

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES – ITBA

ESCUELA DE POSTGRADO



Proyecto Final Grupo 3

Yacimiento con Entrada de Agua

AUTORES: Doiny Cabré, Juan Pedro (Leg. N° 104.934)

Tabori Cardenas, Diego Fernando (Leg. N° 104.946)

Zorzi Ruggiero, Enzo (Leg. N° 104.940)

DOCENTES TITULARES: Arilla, Fernando

Bernardi, Mario

Bugari, Álvaro

Carrone, Eduardo

Subotovsky, Pablo

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

BUENOS AIRES

PRIMER CUATRIMESTRE, 2020

Índice

Resumen.....	2
Introducción	2
Ubicación	3
Marco Geológico Regional	4
Desarrollo.....	6
Mapa Estructural y Geología del Reservorio	6
Análisis petrofísico	7
Análisis PVT	8
Determinación volumétrica del POIS	10
Balance de materia.....	10
Curvas IPR y VLP	11
Resultados.....	12
Escenarios y Pronósticos de producción	12
Ingeniería de Perforación – Construcción de pozos.....	17
Ingeniería de Producción – Levantamiento artificial	17
Instalaciones de Superficie	18
Instalaciones temporales.....	18
Instalaciones finales	19
Baterías	19
Tratamiento del Petróleo.....	20
Tratamiento de Agua.....	21
Tratamiento de Gas	22
Evaluación Económica.....	23
Flujos de caja.....	23
Ingresos	23
Desembolsos.....	23
Comparativa económica de los escenarios.....	25
Análisis de sensibilidad.....	29
Planificación	30
Conclusiones	31
Nomenclatura	33
Bibliografía	34

Resumen

En este trabajo se presenta la viabilidad económica del desarrollo del Yacimiento Shapshico ubicado en el bloque Senillosa. Para ello se plantearon distintos escenarios de desarrollo, con diferentes ritmos de perforación y plateaus de producción. El análisis económico- financiero realizado indica la conveniencia de elegir un escenario cuyo plateau de petróleo sea de 10.000 m³/d junto con un plateau de agua de 12.000 m³/d. Para dicho escenario el VAN es de 491 millones de dólares a una tasa de descuento del 15%.

Introducción

Huanucoil es una empresa internacional con operaciones en varios países latinoamericanos, pero sin producción en Argentina. Con el objeto de comenzar sus operaciones en el país, recientemente adquirió un bloque en la Cuenca Neuquina. El presente informe tiene como objetivo determinar el desarrollo óptimo, tanto técnico como económico para el bloque Senillosa. Para ello se han propuesto distintos escenarios de explotación y desarrollo. La concesión tiene una duración de 20 años con la posibilidad de solicitar una prórroga durante 10 años más. Es por ello, que la evaluación se realiza hasta diciembre de 2051. Para el desarrollo del presente informe se cuenta con información de estudios sísmicos y de ocho pozos verticales existentes donde se corrieron diversos perfiles y se extrajeron coronas. También se poseen resultados de análisis PVT de los fluidos del reservorio y ensayos por pistoneo para algunos de los pozos perforados. El bloque cuenta con EPF (Early Production Facilities), las que permiten llevar a cabo la operación del bloque, evacuando la producción de petróleo sin tratar, por camiones y enviando el gas para su uso en generación eléctrica a un yacimiento vecino. Por consideraciones de geología regional y tomando en cuenta lo sucedido en reservorios análogos ubicados en la proximidad de Shapshico, se postula que el yacimiento será afectado por la acción de un acuífero, que habrá de mantener la presión estática cuasi constante durante toda la explotación. Esto traerá como consecuencia aumentos considerables en los caudales de agua producidos a lo largo del tiempo, hasta llegar a una relación agua-petróleo que resulte antieconómica.

Ubicación

El yacimiento (Fig. 1) se ubica en el este de la provincia de Neuquén, en las afueras de la localidad de Senillosa y 40 km al sur oeste de la ciudad de Neuquén. La concesión tiene un área aproximada de 370 km². Se destaca que el bloque está a 5 km de distancia de un oleoducto troncal con destino Puerto Rosales y a 5 km de un gasoducto.

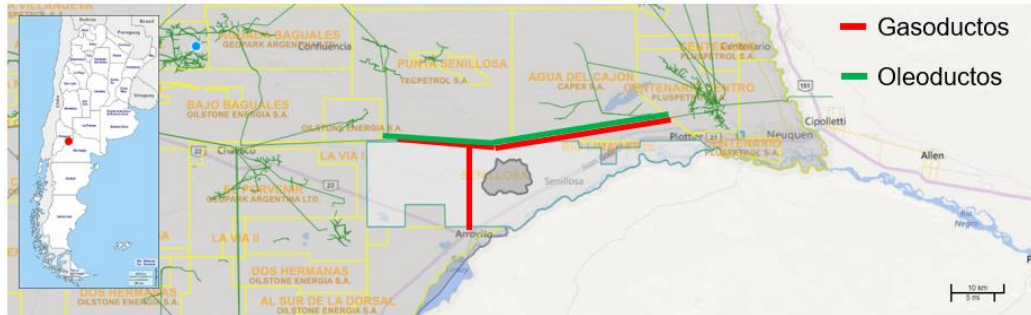


Figura 1. Ubicación del bloque Senillosa.

Marco Geológico Regional

La Cuenca Neuquina, ubicada en el centro-oeste de Argentina, evolucionó durante gran parte del Mesozoico hasta el Terciario, con el comienzo de la formación de la cordillera de los Andes (Urien y Zumbriano, 1994). Durante este intervalo de tiempo, miles de metros de sedimentos se depositaron por la acción combinada de los cambios del nivel del mar, de la actividad tectónica y de la subsidencia (Naipauer et al., 2011). Es considerada por Zavala (2005) una cuenca de retroarco. Dicho autor propone el siguiente esquema representativo de la columna estratigráfica general de la cuenca (Fig. 2).

La cuenca ha sido ampliamente estudiada por su potencial hidrocarburífero, reconociéndose diversos sistemas petroleros tales como Formación Los Molles – Formación Lajas (!), Formación Vaca Muerta – Formación Tordillo (!) y Formación Agrio - Formación Agrio (!). Cabe destacar los trabajos de Groeber (1929) y Weaver (1931) por ser los pioneros en el estudio y definir las bases estratigráficas de la cuenca.

Urien y Zumbriano (1994) reconocen varios ciclos sedimentarios, depositados sobre el basamento, compuestos por rocas metamórficas, volcánicas y piroclásticas, correspondientes al Grupo Choiyoi (Digregorio, 1972).

El primer ciclo, denominado Pre Cuyano, abarca desde el Triásico Temprano al Medio. Está representado por diversas formaciones compuestas principalmente de rocas sedimentarias intercaladas con tobas y otras rocas volcánicas asignadas al Grupo Choiyoi (Groeber, 1953).

El siguiente ciclo, llamado Cuyano, se inicia en el Hettangiano hasta el Calloviano. Este comienza con depósitos de la Formación Los Molles, compuesta por pelitas intercaladas con bancos de arenas (Zavala, 2005) y corresponde a la primera transgresión marina ocurrida en la cuenca. Este ciclo presenta un arreglo progradacional, ya que los sedimentos marinos profundos de la Formación Los

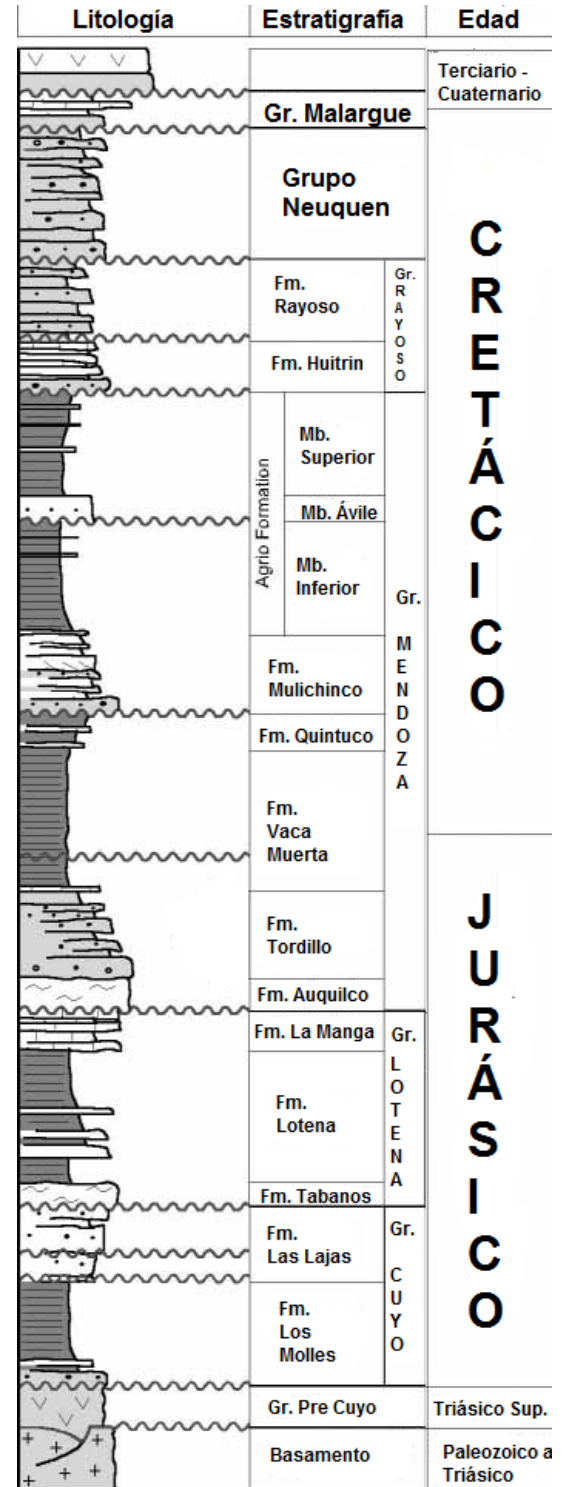


Figura 2. Columna estratigráfica modificada de Zavala (2005)

Molles gradan hacia facies deltaicas someras consistentes en cuerpos de arenas de la Formación Lajas (Zavala, 2005). Hacia el sur de la cuenca, Las Lajas grada hacia niveles pelíticos con abundantes restos vegetales y bancos arenosos correspondientes a la Formación Challacó (Zavala, 2005).

A partir del Calloviano Medio, comienza el ciclo sedimentario Lotena, marcado por una transgresión marina, que no alcanzó la parte más oriental de la cuenca (Digregorio, 1972). La Formación Lotena, está compuesta por sedimentos pelíticos y areniscas gruesas a conglomerádicas correspondientes a un ambiente continental fluvial (Zavala, 2005).

El siguiente ciclo, definido como Ándico por Groeber (1953), estuvo caracterizado por un evento transgresivo que afectó a la cuenca en su totalidad, finalizando en el Albiano. La unidad basal del grupo, la Formación Tordillo, se dispone discordantemente con la formación subyacente y está conformada por conglomerados clasto sostén y areniscas depositadas en un ambiente eólico (Zavala, 2005). Se reconocen también las formaciones Sierras Blancas y Catriel (Digregorio, 1972). Sobre estas se encuentra la Formación Vaca Muerta, formada por pelitas y areniscas finas con abundante fauna marina (Zavala, 2005). El brusco contacto entre esta y la Formación Tordillo sería la causa de una inundación catastrófica propuesta por Mutti *et al.* (1994). Sobre la Formación Vaca Muerta, se encuentra la Formación Quintuco, también denominada Picún Leufú (Leanza, 1973), compuesta por areniscas carbonáticas y calizas depositadas en un ambiente de plataforma (Zavala, 2005). Durante este ciclo también se registra la deposición de las formaciones Mulichinco y Agrio.

El Ciclo Río Grandeense abarca desde el Cretácico tardío hasta el Eoceno. La unidad inferior es el Grupo Neuquén, compuesta de areniscas y arcillas, gradando a depósitos finos intercalados por evaporitas y carbonatos correspondientes a las formaciones Allen, Jaguel y Loncoche. El Ciclo finaliza con las formaciones Coihueco y Carrere, compuestas de areniscas y limolitas.

El Ciclo sedimentario post Río Grandeense está caracterizado por la acumulación de sedimentos clásticos producto de la formación de la Cordillera de los Andes. También se destacan grandes áreas cubiertas por basaltos de edad cuaternaria.

Desarrollo

Mapa Estructural y Geología del Reservorio

Mediante sísmica se determinó la presencia de una estructura anticlinal con orientación aproximada NE-SO con potencial petrolífero. Existen ocho pozos con una profundidad media de 2.300 metros MD. En las figuras 3 y 4 se presenta el mapa estructural al techo de la única capa productiva y un corte esquemático de la misma. Además, en este corte se observa la profundidad donde los pozos interceptan al reservorio y el contacto agua-petróleo. El pozo P1 se colocó hacia el centro de la estructura, mientras que el resto fue perforado alrededor del mismo, con objeto de establecer los límites del reservorio y definir el contacto agua-petróleo. El pozo P5 resultó improductivo, permitiendo delinear así al reservorio.

