

ESPECIALIZACIÓN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS

PROYECTO FINAL

Plan de desarrollo de un yacimiento de gas



Integrantes

Becchi Matias

Garmendia Julián

Mojalott Morote Bryan

Sandoval Cornejo Luigi

2019

Índice

Índice	1
1. Resumen.....	2
2. Introducción	3
3. Desarrollo del proyecto.....	4
3.1 Interpretación de perfiles.....	4
3.2 Cálculo volumétrico.....	6
3.3 Ensayo PVT	8
3.4 Balance de Masa	10
3.5 Curvas IPR.....	12
3.6 Pronostico de producción	14
3.7 Evaluación económica.....	21
4. Caso Propuesto	25
4.1 Escalado de mapa estructural	25
4.2 Pronostico	27
4.3 Instalaciones de superficie	29
4.4 Evaluación económica.....	31
5. Conclusión	37
6. Recomendaciones	38
7. Nomenclatura.....	39

1. Resumen

El presente informe detalla la evaluación realizada para comparar la rentabilidad de proyectos de explotación de un yacimiento gasífero con cierta cantidad de condensado, bajo distintas condiciones de operación. Luego de evaluar escenarios con distintas combinaciones de plateau de producción y regímenes de perforación, se determinó la ley necesaria para asegurar un plateau máximo que se extienda por los menos cuatro años y al mismo tiempo retrase las perforaciones de pozos, haciendo que la rentabilidad del proyecto se incremente y asegurando un despacho de hidrocarburos elevado y constante, factor a considerar al momento de establecer contratos de ventas.

2. Introducción

El siguiente documento ha sido elaborado como Trabajo Final Integrador de la Especialización en Producción de Petróleo y Gas Natural. El mismo fue desarrollado en base a los conocimientos teórico-prácticos adquiridos a lo largo del curso dictado en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires durante los meses de octubre de 2018 hasta abril de 2019.

Se desarrolló una evaluación integral de un yacimiento gasífero ubicado en la cuenca del Noroeste, el cual cuenta inicialmente con 7 pozos exploratorios productivos y un pozo exploratorio estéril. La evaluación se basa en datos de pronósticos de producción los cuales se construyeron a partir de información de ensayos PVT. Este documento brindará soporte a la toma de decisiones para realizar la nueva campaña de perforación, en la cual se contactará el reservorio a una profundidad promedio de 2100 m y presión estática inicial de 220 Kg/cm².

El siguiente informe tiene como objetivo describir los cálculos realizados en la evaluación tanto técnica como económica del desarrollo del yacimiento gasífero en mención. En el mismo se propondrán diferentes alternativas y se seleccionará aquella que brinde el desarrollo óptimo del activo.

3. Desarrollo del proyecto

A partir de la información sísmica 3D, los datos de perfiles y testigos coronas realizados sobre los pozos de avanzada, se obtiene el siguiente mapa estructural del yacimiento. Con el perfil de resistividad se determinó el contacto agua-gas CAG en 2110 metros sobre el nivel del mar. (Curva punteada del mapa estructural). La perforación del pozo P5, el cual resultó estéril, confirma la profundidad del CAG, produciendo en su totalidad agua.

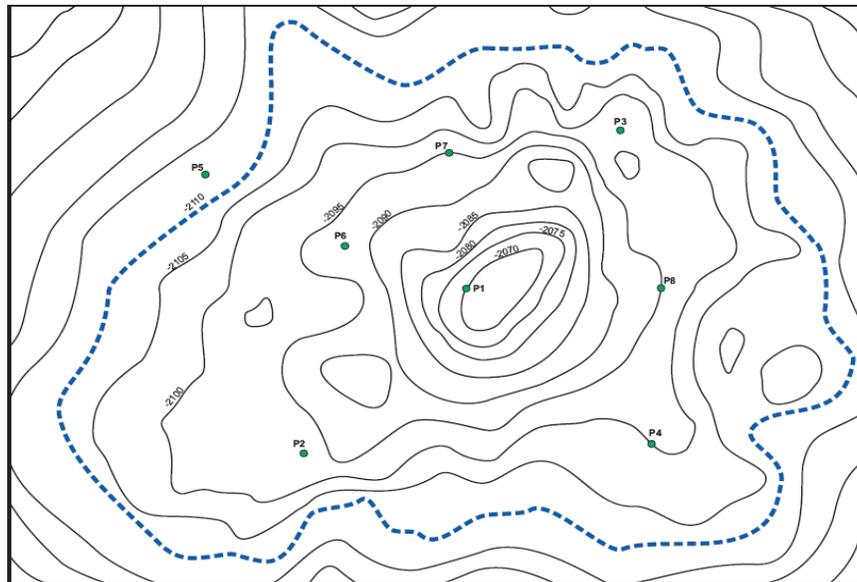


Figura N°1: Mapa estructural del yacimiento

3.1 Interpretación de perfiles

La profundidad del tope y la base del reservorio con respecto al nivel del mar se determinaron restando los datos de profundidad con respecto al nivel del piso y la diferencia de altura entre el piso y el nivel del mar.

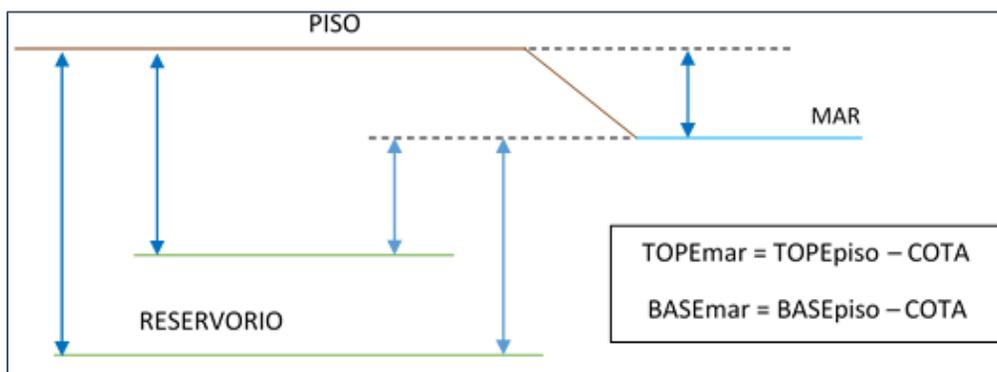


Figura N°2: Gráficos de profundidades

Se consideró la información disponible de todos los pozos a excepción del pozo P5 por resultar un pozo estéril. Se debe tomar en cuenta que debido a que todos los pozos son verticales, el presente trabajo parte de la suposición de que la perforación es ideal e iguala las longitudes de MD y TVD de cada pozo, referenciado el MD al nivel del piso y el TVD al nivel del mar.

Tabla N°1					
Pozo	Cota	Tope	Base	Tope	Base
	m	m MD	m MD	m TVDSS	m TVDSS
P1	201.5	2271.5	2282.7	2070.0	2081.2
P2	197.0	2293.5	2305.8	2096.5	2108.8
P3	199.6	2297.1	2309.0	2097.5	2109.4
P4	192.9	2292.9	2304.7	2100.0	2111.8
P5	193.0	2306.0	2318.0	2113.0	2125.0
P6	193.3	2285.3	2297.4	2092.0	2104.1
P7	208.4	2303.4	2315.5	2095.0	2107.1
P8	207.4	2302.4	2313.8	2095.0	2106.4
Promedio	200.0			2092.3	2104.1

Con los valores promedio hallados, se calculó la profundidad promedio del reservorio con respecto al nivel del mar (TVD) y al nivel del piso (MD).

Tabla N°2				
Cota prom.	Tope prom.	Base prom.	Profund. prom reserv.	
m	m TVDSS	m TVDSS	m TVDSS	m MD
200.0	2092.29	2104.11	2098.20	2298.21

Para determinar los valores de porosidad y saturación de agua promedio del reservorio, se consideraron los valores de PHI y Sw de cada pozo y se ponderó con respecto al espesor de capa de reservorio correspondiente.

Para mayor exactitud en los cálculos, se descontó el espesor total con el N/G (Net to Gross), considerando así, solo la porción que realmente aporta hidrocarburos al sistema.

Tabla N°3						
	N/G	Htotal	Hu	Porosidad	Hu Poral	Sat. de Agua
Pozo	Net to Gross	Gross	Net	Phi	VP	Sw
		m	m	frac.	m	frac.
P1	0.884	11.20	9.90	0.248	2.455	0.236
P2	0.737	12.35	9.10	0.166	1.510	0.390
P3	0.857	11.86	10.17	0.194	1.972	0.291

P4	0.768	11.82	9.08	0.175	1.588	0.357
P5	0.000	12.01	0.00	0.182	0.000	1.000
P6	0.907	12.05	10.93	0.221	2.416	0.258
P7	0.894	12.10	10.82	0.182	1.969	0.269
P8	0.872	11.39	9.93	0.253	2.510	0.271
Promedio	0.846		69.93	0.206	14.421	0.287

3.2 Cálculo volumétrico

Para el cálculo del GOIS se hará uso del método de los trapecios, tomando en cuenta que es el que mejor representa la discretización del volumen del reservorio a partir de la división de paralelepípedos a lo largo de toda la altura del reservorio.

El volumen de cada paralelepípedo queda definido por las áreas de las secciones transversales en los extremos del espesor a analizar.

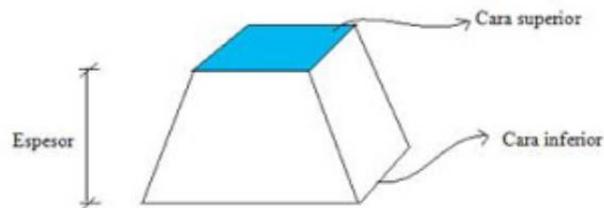


Figura N°3: Representación del paralelepípedo

Debido a que el reservorio tiene una geometría aproximada a una media esfera, al volumen del prisma calculado, se le debe restar el prisma interior que queda por debajo de la base del reservorio. Finalmente, el volumen de roca reservorio queda definido por la resta de los trapecios formado por la intersección del tope y la base del reservorio con los planos transversales del espesor que se está analizando. Matemáticamente, el volumen queda definido como el promedio de las dos áreas multiplicado por la altura.

$$Vol\ roca = \frac{A1tope + A2tope}{2} \times H - \frac{A1base + A2base}{2} \times H$$

Donde:

A1tope: altura superior del tope

A2tope: altura inferior del tope

A1base: altura superior de la base

A2base: altura inferior de la base

H: espesor considerado

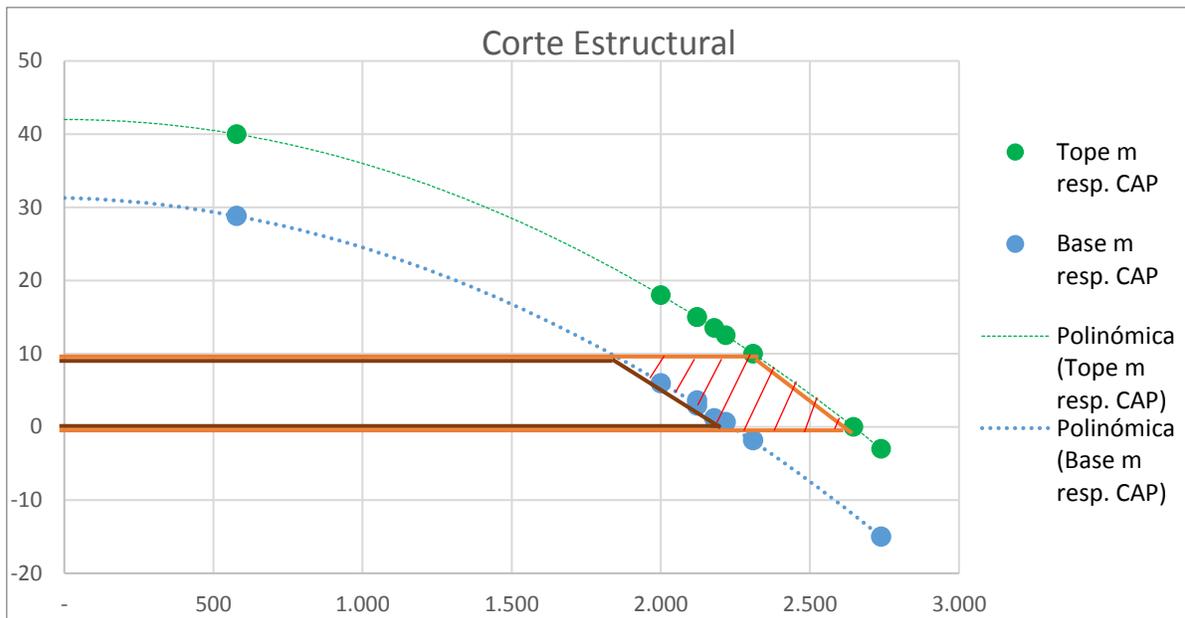


Figura N°4: Corte estructural del reservorio

Se procedió a dividir el reservorio en secciones de 2 metros de altura desde una cota cero correspondiente al contacto agua petróleo CAP hasta una cota de 42 metros y a calcular los volúmenes de los prismas correspondientes según la metodología explicada líneas arriba.

