

Recuperación asistida de hidrocarburos

Diferentes métodos y herramientas son utilizados actualmente para la recuperación asistida de hidrocarburos (enhanced oil recovery –EOR–) que permiten prolongar la explotación de los yacimientos. Durante el reciente Congreso “Producción 2000” de Puerto Iguazú, tuvo lugar una mesa redonda sobre “Experiencias en Recuperación Asistida (EOR) en Argentina” donde se analizaron los distintos métodos empleados. En este sentido participaron: Mario R. Pascual, Repsol YPF, quien expuso sobre “Piloto de Inyección de Vapor en el yacimiento Los Perales”; Jorge Mustoni, Pan American Energy, sobre “Combustión in situ” y H. J. Payne, Chevron Overseas Petroleum, sobre “Gerenciamiento de reservorio en el área El Trapial”. La que sigue es una adaptación de las exposiciones.

Piloto de Inyección de Vapor

Por Mario Pascual, Repsol YPF

El Piloto de Inyección de Vapor fue implementado en la zona central del yacimiento Los Perales ubicado cerca de la localidad de Las Heras, provincia de Santa Cruz. Esta zona tiene una extensión areal de 6km² y el número total de pozos es 61, treinta y siete de los cuales tienen espesores mineralizados. La zona se encuentra afectada a un proyecto de recuperación secundaria y a producción de gas.

El piloto comprendió originalmente 4 pozos perforados y terminados para ser estimulados con vapor; posteriormente se acondicionó un pozo adicional. La intención fue verificar la factibilidad de inyectar pozos “viejos”, esto es, pozos cuyas características no eran las adecuadas para ser estimulados con vapor (en Los Perales hay muchos pozos de este tipo que son potenciales candidatos para los métodos térmicos). Las características de reservorio las resumimos a continuación:

- Formación: Bajo Barreal.
- Rango de profundidades con petróleo pesado: 1000 -700mbbp, conformado por paquetes de unas 4 capas cada uno (promedio 3 paquetes por pozo).
- Profundidad media de las formaciones mejor desarrolladas: 950 mbbp.
- Presión original media reservorio @ 900m (dato RFT): 85kg/cm².
- Espesor medio de las capas: 4m.
- Porosidad: 28%.
- Permeabilidad: 500md.
- Viscosidades: Variable entre 300 a más de 10000cp (a determinar) para petróleo vivo en condición de reservorio (resultados de análisis muestras en profundidad).
- Densidad del petróleo: <10 a 17 °API.
- Ensayo de capas abiertas: Variables desde Agua con Rastros, Petróleo 90 l/h a 500



l/h con cortes de agua variables entre 10 a 30%. También se reportó petróleo no móvil en condición de reservorio.

Los estudios preliminares en el yacimiento Los Perales evidenciaron que de los métodos EOR factibles de implementar en ese momento a las formaciones con petróleos pesados, la inyección cíclica de vapor era sin duda (y aún lo es) la de menor riesgo, seguida de la inyección continua de vapor (que justamente en muchas ocasiones se la aplica luego de la cíclica).

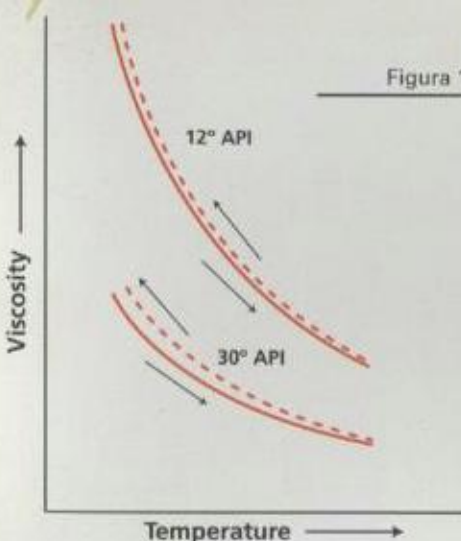
Más del 80% de la producción por métodos EOR en el mundo corresponden a la inyección de vapor, ya sea cíclica o continua. Los países con mayor desarrollo actualmente son Estados Unidos, Venezuela, Canadá e Indonesia. El método se descubrió en el año 1957 en un yacimiento de Venezuela por la compañía Shell (hay reportado un ensayo realizado en Estados Unidos en 1954).

La inyección cíclica basa su efecto en el incremento de la producción de petróleo en la reducción de viscosidad del mismo, y por consiguiente en la mayor movilidad que adquiere el fluido. Incrementando la temperatura del reservorio por inyección de vapor reduce la viscosidad del crudo y hace que el mismo se comporte más como un petróleo liviano. El petróleo revierte a su viscosidad original (ver figura 1) a medida que la temperatura retorna a su valor normal (bastante aproximado, ya que gran cantidad de fenómenos ocurren en el reservorio durante la estimulación con vapor que hace que varíen las condiciones originales del mismo).

El incremento en la temperatura del reservorio por inyección cíclica también provoca que el petróleo se expanda y se vuelva menos denso.

El proceso en sí consiste en ciclos que están comprendidos por períodos. En el primer período al pozo se lo convierte en inyector de vapor (normalmente luego de haber producido por primaria un cierto

Figura 1



q_{oc} es la producción fría (*cold production*),
 r_e es el radio equivalente,
 r_h el radio calentado,

$$\frac{q_{oh}}{q_{oc}} = \ln \frac{r_e}{r_w} / \ln \frac{r_e}{r_h}$$

Esto nos dice que la relación de estimulación depende sólo del radio calentado y no de la viscosidad. Depende de lo que se conoce como el "radio de calentamiento". Esto explica por qué cuando uno tiene petróleos altamente viscosos se hace necesario la inyección de grandes volúmenes de vapor.

¿Qué pasa ahora si el petróleo es liviano?, en ese caso la reducción de viscosidad no es tan grande como en el caso de un petróleo pesado (y cuanto más pesado, mayor es la reducción en un rango dado de temperatura) y la respuesta estimulada será pobre (ver figura 1). Por esta razón el método cíclico es utilizado con exclusividad para petróleos pesados y extrapesados.

En el caso de Los Perales el radio de calentamiento calculado es de aproximadamente 30 metros para el primer ciclo y considerando un radio equivalente de 150m, el caudal estimulado tiene un incremento de unas 4 veces la producción fría (valor comprobado en el primer pozo que estimulamos).

En cuanto a la inyección continua el mecanismo preponderante es mucho más complicado que el de la inyección cíclica.

En la inyección continua (*steamdrive* o *steamflooding*) se inyecta vapor en arreglos (*patterns*) parecido a lo que es un *waterflooding*.

