

Proyecto de gas somero en el flanco norte de la CGSJ (Cuenca Golfo San Jorge)

Rubén Riveros, YPF SA, ruben.riveros@ypf.com

Micaela Reta, YPF SA, micaelara@live.com

Juan Giullitti, YPF SA, juan.l.giullitti@ypf.com

Viviana Serrano, YPF SA, viviana.serrano@ypf.com

Sinopsis

Los niveles gasíferos del Terciario son conocidos prácticamente desde los inicios de los trabajos de exploración/explotación en el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, pero por distintos motivos sólo fueron producidos localmente para consumo ocasional durante las operaciones de pozo, de modo que en estos tiempos en que las variables económicas han cambiado sustancialmente, aun con bajos volúmenes y presiones, se vuelven objetivos de mayor interés de producción.

En el escenario actual, estos complejos productivos someros, de aproximadamente 850 mbbp (metros bajo boca de pozo), demandan actividades de perforación y reparación que resultan rentables por ser de bajo costo. El desafío ahora se presenta en la optimización de los trabajos durante la terminación de los pozos para evitar el daño de la formación debido a la baja presión del reservorio y posteriormente a la selección de la mejor estrategia de producción para pozos.

El proyecto de gas somero en el flanco norte de la CGSJ tiene por objetivo dimensionar y extender las manifestaciones de gas comprobadas en los niveles arenosos del Terciario, principalmente del Mb. (miembro) Glauconítico. Este desarrollo se basó en trabajos exploratorios que mediante perforaciones y reparaciones permitieron medir caudales y presiones de los niveles gasíferos de la Fm. (formación) Salamanca.

Los antecedentes exploratorios de esta nueva etapa comienzan en 2013, cuando se iniciaron los trabajos, con la reparación del pozo Gbk-707, finalizando las actividades en noviembre de 2014 con la terminación del pozo Gbk.xs-1147.

A partir de los resultados de esta campaña comienza el estudio para el desarrollo de los sectores descubiertos del Glauconítico.

En el presente trabajo se muestran las tareas utilizadas para desarrollar la producción de estos reservorios, integrando las etapas de exploración, interpretación sísmica, mapeo de arenas, determinación del GOIS (Gas Original In Situ), cálculo de las IPR (Inflow Performance Relationship), estrategias de producción, optimización de la producción mediante la instalación de compresores en boca de pozo y optimización del diseño de red de transporte a puntos de generación y venta. El desarrollo integral de este proyecto, mediante la interrelación de las diferentes disciplinas que intervienen, permite incorporar y desarrollar reservas de gas de baja presión, impactando positivamente en el valor de la compañía. A su vez, de esta manera se logró que el gas que era obtenido para consumo ocasional del yacimiento se convirtiera en una fuente de generación y venta.

Introducción

Ubicación geográfica del proyecto

El área de estudio se ubica dentro de la reserva Manantiales Behr, la que a su vez se encuentra aproximadamente 30 km al norte de la ciudad de Comodoro Rivadavia, en la provincia de Chubut, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina (figura1).

En el área de interés no existen asentamientos humanos poblacionales que puedan ser afectados directamente por el desarrollo de actividades y construcciones. Los centros poblados Comodoro Rivadavia y Barrio Astra se encuentran a varios kilómetros de distancia en dirección sur.

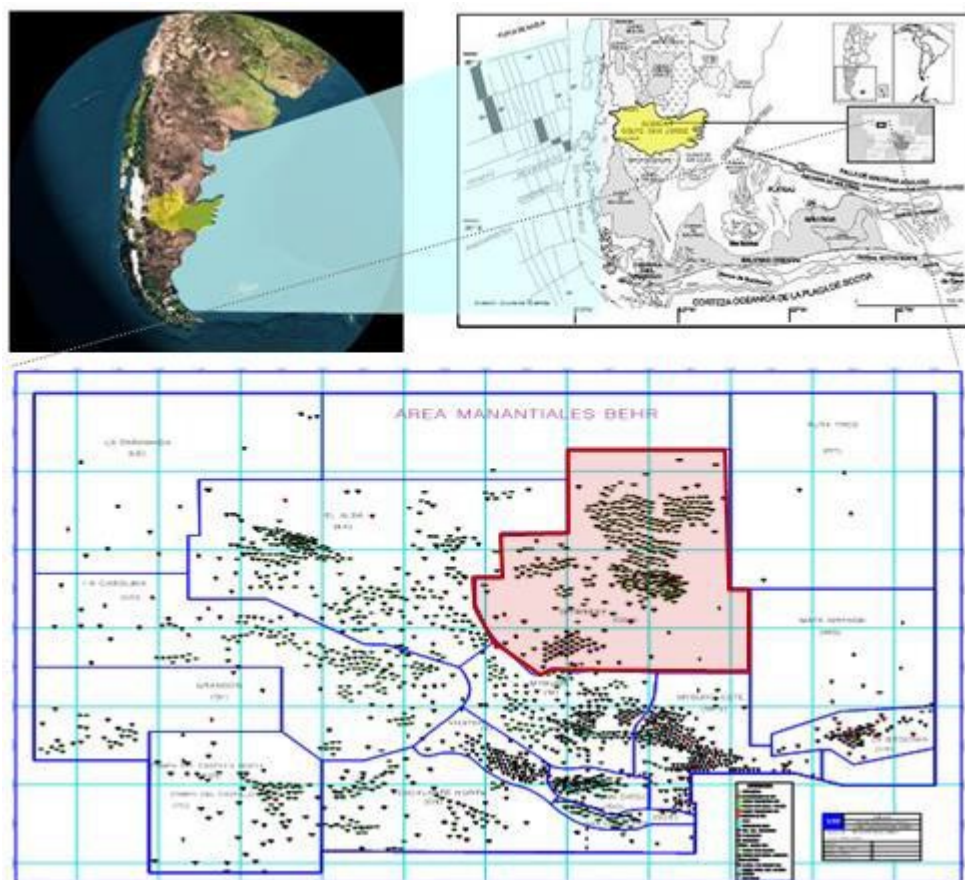


Figura 1. Ubicación geográfica del proyecto

El alcance del proyecto cubrió el área comprendida por Cañadón Botella, Grimbeek I, Grimbeek II, Grimbeek Norte y Grimbeek Norte II.

Miembro Glauconítico

La Cuenca del Golfo San Jorge fue producto de un régimen extensional durante el Mesozoico y parcialmente invertida en el Neógeno. Los depósitos que rellenaron la cuenca, sobre un sustrato volcánico piroclástico, son los del Neocomiano (Formación D-129, Formación Matasiete) y el Grupo Chubut: Formación Mina El Carmen, Formación Comodoro Rivadavia, Formación El Trébol. Por encima de éstas se encuentran las sedimentitas predominantemente marinas de la Formación Salamanca, las cuales son las de interés en este proyecto. La columna sedimentaria culmina con los depósitos fluviodeltaicos de la Formación Río Chico; la Formación Sarmiento (fluviolacustre); Formación Patagonia (marino somero); Formación Santa Cruz (fluviodeltaico) y los Rodados Tehuelches (abanico aluvial).

Los niveles gasíferos del Terciario son conocidos prácticamente desde los inicios de los trabajos de exploración/explotación en el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge. Por un lado, el más conocido resulta ser el Mb. Glauconítico de la Fm. Salamanca, compuesto principalmente por areniscas con glauconita y cuyo origen está dado por el desarrollo de barras litorales paralelas a la costa, que van migrando a medida que la transgresión va teniendo lugar.

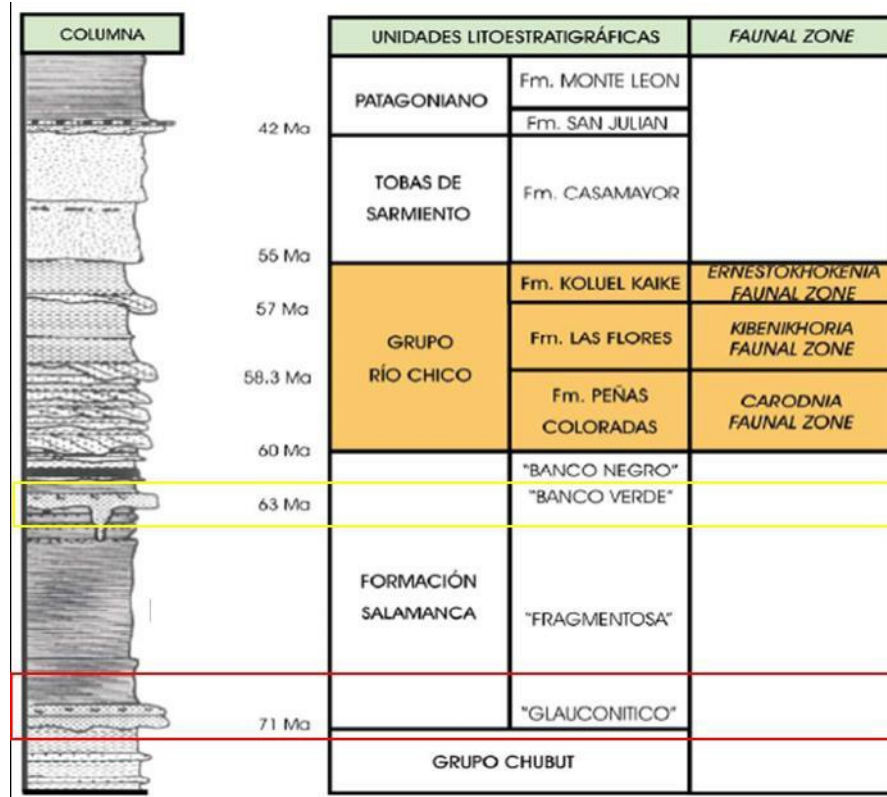


Figura 2. Columna estratigráfica

Antecedentes

Cañadón Botella (1960)

En la década del sesenta, en el sector Cañadón Botella, cinco pozos produjeron el Mb. Glauconítico. Esta producción acumulada fue de alrededor 355 Mm³, con una presión inicial del reservorio de 25 kg/cm² (2,5 MPa). Los registros de la historia de producción de los pozos son deficientes, ya que principalmente se utilizaban para consumo local en la zona.

