

INTRODUCCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE RECUBRO PARA LA OBTENCIÓN DE HIDROCARBUROS BAJO LA INFLUENCIA DE ACUIFERO ACTIVO

Hermann Fuquen Consultor en Innovación Tecnológica (COLINNOVACION)

Abstract—El sector petrolero en Colombia ha sido uno de los más activos en cuanto a la generación de conocimiento para la recuperación de crudos especiales bajo condiciones difíciles de yacimientos. En el presente artículo examinamos dos técnicas de recubro basadas en la inyección de vapor en yacimientos que presentan acuífero activo con bajos espesores petrolíferos, el cual es una característica que se han encontrado en algunos yacimientos en Colombia y representan un reto para su aprovechamiento. Se realiza un repaso a los modelos de simulación utilizados para el estudio de yacimientos y se presenta una revisión del estado del arte donde se referencian otras experiencias alrededor del mundo con yacimientos de características similares.

Index Terms—Petróleo, Acuífero, Espesores Petrolíferos, Simulación numérica, Infill, Inyección de Vapor

1. INTRODUCCIÓN

Este artículo describe las técnicas más utilizadas en el mundo para el recubro de hidrocarburos bajo la influencia de acuíferos activos, realizando un repaso de las tecnologías de estimulación como la inyección cíclica de vapor o continua, evaluando la aplicación de pozos inter-espaciados (Infill).

Es importante resaltar que existen numerosos casos de aplicación de la inyección alternada de vapor alrededor del mundo, ya que esta es una tecnología madura para la explotación de crudos pesados. Ejemplos de estos casos se encuentran aplicados principalmente en Venezuela, USA, Canadá, Trinidad y Tobago, México y muchos otros países reportados (Albornoz, 2012). Sin embargo, muy pocos de los casos identificados en la literatura presentan características donde se presentan acuíferos y bajos espesores petrolíferos. Como se detalla posteriormente se lograron identificar algunos casos cercanos dentro de la literatura mundial. Casi sin excepción, todos los desarrollos relacionados mencionan el nivel de dificultad y experimentación que otros investigadores han aplicado al caso, mencionando que como no es recomendable el uso de estas técnicas bajo las características especiales del yacimiento, es necesaria la aplicación de adaptaciones tecnológicas con la combinación de distintos procedimientos y la definición de simulaciones avanzadas para viabilizar la producción de estos pozos.

Modelamiento matemático para el pronóstico del comportamiento de pozos

La modelación y simulación del comportamiento del pozo basado en los datos geológicos y físicos del yacimiento son vitales para maximizar la probabilidad de éxito en un proyecto de recuperación de hidrocarburos. Este permitirá determinar la factibilidad de operación y ejecución de un proyecto según los datos arrojados por los estudios preliminares. Los datos alimentan un modelo dinámico que parte de

la aproximación efectuada del modelo estático que contempla los modelos geológico, petrofísico, sedimentológico, definiendo así un conjunto de datos que representa el yacimiento. El modelo dinámico incluye las propiedades del fluido y yacimiento, así como las variables del modelo estático que incluye porosidad, permeabilidad distribución de propiedades por dónde van los canales internos del yacimiento entre otras variables identificadas anteriormente. Al modelo se le introducen los datos históricos que han producido el yacimiento y las características de los fluidos. Se realiza un ajuste histórico con el simulador basado en la producción pasada calibrando el modelo con estos datos, de esta manera se realizan las predicciones con la inyección de vapor (Cíclica o Inyección Continua) para determinar la conveniencia teórica de utilización de estos procesos de estimulación.

