

Reactivación de Campos Maduros en el Área de la Dorsal Neuquina

Sinopsis

Al comienzo tímidamente y luego con mayor auge la geología e ingeniería de reservorios se ha transformado en una especialidad de máxima importancia.

Ya en la década de 1960 la YPF Estatal , consciente que nacía una nueva especialidad , convocó al Instituto Francés del Petróleo a los fines de capacitar a geólogos e ingenieros, que trabajarían en una nueva gerencia creada al efecto, la Gerencia de Minería y Geología de Explotación.. El Instituto envió al país a especialistas de Geopetrole y Flopetrol subsidiarias del mismo.

Cuando en la década de 1990 el país abrió las puertas a la actividad privada, gran parte del incremento de la producción provendría del rejuvenecimiento de yacimientos semiabandonados.

Se mostrará el rejuvenecimiento sobre tres bloques ubicados en la zona de la Dorsal de Huincul, provincia del Neuquen.

Se explicitarán los trabajos previos de caracterización , las operaciones de rejuvenecimiento , y la evolución anterior y posterior de la producción.

La reactivación consistió básicamente en perforación de pozos, implementación de proyectos de inyección de agua , workovers y puesta en marcha de pozos parados.

Las perforaciones fueron de tipo in-fill, desarrollo complementario, de avanzada y exploración marginal y profunda.

Los valores de producción e inyección de agua fueron discretizados por capa.

Las herramientas utilizadas fueron sísmica 3D y la correlación y mapeo capa por capa, a saber , mapas estructurales con indicación de fluidos, de espesores permeables, de facies, de presiones, de acumuladas y de distribución del agua inyectada, (mapa de amebas).

Gráficos de evolución de la producción y el incremento de la acumulada serán mostrados.

El trabajo mostrará también que los volúmenes de hidrocarburos recuperados en la etapa de la reactivación fueron tan grandes, o mayores aun, que los obtenidos en la fase de descubrimiento y desarrollo.

Se verá también que el beneficio económico de estos trabajos fue tan o más importante que el de la etapa de desarrollo.

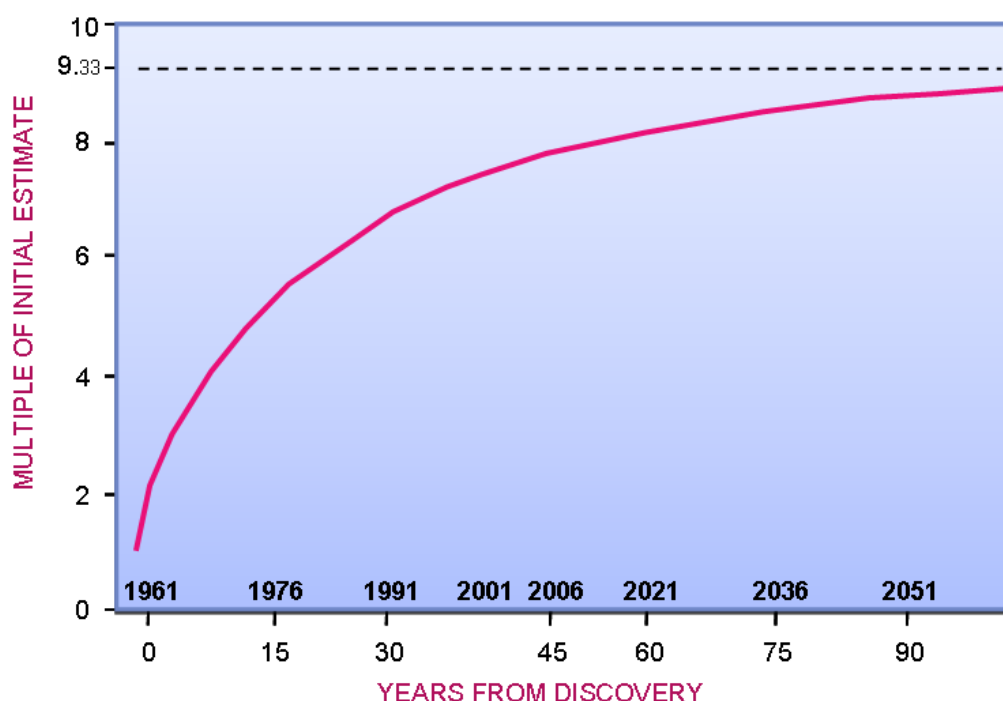
Buenos Aires, junio 2009.