Actualmente, estos pozos se encuentran cerrados, sin producción actual asociada.

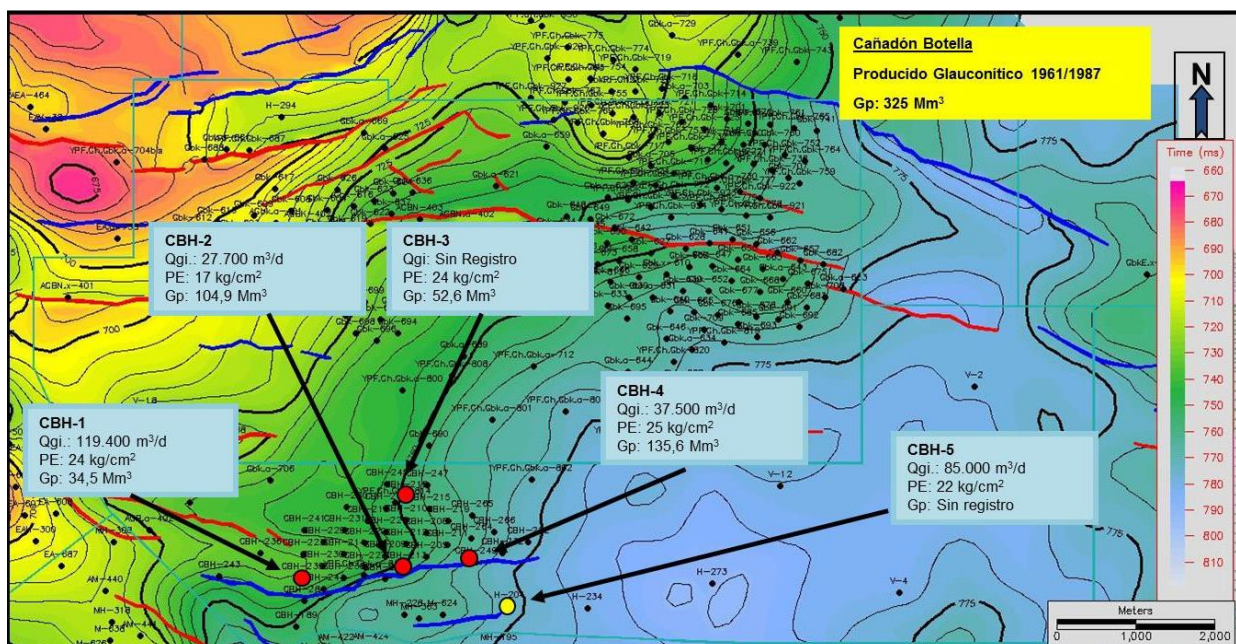


Figura 3. Ubicación en mapa isocronal al Mb. Glauconítico con datos de producción de pozos productores del sector Cañadón Botella

Campaña exploratoria (2013)

A partir de 2013 comenzó una campaña de exploración cuyo objetivo era comprobar los niveles gasíferos de la Fm. Salamanca. Dentro de nuestra zona de estudio se perforaron dos pozos nuevos y se realizaron cinco reparaciones. Esos trabajos fueron exitosos al comprobar reservas de gas, cinco con una presión inicial del orden de los 12 kg/cm² (1,2 MPa) y dos pozos con una presión inicial del orden de los 23 kg/cm² (2,3MPa).

Los siete pozos de la zona de estudio resultaron productores de gas y se encuentran en producción actualmente.

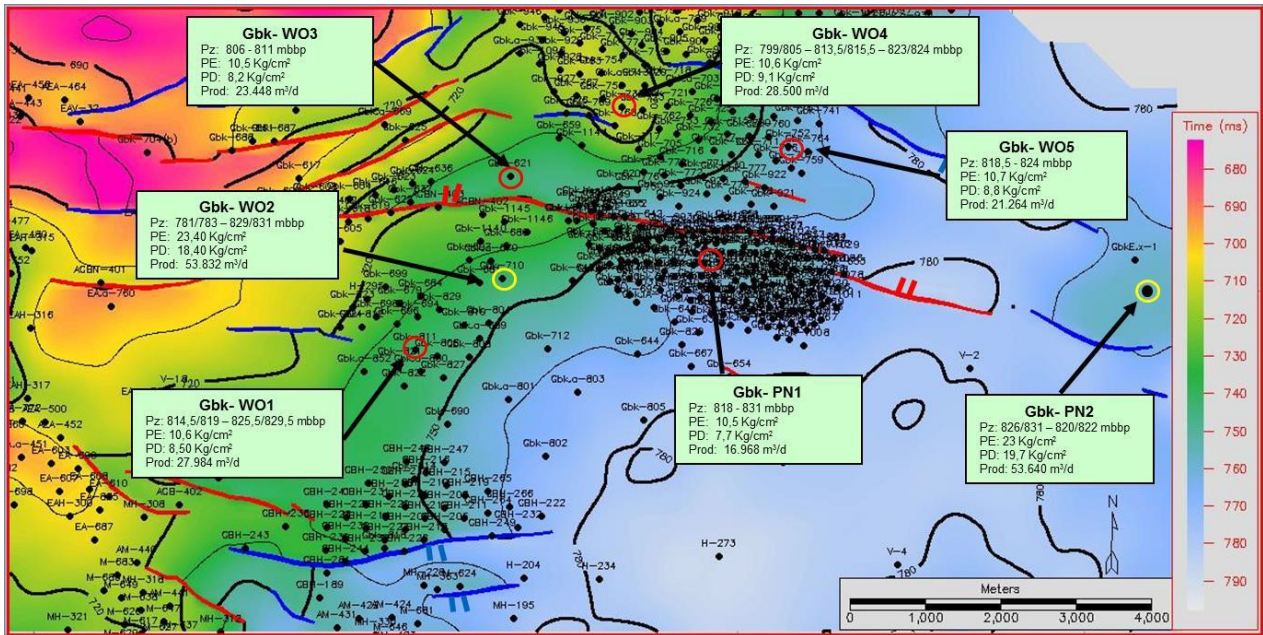


Figura 4. Ubicación en mapa isocronal al M. Glauconítico con datos de producción de pozos de la campaña exploratoria

Contexto actual

Por tratarse de pozos con objetivos someros (850 mbbp), tanto las operaciones de perforación como las de reparación son de menor costo en comparación con pozos profundos; adicionalmente, el precio actual del gas frente al petróleo torna atractivo el desarrollo de estas reservas.

Debido a la baja presión de los reservorios y la alta permeabilidad del mismo, debe elegirse la mejor estrategia para maximizar el factor de recobro.



Figura 5. Comparativa del desarrollo del Mb. Glauconítico, contexto económico pasado y actual

Se realizó un trabajo multidisciplinario partiendo del estudio sísmico para identificar reservorios de gas, el análisis geológico para determinar el OGIP y el cálculo ingenieril para estimar el pronóstico de producción, la participación de ingeniería de producción para optimizar el caudal de extracción y

Objetivo del trabajo

El presente trabajo relata brevemente los aportes recibidos por cada disciplina, con objeto de maximizar el factor de recobro para incorporar reservas de gas y la producción para el consumo y venta en el yacimiento Manantiales Behr Norte.

Desarrollo

Desarrollo Mb. Glauconítico

La siguiente tabla resume los principales ejes sobre los que trabajó cada especialidad dentro del proyecto de desarrollo del Mb. Glauconítico.

Geofísica	
Atributos sísmicos	
Geología	
Mapeo estructural	
Ingeniería de reservorios	
Volumen de gas. Pronóstico de producción.	Condiciones iniciales y actuales del reservorio
Ingeniería de producción	
Optimización de la producción	
Ingeniería de obras	
Optimización del diseño de red de transporte a puntos de generación y venta	

Tabla 1. Principales ejes de trabajo por especialidad

Geofísica

La interpretación sísmica incluyó la identificación del reflector correspondiente al Mb. Glauconítico, su mapeo y la posterior extracción de atributos.

De todos los atributos analizados, el que mejor respuesta evidenció fue la “suma de amplitudes negativas”, en una ventana de 5 ms por encima del reflector y 30 ms por debajo de él.

Este atributo resultó ser un muy buen indicador de reservorio, hecho comprobado al superponer el mapa sísmico con los resultados de cada uno de los pozos ya perforados.

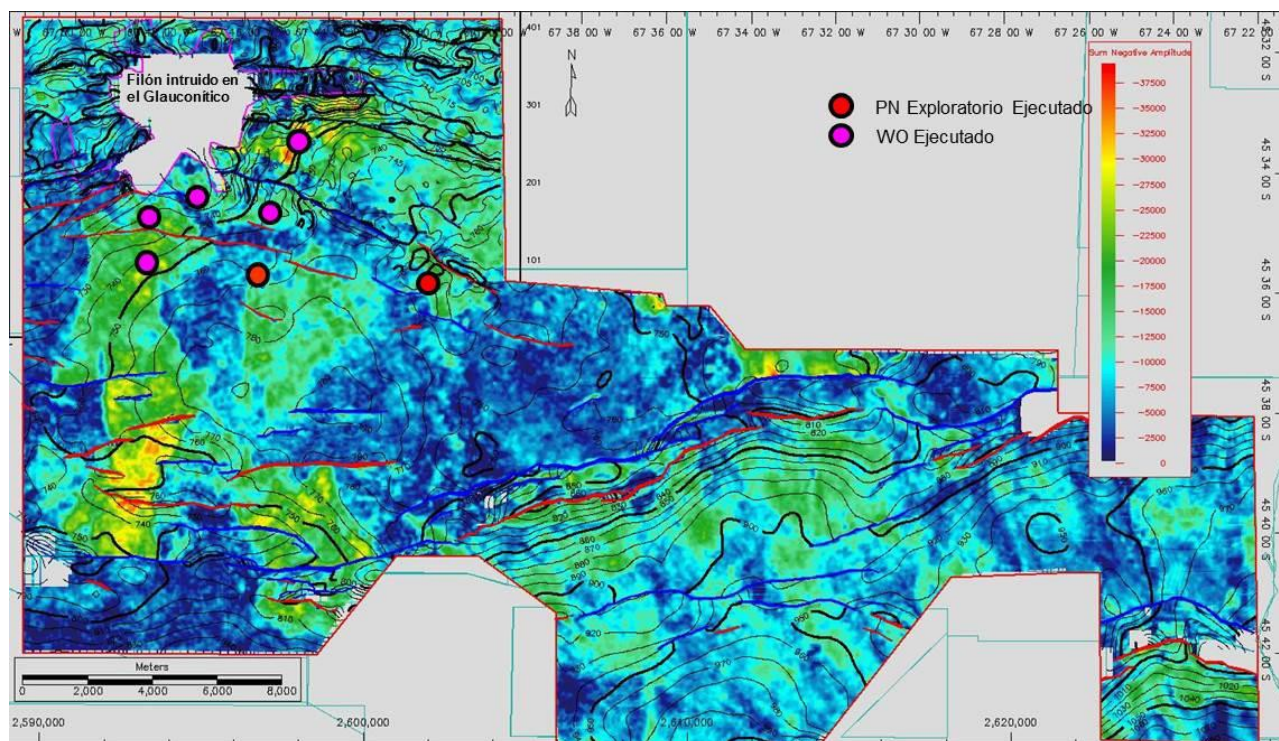


Figura 6. Mapa de atributo suma negativa de amplitudes, ventana -5+30 ms.

