

NOVEDOSO METODO BASADO EN UNA TECNICA DE UPGRADING EN FONDO DE POZO Y RECUPERACION MEJORADA PARA CRUDOS PESADOS : UNA INVESTIGACIÓN EXPERIMENTAL

Adriana N. Cavallaro, Repsol-YPF; Gustavo R. Galliano, Repsol-YPF, Steve Sim, Ashok Singhal, and Douglas Fisher, Alberta Research Council,

RESUMEN

Como parte de un proyecto de desarrollo de tres años, un proceso de upgrading de crudos pesados en fondo de pozo basado en inyección de solventes fue evaluado para incrementar la recuperación y mejorar las propiedades de crudos pesados. Este proceso presenta la ventaja de reducir emisiones e impacto ambiental además de disminuir los requerimientos de agua. El proceso consiste en aumentar la gravedad API del crudo, reducir el contenido de asfaltenos, metales pesados, azufre y viscosidad mejorando sus condiciones de transporte y su valor de venta.

Dos importantes reservorios, uno de Argentina y el segundo de Venezuela han sido estudiados en laboratorio utilizando un modelo físico diseñado especialmente para simular el proceso. Propano, butano, gas condensado y también sus mezclas con CO₂ han sido evaluados considerando que la fuente sea cercana al reservorio. Con el propósito de seleccionar el solvente o sus mezclas para el upgrading in situ del petróleo, primero se realizó un ensayo dinámico de depositación de asfaltenos y de miscibilidad solvente/crudo. La composición optimizada, ha sido utilizada en experimentos VAPEX (Vapor Extraction) en un modelo físico empacado con roca reservorio de alta permeabilidad y homogéneo.

En los dos estudios, la mezcla conteniendo CO₂ y gas condensado fue efectiva en cuanto a lograr la mejora de los crudos bajo las condiciones experimentales, que simulan pozos horizontales paralelos en condiciones de presión y temperatura de reservorio.

Los resultados indican una recuperación del OOIP (Petróleo Original in situ) superior al 60% con mejora en la gravedad API, reducción de asfaltenos y metales asociados para los dos crudos analizados.

El proceso de upgrading in situ basado en solventes ha sido más eficiente en mejorar el crudo argentino, dejando una saturación remanente de petróleo menor al 5% en la zona más barrida, con incremento de la gravedad API y reducción de asfaltenos de 16% hasta casi 2%. La depositación de asfaltenos en el medio poroso no afectó la producción de petróleo. En el caso del crudo venezolano, a pesar de obtenerse valores de recuperación de petróleo superiores al 60% la mejora del crudo no ha sido tan eficiente como con el crudo argentino.

Finalmente, se realizó la simulación de experimentos y con la escasa información existente del yacimiento se simuló el comportamiento de un pozo horizontal y de otro vertical. Se realizaron comparaciones y se hicieron simulaciones de inyección cíclica de solventes como una alternativa económica al proceso continuo.

Introducción

La palabra “upgrading” se usa aquí en el sentido de “mejora de calidad”. El “upgrading in situ” requiere que la mejora se realice en el reservorio y no en superficie.

Upgrading” se define como los procesos que mejoran la calidad de los crudos producidos incrementando su valor de venta por aumento de la gravedad API, reducción de viscosidad, resultando también en menor contenido de azufre ,metales (Hierro, Niquel, Vanadio) y de asfaltenos.

Crudos pesados, extra pesados y bitúmenes son importantes recursos que generarán un rol importante como fuente de suministro de petróleo en el mundo.

“Las reservas mundiales de petróleo exceden los 9 trillones de barriles” que representan aproximadamente tres veces las reservas de crudos convencionales y gas. Las Figuras 1 y 2 muestran esta distribución por tipo de crudo y por país.

En los últimos 10 años se observó una continua y alarmante tendencia, que es el rápido incremento en la producción de crudos pesados mientras que la capacidad/ tecnologías de refinación y transporte de estos crudos han permanecido estancadas.

La demanda de crudos pesados ha sido históricamente marginal en el mercado del petróleo por varias razones como ser la complejidad de los reservorios, bajos factores de recuperación, requerimiento de altas inversiones (EOR y upgrading), instalaciones y recursos humanos durante largos períodos de tiempo. Sin embargo, la producción de crudos pesados será necesaria en las próximas dos décadas para reemplazar la producción de crudos convencionales (medios y livianos). La demanda mundial de energía y el aumento en el precio del petróleo favorecen la necesidad de buscar nuevas tecnologías.

Por 25 años la demanda global de crudo tuvo un crecimiento estable promedio del 1%. Cinco años atrás el crecimiento industrial de algunos países resultó en un incremento en la demanda de crudo el último año en un 3.4%

Desarrollo y comercialización de tecnologías de upgrading podrían reducir la inversión requerida para producir y comercializar crudos pesados, generar utilidades y hacer que estos reservorios sean más atractivos para el desarrollo.

Incorporación de nuevas tecnologías para la recuperación *in situ* y *mejora* de crudos pesados y extra pesados permitirán a las empresas de energía optimizar la producción e incrementar reservas y podrán contar con tecnología desarrollada para cumplir con la demanda mundial de energía en los próximos 30 años.

Existe una importante cantidad de reservas en el mundo que son antieconómicas para producir. Sin embargo existen tecnologías en fases de investigación y desarrollo que podrían ser empleadas en fondo de pozo incrementando los factores de recuperación y producir un crudo de mayor valor comercial.

De acuerdo a las proyecciones para los próximos 10 a 20 años, la industria se orienta hacia la explotación efectiva de reservas de crudos no convencionales. Especialmente el petróleo pesado, considerando la búsqueda de alternativas de nuevos desafíos tecnológicos que tengan en cuenta los mismos costos operativos y de capital igual que la explotación actual de crudos convencionales.

Poder entregar estos crudos en los puntos de venta sin la necesidad de agregar diluyentes para el transporte es una opción económicamente interesante dando valor al crudo pesado por si mismo.

La definición de crudos pesados se ha ido modificando con los años y no deja de ser algo imprecisa desde el punto de vista técnico. Un comité de UNITAR (United Nations Institute for Training and Research) diseñó una clasificación en 1982 que no fue adoptada universalmente. Según UNITAR los hidrocarburos cuya viscosidad (sin gas) fuera mayor que 10.000 cp a temperatura de reservorio son considerados bitúmenes inmóviles. Para aquellos cuya viscosidad sea inferior a 10.000 cp se abre una segunda clasificación descrita en la tabla 1.

En cambio para el II Congreso Mundial de Petróleo un petróleo pesado es simplemente aquel cuya gravedad API esta comprendida entre 10 y 22 (gravedad especifica entre 0.92 y 1.0). La viscosidad no es tenida en cuenta

La Petroleum Society of the Canadian Institute of Mining and Metallurgy sugiere¹ considerar un petróleo pesado a aquel cuya densidad API se ubica entre 10 y 22.3 ° y un petróleo extrapesado o bitumen al que presenta una gravedad API inferior a 10, (Fig. 3).

En Estados Unidos se considera un petróleo pesado a aquel que tiene una gravedad API inferior a 25 pero que esta en el reservorio en condiciones de fluidez que permitan su explotación comercial. Se estima un volumen in situ de 107 mil millones de barriles, el 50 % de los cuales esta ubicado en California.

De acuerdo a la mayoría de estos criterios en Argentina , Repsol YPF explota varios yacimientos de crudos pesados, entre ellos Malal del Medio (Fm Grupo Neuquén), Cerro Fortunoso, Llanquanello, Loma Alta Sur, Estructura Cruz de Piedra, Los Perales, El Guadal y Cañadón Perdido. Algunos yacimientos en Venezuela (Quiriquire, Mene Grande) también se enmarcan en esta categoría.

Comparados con los crudos convencionales, los petróleos pesados contienen en general un tenor de azufre mucho mayor y presentan una mayor proporción de moléculas largas de hidrocarburos con alto número de átomos de carbono. También contienen cantidades mayores de metales pesados (Fe; Ni; V) y asfaltenos.

