

# La importancia del petróleo pesado

**Hussein Alboudwarej**  
**Joao (John) Felix**  
**Shawn Taylor**  
*Edmonton, Alberta, Canadá*

**Rob Badry**  
**Chad Bremner**  
**Brent Brough**  
**Craig Skeates**  
*Calgary, Alberta*

**Andy Baker**  
**Daniel Palmer**  
**Katherine Pattison**  
*Anchorage, Alaska, EUA*

**Mohamed Beshry**  
**Paul Krawchuk**  
*Total E&P Canada*  
*Calgary, Alberta*

**George Brown**  
*Southampton, Inglaterra*

**Rodrigo Calvo**  
**Jesús Alberto Cañas Triana**  
*Macaé, Brasil*

**Roy Hathcock**  
**Kyle Koerner**  
*Devon Energy*  
*Houston, Texas, EUA*

**Trevor Hughes**  
*Cambridge, Inglaterra*

**Dibyatanu Kundu**  
*Bombay, India*

**Jorge López de Cárdenas**  
*Houston, Texas*

**Chris West**  
*BP Exploration (Alaska) Inc.*  
*Anchorage, Alaska*

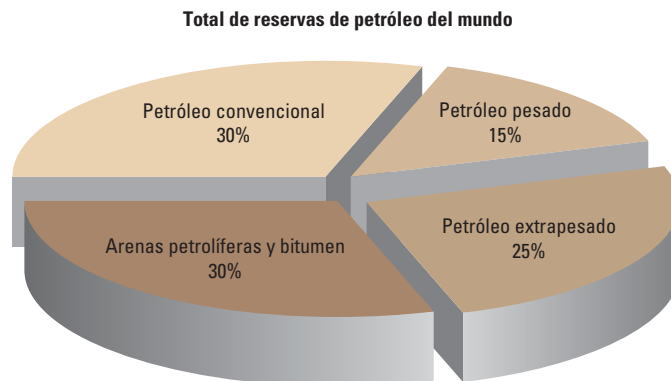
**La merma del suministro de petróleo, los altos precios de la energía y la necesidad de restituir las reservas, están incentivando a las compañías petroleras a invertir en yacimientos de petróleo pesado. Los petróleos pesados y viscosos presentan desafíos en el análisis de fluidos y obstáculos para la recuperación, que están siendo superados con la nueva tecnología y las modificaciones de los métodos desarrollados para los petróleos convencionales.**

La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponde a hidrocarburos viscosos y pesados, que son difíciles y caros de producir y refinar. Por lo general, mientras más pesado o denso es el petróleo crudo, menor es su valor económico. Las fracciones de crudo más livianas y menos densas, derivadas del proceso de destilación simple, son las más valiosas. Los crudos pesados tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que exige más esfuerzos y erogaciones para la extracción de productos utilizables y la disposición final de los residuos.

Con la gran demanda y los altos precios del petróleo, y estando en declinación la producción de la mayoría de los yacimientos de petróleo convencionales, la atención de la industria en

muchos lugares del mundo se está desplazando hacia la explotación de petróleo pesado. El petróleo pesado se define como petróleo con 22.3°API o menor densidad.<sup>1</sup> Los petróleos de 10°API o menor densidad se conocen como extrapesados, ultrapesados o superpesados porque son más densos que el agua. Comparativamente, los petróleos convencionales, tales como el crudo Brent o West Texas Intermediate, poseen densidades que oscilan entre 38° y 40°API.

Si bien la densidad del petróleo es importante para evaluar el valor del recurso y estimar el rendimiento y los costos de refinación, la propiedad del fluido que más afecta la producibilidad y la recuperación es la viscosidad del petróleo. Cuanto más viscoso es el petróleo, más difícil resulta producirlo. No existe ninguna relación

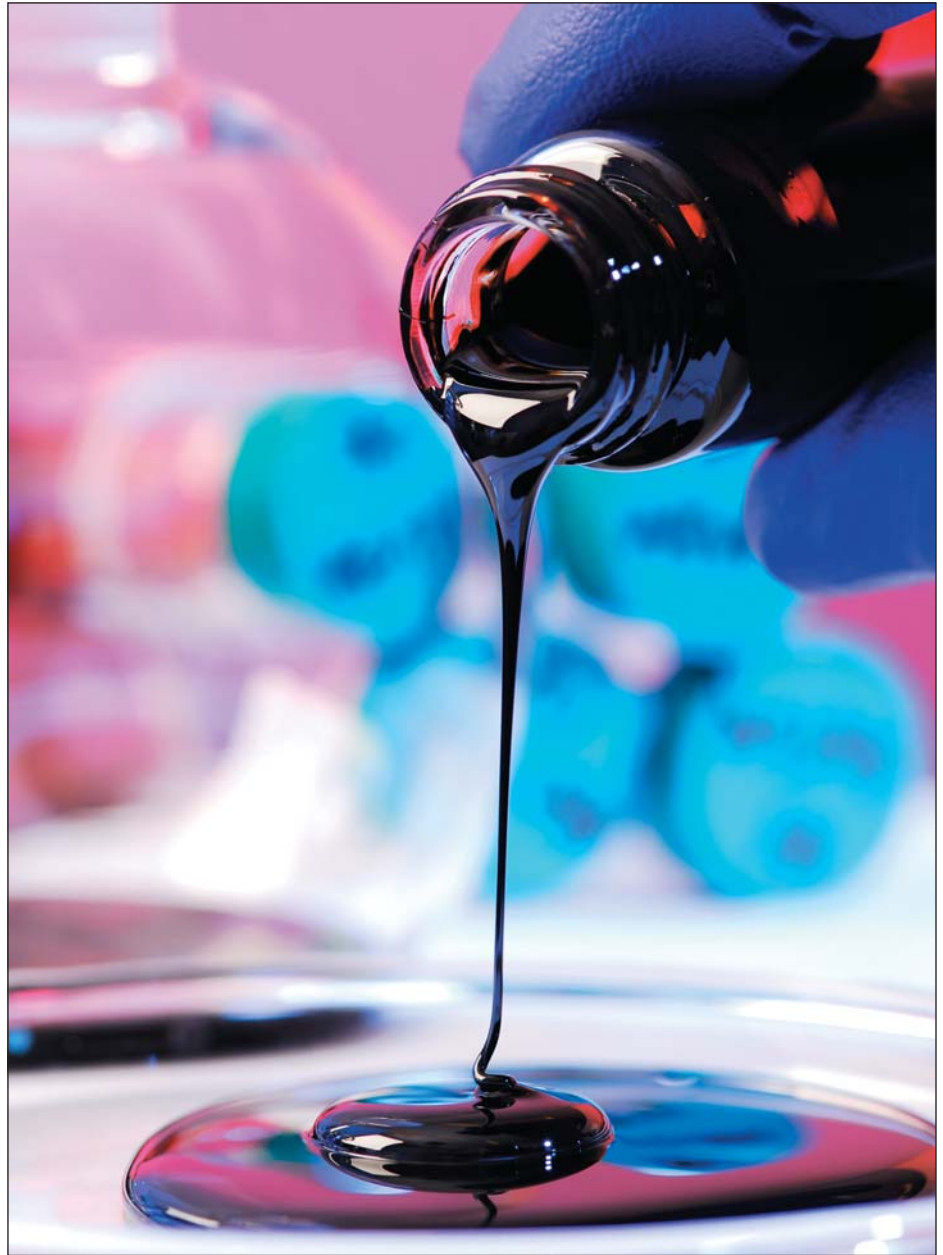


^ Total de reservas de petróleo del mundo. El petróleo pesado, el petróleo extrapesado y el bitumen conforman aproximadamente un 70% de los recursos de petróleo totales del mundo, que oscilan entre 9 y 13 trillones de barriles.

estándar entre densidad y viscosidad, pero los términos “pesado” y “viscoso” tienden a utilizarse en forma indistinta para describir los petróleos pesados, porque los petróleos pesados tienden a ser más viscosos que los petróleos convencionales. La viscosidad de los petróleos convencionales puede oscilar entre 1 centipoise (cP) [0.001 Pa.s], la viscosidad del agua, y aproximadamente 10 cP [0.01 Pa.s]. La viscosidad de los petróleos pesados y extrapesados puede fluctuar entre menos de 20 cP [0.02 Pa.s] y más de 1,000,000 cP [1,000 Pa.s]. El hidrocarburo más viscoso, el bitumen, es un sólido a temperatura ambiente y se ablanda fácilmente cuando se calienta.

Como el petróleo pesado es menos valioso, más difícil de producir y más difícil de refinar que los petróleos convencionales, surge la pregunta acerca del porqué del interés de las compañías petroleras en comprometer recursos para extraerlo. La primera parte de la respuesta, que consta de dos partes, es que ante la coyuntura actual, muchos yacimientos de petróleo pesado ahora pueden ser explotados en forma rentable. La segunda parte de la respuesta es que estos recursos son abundantes. El total de recursos de petróleo del mundo es de aproximadamente 9 a  $13 \times 10^{12}$  (trillones) de barriles [1.4 a 2.1 trillones de  $m^3$ ]. El petróleo convencional representa sólo un 30% aproximadamente de ese total, correspondiendo el resto a petróleo pesado, extrapesado y bitumen ([página anterior](#)).

El petróleo pesado promete desempeñar un rol muy importante en el futuro de la industria petrolera y muchos países están tendiendo a



Por su colaboración en la preparación de este artículo, se agradece a Cosan Ayan, Yakarta, Indonesia; Hany Banna, Bombay, India; Teresa Barron, Syncrude Canada Ltd., Fort McMurray, Alberta, Canadá; Celine Bellehumeur, Jonathan Bryan y Apostolos Kantzas, Universidad de Calgary, Alberta; Sheila Dubey, Shell Global Solutions (US), Houston; Maurice Dusseault, Universidad de Waterloo, Ontario, Canadá; Joelle Fay, Gatwick, Inglaterra; Abul Jamaluddin, Rosharon, Texas; Robert Kleinberg, Ridgefield, Connecticut, EUA; David Law y Allan Peats, Calgary; Trey Lowe, Devon Energy International, Houston; David Morrissey y Oliver Mullins, Houston; y Tribor Rakela y Ricardo Vásquez, Sugar Land, Texas.

AIT (generador de Imágenes de Inducción de Arreglo), CMR-200 (Resonancia Magnética Combinable), DSI (generador de Imágenes Sónico Dipolar), Hotline, LFA (Analizador de Fluidos Vivos), MDT (Probador Modular de la Dinámica de la Formación), PhaseTester, Platform Express, Quicksilver Probe, REDA, VDA (Ácido Divergente Viscoelástico) y Vx son marcas de Schlumberger.

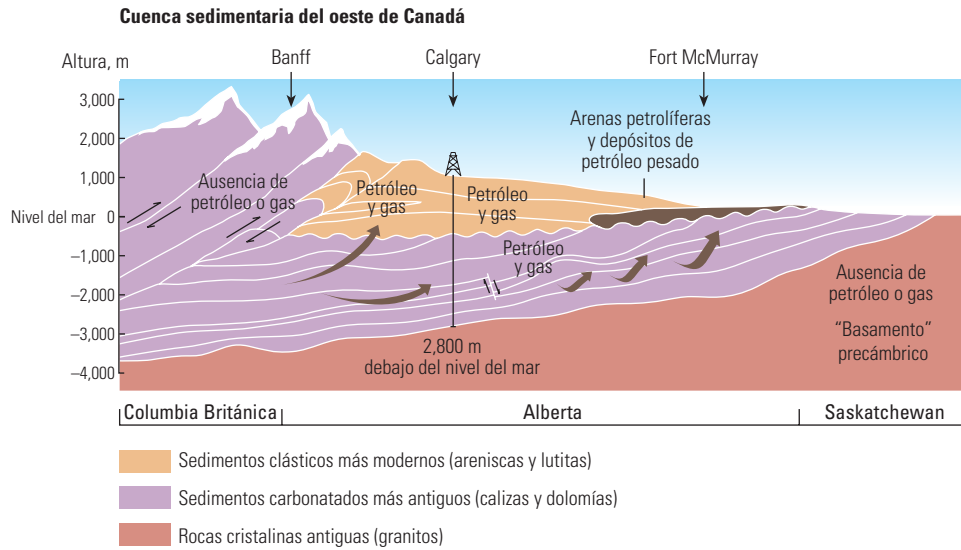
THAI (Toe-to-Heel Air Injection) es una marca registrada de Archon Technologies Ltd.

1. Para el cálculo de la densidad API se utiliza la medición superficial de la gravedad específica del petróleo desgasificado. La fórmula que relaciona la gravedad específica (S.G.) a 60°F con la densidad API es  $Densidad\ API = (141.5/S.G.) - 131.5$ . Conaway C: *The Petroleum Industry: A Nontechnical Guide*. Tulsa: Pennwell Publishing Co., 1999.

incrementar su producción, revisar las estimaciones de reservas, comprobar las nuevas tecnologías e invertir en infraestructura, para asegurarse de no dejar atrás sus recursos de petróleo pesado. Este artículo describe cómo se forman y cómo se están explotando los depósitos de hidrocarburos pesados. Los pasos importantes que han de implementarse a lo largo del camino son la selección del método de recuperación, el análisis de muestras de fluidos en el pozo y en el laboratorio, las pruebas y operaciones de terminación de pozos, y el monitoreo del proceso de recuperación del petróleo pesado.

### Formación de recursos vastos

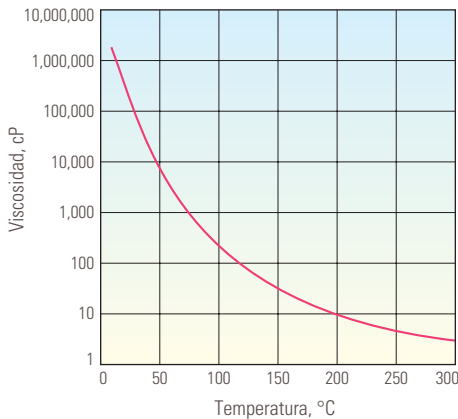
De los 6 a 9 trillones de barriles [0.9 a 1.4 trillón de  $m^3$ ] de petróleo pesado, petróleo extrapesado y bitumen que existen en el mundo, las acumulaciones más grandes están presentes en ambientes geológicos similares. Se trata de depósitos someros súper gigantes, atrapados en los flancos de las cuencas de antepaís. Las cuencas de antepaís son depresiones enormes, formadas a raíz del hundimiento de la corteza terrestre durante la orogénesis. Los sedimentos marinos de la cuenca se convierten en la roca generadora (roca madre) de los hidrocarburos



^ Ambiente geológico de uno de los depósitos de petróleo pesado más grandes del mundo. Durante los episodios de orogénesis se forman las cuencas de antepaís frente a la cadena de montañas por hundimiento de la corteza terrestre. Los sedimentos marinos de la cuenca (púrpura) se convierten en la roca generadora (roca madre) de los hidrocarburos (marrón oscuro) que migran echado arriba, constituyendo los sedimentos (naranja) erosionados desde las montañas recién formadas. Los microbios presentes en estos sedimentos relativamente fríos biodegradan el petróleo, formando petróleo pesado y bitumen. Donde la sobrecubierta tiene menos de 50 m [164 pies], el bitumen puede ser explotado a cielo abierto.

que migran echado arriba constituyendo sedimentos erosionados desde las montañas recién formadas (arriba). Los nuevos sedimentos a menudo carecen de rocas de cubierta que actúan como sello. En estos sedimentos fríos y someros, el hidrocarburo se biodegrada.

La biodegradación es la causa principal de la formación del petróleo pesado.<sup>2</sup> A lo largo de las escalas de tiempo geológico, los microorganismos degradan los hidrocarburos livianos e



^ Relación entre la viscosidad y la temperatura de los petróleos pesados. Cada petróleo pesado, petróleo extrapesado y bitumen posee su propia relación de temperatura-viscosidad, pero todos siguen esta tendencia, reduciéndose la viscosidad al aumentar la temperatura.

intermedios, produciendo metano e hidrocarburos pesados enriquecidos. La biodegradación produce la oxidación del petróleo, reduciendo la relación gas/petróleo (GOR) e incrementando la densidad, la acidez, la viscosidad y el contenido de azufre y de otros metales. A través de la biodegradación, los petróleos pierden además una importante fracción de su masa original. Otros mecanismos, tales como el lavado con agua y el fraccionamiento de fases, contribuyen a la formación de petróleo pesado, separando las fracciones livianas del petróleo pesado por medios físicos más que biológicos. Las condiciones óptimas para la degradación microbiana de los hidrocarburos se dan en los yacimientos de petróleo, a temperaturas inferiores a 80°C [176°F]; el proceso se limita por lo tanto a los yacimientos someros, situados a una profundidad de aproximadamente 4 km [2.5 millas].