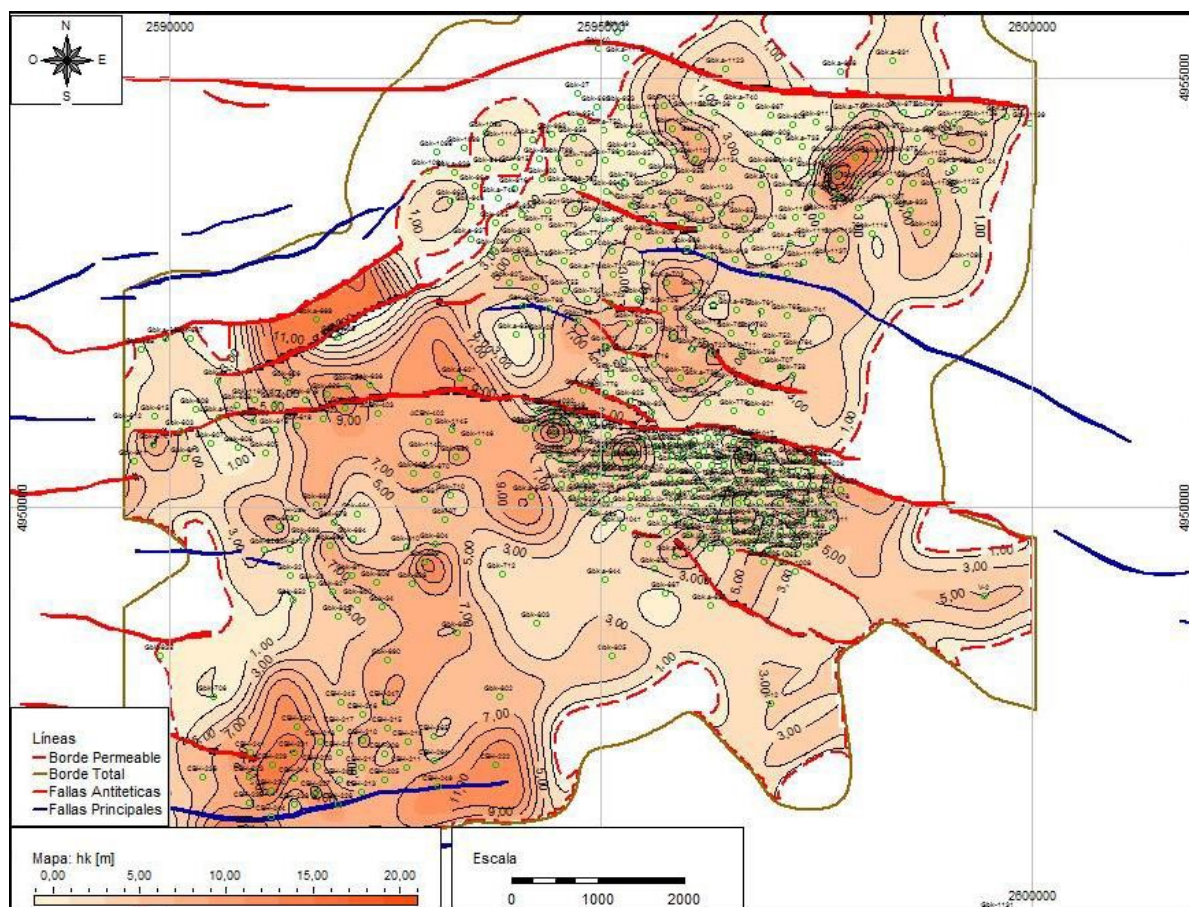


Figura 8. Mapa espesor permeable

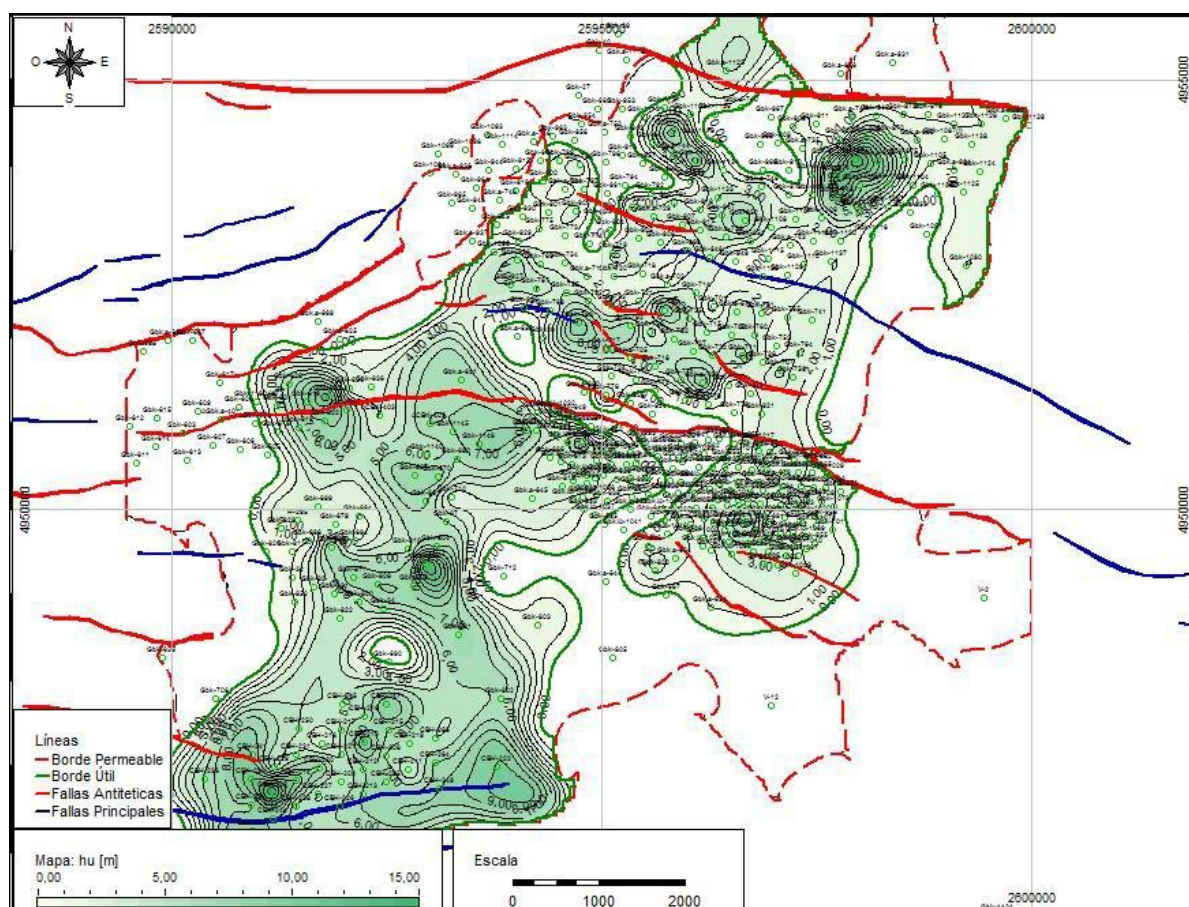


Figura 9. Mapa espesor útil

Con los datos petrofísicos de coronas de Cañadón Botella sumados a los valores obtenidos de los registros de pozos se estimaron los valores máximos y mínimos de porosidad y saturación, de entre los cuales se eligió el valor medio para trabajar.