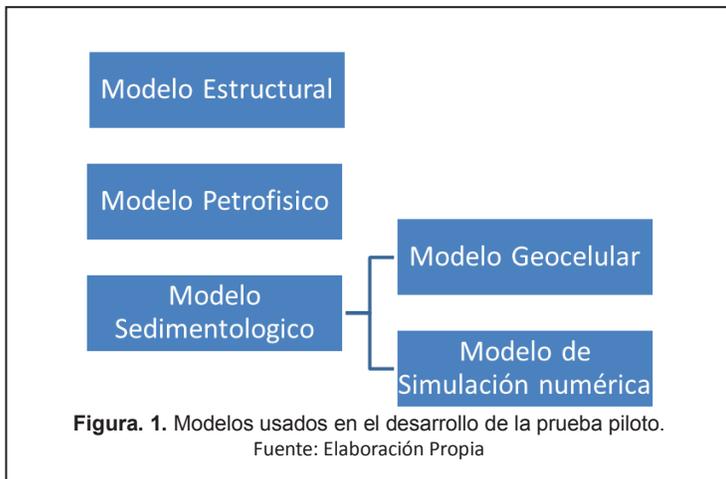
Por tanto, un nuevo modelo de simulación es necesario para verificar los parámetros de inyección como presión, caudal acumulado de vapor entre otros bajo las condiciones presentes en este caso. Este modelo será único y especialmente diseñado para este tipo de casos.

Detalles de los distintos modelos de simulación:

Se deben desarrollar distintos modelos, correspondientes al estudio de yacimientos en cuanto al planteamiento Geo-estadístico, Geológico y Geofísico, que permitan finalmente alimentar el simulador numérico dinámico. Los modelos recomendados a elaborar en un yacimiento con estas características se muestran a la Figura 1.

Se inicia con un modelo estructural que contiene la interpretación sísmica-geofísica relacionada con la estructura, condiciones físicas e historia evolutiva del subsuelo de interés. Se refiere a un modelo

experimental que usa para su estudio métodos cuantitativos físicos como la física de reflexión y refracción de ondas mecánicas, y una serie de métodos basados en la medida de la gravedad, de campos electromagnéticos, magnéticos o eléctricos y de fenómenos radiactivos.



Posteriormente viene el desarrollo del modelo petrofísico, el cual determina cuantitativamente las propiedades de la roca y los fluidos presentes en la misma, la petrofísica determina la relación existente entre los fluidos y su movimiento a través del medio poroso de la roca de un yacimiento determinado. De esta manera se obtienen las características del sub-suelo llegando a obtener un poblamiento de propiedades el cual es la base para el estudio geo-estadístico.

Finalmente, el modelo sedimentológico estudia los procesos de formación, transporte y deposición de material, que se acumula como sedimento en ambientes continentales y marinos y que normalmente forman rocas sedimentarias. Trata de interpretar y reconstruir los ambientes sedimentarios del pasado. Este modelo permite conocer de cerca las características del yacimiento en estudio. El modelo sedimentológico se encuentra estrechamente ligado a la estratigrafía, si bien su propósito es el de interpretar los procesos y ambientes de formación de las rocas sedimentarias y no el de describirlas.

Con la información obtenida de los modelos anteriormente descritos se crea el modelo Geo-celular que se alimenta de los modelos descritos anteriormente, los valores obtenidos de los modelos como son espesores, permeabilidades y porosidades y propiedades de flujo como:

- Presiones capilares
- Viscosidades
- Compresibilidad de Roca
- Compresibilidad de Fluido

- Presiones
- Temperatura

Toda esta información permite la creación de un Modelo Numérico Dinámico o Simulador Térmico, de donde se obtendrán los pronósticos de producción y se realizará un análisis de sensibilidad de variables en el simulador, probando variables como volúmenes de inyección de vapor, tiempo de remojo, entre otras.

2. ESTADO DEL ARTE DE LAS TECNOLOGÍAS

2.1 Inyección Alternada de Vapor (IAV)

La inyección alternada de vapor es un proceso de estimulación térmica que involucra la transferencia de calor alrededor del pozo, en su área de drenaje a través de inyecciones cíclicas de vapor. En la IAV el pozo actúa como inyector y productor. La intención del calentamiento con vapor es mejorar la movilidad del petróleo, a través de la disminución de su viscosidad durante la inyección y el periodo de remojo (Ali, 1982).