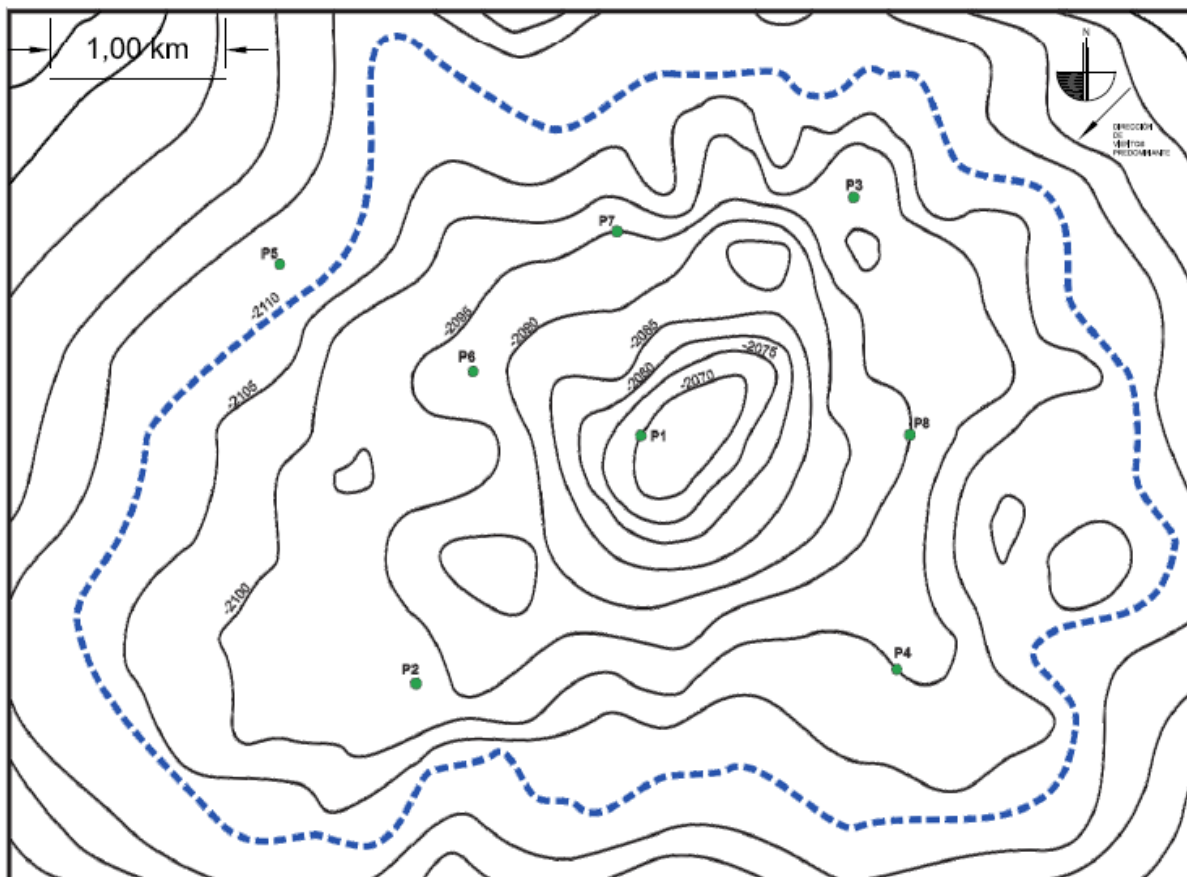


Figura 3. Mapa estructural del yacimiento.

La capa objetivo corresponde a depósitos de la Formación Lotena (Weaver, 1931), que se presenta en facies arenosas, con algunas intercalaciones conglomerádicas y en partes, arcillosas. Cabe destacar que la Formación Lotena ha resultado productiva en yacimientos vecinos tales como Centenario, operado por Pluspetrol y Sierra Barrosa explotado por YPF.

Los depósitos corresponderían a antiguos canales fluviales y asociados a estos, su planicie de inundación. Respecto a la roca madre, el hidrocarburo se habría generado en la Formación Vaca Muerta (Schiuma et al., 2002), aunque se recomienda la realización de un estudio más exhaustivo para confirmarlo, ya que podría provenir de la Formación Los Molles. El entrapamiento observado en la zona es del tipo estructural.

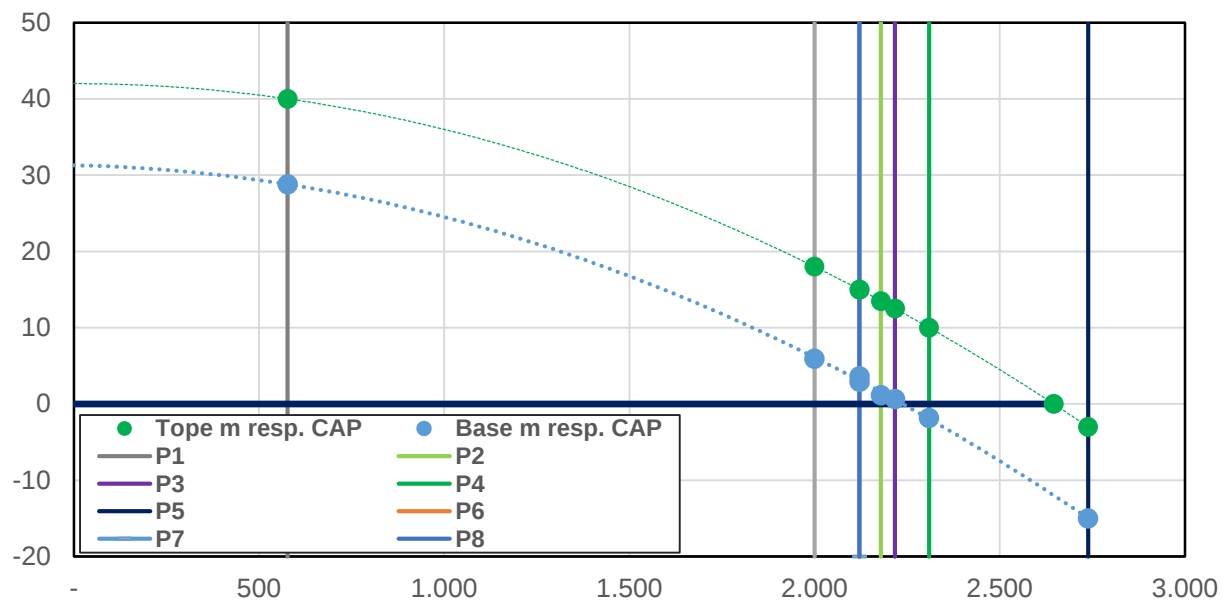


Figura 4. Corte estructural del yacimiento.

Análisis petrofísico

Se corrieron perfiles de SP y GR con el objeto de determinar la litología y arcillosidad de las capas estudiadas. También se realizaron estudios con herramientas sónicas y de resistividad para determinar la porosidad y saturación de agua en cada uno de los pozos. Los resultados de la interpretación se adjuntan en la Tabla 1.

Con la relación entre tope y base se calculó el espesor total de la capa en los distintos pozos, siendo el espesor promedio de 11,85 metros a una profundidad promedio de 2.098 m TVDSS. El espesor total no descuenta las intercalaciones de arcillas, razón por la cual se lo afecta por un factor para obtener el espesor útil de la capa.

La porosidad promedio fue calculada aritméticamente, ponderándoselas por el espesor útil de cada pozo. Se obtuvo así una porosidad $\Phi = 0,206$. Por otro lado, la saturación de agua de cada capa fue calculada mediante la ecuación de Simandoux (Simandoux, 1963). Para estimar la saturación de agua más representativa del reservorio, se calculó un promedio ponderado en función del espesor útil, la porosidad y la saturación de agua medida en los ocho pozos.

Tabla 1: Características del reservorio en los distintos pozos perforados.

Pozo	Cota m	Tope m MD	Base m MD	Tope m TVDSS	Base m TVDSS	Relación neto a útil	Espesor total m	Espesor útil m	Porosidad frac.	Hu Poral m	Saturación de Agua frac.
P1	201,5	2271,5	2282,7	2070,0	2081,2	0,884	11,20	9,90	0,248	2,455	0,236
P2	197,0	2293,5	2305,8	2096,5	2108,8	0,737	12,35	9,10	0,166	1,510	0,390
P3	199,6	2297,1	2309,0	2097,5	2109,4	0,857	11,86	10,17	0,194	1,972	0,291
P4	192,9	2292,9	2304,7	2100,0	2111,8	0,768	11,82	9,08	0,175	1,588	0,357
P5	193,0	2306,0	2318,0	2113,0	2125,0	0,000	12,01	0,00	0,182	0,000	1,000
P6	193,3	2285,3	2297,4	2092,0	2104,1	0,907	12,05	10,93	0,221	2,416	0,258
P7	208,4	2303,4	2315,5	2095,0	2107,1	0,894	12,10	10,82	0,182	1,969	0,269
P8	207,4	2302,4	2313,8	2095,0	2106,4	0,872	11,39	9,93	0,253	2,510	0,271
Promedio	200,0	2292,3	2304,1	2092,3	2104,1	0,846	-	69,93	0,206	14,421	0,287

A las coronas extraídas se les midió la porosidad en condiciones de laboratorio, afectadas por la presión de sobrecarga, para simular la condición de soterramiento. Cabe destacar que se observó una diferencia de 10% a 20% entre las porosidades determinadas en laboratorio y aquellas medidas mediante perfilaje de pozo, habiéndose detectado que el error se debió a una falla sistemática en los ensayos, al asumirse erróneamente la carga litostática. Por tal motivo se decidió asumir como correctos los valores de los perfiles.

También se determinaron, a partir de las coronas, permeabilidades absolutas, y sobre una muestra en estado nativo, un par de curvas ko/kw y otro kg/ko . La curva ko/kw indica que se trata de una roca hidrófila.

Análisis PVT

Con mediciones en fondo se determinó una presión inicial del reservorio de 220 kg/cm^2 y una temperatura de $90,3^\circ\text{C}$ a la profundidad media del reservorio de 2.298 m MD. Se tomaron muestras de fluidos del reservorio para realizarles ensayos PVT y determinar las propiedades del hidrocarburo. Los resultados de los mismos se encuentran en el Anexo I.

Respecto a la densidad del petróleo, se midió un valor de 850 kg/m^3 (35° API) mientras que la densidad relativa al aire obtenida para el gas en condiciones estándar es de 0,65. En el gas se midieron impurezas de 0,02 de N_2 y 0,01 de CO_2 , expresadas en fracción molar. Se trata de un hidrocarburo dulce (ya que no se detectó contenido de H_2S) y que por su bajo contenido de inertes cumple con las especificaciones para ser inyectado en gasoducto luego de un ajuste del punto de rocío. Con respecto al agua, se midió una salinidad de 25.000 ppm.

En la figura 5 (a) se muestra las relaciones de B_o y R_s con la presión, donde se observa la presión de burbuja $P_b = 180 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2}$, determinada en un ensayo flash, y un $R_{si} = 87,6 \text{ m}^3/\text{m}^3$. Además, en la figura 5 (b), se gráficán Z y B_g vs presión. Por otra parte, en la figura 6, se observa el comportamiento de la viscosidad del gas y del petróleo respecto a la presión.

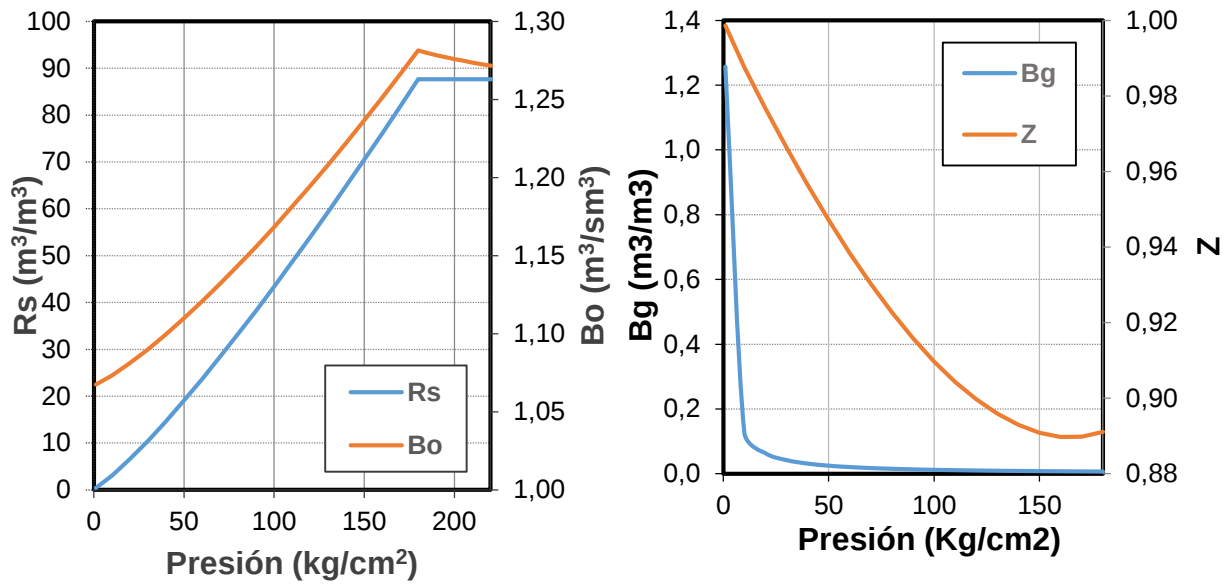


Figura 5. (a) R_s y B_o vs P , (b) B_g y Z vs P

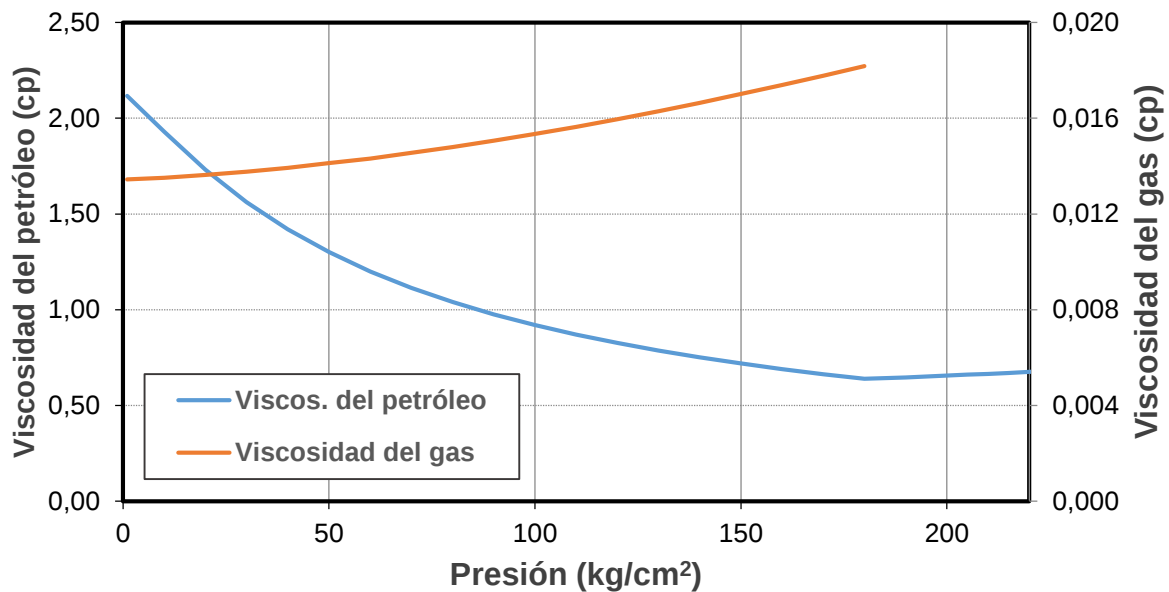


Figura 6. Viscosidades vs P

Del análisis presentado anteriormente se concluye la existencia de un yacimiento de petróleo negro, subsaturado. Cabe mencionar que, debido a que se postula que existirá un empuje hidráulico que mantendrá la presión, el GOR_i permanecerá constante e igual a R_{s_i} durante toda la explotación.