En este punto es importante destacar que para el cálculo del OGIP se utilizó el valor de saturación correspondiente al del agua irreducible, ya que para el Glauconítico de Grimbeek no se observó ni determinó agua salada de formación, por ello se determina que está involucrada el agua cognata del reservorio.

$$OGIP (Mm^3) = \frac{\text{Área (m}^2) \times \text{Espesor Útil (m)} \times \Phi \times (1-S_w) \times 0,000001}{Bg}$$

Ingeniería de reservorios/producción

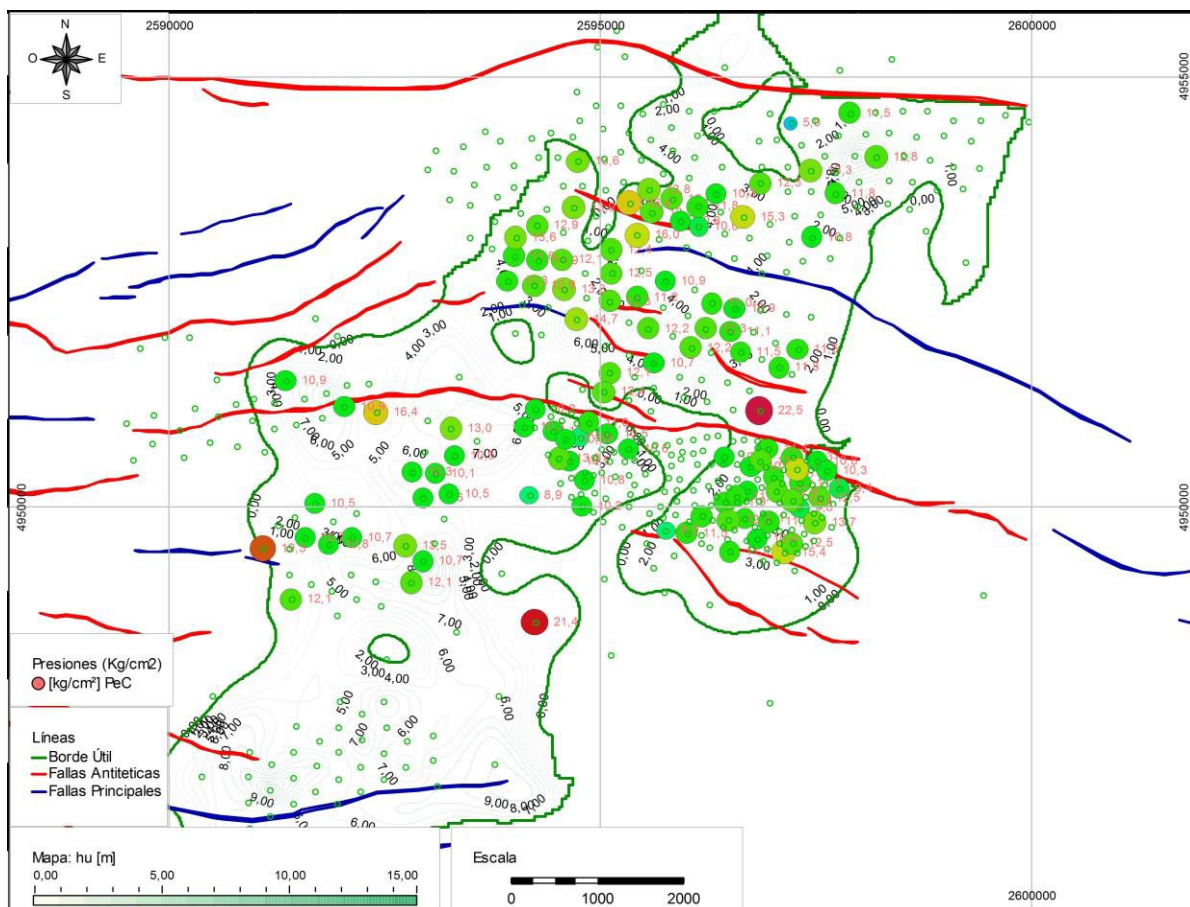
Definido el valor de OGIP, se procedió a realizar el cálculo del pronóstico de producción.

En primer lugar, fue necesario definir las condiciones iniciales del reservorio.

Para la temperatura de reservorio se utilizaron los datos de perfiles; a partir de ellos se concluyó que la temperatura de reservorio a 850mts, profundidad promedio del Glauconítico, es de 44 °C, siendo el gradiente geotérmico de 0,03 °C/m.

En el caso de la presión de reservorio se utilizaron valores de RFT (*Repeat Formation Tester*) obtenidos durante la perforación de 68 pozos de Grimbeek perforados entre 2000 y 2009, esto es un 36% de los pozos con pronóstico de gas.

Con los valores individuales de cada pozo se construyeron mapas isobáricos (figuras 10 y 11).



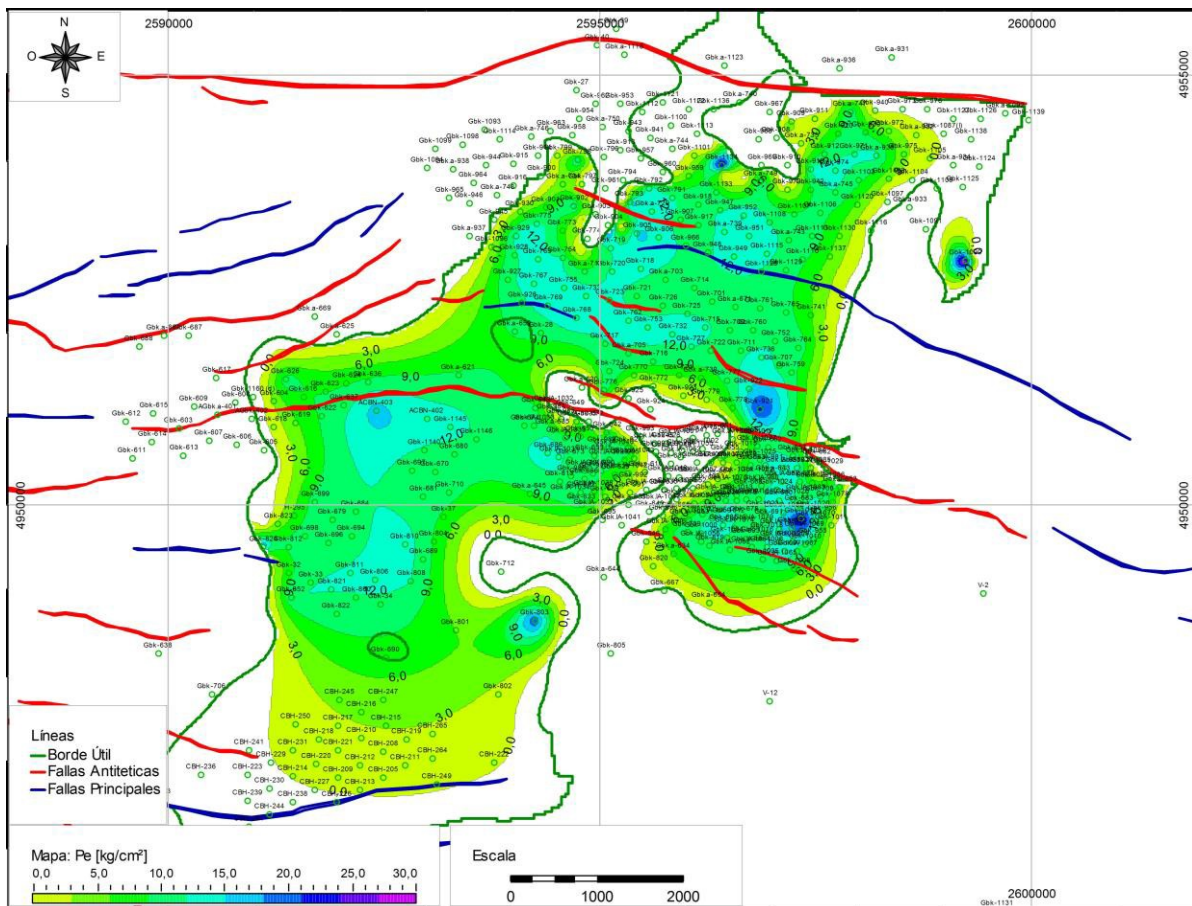


Figura 11. Mapa isobárico a partir de valores medidos durante RFT para M. Glauconítico.

A partir del análisis de las presiones se pudo verificar el alto grado de conexión existente para el reservorio en estudio; es por ello que se elige un modelo de desarrollo considerando que toda la estructura mostrada en el mapa de la figura 9 se encuentra totalmente conectada.

En este punto también es importante destacar que en los pozos exploratorios se realizaron ensayos isocronales; en ellos también se evidenció la falta de límites en cada uno de los pozos ensayados. Finalmente, se consideró que la presión inicial del reservorio es del orden de los 25 kg/cm² (2,5 MPa), valor medido en los pozos de Cañadón Botella. Luego de la producción de aquéllos el valor de presión cayó a 12 kg/cm² (1,2 MPa), valor medido por los pozos exploratorios.

Para los pozos que midieron más de 20 kg/cm² puestos en producción luego de los pozos de Cañadón Botella se pudo verificar lo siguiente:

GBK-WO2 (figura 4): en el análisis del perfil pudo observarse que el M. Glauconítico está presente en forma de dos cuerpos de arena, donde uno tiene presión de 10,6 kg/cm² (medido en el RFT) y el otro los 23,4 kg/cm² mostrados en la figura 4.

Pudimos verificar que el cuerpo superior corresponde a un evento local, aislado, ya que por correlación no está presente en los pozos vecinos y por lo tanto el valor de presión registrado está cerca del original.

