

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES – ITBA

ESCUELA DE POSTGRADO



DESARROLLO DEL YACIMIENTO DE PETRÓLEO SATURADO “LOMA LA MUERTA”

AUTOR: GONZÁLEZ, CRISTIAN FABIÁN (Leg. N° 104215)

**DOCENTE/S TITULAR/ES O TUTOR/ES: BERNARDI, MARIO / ARILLA, FERNANDO
/ FERNÁNDEZ BETRIA, JAVIER**

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

NEUQUÉN

OCTUBRE, 2019

ÍNDICE

1. RESUMEN EJECUTIVO	4
2. INTRODUCCIÓN.....	4
3. ANTECEDENTES.....	4
3.1. PETROLERA DEL SUR.....	4
3.2. YACIMIENTO LOMA LA MUERTA	5
3.2.1. UBICACIÓN.....	5
3.2.2. MARCO GEOLÓGICO	6
3.2.3. CAMPAÑA EXPLORATORIA – DATOS OBTENIDOS	8
4. DESARROLLO	10
4.1. ALTERNATIVAS DE DESARROLLO.....	10
4.2. EVALUACIÓN TÉCNICA.....	11
4.2.1. VOLUMETRÍA - CÁLCULO POIS/GOIS	11
4.2.2. BALANCE DE MATERIALES – FACTOR DE RECOBRO	13
4.2.3. PRODUCTIVIDAD – IPRs	14
4.2.4. PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN	16
4.2.5. INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN	18
4.3. EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	19
4.3.1. PREMISAS.....	19
4.3.2. FLUJOS DE CAJA.....	22
4.3.3. INDICADORES ECONÓMICOS	23
4.3.4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	24
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	26
6. REFERENTES.....	27
7. UNIDADES Y ABREVIATURAS	28
8. ANEXOS.....	29
8.1. Datos Petrofísicos	29
8.2. Datos PVT	29
8.3. IPRs	31
8.4. Pronósticos de Producción	34
8.5. Precios de Crudo y Gas	36
8.6. Evaluación Económica	37
9. ACLARACIÓN	43

1. RESUMEN EJECUTIVO

Este documento trata la evaluación técnico-económica del desarrollo por primaria del yacimiento de petróleo saturado "Loma La Muerta" considerando como escenarios la perforación de 7, 10, 20, 30 y 40 pozos. La evaluación económica realizada indica que la alternativa que maximiza la rentabilidad es la de 40 pozos cuyo VAN al 15% es 133 MUSD con una exposición máxima de 25 MUSD y un período de repago de 4 años, permitiendo recuperar 2.47 millones de m³ de petróleo y 1188.6 millones Sm³ de gas.

2. INTRODUCCIÓN

El presente informe corresponde a la evaluación técnico-económica del desarrollo del yacimiento de petróleo Loma La Muerta para el cual Petrolera del Sur ha obtenido recientemente una concesión de desarrollo por un período de 25 años. El objetivo es entonces determinar el escenario óptimo de pozos para el desarrollo maximizando la rentabilidad del proyecto.

El trabajo inicia con un resumen de los resultados obtenidos en la etapa de exploración, y en base a estos se desarrolla una evaluación técnica para obtener valores de reservas, factores de recobro y pronósticos de producción. Finalmente, se realiza una evaluación económica para elegir el escenario óptimo.

3. ANTECEDENTES

En esta sección se presentan las características del bloque en estudio y los datos de subsuelo que fueron obtenidos durante la campaña exploratoria y de delineación realizada por esta misma empresa durante el período de concesión exploratoria que finalizó a fines del año pasado.

3.1. PETROLERA DEL SUR

Petrolera del Sur es una operadora independiente de capitales argentinos fundada en 1990. Desde entonces ha concentrado sus actividades en la cuenca Neuquina llegando a operar en la actualidad 8 concesiones con un *staff* de aproximadamente 200 personas y alcanzando niveles de producción de más de 2000 m³/d de petróleo y 0.5 MSm³/d de gas asociado.

3.2. YACIMIENTO LOMA LA MUERTA

3.2.1. UBICACIÓN

El Bloque Loma La Muerta, cuya superficie es 30,7 km², se ubica en la provincia de Neuquén aproximadamente a 20 km en dirección noroeste de la ciudad de Añelo por ruta provincial N°7.

Posee una ubicación preferencial en referencia a las instalaciones de evacuación de la producción ya que a sólo 3 km al este del bloque se encuentran el Oleoducto y Gasoducto Central que colectan la producción de petróleo y gas de esta zona de la cuenca. Ambos ductos cuentan con capacidad ociosa debido a la fuerte declinación de los campos que se encuentran al norte.



Fig. 1. Ubicación de Loma La Muerta.

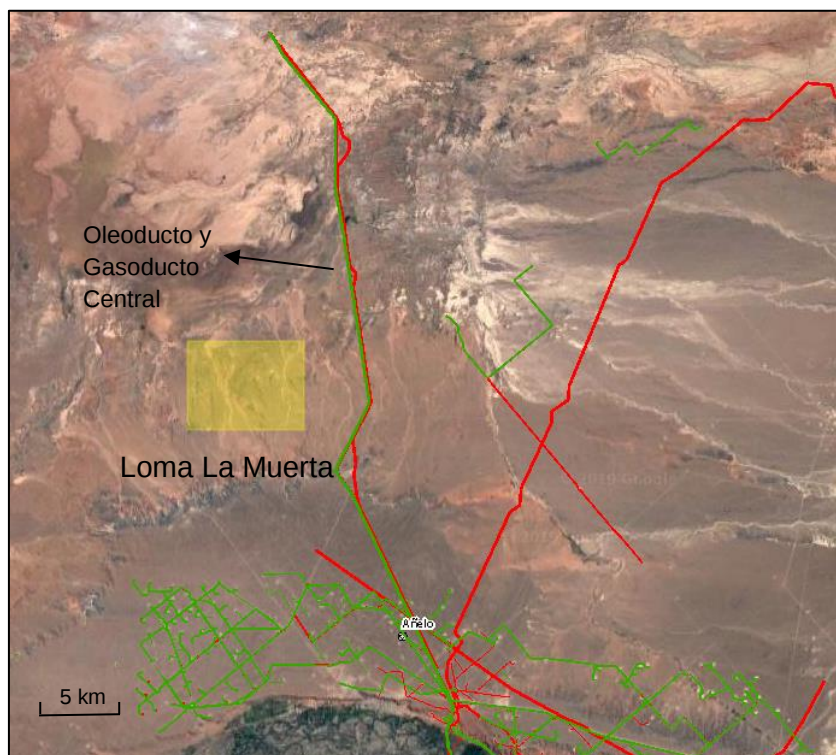


Fig. 2. Ubicación del bloque respecto a oleoductos y gasoductos troncales.

3.2.2. MARCO GEOLÓGICO

Los pozos exploratorios realizados en el bloque demostraron la existencia de petróleo saturado con casquete de gas en una estructura anticlinal que había sido identificada en la sísmica 3D realizada como parte de las tareas iniciales de estudio.

El nivel productivo corresponde a la Formación Mulichinco en su Miembro Medio que se constituye como roca reservorio del área siendo la roca madre Vaca Muerta y la roca sello el Miembro Superior de la misma formación. El reservorio se trata de areniscas limpias de ambiente eólico con excelentes propiedades petrofísicas como se mostrará en la sección siguiente.

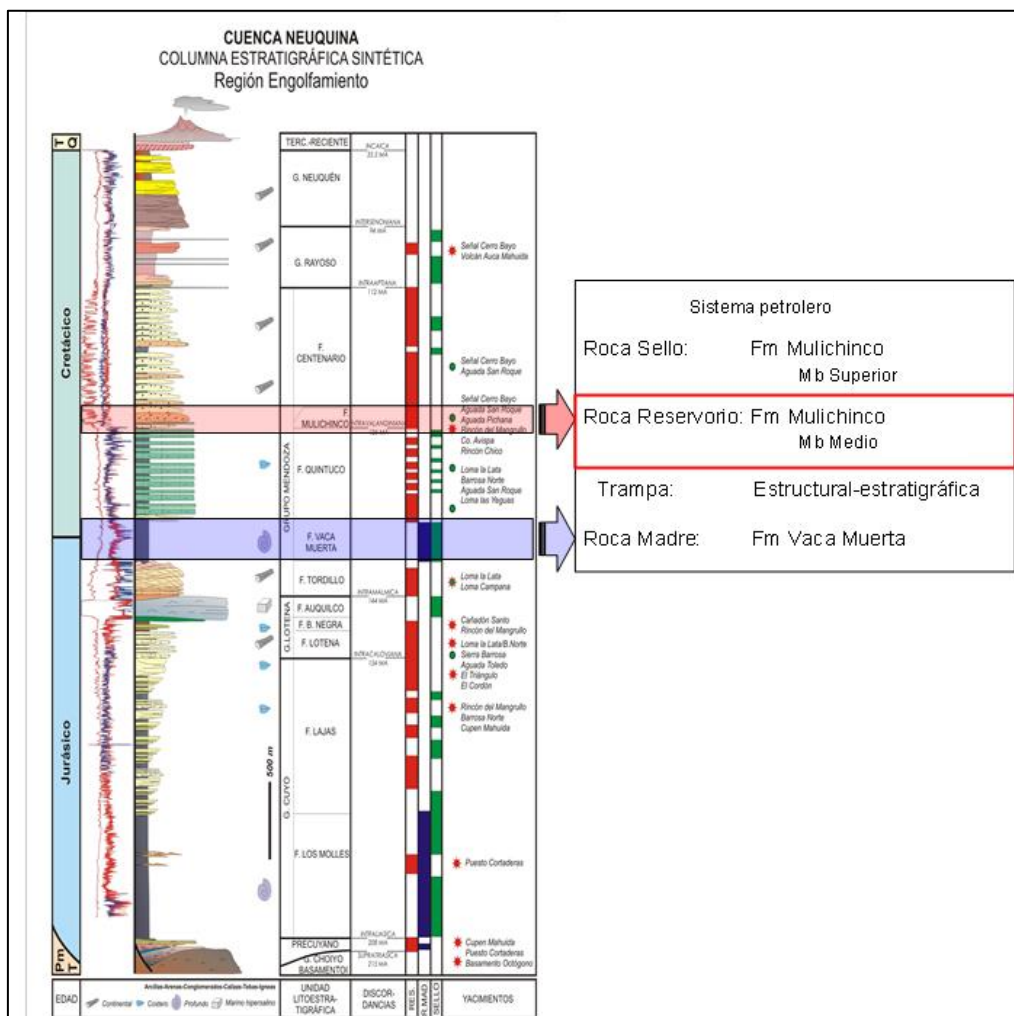


Fig. 3. Columna estratigráfica de la cuenca neuquina destacando el sistema petrolero de Loma La Muerta.

A continuación, se muestra el mapa estructural al tope de Mulichinco destacando la ubicación de los pozos exploratorios y de delineación, y el contacto agua-petróleo confirmado por el pozo 5 que comprobó agua de formación en ese nivel de la estructura.

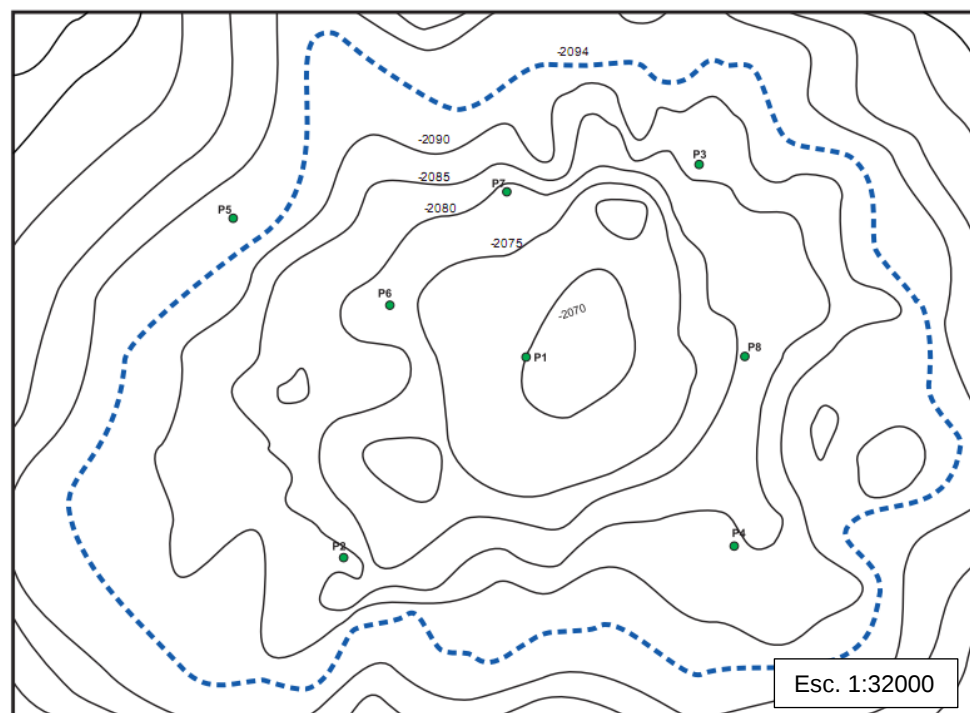


Fig. 4. Mapa estructural al tope de la formación Mulichinco para Loma La Muerta.

3.2.3. CAMPAÑA EXPLORATORIA – DATOS OBTENIDOS

Petrolera del Sur fue adjudicada con la concesión exploratoria del bloque por 5 años desde 2013 a 2018. Período en el cual se registró sísmica 3D y además se perforaron y ensayaron 8 pozos en la estructura con el objetivo de delinear el bloque y estimar los recursos disponibles tal como se asumió en el compromiso de inversión con la provincia de Neuquén.

Los datos recolectados durante estos 5 años de campaña exploratoria se detallan a continuación:

Mapa Estructural

Se muestra en la Fig. 4. Fue obtenido con sísmica 3D y ajustado por los datos de perfiles registrados en cada uno de los pozos perforados.

Petrofísica

Con los datos de perfiles a pozo abierto corridos en cada pozo se interpretaron los principales parámetros petrofísicos: espesor total, espesor útil, porosidad y saturación de agua. Los detalles particulares de cada pozo se encuentran en el Anexo/Datos Petrofísicos.

Con esta información, se calcularon las propiedades promedio a ser utilizadas en el balance de materiales y posteriores cálculos. Para la porosidad y saturación de agua, se utilizaron promedios ponderados por espesor útil y no promedios aritméticos simples

de modo de obtener valores que consideren la potencia del reservorio en cada ubicación.

Se muestra entonces la tabla resumen de propiedades promedio del reservorio en Loma La Muerta:

Prof. Prom. [mbnm]	Prof. Prom. [mbbbp]	Ht, prom [m]	Hu, prom [m]	NTG [m/m]	Φ , prom [%]	Sw, prom [%]
2086.3	2286.3	9.4	5.1	0.517	19.8	32.8

Tabla 1. Propiedades promedio del reservorio.

Como parte de la petrofísica especial, se realizaron sobre testigos de la corona tomada en el pozo exploratorio ensayos de permeabilidades relativas petróleo-gas para caracterizar la interacción roca-fluido.

Se muestran en la siguiente figura las curvas promedio obtenidas a partir de los ensayos y que se consideran representativas del reservorio:

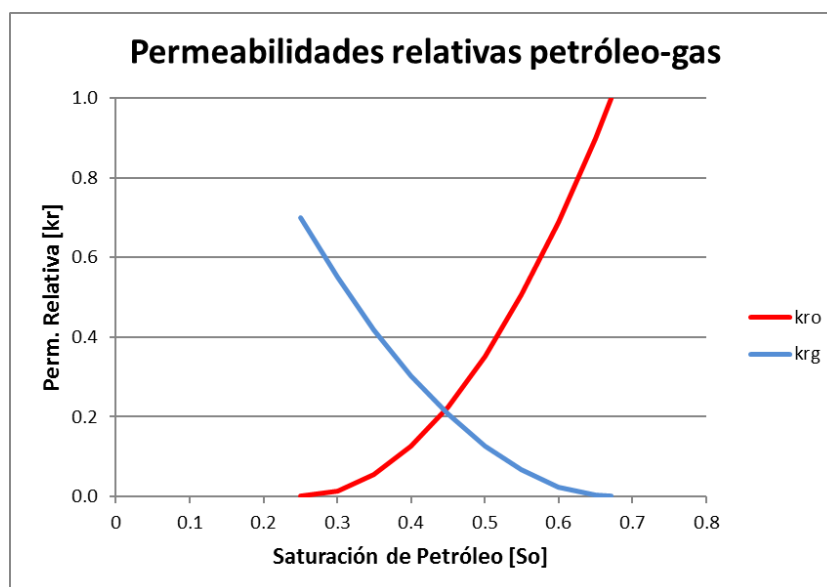


Fig. 5. Curvas de permeabilidades relativas petróleo-gas.