Introducción

En un trabajo de la década del noventa, la oficina de la Administración de la Información de la Energía de EEUU , EIA por sus siglas en inglés, publicó un trabajo mostrando la evolución del Factor de Apreciación de la Reserva (Reserve Appreciation Factor) en función del tiempo. Dicho de otra manera la evolución del EUR (estimación última de reserva), promedio de un yacimiento, en el tiempo.

Para ello se tuvo en cuenta, para cada yacimiento, la evolución de los diferentes EUR calculados en distintos períodos. Luego la curva aquí mostrada es la media de los campos estudiados.

De dicho gráfico resulta que el EUR crece en promedio y en el período útil de explotación, 100 años , una media de 9,3 veces. Se analizaron los yacimientos de Gas y Petróleo en forma separada y los resultados fueron similares.



En la Argentina con yacimientos de una antigüedad media de 50 años, la utilización del trabajo realizado por el EIA resulta plenamente aplicable.

Los inicios del gerenciamiento de reservorios en Argentina

Desde los tiempos de la YPF estatal la geología e ingeniería de reservorios ha ido adquiriendo cada día mayor importancia y a medida que los yacimientos envejezcan más especialización será requerida.

Fue en la década de 1960 cuando la YPF Estatal decidió la creación de una nueva gerencia que tendría a su cargo el desarrollo y seguimiento de la explotación de todos los yacimientos de la empresa, tanto de los que ya estuviesen en marcha como los que se fueran incorporando en el futuro. Al frente de la misma fue nombrado el geólogo Dr Altavino Catinari.

Convencido de que el país no contaba con los recursos humanos necesarios para que su gerencia pudiera llevar adelante el cometido, viajó a Francia donde se contactó con el Instituto Francés

del Petróleo, con el que firmó un contrato de asistencia y entrenamiento. El Instituto envió al país un importante número de especialistas que cubrirían las diversas ramas de la geología e ingeniería de reservorios necesarias para una explotación racional. De aquella acción que se desarrolló entre los primeros años del sesenta y los primeros del setenta, surgieron los profesionales que luego irían transmitiendo a nuevas generaciones las capacidades aprendidas.

Vale la aclaración referida al origen de la gerencia creada por el Dr Catinari porque sobre la misma hubo reiterados cuestionamientos. Cual era la razón de ese cuestionamiento difícil es hoy saberlo. Que proviniese de una concepción demasiado academicista de la formación universitaria, puede ser, lo real fue que el trabajo en equipo de geólogos e ingenieros fue altamente provechosa y ello está hoy convalidada justamente por la valoración actual del trabajo en equipo.

En la actualidad varios institutos y universidades forman a los ingenieros, geólogos y geofísicos necesarios para el desarrollo y explotación de los hidrocarburos.

Estado Actual

Los yacimientos argentinos se caracterizan por ser de mediana a baja productividad, compartimentalizados y con varias capas, no es sencillo para una empresa con muchas explotaciones mantener una supervisión razonable sobre los mismos. En este punto la experiencia con la YPF estatal es por muchos conocida.

Lo ideal sería contar con un mayor número de actores, ya que cuarenta empresas productoras existentes a la fecha , parecieran ser muy pocas para atender un número próximo a mil yacimientos.

El país tiene una base de reservoristas con capacidades y aptitudes para desarrollar con eficiencia su trabajo, pero pareciera que las empresas encuentran limitaciones en la supervisión confiable de explotaciones complejas y productividad acotada.

Más allá de los precios en boca de pozo , se requerirá cada día más de estudios detallados . Para ello será necesario dar prioridad a la asignación de recursos humanos abundantes, y suficientemente supervisados, si se quiere lograr caracterizaciones confiables.

Para el caso de yacimientos maduros es interesante el cúmulo de información adquirida en el paso de los años. Dicha información constituye un capital de alto valor al momento de caracterizar los reservorios.

Reactivación de Yacimientos

Completado el desarrollo del yacimiento y con una declinación estabilizada de la producción es probable que haya llegado el momento de iniciar una reactivación o para usar una palabra más de moda un rejuvenecimiento.

Para ello se requerirá realizar una caracterización que presente una descripción detallada de cada uno de los reservorios, que exprese la distribución de los fluidos, la variabilidad petrofísica y que cuantifique los volúmenes extraídos e inyectados (si los hubiera), y así , bajo un conocimiento minucioso y actualizado , relanzar la explotación.

Los reservoristas que llevan algún tiempo trabajando en yacimientos, reconocen la necesidad de trabajar con este tipo de descripciones. Si estas son simples y completas tanto mejor.

Cuando en el inicio de la década de 1990 el país desreguló la actividad petrolera y se transfirieron yacimientos hasta ese momento bajo explotación de la petrolera estatal, se dio inicio a un importante aumento de la actividad, con el consecuente aumento de la producción.

