

Se conoce al SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*) como una técnica cada vez más utilizada en petróleo pesado y Canadá, uno de sus mayores exponentes. Desde allí el especialista Duilio Raffa conversó con *Petrotecnia* acerca de este método.

El SAGD y su éxito en el desarrollo de las arenas bituminosas canadienses

Entrevista al Ing. Duilio Raffa



Según los glosarios especializados, la sigla SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*) se refiere a un método de producción térmica para petróleo pesado que pone en paralelo un pozo de inyección con uno de producción a lo largo de una trayectoria paralela, separados por una separación vertical de aproximadamente 5 m; desde el superior se inyecta vapor, el cual a medida que aumenta y se expande, calienta el petróleo pesado y así reduce su viscosidad. Luego, la fuerza de gravedad obliga al petróleo a drenar en el pozo inferior.

Para entender mejor esta práctica y su contexto, se consultó al especialista sobre la realidad hidrocarburífera canadiense, Duilio Raffa. “Canadá posee aproximadamente el 10% de las reservas probadas mundiales de petróleo (unos 170.000 millones de barriles), en tercer lugar está Venezuela y Arabia Saudita. Y el 9,7% de las reservas mundiales, o sea el 97% de las reservas canadienses, se encuentra en los cuatro depósitos de las arenas bituminosas de la provincia de Alberta”, explica el especialista.

“El 7,8% de las reservas mundiales se encuentra en el depósito de Athabasca, el más grande de todos. Esta concentración geográfica es muy importante para la economía de los proyectos, ya que facilita la instalación de la infraestructura, la transferencia de tecnología, la legislación (que es única), el acceso a compañías de servicios, el desarrollo de una marca que facilite el acceso a mercados de capitales, etcétera”, agrega Raffa.

En suma, Canadá es el sexto productor mundial de petróleo con el 3,8 millones de barriles por día, de los cuales aproximadamente el 2,5 millones se producen de las *oil sands*.

Y se explaya sobre el petróleo pesado o bitumen: “Hay diferentes clasificaciones del petróleo. En general, se define como *petróleo pesado* al de 10 o menos API, y se agrega un límite de ~10.000 centipoise de viscosidad para el bitumen”.

Más allá de las posibles clasificaciones, agrega, “la característica principal del bitumen en las arenas bituminosas de Canadá es su elevada viscosidad en condiciones de reservorio, al punto de tornarlo inmóvil, con viscosidades que están entre 2 y 10 millones de centipoise, a alrededor de 10° C de temperatura (el promedio para los reservorios del depósito Athabasca)”.

En la práctica, esto reduce la inyectividad a niveles casi nulos, indica. “Hace mucho tiempo que se utiliza inyección de vapor para reducir la viscosidad del petróleo y producirlo –explica–; el desafío en las arenas bituminosas del depósito de Athabasca era la imposibilidad de inyectar vapor a niveles prácticos para efectivamente calentar la formación y ‘fundir’ el bitumen”.

¿Qué métodos se utilizan?

“En Athabasca (el mayor depósito de los tres que componen las arenas bituminosas canadienses, considerando el de Wabasca como una parte de Athabasca), el 20% de las reservas son extraíbles por minería a cielo abierto –enumera–. El 80% restante debe ser extraído por métodos in situ (térmicos), preferentemente el SAGD”.

“El *Steam Assisted Gravity Drainage*, explica, consiste en un par de pozos horizontales paralelos: el productor per-

fora unos dos metros arriba de la parte inferior de la formación, y realiza un pozo inyector de vapor a aproximadamente cinco metros, directamente arriba del productor. Este arreglo es lo que se refiere como un ‘par’”, aclara.

“Los pozos se completan con liners ranurados para evitar la producción de arena –prosigue–, ya que es una formación no consolidada (razón por la cual no es efectivo el *huff’n-puff*). El vapor inyectado entra en contacto con el bitumen y lo funde al condensar”, detalla.

La emulsión resultante (bitumen fundido con agua condensada) fluye por gravitación hacia el pozo productor en la parte inferior de la formación. La combinación entre segregación gravitacional entre el vapor y la emulsión (de considerable diferencia de densidades), y la alta permeabilidad de la formación McMurray (entre 6000 y 12000 mD) son las claves del éxito de este método.