La acumulación de petróleo individual más grande que se conoce es la faja de petróleo pesado del Orinoco, en Venezuela, con 1.2 trillón de barriles [190,000 millones de m<sup>3</sup>] de petróleo extrapesado de 6 a 12°API. Las acumulaciones combinadas de petróleo extrapesado de la cuenca del oeste de Canadá, en Alberta, totalizan 1.7 trillón de bbl [270,000 millones de m<sup>3</sup>]. Las fuentes de estos petróleos no se conocen totalmente pero existe acuerdo, en ambos casos,

en cuanto a que provienen de petróleos marinos severamente biodegradados. Los 5.3 trillones de barriles [842,000 millones de m<sup>3</sup>] de todos los depósitos del oeste de Canadá y del este de Venezuela representan los restos degradados de los que alguna vez fueron probablemente 18 trillones de barriles [2.9 trillones de m<sup>3</sup>] de petróleos más livianos.<sup>3</sup>

En cualquier ambiente depositacional, la combinación correcta de agua, temperatura y microbios, puede producir la degradación y la formación del petróleo pesado. Las acumulaciones de breas existen en muchos yacimientos, cerca del contacto agua-petróleo, donde las condiciones conducen a la actividad microbiana. El ambiente depositacional, la composición del petróleo original, el grado en que ha sido biodegradado, el influjo o la carga de petróleos más livianos y las condiciones de presión y temperatura finales hacen que cada yacimiento de petróleo pesado sea único, por lo que todos requieren métodos de recuperación diferentes.

### Métodos de recuperación

Los métodos de recuperación de petróleo pesado se dividen en dos tipos principales, según la temperatura. Esto se debe a que la propiedad clave del fluido, es decir la viscosidad, depende significativamente de la temperatura; cuando se



^ Recuperación de bitumen a partir de arenas petrolíferas. Cuando la sobrecubierta es de menos de 50 m, el bitumen puede explotarse desde la superficie. El proceso, que se muestra en las fotografías orientadas desde arriba hacia abajo, se inicia con la recuperación de las arenas petrolíferas mediante operaciones que emplean camiones y excavadoras. Las arenas son transportadas hasta las plantas de procesamiento donde el agua caliente separa el bitumen de la arena. El bitumen se diluye con los hidrocarburos más livianos y se mejora para formar crudo sintético. Finalmente, se procede a rellenar y sanear la tierra. (Imágenes, cortesía de Syncrude Canada Ltd).

calientan, los petróleos pesados se vuelven menos viscosos (página anterior). Los métodos de producción en frío—aquellos que no requieren el agregado de calor—pueden ser utilizados cuando la viscosidad del petróleo pesado en condiciones de yacimiento es lo suficientemente baja como para permitir que el petróleo fluya a regímenes económicos. Los métodos asistidos termalmente se utilizan cuando el petróleo debe ser calentado para fluir.

El método original de recuperación de petróleo pesado en frío es la minería. Gran parte de la explotación de petróleo pesado por el método de minería tiene lugar en las minas a cielo abierto de Canadá, pero también se ha recuperado petróleo pesado por minería subterránea en Rusia.<sup>4</sup> El método a cielo abierto es útil sólo en Canadá, donde el acceso desde la superficie y el volumen de los depósitos de arenas petrolíferas someras—estimado en 28,000 millones de m<sup>3</sup> [176,000 millones de barriles]—lo vuelven económico.<sup>5</sup>

Las arenas petrolíferas canadienses se recuperan mediante operaciones con camiones y excavadoras y luego son transportadas a las plantas de procesamiento, donde el agua caliente separa el bitumen de la arena (izquierda). El bitumen se diluye con los hidrocarburos más livianos y se mejora para formar crudo sintético. Después de la aplicación del método de minería, la tierra se rellena y se sana. Una de las ventajas del método es que recupera alrededor de un 80% del hidrocarburo. No obstante, desde la superficie sólo se puede acceder a un 20% de las reservas aproximadamente, o a aquellas que se encuentran a una profundidad de unos 75 m [246 pies]. En el año 2005, la producción de

bitumen de Canadá alcanzó 175,000 m<sup>3</sup>/d [1.1 millón de bbl/d] y se espera que aumente a 472,000 m<sup>3</sup>/d [3 millones de bbl/d] para el año 2015.<sup>6</sup>

Algunos petróleos pesados pueden ser producidos a partir de pozos, por producción primaria en frío. Gran parte del petróleo de la faja de petróleo pesado del Orinoco, en Venezuela, está siendo recuperado actualmente mediante producción en frío, tal es el caso de los yacimientos de las áreas marinas de Brasil.<sup>7</sup> Se perforan pozos horizontales y multilaterales para contactar la mayor parte del yacimiento posible.<sup>8</sup> Se inyectan diluyentes, tales como la nafta, para reducir la viscosidad del fluido y, mediante el empleo de tecnología de levantamiento artificial, tal como los sistemas de bombeo electrosumergibles (ESP) y los sistemas de bombeo de cavidad progresiva (PCP), se llevan los hidrocarburos a la superficie para ser transportados hasta una unidad de mejoramiento.<sup>9</sup> Una de las ventajas del método es su menor inversión de capital con respecto a las técnicas asistidas termalmente, pero el factor de recuperación también es bajo; entre 6 y 12%. Otra de sus ventajas es el incremento de la viscosidad del fluido que surge con la formación de emulsiones de petróleo-agua, causadas por el proceso de mezcla y cizalladura que tiene lugar en los sistemas de bombeo y en los tubulares.

La producción de petróleo pesado en frío con arena (CHOPS) es otro método de producción primaria de aplicabilidad en numerosos yacimientos de petróleo pesado. En cientos de campos petroleros de Canadá, se produce arena—hasta un 10% de “corte de arena” en

2. Head IM, Jones DM y Larter SR: “Biological Activity in the Deep Subsurface and the Origin of Heavy Oil,” *Nature* 426, no. 6964 (20 de noviembre de 2003): 344–352.
3. Meyer RF: “Natural Bitumen and Extra-Heavy Oil,” World Energy Council Survey of Energy Resources, [www.worldenergy.org/wec-geis/publications/reports/ser/zbitumen/bitumen.asp](http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/reports/ser/zbitumen/bitumen.asp) (Se accedió el 1 de junio de 2006).
4. Cámara de Recursos de Alberta: “Oil Sands Technology Roadmap: Unlocking the Potential,” [http://www.acr-alberta.com/Projects/Oil\\_Sands\\_Technology\\_Roadmap/OSTR\\_report.pdf](http://www.acr-alberta.com/Projects/Oil_Sands_Technology_Roadmap/OSTR_report.pdf) (Se accedió el 24 de junio de 2006).  
Meyerhoff AA y Meyer RF: “Geology of Heavy Crude Oil and Natural Bitumen in the USSR, Mongolia and China: Section I: Regional Resources,” en Meyer RF (ed): *Exploration for Heavy Crude Oil and Natural Bitumen (Explotación de Petróleo Crudo Pesado y Bitumen Natural)*. AAPG Studies in Geology no. 25. Tulsa: AAPG (1987):31–101.
5. Junta Nacional de Energía de Canadá: “Energy Market Assessment, Canada’s Oil Sands: Opportunities and Challenges to 2015: An Update,” [http://www.neb-one.gc.ca/energy/EnergyReports/EMAOilSandsOpportunitiesChallenges2015\\_2006/EMAOilSandsOpportunities2015QA2006\\_e.htm](http://www.neb-one.gc.ca/energy/EnergyReports/EMAOilSandsOpportunitiesChallenges2015_2006/EMAOilSandsOpportunities2015QA2006_e.htm) (Se accedió el 3 de junio de 2006).
6. Junta Nacional de Energía de Canadá, referencia 5.
7. Capeleiro Pinto AC, Branco CC, de Matos JS, Vieira PM, da Silva Guedes S, Pedroso CJ, Decnop Coelho AC y Ceciliano MM: “Offshore Heavy Oil in Campos Basin: The Petrobras Experience,” artículo OTC 15283, presentado en la Conferencia de Tecnología Marina, Houston, 5 al 8 de mayo de 2003.
8. 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 SPE 69700, presentado en el Simposio Internacional de Operaciones Termales y Petróleo Pesado de la SPE, Portlamar, Isla Margarita, Venezuela, 12 al 14 de marzo de 2001.
9. Robles J: “Application of Advanced Heavy Oil Production Technologies in the Orinoco Heavy-Oil-Belt, Venezuela,” artículo SPE 69848, presentado en el Simposio Internacional de Operaciones Termales y Petróleo Pesado de la SPE, Portlamar, Isla Margarita, Venezuela, 12 al 14 de marzo de 2001.

Por mejoramiento se entiende la hidrogenación de los crudos pesados mediante el agregado de hidrógeno. El producto del mejoramiento es el petróleo crudo sintético.

volumen—junto con el petróleo (abajo). El gas que se libera del petróleo despresurizado ayuda a desestabilizar y mover los granos de arena. El movimiento de la arena incrementa la movilidad del fluido y forma canales, denominados agujeros de gusanos, que crean una zona de alta permeabilidad creciente alrededor del pozo. El peso de la sobrecubierta ayuda a extrudir la arena y los líquidos. La arena y el petróleo se separan por acción de la gravedad en la superficie y la arena se elimina en los estratos permeables. El método requiere sistemas de bombeo multifásico que pueden manipular la arena, el petróleo, el agua y el gas, y ha sido aplicado en yacimientos con viscosidades de petróleo oscilantes entre 50 y 15,000 cP [0.05 y 15 Pa.s].<sup>10</sup> En Canadá, la producción anual de petróleo pesado por el método CHOPS fue de 700,000 bbl/d [111,230 m<sup>3</sup>] en el año 2003.

La inyección de agua es un método de recuperación mejorada de petróleo (EOR) en frío, que ha resultado exitoso en algunos campos de petróleo pesado. Por ejemplo, los campos marinos situados en la plataforma continental del Reino Unido utilizan el método de inyección de agua para producir petróleo de 10 a 100 cP, desde pozos horizontales largos, soportados con cedazos, hasta un sistema flotante de producción, almacenamiento y descarga (FPSO).<sup>11</sup> El método

está siendo considerado para los campos cercanos que contienen fluidos más viscosos, pero el factor de recuperación disminuye al aumentar la viscosidad del petróleo. Los petróleos de alta viscosidad causan digitación viscosa en los frentes de inyección de agua, lo que se traduce en una eficiencia de barrido pobre.

La extracción de petróleo asistida con vapor (VAPEX) es un proceso relativamente nuevo que está siendo probado en Canadá. Consiste en la inyección de un solvente miscible, que reduce la viscosidad del petróleo pesado. El método puede ser aplicado en un pozo por vez o en pares de pozos. En el enfoque que utiliza un solo pozo, se inyecta solvente desde el extremo de un pozo horizontal. En el caso que implica dos pozos, se inyecta solvente en el pozo superior de un par de pozos horizontales paralelos. Los gases valiosos son barridos después del proceso mediante la inyección de gas inerte. El método VAPEX ha sido estudiado extensivamente en laboratorios y en operaciones de simulación y está siendo sometido a pruebas piloto, pero aún no fue desplegado en operaciones de campo de gran escala.

Los métodos termales, como sus contrapartes en frío, poseen ventajas y limitaciones. Los factores de recuperación son más elevados que en el caso de los métodos de producción en frío—con excepción del método de minería—

pero también lo son los costos asociados con la generación de calor y el tratamiento del agua. La estimulación cíclica por vapor de agua (CSS), también conocida como impregnación con vapor o inyección intermitente de vapor, es un método consistente en un solo pozo que se aplica en etapas (próxima página, arriba). Primero, se inyecta vapor. Luego, durante el período de impregnación o espera, el petróleo se calienta. Por último, se producen y separan el petróleo y el agua calentados y el proceso se reitera. El método permite obtener factores de recuperación de hasta 30%, posee regímenes de producción iniciales altos y funciona bien en yacimientos apilados o estratificados. El Campo Cold Lake, situado en Alberta, Canadá, es un ejemplo de aplicación del método CSS.

El desplazamiento por vapor de agua, otro método termal, es un proceso de pozos múltiples. El vapor es inyectado en los pozos inyectoros, en una diversidad de esquemas de espaciamiento y localización, y el petróleo es producido desde los pozos productores. El desplazamiento por vapor de agua permite lograr un factor de recuperación de hasta un 40% pero requiere buena movilidad entre los pozos para inyectar el vapor a regímenes efectivos. Los desafíos que plantea este método son el sobrecontrol del vapor de baja densidad por la gravedad, las heterogeneidades de los yacimientos y el monitoreo del frente de vapor. El Campo Duri situado en Indonesia, el Campo Kern River en California, y el Campo Pikes Peak en Lloydminster, Canadá, son algunos ejemplos.

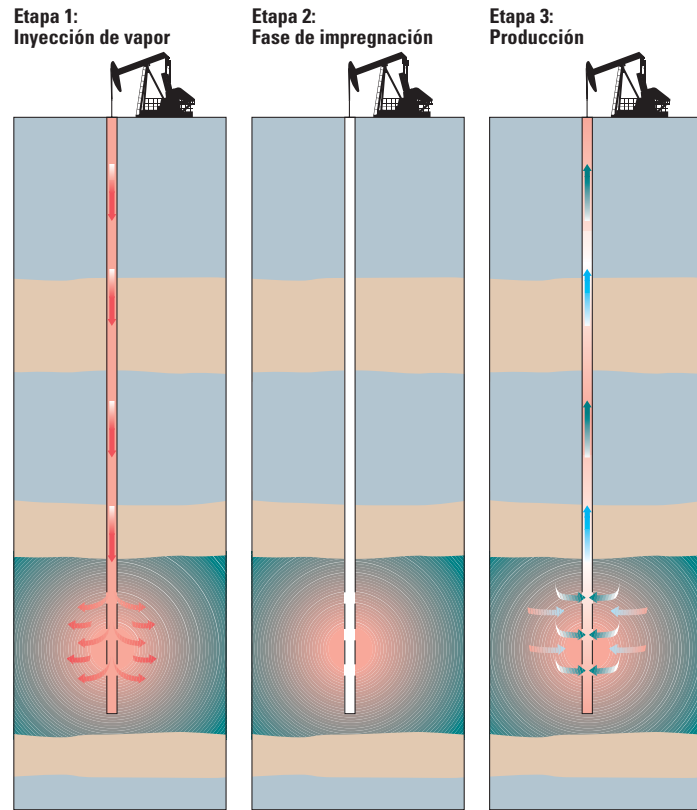
El método de drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD) funciona para los petróleos extrapesados. Se perfora un par de pozos horizontales paralelos, situándose un pozo unos 5 a 7 m [16 a 23 pies] por encima del otro (próxima página, abajo). El vapor inyectado en el pozo superior calienta el petróleo pesado, reduciendo su viscosidad. La gravedad hace que el petróleo movilizado fluya en sentido descendente, hacia el productor horizontal inferior. La comunicación inicial se establece entre el inyector y el productor mediante inyección de vapor, vapor cíclico o inyección de solvente. El factor de recuperación estimado para este método oscila entre 50 y 70%.<sup>12</sup> No obstante, la estratificación de la formación puede incidir significativamente en la recuperación SAGD.<sup>13</sup> El método SAGD se utiliza en muchos campos de Canadá, incluyendo los campos Christina Lake y MacKay River.



^ Lechada producida por el método de producción de petróleo pesado en frío con arena (CHOPS). Esta muestra de fondo de tanque fue recuperada en una playa de tanques de una unidad de limpieza de petróleo cercana a Lloydminster, Saskatchewan, Canadá, y se compone de aproximadamente 10 a 20% de arcilla fina y sílice, 20 a 30% de petróleo viscoso y 50 a 60% de agua. (Fotografía, cortesía de Maurice Dusseault).