El contenido de azufre y la densidad de un crudo influyen considerablemente en su valor de venta ya que afectan su transporte y refinación. El elevado contenido de asfaltenos presente en la mayoría de los crudos pesados genera elevadas viscosidades que a su vez elevan significativamente los requerimientos de energía para su bombeo por cañerías o requieren del agregado de costosos diluyentes. Por otra parte muchas refinerías no están diseñadas para tratar este tipo de crudos y para hacerlo deberían modificar sus procesos. Se estima que el procesamiento de un crudo de este tipo genera solo un 17 % de naftas.

Los procesos que en la actualidad son motivo de proyectos de Investigación y Desarrollo son:

- a) procesos basados en la aplicación de solventes denominados no térmicos
- b) procesos basados en la aplicación combinada de altas temperaturas y catalizadores colocados en fondo de pozo
- c) combinaciones de a y b, denominados híbridos que pueden ser continuos ó cíclicos
- d) Procesos biológicos (bioupgrading)

Proceso No Térmico

Entre los métodos de upgrading in situ no térmicos se destaca claramente el denominado proceso Vapex. El método fue desarrollado originalmente en Canadá a comienzos de los 90 y en el año 2000 comenzó en la región de Athabasca el primer piloto en el mundo basado en este proceso. El ambicioso piloto contempla dos pares de pozos horizontales y cuatro pozos de observación.

Las publicaciones presentan resultados de simulaciones experimentales en modelos de distinta complejidad, modelos numéricos y simuladores de reservorio. Muchos de los resultados ensayos experimentales fueron luego escalados por los autores a condiciones de reservorio

En la mayoría de los casos el solvente empleado fue butano o propano, aunque aparecen algunos experimentos que emplearon mezclas de propano-butano y pequeñas cantidades de gases no condensables.

A la luz de los resultados obtenidos en los modelos mencionados puede decirse que el proceso presenta resultados promisorios. Sus potenciales efectos adversos, como la deposición de asfaltenos en reservorio no causaron problemas de magnitud en laboratorio.

En función de la información disponible a la fecha, el proceso, aparece en principio como atractivo tanto desde el punto de vista económico como desde el punto de vista ambiental tanto para el Upstream como para el Downstream.

Para el Upstream, a diferencia de los métodos tradicionales de recuperación de crudos pesados basados en la inyección de vapor, el proceso Vapex no consume agua, requeriría menos energía y menores instalaciones, no genera gases contaminantes y gran parte del solvente puede ser reciclado y recuperado. El crudo obtenido sería de acuerdo a algunos investigadores 2 U\$S / barril mas valioso. Adicionalmente, los reservorios depletados podrían emplearse para disponer CO₂.

Para el Downstream el proceso reduciría la densidad y viscosidad del crudo producido, reduciendo los costos de transporte por cañerías y el uso de diluyentes. Asimismo, produciría la reducción del contenido de metales pesados y azufre. En la refinería el petróleo mejorado requeriría menos hidrógeno en su tratamiento, lo que reduciría las emisiones de CO₂. Los menores contenidos de metales reducirían la desactivación catalítica. El carbon Conradson (tendencia a la formación de carbón) se reduciría significativamente, lo que implica menor producción de coque.

Por otra parte, el asfalto producido en las unidades de vacío cuya carga sea crudo producido por Vapex generará una baja calidad de asfalto. Los ensayos conducidos en unidades MAT muestran que, a igual conversión, el gasoil obtenido a partir de un crudo deasfaltado y que a su vez se carga a FCC, genera mayor porcentaje de nafta, diesel y LPG que un crudo no sometido al proceso.

En el proceso VAPEX (Vapour Extraction) para recuperación de crudos pesados y extra pesados, un solvente condensable (propano, butano, CO₂ o una mezcla de solventes, conteniendo ambos gases condensables y no condensables, son inyectados en el reservorio por un inyector horizontal y el petróleo desplazado es drenado por un productor horizontal colocado debajo del pozo inyector (Fig. 4 ; 5). Una de las ventajas del proceso VAPEX es el potencial para mejorar las propiedades del crudo producido denominada upgrading in situ o mejora en fondo de pozo. Esta mejora se obtiene por el proceso de desasfaltado que provocan los solventes. Siendo unos más apropiados que otros dependiendo del crudo, composición del solvente, condiciones operativas y condiciones de presión y temperatura.

Si embargo no todos los estudios experimentales realizados en modelos físicos con el proceso VAPEX, indican que el crudo mejora sus propiedades. En algunas ocasiones la inyección de solvente es utilizada como una técnica de Recuperación Terciaria y en otras se pueden dar incremento de recuperación y upgrading del crudo.

Este trabajo presenta los resultados de un estudio de laboratorio para investigar la factibilidad de aplicar el proceso VAPEX en un reservorio de crudo pesado de Argentina y otro de Venezuela pertenecientes a Repsol YPF. Se realizaron también una simulación de experimentos y un modesto escalado a pozo. Las referencias bibliográficas contienen la información relevada.

Objetivos

El objetivo principal del proyecto fue “Desarrollar o adaptar una tecnología de upgrading in situ que permita producir en forma rentable y ambientalmente amigable yacimientos de crudos pesados (10-20 °API), mejorando a la vez las propiedades de dichos crudos de forma de incrementar su valor.

Se consideraron como objetivos secundarios importantes

- Proporcionar desde la Unidad de Tecnología información a Repsol YPF sobre el área de innovaciones de la producción de crudos pesados.
- Generar conocimiento propio y adquirir experiencia que le permita a Repsol YPF estar preparada para su eventual participación en negocios de extracción de crudos pesados y extrapesados.
- Disponer de alternativas no convencionales de incremento de reservas y mejora de la recuperación en campos de crudos pesados dado que los procesos de upgrading en fondo combinan métodos EOR y mejoramiento.

Los objetivos del estudio experimental son:

- Seleccionar el solvente o mezclas de solventes (CO₂, propano, mezclas, condensando de planta) y composición de estos para alcanzar upgrading del crudo bajo condiciones de presión y temperatura de reservorio. De ser posible que los solventes provengas de fuentes cercanas al yacimiento.
- Determinar la óptima relación solvente/crudo para remover asfaltenos.
- Estimar el grado de upgrading, recuperación y caudales de producción durante el proceso de extracción por solventes.

Características de los crudos

Para cumplir con el objetivo del estudio los crudos se eligieron en función de su gravedad API, contenido de asfaltenos y de azufre.

Al momento de iniciar el estudio, se seleccionaron dos reservorios típicos de crudos pesados que se explotan en la empresa a la fecha de inicio de este estudio (año 2001), uno de Argentina y otro de Venezuela. Actualmente están en producción por primaria (producción fría) y en ambos se realizan y realizaron pilotos de inyección cíclica de vapor.

Los procesos de upgrading por solventes se estudiaron vía experimental para analizar procesos que en el futuro contribuyan a hacer el desarrollo comercial de los campos de crudos pesados y que pueda resultar más económica y eficiente su explotación.

El crudo de Venezuela, tiene : °API : 11.3, asfaltenos: 14.1 %p/p ; azufre :3.20 % p/p ; Metales : Ni : 87 ppm ; V: 585 ppm ; Fe: 5.18
Temperatura de reservorio: 52°C
Presión de reservorio: 28 kg/cm²

El crudo de Argentina, tiene : °API : 11.6, asfaltenos: 14.3 % p/p ; azufre: 2.53 % p/p ; Metales : Ni: 54.8 ppm ; V: 187 ppm ; Fe: 41.3 ppm
Temperatura de reservorio: 56 °C
Presión de reservorio: 96 kg/cm²
Ambos yacimientos tienen a la fecha importante cantidad de reservas por recuperar .

Procedimiento y Resultados Experimentales

Materiales

Las muestras de crudo se sometieron primero a un proceso de extracción de agua por debajo del 1%, mediante centrifugación a 10000 rpm y 80°C. El modelo físico fue preparado con roca representativa de los reservorios y con arenisca de Berea. La roca se sometió a un proceso de disgregación, tamizado entre 350 y 500 micrones.

