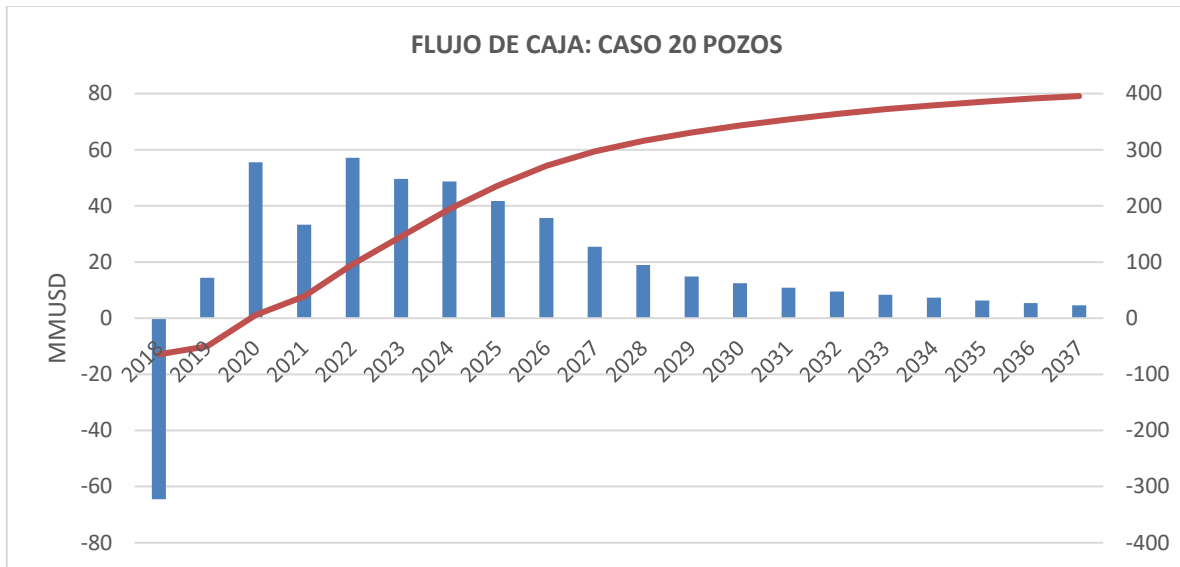


Figura 20 - Flujo de caja instantáneo y acumulado del Escenario 20 pozos con transporte por camión hasta arribo de agua (4° año).-

En la **Figura 20**, se observa que la Máxima Exposición coincide con el periodo 0, es decir la compra del área.

Seleccionado el escenario, se procede a realizarle un análisis de sensibilidad.

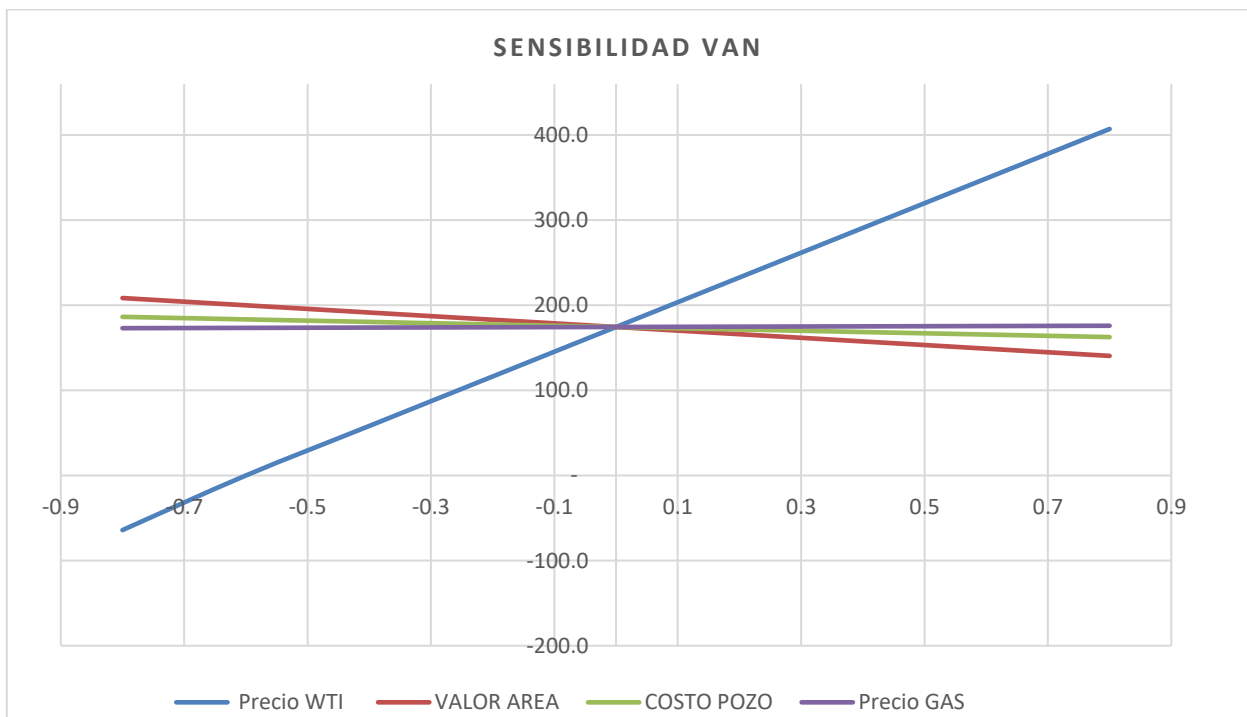


Figura 19. Sensibilidad a escenario 20 pozos.-

Permite concluir que:

- El proyecto es muy sensible al precio del petróleo WTi, con valores cercanos a 24 usd el VAN se encuentra próximo a 0.
- El proyecto no es sensible al precio del gas, por lo que de eliminarse el subsidio el desarrollo podrá continuar.
- Es poco sensible al costo pozo, pero algo sensible al valor de acceso al área.