La Inyección Alternada de Vapor (IAV) es también conocida como Inyección Cíclica de Vapor (ICV) por sus siglas en español ó CSS por sus siglas en inglés – (*Cyclic Steam Stimulation*). En un sentido más amplio, la IAV es un proceso de estimulación de pozo que envuelve la transferencia de calor alrededor del pozo por inyecciones periódicas de vapor. En la IAV el pozo actúa como inyector y productor. La intención del calentamiento con vapor es mejorar la movilidad del petróleo durante la inyección y el periodo de remojo al reducir la viscosidad del petróleo. El recobro estimado por inyección cíclica está en un rango de 5-25% del petróleo original. La IAV involucra tres etapas (Ibid):

2.1.1 Etapa de inyección.

La primera etapa involucra la inyección, en la cual durante algunas semanas el vapor es inyectado. En esta etapa, típicamente se inyecta entre 5000 a 20000 bbl-agua equivalente de vapor. La tasa de inyección debe ser aquella que permita minimizar las pérdidas de calor a través de las paredes del pozo y lograr el máximo radio calentado y la máxima temperatura en la zona calentada (Marx, 1959).

2.1.2 Etapa de Remojo.

La segunda etapa consiste en el cierre del pozo por varios días, con el objetivo de transferir el calor proveniente del vapor hacia el yacimiento, de esta manera disminuye la temperatura del pozo y se evita la producción de vapor en la etapa de producción en caliente (Figura 2). El periodo de remojo se estima de acuerdo con la experiencia en campo, sin embargo los tiempos tipo de remojo están entre 3 a 7 días. Durante este periodo, se espera transferir la máxima cantidad de calor al yacimiento (Willhite G. P., 1963).

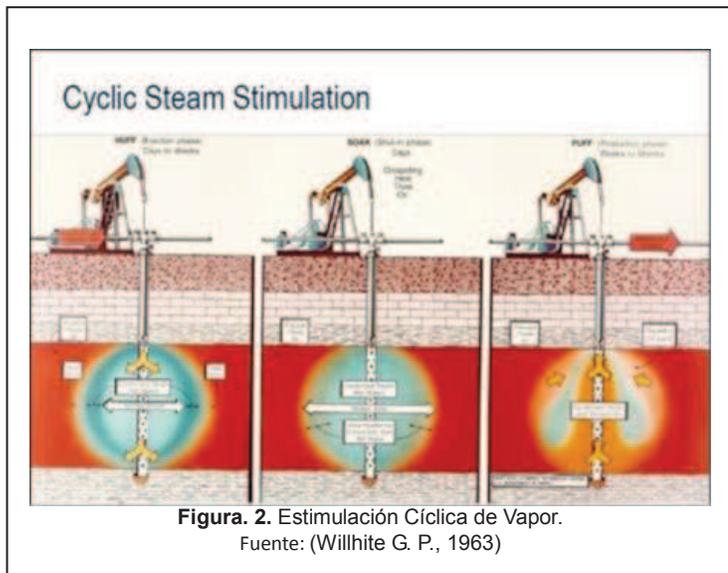


Figura. 2. Estimulación Cíclica de Vapor.
Fuente: (Willhite G. P., 1963)

espaciada, sea una buena alternativa para incrementar el factor de recobro de estos yacimientos debido a que en ésta, la inversión es menor y los costos operacionales son más razonables.

2.4 Revisión del Estado del Arte Mundial en publicaciones internacionales

A continuación se realiza una revisión de publicaciones académicas que pertenecen al estado del arte para la producción de petróleo bajo condiciones especiales de acuíferos y bajos espesores petrolíferos.