La transferencia se realizó inicialmente bajo dos modalidades, las llamadas “Áreas Marginales”, caracterizadas por ser yacimientos maduros, de bajas producciones y con escasa o nula actividad y las llamadas “Áreas Centrales”, caracterizadas por altas producciones.

La escasa actividad en las áreas marginales estaba relacionada a que los recursos humanos y financieros, nunca suficientes, estaban dirigidos preferentemente a atender los yacimientos más grandes, junto con los nuevos frentes de trabajo que iba incorporando la exploración.

Mientras que encontrar ubicaciones para nuevos pozos, reparaciones o implementar proyectos de recuperación asistida eran posibilidades reales en los yacimientos grandes y más jóvenes, en los antiguos yacimientos el petróleo obtenido en la fase de desarrollo, el “easy oil”, ya había sido producido y el petróleo remanente, el “hidden oil”, demandaba detallados estudios imposibles de ser realizados dado el gran número de explotaciones.

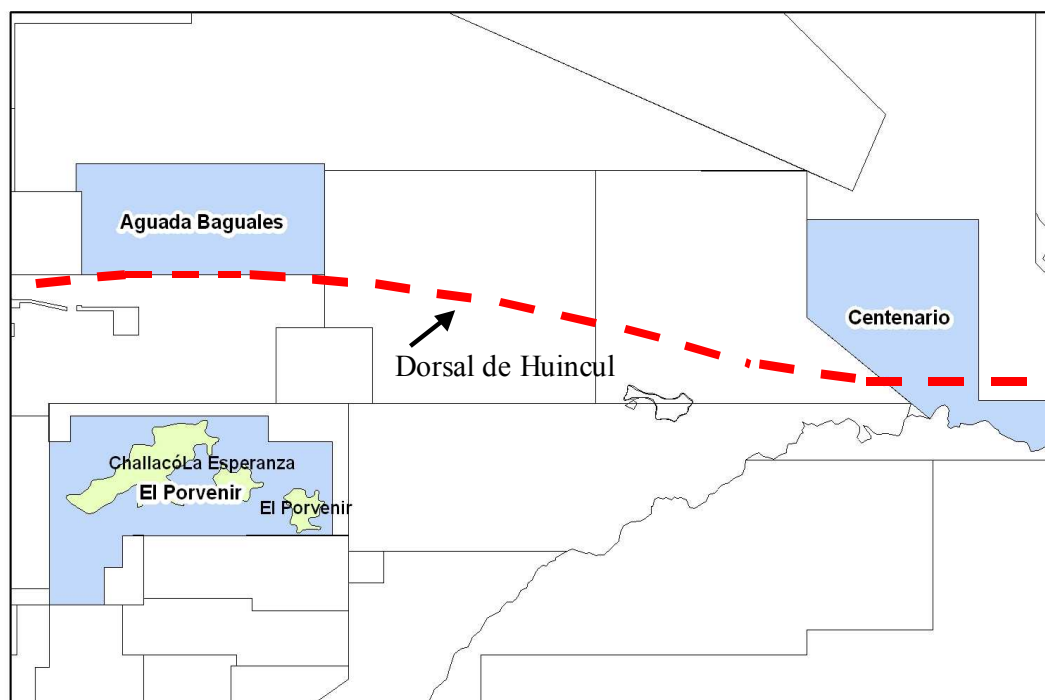
Fue así que en la imposibilidad de dedicar recursos humanos que evaluar las chances de esas antiguas propiedades, se provocó en ellas un delay sobre su rejuvenecimiento. Pequeñas trampas, capas no punzadas, posibilidad de reactivar capas mediante fractura hidráulica y hasta proyectos de recuperación secundaria debieron esperar nuevos actores para relanzar aquellas explotaciones.

Con la transferencia realizada otros equipos técnicos y financieros abrieron nuevas posibilidades para esos yacimientos.

La reactivación requeriría como primer paso una caracterización de detalle de los reservorios más, el análisis detallado de la historia de producción de cada pozo. De nuevas perforaciones se obtuvo valiosa información. El control geológico, nuevas coronas, presiones de capa y perfiles actualizados, mejoraron el conocimiento. Se rehizo el mapeo, esta vez a nivel de capa y se actualizaron los pronósticos. Todo ello incrementó el conocimiento y de éste resultaron nuevas oportunidades.