COMPRA DEL ÁREA

PETRO-LEO S.A. avanza con el proceso de compra del área con la oferta de 50 MMUSD, la cual es aceptada por CML S.A y la transferencia del área fue aprobada por el Gobierno de la Provincia del Neuquén, siendo PETRO-LEO S.A. el explotador autorizado hasta la fecha de fin de la concesión que opera en el año 2037. No obstante, ¿cuál es el valor máximo que podría haberse pagado por el área?. En la **Figura 21** se observa la sensibilidad que posee el VAN del escenario 7 (con transporte hasta el arribo de agua en el 8º año), obteniéndose un VAN 0 cuando el valor del área es 144 MMUSD, por lo que el valor máximo a pagar es este último.

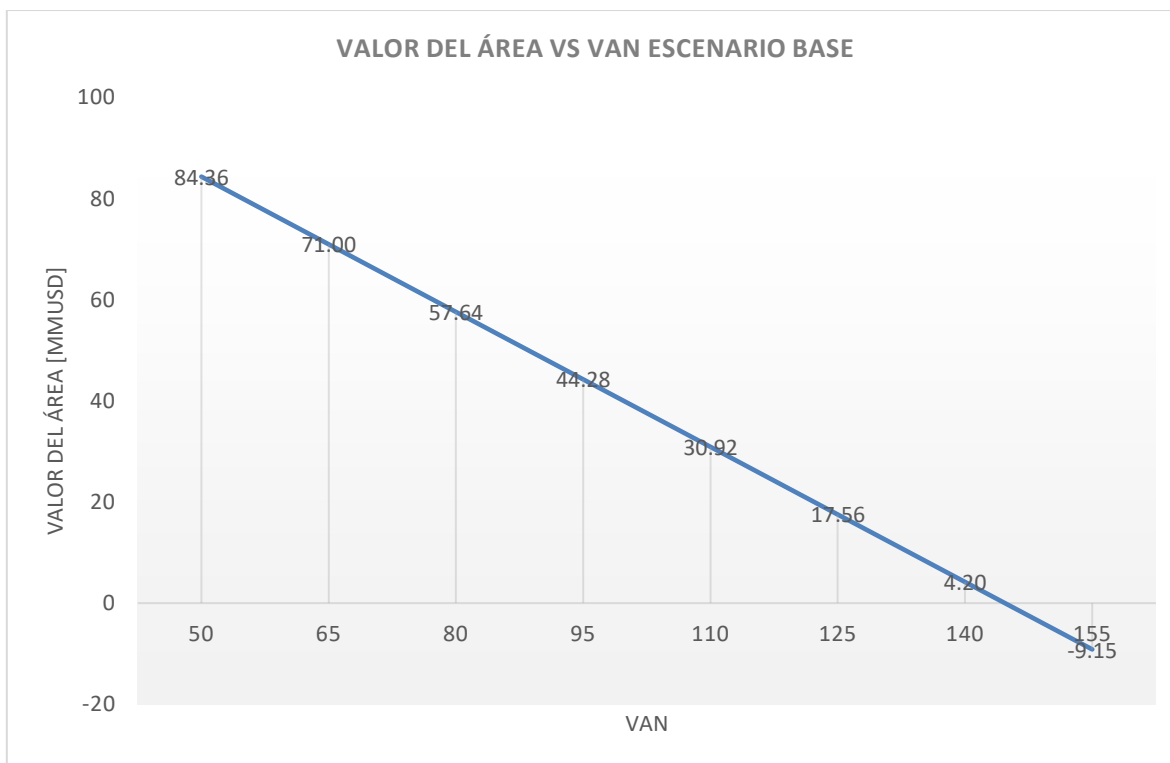


Figura 21 - Valor Área vs VAN escenario base.-

10. CONCLUSIONES

Una vez finalizado el análisis técnico económico de todos los escenarios que el equipo de visualización de PETRO-LEO S.A. ha analizado, se obtienen las siguientes conclusiones:

- Se trata de un yacimiento de petróleo subsaturado con empuje de agua activa y que cuenta con un Nis de 14 MMm3.
- Se considera más beneficioso el escenario de 20 pozos con transporte: perforación de 12 pozos durante los años 2019 y 2020.
- Se considera más beneficioso el escenario de 20 pozos con transporte por camión hasta el arribo de agua en el 4° año. Este esquema de transporte permite diluir las inversiones y tener tiempo para la construcción de las instalaciones necesarias.
- Hacia el final de concesión y para el escenario seleccionado, el factor de recobro será de 19,21% obteniendo una acumulada de 16,46 MMbbl de petróleo y 0,52 MMboe de gas.