Determinación volumétrica del POIS

El volumen de roca del reservorio fue calculado mediante el método de los trapecios, utilizando cortes estructurales a distintas profundidades. Los valores de porosidad, relación neto-útil y Sw_i utilizados fueron los promedios obtenidos con información de los pozos perforados al comienzo del proyecto. Se obtuvo un valor de POIS de 21,9 millones de m^3 .

Balance de materia y evolución del porcentaje de agua

Como consecuencia del mantenimiento de la presión postulada, surge que $We = N_p Bo + W_p$. Asimismo, conociendo la relación agua-petróleo inicial ($RAP_i = 0,01 m^3/m^3$) y estimando una recuperación final del 60% y $RAP_f = 100 m^3/m^3$, valores considerados lógicos habida cuenta del fuerte empuje hidráulico postulado y de las características geológicas de la capa, se calculó la función presentada en figura 7.

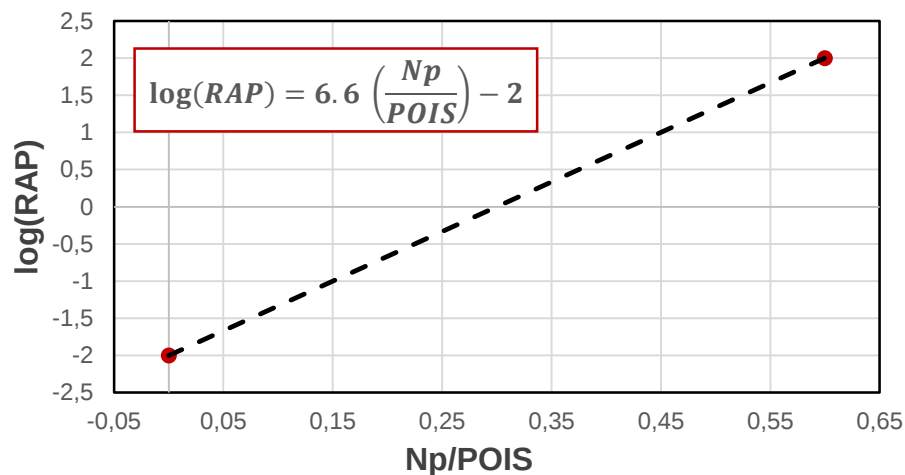


Figura 7. $\log(RAP)$ vs $N_p/POIS$.

Sabiendo, además, que la presión estática se mantiene constante en $220 kg/cm^2$ debido al empuje generado por la entrada de agua, se obtiene la relación entre agua producida W_p y $N_p/POIS$ mostrada en la figura 8.

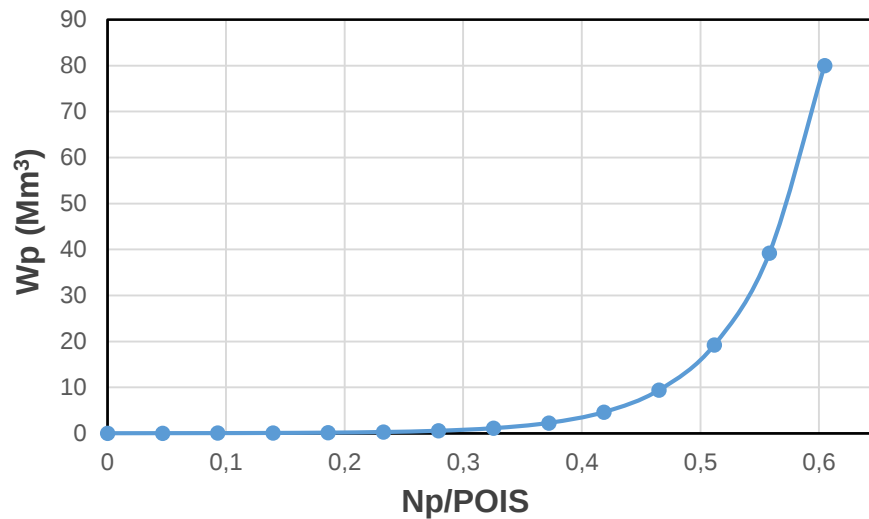


Figura 8. W_p vs $N_p/POIS$.

Curvas IPR y VLP

Al tener entrada de agua e ir aumentando el corte de la misma a niveles considerables, como vimos anteriormente, el comportamiento del reservorio puede ser modelado utilizando una combinación entre la ecuación de Vogel, para representar el comportamiento del petróleo, y una ecuación lineal que representa al agua. Con los datos de ensayo obtenidos en los distintos pozos se construyó para cada uno de ellos la curva IPR que mejor modelaba su comportamiento. Luego, promediando los parámetros obtenidos en los 4 ensayos se construyó la curva IPR que será utilizada para modelar el reservorio. En la figura 9 se presenta la IPR promedio obtenida para distintos cortes de agua.

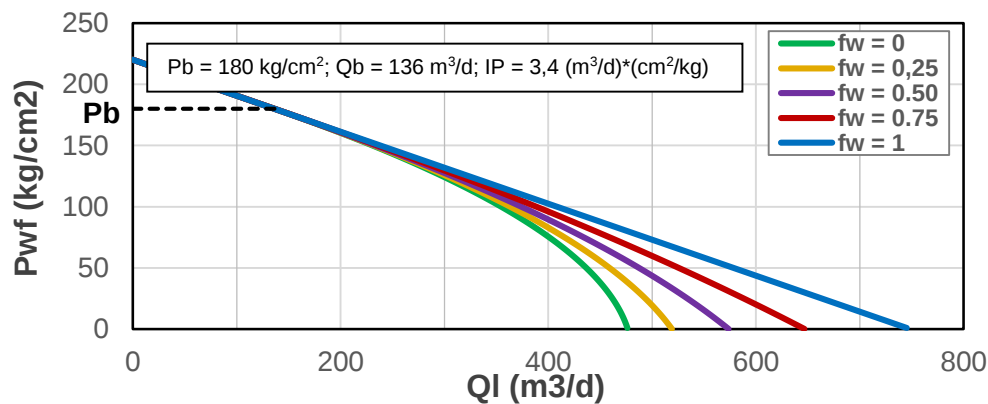


Figura 9. Curva IPR del reservorio para distintos cortes de agua

Utilizando el software HOPE, se construyeron distintas curvas VLP en función del corte de agua como muestra la figura 10. Para bajos cortes de agua ($WOR = 0,01$) se observa un punto de funcionamiento con una presión dinámica $P_{wf} = 150 \text{ kg/cm}^2$ y un caudal $Q = 225 \text{ m}^3/\text{d}$. Sin embargo, a medida que

aumenta el porcentaje de agua comienza a aumentar considerablemente la presión dinámica y consecuentemente a disminuir el caudal. Por ello, se decidió utilizar, una vez que el yacimiento cuente con las instalaciones de producción definitivas, un sistema de levantamiento artificial que permita fijar una presión dinámica $P_{wf} = 18 \text{ kg/cm}^2$ (ver el capítulo Resultados).

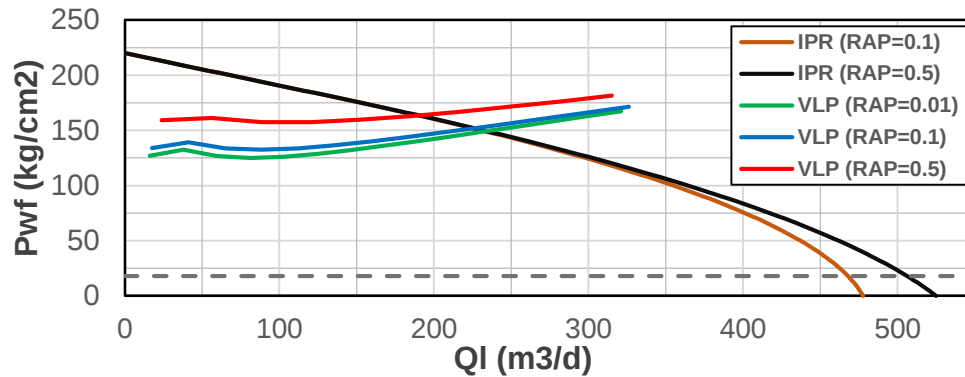


Figura 10. Curva IPR del reservorio para distintos cortes de agua

Resultados

Escenarios y Pronósticos de producción

En base a los estudios realizados anteriormente para caracterizar el yacimiento y, con el objetivo de estudiar las factibilidades técnicas y económicas, se plantearon diferentes escenarios de desarrollo y se realizaron los pronósticos de producción correspondientes a cada uno.

Debido a la demora de un año y medio en la construcción de las plantas de tratamiento, se decidió producir mediante surgencia natural sólo 2 de los pozos existentes hasta tanto se contase con las instalaciones de superficie definitivas (fines de junio del año 2022) manteniéndose los 5 restantes cerrados. A principios de julio de 2022, una vez finalizadas las plantas de tratamiento, se comenzará con la producción total de los pozos existentes (los 7 iniciales más los perforados hasta dicho momento), utilizando un sistema de levantamiento artificial.

Escenarios base: se plantearon 3 escenarios con distintos ritmos de perforación hasta un total de 25 pozos.

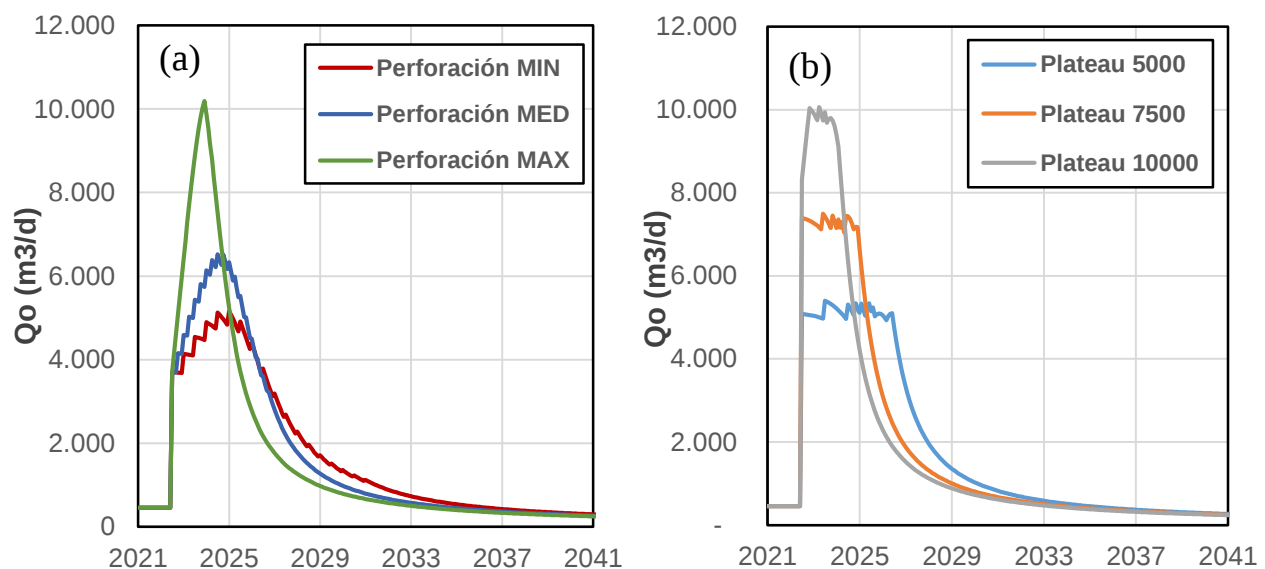
- A. Escenario mínimo: 1 pozo cada 6 meses
- B. Escenario medio: 1 pozo cada 3 meses
- C. Escenario máximo: 1 pozo por mes

Escenarios con distintos plateau de producción: se plantearon escenarios con distintos plateau de producción de petróleo, variando el calendario de perforación para mantener la producción constante hasta un total de 30 pozos, sin exceder en ningún caso un ritmo de perforación de 1 pozo por mes. En estos casos se obtiene un acreage de 180 acres/pozo.

- D. Plateau de 5.000 m³/d
- E. Plateau de 7.500 m³/d
- F. Plateau de 10.000 m³/d

La figura 11 muestra los caudales de petróleo y los factores de recuperación para los distintos escenarios. Se observa en la figura (a) que a mayor ritmo de perforación se alcanza un mayor caudal de petróleo máximo. Sin embargo, el mismo decae rápidamente, haciéndose necesaria una gran planta de tratamiento al inicio, que tendrá una creciente capacidad ociosa a medida que avanza la explotación. Por otro lado, en la figura (b) se observan los distintos plateau que permiten un uso más eficiente de las instalaciones de superficie. Se ve además que, para los plateau de caudales más elevados, los mismos se mantienen durante menos tiempo, siendo necesario un mayor ritmo de perforación y un mayor número de pozos para mantenerlos.

Con respecto a los factores de recuperación y la producción total de petróleo, se ve en las figuras 11 (c) y (d), y en la figura 12, que se alcanzan las mayores recuperaciones para velocidades altas de perforación y plateau elevados. Sin embargo, no hay grandes diferencias entre los valores obtenidos con los distintos escenarios. Así mismo, se observa que no existe una variación muy significativa en los valores de recuperación entre los diferentes horizontes de abandono.



