

## Yacimientos de petróleo pesado

**Carl Curtis**  
**Robert Kopper**  
*Petrozuata*  
*Puerto La Cruz, Anzoátegui, Venezuela*

**Eric Decoster**  
*Caracas, Venezuela*

**Angel Guzmán-García**  
*ExxonMobil*  
*Houston, Texas, EUA*

**Cynthia Huggins**  
*Occidental of Elk Hills, Inc.*  
*Tupman, California, EUA*

**Larry Knauer**  
**Mike Minner**  
*ChevronTexaco*  
*Bakersfield, California*

**Nathan Kupsch**  
*Petro-Canada*  
*Calgary, Alberta, Canadá*

**Luz Marina Linares**  
*Operadora Cerro Negro*  
*Caracas, Venezuela*

**Howard Rough**  
*Bakersfield, California*

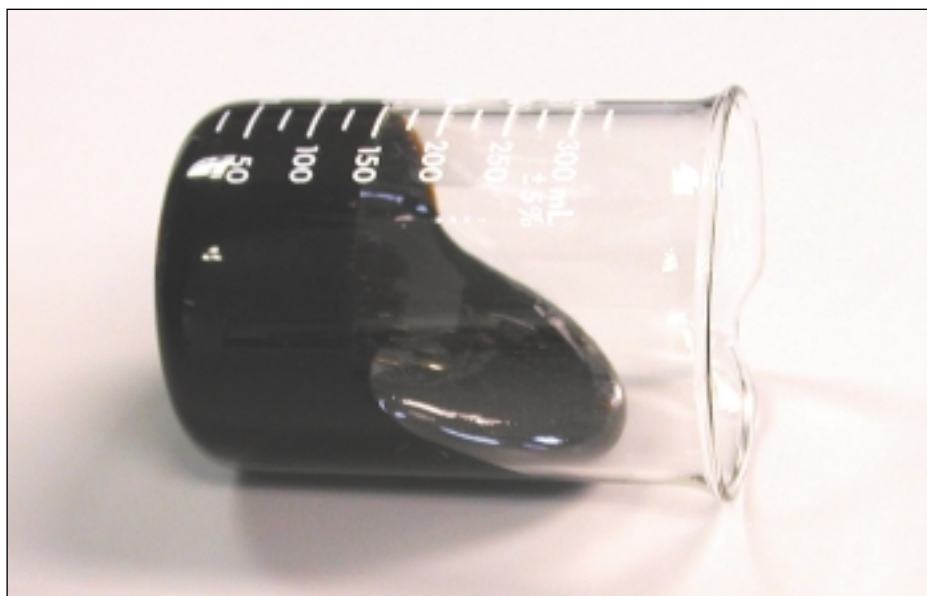
**Mike Waite**  
*ChevronTexaco Overseas Petroleum*  
*Puerto La Cruz, Anzoátegui, Venezuela*

---

Por su colaboración en la preparación de este artículo, se agradece a Steve Askey, Yakarta, Indonesia; George Brown, Southampton, Inglaterra; Eric Ferdiansyah y Tai Nguyen, Duri, Indonesia; Alejandro Haiek y Gary Harkins, Bakersfield, California, EUA; Steven Jenkins, ChevronTexaco Overseas Petroleum, Atyrau, Kazajstán; David Stiles, Calgary, Alberta, Canadá; Jeff Williams, California Conservation Commission, Bakersfield, California; Mike Wilt, ElectroMagnetic Instruments, Inc., Richmond, California; y Tom Zalan, ChevronTexaco Overseas Petroleum, Duri, Indonesia.

CMR (herramienta Combinable de Resonancia Magnética), EPT (herramienta de Propagación Electromagnética), FlexSTONE, Jet BLASTER, PropNET, RST (herramienta de Control de Saturación del Yacimiento) y SENSE son marcas de Schlumberger.

Los productores de petróleo que invierten en la recuperación de petróleo pesado enfrentan retos de producción especiales. Sin embargo, las técnicas innovadoras de perforación, terminación, estimulación y vigilancia rutinaria de pozos contribuyen para que los yacimientos de petróleo pesado se conviertan en activos rentables.



El petróleo pesado generalmente se deja de lado como recurso energético debido a las dificultades y costos asociados con su producción. Pero existen más de 6 trillones de barriles [1 trillón de m<sup>3</sup>] de petróleo en sitio atribuidos a los hidrocarburos más pesados—equivalente al triple de reservas combinadas de petróleo y de gas convencionales del mundo—que merecen una atención más esmerada.

Si bien otros factores tales como la porosidad, la permeabilidad y la presión determinan cómo se comportará un yacimiento, la densidad y la viscosidad del petróleo son las propiedades que dictan el enfoque de producción que tomará una compañía petrolera. Los petróleos densos y viscosos, denominados petróleos pesados, presentan retos de producción especiales pero no insuperables.

Los petróleos crudos naturales exhiben un amplio espectro de densidades y viscosidades. La viscosidad a la temperatura de yacimiento es generalmente la medida más importante para un productor de hidrocarburos porque determina cuán fácilmente fluirá el petróleo. La densidad es más importante para el refinador de petróleo porque es un mejor indicador de los derivados de la destilación. Desafortunadamente, no existe una correlación clara entre las dos. Un crudo de mediana, o baja densidad, con alto contenido de parafina en un yacimiento frío y somero puede presentar una viscosidad más alta que un petróleo crudo pesado, libre de parafina, en un yacimiento profundo y con alta temperatura. La viscosidad puede variar en gran medida con la temperatura. La densidad varía poco con la tem-

peratura, y se ha convertido en el parámetro estándar del campo petrolero más comúnmente utilizado para categorizar los petróleos crudos.

La densidad se define usualmente en términos de grados API (Instituto Americano del Petróleo) y está relacionada con la gravedad específica; mientras más denso es el petróleo, más baja es la densidad API.<sup>1</sup> Las densidades API del hidrocarburo líquido varían desde los 4° para el bitumen rico en brea hasta los 70° para los condensados. El petróleo pesado abarca un vasto rango a lo largo de este espectro que existe entre el petróleo ultrapesado y el petróleo liviano (derecha). El Departamento de Energía de los Estados Unidos de Norteamérica (DOE, por sus siglas en inglés), define al petróleo pesado como aquél que presenta densidades API de entre 10.0° y 22.3°.<sup>2</sup> Sin embargo, la naturaleza no reconoce tales límites. En algunos yacimientos, el petróleo con una densidad tan baja como 7 u 8°API se considera pesado más que ultrapesado, porque puede ser producido mediante métodos de producción de petróleo pesado. En este artículo, se discuten los yacimientos con petróleos cuyas densidades varían entre 7 y 20°API, los cuales se producen mediante técnicas que son atípicas para los petróleos medianos o livianos. Los depósitos más viscosos de brea, alquitrán o bitumen de densidades API aún más bajas, generalmente requieren métodos típicos de la minería para su explotación económica.

Originalmente, cuando la roca generadora produce petróleo crudo, éste no es pesado. Los expertos en geoquímica generalmente coinciden en que casi todos los petróleos crudos comienzan con densidades de entre 30 y 40°API. El petróleo se vuelve pesado sólo luego de una degradación sustancial ocurrida durante la migración y luego del entrapamiento. La degradación se produce a través de una variedad de procesos biológicos, químicos y físicos. La bacteria transportada por el agua superficial metaboliza los hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos en moléculas más pesadas.<sup>3</sup> Las aguas de formación también remueven hidrocarburos por solución, eliminando los hidrocarburos de menor peso molecular, los cuales son más solubles en agua. El petróleo

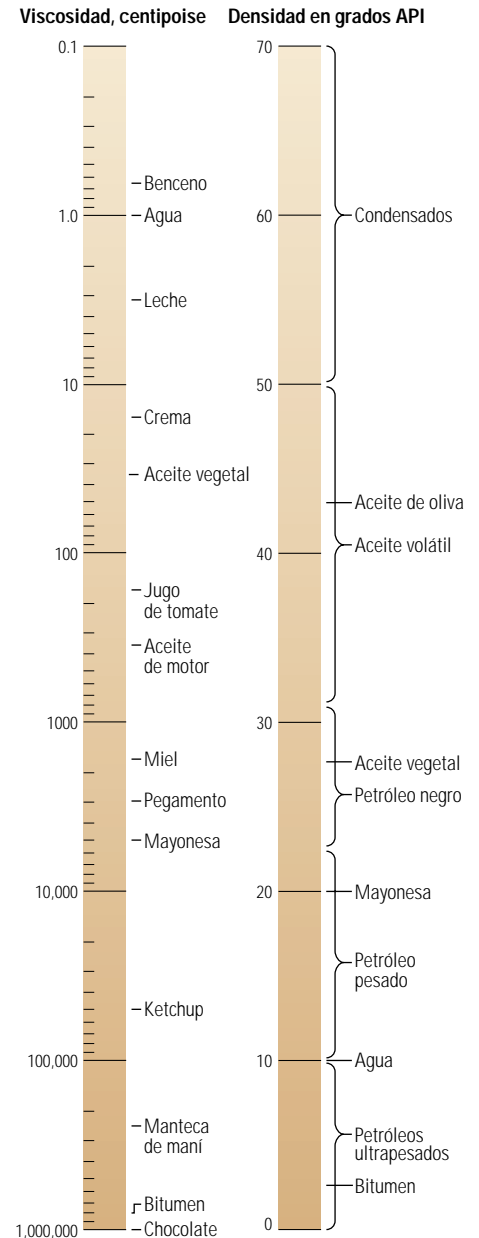
crudo también se degrada por volatilización cuando un sello de pobre calidad permite que las moléculas más livianas se separen y escapen.

El petróleo pesado se produce típicamente de formaciones geológicamente jóvenes: Pleistoceno, Plioceno y Mioceno. Estos yacimientos tienden a ser someros y poseen sellos menos efectivos, exponiéndolos a condiciones que conducen a la formación de petróleo pesado. La naturaleza somera de la mayoría de las acumulaciones de petróleo pesado se debe a que muchas se descubrieron tan pronto como se establecieron las poblaciones en sus proximidades. La recolección de crudo de chapoteras (manaderos de petróleo) y la excavación a mano constituyeron las formas más tempranas de recuperación, seguidas de la perforación de túneles y la minería.

A principios de la década de 1900, estos métodos dieron lugar al avance de técnicas empleadas hoy para producir yacimientos de petróleo pesado. La mayoría de los operadores tratan de producir la mayor cantidad de petróleo posible utilizando métodos de recuperación primaria; etapa denominada de producción en frío y a temperatura de yacimiento. Los factores de recuperación típicos para la producción en frío varían de 1 a 10%. Dependiendo de las propiedades del petróleo, la producción en frío con levantamiento artificial—incluyendo la inyección de un petróleo liviano, o diluyente, para disminuir la viscosidad—puede resultar exitosa. Muchos yacimientos producen más eficientemente con pozos horizontales. En algunos casos, se prefiere un plan de producción fomentando la producción de arena junto con la de petróleo. La elección de la estrategia óptima de producción en frío requiere una comprensión de las propiedades del fluido y del yacimiento, así como de la física de la producción.<sup>4</sup>

Una vez que la producción en frío ha alcanzado su límite económico, el próximo paso es generalmente la recuperación asistida termalmente. Aquí también, se dispone de varios métodos. La técnica de inyección cíclica de vapor consiste en estimular los pozos productores con inyección de vapor y luego ponerlos otra vez en producción. La inyección cíclica de vapor puede elevar los factores de recuperación de 20 a 40%.

En los yacimientos con inyección de vapor, el vapor bombeado dentro de pozos inyectoros calienta el petróleo viscoso, el cual es luego producido por los pozos productores. Los pozos inyectoros y productores pueden ser verticales u horizontales. El emplazamiento del pozo y los programas de inyección dependen de las propiedades del fluido y del yacimiento. En algunas operaciones de inyección de vapor de agua, los factores de recuperación pueden alcanzar el 80%.



^ Densidades y viscosidades de los hidrocarburos y de otros líquidos. Las densidades API de los hidrocarburos líquidos varían entre 4° para los hidrocarburos ricos en bitumen y 70° para los condensados. El petróleo pesado puede poseer una viscosidad similar a la de la miel.

1. La fórmula que relaciona la gravedad específica (S.G., por sus siglas en inglés) con la densidad API es:  $Densidad\ API = (141.5/S.G.) - 131.5$ . Por lo tanto, el agua, con una gravedad específica de 1, posee una densidad API de 10. (De Conaway C: *The Petroleum Industry: A Nontechnical Guide*. Tulsa, Oklahoma, EUA: Pennwell Publishing Co., 1999.) Aquellos petróleos más densos que el agua se denominan ultrapesados o extrapesados.

2. Nehring R, Hess R y Kamionski M: *The Heavy Oil Resources of the United States*. R-2946-DOE (Febrero de 1983).

3. Los hidrocarburos parafínicos poseen un contenido alto de cera, un alto punto de escurrimiento y no son reactivos.

Los hidrocarburos nafténicos, por el contrario, poseen bajo contenido de cera, un bajo punto de escurrimiento y no son reactivos. Los hidrocarburos aromáticos son reactivos y poseen mayor solvencia que los hidrocarburos parafínicos o nafténicos. (De Tissot BP y Welte DH: *Petroleum Formation and Occurrence*. Berlín, Alemania: Springer-Verlag, 1978.)

4. Ehlig-Economides CA, Fernández BG y Gongora CA: "Global Experiences and Practice for Cold Production of Moderate and Heavy Oil," artículo de la SPE 58773, presentado en el Simposio Internacional de la SPE sobre Control del Daño de Formación, Lafayette, Luisiana, EUA, 23 al 24 de febrero de 2000.

Para los productores de petróleo dedicados a la recuperación de petróleo pesado, el emprendimiento requiere una inversión de largo plazo. La alta viscosidad del petróleo pesado aumenta las dificultades de transporte y de obtención de productos comerciables, requiere técnicas de refinamiento especiales y por ende más costosas. El valor de la tecnología depende de su habilidad para reducir el costo total. Debido a que la mayoría de los campos de petróleo pesado son someros, los costos de perforación no han constituido el factor dominante, pero el uso creciente de pozos horizontales y multilaterales complejos está introduciendo algunos costos en esta etapa del desarrollo. El costo primario reside típicamente en la energía necesaria para generar e inyectar el vapor requerido para movilizar los petróleos viscosos. En muchos casos, estos costos operativos están proyectados para continuar por 80 años o más.

Cada región posee petróleo con diferentes propiedades físicas y se halla en una etapa diferente del proceso de maduración, de modo que cada una utiliza diferentes técnicas de desarrollo y de producción. Este artículo describe cómo las compañías operadoras en áreas seleccionadas—los EUA, Indonesia, Venezuela y Canadá—están obteniendo lo mejor de sus activos de petróleo pesado.

### California, EUA—Produciendo por más de un siglo

A fines de la década de 1800, los pobladores y exploradores descubrieron petróleo en California perforando yacimientos someros de petróleo pesado y de brea cercanos a la superficie. Tres de los seis campos súper gigantes de California son campos de petróleo pesado: Midway-Sunset, Kern River y South Belridge ya han producido más de 160 millones de m<sup>3</sup> [mil millones de barriles] de petróleo cada uno.

El Campo Kern River, ubicado cerca de Bakersfield, California, se descubrió en 1899 cuando el pozo descubridor cavado a mano encontró petróleo a 13 m [43 pies] de profundidad. El campo es de unos 10 km de largo por 6.4 km de ancho [6 millas por 4 millas], y produce petróleo pesado de la Formación Kern River, de edad Miocena a Pleistocena (arriba a la derecha). Las areniscas de la Formación Kern River poseían una saturación de petróleo inicial promedio de 50%. La porosidad promedio es de 31%, y la permeabilidad varía entre 1 a 10 darcies. El campo contenía unos 640 millones de m<sup>3</sup> [4 mil millones]



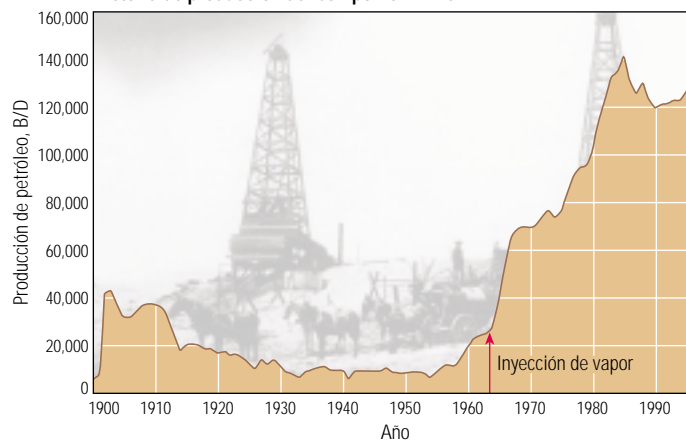
^ Campo Kern River, operado por ChevronTexaco cerca de Bakersfield, California, EUA. El afloramiento, observado desde el oeste, muestra areniscas de colores claros y limolitas de colores oscuros de la Formación Kern River, que buza de 3 a 5 grados hacia el suroeste. Las areniscas producen petróleo y las limolitas actúan como barreras de permeabilidad al movimiento del petróleo y del vapor.

de barriles de petróleo originalmente en sitio (POES). Sin embargo, la densidad del petróleo de 10 a 15°API y la viscosidad de 500 a 10,000 cp [0.5 a 10 Pa-s], combinadas con las bajas temperaturas y la presión inicial del yacimiento, dieron como resultado una baja recuperación primaria.

La producción del Campo Kern River alcanzó un pico de casi más de 6356 m<sup>3</sup>/d [40,000 B/D] a

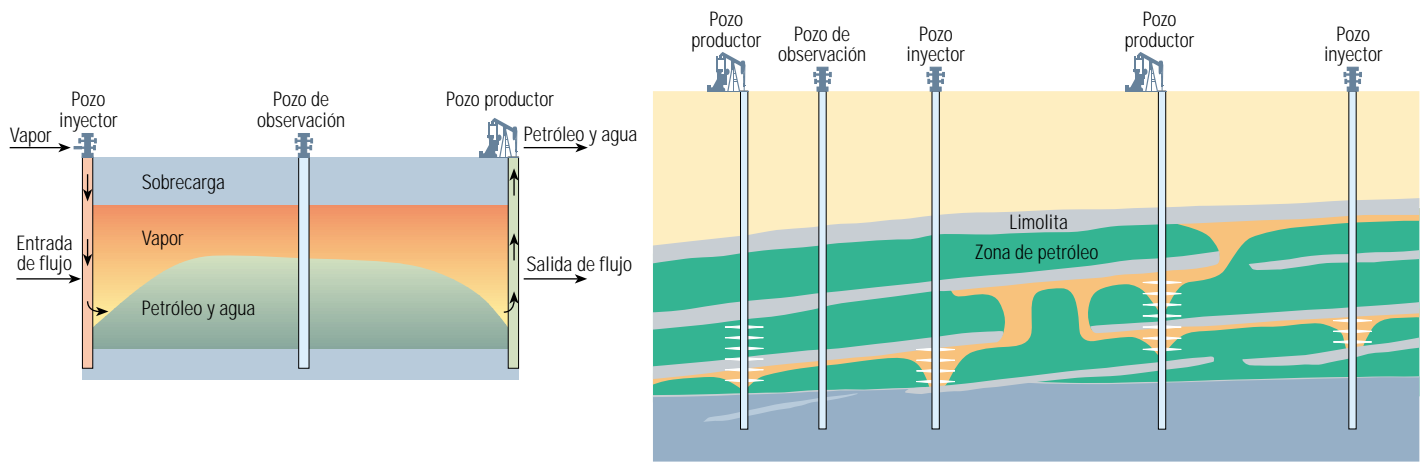
principios de la década de 1900 (abajo). El pobre comportamiento del yacimiento y la baja demanda de crudo pesado, causaron que la producción declinara a bajos niveles hasta el advenimiento de técnicas de refinamiento más avanzadas de petróleo pesado, ocurrido a principios de la década de 1950. La llegada de calentadores de fondo de pozo a mediados de la

Historia de producción del Campo Kern River



^ Historia de la producción de petróleo del Campo Kern River. La baja recuperación primaria que utilizaba técnicas de producción en frío finalizó en la década de 1960, cuando los métodos de inyección de vapor rejuvenecieron el campo: un programa que continúa actualmente.

