TRABAJO FINAL

ESPECIALIZACION EN PRODUCCION DE PETROLEO Y GAS

Orientación Reservorios

''Desarrollo del Yacimiento Chihuido de la Salina''

Año 2011

INTEGRANTES:

María Jimena Rodríguez
Juliana Gardien
Cesar Coccoz
Emanuel Andrijic
Gustavo Sannazzaro
Alejandra Hryc

1 Objetivos del trabajo 3
2 Información del yacimiento 3
i) Ubicación geográfica 3
ii) Datos Geológicos 4
Estratigrafía de la Cuenca Neuquina 4
Grupo Bajada del Agrio 5
Formación Huitrín 5
Miembro Troncoso 5
Litología y ambiente 5
3 Estimación del POIS y GOIS 6
i) Premisas 6
ii) Cálculo 7
4 Pozo tipo 9
i) Premisas 9
i) Cálculo 11
5 Calculo de la curva de producción 11
i) Premisas 11
ii) Curvas de producción por escenario 12
ESCENARIO I 12
ESCENARIO II 13
ESCENARIO III 14
6 Calculo de la curva de producción 17
i) Premisas 17
CAPEX 17
OPEX 19
OTRAS PREMISAS 20
ii) Cálculo 20
CASO BASE 20
CASO INFLACION E INDEXACION 22
CASO INFLACION E INDEXACION –SUB-CASOS OPTIMISTA y PESIMISTA 24
iii) Sensibilidades 25
7 Conclusiones 29

1 Objetivos del trabajo

El objetivo del presente trabajo es generar posibles escenarios de desarrollo para el yacimiento Chihuido de la Salina utilizando las premisas otorgadas, como también realizar la evaluación económica de los escenarios generados.

2 Información del yacimiento

i) Ubicación geográfica

El área de estudio se encuentra ubicada en el límite entre la Provincias de Neuquén y Mendoza. El bloque tiene una superficie aproximada de 2000 km2 (Figura 1).

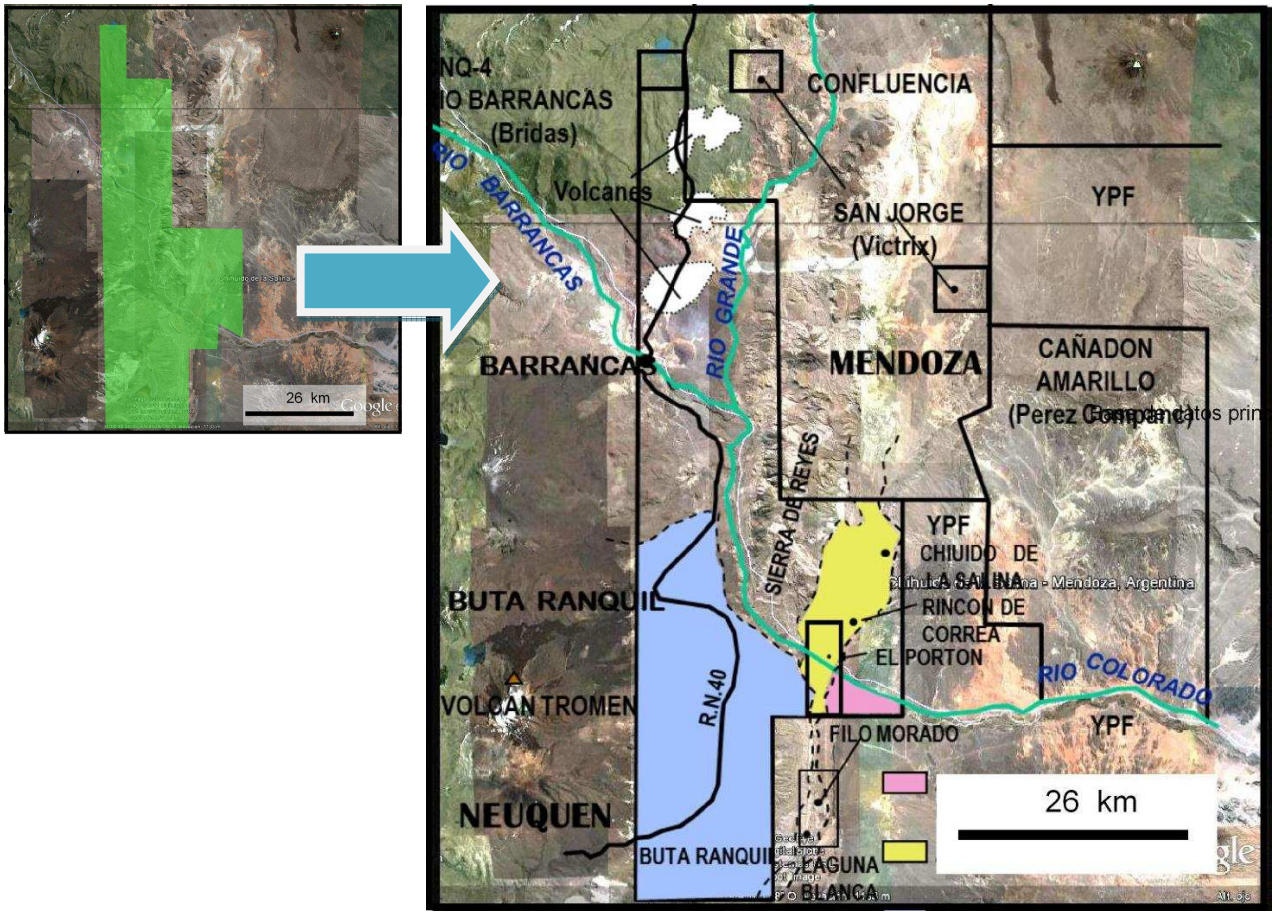

Figura 1

ii) Datos Geológicos

El área de estudio se encuentra en la cuenca Neuquina, la misma constituye una extensa comarca petrolera que abarca la provincia del Neuquén, sector occidental de La Pampa y Río Negro y la porción meridional de la provincia de Mendoza hasta aproximadamente los 34 grados de latitud sud. Los límites noreste y sudeste de la cuenca son de naturaleza cratónica y están constituidas respectivamente por el Sistema de la Sierra Pintada y el Macizo Nordpatagónico; mientras que por el oeste está dado por una estructura de arco volcánico.

Estratigrafía de la Cuenca Neuquina

Los depósitos que rellenan la cubeta Neuquina, pueden subdividirse en tres grandes ciclos sedimentarios: "Ciclo Jurásico," "Andino" y "Riográndico," separados por discordancias de carácter regional. A su vez, dentro de cada evento, ha sido posible identificar discontinuidades de menor rango temporal.
La ingresión (Fm. Vaca Muerta) representa la máxima expansión del mar durante esta etapa configurando a grandes rasgos una megasecuencia regresiva; el importante volumen de sedimentitas carbonáticas acumuladas indican una relación de equilibrio entre subsidencia y sedimentación que culmina con depósitos marinos someros (Formaciones Loma Montosa y Quintuco). Luego de un importante descenso del nivel del mar producido como consecuencia de los movimientos tectónicos se deposita en los sectores más deprimidos una litofacies clástica continental conocida como Fm. Mulichinco. Sobre la misma se produce una nueva ingresión marina durante el Hauteriviano (Formaciones Agrio – Centenario) que puede subdividirse en dos secuencias progradantes separadas por un episodio continental (Miembro Avile), producto de un importante descenso del nivel del mar de carácter regional. Finalmente, durante el Ciclo Andico se completa con sedimentos continentales, marinos someros y evaporitas de las Grupo Bajada de Agrio conformado por las Fms. Huitrin y Rayoso de edad aptiana – albiana (estos depósitos corresponden al reservorio en estudio).
En la base del Cretácico superior, se produce una nueva fase de deformación de gran intensidad que reactiva viejas líneas de debilidad y origina importantes cambios paleogeográficos en la cuenca. Sobre esta discontinuidad se desarrollan los depósitos del Ciclo Riográndico constituidos por una entidad inferior de carácter continental (Grupo Neuquén), que abarca el Cretácico superior y la restante con importante articipación marina generada entre el Maastrichtiano y el Paleoceno.
Finalmente el relleno de la cuenca se completa con un complejo volcánico – piroclástico que alterna con sedimentos continentales, que abarca el Terciario medio y superior hasta el Cuaternario.

Grupo Bajada del Agrio

El Grupo Bajada del Agrio (Méndez *et al.*, 1995) está integrado por la Formación Huitrín (Miembros Troncoso, La Tosca y Salina) y la Formación Rayoso (Miembros Rincón, Quili Malal, Pichi Neuquén y Cañadón de la Zorra). El Miembro Chorreado, se acopla al Grupo Mendoza.