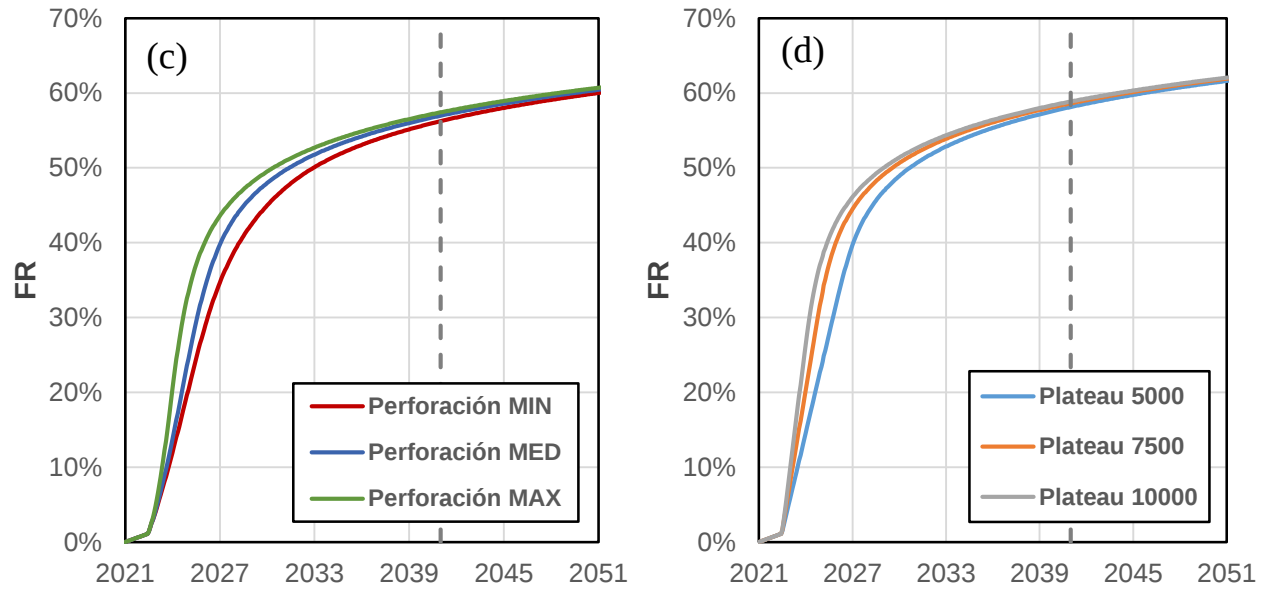


Figura 11. Caudales de petróleo y factores de recuperación para los distintos escenarios

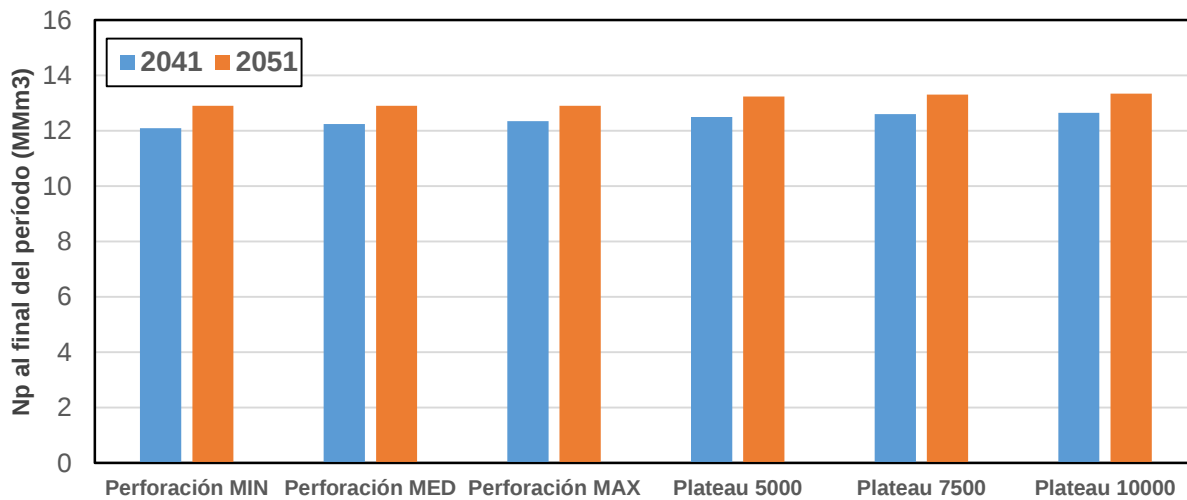


Figura 12. Acumulada de petróleo producido para los distintos escenarios

En la figura 13 se presenta el caudal de petróleo por pozo. Se observa que el caudal se mantiene más alto en los escenarios de bajo ritmo de perforación, así como en el caso de plateau menor.

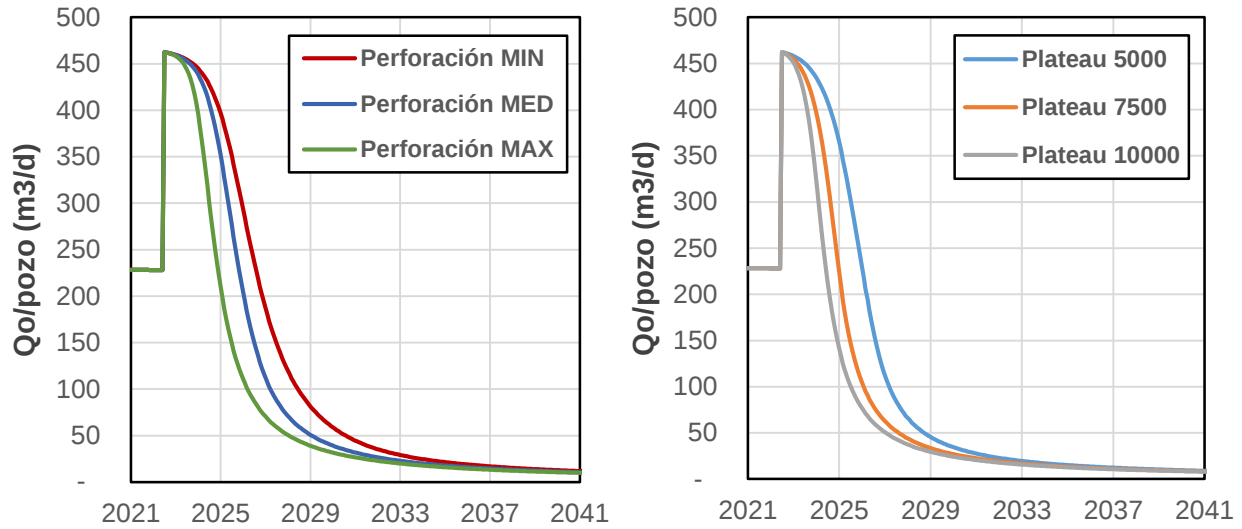


Figura 13. Caudal de petróleo por pozo

En la figura 14, se grafican los caudales diarios de petróleo neto y bruto, de agua y la relación agua-petróleo vs. tiempo.

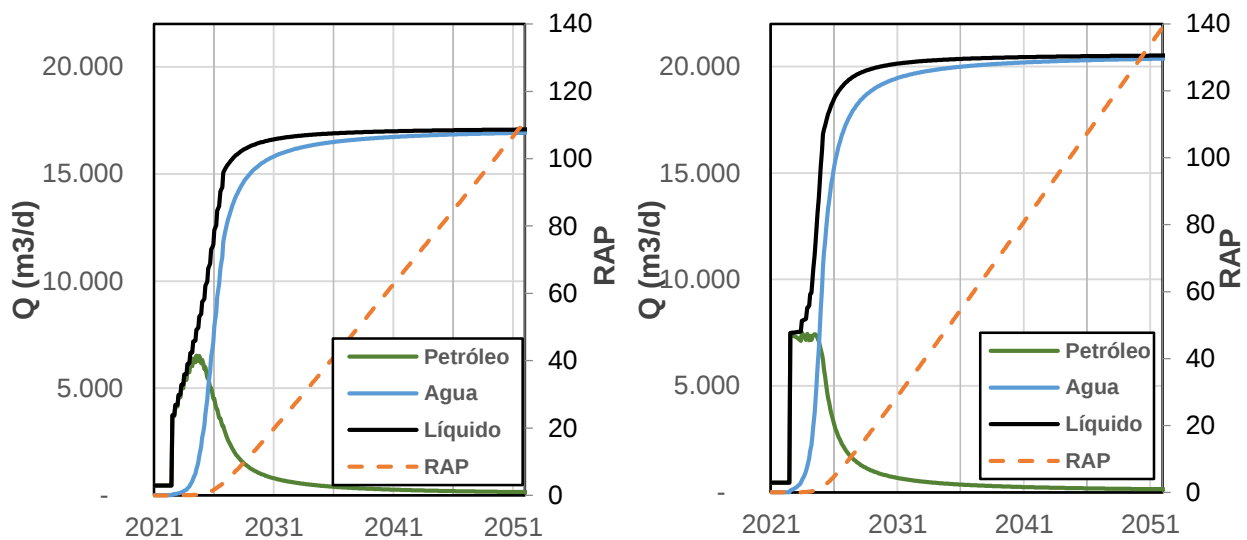


Figura 14. Caudales de petróleo, agua y líquido

Adicionalmente, se estudió un caso fijando no solamente un plateau de petróleo, sino también un plateau en la producción de agua como se ve en la figura 15. Esto se logra cerrando pozos productivos una vez alcanzado determinado caudal de agua, en nuestro caso 12.000 m³/d. El objetivo es lograr una menor producción de agua para disminuir los costos de la planta de tratamiento y los OPEX variables relacionados con dicho fluido.

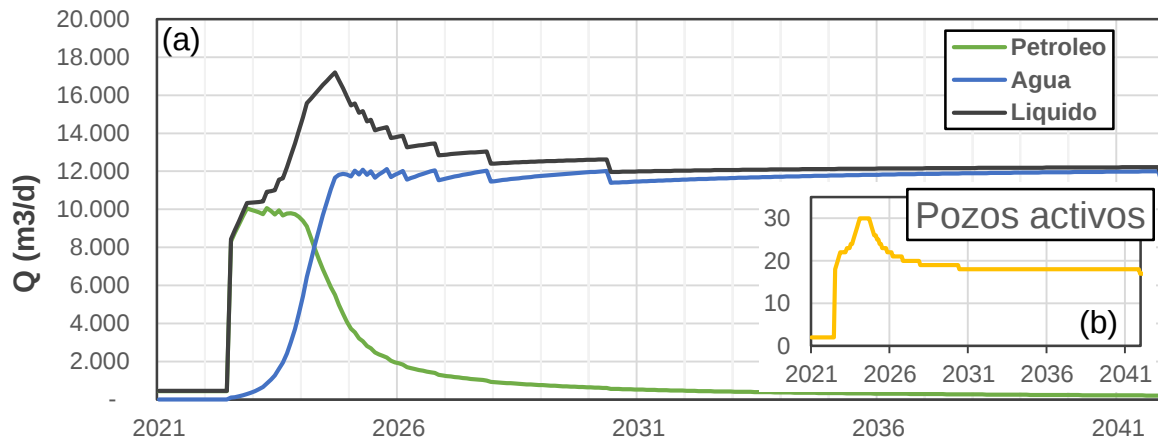


Figura 15. (a) Caudales de petróleo, agua y líquido. (b) Pozos activos – Caso con plateau de agua

Finalmente, en la figura 16, se graficaron las acumuladas de petróleo y agua para los escenarios con un plateau de 10.000 m³/d de petróleo, con y sin el plateau de agua. Hasta mediados de 2024 la producción se mantiene igual en ambos escenarios, a partir de donde se empiezan a cerrar pozos en el escenario con plateau de agua. Si bien se observa una menor recuperación final de petróleo, en el caso de plateau de agua se obtiene una diferencia muy importante en la acumulada de agua.

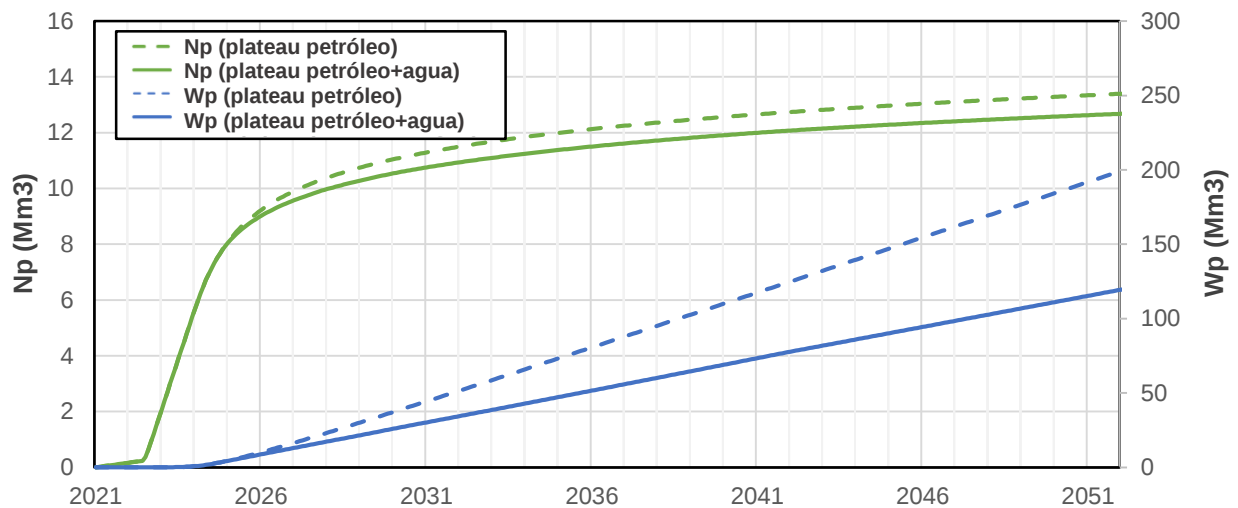


Figura 16. Acumuladas de agua y petróleo con un plateau de 10.000 m³/d de petróleo

Ingeniería de Perforación – Construcción de pozos

Para el desarrollo del yacimiento se plantea la perforación de pozos verticales con una profundidad promedio de 2.350 m MD como se ve en la figura 17. Se propone el método de perforación MPD (Managed Pressure Drilling), el cual permite no solamente una mejor identificación y evaluación de los niveles productivos, sino que también disminuye el potencial daño a la formación, con una consecuente mejora en la producción.

La estructura general de los pozos conllevará una primera cañería de seguridad con el fin de dar estabilidad al pozo, aislar los acuíferos y soportar el sistema de boca de pozo. Esta etapa llegará hasta una profundidad promedio de 300 metros MD y se entubará con un casing de 9 5/8". La segunda etapa irá hasta la profundidad total del pozo y será entubada con un casing estándar de 5 1/2". Respecto a la calidad del acero, en la primera etapa se usará un API H-40 mientras que para la segunda etapa se usarán tubos API K-55.