Para realizar el ensayo de reducción de permeabilidad (daño de formación) del medio poroso se emplearon testigos corona de los yacimientos.

Como solventes se seleccionaron: dióxido de carbono, propano y LPG gas (aproximadamente conteniendo 44% C3; 25% C4 y 31% C5⁺).

Selección de Solventes por Ensayo de Depositación dinámica de asfaltenos

Durante el ensayo el petróleo y el solvente elegido son mezclados utilizando bombas de alta presión, la coinyección de los dos componentes pasa a través de un mezclador estático, luego la mezcla resultante atraviesa un espectrofotómetro, una celda micro-visual y un viscosímetro capilar. El caudal de circulación permanece en 1000 µl/min, con cambios en etapas de 50 µl/min cada 6 minutos.

La Fig.6, muestra un esquema del equipo utilizado para la detección del on-set de floculación y depositación de asfaltenos.

Se determina la concentración umbral de solvente para iniciar la precipitación de asfaltenos. El proceso se inicia con la precipitación, floculación y depositación de asfaltenos.

La mezcla conteniendo concentración incremental de solvente pasa a través de una celda microvisual para la detección de partículas de asfaltenos (Fig.7)

La concentración umbral de solvente para varias etapas durante el proceso de depositación de asfaltenos se determina mediante el procesamiento de imágenes.

En ambos crudos la mezcla condensado + CO₂ resultó ser la más adecuada considerando como premisas la reducción de solvente en la mezcla total y la mayor extracción de asfaltenos del crudo. Las tablas 2 y 3 muestran los resultados obtenidos. (Ver gráficos del proceso en Figuras 8 y 9).

La extracción de asfaltenos trae asociada reducción de viscosidad, azufre, asfaltenos, metales y mejora en la gravedad API.

Conclusiones Ensayo de Depositación Dinámica de Asfaltenos

- CO₂ no es efectivo.
- El condensado solo es efectivo pero costoso.
- La mezcla de CO₂ + condensado resultó ser satisfactoria en cuanto a reducción de asfaltenos, costos y ambientalmente amigable. Puede utilizarse el dióxido de carbono de un yacimiento vecino.
- La mezcla ha sido más efectiva en reducir asfaltenos con el crudo de Argentina comparada con el crudo de Venezuela.
- Las experiencias en modelos físicos se continuaron con la mezcla.

Ensayo de Filtración del Crudo con la mezcla seleccionada CO₂/condensado

Para cuantificar el monto de asfaltenos depositados por la adición de solvente a las muestras de crudo, un determinado volumen de mezcla se pasa a través de un sistema de filtración que consiste en una columna tipo sandpack y un sistema de filtros en línea.

El tubo del sandpack es de acero inoxidable con diámetro externo de $\frac{3}{4}$ de pulgada y el medio poroso tiene la permeabilidad de 1 Darcy. El volumen poral es de 9 ml. Este se instala antes del sistema de filtros para retener las partículas de asfaltenos depositados y para prevenir el prematuro taponamiento de los filtros de membrana. Los elementos filtrantes son de 2 y 7 micrones.

El filtro de 2 micrones es utilizado para retener pequeñas partículas que no son retenidas en el sandpack. Si hay evidencias de la retención de asfaltenos en dos micrones se coloca en funcionamiento el filtro de 7 micrones. El efluente de salida de filtros se direcciona a la celda visual para detectar si hay partículas sólidas presentes.

La relación solvente/hidrocarburo utilizada en estas experiencias fue la seleccionada de los ensayos de depositación dinámica de asfaltenos. Durante el experimento 100 ml de mezcla se inyectaron a 1ml/min.

Se monitoreo la caída de presión en el sandpack y en el sistema de filtración.

Las Tablas 4 y 5 muestran los resultados en reducción de asfaltenos. Más efectiva reducción se alcanzó con el crudo de Argentina.

Estas experiencias luego se complementaron con ensayos de daño de formación para investigar si la depositación de asfaltenos produce reducción de permeabilidad. Los resultados han sido satisfactorios para las permeabilidades en los testigos corona ensayados.

Propiedades del Modelo Físico y Producción de petróleo

El modelo físico tiene las siguientes dimensiones: 395 x 381 x 50.8 mm.

Se saturó con agua salada y petróleo.

Para el modelo 1 (crudo argentino) la porosidad (Φ) quedó en 43% y la permeabilidad (K) en 1.8 D, Saturación de Agua Inicial (S_{wi}) en 15%

Para el modelo 2 (crudo Venezuela) la porosidad (Φ) quedó en 39.8% y la permeabilidad absoluta al agua (K_a) en 0.9 D, Saturación de Agua Inicial (S_{wi}) en 2.7%.

En el modelo físico (Fig. 10) que fue mantenido a presión y temperatura de reservorio, se inyectó para cada crudo la mezcla seleccionada durante 72 días.

Las muestras de crudo producido inicialmente tienen condensado disuelto, durante 3 meses se fue registrando la pérdida de peso. La densidad del crudo, contenido de asfaltenos, metales, azufre y viscosidad se midieron luego que el solvente fue evaporado al final de período de tres meses.

Las tablas 6 y 7 y las Figuras 11, 12, 13 muestran los resultados para el crudo argentino. En la zona más eficientemente barrida, la saturación de petróleo es inferior al 5%.

La tabla 8 y las Figuras 14 y 15 para el crudo de Venezuela.

Resultados Comparativos

Las Figuras 16 y 17 muestran los resultados comparativos correspondientes a densidad y contenido de asfaltenos en el petróleo producido. El proceso resultó más eficiente para el crudo de Argentina.

Por tal motivo la simulación de experimentos y preliminar escalado a campo se realizó con el petróleo que obtuvo mayor mejora en sus propiedades.

Sin embargo la recuperación la recuperación del petróleo en el modelo físico ha sido del 70% del OOIP para el crudo de Venezuela.

Simulación de Experimentos

El objetivo ha sido simular los experimentos de laboratorio con el fin de obtener un modelo del fenómeno de depositación de asfaleno y poder realizar posteriormente el escalamiento al campo.

Los datos disponibles son los siguientes:

- Pruebas de depositación de asfalteno con diferentes solventes.
- Prueba en celda bidimensional con la mezcla óptima obtenida en los experimentos anteriores.
- Composición PVT del petróleo y del solvente a utilizar.
- Datos del yacimiento

Los resultados más relevantes de la simulación se muestran en las figuras 18 ; 19 y 20.

Para la simulación de la inyección cíclica se utilizaron los componentes:

- CO2
- G1: etano y propano
- G2: butanos, pentanos y hexano
- G3: C7+
-

	VAPEX_ALT	VAPEX_ALTQ1	VAPEX_ALTQ2	VAPEX_ALTQ3
CO2	1166.5	777.7	388.8	194.4
Ksm3				
Mezcla	5860	3902	1953	972
m3				

- Se logró modelar los experimentos de laboratorio de una manera sencilla y compatible con los simuladores numéricos de reservorio.
- Se simuló el comportamiento del proceso VAPEX a nivel de yacimiento.
- La simulación del proceso VAPEX indica que se puede obtener un mejoramiento del crudo, al aumentar la gravedad API en varios grados.
- Si bien este mejoramiento del crudo está acompañado en su etapa inicial con un aumento del caudal de petróleo producido, no se ve un aumento significativo de la cantidad de petróleo producida por el sistema VAPEX convencional.
- Las simulaciones indican que el proceso VAPEX alternado luce viable, tanto desde el punto de vista técnico como probablemente económico.
- Este proceso es asimismo, mas sencillo de implementar que el proceso VAPEX convencional y acarrea menos inversiones de capital y menores costos de operación, ya que se pudieran utilizar pozos verticales actualmente perforados y en producción.
- Se realizaron variantes al proceso inicial para analizar una posible aplicación como método de recuperación que puede no involucrar upgrading.
- Esta simulación básica necesita de mayor ajuste.