Tres casos de reactivación en el área de la Dorsal de Huincul

Se mostrará a continuación la experiencia de la compañía Pluspetrol en la Reactivación de los Bloques El Porvenir y Aguada Baguales, transferidos en 1989 bajo el marco de “Áreas Marginales” y el Rejuvenecimiento del Yacimiento Centenario transferido en 1976. La ubicación de los campos de referencia se muestran en el plano siguiente:



Bloque 1- (El Porvenir)

Este bloque se encuentra a unos 20 Kms al SE de Plaza Huincul ,dentro del ámbito conocido como Sur de la Dorsal. Comprende los yacimientos Challacó (YPF_1941), La Esperanza (YPF_1977) y el El Porvenir (YPF_1982).Fue transferido en la primer ronda de Áreas Marginales en 1989.

La producción proviene de las Fms Challacó, Cuyano Superior y Quebrada del Sapo. Los reservorios comprenden areniscas gruesas (Challacó) y conglomerados (Quebrada del Sapo). La trampa es netamente estructural y la discordancia intermálmica resulta suavemente erosiva. La profundidad media de los reservorios es de 1100 mbbp.

Este yacimiento fue la principal explotación de la cuenca neuquina hasta mediados de 1950. Alcanzó su pico de producción entre fines de los 40 y comienzos de los 50 con 1000 m3/d de petróleo seco. La reactivación de finales de los 70 por la incorporación de dos pequeñas estructuras, La Esperanza y El Porvenir, no bastó para sostener la producción que para fines de los 80 se encontraba en 80 m3/d.

Tomado el bloque ,los primeros trabajos consistieron en la puesta en marcha de pozos parados y la realización de algunas reparaciones. En las oficinas comenzó la revisión de legajos y de la producción a nivel pozo.

El registro de sismica 3D, extendido a todo el bloque favoreció la caracterización. La definición bloques adosados a la estructura principal fue fundamental para el aumento del área productiva.

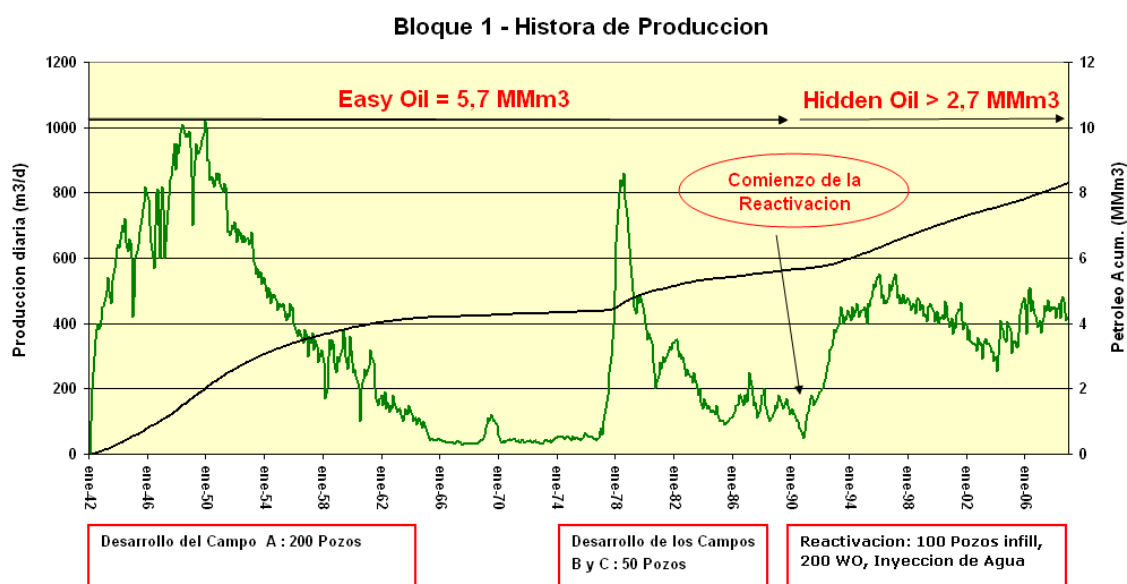
Tanto el mapeo como la producción se llevó a nivel de capa de donde la caracterización resultante mejoró los resultados de las inversiones.

La reactivación consistió en workovers, perforación de pozos y la implementación de proyectos pilotos de inyección de agua, la que actuaría de complemento del acuífero naturalmente activo.

Los principales aciertos fueron la reactivación de pozos por la apertura de capas no punzadas, reactivación de capas abandonadas por alto porcentaje de agua y fracturación de capas de baja permeabilidad, por ejemplo la Fm Quebrada del Sapo.