- El VAN del proyecto es de 174,46 MMUSD. Si bien es muy sensible al precio del petróleo soporta una disminución de hasta 60% antes de volverse negativo. A su vez resiste amplias variaciones tanto en el costo pozo como en las inversiones de instalaciones de superficie y no se ve afectado si se modifica el precio del gas.
- El valor máximo que se podría pagar por el área es de 144 MMUSD, siempre analizando caso base, dado que en dicho escenario están cuantificadas las reservas desarrolladas por CML S.A. y dado que tiene menor VAN.

11. ANEXO 1 - CALCULO DEL PETRÓLEO ORIGINAL IN SITU

TOPE

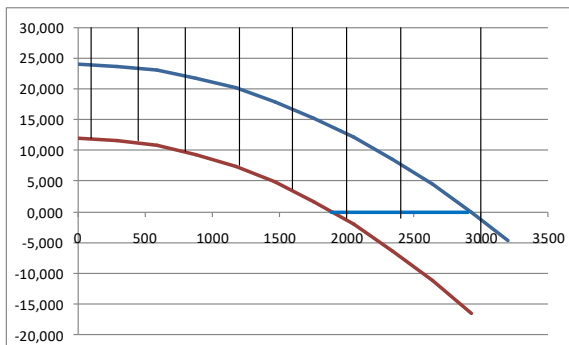
$$y = -a x^2 + c$$

a 0.0000028
c 24

BASE

$$Y = -A x^2 + C$$

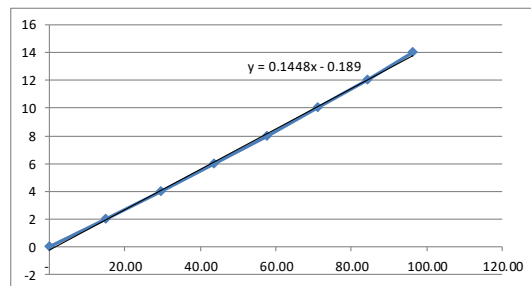
A 0.000003325
C 12



Volumetría

Asumiendo la modelación propuesta para tope y base:

- 1) Calcular área de tope y base en función de h.
- 2) Calcular Volumen de Roca utilizando el método de los trapecios, con $\Delta h = 2m$.
- 3) Calcular Volumen de Roca con petróleo desde el CAP
- 4) Calcular Nis.
- 5) Graficar el avance vertical del agua vs el volumen de roca invadido. Modelar con ley de aproximación polinómica.



$$h = y = -a x^2 + c \quad Y = -A x^2 + C$$

$$x^2 = (c-h)/a$$

$$X^2 = (C-h)/A$$

$$\pi * x^2$$

$$\pi * X^2$$

h	x^2	X^2	At	Ab	A	VR	VR desde CAP	VR desde CAP	Aprox h	h
m	m ²	m ²	m ²	m ²	m ²	m ³	m ³	MMm ³	m	m
24	-	0	0	0	0	0	123,355,927	123.36		24
22	714,285.71	0	2,243,995	0	2,243,995	1,085,075	122,270,851	122.27		22
20	1,428,571.43	0	4,487,990	0	4,487,990	4,340,301	119,015,626	119.02		20
18	2,142,857.14	0	6,731,984	0	6,731,984	9,765,678	113,590,249	113.59		18
16	2,857,142.86	0	8,975,979	0	8,975,979	17,361,204	105,994,722	105.99		16
14	3,571,428.57	0	11,219,974	0	11,219,974	27,126,882	96,229,045	96.23	13.74	14
12	4,285,714.29	0	13,463,969	0	13,463,969	39,062,710	84,293,217	84.29	12.02	12
10	5,000,000.00	601503.7594	15,707,963	1,889,680	13,818,283	52,254,941	71,100,986	71.10	10.11	10
8	5,714,285.71	1203007.519	17,951,958	3,779,360	14,172,598	65,789,828	57,566,099	57.57	8.15	8
6	6,428,571.43	1804511.278	20,195,953	5,669,039	14,526,913	79,667,369	43,688,557	43.69	6.14	6
4	7,142,857.14	2406015.038	22,439,948	7,558,719	14,881,228	93,887,566	29,468,360	29.47	4.08	4
2	7,857,142.86	3007518.797	24,683,942	9,448,399	15,235,543	108,450,419	14,905,508	14.91	1.97	2
0	8,571,428.57	3609022.556	26,927,937	11,338,079	15,589,858	123,355,927	0	-	-0.19	0

VR	123,355,927	m3
NTG	0.48	
ϕ	0.19	fracción
Swi	0.32	fracción
Boi	1.15	m3/m3

h : avance del agua hacia arriba (verticalmente) a partir del CAP original.
x | Volumen de roca invadido.