Conclusiones

1. Los diversos métodos basados en solventes a pesar de no ser aun comerciales y requerir de obtención de parámetros de laboratorios más representativos y de un ajuste de los simuladores son los más adelantados. Se los considera como candidatos para posible implementación a escala de campo en el corto plazo.
2. El proceso de inyección cíclica podría ser una alternativa en reservorios heterogéneos.
3. Los métodos de upgrading en fondo de pozo tienen algunas ventajas respecto de los procesos de superficie, algunos son: menor impacto ambiental, reducción de gases de efecto invernadero, reducción de costos de transporte. Costos de refinación, contaminación por

emisiones de gases de efecto invernadero también puede ser reducidas significativamente. Parte del CO₂ puede quedar secuestrada en el reservorio.

4. Por tratarse de un proceso no térmico no se requiere calentamiento del reservorio, no se producen emisiones como en los procesos de generación de vapor ni tampoco se consume agua.
5. Las experiencias indican que se logro el upgrading en fondo (mejora in situ) de los crudos. La extracción de asfaltenos induce mejora en la gravedad API, reducción de viscosidad, metales, azufre.
6. Con los dos crudos se obtuvo recuperación adicional de petróleo, por lo que resulta un proceso combinado de EOR y upgrading.
7. El solvente puede ser reciclado. La utilización de dióxido de carbono es importante para reducir costos de solvente.

Recomendaciones

Profundizar en la búsqueda y actualización tecnológica de procesos que se puedan adaptar a cada tipo de reservorio, crudos pesados y extrapesados y a la economía del campo.

Agradecimientos

Los autores agradecen a REPSOL YPF y a la DIRECCION DE TECNOLOGÍA por el permiso para publicar este artículo, y muy especialmente, extienden sus agradecimientos Dave Shaw y Anibal Porro de Hycal Energy Laboratorios de Calgary- Canada.

Los autores desean expresar su agradecimiento al Grupo de Reservorios y Producción de Repsol YPF por su aporte en la provisión de datos y muestras de fluidos .

Especial agradecimiento a los ingenieros para los Ingenieros Delia Diaz y Luis Strappa.

A Norberto Damia, Jorge Lázaro, Osvaldo Pagani, Jorge Perdomo ,Graciela Rojas , Oscar Cerrone y Fabián Sein, por implementar ensayos de caracterización de crudos en el CTA.

A Peter Colonos de Vista Energy por su importante aporte en la simulación de experimentos.

Referencias Bibliográficas

1-Cavallaro, A , Galliano , G. “Proyecto de Desarrollo en Tecnologías de Upgrading de crudos pesados (UP 42)”. Centro de Tecnología Argentina-Repsol YPF (2002-2005)- Informe Interno.

2-Ah-You, K. et al (1,2000), “Biotechnology and Cleaner Products in Canada”, *Life Science Branch of Industry Canada*, 2000.

3-Alberta Energy Research Institute, (1, 2004). Annual Report, 2004.

4-Baylor, B. A, et al (1, 1990), “Improved Calculation of Oil Production Response to Electrical Resistance Heating (ERH)”, *SPE Paper Number 20482*, 1990.

5-Belgrave, J.D.M. et al (1, 1994), “Gas Evolution from the Aquathermolysis of Heavy Oil”, *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 1994, Vol. 72.

6-Brons, G. et al (1, 1994), “ Bitumen and Chemical Changes During Aquathermolytic Treatment of Cold Lake Tar Sands”, *Fuel*, 1994, Vol. 73, No. 8.

7-Bryant, R.S., (1, 1987), “Potential Uses of Micro-organisms in Petroleum Recovery Technology”, *Proceeding of the Oklahoma Academy of Science*, Vol 67, 1987.

8-Bulter, R.M. et al (1, 1991), “A New Process (VAPEX) for Recovering Heavy Oils using Hot Water and Hydrocarbon Vapor”. *JCPT*, Vol. 30, No. 1, Jan – Feb 1991.

9-Bulter, R.M. et al (1, 1993), “Recovery of Heavy Oils Using Vaporized Hydrocarbon Solvents: Further Development of the Vapex Process”. *JCPT*, Vol. 32, No. 8, June 1993.

10-Bulter, R.M. et al (1, 1995), “The Solvent Requirements for Vapex Recovery”. *SPE Paper No. 30293*. 1995.

11-Bulter, R.M. et al (1, 1998), “Closed-Loop Propane Extraction Method for the Recovery of Heavy Oils and Bitumens Underlain by Aquifers: the VAPEX Process”. *CJPT*, Vol. 37, No. 4, April 1998.

12-Bulter, R.M. et al (1, 1989), “Solvent Analog Model of Steam-assisted Gravity Drainage”, *AOSTRA Journal of Research*, Vol. 3, 1989.

13-Castainier, L.M. et al (1, 2003), Upgrading of Crude Oil Via In Situ Combustion”, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 39 2003, 124-136.

14-Clark, P.D. et al (1, 1990), “Studies on the Effects of Metal Species on Oil Sands Undergoing Steam Treatment”, *AOSTRA J. of Research*, 1990, Vol. 6, No. 1.

15-Das, S.K. (1, 1998), “Vapex: An Efficient Process for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen”. *SPE Journal*, September 1998.

16-Das, S.K. et al (1, 1994), “Effect of Asphalt Deposition on the Vapex Process: A Preliminary Investigation Using a Hele-Shaw Cell”, *JCPT*, Volume 33, No, 6. June 1994.

17-de Bruijn, T. J. W. et al (1, 1994), “Upgrading Oil Emulsions with Carbon Monoxide or Synthesis Gas”. *Canadian Patent Appl. 2,103,508*, 1994.

18-Gipson, L.J. et al (1, 2002), “Hamaca Heavy Oil Project – Lessons Learned and an Evolving Strategy”, *SPE paper 78990*, 2002.

19-Glandt, C.A. et al (1, 1991), “Numerical Simulation of the Peace River Recovery Processes”, *SPE Paper Number 22645*, 1991.

20-Jayasekera, A.J. (1, 2000), “The Development of Heavy Oil Fields in the United Kingdom Continental Shelf: Past, Present, and Future”. *SPE Res Eval & Eng*, 3, (5), October 2000.

21-ooint Industry Vapex Proposal (1, 2002), “Vapex IV Engineering and Economics

for Heavy Oil Pilots in Saskatchewan and Alberta” 2002.

22-Khelifa, T. et al (1,2003), “Evaluation of CO Based Vapex Process for the Recovery of Bitumen from Tar Sand Reservoirs”, *SPE Paper Number 84868*, 2003.

23-Kuhlman, M. (1, 2000), “The Benefits of In Situ Upgrading Reactions to the Integrated Operations of the Orinoco Heavy-Oil Fields and Downstream Facilities”, *SPE Paper number 62560*, 2000.

24-Lunhning, R.W. et al (1,1999), “Full Scale Vapex Process – Climate Change Advantage and Economic Consequences”, *Pet. Soc. Paper No. 99-24*, 1999.

25-Yazdani ,A. and Maini, B.. (2005), “Effect of Drainage Height and Grain Size on Production Rates in the Vapex Process: Experimental Study”, *SPE 89409*, 2005.

26-Singhal, A ; Singh, L. and Sim, S. (2006), “Screening Criteria for Carbon Dioxide Huff and Puff Operations” , *SPE 100044*, 2006.

27-Tony Kovsky, (2006) “Heavy Oil Overview”, JPT, April 2006.

28-Zhang; Sayegh; Huang and Dong .(2006)“Laboratory Investigation of Enhanced Light-Oil Recovery by CO₂/ Flue Gas Huff and Puff Process”, *Journal of Canadian Petroleum Technology*, February 2006.

29-Yeung, K. (2005) “In Situ Recovery and SAGD” , tutorial CIPC 2005-01 , June 2006

30-Fernandez Righi, E.; Galliano,G. ; Cavallaro,A., Savoy, Elysabet .(2002) “Selección de Métodos de Recuperación Mejorada en yacimiento Llançanelo”, *Informe CTA, Dirección de Tecnología*, Mayo 2002.