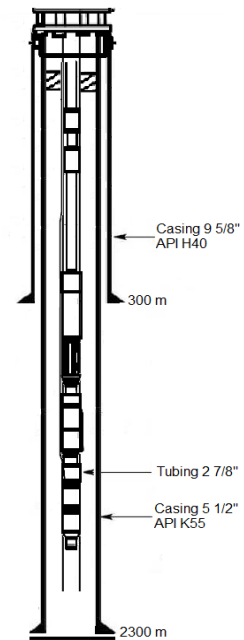


Figura 17. Esquema de pozo

Para la terminación, se usarán tubings N-80 con un diámetro de 2 7/8" desde la superficie hasta la zona a punzar. Como método de levantamiento artificial, debido a los altos caudales de líquido a producir, se decidió el uso de bombas electro sumergibles.

Con respecto a los costos, se estimó un valor de 2,2 MUSD para la perforación de un pozo productivo mientras que la de un pozo estéril tendrá un valor de 1,8 MUSD. En cuanto a la terminación, esta rondará los 0,7 MUSD.

Ingeniería de Producción – Levantamiento artificial

Durante la primera etapa de producción, el sistema se encontrará operando a la presión de fondo fluyente determinada con las curvas IPR y VLP mencionadas anteriormente. Una vez concluidas las plantas de tratamiento, diseñadas para el máximo nivel de producción del yacimiento, se trabajará manteniendo la presión dinámica constante mediante el uso de bombas electro sumergibles.

Debido a que existe poca producción de gas, el sistema de bomba electro sumergible se colocará por encima de los punzados permitiendo que el fluido antes de ingresar a la bomba pase por el costado del motor y disipe el calor del mismo. Otro factor que se tuvo en consideración es la gran producción de sólidos con la que se cuenta, por lo que, colocar la bomba por debajo de los punzados generaría muchas fallas por

atascamiento. Además, utilizar una “camisa” con filtro no sería una alternativa posible debido a la limitación dada por el diámetro del motor y del casing.

El sistema se encontrará operando en condiciones de baja, con una presión en boca de pozo de $P_{bp} = 20 \text{ kg/cm}^2$ y con una presión dinámica, según la ley de extracción, $P_{IP} = 18 \text{ kg/cm}^2$. En los tubings de diámetro $2 \frac{7}{8}''$, para una caudal máximo de producción de $500 \text{ m}^3/\text{d}$, se genera una pérdida por fricción de 23 kg/cm^2 a lo largo del tubing. Además, debido a la profundidad a la que se encuentran nuestros punzados se tendrá una contra presión ejercida por la columna hidrostática de 220 kg/cm^2 . Por lo tanto, conociendo las condiciones a las que se estará trabajando, se determina la presión de la bomba para levantar el fluido y transportarlo hasta la batería manteniendo una presión dinámica de fondo de $P_{IP} = 18 \text{ kg/cm}^2$. De esta manera, se concluye trabajar con bombas electro sumergibles que sean capaces de otorgar la energía necesaria para lograr una TDH de 2.455 m .

Instalaciones de Superficie

Previamente al transporte y a la venta, será necesario adecuar la producción a los requisitos establecidos por los compradores y entidades reguladoras. En el caso del petróleo, se buscará llevar su contenido de agua y sedimentos a menos del 1% mientras que la salinidad deberá ser inferior a 100 g/m^3 . Por otra parte, los grandes caudales de agua producidos serán tratados para cumplir con la normativa que permita su inyección en subsuelo o su uso en proyectos de recuperación secundaria, buscando obtener un fluido que no dañe u obstruya al reservorio. Por último, basándonos en los requisitos del ENARGAS (NAG-602/19) para el transporte del gas, y guiándonos en los resultados de las muestras analizadas, solo será necesario llevar a cabo en la planta de tratamiento la compresión del gas y el ajuste de su punto de rocío. Cabe destacar que parte del gas producido será utilizado para alimentar los requerimientos energéticos del yacimiento.

Para cumplir estas condiciones de venta y transporte, durante el primer año y medio se cuenta con instalaciones de superficie temporales (EPF) hasta la finalización de las instalaciones permanentes, las que entraran en operación en julio de 2022.

Instalaciones temporales

A pesar de contar con 7 pozos perforados, las instalaciones temporales permitirán manejar la producción de solo 2 pozos. Los pozos producirán por surgencia natural a una presión $P_{wf} = 150 \text{ kg/cm}^2$, y los fluidos serán recolectados en un solo manifold ubicado en el centro del yacimiento, donde se construirán posteriormente las plantas de tratamiento.

La producción será enviada a un separador horizontal con una capacidad de $2.500 \text{ m}^3/\text{d}$ tal como se observa en la figura 18. Luego, el petróleo será enviado a un tanque de almacenamiento con un tiempo de residencia de 5 días y una capacidad total de 2.500 m^3 . Finalmente, el petróleo será despachado por camiones para su venta a una planta de tratamiento ubicada en el bloque Centenario, a unos 45 km de distancia. Respecto al gas, este será enviado por medio de un gasoducto a un yacimiento vecino para su uso en la generación de energía eléctrica.

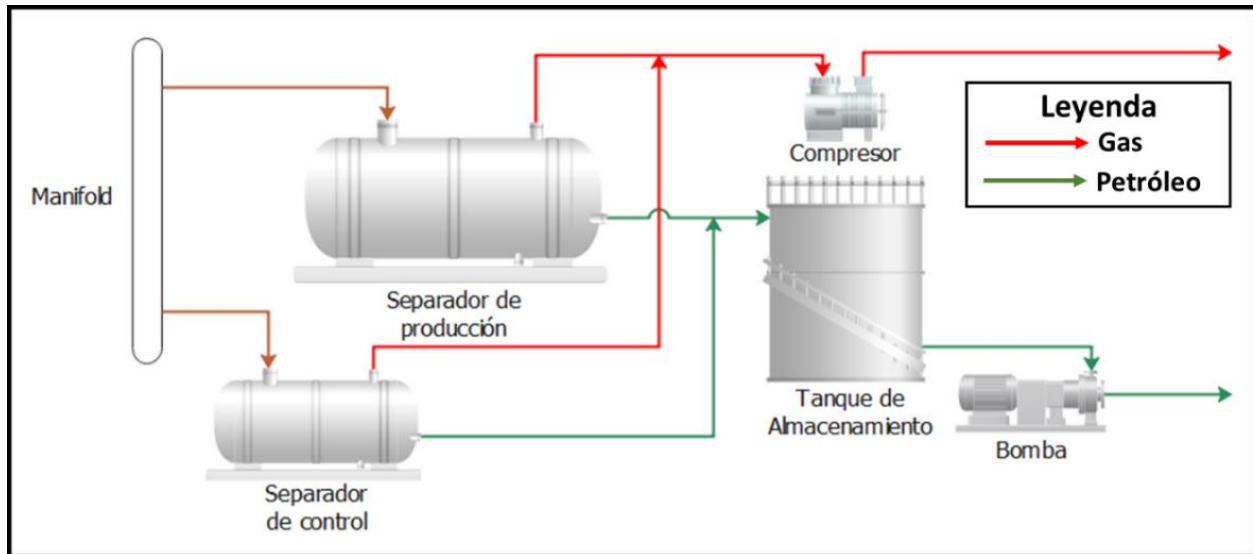


Figura 18. Diagrama de procesos en la etapa de EPF

Instalaciones finales

Baterías

Cada pozo contará con un poliducto de $3 \frac{1}{2}$ " para evacuar la producción a la batería más cercana, siendo las distancias entre pozo-batería variable entre 500 y 2.000 metros tal como muestra el layout de la figura 19, para un escenario con 4 baterías y 30 pozos productores. Es necesario realizar una ampliación a la batería inicial con la que se contaba durante la primera etapa del proyecto para poder acondicionarla a los nuevos volúmenes de producción. Además, se montarán otras tres baterías con la capacidad suficiente para tratar los pozos aledaños a cada una de estas. Cada una de las baterías contará con un manifold con una capacidad máxima de 8 pozos, separadores trifásicos horizontales y un separador de control. Seguidamente, la producción de petróleo y agua será transportada en ductos separados de 8" hasta las plantas de tratamiento correspondientes, mientras que para el gas se usarán líneas de 5".

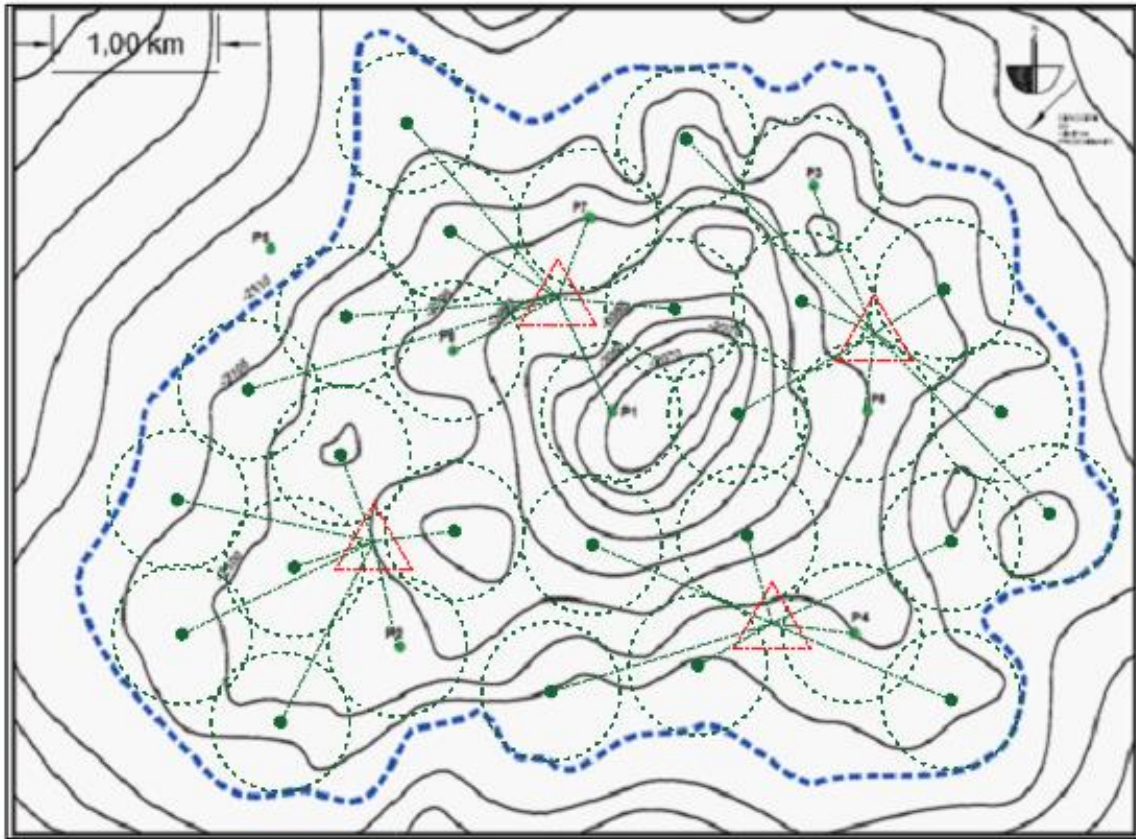


Figura 19. Layout de pozos y baterías

Tratamiento del Petróleo

Al llegar el petróleo a la planta de tratamiento ingresará en un tanque FWKO, cuyo objetivo es separar el agua libre que no haya sido extraída en los separadores trifásicos. Luego, se enviará a un tanque pulmón con un tiempo de residencia de 8 horas. Más tarde, ingresará a un intercambiador de calor en donde se aprovechará la temperatura a la que sale el fluido del tratador termoelectroestático, para obtener un ahorro energético en el siguiente proceso. Este tratador tiene como objetivo eliminar las emulsiones de agua. Finalmente, debido al alto tenor de salinidad, se instalará un desalador, en donde entrará una mezcla de crudo y agua diluida, para llegar a los niveles de especificación necesarios para entrar al oleoducto. Finalizado el proceso, la producción será enviada a tanques de almacenamiento con un tiempo de residencia de 5 días, de donde será bombeada por un ducto bajo tierra de 14" hacia un oleoducto principal ubicado a 5 km de la planta. Este proceso se resume en la figura 20.

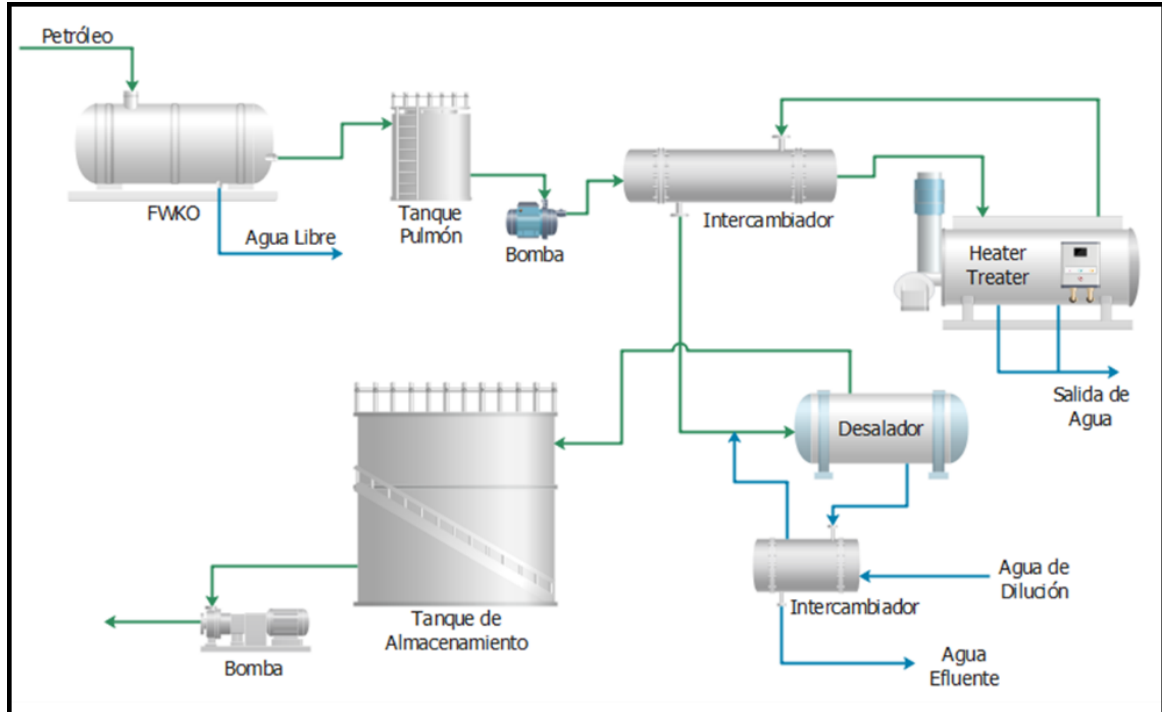


Figura 20. Diagrama de Procesos de la Planta de Tratamiento de Crudo

Tratamiento de Agua

Para tratar el agua producida (Fig. 21), se instalará un tanque skimmer con un tiempo de residencia de 8 horas cuya función será separar el petróleo libre que pueda quedar en el agua. Posteriormente, el agua se enviará a una unidad de flotación para disminuir la concentración de petróleo libre, petróleo emulsionado y sólidos existentes. Finalmente, será enviada a un tanque de almacenamiento con un tiempo de residencia de 8 horas desde donde se bombeará través de ductos de 8" a los pozos sumideros o al punto de venta según corresponda.