Caracterización del Fluido (Presión, PVT)

Como parte del plan de adquisición de datos se registró presión y temperatura de reservorio en cada pozo mediante ensayadores de formación (RFT). Referido a la profundidad media los valores obtenidos fueron:

Prof. Prom. [mbnm]	Prof. Prom. [mbbbp]	Presión [kg/cm ²]	Grad. Presión [psi/ft]	Temperatura [°C]	Grad. Temp. [°C/100m]
2086.3	2286.3	220	0.457	91.3	3.34

Tabla 2. Presión y temperatura del reservorio.

Se observan gradientes de presión y temperaturas normales referidos a los valores de la cuenca.

Con el objetivo de caracterizar el fluido se tomaron muestras en superficie de los fluidos (petróleo y gas) durante los ensayos de terminación de todos los pozos de la campaña exploratoria. Los parámetros básicos de caracterización del gas y petróleo en superficie resultaron:

Densidad Petróleo [g/cm ³]	Gravedad API [°]	Densidad Relativa Gas [-]	Impurezas Gas [Frac. Molar]
0.85	35	0.65	N ₂ = 0.02 CO ₂ = 0.01 H ₂ S = 0

Tabla 3. Datos de caracterización en superficie de petróleo y gas.

Adicionalmente se muestreó en fondo el fluido del pozo 1 y se realizó un ensayo PVT completo (expansión a masa constante, liberación diferencial, ensayo de separador, etc.). La tabla resumen y los gráficos de los distintos ensayos realizados se muestra en el Anexo/Datos PVT. A continuación, se presentan los parámetros a presión y temperatura de formación:

Presión [kg/cm ²]	Psat [kg/cm ²]	Temp. [°C]	Rs [Sm ³ /m ³]	Bo [m ³ /m ³]	μ _o [cP]	Bg [m ³ /Sm ³]
220	220	91	109.9	1.342	0.591	0.0054

Tabla 4. Datos PVT del fluido de reservorio en condiciones iniciales.

Se confirmó mediante los estudios PVT que se trata de un petróleo negro saturado con 110 m³ de gas disuelto por cada m³ de petróleo a condición de tanque.

4. DESARROLLO

4.1. ALTERNATIVAS DE DESARROLLO

Petrolera del Sur fue adjudicada a mediados de 2019 con la concesión de explotación del bloque Loma La Muerta por 25 años. Por este motivo, se requiere evaluar estrategia de desarrollo del yacimiento que básicamente implica definir la velocidad con la cual se va a explotar la acumulación descubierta.

La cantidad de pozos óptima depende de las condiciones económicas de evaluación y del nivel de inversión comprometida. Para ello se proponen 5 casos de desarrollo: un caso base que considera explotar el bloque con los 7 pozos ya terminados y ensayados y los 4 restantes considerando 10, 20, 30 y 40 pozos en total. Se asume en estos últimos casos que el 10% de los pozos perforados resulta estéril.

El cronograma de perforación y enganche de pozos de cada caso se resume en la siguiente tabla:

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

*Fueron perforados en la campaña exploratoria.

Tabla 5. Cronograma genérico de perforación y enganche para cada escenario.

Por decisión de la dirección de la compañía y con el objetivo de generar disponibilidad de caja previo a las inversiones en pozo, la perforación comienza luego de un año de producción de los pozos de la campaña exploratoria.

Se considera además que el tiempo necesario para construir las instalaciones para iniciar la producción es de un año, por lo tanto, el año 1 del proyecto corresponde a la construcción de dichas obras.

4.2. EVALUACIÓN TÉCNICA

En esta sección se describen los pasos realizados y las consideraciones asumidas para llegar a los pronósticos de producción de cada caso mencionado anteriormente.

Finalmente, se estima el número y tamaño de instalaciones de superficie (plantas de tratamiento, baterías, ductos, etc.) para cada escenario.

4.2.1. VOLUMETRÍA - CÁLCULO POIS/GOIS

Con la información estructural y petrofísica del área se realizó el cálculo volumétrico de hidrocarburos *in situ*. Para ello se modeló geoméricamente el tope y base de la estructura (ver figura siguiente) de modo de calcular las áreas a distintas profundidades y, mediante regla de los trapecios, determinar finalmente el volumen de roca que comprende el anticlinal de Loma La Muerta.

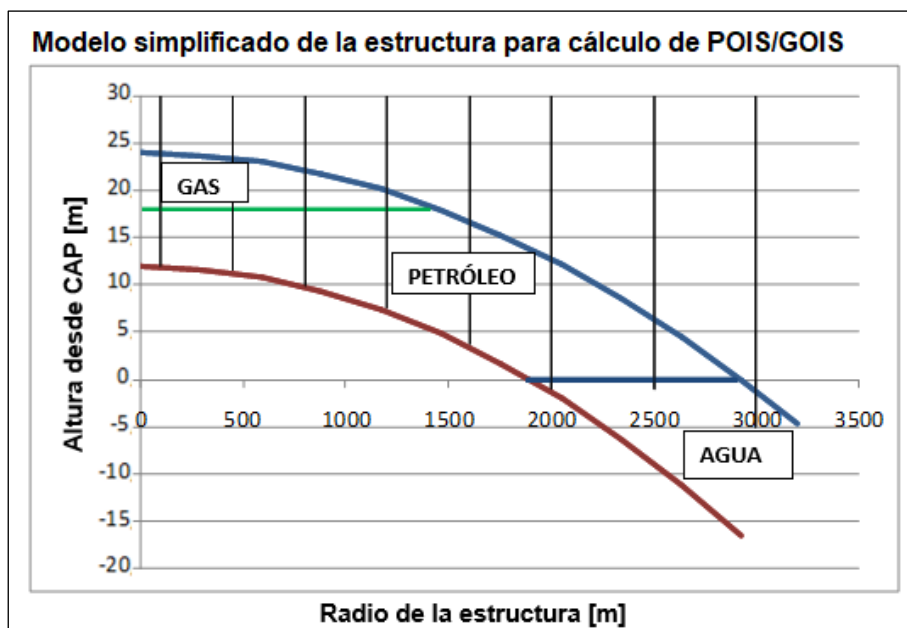


Fig. 6. Modelo geométrico de la estructura para cálculo de POIS/GOIS.

Los volúmenes de petróleo y gas *in situ* reportados a condiciones de superficie fueron calculados con las siguientes fórmulas:

$$POIS = \frac{V_{R\text{Petróleo}} \phi (1 - S_{wi})}{Bo_i}$$

$$GOIS = \frac{V_{R\text{Gas}} \phi (1 - S_{wi})}{Bg_i}$$

Siendo:

POIS: Petróleo original *in situ*.

GOIS: Gas original *in situ*.

$V_{R\text{Petróleo}}$: Volumen de roca con petróleo.

$V_{R\text{Gas}}$: Volumen de roca con gas (casquete).

ϕ : Porosidad.

S_{wi} : Saturación de agua inicial.

Bo_i : Factor volumétrico inicial del petróleo.

Bg_i : Factor volumétrico inicial del gas.

Los valores obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

VR, pet. [Mm ³]	VR, gas [Mm ³]	Φ [-]	Swi [-]	Boi [m ³ /m ³]	Bgi [m ³ /Sm ³]	POIS [Mm ³]	GOIS [MSm ³]	m
121.5	10.4	0.198	0.328	1.342	0.0054	12.1	259.5	0.086

Tabla 6. Resumen del cálculo volumétrico.

El yacimiento Loma La Muerta contiene en la estructura anticlinal descubierta un total de 12.1 millones de m³ de petróleo y 259.5 millones de m³ de gas libre en el casquete.

Adicionalmente se estableció una ley que relaciona la expansión vertical del casquete (en metros respecto al contacto gas-petróleo original) y el volumen de roca original con petróleo que va siendo invadida con esa expansión. Esta información es relevante para el balance de materiales por el aporte energético de esta expansión y para los pronósticos ya que los pozos se deben ir cerrando cuando el gas irrumpe completamente en ellos.

4.2.2. BALANCE DE MATERIALES – FACTOR DE RECOBRO

En este apartado se presentan los resultados del balance de materiales del yacimiento, que en términos simples representa la relación entre la evolución de la presión estática y el factor de recobro.

Para la resolución se utilizó la ecuación general de balance de materiales para petróleo saturado y las 5 ecuaciones auxiliares que permiten resolver iterativamente la relación presión, acumulada de petróleo y acumulada de gas. La metodología iterativa que se empleó en este trabajo fue la Tracy¹.

El balance realizado además consideró el efecto de la expansión del casquete a medida que se extrae petróleo. Si bien se adoptó como política de extracción la conservación de energía del casquete mediante el cierre de pozos que son alcanzados por el mismo, se asumió un mínimo aporte de gas del casquete a la relación gas-petróleo total a través de un coeficiente α . La presión mínima de abandono considerada fue de 40 kg/cm².

El resultado se presenta en forma gráfica en la siguiente figura:

¹Tracy.G.W: "Simplified Form of the Material Balance Equation", Trans. SPE (1955), 204, p. 243.

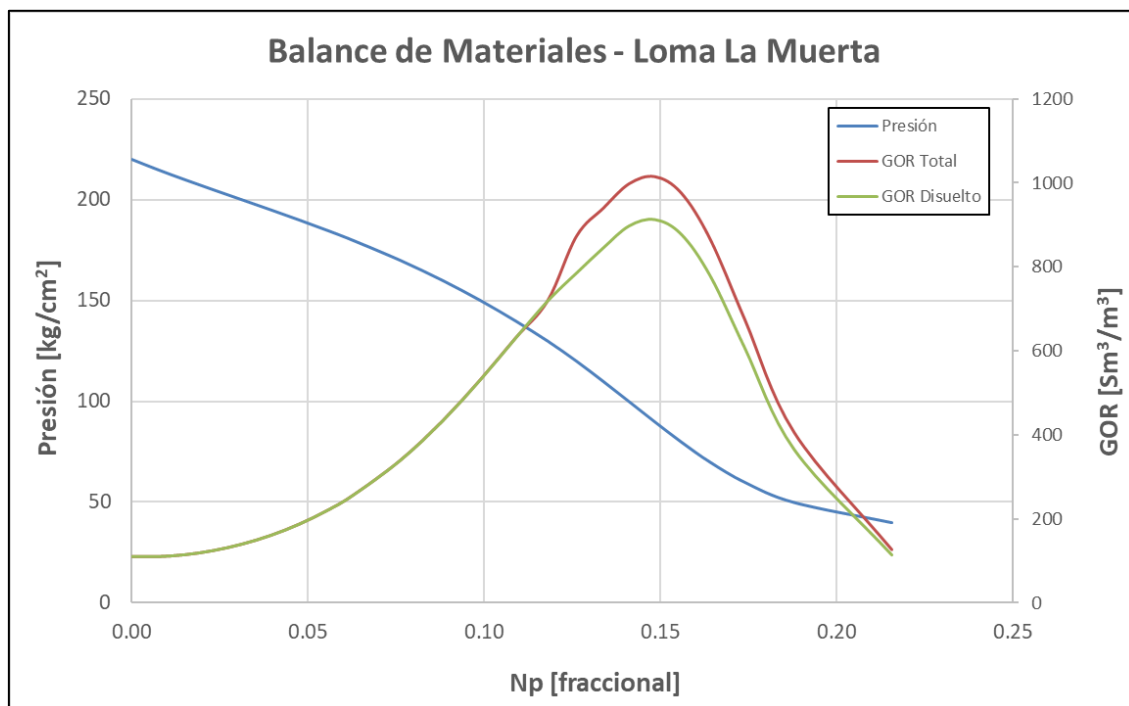


Fig. 7. Evolución de presión y GOR en función del factor de recobro. Balance de Materiales.

Se observa que el factor de recobro máximo por primaria de este yacimiento sería aproximadamente 22%. Este valor es razonable ya que el factor de recobro para el mecanismo de drenaje de expansión del gas disuelto ronda entre 14 y 22%, llegando a 30% cuando hay expansión del casquete de gas como en este caso. El volumen máximo de petróleo que se podría producir sería entonces de 2.7 millones de m³.

Es importante destacar también el comportamiento esperado del GOR (relación gas-petróleo). Se aprecia un aumento considerable hasta un 15% de factor de recobro por lo que la producción de gas irá siendo cada vez más importante a medida que se desarrolle el yacimiento. Esto implica la posibilidad de monetizar ese gas para lo cual habrá que contar con las instalaciones de tratamiento correspondientes.

4.2.3. PRODUCTIVIDAD – IPRs

Para poner en tiempo el balance de materiales y obtener los pronósticos de producción de cada caso, es necesario contar con las curvas de productividad (IPR) representativas de los pozos del campo. Para ello se utilizaron los datos de ensayos a diferentes caudales realizados durante la terminación de 4 de los pozos de la campaña exploratoria.

Para cada ensayo, se realizó un ajuste de la ecuación de Vogel (*ver detalle a continuación*) por tratarse de pozos de petróleo por debajo del punto de burbuja. Los parámetros a , b y $Q_{o\text{máx}}$ de la ecuación fueron obtenidos por iteración de modo de minimizar el error relativo entre los datos de ensayo y los cálculos mediante la ecuación.

$$Q_o = Q_{o,m\acute{a}x} \left[1 - a \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 - b \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) \right]$$

Siendo:

Q_o : Caudal de petr3leo.

$Q_{o,m\acute{a}x}$: Caudal de petr3leo m3ximo o AOF (*Absolute Open Flow*).

P_{wf} : Presi3n de fluencia en fondo.

P_b : Presi3n de burbuja del petr3leo.

a, b : Coeficientes del t3rmino cuadr3tico y lineal de la Ec. de Vogel.

El detalle del ajuste pozo a pozo se presenta en el Anexo/IPRs. Aqu3 se muestra una tabla resumen con los par3metros determinados y el promedio que se utiliz3 para la generaci3n de la curva IPR inicial representativa del yacimiento.

	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4	Promedio
P_b [kg/cm²]	220.2	220.9	219.8	219.1	220.0
$Q_{o,m\acute{a}x}$ [m³/d]	257.7	375.2	434.2	500.0	391.8
b	0.41	0.57	0.38	0.42	0.44
a	0.59	0.43	0.62	0.59	0.56

Tabla 7. Resumen par3metros IPRs del campo.

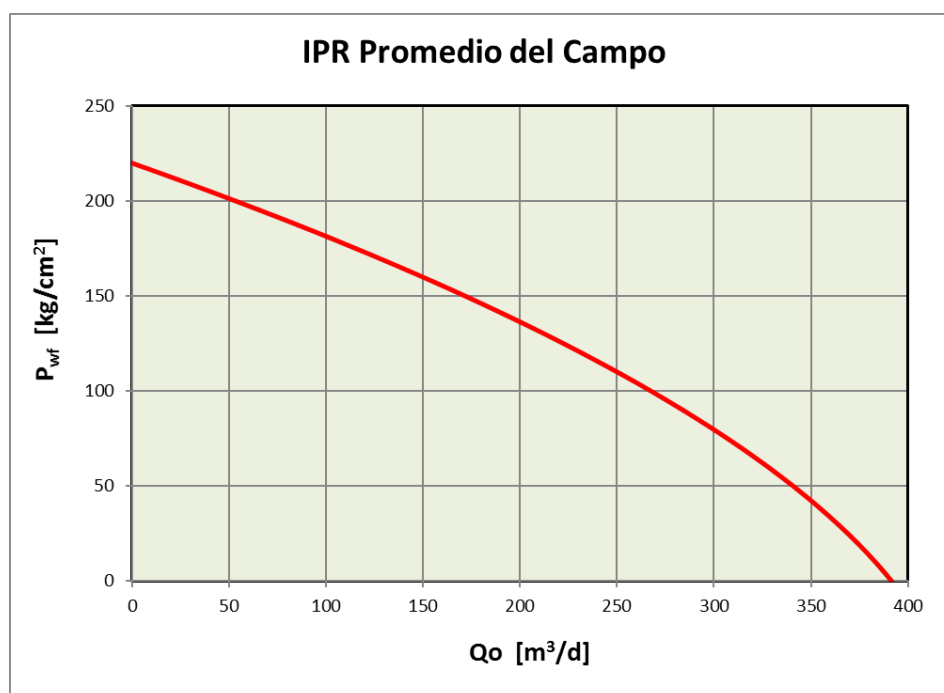


Fig. 8. Curva IPR promedio del yacimiento en condici3n inicial.

En la figura anterior se muestra entonces la curva IPR promedio del yacimiento Loma La Muerta para la condici3n inicial de presi3n. Las curvas IPR a menores presi3nes est3ticas necesarias para el pron3stico final se obtuvieron de la variaci3n del 3ndice de productividad (pendiente inicial de la curva IPR) en funci3n del cambio en

permeabilidades relativas, viscosidad y factor volumétrico con la presión y asumiendo de los parámetros a y b de la ecuación de Vogel se mantienen invariantes con la depleción.

4.2.4. PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN

Las curvas de pronóstico para cada caso presentado en la sección 4.1. se obtuvieron mediante la resolución simultánea del balance de materiales y las curvas IPRs con un proceso iterativo que busca honrar la curva presión-acumuladas del balance como así también las curvas de productividad (IPRs) para un determinado tiempo de pronóstico.

