

Estrategia para desarrollar Recursos de Gas de Reservorios de baja Permeabilidad.

**Juan María Hernández García, Jorge Omar Zumel, Daniel Alfredo Folmer
Pluspetrol E & P S. A.**

Abstract

En la Cuenca Neuquina, la Formación Los Molles almacena importantes volúmenes de Gas. Estos se encuentran alojados en Reservorios de muy baja permeabilidad y generalmente profundos.

Las Compañías que Operan en esta Cuenca han realizado intentos aislados para la explotación de este tipo de Recursos, llegando siempre a la conclusión de que incurren en altos costos, especialmente en estimulaciones, y los pozos responden con un caudal inicial interesante, pero luego declinan fuertemente, lo que hace negativa la rentabilidad de los proyectos.

En los años 80 en los EE UU y Canadá, se desarrolló este tipo de recursos de Fms similares a Los Molles, como son las Fms. Travis Peak, Clinton Sand, Muddy Sand y otras, en los Estados de Texas, Colorado y Ohio.

Este desarrollo fue alentado por dos situaciones especiales que ocurrieron simultáneamente, una de ellas socio-política y la otra netamente económica. Estas condiciones, hicieron que en las décadas del 80 y el 90, sólo en EE UU, se perforaran decenas de miles de pozos en este tipo de reservorios.

A pesar de que en nuestro país, no están dadas estas situaciones y con condiciones económicas más, desfavorables, (menor precio del gas y mayor costo de los pozos), Pluspetrol E & P ha iniciado el desarrollo de Gas en la Fm. Los Molles en el Yacimiento Centenario. Aquí la Fm está entre los 2500 y 3500 m de profundidad y las permeabilidades son de 0.001md a 0.4 md. A la fecha se han perforado y puesto en producción 6 pozos. Estos fueron completados con fracturas hidráulicas múltiples, con importantes volúmenes de arena., (5000 bolsas/pozo). El Gas In Situ comprobado por estos sondeos es de 10000 Millones de m³ y se estiman volúmenes similares en Probables y Posibles.

Para implementar este proyecto, se han definido estrategias de desarrollo y explotación con el fin de transformar esta importante fuente de Recursos en atractivas Reservas. Estas estrategias contemplan iniciar el desarrollo con un espaciamiento entre pozos de 1000 m, para luego, si el monitoreo económico lo aconseja, pasar a una segunda etapa de pozos intermedios de 707 m, y luego, a una tercera etapa de 500 m.

En este trabajo se analiza, la Geología de la Fm Los Molles, la estimación del pozo tipo, las alternativas de desarrollo en función del espaciamiento entre pozos, y la evaluación económica de estas.

El trabajo concluye, en que este es un proyecto de rentabilidad reducida, y además muy sensible al pozo tipo a obtener. El proyecto requiere que cada etapa de desarrollo sea evaluada antes de pasar a la siguiente, y hacer un continuo monitoreo del pozo tipo, con sus respectivas evaluaciones económicas.

Para el desarrollo más agresivo de este tipo de Recursos, se necesitaría contar con el apoyo de otros sectores que también son partes interesadas, como son el Estado Nacional, el Provincial, y compañías de servicio o proveedoras.

Introducción

Las situaciones especiales que se dieron en EE UU, para el desarrollo de este tipo de recursos, a comienzos de la década de 1980, fueron de tipo Socio-Políticas y Económicas.

Situación Socio – Política.- EE UU sufría la crisis energética de los años 70, con alza en los precios del crudo. A esto, se le agregó un gran descontento de la población, porque estaban pasando inviernos muy crudos, y con falta de gas en sus principales ciudades.

Fue seguramente este el motivo, que hizo que organismos Gubernamentales tales como, DOE Department of Energy, FERC Federal Energy Regulatory Commission, GRI Gas Research Institute, NPC National Petroleum Council 1980, definieran, en 1980 como “Tight Gas Sand” a las arenas con una permeabilidad in situ de 0.1 md o menos, y a continuación, crearon un subsidio que en el año 1980 era de 0.52 u\$/mcf y en 1996 de 1.02 u\$/mcf. para el gas obtenido de este tipo de reservorios.

Situación Económica. Altos precios del gas. En 1980 el precio del gas en boca de pozo era de 2.5 u\$/mcf, y actualmente es de 1.8 u\$/mcf., (sin incluir el subsidio). Además los costos de desarrollo eran y son menores a los nuestros (aproximadamente 50 % menos).

Fueron éstas las condiciones que permitieron que en 1992, existieran 37000 pozos activos produciendo de 1637 reservorios, en 904 yacimientos. De acuerdo a datos del National Petroleum Council de 1992, los recursos de gas en Tight Sand en EE UU eran de 5000 Tcf, de los cuales técnicamente recuperables eran 249 Tcf, que representaban el 27 % de los recursos de gas técnicamente recuperables en EE UU.

Se cuenta en la literatura con gran cantidad de información, a la que hemos recurrido para un mejor entendimiento de la problemática Técnico – Económica de este tipo de reservorios.

No contamos en nuestro país con los precios ,con los subsidios, ni con los menores costos que dispone EE UU, por lo que el desarrollo de este tipo de recursos debe ser doblemente cuidadoso. No disponemos tampoco de una estimación aproximada de los recursos, cuantos de estos son técnicamente recuperables y cuantos son técnica y económicamente recuperables en las actuales condiciones.

Las compañías que operan en la cuenca Neuquina han hecho algunos intentos de desarrollo, y actualmente están en la etapa evaluativa.

