

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA INYECCIÓN DE
SOLVENTE PARA UN CRUDO DE LA FAJA PETROLÍFERA
DEL ORINOCO**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Teixeira J., Jesús E.
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2011

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA INYECCIÓN DE SOLVENTE PARA UN CRUDO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

TUTOR ACADÉMICO: Profa. Violeta Wills.

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Msc. Numan Izarra.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Teixeira J, Jesús E.
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2011

Caracas, Noviembre 2011

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Teixeira J., Jesús E., titulado:

**“FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA INYECCIÓN DE
SOLVENTE PARA UN CRUDO DE LA FAJA PETROLÍFERA
DEL ORINOCO”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

Prof: Carlos Gil

Jurado

Prof: Rene Rojas

Jurado

Prof. Violeta Wills

Tutor Académico

DEDICATORIA

A todas aquellas personas que me ayudan a cumplir con mis metas.

AGRADECIMIENTOS

Gracias a **Dios**, por darme salud y bienestar para siempre seguir adelante.

A la **Universidad Central de Venezuela** por permitirme estudiar dentro de sus aulas y haberme dado una de las mejores épocas de mi vida.

A mis tutores **Numan Izarra** y **Violeta Wills** por encaminarme en esta última etapa de mi vida universitaria.

A toda mi **familia** por el apoyo inmenso que me han brindado en el transcurso de toda la carrera.

A los trabajadores(as) de **INTEVEP**, **Deivys Vásquez**, **Geidi Navarro**, **Dario Delfín** y **Deivi Oliveros** que me brindaron en todo momento su apoyo incondicional para poder desarrollar esta investigación.

A mis hermanos de la vida, **Sergio**, **Wolfgang**, **Pablo**, **Nael**, **Howard**, **Jorge**, **Marcel**, **Edu**, **Leo** y **Víctor**. Los quiero y espero seguir teniendo su divertida compañía por siempre.

A mis niñas, **Alejandra**, **Rossana**, **Diana**, **Keith**, **Reina** y **María** porque todas y cada una de ustedes ocupan un lugar especial en mi corazón. Las adoro.

A los compañeros pasantes y tesistas de **INTEVEP**, por haber sido una excelente compañía en esta última etapa de la carrera.

Teixeira J., Jesus E.

**FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA INYECCIÓN DE
SOLVENTE PARA UN CRUDO DE LA FAJA PETROLÍFERA
DEL ORINOCO**

Tutor Académico: Prof. Violeta Wills. Tutor Industrial: Ing. Msc. Numan Izarra. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2011, 113 p.

Palabras Clave: Faja Petrolífera del Orinoco, Inyección de Solvente, Recombinación de crudo, Simulaciones Físicas, Factor de Recobro.

Resumen. Ubicada en la cuenca oriental de Venezuela, la Faja Petrolífera del Orinoco contiene una de las acumulaciones de petróleo más importantes del mundo. Sin embargo, la extracción de dichas reservas representa grandes retos para la industria petrolera nacional. El problema se centra en las altas viscosidades que poseen los fluidos presentes en ella. Debido a esto, se propuso desarrollar pruebas de laboratorio en las cuales se implemente la inyección de solventes. Para la aplicación de este método es necesario establecer un diseño para el desarrollo de las pruebas y la aplicabilidad de la tecnología en el laboratorio. En estas pruebas se contemplan diversos escenarios que caracterizan el comportamiento de los yacimientos de petróleo luego de un proceso de inyección de solvente con la finalidad de comparar los valores de recuperación de crudo en cada una de ellas. Se realizaron cuatro pruebas de inyección de solvente en las cuales se simulan las condiciones de un yacimiento normal, yacimiento con saturación de petróleo residual luego de una inyección de agua, acuífero altamente activo y un yacimiento despresurizado. Luego del desarrollo de las pruebas, se evaluaron las muestras producidas y se contabilizó el factor de recobro para evaluar su factibilidad al aplicarlo en los yacimientos de la Faja Petrolífera del Orinoco.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I.....	3
I.1. EL PROBLEMA.....	3
I.2 OBJETIVOS	4
I.2.1 Objetivo General	4
I.2.2 Objetivos Específicos.....	4
I.3 ALCANCE, JUSTIFICACIÓN Y LIMITACIONES	5
I.3.1. Alcance.....	5
I.3.2. Justificación	5
I.3.3. Limitaciones.....	6
CAPÍTULO II.....	7
II.1 CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS	7
II.1.1 Definición	7
II.2 RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO	8
II.2.1 Definición	8
II.2.2 Recuperación no térmica	10
II.3 INYECCIÓN DE SOLVENTES	10
II.3.1 Definición	10
II.3.2 Selección del solvente.....	12

II.3.3 Disolución y difusión en los procesos de inyección de solvente.....	12
II.3.4 Inyección de solventes hidrocarburos.....	13
II.3.5 Variantes en el proceso de inyección de solventes.....	18
II.4. ESTADO DEL ARTE	22
CAPÍTULO III	24
III.1 FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.....	24
III.1.1 División Administrativa	24
III.1.2 Ubicación Geográfica.....	25
III.1.3 Características Generales	26
III.1.4 Características de producción.....	28
CAPÍTULO IV	30
IV.1 NIVEL DE LA INVESTIGACIÓN.....	30
IV.2 TIPO DE INVESTIGACIÓN	31
IV.3 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	31
IV.4 ESQUEMA DE LA METODOLOGIA	32
IV.4.1 Recopilación bibliográfica	33
IV.4.2 Adiestramiento en el laboratorio.....	33
IV.4.3 Recombinación de crudo.....	36
IV.4.4 Proceso de inyección del solvente.....	44

CAPÍTULO V	53
V.1 ANÁLISIS BIBLIOMÉTRICO.....	53
V.1.2 Evolución de las publicaciones	57
V.1.3 Idiomas de las publicaciones encontradas	58
V.2 PRUEBAS FÍSICAS DE INYECCIÓN DE SOLVENTES ENCONTRADAS DURANTE LA INVESTIGACIÓN	58
V.3 PATENTES DESARROLLADAS PARA LA APLICACIÓN DE LA INYECCIÓN DE SOLVENTES	65
V.3.1 Patentes Internacionales	65
V.3.2 Patentes Nacionales	66
V.4 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS FÍSICAS DE INYECCIÓN DE SOLVENTE	67
V.4.1 Caracterización del medio poroso	68
V.4.2 Desarrollo de las pruebas según su esquema y características de los fluidos producidos	76
V.4.3 Viscosidad de las muestras efluentes	90
V.4.4 Análisis de la gravedad API en las muestras efluentes	91
V.4.5 Determinación del factor de recobro	93
 CONCLUSIONES	 103
RECOMENDACIONES	104
ANEXO 1	105
ANEXO 2	1056

ANEXO 3.....1057
ANEXO 4.....108
ANEXO 5.....109
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS110
BIBLIOGRAFÍAS.....111

LISTA DE FIGURAS

Figura II.1 Muestra de crudo pesado.....	7
Figura II.2 Clasificación de los métodos de recuperación de petróleo.....	9
Figura II.3 Proceso de inyección de solventes	11
Figura II.4 Representación esquemática del proceso de primer contacto con propano	16
Figura II.5 Proceso <i>VAPEX</i> (vapores de solvente).....	19
Figura II.6 Patrón de inyección en el proceso SAS.....	21
Figura III.1 Divisiones de la Faja Petrolífera del Orinoco	24
Figura III.2 Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco.....	25
Figura IV.1 Esquema de la metodología.....	32
Figura IV.2 Bomba ISCO.....	34
Figura IV.3 Cilindro Pistón Ruska	35
Figura IV.4 Gasómetro tipo Ruska.....	36
Figura IV.5 Factor de compresibilidad de los gases <i>Z</i>	38
Figura IV.6 Reactor utilizado para la recombinación del crudo	40
Figura IV.7 Equipo utilizado para la inyección de crudo hacia el reactor	41
Figura IV.8 Separador ó vial usado para almacenar la muestra de crudo	43
Figura IV.9 Esquema para la inyección y el retiro de fluidos del reactor	44
Figura IV.10 Diagrama de actividades básico para el desarrollo de las simulaciones	45

Figura IV.11 Diagrama para el acondicionamiento y preparación del medio poroso.....	46
Figura IV. 12 Celda utilizada para el medio poroso empacada con la arena	47
Figura IV.13 <i>Validyne</i> y transductor de presión.....	48
Figura IV.14 Esquema de la primera prueba de inyección	49
Figura IV.15 Esquema de la segunda prueba de inyección.....	49
Figura IV.16 Esquema de la tercera prueba de inyección	50
Figura IV.17 Esquema de la cuarta prueba de inyección	50
Figura IV.18 Arreglo para el proceso de inyección de solvente.....	52
Figura V.1. Representación gráfica de autores vs. número de publicaciones	56
Figura V.2. Evolución de las publicaciones	57
Figura V.3 Correlación para la obtención de la permeabilidad al gas.....	70
Figura V.4 Correlación para la obtención de la permeabilidad al agua	72
Figura V.5 Correlación para la obtención de la permeabilidad al crudo.....	73
Figura V. 6 Valores arrojados por las pruebas de destilación simulada.....	80
Figura V.7 Comparación de la Gravedad API de las muestras contra el solvente y el crudo original.....	92
Figura V. 8 Gráfico % recobro de crudo vs. fracción del medio poroso.....	93
Figura V. 9 Gráfico % recobro de crudo vs. volumen poroso durante la inyección de agua a temperatura de operación (segunda prueba)	95
Figura V. 10 Gráfico % recobro de crudo vs. volumen poroso durante la inyección de solvente (segunda prueba).....	96

Figura V. 11 Gráfico % recobro de crudo vs. volumen poroso durante la inyección de agua a temperatura ambiente (tercera prueba).....	97
Figura V. 12 Gráfico % recobro de crudo vs. volumen poroso durante la inyección de agua a temperatura de operación (tercera prueba).....	99
Figura V. 13 Gráfico % recobro de crudo vs. volumen poroso durante la inyección de solvente (tercera prueba)	100
Figura V. 14 Gráfico % recobro de crudo vs. volumen poroso durante la inyección de solvente (cuarta prueba)	101
Figura V. 15 Factor de recobro para las cuatro pruebas de simulación física.....	102

LISTA DE TABLAS

Tabla II.1 Rangos de presión para mantener miscibilidad en el tapón.....	15
Tabla IV.1 Propiedades del punto crítico de algunos gases	39
Tabla IV.2 Propiedades del solvente utilizado	51
Tabla V.1 Palabras claves, estrategias de búsqueda y publicaciones en SPE.....	54
Tabla V.2 Palabras claves, estrategias de búsqueda y publicaciones en Science Direct	55
Tabla V.3 Condiciones operacionales recolectadas durante la investigación para el uso de la tecnología VAPEX	64
Tabla V.4 Ventana operacional generada para el proceso VAPEX	65
Tabla V.5 Valores para la medición de la permeabilidad al gas	69
Tabla V.6 Valores para la medición de la permeabilidad al agua.....	71
Tabla V.7 Valores para la medición de la permeabilidad al crudo	73
Tabla V.8 Saturación de los fluidos presentes en la primera prueba de inyección	75
Tabla V.9 Resultados de la caracterización del medio poroso para las 4 pruebas de simulación	76
Tabla V.10 Muestras efluentes de la inyección del solvente en la primera prueba.....	77
Tabla V.11 Muestras efluentes del barrido final con agua a temperatura ambiente en la primera prueba.....	78
Tabla V.12 Códigos utilizados para la unión de las muestras efluentes de la primera prueba	79
Tabla V.13 Cantidad de crudo y solvente presente en las muestras analizadas	80

Tabla V.14 Muestras efluentes de la inyección de agua a temperatura de operación	81
Tabla V.15 Resultados de la inyección de solvente para la segunda prueba	82
Tabla V.16 Resultados del barrido final con agua para la segunda prueba.....	82
Tabla V.17 Códigos utilizados para la unión de las muestras efluentes de la segunda prueba	83
Tabla V.18 Cantidad de crudo y solvente para las muestras de la segunda prueba	83
Tabla V.19 Resultados de la inyección de agua a temperatura ambiente en la tercera prueba	84
Tabla V.20 Resultados de la inyección de agua a temperatura de operación para la tercera prueba	85
Tabla V.21 Resultados de la inyección de solvente para la tercera prueba.....	86
Tabla V.22 Resultados del barrido final con agua para la tercera prueba.....	86
Tabla V.23 Códigos utilizados para la unión de las muestras efluentes de la tercera prueba	87
Tabla V.24 Cantidad de crudo y solvente para las muestras de la tercera prueba	87
Tabla V.25 Resultados de la inyección de solvente para la cuarta prueba.....	88
Tabla V.26 Resultados del barrido final con agua para la cuarta prueba	89
Tabla V.27 Códigos utilizados para la unión de las muestras efluentes de la cuarta prueba	89
Tabla V.28 Cantidad de crudo y solvente para las muestras de la cuarta prueba.....	90
Tabla V.29. Comparación de la viscosidad entre el crudo y la muestra SOL - 224....	91
Tabla V.30 Fracción del medio poroso y porcentajes de recobro por muestra para la primera prueba.....	93

Tabla V.31 Valores del recobro de crudo en la segunda prueba durante la inyección de agua.....	94
Tabla V.32 Valores del recobro de crudo en la segunda prueba durante la inyección de solvente.....	96
Tabla V.33 Valores del recobro de crudo en la tercera prueba durante la inyección de agua a temperatura ambiente.....	97
Tabla V.34 Valores del recobro de crudo en la tercera prueba durante la inyección de agua a temperatura de operación.....	98
Tabla V.35 Valores del recobro de crudo en la tercera prueba durante la inyección de solvente.....	99
Tabla V.36 Valores del recobro de crudo en la cuarta prueba durante la inyección de solvente.....	101

INTRODUCCIÓN

En la era en la que el petróleo convencional (liviano y mediano) parece llegar a su fin, la atención se ha fijado sobre la producción de petróleo pesado y extrapesado así como a optimizar la recuperación de los mismos, esto debido a la gran cantidad de reservas de hidrocarburos que se han encontrado a nivel mundial, como es el caso de las arenas petrolíferas de Alberta en Canadá y la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) en Venezuela. Esta última tiene las más grandes reservas de crudo pesado y extrapesado (CP/XP) en el mundo. Sin embargo, la alta viscosidad que poseen estos crudos es la principal dificultad para su explotación y producción. Razón por la cual, la industria petrolera venezolana se ve en la necesidad de utilizar métodos de recuperación mejorada con el fin de optimizar las condiciones del crudo.

Existen muchos métodos de recuperación que permiten mejorar la producción de este tipo de crudo, entre los cuales están los procesos térmicos y no térmicos; en los procesos térmicos se utiliza el calor para reducir la viscosidad del crudo mientras que en los procesos no térmicos se utiliza un agente para diluir el petróleo con la finalidad de separarlo de las fracciones más pesadas que contenga. Por lo tanto, surge la necesidad de evaluar la aplicación potencial de un método de recuperación usando cortes ligeros de petróleo como solvente, con la finalidad de mejorar las condiciones del crudo. En el siguiente estudio, a través de simulaciones físicas se analizará la factibilidad técnica de inyectar un solvente utilizado por PDVSA INTEVEP a un crudo proveniente de la Faja Petrolífera del Orinoco.

La presente investigación se divide en cinco capítulos. En el primer capítulo se plantea el problema y los objetivos generales y específicos, que se desean alcanzar para solucionar la problemática así como la justificación y el alcance del trabajo. En el segundo capítulo se encuentra una revisión de los estudios previos acerca del tema a tratar. En el tercer capítulo se incluye información relevante sobre la ubicación geográfica, descripción geológica y demás datos sobre la Faja Petrolífera del Orinoco

con el fin de proveer una caracterización general sobre el área de estudio. En el cuarto capítulo se describen los métodos, técnicas y procedimientos experimentales llevados a cabo para la realización de la investigación y las simulaciones realizadas en el laboratorio. Para finalizar en el capítulo cinco, se presentan los resultados obtenidos del proceso de investigación y durante las pruebas de laboratorio, además se lleva a cabo un análisis de los mismos para luego establecer las conclusiones del trabajo y demás consideraciones finales.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

I.1. EL PROBLEMA

Debido a la importancia de producir crudos pesados y extrapesados (CPXP), la búsqueda de alternativas que faciliten tal fin es justificada, siempre y cuando sea rentable y operacionalmente posible. Entre los métodos utilizados para su recuperación se encuentran los métodos térmicos y no térmicos. Los estudios realizados orientados a la extracción de CPXP, han demostrado que los procesos térmicos son eficientes ya que contribuyen a la reducción de la saturación de petróleo residual y al aumento de la eficiencia de desplazamiento areal.

No obstante, estos resultan problemáticos ya que pueden dejar cantidades significativas de petróleo en el yacimiento debido a la presencia de fuerzas capilares las cuales son responsables del entrapamiento del petróleo. En los procesos no térmicos se encuentran los procesos de recuperación miscibles que utilizan CO₂, solventes u otros fluidos miscibles para diluir el petróleo. Estos han demostrado ofrecer una gran eficiencia de barrido y además disminuyen las fuerzas capilares presentes entre los fluidos de diferente composición, desplazando así la mayor cantidad de petróleo hacia la zona productora, por lo que la industria petrolera ha enfocado su atención en ellos durante los últimos años.

La inyección de solventes así como la inyección de solvente más vapor son las técnicas que están a la vanguardia como procesos miscibles para el mejoramiento de CPXP, sin embargo, algunos de los solventes utilizados son muy costosos. A la luz de lo anteriormente descrito se desea conocer el impacto de la inyección de un corte de refinería como solvente en un crudo proveniente de la Faja Petrolífera del Orinoco, considerando distintos escenarios como yacimientos a condiciones normales, yacimientos con acuíferos altamente activos, y yacimientos con bajas presiones. Y de

esta manera evaluar el grado de mejoramiento del crudo, para analizar si la técnica de inyectar este tipo de solvente es factible y pueda ser utilizado como método de recuperación mejorado por PDVSA.

I.2 OBJETIVOS

I.2.1 Objetivo General

Determinar la factibilidad técnica de la inyección de solventes para un crudo de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO).

I.2.2 Objetivos Específicos

1. Realizar un estado del arte sobre la aplicación de la tecnología de inyección de solvente a nivel mundial.
2. Realizar las simulaciones físicas de inyección de solvente a través de pruebas dinámicas a condiciones de yacimiento.
3. Caracterizar las muestras resultantes del proceso de inyección de solvente.
4. Analizar la factibilidad de aplicar la tecnología como método de recuperación mejorada en CPXP.

I.3 ALCANCE, JUSTIFICACIÓN Y LIMITACIONES

I.3.1. Alcance

Conocer el impacto de la inyección de solvente a diferentes condiciones de yacimiento en las propiedades de un crudo (viscosidad, contenido de metales y gravedad API) proveniente de la Faja Petrolífera del Orinoco, empacado en un cilindro con arena. Los resultados obtenidos servirán de base a PDVSA INTEVEP para la evaluación económica de la inyección de solvente (cortes de refinería) como método de recuperación mejorada.

I.3.2. Justificación

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) posee una de las reservas de petróleo pesado y extrapesado más grandes del mundo, lo cual le da un potencial muy valioso al país, no obstante, estos hidrocarburos son difíciles y costosos de producir, debido a sus altas viscosidades que los hace poco movibles a condiciones de yacimiento. El yacimiento no le provee la energía necesaria para llevarlos a superficie (recuperación primaria) y tampoco se hace un efecto considerable a través de la inyección de agua o gas (recuperación secundaria), por lo tanto la industria petrolera se ve en la necesidad de implementar métodos de recuperación mejorada ó terciaria para obtener diferentes resultados.

Es por esto que se han efectuado diversos estudios con el fin de probar varios métodos de recuperación mejorada que ayuden a optimizar las condiciones del crudo *in situ* y así aumentar su tasa de producción de una manera más rentable. Entre esos experimentos se encuentra la inyección de solvente, que a través de la miscibilidad de este con el petróleo permite un mejoramiento en sus condiciones a nivel de yacimiento. Con este trabajo se pretende determinar la factibilidad técnica de la inyección de solvente (cortes de refinería) a diferentes condiciones de yacimiento.

I.3.3. Limitaciones

1. Los datos de procedencia del crudo y del solvente utilizado son de carácter confidencial y no se presentarán en este trabajo.
2. Disponibilidad física del solvente a ser usado en las simulaciones físicas.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

II.1 CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS

II.1.1 Definición

Según Kooper y col. (2003), el crudo pesado es aquel en el que predominan los componentes de hidrocarburo de mayor peso molecular, que suelen denominarse C_7^+ , es decir del heptano en adelante, lo que determina que tenga mayor viscosidad y densidad que los petróleos livianos. Una simple clasificación de hidrocarburos líquidos señala que los crudos pesados son aquellos que poseen entre 10 y 21,9 °API mientras que los crudos extrapesados son aquellos que poseen una gravedad API menor a 9,9 y tienen una viscosidad mayor a 10000 cP. En la Figura II.1 se puede observar una muestra de un crudo pesado.



Figura II.1 Muestra de crudo pesado (Kooper y col. 2003)

Los crudos pesados poseen generalmente 3% en peso de azufre, 10-30% en contenido de asfaltenos, y hasta 2000 ppm de vanadio. La mayoría de las acumulaciones de

petróleo pesado y extrapesado son relativamente someras de 3000 pies o menos; con altas permeabilidades, de uno a varios darcies, altas porosidades, alrededor del 30%, arenas poco consolidadas y altos valores de saturación de petróleo, que varían entre 50 y 80%. Los crudos pesados y extrapesados generalmente se dejan de lado como recurso energético debido a las dificultades y costos asociados con su producción. Existen más de 6 trillones de barriles (1 trillón de m³) de petróleo en sitio atribuidos a los hidrocarburos más pesados, equivalente al triple de reservas combinadas de petróleo y gas convencionales del mundo, que merecen una atención más esmerada. En la actualidad, debido al continuo aumento de las demandas de crudo se ha mostrado gran interés en desarrollar métodos de recuperación que pudiesen ser aplicables a crudos pesados y extrapesados.

II.2 RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO

II.2.1 Definición

Según Lake (1989), la recuperación mejorada de petróleo (EOR por sus siglas en inglés, *Enhanced Oil Recovery*) se define como la recuperación de petróleo mediante la inyección de sustancias que normalmente no están presentes en el yacimiento. En esencia, esta técnica actúa mediante la producción de cambios en las propiedades físico – químicas de los fluidos y/o de la roca del yacimiento.