Adicionalmente al cronograma de perforación y enganche de pozos que se presentó anteriormente, se respetó la política de la compañía de explotación con *drawdown* controlado, donde inicialmente la presión de fluencia es el 90% de la presión estática y con el transcurrir del tiempo se alcanza un valor de 70%.

Como se mencionó en la sección de balance de materiales, el casquete de gas se va a ir expandiendo de modo que se tuvo en cuenta que los pozos que son alcanzados por el mismo se cierran con el objetivo de no producir ese gas y conservar la energía del casquete. Para ello, se tomó en consideración la ubicación de los pozos en cada escenario tal como muestra la siguiente tabla:

Escenario (N° Pozos)		7	9	18	27	36
Posición	Tope Punzados [m desde CGP]	N° de pozos por posición				
1	2	1	1	1	4	5
2	3		1	2	4	5
3	4		1	3	4	5
4	5	1	1	3	4	5
5	6	1	1	3	4	5
6	8	1	1	3	4	6
7	12	3	3	3	3	5

Tabla 8. N° de pozos por ubicación estructural.

Las curvas de producción en el tiempo para cada caso así obtenidas se presentan en los siguientes gráficos comparativos. Como es esperable a medida que se aumenta el número de pozos con que se desarrolla el yacimiento se alcanzan picos de producción mayores y el tiempo de vida del campo se reduce.

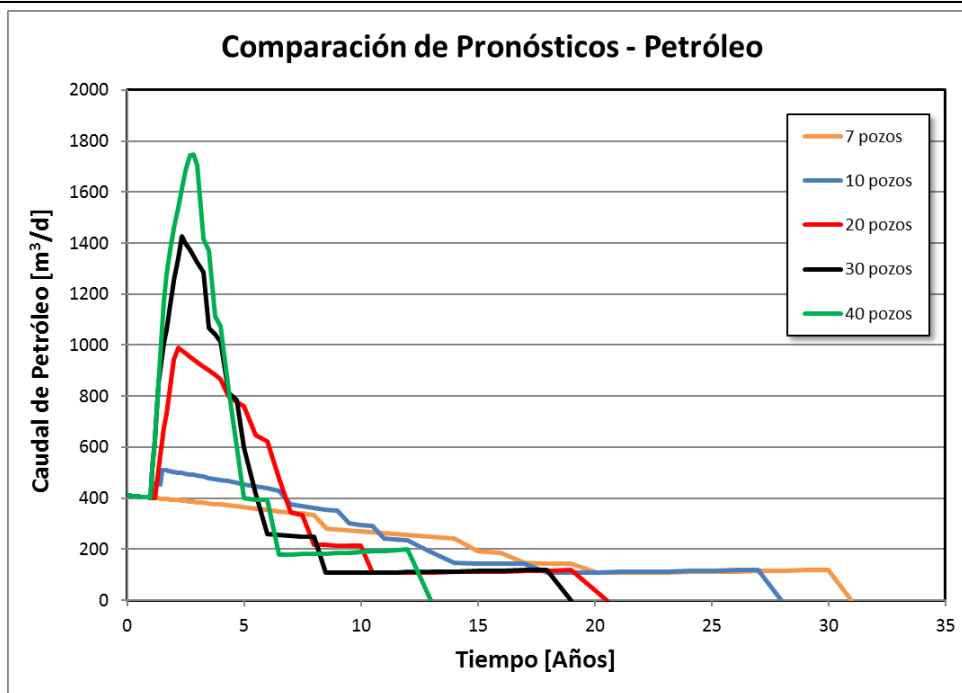


Fig. 9. Comparación de curvas de pronósticos de petróleo para los casos de desarrollo.

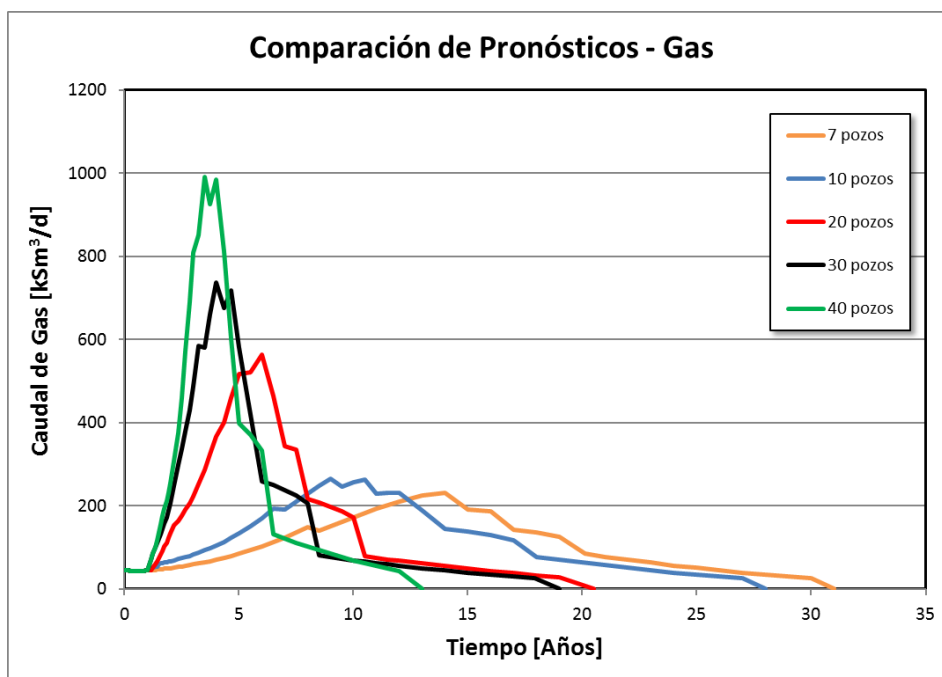


Fig. 10. Comparación de curvas de pronósticos de gas para los casos de desarrollo.

En la siguiente tabla se resumen en forma numérica la comparación de los distintos casos:

Caso	Qo, máx [m ³ /d]	Tiempo Qo,max [año]*	Qg, máx [kSm ³ /d]	Tiempo Qg,max [año]*	Vida Útil [años]
7 pozos	412	1	232	14	31
10 pozos	511	1.5	266	9	28
20 pozos	988	1.2	565	6	21
30 pozos	1425	2.3	737	4	19
40 pozos	1748	2.8	991	3.5	13

* Desde inicio de producción.

Tabla 9. Comparación numérica de escenarios (caudales máximos y tiempos).

Para mayor detalle de los pronósticos de cada escenario remitirse al Anexo/Pronósticos de Producción.

4.2.5. INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN

Para el diseño de las instalaciones de superficie se consideró un esquema similar al utilizado en el desarrollo de otro yacimiento de la compañía, el campo Fortín de Madera, iniciando con una Planta de Tratamiento de Crudo (PTC) con capacidad de tratamiento y despacho para 500 m³/d de petróleo y una Planta de Tratamiento de Gas (PTG) con capacidad para tratamiento y compresión de 300 km³/d, ambas con posibilidad de expansión. Y luego construyendo baterías modulares de 500 m³/d de petróleo y 250 km³/d de gas a medida que la producción de cada fluido vaya creciendo.

Este esquema brinda la ventaja principal de acortar los tiempos de construcción ya que se cuenta con las ingenierías de todas las instalaciones mencionadas, permitiendo además iniciar la producción mientras se amplían o construyen el resto de las instalaciones.

Los valores utilizados para la evaluación económica provistos por el departamento de Ingeniería de la empresa son los que se muestran en la tabla:

Instalación	[MUSD]
PTC	4.5
PTG	7.5
Revamping PTC/PTG	3
Módulos +500/+250	3
Ductos Troncales	3

Tabla 10. Costos de instalaciones de producción.

En base a las curvas de pronóstico de producción y las capacidades de las instalaciones mencionadas se determinaron los momentos de necesidad de inversiones.

En la siguiente tabla se indican los meses de necesidad de puesta en marcha de cada instalación contando a partir del inicio de la producción.

	Base 7P	10P	20P	30P	40P
Instalación \ Necesidad	[mes]	[mes]	[mes]	[mes]	[mes]
PTC / PTG	1	1	1	1	1
Revamping PTC			16	13	13
Revamping PTG			45	30	26
Módulos +500/+250				19	18 y 26

Tabla 11. Fechas de necesidad de instalaciones.

Y en función a esto, se consideraron los siguientes años para realización de las inversiones tomados desde el inicio del proyecto:

	Base 7P	10P	20P	30P	40P
Instalación \ Inversión	año	año	año	año	año
PTC / PTG	1	1	1	1	1
Revamping PTC			2	2	2
Revamping PTG			2	2	2
Módulos +500/+250				3	3

Tabla 12. Fechas de realización de inversiones.

Se destaca que, debido al comportamiento del GOR, la necesidad de ampliación de las instalaciones de gas se ve desfasada en el tiempo respecto a la de petróleo. Sin embargo, por la característica “paquetizada” de las instalaciones, se consideran construir en los mismos momentos.

4.3. EVALUACIÓN ECONÓMICA

En esta sección se presentan, en primer lugar, las pautas e hipótesis sobre las cuales se realizaron las evaluaciones económicas de los casos presentados anteriormente. Posteriormente, se detallan los flujos de caja, principales indicadores económicos y los respectivos análisis de sensibilidad de cada escenario.

4.3.1. PREMISAS

Precio del Petróleo y Gas

Para la determinación del precio del crudo se consideró el alcance de los decretos 566/19 y su modificador 601/19 de la Secretaría de Gobierno de Energía (SGE). Si bien la vigencia del decreto original es hasta el 13/11/2019, dada la situación económica actual del país se asumió como hipótesis la extensión del mercado regulado con precio el mismo precio hasta 31/12/2021.

De esta manera se considera el precio del barril Brent en 59 USD/bbl y el tipo de cambio en 46.69 ARS/USD, resultando en un precio equivalente para el barril BRENT en el

mercado interno de 48.7 USD/bbl para los años 2020 y 2021 (año 1 y 2 del proyecto), y luego a partir de allí el precio del barril Brent en 60 USD/bbl y el tipo de cambio liberado.

Además, se aplica un descuento de 9 USD/bbl sobre el barril Brent, por diferencia de precio respecto al Medanito. Dicho valor surge del promedio de las diferencias Brent – Medanito en los últimos 12 meses publicado en el sitio web de la SGE.

No se aplica descuento por calidad, debido a que tanto la densidad del crudo como el contenido de azufre a producir es al igual que el petróleo marcador Medanito.

En resumen, el precio de venta del barril considerado fue 39.7 USD/bbl para los años 2020-2021 y en 51 USD/bbl a partir de allí.

Respecto al gas, se tomó como precio de venta el obtenido del promedio de los distintos precios de mercado (distribuidora, GNC, industria, usina, etc.) durante el primer semestre 2019, resultando en 3.7 USD/MBTU.

En todos los casos, se asumieron precios constantes a lo largo de la vida del proyecto ya que resulta muy difícil pronosticar la evolución futura de los mismos y se prefirió evaluar sensibilidad del proyecto a los mismos mediante cálculo de *breakeven*.

Las tablas de evolución de precios y alcances de los decretos mencionados pueden encontrarse en el Anexo/Precios Crudo y Gas.

Inversiones (CAPEX)

El detalle de inversiones (CAPEX) que se consideraron en este proyecto y sus respectivos valores asumidos fueron los siguientes:

	MUSD
Costo Perforación	1.5
Costo Terminación/ <i>Workover</i>	0.5
Costo Abandono	0.2
Instalaciones de Producción Iniciales	15
Inversiones Auxiliares (Oficinas, etc.)	5

Tabla 13. *Inversiones consideradas y sus valores.*

Las inversiones estimadas para cada caso se muestran en la tabla:

	Base 7P	10P	20P	30P	40P
Inversión	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD
Pozos	0	4	23.5	43	62.5
Instalaciones de Producción	15	15	18	21	24
Abandono de Pozos	0.8	1.2	3.6	5.4	7.2
Inversiones Auxiliares (Oficinas, etc.)	5	5	5	5	5

Inversión Total	20.8	25.2	50.1	74.4	98.7
------------------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------

Tabla 14. Inversiones por rubro y totales para cada escenario.

Costos de Operación

De acuerdo con los costos operativos que la compañía presenta en campos similares se definieron para esta evaluación los siguientes OPEX:

OPEX		
OPEX Variable 1 (Unitario por barril)	[USD/boe]	10
OPEX Variable 2 (Unitario por pozo)	[MUSD/pozo]	0.05
OPEX Fijo	[MUSD/año]	1

Tabla 15. Detalle de Costos Operativos.

Amortizaciones

La amortización de las inversiones de pozos e instalaciones de producción se realizó mediante el método UOP(*Unit Of Production*) teniendo en cuenta las reservas que incorpora cada pozo a medida que se engancha.

Las inversiones auxiliares (edificios, oficinas, etc.) fueron amortizadas linealmente asumiendo 20 años de vida útil.

Impuestos

Los impuestos que se consideraron para la evaluación fueron: IVA (21%), Ingresos Brutos (3.5%) e Impuesto a las Ganancias (35%). Los últimos dos se comienzan a pagar después del primer año de ejercicio ya que la producción de hidrocarburos y las ventas se inician a partir del año 2 del proyecto.

Regalías

Tal cual lo establece el contrato de concesión por 25 años, las regalías corresponden al 12%.

Tasa de Descuento

Se utilizó una Tasa de Descuento de 15% fijada por Petrolera del Sur para todos sus proyectos de desarrollo de acuerdo con la última pauta de evaluación.

4.3.2. FLUJOS DE CAJA

El flujo de caja de cada escenario se calculó de la siguiente manera:

$$FC = EBITDA - IIGG - FC\ IVA - CAPEX$$

Siendo:

FC: Flujo de Caja

EBITDA: Ganancias antes de intereses, impuestos y amortizaciones (EBITDA = Ingresos – Regalías – OPEX – Ing. Brutos).

IIGG: Impuesto a las ganancias.

FC IVA: Flujo de Caja del Impuesto al Valor Agregado.

CAPEX: Inversiones de capital.

A modo de resumen y comparación se presentan gráficamente los flujos de caja libre y acumulados de cada caso:

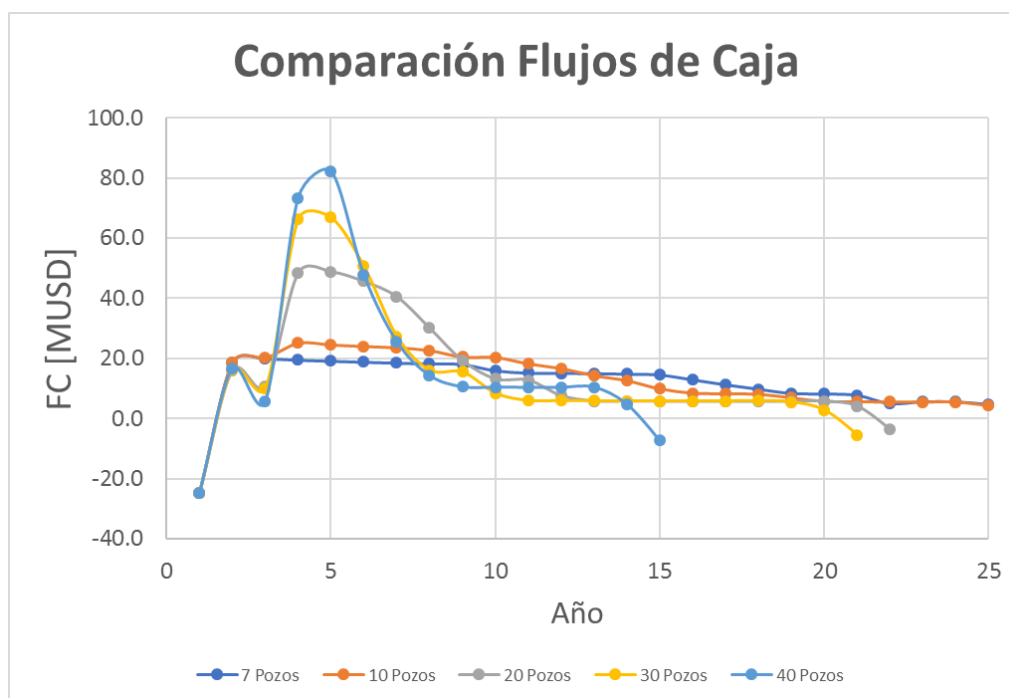


Fig. 11. Comparación de flujos de caja libre para los distintos escenarios.