Geología

El Yacimiento Centenario está ubicado a 20 km. al NO de la Ciudad de Neuquen, R. Argentina, Figura N° 1. Fue descubierto en el año 1961, por el Pozo Ce 1, perforado a unos 5 Km. al Norte de la Falla Principal de la Dorsal Neuquina, sobre la nariz Estructural de un amplio Hemianticlinal adosado a la

misma. De esa fecha y hasta el año anterior la producción provino básicamente de los niveles superiores del Grupo Cuyo, Formaciones Lajas y Tordillo.

En el segundo semestre de 1998 se completó el pozo Exploratorio profundo Ce 1116 que alcanzó los 5000 m, penetrando 2500 m por debajo de los niveles explotados a la fecha. El pozo atravesó todo el Grupo Cuyo y 2000 m del Precuyano, Figura 3, donde si bien se atravesaron niveles de rocas reservorios no se documentó ninguna producción comercial. En el Cuyano y a unos 400 m por debajo de la Fm Vaca Muerta se perforó una secuencia de conglomerados y arcilitas gris oscuras, de unos 400 m de espesor, a la que se identificó como Miembro Transicional y luego 300m de pelitas a la que se denominó Miembro Pelítico. Los conglomerados del Mbro Transicional resultaron portadores de Gas Seco (Gas de Molles). Tanto el Mbro Transicional como el Miembro Pelítico se los identificó como integrantes de la Fm Los Molles.

A partir de los resultado del Ce 1116 se perforaron pozos de Avanzada que confirmaron la extensión de los niveles gasíferos del Mbro. Transicional. Al resultar coincidentes el Area productiva de Molles con el casquete gasífero de la Fm Lajas suprayacente, Figura 2, se implementó un Plan de Desarrollo integral para ambas Formaciones. El presente trabajo trata sobre los estudios encarados para determinar la economicidad del Desarrollo de Molles dado su baja permeabilidad, como así mismo el distanciamiento de los pozos de Desarrollo.

Geología de la Fm Los Molles en el Yacimiento Centenario

Miembro Pelítico (Molles marino)

Ubicado en la base de la Fm Los Molles y apoyado sobre el Precuyano se encuentra esta secuencia transgresiva integrada por arcilitas y limolitas. Los análisis de palinología y microfósiles indican una Sección Inferior de Ambiente Marino Profundo de Edad Pliensbaquiano- Toarciano Temprano? integrada por limoarcilitas calcáreas y areniscas finas a muy finas y una sección superior integrada por arcilitas gris oscuro a negro correspondientes a un ambiente de plataforma. Los análisis Geoquímicos indican buen potencial generador, por lo que se le atribuye a esta secuencia la fuente del Gas alojado en la Sección Clásica. Esta sección tiene una potencia de 400 m y constituye el primer relleno marino de a Cuenca .

La Sección Clásica (Molles Transicional)

Está integrada por niveles de Conglomerados líticos y arenitas líticas conglomeradicas de baja permeabilidad, de espesores variables pero que pueden alcanzar los 30m. Intercalan cogotes de arcilitas negras. Los Reservorios están integrados por Conglomerados clasto sostén provenientes de rocas volcánicas (básicamente Pórfidos y Tobas), la selección es pobre lo que afecta fuertemente la permeabilidad.

El ambiente se corresponde con Facies de Abanico Aluvial, Fan Delta y Rios Entrelazados. La materia orgánica encontrada en los niveles pelíticos es de origen continental.

En esta sección con espesor medio de 400 m, se pueden distinguir tres miembros a saber:

- a) **Clásico Basal** de unos 70 m de espesor, integrado por una secuencia de niveles areno-conglomeradicos bien agrupados (las intercalaciones arcillosas son muy delgadas). Se han detectado aquí los mejores valores de porosidad
- b) **Clásico Intermedio** básicamente arcilloso y de unos 130m de espesor.

c) **Clástico Superior** de unos 200m de potencia, contiene los mayores espesores de Conglomerados..

Petrografía y Petrofísica de los Reservorios

Los reservorios de la Fm Los Molles están integrados principalmente por Conglomerados Polimicticos (clasto sostén) y en menor medida por arenitas conglomeradicas lítico-feldespaticas.

Los clastos mas abundantes son líticos y menor proporción feldespatos (plagioclasas) y cuarzo. Su tamaño va de unos pocos mm hasta unos 5 cm. Figura 4.

La Naturaleza de los clastos es predominantemente sedimentaria (Tobas vítreas parcialmente devitrificadas), siguen, Volcánicos(Andesitas) y Plutónicos (Granitos y Porfidos Graníticos) La matriz (20%) es arenosa y en menor medida arcillosa. El cemento es escaso (algo de calcita, caolinita y bitumen).La selección es pobre a moderada (roca submadura), el redondeamiento va de subanguloso a subredondeado. La Porosidad es baja, 6 a 10 %, y la Permeabilidad al Gas en condiciones de Fondo varía de 0.001 a 0.4 md, Figuras N° 5 y 6. La Figura 7 es un mapa con los espesores netos mineralizados de la Fm Molles.

Antecedentes del Desarrollo

Durante el año 1999 hemos comenzado el desarrollo del Gas de la Fm. Molles en el Yacimiento Centenario, está entre los 2500 y 3500m de profundidad donde las permeabilidades son de 0.001 md. 0.4 md. A la fecha se han perforado y puesto en producción 6 pozos, completados con fracturas hidráulicas múltiples de importantes volúmenes de arena. (5000 bolsas/pozo). El Gas In Situ comprobado por estos sondeos es de 10000 Millones de m³ y se estiman volúmenes similares en Probables y Posibles.

La implementación de este proyecto ha sido favorecida por el hecho de que el área donde se encuentran las reservas probadas de la Fm Molles coinciden con el área de reservas a desarrollar de gas de la Fm Lajas. Esto nos permitiría la posibilidad de compartir cada pozo con producciones de ambos horizontes, y de esta manera hacer más económico el acceso a las reservas de la Fm Molles.