En tanto, en el depósito de Cold Lake se utiliza principalmente la estimulación cíclica con vapor (CSS), también conocida como *huff’n-puff*.

“Históricamente se perforan pozos verticales y se fractura la formación al inyectar los volúmenes de vapor que se necesitan; tras algunos días con el pozo cerrado para permitir el intercambio de calor entre el vapor y la formación, se recompleta el pozo y se inicia la producción”, explica Raffa.

Para que este método funcione, es necesario que la formación tenga determinadas características geomecánicas que no se dan en el depósito de Athabasca. “De allí surgió la necesidad de desarrollar un nuevo método que resultó el SAGD”, resumió el ingeniero.

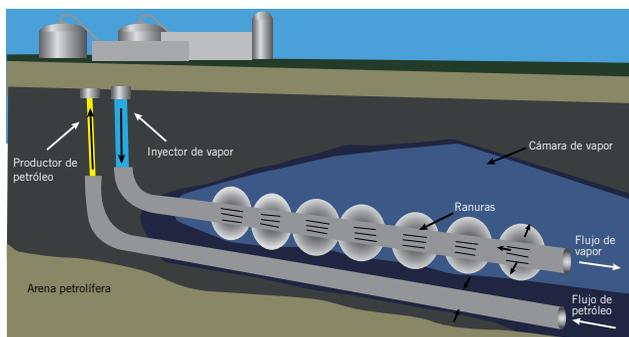
“En el depósito de Peace River, por ejemplo, la viscosidad ronda los 30.000 cp y se lo extrae por producción primaria con pozos horizontales multilaterales de aproximadamente 1600 metros por leg y entre 3 y 7 pulgadas de diámetro. Se han hecho pilotos utilizando *huff’n-puff* en diferentes versiones (alta y baja presión) con pozos verticales y horizontales, pero hasta el momento no se identifica un método que sea considerado exitoso por la mayoría de las empresas” continúa explicando.

Breve historia de la extracción del bitumen

Raffa realiza un rápido repaso por los inicios de la extracción del petróleo pesado en Canadá y en el resto del mundo: “Hacia los años setenta, era obvia la magnitud del depósito de Athabasca; bastaba con ver la porción de la formación que aflora al norte de la ciudad de Fort McMurray y de la cual ya hacía varias décadas que se producía bitumen por minería”, recordó.

El entonces gobernador de la provincia toma la decisión política de fundar una empresa estatal llamada Aostra, la cual esencialmente acepta invertir un monto de dinero equivalente al que un socio de la industria invierta en proyectos de desarrollo de las *oil sands*.

Así es que decide probar en el campo la idea del Dr. Roger Butler (1927-2005), desarrollada en los laboratorios de la Universidad de Calgary; para ello, se forma un consorcio de aproximadamente diez empresas, gerenciado por Aostra. Se construye la instalación subterránea de prueba (UTF) en terrenos de la que en ese momento era la estatal Petrocanadá.



“El piloto se extendió por varios años en diferentes etapas; el área de unos pocos kilómetros cuadrados se caracteriza con el estudio de más de 20 coronas, múltiples pozos de observación en los cuales se monitorea temperatura y la presión en la formación a lo largo de los pozos –y entre los pozos–; así como monitoreo de la elevación de la superficie debido a la expansión térmica de la formación”, explicó.

La primera etapa tenía como objetivo comprobar el concepto. Para ello, se perforaron dos pares de pozos horizontales de 50 m de largo (longitud del liner), con lo que se aproximaba lo más posible al formato que se había desarrollado en el laboratorio, que consistía en un experimento en dos dimensiones (dos placas de plástico transparente que contenían una feta de arena impregnada en bitumen). De este modo, se evitaba cualquier complicación que pudiera darse por la distribución no uniforme de los fluidos a lo largo del pozo.

La segunda etapa consistió en tres pares de pozos de 500 m de largo (longitud del liner), en los que se comprobó la posibilidad de extraer bitumen en forma económica con el SAGD. En las siguientes etapas se estudiaron la adición de gas (metano principalmente) al vapor. Rápidamente, indicó Raffa, tras la finalización de las dos primeras etapas, comienza la construcción del primer proyecto a escala comercial de SAGD, que inicio su producción alrededor de 2003.