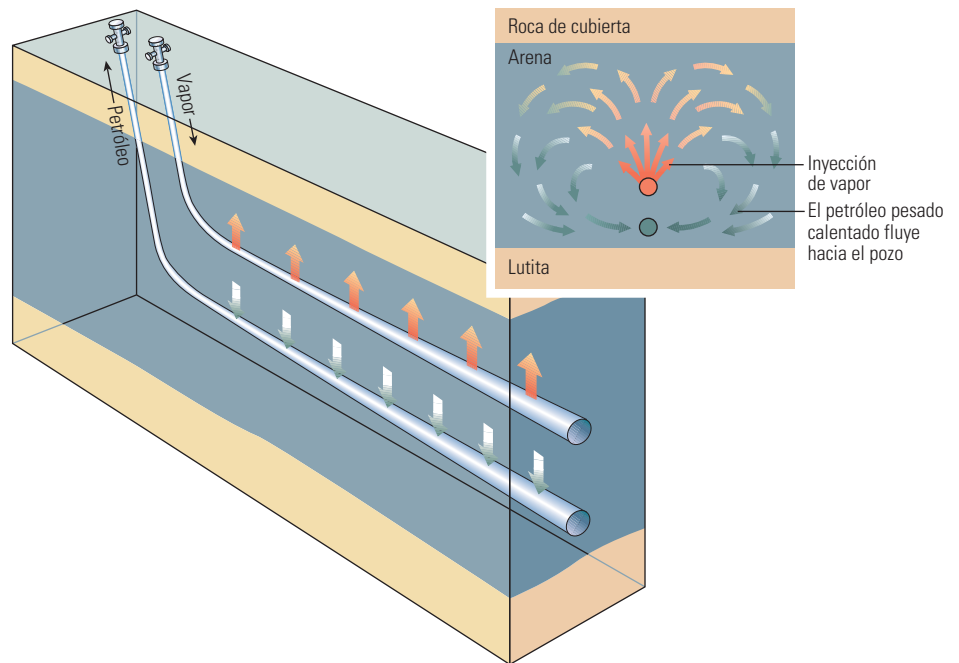
La combustión en sitio, también conocida en inglés como *fireflooding*, es un método de movilización de los petróleos de alta viscosidad. Se trata de un proceso de pozos múltiples en el que un frente de combustión iniciado en un pozo de inyección de aire se propaga hasta un pozo de producción. La combustión en sitio quema parte del petróleo y el calor reduce suficientemente la viscosidad del resto como para posibilitar la producción. El petróleo quemado, o residuo de la combustión, se deja atrás. La combustión mejora el petróleo crudo mediante el craqueo, o separación, de las moléculas pequeñas respecto de las grandes. En la mayor parte de los intentos de aplicación en el campo, se observó que el proceso era inestable. No obstante, en Rumania, la operación de combustión en sitio de gran escala llevada a cabo en el Campo Suplacu de Barcău, funciona desde el año 1964.<sup>14</sup>

Se están desarrollando nuevas tecnologías para estabilizar el frente de combustión, en el proceso de combustión en sitio. Por ejemplo, el método de inyección Toe-to-Heel (THAI), una marca registrada de Archon Technologies Ltd., utiliza una combinación de inyector vertical y productor horizontal. El método se encuentra actualmente en la etapa de prueba piloto de campo, en la Formación McMurray, cercana a Conklin, Alberta.<sup>15</sup>

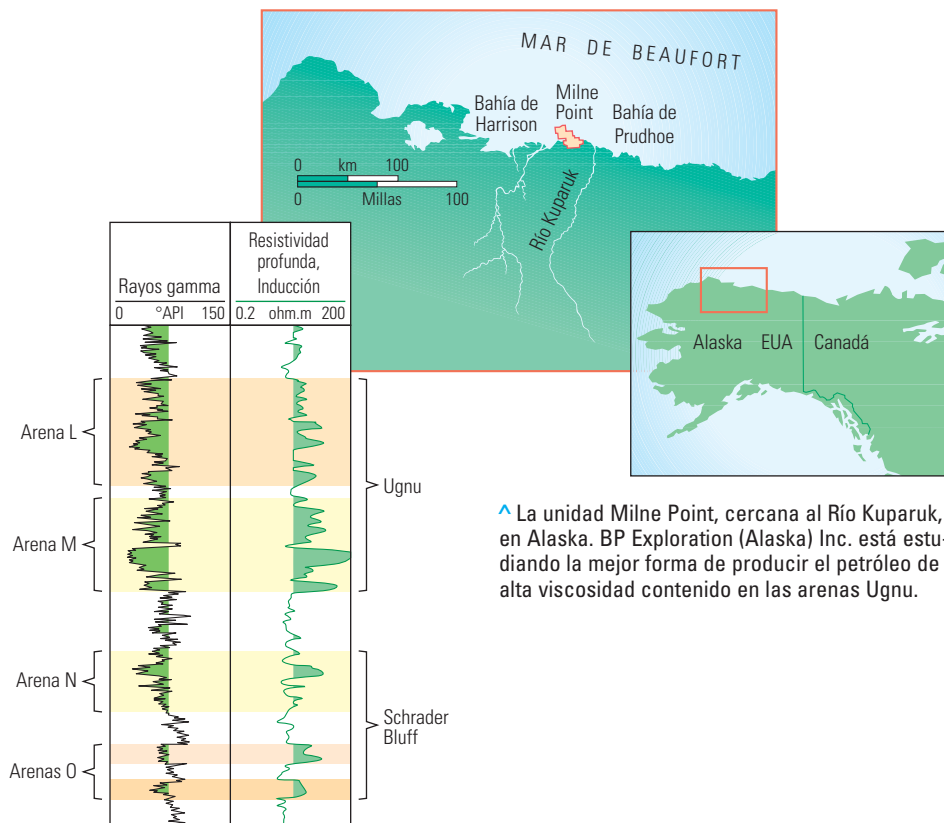


^ Estimulación cíclica por vapor (CSS), un método de un solo pozo que se aplica en etapas. Primero, se inyecta vapor (*izquierda*). Luego, el vapor y el agua condensada calientan el petróleo viscoso (*centro*). Por último, el petróleo y el agua calentados son bombeados a la superficie (*derecha*). Luego, el proceso se repite.

10. Notas de cursos del profesor Maurice Dusseault de la Universidad de Waterloo, en Ontario, Canadá.
11. Etebar S: "Captain Innovative Development Approach," artículo SPE 30369, presentado en la Conferencia del Área Marina de Europa de la SPE, Aberdeen, 5 al 8 de septiembre de 1995.  
Rae G, Hampson J, Hiscox I, Rennie M, Morrison A y Ramsay D: "A Case Study in the Design and Execution of Subsea Production Development Wells in the Captain Field," artículo SPE 88837, *SPE Drilling & Completion* 19, no. 2 (Junio de 2004): 82-93.
12. Notas de cursos del profesor Maurice Dusseault de la Universidad de Waterloo, en Ontario, Canadá.
13. Contreras C, Gamero H, Drinkwater N, Geel CR, Luthi S, Hodgetts D, Hu YG, Johannessen E, Johansson M, Mizobe A, Montaggioni P, Pestman P, Ray S, Shang R y Saltmarsh A: "Investigación de la sedimentología en yacimientos clásticos," *Oilfield Review* 15, no. 1 (Verano de 2003): 58-81.
14. Panait-Patică A, Șerban D e Ilie N: "Suplacu de Barcău Field—A Case History of a Successful In-Situ Combustion Exploitation," artículo de la SPE 100346, presentado en la Conferencia y Exhibición Anual de las Europec/EAGE de la SPE, Viena, Austria, 12 al 15 de junio de 2006.  
Padurarur R y Pantazi I: "IOR/EOR—Over Six Decades of Romanian Experience," artículo de la SPE 65169, presentado en la Conferencia Europea del Petróleo de la SPE, París, 24 al 25 de octubre de 2000.
15. "WHITESANDS Experimental Project," [http://www.petrobank.com/ops/html/cnt\\_white\\_project.html](http://www.petrobank.com/ops/html/cnt_white_project.html) (Se accedió el 3 de julio de 2006).



^ Método de drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD). Se perfora un par de pozos horizontales paralelos, uno por encima del otro. Se inyecta vapor en el pozo superior para calentar el petróleo pesado, reduciendo su viscosidad. La gravedad hace que el petróleo fluya hacia abajo, en dirección hacia el pozo productor.



▲ La unidad Milne Point, cercana al Río Kuparuk, en Alaska. BP Exploration (Alaska) Inc. está estudiando la mejor forma de producir el petróleo de alta viscosidad contenido en las arenas Ugnu.

### Selección de un método de recuperación

Dada la diversidad de métodos de recuperación disponibles, la selección del mejor método para un yacimiento en particular requiere un estudio general que incorpore diversos factores, tales como propiedades de los fluidos, continuidad de la formación, mecánica de las rocas, tecnología de perforación, opciones de terminación de pozos, simulación de la producción e instalaciones de superficie. Este esfuerzo de equipo multidisciplinario también debe considerar las soluciones de compromiso entre factores tales como reservas, regímenes de recuperación esperados y tasas de producción. También se requiere la consideración del costo de la generación de energía y la sensibilidad ambiental de las adyacencias. Un ejemplo del tipo de estudio de preselección que puede ayudar a las compañías a decidir cómo producir los recursos de petróleo pesado proviene de la Pendiente Norte de Alaska, en donde BP Exploration (Alaska) Inc. está evaluando algunos métodos de producción de petróleo de alta viscosidad en las arenas Ugnu (arriba).

Las arenas Ugnu y su estructura vecina más profunda, la Formación Schrader Bluff, fueron encontradas por primera vez en el año 1969, cuando los operadores perforaron y probaron la Formación Kuparuk, situada a mayor profundidad.<sup>16</sup> En ese momento, no se disponía de

tecnología para desarrollar los petróleos altamente viscosos contenidos en las arenas Ugnu y Schrader Bluff, de manera que las compañías se concentraron en la prolífica Formación Kuparuk. La Formación Schrader Bluff es una formación estratigráficamente más profunda, que contiene petróleo viscoso relativamente más liviano que las arenas Ugnu. Algunas secciones de la Formación Schrader Bluff están sometidas a inyección de agua y se encuentran en producción desde comienzos de la década de 1990. A través de los años, diversas compañías llevaron a cabo operaciones de simulación y estudios piloto para evaluar la posibilidad de aplicar técnicas de inyección de agua y otros métodos de recuperación mejorada de petróleo (EOR) con el fin de explotar las arenas Ugnu, pero no lograron hallar los medios económicos para recuperar los recursos de petróleo pesado.<sup>17</sup>

BP actualmente está evaluando el desarrollo de las reservas de petróleo pesado alojadas en la unidad Milne Point de la Pendiente Norte. La

recompensa total se estima en miles de millones de barriles de petróleo original en sitio contenidos en la Formación Ugnu Inferior, correspondiendo un porcentaje significativo a la unidad Milne Point de BP. Las propiedades del yacimiento y de los fluidos varían a través del campo, y están representadas en general por petróleo de alta densidad y alta viscosidad y una temperatura de yacimiento baja de 75°F [24°C]. Esto significa que el yacimiento requiere indudablemente métodos de recuperación no primaria, tales como algún tipo de técnica de producción mejorada en frío, estimulación cíclica por vapor, desplazamiento por vapor de agua, SAGD o algún proceso híbrido.

Para determinar el mejor enfoque a adoptar, un equipo de 30 miembros constituido por especialistas de BP y Schlumberger llevó a cabo un estudio de preselección. El objetivo del estudio era identificar la técnica de desarrollo que permitiría maximizar económicamente los regímenes de producción de petróleo y el factor de recuperación, garantizando al mismo tiempo una pérdida de calor mínima y aceptable en el permafrost y un efecto mínimo sobre los hidratos de gas naturales. El estudio de preselección enfatizó el manipuleo y la utilización del CO<sub>2</sub> y del gas de efecto invernadero y puso en vigor las normas más estrictas de Salud, Seguridad y Medio Ambiente. Actualmente, se está realizando un estudio de tecnología conjunto, entre BP/Schlumberger, para examinar distintas opciones que permitan compatibilizar los desarrollos de petróleo pesado con la Agenda Verde de BP. Los resultados del estudio serán ingresados en el Plan de la Etapa de Evaluación de BP para la toma de decisiones acerca del desarrollo Ugnu.

En el estudio de preselección, se revisaron los estudios e informes previos, emitidos durante los últimos 25 años. Con estos estudios y los datos disponibles, se seleccionaron tres pozos representativos del área Milne Point para realizar una revisión detallada. Los pozos penetraron intervalos de calidad prospectiva variable. Para determinar el mejor método de recuperación, se simuló varios, incluyendo el método de desplazamiento por vapor de agua, CSS, SAGD, el método de inyección de agua caliente y el de producción primaria. Además, se comprobaron

16. Bidinger CR y Dillon JF: "Milne Point Schrader Bluff: Finding the Keys to Two Billion Barrels," artículo de la SPE 30289, presentado en el Simposio Internacional de la SPE sobre Petróleo Pesado, Calgary, 19 al 21 de junio de 1995.

17. Bidinger y Dillon, referencia 16. Werner MR: "Tertiary and Upper Cretaceous Heavy-Oil Sands, Kuparuk River Unit Area, Alaskan North Slope: Section V: Exploration Histories," en Meyer RF (ed): *Exploration for Heavy Crude Oil and Natural Bitumen*

(*Exploración de Petróleo Crudo Pesado y Bitumen Natural*). AAPG Studies in Geology no. 25. Tulsa: AAPG (1987):537-547.

18. La sigla PVT significa presión, volumen y temperatura. Las propiedades PVT son ecuaciones para la densidad de un fluido, como una función de la temperatura y la presión, las coordenadas de presión-temperatura de las líneas de fase y las propiedades termodinámicas relacionadas.

los efectos de los pozos verticales, desviados y horizontales en las carreras de simulación.

Los resultados del estudio se compilaron en una matriz interactiva que permitió cuantificar la sensibilidad de cada método de recuperación con respecto a los factores de producción, subsuelo, superficie y costos (derecha). Cada bloque de la matriz se coloreó de acuerdo con la sensibilidad del factor, sirviendo como vinculación con los informes, análisis y presentaciones que se utilizaron para sustentar la clasificación de la sensibilidad. Por ejemplo, de los factores del subsuelo, el mejoramiento de la caracterización de fluidos y las propiedades mecánicas de las rocas se estiman de importancia crítica en términos de conocimiento, para todos los métodos EOR evaluados. Un breve repaso de la información disponible demuestra el porqué.

Las propiedades PVT de los fluidos de yacimientos, en particular la viscosidad del fluido y su variación con la temperatura, son factores cruciales en la selección de una técnica de recuperación.<sup>18</sup> Estos factores se conocían en forma insuficiente, en el caso de los fluidos de la Formación Ugnu. Los datos de viscosidad del petróleo medidos se limitaban a dos muestras de producción, con viscosidades de petróleo muerto oscilantes entre 200 y 2,500 cP, a una temperatura de 80°F [0.2 Pa.s y 2.5 Pa.s a una temperatura de 27°C]. Estas muestras no se consideran representativas del rango completo de viscosidades presentes en las arenas Ugnu. Se utilizaron transformaciones geoquímicas para predecir la viscosidad del petróleo a partir de muestras de núcleos laterales. No obstante, esta técnica se basó en la extrapolación de valores más allá del rango de viscosidades medidas y planteó la hipótesis de que los petróleos de la Formación Ugnu poseen los mismos controles sobre la calidad del petróleo que los de la Formación Schrader Bluff. Si bien el modelo sirvió como buen punto de partida, su ajuste para predecir la viscosidad del petróleo y la recolección de muestras adicionales fue una de las recomendaciones realizadas en el estudio.

Otro de los factores críticos, las propiedades mecánicas de las rocas, se evaluó mediante el examen del núcleo y el análisis de los registros obtenidos con el generador de Imágenes Sónico Dipolar DSI en el Pozo MPS-15. La arena Ugnu posee una resistencia extremadamente baja, de menos de 200 lpc [1.4 MPa], en la resistencia a la compresión no confinada estimada; el núcleo es parecido a la tierra y resulta fácil de triturar con la mano, lo que presagia la presencia de desafíos en lo que respecta a estabilidad y terminación de pozos. Adicionalmente, se observaron

	Indicadores de desempeño claves															
	Producción			Subsuelo					Superficie			Costos				
Técnicas EOR viables	Régimen de producción por pozo	Reservas por pozo	Recuperación de yacimientos	Petrofísica	Geología	Caracterización de fluidos	Propiedades mecánicas de las rocas	Hidratos de gas	Configuración de sistemas de levantamiento artificial	Características del permafrost	Emissiones de CO <sub>2</sub>	Requerimientos de combustible	Costos de instalaciones	Costos de perforación	Costos de terminación	Disponibilidad de tecnología
Inyección de vapor continua	Excelente	Regular	Regular	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Excelente	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente
Estimulación cíclica por vapor (CSS)	Excelente	Excelente	Excelente	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Excelente	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente
Drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD)	Excelente	Excelente	Regular	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Excelente	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente
Inyección de agua caliente	Regular	Regular	Regular	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente
Producción de petróleo en frío (CHOPS)	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Pobre	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente

^ Matriz de sensibilidad a partir del estudio de preselección Ugnu, donde se cuantifica la sensibilidad de cada método de recuperación a los factores de producción, subsuelo, superficie y costos. Cada bloque de la matriz se coloreó de acuerdo con la sensibilidad del factor al desempeño o a la importancia del conocimiento. En términos de desempeño, el verde significa excelente, el amarillo, regular, y el rojo, significa pobre. En términos de importancia del conocimiento, el verde significa menos importante, el amarillo significa importante y el rojo, crítico. Por ejemplo, en las categorías de producción, el método CSS se consideró de excelente desempeño en lo que respecta al régimen de producción por pozo, las reservas por pozo y la recuperación de reservas. De los factores del subsuelo, por ejemplo, la caracterización de fluidos y las propiedades mecánicas de las rocas se consideran de importancia crítica para todos los métodos EOR evaluados. En la versión interactiva de la matriz, haciendo clic en uno de los cuadros se accede a los informes y estudios que subyacen la evaluación.

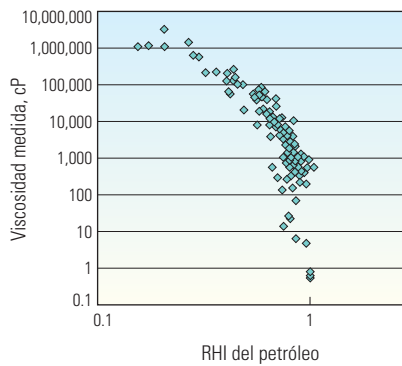
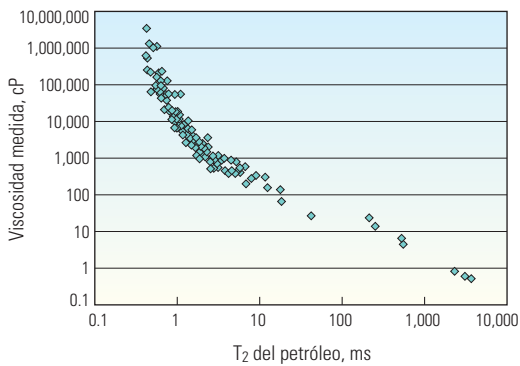
dos picos característicos en la distribución del tamaño de las arenas. Éstos indican que puede producirse un volumen considerable de limo, con un tamaño de 5 a 60 micrones, junto con arena de grano fino a muy fino, de 60 a 250 micrones. Estos finos tendrán que ser ya sea controlados o manejados con la producción de petróleo de la Formación Ugnu.