Por ejemplo con un pozo inyector en el centro y cuatro pozos productores formando un arreglo llamado *five spot* invertido, posteriormente se va expandiendo en arreglos similares o incluso al mis-

mo se lo transforma en un *seven* o un *nine spot* invertido (1 inyector-6 productores, ó 1 inyector-8 productores).

En cuanto a su mecanismo, se forman generalmente tres zonas: una zona de vapor próxima al pozo que alcanza una saturación residual de petróleo muy baja; adelante de la zona de vapor una zona de *waterflood* caliente es creada por el condensado caliente. Se incrementa así la movilidad del petróleo como resultado de la reducción de viscosidad y de la expansión térmica del petróleo. El incremento de la temperatura puede también causar una reducción de la permeabilidad relativa al agua y un incremento en la permeabilidad relativa al petróleo, aunque este efecto sobre las permeabilidades relativas está en controversia. La última zona es la que se forma por el enfriamiento del condensado hasta la temperatura de la formación (*waterflood* frío). La recuperación de petróleo es el resultado del mecanismo

tiempo). Se inyecta un volumen predeterminado de vapor y luego se cierra el pozo durante un período de siete a diez días. Esta etapa se la conoce como período de remojo. Luego se pone el pozo en producción, este período dura aproximadamente un año. Finalmente, cuando la producción retorna a su valor de primaria (conocida como *cold production*) al pozo se lo convierte a inyector de vapor nuevamente comenzando así el segundo ciclo.

Es importante destacar que el promedio de ciclos para pozos con inyección cíclica es normalmente de cuatro aunque por ejemplo en Venezuela se registró el caso de un pozo que se lo sometió a 22 ciclos.

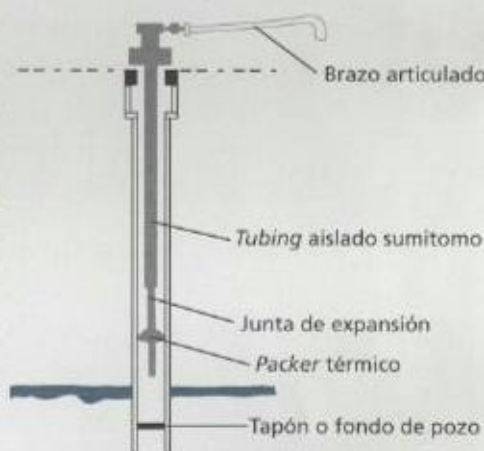
Al vincular la expresión que gobierna el flujo de fluidos en medios porosos con la misma pero para una formación estimulada con vapor, el sistema de flujo consistirá en una región de flujo radial de 2 zonas. Si para tal sistema la $\mu_{oc} \gg \mu_{oh}$

Donde,

μ_{oc} es la viscosidad del petróleo sin estimular,

μ_{oh} es la viscosidad del petróleo estimulado,
 q_{oh} es la producción estimulada,

Figura 2. Esquema de instalación de inyección



AEC

ALBERTA ENERGY COMPANY ARGENTINA SA

*Desarrollando recursos responsables
 en armonía con la naturaleza*

J. J. Lastra 3140 (8300) Neuquén. Tel.: (0299) 4450500 Fax: (0299) 4450501
 Perón 346 6° piso, Buenos Aires. Tel.: (011) 43436552 Fax: (011) 43436562
 Homepage: www.aec.ca

operante en cada una de estas zonas.

El mecanismo de segregación gravitacional juega un papel clave en la inyección de vapor ya sea ésta cíclica como continua. El vapor, por diferencia de densidad con el petróleo, se eleva y se difunde en la parte superior del reservorio y la zona crece con la inyección de vapor hacia abajo. Luego, con los pozos productores en marcha, por diferencia de presión el vapor se expande y calienta la zona inferior, calienta al petróleo y lo moviliza hacia el pozo productor. La forma en cómo se distribuye el vapor en el reservorio es también tema de discusión, y es justamente algo que asumen cada uno de los modelos analíticos propuestos para pronosticar comportamiento.

En la inyección continua es muy importante el mecanismo de drenaje por la sencilla razón de que si no hubiera diferencia de densidad entre el petróleo y el vapor no se dirigiría al tope, avanzaría como un frente frontal. En ese caso la presión de inyección tendría que ser muy elevada porque estaría trabajando tipo pistón. Si la presión es muy elevada, la temperatura es muy alta (una arrastra a la otra) y en un diagrama de fases podríamos observar que estaríamos trabajando en la zona de bajo calor latente, y la eficiencia sería baja por la pobre entrega de calor al reservorio.

Factores de recuperación

En la inyección cíclica el factor de recuperación está entre el 10 y el 15%. Pero tenemos una ventaja, la respuesta es prácticamente en forma inmediata. En cambio, el factor de recuperación de la inyección continua alcanza valores de hasta el 70% pero la respuesta es más lenta, de uno a dos años, y además se requiere una gran inversión. El distanciamiento de los pozos estará más vinculado a la profundidad de los reservorios; si son profundos el distan-

ciamiento es mayor porque el costo de los pozos es grande, si son someros entonces el desarrollo será de una gran densidad de pozos (como los casos de *Kern River Field* y *Midway Sunset* en California).

La inyección cíclica es en realidad una estimulación (fluidos en directa y posteriormente en reversa) y acá estamos hablando (en la inyección continua) de algo asociado a un flujo que avanza en el reservorio desde los inyectores hacia los productores.

Los factores que influyen sobre el *steamdrive* son el espesor de la formación, la continuidad lateral, la calidad del vapor, temperatura y presión. La misma calidad de vapor (0.8) que utilizamos en inyección cíclica la trabajamos en inyección continua. Si trabajáramos con una calidad de vapor más baja se acercaría más a una inyección de agua caliente.

Es fundamental una buena transmisividad del reservorio y para eso en la inyección continua se necesita que la viscosidad no tenga un valor muy elevado, esto ayuda a un rápido y efectivo calentamiento del reservorio.

En la inyección continua es importante recalcar que la presión del reservorio debe ser baja ya que un volumen de vapor a baja presión ocupa un espacio mucho mayor que a una presión mayor, con esto se logra un mejor barrido del reservorio con el vapor y aumenta la eficiencia de la operación.

En cuanto a los modelos de pronóstico en la inyección cíclica, los analíticos y las correlaciones empíricas son los que tienen buena aceptación. En la inyección continua se hace necesario la simulación ya que, prácticamente, no hay otra forma de predecir con un buen ajuste (hace falta una gran cantidad de datos de reservorio).