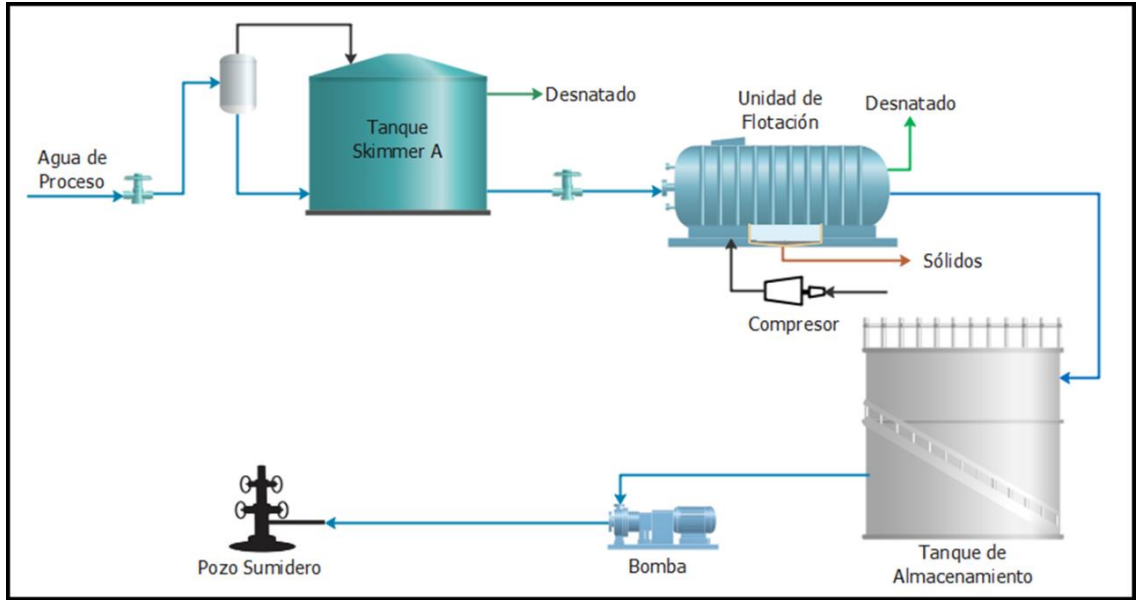


Figura 21. Diagrama de Procesos de la Planta de Tratamiento de Agua.

Tratamiento de Gas

A efectos de que pueda ingresar al gasoducto, el gas producido será comprimido desde la presión de 18 kg/cm^2 prevista en planta de tratamiento hasta 80 kg/cm^2 . Para esta etapa del proceso se contará en paralelo con tres compresores centrífugos de dos etapas, con una relación de compresión por etapa de 2,05 y una potencia total por compresor de 873 kW. Un porcentaje de este gas será consumido en la planta, mientras que el restante será enviado a una planta de ajuste del punto de rocío para evitar la precipitación de hidratos en gasoducto. Luego de esto, el gas será enviado a un gasoducto ubicado a 5 km de la planta mediante un ducto bajo tierra de 14". Cabe destacar que no será necesario un proceso de endulzamiento ya que cumple con las especificaciones del ENARGAS. El proceso se encuentra resumido en la figura 22.

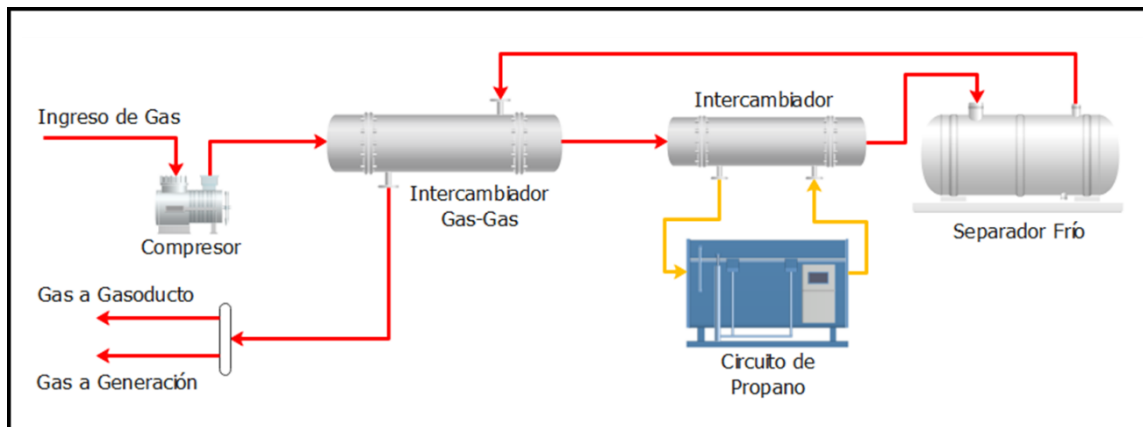


Figura 22. Diagrama de Procesos de la Planta de Tratamiento de Gas

Evaluación Económica

Se llevó a cabo un análisis económico y la comparación de los resultados de cada uno de los escenarios previamente presentados con el objetivo de determinar cuál sería el más rentable y conveniente para la empresa. Estas comparaciones se realizaron en base a indicadores de endeudamiento y de rendimiento del capital utilizando la tasa de descuento de la compañía (15%).

La evaluación del proyecto se llevó a cabo para un escenario de fin de concesión a inicio del año 2041 y para su posible extensión, por 10 años, hasta el inicio del año 2051.

Flujos de caja

Ingresos

Los ingresos están conformados por el dinero entrante resultado de la venta de petróleo, gas y agua (en el caso que corresponda). El precio de venta utilizado para el petróleo fue de 42 USD/barril constante durante todo el proyecto, con excepción del primer año y medio, durante el cual se utilizó un valor de 35,7 USD/barril ya que se venderá sin tratar por falta de la planta de tratamiento de crudo. En cuanto al gas, una vez tratado, este se comercializará a 2,5 USD/millón de btu, mientras que para el gas sin tratamiento se consideró un precio de venta de 2,12 USD/millón de btu. A lo largo de la explotación del reservorio, alrededor de un 5% del caudal diario de gas será utilizado para abastecer de energía al yacimiento. En el caso de venta de agua se estipuló un valor de 1,2 USD/m³.

Desembolsos

CAPEX: Comprende la perforación de pozos y su terminación, tanto la de aquellos productivos como la de los estériles y sumideros, los vehículos y las instalaciones de superficie. En las Tablas 2 y 3 se presentan las inversiones totales, estando los valores expresados en millones de dólares. En lo referente a las instalaciones de superficie, en instalaciones auxiliares (IA) se consideraron los generadores eléctricos, el sistema contra incendio y las obras civiles. La construcción e instalación de las plantas será abonada un 50% al inicio del proyecto, en enero de 2021, mientras que el restante será fraccionado en cuatro cuotas y pagado hasta enero de 2022.

Tabla 2. Resumen de los costos de pozos y vehículos para cada caso (MUSD)

CAPEX varios	Escenarios							
	Base			Plateau petróleo			Plateau Agua	
	MIN	MED	MAX	5 mil	7,5 mil	10 mil	Sin Venta	Con Venta
Construcción y terminación de pozos productivos	52	52	52	67	67	67	64	64
Construcción de pozos estériles	5	5	5	5	5	5	5	5
Pozos inyectores	11	11	11	13	13	13	8	8
Vehículos	1	1	1	1	1	1	1	1
Total	69	69	69	86	86	86	78	78

Tabla 3. Resumen de los costos de instalaciones para cada caso (MUSD)

Instalaciones	Escenarios							
	Base			Plateau petróleo			Plateau Agua	
	MIN	MED	MAX	5M	7,5M	10M	Sin Venta	Con Venta
Baterías	48	58	71	57	61	72	65	65
PTC	59	65	79	60	69	79	79	79
PTG	11	13	19	12	15	18	19	19
PTA	30	30	30	34	34	34	21	21
BES	14	14	14	21	21	12	21	21
IA	17	18	19	19	19	20	19	17
Ductos	26	26	27	30	31	32	24	21
Total	205	224	259	233	250	276	249	242

OPEX: Los costos operativos se discriminaron en fijos y variables. Respecto a los primeros, estos se agrupan según el rango de producción:

Petróleo	
Producción $\leq$ 100 miles barriles/año	0,50 MUSD/año
100 < Prod. $\leq$ 250 miles bbl/año	0,70 MUSD/año
250 < Prod. $\leq$ 500 miles bbl/año	0,95 MUSD/año
Producción > 500 Mbbl/año	1,20 MUSD/año
Gas	

Producción $\leq 550 \text{ Mm}^3/\text{año}$	0,30 MUSD/año
$550 < \text{Prod.} \leq 950 \text{ Mm}^3/\text{año}$	0,50 MUSD/año
Prod. $> 950 \text{ Mm}^3/\text{año}$	0,80 MUSD/año

Entre los gastos variables se destacan aquellos dependientes de la cantidad de pozos activos (2.200 USD por pozo al mes) y aquellos dependientes de la producción: petróleo 10 USD por barril producido y agua 2 USD/m³. Dichos gastos incluyen, entre otros, el costo del transporte a través del oleoducto. Como se mencionó anteriormente, al comienzo de la operación la producción se evacuará por camiones con capacidad para 30 m³, siendo el costo de cada transporte por camión de 300 dólares por cada 10 km.

Impuestos: Entre los aranceles aplicados al análisis económico se encuentran ingresos brutos, equivalente a un 2,5% sobre las ventas del período. Se le suma a este el impuesto al cheque de 0,6% sobre las transferencias bancarias. Sin embargo, el mayor egreso dentro de esta categoría corresponde al impuesto a las ganancias, el cual representa un 35% del resultado del período.

Regalías: Las regalías se establecieron en un 12% de lo producido en boca de pozo a partir del Artículo 59 de la Ley N°17.319. El precio en boca de pozo se determina restando al precio de venta el costo de tratamiento y transporte, siendo estos de 1,59 USD/barril para el petróleo y de 0,01 USD/m³ para el gas, y las mermas estipuladas, en este caso del 0,25%.

Amortizaciones: Para el cálculo de las amortizaciones se utilizaron distintos criterios: a los vehículos se les aplicó una amortización lineal durante cinco años, mientras que los pozos productivos y las instalaciones se amortizaron en base a la producción. Además, aquellos pozos que resultaron improductivos fueron amortizados en su totalidad en el año de su perforación.

Comparación económico-financiera de los escenarios

Para determinar qué escenario de perforación y producción resulta más conveniente para la empresa, se realizó una comparación entre los diferentes indicadores de rentabilidad y endeudamiento de las distintas alternativas. Entre las variables utilizadas se encuentra el VAN, IVAN, TIR, la máxima exposición, el pay-out time y el desembolso genuino actualizado (DGA) tal como se presenta en la tabla 4.

Tabla 4. Indicadores de endeudamiento y de rendimiento del capital para los escenarios propuestos.

Indicadores		Escenarios							
		Base			Plateau petróleo			Plateau Agua	
		MIN	MED	MAX	5M	7,5M	10M	Sin Venta	Con Venta
VAN (2041)	MUSD	408	434	460	430	473	484	492	501
VAN (2051)	MUSD	408	434	460	430	473	484	492	501
TIR	-	60%	62%	65%	62%	70%	71%	77%	78%
Máx. exposición	MUSD	201	220	257	231	264	299	276	273
Payout time	Años	2,57	2,54	2,39	2,44	2,23	2,15	2,10	2,09
DGA	MUSD	194	213	249	221	252	285	263	260
IVAN (2041)	-	2,10	2,04	1,85	1,95	1,87	1,70	1,87	1,93

De la comparativa surge que, en los escenarios base, cuando se perfora con mayor intensidad se obtiene el mayor VAN y el menor tiempo de recobro. Sin embargo, es el escenario con mayor exposición y menor IVAN. Al observar los escenarios donde se postula un plateau de petróleo, aquel en donde la producción se estabiliza en los 10.000 m³/d es donde se alcanza el mayor VAN y un menor tiempo de recobro, aunque como el base máximo, es el caso que menor IVAN y mayor exposición presenta.

Respecto al caso adicional, donde se establece un plateau de agua, se consideraron dos alternativas: sin venta de agua y con la venta del 50% del agua generada. En ambos casos se obtuvo un VAN mayor respecto a los demás escenarios. Comparando con el caso de plateau de 10.000 m³/d de petróleo sin plateau de agua, se observa una menor exposición y un mayor IVAN. En caso de que se venda el agua, el VAN supera los 500 MUSD y la máxima exposición disminuye respecto al anterior. A su vez, éstos últimos dos casos son los que presentan un menor payout time.

Adicionalmente, para todos los escenarios, se destaca una mínima diferencia de VAN entre la concesión base de 20 años contra la prórroga adicional de 10 años hasta 2051, resultando poco redituable solicitar la prórroga, a juzgar por la información existente en la actualidad.

En la figura 23 se presenta el perfil de VAN de los escenarios comparado con distintas tasas de descuento. Del mismo se destaca que la TIR, para los distintos escenarios, varía entre 60% y 78%, siendo esta, en todos los escenarios, mayor que la tasa de descuento de la compañía.