En Diciembre de 1998, con la perforación y terminación del pozo Ce 1116, se comprueban reservas de Gas de la Fm Molles. El pozo es terminado con una producción inicial de 130000 m³/dia de la Fm Molles, y se decide, para una mejor seguimiento de la evolución de la producción, no terminar el pozo de la Fm Lajas .

Durante el año 1999 se perforan y terminan con el mismo criterio los pozos Ce 1119, Ce1120, Ce 1122, Ce 1126 y Ce 1127. De estos 5 pozos los 4 primeros resultan productivos de la Fm Molles. El Ce1127 resulto con muy baja producción de la Fm Los Molles, por lo que se terminó de la Fm Lajas.

Los pozos fueron completados probando distintas técnicas de estimulación, (diferentes longitudes de fractura, volúmenes de arena, tipo de fluidos: Agua, Metanol, y Agua con Metanol). Como promedio podemos decir que los pozos fueron terminados con 6 a 8 fracturas, con un volumen total de arena de 5000 a 7000 bolsas/pozo. Una vez puestos en producción se corrieron perfiles de flujo para observar la performance de cada zona fracturada. En la Figura N° 8 se observa el esquema de terminación del pozo Ce 1122 con información de las fracturas realizadas y los perfiles de producción hechos con posterioridad.

Como una preliminar conclusión, y en base a los resultados, podemos decir que el IPes (Índice de Productividad específico) en ($\text{m}^3/\text{dia}/\text{kg}/\text{cm}^2$)/metro de espesor mineralizado, obtenido en cada zona fracturada, no tiene una correlación clara con la longitud de fractura, cantidad de bolsas, o fluido de fractura empleado. Sin llegar a concluir que no exista correlación con éstos parámetros, (especialmente con la longitud de fractura), el IPes obtenido, resultó claramente dependiente de la calidad petrofísica de la arena estimulada, especialmente de la permeabilidad. Un buen indicador de estas características petrofísicas es la deflexión del SP (potencial Espontáneo). Otro buen indicador es la resistividad leída en perfiles y la separación entre las curvas de resistividad de lectura profunda y corta. La Figura 9 nos muestra una muy buena correlación entre el producto delta SP*Rt (Deflexión del potencial Espontáneo y la resistividad leída) y el IPes de cada una de las zonas fracturadas.

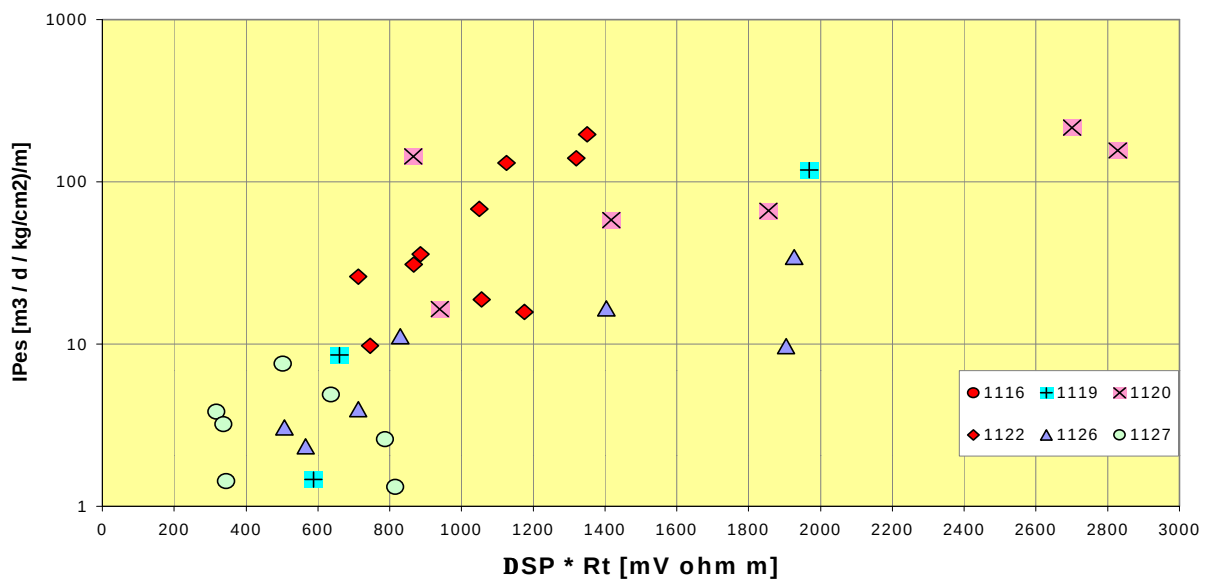


Figura N° 9

La evolución de producción de estos 5 pozos, si bien fueron disímiles, se caracterizó por tener un buen caudal de gas inicial, y luego una pronunciada declinación. Las curvas de estos 5 pozos se observan en la Figura N° 10.