En nuestro caso los reservorios son multicapas, con cuatro metros de espesor formando paquetes de tres o cuatro capas por pozo. Trabajamos con un modelo matemático desarrollado por nosotros que

nos permitió ajustar los datos de campo (modelo de Gontigo y Azis).

¿Cómo trabaja un pozo inyector de vapor?

El vapor (figura 2) llega a través de un brazo articulado compensador que permite una cierta expansión del *casing* (en el caso de que tengamos cierta longitud de *casing* libre o con pobre cemento).

Se utiliza un *tubing* aislado de 4" (diámetro externo) y 2" (diámetro interno) y en el medio un gas aislante. Este *tubing* es fundamental en el proceso de inyección de pozos profundos ya que las temperaturas del vapor superan los 300°C en ellos.

Luego, tenemos una junta de expansión que permite la elongación del *tubing* y posteriormente un *packer* térmico que aísla el espacio anular y permite una adecuada protección del *casing*. El *packer* se coloca encima de la capa o capas que vamos a estimular.

La posición del *tubing* puede sin embargo variar, va ubicado en la parte inferior de los punzados o en la parte superior de los mismos.

Planta generadora

La planta generadora de vapor consiste básicamente en un tanque pulmón que recibe agua de río (salinidad 42mg/l). Luego se la envía a una planta de tratamiento de agua donde se elimina la dureza (prácticamente en forma total), se eliminan los sólidos en suspensión por medio de filtros de arena y posteriormente se desoxigena el agua en su lugar de almacenamiento.

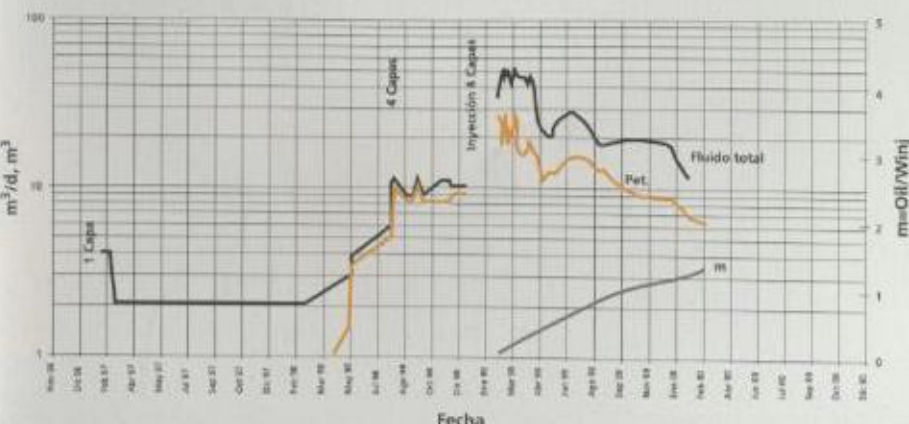
El generador de vapor tiene una capacidad de 25 millones de BTU/hora a 2500 psig. Normalmente podemos inyectar simultáneamente dos pozos (para las inyecciones normales que tenemos en los pozos). El generador, operando en inyección cíclica, podría trabajar durante un año estimulando a 18 pozos.

En EE.UU. normalmente trabajan con generadores del doble de capacidad, o sea que se podrían estimular simultáneamente hasta cuatro pozos.

Respuesta a la estimulación

En el primer pozo que inyectamos (figura 3), teníamos una sola capa abierta y produciendo por primaria, estaba por debajo de 1m³/d de neta. Luego abrimos tres capas y, como se observa en la figura 2, la producción se incrementó a 8m³/d de neta durante tres meses. Posteriormente cerramos el pozo y lo convertimos a in-

Figura 3. Pozo 804. Historia de producción



jector. Se inyectó durante 18 días una acumulación de agua de 2500m³ (se la conoce como *cold water equivalent, CWE*), se lo dejó en remojo 10 días y luego se lo puso en producción.

Prácticamente un año, su producción se mantuvo por encima de la producción primaria (inicialmente tuvo un pico de 27m³/d de neta).

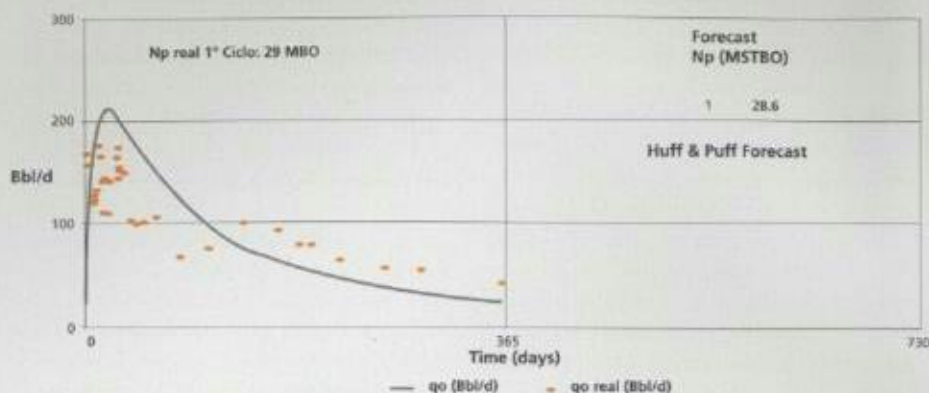
La producción acumulada del pozo fue de 4300m³, es un valor muy interesante para los pozos de la zona. Hay una relación conocida como índice de depleción ($m = \text{Producción total} / \text{Inyección total}$) la cual es un indicador utilizado en los métodos térmicos, el valor del pozo 804 fue de 1,37 (buen valor para el primer ciclo).

El ajuste datos de campo vs. pronóstico (figura 4), generado con el modelo disponible muestra una buena aproximación. Es importante, sin embargo, tener en cuenta que una gran cantidad de factores que controlan la distribución y el flujo de fluidos en el reservorio pueden variar con los sucesivos ciclos. La mojabilidad, por ejemplo, al ser modificada también afectará a la presión capilar y las permeabilidades relativas. El ajuste de datos reales de respuesta a la inyección de vapor para distintos volúmenes inyectados, períodos de remojo, caudales de inyección, etcétera, será indispensable para determinar los mejores esquemas de desarrollo en el campo.