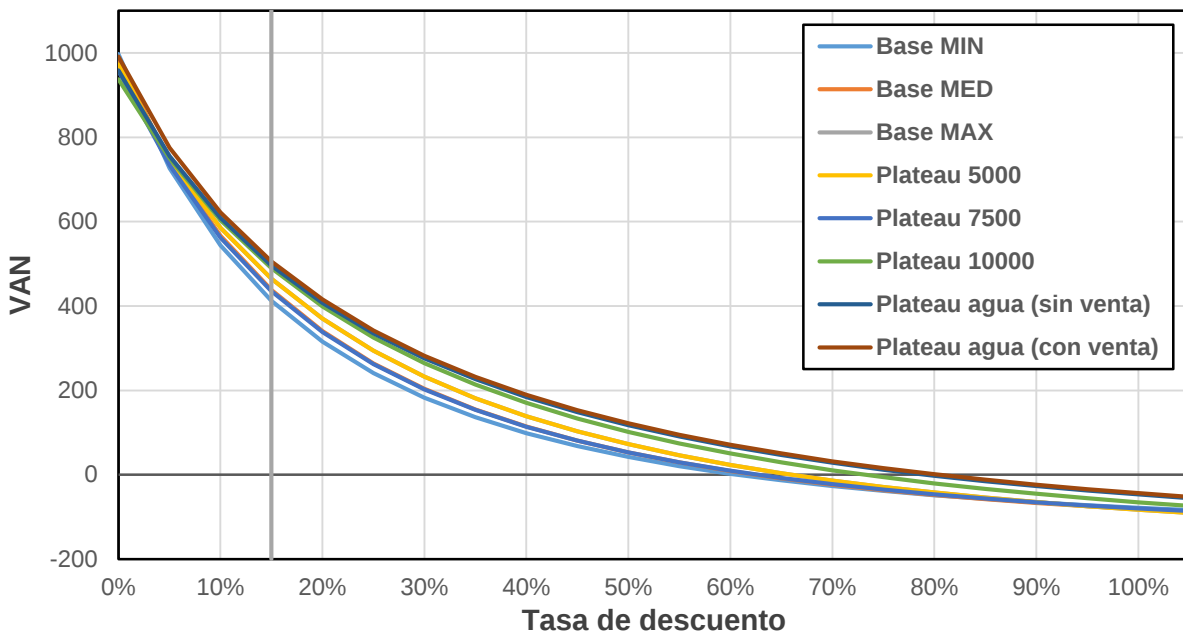


Figura 23. Perfil de VAN para los distintos escenarios

En la figura 24 se muestran, para el escenario de plateau de petróleo y agua, sin venta de la misma, los flujos de caja para cada período y los acumulados. Para evitar enmascarar la necesidad real de fondos, los dos primeros años se utilizaron períodos trimestrales. Se observa que la mayor exposición (276 millones de USD) se encuentra a mediados del año 2022, momento correspondiente con la finalización de las facilities y el aumento de la producción. Además, como a partir del año 2046 los flujos de caja comenzarían a ser negativos, se anularon los mismos.

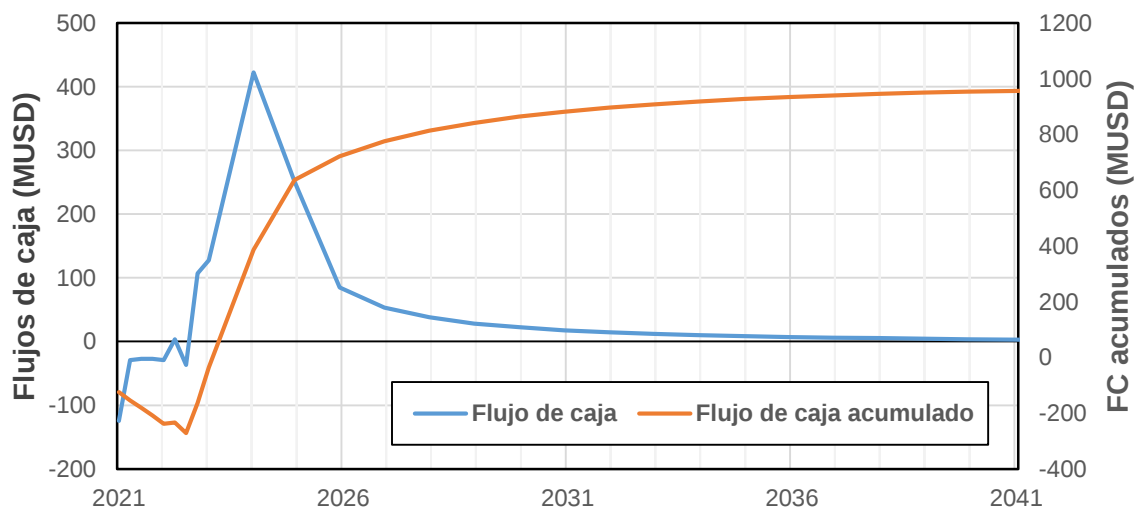


Figura 24. Flujos de caja para el escenario de plateau de agua sin venta de agua.

La figura 25 muestra la evolución de los distintos componentes del flujo de caja a lo largo del tiempo.

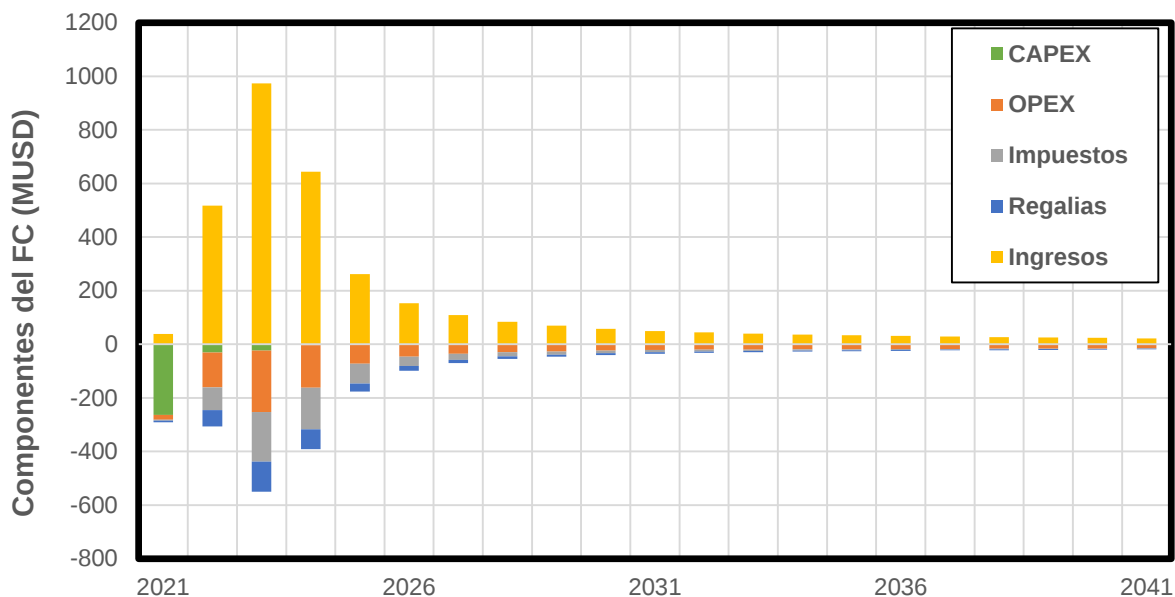


Figura 25. Componentes del flujo de caja del escenario plateau de agua sin venta de agua.

La figura 26 muestra la diferencia en los OPEX para los escenarios con un plateau de petróleo (10.000 m³/d), con y sin el plateau de agua. Hasta el año 2023, no hay diferencias, luego una vez alcanzado el plateau de agua, dicho escenario presenta menores OPEX anuales, obteniéndose una diferencia acumulada de 144 millones de USD al año 2041.

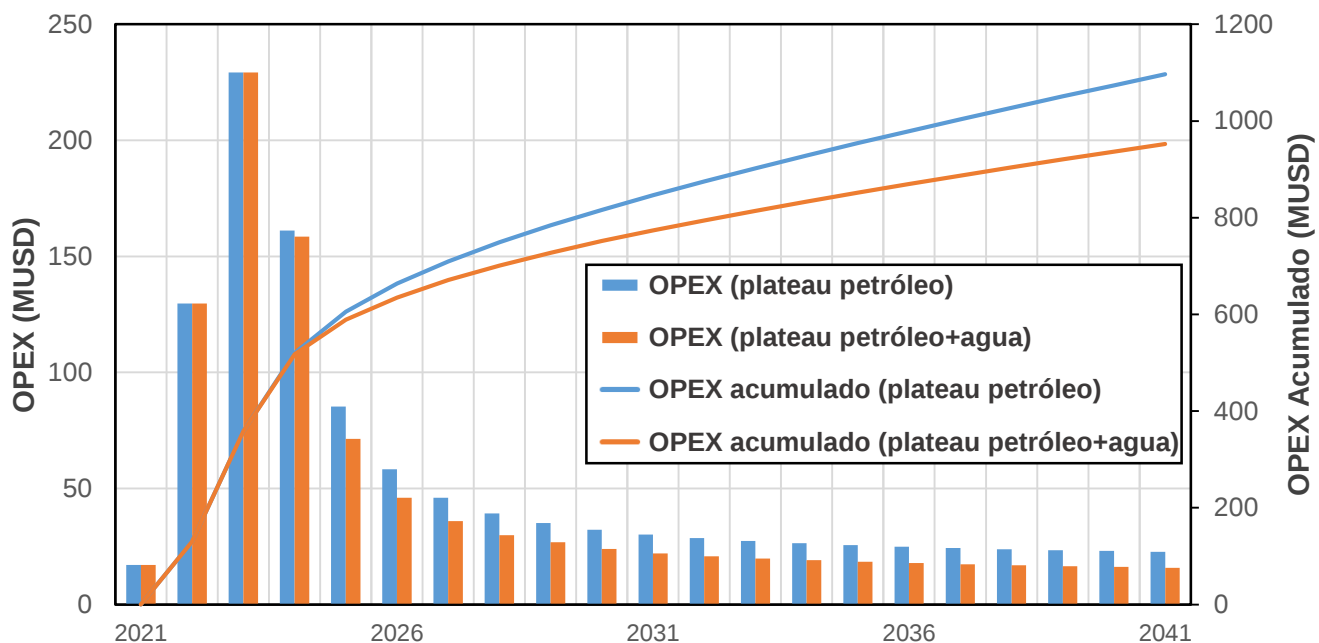


Figura 26. OPEX para los escenarios con plateau de petróleo (10.000 m³/d), con y sin plateau de agua.

Análisis de sensibilidad

Se realizó un análisis de sensibilidad del VAN (Fig. 27) a los principales parámetros en el escenario de plateau de agua sin venta de la misma, para ver como la variación de los mismos puede impactar al proyecto. Entre los elegidos se encuentra el OPEX, CAPEX, el precio del barril y variación en la producción de petróleo.

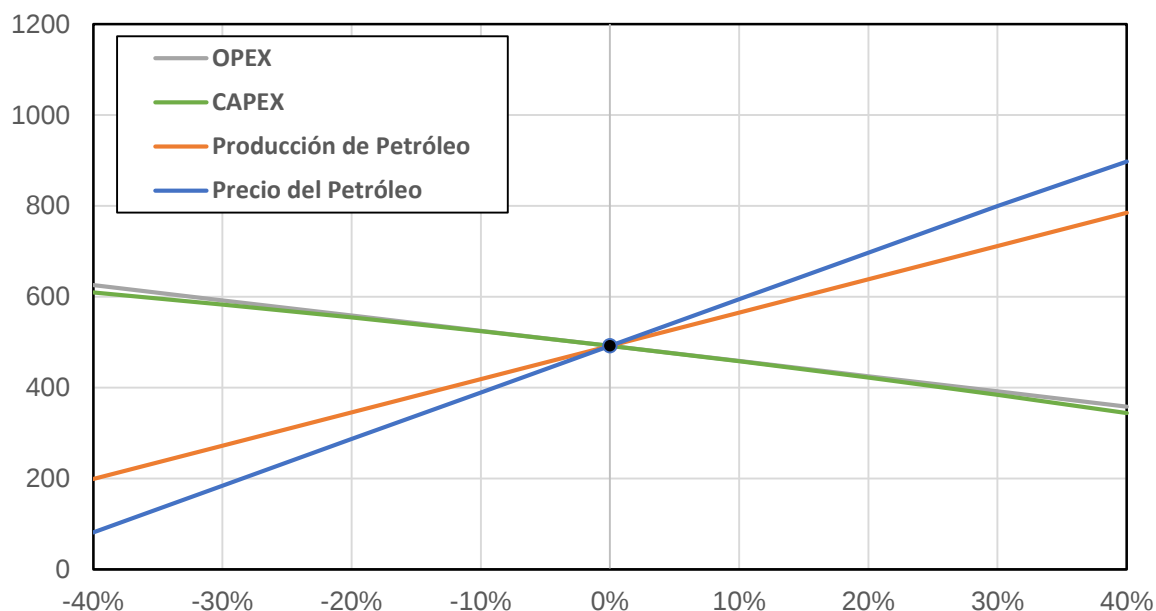


Figura 27. Análisis de sensibilidad.

De la figura anterior se desprende que el proyecto tiene una mayor sensibilidad a la variación en el precio del petróleo y a la producción respecto a un cambio en el CAPEX u OPEX. Adicionalmente, se puede destacar que el proyecto tiene un VAN positivo hasta un valor de 22 USD/barril. Esto es importante mencionarlo ya que, si bien la fluctuación del petróleo puede ser significativa, no se espera que llegue a valores tan bajos, debido a que en tal caso es probable que el Estado Argentino fije un barril de referencia, tal como es el caso al momento de escribir este informe.

Planificación

Finalmente, en la figura 28 se muestra la planificación temporal para el escenario con plateau de petróleo y agua. Se comenzará el desarrollo con 7 pozos productores, 5 de ellos cerrados esperando la puesta en marcha de las instalaciones de superficie. Para el momento en el cual estas obras finalicen, se habrán perforado 11 nuevos pozos, teniendo un total de 18 pozos activos, alcanzándose el plateau de 10.000 m³/d a mediados de 2022, se. Para 2024 habrá un total de 30 pozos productores y 13 pozos sumideros, alcanzándose en la segunda parte de ese año el plateau de agua. Hacia 2030 se habrán cerrado parte de los pozos, manteniéndose activos solo 18, y el factor de recuperación habrá alcanzado el 50%.