Formación Huitrín

Groeber introdujo por primera vez en la literatura geológica la identificación de estas características capas del Cretácico inferior de la cuenca Neuquina. La Formación Huitrín ha sido dividida en el área relevada en tres miembros: Troncoso (inferior y superior), La Tosca y Salina. El Miembro Troncoso inferior está compuesto por areniscas fluviales y eólicas, en tanto que el Troncoso superior está constituido dominantemente por depósitos yesíferos. El Miembro La Tosca se conforma por calizas y dolomitas con estratificación fina con alternancia de calcáreos micríticos (*mudstone* esquelético) de coloración gris amarillenta. El Miembro Salina posee amplia distribución aunque pobre expresión morfológica y está compuesto por una sucesión de arcilitas varicolores de tonos claros, que incluyen los rosados, verdosos y castaño ocráceos, y poseen a menudo banquitos de yeso.

Miembro Troncoso

La sección basal del Mb Troncoso es el horizonte productivo del Yac. Chihuido de la Salina. Posee, en el área de interés, un espesor que varía entre 80 y 130 mts y una porosidad entre el 24 y el 28 % aproximadamente. Este miembro fue definido por Groeber (1946) como una unidad perteneciente al Huitriniano. El tramo inferior del Miembro Troncoso se apoya en dicordancia sobre el Miembro Chorreado de la Formación Agrio.

Litología y ambiente

El tramo inferior del Miembro Troncoso está compuesto por areniscas de grano mediano, porosas, de coloración ocre, castaño amarillenta, verdosa o blanquecina, que muestran estratificación cruzada en artesa o bien estratificación entrecruzada de alto ángulo representativa de ambientes eólicos (paleodunas). La sección superior se compone por evaporitas (anhidrita, halita y silvinita) y terrígenos finos. Las evaporitas son predominantes y presentan un tramo basal de sulfatos, generalmente bien aflorado y otro superior de cloruros completamente lixiviado en superficie, pero que en subsuelo constituye ricos yacimientos de cloruro de potasio. El yeso conforma paquetes de espesor variable entre 2 m a 10 m de espesor. En la parte cuspidal de este Miembro se desarrolla un característico tramo terrígeno constituido por fangolitas de color oliva claro a verde oscuro.

Con referencia a su contexto paleoambiental, la parte basal de la sección inferior del Miembro Troncoso representa condiciones de progradación de un medio fluvial caracterizado por una facies arenosafina en la base y conglomerádica hacia arriba, produciendo un relleno irregular del paleorelieve de valles preexistentes. El tramo superior está representado por facies arenosas de origen eólico de arreglo retrogadante, con desarrollo de importantes campos de dunas (Vergani *et al*., 2002). Como resultado de una brusca inundación, se ocluye súbitamente el desarrollo clástico previo, conformándose los depósitos evaporíticos de la sección superior del Miembro Troncoso. Estos representan una planicie supralitoral con cuerpos de agua salina, en una etapa en que la evaporación superó al suministro de agua, posiblemente como consecuencia de un umbral que circunscribió áreas con mínima comunicación con el mar abierto. En un primer episodio se desarrollaron sulfatos (yeso y anhidrita), finalizando el ciclo evaporítico con la precipitación de minerales de la facies hipersalina, como cloruros de sodio (halita) y potasio (silvinita).

3 Estimación del POIS y GOIS

i) Premisas

El yacimiento está dividido en 4 zonas, delimitadas por un conjunto de fallas que se extienden a lo largo de todo el yacimiento. Para estimar la cantidad de fluidos en sitio por zona se utilizaron las premisas que se detallarán a continuación.

La profundidad por zona de los correspondientes contactos gas-petróleo y agua-petróleo son que se de en la Figura 2.

ZONA	WOC (mbnm)	GOC (mbnm)
Z1	-710	-535
Z2	-880	-660
Z3	-700	-600
Z4	-750	-655

Figura 2

Se utiliza como premisa que el espesor promedio de la zona gasífera es igual al espesor promedio de la zona petrolera y es de 40 m.
La porosidad (phi) promedio para ambas zonas es de 18%. Los factores volumétricos de gas y petróleo son respectivamente de 1.139 y 0.0055.
La saturación de agua inicial para todo el reservorio es de 40%.
Se planteará un desarrollo únicamente para la zona petrolera. No esta contemplado como estrategia explotar los casquetes gasíferos de ninguna de las zonas, por ende la estimación del gas in situ es únicamente informativa.
En el caso del desarrollo de petróleo se toma como premisa que se alcanzará un factor de recuperación de petróleo del 26%.

ii) Cálculo

El volumen de hidrocarburo in place se calculo a través de la expresión:

N= Area oil * h oil * (1-Swi) * phi / Boi

Análogamente para gas

G= Area gas* h gas * (1-Swi) * phi / Bgi

Tanto Área gas como Área oil se calcularon con una estimación a escala del área por zona, a través del mapa estructural del yacimiento entregado como dato.
En la escala del mapa 1 cm corresponde a 200 mts (1:20000) por lo que se obtuvieron las áreas por zona mostradas en la Figura 3.

AREAS		**m2**
BLOQUE I	**OIL**	6350000
	GAS	8820000
BLOQUE II	**OIL**	1450000
	GAS	1600000
BLOQUE III	**OIL**	740000
	GAS	580000
BLOQUE IV	**OIL**	950000
	GAS	920000
TOTAL	**OIL**	***9490000***
	GAS	***11920000***

Figura 3

Para todo el yacimiento el área correspondiente a la zona de petróleo es de unos 9.5 km2 mientras que el área de la zona de gas es de 12 km2.
Aplicando la expresión citada anteriormente obtenemos los valores de hidrocarburo in place que se muestran en la figura 4.

			OOIP/OGIP	
		M3	MM M3	BCF
BLOQUE I	**OIL**	24084284	24.1	
	GAS	6927709091	6927.7	242
BLOQUE II	**OIL**	5499561	5.5	
	GAS	1256727273	1256.7	44
BLOQUE III	**OIL**	2806673	2.8	
	GAS	455563636	455.6	16
BLOQUE IV	**OIL**	3603161	3.6	
	GAS	722618182	723	25

Figura 4

En el mapa se muestra el yacimiento con sus 4 zonas y delimitadas por los contactos las zonas de petróleo y gas.
El mapa con las áreas de petróleo y gas puede verse en el Apéndice A.

En el caso del petróleo las reservas a desarrollar se muestran en la Figura 5.

			OOIP/OGIP	RESERVA
		M3	MM M3	MM M3
BLOQUE	I	**OIL**	24084284	24.1	6.26
BLOQUE	II	**OIL**	5499561	5.5	1.4
BLOQUE	III	**OIL**	2806673	2.8	0.7
BLOQUE	IV	**OIL**	3603161	3.6	0.9

Figura 5

Esto significa unas reservas de petróleo de **9.3 MM m3** a desarrollar.

4 Pozo tipo

i) Premisas

Para realizar la evaluación se utilizó un pozo tipo como parte de las premisas. Este pozo tipo corresponde a un pozo vertical cuya producción se considera representativa de la zona petrolera de formación en estudio.
Por premisa se considera únicamente la producción de petróleo del pozo, sin tener en cuenta ni la producción de agua o gas asociado durante la vida productiva del pozo. Tanto la producción de agua como la producción de gas fueron desestimadas en el diseño de las instalaciones.

El pozo tipo utilizado tiene el perfil de producción que muestra la Figura 6.

DATOS	m3/año	Acumulada m3
1	44586	44586
2	28892	73478
3	19449	92927
4	13617	106544
5	9874	116418
6	7383	123801
7	5713	129514
8	4707	134221
9	4011	138232
10	3400	141632
11	2890	144522
12	2457	146979
13	2094	149073
14	1775	150848
15	1508	152356
16	1282	153638
17	1093	154731
18	926	155657

Figura 6

El caudal inicial del pozo es de 150 m3/d y la vida productiva de 17 años al caudal límite económico. Su acumulada al EUR es de 155 Mm3.
A través de la producción anual dato se calculó la declinación mensual con el fin de obtener la producción mensual del pozo tipo necesaria para compilar el cronograma de perforación/terminación.