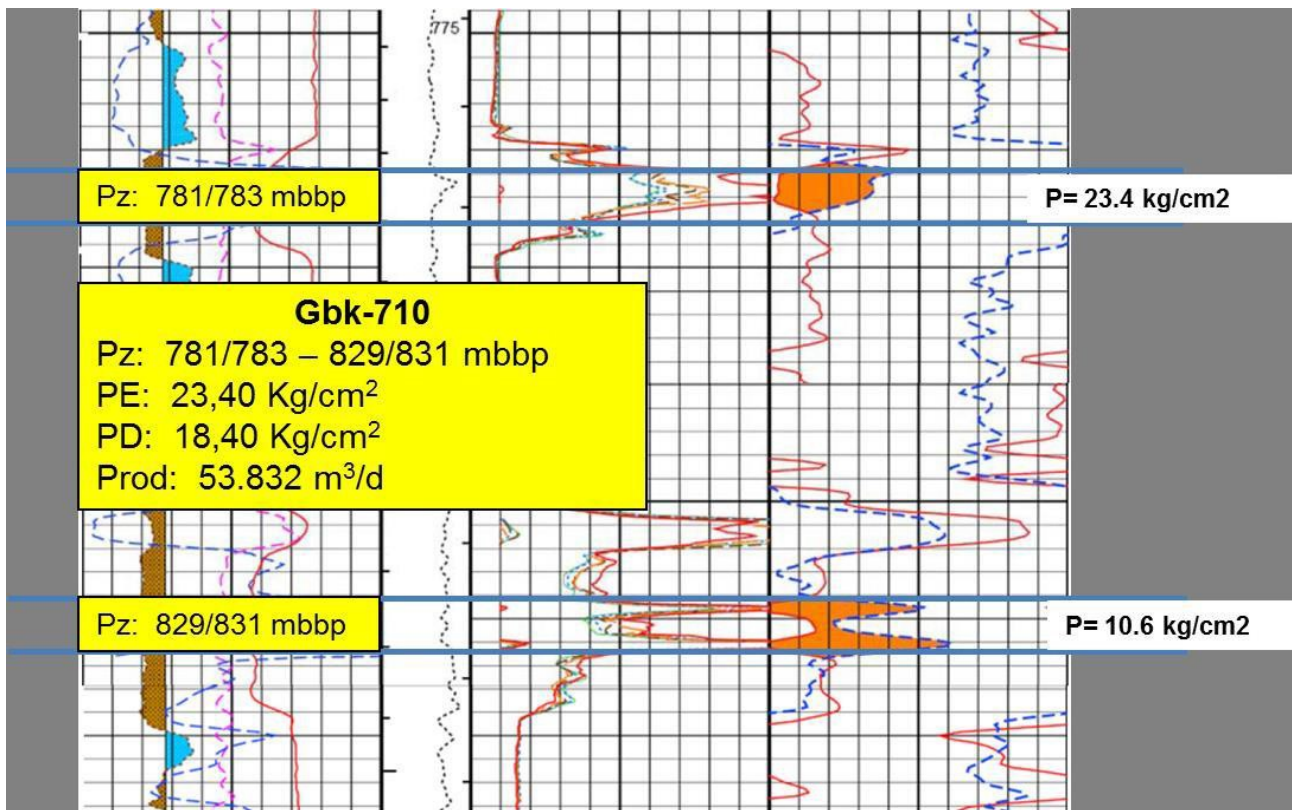


Figura 12. Cruces densidad neutrón para el pozo GBK-710. Se observa la presencia de dos cuerpos pertenecientes al M. Glauconítico, una con presión cercana a la original (evento local) y otra con presión cercana a los 12 kg/cm², capa desarrollada

GBK-PN2 (figura 4): el valor medido en este pozo es de 23 kg/cm². Al observar la figura 6, puede verse que en la anomalía el pozo se encuentra en una estructura totalmente aislada, por lo que encuentra un valor similar a la presión original del reservorio. Los límites observados en el ensayo isocronal de este pozo también verifican la presencia de límites definidos. Por lo tanto, este pozo no se incluyó en el grupo de pozos de estudio y se lo trata como una estructura aparte.

Adicionalmente, en función de los análisis cromatográficos de los pozos de la zona de estudio (98% composición de metano), se considera que el fluido del reservorio es gas seco.

A partir de la presión inicial y el OGIP estimado se construye el balance de materiales de la figura 13. Puede observarse que para las acumuladas de los pozos de Cañadón Botella y el OGIP calculado para toda la estructura la presión inicial para los pozos exploratorios coincide tanto con el valor del balance como con el valor medido en estos pozos al inicio de su producción 12 kg/cm² (1,2 MPa).

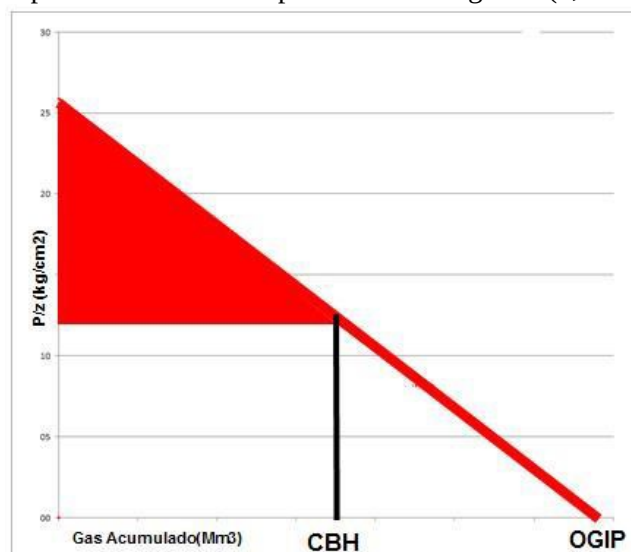


Figura 13. Balance de materiales

Partiendo del balance de materiales, el siguiente paso es determinar la producción de los pozos remanente, tanto para los pozos exploratorios como para las nuevas inversiones. En este punto, fue necesario calcular las curvas IPR (*Inflow Performance Relationship*) de los pozos en producción.

Dentro de los análisis de los ensayos isocronales se recibieron curvas IPR para los pozos ensayados. Sin embargo, los valores de AOF (*Absolut Open Flow*) calculados estaban sobrestimados, ya que operativamente los caudales no pudieron verificar estos valores.

Los valores de AOF estaban en un rango entre los 150 km³/d y los 250 km³/d, mientras que los caudales operativos no superaron los 20 km³/d.

Se recalcularon las curvas IPR a partir de métodos adimensionales disponibles en la bibliografía (SPE 13231, SPE 26915, SPE 59759, SPE 75719). Luego de verificar la aplicación del método en el rango de presiones y permeabilidades, se trabajó con SPE 13231, método de Mishra-Caudle.

Con este método, los AOF eran menores y al reconstruir las curvas con las condiciones operativas se pudieron verificar los caudales de producción de los pozos.

El procedimiento de cálculo parte de considerar un solo punto del ensayo isocronal, presión y caudal estabilizados y el valor de presión estática.

Con el valor de presión estática se calcula el valor de pseudopresión, que depende de la viscosidad del gas y el valor del factor de compresibilidad. El valor de viscosidad se estimó por correlaciones, teniendo como parámetros de entrada los valores de las cromatografías disponibles. En tanto que el factor de compresibilidad se obtuvo a través de la correlación de Standing Katz, nuevamente a partir de los valores de las cromatografías disponibles (Tabla 2).

Con el valor de presión estabilizado elegido vuelve a calcularse la pseudopresión para este valor.

Utilizando la ecuación propuesta por Mishra-Caudle se calcula la relación entre el caudal medido y el AOF. Siendo el caudal medido un dato, pudo obtenerse el valor de AOF (Tabla 3).

Con ese valor de AOF y la presión estática medida en el pozo se tienen los pares ordenados extremos que nos permiten construir la curva IPR. Uno de los pares será el punto P1, cuyas coordenadas serán caudal cero, presión estática y el punto P2 AOF, presión cero (figura 14).

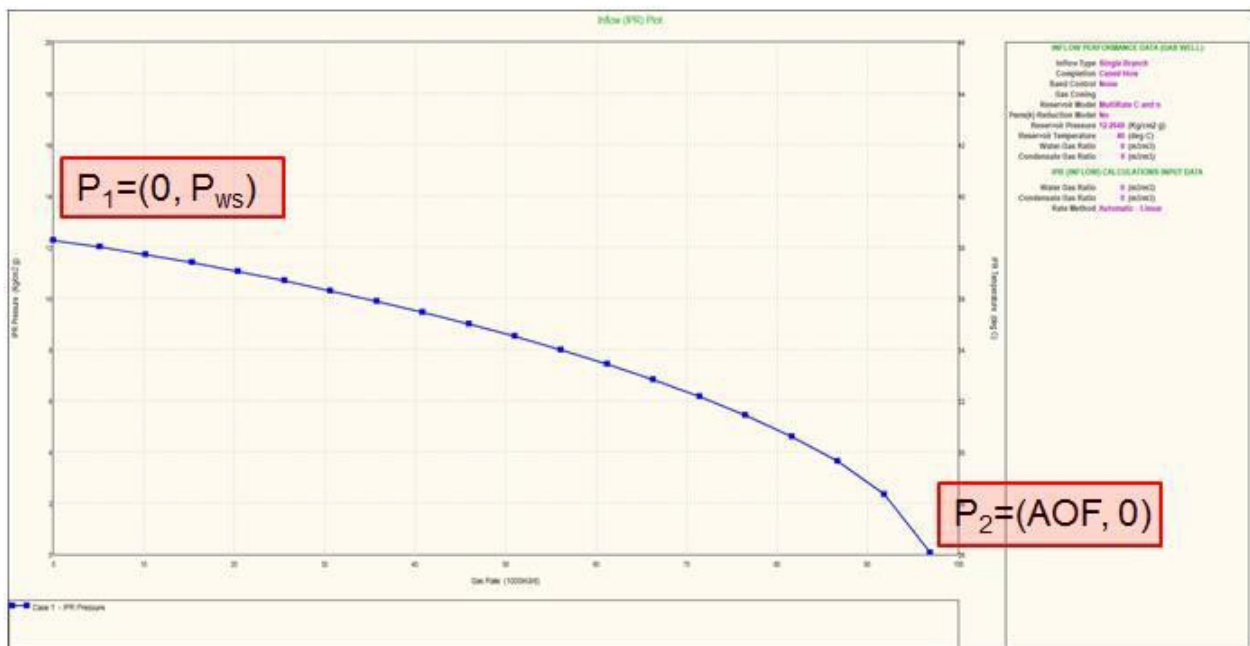


Figura 14. Construcción curva IPR a partir de la presión estática y AOF obtenido por Mishra-Caudle

1) Construcción Tabla para calcular m(p) (Pseudopresiones)

	P (psia)	z (adim)	Mu (cp)	m(pf) MM(psi) ² /cp
1	14.2	0.98	0.0105	0.01965096
2	28.4	0.98	0.0105	0.07860385
3	42.7	0.98	0.0105	0.17685866
4	56.9	0.98	0.0105	0.31441539
5	71.1	0.98	0.0105	0.49127405
6	85.3	0.98	0.0105	0.70743464
7	99.5	0.98	0.0105	0.96289714
8	113.8	0.98	0.0105	1.25766157
9	128.0	0.98	0.0105	1.59172793
10	142.2	0.98	0.0105	1.96509621
11	156.4	0.98	0.0105	2.37776641
12	170.6	0.98	0.0105	2.82973854
13	175.0	0.98	0.0105	2.97619048
14	199.1	0.98	0.0105	3.85158857
15	213.3	0.98	0.0105	4.42146647
16	227.5	0.98	0.0105	5.0306463
...	...	...	...	...