2.4.1 Proceso innovador de producción térmica para movilizar reservorios de crudo pesado con acuífero en el fondo

En el trabajo de Rodríguez & Darsha et.al (2003) se describe un esquema de producción térmica, denominado "Horizontal Alternate Steam Drive" (HASD), este proceso ha sido diseñado para mejorar la recuperación de crudos pesados móviles en presencia de acuíferos en el fondo, donde el agotamiento natural es ineficiente debido al fuerte corte de agua del acuífero. HASD es un patrón repetitivo usando profundidad equitativa para obtener petróleo de pozos horizontales que actúan alternativamente como productores e inyectores de vapor. El proceso principal consta de la inundación de vapor a través de pozos horizontales entre pozos sucesivos y ha resultado ser más eficiente que la inyección de vapor cíclica clásica. Se utilizan métodos de simulación en modelos homogéneos 2D simples y simulaciones en 3D donde se confirma que el método HASD aumenta la recuperación bajo la presencia de acuíferos conectados moderadamente, en comparación con el agotamiento natural, e incluso se podrían mejorar los rendimientos obtenidos por procesos térmicos estándar como el SAGD (Drenaje asistido de vapor por gravedad) (Rodríguez, 2003).

2.4.2 Mejora del rendimiento de inyección continua de vapor con un depósito de inmersión muy permeable con fuerte empuje de agua

En la investigación de Chenot & Shah (2012) se analiza como la localización y el momento de operación de inyectores de vapor es crucial para el rendimiento óptimo de la inyección continua de vapor en el campo Round Mountain; con un yacimiento inmerso de depósito altamente permeable con un corte muy fuerte de agua. La gestión de los reservorios para conservar el vapor y su calor es una necesidad en cualquier inyección continua de vapor, especialmente si una fuerte presencia de agua está presente. En el Campo Round Mountain, con un corte de agua primaria de 99.5%, la inyección de vapor fue instituido en una estructura de posición hacia arriba, en 1998. El agua se produce con bombas eléctricas sumergibles de elevación de gran volumen (ESP) en los pozos dos filas más abajo de los inyectores. Estos pozos interceptan el acuífero y reducen la presión del yacimiento, lo que permite la expansión del frente de vapor. A medida que avanzaba el frente de vapor, los pozos que antes eran pozos de interceptación del agua comienzan a calentarse y producir petróleo en los cortes de agua bajos. Estos pozos se colocaron en las unidades y nuevos pozos de interceptación de agua se perforaron más abajo en la estructura. Las pérdidas de calor aumentan posteriormente disminuyendo la tasa de expansión del frente de vapor. En este trabajo se

2.1.3 Etapa de producción.

La última etapa es el periodo de producción, el cual se realiza una vez terminado el tiempo de remojo. Inicialmente se produce agua caliente y vapor, posteriormente se produce petróleo caliente, en mayor cantidad que la producción de petróleo en frío, que estaba produciendo el pozo antes de la estimulación con vapor. Esta etapa termina cuando la tasa alcanza valores similares a la tasa que producía el pozo en frío, culminando así el ciclo. Los ciclos se vuelven a repetir varias veces hasta alcanzar su límite económico (Prats, 2005).

2.2 Inyección Continua de Vapor

El proceso de inyección continua de vapor es similar al anterior descrito con la diferencia que no se incluye la etapa de remojo y cierre del yacimiento y los pozos inyectores y productores son distintos. En este método se inyecta continuamente vapor por un pozo inyector y se instala otro pozo productor, el yacimiento es enfrentado a un frente continuo de vapor que entra en él y propicia el cambio en propiedades tanto de los fluidos como de la roca. El proceso provee de un mecanismo de empuje por gas debido al frente de vapor que se desplaza y lleva al crudo hacia los pozos productores.