5. Brelh DA y Kodl EJ: "Detailed Mapping of Fluvial Sand Bodies Improves Perforating Strategy at Kern River Field," artículo de la SPE 20080, presentado en la 60<sup>ta</sup> Conferencia Regional de California de la SPE, Ventura, California, EUA, 4 al 6 de abril de 1990.



^ Escenarios ideales y reales para el movimiento del vapor inyectado. Idealmente (*izquierda*), el vapor se eleva desde los disparos (cañoneos, perforaciones, punzados) en el pozo inyector hasta que alcanza una barrera impermeable, luego se distribuye lateralmente hacia los pozos productores hasta que irrumpe en los mismos. Después, el volumen de vapor se desplaza hacia abajo a medida que el petróleo es producido por drenaje gravitacional. Más comúnmente (*derecha*), las complejidades del yacimiento y del pozo causan que el vapor viaje a lo largo de trayectorias desconocidas. Estas complejidades incluyen barreras discontinuas de limolita, que permiten contactos entre las areniscas, las cuales actúan como conductos a zonas productivas superiores; tareas de cementación inadecuadas y aislamiento zonal incompleto; el influjo de agua, que requiere altos volúmenes de vapor para elevar la temperatura; y el contacto con areniscas llenas de aire, que provocan altas pérdidas de calor.

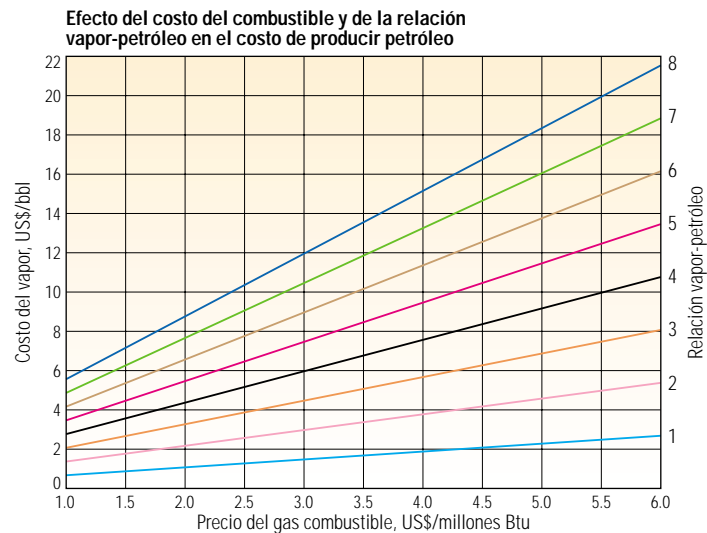
década de 1950 aumentó la producción. La experimentación con inyección de vapor a principios de la década de 1960 ayudó a comprobar el potencial de los métodos de recuperación termal. El crudo del Campo Kern River responde considerablemente bien al calor: la viscosidad de 12,000 cp [12 Pa·s] a la temperatura de yacimiento de 32°C [90°F], se reduce por un factor de 600, a 20 cp [0.02 Pa·s] a la temperatura de inyección de vapor de agua de 128° C [260°F].<sup>5</sup> En 1973, el 75% de la producción del Campo Kern River provenía de proyectos de desplazamiento por vapor de agua.

El crecimiento proyectado para la producción del campo requiere muy buen manejo del calor, o la utilización del vapor de la forma más eficiente. La relación vapor-petróleo (SOR, por sus siglas en inglés) es un factor importante cuando se evalúa la eficiencia de la recuperación. La relación SOR se define como el número de barriles de vapor—en términos de agua fría equivalente, (CWE, por sus siglas en inglés)—requerido para producir un barril de petróleo. La relación SOR y el costo asociado con la generación de vapor afectan directamente la rentabilidad del proyecto (*derecha*). Cuando el precio del gas, el combustible requerido para la generación de vapor, es demasiado alto, y el precio de petróleo pesado es bajo, las operaciones de inyección de vapor se ven restringidas.

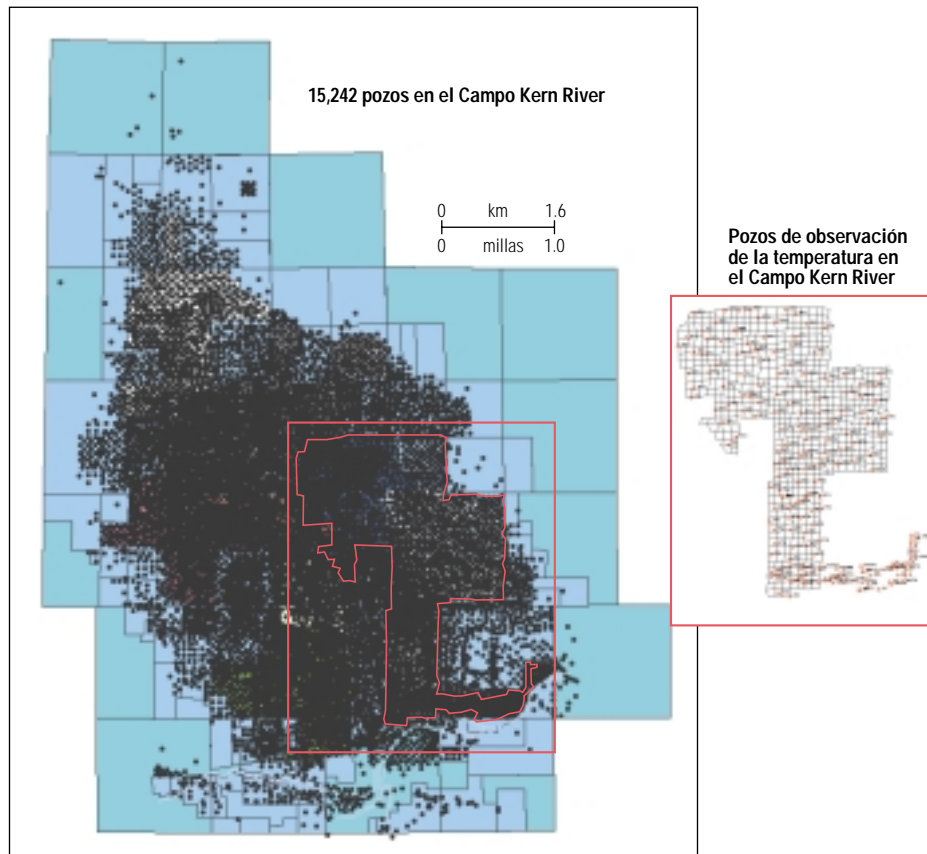
Para ChevronTexaco—el operador del Campo Kern River—la vigilancia del yacimiento constituye un elemento crítico en el manejo del calor. Se necesitan descripciones exactas y oportunas de la distribución de calor dentro del yacimiento para calcular la cantidad apropiada de vapor inyectado.

La inyección de vapor típica se realiza con un patrón de 5 puntos que cubre un área de 10,120 m<sup>2</sup> [2.5 acres], con un pozo productor en cada esquina y un pozo inyector en el centro. Las variaciones de esta configuración incluyen los patrones de 9 puntos y patrones combinados. El vapor inyectado se eleva desde los disparos (cañoneos, perforaciones, punzados) en el pozo inyector hasta que se encuentra con una barrera litológica

impermeable. Luego el vapor se extiende lateralmente hasta que irrumpe en un pozo productor. Mientras el petróleo se produce por drenaje gravitacional, la cámara de vapor, o volumen saturado de vapor, crece en dirección descendente (*arriba*). En la realidad, las heterogeneidades geológicas y las complejidades del pozo permiten que el vapor viaje a lo largo de trayectorias no planificadas.



^ Costo del combustible y relación vapor-petróleo (SOR, por sus siglas en inglés) y su efecto en el costo de la producción de petróleo pesado. La relación SOR se define como el número de barriles de vapor equivalentes a agua fría (CWE, por sus siglas en inglés), requeridos para producir un barril de petróleo. Su valor se determina por el yacimiento y la eficiencia del proceso de inyección de vapor. La intersección entre el precio del combustible (gas, en el caso de California) y la relación SOR (líneas de color) determina el costo del vapor por barril de petróleo producido. Los operadores pueden utilizar esta gráfica para determinar el precio máximo del combustible para el cual la producción se mantiene rentable.



^ Pozos inyectoros y productores (puntos negros) del Campo Kern River. El inserto de la derecha muestra la densidad de los pozos de observación (puntos rojos) en la parte sureste del Campo Kern River.

El Campo Kern River posee más de 15,000 pozos inyectoros y productores, y una red de 540 pozos de observación (arriba). Existe aproximadamente un pozo de observación por cada cinco patrones de inyección. En cada pozo perforado, se han adquirido recientemente resistividades a agujero descubierto, registros de densidad-neutrón y de Propagación Electromagnética EPT. Los registros de pozo entubado obtenidos siguiendo un programa preestablecido en los pozos de observación son útiles para vigilar rutinariamente el progreso del vapor. Éstos incluyen registros de temperatura para observar la variación de la temperatura del yacimiento en función de la profundidad, y registros de la herramienta de Control de Saturación del Yacimiento RST para determinar la saturación de petróleo utilizando relaciones carbono-oxígeno (C/O).<sup>6</sup> Estos registros se utilizan para crear modelos tridimensionales (3D) de la temperatura, de la saturación de petróleo y de la distribución del vapor. Estos modelos, combinados con un modelo litológico generado a partir de registros de resistividad de agujero descubierto, se utilizan para crear secciones transversales y

modelos de visualización que facilitan las estimaciones de los regímenes de inyección de calor. Los registros de temperatura se adquieren cada tres meses porque la temperatura puede cambiar rápidamente en proyectos de inyección de vapor muy activos y es importante reaccionar rápidamente: la modificación de los regímenes de inyección en el momento correcto puede significar un importante ahorro de costos.

En el Campo Kern River, los geólogos de ChevronTexaco ingresan datos de pozos de observación en las herramientas de visualización 3D para manipular el modelo, realizar cálculos volumétricos y administrar el calor (próxima página, abajo). En este ejemplo, se han utilizado datos de resistividad para modelar la distribución de las capas de limolita y arenisca en un proyecto pequeño del Campo Kern River. La gráfica muestra un solo plano vertical a través del modelo 3D de distribución de la temperatura, integrado con un modelo geológico. Aquí se muestra que en el pozo Acme 14 la arenisca inferior R1 y la arenisca G contienen buenas saturaciones de petróleo a una temperatura relativamente baja. Esta combinación

es atractiva para una operación de inyección cíclica de vapor en una zona aislada con empacadores. Antes del trabajo, el pozo Acme 14 producía 3 m<sup>3</sup>/d [20 bppd]. Este valor es mayor que el promedio de 2.2 m<sup>3</sup>/d [14 bppd] para el campo. Después de inyectar vapor en este intervalo, el pozo Acme 14 respondió con un adicional de 6.4 m<sup>3</sup>/d [40 bppd]; un aumento de 300%, cayendo así dentro del grupo de pozos que producen el 90% o más del valor del pozo de mayor producción.

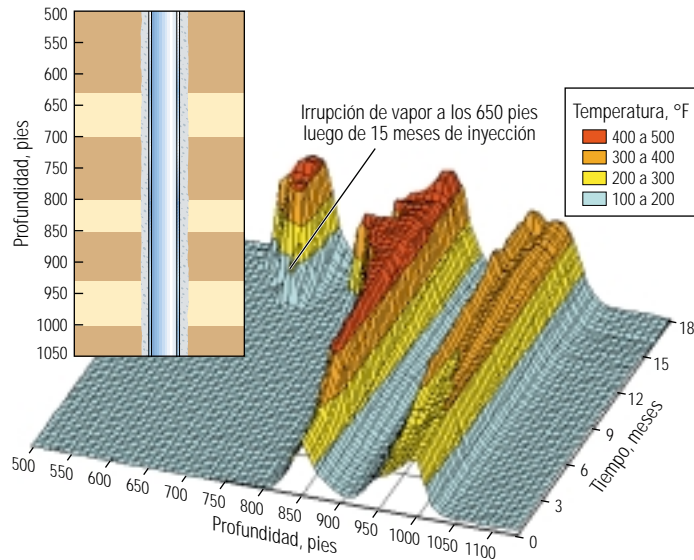
Estas herramientas de visualización permiten a los miembros del equipo de activos determinar la distribución de vapor, ajustar los regímenes de inyección de vapor y optimizar los disparos en los proyectos existentes, al igual que en los proyectos futuros.

Algunos operadores de California están evaluando otras formas de controlar el movimiento del vapor. Desde 1996, se han instrumentado varios campos de petróleo pesado con medidores de fibra óptica de la distribución de la temperatura (DTS, por sus siglas en inglés) SENSE. La fibra óptica sirve tanto de medidor como de sistema de transmisión y permite efectuar lecturas

de temperatura a intervalos de 1 m [3.3 pies]. El sistema ha sido utilizado en numerosos pozos que producen por bombeo mecánico a temperaturas de hasta 249°C [480°F]. Cuando se despliega en pozos productores, el sistema DTS puede instalarse en un tubo de acero inoxidable de ¼ pulgadas, sujetado en la parte exterior de la tubería de revestimiento o de la tubería de producción. En un caso, el sistema de fibra óptica detectó indicaciones de pérdida de vapor detrás de la tubería de revestimiento; la pérdida fluía hacia la superficie. El pozo se intervino para reparar la pérdida antes de que se produjera una ruptura por alta temperatura en la superficie.

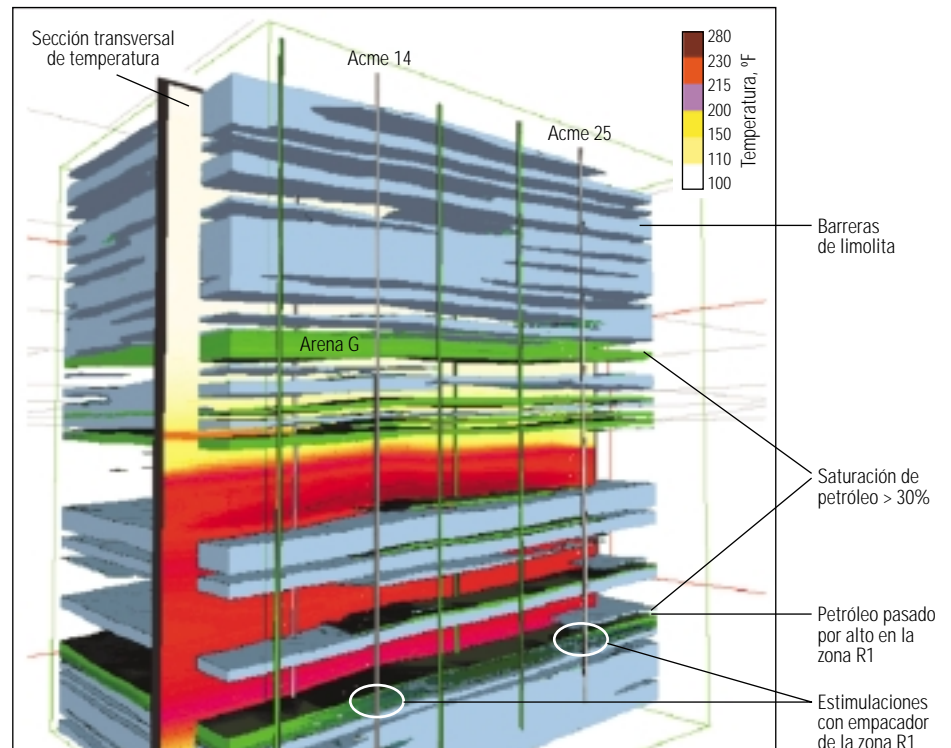
En otro caso, se controló la inyección de vapor en tres areniscas desde un pozo de observación. Cuando comenzó la vigilancia, el vapor había alcanzado dos de las areniscas en la posición del pozo de observación (derecha). Luego de 15 meses, el sistema DTS detectó irrupción de vapor en la arenisca superior. Además, se han instalado sistemas de fibra óptica SENSE para controlar el movimiento del vapor en más de 150 pozos, incluyendo proyectos en Indonesia, Venezuela, Canadá y Omán, en pozos verticales de producción y de observación y en pozos horizontales.

ChevronTexaco y otros productores de petróleo pesado en California están probando con levantamientos electromagnéticos (EM, por sus siglas en inglés) transversales como otra forma de confeccionar mapas de la saturación de petróleo residual y determinar los factores que controlan el flujo de vapor y de petróleo. El método de levantamientos EM transversales está diseñado para confeccionar un mapa de la distribución de la conductividad entre los pozos. Un sistema de campo para efectuar levantamientos EM transversales consiste de una herramienta transmisora bajada en un pozo y una herramienta receptora bajada en otro pozo, localizado a 1 km [0.6 millas] de distancia del pozo emisor. Las herramientas se despliegan con equipos estándar para operaciones a cable y se conectan a superficie mediante telemetría convencional. Posicionando las herramientas transmisora y receptora arriba, abajo y dentro de la zona de interés, se pueden obtener datos para la inversión tomográfica, dando como resultado un modelo de conductividad entre los pozos.



▲ Control de la temperatura con fibra óptica en un pozo de observación de un proyecto de inyección de vapor. El vapor se inyectó en tres areniscas (inserto), y al comienzo de este período de vigilancia rutinaria, ya había alcanzado las dos areniscas inferiores en la localización del pozo de observación. El sistema de medidores de fibra óptica de la distribución de la temperatura (DTS, por sus siglas en inglés), detectó la irrupción de vapor en la arenisca superior luego de 15 meses de comenzada la inyección.