Las operaciones realizadas llevaron la producción al cabo de cuatro años de 80 a 400 m³/d de petróleo seco, la que se mantiene, en esos valores, 15 años después. Para ello fue necesario mantener un constante nivel de inversiones que comprenden la perforación de 100 pozos nuevos, 200 WO, el proyecto de inyección de agua y la registración de sismica 3D.

El rejuvenecimiento alcanzado resultó altamente exitoso, lo que se traduce en los 2.7 MMm³ de producción acumulada de petróleo desde la transferencia del área en 1989, contra los 5.7 MMm³ producidos en los 48 años de la primer etapa.



Bloque 2 (Aguada Baguales)

Este bloque se ubica 15 Km. al Este de Plaza Huincul sobre el flanco norte de la Dorsal Neuquina. Fue transferido en la primera ronda de áreas marginales, en 1989.

Comprende al yacimiento Aguada Baguales (YPF_1963) con extensiones hacia el norte de pequeños bloques. La producción proviene de areniscas gruesas de la Fm Lotena, buzante al NNE. Por efecto de la discordancia intermálmica los reservorios fueron truncados y posteriormente cubiertos por las margas de la Fm Vaca Muerta (roca sello). Fallas directas de rumbo NNE-SSW completan lateralmente el entrapamiento.

La profundidad media es de 1200 mbbp

Se trata de un yacimiento multicapa. Unos diez reservorios dispuestos en forma escalonada hacia el centro de cuenca, han sido identificados.

El ancho en planta del área mineralizada, que va de la truncación a la tabla de agua, de cada capa ,es del orden de apenas 200-300 mts.

Muy acertadamente la orientación de la grilla de perforación adoptada en el desarrollo, malla triangular de 400 mts de lado, pareciera haber tenido en cuenta esta particularidad.

La caracterización se realizó por correlación de perfiles eléctricos y sísmica 3D la que permitió identificar las pequeñas fallas transversales a la estructura y que completan el entrapamiento.

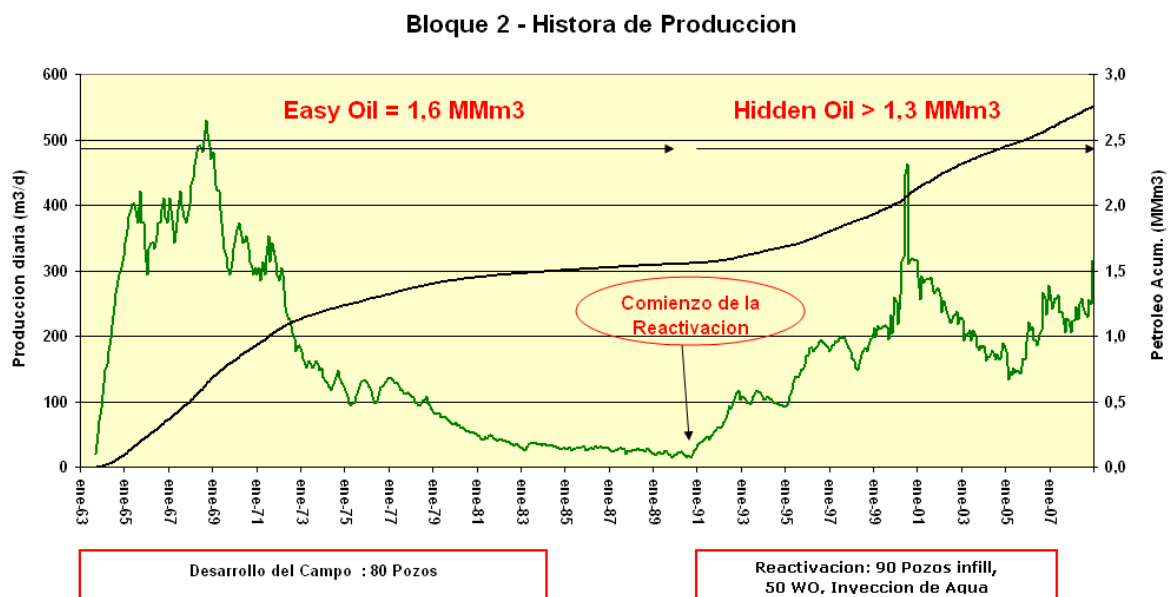
El mapeo capa por capa permitió demarcar las truncaciones contra la discordancia intermálmica.

Los ensayos de capa y pronóstico de fluidos, permitieron identificar los contactos de fluido. Todo ello permitió comprender el entrapamiento.

Tomada el área en 1989 por el nuevo operador la producción, inicialmente de 40 m3/d, comenzó a recuperarse mediante la puesta en producción de pozos parados y la realización de algunas reparaciones.