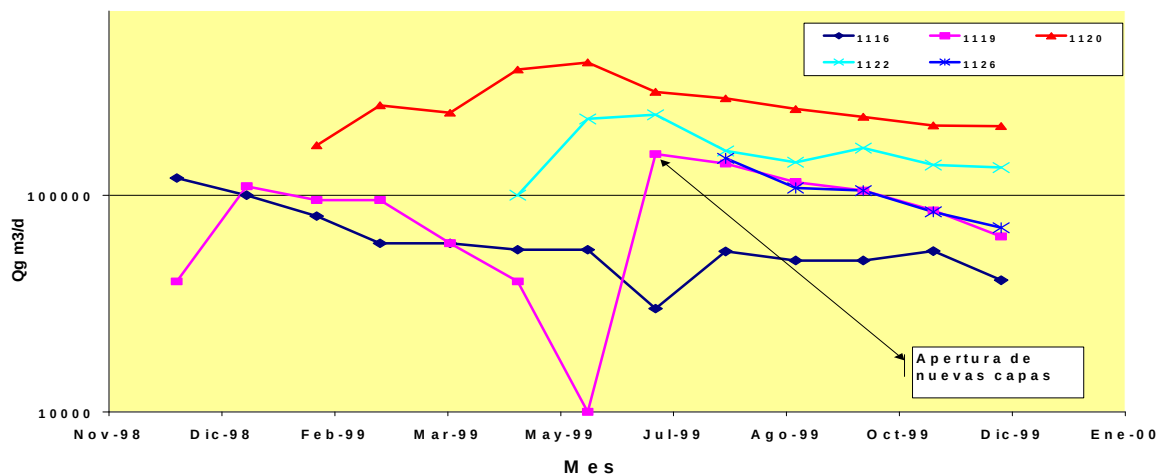


Figura N° 10

Estas curvas de producción reales, se ajustaron a otras, simuladas, con el propósito de anular los efectos de los cambios de diámetro del orificio a que fueron sometidos inicialmente estos pozos, y a la apertura de nuevas capas que se realizó en el pozo 1119 en Junio de 1999. Luego, se llevaron todas a igual período de comienzo de producción, se proyectaron todos los pozos a 13 meses de historia y de esta manera se obtuvo el pozo promedio que se observa en la Figura N° 11.

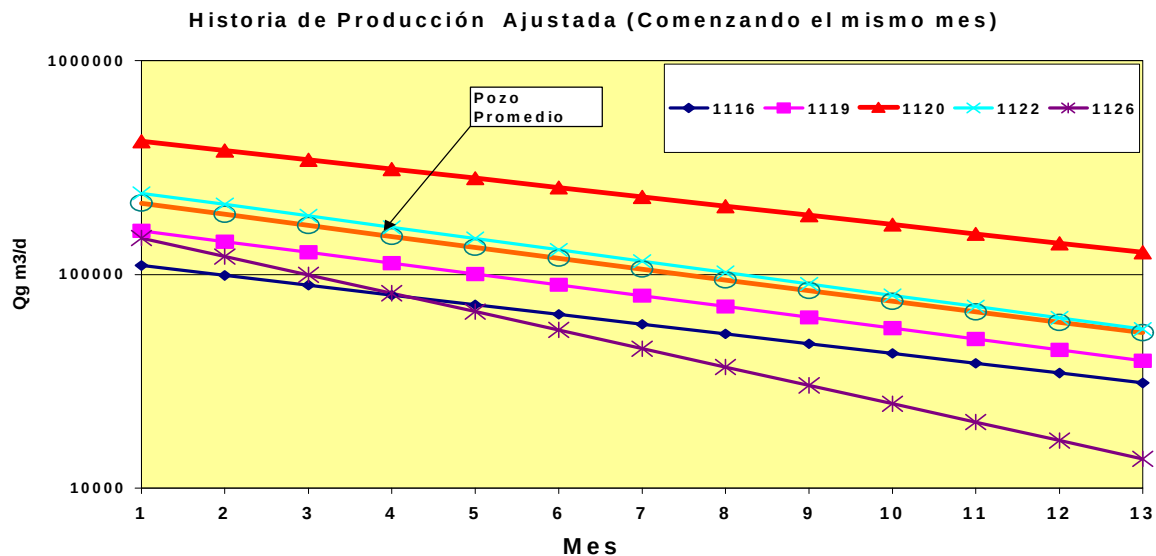


Figura N° 11

Este pozo promedio, tiene un caudal de gas en el primer mes de 215000 m3/día y una declinación del 10 % mensual.

Luego de consultar la abundante literatura que se ha publicado sobre el tema, concluimos que el campo Whelan del Norte de Texas, que produce de la Fm Travis Peak , paper SPE N° 13901 (S.P.E. Society of Petroleum Engineers), se comporta desde el punto de vista de producción y declinación en forma muy similar que los nuestros de la Fm Molles. En este paper se reporta dos etapas de producción, con declinaciones exponenciales bien marcadas. La primera dura de 2 a 3 años y corresponde al estado transitorio con flujo bilineal (del reservorio a la fractura y de la fractura al pozo). La declinación que se observó en esta primera etapa, fue de 0.5 Ciclos logarítmicos/ año, equivalente al 10 % mensual que observamos en Centenario. La segunda etapa corresponde al flujo pseudo estacionario, o radial, (el radio de drenaje es mucho mayor que la fractura, por lo que el flujo es prácticamente radial), en esta etapa la declinación es de 0.1 ciclo logaritmo por año, equivalente al 2 % mensual.

Con el pozo promedio obtenido de los 13 meses de historia y las consideraciones mencionadas en el párrafo anterior, simulamos el pozo tipo que muestra la Figura N° 12.