Vol Roca millones m ³	N/G frac.	Vol Util millones m ³	Phi frac.	Swi frac.	Bgi m ³ /m ³	GOIS millones m ³
219.95	0.85	185.99	0.206	0.287	0.00535	5107.32

Los pozos analizados en el presente trabajo son de gas húmedo, que si bien genera cierto condensado al pasar a condiciones de superficie, no existe petróleo en la roca reservorio, es decir, el POIS es cero. Por otro lado, para el cálculo del GOIS se utilizó la siguiente expresión matemática:

$$GOIS = \frac{Vol\ roca * N/G * PHI * (1 - Swi)}{Bgi}$$

Donde:

GOIS: gas original in situs

N/G: Net to gross

Bgi: factor volumetrico del gas inicial

PHI: porosidad

Swi: saturación de agua inicial

Aproximando el reservorio como un área circular cuyo centro coincide con el de la anticlinal, siendo el radio, la distancia desde este centro hasta la intersección del plano del contacto agua-gas

con el tope del reservorio, se procedió a calcular el área y posteriormente el acreage actual por pozo y el número de pozos que debería haber para llegar a un acreage de 220 (uso común en la práctica).

Tabla N°4	
Área circular al contacto AG	Acreage actual:
21991148 m ²	Ac = 776 acres/pozo
Área	Pozos para acreage = 220
5434 Acres	# pozos = 25 pozos

De esta manera se determinó que el número máximo de pozos para explotar el yacimiento es de 25 pozos productivos.

3.3 Ensayo PVT

A continuación, se presentan los datos del reservorio que se tendrán en cuenta para el análisis PVT. La temperatura y presión estática del reservorio se han tomado a partir de los promedios de mediciones de fondo efectuadas en los pozos (gradientes estáticos y dinámicos).

Presión inicial del reservorio:	220 kg/cm ² @ a prof. media.	
Temperatura reservorio:	90.3 °C @ prof. media.	
Densidad del gas (aire=1):	0.65 @ 15.5 °C y 1 atm.	
Salinidad del agua:	25000 ppm	
GOR:	10000 m ³ /m ³	
Densidad del condensado:	0.75	
Impurezas del gas (frac. molar):	N ₂ = 0,02 / CO ₂ = 0,01 / SH ₂ = 0	
PM del gas:	21.724	

Con los datos obtenidos del ensayo PVT se graficaron Z, Bg y μg con respecto a la presión.

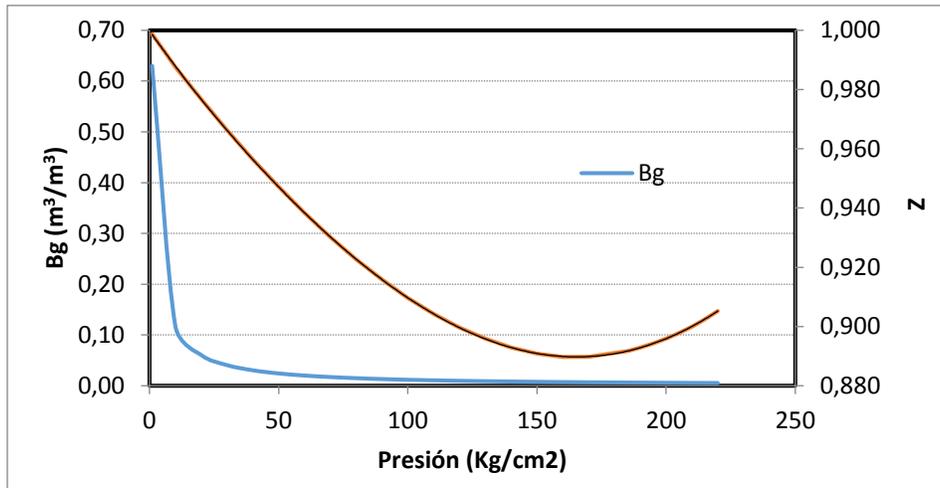


Figura N°5: Bg y Z vs P

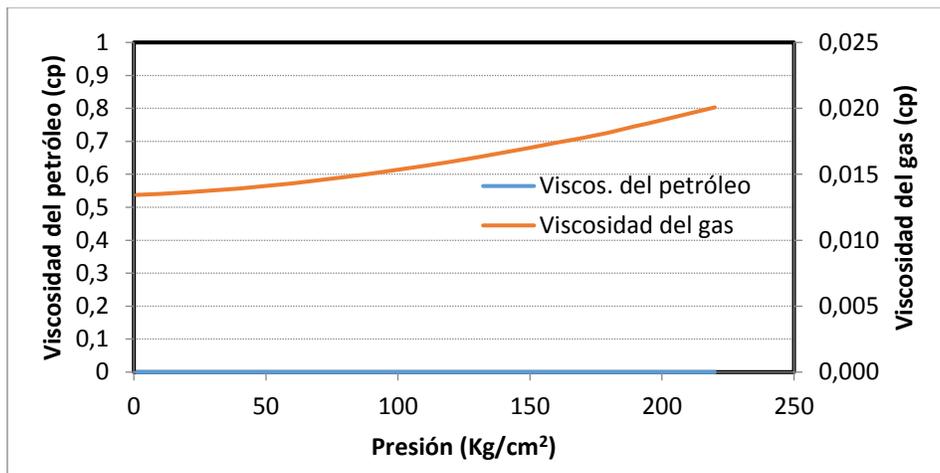


Figura N°6: μ_g vs P

Para mayor precisión en los cálculos, se aproximaron las curvas obtenidas a ecuaciones de grado seis, de esta manera se determinó el valor de Z y μ_g en función de la presión a medida que el reservorio se va depletando.

Coefs.:	x^6	x^5	x^4	x^3	x^2	x	b
Z	9.177E-16	-7.841E-13	2.545E-10	-3.318E-08	4.877E-06	-1.243E-03	9.999E-01
μ_g	-5.436E-17	3.643E-14	-8.428E-12	7.037E-10	9.297E-08	8.173E-06	1.343E-02

Con respecto a la curva de Bg vs P, debido a la alta pendiente inicial y a su variación brusca, la aproximación de esta curva a un polinomio arroja resultados de muy poca precisión, por lo que es preferible determinar el valor del Bg con la expresión que relaciona esta variable con la presión y Z.

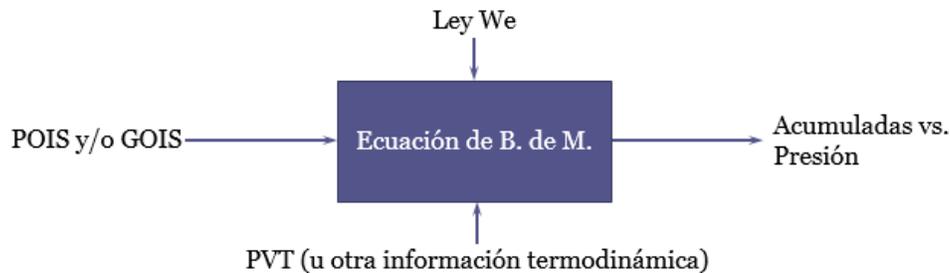
3.4 Balance de Masa

Consiste en aplicar los principios de conservación de la masa a la producción de fluidos de un reservorio. De esta manera, se logra relacionar la producción de hidrocarburos con la caída de presión, habida cuenta de los empujes actuantes.

Para realizar el balance de masa se consideran las hipótesis:

- TANQUE (cerodimensionalidad)
- Las propiedades termodinámicas utilizadas son las adecuadas para reproducir el comportamiento de los fluidos en fondo y superficie.
- En muchos casos puede despreciarse c_w y c_p (NUNCA en petróleos subsaturados o con c_p anormalmente altas)
- $B_w = 1$; $R_{sw} = 0$; $T = cte$
- El petróleo y el gas se hallan en equilibrio y ambos a la presión promedio del reservorio

Hay dos formas de usar la ecuación de balance de masa de un reservorio, una es con uso histórico pero se necesita la historia de producción y la otra es de uso predictivo la cual se adopta para este análisis.



Ya hemos calculado el GOIS, se tienen las informaciones termodinámicas del PVT y suponemos que la entrada de agua W_e es nula, por lo tanto podemos encontrar la acumulada vs presión.

Partimos de la siguiente información, la cual fue calculada líneas arriba.

Swi =	0.28728199	frac.
Soi =	0.71271801	frac.
Sor =	0.2	frac.
m =	-	m ³ /m ³

POIS =	0	millones m ³
GOIS =	5107.31852	millones m ³
Cw =	0.000048	1/kg/cm ²
Cp =	0.000052	1/kg/cm ²

Se determinó el valor de Z y el μ_g para valor de presión empleando los polinomios de grado 6, el B_g se determinó con la siguiente expresión,

$$B_g = \frac{Z \cdot (273,15 + 90,3) \cdot 1,033255}{(273,15 + 15,5) \cdot P}$$

Donde:

Z: Factor de compresibilidad del gas

P: Presión

B_g: factor volumetrico del gas

El *N_p* es nulo porque no se produce petróleo en condiciones de fondo, aunque sí se tenga condensado en superficie, pero esto se tiene en cuenta en la acumulada de gas *G_p* (Gas húmedo). Despejando *G_p* de la ecuación de balance de masa general para reservorios de gas.

$$G_{ics} (B_g - B_{gi}) + W_e + G_{ics} B_{gi} (c_w S_{wi} + c_p) (p_i - p) / (1 - S_{wi}) = G_p B_g + W_p \text{ (Ec. 17)}$$

Expansión del gas
Entrada agua
Expansión poros y agua intersticial
Fluidos producidos en condiciones de fondo

Donde:

G_{ics}: gas inicial en condiciones de superficie.

W_e: caudal de entrada agua

C_w: compresibilidad del agua

C_p: compresibilidad de los poros

p: presión

W_p: producción acumulada de agua.

Asumiendo La entrada de agua *W_e* como nula, la expresión matemática para determinar *G_p* sería la siguiente,

$$G_p = \frac{GOIS \cdot (B_g - B_{gi}) + GOIS \cdot B_{gi} \cdot (C_p + C_w \cdot S_{wi}) \cdot \Delta P}{B_g \cdot (1 - S_{wi})}$$

Se determinaron los valores de *G_p* y *P/Z* para valores de presión estática desde 220 hasta 10 Kg/cm² en escalones de 5 Kg/cm², adicionalmente se calculó el factor de recuperación *Fr* acumulado a medida que se depleta el yacimiento. El factor de recuperación es la fracción de hidrocarburo que se obtiene del total que se dispone:

$$Fr = \frac{G_p}{GOIS}$$

Como tenemos un GOR asociado de 10000 m³/m³ en nuestra producción, en el término de *G_p* se debe considerar también el gas equivalente correspondiente del condensado, pero se puede demostrar que es muy pequeño este aporte por lo cual se va a despreciar en el resto del análisis.

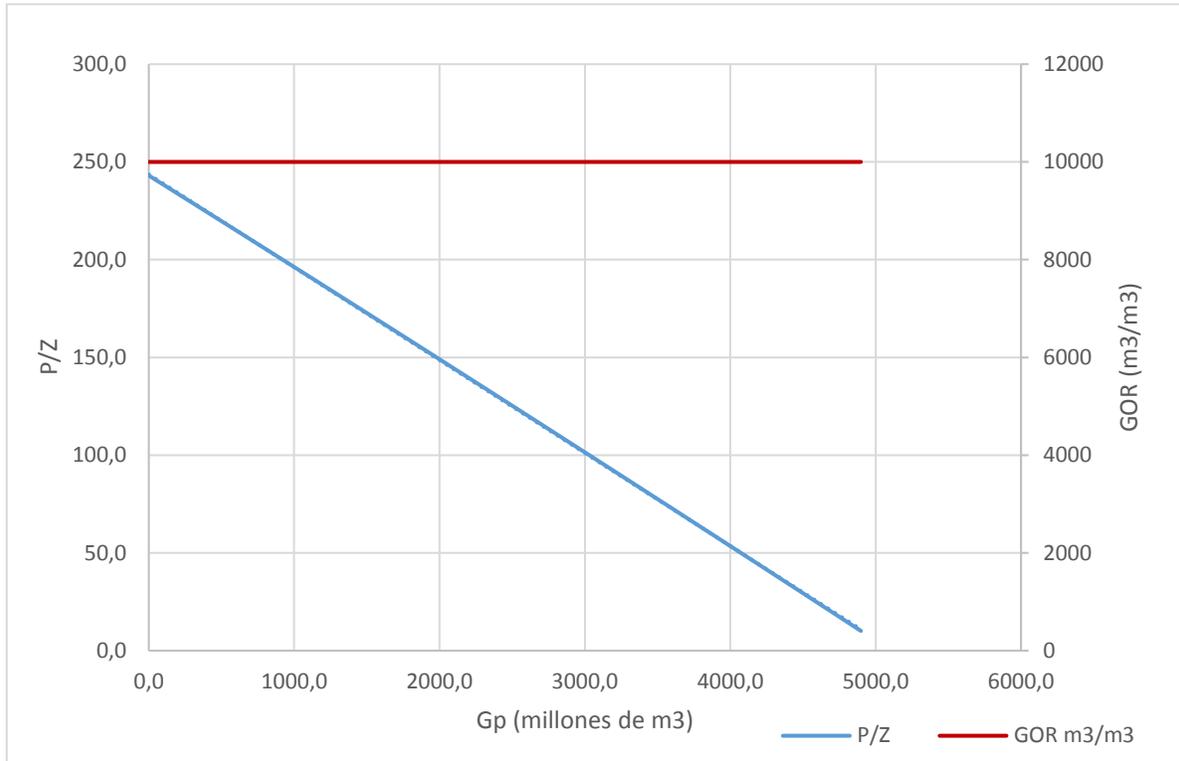


Figura N°7: P/z vs Gp

Para mayor precisión en los cálculos, se aproximó la recta obtenida del P/Z vs Gp a una ecuación de grado 1, esta expresión matemática se empleará más adelante para realizar los pronósticos de producción.