31-Cavallaro, A., Galliano, G., Moore, R., Mehta, M., Ursenbach, M., Salewski, E., Pereira, P. (2005) “In Situ Upgrading of Llançanelo Heavy Oil Using In Situ Combustion and a Downhole Catalyst Bed”, CIPC paper 2005-212, Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Canada, June 2005.

32-Cavallaro, A., Galliano,G., Sim, S., Singhal, A., Fisher, D.(2005) “Laboratory Investigation of an Innovative Solvent Based Enhanced Recovery and In Situ Upgrading Technique” CIPC paper 2005-016, Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Canada, June 2005.

33-Cavallaro, A., Galliano, G.,“Aprovechamiento del CO₂ del Yacimiento Cerro Fortunoso”, *Informe CTA-Dirección de Tecnología*, 2002.

Tabla 1: Clasificación de petróleos pesados según UNITAR

Clasificación UNITAR (1982)	Densidad a 15°C	Gravedad API
Extra heavy (extra pesado)	> 0.975	< 10
Heavy (pesado)	0.95 a 0.975	10 a 15
Less heavy (menos pesado)	0.925 a 0.950	15 a 20
Intermediate (intermedio)	0.90 a 0.925	20 a 25
Conventional (convencional)	< 0.90	> 25

Tabla 2: Fracción de solventes para onset de depositación –Crudo Argentina

Solvente	Onset-Precipitación	Onset-Depositación
Propano	50% vol (88% mol)	65% vol (93.2% mol)
CO ₂ Fase líquida presente CO ₂	5% vol (18% mol)	30% vol (65% mol)
Condensado		80% vol (96.2% mol)
Condensado (55% mol) + CO ₂ (45% mol)		65% vol (94.4 % mol) mezcla condensado 52% mol

Tabla 3: Fracción de solventes para onset de depositación –Crudo Venezuela

Solvente	Onset-Precipitación	Onset-Depositación
Propano	45% vol (80% mol)	60% vol (87% mol)
CO ₂	insignificante	65% vol (90% mol)
Condensado Limitada Solubilidad		80% vol (96.2% mol)
Condensado con 15% mol de CO ₂ Mezcla 85% mol cond		55% vol (85 % mol) mezcla Condensado 76.5% mol

Tabla 4: Ensayo de Filtración -Crudo Argentina

Blanco (pre-test)	CO ₂ (post test)	CO ₂ + condensado (post test)
15.4 % p/p	14.5% p/p	1.8% p/p

Tabla 5: Ensayo de Filtración-Crudo Venezuela

Blanco (pre-test)	CO2 (post test)	CO2 + condensado (post test)
14.1 % p/p	5.8% p/p	6.6% p/p

Tabla 6: Propiedades del petróleo producido en el modelo físico-Crudo Argentina

Sample #	Fe	Ni	Na	V	API	Asp (wt%)	S(wt%)	Weight loss During storage (wt%)
Pre-test oil	10.07	64.3	161	216	12.4	16.3	2.81	
Deasphaltered Oil	3.6	28.6	10	91.2	13.7		2.52	
2	64	64	23	202	12.3	11.7	2.75	2.76
4					12.2	12.6		2.55
6	22.4	54.9	16	170	13.0	12.9		3.77
8	16.4	54.4	16	168	13.1	11.8		4.08
14	8.69	46.8	12	145	12.8	13.9	2.62	5.16
19					14.5	13.2		6.28
20	13	69.7	18	189	13.5	14.1	2.67	6.75
21					14.7	12.8		6.10
22	9.5	63.5	14	170	14.4	10.7		6.55
23					15.3	10.5		9.84
24	5.61	42.8	5	134	14.5	8.9		11.17
25					16.7	9.4		18.85
26	5.73	29.3	10	74.7	17.8	4.0		17.68
27					18.2	1.9		38.68
28	4.54	9.84	6	27.8	20.8	1.6		25.85
30	2.25	11.6	7	32.3	20.9	2.6	1.99	44.63
32*	1.89	8.28	5	22.4	22.9	1.6		29.23
34*	3.39	9.28	9.8	25.2		2.9		47.38
36*	5	3.93	5.7	8.28	18.3	0.6		48.28
*Oil samples collected during de-pressurization								
** Average value of three samples								

Tabla 7: Post test: resultados de extracción Dean Stark de arena-Crudo Argentina

Region	wt% of crudo	Wt% de agua	wt% de arena	wt% de asfaltenos en el residual de crudo
1,4,7	0.75	3.35	95.90	70
5,8	1.53	4.32	94.15	61
6,9	2.68	4.90	92.42	57
3	5.50	5.10	89.40	45
2	7.50	5.00	87.50	37

Tabla 8: Post test: resultados de extracción Dean Stark de arena-Crudo Venezuela

Region	wt% de crudo	Wt% de agua	wt% de arena	wt% de asfaltenos en el residual de crudo
1	0.7	1.3%	98.0	60.0
2	15.41	0.96	83.63	19.6
3	17.78	1.0	81.22	15.9