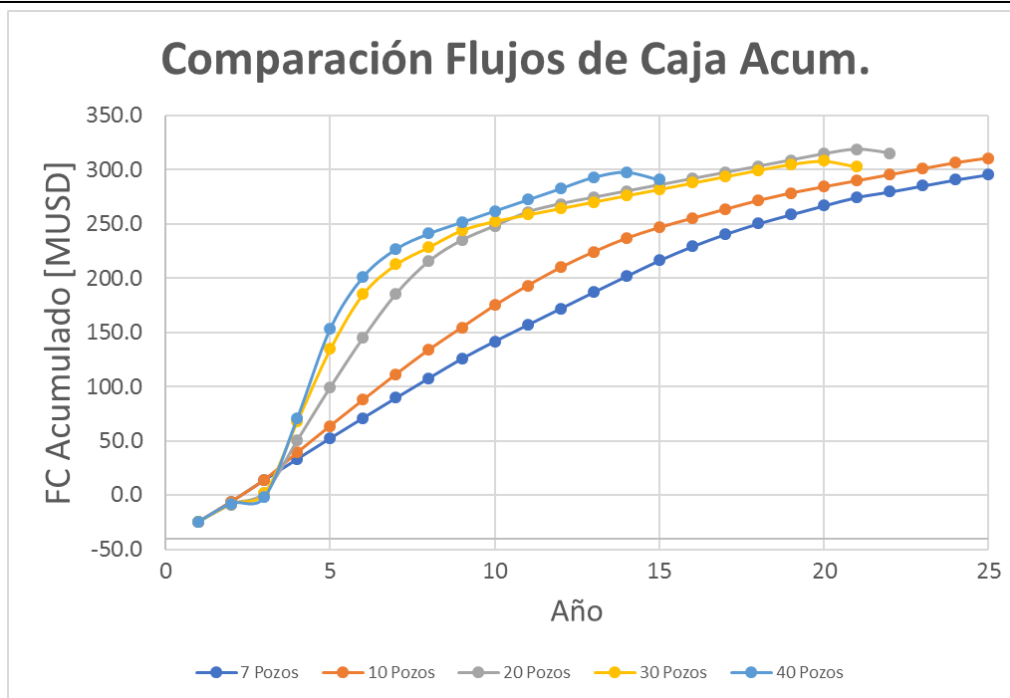


Fig. 12. Comparación de flujos de caja acumulados para los distintos escenarios.

Como observación general se aprecia que en todos los casos la mayor exposición corresponde a la inversión del año 1 en instalaciones para poder iniciar la producción. Las inversiones en pozos si bien son importantes están diferidas hasta el año 3/4 y se apalancan con la producción inicial de los 7 pozos por lo que no generan un impacto importante en el flujo de caja. Bajo estas circunstancias, los escenarios de aceleración agresivos se ven favorecidos ya que adelantan las ganancias.

4.3.3. INDICADORES ECONÓMICOS

Los indicadores económicos que se calcularon a partir de los flujos de caja fueron:

- Indicadores de Endeudamiento
 - Máxima Exposición
 - Período de Repago
- Indicadores de Rentabilidad
 - Valor Actual Neto (VAN)
 - Tasa Interna de Retorno (TIR)
 - Eficiencia de la Inversión (VAN/Inversión)

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos para cada escenario:

Caso		7 Pozos	10 Pozos	20 Pozos	30 Pozos	40 Pozos
VAN	[MUSD]	79.7	92.9	120.5	128.0	133.0
TIR	[%]	77%	84%	92%	102%	105%
Máx. Exposición	[MUSD]	-24.7	-24.7	-24.7	-24.7	-24.7
Máx. Exposición	[Año]	1	1	1	1	1
Período de Repago	[Año]	3	3	3	3	4
Ef. Inversión (Inv sin descontar)	[USD/USD]	3.98	3.87	2.59	1.85	1.45
Ef. Inversión (Inv descontada)	[USD/USD]	4.27	4.33	3.22	2.42	1.97
Break Even Precio Petróleo (Medanito)	[USD/bbl]	13.5	13.5	15.2	17.1	18.7
Producción Total	[MBOE]	20.7	21.8	22.9	23.1	23.1

Tabla 16. Resumen indicadores económicos para cada escenario.

El análisis de los indicadores de endeudamiento es coincidente con la observación de la sección anterior. En todos los casos, la máxima exposición se da en el año 1 y corresponde a la inversión en instalaciones para poner a producir los 7 pozos de la campaña exploratoria. Las inversiones en pozos que están diferidas no impactan en la máxima exposición y sólo repercuten ligeramente en el período de repago (en el orden de meses).

En todos los casos el VAN obtenido es mayor que cero por lo que todas las alternativas son rentables. Si se comparan los valores, se desprende que bajo las condiciones mencionadas el aceleramiento es lo más conveniente siendo el caso de 40 pozos el que mayor VAN arroja. La eficiencia de la inversión (*ratio* de rentabilidad por cada dólar invertido), en cambio, muestra como casos más atractivos los de 7 y 10 pozos dependiendo si se considera la inversión sin descontar o descontada respectivamente.

La TIR de todos los casos muestra que está muy por encima de la exigida por la compañía.

4.3.4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Para complementar la decisión de inversión, se realizó un análisis de sensibilidad de cada caso de modo de identificar las variables de más impacto. Si bien se reconoce, que es un análisis simplificado, ya que sólo cambia una variable a la vez, resulta útil para ordenarlas de acuerdo con su nivel de impacto.

Se presentan los gráficos de araña para los casos extremos (7 y 40 pozos) con el fin de ejemplificar las sensibilidades al CAPEX, OPEX, Precio de Crudo y Precio de Gas.

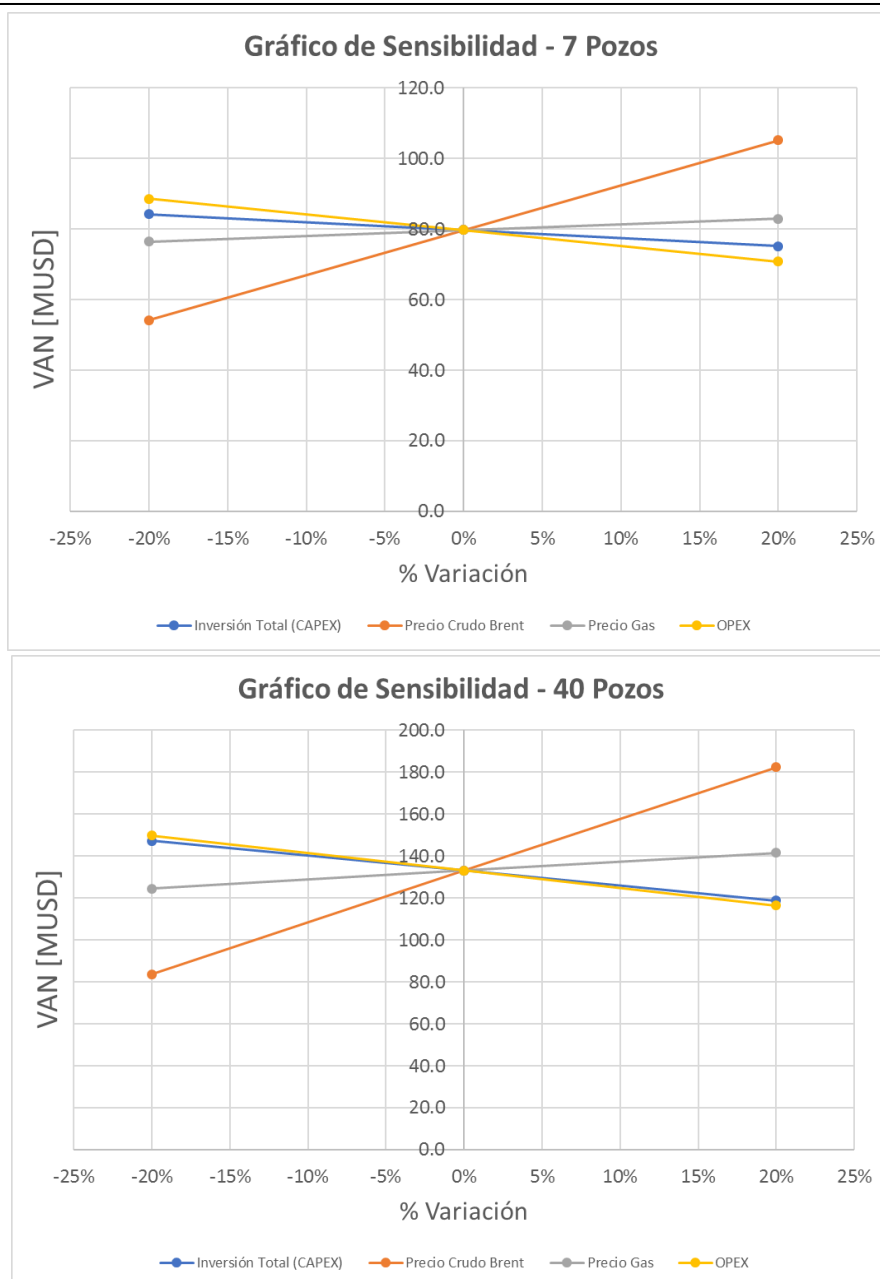


Fig. 13. Gráficos de sensibilidad para los casos extremos (7 y 40 pozos).

Como en la mayoría de los proyectos de la industria petrolera, el precio del crudo resulta ser la variable de mayor sensibilidad. Con esto en mente, se calculó el *breakeven* (el valor que hace cero al VAN) para cada caso cuyos valores se presentan en la Tabla 16. Se aprecia que el *breakeven* va de 14 a 19 USD/bbl referenciado a crudo Medanita que correspondería a valores de Brent de 23 a 28 USD/bbl. Los escenarios son rentables incluso con precios muy por debajo de los asumidos.

El resto de las variables tienen mucho menor impacto, siendo el OPEX la que sigue en importancia. A medida que se consideran más pozos, como es lógico, el CAPEX cobra mayor importancia, pero no alcanza a tener más impacto que los costos operativos. El precio del gas no tiene impacto considerable en ningún caso.

Considerando que el gas es un producto secundario de la explotación de petróleo y no constituye un objetivo principal de este proyecto, se realizó un análisis con el fin de verificar la conveniencia de acondicionarlo y venderlo para lo cual se necesitan importantes inversiones.

Para ello se comparan los VAN de cada caso considerando como escenarios la venta de gas con su acondicionamiento vs. el venteo de gas. Se muestra entonces el gráfico comparativo:

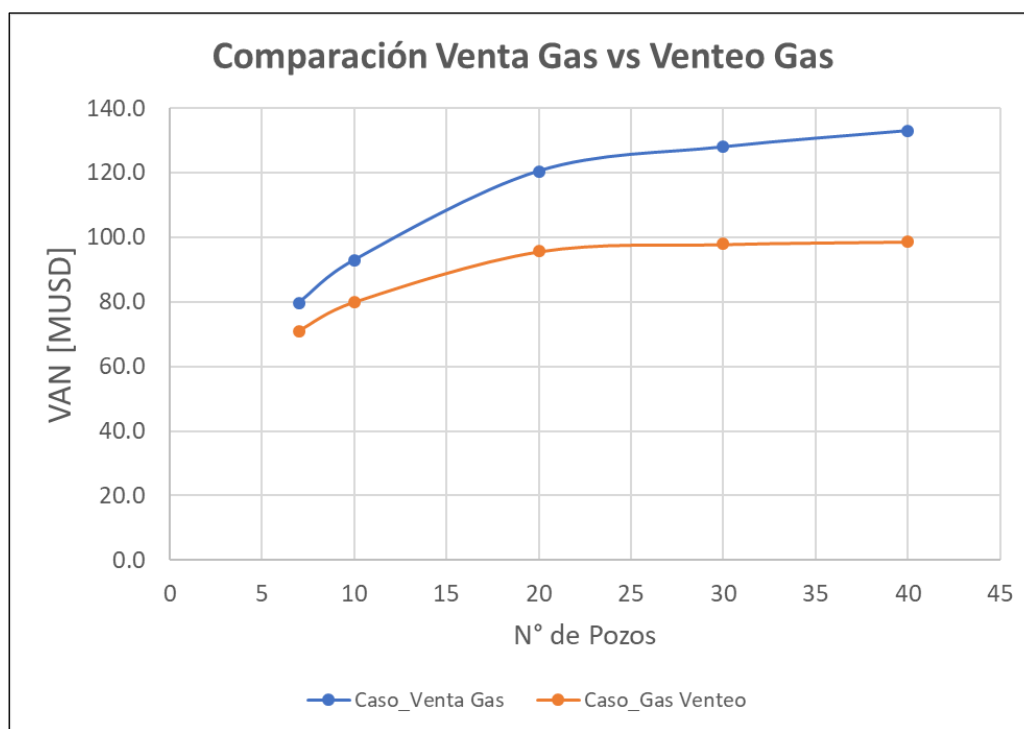


Fig. 14. Comparación escenarios venta gas vs venteo gas.

Se puede apreciar que el escenario con tratamiento de gas y venta presenta mayor VAN en todos los casos haciéndose mejor con mayor número de pozos por el comportamiento de las curvas de gas (ver sección 4.2.4). Esto indica que para este proyecto la venta de gas aporta valor y constituye una parte importante de la rentabilidad.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El yacimiento Loma La Muerta presenta un total de 12.1 millones de m³ de petróleo y 259.5 millones de m³ de gas libre (casquete).
- El factor de recobro de petróleo máximo por primaria podría alcanzar el 22% implementando la estrategia de no producir el gas del casquete, lo que representa la posibilidad de recuperar aprox. 2.7 millones de m³ de petróleo.
- Por tratarse de un reservorio de petróleo saturado, se esperan producciones importantes de gas asociado de buena calidad que puede ser puesto en valor.

- Se verifica que el tratamiento y venta de gas aporta valor al proyecto y constituye una parte importante de la rentabilidad.
- Bajo las condiciones económicas actuales, el desarrollo del bloque es rentable en todos los escenarios analizados incluyendo el desarrollo con los pozos ya disponibles.
 - La variable de mayor sensibilidad para el proyecto es el precio del crudo. Se estima un valor de *breakeven* del orden de 25-30 USD/bbl (Brent).
 - La máxima exposición para afrontar este proyecto independientemente del número de pozos que se decida hacer *a posteriori* se estima en 25 MUSD y corresponde a las inversiones necesarias para poner en producción los 7 pozos ya evaluados.
 - En base a los resultados obtenidos en la evaluación económica, **se recomienda implementar el proyecto de desarrollo de 40 pozos** ya que presenta los mejores indicadores. No habiendo diferencias significativas en los indicadores de endeudamiento y siendo el de mayor VAN (133 MUSD) representa la mejor opción a nivel rentabilidad. Si bien existen algunos escenarios con mejor Eficiencia de la Inversión, la máxima exposición (aprox. 25 MUSD) y la inversión máxima necesaria son capitales que la compañía dispone sin necesidad de financiamiento externo.
 - Además, el escenario de aceleración de mayor cantidad de pozos (40) permite obtener aproximadamente 2 MBOE adicionales en el período de concesión si se compara con el caso base (7 pozos).
 - Como alternativa de desarrollo y en vistas al tiempo de concesión obtenido, se propone analizar también distintos escenarios de implementación de recuperación secundaria. El factor de recobro podría llevarse al rango de 35-45% valiéndose de las excelentes propiedades del reservorio (roca mojable al agua, excelente transmisibilidad, buena continuidad areal de las areniscas, petróleo liviano por lo que se espera una relación de movilidad favorable).

6. REFERENTES

Este trabajo fue realizado por los equipos de Exploración, Geociencias y Proyectos de Petrolera Sur. Los responsables de cada una de las secciones de este documento se mencionan a continuación:

- Antecedentes (descripción del yacimiento Loma La Muerta, campaña exploratoria y datos obtenidos): **Javier Fernández, Gerente de Exploración.**
- Evaluación Técnica (volumetría, balance de materiales, pronósticos de producción): **Cristian González, Gerente de Geociencias.**
- Evaluación Económica (premisas, flujo de caja, indicadores y análisis de sensibilidad): **Leandro Vilches, Gerente de Proyectos.**

7. UNIDADES Y ABREVIATURAS

Símbolo	Significado	Conversión
°C	grados Celsius	
ARS	pesos argentinos	
bbl	barriles	1 bbl = 0.159 m ³
BOE	barril de petróleo equivalente	1 BOE = 5.8 MBTU
BTU	unidad térmica británica	1 BTU = 0.252 kcal
cm	centímetros	
cP	centiPoise	
ft	pie	1 ft = 0.3048 m
g	gramos	
k	miles	
m	metros	
M	millones	
m ³	metros cúbicos	
mbbp	metros bajo boca de pozo	
mbnm	metros bajo nivel del mar	
psi	libras por pie cuadrado	1 psi = 0.068 atm
Sm ³	m ³ estándar (15°C, 1 atm)	
USD	dolares americanos	

Tabla 17. Resumen de unidades utilizadas.