Caso de petróleo no móvil en condición de reservorio. Pozo 115

El pozo 115 (figura 5) fue el que se añadió al piloto original y presentó dos características muy importantes: 1) se trata de un pozo no apto en primera instancia para inyectar vapor (lo acondicionamos y confiamos además en el buen trabajo de las herramientas térmicas); 2) además, se verificó petróleo no móvil en condición de reservorio. El intervalo abierto fue una capa de 10 metros de espesor a 700 metros de profundidad, e hicimos exactamente lo mismo que en el otro pozo. Inyectamos la misma cantidad de vapor durante la misma cantidad de días con similar período de remojo. La producción inicial fue de 14m³/d de neta; actualmente este pozo está en producción y estamos analizando su evolución. Sin embargo este tipo de petróleo (extrapesa-

Figura 4. Pozo 804. Primer ciclo de inyección (4 capas)



do) tiene la desventaja de que al enfriarse el reservorio con la extracción de fluido recupera su elevada viscosidad disminuyendo la producción e incluso presentando los problemas asociados a producir este tipo de crudos.

Este tipo de crudos se los conoce como *Tar Sand* (comunes a poca profundidad en otros yacimientos de EE.UU. y Canadá) y presentan características semi-sólidas, lo cual genera problemas cuando se intenta calentar el reservorio para implementar, por ejemplo, un proyecto de inyección continua.

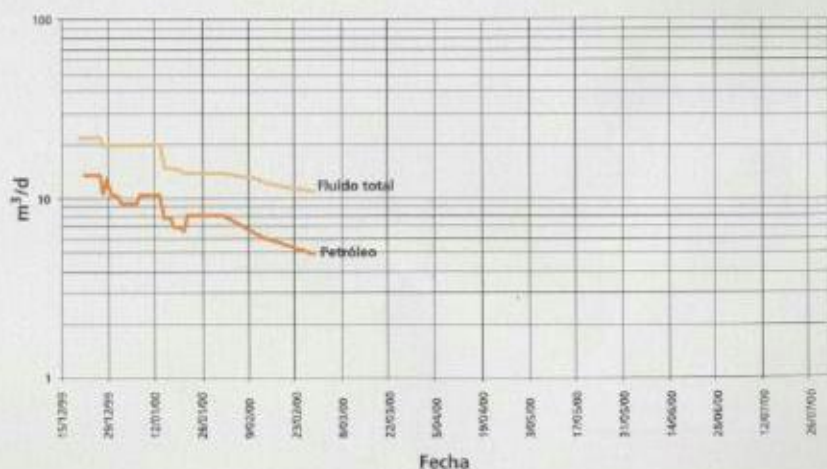
En esos casos hay opciones tales como inyectar cíclicamente una determinada cantidad de ciclos y luego pasar a la forma continua, fracturar la formación al inyectar de modo de conectar inyectores y productores o también fracturar hidráulicamente.

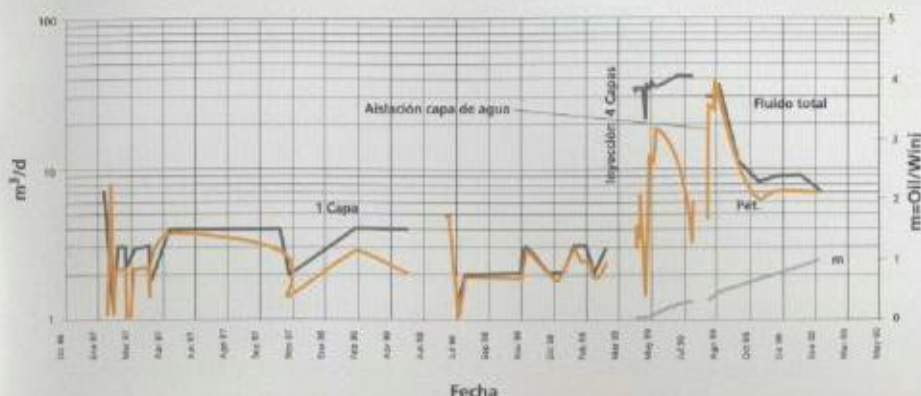
Heterogeneidad del reservorio. Aislación de capa. Pozo 802

El pozo 802 (figura 6) fue estimulado en 4 capas al igual que el pozo 804 (tres de ellas eran las mismas). Los períodos de in-

yección, volúmenes inyectados y período de remojo, fueron similares al pozo 804. Puesto en producción se verificó desde el comienzo un alto corte de agua, luego de un cierto período de tiempo se decidió cementar una capa que se la identificaba con alta saturación de agua. Nuevamente en producción el corte de agua se estabilizó en valores bajos (menores al 10%). Este pozo fue recientemente inyectado y en estos momentos está siendo puesto en producción. La experiencia obtenida muestra que en reservorios multicapas las diferentes características de cada una, tales como viscosidad del petróleo, porosidades, saturaciones de agua, etcétera, conducirán a diferentes admisiones de vapor con una disminución en la eficiencia del método. Lo anterior se traducirá, por ejemplo, en producciones con altos cortes de agua (caso del pozo 802) y la necesidad de intervenir los pozos con el consiguiente costo y pérdida, además, de tiempo y dinero. El conocimiento del reservorio es esencial entonces para obtener una buena respuesta a la inyección (un problema a resolver en reservorios multicapas).

Figura 5. Pozo 115. Historia de producción





Los costos

Con respecto a los costos asociados a un proyecto térmico los resumimos del siguiente modo:

- La planta generadora de vapor tiene un valor de 800 mil a 1 millón de pesos.
- Un pozo nuevo en la zona a mil metros de profundidad, 200 mil pesos.
- Adecuación de un pozo viejo, alrededor de 60 mil pesos.
- Herramientas térmicas, 100 mil pesos las necesarias para equipar un pozo aunque las herramientas las podemos usar en distintos pozos. Todavía no hemos determinado la vida útil de las mismas. Hemos utilizado el mismo *tubing* cinco veces y aún se conserva en buen estado.
- El costo de desarrollo y el *lifting cost* incremental no están todavía determinados, falta fundamentalmente contar con mayor información para ajustar pronósticos, intervenciones de pozos, número de ciclos, etcétera.
- Costo del vapor generado (lo afecta especialmente el costo del gas que consume el motor de la caldera), 1,5 \$/m³ (como caudal de agua que ingresa a la caldera).

Las perspectivas

En el yacimiento Los Perales hay varias zonas con buen potencial de petróleo pesado o sea que las expectativas de generar proyectos comerciales son bastante interesantes.

En este momento nos estamos trasladando a un yacimiento con reservorios menos profundos. Vamos a hacer una prueba en un piloto a 250/450 metros de profundidad donde, teóricamente, mejoran una gran cantidad de factores tales como costos, presiones de trabajo, temperaturas, etcétera (aunque pueden sumarse otros comunes a formaciones menos consolidadas, por ejemplo, la producción de arena).