2.3 Pozos Interespaciados INFILL

Esta técnica básicamente utiliza pozos inter-espaciados a los ya existentes para mejorar la recuperación en zonas que difícilmente accedían los pozos originales. Anteriormente no se seguía un patrón de arreglo de pozos sobre todo porque se aplicaba la explotación múltiple de yacimientos y las perforaciones de dichos pozos profundizaban sólo hasta la arena objetivo, cubriendo uno o dos prospectos. Con las recientes tecnologías de simulación descritas anteriormente la definición del arreglo de los pozos, se realiza de manera sistemática dependiendo de los resultados del modelo de simulación y sustentado en la información geológica y física que es posible obtener gracias a distintas técnicas como la sísmica 3D.

Estos desarrollos han permitido que la técnica de perforación inter-

analiza adicionalmente la estrategia de "Reubicación del inyector de vapor" ideado para abordar específicamente el problema. Se planteó un método en el cual, una vez que la estructura de los pozos productores experimenta una expansión de vapor más lenta hasta la disminución de la producción en los equipos de superficie, esta estructura se convierte en inyectora. Esto conduce a un frente más favorable de expansión de vapor, mejorando significativamente la producción, y reduciendo las pérdidas de calor. El proceso se ha repetido cuatro veces, y en la actualidad el frente de vapor se acerca al contacto original de aceite y agua en algunas zonas del campo. Las lecciones aprendidas del proyecto hacen hincapié en la necesidad de una vigilancia cuidadosa y continua de la producción, la presión, la temperatura de la línea de flujo, y las pérdidas de calor con el fin de mover ambos inyectores y productores en los momentos críticos (Chenot, 2012).

2.4.3 Definición de Estrategias de recuperación mejorada para un reservorio de crudo pesado convencional con un gran acuífero en el campo petrolero de Fula, Sudan.

En la investigación de Xiuluan & Youwei (2013) inicia recapitulando como las técnicas de inyección de vapor especialmente la de tipo cíclica ha traído buenos resultados en la recuperación de crudos pesados, resaltando que no existen muchos reportes para producir crudo de reservas con grandes acuíferos. De acuerdo a las características petrofísicas y geológicas del bloque petrolero del estudio en Fula en Sudan, basado en los resultados de pruebas al crudo, detallados modelos geológicos 3D y el tipo de pozo modelados para inyección de vapor, se realizó un estudio sobre el posible desempeño teniendo en cuenta las propiedades geológicas del campo.

La zona de desarrollo, las estrategias de perforación, la cantidad de inyección cíclica de vapor, la tasa de inyección de vapor, tiempo de inmersión, y el período cíclico están optimizados para la inyección continua de vapor. Basado en el rendimiento de la producción de la inyección cíclica de vapor (CSS), los ciclos óptimos de CSS seguido de inundación de vapor se determina. El patrón del pozo y el espaciamiento así como los parámetros de la inundación de vapor y la tasa de inyección de unidad de vapor, la calidad del vapor, los efectos del acuífero inferior en la inundación de vapor también se simulan y optimizan. Los resultados de la simulación indican que la técnica de recuperación térmica, especialmente con 4 ciclos de CSS seguido de inundación de vapor, puede adquirir un rendimiento satisfactorio, que muestra un futuro eficaz y económico en el desarrollo de los depósitos de petróleo de crudo pesado del tipo de Fula en Sudan (Xiuluan, 2013).

2.4.4 Evaluación de técnicas de recobro mejorado para yacimientos de crudo pesado mediano con un fuerte acuífero en el sur de Omán

En la investigación de Brooks & Zwart et al (2010) se muestra como los autores realizaron una búsqueda de técnicas EOR viables para un depósito de crudo medio-pesado de alta permeabilidad y con un fuerte acuífero inferior en el sur de Omán. Los pozos productores horizontales perforados inicialmente demostraron un alto rendimiento, sin embargo posteriormente la irrupción rápida de agua

junto a la producción de petróleo con alto corte de agua desmejoró los índices de producción. Dada la mala recuperación de petróleo primaria, estos yacimientos fueron candidatos para aplicar técnicas de recuperación mejorada, como un medio para incrementar la recuperación final.