Nis 14.08 MMm³

12. ANEXO 2 – CALCULO DE BALANCE DE MATERIALES EMPUJE DE AGUA

BALANCE DE MATERIALES _ EMPUJE DE AGUA																										
Con Cw y Cf en todo el rango																			Np.(Bt+Bg(RP-Rsi)) - (Bt-Bti+Boi.Ce.(Pi-Ps))							
Cw	0.000048	1/Kg/cm2											We acum	253585 m3												
Cf	0.000052	1/Kg/cm2	Z.(273+91,3).1,033		(1-Np).Bo.Soi		(1-Swi-So)		krg.(μoBo)_{-Rs}		ϕ		0.195													
Swi	0.324		(273+15,5).P		Boi*(1-Cf*(Pi-P))		(1-Swi-Sor)		kro.(μgBg)																	
Soi	0.676		Bo+Bg(Rsi-Rs) (So-Sor)/(1-Swi-Sor)										RGP_{av}.(Np-Np_{ant})													
Ce	0.000099929	1/Kg/cm2													-0.04333484											
Sor	0.25														-1.56189639											
Nis	14,081,238	m3													12,919.03126306											
																			kro=So*^2		Krg=0,7.Sg*^1.9		GP=ΣDGP RP=GP/Np		-18,252.60955921	
Presión	Np	Rs	Bo	μo	Z	Bg	μg	Bt	So	So*	kro	Sg*	krg	krg/kro	RGP	DGP	GP	RP	ΔP	We-Wp	We-Wp	Nis				
Kg/cm2	fracción	m3/m3	m3/m3	cp		m3/m3	cp	m3/m3							m3/m3			m3/m3	Kg/cm2	m3	fracción					
199.47		48.50	1.1572	1.157				1.157	0.676	1.0000	0.4570	0.0000	0.00000	0.00000	48.50		0	48.50								
195	0.003267	48.50	1.1576	1.158				1.158							48.50	0.15844	0.15844	48.50	4.47	39,496.51	0.002805	1.000000				
190	0.008181	48.50	1.1582	1.158				1.158							48.50	0.23833	0.39677	48.50	9.47	103,949.80	0.007382	1.000000				
185	0.013103	48.50	1.1587	1.159				1.159							48.50	0.23873	0.63550	48.50	14.47	168,263.42	0.011949	1.000000				
180	0.018031	48.50	1.1593	1.159				1.159							48.50	0.23901	0.87451	48.50	19.47	232,404.87	0.016505	1.000000				
175	0.022963	48.50	1.1599	1.160				1.160							48.50	0.23918	1.11369	48.50	24.47	296,341.64	0.021045	1.000000				
170	0.027895	48.50	1.1606	1.161				1.161							48.50	0.23924	1.35293	48.50	29.47	360,041.25	0.025569	1.000000				
165	0.032827	48.50	1.1612	1.161				1.161							48.50	0.23919	1.59212	48.50	34.47	423,471.17	0.030073	1.000000				
160	0.037755	48.50	1.1619	1.162				1.162							48.50	0.23902	1.83114	48.50	39.47	486,598.93	0.034557	1.000000				
155	0.042678	48.50	1.1626	1.163				1.163							48.50	0.23875	2.06989	48.50	44.47	549,392.00	0.039016	1.000000				
150	0.047593	48.50	1.1634	1.163				1.163							48.50	0.23836	2.30825	48.50	49.47	611,817.90	0.043449	1.000000				
140	0.057389	48.50	1.1649	1.165				1.165							48.50	0.47512	2.78336	48.50	59.47	735,438.15	0.052228	1.000000				
130	0.067126	48.50	1.1666	1.167				1.167							48.50	0.47225	3.25561	48.50	69.47	857,199.68	0.060875	1.000000				
120	0.076786	48.50	1.1683	1.168				1.168							48.50	0.46850	3.72411	48.50	79.47	976,842.48	0.069372	1.000000				
110	0.086350	48.50	1.1702	1.170				1.170							48.50	0.46388	4.18799	48.50	89.47	1,094,106.53	0.077700	1.000000				
100	0.095802	48.50	1.1721	1.172				1.172							48.50	0.45840	4.64639	48.50	99.47	1,208,731.83	0.085840	1.000000				
90	0.105123	48.50	1.1742	1.174				1.174							48.50	0.45207	5.09846	48.50	109.47	1,320,458.36	0.093774	1.000000				
80	0.114296	48.50	1.1763	1.176				1.176							48.50	0.44490	5.54336	48.50	119.47	1,429,026.13	0.101484	1.000000				
70	0.123304	48.50	1.1786	1.179				1.179							48.50	0.43689	5.98026	48.50	129.47	1,534,175.11	0.108952	1.000001				
60	0.1327912	48.50	1.1818	1.134	0.938	0.020	0.014	1.182	0.676	1.000	1.00000	0.0000	0.0000	0.0000	48.50000	0.46011	6.44037	48.50000	139.47280	1635645.31054	0.11616	1.00000				
50	0.1615907	39.00	1.1579	1.252	0.947	0.025	0.01420	1.393	0.563	0.734	0.53889	0.2659	0.056506	0.1049	472.17	7.49757	13.93794	86.25	149.47	1,733,176.71	0.123084	1.000000				
40	0.1753372	29.98	1.1358	1.390	0.956	0.031	0.01396	1.713	0.543	0.687	0.47192	0.3130	0.077041	0.1632	621.85	7.51946	21.45740	122.38	159.47	1,826,509.30	0.129712	1.000000				
30	0.1863051	21.49	1.1155	1.548	0.966	0.042	0.01376	2.250	0.526	0.647	0.41850	0.3531	0.096844	0.2314	712.61	7.31807	28.77547	154.45	169.47	1,915,383.07	0.136024	1.000000				
20	0.1963364	13.55	1.0970	1.726	0.977	0.064	0.01360	3.323	0.510	0.611	0.37316	0.3891	0.116490	0.3122	695.70	7.06359	35.83906	182.54	179.47	1,999,538.02	0.142000	1.000000				
10	0.2076315	6.15	1.0803	1.924	0.988	0.129	0.01348	6.537	0.495	0.575	0.33114	0.4246	0.137459	0.4151	502.83	6.76877	42.60783	205.21	189.47	2,078,714.14	0.147623	1.000000				
1.03	0.2274869	0.00	1.0669	2.118	0.998	1.264	0.01341	62.375	0.476	0.532	0.28269	0.4683	0.165623	0.5859	78.12	5.76745	48.37528	212.65	198.44	2,145,285.47	0.152351	1.000000				