Los procesos EOR no están limitados a una fase en particular (primaria, secundaria, o terciaria) de la vida productiva de un yacimiento. La recuperación primaria es aquella en la cual se utiliza la energía natural del yacimiento para la extracción del petróleo, a través de los pozos productores, bien sea por: gas en solución, acuíferos, empujes por capa de gas y drenaje gravitacional. Los mecanismos secundarios se refieren a técnicas tales como inyección de agua o gas inmisible con el petróleo, con el propósito fundamental de aumentar o mantener la presión del yacimiento. La recuperación terciaria corresponde a cualquier técnica aplicada después de las

prácticas secundarias. La Figura II.2 ilustra una clasificación de los métodos de recuperación de crudo en las diferentes fases de la vida productiva del yacimiento.

En la última década, otra definición de recuperación mejorada de petróleo (IOR por sus siglas en inglés, *Improved Oil Recovery*), ha sido usada indistintamente intercambiablemente con EOR o incluso usada en lugar de ésta. Aunque no hay una definición formal, IOR se refiere típicamente a procesos o prácticas que mejoran la recuperación de petróleo. Por consiguiente, IOR incluye los procesos EOR pero también pueden incluir otras prácticas que no cumplen con la definición EOR así como: métodos de mantenimiento de la presión del yacimiento y pozos horizontales, entre otras.

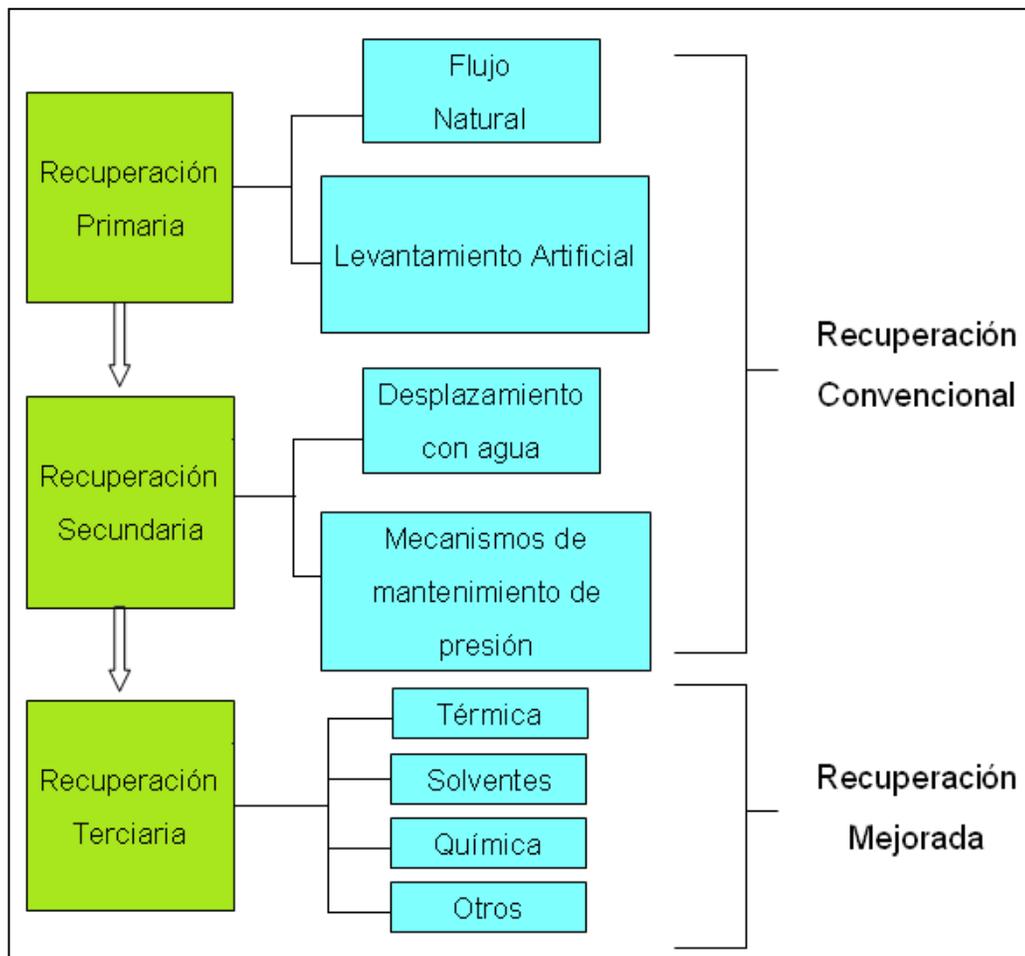


Figura II.2 Clasificación de los métodos de recuperación de petróleo (Leal y Zapata 2009) (Modificado Teixeira, 2010)

Actualmente, se dispone de una gran variedad de tecnologías de recuperación mejorada de petróleo, la selección y aplicación de alguna de estas dependerá de las características del yacimiento, rentabilidad de los procesos, características de los fluidos presentes en el reservorio y del esquema de explotación a desarrollar. Estas tecnologías se pueden clasificar en dos grandes grupos desde un punto de vista energético: métodos de recuperación térmicos y no térmicos, según la aplicación ó no de calor. En este trabajo especial de grado se hará énfasis particularmente en los métodos de recuperación no térmica.

II.2.2 Recuperación no térmica

Según De Ferrer (2001) los métodos no térmicos abarcan los procesos químicos y los miscibles. Los primeros incluyen los polímeros, surfactantes, cáusticos, las invasiones micelar/polímero y combinaciones. Por su parte los métodos miscibles incluyen los empujes miscibles a alta presión, usando un gas de hidrocarburo, nitrógeno o dióxido de carbono, así como el desplazamiento con hidrocarburos líquidos. Estos se utilizan comúnmente en crudos livianos y pueden ser aplicables a yacimientos de crudos pesados, pero han tenido poco éxito en aplicaciones de campo. Otros métodos, que no caen estrictamente en las categorías de miscibles o químicos, incluyen empujes de gas inmisible por dióxido de carbono, gases inertes y otros.

II.3 INYECCIÓN DE SOLVENTES

II.3.1 Definición

Según De Ferrer (2001) dos fluidos que se mezclan juntos en todas las proporciones en una sola fase son miscibles. Los agentes miscibles podrían mezclarse en todas las proporciones en el petróleo que será desplazado, pero la mayoría de ellos solo exhibe una miscibilidad parcial con el petróleo y por eso se les denomina solventes. Muchos,

de hecho, pueden ser miscibles con el crudo en las condiciones adecuadas, pero la mayoría de los solventes comerciales son inmiscibles con una fase acuosa.

La inyección de solventes fue uno de los primeros métodos utilizados para extraer el petróleo del medio poroso en la década de los sesenta. Inicialmente, el interés estuvo concentrado en inyectar gas licuado del petróleo (LPG) en pequeños tapones y desplazar el LPG por medio de un tapón de gas seco. Este proceso resultó cada vez menos atractivo a medida que el valor comercial del solvente aumentaba.

A finales de 1970, resurgió el interés de utilizar nuevamente solventes debido al aumento de los precios del petróleo y a una mayor confianza en los procedimientos para estimar su recobro. Durante este período, el líder de los solventes fue el dióxido de carbono, aun cuando también fueron utilizados muchos otros fluidos. El método mostrado en la Figura II.3 contempla la inyección de un solvente, el cual se mezcla con el petróleo formando un banco miscible y que posteriormente será desplazado por otro mecanismo de empuje, en este caso la inyección de agua.

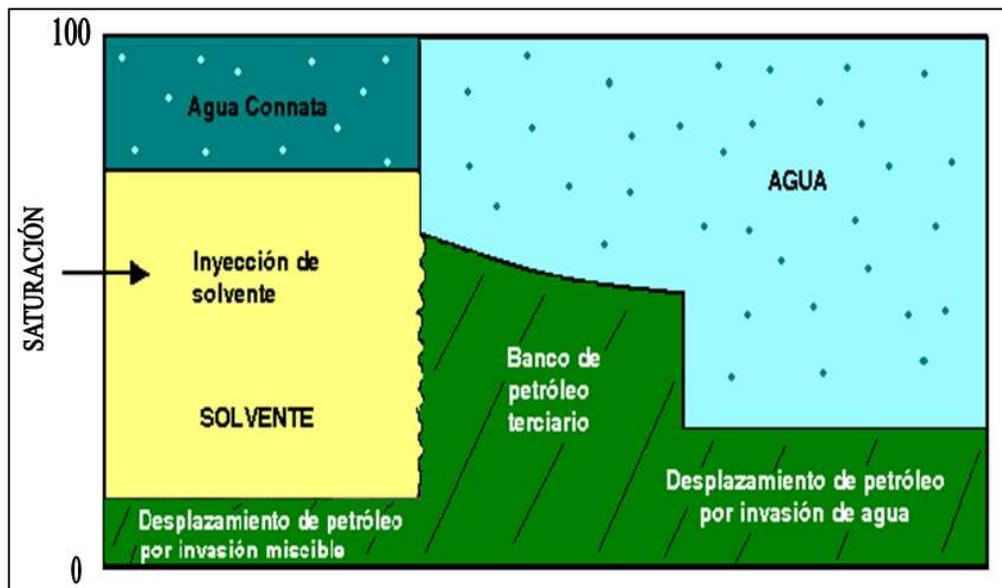


Figura II.3 Proceso de inyección de solventes (De Ferrer, 2001)

El proceso de inyección de solventes utiliza varios procesos de recuperación mejorada cuyas principales funciones en el recobro de petróleo son la extracción, disolución, vaporización, solubilización, condensación o algunos otros cambios en el comportamiento de fases que involucran el crudo. Estos métodos tienen también otros mecanismos de recobro muy importantes como la reducción de la viscosidad, el hinchamiento del petróleo y el empuje por gas en solución, pero el mecanismo primario es la extracción. Esta puede lograrse con muchos fluidos como: alcoholes orgánicos, cetonas, hidrocarburos refinados, gas condensado del petróleo, gas natural y gas natural licuado (LNG), dióxido de carbono, aire, nitrógeno, gases de combustión y otros.

II.3.2 Selección del solvente

Para Polikar (2005) la determinación de una mezcla de solventes óptima es muy importante para el diseño de un proceso de recuperación mejorada efectivo. El solvente tiene que satisfacer las siguientes condiciones críticas de un yacimiento: debe contener suficiente fase gaseosa para llenar la cámara de vapor así como suficiente fase líquida para disolverse en el petróleo viscoso y diluirlo, resultando en una presión de saturación de solvente cercana a la presión de yacimiento predominante; además el solvente disuelto en el petróleo debe tener una baja viscosidad preferiblemente por debajo de 100 cp, que es la limitación máxima de viscosidad para producir el petróleo pesado a superficie.

II.3.3 Disolución y difusión en los procesos de inyección de solvente

Según Luo (2007) el principal mecanismo de recuperación de petróleo en este proceso es la reducción significativa de la viscosidad debido a la suficiente disolución del solvente y a la posible precipitación de asfáltenos. En los procesos de recuperación a base de solvente, la disolución del solvente dentro del petróleo pesado juega un rol dominante en la determinación de la tasa de recuperación de petróleo. La

difusión molecular y la solubilidad del solvente en el petróleo pesado son los dos parámetros más importantes para cuantificar la tasa de difusión del solvente y la respectiva cantidad de disolución, ambas fuertemente dependientes de las propiedades fisicoquímicas del petróleo y del solvente así como de la presión y temperatura de operación. Se debe considerar que la inyección de un solvente miscible en el yacimiento implica un proceso de transferencia de masa que es gobernado por un coeficiente de difusión y consecuentemente la medida de dicho coeficiente es extremadamente importante para la caracterización del proceso de recuperación completo. En la práctica, los datos de difusión para un sistema solvente-petróleo pesado son necesarios para determinar:

- La cantidad y el flujo de gas requeridos para su inyección en el yacimiento.
- La cantidad de reservas de petróleo pesado y bitumen que podrían someterse a la reducción de viscosidad.
- El tiempo requerido por las reservas para volverse menos viscosas y más movibles según lo que se desea.
- La tasa de petróleo vivo producido desde el yacimiento.

II.3.4 Inyección de solventes hidrocarburos

Básicamente, los procesos de inyección de hidrocarburos miscibles consisten en la inyección de hidrocarburos livianos o fracciones gaseosas de hidrocarburos en el yacimiento para formar un banco miscible (CIED, 2000). Este ha sido un método de recuperación ampliamente utilizado como proceso de recuperación terciaria de crudos.

En el siglo pasado se creía que los procesos de inyección de gases de hidrocarburos tendrían en el futuro un papel limitado en la recuperación mejorada de crudos, debido al valor en el mercado de las fracciones livianas de estos gases, así como, a la dificultad de disponer volúmenes de gas requeridos para poder llevar a cabo

proyectos a gran escala. Sin embargo, en la actualidad se demuestra la existencia de una tendencia creciente en el número de proyectos y producción de crudo a partir de la inyección de hidrocarburos. Ferguson, Mamora y Goite (2001) mencionaron algunos de los beneficios del uso de solventes provenientes de hidrocarburos en la recuperación de petróleo pesado y extrapesado:

- Para un conjunto de condiciones dadas de presión y temperatura, el uso de aditivos de hidrocarburos con fracciones gaseosas pueden tener un gran efecto en la recuperación final del petróleo.
- El uso de aditivos de hidrocarburos de cadena recta en crudos con un alto contenido de asfáltenos como los de Canadá y Venezuela, no causan una reducción significativa en la permeabilidad, contrario a lo que se creía anteriormente.
- Los aditivos hidrocarburos son efectivos tanto en procesos de desplazamiento como en agotamientos de presión. El efecto de la reducción de presión durante el proceso ayuda a incrementar el área de alcance del vapor en la zona tratada y así incrementar el área en las que la saturación de petróleo residual se reduce. Esto permite que más vapor entre a la zona durante el proceso y así el área calentada sea mayor.
- El uso de aditivos hidrocarburos de bajo peso molecular tienen gran beneficio en la recuperación mejorada ya que proporcionan suficientes fracciones ligeras que ayudan como mecanismo de empuje.

Por su parte, CIED (2000) nombra como los métodos más comunes en la inyección de hidrocarburos miscibles los siguientes:

- Método miscible al primer contacto

Es un proceso que generalmente se basa en la inyección de un tapón de LPG (como el propano), seguido por la inyección de gas natural ó gas y agua (WAG). Todos los hidrocarburos líquidos tales como la gasolina, el kerosene y los gases licuables del petróleo (LPG), tales como el etano, propano y butano, son miscibles con los

petróleos crudos inmediatamente al ponerse en contacto, motivo por el cual se conoce a estos procesos como “Procesos miscibles de primer contacto”, “Inyección de LPG” o “Inyección de un tapón de propano” cuando este último es empleado.

En el pasado, se han utilizado hidrocarburos de peso molecular intermedio, tales como propano, butano y mezclas de LPG. Una de sus principales características es que tienen la tendencia a precipitar asfáltenos cuando se ponen en contacto con crudos asfálticos. Pero se ha demostrado que la tendencia a la precipitación disminuye al incrementarse el peso molecular del solvente hidrocarburo utilizado.

En la aplicación de este proceso, un tapón de propano líquido de aproximadamente 5% del volumen poroso se inyecta al yacimiento, este tapón de propano es impulsado a través de la formación productora por medio de tapones alternados de agua y gas. El objetivo perseguido es el de formar un desplazamiento miscible del crudo de yacimiento, al mismo tiempo que se empuja el agua de la formación, mientras que en la parte posterior del banco de propano se debe tener también un desplazamiento miscible de propano por el gas que lo empuja. En la Tabla II.1 se ilustran los rangos de presión necesarios para mantener condiciones de miscibilidad en ambos extremos del tapón de LPG cuando se emplean etano, propano o butano.

Tabla II.1 Rangos de presión para mantener miscibilidad en el tapón (CIED 2000)

Etano		Propano		N - Butano	
Temp. (°F)	Presión (lpc)	Temp. (°F)	Presión (lpc)	Temp. (°F)	Presión (lpc)
50	460	50	92	50	22
90*	709	100	190	100	52
		150	360	150	110
		200	590	200	198
		206*	617	250	340
				300	530
				305*	550

* Temperatura critica

Adicionalmente tanto el LPG como los otros solventes son muy costosos, en lugar de hacer una inyección continua de ellos, se recurre a inyectar un tapón de solvente de un tamaño predeterminado. El tapón se desplaza con un fluido más económico (normalmente gas natural, principalmente Metano) que cumpla con la condición de alcanzar miscibilidad en la parte de atrás del tapón y que este sea miscible con el petróleo del yacimiento en el frente del mismo. En la Figura II.4 se muestra una representación esquemática del proceso de primer contacto mediante la inyección de un tapón de propano así como su posterior desplazamiento con gas natural o de combustión.

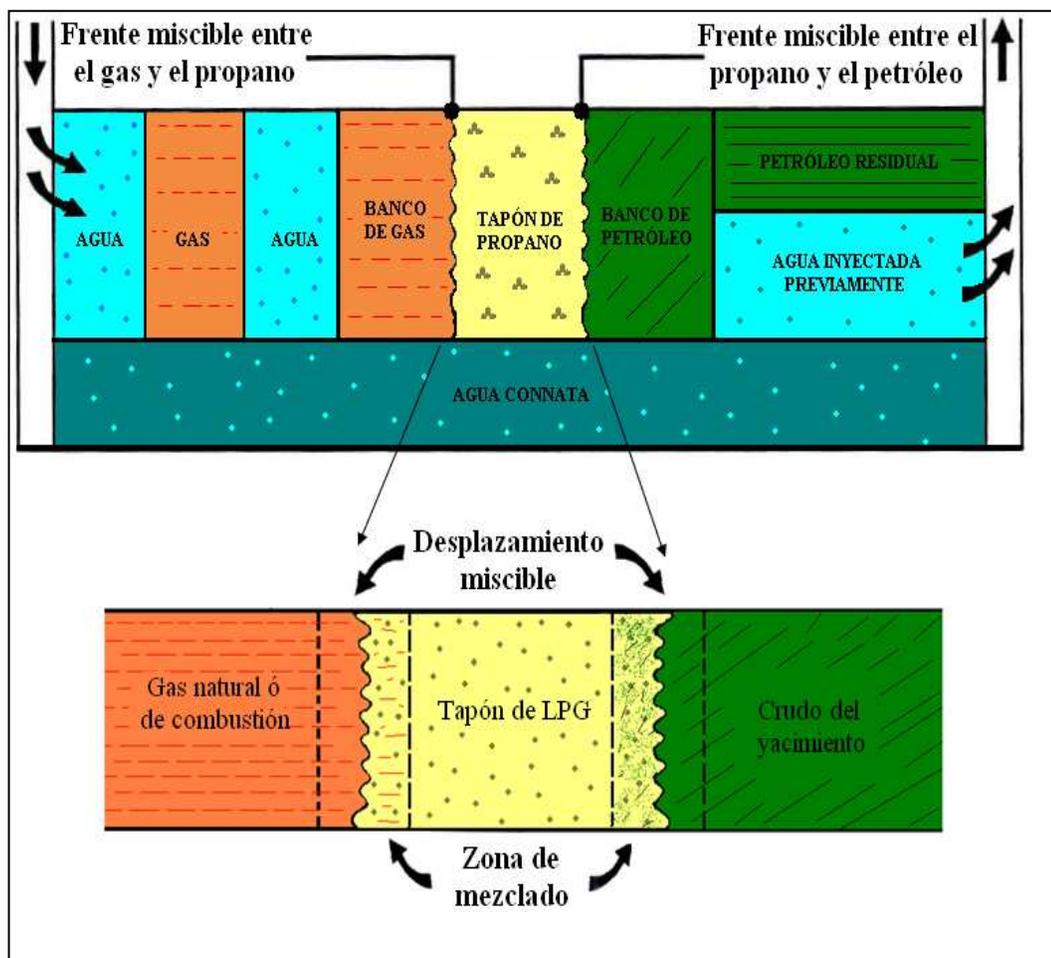


Figura II.4 Representación esquemática del proceso de primer contacto con propano (CIED 2000)

- Método de gases enriquecidos

El proceso consiste básicamente en que el crudo del yacimiento, que no es miscible de primer contacto con el LPG desplazante, captura componentes intermedios (C_2 - C_4) del gas inyectado, para a través de un proceso dinámico de contactos múltiples, llegar a establecer una zona de miscibilidad entre los fluidos desplazado y desplazante.

Este proceso también es conocido como método de condensación, en el cual se inyecta un tapón (10 a 20% volumen poroso) de gas natural enriquecido con fracciones livianas de hidrocarburos entre C_2 y C_6 (etano a hexano), seguido de la inyección de gas seco (principalmente metano) y en algunas ocasiones de agua. En este caso, las fracciones de los componentes enriquecidos son transferidas desde el gas hacia el crudo generándose un banco miscible que contribuye a incrementar la eficiencia de barrido.

Al mismo tiempo que se enriquece el crudo, en equilibrio con él se forma una fase gaseosa, por lo que aun cuando el crudo del yacimiento puede ser desplazado en forma miscible, es posible que en ciertas regiones de la zona de transición ocurra un flujo bifásico gas/liquido. El proceso mediante el cual se realiza la miscibilidad por gas condensado es más complicado que el descrito anteriormente, especialmente en un medio poroso, en el cual el contacto entre fluidos es continuo y resulta de transferencia de masa entre fases, tanto por convección como por difusión a través de pasajes (poros) muy tortuosos.

- Método de gas a alta presión

El proceso consiste básicamente en la vaporización de hidrocarburos de peso molecular intermedio, del crudo del yacimiento hacia el gas inyectado, de forma tal que se crea una zona de transición miscible. A este método también se le conoce como “Proceso de inyección de gas a alta presión”. La miscibilidad mediante este

proceso puede generarse mediante la inyección de los siguientes gases: gas natural, gas de combustión, nitrógeno o CO₂. Los componentes que se vaporizan del crudo normalmente son del C₂ al C₅, aun cuando con CO₂ pueden vaporizarse componentes más pesados, ya que la miscibilidad se realiza mediante contactos múltiples.

II.3.5 Variantes en el proceso de inyección de solventes

Aun cuando los procesos de inyección de solventes son métodos de recuperación mejorada en yacimientos de crudos pesados y extrapesados, no ha sido posible extraer mayores porcentajes del POES por esquemas convencionales. Esto ha originado la necesidad de evaluar variantes en el proceso que permitan el aumento del porcentaje de recobro, entre ellos podemos mencionar: la inyección de vapores de solvente (*VAPEX*) y la adición de vapor más solvente (*SAS*).