A los dos años de la transferencia se llegó a 100m3/d . A los 10 años , ya con un importante número de pozos nuevos perforados se llegó a los 400 m3/d, en la actualidad la producción se halla en 350 m3/d, habiendo alcanzado una acumulada de 1.3 MMm3 desde la transferencia 18 años atrás contra 1,6 MMm3, desde el descubrimiento en 1963 a 1989.

Las inversiones en el período de rejuvenecimiento, comprendieron el registro de sísmica 3D para todo el bloque, la perforación de 90 pozos infills, 50 W.O. y la implementación del proyecto de recuperación secundaria.



Bloque 3 (Centenario)

El Yacimiento Centenario , se ubica a 10 Km. al Oeste del centro de la ciudad de Neuquen sobre el flanco norte de la dorsal neuquina. Comprende al yacimiento Centenario, una de las principales explotaciones del área de la Dorsal y con reservas que lo ubican en la categoría de mediano a grande para los valores del país.

Descubierto por la YPF estatal en 1961 fue transferido a la explotación privada en 1976, en el marco de la primer apertura a la actividad privada desde la anulación de los contratos petroleros en 1963, por el gobierno del Dr Arturo Illia.

Se trata de un yacimiento de gas y petróleo. La producción de gas proviene del grupo Cuyo, mientras que el petróleo de la Fm Lotena y Tordillo más pequeños volúmenes del Cuyano Superior y Quintuco. La profundidad media es de 2300 mts, aunque hay pozos gasíferos que llegan a los 3000 mts.

Fue desarrollado inicialmente con una grilla en cuadrados de 700 x 700 mts, por la estatal YPF. Más tarde, ya concesionada el área, sería objeto de sucesivas campañas de perforación infill, que llevarían el distanciamiento a 500, 350 y 250 mts.

El área se mantiene con el mismo operador desde 1976, aunque fue objeto de diferentes gerenciamientos los que a su vez indujeron sucesivos rejuvenecimientos.

Como los casos anteriores también es un yacimiento multicapa aunque con mayor potencial debido a que por su posición más cercana al centro de cuenca participan más formaciones productoras. Los reservorios de areniscas gruesas a conglomerados se caracterizan por bruscos cambios de la condiciones petrofísicas. Las permeabilidades pueden variar de 2 md a 200 md en cortas distancias.

La recuperación secundaria se inició en 1979. Algunas fuertes canalizaciones debidas a conglomerados de alta permeabilidad, forzaron a analizar cuidadosamente las zonas a inyectar, especialmente en las formaciones Tordillo y Lotena.

Mas tarde, diferentes caracterizaciones sumadas al registro de sísmica 3 D permitieron alcanzar un conocimiento más detallado de los reservorios. Muchos pozos infills se beneficiaron al encontrar zonas presurizadas por la inyección y con petróleo entrampado por fallas o cambios de facies.

Otro aporte importante de la sísmica 3D fue que se vió la posibilidad que el Cuyano Inferior pudiera contener nuevas reservas. La perforación del pozo de exploración profunda , Ce-xp 1016 confirmó una acumulación de Gas, correspondiente a un nuevo sistema petrolero, Molles-Cuyano Inferior.

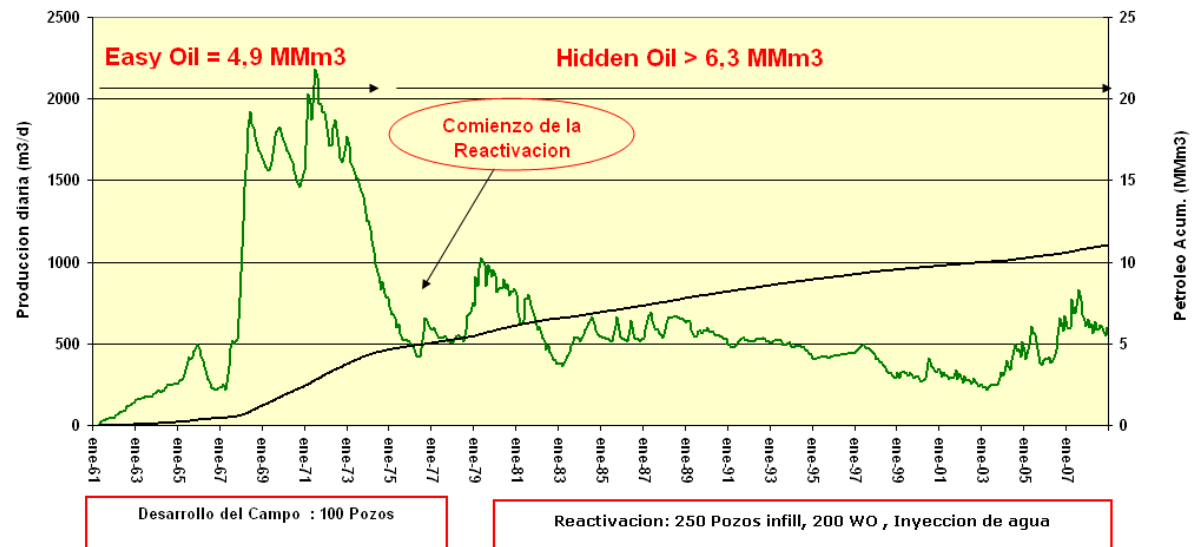
Con la explotación del gas profundo se completó el desarrollo de la cúspide de la estructura, antes no perforada para no afectar el halo petrolero.