Coefs.:	x	b
P/Z vs Gp	-0.047473494	243.576991

3.5 Curvas IPR

La curva IPR se define como la herramienta matemática utilizada por la ingeniería de producción para evaluar el comportamiento y rendimiento del pozo, todo esto gracias a que gráficamente representa el caudal de producción del pozo vs la presión dinámica de fondo de este.

Para el caso de flujo de producción en pozos de gas, el método más aceptado y que mejor representa el comportamiento de estos es el de *Bureau of Mines*. El cual postula la siguiente ecuación empírica:

$$Q = C * (Pe^2 - Pd^2)^n$$

Donde:

C y n: coeficientes

Pe: presión estática

Pd: presión dinámica

Los coeficientes (C y n) de la ecuación de *Bureau of Mines* generalmente son obtenidos a través de 3 puntos, estos resultan de la realización de 2 controles y el conocimiento de la Presión Estática.

Cabe resaltar que el método tiene como paso intermedio aplicar el logaritmo a la ecuación anteriormente mencionada y aproximar los puntos mencionados a una recta, en donde la intersección con el eje de las ordenadas nos brinda el coeficiente C y la pendiente de esta otorga el coeficiente n.

$$\underbrace{\text{Log } Q}_{Y} = \underbrace{\text{Log } C}_{\text{Ord. Origen}} + \underbrace{n}_{\text{Grad.}} \cdot \underbrace{\text{Log}(P_e^2 - P_w f^2)}_X$$

Para el presente proyecto, se determinó la ecuación de la curva IPR de cuatro pozos de gas mediante cuatro ensayos: los cuales derivan de la ejecución de 3 controles y el conocimiento de su Presión Estática.

Una vez definidas las curvas IPR de los cuatro pozos de gas en los cuales se hicieron los controles, se procedió a obtener una IPR promedio. La cual refleja en el presente proyecto el comportamiento del “pozo tipo” del yacimiento en estudio.

Para el cálculo de esta IPR promedio, se promediaron aritméticamente tanto la presión estática Inicial como el caudal de gas máximo de los pozos testeados; el coeficiente C se obtuvo a través de un promedio ponderado en donde los pesos fueron los caudales de gas máximo indicados líneas atrás; por último el coeficiente n se halló despejando la ecuación de *Bureau of Mines* (con el logaritmo aplicado en ambos miembros) utilizando los valores de Pe promedio, Qg Max promedio y C promedio anteriormente calculados.

Tabla N°5					
Curva IPR promedio	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4	Promedio
Presión estática inicial (Kg/cm ²) =	220.80	218.70	220.00	220.50	220.0
Qg máx. (km ³ /d) =	363.75	257.76	355.02	327.03	325.9
Coficiente C =	0.169	0.559	0.114	0.308	0.2660
Coficiente n =	0.711	0.569	0.746	0.646	0.6592

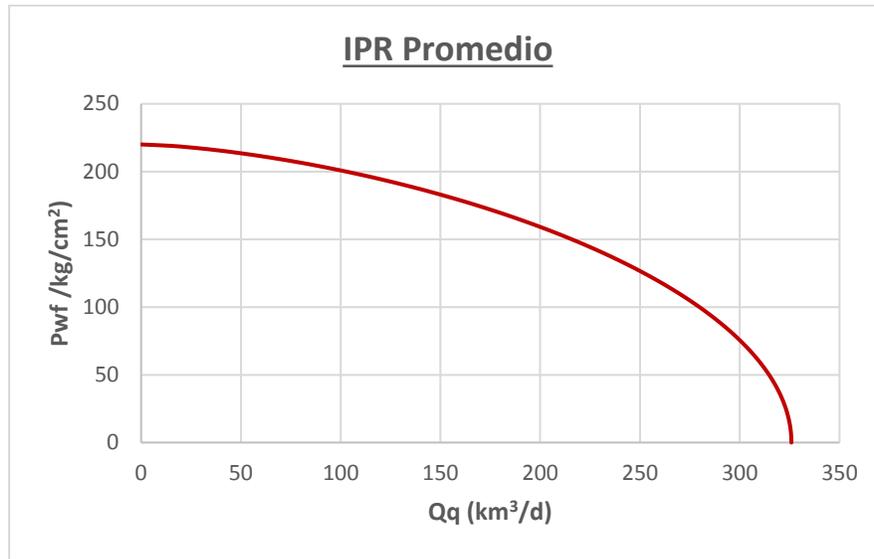


Figura N°8: Curva IPR promedio

3.6 Pronóstico de producción

Tanto en primaria como en secundaria existen cuatro categorías para realizar los pronósticos de producción:

- Analógicos (estadísticos)
- Analíticos
- Basados en la historia de producción
- Simulación numérica

Según nuestra situación, al tratarse de un yacimiento sin historia de producción y no contar con conocimiento de pozos análogos, se procede a realizar el análisis de pronóstico de forma analítica. El método analítico más usado en primaria consiste en transformar la curva atemporal del balance de materia (p vs. $N_p - G.O.R.$ vs. N_p) en caudales versus tiempo. Los datos necesarios para dicha transformación son la evolución futura de la curva I.P.R. y la ley de extracción que habrá de tener el yacimiento.

Evaluación de pronósticos según ley preestablecida.

Como primera medida se procede hacer los análisis de pronósticos según las leyes de extracción propuestas, sin tener en cuenta si realmente es posible o no cumplir con dichas condiciones, es decir sin verificar por *flow assurance* si las presiones dinámicas postuladas por ley son posibles de cumplir.

Se analizaron seis casos distintos con condiciones operativas diferentes para la confección de los pronósticos:

- a. **Condición N°1:** Ley de extracción con una presión estática tal, que para cada periodo cumpla con el contrato de venta mientras pueda hacerlo, cuando no se alcance, la ley de extracción seguirá el perfil necesario para que el pozo surja y para poder mantener los niveles dentro de los parámetros permitidos, se determina que el cronograma de perforación es de un pozo por mes para el caso de mínimo plateau, dos pozos por mes para el de medio y tres pozos por mes para el caso de máxima.
- b. **Condición N°2:** Ley de extracción con una presión estática tal que cumpla $P_{wf}/P_{ws} = cte$ y modificando el cronograma de perforación de tal manera de retrasar la actividad hasta que la incorporación de un nuevo pozo alcance el plateau correspondiente.

En ambos casos se confecciona un pronóstico de mínima, con un plateau de 1400 Mm³/d, un pronóstico medio, con un plateau de 2000 Mm³/d y un pronóstico máximo con un plateau de 3000 Mm³/d.

Se estableció como punto de partida la fecha 01/01/2019 como el comienzo de las producciones, con un total de ocho pozos perforados pero siete pozos productores. Por lo tanto, los datos iniciales son extraídos de los ensayos realizados para calcular la IPR promedio:

Fecha	Presión Pws [Kg/cm ²]	Z	Bg m ³ /m ³	C	n
01/01/2019	220,00	0,90	0,0054	0.27	0.66

La presión dinámica se despeja de la ecuación de *Bureau of Mines*, para la condición N°1 ya que dicha presión tiene que generar un caudal, que multiplicado por el número de pozo, nos dé el caudal máximo del plateau.

$$Q = C * (P_e^2 - P_{wf}^2)^n$$

$$Plateau = Q_{max} = Q * \#pozo$$

$$P_{wf} = \sqrt{P_s^2 - \left(\frac{Q * \#pozo}{C}\right)^{\frac{1}{n}}}$$

Nota: las constantes C y n se pueden considerar constantes para caso de gas seco.

Fecha	Presión Kg/cm ²	Pwf Kg/cm ²	Qg Mm ³ /d	N° pozos	Qg yac Mm ³ /d	Gp millones m ³
01/01/2019	220,00	159,1	200	7	1400	0

La acumulada de gas Gp se considera nula en el instante inicial. También es posible calcular el caudal y la acumulada de condensado sabiendo que el GOR es constante.

GOR m ³ /m ³	Qo yac avg Mm ³ /d	Np millones m ³	P/Z
10000	0,14	0	243,03

NOTA: para la condición N°2 se calcula la presión dinámica según la relación $P_{wf}/P_{ws} = cte$ y luego se obtiene el caudal por Bureau of Mines.

Para determinar la presión estática P_{wf} a una próxima fecha es necesario saber cuánto volumen se extrajo del reservorio en ese periodo, se considera a este como un tanque cerrado – “una garrafa”, en donde si se mide la acumulada que se produce, podemos determinar la presión residual en el reservorio. Esto es posible debido a que se conoce el gráfico P/z vs Gp.

Por lo tanto se promedian las producciones durante ese mes y se lo multiplica por los días correspondientes, obteniendo la acumulada en el siguiente periodo. Ingresando al gráfico P/z vs Gp se obtiene la expresión P/z. El problema aquí es que el factor volumétrico “z” depende de la presión estática, hasta ahora desconocida.

Esto se resuelve habilitando la casilla de referencia circular en las planillas de cálculo de Excel. Ya que por un lado la presión estática tiene que cumplir con la relación P/z en el gráfico de las acumuladas y por el otro, tiene que verificar la ecuación de *Bureau of Mines* (IPR futura), es decir que la diferencia de presión para ese periodo genere un caudal correspondiente para esa acumulada.

Este procedimiento se repite para los distintos casos de plateau y hasta una presión de abandono establecida por ley de 15 Kg/cm².

Evaluación de pronósticos teniendo en cuenta *flow assurance*.

Hasta el momento se consideraron presiones dinámicas según las leyes preestablecidas para que cumpla con un determinado plateau, pero en ningún momento se evaluó si estas presiones son válidas según el punto de vista de *flow assurance*. Para poder verificar esto es necesario hacer un análisis nodal, que me permite obtener el caudal y la presión de producción de un pozo en función de la IPR actual (depende de las condiciones de mi reservorio) y de la VLP (depende de los fluidos-RGL- y de la presión de superficie) para luego comparar si las presiones supuestas son técnicamente posibles de cumplir.

Como ya se ha visto, la curva IPR inicial es calculada a partir de ensayos realizados en distintos pozos y tomando un promedio de ellos. Para el cálculo de la VLP se necesita definir el diámetro del tubing, que para los casos establecidos, se va a considerar un tubing de 2 7/8” por ser de uso común para los caudales que manejamos. Posteriormente, se procede a utilizar el software libre HOPE, facilitado durante el presente curso de la especialización.

Como condiciones de superficie se va a evaluar cuatro líneas de presiones diferentes, una línea de alta presión (75kg/cm²), una de media presión (45 kg/cm²), baja presión (20 kg/cm²) y de muy baja presión (10 kg/cm²). Por lo tanto vamos a tener cuatro VLP diferentes:

Tabla N°6				
Tubing 2 7/8	Pbp 75 (kg/cm ²)	Pbp 45(kg/cm ²)	Pbp 20(kg/cm ²)	Pbp 10(kg/cm ²)
Q (km ³ /d)	P (kg/cm ²)	P (kg/cm ²)	P (kg/cm ²)	P (kg/cm ²)
9,9	104,11	53,56	23,84	12,36
21,4	99,14	53,94	24,74	13,95
32,9	97,86	54,56	26,12	16,30
44,4	97,75	55,40	27,93	19,12
55,9	98,21	56,50	30,11	22,23
67,3	99,01	57,78	32,56	25,50
78,8	100,05	59,27	35,23	28,88
90,3	101,27	60,94	38,08	32,33
101,8	102,63	62,76	41,05	35,82
113,3	104,11	64,74	44,11	39,33
135,3	107,20	68,90	50,20	46,13
157,3	110,57	73,45	56,47	52,93
179,4	114,15	78,33	62,85	59,75
201,4	117,91	83,47	69,30	66,54
223,4	121,81	88,80	75,79	73,32
245,4	125,84	94,94	82,29	80,07
267,5	129,96	101,85	88,82	86,79
289,5	134,16	108,47	95,96	93,81
311,5	138,42	114,82	103,38	101,45

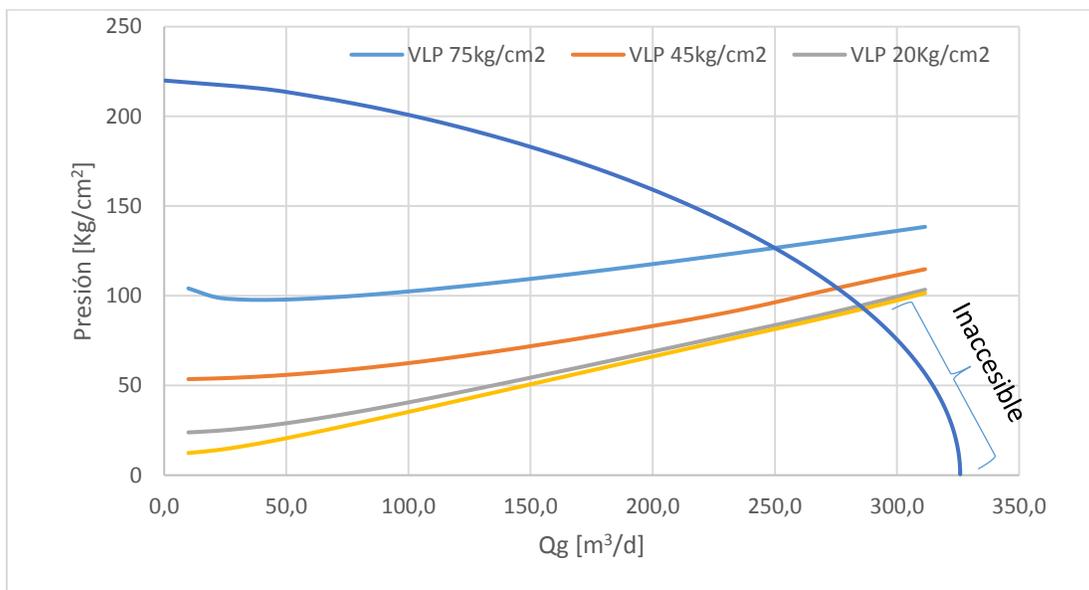


Figura N°9: Curva IPR y Curvas VLP

Por lo tanto los puntos donde se intersectan la curva IPR con las curvas VLP son los puntos donde se cumple el análisis nodal para esas condiciones. En dichos puntos se obtiene el máximo caudal que es posible producir (pozo sin choke) y dicha presión dinámica.