Combustión *in situ*

Por Jorge Mustoni, Pan American Energy



Desde hace más de diez años la aplicación del proceso de combustión *in situ* se ha volcado principalmente a reservorios con petróleos medianos y livianos ya que tiene una serie de ventajas técnicas y económicas, en comparación con el proceso de crudos pesados. La diferencia no es trivial ya que la experiencia acumulada estaba referida al procesamiento de petróleo pesado, en el que la transferencia de calor era el mecanismo preponderante para el mejoramiento de la recuperación.

¿Por qué se aplica este proceso para petróleos medianos o livianos?

A diferencia de los pesados, los petróleos medianos y livianos son móviles y por lo tanto se genera el frente de petróleo, el que es movilizado con muy buena eficiencia de desplazamiento. Además, se producen fenómenos de represurización, sustitución por metano, nitrógeno y CO₂, un

arrastre mecánico con el gas de chimenea llamado *Flue Gas* (85% N₂ + 15% CO₂), el hinchamiento de petróleo por disolución de CO₂ y, a altas presiones y temperaturas, fenómenos que todavía se están investigando como por ejemplo las propiedades especiales que tendría el vapor de agua por encima del punto crítico y la miscibilidad completa de este gas de chimenea.

Cuando se inyecta aire y ante determinadas propiedades del reservorio (fluido y roca), el petróleo comienza un proceso de combustión en forma espontánea. El combustible es una fracción pesada, rica en carbono (*coke*), producto de las reacciones químicas de *cracking* o pirólisis del petróleo. Éste es depositado sobre la matriz de la roca y el consumo representa aproximadamente el 8% del petróleo residual.

Como en todo proceso de inyección de gas, la eficiencia de barrido es crítica y debe ser controlada. La mayor ventaja

Figura 1. Air injection process schematic

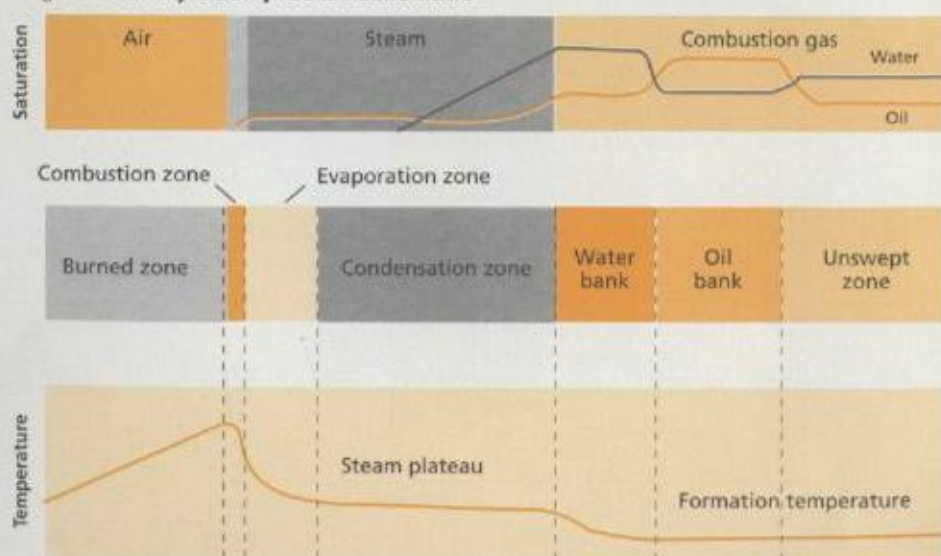
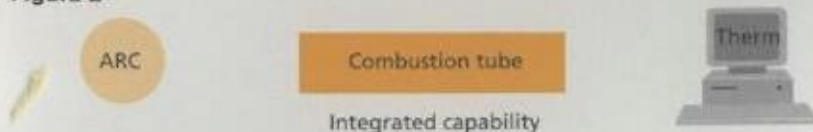


Figura 2



que se ha logrado en los últimos años es poder hacer una buena selección de los reservorios que son candidatos para la aplicación de esta tecnología.

El frente de combustión (figura 1) es una capa muy delgada (de unas pulgadas). En el esquema idealizado del proceso de inyección de aire se observa la zona de combustión donde se produce la temperatura pico que dependerá de las características del petróleo en cuestión. A continuación está la zona de evaporación y la de condensación. Esto genera una meseta de temperatura que es la que sirve para precalentar el petróleo que va a ser después procesado por el frente de combustión. Entonces, ¿cuáles son los requisitos básicos para que un reservorio sea buen candidato para ser procesado por combustión *in situ*?

El petróleo debe ser reactivo. Esto se investiga con un aparato que se llama *Accelerating Rate Calorimeter*.

En general se puede decir que reser-

rios con suficiente temperatura son suficientemente reactivos como para garantizar que el proceso de combustión sea relativamente constante y no se produzca una discontinuidad del mismo.

Las temperaturas de "ignición" en presencia de aire son proporcionales a la inversa del peso molecular de los componentes del hidrocarburo. Esto es, el punto de ignición es mayor para petróleos livianos. Sin embargo, aun cuando los petróleos pesados tienen menor temperatura de ignición, éstos depositan mayor cantidad de residuo combustible (*coke*) y esto provoca que sea necesario un mayor caudal de aire para mantener el proceso para un volumen de reservorio dado.

En el proceso de inyección de aire, como cualquier proceso de inyección de gas, debe controlar la eficiencia de barrido. En los casos en que esto sea posible, el efecto de la gravedad puede ser muy útil para controlar el movimiento del frente de combustión. Los reservorios de

escaso espesor (<10m) y buzamiento, se pueden barrer eficientemente cuando la distribución de permeabilidad es relativamente uniforme. Reservorios con mayor espesor se debería inyectar en el tope utilizando una combinación de pozos horizontales y verticales.

En otro extremo estarían aquellos casos de reservorios con un gran ángulo de buzamiento donde se podría hacer un aprovechamiento del efecto *Gravity stabilization*. Por ejemplo, hay aplicaciones de inyectar gas, aire, producir una combustión en la cúpula, producir un *gas cap* artificial y producir un reposicionamiento del halo de petróleo por un efecto del doble desplazamiento.

El laboratorio desarrollado por Amoco en la década pasada constaba principalmente de tres elementos: *Accelerating Rate Calorimeter*, el tubo de combustión y modelos de simulación numérica (figura 2).

El *Accelerating Rate Calorimeter* es una celda (figura 3) que permite investigar la reactividad del petróleo y así evaluar la continuidad del proceso.