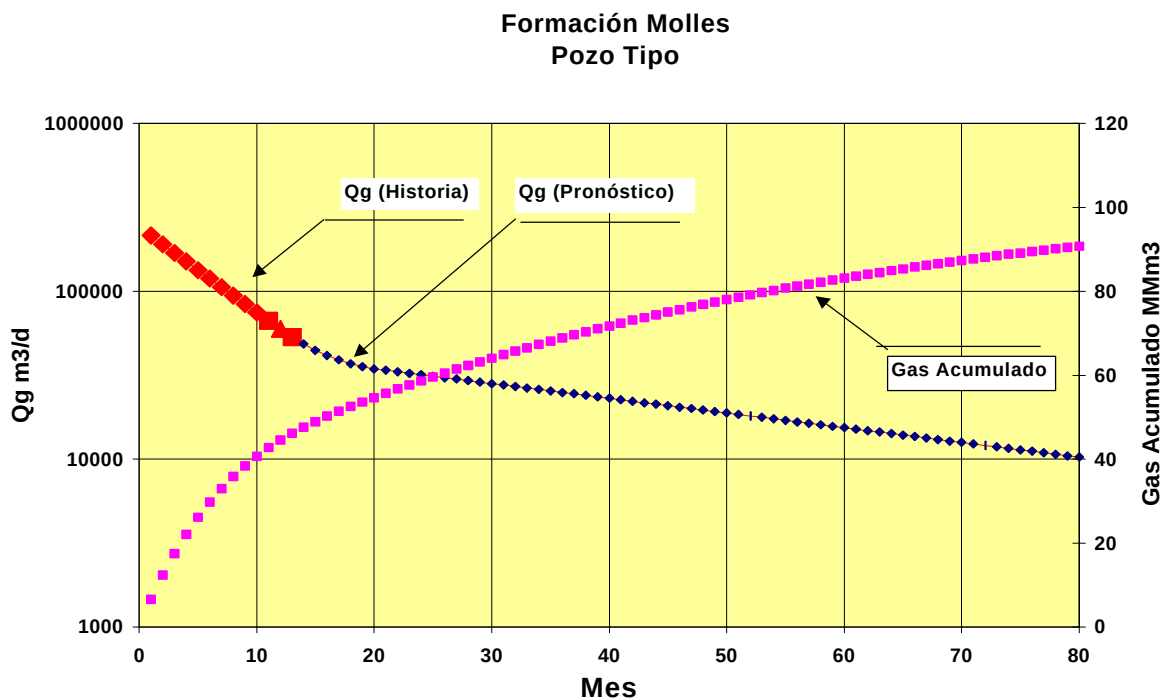


Figura N° 12

Los próximos 6 meses serán de mucha importancia para ajustar el pozo promedio, ya que podremos observar si el quiebre simulado en la declinación se cumple o no.

Para el año 2000 esta previsto realizar 9 pozos de explotación para completar el desarrollo a 1000 m de espaciamento de las Fm Molles y Lajas. Estos pozos a diferencia de los 5 primeros serán terminados de las Fms Lajas y Molles en conjunto. La producción de cada Fm. será seguida con perfiles de producción. En este año se perforarán también otros 5 pozos de avanzada con el objetivo de transformar las reservas probables de la Fm Molles en probadas.

Estrategia para el Desarrollo

El área que corresponden a las reservas comprobadas de la Fm Lajas son de 19 Km² y la de las comprobadas de la Fm Molles son de 18 Km². Como puede observarse en las Figuras N° 13 y 14, estas 2 áreas se superponen.

La estrategia se basa en realizar este desarrollo en 3 etapas, evaluar económicamente cada una después de realizada, y luego, si los económicos así lo recomiendan, pasar a la siguiente.

1ra etapa: Desarrollo en el área de reservas probadas de Lajas y Molles con espaciamiento de 1000 m entre pozos . Esta etapa involucra a 15 Pozos, (6 ya perforados y 9 a perforarse en el corriente año).

2da. etapa: Desarrollo en el área de reservas probadas de Lajas y Molles con pozos intermedios a los realizados en el primera, con espaciamiento 707 m. Esta etapa involucra la perforación de otros 15 pozos.

3ra. etapa: Desarrollo en el área de reservas probadas de Lajas y Molles con pozos intermedios a los realizados en la primera y segunda con espaciamiento de 500 m. Esta etapa involucra la perforación de otros 30 Pozos.

La zona de reservas Probables y Posibles en la Fm Molles será investigada simultáneamente con el desarrollo de estas 3 etapas y el desarrollo de éstas dependerá del resultado de la evaluación económica del pozo tipo del que produce sólo de la Fm Molles. Para el momento de esta decisión tendremos más ajustado la evolución de este pozo tipo.

La primera etapa estará completada a mediados del año 2000. Para fines de este año, ya con un conocimiento mas ajustado del pozo tipo, se decidirá si avanzamos a la 2da etapa y desarrollamos además las zonas probables que podamos haber transformado en probadas.

Si pasamos a la etapa 2, ésta la desarrollaremos en el año 2001 y a fines de ese año estaremos en condiciones de decidir si pasamos a la etapa 3.

Evaluación económica de las 3 etapas de desarrollo

Con el objetivo de tener evaluada la implicancia económica del desarrollo de cada etapa se evaluó el proyecto en 4 escenarios de reservas distintos.

1er escenario : Involucran a todas las reservas probadas de gas del yacimiento Centenario, (desarrolladas y no desarrolladas), excluyendo a las reservas probadas de Molles. Estas involucran a las reservas de gas asociado y gas libre de las Fm Quintuco, Tordillo y Lajas, y las provenientes de las reservas que faltan desarrollar en la Fm Lajas.

2do escenario: A las reservas del escenario anterior, se le agrega el desarrollo de las reservas probadas de la Fm Molles a un espaciamiento entre pozos de 1000 m. Estos pozos, son los mismos que los realizados para el desarrollo de la Fm Lajas, sólo que se le agrega el costo incremental para desarrollar la Fm Molles. La comparación de la evaluación económica del segundo escenario con el primero, nos

muestra el impacto económico que produce el desarrollo de las reservas Probadas de las Fm Molles con un espaciamiento entre pozos de 1000 m.

3er escenario: Al escenario anterior se le agregan pozos intermedios, quedando el área de las reservas probadas, tanto de Molles como de Lajas, a un espaciamiento de 707 m. La comparación de la evaluación económica del tercer escenario con el segundo, nos muestra el impacto económico que produce el desarrollo de las reservas Probadas de la Fm Molles y Lajas con un espaciamiento entre pozos de 707 m.