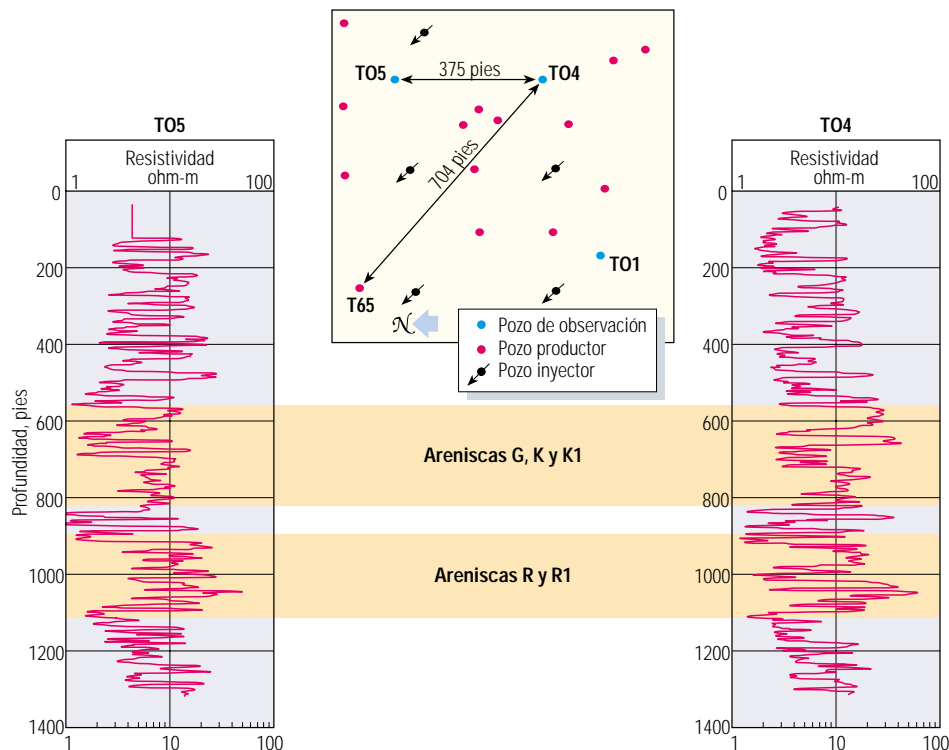
Visualización 3D, de este a oeste



▲ Vista tridimensional de areniscas, limolitas y temperatura en una porción del proyecto del Campo Kern River. Las areniscas con saturaciones de petróleo mayores a 30% se muestran en color verde. Las limolitas, con resistividades inferiores a 10 ohm-m, se muestran en color celeste. Esta vista indica que la zona inferior R1 todavía posee buena saturación de petróleo y su temperatura es relativamente baja. Esto convierte a la zona en un candidato potencial para efectuar una inyección cíclica de vapor, aislando el intervalo con un empacador.

6. Albertin I, Darling H, Mahdavi M, Plasek R, Cedeño I, Hemingway J, Richter P, Markley M, Olesen J-R, Roscoe B y Zeng W: "The Many Facets of Pulsed Neutron Cased-Hole Logging," *Oilfield Review* 8, no. 2 (Verano de 1996): 28-41.

Harness P, Shotts N, Hemingway J, Rose D y van der Sluis R: "Accurate Oil Saturation Determination and Monitoring in a Heavy Oil Reservoir," artículo de la SPE 46245, presentado en la Conferencia Regional de Occidente de la SPE, Bakersfield, California, EUA, 10 al 13 de mayo de 1998.



^ Registros de resistividad en pozos seleccionados para un levantamiento electromagnético (EM) transversal del Campo Kern River. Los registros de resistividad convencionales distinguen las areniscas de mayor resistividad (8 a 50 ohm-m) de las limolitas de menor resistividad (2 a 8 ohm-m), e identifican los principales intervalos del yacimiento bajo inyección de vapor: G, K, y K1; y R y R1. El levantamiento EM transversal comprendió registros de inducción electromagnética entre tres pares de pozos (*inserto*), incluyendo los pozos de observación entubados con tubería de fibra de vidrio, T04 y T05, y el pozo productor, T65, entubado con tubería de acero.

ElectroMagnetic Instruments, Inc. ha conducido levantamientos EM transversales en varios campos petroleros en operación. En un levantamiento ejecutado en el Campo Kern River se registraron datos de inducción EM entre tres pares de pozos, incluyendo los pozos de observación T04 y T05, entubados con fibra de vidrio y un pozo productor, T65, entubado con tubería de acero. Los registros convencionales de inducción-resistividad permiten diferenciar las areniscas (de resistividad más alta, 8 a 50 ohm-m) de las limolitas (de resistividad más baja, 2 a 8 ohm-m), y facilitan la identificación de los principales intervalos del yacimiento bajo inyección de vapor (*arriba*). Debido a la baja salinidad del agua conata, no es posible distinguir las fases acuosas y petrolíferas en los registros de resistividad solos. Sin embargo, los intervalos saturados de vapor se pueden distinguir de los intervalos saturados de agua fría o de petróleo, principalmente porque la alta temperatura reduce la resistividad de la formación en más del 40%. Por ejemplo, los registros de inducción a través de las areniscas G, K y K1 muestran correlación entre los Pozos T05 y T04, pero las resistividades de las areniscas son 30 a 40% más bajas en el Pozo T05. El Pozo T04 se perforó en un inesperado "punto frío;" las tem-

peraturas eran 56°C [100°F] más bajas en el Pozo T04 que en el T05. Por alguna razón, el vapor inyectado había pasado por alto los intervalos productivos en el Pozo T04, dejando una alta saturación de petróleo. Los geólogos del Campo Kern River han identificado varias áreas semejantes, y para ellos es prioritario descubrir la causa del aislamiento en sus intentos por maximizar la producción.

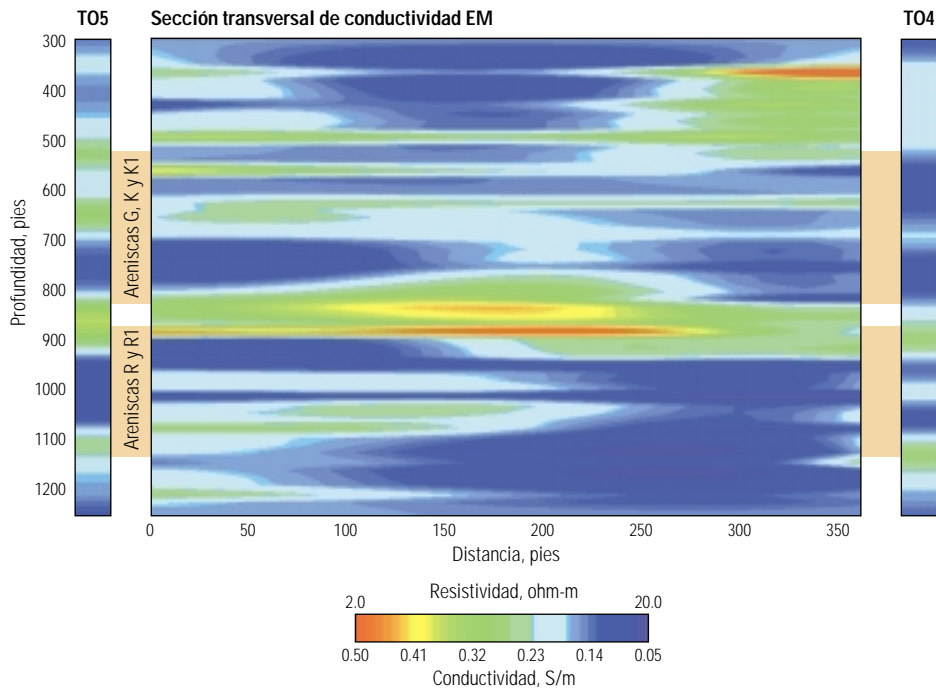
Durante la inversión de los datos del levantamiento EM transversal se toma un modelo inicial de conductividad (recíproca de la resistividad eléctrica) entre pozos, generalmente derivada de los registros de resistividad obtenidos en los dos pozos, luego se ajusta el modelo hasta que los datos observados y calculados coinciden dentro de una determinada tolerancia. El modelo final indica alguna variación estratigráfica y una posible variación estructural en la región entre pozos (*próxima página, arriba*). El espesor de la capa de limolita de alta conductividad que separa las dos unidades productoras aumenta sustancialmente, pero en forma discontinua a mitad de camino entre los pozos de observación. Este engrosamiento discontinuo puede corresponder a una falla pequeña que está provocando que el vapor pase por alto los intervalos productivos en el Pozo T04.

La inversión y generación de imágenes tomográficas constituyen nuevas técnicas y áreas de investigación activas.<sup>7</sup> Las inversiones no arrojan resultados exclusivos; esto significa que varios modelos de resistividad pueden satisfacer los datos observados. Los resultados mejoran cuando se utilizan datos adicionales, tales como secciones transversales provenientes de levantamientos sísmicos, para limitar la inversión. A fines de 2002, ElectroMagnetic Instruments condujo nuevos levantamientos EM transversales en esta área del Campo Kern River para ensayar la idea de que las fallas de la formación podrían estar influenciando la eficiencia de barrido.

7. Wilt M, Lee K, Alumbaugh D, Morrison HF, Becker A, Tseng HW y Torres-Verdin C: "Crosshole Electro-Magnetic Tomography—A New Technology for Oil Field Characterization," *The Leading Edge* 14, no. 3 (Marzo de 1995): 173–177.

Wilt M, Lee KH, Becker A, Spies B y Wang B: "Crosshole EM in Steel-Cased Boreholes," *Resúmenes Expandidos*, 66<sup>a</sup> Reunión Internacional Anual de la SEG, Denver, Colorado, EUA (10 al 15 de noviembre de 1996): 230–233.

8. Gael BT, Gross SJ y McNaboe GJ: "Development Planning and Reservoir Management in the Duri Steam Flood," artículo de la SPE 29668, presentado en la Conferencia Regional Occidental de la SPE, Bakersfield, California, EUA, 8 al 10 de marzo de 1995.



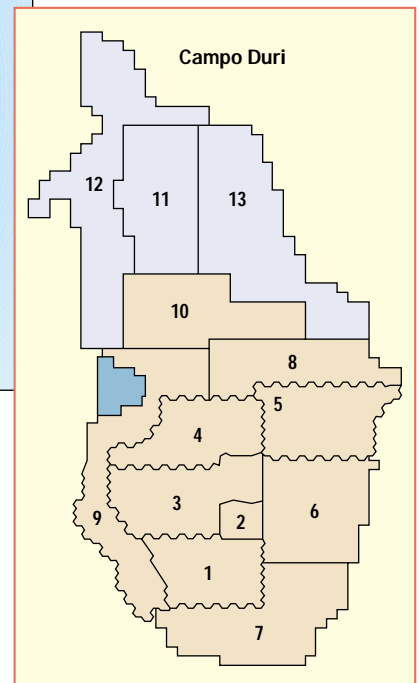
▲ Resultados de la inversión del levantamiento EM transversal entre los pozos de observación, T04 y T05. El color azul indica baja conductividad (alta resistividad) y el amarillo señala mayor conductividad (menor resistividad). El espesor de la capa de limolita (amarillo-verde) que separa las unidades productoras aumenta sustancialmente casi a mitad de distancia entre los pozos de observación, lo cual puede explicar el menor flujo de vapor hacia el Pozo T04.

### Indonesia—El mayor proyecto de inyección de vapor

El petróleo pesado en Indonesia es prácticamente sinónimo de Duri, un gran campo somero asociado con la operación de inyección de vapor más grande del mundo en términos de producción de petróleo y de vapor inyectado (*derecha*). El Campo Duri, descubierto en 1941, no fue puesto en producción hasta la instalación de una tubería de conducción en 1954. La producción primaria, la mayor parte proveniente de empuje por expansión del gas disuelto y por compactación, alcanzó un pico de 10,300 m<sup>3</sup>/d [65,000 bppd] a mediados de la década de 1960 y se planificó para alcanzar una recuperación final de sólo el 7% del POES.<sup>8</sup> La estimulación cíclica de vapor demostró ser útil en pozos individuales, y esto motivó la iniciación de un proyecto piloto de inyección de vapor en 1975. Luego de que el proyecto piloto permitió recuperar con éxito el 30% del POES, el primer gran proyecto se comenzó en 1985. El Campo Duri ahora produce cerca de 36,500 m<sup>3</sup>/d [230,000 bppd] de petróleo y se inyectan 950,000 BCWE/D de vapor. En algunas áreas el factor de recuperación total alcanza el 70%. Actualmente, hay 4000 pozos productores, 1600 pozos inyectores y 300 pozos de observación. El Campo Duri es operado por PT. Caltex Pacific Indonesia (CPI) bajo un contrato de producción compartida con el Gobierno de Indonesia.



▲ Campo Duri en Sumatra Central operado por PT. Caltex Pacific Indonesia (CPI). El campo se divide en 13 áreas, de las cuales 10 (color marrón) se hallan en alguna etapa del proceso de inyección de vapor. Se han efectuado levantamientos sísmicos en varias porciones del campo, en algunos casos en forma repetida, para el control del yacimiento mediante la aplicación de la técnica de lapsos de tiempo.

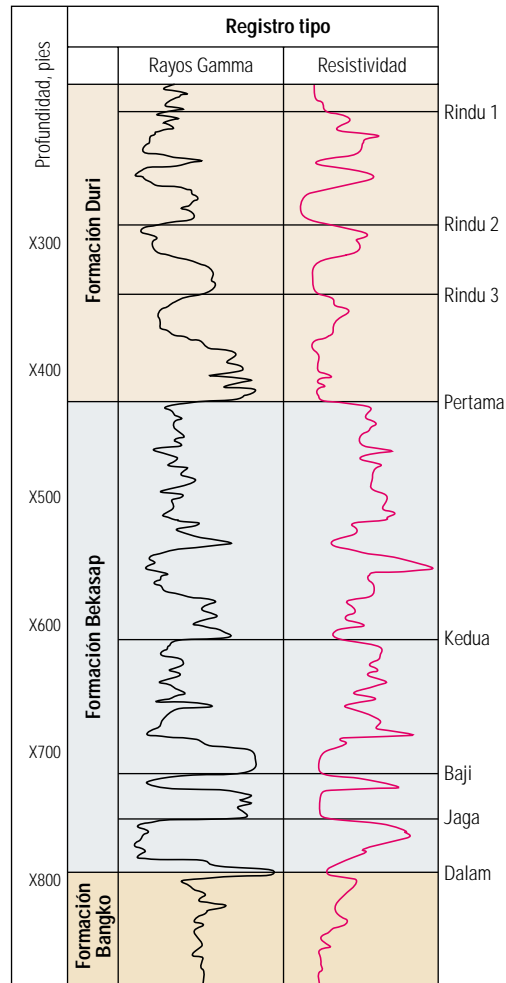




Las formaciones del Campo Duri comprenden tres grupos principales; Rindu, Pertama-Kedua y Baji-Jaga-Dalam (*derecha*). Debido a que este último grupo sólo contiene petróleo en unas pocas elevaciones estructurales en el sur y a que la inyección de vapor comenzó sólo recientemente en el Grupo Rindu, la mayor parte de la producción proviene de los Grupos Pertama y Kedua. La inyección de vapor se ha aplicado a través de todo el campo, con 10 de 13 áreas actualmente en alguna etapa de la inyección de vapor. El volumen total de vapor inyectado ha permanecido constante desde mediados de la década de 1990, de modo que se abren nuevas áreas sólo cuando un área existente ha sido suficientemente invadida; generalmente luego de aproximadamente 10 años. La mayoría de los esquemas de inyección son patrones invertidos de 9 puntos, extendiéndose a través de una superficie de más de 250 m por 250 m [15.5 acres]. En áreas con menor espesor productivo, se utiliza un patrón de 5 puntos que cubre la misma superficie, mientras que diseños anteriores utilizaban un patrón invertido de 7 puntos a través de una superficie de 217 m por 217 m [11,625 acres].

La producción ocurre principalmente como consecuencia de la presión ejercida por el vapor antes de irrumpir en los pozos productores. Luego de unos pocos meses de inyección, la producción de petróleo aumenta rápidamente a valores cercanos a cinco veces las producciones obtenidas antes de comenzar la inyección de vapor, con gradientes de presión horizontales de más de 1 lpc/pie [22.6 kPa/m] entre pozos inyectoros y productores. Los pozos inyectoros se terminan de modo que la cantidad de vapor inyectado dentro de una capa sea proporcional al petróleo neto estimado en sitio. Aún así, los frentes de vapor generalmente son bien definidos, irrumpiendo primero en los intervalos de mayor permeabilidad, tal como se espera.

La irrupción de vapor ocurre en una capa particular de un patrón luego de que se inyecta aproximadamente un volumen de poro (PVI, por sus siglas en inglés) de vapor. A continuación, la inyección de vapor dentro de esa capa continúa a un régimen más bajo hasta alcanzar cerca de 1.4 PVI. El vapor luego se distribuye en otras áreas. Posteriormente a la irrupción, los gradientes de presión horizontales promedio disminuyen por debajo de 0.2 lpc/pie [4.5 kPa/m], de manera que la producción depende del drenaje gravitacional y del calentamiento de las capas adyacentes. El petróleo pesado del Campo Duri es relativamente liviano (de 17 a 21°API) y posee una viscosidad relativamente baja (300 cp a 100°F) [0.3 Pa·s a 38°C]. La reducción máxima de viscosidad es de



Propiedades promedio del yacimiento	
Profundidad promedio	500 pies
Presión del yacimiento antes de la inyección de vapor	100 lpc
Temperatura del yacimiento antes de la inyección de vapor	100°F
Espesor neto promedio de la zona productora	120 pies
Porosidad promedio	0.34 vol/vol
Saturación inicial promedio de petróleo	0.53 vol/vol
Permeabilidad promedio	1500 mD
Compresibilidad de la roca	$57 \times 10^{-6}$ lpc <sup>-1</sup>
Densidad promedio del petróleo	20°API
Relación gas-petróleo	15 pc/bbl
Viscosidad del petróleo a 100°F	330 cp
Viscosidad del petróleo a 300°F	8.2 cp

▲ Registro tipo de los yacimientos del Campo Duri y propiedades promedio para las unidades Kedua y Pertama.

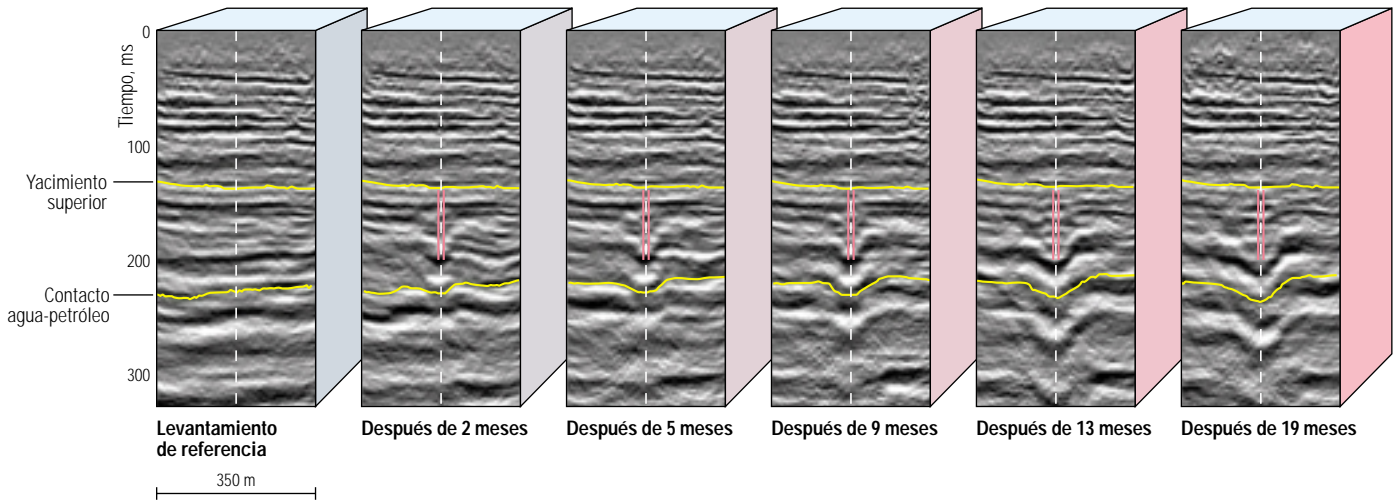
40 veces, mucho menos que en California. El drenaje gravitacional se encuentra limitado debido a que las areniscas son relativamente delgadas y heterogéneas, y como consecuencia del bajo relieve estructural y el largo espaciamiento del patrón.

Los técnicos de CPI pronto percibieron que una buena recuperación dependía de la comprensión de la eficacia de desplazamiento vertical y areal del vapor. Al mismo tiempo, el éxito económico dependía del manejo eficiente del calor. Además de una planificación cuidadosa, de la adecuada implementación y del manejo apropiado del yacimiento, es importante vigilar rutinariamente el progreso del vapor tan celosamente como sea posible.