Para determinar las caídas de presión correctas y una envolvente de profundidad-estabilidad adecuada para la producción se ingresaron los datos de las propiedades mecánicas estimadas y las opciones de terminación de pozos, tales como el tamaño y la orientación de los disparos, en el programa Sand Management Advisor. Estos cálculos iniciales determinaron que cualquier caída de presión de más de 1 lpc [6.9 kPa] produciría la falla completa de la arena. Se recomendó anticipar la producción de arena durante la perforación y la terminación de pozos y desarrollar estrategias de manejo de la arena creativas, tales como las tuberías de revestimiento cortas microrranuradas.

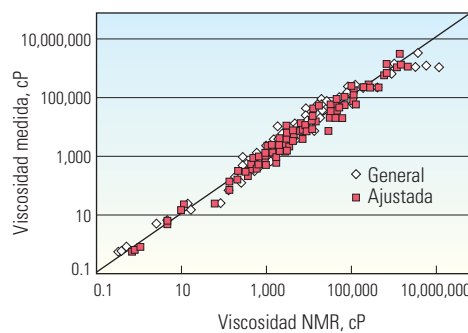
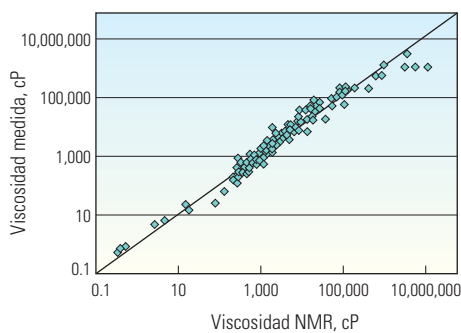
De los cinco métodos de recuperación evaluados, la estimulación cíclica por vapor de agua

arrojó los mejores regímenes de recuperación y producción. Si se selecciona este método, se deberán adoptar recaudos para no sobrecalentar el permafrost. Esto seguramente será posible porque el yacimiento está aislado de las capas de permafrost por una lutita impermeable espesa. Otros métodos, tales como el método de producción primaria en frío, producirían un impacto mínimo sobre el permafrost pero probablemente no lograrían regímenes de recuperación o producción económicos. El método SAGD, si bien produciría un impacto ambiental similar al CSS, no resultaría tan efectivo en el área de estudio porque requiere una relación de permeabilidad vertical a horizontal alta para el desarrollo de una cámara de vapor. La continuidad de la Formación Ugnu incidirá significativamente en el factor de recuperación final y la descripción del yacimiento será un componente crítico del trabajo en curso.

Finalmente, el estudio de preselección recomendó la estimulación cíclica por vapor de agua como el método de recuperación óptimo para el área de estudio, situada en la unidad Milne Point, y planteó a grandes rasgos el espacio



^ Correlación entre las viscosidades medidas en el laboratorio y dos parámetros de resonancia magnética nuclear (NMR) medidos en el laboratorio. El tiempo de relajación NMR,  $T_2$ , se reduce al aumentar la viscosidad (*izquierda*). No obstante, con viscosidades extremadamente altas, se observa poco cambio en el tiempo  $T_2$ . El índice de hidrógeno relativo (RHI) también se reduce al aumentar la viscosidad (*derecha*), pero es más sensible al cambio de viscosidad con viscosidades altas. (Adaptado a partir de Bryan et al, referencia 20).



^ Correlación entre viscosidad medida y viscosidad calculada, utilizando una relación empírica basada en los parámetros NMR,  $T_2$  y RHI. La correlación existente entre la viscosidad medida y la viscosidad calculada (*izquierda*) es buena, pero mejora cuando se ajusta para adaptarse a los datos de viscosidad adquiridos a lo largo de un rango de temperaturas (*derecha*). (Adaptado a partir de Bryan et al, referencia 20).

miento, la orientación y el esquema de emplazamiento de los pozos. Además, se recomendó la ejecución de operaciones de simulación adicionales para evaluar los efectos de los regímenes y volúmenes de inyección de vapor variables e investigar la factibilidad de su conversión al método de desplazamiento por vapor de agua.

### Caracterización de los petróleos pesados en el pozo

Un paso crítico en la determinación del mejor método de recuperación de petróleo pesado es la caracterización de las propiedades de los fluidos de yacimiento. A los fines de la clasificación de reservas y la selección de los intervalos de muestreo, las compañías recurren a las mediciones de las propiedades de los fluidos de pozo, especialmente la viscosidad.

El conocimiento de la viscosidad en todo el yacimiento es vital para el modelado de la producción y la predicción de la recuperación de las reservas. No obstante, la viscosidad del petróleo pesado puede exhibir grandes variaciones, incluso dentro de la misma formación. La cons-

trucción de un mapa de viscosidad requiere el muestreo adecuado y la información de la viscosidad en sitio, derivada de los registros.

La técnica de adquisición de registros de resonancia magnética nuclear (NMR) ha sido utilizada con éxito para determinar la viscosidad en sitio de los petróleos convencionales, pero los métodos comerciales actuales poseen limitaciones en lo que respecta a los petróleos pesados y viscosos.<sup>19</sup> Esto se debe a que a medida que la viscosidad del fluido aumenta, el tiempo de relajación NMR,  $T_2$ , disminuye. Cuando los tiempos de relajación son extremadamente breves, las herramientas de adquisición de registros NMR no pueden detectarlos. Cuando la viscosidad es de más de 100,000 cP [100 Pa.s] aproximadamente, las herramientas NMR visualizan la mayor parte del petróleo pesado o del bitumen, como parte de la matriz de roca.

Para mejorar la comprensión de la correlación existente entre la viscosidad y la respuesta NMR, los investigadores de la Universidad de Calgary y su instituto afiliado, el Laboratorio de Imágenes Tomográficas y Medios Porosos

(TIPM), obtuvieron e interpretaron mediciones NMR de laboratorio sobre una amplia selección de petróleos pesados canadienses.<sup>20</sup> Los petróleos de la base de datos poseen viscosidades que oscilan entre menos de 1 cP y 3,000,000 cP [0.001 y 3,000 Pa.s].

Las viscosidades medidas mostraron correlación con dos parámetros NMR pero con sensibilidades discrepantes. Al aumentar la viscosidad,  $T_2$  se redujo y, con viscosidades altas, se volvió menos sensible a los cambios de viscosidad. No obstante, el incremento de la viscosidad hizo que el índice de hidrógeno relativo (RHI) en disminución se volviera más sensible al cambio producido en la viscosidad con viscosidades altas (*izquierda, extremo superior*).<sup>21</sup> En base a estos hallazgos, los investigadores desarrollaron una nueva relación empírica entre los parámetros NMR y la viscosidad del fluido. La relación se ajustó para proveer el mejor ajuste posible para los cinco petróleos de la base de datos respecto de los cuales se disponía de datos de viscosidad a lo largo de un rango de temperaturas (*izquierda, extremo inferior*).

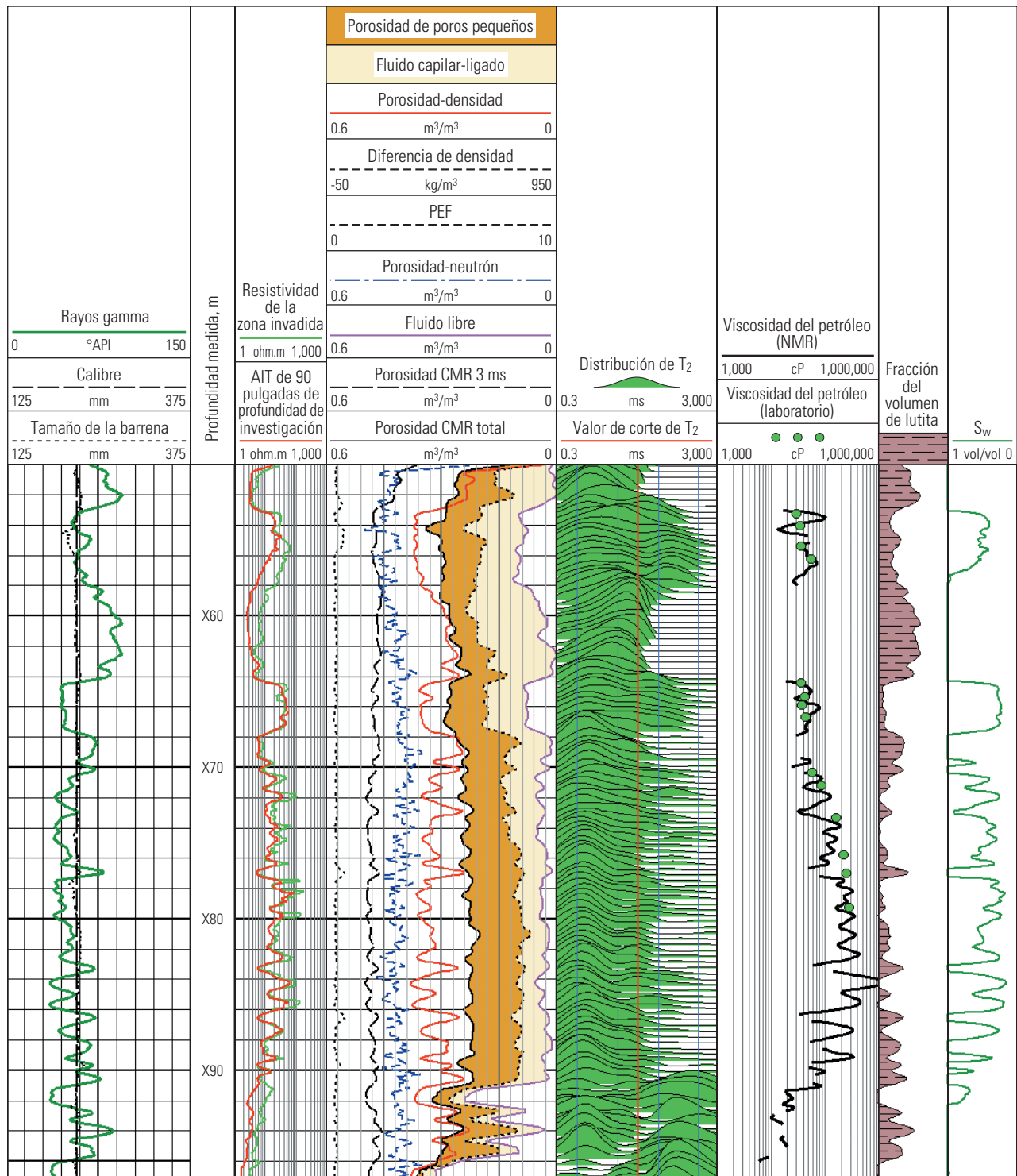
La conversión de esta relación de viscosidad NMR de laboratorio en una relación que funcione para las herramientas de adquisición de registros NMR no es directa. Los petróleos pesados contenidos en las rocas se mezclan con otros fluidos y exhiben comportamientos que difieren de los fluidos volumétricos del laboratorio. No obstante, la combinación correcta de mediciones de laboratorio y mediciones obtenidas a partir de la adquisición de registros puede proveer la información necesaria para ajustar la relación de viscosidad y producir un registro de viscosidad continuo (*próxima página*). En este ejemplo de petróleo pesado de Western Canada, se utilizaron los datos de la herramienta inte-

19. Freedman R, Heaton N, Flaum M, Hirasaki GJ, Flaum C y Hurlimann M: "Vettability, Saturation, and Viscosity from NMR Measurements," artículo de la SPE 87340, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, San Antonio, Texas, 29 de septiembre al 2 de octubre de 2002; además, en *SPE Journal* 8, no. 4 (Diciembre de 2003): 317-327.

20. Bryan J, Kantzas A y Bellehumeur C: "Viscosity Predictions from Low-Field NMR Measurements," artículo de la SPE 89070, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, San Antonio, Texas, 29 de septiembre al 2 de octubre de 2002; además, en *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* 8, no. 1 (Febrero de 2005): 44-52.

Mirotnich KD, Allsopp K, Kantzas A, Curwen D y Badry R: "Low-Field NMR Method for Bitumen Sands Characterization: A New Approach," artículo de la SPE 71208, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, San Antonio, Texas, 29 de septiembre al 2 de octubre de 2002; además, en *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* 4, no. 2 (Abril de 2001): 88-96.

21. El índice de hidrógeno relativo (RHI) es definido como una relación de los índices de amplitud (AI):  $RHI = AI_{oil} / AI_{water}$ , donde AI = amplitud de la señal del fluido/masa del fluido.



^ Un registro continuo de viscosidad del petróleo, producido a partir de los datos Platform Express y de mediciones CMR-200, calibrado con los valores de viscosidad del petróleo obtenidos en el laboratorio. Entre X64 y X80 m, el registro de viscosidad continuo (Carril 5) muestra un gradiente de viscosidad, aumentando la viscosidad del petróleo de 30,000 a 300,000 cP.

grada de adquisición de registros con cable Platform Express y las mediciones obtenidas con la herramienta de Resonancia Magnética Combinable CMR-200 para producir un registro de viscosidad del petróleo que mostrara buena concordancia con las mediciones de viscosidad del

petróleo obtenidas en el laboratorio, en un rango de 30,000 a 300,000 cP [30 a 300 Pa.s].

Las mediciones de viscosidad de este pozo no sólo muestran variación sino un gradiente de viscosidad que se incrementa con la profundidad en el intervalo comprendido entre X64 y X80 m.

Si bien este tipo de gradiente es común en esta área, otras regiones muestran el efecto contrario, reduciéndose la viscosidad con la profundidad. La capacidad de estimar la viscosidad del petróleo pesado ayudará a las compañías a mapear los cambios producidos en la viscosidad a lo largo de



^ Petróleo pesado sudamericano de alta viscosidad adquirido mediante operaciones de muestreo con cable.

todos sus yacimientos de petróleo pesado y, en última instancia, asistirá en la determinación de las estrategias de terminación y recuperación apropiadas.

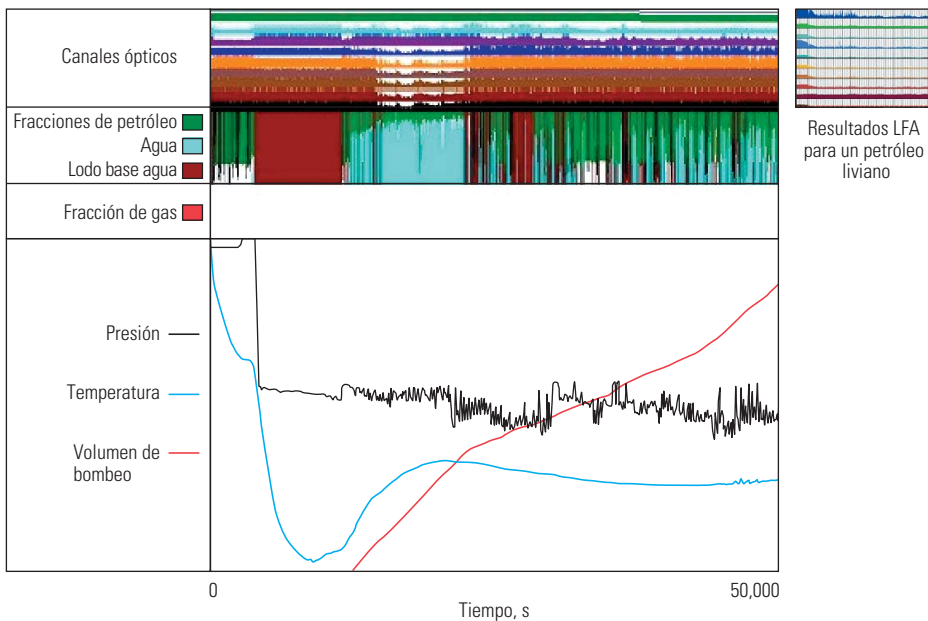
#### Muestreo de fluidos pesados de alta viscosidad

La evaluación del potencial de productividad de los yacimientos de petróleo pesado ha resultado dificultosa porque la alta viscosidad del fluido y las formaciones no consolidadas dificultan la adquisición de muestras de fluidos representativas y las pruebas de la dinámica de los yacimientos (izquierda). No existe ninguna solución única para el problema de recolección de muestras de petróleo pesado en arenas no consolidadas, pero las mejores prácticas y las técnicas de muestreo desarrolladas para el Probador Modular de la Dinámica de la Formación MDT están permitiendo la caracterización mejorada de muchos yacimientos de petróleo pesado.

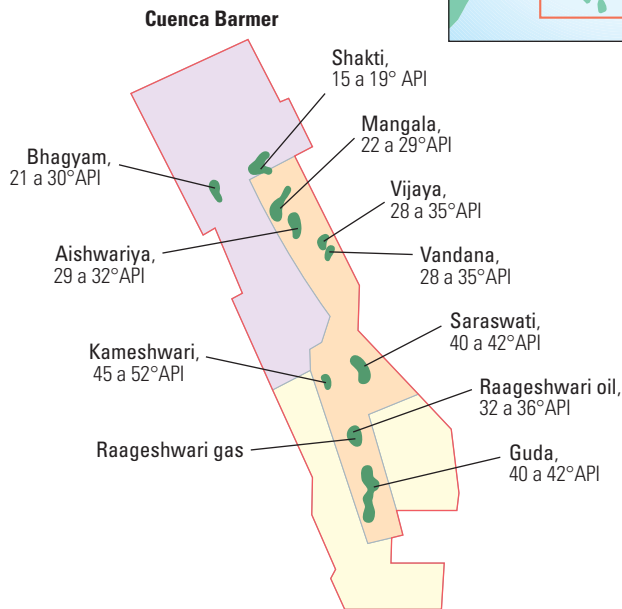
Como parte de la nueva tecnología se dispone de una probeta de diámetro extra grande, una probeta enfocada, empaques duales con filtros (cedazos) de empaque de grava diseñados a medida, una bomba de desplazamiento de presión extra alta para tasas de flujo bajas, análisis avanzado de fluidos de fondo de pozo, y una metodología de muestreo especializada.