Siglas	Significado
μ_o	Viscosidad de Petróleo
Bg	Factor Volumétrico del Gas
Bo	Factor Volumétrico del Petróleo
CAPEX	Costos de Capital
CGP	Contacto Gas-Petróleo
EBITDA	Ganancias antes de intereses, impuestos y amortizaciones
FC	Flujo de Caja
GOIS	Gas Original In Situ
GOR	Relación Gas-Petróleo
Ht	Espesor Total
Hu	Espesor Útil
IIGG	Impuesto a las Ganancias
IPR	<i>Inflow Performance Relationship</i>
IVA	Impuesto al Valor Agregado
kr	Permeabilidad Relativa
m	Relación volumen casquete gas/petróleo en fondo
Np	Acumulada de Petróleo
NTG	<i>Net to Gross</i> (Relación Espesor Útil/Total)
OPEX	Costos de Operación

Pb	Presión de burbuja
POIS	Petróleo Original In Situ
PTC	Planta Tratamiento de Crudo
PTG	Planta Tratamiento de Gas
Pwf	Presión de fluencia
Qo	Caudal de Petróleo
Rs	Relación de Gas Disuelto
SGE	Secretaría de Gobierno de Energía
So	Saturación de Petróleo
Sw	Saturación de agua
TIR	Tasa Interna de Retorno
VAN	Valor Actual Neto
VR	Volumen de Roca
Φ	Porosidad

Tabla 18. Resumen de abreviaturas utilizadas.

8. ANEXOS

8.1. Datos Petrofísicos

Pozo	Tope	Base	Ht	N/G	Hu	Porosidad	Sw
	[mbnm]	[mbnm]	[m]	[m/m]	[m]	[-]	[-]
P1	-2076.0	-2082.0	6.0	0.510	3.1	0.174	0.286
P2	-2087.5	-2094.0	6.5	0.400	2.6	0.146	0.440
P3	-2086.1	-2094.0	7.9	0.560	4.4	0.162	0.341
P4	-2087.5	-2094.0	6.5	0.380	2.5	0.155	0.407
P5	-2094.0	-2094.0	0.0	0.000	0.0		
P6	-2076.0	-2088.5	12.5	0.590	7.4	0.228	0.308
P7	-2077.2	-2090.5	13.3	0.580	7.7	0.201	0.319
P8	-2081.2	-2094.0	12.8	0.600	7.7	0.230	0.321

Tabla 19. Parámetros petrofísicos de los pozos de la campaña exploratoria.

8.2. Datos PVT

Presión	Rs	Bo	μo	Z	Bg	μg
[Kg/cm ²]	[m ³ /m ³]	[m ³ /m ³]	[cP]	[-]	[m ³ /m ³]	[cP]
220	109.85	1.3416	0.591	0.90526	0.005353	0.02008
215	107.1	1.3340	0.592	0.90249	0.005460	0.01983
210	104.33	1.3264	0.594	0.90000	0.005575	0.01958
205	101.55	1.3188	0.598	0.89780	0.005697	0.01934
200	98.76	1.3111	0.603	0.89587	0.005827	0.01911
195	95.95	1.3036	0.611	0.89423	0.005965	0.01887
190	93.14	1.2960	0.619	0.89285	0.006113	0.01865

185	90.32	1.2885	0.628	0.89174	0.006270	0.01842
180	87.66	1.2814	0.639	0.89108	0.006423	0.01817
170	81.86	1.2661	0.663	0.8898	0.006792	0.01777
160	76.13	1.2512	0.690	0.88971	0.007208	0.01739
150	70.47	1.2366	0.719	0.89079	0.007696	0.01701
140	64.89	1.2223	0.751	0.89292	0.008261	0.01664
130	59.39	1.2083	0.786	0.8959	0.008921	0.01629
120	53.97	1.1946	0.826	0.8997	0.009699	0.01596
110	48.64	1.1813	0.870	0.90431	0.010627	0.01564
100	43.42	1.1684	0.920	0.90969	0.011749	0.01534
90	38.29	1.1558	0.976	0.91582	0.013127	0.01506
80	33.28	1.1437	1.040	0.92266	0.014857	0.01479
70	28.4	1.1319	1.114	0.93019	0.017087	0.01455
60	23.65	1.1207	1.200	0.93836	0.020061	0.01432
50	19.07	1.1099	1.301	0.94714	0.024217	0.01412
40	14.66	1.0997	1.420	0.95648	0.030416	0.01393
30	10.47	1.0900	1.562	0.96636	0.040632	0.01377
20	6.55	1.0811	1.731	0.97674	0.060593	0.01363
10	3.01	1.0732	1.930	0.98762	0.117832	0.01351
1.03	0.4	1.0674	2.116	0.9987	0.630047	0.01344

Tabla 20. Parámetros PVT del fluido de reservorio.

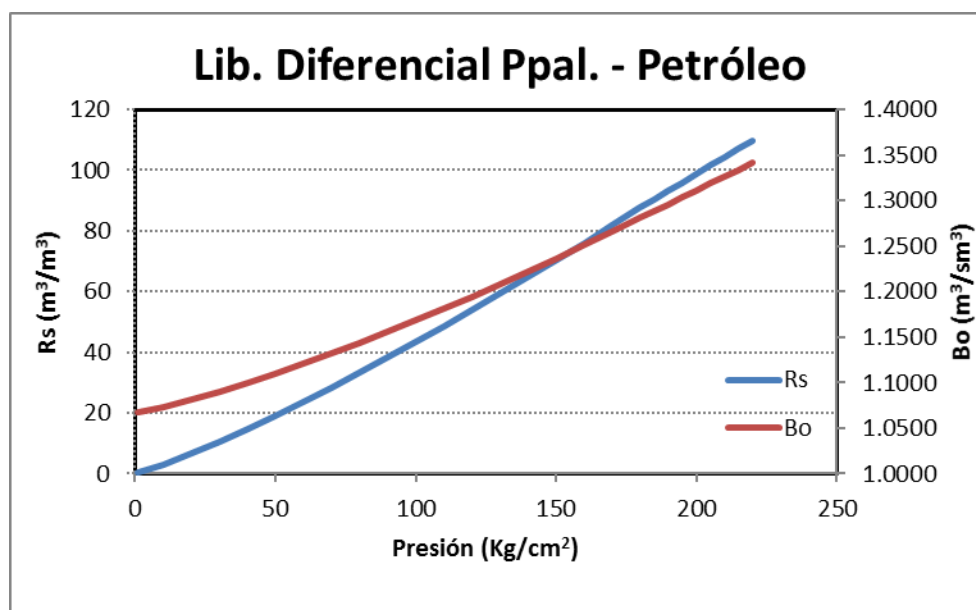


Fig. 15. Evolución de Bo y Rs con la presión.

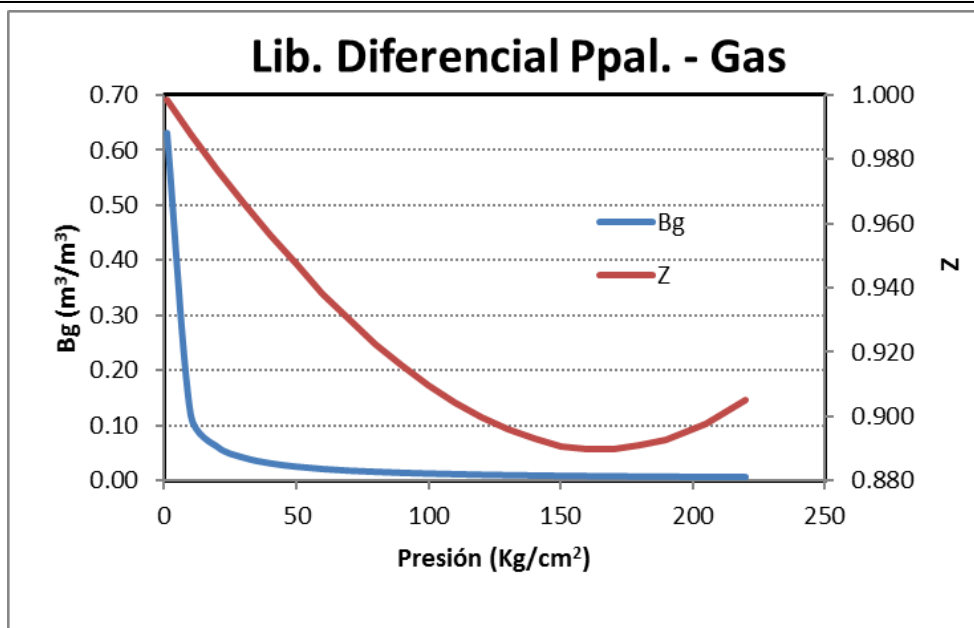


Fig. 16. Evolución de Bg y Z con la presión.

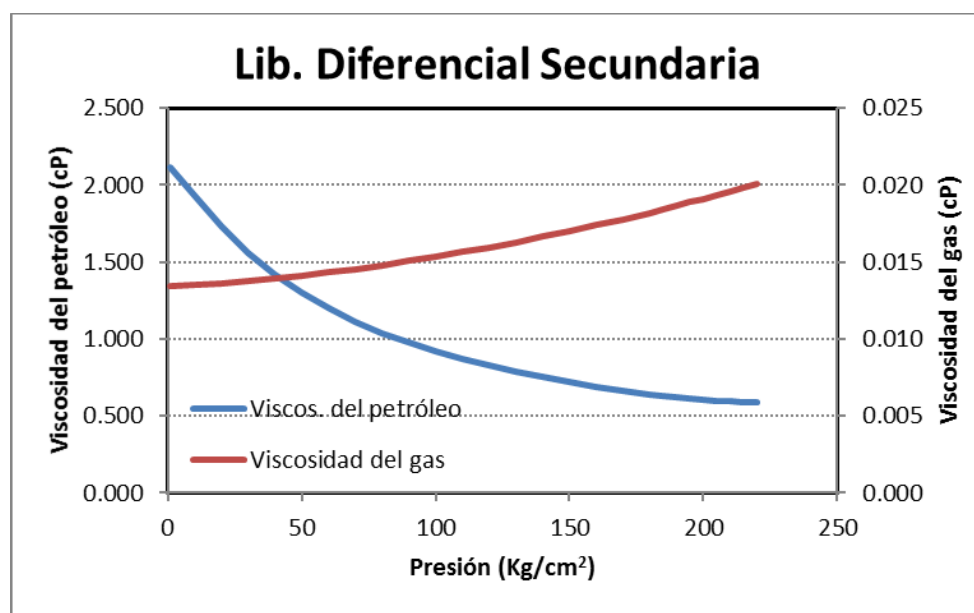


Fig. 17. Evolución de la viscosidad del petróleo y el gas con la presión.

8.3. IPRs

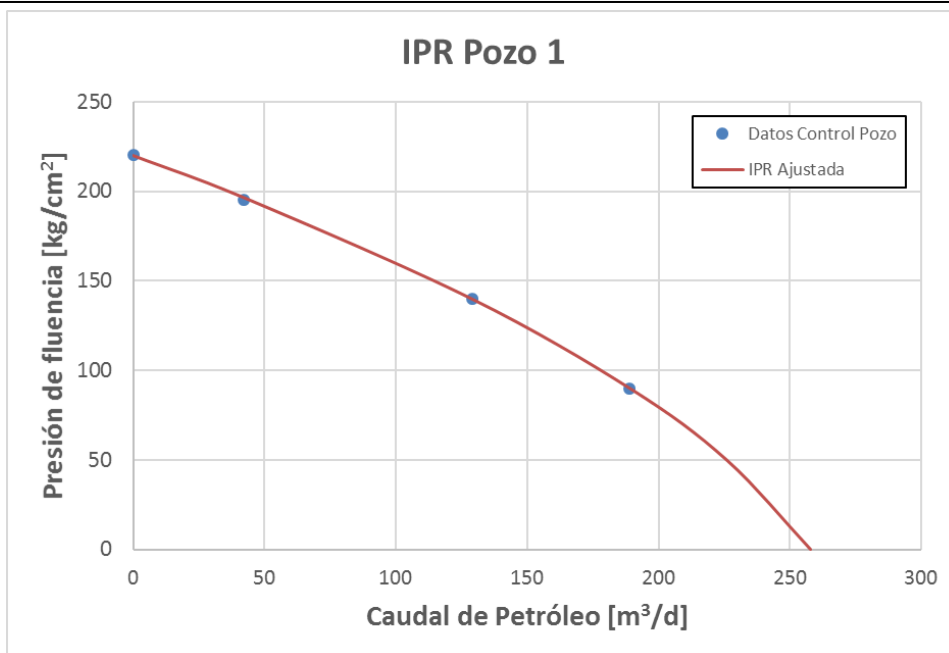


Fig. 18. Ajuste de datos de ensayo del pozo 1 con ecuación de Vogel.

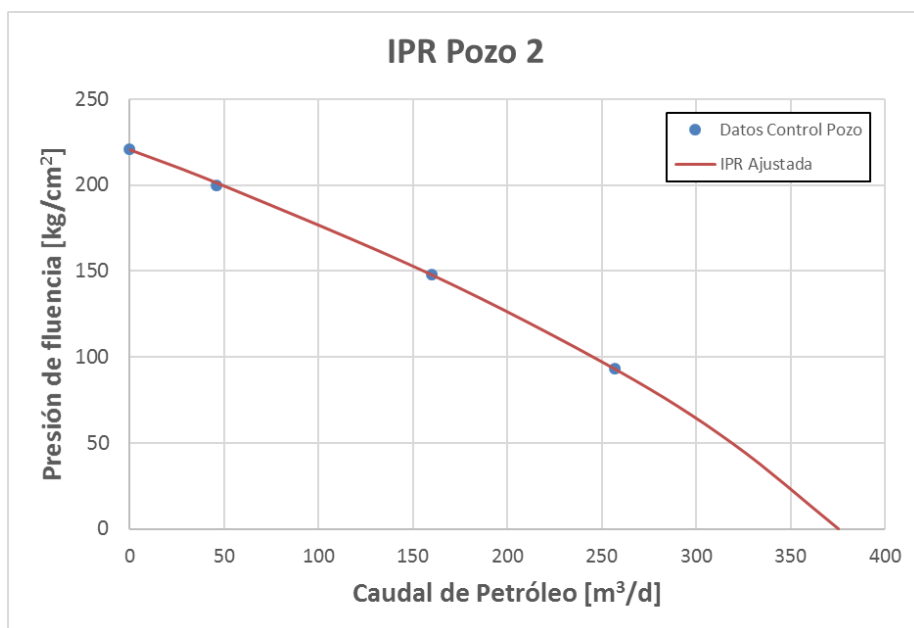


Fig. 19. Ajuste de datos de ensayo del pozo 2 con ecuación de Vogel.

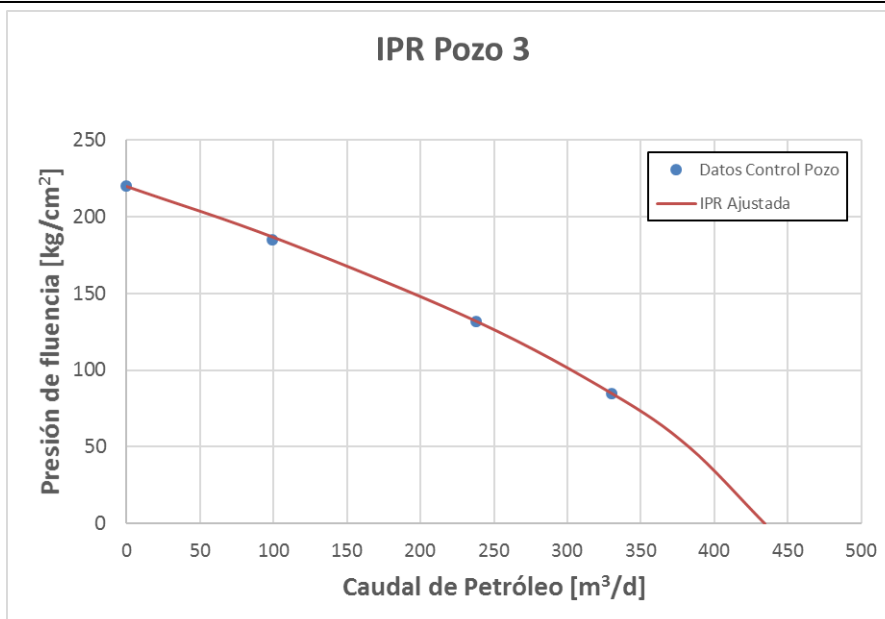


Fig. 20. Ajuste de datos de ensayo del pozo 3 con ecuación de Vogel.