Las dos principales reacciones de oxidación que se producen en la combustión son de baja temperatura y de alta temperatura. En cuanto a la primera es una reacción que ocurre por debajo de los 300°C. Está caracterizada por la creación de compuestos oxidados del hidrocarburo (peróxidos, ácidos orgánicos y aldehído) por medio de reacciones de adición. Con respecto a la segunda (alta temperatura), es una oxidación destructiva por la cual el hidrocarburo es convertido a óxidos de carbono y agua. En este caso las reacciones características son de ruptura de uniones y se producen a temperaturas mayores a los 350°C. En tercer lugar podríamos destacar la modificación de la estructura original de los hidrocarburos por efecto de la ruptura de uniones y no por la reacción con el oxígeno (figura 4).

Figura 3. The Accelerating Rate Calorimeter

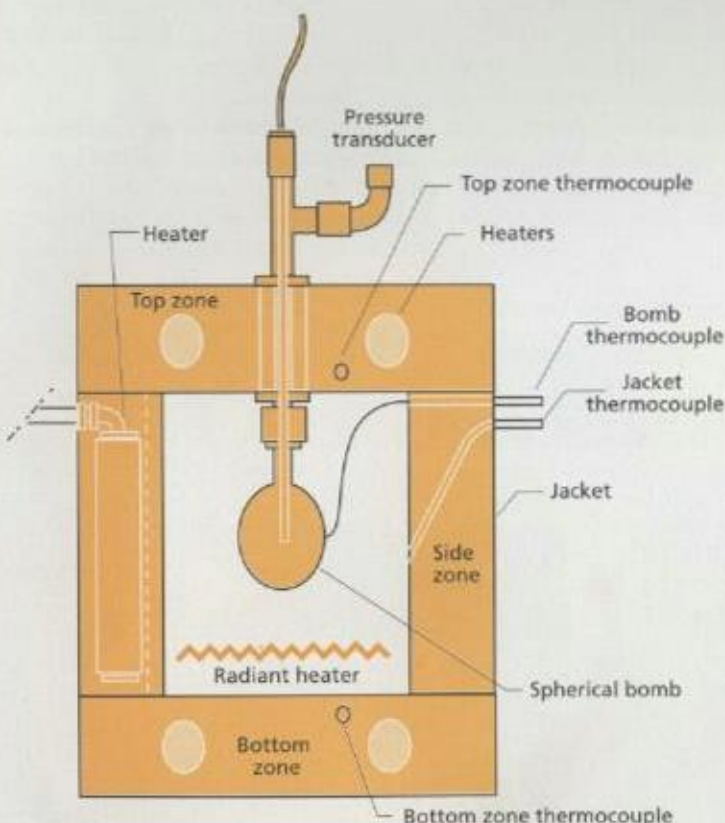
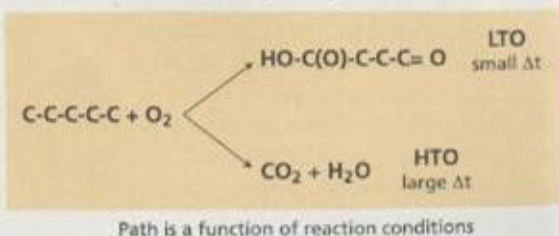
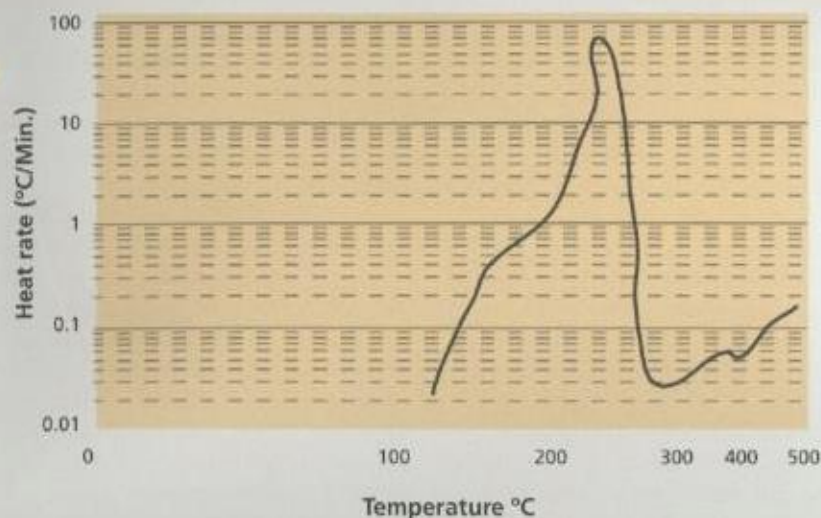


Figura 4. Chemical aspects of combustion are very complex





El *Accelerating Rate Calorimeter* permite diagnosticar o diferenciar qué tipo de reacción produce el petróleo y obtener los parámetros de la ecuación cinética, para introducir en el simulador. Se puede diferenciar si la oxidación se produce a baja o a alta temperatura. También, permite evaluar la potencialidad para que se produzca la reacción en forma espontánea y además clasificar los petróleos para ensayarlos en el tubo de combustión.

Debido a la adiabaticidad de la reacción (figura 5), el análisis del experimento se simplifica y la información sobre la generación de calor y parámetros cinéticos pueden calcularse a través de los datos de temperatura y tiempo.

El instrumento opera de manera de: calentar-esperar e investigar si se produce la exotermicidad; en cuanto ésta se produce, sigue el desarrollo de la reacción adiabáticamente, dejando que el petróleo reaccione a su propia velocidad de reacción. Los resultados experimentales del ARC se presentan como el logaritmo de la velocidad de generación de calor por la reacción exotérmica (°C/min) versus la temperatura. Una vez que la reacción comienza es seguida adiabáticamente, esto es, se impide el intercambio de calor fuera del límite del sistema.

El ensayo de componentes puros del petróleo en el ARC muestra la existencia de dos zonas de reacciones bien diferenciadas: LTO and HTO. A medida que el petróleo comienza la ignición, una fracción de éste se quema, mientras que el resto es pirrolizado en moléculas más pequeñas. Éstas tienen una temperatura de ignición mayor, lo que resulta en el pico que corresponde a la HTO. La superposición

de estos picos para todos los componentes que están presentes en la mezcla del hidrocarburo, da como resultado las zonas de LTO y HTO.

La figura 5 muestra el resultado del ensayo ARC para un petróleo que comienza la ignición a aproximadamente 120°C alcanzando un pico para la LTO a 260°C y luego muestra un desarrollo continuo de actividad exotérmica hasta los 500°C.

El tubo de combustión está diseñado para simular los aspectos dinámicos del proceso, como la naturaleza de la propagación del frente de combustión y la consecuente recuperación de fluidos.