Los pozos de observación en el Campo Duri han sido vigilados rutinariamente desde el principio del proyecto, utilizando las mismas técnicas que en California. En los pozos inyectoros, los levantamientos con marcador radioactivo, utilizando gas criptón como marcador, registran el

perfil de inyección del vapor. La irrupción del vapor en los pozos productores se detecta por la temperatura y presión de boca de pozo y por la tasa de flujo, al igual que por los registros de temperatura y del medidor de flujo. Estas técnicas han crecido recientemente gracias al advenimiento de los medidores de flujo a molinete de alta temperatura, utilizados en los pozos inyectoros, así como a los registros de temperatura efectuados con fibra óptica y a la determinación de las huellas del petróleo.

Sin embargo, ninguna de estas técnicas ofrece una visión más allá del pozo y, aún en combinación, pueden ser insuficientes para ofrecer un panorama preciso de la eficacia de desplazamiento de los fluidos. La vigilancia sísmica mediante la aplicación de la técnica de lapsos de tiempo es una técnica que puede revelar la distribución areal y entre pozos del vapor. Esta técnica ha sido utilizada extensamente en el Campo Duri.



▲ Datos sísmicos del levantamiento de referencia del Campo Duri registrado antes de que comenzara la inyección de vapor, y cinco levantamientos de vigilancia rutinaria registrados posteriormente. La sección sísmica atraviesa la localización del pozo inyector (línea punteada blanca) y el intervalo de inyección de vapor (color rosa). A medida que avanza la inyección de vapor, las menores velocidades sísmicas que se observan en las áreas tratadas causan una flexión aparente en los reflectores. Al mismo tiempo, la impedancia acústica alterada aumenta la intensidad de reflexión. El avance del vapor inyectado está precedido por una zona con aumento de presión. Esto incrementa las velocidades sísmicas y causa una pequeña elevación aparente de los reflectores.

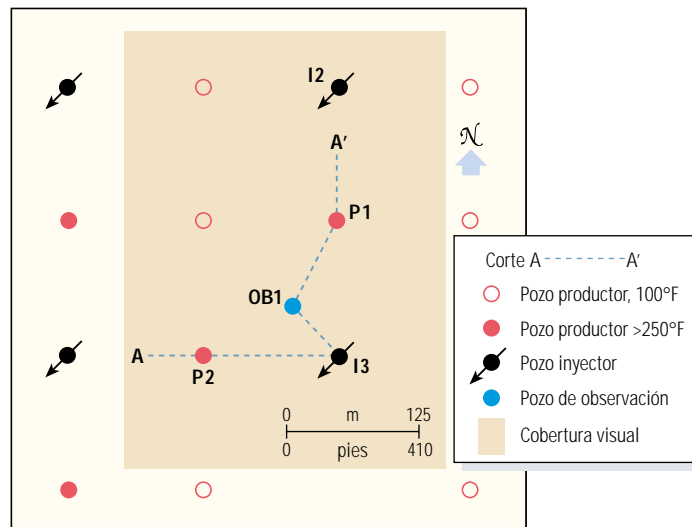
*Vigilancia sísmica con la técnica de lapsos de tiempo*—La vigilancia sísmica mediante la aplicación de la técnica de lapsos de tiempo en el Campo Duri comenzó con un proyecto piloto en 1994.<sup>9</sup> Se registró un levantamiento 3D de referencia sobre un patrón de inyección un mes antes de que comenzara la inyección de vapor, y se repitió cinco veces durante los siguientes 20 meses. Los datos de laboratorio y la física acústica de la roca indican que el aumento de temperatura y la fase vapor asociados con la inyección de vapor disminuyen la velocidad sísmica, provocando que las reflexiones dentro y debajo de la zona con vapor se observen a mayor profundidad, o demoradas en el dominio del tiempo. Por otra parte, el aumento de presión causado por la inyección de vapor disuelve nuevamente el gas liberado durante la producción primaria, incrementando así la velocidad sísmica y elevando artificialmente los reflectores. En este campo, se observó la superposición de tales efectos (arriba). El frente de presión se mueve más rápido que el frente de temperatura, haciendo que los reflectores cercanos al pozo inyector se eleven moderadamente previo a profundizarse demasiado a medida que se calienta la formación.

Los cambios en la velocidad sísmica también modifican las amplitudes de reflexión. Una vez que el vapor está presente, la respuesta sísmica es similar al punto brillante clásico del gas; una reflexión negativa de alta amplitud (valle) correspondiente al tope de la zona, seguida de una reflexión positiva de alta amplitud (pico). Estos puntos brillantes pueden ayudar a identificar zonas de vapor, pero es menester correlacionarlos cuidadosamente con los datos del pozo antes de interpretarlos como formaciones humedeciéndose con vapor.

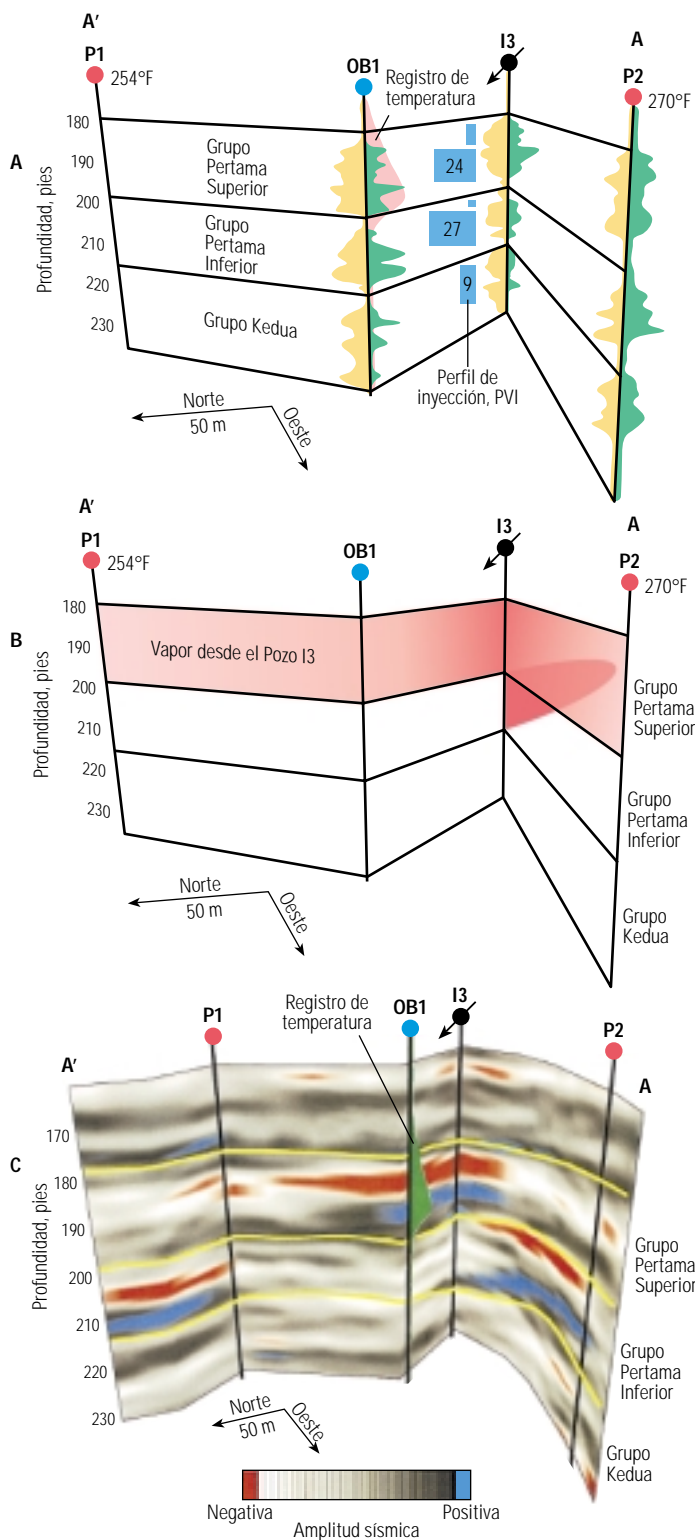
Siguiendo el éxito del proyecto piloto, se registraron levantamientos 3D en diferentes áreas del proyecto y a distintos tiempos. Un caso particular ilustra por qué la vigilancia efectuada utilizando información del pozo es generalmente insuficiente para comprender y manejar la eficacia de desplazamiento cuando se inyecta vapor.<sup>10</sup> En este patrón, las temperaturas de cabeza de pozo por encima de 121°C [250°F] en los dos pozos productores, P1 y P2, indican irrupción indeseable de vapor luego de sólo 7 meses de inyección (abajo). El perfil de inyección en el pozo

9. Jenkins SD, Waite MW y Bee MF: "Time-Lapse Monitoring of the Duri Steamflood: A Pilot and Study Case," *The Leading Edge* 16, no. 9 (Septiembre de 1997): 1267–1273.

10. Waite MW, Sigit R, Rusdibiyo AV, Susanto T, Primadi H y Satriana D: "Application of Seismic Monitoring to Manage an Early-Stage Steamflood," artículo de la SPE 37564, *SPE Reservoir Engineering* 12, no. 4 (Noviembre de 1997): 277–283.



▲ Patrón de inyección que muestra la localización de los pozos inyectores (I), de producción (P) y de observación (OB), y el corte AA'. Se espera que se produzca la irrupción de vapor en los pozos productores cuando la temperatura se eleva por encima de los 250°F, como ocurre en los Pozos P1 y P2.



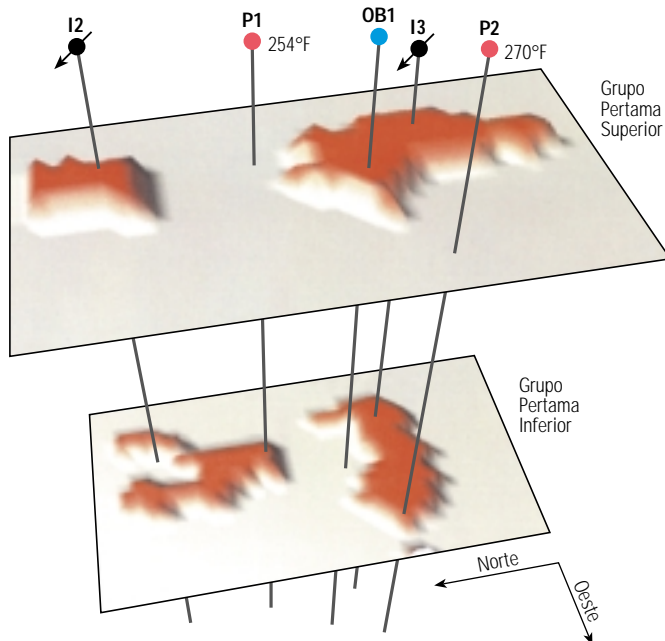
^ A) Sección transversal AA' del mapa de la página anterior que muestra los datos de registros de pozo: registros de resistividad (color verde), de rayos gamma (color amarillo) y de temperatura (color rosa) en el Pozo OB1 y perfil de inyección de vapor del Pozo I3 en porcentaje de volumen de poro inyectado (PVI, por sus siglas en inglés), para cada formación. B) La interpretación consistente más simple de los datos de registros, sugiere que el vapor proveniente del Grupo Pertamina Superior es la fuente de calor en ambos pozos, P1 y P2. C) La sección sísmica a lo largo del mismo corte muestra indicadores de vapor de alta amplitud con tres colores rojos distintos sobre el color azul; esto indica tres diferentes trayectorias de vapor entre los pozos. Estos resultados son consistentes con los datos del pozo, pero muestran que la fuente de vapor en los Pozos P1 y P2 es el Grupo Pertamina Inferior, no el Superior.

inyector cercano I3 mostró que los Grupos Pertamina Superior e Inferior estaban recibiendo la mayor parte del vapor. Un registro de temperatura en el pozo de observación OB1 mostró un pico relacionado con el vapor en el Grupo Pertamina Superior, pero nada de vapor en las otras zonas. Según lo observado en el Pozo OB1, el desplazamiento más rápido del frente de vapor en el Grupo Pertamina Superior, se correspondía con el análisis petrofísico, según el cual la permeabilidad promedio más alta de las tres zonas correspondía a dicho grupo (izquierda).

De estos registros, una posible interpretación es que el vapor producido en los Pozos P1 y P2 proviene del Grupo Pertamina Superior. Una estrategia reparadora consistiría en cerrar esta zona en los dos pozos productores, forzando al vapor a expandirse a otras áreas del patrón. Sin embargo esta interpretación no es la única posible. Para arribar a esta conclusión, se asume que el Pozo I3 es la fuente de vapor, en vez de los Pozos I2 o I4, y que el vapor que está siendo inyectado en el Grupo Pertamina Inferior se está moviendo hacia otros patrones, en dirección sur y este.

Al mismo tiempo que se obtuvieron los registros de pozos, se registró un levantamiento sísmico 3D. Los datos se procesaron como ondículas de fase cero, filtrándolos hasta hacerlos coincidir con un perfil sísmico vertical (VSP, por sus siglas en inglés), adquirido al mismo tiempo en el pozo de observación. Una imagen expandida a través del yacimiento indica varias trayectorias del vapor (valle rojo sobre pico azul), pero no en las direcciones esperadas. Es posible observar dos trayectorias procediendo del Pozo I3; una en el Grupo Pertamina Superior hacia el pozo de observación, lo cual explica entonces el registro de temperatura, y la otra en el Grupo Pertamina Inferior hacia el Pozo P2. El Pozo P1 parece no recibir vapor del Pozo I3, recibiéndolo en cambio en el Grupo Pertamina Inferior del Pozo I2 en dirección norte. En base a esta información, se concluye que es el Grupo Pertamina Inferior el que debería cerrarse en los Pozos P1 y P2; una conclusión diferente a la que se había arribado analizando solamente los datos de los pozos.

Esta interpretación ha sido aún más refinada con el objetivo de comprender mejor la eficacia de desplazamiento para cada capa (próxima página, arriba). La gráfica muestra la presencia o ausencia de vapor en base a una función discriminadora derivada de atributos sísmicos y de información de los pozos.<sup>11</sup> Con esta información, se pueden tomar las acciones apropiadas para mejorar el barrido vertical y areal. Además de aislar los intervalos que muestran irrupción en



^ Visualización de la eficiencia de desplazamiento de la inyección de vapor para los Grupos Pertamina Superior e Inferior. La gráfica muestra un desarrollo altamente no uniforme del frente de vapor inyectado. Esta visualización se basa en una clasificación binaria (de vapor o no), derivada de atributos sísmicos múltiples extraídos dentro de cada capa y de la información del pozo. El vapor se muestra en color rojo.

los pozos productores, la eficacia de desplazamiento se mejora modificando los perfiles de inyección de los pozos inyector, estimulando cíclicamente a los pozos productores con vapor, y restringiendo nuevamente a los productores de modo que el vapor se vea forzado a desplazarse hacia áreas no barridas. La interpretación de los datos sísmicos 3D y de los que surgen de la aplicación de la técnica de lapsos de tiempo, ha eliminado gran parte de la incertidumbre existente sobre la distribución del vapor, y más recientemente, ha sido aplicada para detectar petróleo pasado por alto.<sup>12</sup>

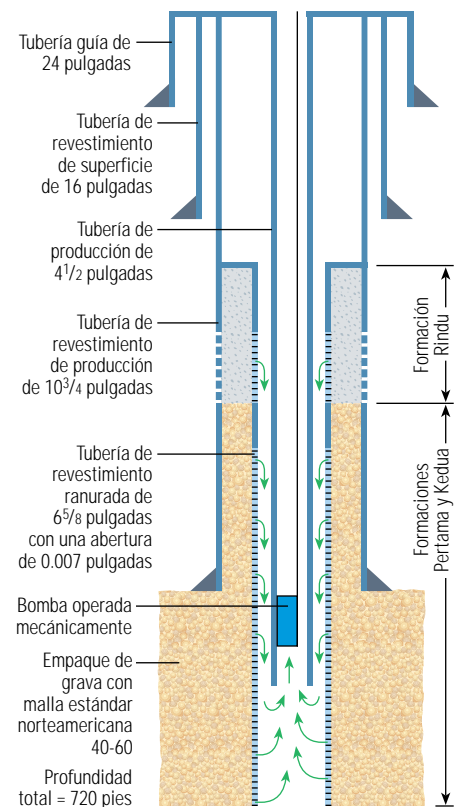
**Desempeño de la producción**—Los proyectos de inyección de vapor son particularmente sensibles a ciertos problemas de producción. Debido a que la inyección de vapor casi siempre se realiza en areniscas someras no consolidadas, la producción de arena es un tema preocupante. El vapor es reactivo e introduce grandes cambios en

la temperatura y en la presión; condiciones que son favorables a la corrosión y a la formación de incrustaciones. El Campo Duri no constituye una excepción para estos problemas y, debido a su tamaño, los efectos son de importancia. En una semana típica de operaciones en el Campo Duri se perforan 10 nuevos pozos, se reparan o acondicionan 100 pozos, se remueven 300 camionadas de arena y se consumen 132 m<sup>3</sup> [35.000 galones] de ácido. Con tantos pozos, cualquier mejora efectiva en materia de costos introducida en las técnicas de producción puede tener un impacto importante en la rentabilidad del proyecto.

En el Campo Duri, se han utilizado varias técnicas para mejorar la productividad de los pozos y controlar la producción de arena. Desde el comienzo de la inyección de vapor, los pozos han sido terminados utilizando filtros (cedazos) de exclusión de arena convencionales y empaques de grava efectuados a pozo abierto, o en algunos

casos empaques de grava efectuados a pozo entubado (abajo). A mediados de la década de 1990, CPI introdujo tratamientos de fracturamiento hidráulico seguidos de empaques de grava en pozos entubados. Estos tratamientos crearon fracturas hidráulicas cortas y anchas en areniscas productivas, utilizando técnicas de control del crecimiento longitudinal de la fractura (TSO, por sus siglas en inglés). La producción de arena se controló mediante tuberías ranuradas y a veces también empackando arenas curables cubiertas con resina dentro de las fracturas.<sup>13</sup> Si bien se observaron algunas mejoras, la efectividad en materia de costos no resultaba clara en el largo plazo.<sup>14</sup>

Recientemente, las técnicas de fracturamiento hidráulico han sido mejoradas utilizando tubería flexible para asegurar que todos los disparos sean correctamente empackados y emplazando materiales, tales como aditivos PropNET para el empaque de apuntalante en las fracturas; todo esto para controlar la producción de arena.<sup>15</sup>



^ Terminación típica a través de la Formación Rindu y de la interfaz entre las Formaciones Pertamina y Kedua. En este caso, la interfaz entre las Formaciones Pertamina y Kedua posee un empaque de grava a pozo abierto, mientras que en la Formación Rindu se efectuó un tratamiento de fracturamiento hidráulico, seguido de un empaque de grava a pozo entubado.