2) Tomar los valores de m(p) (Pseudopresión para condiciones estáticas)

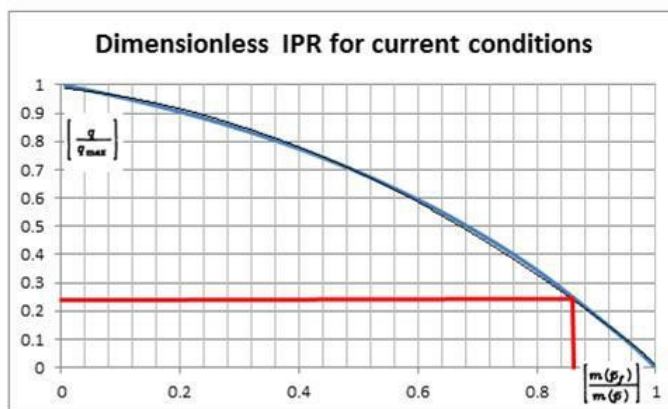
PWs 12.3 kg/cm²
m(p) 2.97619048

Tabla 2. Mishra-Caudle

3) Utilizar la ecuación del método para determinar el AOF.

$$\left[\frac{q}{q_{\max}} \right] = \frac{5}{4} \left\{ 1 - 5 \frac{m(p_r)}{m(p)} \right\}$$

mpf/mp	q/q _{max}
0.00660272	0.997329166
0.02641089	0.98914424
0.05942451	0.974909268
0.10564357	0.953665854
0.16506808	0.923924892
0.23769804	0.883491706
0.32353344	0.829195691
0.42257429	0.756477723
0.53482058	0.658760345
0.66027233	0.526479968
0.79892952	0.345584961
0.95079215	0.095177593



4) Calcular AOF

Pwf 11.4 kg/cm²
Qf 23.8 km³/d
m(pf) 2.55044408

m(pf)/m(p) 0.856949321
q/q_{max} 0.24459181

AOF 97.3 km³/d

Tabla 3. Mishra-Caudle

Sensibilidades a la curva IPR

Se ajustaron las curvas con los puntos operativos y sensibilidades a la presión de reservorio (depleción) y a la contrapresión del pozo para evaluar una posible compresión en boca de pozo.

A continuación (figura 15) se muestra VLP (*Vertical Lift Performance*)/IPR para un determinado pozo. La curva VLP representa la contrapresión actual del pozo, en tanto que la inferior representa el caso con compresor de boca de pozo.

Las IPR concéntricas muestran la depleción del reservorio asumiendo que el daño no varía.

Los puntos verdes representan la operación actual del pozo, que se ubica sobre la IPR actual (presión reservorio 10,5 kg/cm (1,1 MPa)).

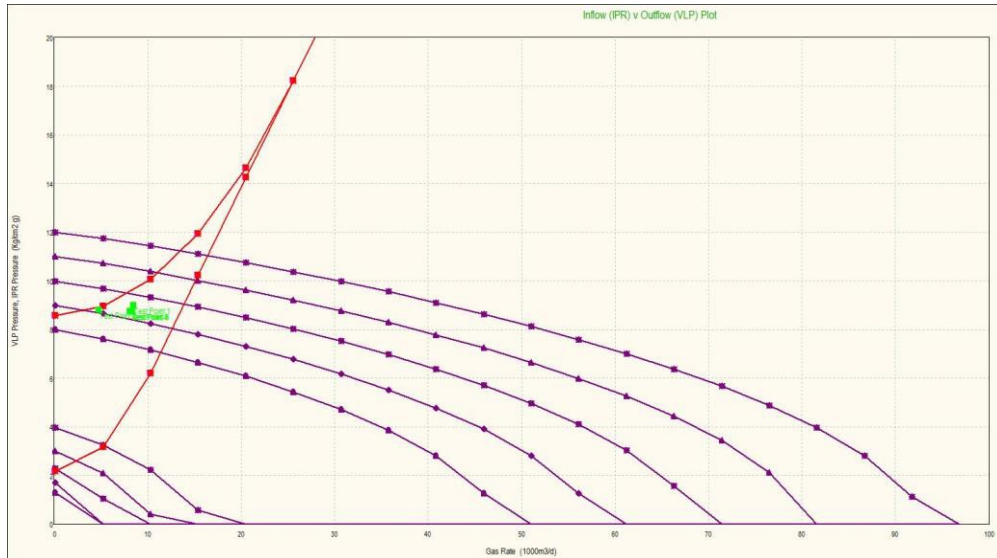


Figura 15. Ajuste IPR/VLP con sensibilidades a la presión estática y contrapresión

Determinación del caudal de producción en función de la presión estática

Graficando las sensibilidades en un gráfico de caudal de gas versus presión estática pueden obtenerse funciones que representan esa variación tanto para el caso de contrapresión actual como para el de contrapresión con compresor de boca de pozo.

Obsérvese que el último punto de intersección de las curvas IPR/VLP nos determina la presión de abandono para los casos con compresión y sin compresión de boca de pozo.

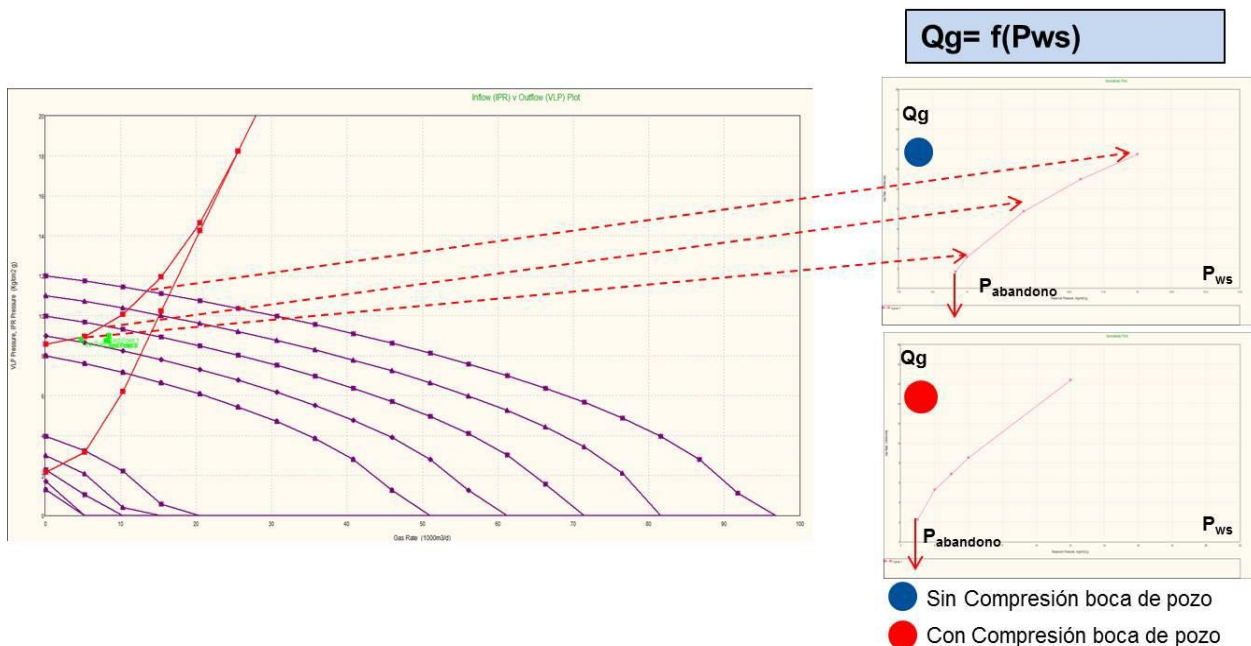


Figura 16. Obtención del caudal de gas en función de la presión estática

Prueba piloto compresor de boca de pozo

Para estimar la ganancia por compresión y ajustar la metodología mostrada en el punto anterior se realizó una prueba piloto por dos meses en uno de los pozos exploratorios del área de estudio.

Los siguientes gráficos muestran el ajuste con el incremental obtenido para el rango de succión operado por el compresor.

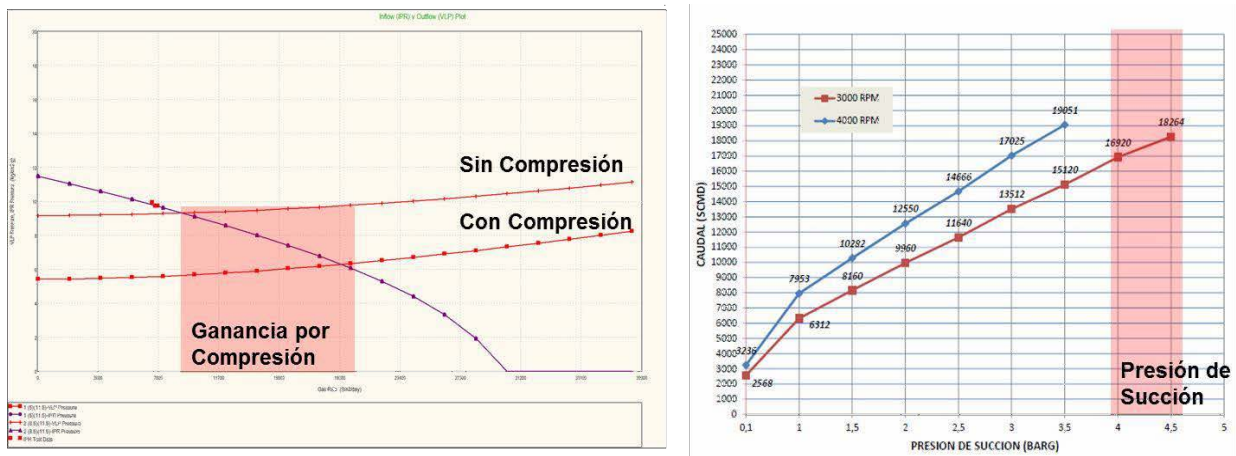


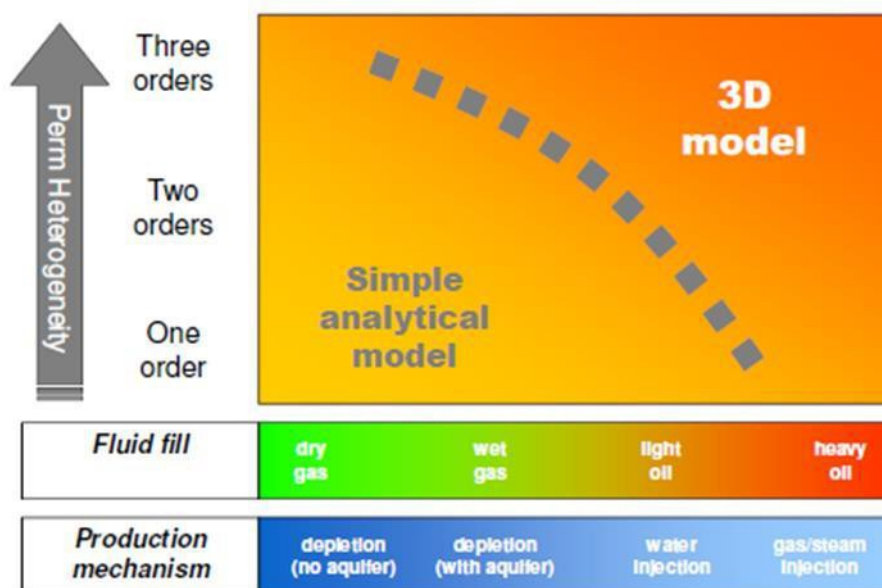
Figura 17. Resultados obtenidos por la prueba piloto del compresor de boca de pozo

La prueba concluyó en la verificación del incremento del caudal de producción, duplicando el caudal de producción del pozo donde se montó el compresor.