Una metodología que ha recolectado con éxito muestras de petróleo de alta viscosidad alrededor del pozo para modelar la reducción de la contaminación con fluido de perforación con el transcurso del tiempo, a medida que se bombea fluido en el pozo. Variando la viscosidad del petróleo, la anisotropía de la permeabilidad, la invasión del fluido de perforación, la tasa de flujo y la posición del probador MDT, es posible estimar el tiempo de bombeo requerido para recolectar una muestra con un nivel de contaminación suficientemente bajo.<sup>22</sup> El tiempo de limpieza depende considerablemente del radio de invasión efectivo. Afortunadamente, el petróleo de viscosidad extremadamente alta restringe la invasión, reduciendo el volumen de fluido que necesita ser bombeado antes de que el fluido contaminado ingrese en la línea de flujo de la herramienta. En un caso de América del Sur, se logró muestrear con éxito un petróleo de viscosidad superior a 3,200 cP [3.2 Pa.s] con una técnica que utiliza el módulo del empaquetador dual MDT y una tasa de flujo de menos de 1 cm<sup>3</sup>/s (izquierda).<sup>23</sup>

En otro caso, explorando en el estado noroccidental de Rajasthan, en la India, Cairn Energy descubrió el Campo Bhagyam en el año 2004. El Campo Bhagyam es uno de los 17 campos de la



^ Registro de muestreo de fluidos en América del Sur, adquirido con el módulo del empaquetador dual MDT y el Analizador de Fluidos Vivos LFA espectroscópico. Los canales ópticos de la medición LFA (*extremo superior*) están codificados en color por densidad óptica, lo que corresponde a la longitud de la cadena de componentes de hidrocarburos. El Canal 1 (negro) corresponde al metano. Los números de los canales aumentan hacia arriba. En este ejemplo, todos los canales ópticos muestran amplitudes altas, lo que indica la presencia de un petróleo pesado opaco. A los fines comparativos, se muestran a la derecha los resultados LFA para un petróleo liviano, con amplitudes bajas en la mayoría de los canales. En el agua, el carril correspondiente al lodo base agua (WBM) y a la fracción de petróleo, el azul corresponde a la fracción másica de agua, el verde representa la fracción másica de petróleo y el marrón rojizo corresponde a tapones de WBM. La ausencia de lecturas de gas en el carril correspondiente a la fracción de gas es otra característica del petróleo pesado.

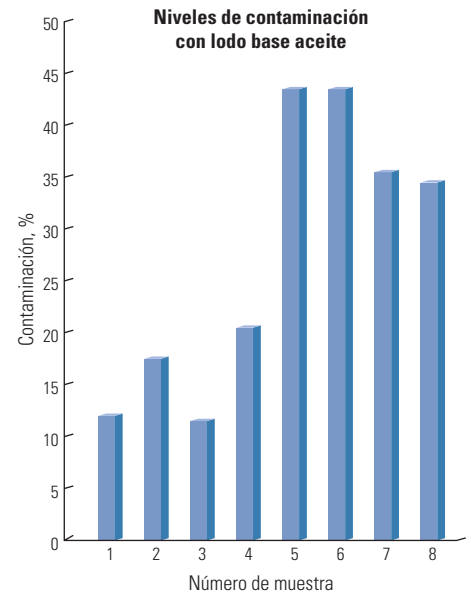


^ Campo Bhagyam, en la Cuenca Barmer, situada en Rajasthan, India, donde Cairn Energy produce petróleos crudos con densidades API considerablemente variables.

Cuenca Barmer y produce de la arenisca Fatehgarh de alta permeabilidad. Las reservas de petróleo de la cuenca se estiman actualmente en 650 millones de barriles [103 millones de m<sup>3</sup>].

Las propiedades del petróleo crudo varían considerablemente en la cuenca, entre 15°API al norte y 52°API más al sur (arriba). En el Campo Bhagyam, la densidad del petróleo oscila entre 21°API, en la base, y 30°API en el tope. Si bien no son tan densos como otros petróleos pesados, los petróleos Bhagyam poseen un alto contenido de parafinas y asfaltenos, lo que les confiere un alto punto de escurrimiento y alta viscosidad a la temperatura de yacimiento.<sup>24</sup>

La adquisición de muestras de calidad PVT, representativas de estos petróleos viscosos, ha sido un desafío.<sup>25</sup> Las secciones prospectivas se perforan con lodo base aceite (OBM) para evitar el colapso de las lutitas. Durante la extracción de las muestras, se recolecta el filtrado OBM junto con el fluido de yacimiento, lo que contamina la muestra de petróleo. La totalidad de las más de 30 muestras adquiridas por Schlumberger y otra compañía de servicios utilizando probadores de formación tradicionales se consideraron no representativas—demasiado contaminadas para mostrar propiedades PVT correctas durante el análisis de laboratorio. La contaminación con



^ Niveles de contaminación con lodo base aceite (OBM), correspondientes a muestras adquiridas en el Pozo Bhagyam-4 utilizando técnicas de muestreo convencionales. Las muestras de petróleo pesado exhibían un nivel de contaminación con OBM tan elevado que no pudieron ser utilizadas para el análisis PVT.

filtrado puede ser evaluada en el pozo, en tiempo real, con el Analizador de Fluidos Vivos LFA, antes de recolectar las muestras de fluidos. Por ejemplo, en una estación de muestreo del Pozo Bhagyam-4, el análisis LFA cuantificó el porcentaje en volumen de la contaminación en un 43%, incluso al cabo de 105 minutos de bombeo (arriba).

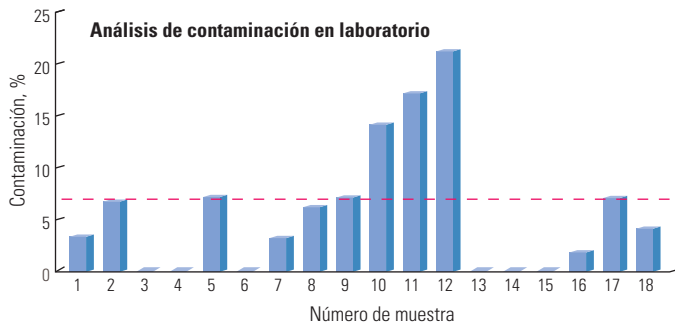
Utilizando un nuevo módulo de muestreo en la herramienta MDT, ahora es posible lograr un nivel de contaminación con filtrado nulo. La herramienta de muestreo operada con cable Quicksilver Probe utiliza un procedimiento de muestreo localizado por el cual el fluido contaminado es introducido por bombeo en una línea de flujo, completamente aislada del fluido de yacimiento puro recolectado en una segunda línea de flujo de muestreo.

22. Cañas JA, Low S, Adur N y Teixeira V: "Viscous Oil Dynamics Evaluation for Better Fluid Sampling," artículo de las SPE/PS-CIM/CHOA 97767, presentado en el Simposio Internacional de la SPE sobre Operaciones Termales y Petróleo Pesado, Calgary, 1° al 3 de noviembre de 2005.

23. Cañas et al, referencia 22.

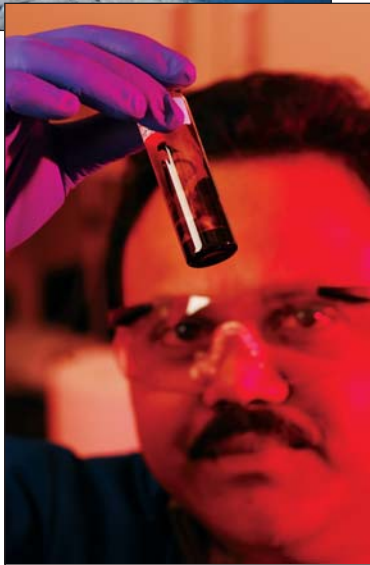
24. El punto de escurrimiento es la temperatura mínima a la que el petróleo mana o fluye.

25. Se denominan muestras de calidad PVT a aquellas que poseen un nivel de contaminación suficientemente bajo como para que las propiedades PVT medidas en el laboratorio se correspondan con las de una muestra no contaminada. El nivel de contaminación máximo permitido varía según la compañía y el laboratorio. Un estándar común es 7% de contaminación para esta cuenca.



^ Análisis de contaminación en laboratorio. Se lograron niveles de contaminación bajos en muestras de fluidos adquiridas con la herramienta de muestreo enfocado Quicksilver Probe. El análisis de laboratorio corroboró los resultados del análisis de fluidos realizado en el pozo. De las 18 muestras recolectadas, 15 fueron de calidad PVT y 6 de éstas mostraron niveles de contaminación nulos. La línea rosa de guiones indica el nivel de contaminación, 7%, por debajo del cual las muestras se consideran de calidad PVT.

Este procedimiento de muestreo localizado se utilizó en dos pozos del Campo Bhagyam, con resultados excelentes. En el Pozo Bhagyam-5, luego de 27 minutos de bombeo, el fluido extraído con el aparato de muestreo Quicksilver Probe registró 0% de contaminación con OBM, en el detector LFA. Posteriormente, un análisis de un laboratorio independiente confirmó un nivel de contaminación del 0%. En el Pozo Bhagyam-6, el fluido muestreado con una combinación de las herramientas Quicksilver Probe-LFA promedió un nivel de contaminación del 2.2%, después de 52 minutos de bombeo. El análisis de laboratorio subsiguiente determinó un nivel de contaminación del 0%. De las 18 muestras recolectadas en los dos pozos, 15 fueron de calidad PVT y 6 muestras exhibieron un nivel de contaminación nulo (izquierda).

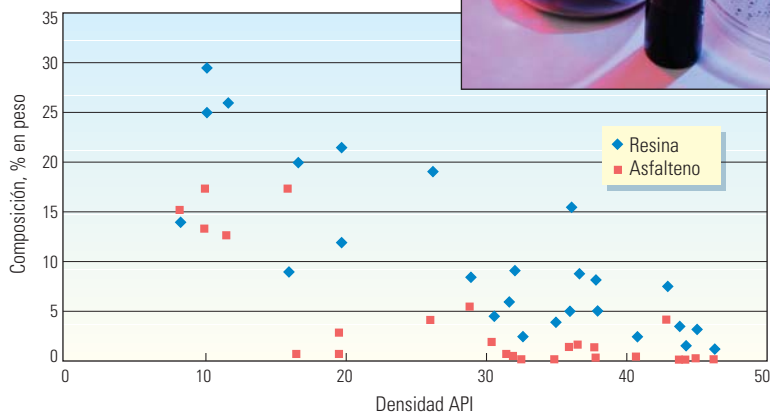


### Análisis de petróleos pesados en laboratorio

Comparadas con los petróleos convencionales, las muestras de petróleo pesado viscoso no sólo son más difíciles de adquirir sino que plantean diversos desafíos en el análisis de fluidos de laboratorio. Las técnicas tradicionales de análisis de las propiedades de fluidos claves probablemente no logren caracterizar en forma completa las muestras de crudo pesado. Para resolver este problema, los investigadores e ingenieros del Centro de Fluidos de Yacimientos de Schlumberger (SRFC) en Edmonton, Alberta, Canadá, han desarrollado nuevas metodologías para determinar el comportamiento de los petróleos pesados en lo que respecta a fase y viscosidad (izquierda). Además, las técnicas de análisis composicional utilizadas actualmente con los petróleos convencionales han sido aplicadas a los petróleos pesados, con el propósito de conocer las limitaciones e identificar las mejoras potenciales.

De las diversas técnicas de laboratorio que han sido desarrolladas para describir la composición química de los petróleos, la más común es la cromatografía gaseosa (GC).<sup>26</sup> Este tipo de análisis describe la naturaleza química del petróleo con suficiente grado de detalle como para captar las diferencias existentes entre los petróleos sin incrementar significativamente el tiempo de simulación. El análisis GC estándar puede determinar la composición química de un petróleo convencional hasta C<sub>36+</sub>.<sup>27</sup> Su fortaleza radica en la detección de los componentes livianos de los petróleos convencionales. No obstante, el análisis GC estándar no puede diferenciar el alto número de componentes grandes de los petróleos pesados con suficiente grado de detalle como para ser utilizado en las operaciones de simulación.

^ El Centro de Fluidos de Yacimiento de Schlumberger (SRFC), en Edmonton, Alberta. En el centro SRFC, los especialistas llevan a cabo tanto actividades de investigación como actividades de ingeniería, concentrándose en las áreas de comportamiento de fases, aseguramiento del flujo, recuperación mejorada de petróleo y producción de petróleo pesado.



▲ Correlación entre densidad API y contenido de resinas y asfaltenos a partir del análisis SARA (*extremo inferior*). Cuanto más pesado es el petróleo, mayor es el contenido de resinas y asfaltenos. En la foto (*extremo superior*), el frasco contiene la muestra de petróleo pesado calentada. El tubo parado contiene la resina, el plato Petri contiene el asfalto y los otros tubos contienen saturados y aromáticos. (Datos tomados de la Tabla 1 de la referencia 30).

Para la caracterización composicional de los petróleos pesados, los ingenieros del centro SRFC ponen en práctica técnicas de análisis adicionales que examinan en forma más exhaustiva estos fluidos de alta densidad y alta viscosidad. Entre estas técnicas se encuentran el análisis de las fracciones de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos (SARA) y la destilación simulada.<sup>28</sup> Cada una de las técnicas posee sus ventajas y limitaciones inherentes.

El análisis SARA fracciona el petróleo en condiciones de tanque en saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos, expresados como porcentaje en peso, por solubilidad y cromatografía.<sup>29</sup> Si bien el análisis SARA resuelve sólo cuatro componentes y parece de baja resolución si se compara con los miles de componentes que pueden resolverse con las técnicas GC, la fortaleza del método radica en que analiza la muestra entera, desde los compuestos livianos hasta los pesados, y de este modo permite comparar todos los petróleos en base a un estándar consistente. Por ejemplo, el análisis SARA confirma el aumento esperado del contenido de resinas y asfaltenos con la disminución de la densidad API (*arriba*).<sup>30</sup> Además, para los petróleos convencionales, el análisis SARA provee una indicación de la estabilidad del fluido con respecto a la precipitación de asfaltenos, consideración importante a la hora de diseñar esquemas e instalaciones de producción.<sup>31</sup> En el

caso de los petróleos pesados, el análisis SARA es menos útil como indicador de la precipitación de asfaltenos, que se produce habitualmente cuando el petróleo pesado se diluye con ciertos gases o solventes. Además, las prácticas del análisis SARA pueden variar, dificultando la comparación de las mediciones obtenidas en diferentes laboratorios.

La destilación simulada es una técnica GC que identifica los componentes de los hidrocarburos en el orden de sus puntos de ebullición.<sup>32</sup> Se emplea para simular el largo procedimiento de laboratorio utilizado para determinar el punto de ebullición verdadero. Cuando se lleva a cabo a temperaturas elevadas, que oscilan entre 36 y 750°C [97 y 1,382°F], esta técnica puede resolver los componentes hasta C<sub>120</sub>. Los resultados son de utilidad para el modelado de los procesos de refinación del sector petrolero del *downstream* y pueden ayudar a los refinadores a seleccionar petróleos crudos que generarán importantes réditos económicos. En los petróleos pesados, la destilación simulada tiene una aplicación limitada, ya que los componentes más grandes que conforman una porción significativa del petróleo pesado experimentarán degradación química a temperaturas elevadas; el craqueo comienza a ocurrir por encima de 350°C [662°F].

Otra medición importante que se requiere de una muestra de petróleo es su comportamiento de fase, conocido como comportamiento PVT.

Estas mediciones describen cómo las propiedades de un petróleo son afectadas por los cambios de presión, temperatura o composición, que pueden tener lugar durante un proceso de producción. En el caso de los petróleos pesados, se han desarrollado nuevas técnicas y modificaciones de las técnicas existentes para determinar con precisión sus propiedades de fluido, como funciones de la presión, la temperatura y la composición.