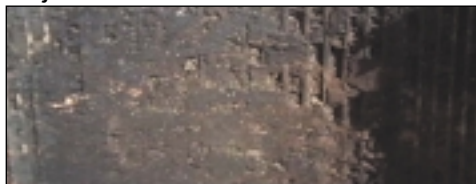
11. La función discriminadora se deriva de una combinación de varios atributos, tales como el error cuadrático medio, la amplitud máxima, mínima y media, y varios atributos basados en el trabajo de Hilbert.  
 12. Sigit R, Satriana D, Peifer JP y Linawati A: "Seismically Guided Bypassed Oil Identification in a Mature Steamflood Area, Duri Field, Sumatra, Indonesia," artículo de la SPE 57261, presentado en la Conferencia de Recuperación Asistida de Petróleo del Pacífico Asiático, Kuala Lumpur, Malasia, 25 al 26 de octubre de 1999.  
 13. Putra PH, Nasution RD, Thurston FK, Moran JH y Malone BP: "TSO Frac-Pack: Pilot Evaluation to Full-Scale Operations in a Shallow Unconsolidated Heavy Oil

Reservoir," artículo de la SPE 37533, presentado en el Simposio Internacional de Operaciones Térmicas y de Petróleo Pesado, Bakersfield, California, EUA, 10 al 12 de febrero de 1997.  
 14. Butcher JR: "New Area Development Strategy for Duri Field: Evaluation of Gravel Pack/Frac Pack," artículo de la SPE 68633, presentado en la Conferencia y Exhibición de Petróleo y de Gas del Pacífico Asiático de la SPE, Yakarta, Indonesia, 17 al 19 de abril de 2001.  
 15. Degenhardt KF, Stevenson J, Gale B, González D, Hall S, Marsh J y Zemlak W: "Aislamiento y estimulación selectivos," *Oilfield Review* 13, no. 3 (Invierno de 2001/2002): 60-80.

Tubería base antes del tratamiento



Enrejado antes del tratamiento



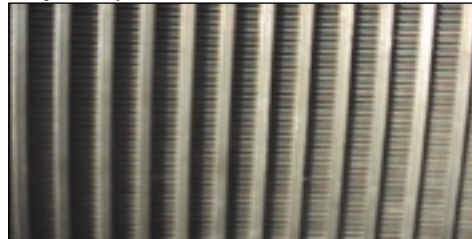
Rociado con JetBLASTER



Tubería base después del tratamiento con JetBLASTER



Enrejado después del tratamiento con JetBLASTER



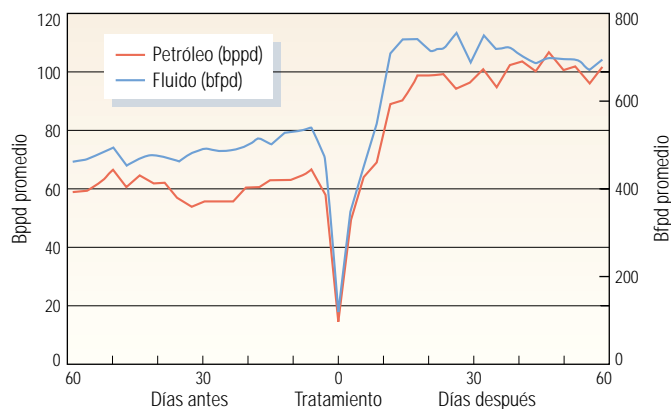
▲ Remoción de incrustaciones utilizando la herramienta JetBLASTER. Se observa incrustación de buen espesor (A) en ambas partes de la tubería ranurada; en el enrejado, además de llenar los orificios en la tubería base (*inserto*). La fuerte acción de la herramienta JetBLASTER (B) eyeecta fluido a chorro desde una boquilla a razón de 0.6 m<sup>3</sup>/min [4 bbl/min]. Las pruebas de taller muestran los resultados de la técnica con los fluidos seleccionados (C). Se observa que la incrustación ha sido removida no sólo de los orificios de la tubería base sino también del enrejado.

En algunos pozos, estas técnicas eliminan la necesidad de un filtro o de un empaque de grava, lo cual reduce la cantidad de elementos de terminación necesarios y facilita las tareas de reparación o el control de las zonas individualmente en el futuro. Si bien los resultados iniciales resultan prometedores, el empaque de grava a pozo abierto es todavía el método de terminación estándar para los pozos nuevos.

Se han utilizado también varias técnicas para remover la incrustación que se forma a lo largo de las tuberías ranuradas y dentro de los tubulares de producción (*arriba*). El reemplazo de los filtros es costoso en términos de tiempo de reparación y de pérdida de producción. La acidificación es complicada y onerosa, y muestra sólo un éxito moderado. En el año 2001 se comenzaron a utilizar exitosamente herramientas lanza chorros con tubería flexible.<sup>16</sup>

Los procesos lanza chorro, tales como el servicio de remoción de incrustaciones Jet BLASTER, consisten en tratar el filtro con un chorro hidráulico de alta velocidad mientras el filtro está siendo rotado y extraído del pozo con tubería flexible. Los fluidos utilizados son cuidadosamente diseñados para remover las capas de calcita y de material orgánico encontrado en los filtros y tuberías del pozo. Las pruebas de superficie demostraron que la aplicación sucesiva de tres fluidos daría los mejores resultados sin dañar la tubería ranurada.

Una solución de 2% de KCl remueve gran parte de las incrustaciones en la pared interna por la acción del chorro; el KCl es inerte de modo que su utilización en lugar del ácido reduce el problema de la eliminación de desechos. Una combinación de solvente de xileno y asfalteno remueve las capas de incrustación orgánica, mientras que el HCl con una concentración del 15% disuelve las capas de calcita. Estos fluidos se aplican en nueve etapas, utilizando bastante tiempo y volúmenes suficientes para asegurar que ellos pene-

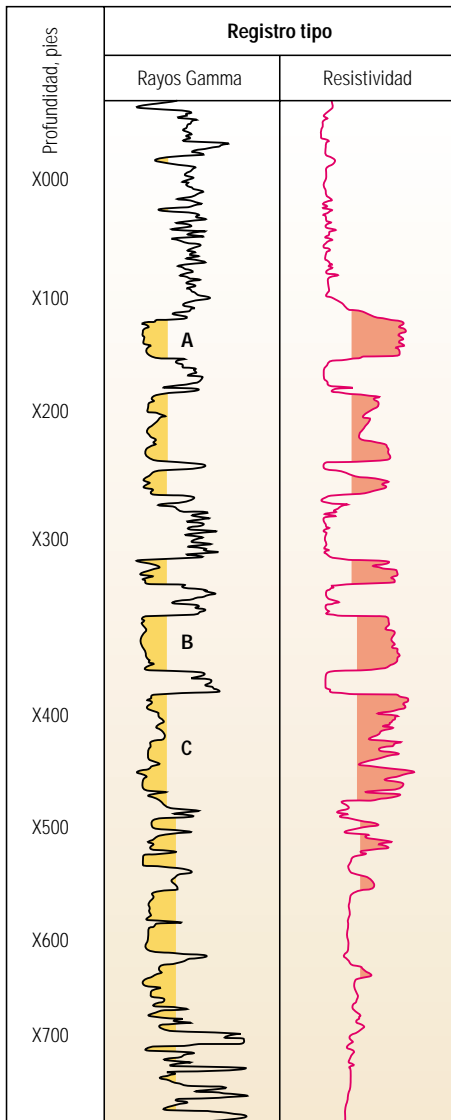


▲ Valores promedio de la producción de 39 pozos antes y después del tratamiento diseñado para eliminar las incrustaciones. A los 46 días de iniciado el tratamiento, la ganancia en producción de petróleo ya había pagado el costo del tratamiento.

16. Ali SA, Irfan M, Rinaldi D, Malik BZ, Tong KK y Ferdiansyah E: "Case Study: Using CT-Deployed Scale Removal to Enhance Production in Duri Steam Flood, Indonesia," artículo de la SPE 74850, presentado en la Conferencia y Exhibición de Tubería Flexible de la SPE/ICoTA, Houston, Texas, EUA, 9 al 10 de abril de 2002.

17. El tiempo de recuperación de la inversión se computa como el costo promedio del tratamiento (US\$ 30,000), dividido por la ganancia de petróleo (bppd) y por el precio del petróleo (tomado a US\$ 17).

18. Ferdiansyah E: "Single Trip Scale Removal and Inhibition—A Unique Approach," artículo de Ingeniería General de Campo de Schlumberger, presentado en Dubai, EAU, 9 de septiembre de 2002.



Propiedades típicas del yacimiento	
Profundidad	1700 a 2350 pies
Porosidad	30 a 35%
Permeabilidad	1 a 17 D
Temperatura	100 a 135°F
Densidad	8.4 a 10°API
Relación gas-petróleo	60 a 70 pc/bbl
Viscosidad, muerta	5000+ cp
Viscosidad, viva	1200 a 2000 cp
Carácter de la arenisca	No consolidada
Compresibilidad	80 a 90 x 10 <sup>-6</sup> lpc <sup>-1</sup>
Presión inicial	630 a 895 lpc

una declinación constante de la producción. La producción de arena y la eficiencia de bombeo no causaban problemas. El análisis económico de 39 pozos mostró un beneficio promedio de la producción de petróleo de 6 m<sup>3</sup> [38 bbl] por pozo durante al menos 60 días y un tiempo de recuperación de la inversión de 46 días (página anterior, abajo).<sup>17</sup>

La técnica lanza chorros ha sido claramente provechosa y ha contribuido a producir petróleo adicional. Sin embargo, los beneficios generalmente se pierden luego de varios meses cuando precipitan las incrustaciones. Debido a que los inhibidores convencionales de incrustaciones han resultado sólo moderadamente exitosos, se han tratado cuatro pozos recientes con un inhibidor especial a base de fosfonato, colocado como etapa final luego del tratamiento lanza chorros.<sup>18</sup> Los primeros resultados fueron alentadores.

^ Propiedades típicas del yacimiento y registro tipo de la Faja; en este caso del área Zuata. Este registro tipo se construyó con datos de tres pozos, por lo cual los intervalos de profundidad no coinciden exactamente. Las areniscas de buen espesor y de alta resistividad (A y B) provienen muy posiblemente de un ambiente fluvial, mientras que las areniscas más irregulares han tenido mayor influencia marina.

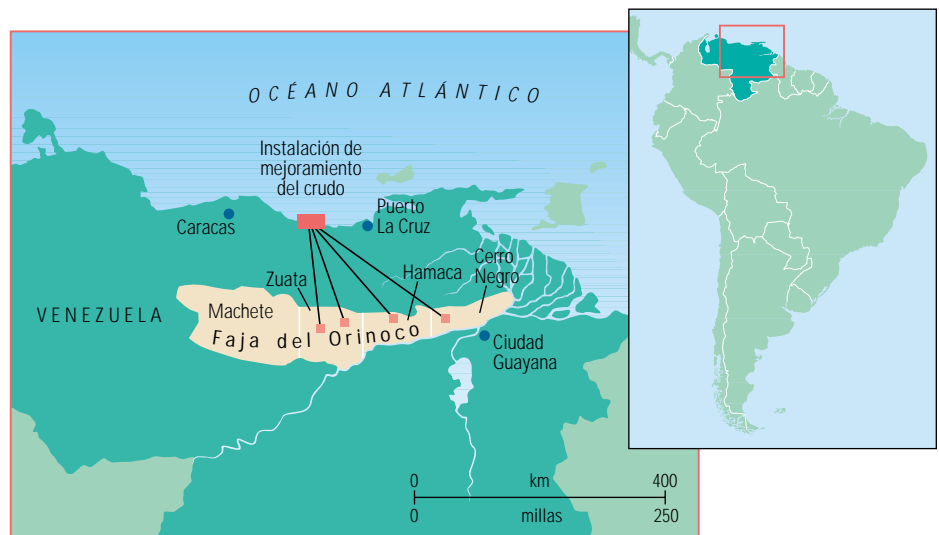
tren la matriz de empaque de grava. Este procedimiento se desarrolló para pozos que habían sido intervenidos para agregar producción del Grupo Rindu a la de los Grupos Pertamina y Kedua. Los dos últimos grupos están calientes por la inyección de vapor; cuando el agua fría, rica en calcio del Grupo Rindu ingresa en el pozo, es muy posible que se origine una incrustación de calcita.

A principios de 2002, se habían tratado 111 pozos aplicando la técnica lanza chorros con tubería flexible. Se seleccionaron estos pozos porque, en base al análisis del agua producida y de las temperaturas de cabeza de pozo, se creía que podían desarrollar incrustaciones, y habían mostrado

## Venezuela—La acumulación de petróleo pesado más grande del mundo

El primer campo venezolano importante de petróleo pesado, Mene Grande, se descubrió en 1914. Las areniscas someras que se encuentran a 168 m [550 pies] de profundidad, produjeron petróleo de 10.5°API, con regímenes de hasta 42 m<sup>3</sup>/d/pozo [264 B/D] por pozo. La inyección de vapor se probó en Mene Grande en 1956, pero el vapor de la formación somera irrumpió en la superficie. La prueba se detuvo, y cuando los pozos inyectoros se abrieron para liberar la presión, produjeron petróleo. Esto condujo al descubrimiento fortuito de los beneficios de la inyección cíclica de vapor; técnica a veces denominada *huff and puff* o de empapado con vapor (*steam-soak*).

Venezuela posee muchos yacimientos de petróleo pesado, siendo el más importante el depósito de petróleo pesado y ultrapesoado más grande del mundo; la Faja del Orinoco de 55,000 km<sup>2</sup> [21,240 millas cuadradas] (abajo). Un pozo descubridor del año 1935 produjo crudo de 7°API a razón de 6 m<sup>3</sup>/d [40 B/D], pero la Faja no se estudió en detalle hasta 1968. Estos estudios condujeron a Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA) a realizar una importante campaña de cinco años, durante la cual se evaluaron varias técnicas de producción en frío y caliente. Se comprobó que las propiedades del yacimiento eran típicas de areniscas someras, no consolidadas de petróleo pesado (izquierda). Las estimaciones originales indicaron que no más del 5% del petróleo de 7 a 10°API originalmente en sitio podría recuperarse sin calentamiento. A fines de la década de 1980, el costo de calentamiento no favoreció la viabilidad comercial de desarrollar la Faja.



^ Ubicación de la faja de petróleo extra pesado del Orinoco—la Faja Petrolífera del Orinoco—comúnmente denominada la Faja. El área se divide en cuatro zonas, explotadas por cuatro compañías que operan bajo un esquema de riesgos compartidos.

Más tarde, varios factores se combinaron para mejorar la situación. El crudo de la Faja posee una viscosidad menor a cualquier densidad API que la mayoría de los petróleos pesados (*derecha*). Entonces, a pesar de poseer una densidad API extremadamente baja, fue posible bombear petróleo sin el costo de calentamiento y obtener producciones de unos pocos cientos de barriles por día.<sup>19</sup> Se necesitaban producciones más altas para un desarrollo económicamente viable, pero los regímenes de producción más altos provocaban una importante producción de arena y requerían bombas de fondo de pozo más poderosas. Los pozos horizontales resolvieron el primer problema, permitiendo tasas de flujo más altas con menos caída de presión, y por lo tanto, minimizando los problemas de producción de arena. La producción en frío de los pozos horizontales también podía ofrecer un factor de recuperación similar al de la inyección cíclica de vapor en pozos verticales, a un costo mucho más bajo. A mediados de la década de 1990, los pozos horizontales habían comenzado a resultar efectivos en materia de costos, mientras que las bombas de cavidad progresiva y las eléctricas sumergibles habían evolucionado para manejar crudos pesados y grandes volúmenes. La tecnología resultaba entonces apropiada para el desarrollo comercial del petróleo pesado de la Faja.

Hoy, se estima que la región contiene 216 mil millones de m<sup>3</sup> [1.36 trillones de barriles] de petróleo en sitio. La Asociación Estratégica de Petróleo Pesado del Orinoco que se formó para desarrollar las reservas del Orinoco, consiste de cuatro compañías que operan bajo un esquema de riesgos compartidos.<sup>20</sup> Operadora Cerro Negro, que incluye a ExxonMobil, Veba Oil & Gas y

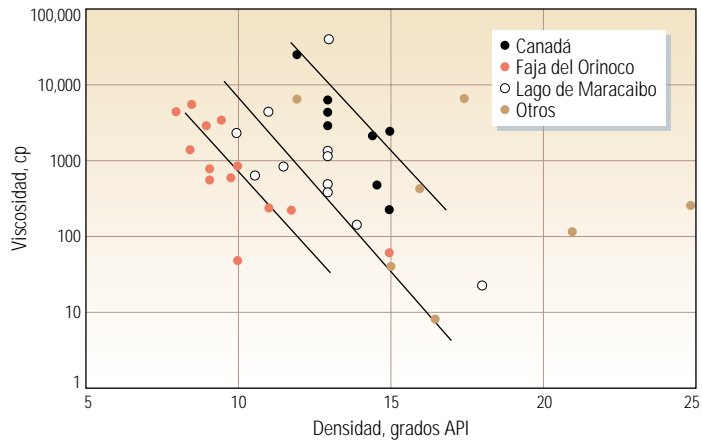
PDVSA, permanece activa en el área de Cerro Negro; Petrozuata (ConocoPhillips y PDVSA) y Sincor (TotalFinalElf, Statoil y PDVSA) están desarrollando concesiones en el área Zuata; y Ameriven (ConocoPhillips, ChevronTexaco y PDVSA) en Hamaca. El objetivo es alcanzar una producción de petróleo pesado de 95,300 m<sup>3</sup>/d [600,000 B/D] para el año 2005 y mantener este régimen por 35 años.

*Plan básico de desarrollo*—Petrozuata fue el primero de cuatro proyectos en entrar en operación, comenzando sus actividades en 1997. Los estudios efectuados previos al desarrollo indicaron que para el desarrollo primario de esta zona, era mejor utilizar pozos horizontales con producción en frío en vez de inyección cíclica de vapor en pozos verticales u horizontales. El modelo de yacimiento original, construido con datos limitados de registros de pozos y ningún dato sísmico, se componía de una sucesión

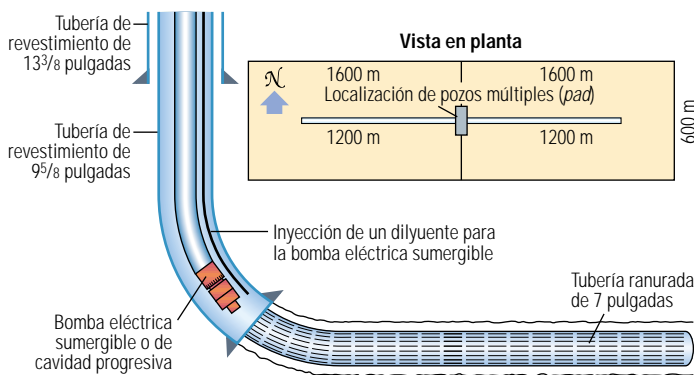
de extensos depósitos fluviales que coalescieron para formar cuerpos de arenisca continuos bien conectados. Se estimaba que estos cuerpos de arenisca tenían por lo menos 15 m [50 pies] de espesor y residían en fajas de canales de varios kilómetros de ancho, con rumbo suroeste-noreste.

Petrozuata dividió sus 300 km<sup>2</sup> [74,000 acres] de concesión en rectángulos de drenaje de 1600 m por 600 m [5249 pies por 1968 pies] y planificó perforar dos pozos horizontales en un solo cuerpo de arenisca desde una localización de pozos múltiples (*pad*) ubicada en los límites de dos rectángulos de drenaje. Cada pozo poseía una sección horizontal de 1200 a 1500 m [3940 a 4921 pies] de largo, perforada de este a oeste para atravesar varios canales. Estas secciones estaban terminadas con una tubería ranurada (*izquierda*). Debido a que los cuerpos de arenisca podrían estar localmente aislados, era importante desarrollar más de un cuerpo de arenisca dentro de cada rectángulo. Cada localización contenía entonces entre 4 y 12 pozos. El primer pozo es un pozo estratigráfico vertical, perforado solamente para obtener información. En este pozo se adquieren registros y a veces se extraen núcleos, y después se abandona. Luego de correlacionar el pozo estratigráfico con otros pozos y con los datos sísmicos 3D, se seleccionan las mejores areniscas para el emplazamiento de los pozos horizontales; las mejores significan inicialmente las de mayor espesor en y alrededor de la localización, acorde con las restricciones del plan de desarrollo del yacimiento. Como se verá, el diseño de los pozos horizontales evolucionó considerablemente durante el proyecto.