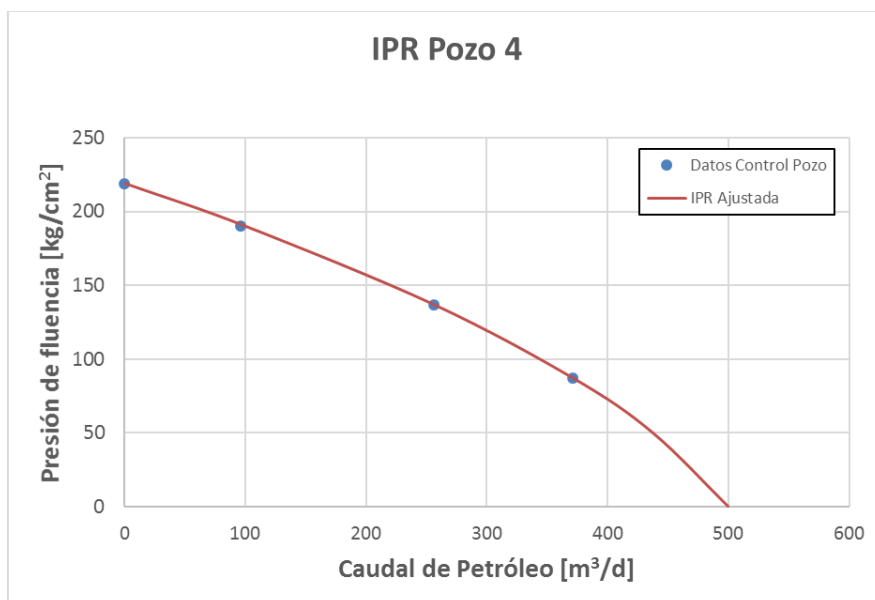


Fig. 21. Ajuste de datos de ensayo del pozo 4 con ecuación de Vogel.

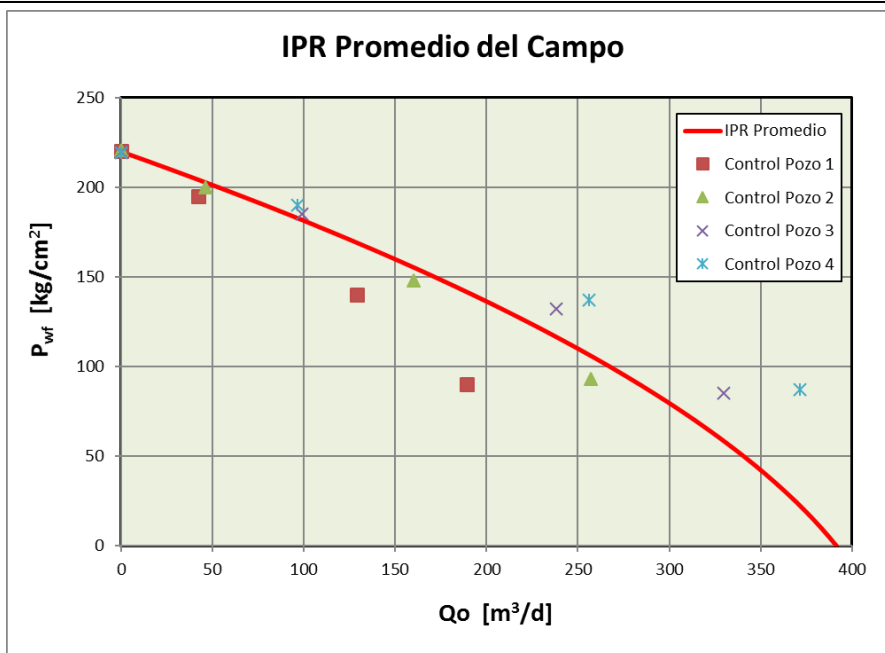


Fig. 22. Comparación IPR promedio del yacimiento con los datos de los ensayos.

8.4. Pronósticos de Producción

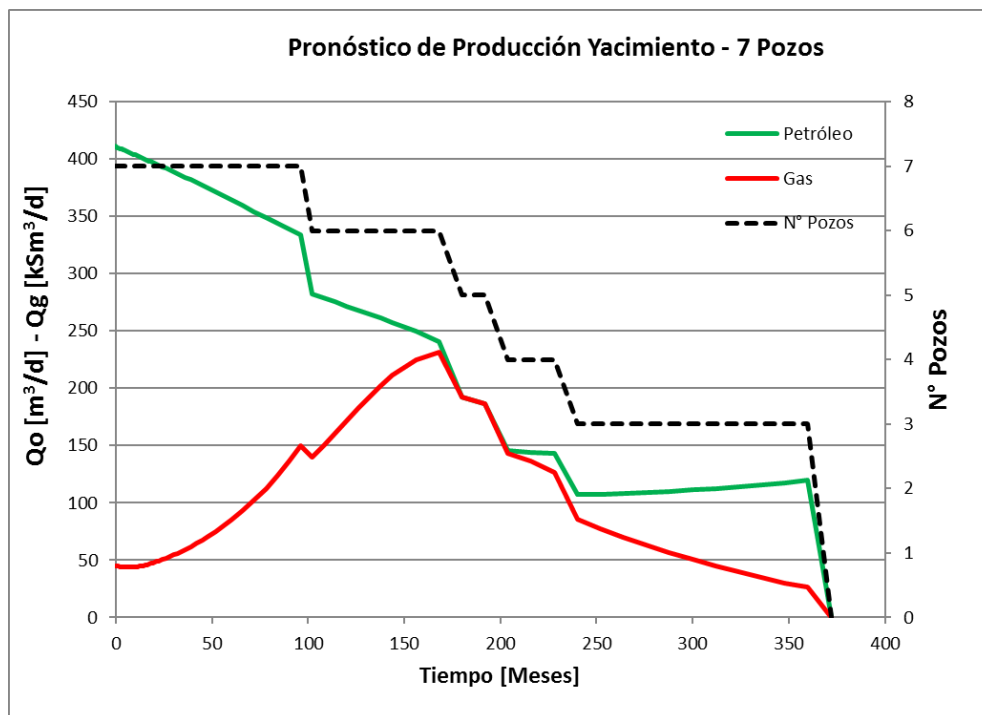


Fig. 23. Pronósticos de producción de petróleo y gas para el caso de 7 pozos.

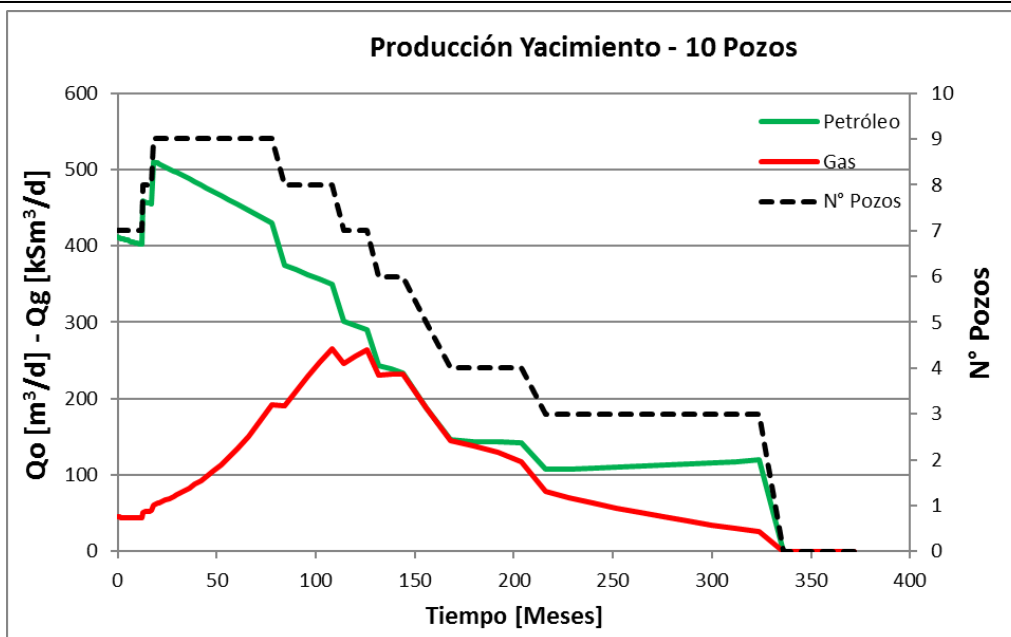


Fig. 24. Pronósticos de producción de petróleo y gas para el caso de 10 pozos.

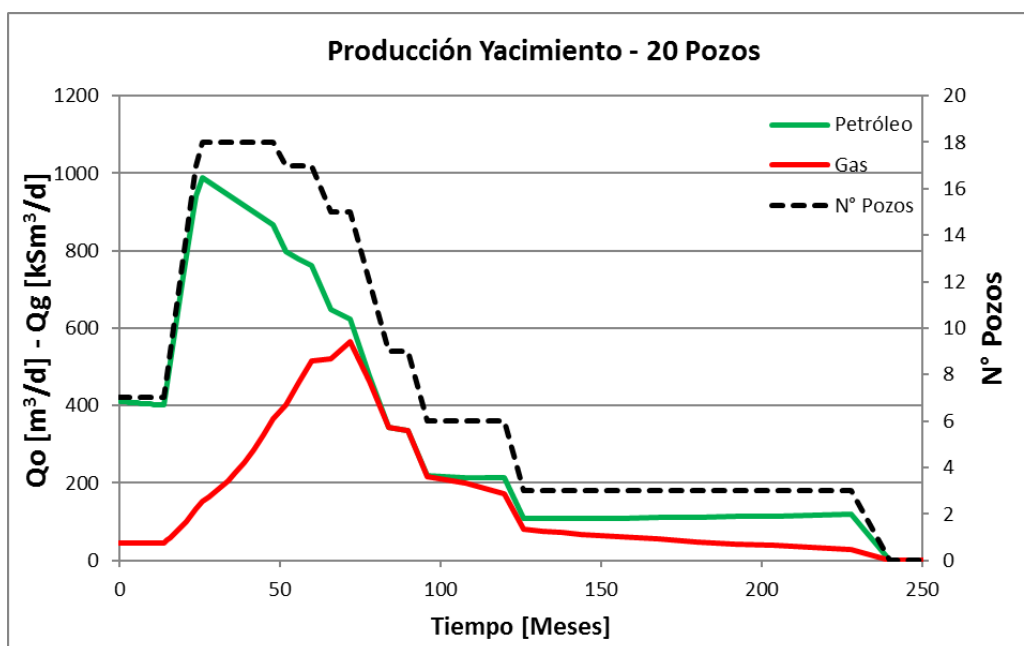


Fig. 25. Pronósticos de producción de petróleo y gas para el caso de 20 pozos.

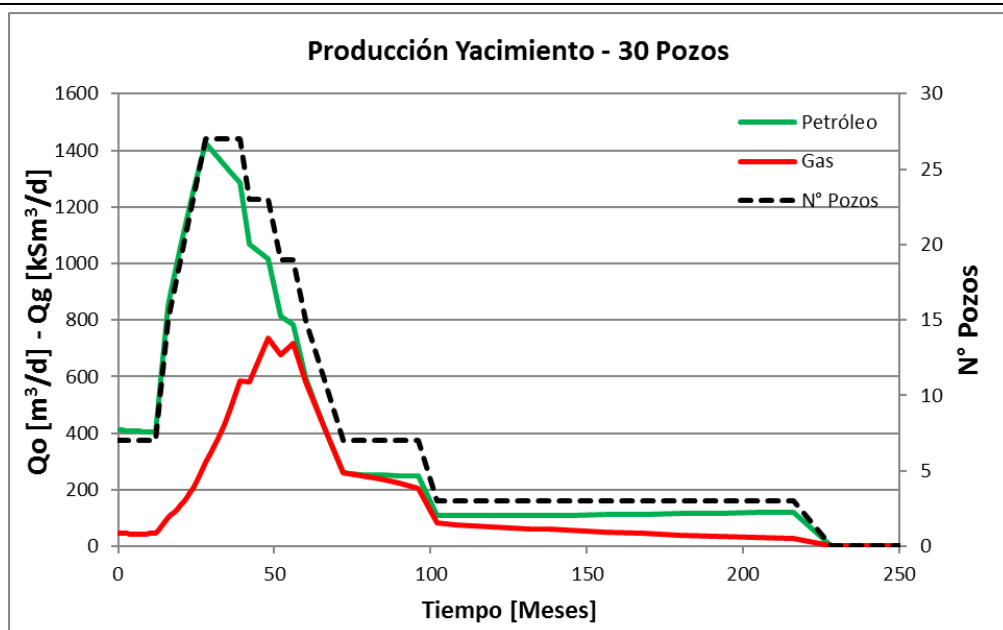


Fig. 26. Pronósticos de producción de petróleo y gas para el caso de 30 pozos.

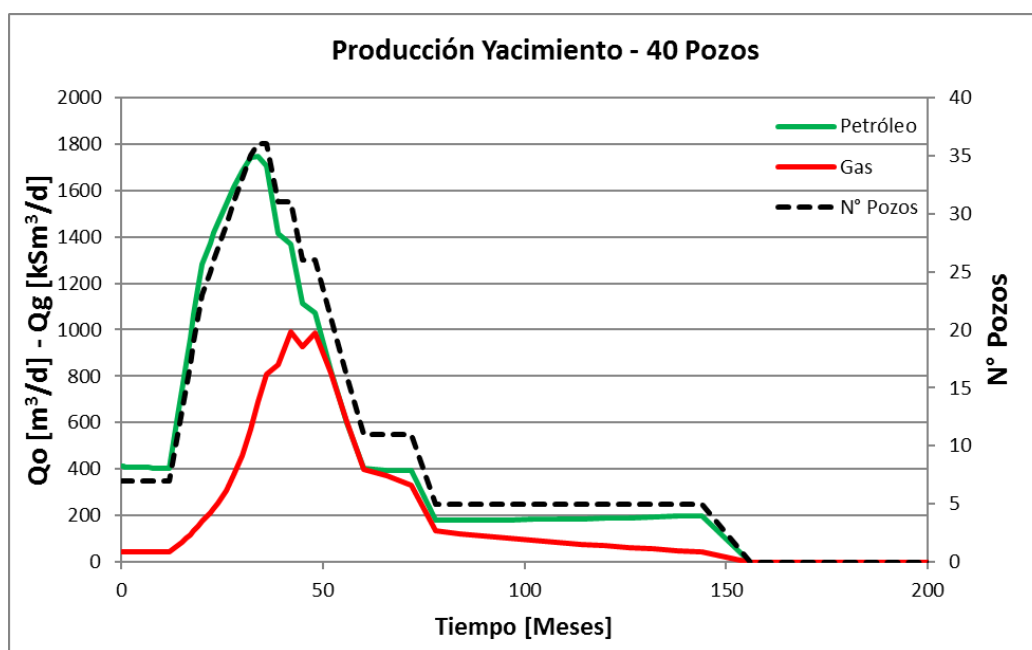


Fig. 27. Pronósticos de producción de petróleo y gas para el caso de 40 pozos.

8.5. Precios de Crudo y Gas

AÑO	MES	BRENT [USD/m³]	MEDANITO [USD/m³]	BRENT [USD/bbl]	MEDANITO [USD/bbl]	DIFERENCIA [USD/bbl]
2018	1	433.6	411.9	68.9	65.5	3.5
2018	2	413.2	421.6	65.7	67.0	-1.3
2018	3	420.2	407.8	66.8	64.8	2.0
2018	4	452.1	412.8	71.9	65.6	6.2

2018	5	486.0	415.9	77.3	66.1	11.1
2018	6	478.5	423.0	76.1	67.3	8.8
2018	7	472.3	419.5	75.1	66.7	8.4
2018	8	464.5	409.7	73.9	65.1	8.7
2018	9	497.8	415.0	79.1	66.0	13.2
2018	10	507.1	421.4	80.6	67.0	13.6
2018	11	414.7	403.4	65.9	64.1	1.8
2018	12	367.4	342.5	58.4	54.5	3.9
2019	1	378.9	318.6	60.2	50.7	9.6
2019	2	404.6	338.2	64.3	53.8	10.5
2019	3	421.7	362.2	67.0	57.6	9.5
2019	4	450.5	372.1	71.6	59.2	12.5
2019	5	441.7	389.4	70.2	61.9	8.3
2019	6	396.7	362.9	63.1	57.7	5.4
2019	7	403.9	349.1	64.2	55.5	8.7

Fuente: "Regalías y precios de Petróleo Crudo, Gas Natural, GLP, Gasolina y Condensado". Secretaría de Gobierno de Energía <http://datos.minem.gob.ar/dataset/regalias-de-petroleo-crudo-gas-natural-glp-gasolina-y-condensado>

Tabla 21. Evolución 2018-2019 de precios del crudo Brent y Medaniito.

Cuenca Neuquina				Sector				
Año	Período	Distribuidora	Exportación	GNC	Industria	Otros	PPP	Usina
2019	01	3.84	4.25	3.64	3.61	3.63	3.36	2.98
2019	02	3.88	4.73	3.39	3.55	3.57	3.16	2.62
2019	03	3.88	4.65	3.27	3.6	3.58	3.3	2.68
2019	04	4.37	4.59	3.47	3.54	3.62	3.43	2.75
2019	05	4.54	4.63	3.92	3.91	3.73	3.76	2.45
2019	06	4.52	4.96	4.08	4.05	3.51	4.22	3.85
Promedio	3.7	4.2	4.6	3.6	3.7	3.6	3.5	2.9

Fuente: "Precios de Gas Natural - Res 1/2018" (Valores expresados en USD/MBTU). Dirección Nacional de Economía de los Hidrocarburos (https://apps.se.gob.ar/viz_3/pgas.php)

Tabla 22. Evolución 2019 del precio del gas natural en la cuenca neuquina.