- Vapores de solvente (*VAPEX*)

Este proceso es considerado como uno de los principales movilizantes *in situ* de petróleo pesado y extrapesado, consiste en la inyección de vapores de sustancias químicas (solventes) en el yacimiento por medio de un pozo inyector y a través de fuerzas gravitatorias el petróleo es desplazado hacia el pozo productor situado justo debajo de este.

Los vapores del solvente se mantienen en constante movimiento durante el proceso para movilizar más cantidades de petróleo a través de la cámara de vapor, en la cual el calor emanado es usado para establecer una comunicación entre el pozo productor e inyector como primera opción, pero después es usado para vaporizar el solvente y refluirlo desde el pozo productor. El reflujo reduce el volumen de solvente que debe ser bombeado en superficie con el petróleo, y que a su vez debe ser separado, purificado, almacenado y reinyectado. En la Figura II.5 se observa el procedimiento

básico del proceso *VAPEX* en la cual se muestra la cámara de vapor donde el petróleo es diluido, y algunas operaciones en superficie que se utilizan para dicho proceso.

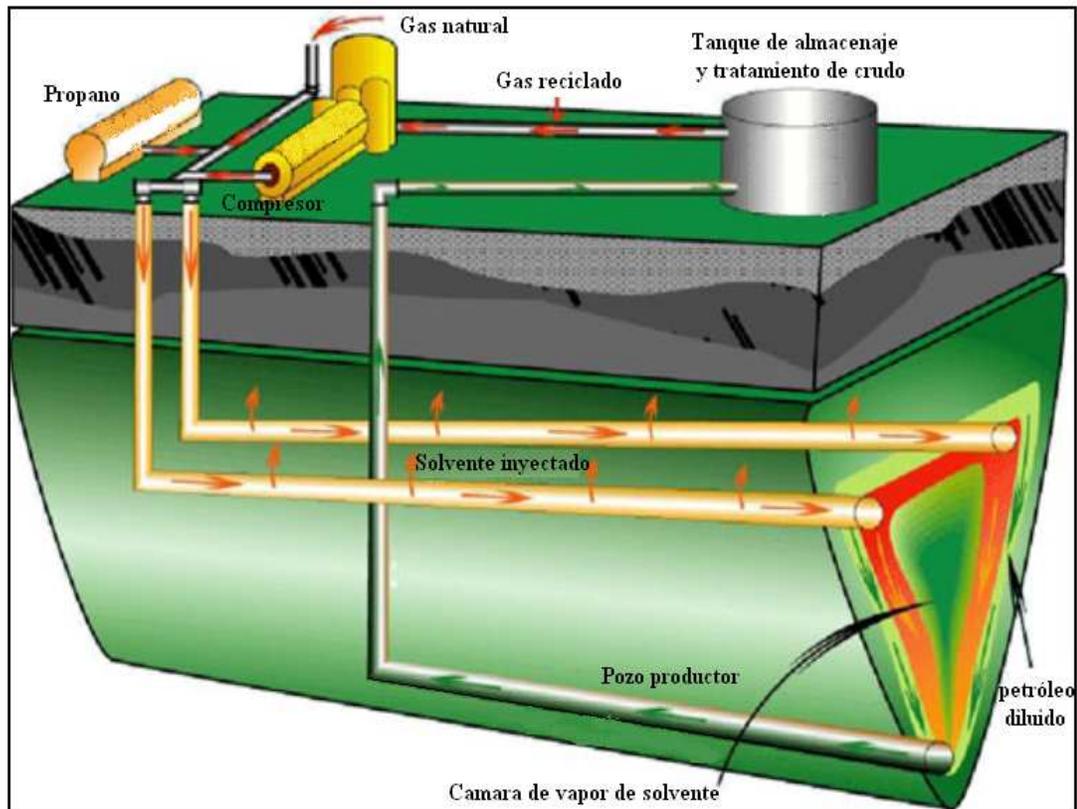


Figura II.5 Proceso *VAPEX* (vapores de solvente) (www.ptrc.ca/gallery)

Entre las principales ventajas del proceso se encuentran:

- La reducción de la viscosidad del petróleo como consecuencia del calor, lo suficiente para incrementar su tasa de producción.
- También ayuda a la comunicación entre el pozo inyector y productor a través de la inyección del solvente.
- El calor además ayuda a la rápida difusión del solvente en el petróleo

Dicho proceso también se utiliza en yacimientos con condiciones especiales como:

➤ Yacimientos con acuíferos

Algunos yacimientos de petróleo pesado están en contacto con capas de agua, estas por lo general, se encuentran por debajo de la zona de petróleo pero en el caso de crudos pesados puede estar sobre ellos. En estos casos la tecnología SAGD no es recomendable porque existe una pérdida de calor hacia la zona de agua. Por otra parte, el incremento en el corte de agua requiere de costos adicionales para bombear y procesar el agua en superficie. En este caso el proceso *VAPEX* tiene menos problemas con la presencia de agua ya que la migración de solventes dentro del acuífero sería insignificante.

➤ Yacimientos con capas de gas

En este caso el método del *VAPEX* es eficiente ya que la presencia de una capa de gas es su única ventaja sobre los métodos de recuperación térmicos. La migración del solvente inyectado dentro de la capa de gas puede incluso acelerar la transferencia de masa y por lo tanto ayudar en el proceso de recuperación.

- Solvente alternado con vapor (SAS)

Según Zhao (2007), en este proceso la configuración básica de los pozos es la misma que la utilizada por el proceso SAGD (un pozo inyector horizontal y un pozo paralelo productor directamente debajo de este). La diferencia de este proceso con los demás es que involucra un patrón de inyección y una estrategia de operación diferentes. El SAS (*Steam Alternating Solvent*) involucra los siguientes pasos:

- Inyección de vapor puro como en el proceso SAGD para empezar la operación.
- Detener la inyección de vapor y empezar la inyección de solvente en la cámara de vapor cuando la pérdida de calor sea significativa.
- Detener la inyección de solvente y empezar la inyección de vapor cuando la temperatura de la cámara se reduzca.

- Repetir ese ciclo de alternancia entre la inyección de vapor y solvente hasta que deje de ser rentable.
- Recuperar el solvente que se encuentra en el yacimiento a través de una caída de presión al final de la operación.

La idea básica en el proceso SAS es reemplazar una gran cantidad de vapor que se utiliza en el proceso SAGD por solvente, ya que el solvente es reciclado. La cámara de temperatura en el proceso SAS es más baja que en el proceso SAGD porque la cantidad de vapor inyectado es menor, y a pesar de que el efecto de la baja temperatura aumenta la viscosidad esta se compensa debido a la disolución del solvente con el petróleo. El criterio para la selección del solvente como en la mayoría de los casos debe estar regida por la temperatura de burbujeo que se encontrará entre la temperatura inicial del yacimiento y la temperatura de vapor, por debajo de la presión de operación. En la Figura II.6 se muestra el patrón de inyección utilizado durante el proceso SAS donde se observa la alternancia entre el solvente y el vapor.

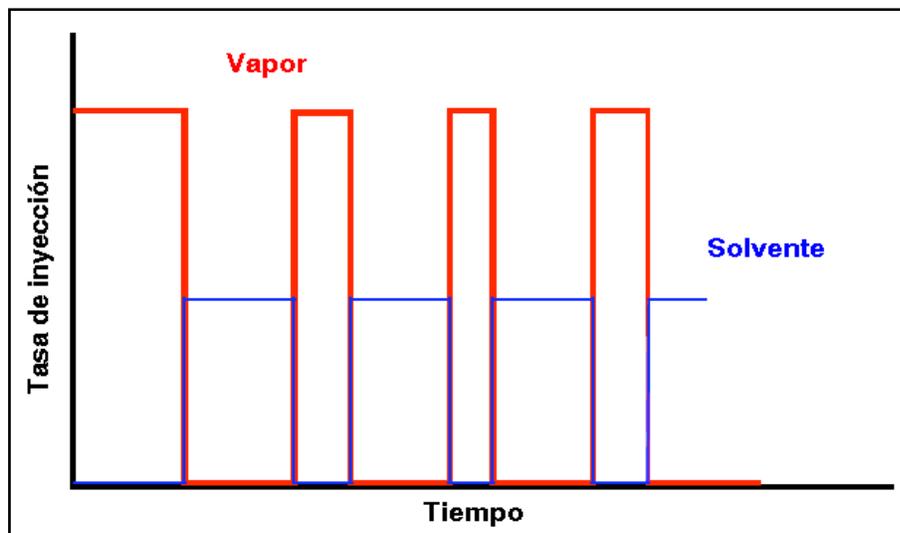


Figura II.6 Patrón de inyección en el proceso SAS (Zhao 2007)

Los aspectos económicos del proceso SAS, como en cualquier otro proceso de recuperación de petróleo pesado, están determinados por la tasa de producción de petróleo y la intensidad energética, es decir que van a depender en gran manera de la

disponibilidad ó no del vapor y la potencia del compresor para que sea inyectado al pozo. Debido a la variación del período de inyección de vapor y solvente en un ciclo, se pueden obtener diferentes escenarios entre solvente/petróleo y vapor/petróleo, ya que los perfiles de temperatura y la distribución de la concentración del solvente dentro de la cámara de vapor puede verse afectada por los patrones de inyección.

II.4. ESTADO DEL ARTE

Es una de las primeras etapas que debe desarrollarse dentro de una investigación, puesto que su elaboración, que consiste en “ir tras las huellas” del tema que se pretende investigar, permite determinar cómo ha sido tratado el tema, cómo se encuentra en el momento de realizar la propuesta de investigación y cuáles son las tendencias. Para su elaboración, es recomendable establecer un período de tiempo, de acuerdo con los objetivos de la investigación. La realización de un estado del arte comprende las siguientes etapas:

➤ **Fase heurística:** se procede a la búsqueda y recopilación de las fuentes de información, que pueden ser de muchas características y diferente naturaleza. Por ejemplo:

- Bibliografías, anuarios; monografías; artículos; trabajos especiales.
- Documentos oficiales o privados; testamentos; actas; cartas; diarios.
- Investigaciones aplicadas
- Filmaciones; audiovisuales; grabaciones, multimedios.

➤ **Fase Hermenéutica:** Durante esta fase cada una de las fuentes investigadas se leerá, se analizará, se interpretará y se clasificará de acuerdo con su importancia dentro del trabajo de investigación. A partir de allí, se seleccionarán los puntos

fundamentales y se indicarán el ó los instrumentos diseñados por el investigador para sistematizar la información bibliográfica acopiada.

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

En el capítulo que se presenta a continuación se desarrolla un pequeño resumen del área sobre la cual se está realizando la investigación.

III.1 FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

III.1.1 División Administrativa

Según (Leal y Zapata, 2009) la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) está dividida en cuatro zonas de exploración y producción las cuales son en dirección oeste a este Boyacá (antiguamente conocida como Machete), Junín (antes Zuata), Ayacucho (antiguo Hamaca); y Carabobo (anteriormente Cerro Negro). El área actual en exploración es de 11.593 km². La Figura III.1 muestra la ubicación de la FPO en el mapa de Venezuela, así como cada una de sus divisiones.

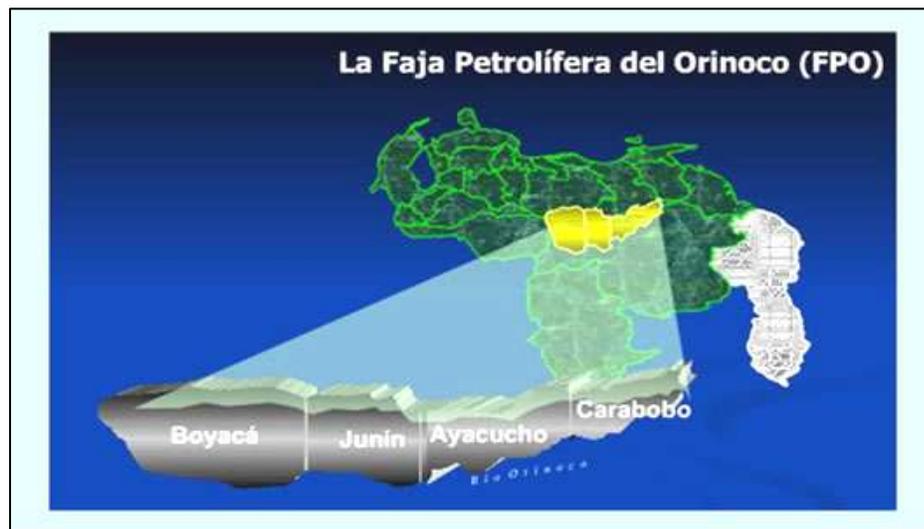


Figura III.1 Divisiones de la Faja Petrolífera del Orinoco (www.revistamene.com)

III.1.2 Ubicación Geográfica

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) es el territorio que ocupa la franja meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela, en una sección sedimentaria que descansa en el basamento cristalino al norte del borde del Macizo Guayanés. Se ubica al sur de los Estados, Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro y paralela al curso del río Orinoco (Figura III.2). Abarca una extensión de 600 km. de este a oeste y 70 km. En dirección norte-sur. La superficie total de la Cuenca Oriental es de aproximadamente 165000 km², de los cuales la FPO con un área de alrededor de 55.314 km² representa el 33%.



Figura III.2 Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco (Leal y Zapata, 2009)

La División Boyacá con una extensión areal aproximada de 28.934 km², limita al norte con el Distrito San Tomé, al sur con el Río Orinoco, al oeste con el Parque Nacional Aguaro- Guariquito y al este con la División Junín. La División Junín cuyas rocas yacimiento son las formaciones Oficina y Merecure tiene aproximadamente una extensión areal de 14580 km². Está limitada al norte por el Distrito Operacional de

PDVSA San Tomé (campos Budare y Socororo), al sur por la ribera del río Orinoco, al este por la División Ayacucho y al oeste por la División Boyacá. La División Ayacucho con una superficie aproximada de 11.300 km², se encuentra en la parte sur de los estados Monagas y Anzoátegui, al norte del Río Orinoco y de Ciudad Bolívar. Está limitada al norte por los campos Yopales, Miga, Melones, Lejos y Adas (área tradicional del distrito sur de San Tomé), al este por la División Carabobo, y al oeste por la División Junín. Las características generales del campo Ayacucho coinciden con las del campo Junín por lo que a estos dos campos se les conoce como zona central de la FPO. La División Carabobo cuya roca yacimiento es la formación Oficina se extiende alrededor de 500 km² en la sección más oriental de la Faja Petrolífera del Orinoco. Se ubica al sur de los estados Anzoátegui y Monagas y al norte del río Orinoco y Puerto Ordaz, está limitada al oeste por la División Junín y al norte por los campos El Salto, Morichal, Pílon y Temblador.

III.1.3 Características Generales

La FPO está compuesta por arenas no consolidadas muy suaves de la edad del Mioceno. Los cuerpos arenosos de las formaciones Oficina y Merecure constituyen los principales yacimientos petrolíferos en la mayoría de los campos tradicionales de la FPO.

Los yacimientos típicos son ó arenas de canales de meandros formadas dentro de un depósito deltaico ó depósitos fluviales dominados por corrientes entrelazadas. Dentro de las arenas de canales de meandros la continuidad lateral y vertical es algunas veces limitada.

➤ Descripción geológica

El área abarcada por la FPO reposa sobre un basamento de origen ígneo–metamórfico de edad Precámbrica. Puede definirse estratigráficamente como una secuencia de rocas sedimentarias que aumentan su grosor y buzanan hacia el norte. La sección

sedimentaria abarca desde el Paleozoico hasta el reciente y está representada por las formaciones Hato Viejo del Cámbrico Temprano, Carrizal del Cámbrico Tardío, el grupo Temblador del Cretáceo y las formaciones Merecure, Oficina, Freites y las Piedras del Terciario.

➤ **Características estructurales**

Las acumulaciones de hidrocarburos presentes en la FPO están controladas esencialmente por trampas estratigráficas y por ello no se encuentran contactos agua-petróleos regionales ni tampoco contactos gas-petróleo. La estructura regional está representada por suave monoclinas de mantos apenas inclinados hacia el norte, cortado por fallas menores, en su mayoría de rumbo este-oeste.

El principal mecanismo de entrapamiento al sur es estratigráfico, debido al adelgazamiento de las arenas de las formaciones Merecure y Oficina del este al oeste. Hacia el norte el entrapamiento es una combinación estructural - estratigráfica, conformado por dos grupos de fallas. La parte central de la faja posee una estructura monoclinas y sigue un rumbo sur - norte con un buzamiento de 2 a 4 grados al norte. El relieve topográfico del área es de plano a ondulado en 90%, el otro 10% es quebrado al noroeste y sureste del área. Se observan rocas conglomeráticas en superficie, y en los primeros cuatro a cinco metros de profundidad existe presencia de arcilla. La zona Oriental se presenta como un monoclinas de suave buzamiento norte de aproximadamente 4°, fracturado por múltiples fallas principales, orientadas este - oeste, así como por algunas fallas menores de rumbo noreste - suroeste que forma un ángulo de unos 45° con la principal. La mayoría de las fallas son no - sellantes, normales y de gran extensión (superior a los 15 km.) con desplazamientos verticales que oscilan entre 50 y 200 pies.

El petróleo presente se originó en la parte más profunda del centro de la cuenca al norte y migró posteriormente junto a otros fluidos hacia la parte más alta donde se

acumularon y preservaron en un 80% en las arenas de la formación Oficina, por cambios de permeabilidad en las arenas, existencia de fallas sellantes o cementación diagenética.

III.1.4 Características de producción

➤ Tipo de hidrocarburos

Los hidrocarburos de la Faja Petrolífera del Orinoco son del tipo pesado y extrapesado y en algunos casos se encuentra bitumen natural. Los crudos están en su mayoría degradados.

El contenido de metales como el vanadio, níquel y azufre es alto y las viscosidades se encuentran en el rango de 5000 a 50000 cp, las menores viscosidades se encuentran en el norte para luego aumentar hacia el sur. Debido a sus características de profundidad y temperatura, el crudo de la FPO tiene una viscosidad mayor a la de la mayoría de los crudos a cualquier densidad API

➤ Mecanismos de producción utilizados

En el caso de la FPO la perforación de pozos horizontales representa un reto debido a las arenas no consolidadas, pero a pesar del elevado costo de los pozos horizontales con respecto a los verticales, la producción promedio de los primeros es mucho más alta, lo que al final resulta más beneficioso económicamente además que permiten entre otras cosas mayores tasas con un diferencial de presión menor debido a un mayor contacto con la formación.

Cada pozo es equipado con un equipo BES (Bombeo Electro Sumergible) o un BCP (Bombeo de Cavidades Progresivas) que suministre energía en el fondo para levantar

el crudo a la superficie. También se inyecta un solvente para reducir la viscosidad y mejorar la deshidratación.

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA

En este capítulo se describen cada una de las fases que se llevaron a cabo para el cumplimiento de los objetivos propuestos en el Trabajo Especial de Grado.

IV.1 NIVEL DE LA INVESTIGACIÓN

Según Arias (1999), el nivel de la investigación se refiere al grado de profundidad con que se aborda un objeto o fenómeno. Según el autor, el nivel de investigación se clasifica de tres maneras:

- a) **Investigación exploratoria:** es aquella que se efectúa sobre un tema u objeto poco conocido o estudiado, por lo que sus resultados constituyen una visión aproximada de dicho objeto.
- b) **Investigación descriptiva:** consiste en la caracterización de un hecho o fenómeno con la finalidad de establecer su estructura o comportamiento.
- c) **Investigación explicativa:** se encarga de buscar el porqué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto.

El nivel de investigación desarrollado en este Trabajo Especial de Grado es exploratorio ya que el objetivo es analizar la factibilidad técnica de inyectar solventes líquidos en muestras de crudos pesados provenientes de la Faja Petrolífera del Orinoco a través de simulaciones físicas realizadas en laboratorio, para que esta pueda ser usada posteriormente como método de recuperación mejorada aplicada en campo.

IV.2 TIPO DE INVESTIGACIÓN

Según Arias (1999), el tipo de investigación es la estrategia que adopta el investigador para responder al problema planteado. Según el autor, se clasifican de tres maneras:

- a) **Investigación documental:** es aquella que se basa en la obtención y análisis de datos, provenientes de materiales impresos u otros tipos de documentos.
- b) **Investigación de campo:** consiste en la recolección de datos directamente de la realidad donde ocurren los hechos, sin manipular o controlar variable alguna.
- c) **Investigación experimental:** consiste en someter a un objeto o grupo de individuos a determinadas condiciones o estímulos (variable independiente), para observar los efectos que se producen (variable dependiente).

Para el Trabajo Especial de Grado se utilizó una investigación del tipo documental ya que se llevó a cabo la realización de un Estado del Arte para conocer el auge y el desarrollo de la tecnología de inyección de solventes a nivel mundial y de esta manera obtener información sobre sus fundamentos y los métodos de aplicación.

Además se desarrolló una investigación experimental ya que se somete un crudo proveniente de la Faja Petrolífera del Orinoco (variable independiente) a ciertas condiciones que varíen sus propiedades (inyección de solventes) y de esta manera observar si existe un aumento en la producción del mismo (variable dependiente).

IV.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

Según Arias (1999) la población o universo se refiere al conjunto para el cual serán validas las conclusiones que se obtengan: a los elementos o unidades (personas, instituciones o cosas) involucradas en la investigación. La población objeto de

estudio en esta investigación es el yacimiento A ubicado en la División Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Según Arias (1999) la muestra es un subconjunto representativo de un universo o población. Para el Trabajo Especial de Grado la muestra es representada por el crudo proveniente del pozo 1 del yacimiento mencionado anteriormente.

IV.4 ESQUEMA DE LA METODOLOGIA

La metodología utilizada para el desarrollo de esta investigación se ilustra en la Figura IV.1.