Una vez hallado el máximo caudal, se garantiza que será posible producir dicho caudal, o cualquier otro menor a este. Siempre va a existir un orificio para poder ajustar un sistema al caudal deseado, siempre y cuando este caudal deseado sea igual o menor al caudal resuelto por el análisis nodal, o dicho de otra manera, siempre es posible ajustar un sistema si dicha presión es igual o mayor a la presión dada por el análisis nodal.

Este análisis se repite para las curvas IPR futuras y en cada periodo se comprueba que la presión supuesta por ley sea mayor o igual a la presión mínima dada por el análisis nodal. Para eso se ha creado una macro en la planilla de Excel que calcule las intersecciones de las curvas IPR y VLP obteniendo de esta forma las presiones mínimas posibles en cada caso:

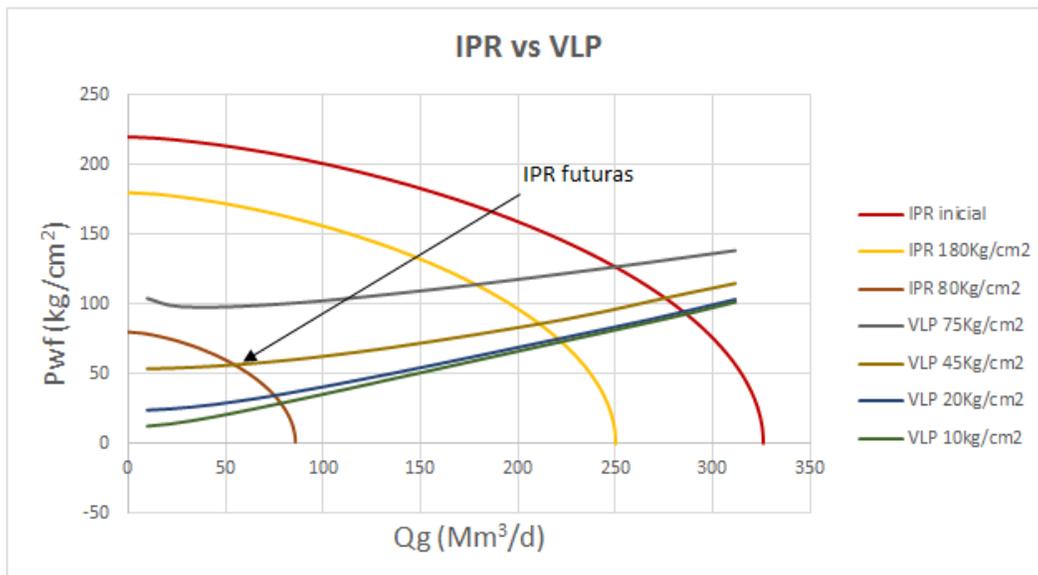


Figura N°10: Curva IPR futuras vs VLP

Tabla N°:7 Pwf mínima – Tubing 2 7/8"					
Pest	Pwf Postulada	@Pbp = 75 kg/cm ²	@Pbp = 45 kg/cm ²	@Pbp = 20 kg/cm ²	@Pbp = 10 kg/cm ²
Kg/cm ²	Kg/cm ²	Kg/cm ²	Kg/cm ²	Kg/cm ²	Kg/cm ²
220	159,1	127	105	96	93
215	177,7	125	103	93	91
210	183,9	124	100	90	88
205	185,2	121	97	87	87
200	184,3	121	95	85	85
195	182,1	118	93	82	82
190	179,2	116	90	80	80
185	175,7	116	88	77	77
180	170,5	113	86	75	75

170	159,9	111	82	71	68
160	149,2	109	79	67	64
150	138,4	106	76	63	61
140	127,5	104	72	57	55
130	116,4	102	69	55	52
120	105,1	99	66	50	47
110	93,6	97	62	46	43
100	81,6	-	60	42	39
90	68,9	-	59	39	36
80	55,3	-	56	36	30
70	39,4	-	55	32	25
60	19,0	-	54	30	25
50	17,9	-	-	27	18
40	15,6	-	-	25	17
30	#¡VALOR!	-	-	-	14
20	#¡VALOR!	-	-	-	-
15	#¡VALOR!	-	-	-	-

Se observa que en las celdas sombreadas de verde es cuando se cumple que la presión dinámica propuesta por ley es mayor o igual que la presión mínima posible. En caso de que esto no se cumpla se debe cambiar el sistema de captación de superficie y reducir la presión en boca de pozo (bdp). De esta manera estamos cambiando la curva VLP del sistema, y por lo tanto se reduce a la mínima presión posible, permitiendo de esta manera mantener la presión deseada sin necesidad de modificarla y por ende mantener el plateau.

Si cuando se reduce el sistema de captación en superficie, se observa que aún no es mayor la presión deseada que la técnicamente posible, entonces será necesario modificar la ley y optar por esta última (celdas amarillas). Es en esta situación cuando se comienza a reducir el caudal proyectado.

NOTA: cuando se cambia de sistema de captación en superficie, se simplifica el análisis y considera que todos los pozos se pasan de sistema. Eso se debe a que se parte de un análisis del pozo tipo y por lo tanto extrapolamos el comportamiento de las curvas VLP y IPR para todos los pozos por igual. En caso de poder tener un seguimiento más exhaustivo a cada uno de ellos nos permitirá determinar individualmente cual cambiar a un sistema de menor presión. Si se tiene limitado la cantidad de pozos que se puede tener en un sistema de captación, se debe seleccionar aquellos pozos que tengan una mayor rentabilidad por operar en esas condiciones y mantener aquellos que aún pueden producir en sistemas de alta.

A continuación se presenta una tabla que resume las fechas en las que es necesario cambiar de sistema de captación por uno menor para continuar con la ley propuesta.

Tabla N°: 8 Condiciones operativa						
Condición N°1				Condición N°2		
Plateau				Plateau		
Sistemas	Minima	Media	Máxima	Minima	Media	Máxima
Alta	01/01/2019	01/01/2019	01/01/2019	01/01/2019	01/01/2019	01/01/2019
Media	01/01/2024	01/03/2022	01/09/2020	01/10/2022	01/12/2020	01/01/2020
Baja	-	-	-	01/04/2026	-	-
Muy baja	01/06/2025	01/03/2023	01/02/2021	01/09/2028	01/10/2023	01/02/2022
Abandono	01/07/2028	01/06/2024	01/01/2025	01/03/2030	01/09/2027	01/05/2026

Cabe precisar que estas fechas no contemplan las variables económicas, porque en muchos casos el cambio de un sistema de captación a otro es por periodo de tiempo muy corto, lo que no justifica su inversión. Por tal motivo que se decide modificar estas fechas y pasar de un sistema de alta a uno de muy baja teniendo en cuenta este criterio.

Tabla N°:9 Condiciones operativa						
Condición N°1				Condición N°2		
Plateau				Plateau		
Sistemas	Minima	Media	Máxima	Minima	Media	Máxima
Alta	01/01/2019	01/01/2019	01/01/2019	01/01/2019	01/01/2019	01/01/2019
Media	-	-	-	01/10/2022	01/12/2020	01/01/2020
Baja	-	-	-	-	-	-
Muy baja	01/01/2024	01/03/2022	01/09/2020	01/04/2026	01/10/2023	01/02/2022
Abandono	01/07/2028	01/06/2024	01/01/2025	01/03/2030	01/09/2027	01/05/2026

Habiendo establecido las fechas de cambio en los sistemas de captación en superficie, se puede proceder a realizar los pronósticos ya teniendo en cuenta las condiciones de *flow assurance*. Se presentan a continuación los gráficos correspondientes para cada caso.

NOTA: Se considera solo la producción de gas por ser el más representativo de nuestro yacimiento.

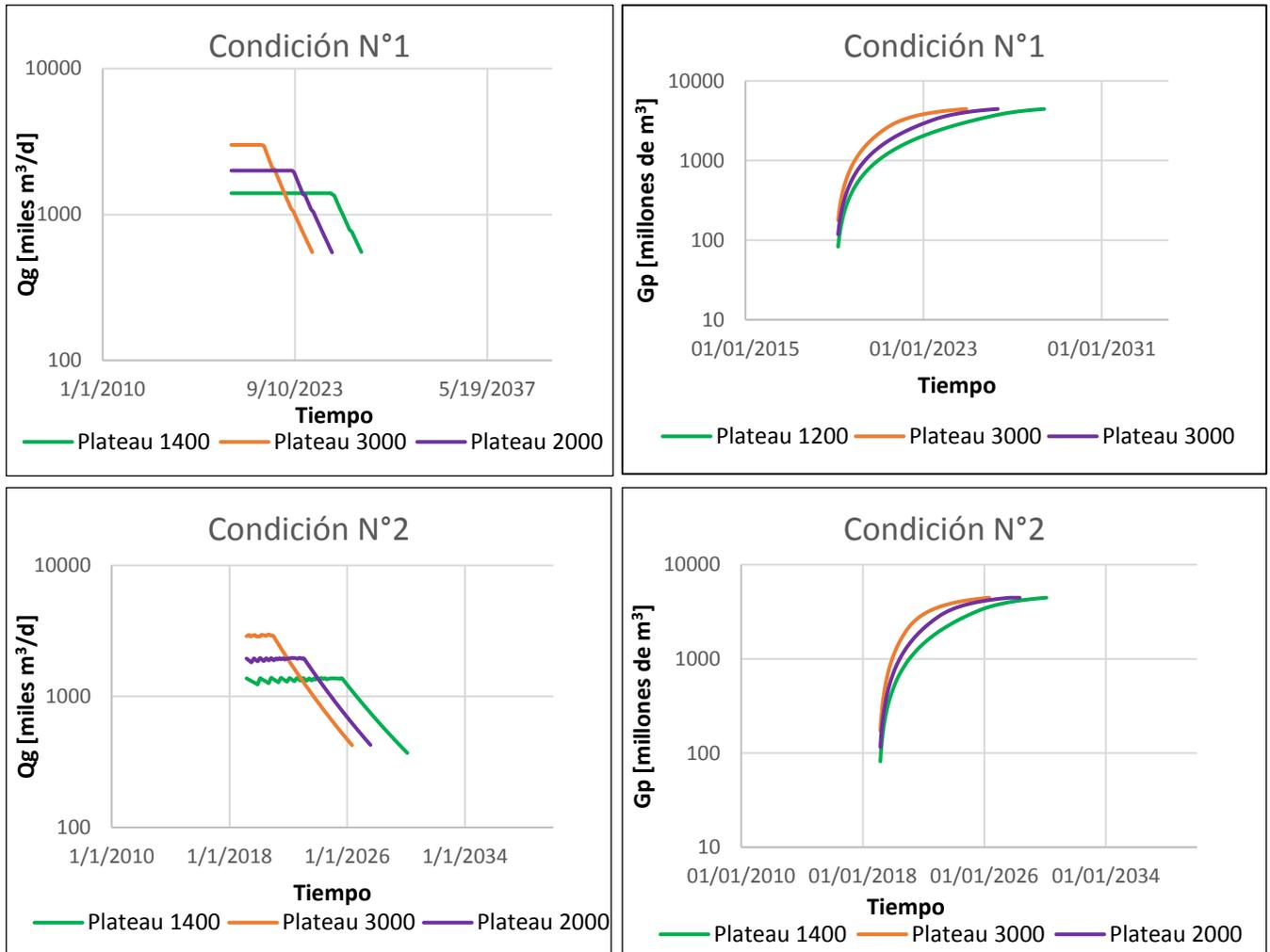


Figura N°11: Pronósticos de producción en las distintas condiciones

Una de las conclusiones que se pudieron observar en considerar *flow assurance* es que el abandono del yacimiento se produce en un tiempo menor. Esto es lógico ya que de la otra manera se obliga a llegar a un abandono cuando la presión dinámica es de 15 Kg/cm² sin corroborar si es técnicamente posible. Esto se refleja en un recorte del factor de recuperación Fr.

3.7 Evaluación económica

Una vez confeccionados los pronósticos se procede a realizar el análisis económico para cada caso para luego proponer y analizar nuevas alternativas.