4to escenario: Al escenario anterior se le agregan pozos intermedios, quedando el área de las reservas probadas, tanto de Molles como de Lajas, a un espaciamiento de 500 m. La comparación de la evaluación económica del cuarto escenario con el tercero, nos muestra el impacto económico que produce el desarrollo de las reservas Probadas de la Fm Molles y Lajas con un espaciamiento entre pozos de 500 m.

La perforación de pozos intermedios implica un proyecto que no sólo acelera la recuperación de reservas, sino que también incrementa a éstas, mejorando el Factor de Recuperación de cada Formación.

Para poder realizar cada una de estas evaluaciones, fue necesario definir previamente, un pozo tipo y el Factor de Recuperación a obtener para cada uno de los espaciamientos propuestos de la Fm Lajas y Molles. Las Figuras N°15 y N° 16 nos indican las curvas empleadas.

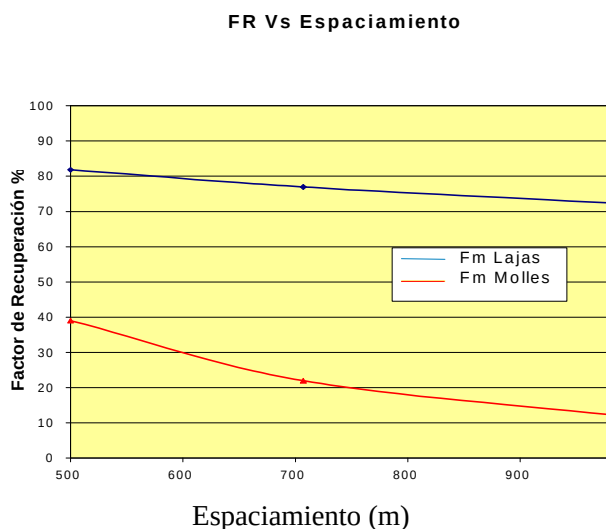


Figura N° 15

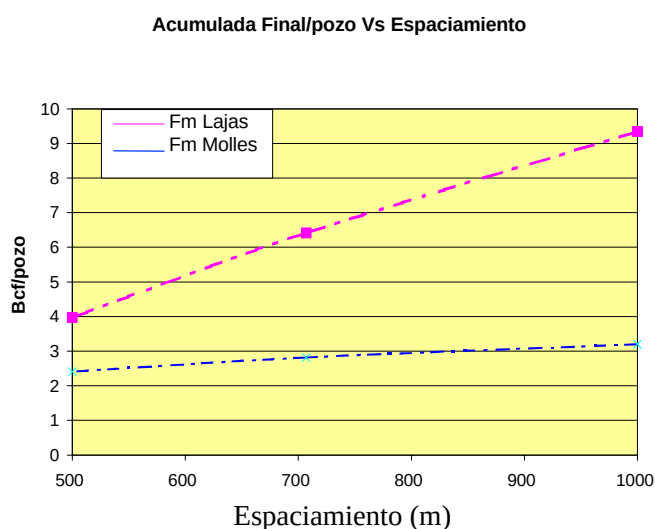


Figura N° 16

Para la elaboración de estas curvas, para el caso de la Fm Molles, el único dato que disponemos es el pozo tipo para un espaciamiento mayor de 1000 m, para la Fm. Lajas se dispone además de un pozo tipo más ajustado, reservas a nivel Yacimiento y Pozos, calculadas por métodos Volumétricos y de Balance de Materiales. Las formas de las curvas fueron inferidas en función de la permeabilidad de cada formación y consideraciones geológicas como continuidad lateral fallas etc.

El resultado de estas cuatro evaluaciones puede observarse en la Tabla N° 1. A los efectos de mantener en reserva los datos económicos de la compañía, y que a su vez sirva a la didáctica de este artículo, los

valores de las inversiones y costos operativos están todos referido a un valor 100 para los Costos Operativos del 1er escenario. Se siguió el mismo criterio con el valor presente estimado a una tasa de descuento del 15 %.

La Tabla N° 1 nos indica el impacto económico que tiene la perforación de pozos intermedios en el área de reservas probadas con producciones conjuntas de Lajas y Molles. Como puede observarse, el mayor peso en el valor presente, está en el escenario 1, o sea, las reservas probadas del gas asociado y el libre de las Fm Quintuco, Tordillo y Lajas con espaciamiento de 1000 m.

Como se ve en los siguientes escenarios, la perforación de pozos intermedios incrementa el valor presente, pero en mucha menor medida en que se incrementan las reservas y las Inversiones respectivas. La pendiente con que se incrementará el valor presente dependerá del pozo tipo de Molles y de la forma de las curvas FR o Pozo tipo Vs espaciamiento.

Gas de Centenario Desarrollo de las Reservas Probadas						
Escenario a Evaluar	Reservas Involucradas	Inversiones %	Costos Operativos %	Reservas Bcf	V. P 15 % %	V. P 12,5 % %
1ro Espaciamiento 1000 m	Excluye Molles	20	100	226	100	110
2do Espaciamiento 1000 m	Incluye Molles	60	104	261	104	115
3ro Espaciamiento 707 m	Incluye Molles	100	112	315	105	117
4to Espaciamiento 500 m	Incluye Molles	200	125	393	105	118