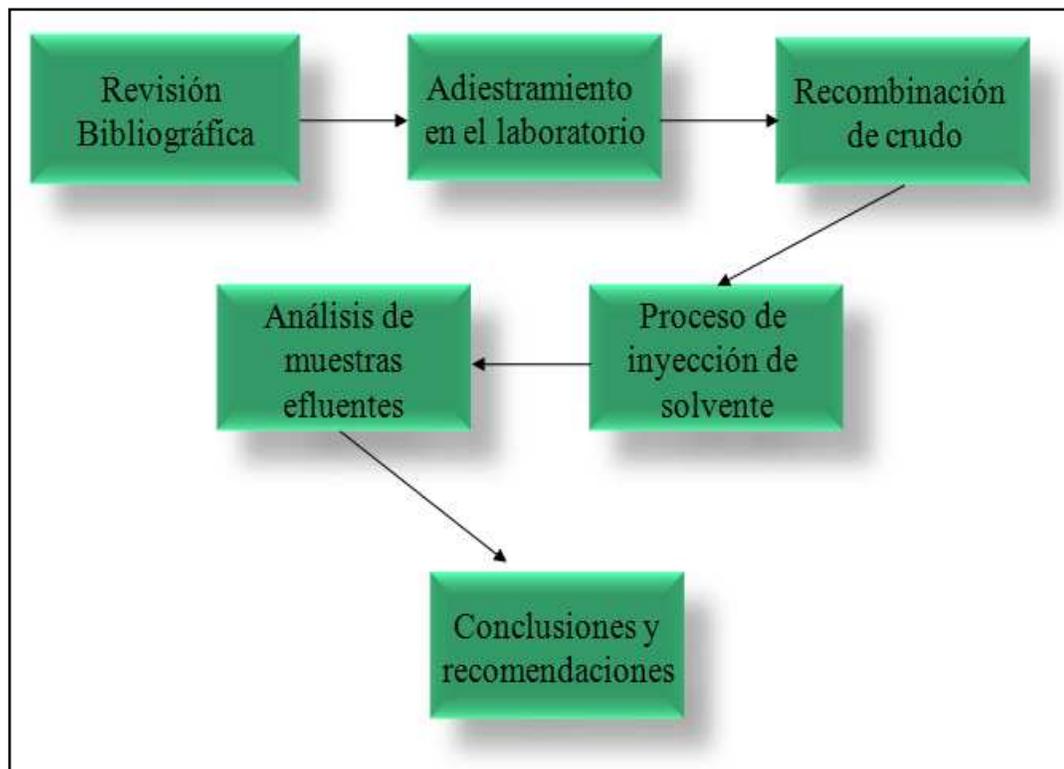


Figura IV.1 Esquema de la metodología (Teixeira, 2010)

IV.4.1 Recopilación bibliográfica

Para el cumplimiento de los objetivos planteados fue necesaria la creación de una base teórica que proporcionó la comprensión de todos los aspectos relacionados para la realización del Trabajo Especial de Grado. Esta etapa se dividió en dos fases, las cuales se describen a continuación:

La primera fase comprende el análisis de los métodos de recuperación utilizados para el mejoramiento de crudos pesados y extrapesados, haciendo énfasis en los métodos de recuperación no térmicos, ya que en estos se encuentra la tecnología desarrollada en la investigación.

Durante la segunda fase se realizó un estado del arte para evaluar el comportamiento y el auge del proceso de inyección de solventes como método de recuperación mejorada a nivel mundial durante los últimos diez años. Para esto se seleccionaron las fuentes de información internacionales más relevantes enfocadas hacia el área de las ciencias e ingenierías. Además, se consultó en el archivo técnico de PDVSA Intevep para la búsqueda de información en el área, desarrollada en Venezuela.

IV.4.2 Adiestramiento en el laboratorio

Previo a los procesos de recombinación de crudo e inyección de solventes fue necesario un adiestramiento realizado en el laboratorio de procesos miscibles de PDVSA INTEVEP para el manejo de los instrumentos y equipos utilizados, así como las respectivas medidas de seguridad que se deben tomar en caso de que surja cualquier situación de riesgo. Durante esta etapa los principales equipos manejados fueron las bombas ISCO, los cilindros pistón y el gasómetro tipo *Ruska*, los cuales se describen con más detalle a continuación:

- Bombas ISCO

Son bombas de la Serie - D de *Teledyne-ISCO*, consisten en un controlador y un módulo de bomba (Figura IV.2). La bomba de jeringa de un sólo pistón desplaza fluidos de cualquier tipo pudiendo trabajar en:

- Flujo constante.
- Presión constante.
- Rampas de flujo o presión.

Los modelos de las bombas de jeringa se diferencian por el volumen máximo del pistón y la presión alcanzable. La precisión del flujo es directamente proporcional al volumen máximo de dispensación. En el caso de las bombas 500D que son las utilizadas durante las pruebas, poseen una capacidad de 507 cc de fluido y pueden trabajar con presiones entre 10 y 3750 psi y flujos desde 0,001 hasta 204 cc/min. (Disponible en: <http://www.vertex.es>)



Figura IV.2 Bomba ISCO (Teixeira, 2010)

- Cilindros pistón tipo Ruska

El cilindro consiste en un émbolo o pistón operando dentro de un tubo cilíndrico con una capacidad de 900 cc aproximadamente, además posee dos tapas (tope y fondo) con sus respectivas válvulas para regular el flujo de fluidos por ambos extremos del cilindro. El fluido que se dirige al cilindro por un extremo desplaza el pistón y lo fuerza a desplazar el fluido contenido en el otro extremo (Figura IV.3).

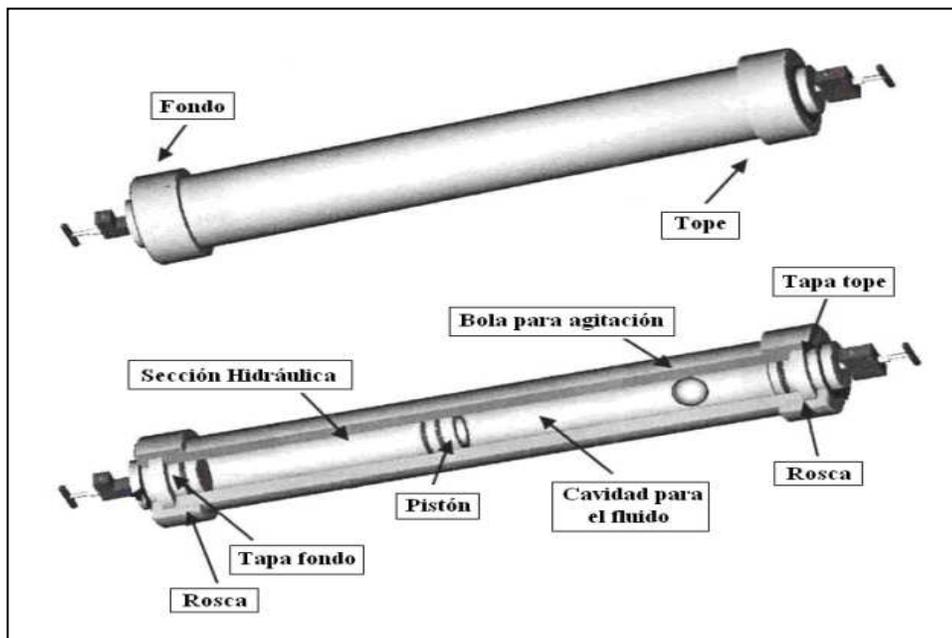


Figura IV.3 Cilindro Pistón Ruska (Guía de proceso de recombinación de crudo INTEVEP, 2009)

- Gasómetro

El gasómetro de tipo *Ruska* es un instrumento utilizado para medir el volumen de gas que fluye a través de él, así como la temperatura que posee el gas durante su recorrido por el instrumento. El instrumento posee dos cilindros (1000 y 2000 cm³) con una precisión de 0,2%, los cuales se utilizan para almacenar el gas durante su medición (Figura IV.4).



Figura IV.4 Gasómetro tipo Ruska (Teixeira, 2010)

IV.4.3 Recombinación de crudo

En esta etapa se realizó el acondicionamiento de un crudo muerto (dícese del crudo que ha perdido todo gas asociado a él, debido a un cambio de condiciones de presión y temperatura) proveniente de la División Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco. Este proceso consiste en disolver gas metano en el crudo muerto a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento (1270 psi y 60° C) y así obtener características similares al mismo. En esta etapa del proceso, el parámetro que se desea igualar a las condiciones de yacimiento es la Relación Gas – Petróleo (RGP) la cual posee un valor de 110 PCN/BN, y se calculó de la siguiente manera:

Se debe definir un volumen de muestra del crudo que se va a recombinar y conocer la densidad del mismo, así como las propiedades de temperatura y presión a condiciones de laboratorio y a condiciones normales. Para obtener el factor de compresibilidad del gas (Z) utilizado para llevar las condiciones de laboratorio a condiciones normales se debe determinar la presión reducida (P_r) y la temperatura reducida (T_r) del gas que se

va a utilizar (metano), a partir de las ecuaciones IV.1 y IV.2 definidas por Standing y Katz en 1942:

$$Pr = \frac{P}{P_{cr}} \quad (IV.1)$$

$$Tr = \frac{T}{T_{cr}} \quad (IV.2)$$

Donde:

P: Presión de trabajo, fijada anteriormente por el operador (psia)

P_{cr}: Presión del gas obtenido de la Tabla IV.1 (psia)

Pr: Presión reducida (adimensional)

T: Temperatura de trabajo, fijada anteriormente por el operador (°R)

T_{cr}: Temperatura del gas obtenido de la Tabla IV.1 (°R)

Tr: Temperatura reducida (adimensional)

Con estos dos valores (Pr y Tr) se utiliza la Figura IV.5 para hallar el valor del factor de compresibilidad de los gases (Z) se calcula el volumen de gas a inyectar en el reactor, pero este debe ser llevado de condiciones normales a condiciones de operación, por lo cual se utiliza la ley de los gases reales (Cengel, Y y col. 2008 p. 65), donde la ecuación IV.3 es establecida para el gas a condiciones normales y la ecuación IV.4 para condiciones de operación.

$$P_1V_1 = Z_1n_1RT_1 \quad (IV.3)$$

$$P_2V_2 = Z_2n_2RT_2 \quad (IV.4)$$

Partiendo del principio de conservación de la masa se generan 2 ecuaciones expresadas en términos del número de moles (n), y a su vez eliminando el factor R en cada una de ellas se obtiene la ecuación (IV.5):

$$\frac{P_1 V_1}{Z_1 T_1} = \frac{P_2 V_2}{Z_2 T_2} \quad (IV.5)$$

Como $Z_1 = 1$ (condiciones normales) y despejando el volumen del gas a condiciones de trabajo (V_2), finalmente se obtiene la ecuación (IV.6):

$$V_2 = \frac{P_1 V_1 T_2 Z}{P_2 T_1} \quad (IV.6)$$

Donde:

V_2 : Volumen a condiciones de trabajo

V_1 : Volumen a condiciones normales, obtenido a partir del RGP del yacimiento.

P_2 : Presión a condiciones de trabajo

P_1 : Presión a condiciones normales, (14,504 psi) según normas API.

T_2 : Temperatura a condiciones de trabajo

T_1 : Temperatura a condiciones normales, (60° F) según normas API.

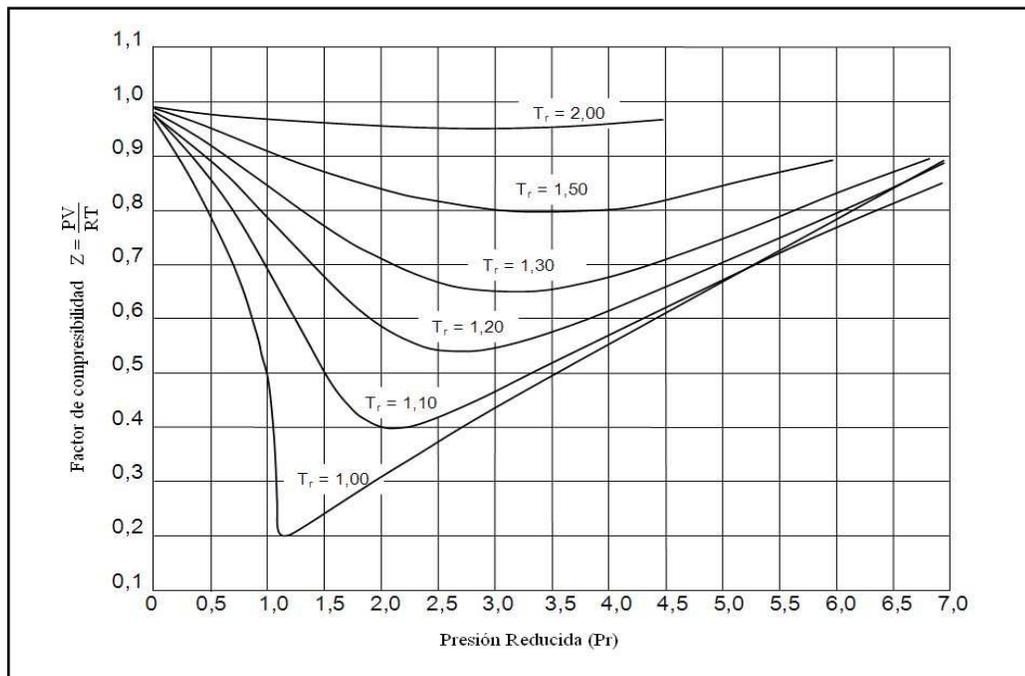


Figura IV.5 Factor de compresibilidad de los gases Z (Cengel Y, 2008)

Tabla IV.1 Propiedades del punto crítico de algunos gases (Cengel Y, 2008)

Sustancia	Propiedades del punto crítico	
	Temperatura (°R)	Presión (psia)
Agua	165,3	3204
Aire	38,5	547
Alcohol etílico	929	926
Alcohol metílico	923,7	1154
Amoniaco	729,8	1636
Argón	272	705
Benceno	1012	714
Bromo	1052	1500
Cloro	751	1120
Cloroformo	965,8	794
Cloruro metílico	749,3	968
Diclorodifluorometano (R-12)	692,4	582
Diclorofluorometano (R-21)	813	749
Dióxido de azufre	775,2	1143
Dióxido de carbono	547,5	1071
Etano	549,8	708
Etileno	508,3	742
Helio	9,5	33,2
Hidrógeno	59,9	188,1
Kriptón	376,9	798
Metano	343,9	673
Monóxido de carbono	240	507
n -butano	765,2	551
Neón	80,1	395
Nitrógeno	227,1	492
n - hexano	914	439
Óxido nitroso	557,4	1054
Oxígeno	278,6	736
Propano	665,9	617
Propileno	656,9	670
Tetracloruro de carbono	1001,5	661
Tetrafluoroetano (R-134a)	673,7	589,9
Triclorofluorometano (R-11)	848,1	635
Xenón	521,5	852

Al calcular el volumen de gas a condiciones de trabajo, se procede a inyectar los fluidos al reactor (Figura IV.6) de la siguiente manera:

- 1) Para la inyección del crudo utilizar un cilindro pistón tipo *Ruska* envuelto en una manta de calentamiento (60 °C) además de cintas de calentamiento para las líneas de flujo (Figura IV.9) para facilitar la movilidad del mismo.
- 2) Controlar la inyección de crudo por medio de las bombas ISCO (Figura IV.2) tratando de no exceder la presión de inyección en un máximo de 3000 psi.
- 3) Desmontar el cilindro e inyectar el gas previamente almacenado en otro cilindro del mismo tipo con la misma metodología utilizada para la inyección de crudo.
- 4) Realizar este proceso de manera alternada entre el crudo y el gas hasta alcanzar los volúmenes de fluidos requeridos para la recombinación.
- 5) Dejar agitando el reactor al menos un día, para que ambos fluidos se mezclen de una manera estable y a presión y temperatura constante (condiciones de yacimiento: 1270 psi y 60° C).



Figura IV.6 Reactor utilizado para la recombinación del crudo (Teixeira, 2010)



Figura IV.7 Equipo utilizado para la inyección de crudo hacia el reactor (Teixeira, 2010)

Al finalizar el proceso de recombinación, se preparó el sistema para la realización de una prueba de liberación *flash*, y así corroborar que la recombinación alcanzó la RGP deseada.

El proceso consiste en la extracción de una porción de la muestra proveniente del reactor hasta un separador (vial) en el que debido a los cambios de presión, se desprende el gas que luego es llevado hacia el gasómetro donde se mide su volumen.

El líquido remanente en el vial es pesado y a través de su densidad se determina el volumen de crudo, para de esta manera calcular la Relación Gas – Petróleo.

Cálculos

- Corrección del volumen de gas (V_i):

Para calcular el RGP es importante llevar todos los valores obtenidos a condiciones de laboratorio a condiciones normales:

$$\frac{P_a \times V_a}{T_a} = \frac{P_i \times V_i}{T_i} \Rightarrow V_i = \frac{P_a \times V_a \times T_i}{P_i \times T_a} \quad (\text{IV.7})$$

Donde:

V_i : Volumen de gas, corregido a condiciones de gas ideal (cm^3)

V_a : Volumen de gas (medido en el gasómetro) (cm^3)

P_a : Presión del laboratorio (medida en el barómetro) (mmHg)

T_a : Temperatura de laboratorio ($^{\circ}\text{F}$)

P_i : 750,0617 mmHg según normas API

T_i : 60 $^{\circ}\text{F}$ según normas API

- Cálculo del volumen de crudo (V_c):

$$M_c = M_{vf} - M_{vi} \quad (\text{IV.8})$$

$$V_c = \frac{M_c}{\rho_{\text{Crudo}}} \quad (\text{IV.9})$$

Donde:

M_c : Masa del crudo recolectado en el vial (g)

M_{vf} : masa final del vial (g) (Figura IV.8)

M_{vi} : masa inicial del vial (g) (Figura IV.8)

ρ_{Crudo} : densidad del crudo (g/cm^3)



Figura IV.8 Separador ó vial usado para almacenar la muestra de crudo (Teixeira, 2010)

- Cálculo de la RGP

$$RGP = \frac{V_i}{V_c} \times 5,6146 \quad (\text{IV.10})$$

Donde:

RGP: Relación Gas – Petróleo, en PCN/BN

V_i : volumen de gas, corregido a condiciones de gas ideal, (cm^3)

V_c : volumen de crudo recolectado en el vial, (cm^3)

Factor de conversión a PCN/BN = 5,6146

Si al finalizar los cálculos, el valor de la RGP no es el esperado, se le debe agregar más gas o crudo al reactor dependiendo del caso y realizar el mismo procedimiento descrito anteriormente.

IV.4.4 Proceso de inyección del solvente

Una vez recombinado el crudo, se procedió a retirarlo del reactor para transferirlo a un cilindro Ruska controlado por una bomba ISCO, pero esta vez del reactor hacia el cilindro contenedor y utilizando una manta de calentamiento para las líneas de flujo (Figura IV.9).

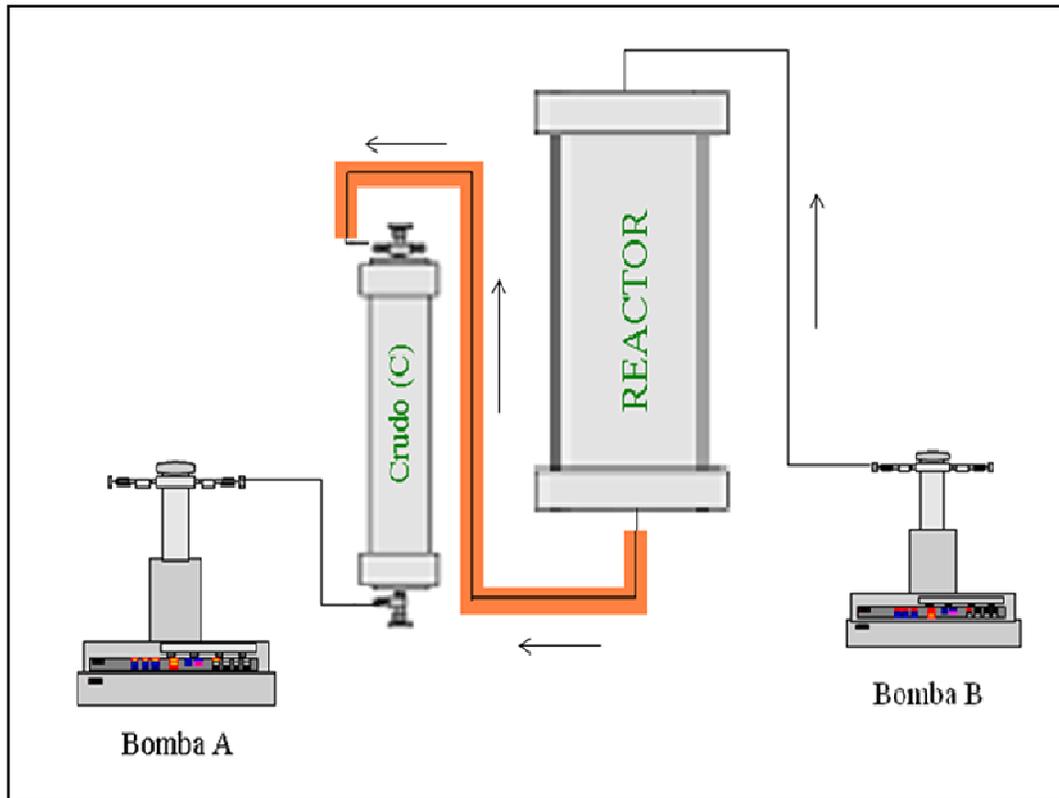


Figura IV.9 Esquema para la inyección y el retiro de fluidos del reactor (Teixeira, 2011)

El siguiente paso dentro del desarrollo de las simulaciones fue la preparación del medio poroso para simular las mismas condiciones del yacimiento objeto de estudio, y posteriormente realizar las pruebas de desplazamiento con el solvente. Para lograr un mejor entendimiento del proceso se realizó un diagrama de actividades (Figura IV.10) en el cual se resumen los procedimientos a seguir para el desarrollo de las pruebas.