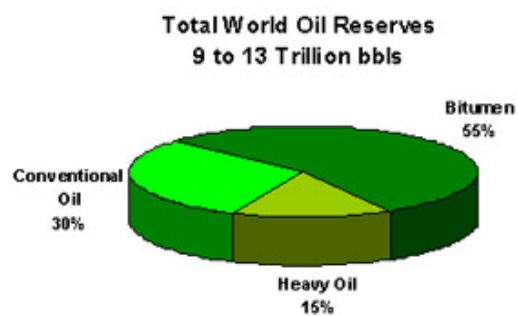


Fig. 1: Reservas mundiales de crudo

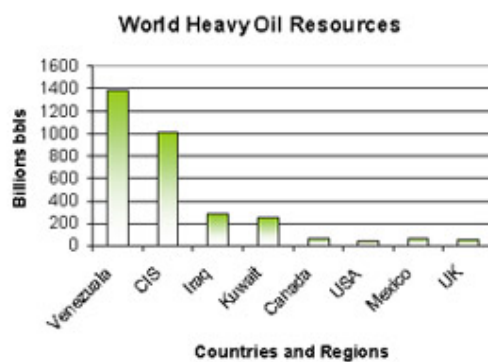


Fig. 2: Distribución de crudos pesados por país

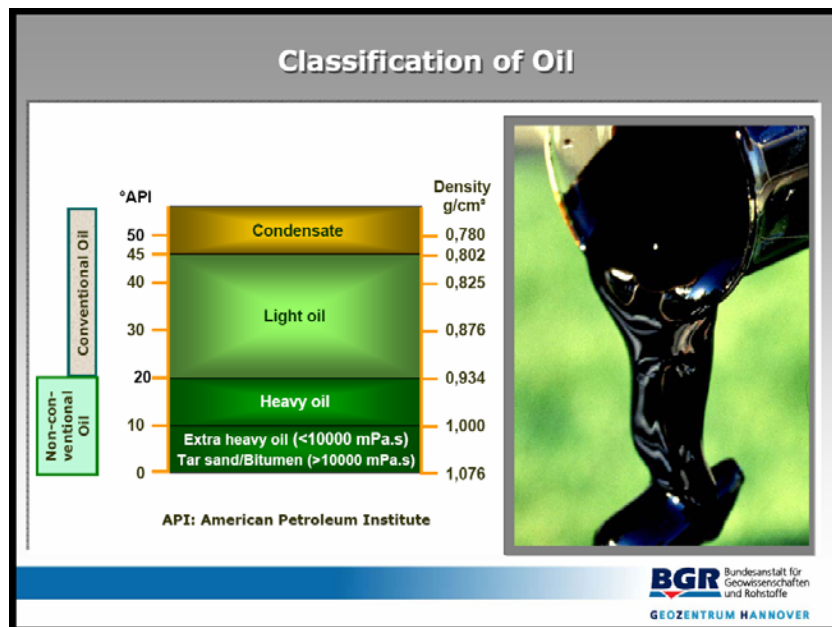


Fig. 3: Clasificación de Crudos

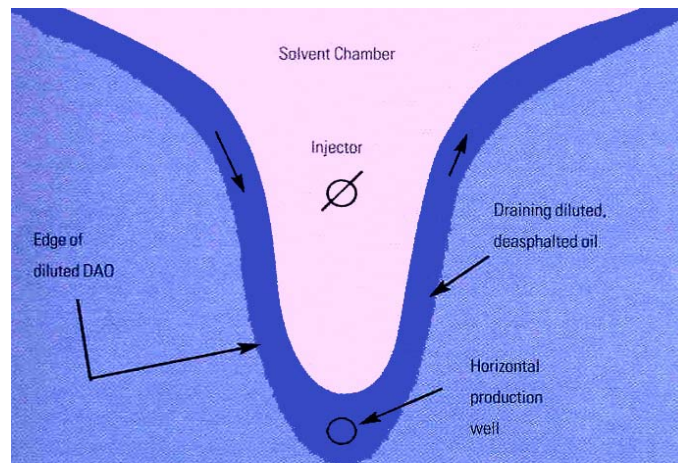


Fig. 4: Proceso Vapex

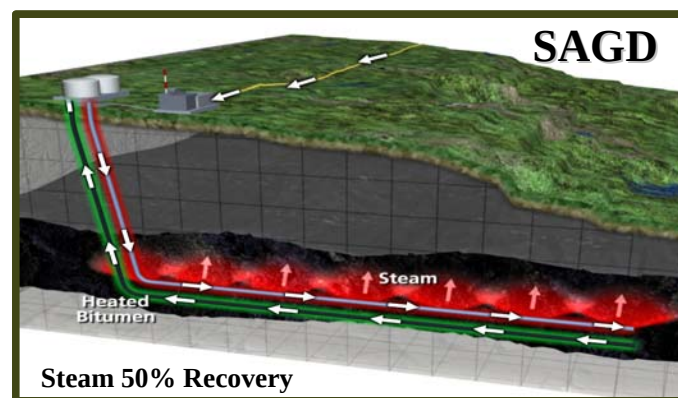
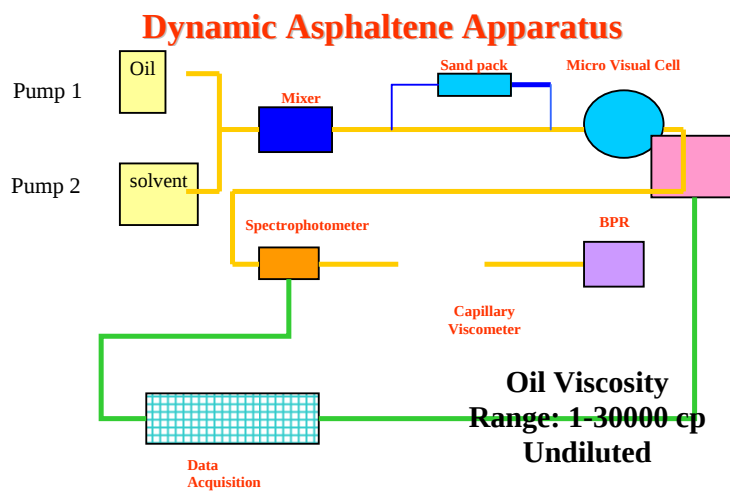
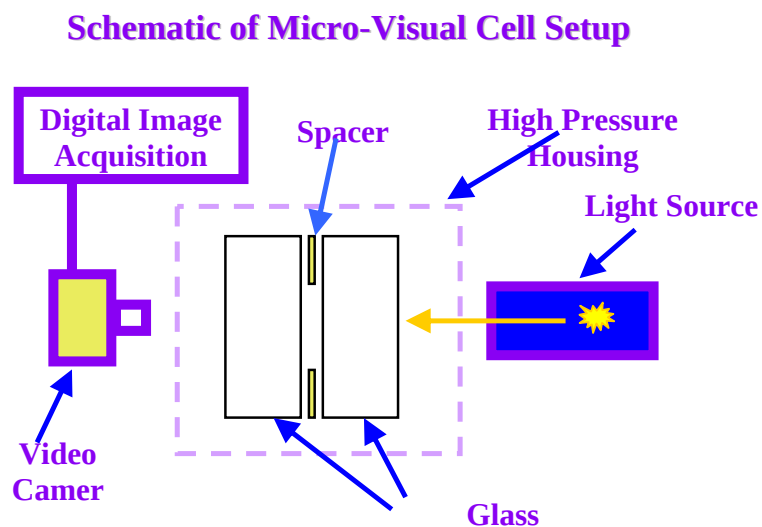


Fig. 5: Esquema SAGD y VAPEX



'2001' Alberta Research Council, All rights reserved.

Fig. 6: Esquema equipo de Aparato de Deposición dinámica de Asfaltenos



'2001' Alberta Research Council, All rights reserved.