Entre las características encontradas para el yacimiento de estudio, se incluye un acuífero inferior grande y fuerte, sosteniendo una presión del yacimiento de (100 bar) y la viscosidad del crudo medio-alto (250 a 500CP). Tres técnicas de recuperación mejorada se identificaron como potencialmente factibles, para incrementar la recuperación final y su aplicación práctica, estas fueron: combustión in-situ (ISC), inyección de alta presión de vapor (HPSI) e inundaciones con polímeros. Ninguno de los tres procesos se prescriben para depósitos como los presentes en el sur de Omán por tanto la modificación de los procesos básicos eran un imperativo. ISC se aplica generalmente a yacimientos con arenas delgadas y confinadas en ausencia de agua del fondo. La inyección de vapor se aplica normalmente a baja presión del yacimiento y la inyección de polímeros se aplica normalmente a crudos con viscosidad menor de 150cP. El documento describe una evaluación totalmente integrada de estos procesos EOR. La comparación se hace en términos de recuperación incremental simulando, factores económicos, las necesidades de energía y la huella de CO₂, el volumen de destino y el sentido práctico de la aplicación en un campo. Contra estas métricas, las inundaciones de polímero demuestran ser la mejor opción.

3. DISCUSION DEL OBJETO DE INVESTIGACION

Las tecnologías de recobro térmico basadas en inyección de vapor datan de años atrás y los orígenes del proceso de propiedad industrial vienen de los años 70 hasta la fecha. Sin embargo, desarrollos de estas tecnologías en yacimientos con acuífero activo y en condiciones geológicas especiales son escasos a nivel mundial. Aquí radica el principal desafío de generación de conocimiento que enfrentarán las empresas petroleras, las cuales tendrán que generar un desarrollo tecnológico capaz de permitir el uso de tecnologías de inyección de vapor y perforación junto a las técnicas de pozos inter-espaciados con las limitantes de bajo espesor y empuje hidráulico.

El desarrollo tecnológico que deberán generar las empresas petroleras, inicia con la definición del modelo de simulación más apropiado que permita el estudio e identificación de pozos similares. Continua con la experimentación de distintas técnicas y procedimientos obtenidos por el modelo desarrollado basados en una prueba piloto y finaliza con la concepción precisa de un método y la definición de tecnologías que permitan desde el punto de vista de ingeniería y económico la recuperación de recursos que impacten en el volumen de reservas del país y su autosuficiencia futura, además de la posibilidad de competir internacionalmente por campos de difícil recuperación.

En Colombia se han identificado varios campos con reservas de petróleo que pertenecen a la clasificación de crudos pesados pero que contienen características en su yacimiento que no permiten la aplicación de las técnicas tradicionales de recuperación térmica. Al aplicar una evaluación tipo screening tecnológico para evaluar métodos

de estimulación, los métodos disponibles bajo las técnicas tradicionales no son recomendables ya que se encuentran muy al límite de las características óptimas sugeridas en la teoría. Entre otros inconvenientes se cuenta con espesores petrolíferos muy bajos y acuíferos activos.