La perforación en el casquete permitió explotar el Gas seco de Molles y ya con más información mejorar la caracterización capa a capa de Lajas lo que llevó a incorporar niveles de gas de esta formación que se hallaban desvinculadas del halo petrolífero down dip.

Fue así que el yacimiento pasó de ser productor de Petróleo “con algo de Gas” a un yacimiento productor de Gas y Petróleo en donde se cuidaba que la explotación del “gas de casquete” no afectase la explotación del halo petrolífero.

La incorporación del Gas profundo iniciada a finales de los años 90 ,provocó alguna desatención de la explotación del halo petrolífero. Esto se corrigió con un reimpulso de la perforación en el halo petrolero revirtiéndose para fines del 2003 la producción de petróleo .

Bloque 3 - Historia de Produccion



Análisis de los Resultados.

Frecuentemente se minimiza, o se le da importancia relativa al éxito económico en la reactivación de campos maduros. Suelen considerarse en el mejor de los casos proyectos marginales, con rentabilidades marginales, se piensa. Nada mas lejos de la verdad.

No intentaremos aquí demostrar mediante evaluaciones económicas, que serían muy conceptuales, el resultado económico de estos trabajos. Sólo mostraremos la comparación entre el esfuerzo (Costos) y la recompensa obtenida (Reservas incorporadas) de los proyectos de desarrollo de yacimientos y los proyectos de Rejuvenecimiento.

Esfuerzo		
	Easy Oil	Hidden Oil
El Porvenir	250 Pozos Facilidades de Produccion	100 Pozos Infill 200 Work Over Inyeccion de Agua Adecuacion de Facilidades
Aguada Baguales	80 Pozos Facilidades de Produccion	90 Pozos Infill 50 Work Over Inyeccion de Agua Adecuacion de Facilidades
Centenario	100 Pozos Facilidades de Produccion	250 Pozos Infill 200 Work Over Inyeccion de Agua Adecuacion de Facilidades

Recompensa					
	Easy Oil	Hidden Oil			Hidden/Easy
	Acum	Acum12-08	Reservas 12-08(*)	Total	
	MMm3				
El Porvenir	5,7	2,7	1,5	4,2	0,7
Aguada Baguales	1,6	1,3	1,1	2,4	1,5
Centenario	4,9	6,3	4,4	10,8	2,2
Total	12,2	10,3	7,0	17,3	1,4

(*) Informacion de la Secretaria de Energia 12-08

Se puede deducir de los cuadros anteriores, mediante un análisis macro, que la Reactivación llega a ser tan importante, en volúmenes y rentabilidad, que el desarrollo previo de estos campos.

Tres posibles razones del éxito logrado

Trabajo en equipo

Al finalizar la década del ochenta Pluspetrol había sumado , en la cuenca neuquina , las áreas marginales El Porvenir y Aguada Baguales. La empresa venía operando desde 1976 el importante yacimiento Centenario; de tal manera contaba con oficinas en la ciudad de Neuquen y en el yacimiento mismo. Por otra parte operaba en Salta el importante yacimiento Ramos. Todo era supervisado desde su Head Office en Buenos Aires.

La incorporación de las áreas marginales de Neuquen implicaba un importante incremento de las operaciones y con ello la necesidad de ampliar su staff técnico . Para ello se recurrió a la estatal YPF, que a la inversa estaba reduciendo su planta.

Por otra parte Pluspetrol entendió que junto con el crecimiento de las operaciones había llegado el momento de aggiornar el estilo de management de la empresa, especialmente en lo concerniente a los recursos humanos, tema que venía estando en el tapete en el primer mundo, probablemente de la mano de las nuevas tecnologías.