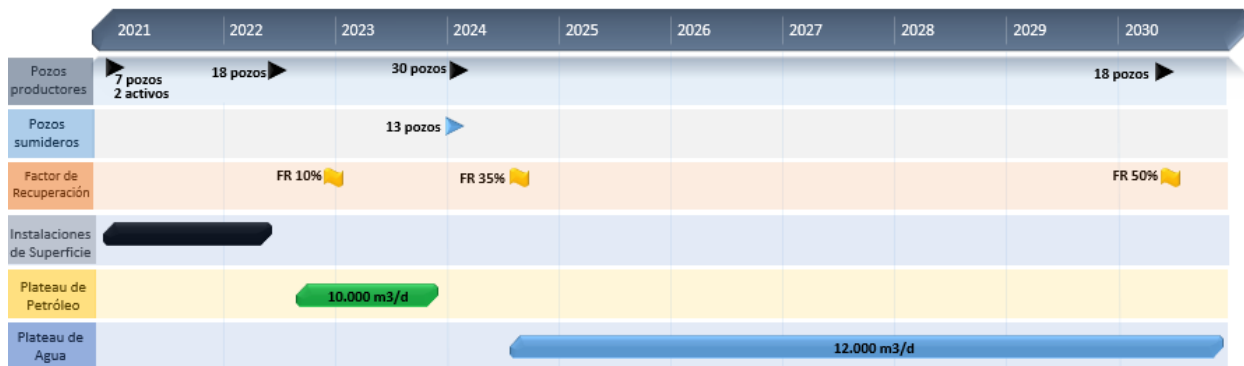


Figura 28. Planificación temporal para el escenario con plateau de agua

Conclusiones

Se analizó el impacto del ritmo de perforación sobre los indicadores económicos, concluyéndose que para el máximo ritmo de perforación (1 pozo por mes), se obtiene el máximo VAN, 460 millones de USD, que representa un aumento del 12% respecto al mínimo ritmo de perforación. Sin embargo, al observar los pronósticos surge que la producción de petróleo, luego de alcanzado el pico, comienza a declinar rápidamente a medida que aumenta el porcentaje de agua producida. Esta recuperación más rápida del petróleo sin establecer un plateau tiene como consecuencia un aumento del 30% en el valor de la planta de tratamiento, así como un aumento del 100% en el caudal máximo de petróleo a tratar, junto con una mayor capacidad ociosa. Todas estas circunstancias hacen que el VAN mejore cuando se establece un plateau.

Sin embargo, dicho plateau no se puede mantener indefinidamente en el tiempo, ya que, a medida que avanza el desarrollo, cada pozo nuevo aporta un menor caudal de petróleo. Por ello, se estableció un número máximo de 30 pozos para los distintos escenarios con plateau de producción. De la comparación de los escenarios con plateau de 5.000 m³/d y 10.000 m³/d, se observa que en el caso de mayor plateau se obtiene un incremento de 54 millones de USD en el VAN (+12%) y un menor payout-time (-11%), aunque también aumenta la máxima exposición en 68 millones de USD (+30%) y por dicha razón se obtiene un menor IVAN (-12%).

Para poder tratar de manera eficiente el agua producida, se propuso un escenario con plateau de petróleo y plateau de agua, para lo cual será necesario ir cerrando pozos con el objetivo de no superar el caudal máximo establecido. Dicha estrategia permite evitar el sobredimensionamiento de las instalaciones de superficie y la excesiva perforación de pozos sumideros, además de provocar una disminución de los OPEX variables asociados a la producción de agua. Con respecto al escenario donde solamente se busca un plateau de petróleo (10.000 m³/d), se observa un ahorro de 27 millones de USD (-8%) en el costo de las instalaciones de superficie, así como también un ahorro de 94 millones de USD (-37%) en los OPEX variables relacionados con la producción de agua. Por último, se evaluó un escenario adicional considerando la venta del 50% del agua producida, obteniéndose un VAN de 501 millones de USD, por lo que resulta conveniente considerar la búsqueda de un proyecto de recuperación secundaria cercano a la locación para la potencial venta de dicha agua.

Con respecto a la capacidad operativa de la planta de tratamiento de crudo, para el escenario con un plateau de petróleo de 10.000 m³/d y un plateau de agua de 12.000 m³/d, a partir del año 2025 se observa

una capacidad ociosa instalada del 50%. Una posible alternativa que permitiría contar con ingresos extras es la utilización de dichas instalaciones para el tratamiento de petróleo de otros productores.

Del estudio de sensibilidades para el escenario con plateau de petróleo y agua, se evidencia la gran influencia de la producción y del precio del petróleo sobre el VAN, obteniéndose un precio de corte de 22 USD/bbl de petróleo. Del análisis de los desembolsos, se observó un gran impacto de los OPEX variables, mereciendo los mismos un estudio más detallado con el objetivo de optimizar los procesos y poder disminuirlos.

Por lo anteriormente expuesto, los autores del trabajo concluyen que el escenario óptimo para la empresa es el desarrollo del yacimiento con un plateau de 10.000 m³/d de petróleo y un plateau de 12.000 m³/d de agua. En base a los estudios de los indicadores económicos mencionados anteriormente, podemos concluir que este proyecto supone una gran rentabilidad, obteniéndose un VAN de 491 millones de USD con una tasa de descuento del 15% hasta el final de la concesión en 2041, asociado a un IVAN de 1,87, presentando además el menor pay-out time de todos los escenarios analizados (2,1 años), junto con una máxima exposición de 276 millones de USD. Cabe mencionar que para el análisis anteriormente expuesto no se consideraron restricciones presupuestarias de la empresa. De existir las mismas, sería pertinente estudiar en mayor detalle el caso de perforación mínimo, ya que, de todos los escenarios propuestos, es el que presenta mayor IVAN.

Comparando el VAN de los distintos escenarios hasta el momento descritos para los diferentes horizontes de abandono (2041 o 2051), se observa en el escenario de plateau de petróleo y agua un VAN, similar en el orden de 492 millones de USD. De esta manera, se concluye, a partir de la información actual, que no es conveniente solicitar la prórroga para la explotación. Dicha decisión está fundamentada, además, en los altos factores de recuperación alcanzados al final del periodo original de la concesión. Sin embargo, esto podría cambiar a medida que el desarrollo avance y se tenga un mayor conocimiento del reservorio.

Es importante mencionar que los análisis técnicos se han realizado en base a los escasos datos disponibles, siendo necesarias una serie de asunciones que le otorgan incertidumbre. En el caso de llevarse adelante el proyecto, deberá ser reestudiado a medida que este se implementa.

Como recomendación final, al ser este el primer proyecto de la empresa en el país, se debería estudiar la conformación de una UTE (Unión Transitoria de Empresas) con compañías locales, que podrían aportar experiencia y conocimientos para facilitar el desarrollo del yacimiento, permitiendo al mismo tiempo disminuir el riesgo.

Nomenclatura

Acreage: tamaño de un área en acres.
 Boi: Factor volumétrico del petróleo inicial.
 CAPEX: *Capital Expenditure*. Inversiones de capital.
 DGA: Desembolso genuino actualizado.
 EPF: *early production facilities*. Instalaciones de superficie temporales.
 Facilities: Instalaciones de superficie.
 FWKO: *Free water knock-out*.
 GR: gamma ray.
 IP: índice de productividad
 IPR: *Inflow Performance Relationship*. Curvas de comportamiento del pozo.
 IVAN: Índice de Valor Actual Neto.
 Kg: Permeabilidad del gas.
 Ko: Permeabilidad del petróleo.
 Krg: Permeabilidad relativa de gas.
 Kro: Permeabilidad relativa del petróleo.
 M: millones.
 MD: *Measured Depth*. Profundidad medida.
 MPD: *Managed Pressure Drilling*. Manejo de la presión durante la perforación.
 Np: Acumulada de petróleo.
 N/U: Neto/útil.
 OPEX: *Operational expenditures*. Costos de desarrollar la operación.
 Payout time: Tiempo de repago.
 Pb: Presión de burbuja.
 Pbp: Presión en boca de pozo.
 Pip: Presión a la entrada de la bomba
 Plateau: Meseta.
 POIS: Petróleo original in situ.
 PVT: Presión, volumen y temperatura. Referido a evaluación de las propiedades de los fluidos.
 Pwf: Presión dinámica.
 Pws: Presión estática.
 Qb: Caudal en la presión de burbuja.
 Ql: Caudal de líquido.
 Qo: Caudal de petróleo.
 Qo máx: Caudal del petróleo máximo.
 Qw: Caudal de agua.
 RAP: Relación agua-petróleo.
 Rs: Gas disuelto.
 Scg: Saturación de gas crítica.
 So: Saturación de petróleo
 So*: Saturación de petróleo normalizado.
 Sor: Saturación de petróleo residual.
 SP: *Spontaneous potential*. Potencial espontáneo.
 Swi: Saturación de agua irreducible.
 TDH: altura dinámica total.
 TIR: Tasa interna de retorno.
 T&T: Tratamiento y transporte.
 TVDSS: *True Vertical Depth sub-sea*. Profundidad vertical real por debajo del nivel del mar.
 UTE: Unión transitoria de empresas
 USD: Dólares americanos.
 VAN: Valor actual neto
 VLP: *Vertical Lift Performance*.
 Wcut: *Water cut*. Corte de agua.
 WOR: *Water-oil Relationship*. Relación de agua-petróleo.
 Z: Factor de compresibilidad del gas.

Bibliografía

Digregorio, J. H., 1972, Neuquén. En A. F. Leanza, ed., *Geología Regional Argentina*: Córdoba, Academia Nacional de Ciencias: 439-505.

Groeber, P., 1929. Líneas fundamentales de la geología del Neuquén, sur de Mendoza y regiones adyacentes. Dirección Nacional de Geología y Minería, Publicación 58: 1-109, Buenos Aires.

Mutti, E., Gulisano, C.A, Legarreta, L., 1994. Anomalous systems tracts stacking patterns within third order depositional sequences (Jurassic-Cretaceous Back Arc Neuquén Basin, Argentine Andes). En: Posamentier, H.W., Mutti, E. (eds.). *Second High-Resolution Sequence Stratigraphy Conference, Tremp, Abstract Book*: 137-143.

Naipauer, M., Morabito, E. G., Marques, J. C., Tunik, M., Rojas Vera, E. A., Vujovich, G., Pimentel, M. P., Ramos, V. A., 2012. Intraplate Late Jurassic deformation and exhumation in western central Argentina: Constraints from Surface data and U-Pb detrital zircon ages. *Tectonophysics* 524–525 (2011): 59–75.

Leanza, H., 1973. Estudio sobre los cambios faciales de los estratos limítrofes jurásicocretácicos entre Loncopué y Picún Leufú, provincia de Neuquén, República Argentina: *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, XXVIII, v.2: 97-132.

Schiuma, M., Saavedra, C., Malone, P., Cevallos, M., Rebori, L., Vergani, G., 2002. Los reservorios del Grupo Lotena. En Schiuma, M., Hinterwimmer, G., Vergani, G. (eds.). *Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina: Simposio del V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata (2002)*: 303-333.

Simandoux, P., 1963, Dielectric measurements in porous media and application to shaly formation. *Revue de L’Institut Français du Pétrole*, v. 18, Supplementary Issue (1963): 193–215.

Urien, M., Zambrano, J., 1994. *Petroleum Systems in the Neuquén Basin, Argentina*.

Weaver, Ch., 1931. *Paleontology of the Jurassic and Cretaceous of West Central Argentina*. Men. Univ., Washington, Vol. 1. Seattle.

Zavala, C., Maretto, H., Freije, H., 2005. Hierarchy of bounding surfaces in aeolian sandstones of the Jurassic Tordillo Formation (Neuquén Basin, Argentina). *Geologica Acta*, Vol.3, N°2: 133-145.

Anexo 1 – Resultados PVT

Presión Kg/cm2	Rs m3/m3	Bo m3/m3	mo cp	Z	Bg m3/m3	mg cp
220,6	87,66	1,2715	0,676			
215	87,66	1,2726	0,670			
210	87,66	1,2737	0,665			
205	87,66	1,2747	0,661			
200	87,66	1,2759	0,656			
195	87,66	1,2771	0,652			
190	87,66	1,2783	0,647			
185	87,66	1,2797	0,643			
180	87,66	1,2814	0,639	0,8911	0,00642	0,01817
170	81,86	1,2661	0,663	0,8898	0,00679	0,01777
160	76,13	1,2512	0,690	0,8897	0,00721	0,01739
150	70,47	1,2366	0,719	0,8908	0,00770	0,01701
140	64,89	1,2223	0,751	0,8929	0,00827	0,01664
130	59,39	1,2083	0,786	0,8959	0,00893	0,01629
120	53,97	1,1946	0,826	0,8997	0,00972	0,01596
110	48,64	1,1813	0,870	0,9043	0,01066	0,01564
100	43,42	1,1684	0,920	0,9097	0,01179	0,01534
90	38,29	1,1558	0,976	0,9158	0,01319	0,01506
80	33,28	1,1437	1,040	0,9227	0,01495	0,01479
70	28,4	1,1319	1,114	0,9302	0,01723	0,01455
60	23,65	1,1207	1,200	0,9384	0,02027	0,01432
50	19,07	1,1099	1,301	0,9471	0,02456	0,01412
40	14,66	1,0997	1,420	0,9565	0,03100	0,01393
30	10,47	1,0900	1,562	0,9664	0,04176	0,01377
20	6,55	1,0811	1,731	0,9767	0,06331	0,01363
10	3,01	1,0732	1,930	0,9876	0,12803	0,01351
1,03	0,4	1,0674	2,116	0,9987	1,25700	0,01344

Autoría del informe

Doiny Cabré, Juan Pedro: Evaluación económica; marco geológico; mapa estructural y geología del reservorio; ingeniería de perforación

Tabori Cardenas, Diego Fernando: Instalaciones de Superficie; curvas IPR y VLP; ingeniería de terminación

Zorzi Ruggiero, Enzo: Escenarios y pronósticos de producción; análisis PVT; balance de materia; planificación