El tubo de combustión (figura 6) es un tubo de seis pies de largo empacado con roca de reservorio. En el mismo se reproducen las condiciones de borde de reservorio, presión y temperatura y se simula, en forma dinámica, el proceso de com-

bustión. Se miden las temperaturas, los volúmenes y composiciones de los fluidos producidos, presiones y los caudales máximos.

El tubo de combustión provee la siguiente información: • la cantidad de petróleo o combustible que se deposita, • el peso molecular de ese depósito, • la relación de aire a combustible, • la recuperación que obtenemos, • los picos de temperatura y • cómo se produce la propagación de ese frente de combustión.

Ejemplos de combustión *in situ*

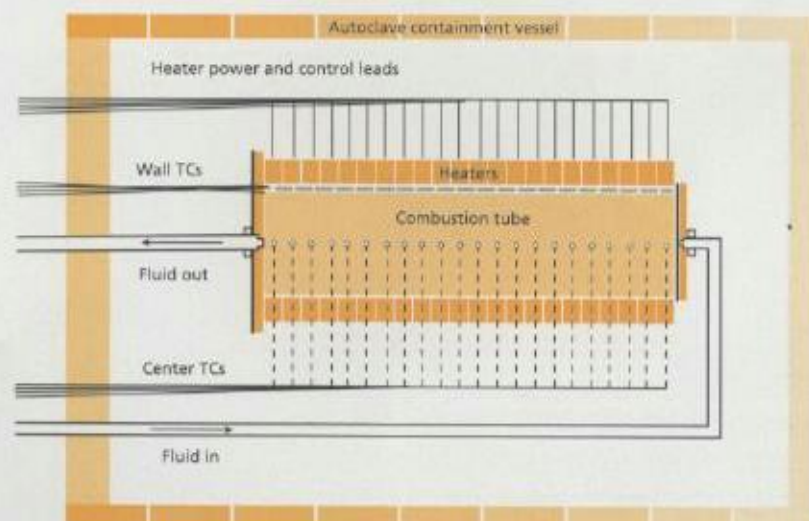
En Estados Unidos a fines de 1998 se producían 15 mil barriles de petróleos medianos y livianos mediante combustión *in situ*. Los costos de esta tecnología están entre los 6 y 10 dólares por barril.

Para presentar como ejemplo he elegido dos proyectos maduros: uno ubicado en North Dakota y el otro en South Dakota. La aplicación de este proceso ha sido cronológicamente hablando, como secundaria. Se trataba de yacimientos que tenían muy baja permeabilidad que están siendo inyectados desde hace 14 y 20 años respectivamente, por lo que éstas recuperaciones finales pueden ser bastante ciertas y se están duplicando y casi triplicando las reservas.

Actualmente, se producen alrededor de 600 barriles de petróleo por día y se están inyectando 9 millones de pies cúbicos de aire por día.

Con respecto al piloto de combustión *in situ* que se instaló en la Cuenca del Golfo San Jorge, éste tiene dos inyectores y se afectan 8 pozos productores. Allí se está procesando una capa del yacimiento

Figura 6. **Combustion tube schematic**





ro de 1999 se pudo observar que: disminuyó en viscosidad (de 550 SSU a 100 SSU), aumentó en graduación API (24° API a 27-30° API) y disminuyó el número ácido (de 5,5 mgr/g a 0,7 mgr/g). La recuperación final está calculada en 450 mil barriles que es aproximadamente del mismo orden de lo obtenido por producción primaria y secundaria.

La capa que se está procesando (figura 7) pertenece a Mina del Carmen y se encuentra a 2350 metros con una temperatura inicial de alrededor de 200° F.

Este proyecto tiene la doble finalidad de demostrar que no solamente la combustión *in situ* es un proceso aplicable desde el punto de vista técnico y económico, sino que puede ser utilizado cronológicamente como recuperación terciaria. Es decir, demostraría que el petróleo residual, después de la recuperación secundaria, es suficiente como para hacer económicamente rentable este tipo de proyecto.

Lamentablemente, hasta el momento, es

muy difícil cuantificar el petróleo que se está obteniendo por este proceso, ya que esta capa está siendo procesada con siete capas adicionales bajo producción secundaria y otras tres capas bajo primaria.

La curva de producción (figura 8) permite observar el incremento de producción de gas y el porcentaje de agua que es producto del desplazamiento de la gran cantidad de agua dejada por la secundaria. A partir de septiembre se puede ver la disminución del porcentaje de agua lo cual nos estaría indicando que se está acercando probablemente el frente de petróleo. Para marzo se puede ver un incremento en la producción de petróleo.

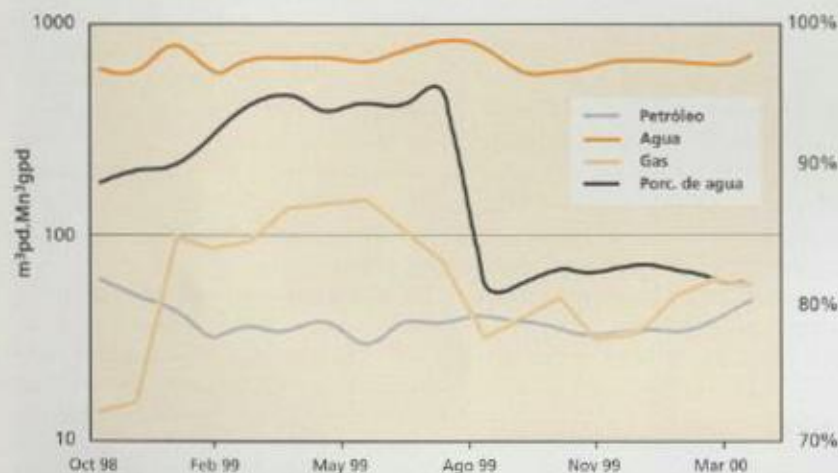
Conclusiones

- El proceso de combustión *in situ* con inyección de aire es una técnica que está suficientemente probada.
- En proyectos relativamente pequeños como el de Medicine Pole Hills Unit ha resultado económico. De hecho este yacimiento fue vendido a otra compañía con reservas desarrolladas por combustible *in situ*.
- Hay posibilidades de mejorar la factibilidad económica por la escala del proyecto.
- Hoy se conoce mucho mejor el funcionamiento del proceso; esto mejora la posibilidad de análisis y reduce riesgos.
- Actualmente se dispone de la capacidad de evaluar un reservorio y decidir si es un buen candidato para ser procesado por combustible *in situ*.
- Hasta ahora el piloto de Cañadón Grande se está comportando relativamente bien, no hemos tenido problemas operativos insolubles y desde hace un año estamos inyectando aire sin problemas.

Cañadón Grande con una inyección de 140 Mm³/d de aire con una presión máxima de 4000 psi.