Para eso se tienen en cuenta los siguientes valores:

Tabla N°:10 Datos para el análisis económico			
Precio de venta:			
Gas:	U\$S 67 / bbl		
Condensado:	U\$S 4,5 / MM Btu		
Opex:			
<i>Fijo:</i>			
Hasta 550 MMm ³ /año	0.3 MM USD/año.		
550 a 950 MM m ³ /año	0.5 MM USD/año.		
Mayor 950 MM m ³ /año	0.8 MM USD/año.		
<i>Variable:</i>			
Numero de pozos activos:	U\$S 2.500/ # Pozos / Mes.		
Producción de gas:	U\$S 3,5 / Boe.		
T&T Condensado:	U\$S 1,59 / Bbl		
T&T Gas:	U\$S 0,01 / m3		
Overhead:	U\$S 0,05 / Boe		
Capex:			
<i>Facilities:</i>			
Caudal del Plato (m ³ /día)	1.400.000	2.000.000	3.000.000
Flowlines	U\$S 15.000.000	U\$S 15.000.000	U\$S 15.000.000
Planta APR	U\$S 16.960.000	U\$S 21.010.000	U\$S 26.800.000
Tanques de almacenamiento	U\$S 470.000	U\$S 570.000	U\$S 690.000
Generación	U\$S 240.000	U\$S 300.000	U\$S 360.000
Gaseoducto	U\$S 800.000	U\$S 1.000.000	U\$S 1.200.000
Compresión alta-muy baja	U\$S 18.700.000	U\$S 26.700.000	U\$S 40.000.000
Compresión alta-media	U\$S 4.500.000	U\$S 6.500.000	U\$S 9.700.000
<i>Producción:</i>			
Costo pozo estéril	U\$S 1,8 MM		
Terminación	U\$S 0,7 MM		
Perforación pozo productivo	U\$S 2,2 MM USD		
Vehículo	U\$S 40.000		
Impuestos:			
Regalías	12%		
Ingresos brutos	3%		
Ganancias	35%		
Amortización:			
Pozos productivos e instalaciones de superficie (proporcionales a la producción)			
Pozos secos: 100% en el año de la perforación.			
Vehículos: Lineal en 5 años y se renueva cada 5 años.			

El análisis se realizó de forma mensual para los dos primeros años de producción y luego a partir de forma anual. De esta forma se evita enmascarar las inversiones de un periodo, disminuyendo la necesidad de fondos real.

Para realizar la evaluación se utilizaron tasas de reinversión de 10%, 12.5%, 15%, 17.5% y 20%.

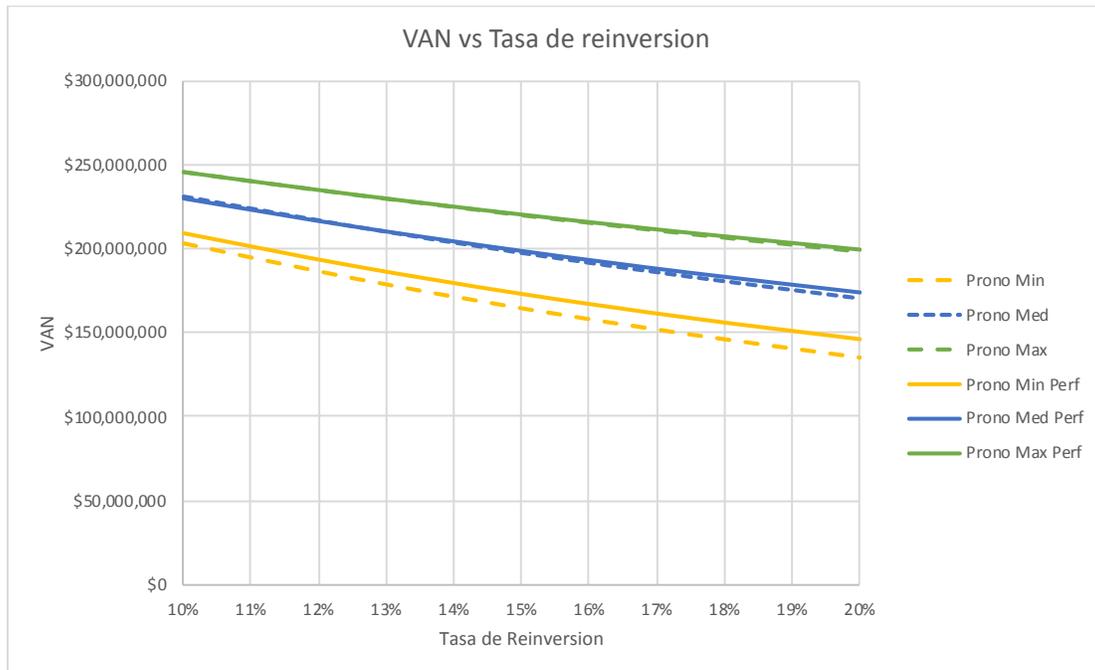


Figura N° 12: Variación del VAN junto a la Tasa de Reinversión

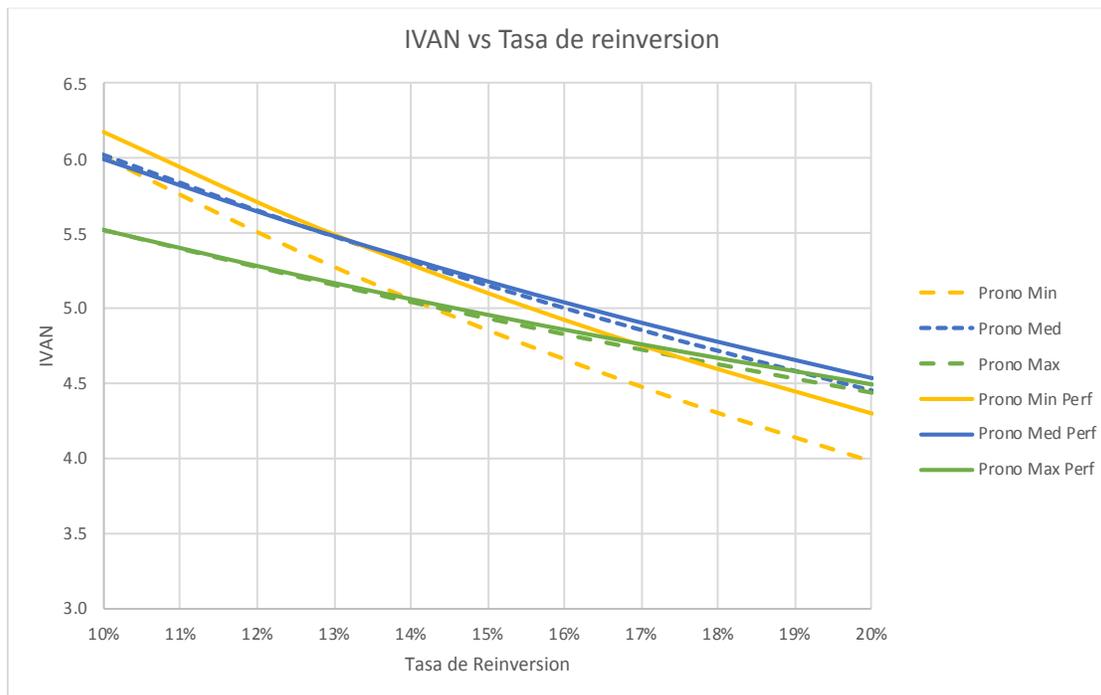


Figura N° 13: Variación del IVAN con respecto a la Tasa de Reinversión

VANmp - CASO BASE							
		Pronostico					
	230.697.433	Min	Med	Max	Min Perf	Med Perf	Max Perf
Ti	10,0%	203.199.528	230.697.433	246.074.838	208.971.724	229.506.246	245.614.313
	12,5%	182.318.539	213.025.842	232.368.549	189.485.930	212.971.544	232.397.690
	15,0%	164.229.421	197.221.007	219.853.342	172.743.833	198.344.380	220.468.995
	17,5%	148.475.857	183.033.570	208.393.699	158.265.471	185.345.080	209.661.329
	20,0%	134.687.195	170.253.340	197.872.607	145.667.535	173.742.023	199.833.746

IVAN - CASO BASE							
		Pronostico					
	6	Min	Med	Max	Min Perf	Med Perf	Max Perf
Ti	10,0%	6,0	6,0	5,5	6,2	6,0	5,5
	12,5%	5,4	5,6	5,2	5,6	5,6	5,2
	15,0%	4,9	5,2	4,9	5,1	5,2	5,0
	17,5%	4,4	4,8	4,7	4,7	4,8	4,7
	20,0%	4,0	4,5	4,4	4,3	4,5	4,5

TIRM - CASO BASE							
		Pronostico					
	9%	Min	Med	Max	Min Perf	Med Perf	Max Perf
Ti	10,0%	9%	9%	9%	10%	10%	10%
	12,5%	11%	11%	11%	12%	12%	12%
	15,0%	12%	13%	13%	14%	14%	14%
	17,5%	14%	14%	15%	16%	16%	16%
	20,0%	16%	16%	16%	18%	18%	18%

DGA - CASO BASE					
Pronostico					
Min	Med	Max	Min Perf	Med Perf	Max Perf
(33.814.800)	(38.258.800)	(44.490.500)	(33.814.800)	(38.258.800)	(44.490.500)

Figura N° 14: Análisis de sensibilidad

Al analizar los indicadores económico-financieros de las alternativas, se observa que el óptimo económico se da para el caso Max y Max Perf en los cuales se propone producir el yacimiento con un mayor plateau. Además, podemos concluir que el retrasar la actividad de perforación generara un aumento de ganancia, es decir un mayor VAN. Sin embargo, ambos pronósticos son dificultosamente viables, debido al reducido tiempo que se produce al caudal del plateau, no se encuentran clientes dispuestos a realizar un acuerdo donde la producción al caudal del plateau sea solo de dos años y luego el caudal decaiga bruscamente.

Por esta razón, concluimos que el pronóstico óptimo dentro de los propuestos por la cátedra es aquel que propone un caudal de plateau medio, el cual se produce en un tiempo razonable, y al mismo tiempo se busca retrasar la perforación, es decir Med Perf. Además, si se analiza la gráfica de IVAN vs Tasa de Reinversión, se puede observar que este pronóstico es el óptimo en el caso de tener restricciones presupuestarias (para tasas mayores al 13%), ya que es el que nos brinda mayor VAN por unidad monetaria invertida.

4. Caso Propuesto

4.1 Escalado de mapa estructural

Para escalar el mapa estructural del yacimiento, se determina la ubicación del centro de la anticlinal para usarlo como punto de referencia. Para esto, se grafican circunferencias de radios correspondientes a las distancias desde los pozos 6, 7 y 8 a este punto. El método empleado fue totalmente gráfico y se muestra a continuación.

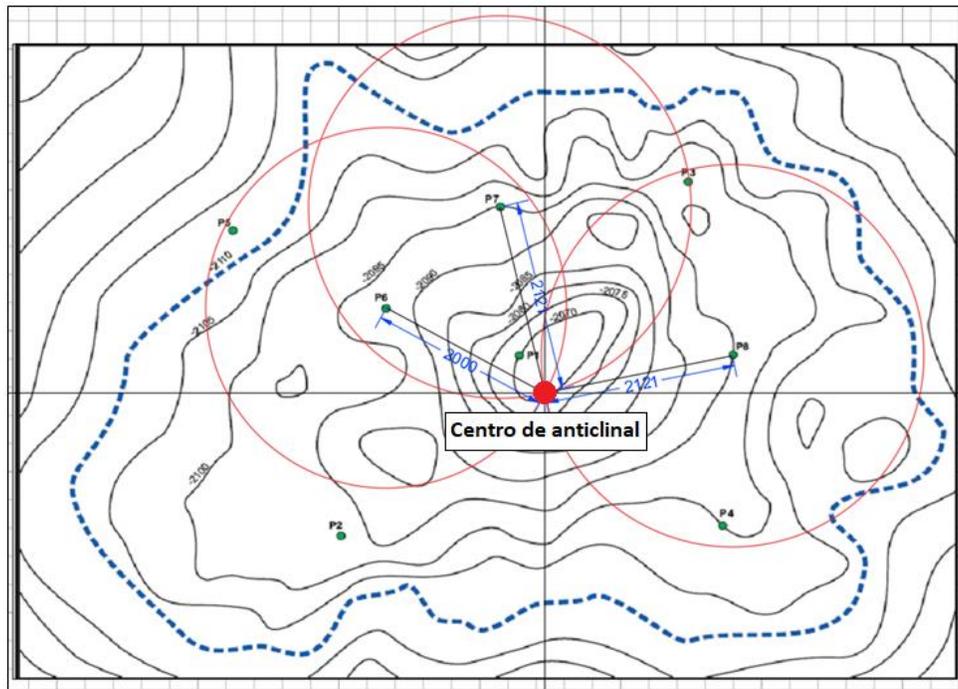


Figura N° 15: Ubicación del centro de la anticlinal

Ubicación de PTG – Planta de tratamiento de gas

Considerando un acreaje de 220 por cada pozo, se calculó el radio de drenaje aproximado.

$$220 \text{ acres} = 890310 \text{ m}^2 \rightarrow rd = \sqrt{\frac{890309.787}{\pi}} = 532 \text{ m}$$

Con un rd de 532m se propuso la ubicación y el orden de perforación de los 25 pozos dentro del perímetro del contacto de agua gas. Como se muestra en la figura líneas abajo, el pozo 5, 27 y 28 resultaron improductivos. Luego, se triangulo los 3 pozos más alejados del yacimiento y se determinó gráficamente el punto de Ferma

Coefs.:	x^6	x^5	x^4	x^3	x^2	x	b
Z	9.177E-16	-7.841E-13	2.545E-10	-3.318E-08	4.877E-06	-1.243E-03	9.999E-01
μg	-5.436E-17	3.643E-14	-8.428E-12	7.037E-10	9.297E-08	8.173E-06	1.343E-02

t correspondiente. Este sería una locación adecuada para la PTG, sin embargo, para la selección de la ubicación se debe considerar la distancia al gaseoducto de venta. Debido a esto, se coloca la planta de gas en el punto medio entre el punto de Fermat determinado y el gaseoducto de venta.