Las técnicas de laboratorio estándar miden las propiedades PVT, tales como el punto de burbuja, la compresibilidad, la composición de los humos—conocidos como gas liberado—la densidad y la relación gas-petróleo (GOR). Si bien no se trata precisamente de una propiedad de fase, la viscosidad también puede variar significativamente con la presión, la temperatura y la composición, por lo que se incluye en esta serie de mediciones. Para los petróleos pesados, la caracterización del comportamiento de la viscosidad es particularmente importante, ya que hasta los cambios pequeños pueden tener efectos grandes sobre los regímenes de producción y los volúmenes de petróleo recuperables. En ciertos yacimientos de petróleo pesado, la viscosidad aparente del petróleo puede cambiar cuando el petróleo se mezcla con gas o agua. El gas que es liberado del petróleo pesado durante la producción puede formar una espuma. La mezcla del petróleo pesado con agua

26. En el método GC, una muestra es vaporizada y luego transportada por un gas inerte a través de una columna que separa los componentes. Cada componente produce un pico separado en la salida del detector.
27. La frase "composición hasta C<sub>36</sub>," indica que los compuestos de hasta 35 átomos de carbono se discriminan por separado, combinándose el resto en una fracción indicada como C<sub>36+</sub>.
28. El petróleo crudo es una mezcla compleja de componentes de diferentes propiedades y estructuras moleculares. Los saturados, también conocidos como alcanos o parafinas, son cadenas de hidrocarburos largas del tipo C<sub>n</sub>H<sub>2n+2</sub>. Los aromáticos incorporan uno o más anillos de benceno [C<sub>6</sub>H<sub>6</sub>]. Las resinas son constituyentes no volátiles, solubles en n-pentano [C<sub>5</sub>H<sub>12</sub>] o en n-heptano [C<sub>7</sub>H<sub>16</sub>]. Los asfaltenos son constituyentes no volátiles, insolubles en n-pentano o en n-heptano.
29. Alboudwarej H, Beck J, Svrcek WY, Yarranton HW y Akbarzadeh K: "Sensitivity of Asphaltene Properties to Separation Techniques," *Energy & Fuels* 16, no. 2 (2002): 462-469.
30. "Asphaltene Deposition and Its Control," <http://tiggeruic.edu/~mansoori/Asphaltene.Deposition.and.Its.Control.html> (Se accedió el 26 de junio de 2006).
31. De Boer RB, Leerlooyer K, Eigner MRP y van Bergen ARD: "Screening of Crude Oils for Asphalt Precipitation: Theory, Practice, and the Selection of Inhibitors," artículo de la SPE 24987, presentado en la Conferencia Europea del Petróleo de la SPE, Cannes, Francia, 16 al 18 de noviembre de 1992; además, en *SPE Production & Facilities* 10, no. 1 (Febrero de 1995): 55-61.
32. Villalanti DC, Raia JC y Maynard JB: "High-Temperature Simulated Distillation Applications in Petroleum Characterization," en Meyers RA (ed): *Encyclopedia of Analytical Chemistry*. Chichester, Inglaterra: John Wiley & Sons Ltd. (2000): 6726-6741. <http://home.earthlink.net/~villalanti/HTSD.pdf> (Se accedió el 25 de mayo de 2006).



^ Dispositivo de análisis PVT del centro SRFC, utilizado para medir la presión de burbuja mediante la despresurización de una muestra en una prueba de expansión a composición constante (CCE). El punto de burbuja es la presión a la que el volumen de la muestra aumenta significativamente. Una prueba CCE que mezcla la muestra de petróleo pesado arroja un punto de burbuja que se ajusta a los cálculos ideales, mientras que el método CCE tradicional produce un punto de burbuja que es demasiado bajo.

puede crear una emulsión. Las viscosidades resultantes son marcadamente diferentes de la del petróleo pesado solo.

Algunas técnicas de recuperación de petróleo pesado requieren la inyección de vapor, gas o solventes reductores de la viscosidad, tales como la nafta, para asistir en el proceso de producción o de levantamiento artificial. Para confirmar la viabilidad de estas técnicas de recuperación, las mediciones de laboratorio cuantifican los cambios producidos en el punto de burbuja, la densidad, la compresibilidad, la composición y el número de fases de hidrocarburos líquidos por el agregado de gases y solventes. El agregado de gases y solventes puede modificar ulteriormente las propiedades del petróleo pesado a través de la precipitación de asfaltenos.

Para evitar cambios no deseados en la viscosidad y la precipitación de sólidos, las mediciones de laboratorio monitorean los cambios producidos en la reología y la solubilidad, en el petróleo vivo, con los cambios de presión y temperatura. El filtrado de sólidos por titulación, con diluyentes potenciales o gases de inyección, procura hallar la concentración en la que puede inducirse la precipitación de asfaltenos para un valor de temperatura o presión dado.

Una propiedad de fluido de particular interés en los yacimientos de petróleo pesado es la presión de burbuja—la presión a la que el gas disuelto se desprende de la solución. En el laboratorio, el punto de burbuja se determina tradicionalmente mediante la despresurización de una muestra, en lo que se conoce como prueba



^ Medición de la viscosidad del petróleo viscoso con un reómetro. Los reómetros miden los cambios producidos en la viscosidad con la variación de la tasa de flujo. Esto es importante para la caracterización de los petróleos viscosos que exhiben un comportamiento no Newtoniano, lo que significa que su viscosidad es una función del índice de cizalladura (corte).

de expansión a composición constante (CCE). El punto de burbuja es la presión a la que se produce un gran incremento del volumen de la muestra.

El método CCE tradicional no provee mediciones del punto de burbuja confiables para los petróleos pesados. Para obtener el punto de burbuja verdadero cuando el método CCE tradicional falla, los analistas del centro SRFC utilizan una prueba CCE diseñada para los petróleos pesados (arriba, a la izquierda). El punto de burbuja verdadero se obtiene dejando que transcurra el tiempo para que el gas se separe lentamente del petróleo y mediante la mezcla controlada del fluido. La ejecución de la prueba en el breve tiempo admitido para los petróleos convencionales puede traducirse en un punto de burbuja que es cientos de lpc más bajo que el valor verdadero.

De un modo similar, los procedimientos desarrollados para medir la viscosidad de los petróleos convencionales pueden conducir a errores importantes, si se aplican al petróleo viscoso. Los reómetros o los viscosímetros capilares de alta presión con control de temperatura preciso pueden obtener valores de viscosidad con un error de medición del orden del 5% (arriba).

Como se mencionó previamente, la calidad de los datos depende de la obtención de muestras



^ Equipo de recombinación de muestras del centro SRFC para obtener muestras de fluidos representativas a partir de los fluidos extraídos en boca de pozo.

representativas de los fluidos de yacimientos. En ciertos casos, es difícil obtener muestras de fondo y boca de pozo representativas para algunos de los fluidos de interés. Por lo tanto, se desarrolló un procedimiento para generar muestras de petróleo pesado recombinadas a partir de muestras de líquido recolectadas en la superficie (arriba). Como sucede con la medición del punto de burbuja, la recombinación debe permitir tiempo suficiente para que el gas se difunda y se disuelva completamente en el petróleo pesado.

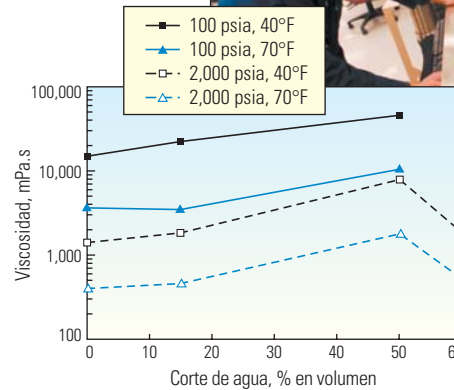
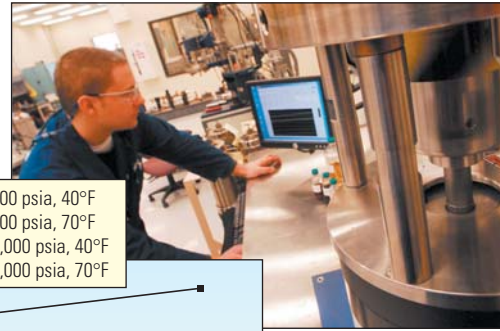
Para comprobar la efectividad de la técnica de recombinación de fluidos, el fluido obtenido a partir del procedimiento de recombinación puede ser verificado en función de las muestras de boca de pozo para obtener el punto de burbuja y la viscosidad. Cuando las mediciones PVT y las mediciones de viscosidad realizadas en los fluidos recombinados dan resultados comparables con las muestras de boca de pozo, los ingenieros pueden generar un modelo preciso, específico del campo, para predecir las propiedades del petróleo pesado.

En un caso, a una compañía petrolera le preocupaba la presencia de agua emulsionada en algunos petróleos pesados vivos de América del Sur.<sup>33</sup> La mayoría de los petróleos pesados son producidos junto con agua, ya sea porque el agua existe naturalmente en el yacimiento o porque ha sido inyectada en forma de inyección de agua o vapor. Durante el proceso de producción, las fuerzas de corte que se originan a partir de la alta

tasa de flujo generada a través de las bombas o las restricciones al flujo pueden ser suficientemente grandes como para hacer que el agua se emulsione en el petróleo pesado, conduciendo a un incremento de la viscosidad. Esto, a su vez, afectará la eficiencia de los sistemas de levantamiento artificial, aumentará en forma sorprendente la energía requerida para transportar los petróleos pesados y, en ciertos casos, incidirá en la selección del equipo de producción.

La viscosidad y la estabilidad de las emulsiones agua-petróleo dependen del corte de agua y de qué fase es continua. La viscosidad de las emulsiones en las que la fase continua es el petróleo, o emulsiones de agua en petróleo, puede incrementarse en más de un orden de magnitud con respecto a la viscosidad del petróleo seco. La viscosidad de una emulsión de agua en petróleo aumenta con el corte de agua hasta alcanzar el punto de inversión de la emulsión, más allá del cual la fase continua pasa a ser el agua, produciendo una emulsión de petróleo en agua. En las emulsiones de petróleo en agua, la viscosidad decrece con el corte de agua.

La caracterización de la estabilidad y la viscosidad de la emulsión de petróleo pesado de América del Sur requirió el desarrollo de nuevas técnicas experimentales en el centro SRFC. La mayor parte del trabajo experimental relacionado con las emulsiones se realiza en muestras de petróleo en condiciones de tanque. No obstante, los petróleos vivos contienen gases

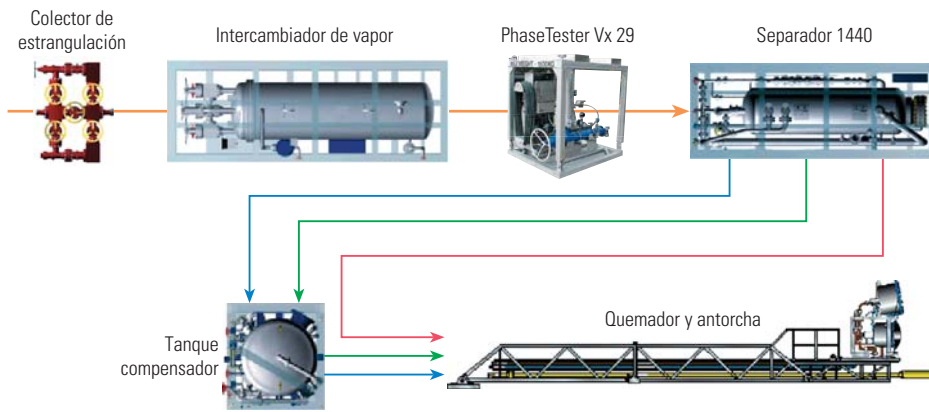


^ La viscosidad aparente de las emulsiones petróleo-agua creadas por la recombinación de las muestras, medida con dos presiones y temperaturas diferentes, utilizando un viscosímetro capilar HPHT. Con un 50% de corte de agua (% en volumen), la viscosidad quintuplica su valor libre de agua. El sistema pasó de ser una emulsión de agua en petróleo, con un volumen del 50% o menor, para convertirse en una emulsión de petróleo en agua, con un volumen del 60%.

disueltos que pueden afectar la viscosidad del petróleo y la emulsión. Los ingenieros del centro SRFC desarrollaron una técnica para generar emulsiones en petróleos vivos mediante la recombinación de las muestras de petróleo en condiciones de tanque con gas, para crear un petróleo vivo. El petróleo vivo se mezcló luego con el agua, con distintos cortes de agua, en una célula de corte de alta presión y alta temperatura (HPHT). La célula de corte generó emulsiones con pequeñas gotitas de tamaño promedio oscilante entre 2 y 5 micrones. La inspección visual y el análisis del tamaño de las gotas confirmaron que las emulsiones de petróleo vivo permanecieron relativamente estables hasta el punto de inversión.

La viscosidad aparente de las emulsiones resultantes fue medida con dos presiones, utilizando un viscosímetro capilar HPHT (arriba). La viscosidad del petróleo pesado vivo emulsionado es claramente más alta que la del petróleo pesado libre de agua, hasta cinco veces mayor con un corte de agua de 50% en volumen. La viscosidad más baja, con un corte de agua de 60% en volumen, indica un punto de inversión donde el sistema dejó de ser una emulsión de agua en petróleo, con un volumen del 50% o un valor

33. Alboundwarej H, Muhammad M, Dubey S, Vreengoor L y Saleh J: "Rheology of Heavy-Oil Emulsions," artículo de las SPE/PS-CIM/CHOA 97886, presentado en el Simposio Internacional de la SPE sobre Operaciones Termales y Petróleo Pesado, Calgary, 1° al 3 de noviembre de 2005.



^ Equipo de superficie para probar un pozo de petróleo pesado en Brasil. Mediante la inclusión de la tecnología de pruebas de pozos multifásicos (multifásicos) PhaseTester Vx, es posible obtener mediciones de flujo trifásico precisas. En los sistemas convencionales, el flujo se mide sólo luego de haber sido separado por el separador. La línea naranja representa el flujo trifásico, con petróleo, agua y gas. El separador da como salida tres fases individuales.

inferior, para convertirse en una emulsión de petróleo en agua con un volumen del 60%. La máxima viscosidad del petróleo vivo en el sistema tiene lugar, como es dable esperar, justo antes del punto de inversión. En forma similar a los sistemas de petróleo pesado libres de agua, la viscosidad de la emulsión se reduce al producirse un incremento de la temperatura o del volumen de gas saturado. Los clientes pueden utilizar estos resultados para determinar los tamaños de las bombas, estimar la energía requerida para bombear los fluidos desde el yacimiento hasta las instalaciones de superficie, y diseñar los separadores de superficie.

#### Pruebas de formación a través de la columna de perforación en yacimientos de petróleo pesado

Para confirmar el potencial económico de un pozo descubridor, las compañías realizan pruebas de formación a través de la columna de perforación (DST). Las pruebas DST proveen la producción en el corto plazo para estimar la productividad de los yacimientos y además caracterizar la permeabilidad, el daño de terminación y las heterogeneidades del yacimiento bajo condiciones dinámicas. Estas pruebas consisten habitualmente en hacer producir un pozo con una terminación temporaria, registrar la presión, la temperatura y las tasas de flujo multifásico y adquirir muestras de fluidos representativas.

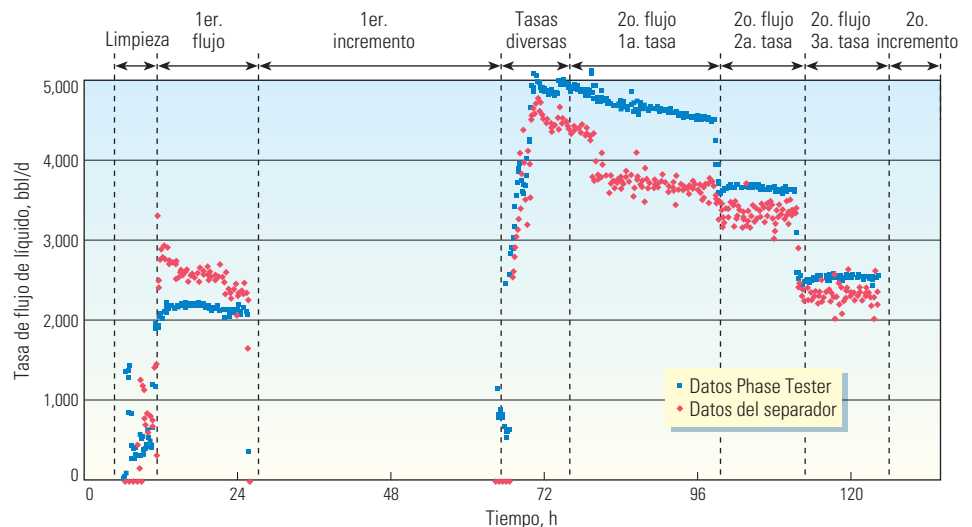
Las pruebas de formación a través de la columna de perforación resultan particularmente desafiantes en yacimientos con alta viscosidad de fluidos, baja resistencia de yacimiento y presencia de emulsiones. Para superar estos desafíos, los ingenieros de Schlumberger idearon e implementaron un esquema de pruebas

que integra sensores de presión y temperatura, de alta resolución, para el monitoreo del comportamiento de fase del fluido, sistemas de bombeo ESP para la extracción del fluido, medidores de flujo multifásico para obtener mediciones de las tasas de flujo y separadores para la separación y el muestreo de fases. La eficiencia de las pruebas ha sido mejorada a través de la transmisión de datos en tiempo real, lo que posibilita la toma de decisiones mejores y más rápidas.