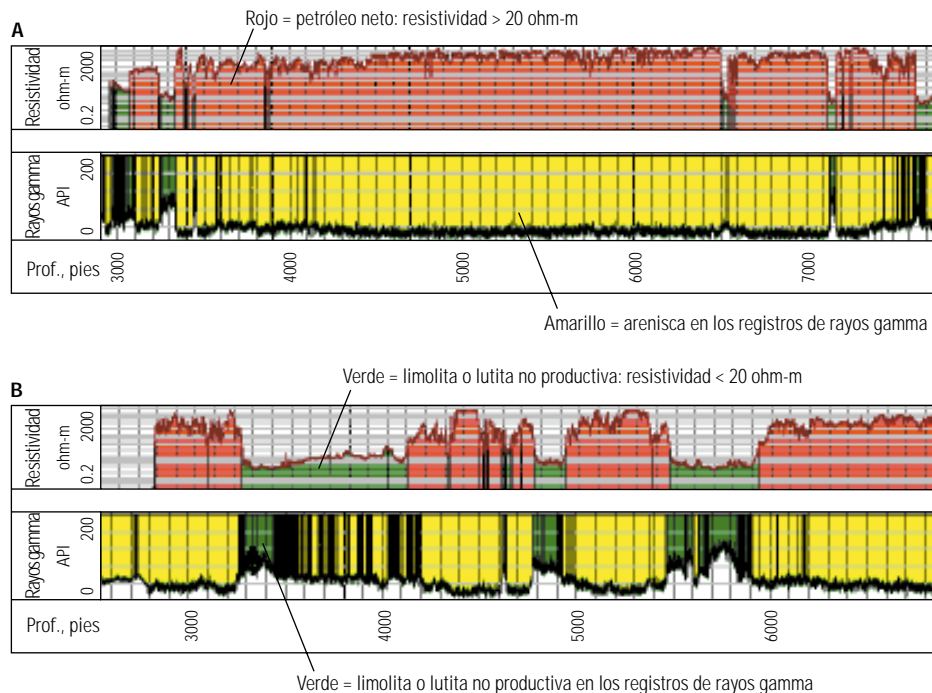
Cada pozo es equipado con una bomba eléctrica sumergible o una bomba de cavidad progresiva para levantar el crudo a la superficie. Se inyecta un diluyente—nafta, o petróleo liviano de 47°API—en algún momento para reducir la viscosidad y mejorar la deshidratación. Se agrega un



^ Relación entre la viscosidad y la densidad API para diferentes áreas de petróleo pesado. (Adaptado de Ehlig-Economides et al, referencia 4.)



^ Pozo horizontal terminado con un solo tramo lateral. La vista en planta muestra el esquema inicial de desarrollo: dos pozos perforados en dirección este-oeste de 1200 m [3940 pies] de longitud desde la localización de pozos múltiples (*pad*) drenan dos rectángulos, cada uno de 1600 por 600 m [5249 por 1968 pies]. Estos pozos drenan una arenisca, otros pozos de la misma localización de pozos múltiples están emplazados verticalmente por encima o por debajo para drenar otras areniscas. Dentro del pozo se agrega una línea a la terminación (color negro) para inyectar un diluyente; esto sólo si se instala una bomba eléctrica sumergible.



▲ Registros adquiridos durante la perforación de dos pozos horizontales. El pozo A atraviesa una arenisca continua de alta calidad a lo largo de la sección de 1525 m [5000 pies] de longitud; el pozo B muestra intervalos cortos de arenisca generalmente de menor resistividad, con intercalaciones de limolita. Estas areniscas cortas poseen probablemente sólo unos pocos metros de espesor verticalmente. Las areniscas delgadas y de baja calidad se observan principalmente en depósitos de un ambiente influenciado por el mar.

diluyente adicional a los centros de recolección de la localización antes de que las bombas multifásicas envíen la mezcla de 16°API a una planta central de procesamiento y luego a la instalación de mejoramiento del crudo situada en la costa norte de Venezuela. El aditivo de mejoramiento del crudo sintetiza el petróleo mediano y otros productos de exportación, extrayendo al mismo tiempo la nafta para retornarla al campo.

**Multilaterales**—El éxito económico del proyecto depende de la perforación de pozos horizontales de alta productividad y de mínimo costo. Petrozuata había esperado obtener una produc-

ción promedio de entre 190 y 238 m<sup>3</sup>/d [1200 y 1500 B/D] por pozo. Desafortunadamente, el promedio de los primeros 95 pozos laterales simples alcanzó sólo 127 m<sup>3</sup>/d [800 B/D]. Quedaba claro que algo no se hallaba acorde con el plan.

El primer indicio radica en los registros de pozos adquiridos mientras se perforaban los pozos horizontales.<sup>21</sup> Algunos pozos poseían intervalos largos y continuos de arenisca de alta calidad, mientras que otros penetraban intervalos más cortos de areniscas separadas por largos intervalos de limolita no productiva (arriba). Los intervalos cortos de areniscas significaban que el

pozo estaba penetrando yacimientos delgados conectados a volúmenes de petróleo pequeños. Las resistividades en estas areniscas eran generalmente bajas, lo cual indicaba la mala calidad del yacimiento. Estos factores explicaron el pobre comportamiento del pozo y mostraron que la geología era más complicada de lo que originalmente se esperaba.

A fines de la década de 1998, Petrozuata lanzó un amplio programa de adquisición de datos para caracterizar mejor el yacimiento. Se adquirieron datos adicionales de registros y de núcleos en nuevos pozos estratigráficos, perforados en las localizaciones de los pozos y entre localizaciones.<sup>22</sup> Los estudios mostraron que el yacimiento contenía no solo depósitos fluviales sino también depósitos de canales distributarios y de estuarios de marea.<sup>23</sup> Estos últimos dos poseen una relación entre espesor bruto y espesor neto muy variable, una relación entre la permeabilidad horizontal y vertical,  $k_v/k_h$ , más baja, y una menor conectividad. Como resultado, se percibió que el espesor promedio de la capa era de 9 m [30 pies] y no de 15 m como se pensaba, con la mayor parte del petróleo producible almacenado en capas de 6 a 12 m [20 a 39 pies] de espesor. Los datos provenientes de los 149 pozos estratigráficos también suministraron la información necesaria para evaluar la distribución de los cuerpos de arenisca.

19. En una arenisca de alta calidad, la permeabilidad puede ser de 20 D y la viscosidad del petróleo vivo de 2000 cp, lo que corresponde a una movilidad de 10 mD/cp, comparable a la que se observa en muchos yacimientos de petróleo liviano.

Trebolle RL, Chalot JP y Colmenares R: "The Orinoco Heavy-Oil Belt Pilot Projects and Development Strategy," artículo de la SPE 25798, presentado en el Simposio Internacional de Operaciones Térmicas de la SPE, Bakersfield, California, EUA, 8 al 10 de febrero de 1993.

20. Layrisse I: "Heavy-Oil Production in Venezuela: Historical Recap and Scenarios for the Next Century," artículo de la SPE 53464, presentado en el Simposio Internacional de la SPE de Química del Campo Petrolero, Houston, Texas, USA, 16 al 19 de febrero de 1999.

21. Stalder JL, York GD, Kopper RJ, Curtis CM, Cole TL y Copley JH: "Multilateral-Horizontal Wells Increase Rate and Lower Cost Per Barrel in the Zuata Field, Faja, Venezuela," artículo de la SPE 69700, presentado en el

Simposio Internacional de Operaciones Térmicas y de Petróleo Pesado de la SPE, Porlamar, Isla Margarita, Venezuela, 12 al 14 de marzo de 2001.

22. Para mediados del año 2001 el conjunto de datos incluía: 149 pozos estratigráficos, 298 laterales, 291 km<sup>2</sup> de datos sísmicos 3D, 18 estudios de tiros de pruebas de velocidad, 3 VSPs, 137 sismogramas sintéticos, 8 pozos con núcleo completo (4 fuera del área), 6 registros de imágenes (3 en pozos con núcleos), 2229 núcleos laterales de 51 pozos, bioestratigrafía en 335 muestras de 17 pozos, geoquímica en 243 muestras de 23 pozos, y 12 muestras de petróleo y 6 muestras de gas.

23. Kopper R, Kupecz J, Curtis C, Cole T, Dorn-López D, Copley J, Muñoz A y Caicedo V: "Reservoir Characterization of the Orinoco Heavy Oil Belt: Miocene Oficina Formation, Zuata Field, Eastern Venezuela Basin," artículo de la SPE 69697, presentado en el Simposio Internacional de Operaciones Térmicas y de Petróleo Pesado de la SPE, Porlamar, Isla Margarita, Venezuela, 12 al 14 de marzo de 2001.

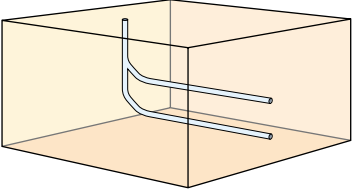
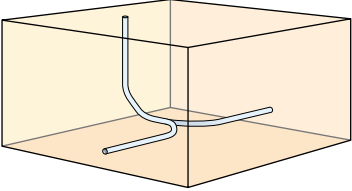
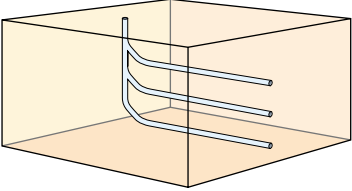
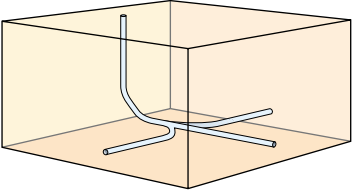
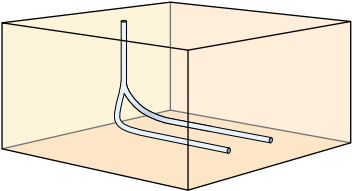
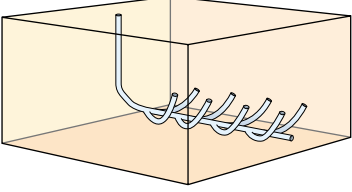


Para drenar areniscas más delgadas y más discontinuas, era obvio que se necesitarían tramos laterales adicionales y diseños de pozos más complejos. Debido al costo de un pozo nuevo completo, los pozos multilaterales ofrecían una solución atractiva (véase "Nuevos aspectos de la

construcción de pozos multilaterales," página 56). Sin embargo, más tramos laterales no serían efectivos si no se desarrollaba la habilidad de ubicarlos con exactitud. Tres factores clave han contribuido a maximizar el conteo de arenisca y optimizar el emplazamiento: primero, una conver-

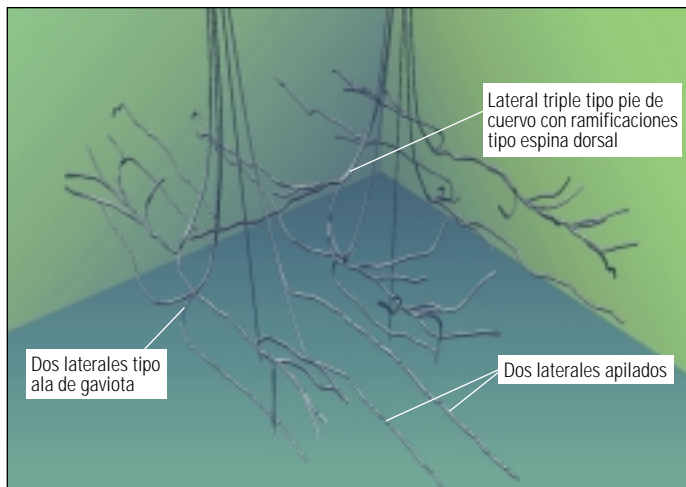
sión de tiempo a profundidad precisa de los datos sísmicos 3D utilizando registros de los pozos estratigráficos; segundo, una identificación y correlación de los marcadores geológicos principales a través de todo el campo; y tercero, un conocimiento del espesor neto esperado y su distribución areal obtenido de un mejor modelo de facies sedimentarias. Luego, durante la perforación, los registros de resistividad y de rayos gamma adquiridos durante la perforación (LWD, por sus siglas en inglés) se integran con el volumen sísmico 3D y con los estudios de caracterización de yacimientos para comparar la formación hallada con la predicción geológica. Si fuera necesario, la trayectoria del pozo se modifica, o se desvía para optimizar la cantidad de arenisca perforada.

Con un mejor emplazamiento lateral, se pueden utilizar diferentes tipos de pozos multilaterales para distintos propósitos y diferentes ambientes geológicos (izquierda). Todos los laterales, excepto las ramificaciones tipo espina dorsal, se terminan con una tubería de revestimiento utilizando conexiones del Nivel 3.<sup>24</sup> La bomba se coloca por encima del lateral superior, siempre que no quede a más de 45 m [148 pies] del lateral más profundo. Los pozos multilaterales tipo espina dorsal son particularmente aptos para explotar cuerpos de arenisca delgados y multicapa, depositados en un ambiente casi marino. Las ramificaciones tipo espina dorsal del proyecto Petrozuata generalmente se perforan hacia arriba en forma de arco hasta unos 300 m [984 pies] de distancia de la espina, y se elevan verticalmente unos 7 a 15 m [23 a 50 pies], para penetrar diferentes lentes dentro del cuerpo de arenisca y a fin de facilitar el drenaje gravitacional del petróleo negro al tronco principal. Se han utilizado ramificaciones más largas para explotar areniscas delgadas y aisladas hasta 122 m [400 pies] arriba del lateral. El pozo multilateral promedio con ramificaciones tipo espina dorsal incluye una red de

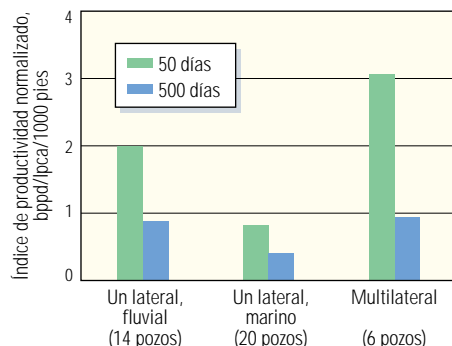
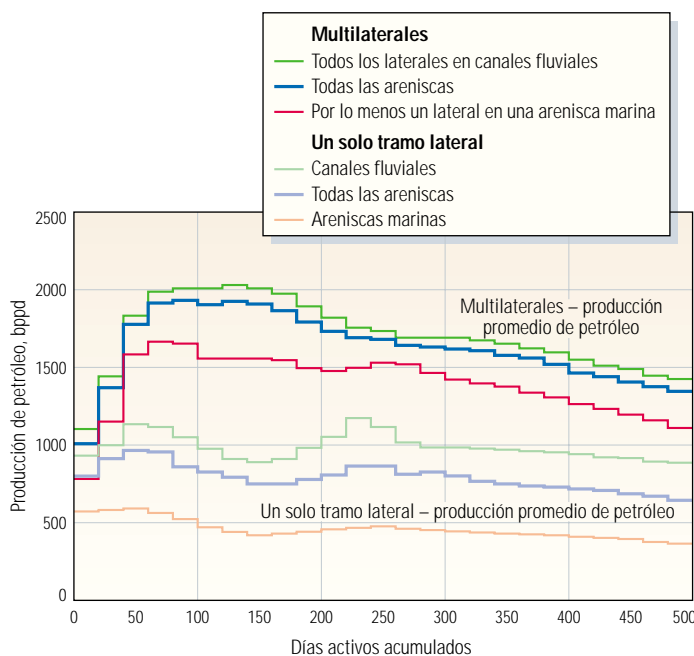
Tipo de pozo	Costo respecto de un solo tramo lateral	Características
<b>Dual apilado</b> 	1.58	Accede a tanta arenisca como dos laterales simples, pero a un costo total menor.
<b>Dual tipo ala de gaviota</b> 	1.67	Permite perforar dentro un rectángulo de drenaje adyacente, eliminando así la necesidad de una localización de pozos múltiples ( <i>pad</i> ). Esto ahorrará entre 50 y 70 localizaciones de pozos múltiples (US\$ 43 millones).
<b>Triple apilado</b> 		Puede también estar en tres dimensiones; un ejemplo es el triple tipo pie de cuervo que se muestra a continuación.
<b>Triple tipo pie de cuervo</b> 	2.54	El pie central intercepta el petróleo directamente debajo de un rectángulo de drenaje adyacente que no se drenaría de otro modo.
<b>Dual tipo horquilla</b> 		Menos común, aunque se utiliza cuando las otras opciones no se ajustan bien a la geología local.
<b>Tipo espina dorsal</b> 	1.18 (9 espinas)	La trayectoria del petróleo hacia el pozo es más corta a través de una ramificación que a través de la roca. Esto ocurre en areniscas homogéneas y más aún en areniscas heterogéneas con barreras y capas impermeables. Las ramificaciones pueden agregarse a cualquier lateral.

^ Diferentes tipos de pozos multilaterales utilizados para explotar más petróleo y más económicamente en la Faja. Por ejemplo, las ramificaciones de los dos tramos laterales opuestos deberían contribuir el doble que un lateral único por sólo un 58% más de costo. La elección del tipo de multilateral depende de la geología esperada. En áreas con cuerpos de areniscas de menor espesor y más desconectados, los pozos multilaterales permiten acceder a mayor cantidad de arenisca.

24. Una conexión del Nivel 3 posee un pozo entubado y cementado con un tramo lateral entubado, pero no cementado.  
Bosworth S, El-Sayed HS, Ismail G, Ohmer H, Stracke M, West C y Retnanto A: "Key Issues in Multilateral Technology," *Oilfield Review* 10, no. 4 (Invierno de 1998): 14-28.
25. Teóricamente, podría ser posible aumentar la longitud de un solo tramo lateral. En la práctica, esto no intercepta tantas areniscas de poco espesor y no fue una opción por los problemas de producción de arena y por la dificultad de emplazar tuberías a distancias mayores de 1850 m [6070 pies]. Además, la caída de presión por fricción durante la producción causaría un menor retorno por la longitud incrementada.
26. Summers L, Guaregua W, Herrera J y Villaba L: "Heavy Oil Development in Venezuela—Well Performance and Monitoring," presentado en la Conferencia Periódica de Pozos Multilaterales Petróleo y de Gas, Galveston, Texas, EUA, 5 al 7 de marzo de 2002. <http://www.global-energy-events.com/multilateral/proceedings.htm>



▲ Trayectorias reales de diez pozos multilaterales, de los cuales cuatro poseen ramificaciones tipo espina dorsal, perforados desde dos localizaciones de pozos múltiples en el área Zuata de la Faja. La habilidad para perforar estos pozos complejos ha dado como resultado una explotación de los cuerpos de areniscas más efectiva y una mayor producción.



6100 m [20,000 pies] de pozo, mientras que el récord de un solo pozo alcanza los 19,200 m [63,000 pies]. El desarrollo práctico combina diferentes tipos de pozos multilaterales desde una sola localización de pozos múltiples (izquierda).

Las ramificaciones tipo espina dorsal también han sido utilizadas para explorar yacimientos en la proximidad de un lateral. Debido a que los laterales más profundos se perforan primero, las ramificaciones exploratorias verticales permiten evaluar la sección superpuesta y, en consecuencia, es posible optimizar o cancelar la perforación de laterales subsiguientes más someros. Las ramificaciones exploratorias proveen información acerca de la presencia y del espesor de areniscas a un costo mucho menor que el de un pozo estratigráfico tradicional perforado verticalmente desde la superficie. En general, la adopción exitosa por parte de Petrozuata y Schlumberger de pozos multilaterales tipo espina dorsal representa un paso importante en la técnica de desarrollo de campos.