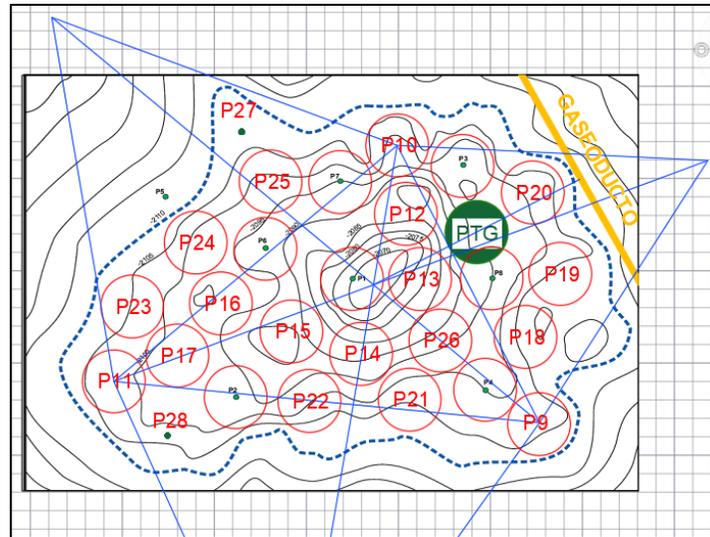


Figura N° 16: Ubicación de PTG

En este punto se consideraron dos opciones:

- a) Dirigir todos los pozos a un manifold único ubicado en la planta de tratamiento de gas
- b) Separar en grupos los pozos contiguos y colocar separadores que unifiquen caudales para luego trasladar por tuberías estos flujos de gas a la planta de tratamiento.

Debido a que vamos a trabajar con un gas de GOR de $10000 \text{ m}^3/\text{m}^3$ y considerando que el terreno tiene mínima variación de cotas, se espera que la cantidad de condensado que se genere en los flowlines sea baja. Agregando a esto que el pozo más alejado de la PTG se encuentra a 6km, una distancia relativamente corta, dirigir todos los flowlines a un único manifold en la planta resulta la mejor opción por simpleza y cumplir con las consideraciones técnicas requeridas. Finalmente, la PTG quedaría ubicada a 2km del gaseoducto de venta

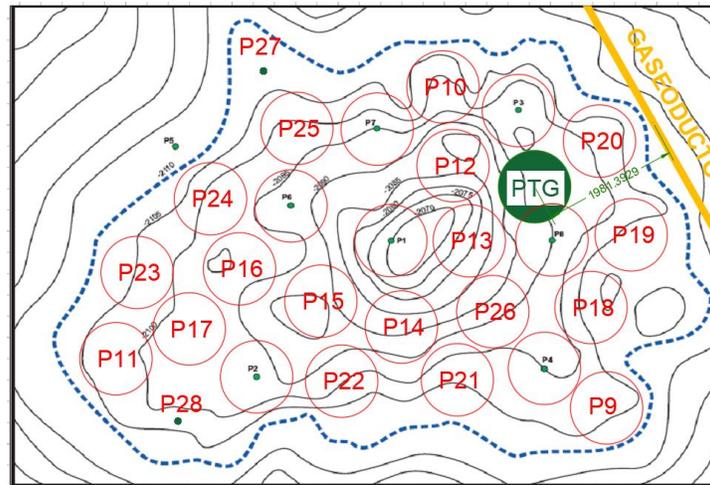


Figura N° 17: Distribución de pozos y ubicación de la PTG

4.2 Pronostico

De acuerdo a los análisis de los casos anteriores, se propone establecer un desarrollo del yacimiento con el máximo caudal posible pero que me garantice una producción igual al plateau al menos cuatro años, y demorar el cronograma de perforación siempre que se cumplan las condiciones de Flow assurance, ya que confirmamos que esto tiene un beneficio en la percusión del VAN. A su vez, se proponen tres diámetros de tubings diferentes con el objetivo de evaluar si hay diferencia en las fechas de inversiones de los compresores para el sistema de captación en superficie, con el mismo objetivo de mejorar la rentabilidad.

Como condiciones de superficie vamos a evaluar cuatro líneas de presiones diferentes, una línea de alta presión (75kg/cm²), una de media presión (45 kg/cm²), baja presión (20 kg/cm²) y de muy baja presión (10 kg/cm²).

Los cálculos para las curvas VLP e IPR se realizaron de la misma forma que en los casos bases.

Se propone realizar el análisis de comparación con los siguientes datos:

Tabla N° 11	
Plateau	Diámetro de Tubing
2500 Mm ³ /d	2 3/8"
2000 Mm ³ /d	2 7/8"
1200 Mm ³ /d	3 1/2"

Para realizar el análisis económico es necesario establecer los distintos pronósticos. Como se mencionó anteriormente, se toma como ley una presión dinámica tal que me genere el caudal del plateau propuesto para cada caso. Para retrasar la actividad de perforación se permite que la presión dinámica descienda con el paso del tiempo para permitir mantener el plateau sin tener que perforar, siempre y cuando la presión dinámica esté por encima de la mínima presión posible por flow assurance. En el momento en que esto no fuese posible, se perfora la cantidad de pozo

necesario para que se cumpla la ley. Este procedimiento permite mantener el plateau a nivel y retrasar la perforación.

Con la siguiente formula se calcula el mínimo numero de pozos para cumplir con caudal del plateau establecido según el pronóstico correspondiente y al mismo tiempo asegurar respetar la condición de flow assurance.

$$\#pozos \geq \frac{Qg}{C * (P_{ws}^2 - P_{wf\ min}^2)^n}$$

Donde:

$P_{wf\ min}$: presión mínima técnicamente posible

A continuación se presenta una tabla resumen de los cambios de los sistemas de captación para cada plateau y cada tubing.

Tabla N°: 12 Condiciones operativas									
Sistemas	Tubing 2 3/8"			Tubing 2 7/8"			Tubing 3 1/2"		
	Plateau [Mm ³ /d]			Plateau [Mm ³ /d]			Plateau [Mm ³ /d]		
	1200	2000	2500	1200	2000	2500	1200	2000	2500
Alta	01/01/2019	01/01/2019	01/01/2019	01/01/2019	01/01/2019	01/01/2019	01/01/2019	01/01/2019	01/01/2019
Media	01/11/2024	-	-	01/11/2024	-	-	-	-	-
Baja	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Muy baja	01/02/2027	01/03/2022	01/01/2021	01/02/2027	01/03/2022	01/04/2021	01/02/2027	01/03/2023	01/02/2022
Abandono	01/11/2029	01/09/2025	01/09/2025	01/11/2029	01/07/2026	01/08/2025	01/10/2029	01/05/2026	01/06/2025

Puede verse en la tabla que el tubing de 3 1/2" permite mantener un mayor tiempo antes de cambiar de sistema de captación, ya que las pérdidas de cargas con un diámetro mayor disminuyen, bajando la pendiente de la curva VLP y teniendo más rango de trabajo para descender la presión dinámica sin que supere la mínima presión posible.

Teniendo los pronósticos de cada caso se procede a graficar el caudal vs tiempo

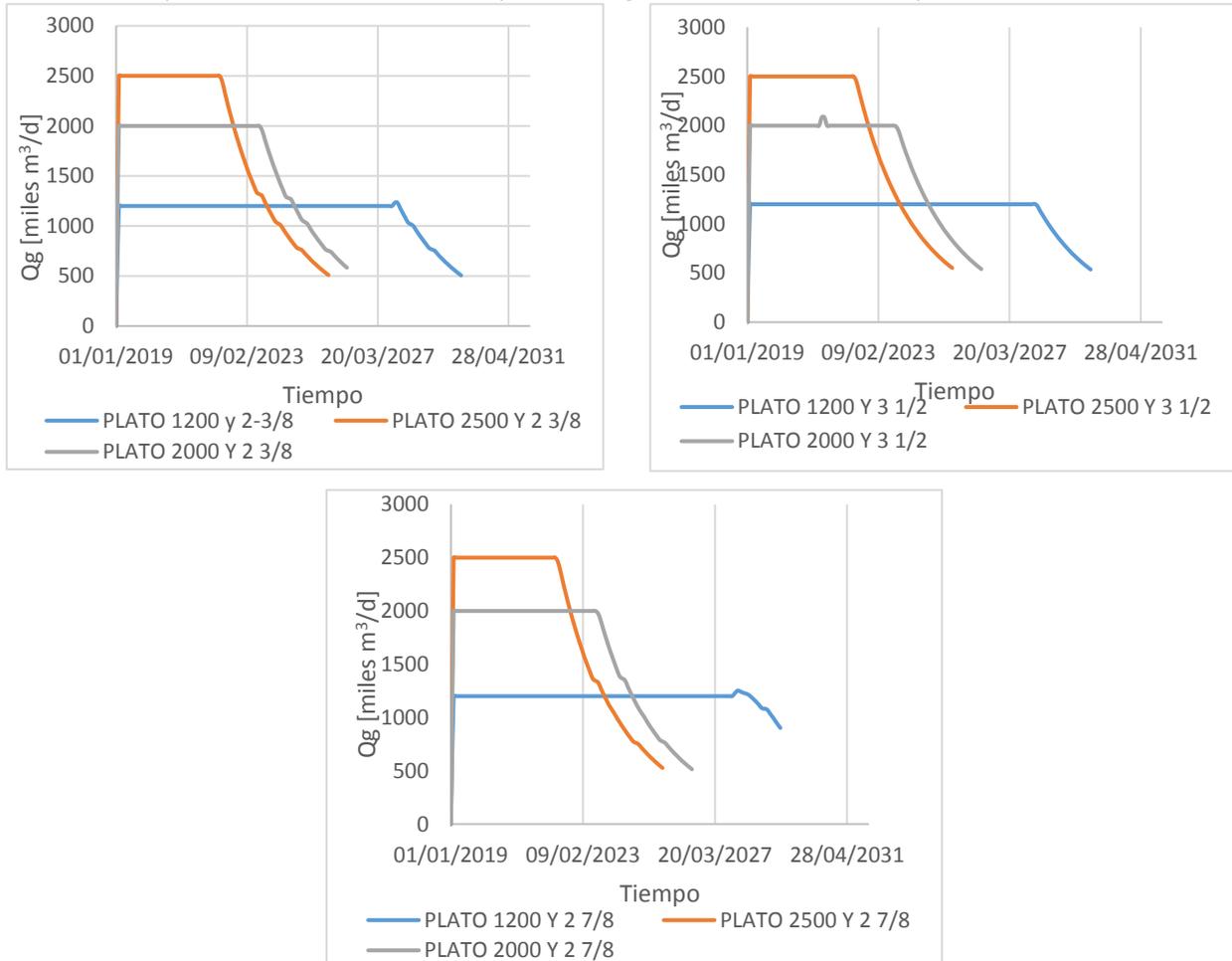


Figura N° 18: Pronósticos propuestos

Si se observan los diferentes pronósticos, se puede observar que en todos los casos con un caudal de 2500 Mm³/d se obtiene un plateau constante por menos de cuatro años. Por lo dicho anteriormente se descartan estos casos para el análisis económico.

Es necesario definir el desarrollo del yacimiento, procesos que se van a realizar para la comercialización de nuestros productos, distancias entre pozos, plantas de tratamiento y gasoducto de venta, entre otras cosas, para así determinar el económico correspondiente.

4.3 Instalaciones de superficie

El Yacimiento en estudio se encuentra ubicado en la cuenca del Noroeste, el cual cuenta inicialmente con 7 pozos exploratorios productivos y un pozo exploratorio estéril. El gas extraído deberá cumplir con las exigencias de ENARGAS ya que se destinará a la venta por gasoducto.

Tabla N°:13 Especificaciones por ENARGAS		
GAS		
Punto de Rocío HC (máx)	<-4	°C a 55 bar (a)
Cantidad de agua (máx)	<65	mg/Sm ³
Presión mínima (gasoducto)	65	Kg/cm ² (g)
Temperatura máxima	50	°C
Azufre total	<15	mg/Sm ³
CO ₂	<2	% molar
H ₂ S	<2.1	ppmv
GASOLINA		
RVP (máx)	12	psi@ 38°C
Presión mínima	3	Kg/cm ² (g)
Temperatura mínima	50	°C

Una vez definido el caudal máximo de producción que se pretende extraer en cada caso, se procedió a determinar los componentes necesarios que poseerá la planta de tratamiento de gas. En primer lugar, el gas y el condensado proveniente de los 25 pozos serán enviados a un *manifold* general. Posteriormente a este último, el caudal total de la producción de gas será conducido a un separador para poder disociar el gas del condensado. A continuación, el flujo de gas total de producción ingresará a la planta de ajuste de punto de rocío para separar los componentes pesados y livianos del gas en mención, obteniéndose de esta forma gas y gasolina estabilizada en especificación. Cabe resaltar que, para lograr separar el agua asociada al gas, se debe inyectar MEG antes de la entrada al separador frío de la planta APR, esto último se mostrará a mayor detalle en las siguientes imágenes. Es importante indicar que solo se realizará el proceso de ajuste de punto de rocío, dado que no se requiere tratamiento de endulzamiento porque el contenido de sulfuro de hidrogeno (H₂S) y dióxido de carbono (CO₂) del gas proveniente del yacimiento se encuentra dentro de las especificaciones (CO₂ = 0.01% molar, H₂S = 0 ppmv). Además no será necesario instalar una planta deshidratadora ya que las condiciones climáticas del lugar donde se ubica el yacimiento no alcanzan bajas temperaturas y las distancias entre los pozos y la planta de tratamiento no es considerable (6Km).