En cuanto al esquema de perforación, se considera que se perforaran en la etapa de exploración del area unos 6 pozos (2 pozos el primer año y 4 pozos en el segundo año) cuya duración de las etapas de perforación y terminación/evaluación son de 1.5 y 0.5 meses. Por ende los pozos exploratorios tardarán 2 meses en ser perforados y evaluados. El costo de estos pozos exploratorios es de 6128 Musd.
En una segunda etapa se considerarán estos pozos exploratorios como productivos, por lo cual para la evaluación económica de la etapa de producción se considerará la inversión de un workover de puesta en producción con los fines de bajar la instalación de producción.
Se considerará que los pozos exploratorios y los pozos de desarrollo tienen el mismo comportamiento productivo del pozo tipo.
Los pozos de desarrollo son también pozos verticales y someros, con un costo de 3128 Musd (Incluye la perforación y terminación aunque no el costo de líneas de producción). La duración de perforación y terminación de estos pozos son de dos y una semana respectivamente, por lo que los pozos de desarrollo demoran 3 semanas en entrar en producción.

i) Cálculo

De acuerdo a las reservas estimadas en 3. ii) y la acumulada del pozo tipo, se estimó cuantos pozos son necesarios para recuperar dichas reservas.
El análisis dio como resultado que para drenar los 9.3 MMm3 de reservas son necesarios aproximadamente 60 pozos. La distribución de pozos por zona se muestra en la Figura7.

AREAS			m2	# Pozos
BLOQUE	I	OIL	6350000	38
BLOQUE	II	OIL	1450000	9
BLOQUE	III	OIL	740000	5
BLOQUE	IV	OIL	950000	8

Figura 7

La distribución de los 60 pozos en el área de cada bloque permite mantener un distanciamiento aproximado entre pozos de 500 mts, distanciamiento recomendado en las premisas.
Se consideran los pozos exploratorios dentro de estos 60 pozos como los primeros pozos perforados en el área.
En el mapa del Apéndice B se muestra la ubicación aproximada de los pozos por bloque.

5 Calculo de la curva de producción

i) Premisas

Para el armado de las curvas de producción se definieron 3 escenarios para la perforación de los 60 pozos

ESCENARIO I	Plateau de producción de hasta 1500 m3/d
ESCENARIO II	Plateau de producción de hasta 2200 m3/d
ESCENARIO III	Plateau de producción de hasta 2500 m3/d

Para cada uno de los escenarios se compiló el cronograma de perforación, terminación y puesta en producción de pozos de manera de respetar las premisas.
Se mantuvo la perforación y entrada en producción de pozos de modo de mantener los plateau fijados como premisa para cada escenario y asumiendo la disponibilidad a discreción de hasta 2 equipos de perforación (máxima capacidad de perforación por rig = 12 pozos /año). La misma premisa vale para la disponibilidad del equipo de terminación. En la Figura 8 se muestra un ejemplo de la planilla de cronograma de perforación y terminación de pozos.

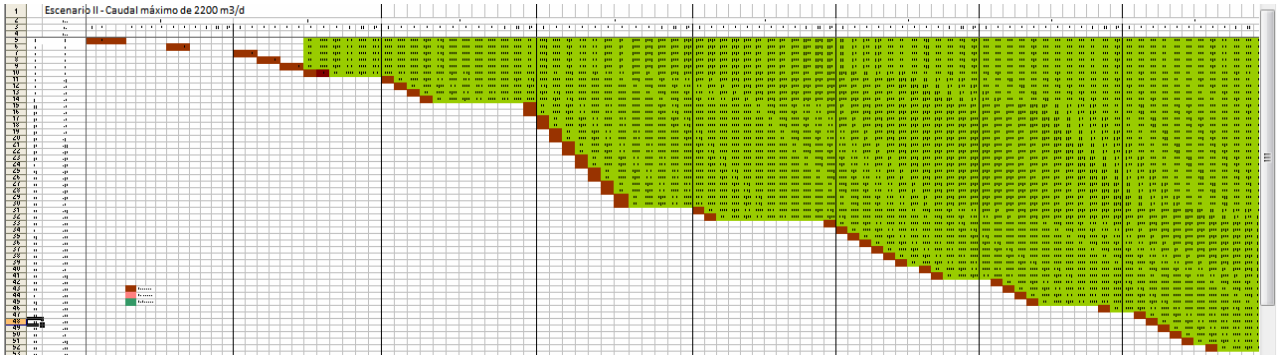

Figura 8

ii) Curvas de producción por escenario

Las curvas de producción se generaron teniendo en cuenta que:

- En el año 0 debe realizarse la inversión de la batería, el oleoducto y puenteducto, así como de la planta de tratamiento. En cada escenario la batería, ducto y planta se dimensionarán para manejar los caudales nominales del Plateau del escenario.
- Durante el segundo semestre del año 1 es posible comenzar la producción ya que la batería se entrega al final del primer semestre. El transporte y tratamiento durante los primeros 1.5 años de producción se realizan fuera del yacimiento, despachándose el petróleo a través de camiones a una planta aledaña. El límite de viajes diarios en camiones tiene un tope de 40 viajes, lo cual a una capacidad de 25 m3 por camión, genera una restricción de producción durante el año 1 y año 2 de 1000 m3/d. Esta restricción vale para los 3 escenarios a considerar.

Para cada escenario de producción los cronogramas de perforación/terminación de pozos y resumen de curvas de producción son los siguientes:

ESCENARIO I

El escenario 1 contempla el plateau de producción más bajo de los 3 escenarios, es decir, mantener la producción en un límite superior de 1500 m3/d.
Debido a que el contrato de producción es de 25 años, con opción a extender 10 años mas, la última parte de la curva de este escenario de producción cae por fuera del contrato en 7 años de extensión.
Sin embargo, el volumen de reservas que incorporan estos 7 años son solo 116 Mm3 (menor a la acumulada del pozo tipo). La cola de esta curva de producción se dejó dentro del análisis económico debido a que no existen restricciones ni canones para la extensión del contrato.
En los primeros dos años de producción si bien no existen pozos perforados hay producción, ya que se contempla la puesta en producción de los pozos exploratorios perforados dentro del contrato de exploración.

Estos pozos tendrán asociada la inversión de la puesta en producción y su correspondiente instalación de producción.
En la Figura 9 se muestra el perfil de producción de este escenario y el número de pozos perforados por año.

Año	E I PD (m3/d)	E I # pozos
0	0	0
1	383	0
2	983	5
3	1452	8
4	1500	2
5	1486	6
6	1543	2
7	1488	4
8	1518	4
9	1500	4
10	1510	3
11	1511	6
12	1501	2
13	1490	3
14	1506	5
15	1350	
16	994	
17	752	
18	589	
19	467	
20	371	
21	296	
22	241	
23	197	
24	158	
25	127	
26	99	
27	77	
28	58	
29	41	
30	28	
31	16	
32	6	

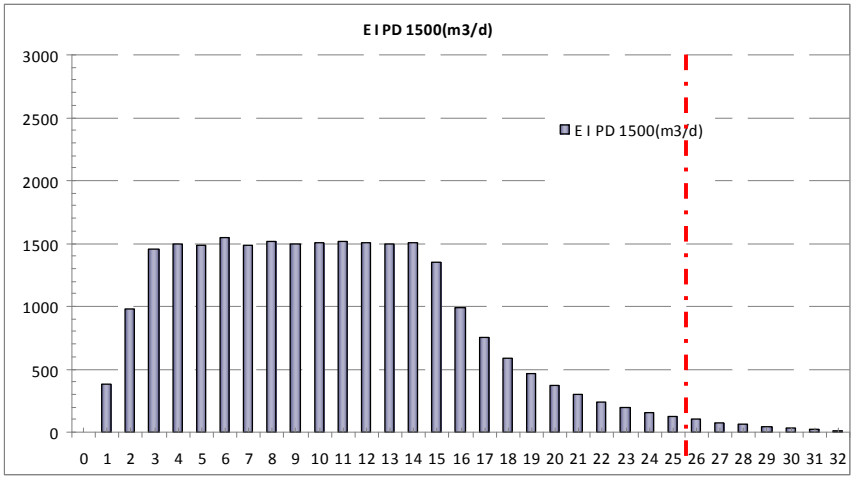

Figura 9

ESCENARIO II

El escenario 2 contempla mantener un plateau de producción con tope de 2200 m3/d.
Al igual que en el escenario 1, los primeros dos años no hay perforación de pozos de desarrollo, sino únicamente producción de los pozos exploratorios perforados en el contrato de exploración.

En este caso, la ‘’cola’’ de la curva de producción que queda por fuera de los 25 años de contrato se trata únicamente de 12 Mm3. Se considera que no existe renegociación de contrato. En la Figura 10 se muestra el perfil de producción de este escenario así como el numero de pozos perforados por año.