Tabla N° 1

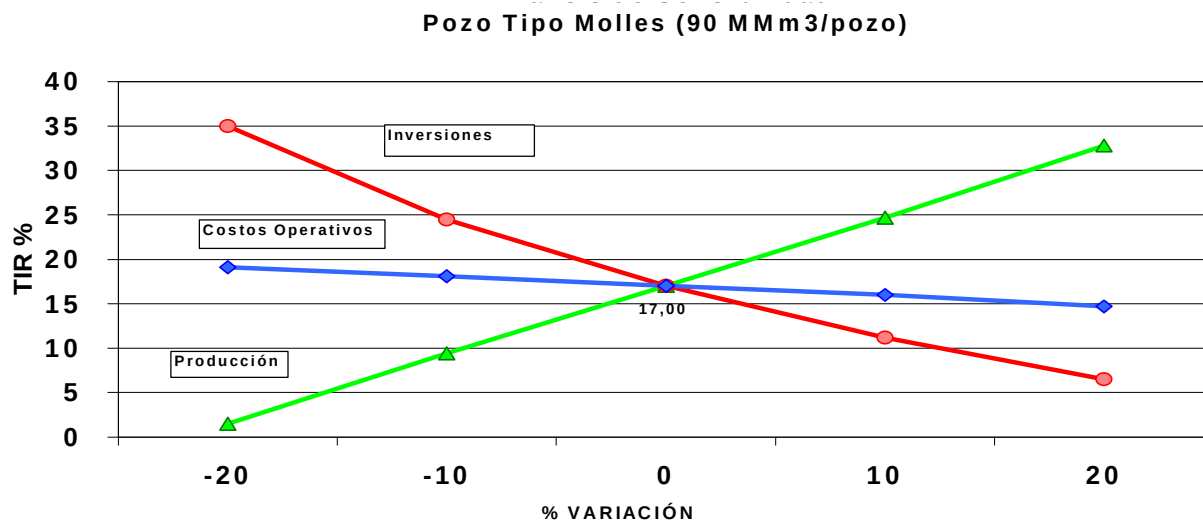


Figura 17

La Figura N° 17 es un análisis de sensibilidad de la Tasa Interna de Retorno TIR para un pozo tipo que va a producir sólo de la Fm Molles.

Para el caso del área de las reservas probables y posibles, donde la perforación de pozos tendrá sólo el objetivo de la Fm Molles, la Figura N° 17 nos muestra la rentabilidad del pozo tipo, y lo sensible que es a la variación en Inversiones y producción. Esto último es de mucha importancia dado la poca historia de producción con la que hemos estimado el pozo tipo.

El área de Reservas Probadas Probables es de 18 Km2 cada una, y el de posibles de 32 Km2. El riesgo geológico de comprobar los recursos probables y posibles es muy bajo, de hecho, las posibles ya estarían comprobadas con el pozo Ce 1129 perforado recientemente. Además compañías operadoras de áreas vecinas han comprobado en sus Areas estos recursos. El alto riesgo, no es Geológico, sino que es Económico, y el desafío es transformar esta importante fuente de recursos en atractivas reservas.

Asumiendo un pozo tipo para la Fm Molles de las siguientes características.

Qi = 210.000 m3/día (promedio del primer mes)

Declinación exponencial: 10 % mensual (los 17 primeros meses)

2 % mensual (el resto de la vida productiva)

Acumulada al 8 año: 90 Millones de m3

Suponiendo que desarrollamos el total del área de reservas de 68 Km2 a un espaciamiento de 500 m demandaría la perforación de 272 pozos lo que implicaría una Inversión de 550 millones de pesos sólo en perforación y completaciones.

Haciendo los económicos del proyecto global, la distribución de los ingresos sería como el que muestran las Figuras N° 18 y N° 19.

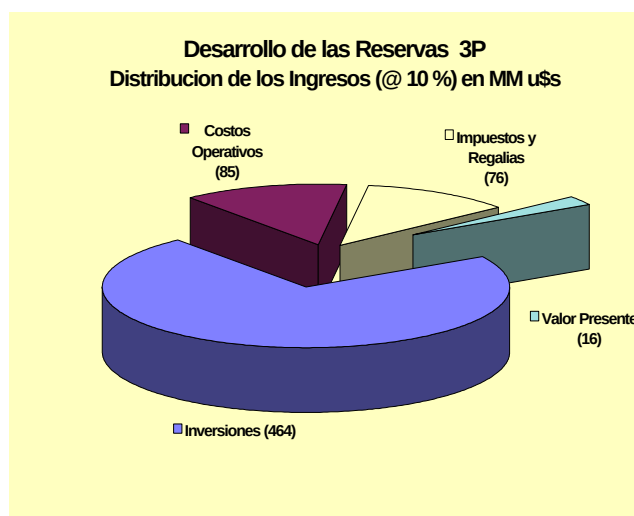


Figura N° 18

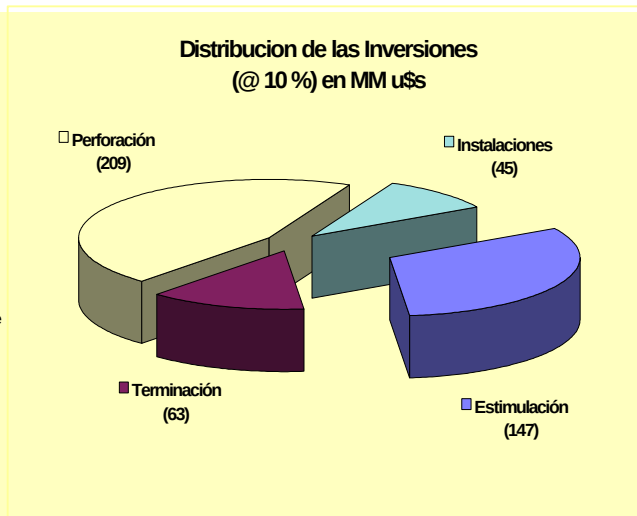


Figura N° 19

Como puede observarse, la porción de la Compañía operadora, en este caso Pluspetrol E & P es muy bajo, teniendo en cuenta que es ella la que posee los recursos, y fundamentalmente, es la que asume el riesgo total del proyecto.

El caso que aquí presentamos es sólo el de Pluspetrol. Conocemos de otras compañías que operan en la cuenca que tienen desafíos similares.