Cálculo del pronóstico de producción

Para el cálculo del pronóstico se utilizaron las herramientas mencionadas en los puntos anteriores: balance de materiales (figura 13) y caudal de gas en función de la presión estática (figura 16).

Es importante destacar que se eligió un método analítico de cálculo basándose en las recomendaciones de R. Oxlade (figura 18).



*Richard Oxlade Applied Reservoir Engineering (Comodoro 2015)

Figura 18. Justificación de elección de modelo analítico

Al tratarse de gas seco producido por depleción natural del reservorio con baja heterogeneidad de la permeabilidad del reservorio (obtenida en los ensayos isocronales), se recomienda el uso del modelo analítico.

El modelo analítico se basa en una iteración según muestra la figura 19.

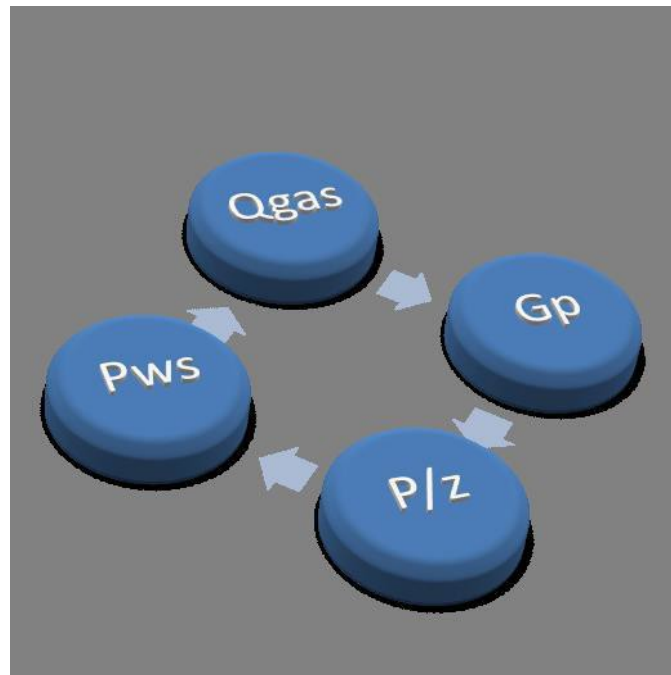


Figura 19. Modelo analítico iterativo

El punto de partida es el caudal de gas; como los pozos exploratorios están en producción, éste es un dato real medido.

A partir de este valor medido, se puede calcular el gas producido por todos los pozos en producción (G_p). Con el valor de gas producido podemos entrar en la recta de balance y obtener un valor de P/z . Este caso se muestra en la figura 20, donde agregando la producción de los pozos exploratorios (barra amarilla) a la ya acumulada por cañadón botella podemos obtener un nuevo valor de P/z .

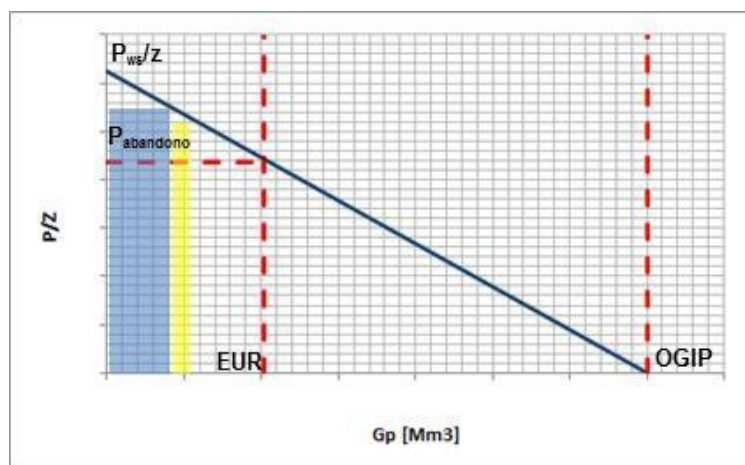


Figura 20. Obtención del nuevo valor de P/z a través de G_p

The graph displays the compressibility factor Z as a function of pseudo reduced pressure P_r for different pseudo reduced temperatures T_r . The top section covers T_r values from 1.0 to 3.0, with P_r ranging from 0 to 8 and Z from 0.25 to 1.0. The bottom section covers T_r values from 0.2 to 1.0, with P_r ranging from 7 to 15 and Z from 0.9 to 1.1. A diagonal line represents the ideal gas law ($Z=1$). The curves show that Z deviates from 1 as P_r increases, with the deviation being more pronounced at lower T_r values.

Con este valor de presión estática (Pws) podemos calcular con la función determinada en la figura 16 el nuevo caudal de producción de gas. De esta forma, podemos volver a inicial la iteración y así calcular el pronóstico por pozo hasta la presión de abandono obtenida. Este cálculo podrá hacerse para la contrapresión deseada; en nuestro estudio se realizó para la presión de abandono con compresión en boca de pozo y sin compresión en boca de pozo.

Oportunidades de desarrollo

Se evaluaron las posibilidades de incorporación de nuevas inversiones para incrementar la producción y maximizar el factor de recobro.

Para ello, se analizaron los perfilajes eléctricos para detectar cruces densidad/neutrón asociados a pozos fuera del total o con baja producción de petróleo, para realizar en ellos reparaciones que permitieran producir gas.

También se evaluó el escenario de perforar pozos nuevos en áreas donde la información es escasa y no permite extender el mapeo, pero sí hay presencia de anomalía.

Para el OGIP calculado, con siete inversiones adicionales se obtendría la acumulada mínima por pozo que haría rentable una perforación nueva con todos los costos involucrados en ella.

Por lo tanto, se toma como número máximo de inversiones este valor y se proponen siete reparaciones para desarrollar el potencial del área de estudio. En función de los resultados de éstas, se reajustará el modelo estático/dinámico para definir la posibilidad de incorporar más reservas en el largo plazo.

Asimismo, se avanzará con pozos con mayor riesgo en donde exista anomalía y falte información por no existir más pozos.

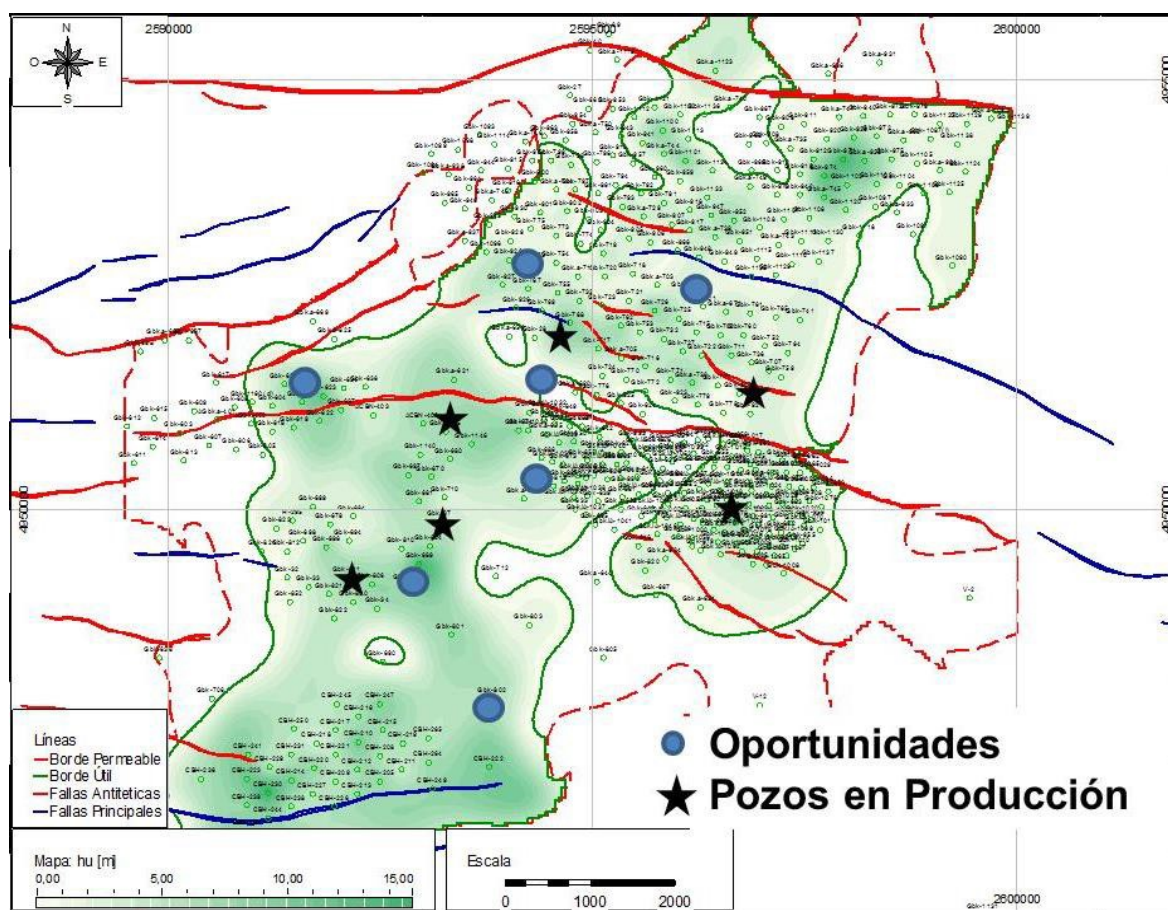


Figura 22. Ubicaciones de reparaciones propuestas

Ingeniería de obras

De acuerdo con la curva incremental proyectada, se realizó un análisis de las instalaciones actuales del yacimiento y se llevó a cabo una simulación de la red de gas para poder evaluar el comportamiento de ésta en función de los incrementos de caudal proyectados.