Año	E II PD (m3/d)	E II # pozos
0	0	0
1	383	0
2	983	6
3	2170	14
4	2125	3
5	2203	8
6	2209	5
7	2228	6
8	2188	4
9	2201	8
10	1940	
11	1404	
12	1051	
13	819	
14	655	
15	539	
16	451	
17	383	
18	325	
19	270	
20	217	
21	158	
22	121	
23	90	
24	63	
25	42	
26	24	
27	9	
28		

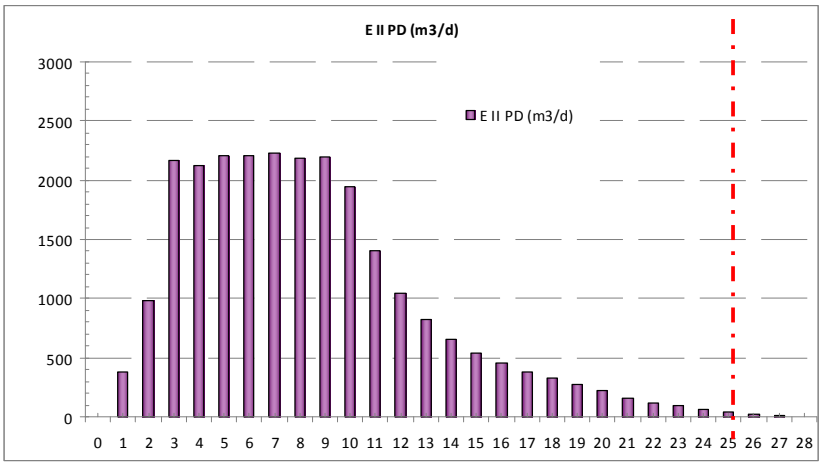

Figura 10

ESCENARIO III

El escenario 3 es el escenario de producción más agresivo de los considerados, es decir, adelanta la producción del yacimiento considerando un plateau de producción mas elevado a 2500 m3/d. Al igual que en los dos escenarios anteriores, la producción hasta el año 2 inclusive tiene un tope de 1000 m3/d debido a la necesidad de despachar en camiones la producción hasta contar con el oleoducto y planta de tratamiento. En la Figura 11 se muestra el perfil de producción de este escenario así como el número de pozos perforados por año.

Año	E III PD (m3/d)	E III # pozos
0	0	0
1	383	0
2	983	4
3	2022	16
4	2502	6
5	2501	8
6	2498	6
7	2497	6
8	2480	8
9	2131	
10	1528	
11	1143	
12	887	
13	709	
14	583	
15	487	
16	415	
17	352	
18	300	
19	249	
20	198	
21	145	
22	102	
23	72	
24	47	
25	26	
26	9	

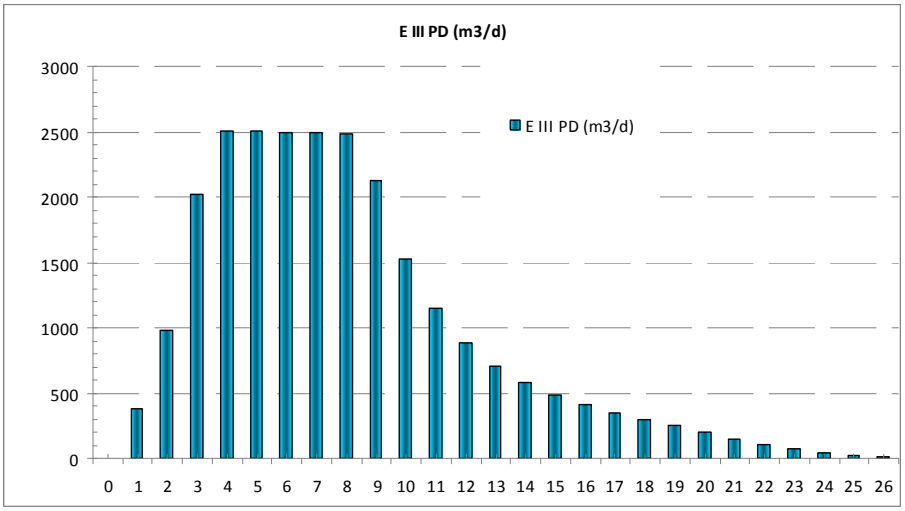

Figura 11

La comparación de las 3 curvas de producción se muestra en la Figura 12.

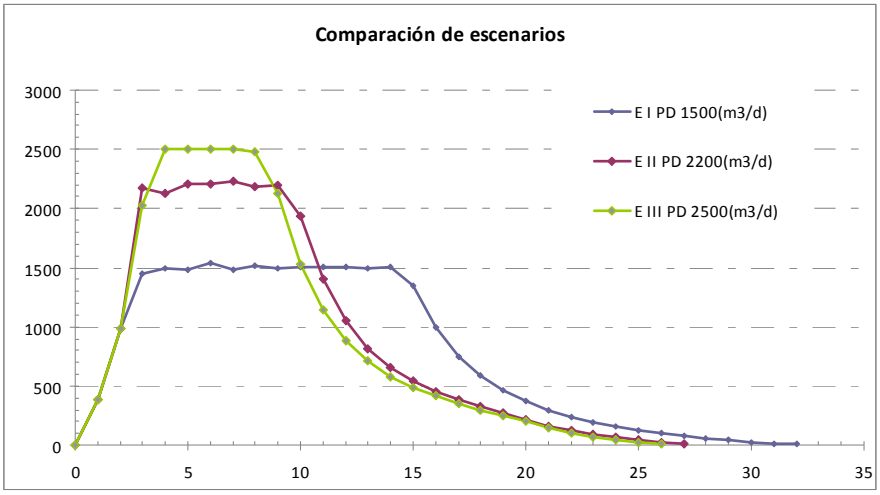
Comparación de escenarios
3000
2500
2000
1500
1000
500
0
0
5
10
15
20
25
30
35
E I PD 1500(m3/d)
E II PD 2200(m3/d)
E III PD 2500(m3/d)

Figura 12

6 Calculo de la curva de producción

i) Premisas

Para la evaluación económica del desarrollo se considerará únicamente el contrato de producción. Las inversiones realizadas dentro del contrato de exploración del área, como la perforación de pozos exploratorios y la sísmica 3D, se consideran costos hundidos a los fines de la evaluación, por lo que están fuera de este análisis.
El contrato vigente para el área en cuestión corresponde a la forma contractual Argentina, además de las siguientes premisas adicionales:

Regalías fijas: 12%
No se considera retención a las exportaciones (no se pone tope al valor del WTI)
Descuento por calidad sobre el marcador Medanito (en los últimos 3 años descuenta 98% sobre WTI), mas castigo de 3%.
Impuesto a Ingresos Brutos: 1.5% (Impuesto provincial)
Impuesto a las transacciones financieras: 0.6%
Impuesto a las ganancias: 35%
Efecto financiero del IVA: 21%
Longitud del contrato de producción: 25 años + 10 años posible extensión

CAPEX

- El costo de los pozos de desarrollo es de 3128 Musd (costo de pozo terminado).
  Se incluyó dentro del CAPEX del pozo el costo de la línea de producción, el cual se obtuvo calculando la longitud promedio de la línea desde cada pozo hasta la ubicación de la batería. Para estimar la longitud promedio a baterías no se consideraron colectores de campo.
  El mapa con la estimación de la longitud de líneas de producción puede verse en el Apéndice C.
  La longitud promedio de la línea de cada pozo es de 2330 mts. Por premisa, esta línea es de un diámetro de 2'' y el costo de 5 usd in/ ft. Esto le adiciona al costo de perforación y terminación 76 Musd.
  Gracias a este cálculo el costo final de cada pozo de desarrollo con línea es de 3360 Musd.
  En cuanto a los pozos exploratorios, si bien no se cuenta con el CAPEX de su perforación, se considera como inversión un workover para su puesta en producción, adicionalmente al costo de una línea promedio.
  Para una puesta en producción de un pozo de estas características (2400 mts de profundidad) se consideró que una intervención para su puesta en producción e instalación de producción se valoriza en 750 Musd, por ende la inversión total para la puesta en producción de los pozos exploratorios es de 826 Musd.