Casi simultáneamente, se inició la construcción de proyectos de SAGD en toda la cuenca, lo que provocó un pico en el volumen y en el precio de venta de licencias de exploración y producción, lo cual atrajo la atención de las principales petroleras del mundo.

Principales proyectos de SAGD

Los principales proyectos de SAGD, en cuanto a producción, actualmente se encuentran en torno a los 200.000 barriles por día de bitumen con entre 100 y 200 pares de pozos.

Una medida de la eficiencia del proceso es la relación vapor (medido en volumen de agua equivalente) a bitumen producido. Esta relación se considera aceptable si ronda el valor de 3. Esto significa que para producir 200.000 barriles por día es necesario convertir 600.000 barriles (~95.000 m³) por día de agua en vapor de alta calidad que sale de la planta a aproximadamente 10.000 kPa y se inyecta, dependiendo del proyecto, entre 1500 y 4500 kPa.

La emulsión producida se mezcla con diluyente para poder separar el bitumen del agua y luego transportarlo por oleoductos hasta el upgrader donde se lo hidrogena para generar petróleo crudo sintético (SCO) o se lleva directamente hasta una refinería capaz de aceptar este tipo de petróleo.

Los mejores pozos de SAGD en la cuenca de Athabasca pueden producir cerca de 300 m³/d durante 4 años, antes de comenzar a declinar, acumulando en toda su vida hasta 750.000 m³ para un pozo de 1.000 m de largo y 9 pulgadas de diámetro.

Un pozo promedio produce cerca de 130 m³/d por 4 años, y uno regular, unos 100 m³/d. Los factores de recuperación pueden llegar al 65% o 75%, según la formación y la operación a lo largo de la vida del pozo.

El día a día de un proyecto de esa magnitud incluye múltiples aspectos, como mantener alta confiabilidad en la generación de vapor y el procesamiento de la emulsión producida, el monitoreo de temperatura en los pozos productores, la distribución del vapor a lo largo de los inyectores, el manejo de la presión de las cámaras de vapor, el monitoreo de la roca sello, el manejo del agua producida, el manejo de los pozos que sufren paradas, el manejo de las bombas electrosumergibles, el análisis de fallas de las bombas y los sensores, entre otros; planificación y estrategias de producción, arranque de pozos nuevos, etc.

Principales desafíos a futuro de las oil sands

“Algunos de los desafíos que enfrentan las oil sands son compartidos por toda la industria; por ejemplo, ser los bajos precios del petróleo”, confesó Raffa.

“Los proyectos de SAGD tienen costos de operación relativamente altos (entre 20 y 40 dólares por barril). Las obligaciones financieras son importantes, ya que las etapas de estos proyectos son de entre 10.000 y 20.000 barriles/d de producción, lo cual lleva una inversión inicial de entre 20.000 y 50.000 dólares por barril/d”, explicó.

“El acceso a nuevos mercados es esencial en este momento, en que la provincia de Alberta está aumentando su producción y los oleoductos están al máximo de su capacidad”, dijo el especialista. “Las demoras en la aprobación del oleoducto Keystone que uniría Alberta con las refinerías en el Golfo de México y el oleoducto Northern Gateway, que llevaría producción a la costa Oeste para acceder a los mercados asiáticos, están causando pérdidas económicas que se traducen en descuentos al precio del petróleo pesado en los puntos de venta tradicionales”, agregó.

La percepción pública de que es una industria extractiva atrae un mayor escrutinio y mayores demoras en los permisos de operación con el costo financiero asociado. “Pero la industria está organizando consorcios que procuran educar y acercar posiciones con la opinión pública en general y el Gobierno local, para poder desarrollar el recurso de la forma más sustentable posible. El futuro está abierto para una cuenca que es relativamente joven y que ya ha logrado sobrepasar otros desafíos”, finalizó. ■

Duilio F. Raffa es ingeniero en reservorios, egresado del posgrado de Especialización en Ingeniería de Reservorios del ITBA. Actualmente trabaja en Suncor Energy. Se desempeñó en la industria de transporte de gas, laboratorio de análisis petroléos y operadoras en la Cuenca del Golfo de San Jorge. Cursó un doctorado en Calgary, Canadá. Los últimos diez años contribuye en diferentes aspectos del desarrollo de los métodos de extracción in situ para las arenas bituminosas canadienses.