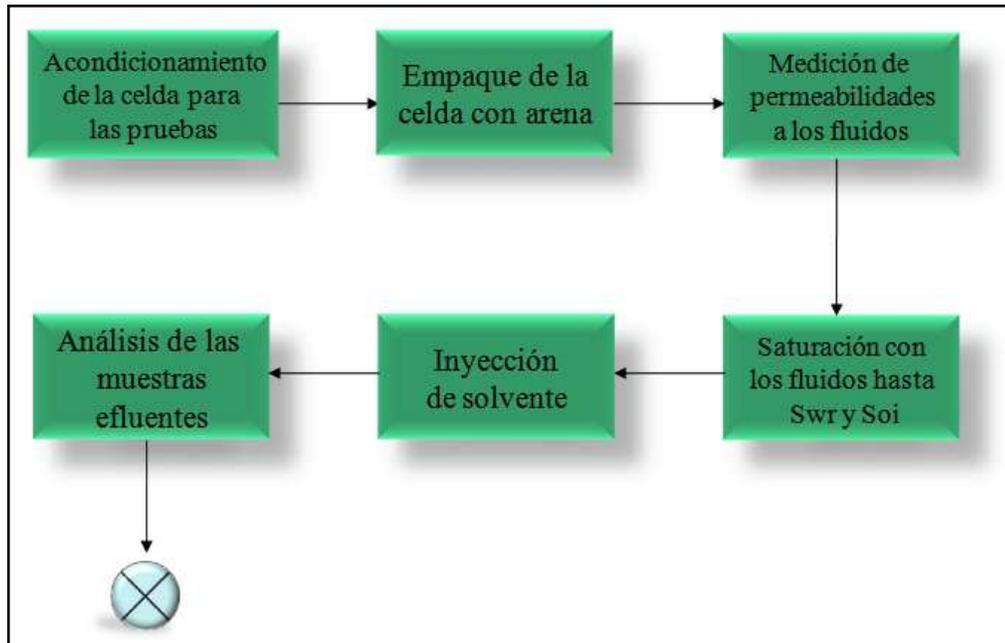


Figura IV.10 Diagrama de actividades básico para el desarrollo de las simulaciones (Teixeira, 2011)

El esquema anterior inicia con el acondicionamiento de la celda usada para simular el medio poroso, en este paso se aseguran las tapas y demás conexiones que posea la celda para verificar que no presente ningún tipo de fuga. Posteriormente se procede a empacar la celda con arena y a realizar las pruebas pertinentes de permeabilidad al gas, agua y crudo con la finalidad de que la celda cumpla simulación de las condiciones del yacimiento.

Luego la celda se satura con los fluidos (agua y crudo) para proceder a inyectar el solvente de acuerdo al esquema que se desee y por último se analizan las muestras resultantes del proceso de inyección.

Para desarrollar la primera fase de este esquema en la que el medio poroso simula las condiciones del yacimiento objeto de estudio en esta investigación se debe seguir el algoritmo que se muestra en la Figura IV. 11.

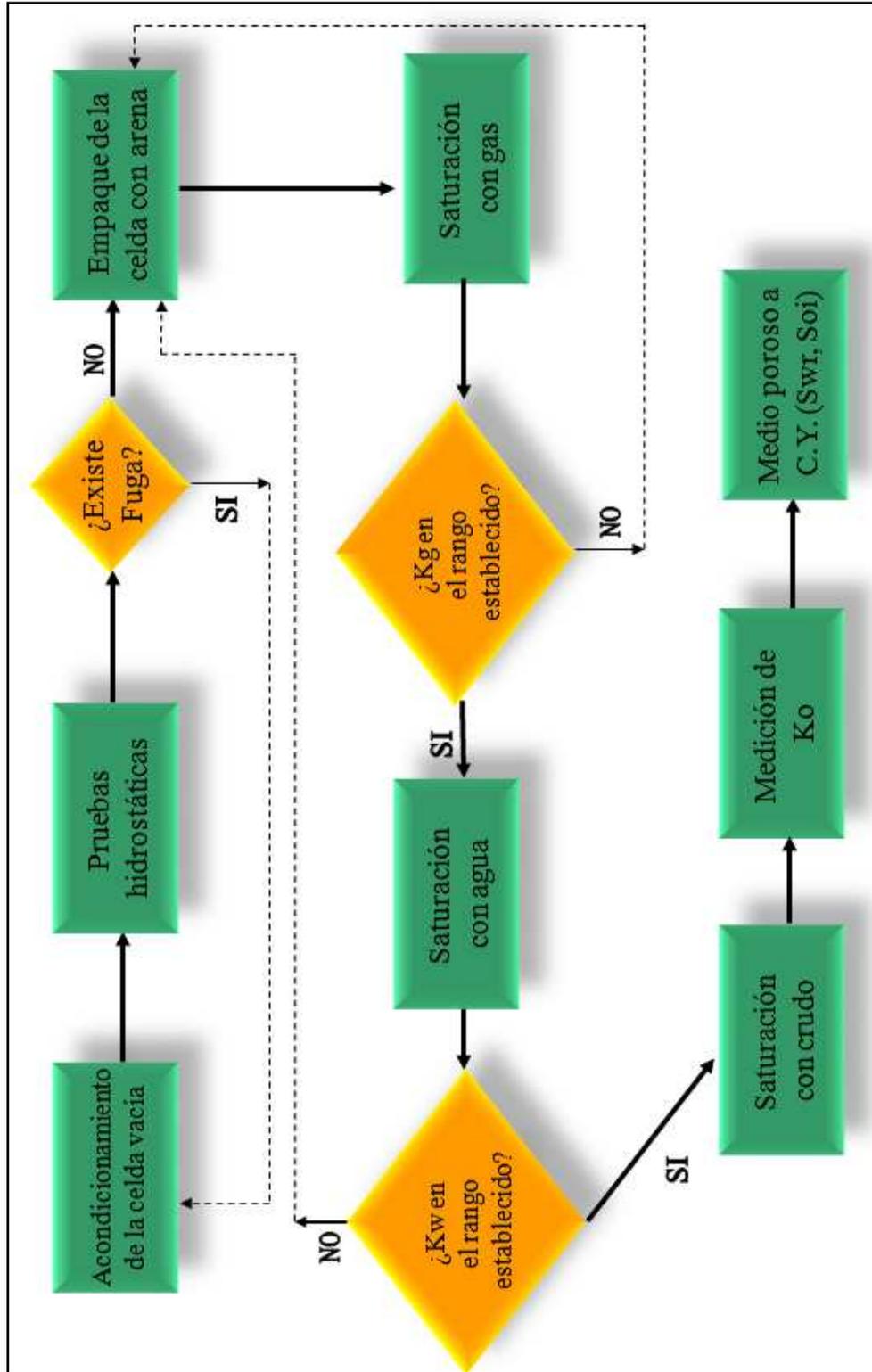


Figura IV. 11 Diagrama para el acondicionamiento y preparación del medio poroso (Teixeira, 2010)

En esta etapa, el acondicionamiento de la celda inicia con las pruebas hidrostáticas en la cual la celda es llenada con agua y es posteriormente sellada, luego se presuriza hasta una presión máxima ($1,5P_{oper}$) para verificar que no posea ningún tipo de fugas en las tapas o en las demás conexiones. En el caso de que la celda no posea ningún tipo de fuga se puede proceder al empaquetamiento con la arena, de lo contrario se deberá asegurar el estado de las partes mencionadas anteriormente.

La celda mencionada anteriormente utilizada para la realización del medio poroso posee una longitud de 1 m y un diámetro interno de 5,47 cm, esta se empacó con arena sintética no reactiva Silboca (Figura IV.12) hasta el tope, siguiendo los métodos pertinentes utilizados para obtener las condiciones establecidas para la simulación.

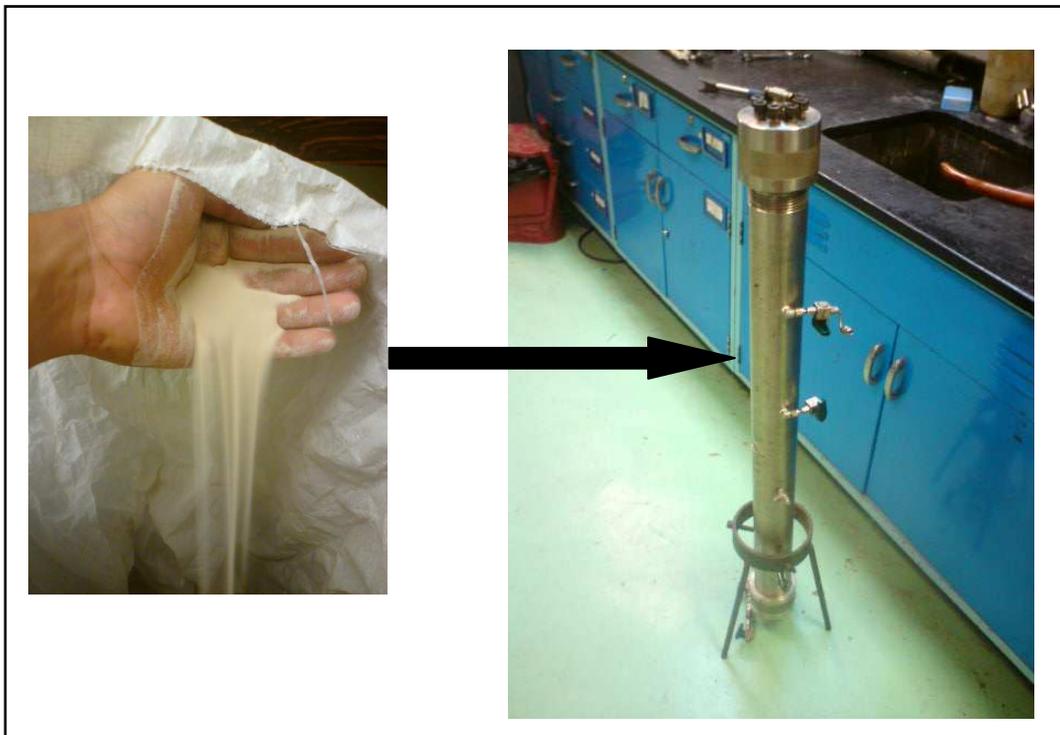


Figura IV. 12 Celda utilizada para el medio poroso empacada con la arena (Teixeira, 2010)

Una vez que el empaque se completó, se realizaron las pruebas de permeabilidad requeridas para los tres tipos de fluidos que estarán en contacto dentro de la celda (gas, agua y crudo) y de esta manera tener el arreglo preparado para la inyección del

solvente. La primera prueba que se realiza es la de permeabilidad al gas en donde se hace pasar un gas inerte (helio) por el medio poroso a diferentes tasas de flujo, estas a su vez ocasionan un diferencial de presión desde la base hasta el tope de la celda, esta diferencia es medida a través de un *validyne* emitiendo una señal hacia el transductor de presión (Figura IV. 13). Basándose en el principio de la ley de Darcy que dice que la velocidad de avance de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional a la permeabilidad y al gradiente de presión e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido (De Ferrer, M. 2001 p.49) se elabora una tabla de tasas de flujo (Q) vs. porcentajes de diferencial de presión (ΔP (%)) los cuales son arrojados por el transductor, para luego elaborar una grafica de Q vs. ΔP cuya pendiente de recta será el valor de la permeabilidad al fluido.



Figura IV.13 *Validyne* y transductor de presión (Teixeira, 2010)

Si el valor de la permeabilidad al gas (K_g) no se encuentra dentro del rango establecido para las simulaciones se debe abrir nuevamente la celda y mejorar el empaquetamiento con la arena. Cuando el valor esté en el rango se procede ahora a saturar el medio con el siguiente fluido que sería el agua, al cual se le realizan exactamente las mismas pruebas de permeabilidad que para el gas. Ya obtenido el valor de la permeabilidad al agua (K_w), se satura el medio con crudo vivo proveniente de la recombinación y se le realizan las pruebas para medir su permeabilidad en la celda (K_o). La finalidad de inyectar los fluidos de esta manera es poder caracterizar las condiciones de yacimiento en gran medida y obtener los valores

de saturación de agua residual (S_{wr}) para el agua y saturación de petróleo inicial (S_{oi}) para el crudo.

Seguidamente se procede a simular las inyecciones hacia al medio poroso de acuerdo a los esquemas de cada uno de las pruebas especiales que se quieren caracterizar. La primera prueba de inyección se basa en la inyección de solvente hacia el medio poroso sin la acción de ningún empuje adicional como acuíferos activos o empuje por gas en solución (Figura IV.14) continuando con el barrido final de la celda inyectando agua a temperatura de laboratorio.

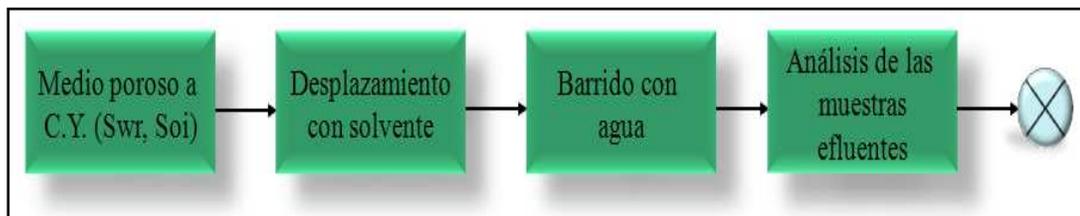


Figura IV.14 Esquema de la primera prueba de inyección (Teixeira, 2010)

La segunda prueba de inyección caracteriza la aplicación de un empuje con agua a temperatura de operación hasta dejar el yacimiento con una saturación de petróleo residual (S_{or}), para que posteriormente se proceda a la inyección del solvente y al posterior barrido final con agua a temperatura de laboratorio (Figura IV.15).

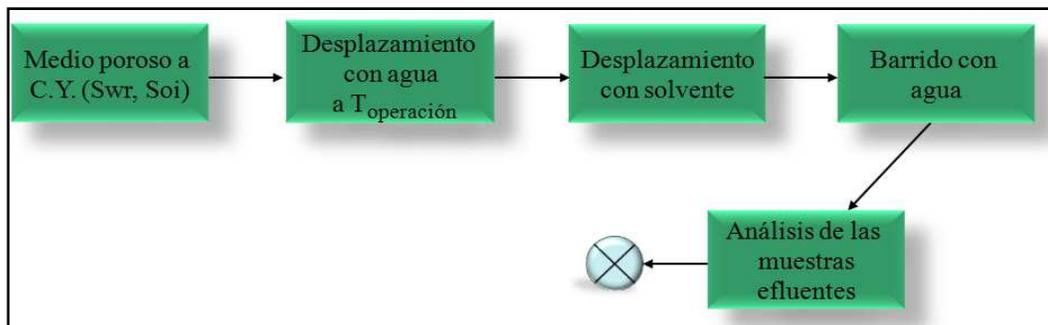


Figura IV.15 Esquema de la segunda prueba de inyección (Teixeira, 2010)

La tercera prueba de inyección caracterizó la acción de un acuífero activo en el yacimiento ya que se inyectó agua a temperatura de laboratorio y luego agua a temperatura de yacimiento de manera tal que ambas inyecciones barrieran por completo el medio poroso, y esto con la finalidad de cuantificar la cantidad de crudo presente en el yacimiento después de la acción de esta gran cantidad de agua, la cual es una de las características principales de los yacimientos de la Faja Petrolífera del Orinoco. Después de esto se procede de igual manera a la inyección del solvente y al barrido final con agua a temperatura ambiental (Figura IV. 16).

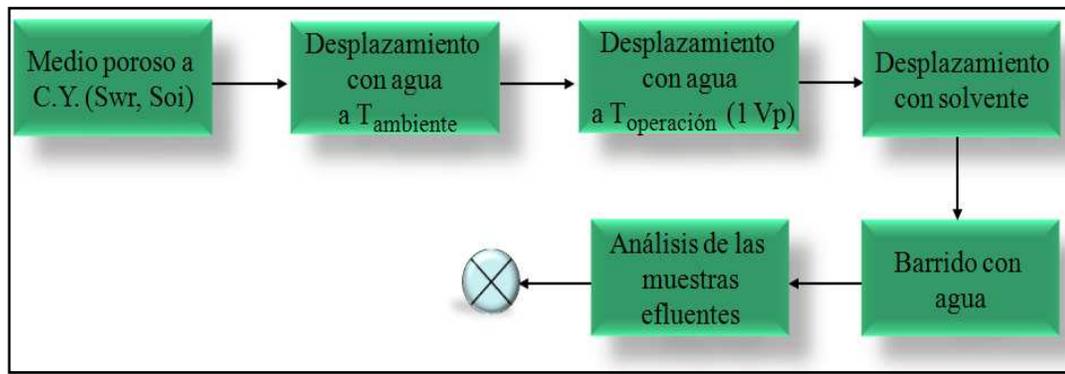


Figura IV.16 Esquema de la tercera prueba de inyección (Teixeira, 2010)

La cuarta y última prueba de inyección de solventes se caracterizó por desarrollar la simulación de un yacimiento el cual es llevado hasta la presión de abandono y con esta presión se realizó la inyección previa del solvente y el barrido con agua a temperatura ambiente (Figura IV. 17).

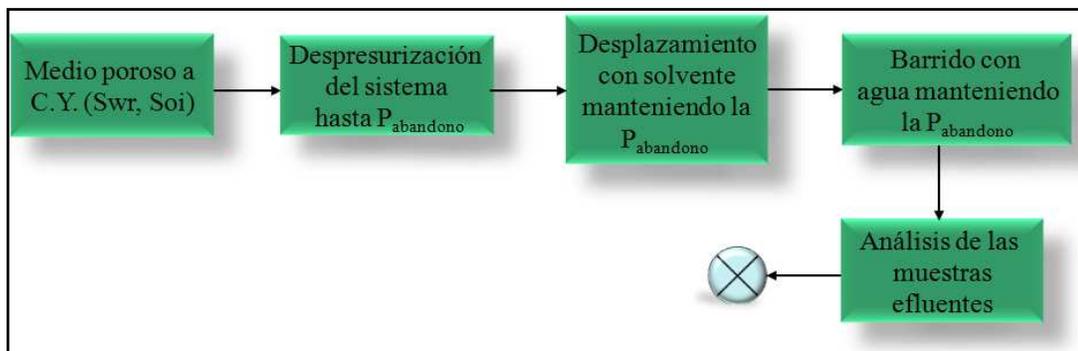


Figura IV.17 Esquema de la cuarta prueba de inyección (Teixeira, 2010)

El solvente utilizado en las simulaciones físicas es un corte de refinería cuyas propiedades son mostradas en la Tabla IV.2, de las cuales la más importante para la investigación fueron las temperaturas de ebullición debido a la naturaleza de las muestras que se obtuvieron durante el proceso.

Tabla IV.2 Propiedades del solvente utilizado

Gravedad °API	55,04
Densidad a 15 °C	0,758
Densidad a 80 °F	0,749
Densidad a 122 °F	0,7327
Densidad a 140 °F	0,7254

Destilación simulada (%p)	Temperatura (°C)
Temp. Ebullición inicial	73.4
5%	90.8
10%	99.7
20%	106.6
30%	115.5
40%	119.6
50%	125.5
60%	131.7
70%	137.9
80%	143.5
90%	156.9
99%	204.0
Temp. Ebullición final	218.8

Además es necesario que tanto la celda que contiene el medio poroso como el cilindro contenedor de crudo y todo el equipo que recolectará las muestras provenientes de la producción se encuentren en un horno de calentamiento para simular las condiciones de temperatura del yacimiento. En la Figura IV.18 se ilustra el arreglo utilizado para la realización de las pruebas.

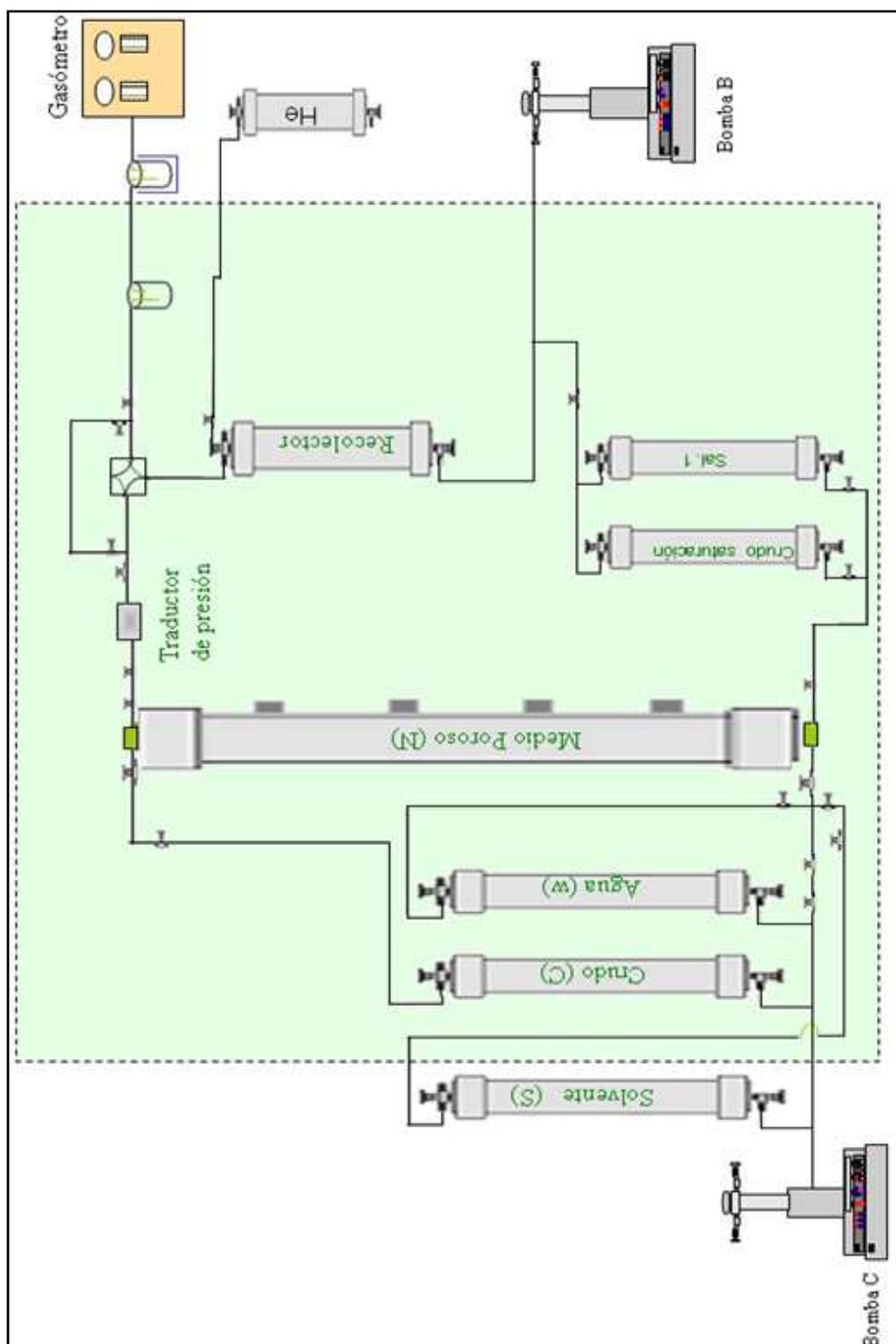


Figura IV.18 Arreglo para el proceso de inyección de solvente (Delfin., 2007)

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se presentan los análisis de resultados obtenidos durante el desarrollo de esta investigación.