8.6. Evaluación Económica

Item	Unidad	Año																								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Producción Petróleo	[km³]	148.4	145.2	141.9	138.5	134.9	131.2	127.5	123.7	107.6	100.5	97.9	95.4	92.6	89.5	79.0	69.2	60.6	52.8	52.3	50.6	34.9	39.3	39.6	39.9	
Producción Petróleo	[kbbbl]	0.0	933.1	913.3	892.8	871.3	848.7	825.3	801.7	778.3	676.5	631.9	616.0	599.9	582.4	562.6	497.1	434.9	381.0	332.1	328.9	318.3	219.2	247.2	248.9	251.1
Producción Gas	[MSm³]	16.1	17.2	20.0	23.6	28.2	34.0	41.2	49.9	52.9	58.7	66.5	73.8	79.6	83.3	77.3	69.2	60.3	51.0	48.0	43.0	26.6	27.0	24.4	21.9	
Producción Gas	[MBTU]	0.0	593850.3	635187.0	736064.9	870811.9	1039901.4	1253707.2	1519853.3	1839817.8	1949205.6	2164822.9	2452973.6	2720537.7	2935284.1	3073062.3	2851992.1	2551041.3	2223871.3	1882685.8	1768782.1	1585705.6	979876.2	996411.1	899082.3	808651.3
Producción Gas	[kboe]	0.0	102.4	109.5	126.9	150.1	179.3	216.2	262.0	317.2	336.1	373.2	422.9	469.1	506.1	529.8	491.7	439.8	383.4	324.6	305.0	273.4	168.9	171.8	155.0	139.4
Reservas x Pozo	[kboe]																									
	[km³ eq.]																									
N° Pozos Perforados		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
N° Pozos Terminados		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
N° Pozos Activos		0	7	7	7	7	7	7	7	7	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	3	3	3	3	3
Costo Perforación	[MUSD]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo Terminación/Workover	[MUSD]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversión Pozos	[MUSD]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversión Instalaciones Producción	[MUSD]	15																		0	0	0	0	0	0	0
Inversiones Auxiliares (Oficinas, etc.)	[MUSD]	5																								
Inversión Total	[MUSD]	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversión Total Descontada	[MUSD]	18.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Abandono de Pozos	[MUSD/pozo]																									0.8
Precio Petróleo Brent	[USD/bbl]	59.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
Precio Petróleo Interno	[USD/bbl]	48.7	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
Precio Venta Medano	[USD/bbl]	39.7	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0
Precio Venta Desc. Calidad	[USD/bbl]	39.7	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0
Ingresos Venta Petróleo	[MUSD]	0.0	37.0	46.6	45.5	44.4	43.3	42.1	40.9	39.7	34.5	32.2	31.4	30.6	29.7	28.7	25.4	22.2	19.4	16.9	16.8	16.2	11.2	12.6	12.7	12.8
Precio Venta Gas	[USD/MBTU]	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7
Ingresos Venta Gas	[MUSD]	0.0	2.2	2.4	2.7	3.2	3.8	4.6	5.6	6.8	7.2	8.0	9.1	10.1	10.9	11.4	10.6	9.4	8.2	7.0	6.5	5.9	3.6	3.7	3.3	3.0
Ingresos Venta Total	[MUSD]	0.0	39.2	48.9	48.3	47.7	47.1	46.7	46.5	46.5	41.7	40.2	40.5	40.7	40.6	40.1	35.9	31.6	27.7	23.9	23.3	22.1	14.8	16.3	16.0	15.8
OPEX Var. Unitario 1	[USD/boe]	0.0	10.4	10.2	10.2	10.2	10.3	10.4	10.6	11.0	10.1	10.1	10.4	10.7	10.9	10.9	9.9	8.7	7.6	6.6	6.3	5.9	3.9	4.2	4.0	3.9
OPEX Var. Unitario 2	[MUSD/pozo]	0.0	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
OPEX Variable	[MUSD]	0.0	10.7	10.6	10.5	10.6	10.6	10.8	11.0	11.3	10.4	10.4	10.7	11.0	11.2	11.2	10.1	9.0	7.8	6.8	6.5	6.1	4.0	4.3	4.2	4.1
OPEX Fijo	[MUSD/año]	0.5	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
OPEX Total	[MUSD]	0.5	11.7	11.6	11.5	11.6	11.6	11.8	12.0	12.3	11.4	11.4	11.7	12.0	12.2	12.2	11.1	10.0	8.8	7.8	7.5	7.1	5.0	5.3	5.2	5.1
IIBB	[MUSD]	0.0	1.2	1.5	1.5	1.5	1.5	1.4	1.4	1.4	1.3	1.2	1.2	1.3	1.2	1.2	1.1	1.0	0.9	0.7	0.7	0.7	0.5	0.5	0.5	0.5
Regalías	[MUSD]	0.0	4.7	5.9	5.8	5.7	5.7	5.6	5.6	5.6	5.0	4.8	4.9	4.9	4.9	4.8	4.3	3.8	3.3	2.9	2.8	2.7	1.8	2.0	1.9	1.9
Reservas al Inicio	[Mboe]	0.0	20.7	19.7	18.7	17.7	16.6	15.6	14.6	13.5	12.4	11.4	10.4	9.4	8.3	7.2	6.1	5.1	4.2	3.5	2.8	2.2	1.6	1.2	0.8	0.4
Factor Amortización		0.05	0.05	0.05	0.06	0.06	0.07	0.07	0.08	0.08	0.09	0.10	0.11	0.13	0.15	0.16	0.17	0.18	0.19	0.22	0.27	0.24	0.35	0.51	1.0	1.0
Resto por Amortizar	[MUSD]	15.0	15.0	14.3	13.5	12.8	12.0	11.3	10.5	9.8	9.0	8.2	7.5	6.8	6.0	5.2	4.4	3.7	3.1	2.5	2.0	1.6	1.2	0.9	0.6	0.3
Amortizaciones x Unid. Producción	[MUSD]	0.0	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.6	0.6	0.5	0.5	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3
Amortizaciones Lineales	[MUSD]	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Amortizaciones Totales	[MUSD]	0.3	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9	0.8	0.7	0.7	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3
IVA Compras	[MMUSD]	4.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IVA Ventas	[MMUSD]	0.0	8.2	10.3	10.1	10.0	9.9	9.8	9.8	9.8	8.8	8.4	8.5	8.5	8.5	8.4	7.5	6.6	5.8	5.0	4.9	4.6	3.1	3.4	3.4	3.3
Posición IVA	[MMUSD]	-4.2	0.0																							
FC IVA	[MMUSD]	-4.2	4.2																							
EBIDTA	[MUSD]	-0.5	21.6	30.0	29.4	28.9	28.4	27.9	27.5	27.2	24.0	22.8	22.7	22.5	22.3	21.8	19.4	16.9	14.6	12.5	12.3	11.7	7.5	8.5	8.4	8.4
EBIT=EBT	[MUSD]	-0.8	20.6	29.0	28.4	27.9	27.4	26.9	26.5	26.1	23.0	21.8	21.7	21.5	21.2	20.8	18.4	16.0	13.8	11.8	11.6	11.3	7.3	8.2	8.1	8.1
Imp. Ganancias	[MUSD]	0.0	7.2	10.1	10.0	9.8	9.6	9.4	9.3	9.1	8.1	7.6	7.6	7.5	7.4	7.3	6.4	5.6	4.8	4.1	4.0	3.9	2.5	2.9	2.8	2.8
Flujo de Caja	[MUSD]	-24.7	18.6	19.8	19.5	19.1	18.8	18.5	18.2	18.0	15.9	15.2	15.1	15.0	14.8	14.5	12.9	11.3	9.8	8.4	8.2	7.8	5.0	5.6	5.6	4.7
Flujo de Caja Acum.	[MUSD]	-24.7	-6.1	13.7	33.2	52.3	71.1	89.6	107.9	125.9	141.8	157.0	172.1	187.1	202.0	216.5	229.4	240.7	250.5	258.9	267.1	274.8	279.8	285.5	291.0	295.8
Flujo de Caja Desc.	[MUSD]	-23.0	15.1	14.0	11.9	10.2	8.7	7.5	6.4	5.5	4.2	3.5	3.													

Item	Año																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Producción Petróleo		148.4	175.9	181.0	175.2	169.1	162.9	152.5	134.5	130.0	113.9	102.2	87.1	76.9	60.9	53.0	52.4	52.1	45.6	39.3	39.6	39.9	40.3	40.8	41.4
Producción Petróleo	0.0	933.1	1106.3	1138.1	1101.6	1063.3	1024.4	959.3	846.2	817.8	716.1	642.6	548.0	483.4	383.1	333.3	329.5	327.9	287.1	247.2	248.9	251.1	253.7	256.8	260.2
Producción Gas		16.1	21.2	27.2	34.0	43.2	55.3	68.1	76.5	90.3	92.4	92.5	84.5	76.6	60.8	51.7	48.8	45.0	35.6	27.1	24.4	22.0	19.7	17.5	15.5
Producción Gas	0.0	593850.3	783164.7	1004762.3	1254994.6	1591568.4	2039511.9	2511571.9	2822101.0	3330822.5	3407400.7	3412859.6	3114967.7	2824862.8	2243204.4	1906340.9	1800167.1	1660041.4	1314765.4	998433.7	900774.7	810136.6	725293.5	645760.6	571507.8
Producción Gas	0.0	102.4	135.0	173.2	216.4	274.4	351.6	433.0	486.6	574.3	587.5	588.4	537.1	487.0	386.8	328.7	310.4	286.2	226.7	172.1	155.3	139.7	125.1	111.3	98.5
Reservas x Pozo																									
N° Pozos Perforados	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
N° Pozos Terminados	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
N° Pozos Activos	0	7	9	9	9	9	9	8	8	8	7	6	6	5	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3
Costo Perforación	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo Terminación/Workover	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversión Pozos	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversión Instalaciones Producción	15																								
Inversiones Auxiliares (Oficinas, etc.)	5																								
Inversión Total	20	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversión Total Descontada	18.7	0.0	2.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Abandono de Pozos																									1.2
Precio Petróleo Brent		59.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
Precio Petróleo Interno		48.7	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
Precio Venta Medaño		39.7	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0
Precio Venta Desc. Calidad		39.7	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0
Ingresos Venta Petróleo	0.0	37.0	56.4	58.0	56.2	54.2	52.2	48.9	43.2	41.7	36.5	32.8	27.9	24.7	19.5	17.0	16.8	16.7	14.6	12.6	12.7	12.8	12.9	13.1	13.3
Precio Venta Gas	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7
Ingresos Venta Gas	0.0	2.2	2.9	3.7	4.6	5.9	7.5	9.3	10.4	12.3	12.6	12.6	11.5	10.5	8.3	7.1	6.7	6.1	4.9	3.7	3.3	3.0	2.7	2.4	2.1
Ingresos Venta Total	0.0	39.2	59.3	61.8	60.8	60.1	59.8	58.2	53.6	54.0	49.1	45.4	39.5	35.1	27.8	24.1	23.5	22.9	19.5	16.3	16.0	15.8	15.6	15.4	15.4
OPEX Var. Unitario 1	0.0	10.4	12.4	13.1	13.2	13.4	13.8	13.9	13.3	13.9	13.0	12.3	10.9	9.7	7.7	6.6	6.4	6.1	5.1	4.2	4.0	3.9	3.8	3.7	3.6
OPEX Var. Unitario 2	0.0	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
OPEX Variable	0.0	10.7	12.9	13.6	13.6	13.8	14.2	14.3	13.7	14.3	13.4	12.6	11.2	10.0	7.9	6.8	6.6	6.3	5.3	4.3	4.2	4.1	3.9	3.8	3.7
OPEX Fijo	0.5	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
OPEX Total	0.5	11.7	13.9	14.6	14.6	14.8	15.2	15.3	14.7	15.3	14.4	13.6	12.2	11.0	8.9	7.8	7.6	7.3	6.3	5.3	5.2	5.1	4.9	4.8	4.7
IIBB	0.0	1.2	1.8	1.9	1.9	1.9	1.8	1.8	1.7	1.7	1.5	1.4	1.2	1.1	0.9	0.7	0.7	0.7	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Regalías	0.0	4.7	7.1	7.4	7.3	7.2	7.2	7.0	6.4	6.5	5.9	5.4	4.7	4.2	3.3	2.9	2.8	2.7	2.3	2.0	1.9	1.9	1.9	1.9	1.8
Reservas al Inicio	0.0	17.0	20.8	19.6	18.3	16.9	15.6	14.2	12.8	11.5	10.1	8.8	7.6	6.5	5.5	4.7	4.1	3.4	2.8	2.3	1.9	1.5	1.1	0.7	0.4
Factor Amortización		0.06	0.06	0.07	0.07	0.08	0.09	0.10	0.10	0.12	0.13	0.14	0.14	0.15	0.14	0.14	0.16	0.18	0.18	0.18	0.21	0.26	0.34	0.51	1.0
Resto por Amortizar	15.0	15.0	18.1	17.0	15.9	14.7	13.6	12.4	11.2	10.0	8.8	7.7	6.6	5.6	4.8	4.1	3.6	3.0	2.5	2.0	1.7	1.3	1.0	0.6	0.3
Amortizaciones x Unid. Producción	0.0	0.9	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.1	0.9	0.8	0.7	0.6	0.6	0.5	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Amortizaciones Lineales	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Amortizaciones Totales	0.3	1.2	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4	1.5	1.4	1.5	1.4	1.3	1.2	1.1	0.9	0.8	0.8	0.8	0.7	0.6	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3
IVA Compras	4.2	0	0.84	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IVA Ventas	0.0	8.2	12.5	13.0	12.8	12.6	12.6	12.2	11.3	11.3	10.3	9.5	8.3	7.4	5.8	5.1	4.9	4.8	4.1	3.4	3.4	3.3	3.3	3.3	3.2
Posición IVA	-4.2	0.0																							
FC IVA	-4.2	4.2																							
EBIDTA	-0.5	21.6	36.5	37.9	37.0	36.2	35.6	34.1	30.8	30.6	27.3	24.9	21.4	18.9	14.7	12.6	12.3	12.1	10.3	8.5	8.4	8.4	8.3	8.3	8.3
EBIT=EBT	-0.8	20.4	35.2	36.5	35.6	34.8	34.1	32.7	29.4	29.1	26.0	23.6	20.2	17.8	13.8	11.8	11.5	11.3	9.6	7.9	8.1	8.0	8.0	8.0	8.0
Imp. Ganancias	0.0	7.2	12.3	12.8	12.5	12.2	11.9	11.4	10.3	10.2	9.1	8.3	7.1	6.2	4.8	4.1	4.0	4.0	3.4	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
Flujo de Caja	-24.7	18.6	20.2	25.1	24.6	24.0	23.6	22.7	20.5	20.4	18.3	16.7	14.3	12.6	9.9	8.5	8.3	8.1	6.9	5.7	5.6	5.5	5.5	5.5	4.3
Flujo de Caja Acum.	-24.7	-6.1	14.1	39.3	63.8	87.8	111.5	134.2	154.7	175.0	193.3	210.0	224.3	236.9	246.8	255.3	263.6	271.7	278.6	284.4	290.0	295.5	301.1	306.6	310.9
Flujo de Caja Desc.	-23.0	15.1	14.2	15.4	13.1	11.1	9.5	8.0	6.3	5.4	4.2	3.3	2.5	1.9	1.3	1.0	0.8	0.7	0.5	0.4	0.3	0.3	0.2	0.2	0.1

Fig. 29. Flujo de caja para el escenario de 10 pozos.