- En cuanto a las baterías, se definió utilizar 2 baterías en todos los escenarios. En función del plateau de producción de cada batería se consideraron:

ESCENARIO I	Plateau 1500 m3/d	2 baterías de hasta 1000 m3/d
ESCENARIO II	Plateau 2200 m3/d	1 batería de hasta 1000 m3/d y 1 batería de hasta 1500 m3/d
ESCENARIO III	Plateau 2500 m3/d	2 baterías de hasta 1500 m3/d

En todos los casos la inversión de cada batería se realiza el año anterior a alcanzar la producción que requiera dicha capacidad ya que las mismas demoran 6 meses en construirse.

- Para la planta de tratamiento se consideró en cada caso:

ESCENARIO I	Plateau 1500 m3/d	2 plantas de hasta 1000 m3/d, 10 MMusd
ESCENARIO II	Plateau 2200 m3/d	1 planta de 2500 m3/d, 11 MMusd
ESCENARIO III	Plateau 2500 m3/d	1 planta de 2800 m3/d, 11.6 MMusd

- De acuerdo a las premisas se requiere un oleoducto de 50 km capaz de entregar el petróleo a una presión de 1 kg/cm2, con una presión de bombeo máxima de 25 kg/cm2, en una planicie sin desniveles. El costo unitario del material es de 8 usd/in ft y la viscosidad del fluido a bombear es de 2 cp. Para dimensionar la sección del ducto necesaria se realizó un balance de energía mecánica, donde se calculó que sección permite cumplir las condiciones de contorno de presión dentro de un régimen laminar. De este cálculo surgió que un caño de 3.5 in de diámetro cumpliría con la especificación para los volúmenes de los 3 escenarios de producción.
  Por este motivo el costo del oleoducto se consideró 4.6 MMusd.
  Las premisas requerían también la construcción de un puenteducto para atravesar el Río Colorado en Neuquén. La valorización del puenteducto se realizó en base a una analogía de costos en la zona, que indican que el costo del puenteducto equivale al 40% del valor del oleoducto, tomando en cuenta una longitud de 200 mts (medida desde el mapa satelital). El costo final del puenteducto es de 1.8 MMusd. En la Figura 13 se muestra una foto del puenteducto (YPF) tomado como referencia en la analogía, mientras que en la Figura 14 se muestra la foto satelital del puenteducto que cruza el Río Colorado.

Figura 13

Figura 14

OPEX

- Para todos los escenarios se requiere tercerizar el tratamiento y transporte del crudo durante los primeros 2 años de producción, mientras se termina la construcción del oleoducto- puenteducto. Se consideró un costo de 5 usd/bbl para este fin, teniendo en cuenta que se despachan hasta 40 camiones diarios al punto de entrega a una distancia de 100 km. Esto representa una limitación en el

volumen de producción por el periodo de los primeros 2 años. Teniendo en cuenta que la capacidad de transporte por camión es de 25 m3, el caudal máximo diario resultante es de 1000 m3/d.

- Los costos fijos de operación se toman de acuerdo a:

De 0 a 1000 m3/d	1.5 MMusd/ año
De 1000 a 3000 m3/d	2.5 MMusd/año

- Los costos variables de operación son de 6 usd/bbl.
- El costo de transporte una vez construido el ducto y las plantas es de 1.5 usd/bbl.

OTRAS PREMISAS

- Se amortizó por unidad de producción todos los CAPEX del proyecto. Para esto se calculo el índice P/R anualmente teniendo en cuenta las reservas desarrolladas a fin de cada periodo.

- Para descontar el valor actual de cada escenario se tuvo en cuenta la mínima tasa de descuento factible como WACC (no se consideraron pasivos en la ponderación). El valor considerado inicialmente es de 11%, aunque se analizó la sensibilidad al mismo.

- Se definió analizar un caso base que no tuviera en cuenta los efectos de la inflación ni evolución del precio del WTI.
  En segunda instancia se incorporó la inflación aplicada a OPEX y CAPEX (fuente IHS/CERA) y a la tasa de descuento. La evolución del precio del WTI se tomó de acuerdo al NYMEX.

- Para el caso indexado se contemplaron dos sub-casos, uno pesimista y uno optimista, considerando una variación del 10% en las variables de mayor impacto según el análisis de sensibilidad.

ii) Cálculo

CASO BASE

Para los 57 MMbbls a desarrollar los resultados se muestran a continuación:

Escenario	VAN al 11%	usd/bbl
ESCENARIO I	488	8.42
ESCENARIO II	571	9.85
ESCENARIO III	587	10.14