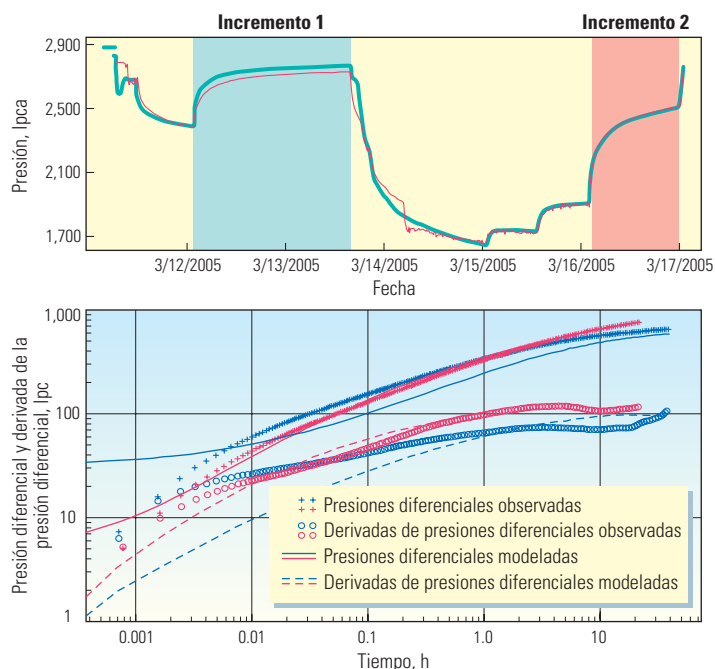
Utilizando esta combinación de hardware y mejores prácticas, los ingenieros de Schlumberger realizaron pruebas DST en más de 20 pozos de exploración de petróleo pesado, en las áreas marinas de Brasil, registrando éxitos en petróleos extrapesados de 9°API y una viscosidad de hasta 4,000 cP [4 Pa.s].

En un caso, Devon Energy deseaba caracterizar un yacimiento de petróleo pesado de la Formación Macaé, una roca carbonatada pobremente consolidada de la Cuenca de Campos, en el área marina de Brasil. La Formación Macaé había sido seleccionada como candidata potencial para la implementación de un tratamiento de estimulación ácida, pero el análisis de núcleos indicó que la desconsolidación posterior a la estimulación ácida podría ocasionar la inestabilidad del pozo.<sup>34</sup> La permeabilidad variable, con valores más altos en la porción superior del intervalo de terminación—que en ciertas zonas excedía 1 Darcy—podía dificultar la divergencia correcta del ácido a través del intervalo de terminación entero. El petróleo crudo pesado de 17 a 21°API, con una viscosidad oscilante entre 50 y 90 cP [0.05 y 0.09 Pa.s], también planteaba inquietudes respecto de la compatibilidad con los fluidos de estimulación. El pozo fue disparado, y luego, para asegurar el emplazamiento óptimo de los fluidos, se estimuló con Ácido Divergente Viscoelástico VDA.<sup>35</sup> Los resultados de la acidificación fueron positivos y el pozo mostró buenas condiciones de divergencia y limpieza luego de finalizado el tratamiento.

Después del tratamiento ácido, el pozo fue probado utilizando las mejores prácticas de Schlumberger en términos de pruebas DST con petróleos pesados. Esto incluyó el monitoreo en tiempo real y el equipo portátil de pruebas periódicas de pozos multifásicos PhaseTester (arriba, a la izquierda). El sistema compacto PhaseTester combina una medición del flujo másico por medio de un dispositivo venturi con



^ Mediciones de las tasas de flujo del petróleo PhaseTester (azul) para Devon Energy en Brasil, que muestran más estabilidad que las mediciones de las tasas de flujo obtenidas con los separadores de fases tradicionales (rojo). Las tasas de flujo se indican en barriles por día, en condiciones de referencia del petróleo en tanque.



^ Interpretación de datos de presiones transitorias, utilizando regímenes de producción obtenidos del separador. La gráfica correspondiente a la historia de pruebas de pozos (*extremo superior*) muestra discrepancias entre las presiones observadas (verde) y la curva modelada (rojo). En la gráfica logarítmica de diagnóstico (*extremo inferior*) de la presión y su derivada para el segundo período de incremento (azul) y el tercer período de incremento (rojo), las curvas modeladas para la presión (curvas sólidas) y la derivada (curvas de guiones) muestran grandes diferencias con respecto a los datos observados.

mediciones de la atenuación de rayos gamma de energía dual y de la presión y temperatura del fluido para calcular las fracciones de gas, petróleo y agua.<sup>36</sup> Los resultados de la tasa de flujo del petróleo obtenidos con la herramienta PhaseTester demostraron ser más precisos y más estables que las mediciones de la tasa de flujo obtenidas con los separadores de fases tradicionales ([página anterior](#), [abajo](#)).

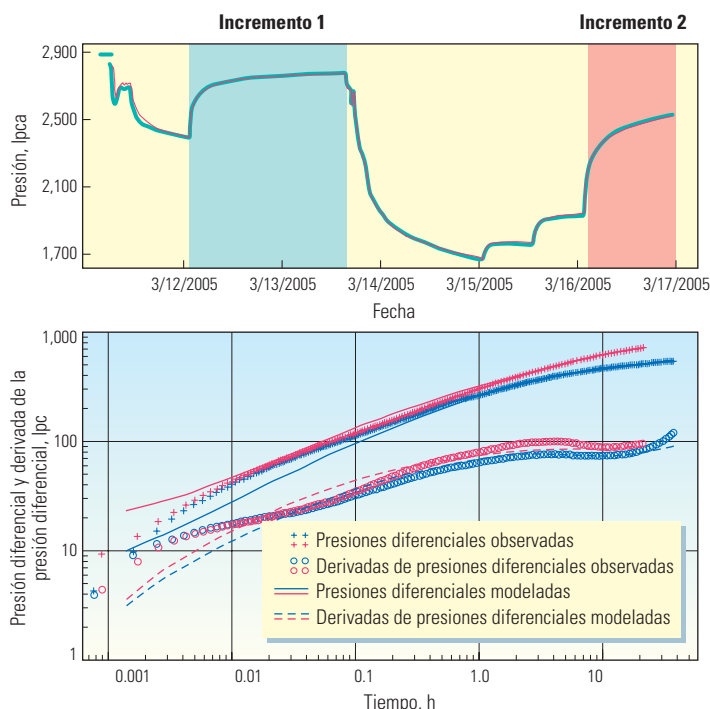
El incremento de la precisión y de la estabilidad se traduce en una interpretación más segura de los datos DST. En este pozo de Devon, la interpretación de los datos de presiones transitorias

34. Lungwitz BR, Hathcock RL, Koerner KR, Byrd DM, Gresko MJ, Skopec RA, Martin JW, Fredd CN y Cavazzoli GD: "Optimization of Acid Stimulation for a Loosely Consolidated Brazilian Carbonate Formation—Multidisciplinary Laboratory Assessment and Field Implementation," artículo de la SPE 98357, presentado en el Simposio y Exhibición Internacional de la SPE sobre Control del Daño de Formación, Lafayette, Luisiana, EUA, 15 al 17 de febrero de 2006.
35. Al-Anzi E, Al-Mutwa M, Al-Habib N, Al-Mumen, Nasr-El-Din H, Alvarado O, Brady M, Davies S, Fredd C, Fu D, Lungwitz B, Chang F, Huidobro E, Jemmali M, Samuel M y Sandhu D: "Reacciones positivas en la estimulación de yacimientos carbonatados," *Oilfield Review* 15, no. 4 (Primavera de 2004): 28–45.
- Lungwitz et al, referencia 34.
36. Atkinson I, Theuveny B, Berard M, Conort G, Lowe T, McDiarmid A, Mehdizadeh P, Pinguet B, Smith G y Williamson KJ: "Un nuevo horizonte en mediciones de flujo multifásico," *Oilfield Review* 16, no. 4 (Primavera de 2005): 58–70.

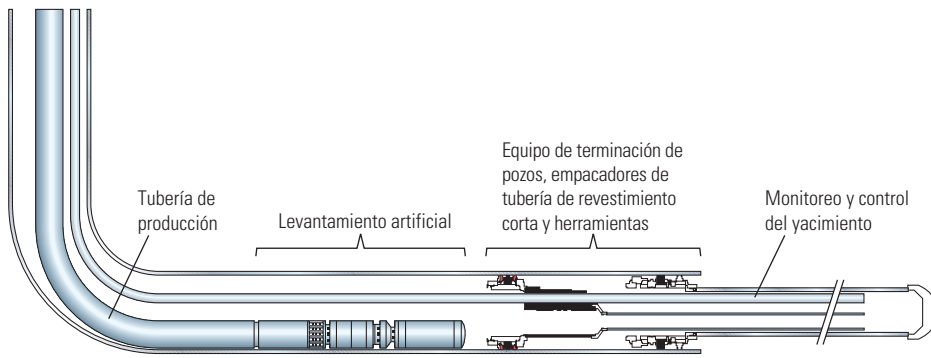
obtenidos con el separador de prueba muestra una discrepancia entre las presiones y sus derivadas, modeladas y observadas (*izquierda*). No obstante, la interpretación de los datos de presiones transitorias PhaseTester exhibe un buen ajuste entre las presiones y sus derivadas, observadas y modeladas (*abajo*). Los modelos que subyacen las dos interpretaciones poseen permeabilidades que difieren en un 16%. La permeabilidad inferida a partir de los datos PhaseTester también concuerda bien con los valores de permeabilidad obtenidos de las mediciones de núcleos escaladas.

### Construcción y terminación de pozos de petróleo pesado

Los pozos emplazados en yacimientos de petróleo pesado plantean una diversidad de complejidades relacionadas con su construcción y terminación. Tales complejidades incluyen la perforación de pozos estables en formaciones débiles, el emplazamiento preciso de pozos horizontales, el diseño de sistemas tubulares y cementaciones duraderas para pozos que experimentan temperaturas extremas y la instalación de equipos de control de la producción de arena, terminación de pozos y levantamiento artificial que deben operar en forma eficaz bajo las condiciones más rigurosas.



^ Interpretación de datos de presiones transitorias, utilizando regímenes de producción obtenidos con el sistema PhaseTester. La gráfica correspondiente a la historia de pruebas de pozos (*extremo superior*) muestra un buen ajuste entre las presiones observadas (verde) y la curva modelada (rojo). En la gráfica logarítmica de diagnóstico (*extremo inferior*) de la presión y su derivada para el segundo período de incremento (azul) y el tercer período de incremento (rojo), las curvas modeladas para la presión (curvas sólidas) y la derivada (curvas de guiones) muestran buenos ajustes con los datos observados.



^ Una terminación propuesta para un pozo CSS o SAGD horizontal. Los colgadores termales para tuberías de revestimiento cortas proveen sellos estancos a la presión para aumentar la eficacia de la inyección de vapor. El sistema de levantamiento artificial REDA Hotline 550 opera en forma continua, a una temperatura de motor interna de hasta 550°F. Los sistemas de medición de temperatura distribuida (DTS) monitorean los cambios de temperatura durante las operaciones de inyección de vapor y producción de petróleo.

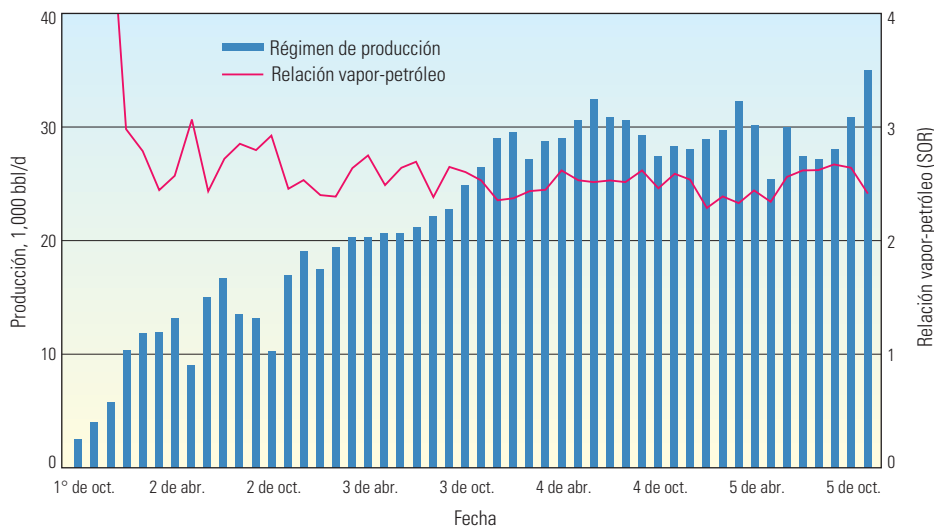
Todas estas operaciones se ven beneficiadas con la adopción de un enfoque de ingeniería integrado que puede basarse en la experiencia global para proveer soluciones a los nuevos problemas asociados con el petróleo pesado.

Los pozos que experimentan variaciones de temperatura extremas, tales como en los proyectos CSS y SAGD, requieren equipos de terminación especiales de alto desempeño. Las temperaturas elevadas y la variación de la temperatura pueden hacer que los elastómeros comunes fallen. Esto se traduce en sellos rotos, que dejan escapar la presión y los fluidos por la tubería de revestimiento, incrementando la posibilidad de

corrosión de la misma y reduciendo la eficiencia de las operaciones de inyección de vapor.

Recientemente, los ingenieros de Schlumberger desarrollaron sistemas no elastoméricos capaces de operar con temperaturas cicladas de hasta 343°C [650°F] y con presiones de hasta 21 MPa [3,046 lpc]. Estos sistemas mantienen la integridad de la presión, permitiendo al mismo tiempo el despliegue de equipos de monitoreo y control de yacimientos (arriba).

Los colgadores termales para tuberías de revestimiento cortas, de alta temperatura, de Schlumberger han sido utilizados en el Campo Cold Lake, donde un operador importante de



^ Reducción de la relación vapor-petróleo (SOR), a la vez que se mantiene o se incrementa el régimen de producción. La reducción de la relación SOR reduce la energía requerida para calentar el petróleo pesado, disminuye el volumen de agua producida y además baja los costos de tratamiento del agua. [Datos tomados de Encana Investor Day, 7 de noviembre de 2005 <http://events.onlinebroadcasting.com/encana/110705/pdfs/oilsands.pdf> (Se accedió el 28 de julio de 2006)].

Canadá ha estado dirigiendo un programa CSS consistente en un pozo horizontal.<sup>37</sup> Con tuberías de revestimiento cortas diseñadas a medida y sellos estancos a la presión, en el extremo superior de la tubería de revestimiento corta, el operador logró una buena adaptación del vapor—admisión de vapor distribuida en forma uniforme a lo largo del pozo horizontal—verificada mediante levantamientos sísmicos adquiridos con la técnica de repetición en el área piloto.

Los pozos SAGD también necesitan equipos de fondo con márgenes de temperatura elevados. Estos pozos requieren altas tasas de incremento, control de la proximidad entre el inyector y el productor, cementación flexible, control de la producción de arena, y colgadores para tuberías de revestimiento cortas, empaques y equipos de levantamiento artificial capaces de operar a temperaturas que pueden superar los 280°C [536°F].

La generación de vapor representa aproximadamente el 75% del costo de operación de un pozo SAGD. Reducir la relación vapor-petróleo (SOR), manteniendo al mismo tiempo el régimen de producción, es clave para mejorar la rentabilidad de la operación (izquierda, extremo inferior). La reducción del consumo de solvente se traduce en un ahorro del costo energético, disminuye el volumen de agua producida y los costos de tratamiento, y reduce las emisiones de CO<sub>2</sub>.

Un componente importante del esfuerzo para reducir la relación SOR es el sistema de bombeo eléctrico sumergible de alta temperatura REDA Hotline 550, regulado para operar en forma continua a una temperatura de motor interna de hasta 288°C [550°F] o a una temperatura de fondo de pozo de 216°C [420°F]. Su aislamiento termoplástico para el bobinado del motor, de alta temperatura, fue desarrollado inicialmente y patentado para pozos geotermales y pozos bajo inyección de vapor. El sistema completo está diseñado para compensar las tasas de expansión y contracción variables de los diferentes materiales utilizados en el diseño de la bomba.

La utilización de un sistema ESP permite que el yacimiento sea explotado a una presión que es independiente de la presión en boca de pozo o la presión del separador, lo que mejora la calidad del vapor que puede inyectarse. Esto permite reducir la relación SOR en un 10 a un 25%, generando un ahorro de aproximadamente US\$ 1.00 por barril de petróleo producido. Además, el sistema ESP Hotline 550 posee excelentes estadísticas de confiabilidad; siendo la instalación más larga en funcionamiento, ha

estado operando durante 844 días. El sistema ESP Hotline 550 es utilizado por numerosos operadores canadienses, incluyendo Encana, Suncor, ConocoPhillips, Nexen, Total, Husky y Blackrock.