Fig. 7: Esquema Celda Microvisual

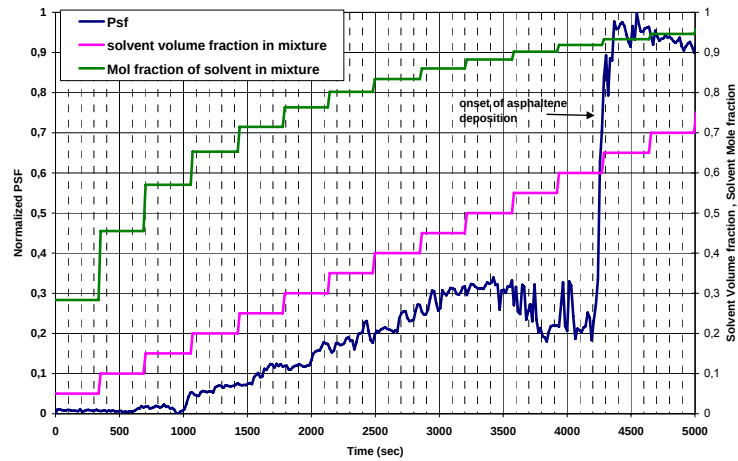


Fig. 8: Fracción de Volumen de Solvente y onset de deposición –Crudo Argentina

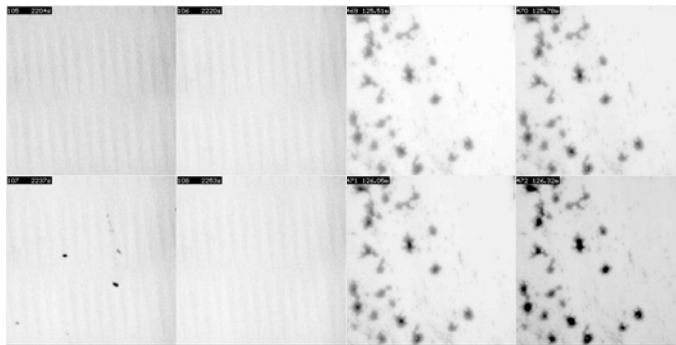


Fig. 9: Fotos tomadas durante el ensayo dinámico-Crudo Argentina

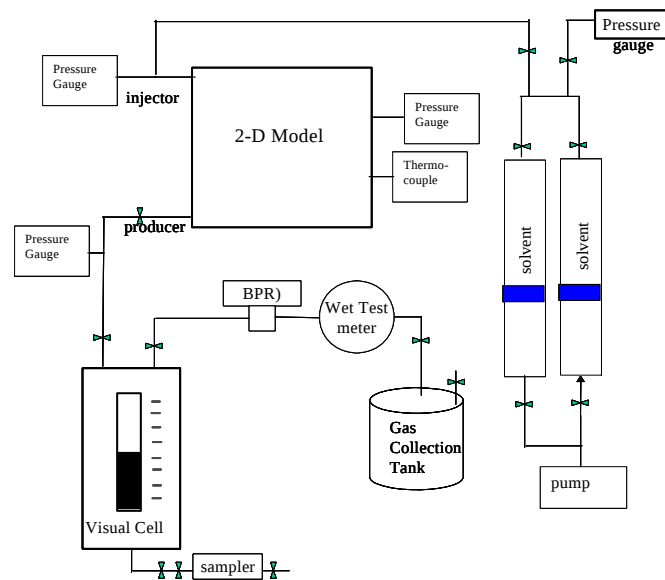


Fig. 10: Esquema del modelo físico

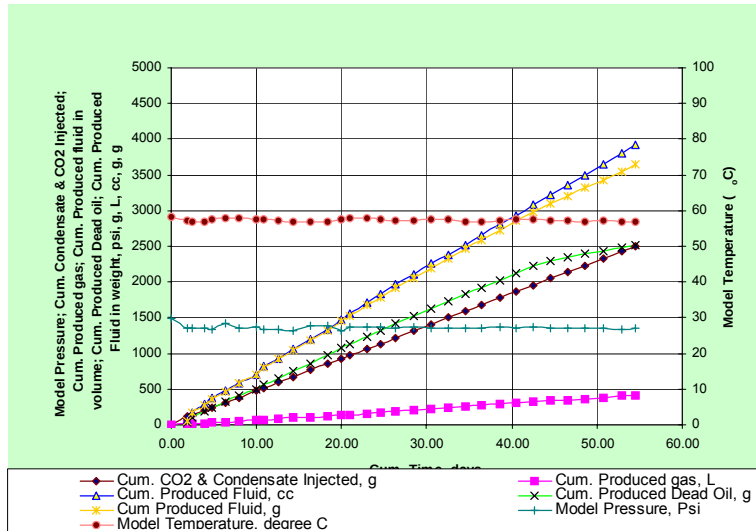


Fig. 11 : Historia de Producción crudo Argentina

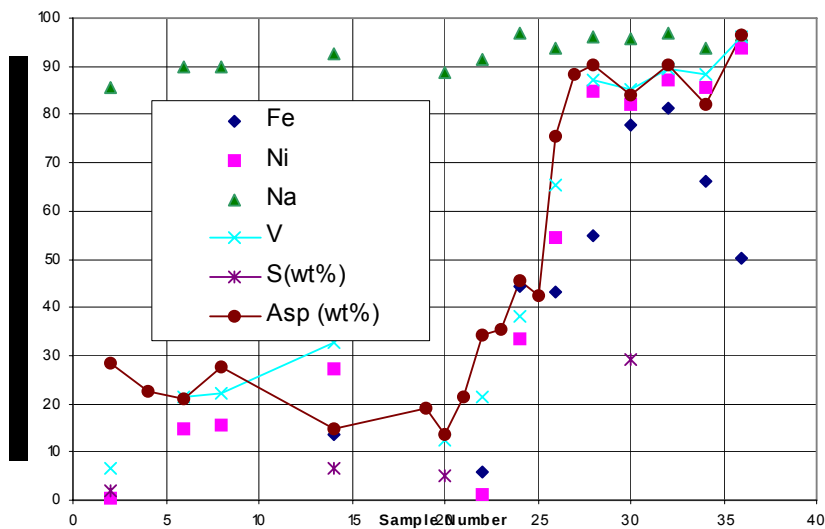


Fig. 12: Remoción de asfaltenos, azufre y metales-Crudo Argentina

Distribución de asfaltenos en el petróleo remanente en posttest-crudo arg.