13. ANEXO 3 – EVALUACIÓN ECONÓMICA ESCENARIOS

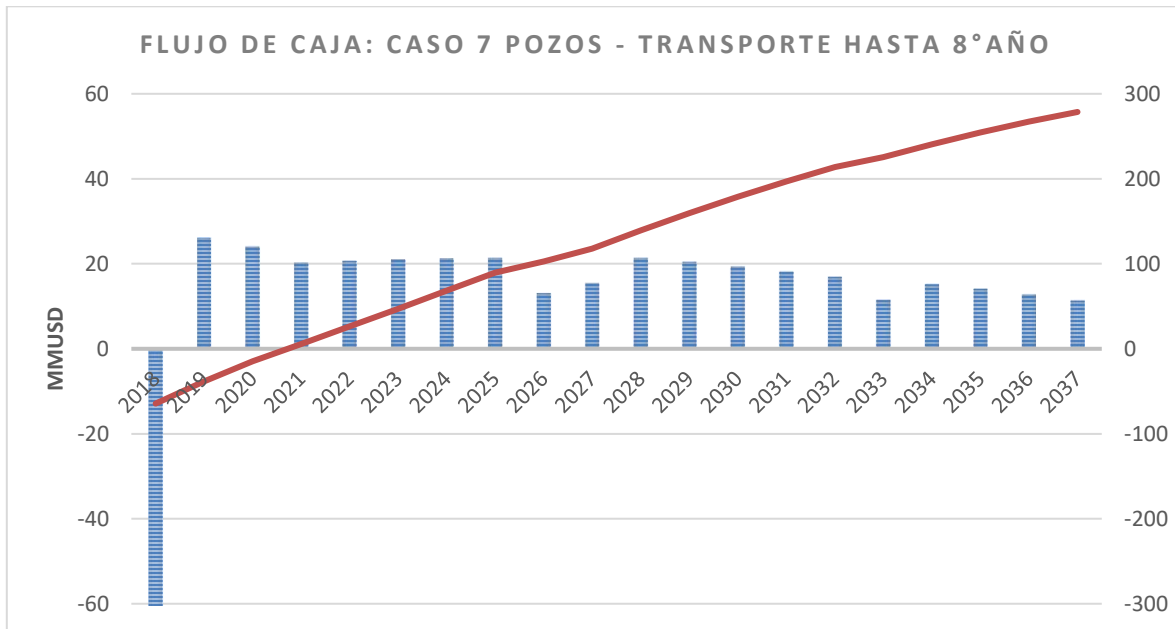


Figura 22 - Flujo de caja instantáneo y acumulado del Escenario 7 pozos con transporte por camión hasta arribo de agua (8° año).