Como objetivo, se planteó poder sacar el incremental de gas producto de la compresión en boca de pozo y asociado a nuevas inversiones hacia su punto de venta en la planta compresora a través de la red actual, sin incrementar considerablemente la presión de las instalaciones y sin comprometer el suministro de gas a la usina.

En función de estas dos premisas, se plantearon diferentes alternativas posibles para transportar el gas desde la zona de estudio (zona de interés) hacia la planta compresora (punto de venta).

Dentro de las alternativas analizadas, finalmente se decidió realizar el tendido de un gasoducto desde la zona de interés hacia un gasoducto troncal ya existente.

Es importante destacar que se realizaron las simulaciones correspondientes en cada una de las distintas posibilidades, optándose por aquella que mejor cumpliera con los objetivos planteados

Ingeniería de WO

En el caso de los pozos nuevos y las reparaciones ejecutadas durante la campaña de exploración, es importante mencionar que se evaluaron distintos métodos de punzado, de forma tal de optimizar la terminación de los pozos para dañar lo menos posible la formación debido a su baja presión.

Como conclusión, se verificó que el método con mejores resultados fue punzar con TCP (*Tubing Conveyed Perforating*) en balance. En el caso de no disponibilidad de la herramienta se recomendó punzar en balance con cañón recuperable a través de *tubing* con instalación de producción fija.

El desarrollo de estas tecnologías excede el alcance de este trabajo, por lo que no se entrará en más detalle.

Conclusiones

Debido a los resultados obtenidos en la prueba piloto del compresor, se decidió la incorporación al área de un stock de unidades de compresores en los pozos existentes y para las inversiones previstas.

Se estima que la contrapresión actual de los pozos disminuirá de 8 kg/cm² valor actual a 3 kg/cm² estimado en la succión del compresor. Este escenario es conservador, ya que la presión de succión para el modelo elegido puede llegar a 0,7 g/cm².

A partir de estas consideraciones, más la reparación de siete pozos productores de petróleo a productores de gas, el factor de recobro se incrementará en un 17%.

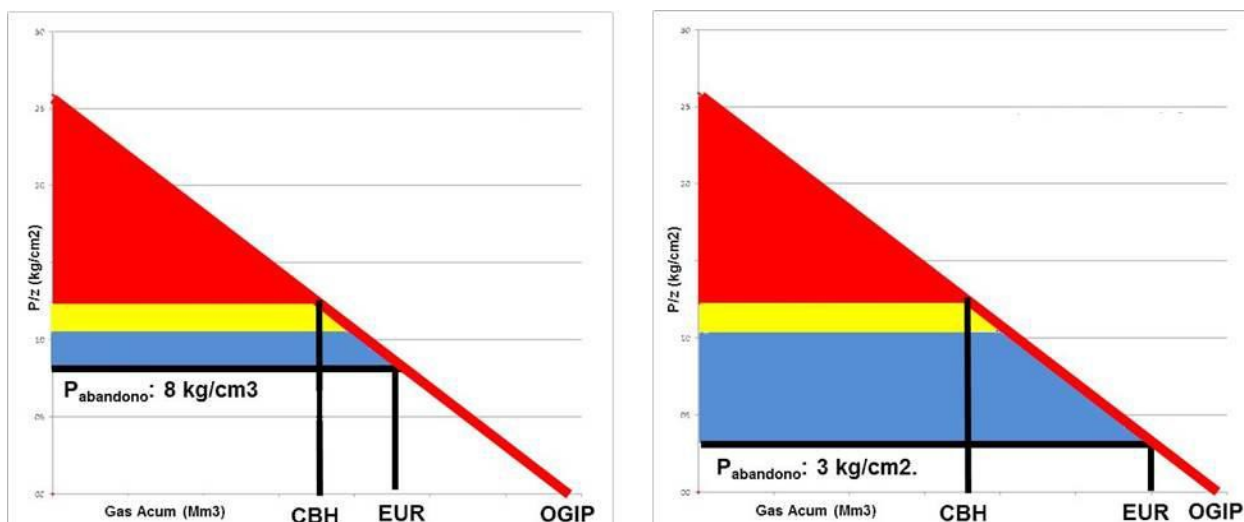


Figura 23. Variación del factor de recobro por compresión de boca de pozo y reparaciones en pozos existentes

La figura 23 gráficamente muestra la contribución en la EUR (*Estimated Ultimate Recovery*) total de cada componente.

En rojo está representada la producción acumulada de los pozos de Cañadón Botella, hoy sin producción.

En amarillo está representada la producción acumulada de los pozos exploratorios, actualmente en producción.

En azul está representada la producción adicional a obtener, a la izquierda sin compresión de boca de pozo y a la derecha con compresión de boca de pozo, lo que permite la incorporación adicional de nuevas inversiones.

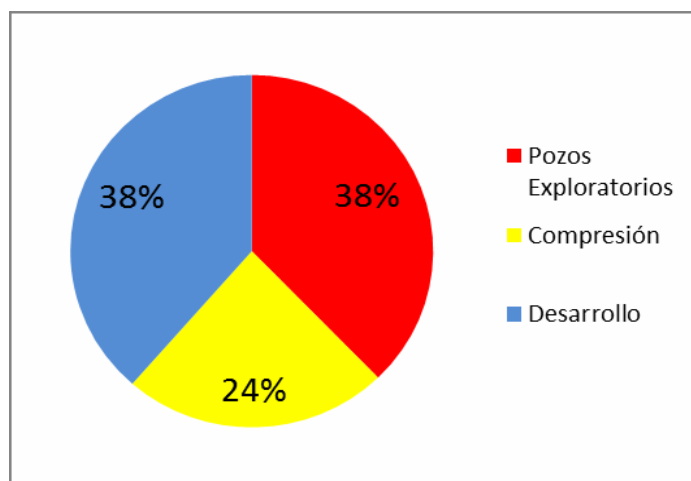


Figura 24. Contribución a la EUR total del proyecto por componente

Puede observarse en el gráfico de torta la contribución de cada componente, siendo un 38% por la actividad existente y 62% por las actividades de optimización: compresión en boca de pozo y búsqueda de nuevas oportunidades (reparaciones).

Concluyendo el desarrollo integral de este proyecto, fueron posibles, mediante la interrelación de las diferentes disciplinas, desde la perforación del pozo hasta la puesta en producción, lo cual permite incorporar y desarrollar reservas de gas de baja presión impactando positivamente en el valor de la compañía. Consecuentemente, se logró que el gas que era obtenido para consumo ocasional del yacimiento se convirtiera en una fuente de generación y venta.

Bibliografía

Figari, E.; Strelkov, E.; Cid de la Paz, M.; Celaya, J., Laffitte, G. y Villar, H. (2002):

“Cuenca del Golfo San Jorge: síntesis estructural, estratigráfica y geoquímica”, en Hallen (Edit.): Geología y Recursos Naturales de Santa Cruz. Relatorio del XV Congreso Geológico Argentino, El Calafate. III-1: 571-601, Buenos Aires.

Sylwan, C.: (2001) “Geology of the Golfo San Jorge Basin, Argentina”. Journal of Iberian Geology; 27:123-157.

Bidner, M.S.: *Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo*, Eudeba (2001).

Mishra, S. y Caudle, B.H.: “A Simplified Procedure for Gas Deliverability Calculations Using

Dimensionless IPR Curves”, paper SPE 13231 presented at the 1984 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, Sept. 16-19.

Dyck, W.C. y Moore R.M.: “Low-Pressure Gas Field Operations in Leman”, paper SPE 28889 presented at the European Petroleum Conference held in London, U.K., 25-27 October 1994.

Chase, R.W. y Alkandari Hassan: “Prediction of Gas Well Deliverability From Just a Pressure Buildup or Drawdown Test”, paper SPE 26915 prepared for presentation at the 1993 Eastern Regional Conference & Exhibition held in Pittsburgh, PA, USA, 2-4 November 1993.

Trick, M. D., Palmi, F. y Chase, R.W.: “Comparison of Dimensionless Inflow Performance Relationships for Gas Wells”, paper SPE 75719 Gas Technology Symposium, 30 April-2 May, Calgary, Alberta, Canada.

Billiter, T. y Lee, J.: “A Permeability-Dependent Dimensionless Inflow Performance Relationship Curve for Unfractured Gas Wells”, paper SPE 59759 prepared for presentation at the 2000 SPE/CERI Gas Technology Symposium held in Calgary, Alberta Canada, 3-5 April 2000.

Breve CV

Rubén

Riveros

Título y lugar de estudio: Ingeniero en Petróleo, UNCuyo

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: Tecpetrol SA; YPF SA. Cargo

actual en la empresa: Ingeniero de Reservorios Operativo.

Micaela Reta

Título y lugar de estudio: Ingeniero en Sistemas de Información, UTN Córdoba

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: Halliburton; YPF SA.

Cargo actual en la empresa: Ingeniero de Reservorios Operativo.

Juan Giullitti

Título y lugar de estudio: Geólogo, Universidad Nacional de Tucumán.

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: Barrick Gold Corp., Glencore Xstrata, YPF SA.

Cargo actual en la empresa: Geólogo Operativo.

Viviana Serrano

Título y lugar de estudio: Ingeniera Civil, Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco.

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: YPF SA.

Cargo actual en la empresa: Ingeniera de Producción.