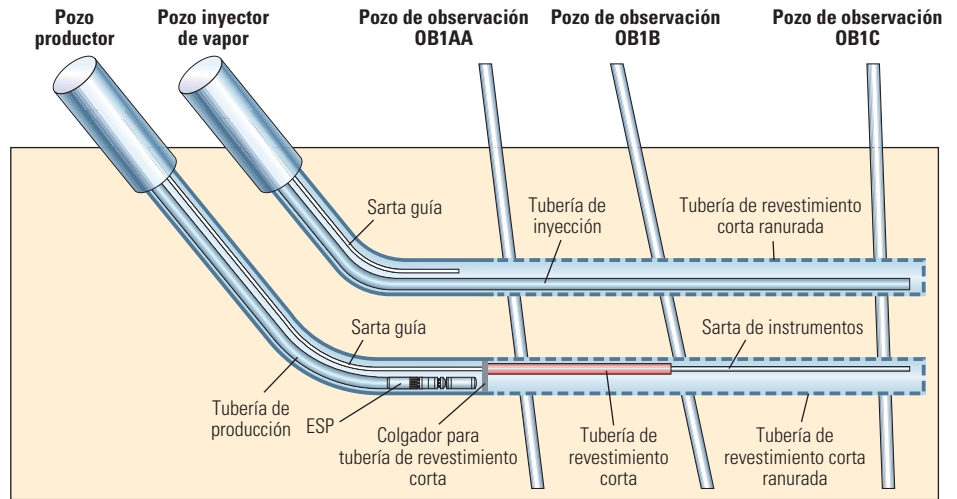
### Monitoreo de la recuperación de petróleo pesado

La comprensión del flujo de fluido en yacimientos de petróleo pesado es importante para optimizar los métodos de recuperación, especialmente cuando se requiere calor para reducir la viscosidad y movilizar los fluidos. Se han desarrollado diversas técnicas entre las que se encuentran los sistemas de medición de la distribución de la temperatura (DTS), los medidores de presión permanentes, los levantamientos sísmicos y electromagnéticos entre pozos, las técnicas microsísmicas y el monitoreo sísmico repetido.<sup>38</sup>

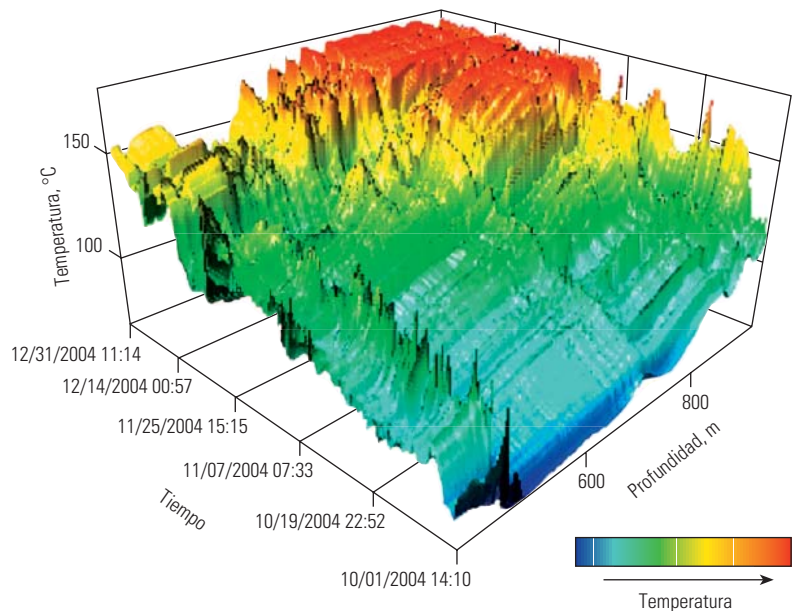
En el año 2004, Total E&P Canada instaló un sistema DTS de fibra óptica en un pozo de producción piloto SAGD para monitorear la temperatura durante el inicio de la producción del Campo Joslyn, situado en Alberta, Canadá.<sup>39</sup> El yacimiento produce de la Formación McMurray, que se explota para producir bitumen por el método de minería en la porción oriental de la concesión. En la porción occidental, el bitumen presente en el intervalo de 50 m se calienta mediante inyección de vapor y se bombea a la superficie.

La correlación del cambio de temperatura con la viscosidad y la tasa de flujo, especialmente cuando la región del inyector-productor se calienta por primera vez, ayuda a los ingenieros de yacimientos a modificar el proceso de inyección de vapor para asegurar que suficiente calor alcance toda la región correspondiente al interior del pozo. Además del sistema de medición de temperatura de fibra óptica instalado en el pozo productor, el proyecto piloto incluyó tres pozos de observación que penetraron la región del inyector-productor a una distancia de aproximadamente 1 a 2 m [3 a 7 pies] de los pozos SAGD (derecha, extremo superior). Las mediciones de temperatura de los pozos de observación fueron registradas mediante termocuplas (pares termoelectrónicos), a lo largo del intervalo de 45 m [148 pies].

Para iniciar el proceso SAGD, se inyectó vapor en ambos pozos durante varios meses con el fin de reducir la viscosidad del bitumen. En septiembre de 2004, se emplazaron en el productor un sistema de bombeo y una sarta de instrumentos DTS, y se inició la producción mientras se proseguía con la inyección de vapor



^ Proyecto piloto SAGD de Total E&P Canada, con un par de pozos horizontales productor-inyector SAGD y tres pozos de observación para registrar las temperaturas en la región del inyector-productor.



^ Datos DTS adquiridos durante tres meses a partir de octubre de 2004, donde se muestra el calentamiento de la región del inyector-productor. La profundidad aumenta de la base a la punta. Una zona cercana a la base del pozo no se calentó tanto como el resto de la región correspondiente al interior del pozo.

en el inyector, con un sesgo hacia la punta. Los datos DTS adquiridos entre los meses de octubre y diciembre muestran un calentamiento general

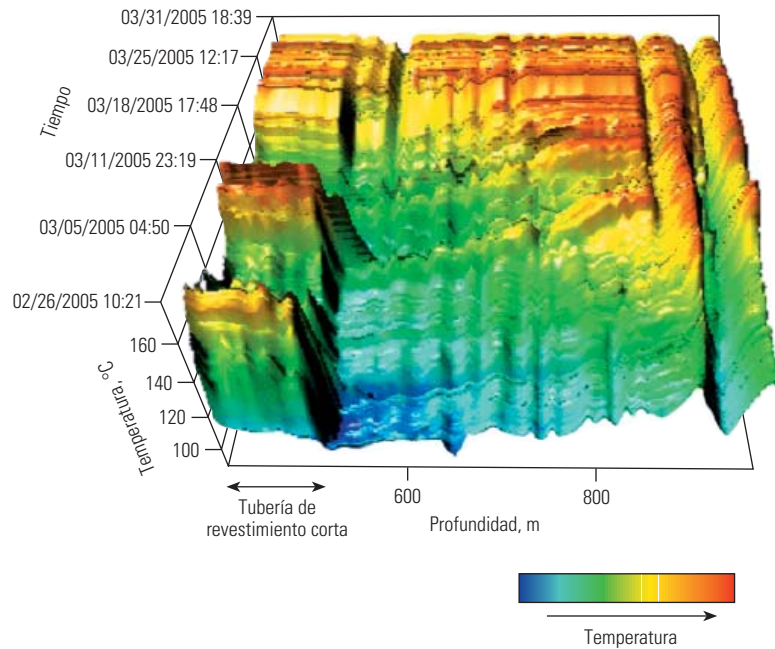
de la región del inyector-productor, pero una zona cercana a la base del pozo se apartó de la tendencia general (arriba).

37. Smith RJ y Perepelecta KR: "Steam Conformance Along Horizontal Wells at Cold Lake," artículo de las SPE/PSCIM/CHOA 79009, presentado en el Simposio Internacional de la SPE sobre Operaciones Termales y Petróleo Pesado y en la Conferencia Internacional de Tecnología de Pozos Horizontales, Calgary, 4 al 7 de noviembre de 2002.

38. Curtis C, Kopper R, Decoster E, Guzmán-García A, Huggins C, Knauer L, Minner M, Kupsch N, Linares LM,

Rough H y Waite M: "Yacimientos de petróleo pesado," *Dilfield Review* 14, no. 3 (Invierno de 2002/2003): 32-55.

39. Krawchuk P, Beshry MA, Brown GA y Brough B: "Predicting the Flow Distribution on Total E&P Canada's Joslyn Project Horizontal SAGD Producing Wells Using Permanently Installed Fiber Optic Monitoring," artículo de la SPE 102159, preparado para ser presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, San Antonio, Texas, 24 al 27 de septiembre de 2006.

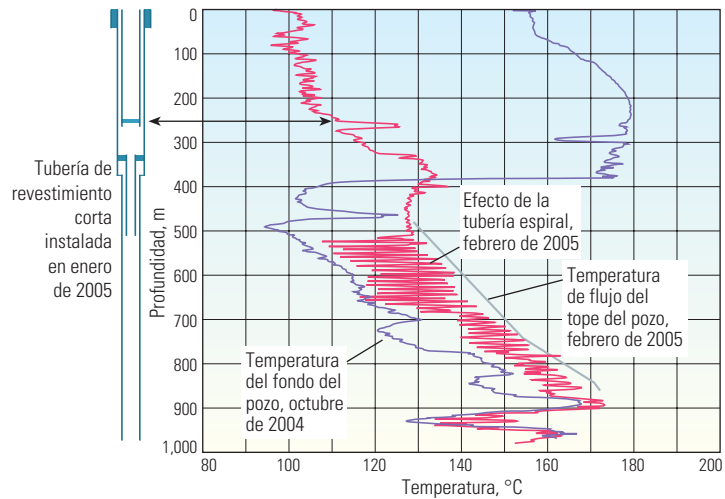


^ Datos DTS adquiridos después de la operación de reparación, donde se muestra el recalentamiento de la región del inyector-productor.

En enero de 2005, el sistema de bombeo fue reemplazado por un sistema de bombeo ESP. Durante la reparación del pozo, se detuvo la inyección de vapor y la sarta DTS se removió temporariamente. Además, se instaló una tubería de revestimiento corta y se reinsertó la sarta DTS. Luego, se reanudó la inyección de vapor, concentrándose en la base del inyector. Los nuevos datos DTS indican el recalentamiento de la región del inyector-productor (arriba).

La inspección más detallada de los datos DTS adquiridos después de la reparación muestra una oscilación inesperada de hasta 20C° [36F°] (derecha). Comparativamente, los datos DTS previos a la reparación muestran poca fluctuación. Se cree que la oscilación de temperatura observada en los datos posteriores a la reparación es causada por la flexión helicoidal de la sarta de tubería flexible que contiene el instrumental DTS. Antes de la reparación, la sarta DTS se encontraba emplazada probablemente en la parte inferior de la tubería de revestimiento corta ranurada. No obstante, durante la reparación, la sarta se reinsertó y se flexionó dentro de la tubería de revestimiento corta ranurada.

La oscilación de temperatura observada, corresponde a los valores de temperatura vistos en el tope y el fondo del pozo productor. El bitu-

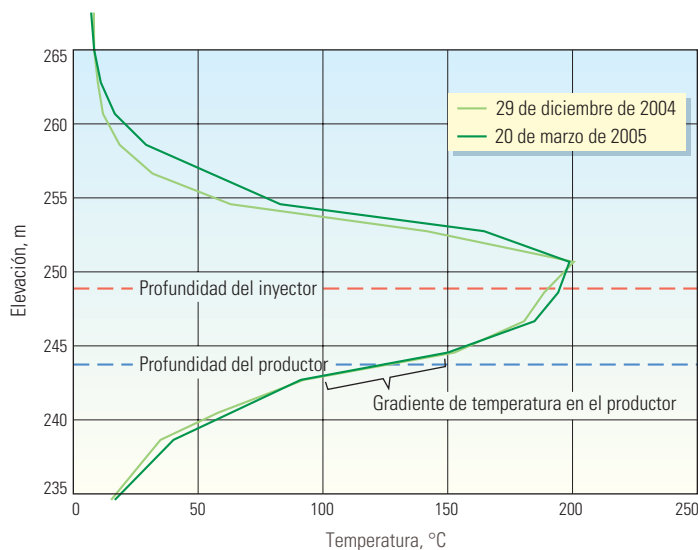


^ Vista en primer plano de los datos DTS, adquiridos después de la operación de reparación, donde se muestra una oscilación de alta frecuencia de hasta 20C° (curva roja). Comparativamente, los datos DTS previos a la reparación son mucho más suaves (curva azul). La oscilación de la temperatura en los datos adquiridos después de la reparación es causada por la flexión helicoidal del instrumental DTS. La oscilación de la temperatura representa la diferencia de temperatura entre el tope y el fondo del pozo.

men calentado posee una temperatura hasta 20C° más elevada en el tope del productor horizontal que en el fondo. Los datos de temperatura del pozo de observación, adquiridos en el Pozo OB1C antes y después de la operación de reparación, indican además que puede existir un gradiente de temperatura significativo en la sección transversal del pozo productor (próxima página). Por lo tanto, la interpretación de los datos de temperatura requiere el conocimiento de la posición de los sensores de temperatura en el pozo. La serie de mediciones continuas provistas por el instrumental DTS ayudó a esclarecer el desempeño del pozo.

### El futuro del petróleo pesado

Dada la abundancia de las reservas de petróleo pesado, las compañías que actualmente se concentran en la producción de petróleos convencionales están ingresando en el ámbito del petróleo pesado, uniéndose a otras empresas que producen petróleo pesado desde hace varias décadas.<sup>40</sup> Es probable que estas compañías recién llegadas aporten nuevas tecnologías, ayudando a suplir las deficiencias tecnológicas identificadas por los productores en el largo plazo y por otras organizaciones. Por ejemplo, la



▲ Datos de temperatura registrados en un pozo de observación, que muestra la alta temperatura registrada en el nivel del inyector y el gran gradiente de temperatura en el nivel del productor.

Cámara de Recursos de Alberta ha compilado un listado de los avances necesarios para permitir que la producción de las arenas petrolíferas alcance 5 millones de bbl/d [800,000 m<sup>3</sup>/d], o un 16% de la demanda norteamericana para el año 2030.<sup>41</sup> La materialización de esta visión exigirá inversiones para introducir mejoras tecnológicas en los métodos de minería y recuperación in situ y en métodos de mejoramiento.

Por cada avance que se realiza hacia el mejoramiento de los métodos de recuperación de petróleo pesado, se presentan muchos caminos nuevos que señalan direcciones que necesitan más trabajo. En el área de caracterización de fluidos, los científicos están tratando de extraer más información acerca de la química del petróleo y la estructura de sus componentes a partir de la adquisición de registros y de mediciones de laboratorio. Por ejemplo, se están registrando avances en lo que respecta a vincular las distribuciones de la difusión por NMR con las

longitudes de las cadenas moleculares de los petróleos crudos.<sup>42</sup> Los investigadores están trabajando para agregar mediciones de la fluorescencia a las prácticas actuales de análisis de fluidos de fondo de pozos basadas en la espectrometría, permitiendo una caracterización de fluidos más precisa y la adquisición de registros de fluidos de fondo de pozo continuos. Se están realizando esfuerzos para estandarizar las técnicas de laboratorio, tales como el análisis SARA, de manera de poder comparar los resultados de diferentes laboratorios. Los avances en términos de comprensión de los componentes más pesados del petróleo crudo—los asfaltenos—poseen el potencial de mejorar la recuperación de petróleo pesado y además ayudar a resolver los problemas de aseguramiento del flujo en petróleos más livianos.<sup>43</sup>

Los especialistas en petróleo pesado coinciden en que no existe ninguna solución universal para la evaluación y recuperación del petróleo

pesado. Algunas mejoras, tales como las registradas en la interpretación de registros, quizás necesiten ajustarse a las necesidades de una región en particular. En otros casos—por ejemplo, el desarrollo de nuevos materiales que elevan las temperaturas de operación de los equipos de terminación de pozos de fondo—los éxitos logrados pueden tener amplia aplicación. Incluso pueden producirse otros desarrollos, incluyendo avances en el monitoreo en tiempo real, a partir de la combinación de métodos cuya eficacia por separado ya ha sido comprobada.

Otro punto de coincidencia es la necesidad de seguir considerando las cuestiones ambientales en el desarrollo de los recursos de petróleo pesado. En la producción de bitumen por el método de minería y en los proyectos actuales de recuperación in situ, las consideraciones ambientales y culturales constituyen una parte importante del modelo de negocios, incluyendo el saneamiento de las áreas explotadas, la recuperación de minerales para hacer uso de los materiales de desecho, la minimización del consumo de agua, los asuntos relacionados con las poblaciones nativas y la reducción de las emisiones de gas de efecto invernadero. Los nuevos proyectos tendrán que ser sensibles a éstos y otros factores, incluyendo las emisiones de CO<sub>2</sub>, la preservación del permafrost y de otros ecosistemas frágiles, y la reducción de la energía consumida para calentar el petróleo pesado.

Si los yacimientos de petróleo pesado poseen una ventaja con respecto a sus contrapartes más livianas, ésta es su longevidad. Los campos de petróleo pesado pueden permanecer en producción durante 100 o más años, tal es el caso de los campos descubiertos en California a fines de la década de 1800. Según ciertas estimaciones, las arenas petrolíferas de Canadá pueden producir durante varios cientos de años. Las inversiones que se realicen ahora van a reeditar mucho en el futuro. —LS

40. Belani A: "It's Time for an Industry Initiative on Heavy Oil," *Journal of Petroleum Technology* 58, no. 6 (Junio de 2006): 40, 42.

41. Cámara de Recursos de Alberta, referencia 4.

42. Freed DE, Burcaw L y Song Y-Q: "Scaling Laws for Diffusion Coefficients in Mixtures of Alkanes," *Physical Review Letters* 94, no. 6 (17 de febrero de 2005): 067602.

Freed DE, Lisitz NV, Sen P y Song Y-Q: "Molecular Composition and Dynamics of Diffusion Measurements," en Mullins OC, Sheu EY, Hammami A y Marshall AG (eds): *Asphaltenes, Heavy Oils and Petroleomics*. Ciudad de Nueva York: Springer (en imprenta).

43. Mullins OC: "Petroleomics and Structure-Function Relations of Crude Oils and Asphaltenes," en Mullins OC, Sheu EY, Hammami A y Marshall AG (eds): *Asphaltenes, Heavy Oils and Petroleomics*. Ciudad de Nueva York: Springer (en imprenta).