Las condiciones socio políticas y económicas que se dieron en EE UU a comienzos de la década del 80, y que posibilitaron el desarrollo de este tipo de recursos, no son las mismas que las actuales de nuestro país. Las situaciones comparativamente desfavorables para nuestro caso las podemos observar en la tabla N° 2.

Reservorios de baja Permeabilidad												
País		US	US	US	US	US	US Ohio	US	US	US	US	Argentina
Estado		Texas	Texas	Texas	Texas	Texas	Ohio	Color	Texas	Texas	Texas	Neuquen
Formación		Travis Peak	Travis Peak	Travis Peak	Travis Peak	Travis Peak	Clinton Sand	Muddy Sand	Travis Peak	Travis Peak		Molles
Yacimiento		Whelan	Willow Spring	Percy-Wheeler	Pinehill Southeast	Appleby North	Varios	Wattengberg	Varios	Varios	Cotton Valley	Centenario
Espesor neto	ft	238	46	23	25	62	30	4 a 58	60	60	45	120
K promedio	md	0.1	0.1	0.05	0.27	0.0064	0.1		0.0085	0.0085	0.005	0.05
Acum/Pozo	Bcf/pozo	2.5	1.6	0.4	0.1	0.3	0.1		1.8	5.6	1.2	3.1
Comienzo Prod	Año	1947	1954	1983	1979	1981						1999
Espaciamiento	m	900	1046	1610	1855	1683			805	1610	1610	1000
N° Pozos		42	67	15	10	12	284		1000	1000		6
Precio-Gas	u\$s/Mcf	2,5 en 1980 y 1,8 en 1999										1.20
Costo Pozo	MMu\$s	0,65 a 1,2 en 1980										2
Subsidio	u\$s/Mcf	0,52 en 1980 y 1,02 en 1996										0
Subsidio	MMu\$s/año	100 en 1990 y 1000 en 1996										0

Tabla N° 2

Pero a nuestro favor contamos con 20 años de desarrollo de nueva tecnología, y si además, involucramos a todos los sectores interesados, llámese Compañías operadoras, compañías proveedoras, y gobierno Nacional o Provincial , se puede hacer posible el desarrollo intensivo de estos recursos en un futuro no muy lejano.

Involucrar a los sectores interesados implicaría por ejemplo, que las compañías operadoras hicieran una estimación del volumen de recursos de este tipo en cada uno de sus yacimientos, clasificándolos en los que son técnicamente recuperables, y los económicamente recuperables en las condiciones actuales, y en otras condiciones más favorables de costos e impuestos. Las Compañías Proveedoras se involucrarían a través de Alianzas, o con la adecuación de sus precios a los volúmenes de Inversiones que los proyectos implican. Por último los Gobiernos Provincial y Nacional se involucrarían adecuando impuestos y regalías para hacer posible la extracción de estos recursos, que de otra manera no sería posible. De no ser así, ninguno de los sectores aquí mencionados se vería beneficiado por la existencia de este importante volumen de recursos.

Conclusiones

El Proyecto de desarrollo de gas de la Fm Molles tiene una rentabilidad reducida.

La rentabilidad del proyecto es muy sensible a la acumulada del pozo tipo a obtener.

El cumplimiento de la 1ra etapa del proyecto ha sido posible gracias a la ubicación coincidente de las áreas de reservas de la Fm Molles y Lajas. Esto economizó el acceso a las reservas de la Fm. Molles.

El paso a etapas sucesivas requerirá un mayor conocimiento de la evolución del pozo tipo y sucesivos ajustes de las evaluaciones económicas.

Existe un gran potencial de recursos de gas en la Fm Molles en el Yacimiento Centenario y otros Yacimientos de la cuenca.

Para el desarrollo de estos recursos donde el único objetivo es la Fm Molles se requerirá el compromiso de todos los sectores interesados a efectos de hacer posible este desarrollo.

Agradecimientos

Agradecemos muy especialmente a la Dirección y al la Vice Presidencia de Operaciones de Pluspetrol E & P por darnos su apoyo y permitirnos la publicación de este trabajo.

Simbología

Fm:	Formación
U\$:	Dólares
m:	Metros
md:	milidarcy

m3:	metro cúbico
IPes:	Indice de productividad especifica ((m3/d)/(kg/cm2)/m)
SP:	Potencial Espontaneo (mv)
Rt:	Resistividad profunda (ohm.m)
Qg:	Caudal del gas (m3/d)
FR:	Factor de Recuperación (%)
VP:	Valor Presente (MM U\$S)
TIR:	Tasa interna de Retorno (%)
Qi:	Caudal del gas inicial (m3/d)

Equivalencia:

cf x 2.83 E -02=m3

mcf= 10³ cf

Bcf= 10⁹ cf

Tcf= 10¹² cf

Referencias:

1.- Tight Gas Sand Resources

http://www.gri.org/cgi-bin/re?url=http%3A//www.gri.org/pub/abstracts/gri86_0017.html

2.- Ax the \$Billion Subsidy <http://www.mich.com/~anglers/rw23/rw23bds.htm>

3.-Reservoir Characterization of the Frontier Tight Gas Sand, Green River Basin, Wyoming, Paper SPE 13901.

4.-Practical Methods for Detecting Production Mechanisms in Tight Gas Reservoir, Paper SPE 12864.

5.-Early-Time Tight Gas Production Forecasting Technique Improves Reserves and Reservoir Description, Paper SPE 15432

6.-Estimating the Recovery From an Average Well in a Tight Gas Formation, Paper SPE 21500.

7.- A Method for Selecting Potential Infill Locations in the East Texas Cotton Valley Tight Gas Play, Paper SPE 11022.

8.-Analysis of Tight Gas Well Production Histories in the Rocky Mountains, Paper SPE 11639