La respuesta se manifestó por el cambio en las condiciones operativas como: incremento en los niveles de fluido del espacio anular, aumento de la producción de gas y cambio en las composiciones de los fluidos producidos en los pozos productores afectados. Con respecto a las propiedades del petróleo producido, a partir de ene-

Figura 8. **C. Grande in situ combustion pilot. Production data**





McDaniel

F & N ASOCIADOS

Una División de McDaniel & Associates Consultants Ltd.

Estimación de Reservas, Evaluaciones Económicas

Ingeniería de Reservorios, Simulación Numérica

Servicios de Consultoría y Desarrollo de Software

Calgary, Canadá

Tel: (403) 262-5506

Fax: (403) 233-2744

Website: www.mcdan.com

Buenos Aires, Argentina

Tel: (54-11) 4311-9140

Fax: (54-11) 4311-9140

Reservoir Management of the El Trapial Asset

Por H. J. Payne, Chevron Overseas Petroleum

Chevron entered Argentina's upstream market in late 1999 with the acquisition of Petrolera San Jorge Company. Chevron is proud to be associated with the San Jorge organization and believes this acquisition is an excellent move for both the San Jorge employees as well as the stockholders of Chevron. Because Chevron may not, as yet, be well known among the producers in Argentina, I would like to briefly review Chevron's activities worldwide.

Chevron has been a major player in the oil business for over 100 years having begun as a producer in California in the late 1800's. Overseas opportunities were pursued beginning in the 1930's which have resulted today in business interests in over 100 countries. Chevron was one of the original producers in Saudi Arabia and Indonesia and today operates over 400 MBOPD in both Nigeria and Angola. A fifty percent interest in Kazakhstan's Tengiz field was acquired in 1993. The field is currently producing in excess of 200 MBOPD. Acquisitions in 1999 included both gas production offshore Thailand as well as the San Jorge company.

Focusing more specifically on South America, operations in Colombia have continued since 1921. The Boscan field in western Venezuela was discovered by Chevron in the late 1940's and today produces in excess of 100 MBOPD. Two exploration blocks offshore Brazil were recently acquired in partnership with Petrobras. Production in Argentina is located in the Neuquen and Austral basins.

The stockholders of publicly owned companies such as Chevron require reasonable growth in both earnings and assets. The oil industry has basically three avenues available in which to grow: (1) through exploration, (2) through acquisitions, and (3) through improvement in the performance of existing assets. Of these available options, perhaps the most consistently effective option is to grow via improvements in the performance of existing assets. In the upstream business, performance improvement is best achieved by deploying a strong Reservoir Management program. At Chevron, emphasis is placed on four essential components of Reservoir Management: (1) performance monitoring through regular data acquisition, (2) seismic acquisition and interpretation, (3) reservoir characterization and simulation, and (4) horizontal and multi-

lateral drilling.

As part of the San Jorge acquisition, Chevron became operator of the El Trapial field in the Neuquen basin of Argentina. Success to date of this highly profitable asset is largely the result of the efforts of our talented San Jorge employees in minimizing operating expenses and production decline. This paper discusses recent initiatives to continue this trend toward maximum profitability.

The oil accumulation at El Trapial is trapped against an igneous intrusion (high) to the north of the field. The field is highly faulted with the best reservoir quality existing in the Chiquin, North-Central, and Rayen blocks. Rock quality degrades from south to north as the result of diagenesis. A free gas cap exists in the northwestern corner of the field but pressure communication with the oil zone likely does not exist due to compartmentalization. An aquifer is present at the field periphery but does not actively support the oil zone.

The reservoir is divided into three producing intervals: (1) the Troncoso, an eolian deposit, (2) the Agrio, a shallow marine deposit, and (3) the Avile, also an eolian deposit. The majority of the reserves are contained in the Troncoso. The producing mechanism for each is solution gas drive. Rock properties are favorable with porosities and permeabilities ranging from 15–20 percent and 30–160 millidarcies, respectively. Oil gravity is 35 degrees API. The hydrocarbon gas contains 60 mole percent carbon dioxide.

The field was discovered in 1991 but production remained low until export facilities were installed in 1992 at which time production increased to 20 MBOPD. Additional export facilities were installed in 1994 which allowed production to increase further to 55–60 MBOPD. There are approximately 145 producing wells and 95 injection wells. Water injection began in 1993 and has increased steadily to the rate of approximately 175 MBWIPD. On a total field voidage basis, it would appear that voidage is being maintained. However, on closer inspection of localized areas, voidage is not being maintained requiring a redistribution of injection.

At El Trapial, five aspects of Reservoir Management have been emphasized. Project performance is monitored on a daily basis through well tests and injection surveys. Operating objectives and metrics are

clearly communicated from Management to technical and operations personnel who, in turn, provide performance feedback to Management. An accurate and up-to-date geologic model is required as the basis for simulating the movement of flood fronts. Engineering support of operations has been enhanced by creating a Field Engineer position. By managing the asset via a multidisciplinary team, the collective experience and skills of a variety of employees are brought to bear for maximum operating efficiency and profitability.

Simulation formed the basis for the original secondary recovery plan. A two dimensional simulation model studied the three blocks of primary importance (the Chiquin, North-Central, and Rayen blocks). After evaluating development alternatives, a peripheral water injection pattern was selected and implemented. A review of voidage replacement in early 2000 indicated that the peripheral injection pattern was ineffective in providing support higher on structure. In fact, the only areas of the field where voidage was properly maintained were immediately adjacent to the peripheral injectors. To correct this situation, additional patterns were evaluated. Because typical well injectivity is approximately twice typical well productivity, the pattern providing the required voidage balance was determined to be an inverted seven-spot. The field development plan is currently being reconfigured to include the inverted seven-spot patterns. An active drilling program is in place to facilitate this reconfiguration.

Chevron has experienced dramatic successes with horizontal and multi-lateral wells in reservoirs in other parts of the world. Candidate reservoirs in Argentina were also screened and the Troncoso reservoir at El Trapial was selected for a trial. A 6-inch wellbore was completed open-hole in the upper and middle Troncoso. An improved mud system was utilized to reduce reservoir invasion. The well is currently cleaning up and an accurate test is now being obtained. Additional horizontal wells are being planned.

In conclusion, Chevron is quite pleased to have the El Trapial field as a component of its worldwide asset portfolio. Although field profitability is already high, further improvement can be achieved by redistributing injection and balancing voidage with inverted seven-spot patterns. Optimum value from this asset will be achieved through a comprehensive Reservoir Management program which emphasizes regular surveillance activities coupled with rapid and aggressive responses when performance problems occur.