Por otro lado, ya que operativamente los pozos al inicio de la explotación trabajan con una presión en boca de pozo de 75 kg/cm² y la planta de tratamiento de gas opera a 70 kg/cm², no se requerirá comprimir. No obstante, en la totalidad de los escenarios de explotación analizados llegado un determinado horizonte de producción será necesario operar con una presión de boca de pozo (45, 20, 10 kg/cm²) cada vez menor a la mencionada líneas arriba permitiendo de esta forma que el pozo siga surgiendo. Para esto se requerirá usar compresores que permitan transportar el gas de los pozos, elevando la presión desde la nueva pbp hasta los 75 kg/cm² necesarios para llegar con 70 kg/cm² a la planta de tratamiento de gas. De este modo, el esquema resultante de la planta de tratamiento de gas es el siguiente (se debe aclarar que lo añadido en color verde es la etapa o las etapas de compresión necesarias para seguir produciendo):

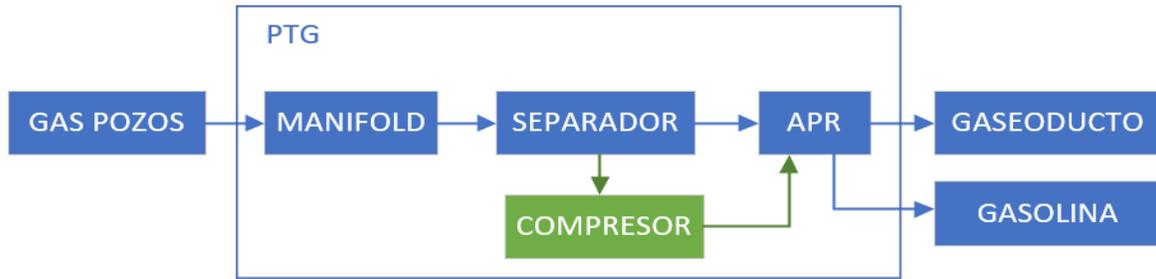


Figura N° 19: Esquema de Procesos de la PTG

Se muestra, un diagrama esquemático, donde se muestran los equipos de la planta de ajuste de punto de rocío:

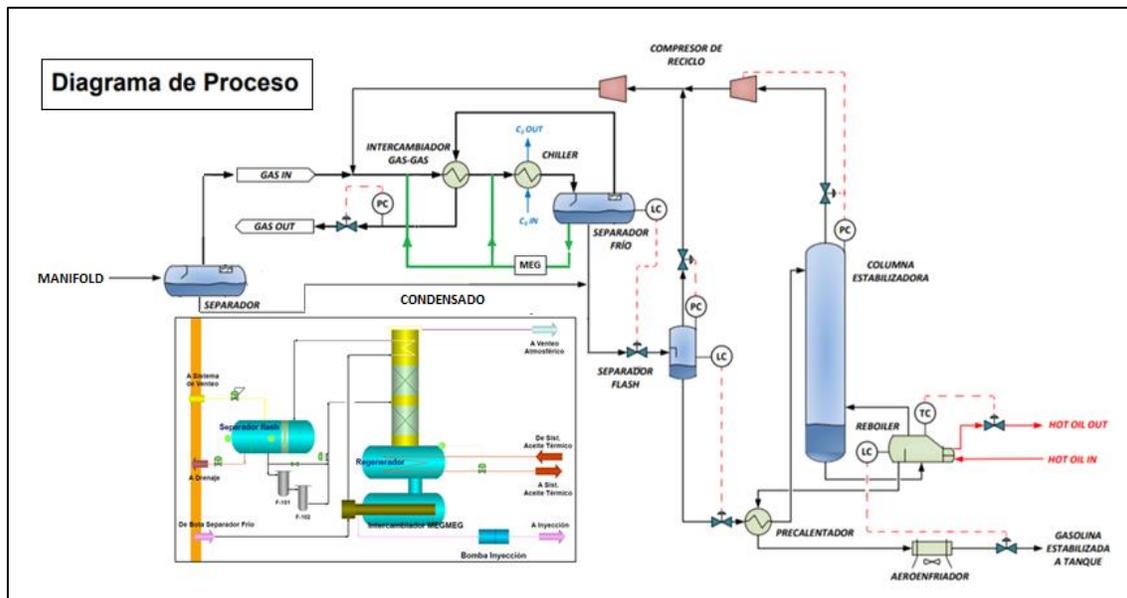


Figura N° 20: Diagrama de PTG

4.4 Evaluación económica

Una vez definidos los pronósticos, los procesos y las instalaciones de superficie, se procede a realizar el análisis económico de los casos propuestos. Los valores de Capex, Opex e Instalaciones de superficie utilizados para desarrollar el cash flow, son similares a los de los casos base debido a que los plateau son cercanos. Para aquellos casos donde no era posible utilizar los valores del caso base, se redimensionaron los costos utilizando la regla de los seis decimos.

A continuación, se expondrán las gráficas y tablas resultantes del análisis.

VANmp							
Pronostico							
	210.145.649	A	B	C	D	E	F
Ti	10,0%	199.861.424	236.133.726	200.325.103	237.604.682	207.414.389	240.199.998
	12,5%	179.567.602	219.625.228	180.179.971	221.129.810	187.418.843	224.328.938
	15,0%	162.304.552	204.909.565	163.033.576	206.448.115	170.325.878	210.145.649
	17,5%	147.519.480	191.741.837	148.339.649	193.314.259	155.611.721	197.421.904
	20,0%	134.774.202	179.916.241	135.665.088	181.522.106	142.861.031	185.965.700

Figura N° 21: VANmp a distintas Tasa de Reinversión

IVAN							
Pronostico							
	5	A	B	C	D	E	F
Ti	10,0%	5,9	6,2	5,9	6,2	6,1	6,3
	12,5%	5,3	5,7	5,3	5,8	5,5	5,9
	15,0%	4,8	5,4	4,8	5,4	5,0	5,5
	17,5%	4,4	5,0	4,4	5,1	4,6	5,2
	20,0%	4,0	4,7	4,0	4,7	4,2	4,9

Figura N° 22: IVAN a distintas Tasas de Reinversión

TIRm							
Pronostico							
	14%	A	B	C	D	E	F
Ti	10,0%	9,9%	9,8%	9,9%	9,9%	9,9%	10,0%
	12,5%	11,6%	11,6%	11,7%	11,8%	11,7%	11,9%
	15,0%	13,5%	13,6%	13,5%	13,7%	13,5%	13,8%
	17,5%	15,5%	15,6%	15,5%	15,8%	15,5%	15,8%
	20,0%	17,5%	17,6%	17,5%	17,8%	17,5%	17,9%

Figura N° 23: TIRm para distintas Tasas de Reinversión

DGA							
Pronostico							
	(38.258.800)	A	B	C	D	E	F
Ti	10,0%	(33.814.800)	(38.258.800)	(33.814.800)	(38.258.800)	(33.814.800)	(38.258.800)
	12,5%	(33.814.800)	(38.258.800)	(33.814.800)	(38.258.800)	(33.814.800)	(38.258.800)
	15,0%	(33.814.800)	(38.258.800)	(33.814.800)	(38.258.800)	(33.814.800)	(38.258.800)
	17,5%	(33.814.800)	(38.258.800)	(33.814.800)	(38.258.800)	(33.814.800)	(38.258.800)
	20,0%	(33.814.800)	(38.258.800)	(33.814.800)	(38.258.800)	(33.814.800)	(38.258.800)

Figura N° 24: DGA a distintas Tasas de Reinversión

Como se puede observar el pronóstico que nos brinda mayor VAN es aquel que produce con un plateau de 2000 Mm³/día de gas y con un tubing de 3 ½ (Caso F). Además, al observar la TIR modificada y el IVAN, se evidencia que la opción seleccionada sigue siendo la más favorable. En caso de tener restricciones presupuestarias y tener que realizar un ranking de pronósticos de producción, aquel que nos da mayor IVAN será la mejor opción ya que es la que nos brindara mayor ganancia (VAN) por unidad monetaria invertida.

Por lo analizado anteriormente se decidió seleccionar como pronóstico óptimo aquel con un plateau de 2000 Mm³/día de gas y un tubing de 3 ½ (Caso F), debido a que es el que mejor se posiciona en todos los indicadores expuestos.

Se procedió a realizar un análisis de sensibilidad paramétrico de las principales variables financieras del proyecto fijando los cálculos a una tasa de reinversión del 15%. En este se simula el efecto que produce la variabilidad de los datos de entrada en los indicadores financieros.

Como Variables de sensibilidad se seleccionaron:

- Capex
- Opex
- Reservas
- Precio

NOTA: La variación de reservas se entiende por variación de la producción.

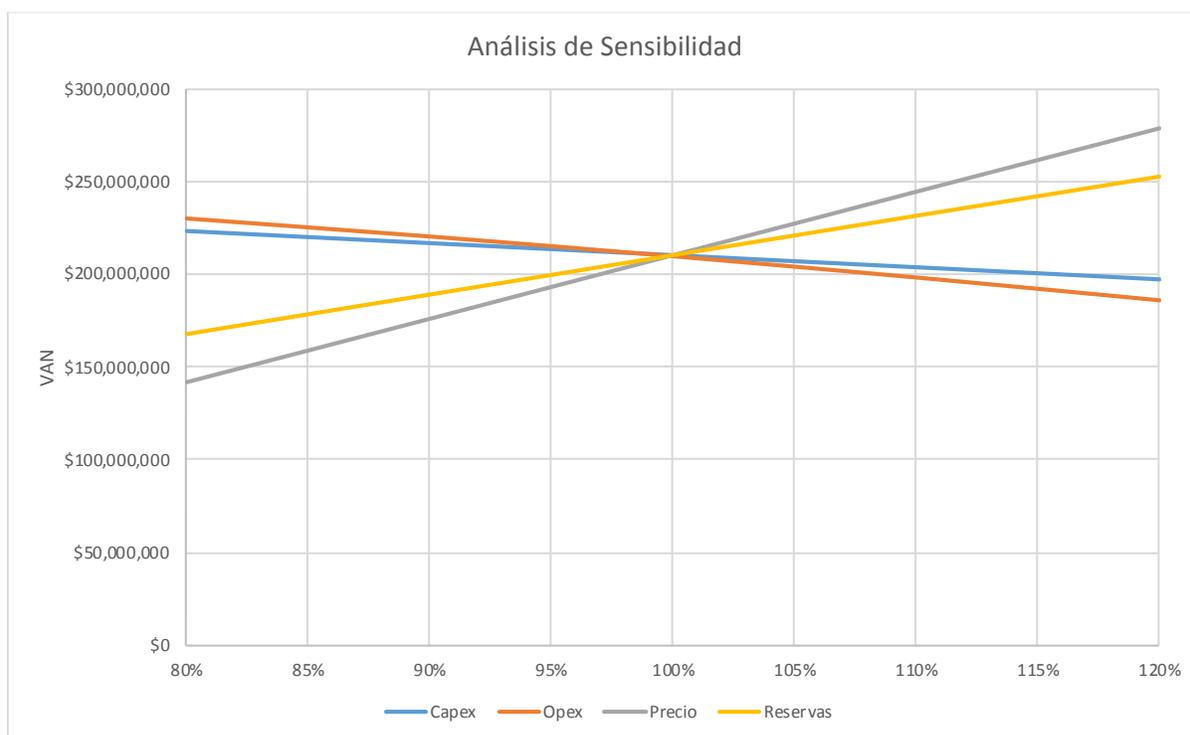


Figura N° 25: Sensibilidad del VAN – Gráfico araña

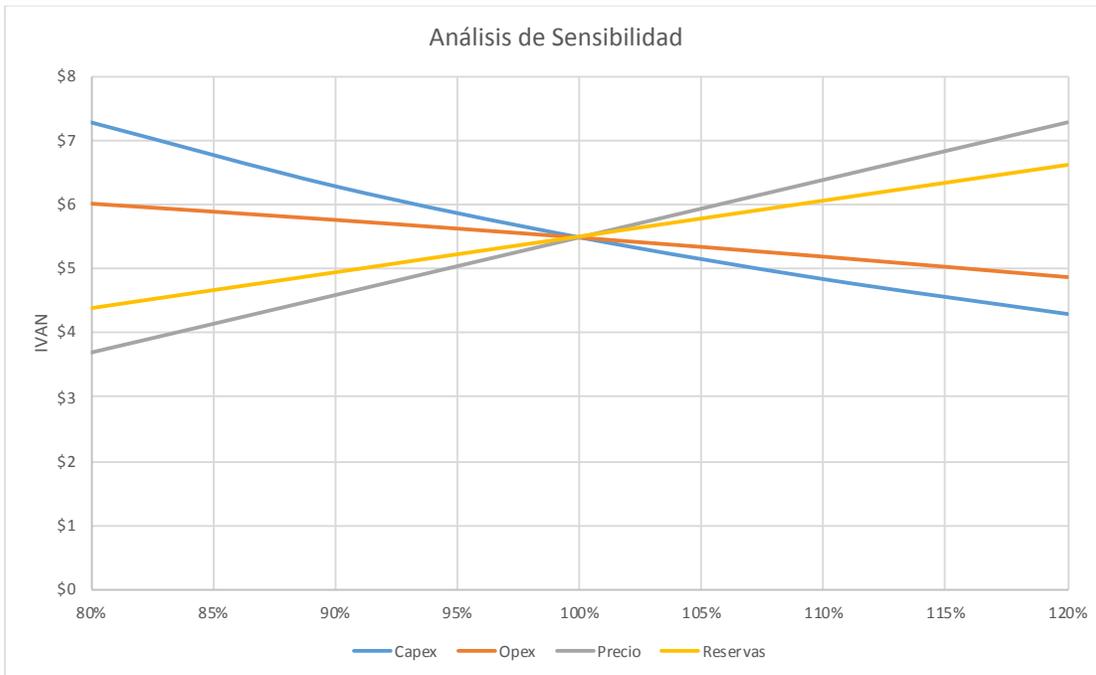


Figura N° 26: Sensibilidad del IVAN – Gráfico araña

Se puede observar que la variable que más afectará al VAN es el precio de venta y la variación de las reservas. Por tal motivo, se procedió a analizar cómo impacta el cambio de estas dos variables a los pronósticos propuestos.