Inicialmente se expone un análisis bibliométrico con el cual se realizó un Estado del Arte acerca de la tecnología de inyección de solventes como método de recuperación en yacimientos de crudos pesados y extrapesados (CP/XP). Posteriormente, se muestran los resultados de la realización de las simulaciones físicas de inyección a condiciones de yacimiento así como el análisis de las muestras resultantes.

Finalmente, se presenta un análisis para determinar la factibilidad técnica de aplicar dicha tecnología como método de recuperación mejorada en CP/XP.

V.1 ANÁLISIS BIBLIOMÉTRICO

Durante la búsqueda de información, las fuentes que arrojaron más resultados sobre esta investigación fueron *ONEPETRO* y *Science Direct*, siendo la primera una fuente creada por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo con sus siglas en ingles (*Society of Petroleum Engineers SPE*) para la publicación de artículos técnicos relacionados con la industria petrolera a nivel mundial, mientras que la segunda es una revista científica en la cual se publican artículos dirigidos hacia las ciencias e ingenierías.

Por otra parte, al consultar el archivo técnico de PDVSA INTEVEP se encontró información muy importante acerca de la tecnología desarrollada en nuestro país, cabe destacar que el intervalo de tiempo seleccionado para la obtención de la información fue de 10 años, iniciando en el año 2000 y culminando en la actualidad.

En las Tablas V.1 y V.2 se muestran los métodos de búsqueda utilizados para obtener la información requerida en base a las dos fuentes seleccionadas, así como las palabras claves utilizadas y la cantidad de artículos técnicos encontrados.

En la Tabla V.1 se muestran los parámetros de búsqueda para la información requerida en la fuente de publicaciones de la SPE, por su parte en la Tabla V.2 se anexa la misma información pero proveniente de *Science Direct*.

Tabla V.1 Palabras claves, estrategias de búsqueda y publicaciones en SPE (Teixeira, 2010)

SPE	
Palabras claves	<i>Miscibility, solvent, heavy oil</i>
Estrategias de Búsqueda.	<i>Search advanced: Find: Miscibility between solvent and heavy oil in: anywhere in article date range: 2000 - 2010</i>
Nº documentos	410
Palabras claves	<i>Solvent Injection</i>
Estrategias de Búsqueda.	<i>Search advanced: Find: solvent injection in: anywhere in article date range: 2000 – 2010</i>
Nº documentos	348
Palabras claves	<i>Vapex</i>
Estrategias de Búsqueda.	<i>Search advanced: Find: Vapex process in: anywhere in article date range: 2000 – 2010</i>
Nº documentos	196
Palabras claves	<i>Enhance heavy oil</i>
Estrategias de Búsqueda.	<i>Search basic: use of solvents to enhance heavy oil</i>
Nº documentos	727

Tabla V.2 Palabras claves, estrategias de búsqueda y publicaciones en Science Direct (Teixeira, 2010)

<i>Science Direct</i>	
Palabras claves	<i>Solvent, reservoir</i>
Estrategias de Búsqueda.	<i>Search: Advanced, Subject: Energy Find: solvent injection reservoir in all fields. date range: 2000 - 2010</i>
N° documentos	437
Palabras claves	<i>Injection, enhance</i>
Estrategias de Búsqueda.	<i>Search: Advanced, Subject: Energy Find: injection solvent in all fields and reservoir and enhanced in all fields date range: 2000 to present</i>
N° documentos	301

Durante la búsqueda en la base de información de la SPE y *Science Direct* se encontraron un total de 2419 artículos (Tablas V.1 y V.2) sobre el área de interés (inyección de solventes) entre los cuales se encontraban trabajos de investigación y reportes técnicos, estos últimos basados tanto en simulaciones numéricas como físicas y en evaluaciones a pruebas de campo. Luego de estudiar y analizar la mayor cantidad de artículos posibles, se seleccionaron 25 artículos para el desarrollo de la investigación.

Por su parte en la Figura V.1 se observa una distribución realizada con base en los autores que poseen mayor cantidad de artículos publicados o trabajos realizados en el área.

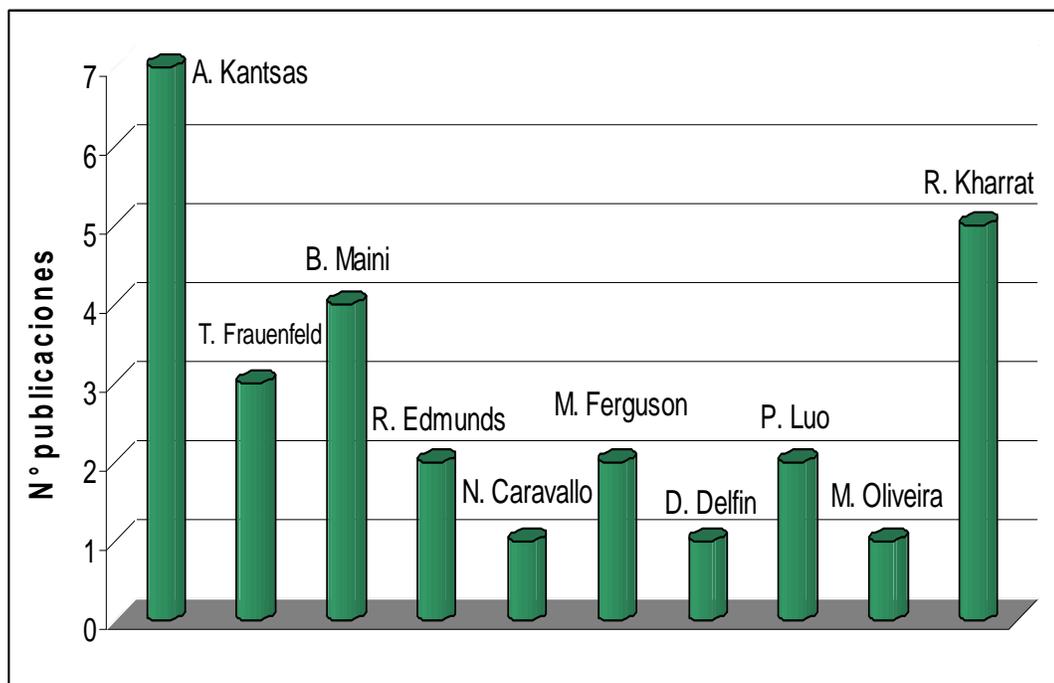


Figura V.1. Representación gráfica de autores vs. número de publicaciones (Teixeira, 2010)

En el gráfico se observa que el autor A. Kantsas es el que más publicaciones posee con un total de 7 de entre los 25 artículos seleccionados. Dicho autor basa sus trabajos en investigaciones realizadas sobre la inyección de solvente como método de recuperación y mejoramiento de crudo en Canadá, específicamente en Alberta, lugar en el cual se encuentra una gran acumulación de crudos pesados y extrapesados.

Por su parte, el autor D. Delfin siendo uno de los que tiene menor cantidad de artículos publicados tiene relevancia para esta investigación ya que es el único artículo encontrado que fue desarrollado en Venezuela y está directamente relacionado con la inyección de solventes para recuperar CP/XP provenientes de la FPO.

V.1.2 Evolución de las publicaciones

En los últimos diez años se han desarrollado alrededor de 2400 artículos relacionados con la inyección de solventes, de los cuales se seleccionaron 26 artículos para la realización de esta investigación. En la Figura V.2, se observa la cantidad de publicaciones evaluadas durante la investigación en función del año de publicación.

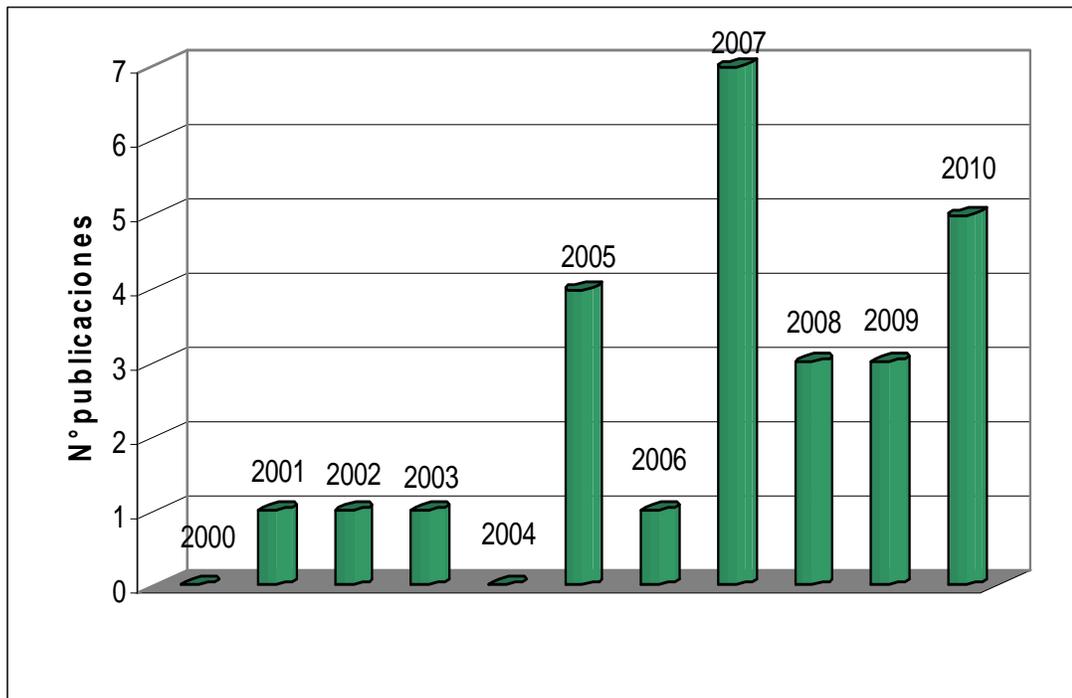


Figura V.2. Evolución de las publicaciones (Teixeira, 2010)

A través del gráfico se puede observar que los años 2007 y 2010 son aquellos en los cuales se realizaron la mayor cantidad de publicaciones con base en la cantidad de artículos seleccionados mientras que para los años 2000 y 2004 no se encontró ninguna publicación. Esto comprueba el desarrollo y la proyección que se le está dando a esta tecnología por parte de la industria petrolera en los últimos años debido al agotamiento de las reservas de crudo convencional (liviano y mediano).

V.1.3 Idiomas de las publicaciones encontradas

La mayor parte de las publicaciones encontradas se encuentran desarrolladas en inglés, en países como Canadá, Colombia y Venezuela. Sin embargo, en el archivo técnico de PDVSA INTEVEP se encontraron algunos estudios realizados en español, específicamente en Venezuela. También se encontraron algunos artículos en francés y portugués.

V.2 PRUEBAS FÍSICAS DE INYECCIÓN DE SOLVENTES ENCONTRADAS DURANTE LA INVESTIGACIÓN

➤ Pathak y Babadagli en el 2010, evaluaron en laboratorio la influencia de inyectar vapores de solvente de hidrocarburos en la recuperación de petróleo pesado y cuantificar la cantidad de asfaltenos precipitados para cada experimento. Los solventes utilizados en las pruebas fueron propano y butano. Las consideraciones especiales para este estudio fueron: utilizar una temperatura constante superior a la temperatura de ebullición del solvente. Para esto se utilizó un horno convectivo para mantener el sistema completo a una temperatura constante, además la muestra se expuso a los vapores del solvente por un tiempo prolongado para que ocurriera la difusión, luego los productos se almacenaron en un recolector de muestras al final de la prueba. Se observó que el contenido de asfaltenos así como la viscosidad eran mayores con el propano que con el butano. También determinaron una disminución en la recuperación de petróleo con el incremento de la presión y la temperatura.

➤ En Venezuela, Delfín y col. en el 2009 realizaron pruebas que consistían en la separación física de las fracciones pesadas de crudos pesados y extrapesados, mediante la acción de un solvente. La fase experimental del proyecto permite definir los factores de eficiencia, rendimiento, recuperación, tasas óptimas de inyección y

comportamiento de las presiones estáticas del yacimiento. Con estos experimentos se recuperó en superficie las fracciones livianas de un hidrocarburo contenido en un medio poroso, luego de un proceso de desasfaltación (extracción líquido – líquido) con un solvente parafínico de bajo peso molecular. Además, se logró un mejoramiento considerable en las propiedades del crudo, tales como: viscosidad y gravedad específica en el propio yacimiento. La composición del solvente que se utilizó fue: CO₂, metano, etano, propano, i-butano, n-butano, i-pentano, pentano y hexano *plus*.

➤ Oliveira y col. en el 2009, analizaron los parámetros operacionales y de yacimiento que influyen en un proceso de inyección de solventes. Entre los primeros se encuentran: la presión de inyección del solvente, el tipo de solvente a ser inyectado y la distancia entre los pozos productores e inyectores. Entre los parámetros de yacimiento están: la permeabilidad del yacimiento (K), la relación entre la permeabilidad vertical y horizontal (K_v/K_h), la viscosidad del petróleo (μ_o), la saturación de agua residual (S_{wr}) y la permeabilidad de agua relativa a la saturación de petróleo residual (K_{rwro}). Como resultado de los análisis se realizó una jerarquización de los parámetros, donde se destacó que los que influyen significativamente en el proceso son:

1. Solvente: la óptima selección del mismo es el parámetro que ejerce mas fuerza en la investigación ya que este determinará la cantidad de petróleo que se podrá recuperar del yacimiento. El criterio de selección abarca aspectos como: la presión de equilibrio, el peso molecular, la densidad, solubilidad y difusividad del solvente en el crudo, así como la presión y temperatura del yacimiento.
2. Permeabilidad: es el segundo parámetro que afecta la óptima recuperación de petróleo del yacimiento.

3. Viscosidad del petróleo: es el tercer parámetro que ejerce mayor influencia en los procesos de recuperación por solvente.

4. Presión de inyección del solvente: Este es otro parámetro operacional que influye en el proceso y se demostró que a bajos valores del mismo la recuperación de petróleo es mayor.

5. Distancia entre pozos: El estudio muestra que el incremento de este parámetro proveerá un factor de recuperación de petróleo mayor.

➤ Haghghat y col. en el 2008 determinaron la influencia de la precipitación de asfáltenos sobre la producción de petróleo en el proceso VAPEX, a través de seis modelos físicos con permeabilidades reales de arena bajo diferentes condiciones operacionales.

Para reducir el daño a la formación y que no se produzca la precipitación de asfáltenos se probó la inyección de una mezcla de disolventes de asfáltenos (tolueno) y solventes vaporizados (propano). Adicional a esto, se comparó la utilización del butano contra el propano para ver como afecta a la precipitación de asfáltenos.

El propano fue inyectado como solvente en cinco experimentos y en último se inyectó butano dentro del modelo para compararlo con el propano en el proceso de mejoramiento y producción. Los experimentos fueron llevados a cabo a temperatura ambiente y a tres diferentes presiones de inyección. Los autores observaron que con la inyección del propano hubo un mejoramiento en el crudo, ya que contenía 60% menos del contenido de asfáltenos y 5 veces menos viscosidad, pero las fracciones pesadas del crudo se precipitaban.

Al utilizar una presión de inyección de 750 kPa se prevenía la precipitación de asfáltenos pero la tasa de producción era muy baja ya que la solubilidad del solvente en el petróleo no era suficiente. Al limpiar periódicamente el pozo productor con tolueno, no se obtuvieron mejoras en la tasa de petróleo. En general, se concluyó que el mejoramiento de petróleo *in situ*, en yacimientos con problemas de asfáltenos, a través del proceso VAPEX no es recomendable debido a las bajas tasas de producción obtenidas

➤ Luo y col. en el 2007 realizaron una serie de experimentos de laboratorio a condiciones de yacimiento para cuantificar el mejoramiento *in situ* de un crudo pesado debido a la disolución de un solvente y a la precipitación de asfáltenos usando un solvente puro (propano) y una mezcla de solventes (70% mol metano + 25% mol propano + 3.5% mol n-butano + 1.5% mol iso-butano). Los autores determinaron que después de que el solvente se coloca en contacto con el petróleo pesado a una presión relativamente alta por suficiente tiempo, el sistema petróleo pesado-solvente en un estado de equilibrio puede ser dividido en tres capas diferentes.

La capa tope está compuesta por petróleo enriquecido con solvente, la capa del medio posee el petróleo pesado con el solvente disuelto y en la capa del fondo se encuentran principalmente los componentes más pesados. El petróleo pesado saturado con solvente tiene diferentes propiedades fisicoquímicas en las tres capas, como lo son: la concentración del solvente, número de distribución del carbono y la viscosidad. La capa del tope tiene las más altas concentraciones de solvente y de componentes ligeros así como una baja viscosidad de petróleo. El petróleo en la zona media tiene un número de distribución de carbono similar al del petróleo original, mientras que en la zona del fondo hay una baja concentración de solventes y una alta concentración de componentes pesados del crudo. Los resultados experimentales indican que en un proceso de recuperación de petróleo pesado a base de solventes, el petróleo saturado con solvente se puede recuperar en la zona media y en la del tope aumentando de esa manera el mejoramiento *in situ* del petróleo.

➤ Frauenfeld y col. en el 2007 estudiaron el uso de la tecnología VAPEX. El modelo físico desarrollado tenía un espesor de 20 cm para simular el yacimiento y un espaciamiento entre los pozos de 90 cm, además poseía 2 pozos horizontales en el centro, espaciados entre si por 5 cm. El pozo productor tenía un diámetro de 1,25 cm para asegurar un flujo adecuado de petróleo y la temperatura inicial del modelo era de 15 °C. Durante el estudio se realizaron cuatro pruebas en las cuales se usó una mezcla de metano, etano y propano para las dos primeras y 100% etano para los dos últimas. En estas los autores observaron que la inyección de un solvente multicomponente en un petróleo vivo produce menos petróleo que un experimento similar inyectando el mismo solvente en petróleo muerto.

➤ Cavallaro y col. en el 2005 usaron modelos físicos para evaluar el uso de solventes en la recuperación mejorada de un crudo bituminoso proveniente de un yacimiento en Argentina. Los objetivos del estudio eran escoger entre una serie de solventes (CO₂, C₃ y mezcla de hidrocarburos) disponibles en la proximidad del campo e identificar el más apropiado para utilizarlo en el mejoramiento del crudo a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, así como determinar el grado de mejoramiento y la tasa de producción durante el proceso de extracción. Con las pruebas los autores determinaron que el solvente a base de CO₂ y gas condensado fue el más efectivo en el mejoramiento del petróleo, ya que la cantidad de metales pesados (vanadio y níquel) contenidos en el petróleo se redujo a menos del 20% con respecto a los valores originales, además se obtuvo una saturación de petróleo residual (Sor) de menos del 5%. De la misma forma la saturación de petróleo en la zona barrida disminuyó de un 85% a un 45% mientras que la precipitación de asfaltenos en el medio poroso no tuvo mayor relevancia sobre la producción de petróleo.

➤ Ferguson y col. en el 2001 realizaron pruebas de inyección de solvente en laboratorio utilizando metano, etano, propano, butano y pentano como solventes, así como un número de derivados de hidrocarburos comerciales, en las cuales el objetivo era determinar el efecto sobre la recuperación de petróleo en el Campo Morichal de la FPO para bajas relaciones de inyección de propano-vapor. Durante el desarrollo de las pruebas se utilizó una relación en masa de 5/95 como punto de partida. De las pruebas se obtuvo que la producción acelerada de petróleo en el caso de una relación 5/100 de propano/vapor se debe a la destilación de las fracciones ligeras de hidrocarburos en la zona de vapor. Estas fracciones son miscibles con el gas propano inyectado y son llevados por el propano hacia la zona productora de la celda, disminuyendo así la viscosidad del crudo.

Uno de los procesos más importantes encontrados durante la recopilación de la información fue el proceso VAPEX el cual ha sido objeto de estudio por muchos investigadores en el área, es por esto que se desarrolló un cuadro comparativo (Tabla V.3) donde se ven reflejadas las condiciones operacionales utilizadas por dichos investigadores en sus simulaciones o trabajos experimentales, y de esta manera poder crear una ventana de aplicación para esta tecnología que está innovando el uso de los solventes como método de recuperación mejorada.

Tabla V.3 Condiciones operacionales recolectadas durante la investigación para el uso de la tecnología VAPEX (Teixeira, 2010)

Autor / Propiedades	Haghighat 2008 (sim)	Azin 2008 (sim. Yac fract.)	Cavallaro 2005 (sim)	Babadagli 2010 (sim)	Oliveira 2009 (sim)	Karmaker 2003 (sim)	Etminan 2007 (sim)	Frauenfeld 2007 (sim)
Presión (kpa)	-	6890	9600	1500	847	1200	-	3400
Viscosidad (cp)	25000	500	-	9000	650-4300	40000	18600	26000
Porosidad (%)	37	30	43	30	-	34	35	-
Saturación de petróleo (%)	90.83	-	85	-	-	96.5	92	-
Saturación de agua connata (%)	9.162	-	15	-	-	3.5	8	-
Permeabilidad (D)	2.7	0.1	1.8	-	0.5-3	330	-	250
Temperatura (°C)	-	21	56	56	38	10	51	17
API	-	19	12.425	16	-	11	12	-
Crudo de:	Yac. Lloydminster Canadá	Campo Soroosh (Golfo Pérsico)	Campo Llancanelo Argentina	-	Yac típico de Cold Lake, Canadá	Yac. CP Canadá (sin nombre)	Yac. Frog Lake Canadá	Yac. Lloydminster Canadá

Con la información suministrada en la Tabla V.3 se puede ofrecer una ventana de aplicación para el proceso VAPEX, generalizando todas las propiedades a utilizar para la aplicación de dicho proceso y garantizando con estas un desarrollo óptimo de la tecnología. En la Tabla V.4 se observa dicha ventana de aplicación obtenida para el proceso.

Tabla V.4 Ventana operacional generada para el proceso VAPEX

Presión (kpa)	4000 - 8000
Viscosidad (cp)	> 20000
Porosidad (%)	30 - 35
Saturación de petróleo (%)	91
Saturación de agua connata (%)	9
Permeabilidad (D)	2 a 4
Temperatura (°C)	> 40
°API	8 a 13

V.3 PATENTES DESARROLLADAS PARA LA APLICACIÓN DE LA INYECCIÓN DE SOLVENTES

V.3.1 Patentes Internacionales

➤ **SAP** (*Solvent Aided Process*): Fue desarrollado por Encana en Canadá en el 2002, utiliza la misma configuración que el proceso SAGD con la diferencia de que al vapor inyectado se le agregan vapores de butano. Con esta tecnología se obtiene un incremento en la tasa de producción de un 50% y una recuperación del solvente de un 70%. Actualmente, se aplica en los proyectos del *Christina Lake* en Canadá (Gates 2010).