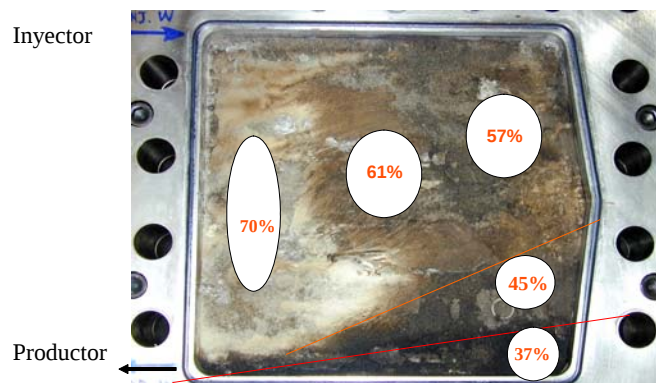


Fig.13: distribución de asfaltenos en el petróleo remanente -Crudo Argentina

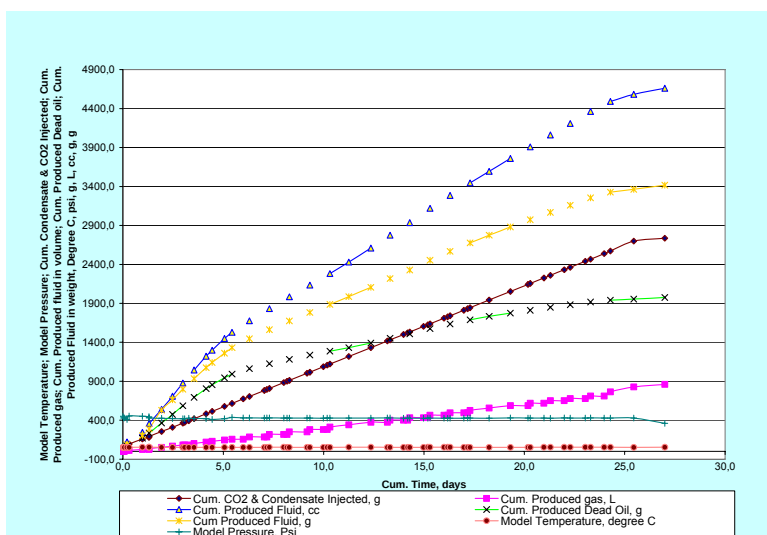


Fig. 14 : Historia de Producción crudo Venezuela

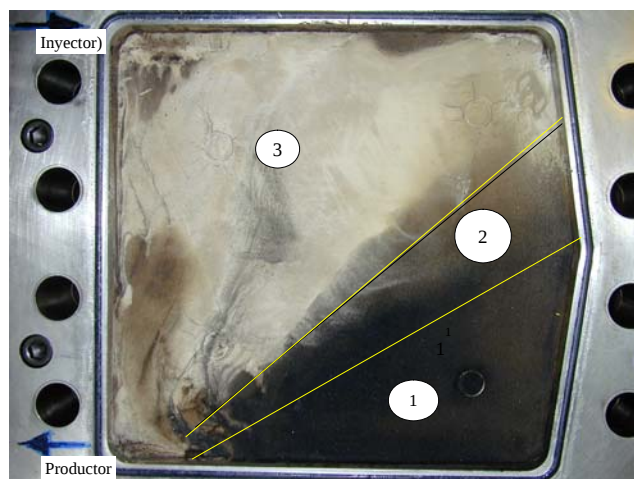


Fig.15: distribución de asfaltenos en el petróleo remanente -Crudo Argentina

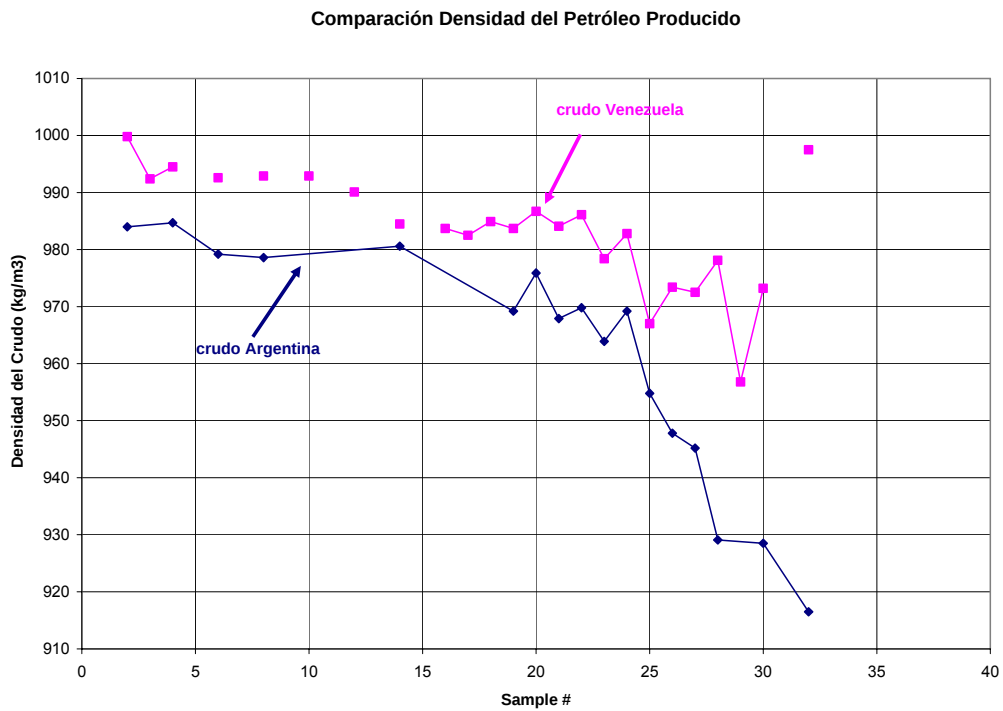


Fig. 16: Valores Comparativos de Densidad del petróleo producido

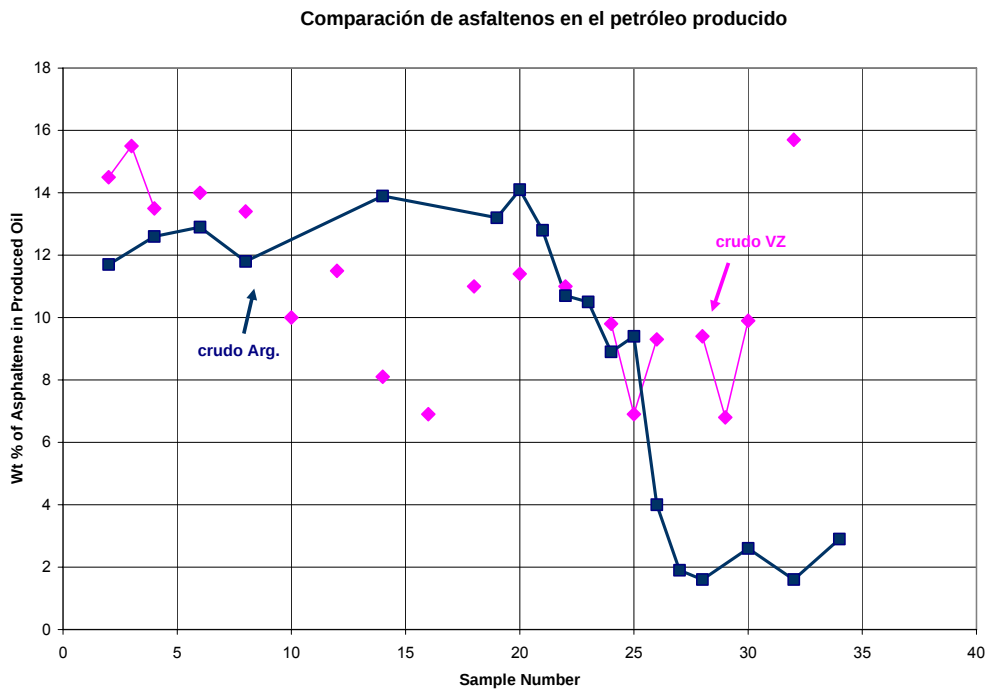


Fig. 17 : Comparación del Porcentaje de asfaltenos en el petróleo producido

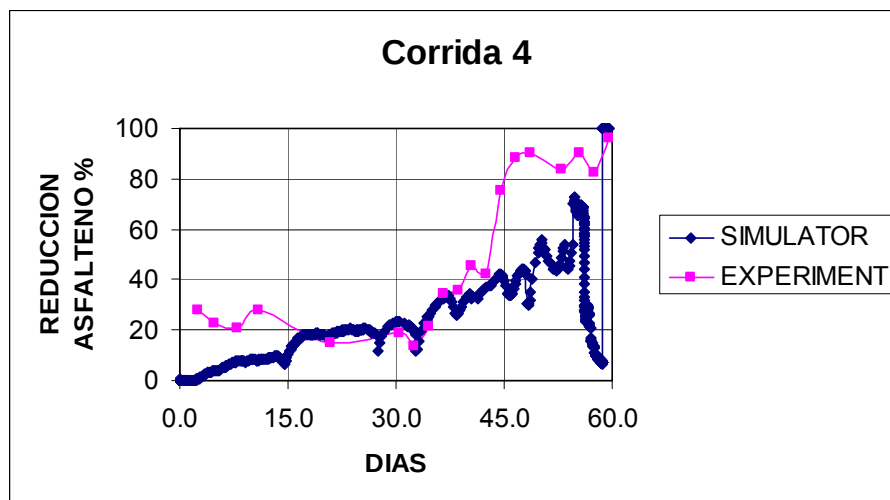


Fig. 18 : Resultados de la simulación de experimentos

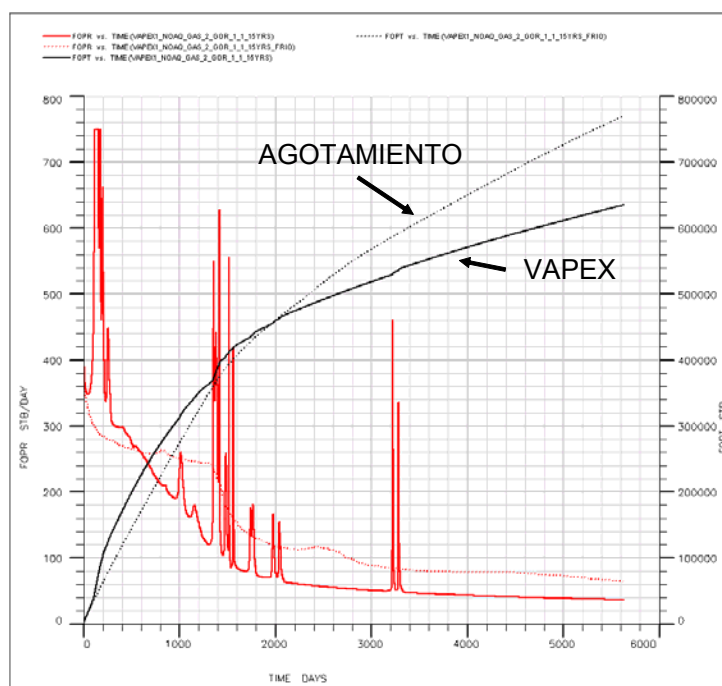


Fig. 19 : Comparación del proceso VAPEX con agotamiento natural

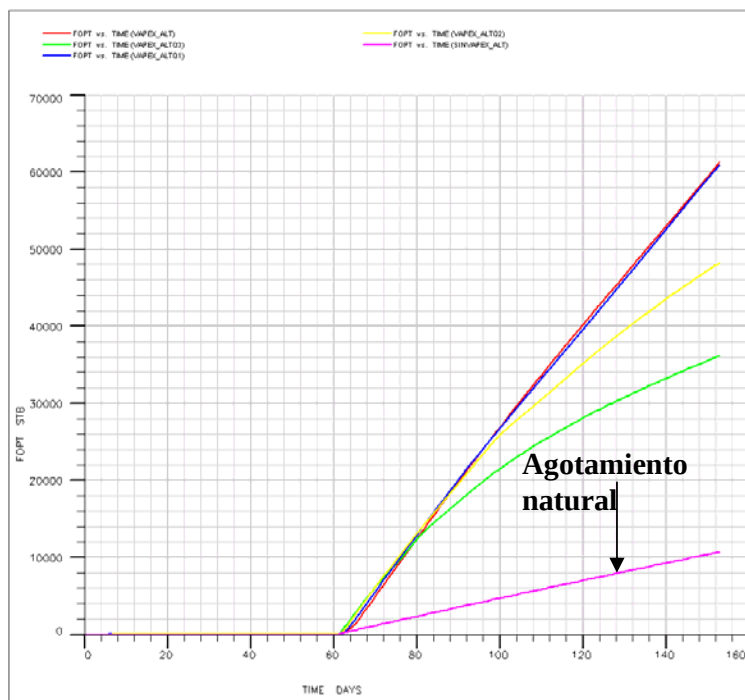


Fig. 20. Proceso cíclico y agotamiento natural en pozo vertical