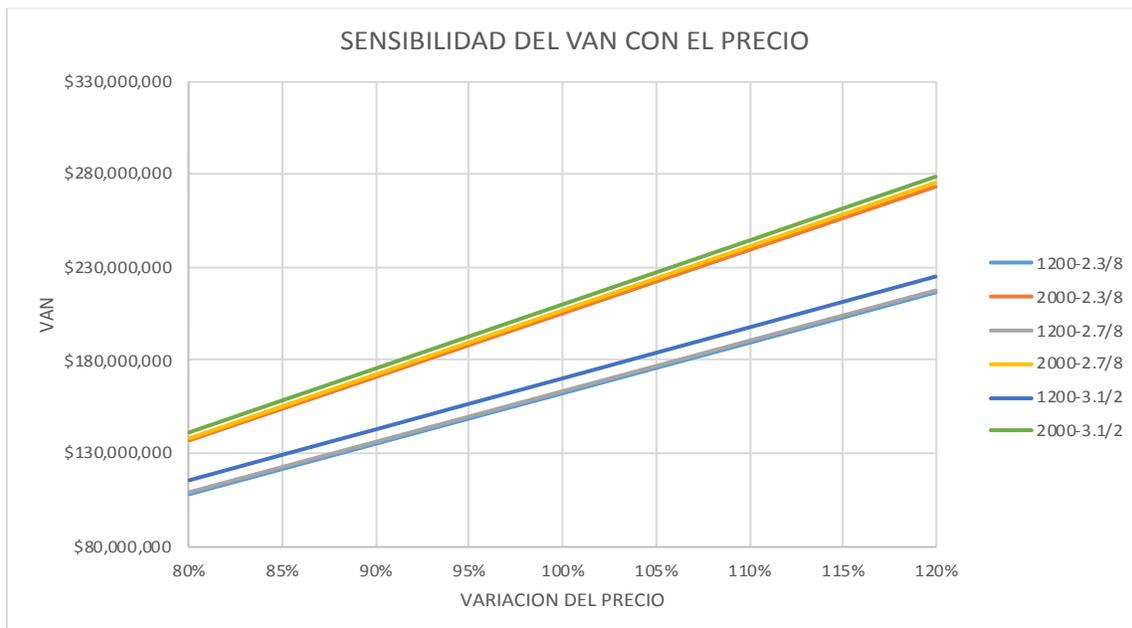


Figura N° 27: Sensibilidad del VAN con respecto al Precio

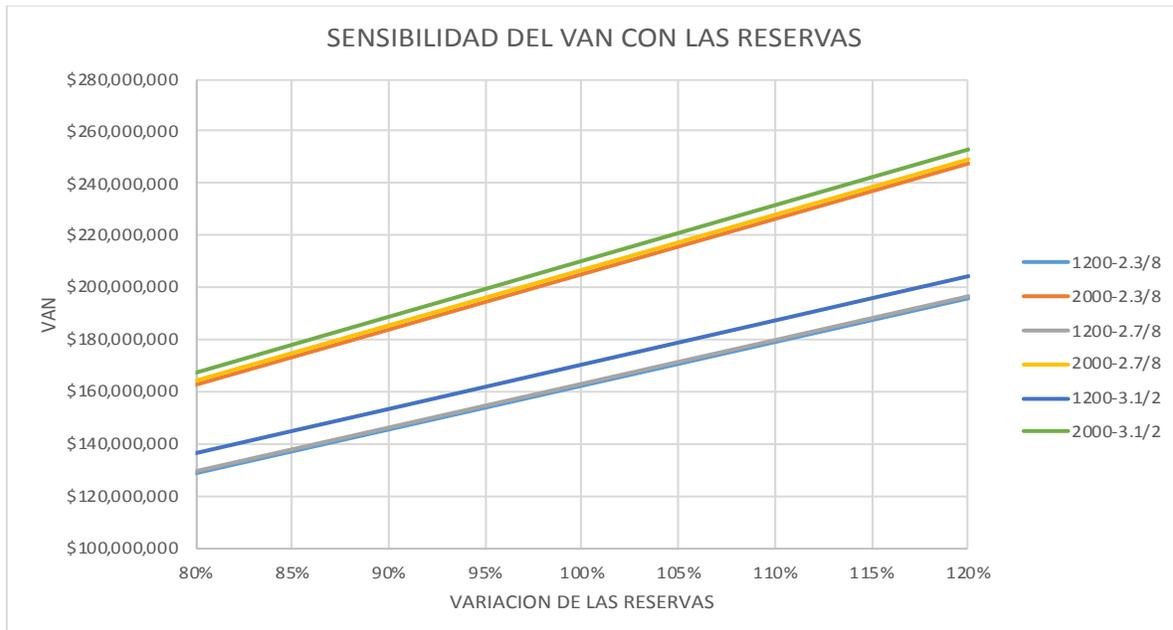


Figura N° 28: Sensibilidad del VAN con respecto a las reservas

La información brindada de las gráficas anteriores, denotan que la opción de un plateau de producción de 2000 Mm³/día y un tubing de 3 ½ es la mejor opción entre todas las alternativas propuestas.

Debido al diámetro del tubing seleccionado, es importante verificar que el pozo no caiga dentro de una condición de ahogamiento conforme se va depletando. Para esto, se realizó la comparación de caudales a lo largo de la explotación con el caudal crítico y se verificó que este siempre este por debajo del caudal de condiciones operativas.

En la siguiente tabla se comparan, para cada presión estática a lo largo de la depletación del yacimiento, las presiones dinámicas con las presiones mínimas exigidas para confirmar *flow assurance* en los sistemas de alta, media, baja y muy baja. Asimismo se comparan los caudales de producción con los caudales críticos. Se verifica finalmente que la producción no se verá perjudicada por *flow assurance* o ahogamiento hasta llegar a una presión estática de abandono de 30Kg/cm².

Tabla N°:14							
Tubing 3 1/2"							
Pest	Pwf postulada	Q gas calculado	Q gas crítico	@Pbp = 75	@Pbp = 45	@Pbp = 20	@Pbp = 10
Kg/cm ²	Kg/cm ²	Mm ³ /d	Mm ³ /d	Kg/cm ²	Kg/cm ²	Kg/cm ²	Kg/cm ²
220	126,6	250,00	86,63	105	71	54	52
215	117,7	250,02	84,92	106	70	53	50
210	108,3	250,03	83,17	105	69	52	49
205	122,3	222,24	81,39	104	69	51	47

200	113,7	222,22	79,58	103	68	50	46
195	104,6	222,24	77,73	102	66	48	45
190	95,0	222,25	75,86	69	66	47	43
185	84,5	222,26	73,96	66	65	46	41
180	72,9	222,27	72,03	67	64	44	40
170	76,3	200,03	68,10	65	63	42	38
160	75,0	181,84	64,09	61	61	41	36
150	70,7	166,69	60,02	61	60	38	33
140	67,5	150,84	55,89	60	59	36	30
130	66,5	133,36	51,73	60	58	35	28
120	63,9	117,68	47,55	57	57	32	27
110	60,7	102,89	43,36	57	56	31	23
100	56,9	89,05	39,19	55	55	29	22
90	48,5	80,04	35,03	55	54	29	20
80	25,2	80,14	30,91	54	54	27	18
70	12,0	70,61	26,82	54	53	26	16
60	12,0	57,21	22,79	54	53	25	15
50	12,0	44,44	18,82	-	-	24	14
40	12,0	32,36	14,91	-	-	24	13
30		Abandono		-	-	-	12

5. Conclusiones

- Después de analizar los distintos escenarios de los casos base, se puede afirmar que el desarrollo óptimo económico para el yacimiento se da para el caso Max y Max Perf en los cuales se propone producir el yacimiento a un mayor plateau. Además, podemos concluir que el retrasar la actividad de perforación generara un aumento de ganancia, es decir un mayor VAN. Sin embargo, ambos pronósticos son dificultosamente viables, debido al reducido tiempo que se produce al caudal del plateau, no se encuentran clientes dispuestos a realizar un acuerdo donde la producción al caudal del plateau sea solo de dos años y luego el caudal decaiga bruscamente.
- Para los casos propuestos, una vez calculados los indicadores económico-financieros se puede concluir que a un determinado plateau y considerando diferentes tubings, si bien los cambios de tiempo en los sistemas de captación por la variación de dichos tubings generan un retraso o adelanto en la inversión del sistema de compresión, y además un cambio en el diámetro de los mismos induce un aumento en el capex; esto no representa una diferencia significativa en el valor de los VAN
- Para los escenarios propuestos, el pronóstico que nos brinda mayor VAN es aquel que produce con un plateau de 2 MM m³/día de gas y con un tubing de 3 ½ (Caso F). Además, al observar la TIR modificada y el IVAN, se evidencia que la opción seleccionada sigue siendo la más favorable. En caso de tener restricciones presupuestarias y tener que realizar un ranking de pronósticos de producción, aquel que nos da mayor IVAN será la mejor opción ya que es la que nos brindara mayor ganancia (VAN) por unidad monetaria invertida.
- Finalmente, se comparó el mejor escenario propuesto con el mejor escenario base, ambos de 2 MM m³/día ya que fueron excluidos los escenarios que mantienen su plateau por un tiempo inferior a 4 años; y se determinó que la opción más óptima desde el punto de vista económico financiero es el mejor escenario propuesto con una diferencia de VAN e IVAN entre los mencionados de 11.8 Millones USD y 0.3 USD/unidad monetaria invertida respectivamente.
- Se puede observar que la variable que más afectará al VAN es el precio de venta y la variación de las reservas.

6. Recomendaciones

- Una recomendación es que conforme se vaya explotando el yacimiento y obteniendo información de producción, se debe verificar que la ecuación del balance de masa tenga coherencia con la depletación del yacimiento y las acumuladas de gas producidas; ya que el gráfico G_p vs P/Z es una estimación sin datos históricos.
- Cuando cambiamos de sistema de captación en superficie, estamos simplificando el análisis y considerando que todos los pozos se pasan de un sistema de compresión a otro. Eso se debe a que partimos de un análisis del pozo tipo y por lo tanto extrapolamos el comportamiento de las curvas VLP e IPR para todos los pozos por iguales. En caso de poder tener un seguimiento más exhaustivo a cada uno de ellos nos permitirá determinar individualmente cual cambiar a un sistema de menor presión. Si tenemos limitado la cantidad de pozos que podemos tener en un sistema de captación, vamos a seleccionar aquellos pozos que tengan una mayor rentabilidad por operar en esas condiciones y mantener aquellos que aún pueden producir en sistemas de alta.
- Sería conveniente analizar en un futuro si con el gas producido en el yacimiento sería factible generar energía eléctrica e inyectarla a la red siempre y cuando se hable de un precio de venta de energía considerable y una alta demanda de esta en la zona.
- Se recomienda que en la selección del plateau de producción (régimen de explotación) se considere el precio de gas actual y futuro próximo, de tal forma que si los ingresos por venta de gas son muy elevados se justificaría “darle rosca” al yacimiento.

7. Nomenclatura

bdp	Boca de pozo
Bg	Factor volumétrico del gas
Bgi	Factor volumétrico del gas inicial
CAG	Contacto agua-gas
Cp	Compresibilidad poral
Cw	Compresibilidad del agua
Fr	Factor de recuperación
Gics	Gas inicial en condiciones de superficie
GOIS	Gas original in situ
MD	Measure depth
N/G	Net to Gross
Np	Producción acumulada de petróleo
P	Presión
PHI	Porosidad
P _{wf}	Presión dinámica
P _{ws}	Presión estática
Qg	Caudal de gas
RGL	Relación gas-liquido
Soi	Saturación de petróleo inicial
Swi	Saturación de agua inicial
TVD	True vertical depth
We	Caudal de entrada de agua
Wp	Producción acumulada de agua
Z	Factor de compresibilidad del gas
μg	Viscosidad del gas