➤ **LASER** (*Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery*): Desarrollado por Imperial Oil en Canadá en el 2002, donde una pequeña cantidad de solvente, en este caso gas natural condensado principalmente pentano y hexano, se agrega al vapor que

se inyecta en los pozos de estimulación cíclica para aumentar la recuperación del petróleo. La tecnología mejora el rendimiento de los pozos maduros de estimulación cíclica con vapor. En vez de vapor puro, del 5 al 10% del fluido inyectado es un solvente vaporizado como el gas natural condensado. El primer ciclo de producción se completó en el 2004 y recuperó de un 30-50% más de petróleo que una locación de múltiples pozos que utilizó solo estimulación cíclica con vapor. Imperial no afirma cuanto será el costo de utilizar dicha tecnología, pero el gasto de inversión requerido es mínimo porque los pozos, las plantas de vapor y las otras instalaciones ya se encuentran en el lugar. Por lo tanto, cualquier incremento en la inversión será muy beneficioso (Edmund 2009).

➤ **VAPEX** (Vapores de solvente): Desarrollado por Butler y Mokrys en Canadá y presentado por primera vez en el Simposio de Operaciones de Producción en la ciudad de Oklahoma, USA en 1993. El proceso consiste en la inyección de vapores de hidrocarburos (solventes) a través de dos pozos horizontales creando una cámara de vapor en los alrededores del punto de interés. Esto permite mejorar la calidad del crudo a través de un proceso de desasfaltación *in situ*. Este crudo mejorado es drenado gravitacionalmente hacia un pozo productor horizontal colocado justo debajo de los pozos inyectoros (muy similar al proceso SAGD), por lo que al remover dichos asfáltenos se reduce la viscosidad del petróleo producido originando un crudo de mayor calidad en superficie.

V.3.2 Patentes Nacionales

Delfin y col, en 2009, realizaron las pruebas piloto para el desarrollo del proyecto MIS (Mejoramiento *in Situ*). Dicha tecnología desarrollada por PDVSA INTEVEP consiste en la separación física de las fracciones pesadas de crudos pesados y extrapesados (CPXP), mediante la acción de un solvente. La fase experimental del proyecto permitió definir los factores de eficiencia, rendimiento, recuperación, tasas

óptimas de inyección y comportamiento de las presiones estáticas del yacimiento. El proyecto de mejoramiento de crudo en subsuelo ó mejoramiento “in situ” (proyecto MIS), permite recuperar en superficie las fracciones livianas de un hidrocarburo contenido en un medio poroso, luego de un proceso de desasfaltacion (extracción liquido-liquido) con un solvente parafínico de bajo peso molecular. Una vez que el proceso fue ejecutado en campo se logró el mejoramiento de las propiedades del crudo, tales como: viscosidad y gravedad especifica del fluido en el propio yacimiento, además de la obtención de los siguientes resultados:

- Aumento en la productividad del pozo en un 60%.
- Obtención de un crudo en superficie de 11 a 17 °API partiendo de uno de 8,5 °API.
- Disminución en el corte de agua promedio del 20% durante las 2 primeras semanas de producción.
- Recuperación de gran parte del solvente inyectado.

V.4 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS FÍSICAS DE INYECCIÓN DE SOLVENTE

A continuación se muestran los resultados obtenidos durante la realización de las inyecciones de solvente a condiciones de laboratorio en el medio poroso.

Inicialmente se desarrollaran los resultados correspondientes a la caracterización del medio poroso, explicando exhaustivamente la realización de la primera prueba, mientras que para las tres pruebas restantes se mostrarán directamente los valores de permeabilidad y saturación de cada una de ellas. Seguidamente se mostrarán los resultados del proceso de inyección para las cuatro pruebas de simulación siguiendo los esquemas descritos en el marco metodológico para simular distintas condiciones de un yacimiento: saturación de petróleo residual después de una inyección de agua,

acción de un acuífero activo y un yacimiento depletado ó despresurizado, y al igual que en la parte anterior solo se hará énfasis en la explicación de la primera prueba. Finalmente se analizarán las muestras efluentes después del proceso de inyección y se calcularán los factores de recobro en cada una de las pruebas, siguiendo el mismo esquema descrito anteriormente.

V.4.1 Caracterización del medio poroso

Para el desarrollo de las pruebas, en el medio poroso se simularon las condiciones del yacimiento a estudiar, la cual consistió en obtener un valor de permeabilidad al gas en la celda entre 8 y 10 Darcies, y que por propiedades de la roca y de los fluidos contenidos en ella, las permeabilidades del agua y del crudo fueran menores a la del gas.

Inicialmente, se mostrarán los valores de permeabilidad y saturación para la primera prueba de simulación correspondiente a un caso base, en la cual se inyectó el gas y el agua a temperatura de laboratorio mientras que la inyección de crudo se realizó a condiciones de operación para mantener las características del crudo vivo. Y finalmente se mostrarán los resultados de las tres pruebas restantes.

➤ Primera prueba de inyección (Caso Base)

- Permeabilidad y saturación del gas

El gas utilizado para esta parte de la caracterización de la celda fue helio con una viscosidad de 0.0185 cp. Utilizando los valores arrojados por el transductor de presión (%) y las diferentes tasas de flujo medidas por el flujometro (cc/min) se elaboró la Tabla V.5 con el objetivo de realizar el gráfico (Figura V.3) del cual se obtendrá el valor de la permeabilidad requerida para verificar la caracterización.

Tabla V.5 Valores para la medición de la permeabilidad al gas

Q (cc/min)	Q(cc/seg)	ΔP (%)	ΔP (atm)
701	11.6833	14.8	0.1007
423	7.0500	9.59	0.0653
336	5.6000	7.87	0.0535
255	4.2500	6.38	0.0434
201	3.3500	5.24	0.0357
173	2.8833	4.66	0.0317
114	1.9000	3.42	0.0233
65	1.0833	2.42	0.0165

Las conversiones utilizadas para realizar la Tabla V.5 se muestran en las ecuaciones V.1 y V.2.

$$Q_{(cc/seg)} = Q_{(cc/min)} * \left(\frac{1}{60_{(min/seg)}} \right) \quad (V.1)$$

$$\Delta P(atm) = \Delta P(\%) * \frac{\text{calibración del transductor}}{100} \left(\frac{psi}{\%} \right) * \frac{0.8553}{12.57} \left(\frac{atm}{psi} \right) \quad (V.2)$$

Basándose en la ley de Darcy (ecuación V.3) y sabiendo que la pendiente de la recta obtenida con el gráfico será la relación entre las tasas de flujo y el diferencial de presión, se calcula la permeabilidad al helio.

$$K = \frac{Q * \mu * L}{\Delta P * A} \quad (V.3)$$

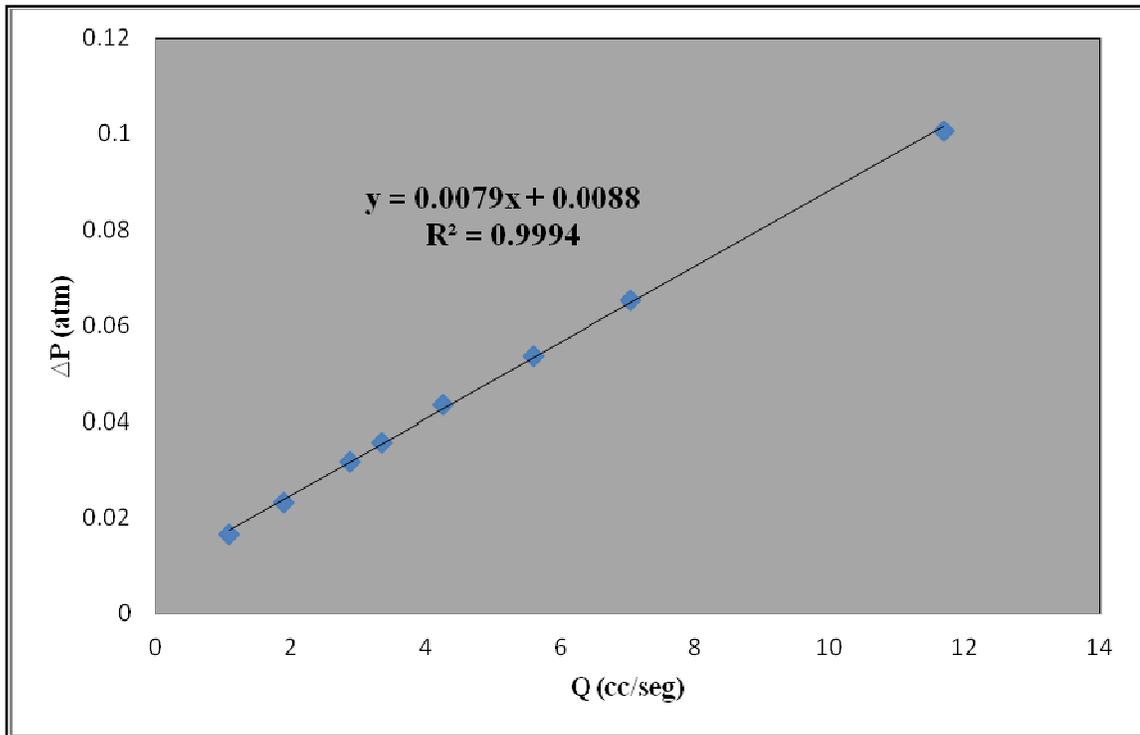


Figura V.3 Correlación para la obtención de la permeabilidad al gas

Sabiendo que la pendiente de la recta (m) = $\Delta P/\Delta Q$, y que la celda posee una longitud de 100 cm y un área transversal al flujo de 23,49 cm², se sustituyen los valores en la ecuación V.3 y se obtiene el valor de la permeabilidad deseada como se muestra a continuación:

$$K = \frac{0,0185 * 100}{0,0079 * 23,49} = 9,97 \text{ D}$$

Debido a que el valor de la permeabilidad al gas se encuentra en el rango establecido de 8 a 10 Darcies, se procede a continuar con el acondicionamiento ya que el medio poroso cumple con el principal parámetro establecido para la simulación.

- Permeabilidad y saturación del agua

Tabla V.6 Valores para la medición de la permeabilidad al agua

$Q_{iny\ agua} (cc/min)$	$Q_{iny\ agua} (cc/seg)$	$\Delta P (\%)$	$\Delta P (atm)$
0	0	0	0
0.10	0.00	0.50	0.0068
0.20	0.00	0.60	0.0082
0.50	0.01	0.90	0.0122
0.70	0.01	1.00	0.0136
1.00	0.02	1.30	0.0177
1.50	0.03	1.80	0.0245
2.00	0.03	2.30	0.0313
3.00	0.05	3.20	0.0435
4.00	0.07	4.20	0.0572
5.00	0.08	5.20	0.0708
6.00	0.10	6.20	0.0844
7.00	0.12	7.20	0.0980
8.00	0.13	8.20	0.1116
9.00	0.15	9.20	0.1252
10.00	0.17	10.20	0.1388

Con estos valores, se realiza nuevamente el gráfico de Q vs ΔP , con la finalidad de obtener nuevamente la pendiente de la recta y calcular a través de la ecuación V.3 el valor de la permeabilidad, que en este caso es del agua.

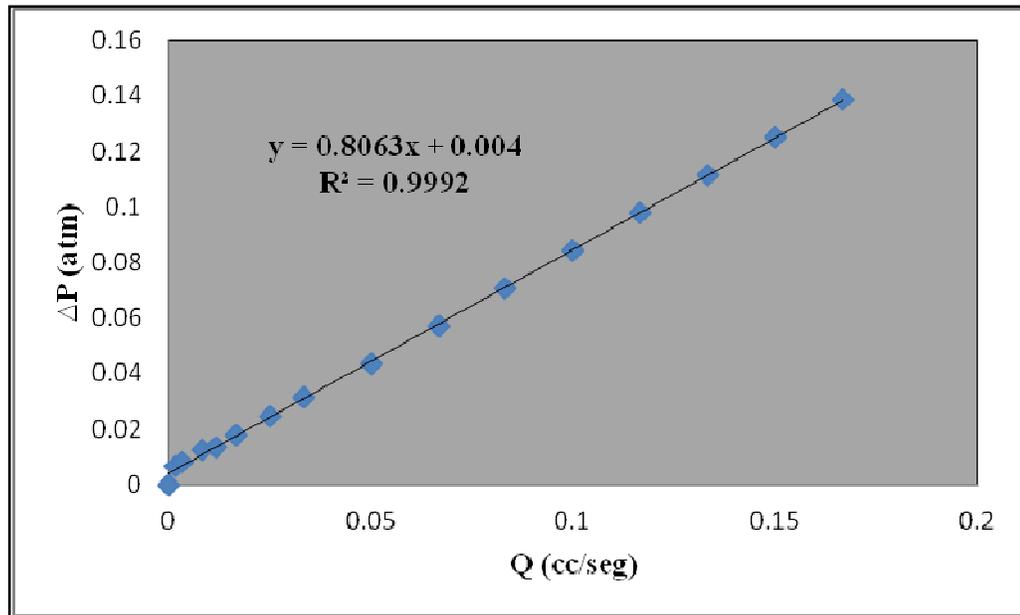


Figura V.4 Correlación para la obtención de la permeabilidad al agua

Al realizar los cálculos pertinentes se obtuvo una permeabilidad al agua de 5,28 D, la cual concuerda con las premisas expuestas anteriormente. Antes de saturar la celda con agua y realizar los cálculos de permeabilidad, la celda se conectó a una bomba de vacío para asegurar que el espacio poroso estuviera completamente vacío y la saturación con agua fuera completa, es por esto que su saturación inicial también será del 100%, ya que el helio utilizado para el inicio del acondicionamiento de la celda fue extraído de la misma, con la finalidad de obtener el volumen poroso de la celda a través de la saturación con el agua, el cual tuvo un valor de 932,77 cc.

- Permeabilidad y saturación del crudo

Una vez que la celda se saturó completamente con el agua obteniéndose el volumen poroso, el horno donde se encuentra todo el arreglo se colocó en funcionamiento para simular la temperatura del yacimiento (60°C) y saturar la celda con crudo vivo, además de medir la permeabilidad del mismo, utilizando una viscosidad a condiciones de yacimiento de 5332 cp.

Tabla V.7 Valores para la medición de la permeabilidad al crudo

Q_{iny crudo} (cc/min)	Q_{iny crudo}(cc/seg)	ΔP (%)	ΔP (atm)
0	0.0000	0	0
0.10	0.0017	4.15	12.2579
0.20	0.0033	7.89	19.7393
0.30	0.0050	9.54	65.2498
0.40	0.0067	15.64	95.7875
0.50	0.0083	18.36	107.2799
0.60	0.0100	21.29	146.9013
0.70	0.0117	22.78	159.5675
0.80	0.0133	27.35	135.5007
0.90	0.0150	29.67	234.4930
1.00	0.0167	31.24	236.5241

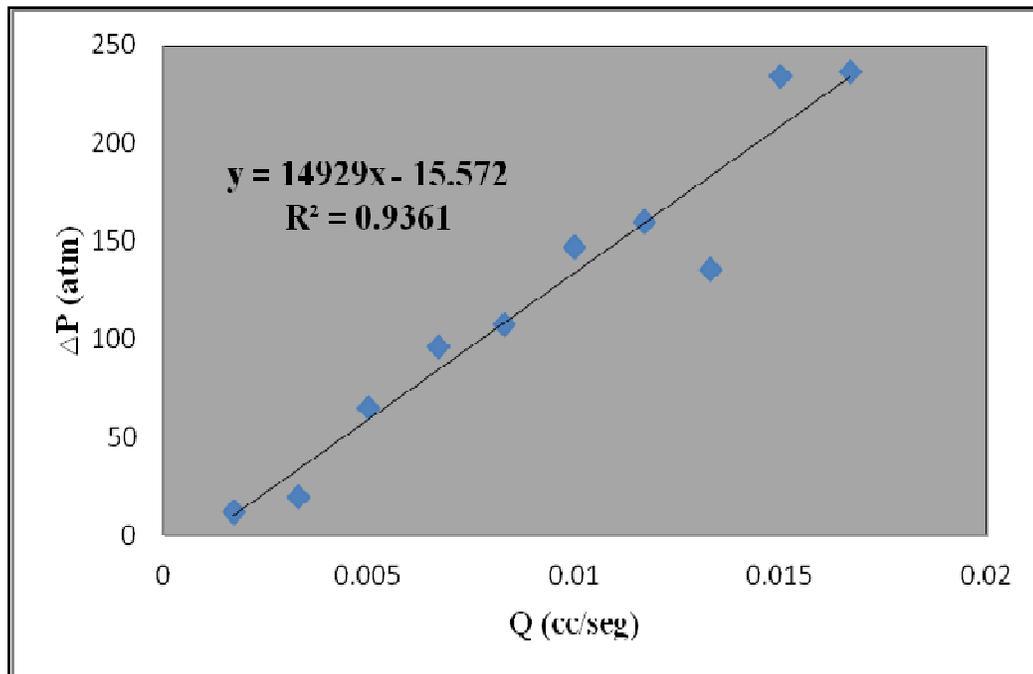


Figura V.5 Correlación para la obtención de la permeabilidad al crudo

Con estos valores se obtuvo una permeabilidad al crudo de 1,565 D, cumpliendo con los parámetros establecidos.

Luego del cálculo de la permeabilidad para los fluidos presentes en el medio poroso, se procede a calcular la saturación de cada uno de ellos. Inicialmente para el cálculo de la saturación de crudo fue necesaria la aplicación de la ecuación V.4, ya que esta contempla la cantidad de crudo muerto presente en la celda, que es la que se va a contabilizar al final a través de las muestras efluentes, ya que el gas asociado al crudo será desviado hacia el gasómetro.

$$m_{om} = \left(\frac{V_{H_2Oiny} * \beta_w * \rho_{om}}{\left(1 + RGP * \left(\frac{\rho_{CH_4}}{\rho_{om}} \right) \right)} \right) - m_{H_2O tub} - m_{H_2O salch} \quad (V.4)$$

Aplicando la ecuación V.4 se obtuvo que la masa de crudo muerto fue de 840,38 gr y este a su vez representa el valor del **POES**, ya que es la cantidad de crudo total que va a poseer la celda antes de iniciar las inyecciones. Sin embargo para poder conocer la saturación de crudo de la celda es necesario conocer también el valor de la masa de agua irreducible presente en el medio poroso y esto se realizó a través de la ecuación V.5.

$$m_{H_2O irr} = \left[\left(\frac{\Delta m_{celda}}{\rho_{H_2O destilada}} \right) - V_{o iny} \right] * \rho_{H_2O iny} \quad (V.5)$$

Utilizando esta ecuación se obtiene que la masa de agua irreducible es de 65,27 gr.

Por su parte, el volumen de gas (proveniente del que se encuentra asociado al crudo y no del helio inyectado inicialmente) fue calculada por medio de la diferencia de los fluidos restantes como se observa en la ecuación V.6.

$$V_{gas} = V_{poroso} - V_{H_2O\ irreduc} - V_{crudomuerto} \quad (V.6)$$

Con estos valores y a través de la ecuación V.7 se calcula la saturación de crudo y del resto de los fluidos.

$$So = \left(\frac{V_{om}}{V_{POROSO}} \right) * 100 \quad (V.7)$$

Al aplicar la ecuación V.7 para el crudo y para el resto de los fluidos se obtienen los valores de saturación, los cuales se muestran en la Tabla V.8.

Tabla V.8 Saturación de los fluidos presentes en la primera prueba de inyección

Fluido	Saturación (%)
Crudo	91,67
Agua	7,01
Gas	1,33

Una vez obtenidos los valores de permeabilidad y saturación del gas, agua y crudo para la primera prueba, se procede a mostrar directamente los resultados de las tres pruebas restantes ya que el procedimiento para su realización fue el mismo en los 4 casos. Los resultados de esta etapa se muestran completos en la Tabla V.9.

Tabla V.9 Resultados de la caracterización del medio poroso para las 4 pruebas de simulación

	Primera Prueba	Segunda Prueba	Tercera Prueba	Cuarta Prueba
K_{gas} (Darcies)	9.97	9.95	9.69	9.67
K_{agua} (Darcies)	5.28	3.26	3.01	3.14
K_{crudo} (Darcies)	1.565	0.43	no se realizó	1.33
V_{poroso} (cc)	932.77	970.19	899.57	887.06
m_{crudo} (gr)	840.38	884.71	737.11	792.29
m_{agua irred} (gr)	65.27	57.13	137.26	69.07
V_{gas} (cc)	12.41	12.86	12.29	11.83
So (%)	91,67	92.78	83.37	90.87
Sw (%)	7,01	5.88	15.25	7.78
Sg (%)	1,33	1.32	1.36	1.33

Como se observa en la tabla, las cuatro simulaciones cumplieron con los parámetros establecidos al inicio de las pruebas para caracterizar las propiedades del yacimiento estudiado en esta investigación. En el caso de la tercera prueba en la que no se pudo realizar la medición de la permeabilidad al crudo, fue debido a un imprevisto del laboratorio pero como los dos fluidos anteriores (agua y gas) se encontraban en el rango establecido, este imprevisto no fue de mucha relevancia.

V.4.2 Desarrollo de las pruebas según su esquema y características de los fluidos producidos

➤ Primera prueba de inyección (Caso Base)

En esta prueba la inyección del solvente se realizó con una relación de 50/50, es decir que la misma cantidad de crudo que fue inyectado hacia la celda será la misma cantidad de solvente que se inyectará para tratar de recuperar dicho crudo. Como se describió en el marco metodológico, esta prueba inició con la inyección del solvente

hacia el medio poroso mientras que los fluidos producidos se acumularon en cilindros de producción dispuestos dentro del horno de calentamiento, para posteriormente extraer las muestras en viales de 100 cc cada uno. Las características de estas muestras iniciales se observan en la Tabla V.10.