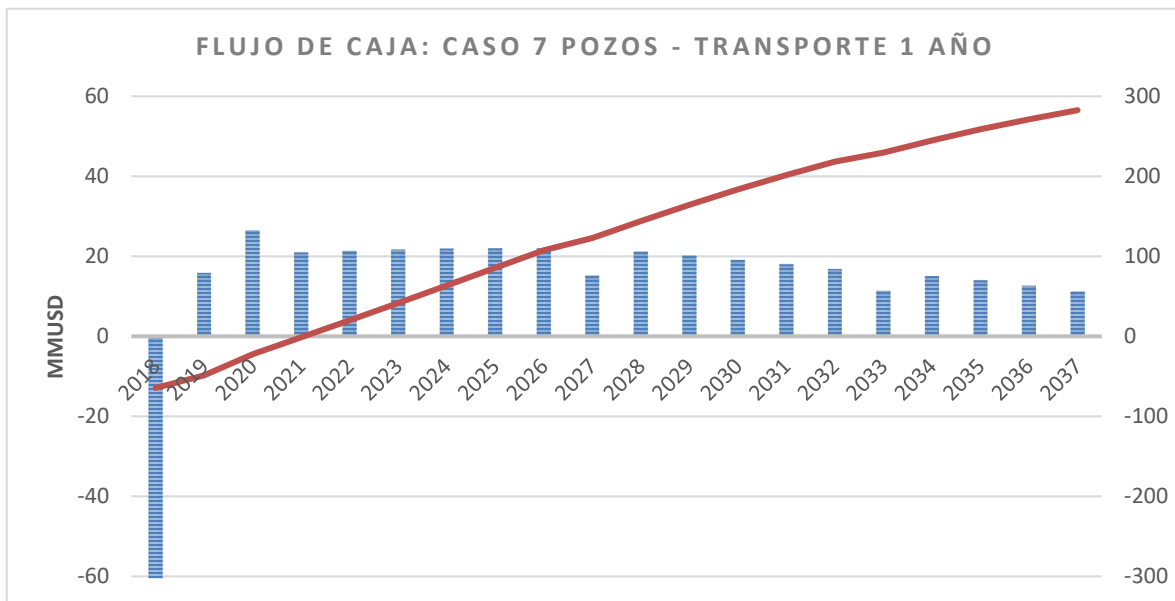


Figura 23 - Flujo de caja instantáneo y acumulado del Escenario 7 pozos con transporte por camión por 1 año.

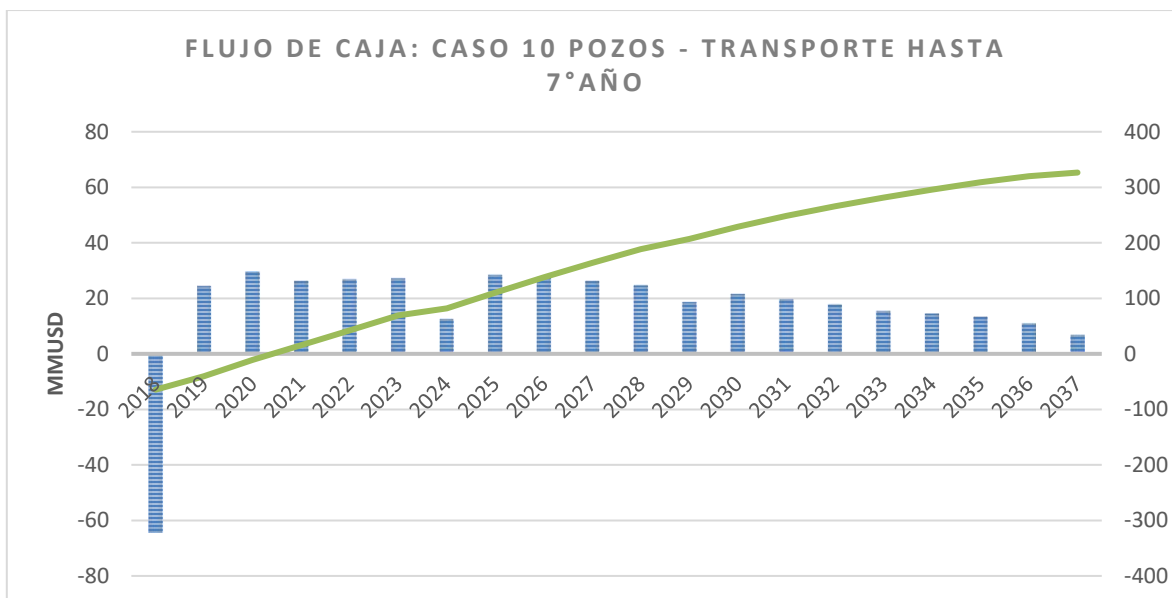


Figura 24 - Flujo de caja instantáneo y acumulado del Escenario 10 pozos con transporte por camión hasta arribo de agua (7° año).

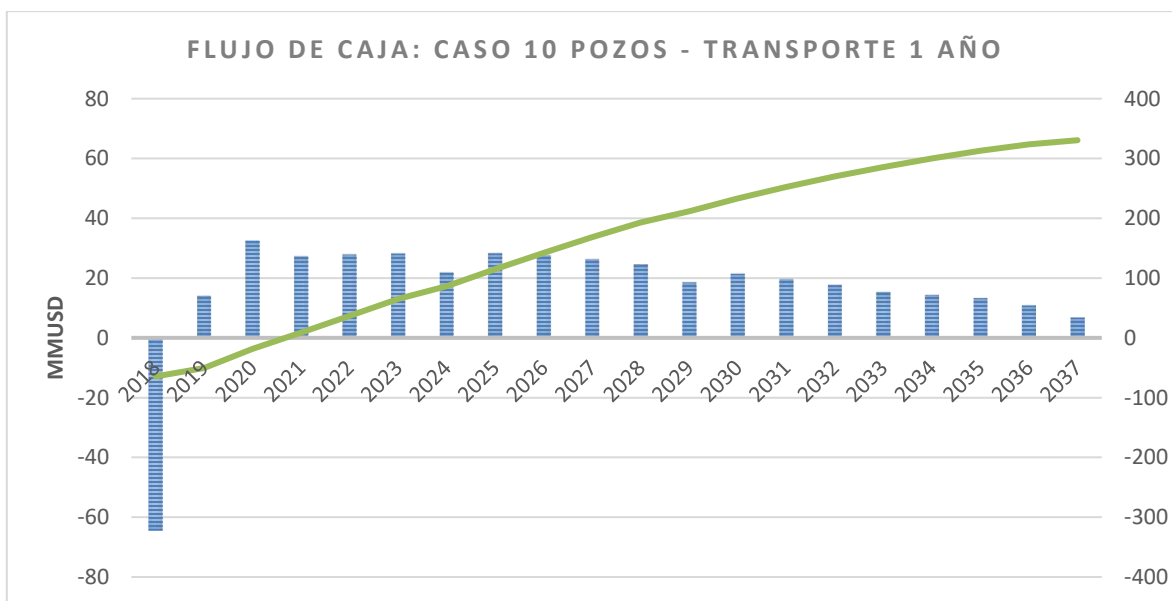


Figura 25 - Flujo de caja instantáneo y acumulado del Escenario 10 pozos con transporte por camión por 1 año.