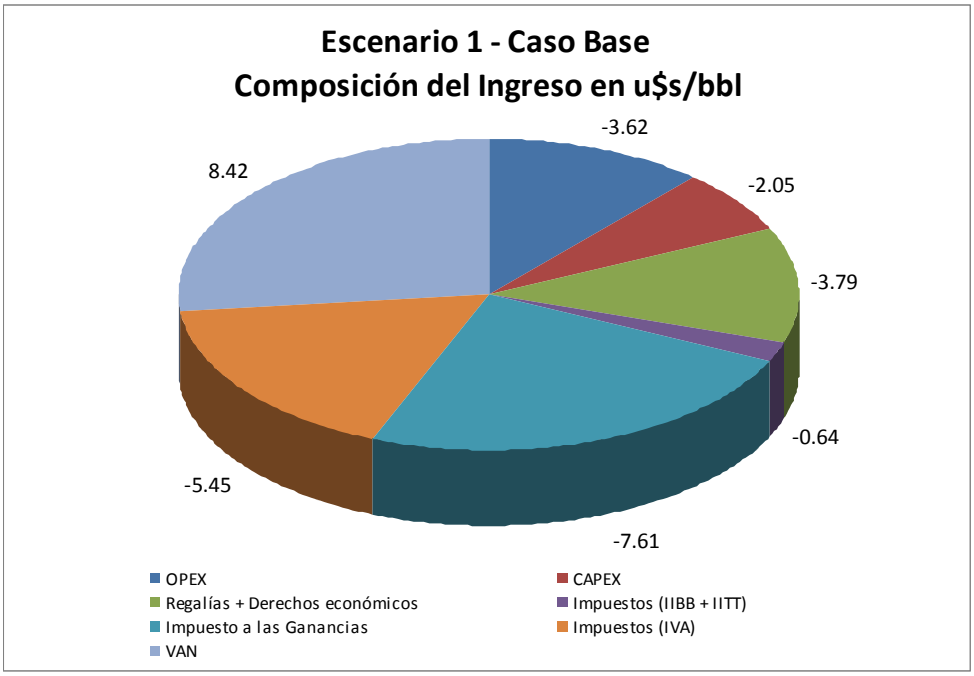

Figura 15

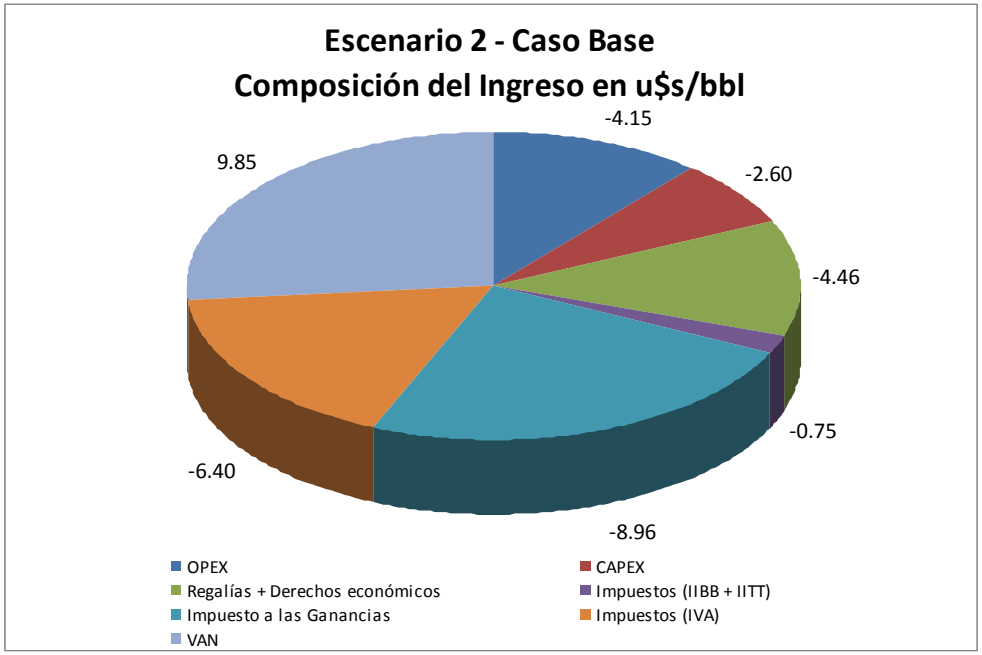

Figura 16

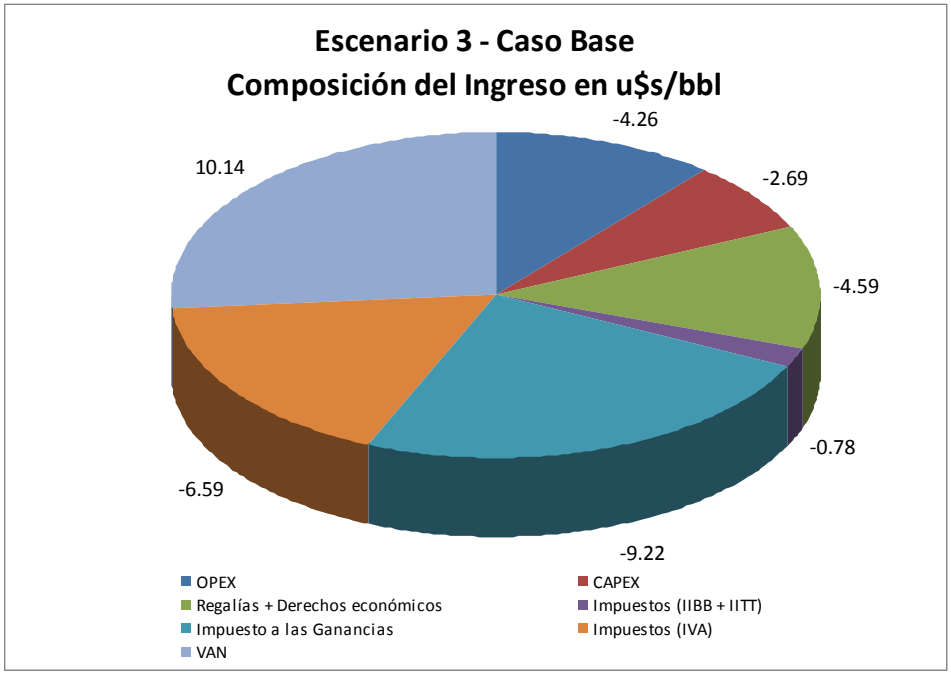

Figura 17

CASO INFLACION E INDEXACION

Variación de los CAPEX:	3.5 % anual
Variación de los OPEX:	3.0 % anual
Indexación para la tasa de descuento:	1.8 % anual
Evolución precio WTI:	2.5% anual

Escenario	VAN al 11%	usd/bbl
ESCENARIO I	582	10.04
ESCENARIO II	665	11.47
ESCENARIO III	680	11.74

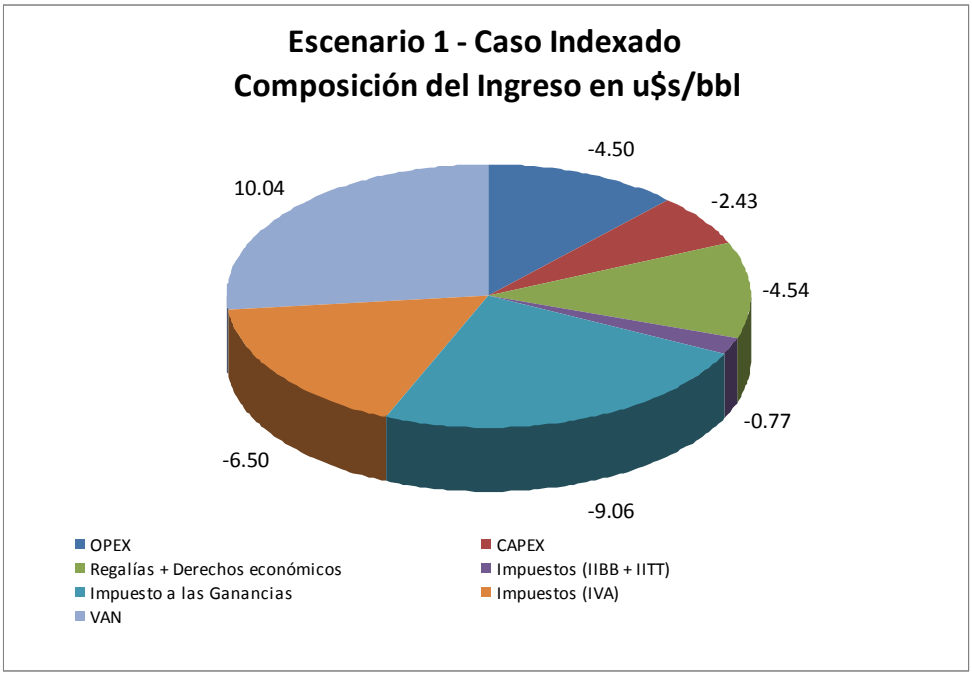

Figura 18

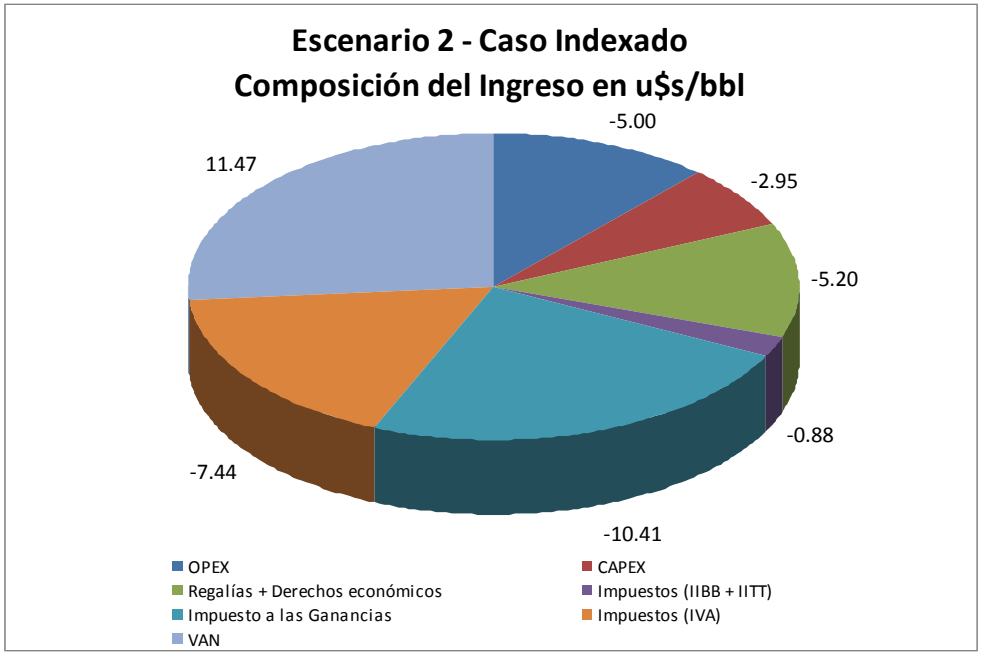

Figura 19

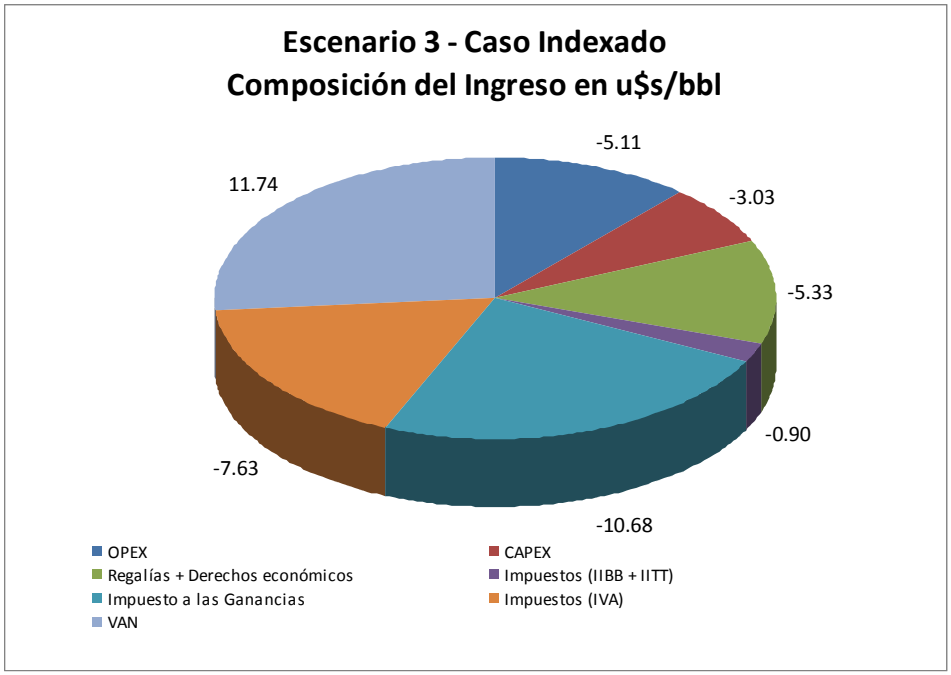

Figura 20

CASO INFLACION E INDEXACION –SUB-CASOS OPTIMISTA y PESIMISTA

Escenario Optimista	VAN al 11%	usd/bbl
ESCENARIO I	742	12.81
ESCENARIO II	833	14.38
ESCENARIO III	851	14.68