Fue así que a través de un contrato con una importante empresa americana se capacitó a técnicos, profesionales y niveles gerenciales, en un tema muy en boga, en esos momentos en los países desarrollados, cual era el trabajo en equipo (team work) y en otro que lo complementaba la resolución de conflictos .

Para quienes proveníamos de sistemas gerenciales verticalistas fue todo un descubrimiento. Algo que al comienzo fue visto no sin alguna perspicacia , fue asimilado y aplicado .

La aplicación práctica de los conceptos de Team Work fue una realidad. En lo que se refiere al manejo de los yacimientos se conformaron equipos por yacimientos. Un team clásico estaba integrado por asistentes, geólogos e ingenieros de reservorios y de operaciones y comprendían a personas que trabajaban en el mismo lugar o en oficinas distantes.

Se conformó así un team por cada yacimiento. El mismo tenía a su cargo el seguimiento de la producción a nivel de pozo, el estudio de los reservorios, las propuestas de WO y pozos nuevos, como también la implementación de proyectos de recuperación asistida

La empresa se despreocupó del team leader, si cualquiera agente o manager necesitaba pedir algo , sabía a quién debía hacerlo. Internamente estaba la posibilidad que entre los miembros del Team se eligiera libremente al leader y ello realmente ocurrió en el caso de proyectos importantes. De todas formas y de acuerdo a los nuevos conceptos de Gerenciamiento, el Team Leader era considerado un facilitador, alejado del concepto tradicional de jefe.

De la experiencia vivida se desprende que el estilo del management debe considerase importante o muy importante a la hora de buscar explicaciones por los resultados obtenidos.

Obviamente no fue solo el trabajo en equipo las razones del éxito obtenido. En el punto siguiente veremos como la caracterización detallada de los reservorios permite eficientizar la inversión.

La Caracterización de Reservorios

Otra expresión que venía popularizándose con la apertura de los negocios petroleros y de la mano de la cultura del trabajo en equipo fue la **caracterización de reservorios** “the reservoir characterization”.

Sabido es, para los que vivieron la experiencia de la YPF estatal, lo que fue lidiar con explotaciones que comprendían decenas de yacimientos y miles de pozos.

Cada centro operativo tenía sus oficinas de reservoristas que día a día definían nuevas ubicaciones, implementaban proyectos de recuperación secundaria o buscaban reparaciones que sostuvieran la producción. Poco tiempo quedaba para hacer estudios de detalle como así lo requerían los yacimientos multicapa, típicos del país.

Cuando esos profesionales fueron convocados por empresas más pequeñas y le fueron asignados una explotación tuvieron la posibilidad de realizar una caracterización de detalle.

De tal manera antiguos yacimientos que muchas veces no tenían mucho más que un plano estructural fueron correlacionados e identificadas todas las capas de interés. A partir del hecho de saber cual era la información que interesaba se relevó **por capa**, toda la información disponible a fin de lograr los siguientes mapas:

- Estructural + Hk + Fluidos
- Espesor útil
- Facies
- Isobáricos
- De acumuladas
- De amebas (distribución del agua inyectada)

Con esta información disponible el conocimiento del yacimiento pasó a ser mucho más tangible. Con una caracterización de detalle el manejo del yacimiento se realiza con mucha más eficiencia. Mejoran la calidad de los pozos nuevos, los aciertos al momento de punzar, que capas fracturar, el manejo de la recuperación asistida, etc y con ello la rentabilidad de las inversiones.

Conducción eficaz

Por último queremos reconocer la eficacia de la conducción de Pluspetrol. En este caso lo que vimos fue:

- Avanzar paso a paso
- Dejar hacer
- Personal técnico experimentado.

Conclusiones

La reactivación y el rejuvenecimiento de campos maduros llevados a cabo por la empresa Pluspetrol sobre campos de la cuenca neuquina (área de la dorsal de Huincul) es un caso significativamente exitoso.

Importa destacar el hecho que fuera realizado por una empresa cien por ciento argentina. En cuanto a los cuadros gerenciales y staff técnico, provenían mayoritariamente de la YPF estatal.

Por otra parte no se pretende aquí presentar los resultados arriba mostrados como casos excepcionales. Sin conocer los detalles de otras reactivaciones sabemos de muchas otras explotaciones bien gerenciadas.

El fin último de este trabajo es reivindicar la importancia de dos puntos :

- a) Trabajo en equipo
- b) Descripciones detalladas de los reservorios.

Juan María Hernandez Garcia

Jorge Omar Zumel

Cepsa- España

Medanito-Argentina

(ex Pluspetrol)

(ex Pluspetrol)

Bs As 7-1-10