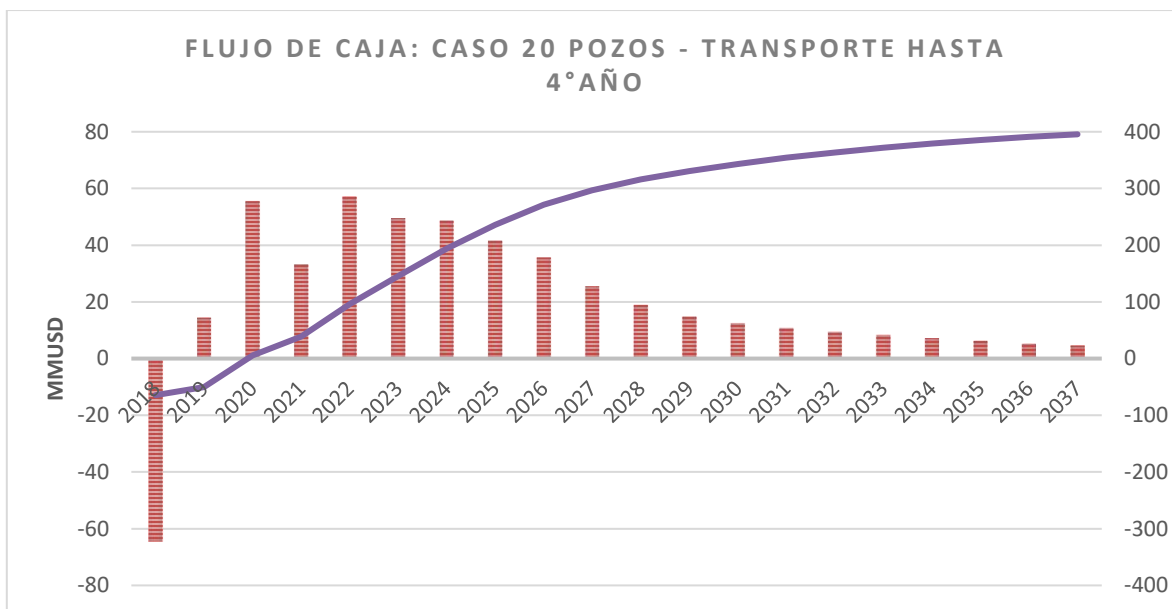


Figura 26 - Flujo de caja instantáneo y acumulado del Escenario 20 pozos con transporte por camión hasta arribo de agua (4° año).

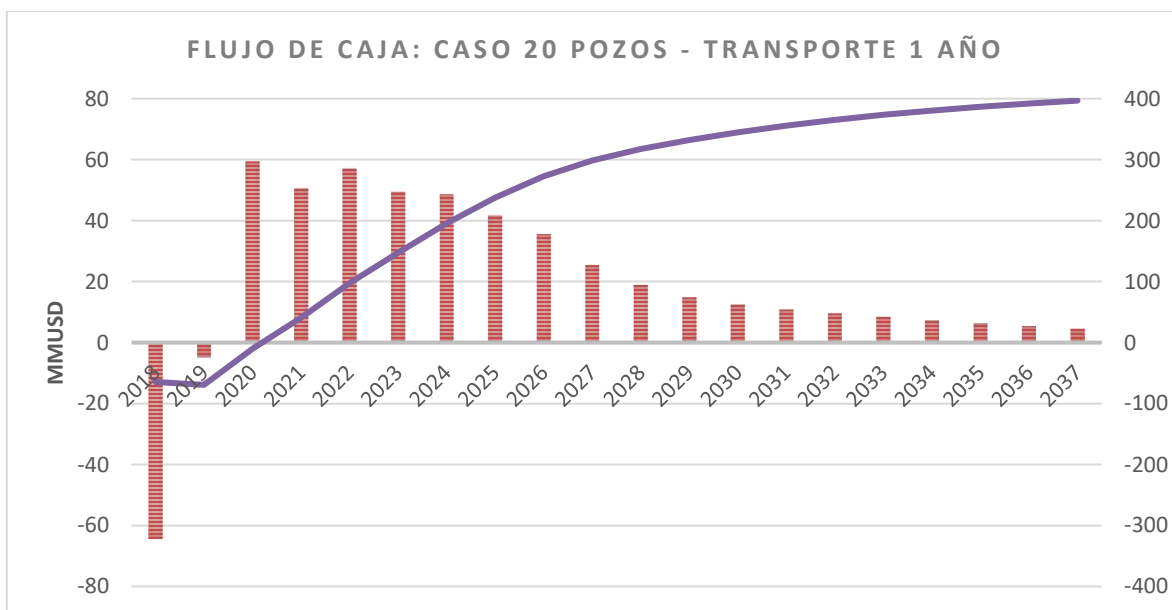


Figura 27 - Flujo de caja instantáneo y acumulado del Escenario 20 pozos con transporte por camión por 1 año.