Escenario Pesimista	VAN al 11%	usd/bbl
ESCENARIO I	447	7.71
ESCENARIO II	518	8.93
ESCENARIO III	532	9.18

En la Figura 21 puede verse el VAN/bbo para los

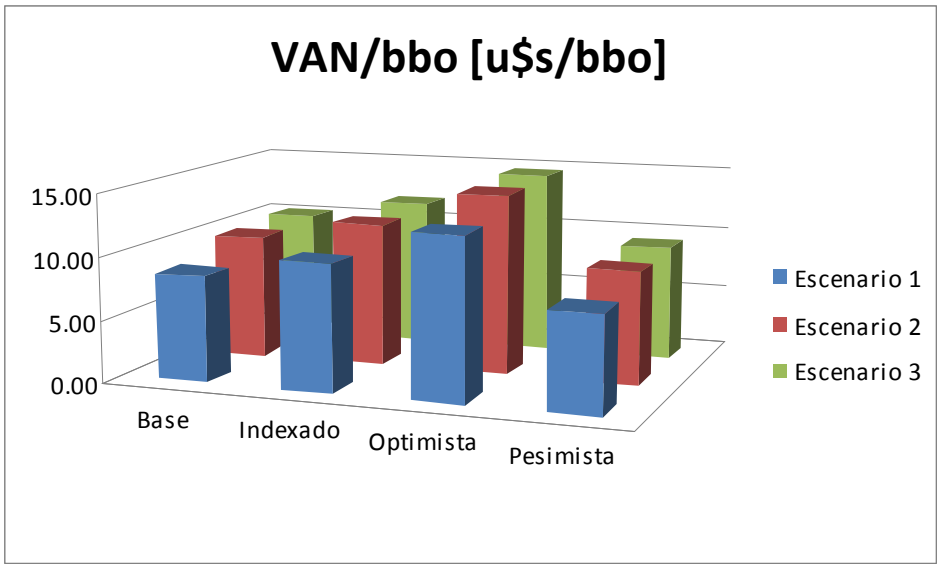

Figura 21

iii) Sensibilidades

Para los 3 escenarios de producción la sensibilidad de variables que más impactan sobre el VAN está dado por la Figura 22. En ella se puede ver para el caso base y el caso indexado el orden de las variables que mas impactan sobre el VAN, así como el signo que indica el sentido del impacto.

		Ranking		
	Sensibilidades	Caso Base	Caso Indexado	Sgn
Precios y Tasas	WTI	1	1	+
	Descuento			-
	Tasa de Descuento	2	2	-
CAPEX	Costo de Perforacion	4		-
	Oleoducto+Puenteducto			-
	Baterias			-
	Planta de Tratamiento			-
OPEX	Costo Operativo Fijo			-
	Costo Operativo Variable	3	4	-
	Costo Transporte pre-Oleoducto			-
	Costo Transporte post-Oleoducto			-
Indices	Inflacion CAPEX			-
	Inflacion OPEX			-
	Inflacion IPC			-
	Indice WTI		3	+

Figura 22

En las figuras 23, 24, 25 y 26 se muestran los gráficos de araña para el Escenario 1 - Caso Inflacionado. En los Escenarios 2 y 3 - Caso Inflacionado, el comportamiento es similar. Como además puede verse en el ranking de la figura 22 el caso inflacionado presenta diferencias contra el caso base recién en la posición de la tercera variable.