	Año																								
Item	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Producción Petróleo	148.4	230.1	351.1	328.4	290.8	244.3	175.2	112.4	79.0	78.2	48.9	39.4	39.7	40.1	40.5	41.0	41.6	42.2	42.8	32.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Producción Petróleo	0.0	933.1	1447.1	2208.0	2065.2	1828.7	1536.6	1101.9	706.8	497.0	492.0	307.8	247.7	249.5	251.9	254.7	257.9	261.5	265.3	269.4	206.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Producción Gas	16.1	28.7	65.2	105.7	158.4	193.7	167.6	112.3	75.8	67.9	37.0	26.1	23.6	21.2	18.9	16.8	14.8	13.0	11.3	8.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Producción Gas	0.0	593850.3	1059244.1	2402892.4	3897576.0	5841770.8	7143335.0	6181546.4	4141270.9	2793796.5	2503113.1	1365142.4	961367.8	869502.2	780890.3	697857.3	620171.7	547620.5	480357.1	418595.8	295358.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Producción Gas	0.0	102.4	182.6	414.3	672.0	1007.2	1231.6	1065.8	714.0	481.7	431.6	235.4	165.8	149.9	134.6	120.3	106.9	94.4	82.8	72.2	50.9	0.0	0.0	0.0	0.0
Reservas x Pozo																									
N° Pozos Perforados	0	0	11	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
N° Pozos Terminados	0	0	10	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
N° Pozos Activos	0	7	17	18	18	17	15	9	6	6	6	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	0	0	0
Costo Perforación	0	0	17	1.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo Terminación/Workover	0	0	5	0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversión Pozos	0	0	22	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversión Instalaciones Producción	15	3																							
Inversiones Auxiliares (Oficinas, etc.)	5																								
Inversión Total	20	3	21.5	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversión Total Descontada	18.7	2.4	15.2	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Abandono de Pozos																						3.6			
Precio Petróleo Brent		59.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
Precio Petróleo Interno		48.7	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
Precio Venta Medanoito		39.7	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0
Precio Venta Desc. Calidad		39.7	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0
Ingresos Venta Petróleo	0.0	37.0	73.8	112.6	105.3	93.3	78.4	56.2	36.0	25.3	25.1	15.7	12.6	12.7	12.8	13.0	13.2	13.3	13.5	13.7	10.5	0.0	0.0	0.0	0.0
Precio Venta Gas	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7
Ingresos Venta Gas	0.0	2.2	3.9	8.9	14.4	21.6	26.4	22.9	15.3	10.3	9.3	5.1	3.6	3.2	2.9	2.6	2.3	2.0	1.8	1.5	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Ingresos Venta Total	0.0	39.2	77.7	121.5	119.7	114.9	104.8	79.1	51.4	35.7	34.4	20.8	16.2	15.9	15.7	15.6	15.4	15.4	15.3	15.3	11.6	0.0	0.0	0.0	0.0
OPEX Var. Unitario 1	0.0	10.4	16.3	26.2	27.4	28.4	27.7	21.7	14.2	9.8	9.2	5.4	4.1	4.0	3.9	3.8	3.6	3.6	3.5	3.4	2.6	0.0	0.0	0.0	0.0
OPEX Var. Unitario 2	0.0	0.4	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8	0.5	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	
OPEX Variable	0.0	10.7	17.1	27.1	28.3	29.2	28.4	22.1	14.5	10.1	9.5	5.6	4.3	4.1	4.0	3.9	3.8	3.7	3.6	3.6	2.7	0.0	0.0	0.0	0.0
OPEX Fijo	0.5	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OPEX Total	0.5	11.7	18.1	28.1	29.3	30.2	29.4	23.1	15.5	11.1	10.5	6.6	5.3	5.1	5.0	4.9	4.8	4.7	4.6	4.6	3.7	0.0	0.0	0.0	0.0
IIBB	0.0	1.2	2.4	3.7	3.7	3.5	3.2	2.4	1.6	1.1	1.1	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0
Regalías	0.0	4.7	9.3	14.6	14.4	13.8	12.6	9.5	6.2	4.3	4.1	2.5	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.8	1.8	1.8	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0
Reservas al Inicio	0.0	8.9	20.6	20.2	17.6	14.9	12.0	9.3	7.1	5.7	4.7	3.8	3.2	2.8	2.4	2.0	1.7	1.3	0.9	0.6	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0
Factor Amortización		0.12	0.08	0.13	0.16	0.19	0.23	0.23	0.20	0.17	0.20	0.14	0.13	0.14	0.16	0.18	0.22	0.27	0.37	0.57	1.00	0.00	0.00	0.00	0.0
Resto por Amortizar	15.0	18.0	37.4	36.4	31.7	26.8	21.7	16.7	12.8	10.2	8.5	6.8	5.8	5.1	4.4	3.7	3.0	2.3	1.7	1.1	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0
Amortizaciones x Unid. Producción	0.0	2.1	3.0	4.7	4.9	5.1	5.0	3.9	2.6	1.8	1.7	1.0	0.7	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Amortizaciones Lineales	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0
Amortizaciones Totales	0.3	2.3	3.2	5.0	5.2	5.4	5.2	4.2	2.8	2.0	1.9	1.2	1.0	1.0	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0
IVA Compras	4.2	0.6	4.5	0.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IVA Ventas	0.0	8.2	16.3	25.5	25.1	24.1	22.0	16.6	10.8	7.5	7.2	4.4	3.4	3.3	3.3	3.3	3.2	3.2	3.2	3.2	2.4	0.0	0.0	0.0	0.0
Posición IVA	-4.2	0.0																							
FC IVA	-4.2	4.2																							
EBIDTA	-0.5	21.6	47.9	75.1	72.4	67.3	59.6	44.0	28.1	19.2	18.6	11.0	8.5	8.4	8.3	8.3	8.3	8.3	8.4	8.4	6.1	0.0	0.0	0.0	0.0
EBIT=EBT	-0.8	19.3	44.6	70.1	67.2	62.0	54.3	39.9	25.3	17.2	16.7	9.8	7.5	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.5	7.6	5.7	0.0	0.0	0.0	0.0
Imp. Ganancias	0.0	6.7	15.6	24.5	23.5	21.7	19.0	14.0	8.9	6.0	5.9	3.4	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Flujo de Caja	-24.7	16.1	10.7	48.5	48.9	45.6	40.5	30.1	19.3	13.2	12.8	7.6	5.8	5.8	5.8	5.7	5.7	5.7	5.7	5.8	4.1	-3.6			
Flujo de Caja Acum.	-24.7	-8.6	2.1	50.6	99.5	145.1	185.7	215.8	235.0	248.2	261.0	268.6	274.4	280.2	286.0	291.7	297.5	303.2	308.9	314.7	318.9	315.3			
Flujo de Caja Desc.	-23.0	13.0	7.6	29.8	26.1	21.2	16.3	10.5	5.9	3.5	2.9	1.5	1.0	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.4	0.4	0.2	-0.2			

	Año																								
Item	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Producción Petróleo		148.4	333.7	497.5	416.4	292.5	154.4	93.0	91.4	52.2	39.3	39.6	40.0	40.4	40.9	41.5	42.1	42.7	40.9	23.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Producción Petróleo	0.0	933.1	2098.7	3129.0	2618.9	1839.5	971.0	584.8	574.7	328.1	247.4	249.1	251.4	254.1	257.3	260.8	264.6	268.6	257.0	145.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Producción Gas		16.1	44.6	124.1	222.3	249.9	153.0	91.0	81.4	40.6	26.6	24.0	21.6	19.3	17.2	15.2	13.4	11.7	9.6	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Producción Gas	0.0	593850.3	1645975.9	4576133.1	8200157.0	9216421.5	5643027.2	3354822.5	3003573.3	1496501.4	981617.4	886435.9	796754.5	713060.3	634368.1	560853.2	492599.6	429793.6	352694.1	184504.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Producción Gas	0.0	102.4	283.8	789.0	1413.8	1589.0	972.9	578.4	517.9	258.0	169.2	152.8	137.4	122.9	109.4	96.7	84.9	74.1	60.8	31.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Reservas x Pozo																									
N° Pozos Perforados	0	0	18	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
N° Pozos Terminados	0	0	16	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
N° Pozos Activos	0	7	23	27	23	15	7	7	7	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	0	0	0	0
Costo Perforación	0	0	27	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo Terminación/Workover	0	0	8	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversión Pozos	0	0	35	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversión Instalaciones Producción	15	3	3																	0.0	0	0	0	0	0
Inversiones Auxiliares (Oficinas, etc.)	5																								
Inversión Total	20	3	38	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversión Total Descontada	18.7	2.4	26.8	4.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Abandono de Pozos																					5.4				
Precio Petróleo Brent		59.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
Precio Petróleo Interno		48.7	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
Precio Venta Medaño		39.7	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0
Precio Venta Desc. Calidad		39.7	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0
Ingresos Venta Petróleo	0.0	37.0	107.0	159.6	133.6	93.8	49.5	29.8	29.3	16.7	12.6	12.7	12.8	13.0	13.1	13.3	13.5	13.7	13.1	7.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Precio Venta Gas	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7
Ingresos Venta Gas	0.0	2.2	6.1	16.9	30.3	34.1	20.9	12.4	11.1	5.5	3.6	3.3	2.9	2.6	2.3	2.1	1.8	1.6	1.3	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ingresos Venta Total	0.0	39.2	113.1	176.5	163.9	127.9	70.4	42.2	40.4	22.3	16.2	16.0	15.8	15.6	15.5	15.4	15.3	15.3	14.4	8.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OPEX Var. Unitario 1	0.0	10.4	23.8	39.2	40.3	34.3	19.4	11.6	10.9	5.9	4.2	4.0	3.9	3.8	3.7	3.6	3.5	3.4	3.2	1.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OPEX Var. Unitario 2	0.0	0.4	1.2	1.4	1.2	0.8	0.4	0.4	0.4	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OPEX Variable	0.0	10.7	25.0	40.5	41.5	35.0	19.8	12.0	11.3	6.0	4.3	4.2	4.0	3.9	3.8	3.7	3.6	3.6	3.3	1.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OPEX Fijo	0.5	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OPEX Total	0.5	11.7	26.0	41.5	42.5	36.0	20.8	13.0	12.3	7.0	5.3	5.2	5.0	4.9	4.8	4.7	4.6	4.6	4.3	2.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
IIBB	0.0	1.2	3.5	5.4	5.0	3.9	2.2	1.3	1.2	0.7	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Regalías	0.0	4.7	13.6	21.2	19.7	15.3	8.4	5.1	4.9	2.7	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.8	1.8	1.8	1.7	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Reservas al Inicio	0.0	6.0	18.6	19.7	15.7	11.7	8.3	6.3	5.2	4.1	3.5	3.1	2.7	2.3	1.9	1.5	1.2	0.8	0.5	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Factor Amortización		0.17	0.13	0.20	0.26	0.29	0.23	0.18	0.21	0.14	0.12	0.13	0.15	0.16	0.19	0.23	0.29	0.41	0.64	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0
Resto por Amortizar	15.0	18.0	52.9	54.1	43.3	32.2	22.8	17.4	14.2	11.2	9.6	8.5	7.4	6.3	5.3	4.3	3.3	2.3	1.4	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Amortizaciones x Unid. Producción	0.0	3.1	6.8	10.8	11.1	9.4	5.4	3.2	3.0	1.6	1.1	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	0.9	0.9	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Amortizaciones Lineales	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Amortizaciones Totales	0.3	3.4	7.0	11.0	11.4	9.7	5.6	3.5	3.3	1.9	1.4	1.4	1.3	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2	1.1	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
IVA Compras	4.2	0.6	8.0	1.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IVA Ventas	0.0	8.2	23.8	37.1	34.4	26.9	14.8	8.9	8.5	4.7	3.4	3.4	3.3	3.3	3.2	3.2	3.2	3.2	3.0	1.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Posición IVA	-4.2	0.0																							
FC IVA	-4.2	4.2																							
EBIDTA	-0.5	21.6	70.1	108.4	96.7	72.6	39.0	22.9	22.1	11.9	8.5	8.4	8.4	8.3	8.3	8.3	8.4	8.4	7.9	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EBIT=EBT	-0.8	18.2	63.1	97.3	85.4	62.9	33.4	19.4	18.8	10.0	7.1	7.0	7.0	7.0	7.1	7.1	7.1	7.2	6.8	3.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Imp. Ganancias	0.0	6.4	22.1	34.1	29.9	22.0	11.7	6.8	6.6	3.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.4	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Flujo de Caja	-24.7	16.4	10.0	66.3	66.8	50.6	27.3	16.1	15.5	8.4	6.0	5.9	5.9	5.9	5.8	5.8	5.9	5.9	5.5	2.8	-5.4				
Flujo de Caja Acum.	-24.7	-8.3	1.7	68.0	134.9	185.4	212.7	228.8	244.3	252.7	258.7	264.6	270.5	276.4	282.2	288.1	293.9	299.8	305.4	308.2	302.8				
Flujo de Caja Desc.	-23.0	13.3	7.1	40.6	35.6	23.4	11.0	5.6	4.7	2.2	1.4	1.2	1.0	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.4	0.2	-0.3				

Fig. 31. Flujo de caja para el escenario de 30 pozos.

Item	Año																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Producción Petróleo	148.4	373.3	602.9	482.3	262.8	144.6	84.8	65.9	67.0	68.3	69.9	71.7	36.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Producción Petróleo	0.0	933.1	2347.6	3791.7	3033.6	1652.9	909.3	533.6	414.8	421.3	429.7	439.9	451.2	228.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Producción Gas	16.1	51.3	178.5	334.3	256.2	134.6	65.6	40.8	34.1	28.1	22.8	18.1	8.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Producción Gas	0.0	593850.3	1893786.8	6584427.7	12330864.9	9448760.1	4963845.8	2421201.5	1504137.9	1257505.7	1036410.5	839630.2	667909.2	295295.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Producción Gas	0.0	102.4	326.5	1135.2	2126.0	1629.1	855.8	417.4	259.3	216.8	178.7	144.8	115.2	50.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Reservas x Pozo																									
N° Pozos Perforados	0	0	22	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
N° Pozos Terminados	0	0	20	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
N° Pozos Activos	0	7	27	36	26	11	11	5	5	5	5	5	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo Perforación	0	0	33	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo Terminación/Workover	0	0	10	4.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversión Pozos	0	0	43	19.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversión Instalaciones Producción	15	3	6																	0.0	0	0	0	0	0
Inversiones Auxiliares (Oficinas, etc.)	5																								
Inversión Total	20	3	49	19.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversión Total Descontada	18.7	2.4	34.6	12.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Abandono de Pozos																									
Precio Petróleo Brent		59.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
Precio Petróleo Interno		48.7	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
Precio Venta Medaño		39.7	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0
Precio Venta Desc. Calidad		39.7	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0
Ingresos Venta Petróleo	0.0	37.0	119.7	193.4	154.7	84.3	46.4	27.2	21.2	21.5	21.9	22.4	23.0	11.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Precio Venta Gas	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7
Ingresos Venta Gas	0.0	2.2	7.0	24.4	45.6	35.0	18.4	9.0	5.6	4.7	3.8	3.1	2.5	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ingresos Venta Total	0.0	39.2	126.7	217.7	200.3	119.3	64.7	36.2	26.7	26.1	25.8	25.5	25.5	12.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OPEX Var. Unitario 1	0.0	10.4	26.7	49.3	51.6	32.8	17.7	9.5	6.7	6.4	6.1	5.8	5.7	2.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OPEX Var. Unitario 2	0.0	0.4	1.4	1.8	1.3	0.6	0.6	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OPEX Variable	0.0	10.7	28.1	51.1	52.9	33.4	18.2	9.8	7.0	6.6	6.3	6.1	5.9	3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OPEX Fijo	0.5	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OPEX Total	0.5	11.7	29.1	52.1	53.9	34.4	19.2	10.8	8.0	7.6	7.3	7.1	6.9	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
IIBB	0.0	1.2	3.9	6.7	6.2	3.7	2.0	1.1	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Regalías	0.0	4.7	15.2	26.1	24.0	14.3	7.8	4.3	3.2	3.1	3.1	3.1	3.1	1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Reservas al Inicio	0.0	4.5	16.3	19.4	14.5	9.3	6.1	4.3	3.4	2.7	2.0	1.4	0.8	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Factor Amortización		0.23	0.16	0.25	0.36	0.35	0.29	0.22	0.20	0.24	0.30	0.41	0.67	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Resto por Amortizar	15.0	18.0	62.9	72.1	53.8	34.7	22.5	16.0	12.4	9.9	7.6	5.3	3.1	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Amortizaciones x Unid. Producción	0.0	4.1	10.3	18.3	19.1	12.2	6.5	3.5	2.5	2.4	2.3	2.2	2.1	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Amortizaciones Lineales	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3				
Amortizaciones Totales	0.3	4.4	10.5	18.5	19.4	12.4	6.8	3.8	2.7	2.6	2.5	2.4	2.3	1.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
IVA Compras	4.2	0.6	10.3	4.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IVA Ventas	0.0	8.2	26.6	45.7	42.1	25.0	13.6	7.6	5.6	5.5	5.4	5.4	5.4	2.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Posición IVA	-4.2	0.0																							
FC IVA	-4.2	4.2																							
EBIDTA	-0.5	21.6	78.5	132.8	116.2	66.9	35.8	20.0	14.7	14.6	14.5	14.6	14.7	6.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EBIT=EBT	-0.8	17.2	68.0	114.3	96.9	54.5	29.0	16.2	11.9	11.9	12.0	12.2	12.4	5.5	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Imp. Ganancias	0.0	6.0	23.8	40.0	33.9	19.1	10.1	5.7	4.2	4.2	4.2	4.3	4.3	1.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Flujo de Caja	-24.7	16.8	5.7	73.3	82.3	47.8	25.6	14.3	10.5	10.4	10.3	10.3	10.4	4.9	-7.2										
Flujo de Caja Acum.	-24.7	-7.9	-2.2	71.1	153.5	201.3	226.9	241.2	251.7	262.1	272.5	282.8	293.2	298.0	290.8										
Flujo de Caja Desc.	-23.0	13.6	4.0	45.0	43.9	22.2	10.3	5.0	3.2	2.8	2.4	2.1	1.8	0.7	-0.9										

Fig. 32. Flujo de caja para el escenario de 40 pozos

9. ACLARACIÓN

Se deja constancia que todos los nombres, imágenes, ubicaciones y datos presentados en este trabajo son de carácter ficticio y fueron creados sólo con fines académicos.