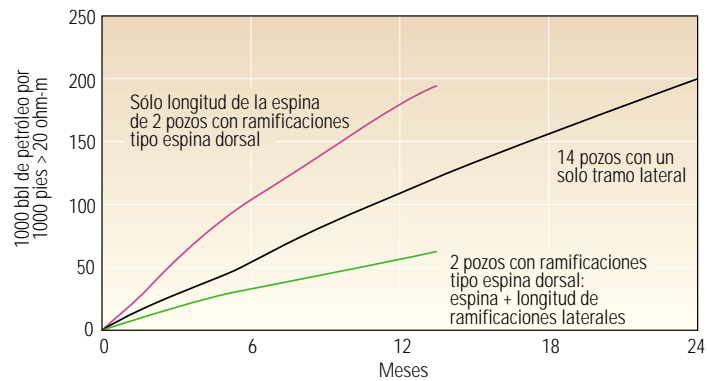
Los pozos multilaterales aumentan claramente el largo de la arenisca abierta a la producción por pozo, a cambio de sólo un moderado incremento en los costos.<sup>25</sup> Para Petrozuata, las producciones promedio de los pozos multilaterales han sido consistentemente el doble de las de pozos con un solo tramo lateral (izquierda).<sup>26</sup> En particular, los cuerpos de arenisca más delgados y más marinos producen tres veces más con multilaterales. La ventaja de los pozos multilaterales se capta mejor examinando el índice de productividad normalizado (NPI, por sus siglas en inglés); tasa de producción normalizada por la caída de presión y el largo de la arenisca. El NPI inicial de 50 días de pozos con un solo tramo lateral perforado en areniscas fluviales es el doble que el de areniscas marinas, pero sólo el 66% del de pozos multilaterales que penetran todas las areniscas.

< Comparación entre el comportamiento de pozos con un solo tramo lateral y pozos con tramos laterales múltiples. Los pozos multilaterales producen claramente más que los pozos con un solo tramo lateral, particularmente en las areniscas marinas más pobres (arriba). Esto no sorprende, porque el conteo de arenisca es mayor. Cuando la productividad se normaliza por el conteo de arenisca, la ventaja de los pozos multilaterales no resulta tan clara. Sin embargo, los pozos multilaterales producen con menos caída de presión promedio que los pozos con un solo tramo lateral. Una vez que tanto el conteo de arenisca como la caída de presión se incluyen en el índice de productividad normalizado (abajo), los pozos multilaterales muestran mejor comportamiento después de 50 días en todas las areniscas, y después de 500 días en las areniscas marinas. En areniscas fluviales de mayor espesor, los pozos con un solo tramo lateral y los pozos multilaterales se comportan de manera similar luego de 500 días.

Para el flujo en condiciones pseudo estables a los 500 días, la productividad de los pozos multilaterales es similar a la de pozos con un solo tramo lateral perforado en areniscas fluviales de buen espesor, pero es superior en areniscas marinas.

La normalización de la recuperación acumulada por el largo efectivo de la espina dorsal indica que las ramificaciones sobrepasan en gran medida al pozo con un solo tramo lateral penetrando el mismo paquete fluvial (derecha). El mejor rendimiento del pozo justifica el aumento de 10 a 20 % en el costo del pozo por agregado de ramificaciones. Sin embargo, la normalización por el largo total efectivo—espina y ramificaciones— indica que el rendimiento de las ramificaciones cae por debajo del de un pozo promedio con un solo tramo lateral. Esto sugiere que la interferencia del flujo ocurre entre la espina y los segmentos de las ramificaciones cerca de la espina, especialmente en un paquete de areniscas bien conectadas entre sí. Por esta razón, la perforación tipo espina dorsal se ha concentrado en apuntar a menos facies marinas bien conectadas entre sí.

En este desarrollo de petróleo pesado, los pozos multilaterales han demostrado ser un método efectivo en materia de costos para acelerar la producción y explotar reservas acumuladas en areniscas más delgadas. En el futuro, estos pozos permitirán un agotamiento mayor del yacimiento antes de que se alcance el límite económico.<sup>27</sup> Los pozos multilaterales y su mejor

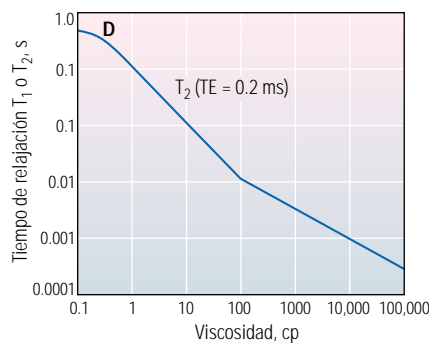
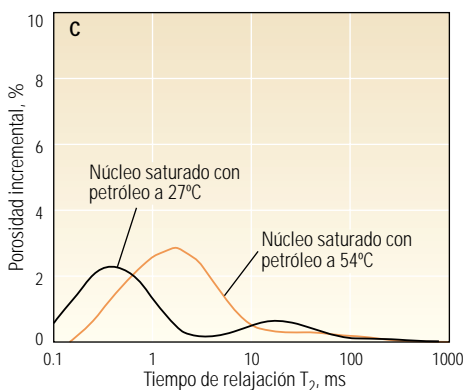
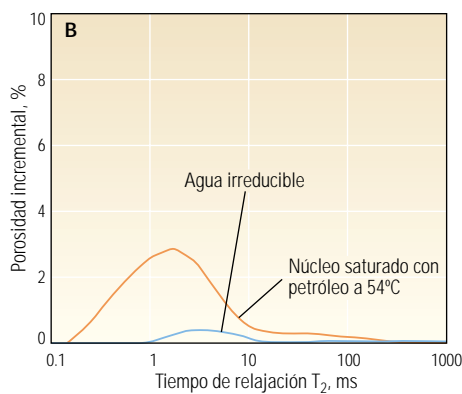
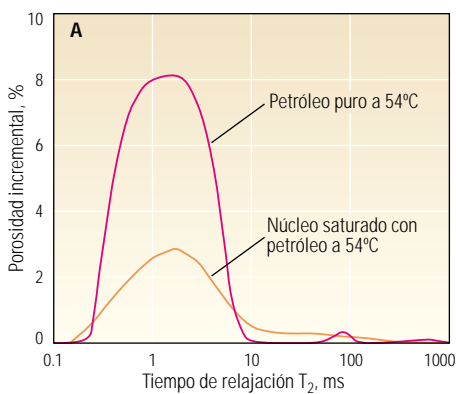


^ Comparación de la producción de petróleo acumulada cada 1000 pies [304 m] de arenisca de 14 pozos con un solo tramo lateral (color negro) y de dos pozos con ramificaciones tipo espina dorsal perforados en la misma arenisca. Si al calcular solamente el conteo de areniscos se toma en cuenta sólo el largo de la espina, el rendimiento tipo espina dorsal (color morado) es mucho mejor que el de los pozos con un solo tramo lateral, lo cual muestra que las ramificaciones contribuyen en forma significativa a la producción. Si se utiliza la longitud total de la espina y las ramificaciones (color verde), el rendimiento es más bajo, lo cual indica que las ramificaciones no contribuyen tanto como la espina. Debido a que la curva de los pozos con un solo tramo lateral yace entre las dos curvas de pozos con ramificaciones tipo espina dorsal, es posible estimar que la contribución por cada 1000 pies de arenisca de una ramificación es cerca de la mitad de la contribución de la espina.

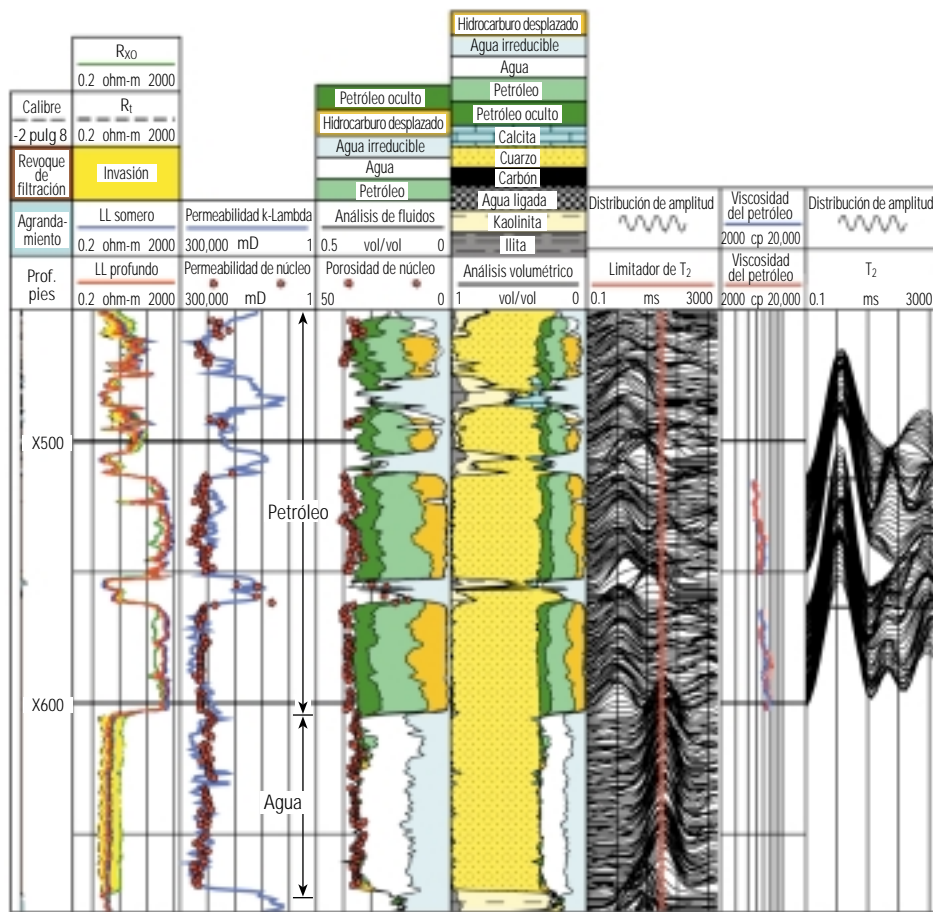
emplazamiento en los cuerpos productivos ayudaron a Petrozuata a alcanzar su producción objetivo de 19,070 m<sup>3</sup>/d [120,000 B/D] a fines de 2001.

Evaluación de formaciones—Los pozos multilaterales mejoraron la producción de Petrozuata ya que permitieron explotar intervalos de arenisca

más largos en cada tramo horizontal. Mientras que las areniscas delgadas pueden representar menos problemas en otras áreas de la Faja, la viscosidad del petróleo y la calidad de la arenisca son factores importantes en todas partes. La viscosidad del petróleo y por ende, la movilidad, pueden



< Mediciones en muestras de petróleo y tapones de núcleos, que demuestran que la viscosidad del petróleo se puede determinar a partir de la respuesta de mediciones de RMN de la roca yacimiento. La distribución de T<sub>2</sub> del núcleo saturado de petróleo (A) es mucho menor que la del petróleo puro, lo cual refleja la menor cantidad de petróleo en el núcleo. Sin embargo, los picos ocurren al mismo tiempo, lo que indica que el petróleo en la muestra del núcleo no se halla significativamente afectado por la relajación superficial y refleja la relajación volumétrica del petróleo. Esto implica que la señal de RMN se origina principalmente del petróleo que no está en contacto con la roca, como ocurre en un yacimiento mojado por agua. (B) El tapón del núcleo se limpia, luego se llena con agua y se centrifuga para remover todo menos el agua irreducible. En areniscas buenas y productivas como éstas, el volumen de agua irreducible es mucho menor que el volumen de petróleo. (C) El desplazamiento en T<sub>2</sub> se explica casi completamente por la disminución de la viscosidad a medida que aumenta la temperatura. Nótese que a 27°C [80°F], en particular, la distribución todavía está declinando a 0.1 ms, lo cual indica que alguna señal se ha relajado demasiado rápido como para ser medida. (D) La correlación más comúnmente utilizada se muestra entre la viscosidad y la media logarítmica de T<sub>2</sub> de los petróleos, con algún ajuste por encima de los 100 cp para dar cuenta de los efectos del petróleo pesado.



^ Registros y resultados interpretados de un pozo estratigráfico de la Faja. En el Carril 1, la resistividad identifica claramente la zona de agua; en el Carril 2, las permeabilidades derivadas del registro y del núcleo coinciden bien, particularmente en la zona de agua. Los Carriles 3 y 4 muestran los fluidos y el análisis volumétrico total junto con la porosidad del núcleo. Nótese el alquitrán y las fracciones del petróleo más pesado “no percibidas” por el registro de RMN debido a la muy rápida declinación, y al hidrocarburo desplazado (calculado del volumen de filtrado observado en la distribución de  $T_2$  por encima de los 33 ms). Las distribuciones de  $T_2$  en el Carril 5 se promedian a lo largo de 0.6 m [2 pies], y las del Carril 7 a lo largo de 3 m [10 pies]. La señal de petróleo se transforma en viscosidad en el Carril 6. Los resultados de ambas carreras, la principal y la repetida, coinciden bien.

variar entre las areniscas tanto vertical como horizontalmente a través de toda la Faja.<sup>28</sup> Algunas areniscas, generalmente las que están muy próximas al agua, contienen petróleo con una viscosidad bastante mayor. El grado al cual el agua “ha lavado” el petróleo puede controlar la densidad, la viscosidad y la química del petróleo. En el área Zuata, existe un contacto agua-petróleo bastante

predecible, pero no es así en cualquier otra parte de la Faja. Las areniscas con agua se pueden encontrar entre las areniscas con petróleo; en algunas areniscas, el agua se puede encontrar por encima del petróleo pesado; algo no muy sorprendente, debido a que el agua es más liviana. En otras areniscas más pobres, no es obvio si el agua es irreducible o de libre movilidad. Existen también areniscas delgadas con gas. Finalmente, la calidad de la arenisca varía y sus permeabilidades cubren un rango de menos de 1 D a más de 10 D.

Operadora Cerro Negro, otra compañía operadora en la Faja, descubrió que el desarrollo exitoso dependía de la identificación de areniscas que contienen petróleo, de la determinación de la viscosidad del petróleo y de la predicción del potencial de producción de agua.<sup>29</sup> Con estas cuestiones en consideración, se extrajeron núcleos de una serie de pozos estratigráficos y se adquirieron registros en los mismos con herra-

mientas modernas, incluyendo la herramienta Combinable de Resonancia Magnética CMR. La resonancia magnética nuclear (RMN) es la técnica de adquisición de registros más directa para estimar la viscosidad del petróleo y la saturación de agua irreducible in situ, y ha probado ser exitosa en otras partes de la Faja.<sup>30</sup> Es bien sabido que el tiempo de decaimiento de la señal de RMN,  $T_2$ , del petróleo medio y liviano se halla directamente relacionado con la viscosidad del petróleo. Los resultados de laboratorio confirman que las mediciones de RMN se pueden utilizar para estimar la viscosidad de petróleos pesados encontrados en la Faja (página anterior, abajo). A pesar de que la exacta transformación necesita ser refinada, se considera que la predicción relativa es confiable.

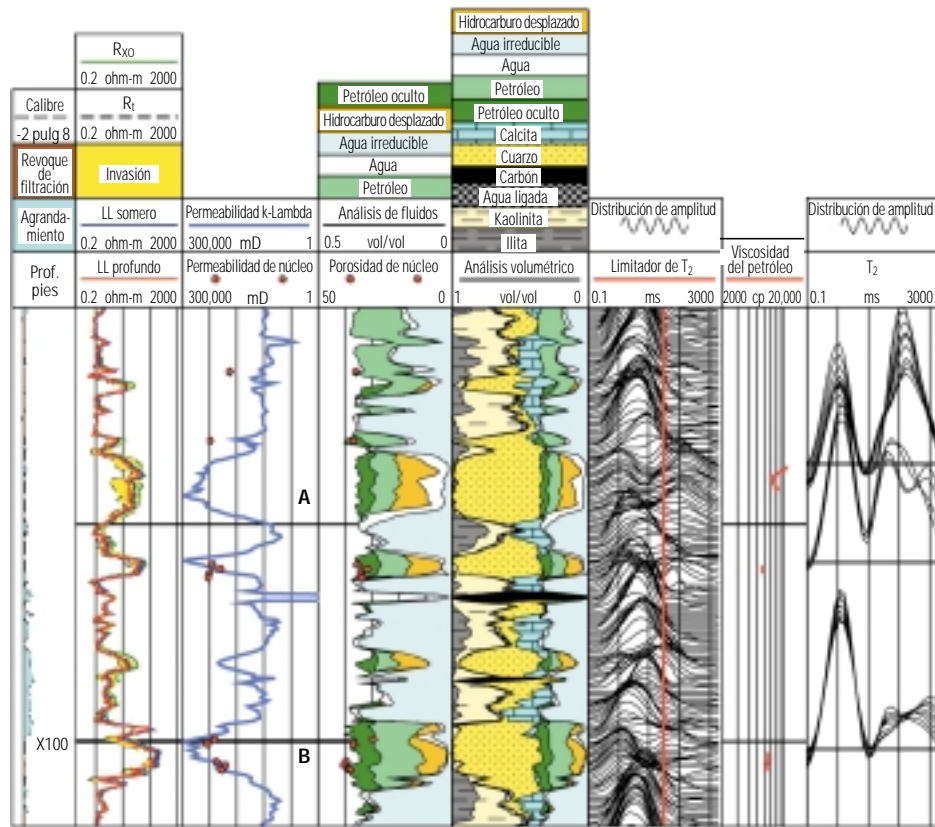
Las herramientas de adquisición de registros de RMN registran la distribución de  $T_2$  continuamente en sitio (arriba). La herramienta CMR

27. Supongamos que el límite económico de un pozo es de  $8 \text{ m}^3/\text{d}$  [50 B/D]. Este valor puede alcanzarse cuando la producción de cada rama de un pozo con dos tramos laterales opuestos es de  $4 \text{ m}^3/\text{d}$  [25 B/D]; claramente mucho más tarde que para un pozo lateral simple.

28. Kopper et al, referencia 23.

29. Guzman-García AG, Linares LM y Decoster E: “Integrated Evaluation of the Cerro Negro Field for Optimized Heavy Oil Production,” *Transcripciones del 43er Simposio Anual de Adquisición de Registros de la SPWLA*, Oiso, Japón, 2 al 5 de junio de 2002, artículo T.

30. Carmona R y Decoster E: “Assessing Production Potential of Heavy Oil Reservoirs from the Orinoco Belt with RMN Logs,” *Transcripciones del 42do Simposio Anual de Adquisición de Registros*, Houston, Texas, EUA, 17 al 20 de junio de 2001, artículo ZZ.



^ Registros y resultados interpretados de un pozo que posee una arenisca con agua libre (A) por encima de una arenisca sin agua libre y por ende, a saturación de agua irreducible (B). El volumen de agua irreducible se determina de la señal de RMN debajo de los 33 ms, luego de tener en cuenta la señal de petróleo pesado y el agua ligada a la arcilla. El volumen total del agua se determina a partir de la resistividad.

puede registrar la distribución de  $T_2$  hasta los 0.1 ms, el mismo rango que los instrumentos de laboratorio, de modo que los resultados derivados del laboratorio pueden aplicarse a los registros. En las areniscas con petróleo, la distribución de  $T_2$  obtenida a partir de registros es similar a la obtenida de núcleos saturados con petróleo, pero incluye una señal importante por encima de los 33 ms. Luego de que se aísla la señal de petróleo, la media logarítmica de  $T_2$  del pico de petróleo se calcula y convierte a viscosidad. La viscosidad es moderadamente alta para el área, y aumenta constantemente hasta el contacto agua-petróleo.