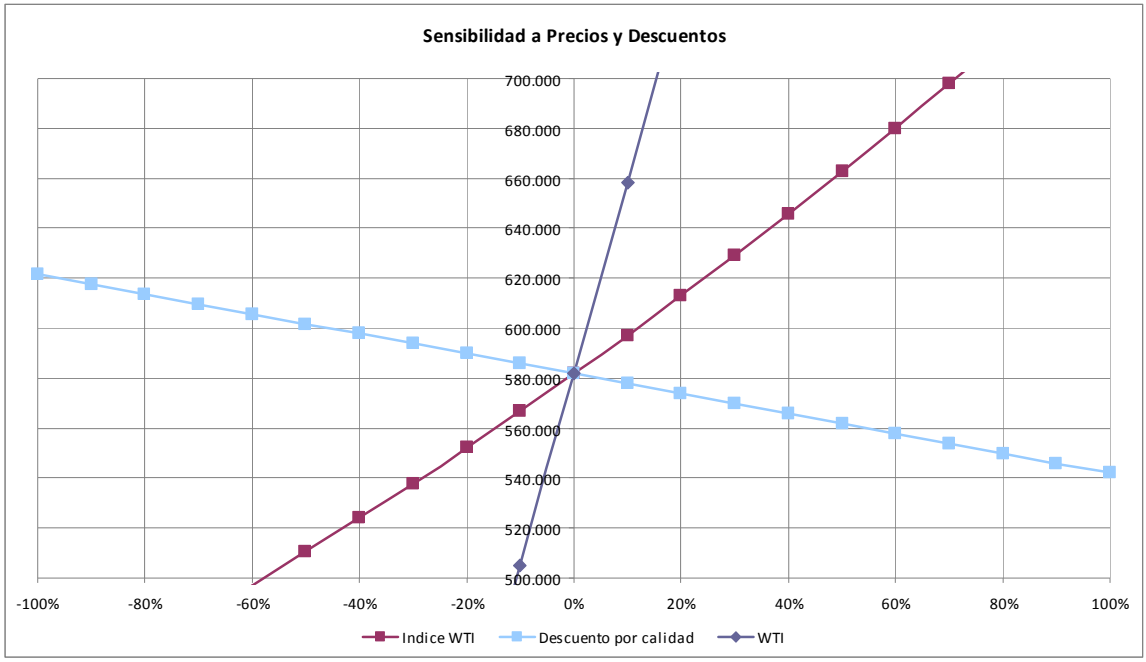

Figura 23

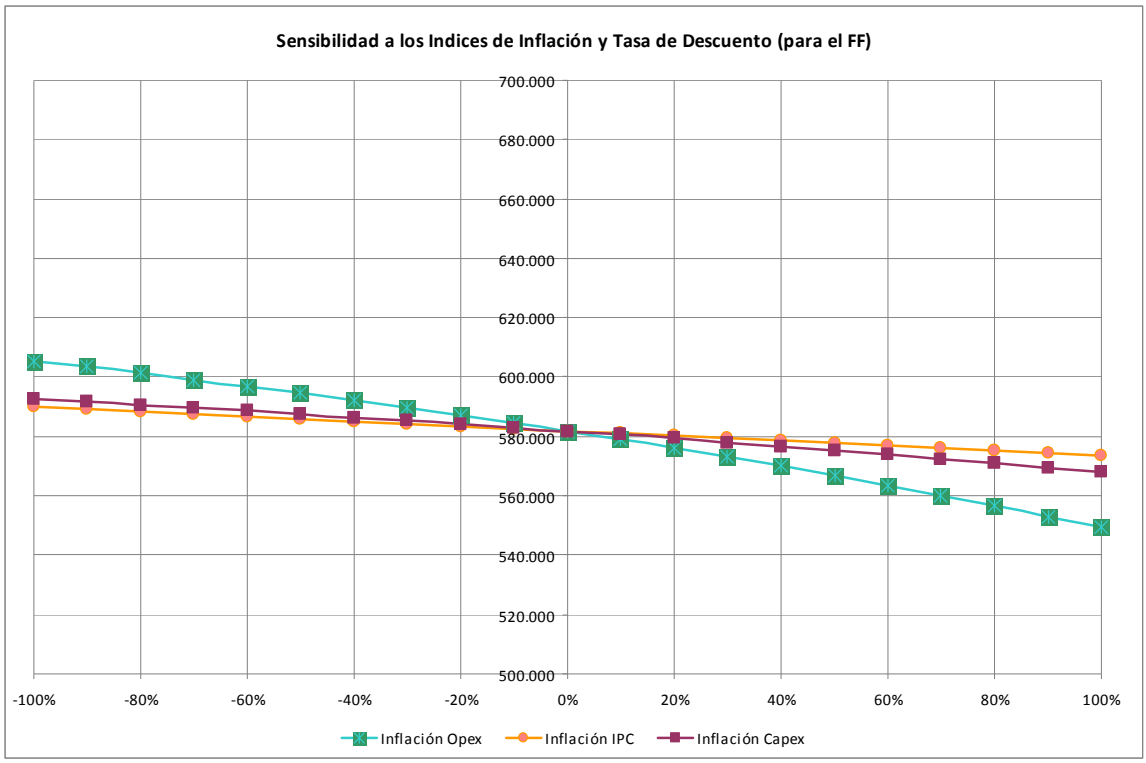

Figura 24

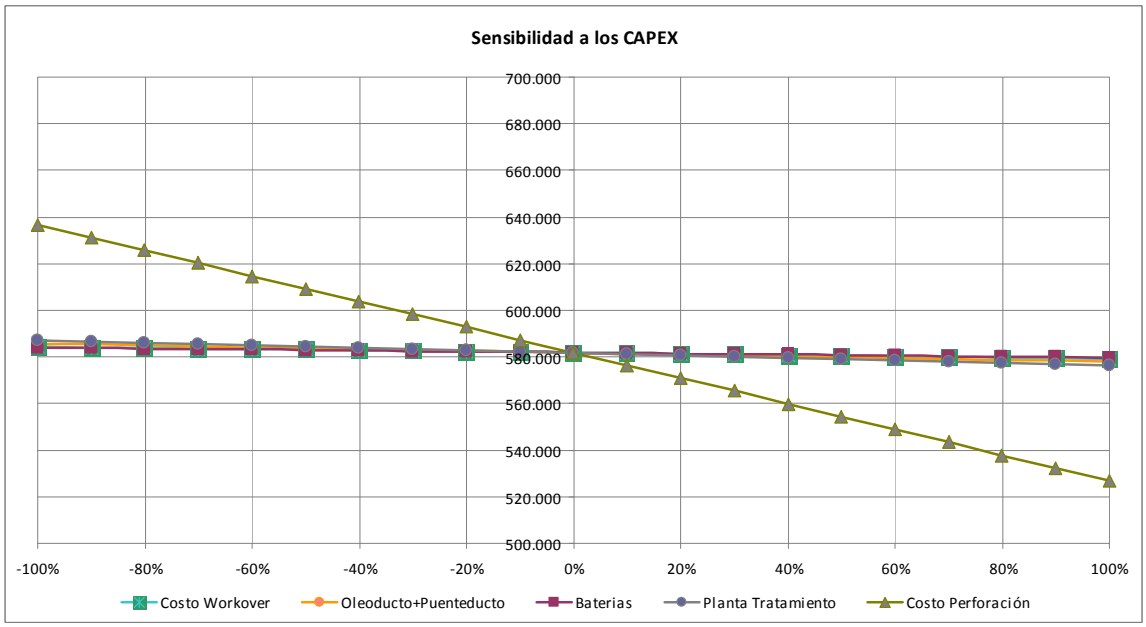

Figura 25

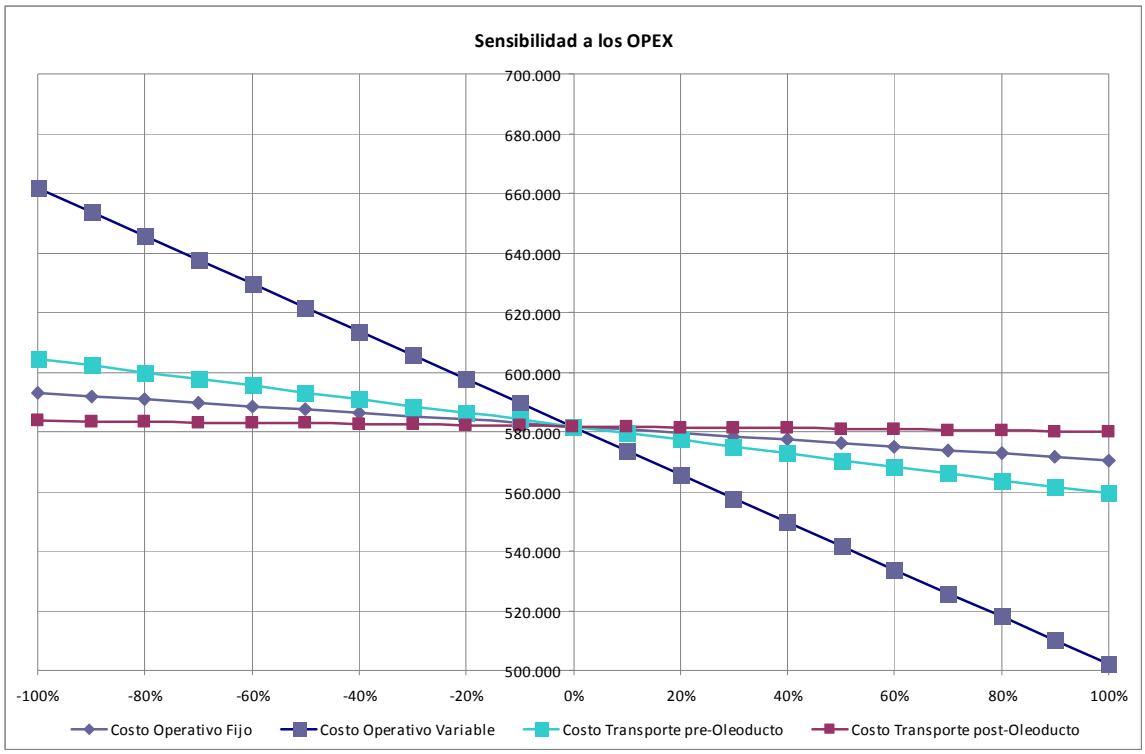
Sensibilidad a los OPEX
700.000
680.000
660.000
640.000
620.000
600.000
580.000
560.000
540.000
520.000
500.000
-100%
-80%
-60%
-40%
-20%
0%
20%
40%
60%
80%
100%
Costo Operativo Fijo
Costo Operativo Variable
Costo Transporte pre-Oleoducto
Costo Transporte post-Oleoducto

Figura 26

7 Conclusiones

- Los 3 escenarios de desarrollo considerados permiten recuperar las reservas del yacimiento, aunque los escenarios 2 y 3 permiten hacerlo dentro del periodo del contrato, mientras que el escenario 1 requiere algunos años de la extensión de contrato. En términos generales, de acuerdo al factor de recuperación impuesto en las premisas, es posible recuperar las reservas dentro del contrato de producción para un plateau de producción mayor a 2200 m3/d, sin necesidad de extensión de contrato. La renegociación del contrato del bloque podría ser interesante de existir otros objetivos en las áreas (convencionales o no convencionales).

- Gracias a las condiciones del contrato considerado (ausencia de bonos para adjudicación del área o renegociación del contrato, regalías fijas, sin retención a las importaciones) la exposición de todos los escenarios es baja, ya que el flujo de fondos es negativo únicamente en el primer año. Esto significa que el tiempo de repago es menor a un año.

- Para todos los casos analizados adelantar la producción con un plateau más elevado es beneficioso económicamente.

- Tanto para los casos base como los indexados, la mayor sensibilidad se da para el precio del WTI y la tasa de descuento nominal a aplicar al flujo de fondos. Las diferencias en el ranking de variables por tomar o no en consideración la indexación se da a partir de la tercera variable de mayor peso.

- En todos los escenarios, los VAN de casos base son menores a los respectivos indexados (a igual tasa de descuento nominal), ya que el aumento en el WTI considerado compensa y supera el impacto de inflación en OPEX y CAPEX, aún considerando la inflación utilizada para obtener la tasa de descuento real.

- Para completar el análisis de los escenarios de desarrollo sería necesario contemplar la incorporación de factores como producción de agua y/o gas, sistemas de extracción artificial y programación de equipos de perforación/terminación en el área.

Referencias

Leanza, H. A. *Las sedimentitas huitrinianas y rayosianas (Cretácico Inferior) en el ámbito central y meridional de la cuenca Neuquina, Argentina*. Serie Contribuciones Técnicas, Geología 2. Servicio Geológico Minero Argentino, 2003.

Caminos, R. *Geología Argentina*, Servicio Geológico Minero Argentino, 1999.