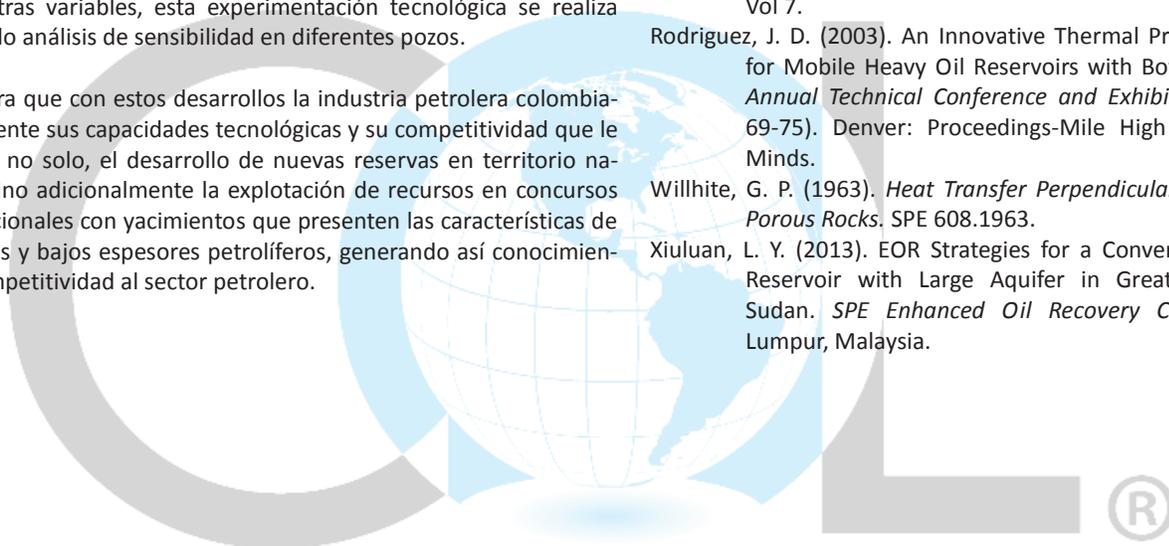
CONCLUSIÓN

El presente artículo muestra una necesidad en el sector petrolero para desarrollar una solución que se adecúe a los niveles del factor de recobro óptimos para el aprovechamiento de este tipo de pozos con acuíferos activos y bajos espesores petrolíferos, descartando técnicas y ajustando los procedimientos específicos. Este investigación junto al desarrollo de proyectos específicos en campos que están realizando las principales empresas productoras de petróleo en Colombia, permitirá determinar si la tecnología aplica al caso de estudio, evaluando variables como el tonelaje a usar de inyección de vapor los tiempos de remojo, el uso de Infill (pozos inter-espaciados) entre otras variables, esta experimentación tecnológica se realiza aplicando análisis de sensibilidad en diferentes pozos.

Se espera que con estos desarrollos la industria petrolera colombiana aumente sus capacidades tecnológicas y su competitividad que le permita no solo, el desarrollo de nuevas reservas en territorio nacional sino adicionalmente la explotación de recursos en concursos internacionales con yacimientos que presenten las características de acuíferos y bajos espesores petrolíferos, generando así conocimiento y competitividad al sector petrolero.

BIBLIOGRAFÍA

- Albornoz, C. R. (2012). Proyecto Piloto de Inyección Cíclica de Vapor en el Campo Capella – Cuenca Caguán. *Simposio Bolivariano ACGGP*.
- Ali, S. (1982). *Steam Injection Theories – A Unified Approach*. . SPE 10746.
- Chenot, D. &. (2012). Enhancing steamflood performance of highly permeable dipping reservoir with strong waterdrive. *Society of Petroleum Engineers Western Regional Meeting*, 255-267.
- Marx, J. L. (1959). Reservoir Heating by Hot Fluid Injection. *SPE 1266-G*.
- Mercado, D. (2008). *Modelo Analítico para Predecir el Comportamiento de la Inyección Continua de Vapor en Yacimientos Estratificados de Crudo Pesado*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Prats, M. (2005). *Thermal Recovery*. Texas, USA.: SPE Monography Vol 7.
- Rodriguez, J. D. (2003). An Innovative Thermal Production Scheme for Mobile Heavy Oil Reservoirs with Bottom Aquifer. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (págs. Pages 69-75). Denver: Proceedings-Mile High Meeting of the Minds.
- Willhite, G. P. (1963). *Heat Transfer Perpendicular to Fluid Flow in Porous Rocks*. SPE 608.1963.
- Xiuluan, L. Y. (2013). EOR Strategies for a Conventional Heavy Oil Reservoir with Large Aquifer in Greater Fula Oilfield, Sudan. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*. Kuala Lumpur, Malaysia.



COLINNOVACION S.A.S.