En el ejemplo previo, la zona de agua es claramente identificada por el registro de resistividad. En cualquier otra parte, la resistividad muestra cantidad significativa de agua, pero no está claro si esta agua se encuentra a saturación irreducible (arriba). En yacimientos de areniscas con petróleo liviano, el volumen de agua irreducible se estima de la señal de RMN por debajo de

los 33 ms, pero es difícil extraer esta información en petróleos pesados porque la señal de agua irreducible se halla mezclada con la señal de petróleo. Seleccionando cuidadosamente los limitadores (valores de corte, *cutoffs*), es posible realizar estimaciones suficientemente precisas para distinguir las areniscas con agua irreducible de las que contienen agua libre.

Por una razón similar—mezcla de señales de agua irreducible y de petróleo—las estimaciones de la permeabilidad a partir de mediciones de RMN no son precisas en yacimientos de petróleo pesado. En cambio, Operadora Cerro Negro estimó exitosamente la permeabilidad utilizando la forma mineralógica del método k-Lambda.<sup>31</sup> Esta técnica depende de la medición de los volúmenes de los principales minerales presentes, en particular las arcillas, ya que éstas contribuyen fuertemente con el área superficial y por lo tanto con la permeabilidad. A partir de análisis de núcleos, se ha detectado que la kaolinita y la illita

son las arcillas más comunes de la Faja. Éstas, además del cuarzo y la calcita, se pueden cuantificar fácilmente mediante espectroscopía natural de rayos gamma y otros registros nucleares. Los resultados coinciden con las mediciones de núcleos en zonas con agua, y también con la permeabilidad inferida a partir de las pruebas de incremento de presión, registradas durante la obtención de muestras de agua con probadores de la dinámica de la formación operados a cable. Mediante un programa adecuado de adquisición de datos en pozos estratigráficos, los ingenieros de Operadora Cerro Negro han sido capaces de derivar estimaciones preliminares de la viscosidad del petróleo y de la permeabilidad del yacimiento a partir de los registros, así como de comprender la producibilidad de las areniscas que contienen petróleo. Estos datos son fundamentales para la optimización exitosa del desarrollo de Operadora Cerro Negro.



^ Areniscas petrolíferas Athabasca de Alberta, Canadá.

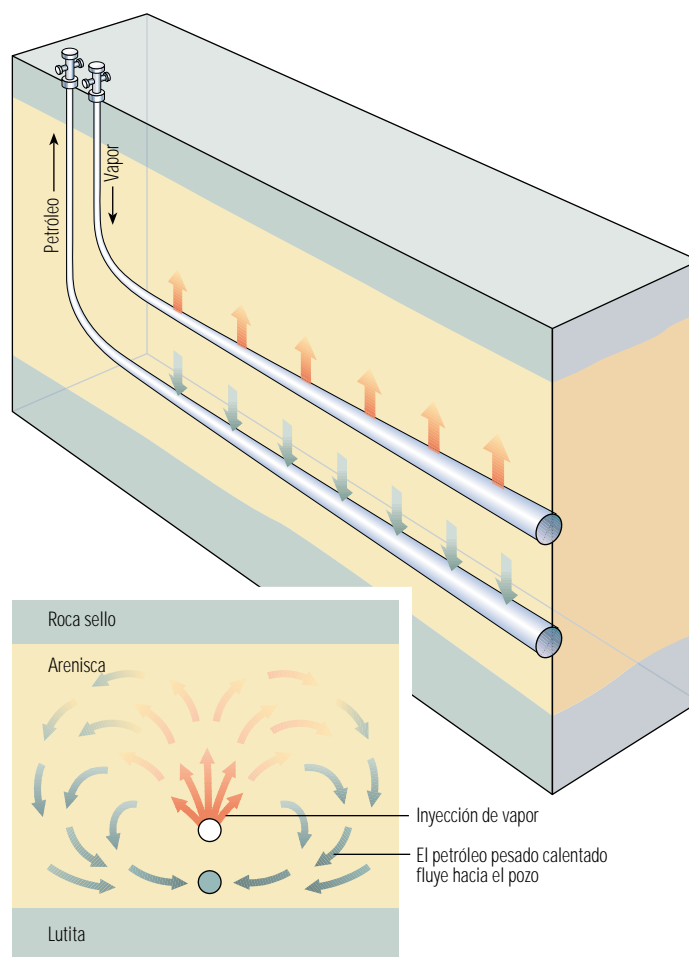
### Canadá—Enormes depósitos someros

Con 400 mil millones de metros cúbicos [2.5 trillones de barriles], Canadá posee la porción más grande de las reservas de bitumen y de petróleo ultrapesado del mundo.<sup>32</sup> El depósito más conocido son las areniscas petrolíferas Athabasca, en Alberta, Canadá (arriba). Los exploradores y cazadores reportaron por primera vez haber encontrado afloramientos de areniscas llenas de alquitrán a fines de la década de 1700. A principios de la década de 1900, aparecieron métodos al estilo minería para explotar el petróleo tipo asfalto como material de pavimentación. Actualmente, varias compañías están desarrollando proyectos para explotar estas areniscas, que contienen bitumen de 7.5 a 9.0° API, cuya viscosidad alcanza hasta 1,000,000 cp a temperatura de yacimiento (15°C) [59°F]. La explotación minera de superficie de las areniscas es una

industria importante y en crecimiento en el área, donde compañías como Syncrude Canada, Suncor Energy y Shell Canada extraen crudo de minas. Las areniscas petrolíferas Athabasca proveen actualmente cerca de un tercio de la producción total de petróleo de Canadá y se espera que provean el 50% para el año 2005.<sup>33</sup>

Varios operadores están invirtiendo en yacimientos más profundos que sólo se pueden alcanzar a través de pozos. La alta viscosidad de los crudos de Athabasca no hace posible la producción en frío de los pozos. Sin embargo, una vez que el petróleo se calienta, fluye fácilmente, de modo que las compañías están invirtiendo en instalaciones de inyección de vapor de agua desde el principio de la explotación de estos yacimientos.

EnCana es la primera de las tres fases del Proyecto Termal del Lago Cristina, el cual, se estima que a lo largo de sus 30 años de vida, producirá unos 95 millones de m<sup>3</sup> [600 millones de barriles] de petróleo de las areniscas de la Formación McMurray.<sup>34</sup> La producción se llevará a cabo a través de drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD, por sus siglas en inglés), una técnica desarrollada en Canadá y probada en varios estudios piloto. Pares de pozos horizontales paralelos apilados constituyen los elementos básicos del concepto SAGD (abajo). El vapor inyectado en el pozo superior calienta un volumen de petróleo circundante, disminuyendo su viscosidad lo suficiente como para permitirle fluir hacia el pozo inferior, el cual es un pozo productor.



^ Concepto del drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD, por sus siglas en inglés). Los pozos horizontales perforados en pares apilados constituyen la unidad básica del proyecto SAGD (arriba). El vapor inyectado dentro del pozo superior derrite el petróleo circundante (abajo). La fuerza de gravedad provoca que el petróleo movilizado fluya hacia el pozo inferior para su producción. Los pares de pozos SAGD se pueden perforar para seguir las características sedimentarias o en patrones para optimizar la recuperación.

31. Herron MM, Johnson DL y Schwartz LM: "A Robust Permeability Estimator for Siliciclastics," artículo de la SPE 49301, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Nueva Orleans, Luisiana, EUA, 27 al 30 de septiembre de 1998.

32. Canadian Petroleum Communications Foundation, [http://www.pcf.ab.ca/quick\\_answers/default.asp](http://www.pcf.ab.ca/quick_answers/default.asp)

33. Gobierno de Alberta, <http://www.energy.gov.ab.ca/com/Sands/default.htm>

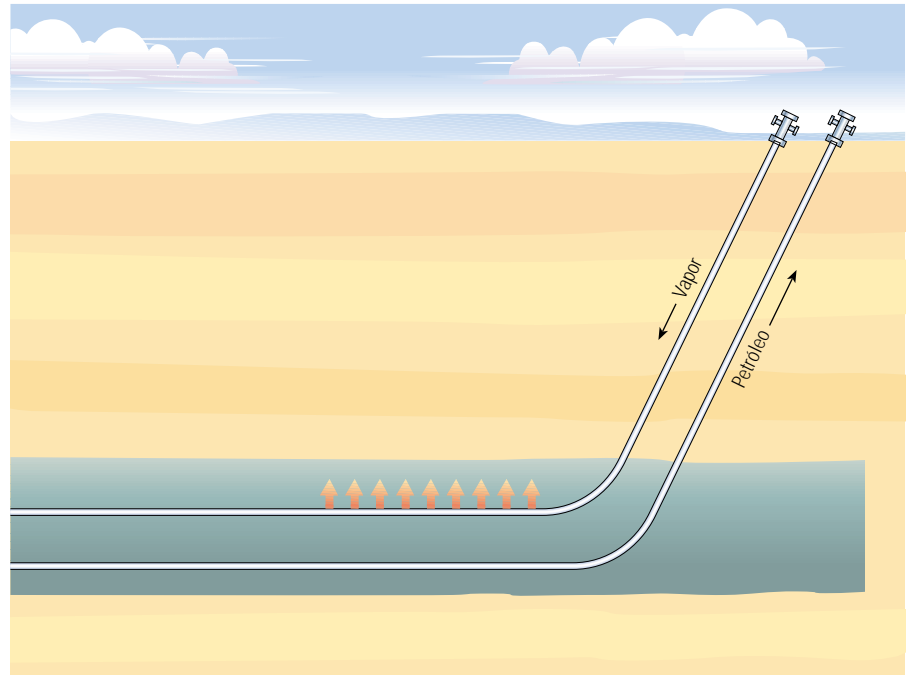
34. Suggett J, Gittins S y Youn S: "Christina Lake Thermal Project," artículo de la SPE/Sociedad Petrolera de CIM 65520, presentado en la Conferencia Internacional de Tecnología de Pozos Horizontales de las SPE/Sociedad Petrolera de CIM, Calgary, Alberta, Canadá, 6 al 8 de noviembre de 2000.

Se han perforado casi 75 pozos estratigráficos y se han efectuado levantamientos sísmicos 2D y 3D. Las areniscas McMurray poseen entre 20 y 58 m [65 y 190 pies] de espesor, 30 a 35% de porosidad y una permeabilidad que varía entre 3 y 10 D. La alta calidad y el buen espesor de la arenisca productiva convierte a estos yacimientos en buenos candidatos para la utilización de la técnica SAGD. Sin embargo, el análisis de núcleos muestra la presencia de algunas capas de lodolitas dentro de la arenisca productiva. Estas capas actuarán probablemente como barreras para el vapor ascendente. La extensión lateral y continuidad de las lodolitas impermeables aún se desconocen y se espera que ejerzan influencia en la velocidad de ascenso del vapor.

Como con cualquier proyecto de inyección de vapor, el objetivo es producir tanto petróleo como sea posible con el mínimo capital y con los menores costos de producción. La relación vapor-petróleo (SOR, por sus siglas en inglés) es la variable más importante que afecta la rentabilidad económica del proyecto. El objetivo clave de la Fase 1 es reducir la incertidumbre en el pronóstico de la relación SOR del proyecto, que actualmente se espera que promedie 1.9. (Para obtener mayor información acerca de la reducción de incertidumbres, véase "Comprensión de la incertidumbre," página 2). EnCana planifica vigilar la producción utilizando sísmica 4D, secciones sísmicas transversales y levantamientos EM transversales.

EnCana espera perforar de 250 a 360 pares de pozos SAGD, cada uno con una sección horizontal de 500 a 750 m [1640 a 2460 pies] de largo. Los pozos inyectoros y productores se terminan con tuberías ranuradas en las secciones horizontales. El resto del pozo se termina con una tubería de revestimiento cementada. Uno de los desafíos en un proyecto termal consiste en mantener la integridad del sello del cemento. Esto previene la comunicación entre las formaciones y hacia la superficie. Las operaciones de cementación iniciales pueden proveer un buen sello hidráulico, pero los cambios de presión y de temperatura que se desarrollan como consecuencia de la inyección de vapor pueden inducir esfuerzos y destruir la integridad del cemento. Los cambios en las condiciones de los esfuerzos en el subsuelo que ocurren durante la vida de un pozo SAGD son extremos. Las altas temperaturas y la alternancia entre la inyección de vapor y la producción de petróleo pueden originar daño mecánico y falla extrema.

Un nuevo sistema de cemento de Schlumberger que ofrece una mayor flexibilidad resiste el agrietamiento. La tecnología avanzada de cemento flexible FlexSTONE mantiene altas resistencias a la



▲ Equipo de perforación en ángulo en el somero Campo MacKay River, operado por Petro-Canada (derecha). Los pozos se inician con una inclinación de 45°, de modo que pueden volverse horizontales a la profundidad objetivo de 122 m [400 pies] (izquierda).

compresión y a la tracción respecto de las ofrecidas por los cementos convencionales.<sup>35</sup> Seis pozos en la Fase 1 del proyecto del Lago Cristina han sido cementados con cemento FlexSTONE, diseñado para mantener la impermeabilidad y flexibilidad a los efectos de permitir la expansión termal de la tubería de revestimiento y del cemento (véase "Soluciones de largo plazo para el aislamiento zonal," página 18).

Petro-Canada está siguiendo un enfoque similar para desarrollar las areniscas de petróleo en el Campo MacKay River. Los levantamientos sísmicos, los núcleos y registros de más de 200 pozos de delineación, ayudan a identificar la presencia, el espesor y la extensión areal del petróleo.<sup>36</sup> Las formaciones ricas en petróleo, que contienen reservas estimadas de 36 a 47 millones de m<sup>3</sup> [230 a 300 millones de bbl], se encuentran a unos 122 m [400 pies] de profundidad, y sus espesores varían entre 50 y 250 pies aproximadamente. El crudo de 7 a 8° API será producido con el método SAGD. Se perforarán pares de pozos horizontales SAGD de unos 1000 m [3280 pies] de longitud: uno cerca de la base del yacimiento, a 1 m [3.5 pies] del fondo más o menos, y otro a 4.5 m [15 pies] encima de aquél. Los pozos se comienzan con un ángulo de 45° en la superficie, de modo que pueden convertirse en horizontales a los 400 pies de profundidad (arriba y próxima página). El control de la producción de arena es

un tema de preocupación en las areniscas no consolidadas con porosidades de 34% y permeabilidades de 5 a 10 darcies. Los pozos se completan en las secciones horizontales con tuberías ranuradas no cementadas. Algunos pozos poseen dos columnas de tuberías de producción para producir o inyectar desde la punta o el talón del pozo.

35. Stiles D y Hollies D: "Implementation of Advanced Cementing Techniques to Improve Zonal Isolation in Steam Assisted Gravity Drainage Wells," artículo de la SPE/Sociedad Petrolera de CIM/CHOA 78950, preparado para su presentación en el Simposio Internacional de Operaciones Térmicas y de Petróleo Pesado de la SPE y la Conferencia Internacional de Tecnología de Pozos Horizontales, Calgary, Alberta, Canadá, 4 al 7 de noviembre de 2002.

36. Stott J: "Canada's Oil Sands Revival Special Report," *Oil & Gas Journal* 100, no. 23 (10 de junio de 2002): 24-29.

37. Urgeli D, Durandea M, Foucault H y Besnier J-F: "Investigation of Foamy-Oil Effect from Laboratory Experiments," artículo de la SPE 54083, presentado en el Simposio Internacional de Operaciones Térmicas y de Petróleo Pesado de la SPE, Bakersfield, California, EUA, 17 al 19 de marzo de 1999.



Petro-Canada espera que sus pozos sean productores de alto volumen; de 318 a 477 m<sup>3</sup>/d de fluido por día [2000 a 3000 bbl]. Actualmente existen 25 pares de pozos en el Campo MacKay River. La inyección de vapor comenzó en el tercer trimestre de 2002 y la producción a fin de ese mismo año. Se han planificado hasta 100 pares de pozos adicionales para mantener la planta operando a plena capacidad durante toda la vida del proyecto, que se estima en 25 años. Los planes de vigilancia del yacimiento incluyen el control rutinario con medidores de temperatura de fibra óptica instalados en el fondo del pozo, pozos verticales de observación y control sísmico mediante la aplicación de la técnica de lapsos de tiempo.

La técnica SAGD permite a los operadores canadienses desarrollar sus recursos de areniscas petrolíferas en forma más completa y causando menos daño al medio ambiente en comparación con los métodos de minería de superficie.

### Mayor producción de petróleo pesado

Las grandes cantidades de petróleo pesado y ultrapesado dominan las reservas de hidrocarburo del mundo, pero los recursos de petróleo y de gas convencionales que se producen más fácilmente, sobrepasan sus pesadas contrapartes en cuanto a los niveles de producción actuales. Gran cantidad de reservas de los hidrocarburos más pesados aguardan nuevas tecnologías que transformarán su explotación en proyectos económicamente posibles.

La comprensión de los mecanismos de producción en areniscas no consolidadas es un área de estudio activo. Algunos yacimientos producen inesperadamente a altos regímenes y grandes volúmenes cuando se estimula la producción de arena. A pesar de que este mecanismo no se entiende por completo, se asume que ocurre cuando los espacios que dejan los granos de arena desalojados coalescen para formar túneles, denominados "agujeros de gusano" (*wormholes*).

Los agujeros de gusano se propagan y forman redes similares a las fracturas, mejorando por lo tanto la permeabilidad y la porosidad. Constituye un reto para los productores de petróleo pesado promover la formación de agujeros de gusano a la vez que se asegura la estabilidad de la formación. El manejo de la arena producida constituye otra preocupación.

Muchos investigadores están estudiando el comportamiento del petróleo pesado "espumoso." Al disminuir la presión del yacimiento, el gas disuelto se dispersa como burbujas pequeñas atrapadas por el petróleo viscoso. El petróleo espumoso resultante—con la consistencia de un mousse de chocolate—posee una viscosidad baja.<sup>37</sup> Se ha publicado que los yacimientos con comportamiento de petróleo espumoso ofrecen factores de recuperación más altos que los esperados.

Los métodos mejorados de recuperación asistida de petróleo pueden destrabar los hidrocarburos atrapados en muchos yacimientos de petróleo pesado. La inyección de agua caliente ha tenido un éxito limitado. El agua no transfiere el calor tan efectivamente como lo hace el vapor, y la gran diferencia de viscosidad entre el agua y el petróleo pesado da como resultado un barrido menos que óptimo. También se ha probado en proyectos piloto la inyección de agua alternada con la de gas o vapor (WAG o WAS, por sus siglas en inglés). Se ha probado la combustión en sitio, conocida como *fireflooding*, pero no se aplica extensivamente; se inyecta aire u otro combustible gaseoso y se enciende el petróleo. El petróleo entibiado es desplazado hacia un pozo productor, dejando atrás los componentes más pesados en una zona carbonizada.

Los métodos que pueden craquear los petróleos pesados en sitio, es decir, separar las grandes moléculas de las pequeñas en el fondo del pozo en lugar de en las instalaciones de superficie, son el sueño de muchos especialistas en petróleo pesado. La combinación de éstos con las tecnologías existentes ayudarán a comprender el valor entrampado en los trillones de barriles de petróleo pesado que existen en nuestro mundo.

—LS, JS