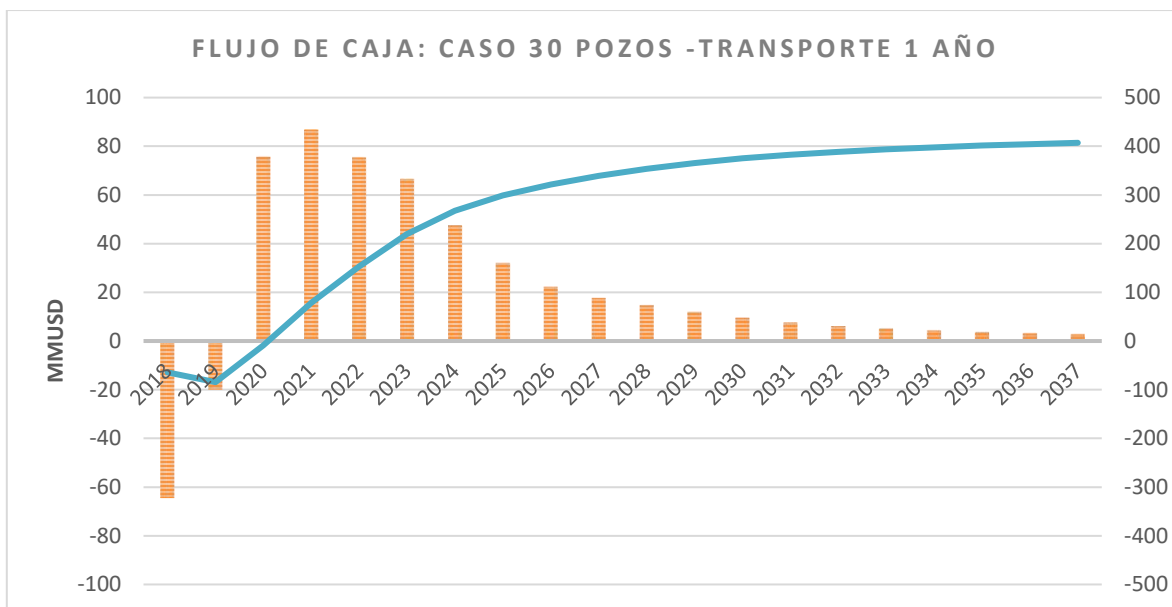


Figura 28 - Flujo de caja instantáneo y acumulado del Escenario 30 pozos con transporte por camión por 1 año.

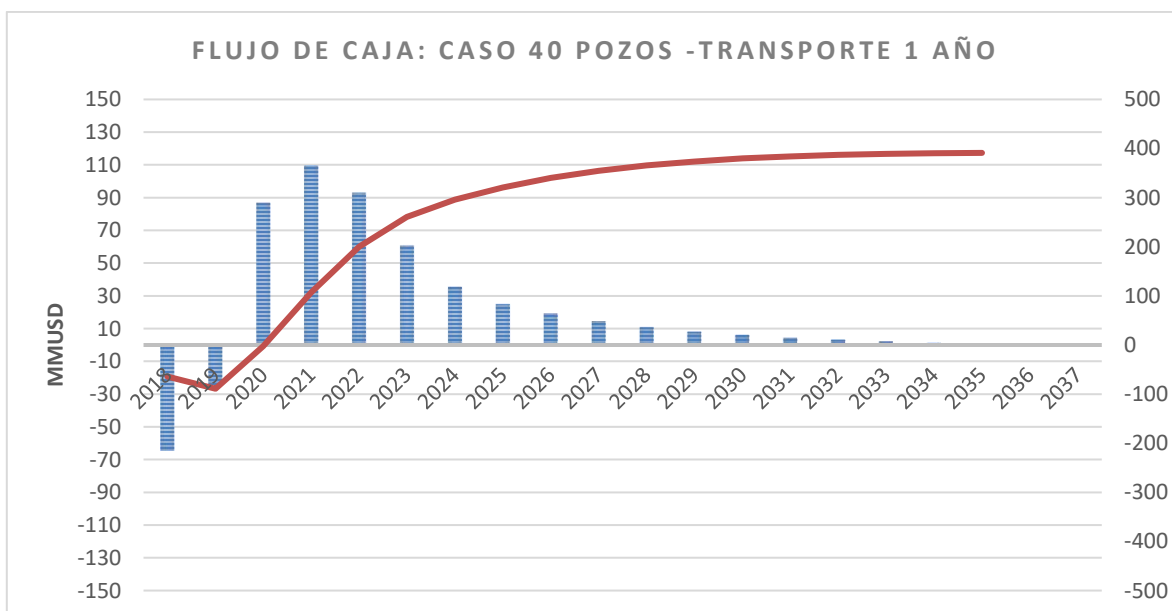


Figura 29 - Flujo de caja instantáneo y acumulado del Escenario 40 pozos con transporte por camión por 1 año.