Tabla V.10 Muestras efluentes de la inyección del solvente en la primera prueba

N° muestra	m muestra (gr)	V_{gas} (cc)	m_{agua} (gr)	m_{crudo y solvente} (gr)
1	106.0783	-	0.0498	106.0285
2	0	-	0	0
3	106.3693	2340	0	106.3693
4	0	-	0	0
5	53.5217	-	0	53.5217
6	64.4298	877	0	64.4298
7	64.1100	584	3.4916	60.6184
8	15.8142	133	0	15.8142
10	99.6694	-	0	99.6694
11	104.0873	-	0	104.0873
12	106.3856	-	0	106.3856
13	32.0913	-	0	32.0913
1*	50.6519	802	0	50.6519
2*	82.3643	1144	0	82.3643

Las últimas dos muestras identificadas como 1* y 2* fueron dos inyecciones de solvente de 100 cc cada una las cuales fueron realizadas para comprobar si la producción seguía siendo de crudo o una mezcla entre crudo y solvente.

En esta etapa de la prueba se produjo un total de 3,54 gr de agua y 882,03 gr de mezcla entre crudo y solvente. Hay que acotar que las muestras cuyas celdas están en color gris no se les realizaron análisis previos, debido a la naturaleza de la muestra. A continuación se procede a desarrollar la fase final de la prueba en la cual la celda es

barrida completamente con agua a temperatura ambiente para recuperar parte del solvente inyectado que no ha sido producido y por supuesto el crudo que haya sido diluido y pueda ser llevado hacia los cilindros de producción. Esta última inyección se repite para todas las pruebas debido a los antecedentes teóricos encontrados durante la investigación. Dichos resultados son mostrados en la Tabla V.11.

Tabla V.11 Muestras efluentes del barrido final con agua a temperatura ambiente en la primera prueba

Nº muestra	V _{muestra} (cc)	V _{gas} (cc)	m _{agua} (gr)	m _{crudo y solvente} (gr)
1	93.72	-	72.1297	0.1405
2	93.71	-	0	73.1623
3	100.17	-	0.2194	77.5102
4	115.96	-	0	90.7382
5	97.21	-	9.9762	72.6943
1	101.18	-	0.6983	81.0470
2	100.28	-	79.8096	15.8806
3	100.13	-	0.2194	99.2653
4	103.66	-	103.1299	0.1641
5	107.8	-	107.505	0.0127

Al finalizar esta etapa se produjo un total 373,68 gr de agua y 510,61 gr de mezcla entre crudo y solvente. Además, el gas no se contabilizó debido a que provenía netamente de vapores del solvente inyectado, los cuales pudieron haber ayudado al proceso de dilución del crudo y se desviaron hacia el gasómetro debido a los cambios de presión.

Las muestras efluentes obtenidas en esta primera prueba así como las condiciones finales de la arena, pueden ser observadas en el ANEXO 1.

Las muestras obtenidas durante la producción tenían gran similitud entre sus características por lo que se realizó la unión de varias de ellas, disminuyendo también de esta manera la cantidad de muestras para la realización de las pruebas de destilación simulada. Los códigos utilizados para la unión de las muestras se observan en la Tabla V.12.

Tabla V.12 Códigos utilizados para la unión de las muestras efluentes de la primera prueba

Código de muestras	Descripción
SOL - 13561	Iny. de solv. (1,3,5,6)
SOL - 12301	Iny. de solv. (10,11,12,13)
SBL - 12121	Iny. de solv (1*, 2*) y barrido con agua (1,2)
BAR - 33451	Barrido con agua (3,4,5) 1°ciclo y (3) 2°ciclo

Una vez que todas las muestras se encontraban debidamente identificadas y se les realizó la separación entre el agua y la mezcla de crudo/ solvente, dicha mezcla fue analizada para medir por separado la cantidad de solvente y crudo presente en ella.

Esto se realizó a través de una prueba de destilación simulada en la cual la muestra es calentada a diferentes temperaturas mientras que sus componentes se van quemando según el grado de volatilidad que posean. En el caso del solvente utilizado por las pruebas, este se quema completamente a los 200 °C, por lo cual todo lo que se encuentre después de esta temperatura será el crudo existente en la mezcla.

Con las muestras ya identificadas se realizaron las pruebas de destilación simulada para conocer las características volátiles de la misma, en donde los resultados son expresados como se observa en la Figura V.6.

<u>%Off</u>	<u>PE(C)</u>								
IBP	43.8	23.00	103.5	46.00	165.1	69.00	555.5	92.00	709.8
1.00	54.3	24.00	106.2	47.00	176.1	70.00	566.6	93.00	717.5
2.00	66.2	25.00	108.6	48.00	207.5	71.00	576.4		
3.00	68.2	26.00	109.5	49.00	252.6	72.00	585.6		
4.00	70.5	27.00	113.6	50.00	282.0	73.00	593.8		
5.00	72.1	28.00	114.7	51.00	303.5	74.00	601.2		
6.00	77.7	29.00	115.4	52.00	321.0	75.00	608.1		
7.00	78.7	30.00	116.0	53.00	337.7	76.00	614.3		
8.00	83.0	31.00	117.1	54.00	354.9	77.00	620.1		
9.00	84.9	32.00	118.6	55.00	370.0	78.00	625.4		
10.00	86.0	33.00	120.9	56.00	384.9	79.00	630.2		
11.00	87.8	34.00	126.8	57.00	399.6	80.00	634.7		
12.00	88.7	35.00	127.2	58.00	413.8	81.00	639.0		
13.00	89.4	36.00	129.6	59.00	426.1	82.00	643.5		
14.00	90.5	37.00	130.8	60.00	438.2	83.00	648.1		
15.00	98.8	38.00	133.5	61.00	451.6	84.00	652.6		
16.00	99.2	39.00	135.2	62.00	465.7	85.00	657.3		
17.00	99.5	40.00	137.3	63.00	479.5	86.00	663.8		
18.00	99.9	41.00	140.4	64.00	493.9	87.00	671.3		
19.00	100.2	42.00	143.1	65.00	506.7	88.00	679.3		
20.00	100.5	43.00	147.2	66.00	519.3	89.00	687.4		
21.00	100.7	44.00	152.2	67.00	531.9	90.00	694.6		
22.00	100.9	45.00	158.3	68.00	543.7	91.00	702.5		

Figura V. 6 Valores arrojados por las pruebas de destilación simulada

Estos valores se obtuvieron para cada una de las muestras presentadas en la Tabla V.12, de estos se calculó el porcentaje de la mezcla que llega hasta los 200 °C, que es la temperatura final a la que ebulle el solvente utilizado. Ya con estos datos es posible conocer con exactitud la cantidad de crudo y solvente presente en las muestras estudiadas. Los resultados de esta etapa de la prueba se observan en la Tabla V.13.

Tabla V.13 Cantidad de crudo y solvente presente en las muestras analizadas

Muestra	m muestra (gr)	Solvente (%)	m_{crudo} (gr)
SOL - 13561	329.49	22.87	254.14
SOL - 12301	341.99	51.32	166.48
SBL - 12121	206.20	47.8	107.63
BAR - 33451	340.14	54.25	155.62

➤ **Segunda prueba de inyección (Saturación de petróleo residual)**

El desarrollo de esta prueba inicia con la inyección de agua a temperatura de operación (60 °C), esto se realizó inyectando el agua hacia uno de los cilindros que se encuentran dentro del horno con la finalidad de calentarla y posteriormente inyectarla hacia la celda. Esta inyección se realizó con la finalidad de barrer completamente la celda con agua y contabilizar la saturación de petróleo residual (Sor) presente en ese momento antes de la inyección del solvente. Los resultados de esta fase de inyección se muestran en la Tabla V.14.

Tabla V.14 Muestras efluentes de la inyección de agua a temperatura de operación

N° muestra	m muestra (gr)	V_{gas} (cc)	m_{agua} (gr)	m_{crudo} (gr)
1	103.8375	324	81.6394	22.1981
2	104.8822	126	103.5204	1.3618
3	107.6096	147	106.6057	1.0039
4	94.5689	122	94.0540	0.5149
5	87.2807	125	84.2281	3.0526
6	64.1348	610	6.5812	57.5536
7	104.2985	350	89.8740	14.4245
8	63.3991	228	26.0437	37.3554

Al finalizar esta etapa se produjo un total de 592,56 gr de agua y 137,46 gr de crudo original quedando en la celda un total de 747,25 gr de crudo, lo que representa una saturación de petróleo residual de 77,18%. Al tener la celda en estas condiciones se procede a la inyección del solvente. Las muestras efluentes en esta etapa se observan en la Tabla V.15.

Tabla V.15 Resultados de la inyección de solvente para la segunda prueba

N° muestra	m muestra (gr)	V_{gas} (cc)	m_{agua} (gr)	m_{crudo y solvente} (gr)
1	84.7089	1216	0.1447	84.5642
2	92.0970	1365	0.0798	92.0172
3	78.3513	0	0.0898	78.2615
4	48.0952	118	1.0973	46.9978
5	80.5823	478	44.8980	35.6842
6	18.4265	288	1.4964	16.9301
7	113.8393	1125	0	113.8393
8	117.0448	1269	0	117.0448
9	94.4401	817	0	94.4401

En esta fase se produjo un total de 47,80 gr de agua y 679,77 gr de mezcla entre crudo y solvente. A continuación, se inyectó agua a temperatura ambiente para realizar el barrido final de la celda, estos resultados son mostrados en la Tabla V.16.

Tabla V.16 Resultados del barrido final con agua para la segunda prueba

N° muestra	m muestra (gr)	V_{gas} (cc)	m_{agua} (gr)	m_{crudo y solvente} (gr)
1	94.9017	-	0	94.9017
2	73.8456	-	0	73.8456
3	80.5672	-	0.9976	79.5696
4	127.8931	-	68.8358	59.0573
5	137.0308	-	136.5594	0.4714
6	113.9191	-	113.7287	0.1904
7	122.9483	-	108.7406	14.2077
8	118.9048	-	118.0049	0.8999

Al finalizar esta etapa de la prueba se produjo un total de 546,86 gr de agua y 323,14 gr de mezcla entre crudo y solvente. Cabe destacar que para esta etapa no se contabilizó el gas producido ya que no era de interés para la investigación. En el ANEXO 2 se observan las características de las muestras efluentes en esta etapa así como la condición de la arena al finalizar la prueba.

Dichas muestras también fueron analizadas a través de las pruebas de destilación simulada por lo que fue necesario la unión de varias de ellas, así como su identificación a través de códigos los cuales se muestran en la Tabla V.17. Cabe destacar que para las muestras provenientes de la inyección de agua en esta prueba y en las demás, no fue necesaria la aplicación de un código para nombrarlos ya que su producción era netamente de crudo original el cual no requería ningún tipo de análisis posterior.

Tabla V.17 Códigos utilizados para la unión de las muestras efluentes de la segunda prueba

Código de muestras	Descripción
SOL - 1232	Iny. de solv. (1, 2, 3)
SOL - 47892	Iny. de solv. (4, 7, 8, 9)
BAR - 1242	Barrido con agua (1,2, 4)

Luego de realizar las pruebas de destilación simulada a cada una de ellas se obtuvo por separado la cantidad de crudo y solvente, estos resultados se observan en la Tabla V.18.

Tabla V.18 Cantidad de crudo y solvente para las muestras de la segunda prueba

Muestra	m_{muestra} (gr)	Solvente (%)	m_{crudo} (gr)
SOL - 1232	254.57	37.45	159.23
SOL - 47892	372.27	56.47	162.05
BAR - 1242	227.73	56.58	98.88

De la tabla anterior se observa que las muestras con las iniciales SOL presentan una mayor cantidad de crudo ya que provienen de la inyección del solvente mientras que en la muestra BAR - 1242 la cantidad de crudo disminuye ya que proviene de la inyección de agua y por ende la presencia del agua en la muestra es mayor, debido posiblemente a una canalización ocurrida en el medio poroso.

➤ **Tercera prueba de inyección (Acuífero activo)**

Esta prueba que consiste en la caracterización de un acuífero activo sobre el yacimiento, inicia con la inyección de agua a temperatura ambiente para barrer toda le celda y así obtener la saturación de petróleo residual. Los resultados de esta fase se muestran en la Tabla V.19.

Tabla V.19 Resultados de la inyección de agua a temperatura ambiente en la tercera prueba

N° muestra	m muestra (gr)	V_{gas} (cc)	m_{agua} (gr)	m_{crudo} (gr)
1	117.9164	272	98.2656	19.6508
2	73.2370	98	58.8596	14.3774
3	78.5530	175	55.8668	22.6863
4	65.8154	157	38.9072	26.9082
5	70.9393	178	41.2017	29.7376
6	63.3322	180	21.9476	41.3846
7	12.7840	56	0	12.7840
8	135.8338	336	134.1300	1.7038
9	135.6622	311	134.9780	0.6842
10	137.4073	311	137.3822	0.0250
11	90.9385	310	81.0566	9.8819

Luego de esta etapa la producción total de agua fue de 802, 59 gr mientras que la producción de crudo fue de 179,82 gr, quedando en la celda un total de 557,29 gr de crudo original, lo que representa un 62,08% de saturación de petróleo residual. Seguidamente se procedió a la inyección de agua a temperatura de operación para barrer nuevamente la celda y así simular la acción del acuífero sobre el yacimiento. Las características de estas muestras se observan en la Tabla V.20.

Tabla V.20 Resultados de la inyección de agua a temperatura de operación para la tercera prueba

N° muestra	m muestra (gr)	V_{gas} (cc)	m_{agua} (gr)	m_{crudo} (gr)
1	138.6623	546	132.6835	5.9788
2	147.7244	351	147.6478	0.0766
3	147.8856	319	147.6476	0.2378
4	57.8781	139	51.8762	6.0019
5	142.7383	431	135.6763	7.0620
6	141.4323	469	139.6668	1.7655
7	145.0823	312	143.6572	1.4250
8	60.7680	176	56.8643	3.9037

En esta última etapa de inyección de agua previa a la inyección de solvente, se produjo un total de 955,71 gr de agua y 26, 45 gr de crudo. La poca producción de crudo en esta fase se debió a la posible canalización realizada por la inyección de agua anterior a esta, lo que ocasionó que el agua inyectada no empujara la suficiente cantidad de crudo si no que fluyera a través de los canales. Luego se procedió a realizar la inyección del solvente cuyos resultados son mostrados en la Tabla V.21.

Tabla V.21 Resultados de la inyección de solvente para la tercera prueba

Nº muestra	m muestra (gr)	V _{gas} (cc)	m _{agua} (gr)	m _{crudo y solvente} (gr)
1	108.6044	1206	35.2659	73.3385
2	102.5227	467	96.7691	5.7536
3	107.7384	898	0.2394	107.4990
4	105.4527	807	0	105.4527
5	89.8983	792	0.0499	89.8484
6	69.5767	606	0.1995	69.3772
7	110.1082	748	0.6983	109.4097
8	110.1822	748	0.6783	109.5038

La producción fue de 133,90 gr para el agua y 670,18 gr de mezcla entre crudo y solvente. Por último se realizó el barrido final con agua para continuar con la metodología utilizada para las pruebas. Los resultados se muestran en la Tabla V.22.

Tabla V.22 Resultados del barrido final con agua para la tercera prueba

Nº muestra	m muestra (gr)	V _{gas} (cc)	m _{agua} (gr)	m _{crudo y solvente} (gr)
1	98.0863	1255	0.8979	97.1884
2	114.2717	305	0.4789	113.7928
3	122.7664	1116	46.8881	75.8782
4	89.3693	214	74.8215	14.5478
5	131.0859	633	67.8382	63.2477
6	141.8010	250	140.6644	1.1366
7	132.8879	218	132.4087	0.4792
8	97.1328	175	85.7953	11.3375

En esta última fase se produjo un total de 549,79 gr de agua y 377,60 gr de mezcla entre crudo y el solvente. En esta etapa hubo un número significativo de muestras que fueron no representativas ya que su contenido en gran mayoría era agua ó a la mezcla

de crudo y solvente no se le realizaran análisis previos. En el ANEXO 3 se observan imágenes de las muestras efluentes y de la arena después del desarrollo de la prueba. Los códigos utilizados para esta prueba se muestran en la Tabla V.23.

Tabla V.23 Códigos utilizados para la unión de las muestras efluentes de la tercera prueba

Código de muestras	Descripción
SOL - 23453	Iny. de solv. (2, 3, 4, 5)
SOL - 6783	Iny. de solv. (6, 7, 8)
BAR - 1113	Barrido con agua (1)
BAR - 2223	Barrido con agua (2)
BAR - 3333	Barrido con agua (3)

Por otra parte los resultados de las pruebas de destilación simulada se observan en la Tabla V.24.

Tabla V.24 Cantidad de crudo y solvente para las muestras de la tercera prueba

Muestra	m_{muestra} (gr)	Solvente (%)	m_{crudo} (gr)
SOL – 23453	308.31	57.04	132.45
SOL – 6783	288.25	62.92	106.88
BAR – 1113	97.19	45.58	52.89
BAR – 2223	113.79	45.36	62.18
BAR – 3333	75.88	43.66	42.75

En esta prueba sucede lo mismo que para las pruebas anteriores, en la que durante la inyección del solvente se produce la mayor cantidad de crudo mientras que en la etapa de barrido se produce mayor cantidad de agua en las muestras.

➤ **Cuarta prueba de inyección (Yacimiento despresurizado)**

En esta última prueba el objetivo era simular la inyección del solvente en un yacimiento cuya presión ha disminuido hasta su nivel natural más bajo y con este valor de presión se realizaron las inyecciones de los fluidos, iniciando con la del solvente cuyos resultados se muestran en la Tabla V.25.

Tabla V.25 Resultados de la inyección de solvente para la cuarta prueba

N° muestra	m muestra (gr)	V _{gas} (cc)	m _{agua} (gr)	m _{crudo y solvente} (gr)
1	106.2540	3016	1.8955	104.3580
2	69.4778	2173	0	69.4778
3	18.9677	752	0	18.9677
4	94.3924	2130	0.2793	94.1131
5	80.3359	551	0	80.3359
6	99.0741	2430	0	99.0741
7	115.762	2678	8.3800	107.3819
8	56.0311	1200	1.4964	54.5347
9	95.1241	2759	0	95.1241
10	35.8429	924	0.0998	35.7431

En este punto se produjo un total de 12,15 gr de agua y 759,11 gr de mezcla entre crudo y solvente, además se produjo una elevada cantidad de gas hacia el gasómetro debido a la liberación del mismo atrapado en el crudo a causa de la disminución de la presión en la celda. Por último se procede a realizar el barrido final con agua, mostrando los resultados en la Tabla V.26.

Tabla V.26 Resultados del barrido final con agua para la cuarta prueba

N° muestra	m muestra (gr)	V _{gas} (cc)	m _{agua} (gr)	m _{crudo y solvente} (gr)
1	108.2860	2071	0.6485	107.6370
2	96.8508	1987	0	96.8508
3	110.0490	2158	0	110.0488
4	84.5889	315	66.8405	17.7483
5	126.3870	210	18.9548	107.4319
6	130.8050	207	130.6882	0.1167
7	126.4380	223	125.7001	0.7380
8	104.2690	105	103.7525	0.5161

En la etapa final de esta prueba se recolectó un total de 446,58 gr de agua y 441,08 gr de mezcla entre crudo y solvente. En el APENDICE 4 se pueden apreciar imágenes de las muestras efluentes y de la arena provenientes de esta prueba. Por otra parte, los códigos utilizados para el tratamiento de las muestras se observan en la Tabla V.27.

Tabla V.27 Códigos utilizados para la unión de las muestras efluentes de la cuarta prueba

Código de muestras	Descripción
SOL - 114	Iny. de solv. (1)
SOL - 224	Iny. de solv. (2)
SOL - 454	Iny. de solv. (4, 5)
SOL - 664	Iny. de solv. (6)
SOL - 784	Iny. de solv. (7, 8)
SOL - 9104	Iny. de solv. (9, 10)
BAR - 124	Barrido con agua (1, 2)
BAR - 334	Barrido con agua (3)
BAR - 444	Barrido con agua (4)
BAR - 555	Barrido con agua (5)

Mientras que los resultados de las pruebas de destilación simulada son mostrados en la Tabla V.28.

Tabla V.28 Cantidad de crudo y solvente para las muestras de la cuarta prueba

Muestra	m_{muestra} (gr)	Solvente (%)	m_{crudo} (gr)
SOL - 114	104.36	31.67	71.31
SOL - 224	69.48	4.80	66.14
SOL - 454	174.45	52.47	82.92
SOL - 664	99.07	50.27	49.28
SOL - 784	161.92	46.92	85.94
SOL - 9104	130.87	51.32	63.70
BAR - 124	204.49	48.21	105.90
BAR - 334	235.23	45.54	128.10
BAR - 444	17.75	43.60	10.01
BAR - 555	107.43	30.19	75.00

V.4.3 Viscosidad de las muestras efluentes

A pesar de que el objetivo fundamental de esta investigación es evaluar el factor de recobro para las pruebas realizadas, también se realizó un breve análisis de viscosidad a las muestras efluentes, con la finalidad de observar el mejoramiento del crudo con la inyección del solvente. En la Tabla V.29 se muestra el resultado de las pruebas de viscosidad para la muestra SOL – 224, la cual fue seleccionada como una de las más significativas durante las pruebas, ya que contenía netamente crudo mejorado, mientras que el resto de las muestras estaban conformadas en su mayoría por una mezcla de crudo y solvente donde el solvente poseía la mayoría del porcentaje en la muestra. Sin embargo, todos los resultados de las muestras restantes son mostrados en el ANEXO 5.

Tabla V.29. Comparación de la viscosidad entre el crudo original y la muestra SOL -224

Temperatura (°C)	Viscosidad (cp)	
	Crudo original	Muestra analizada
30	161287	34074.38
50	14165	4068.50
60	5332	1439.50

Como se muestra en la tabla anterior, los valores de viscosidad para la muestra seleccionada disminuyeron su valor alrededor de un 75% del valor original, obteniéndose una muestra de crudo mejorado sin mayores cantidades de solvente.

Sin embargo, como se mencionó anteriormente esta es una de las pocas muestras en la que este caso ocurría, ya que la gran mayoría poseían una mezcla entre crudo y solvente, donde este último predominaba en la muestra, por lo que sus valores de viscosidad son altamente bajos.

V.4.4 Análisis de la gravedad API en las muestras efluentes

Continuando con el objetivo de evaluar las características de las muestras efluentes, se analizó también la gravedad API de las mismas para compararlas con la gravedad API del crudo original y poder elaborar conclusiones al respecto. En la Figura V.7 se observan los valores de las gravedades API para todas las muestras comparándolas con la gravedad API del crudo y el solvente.

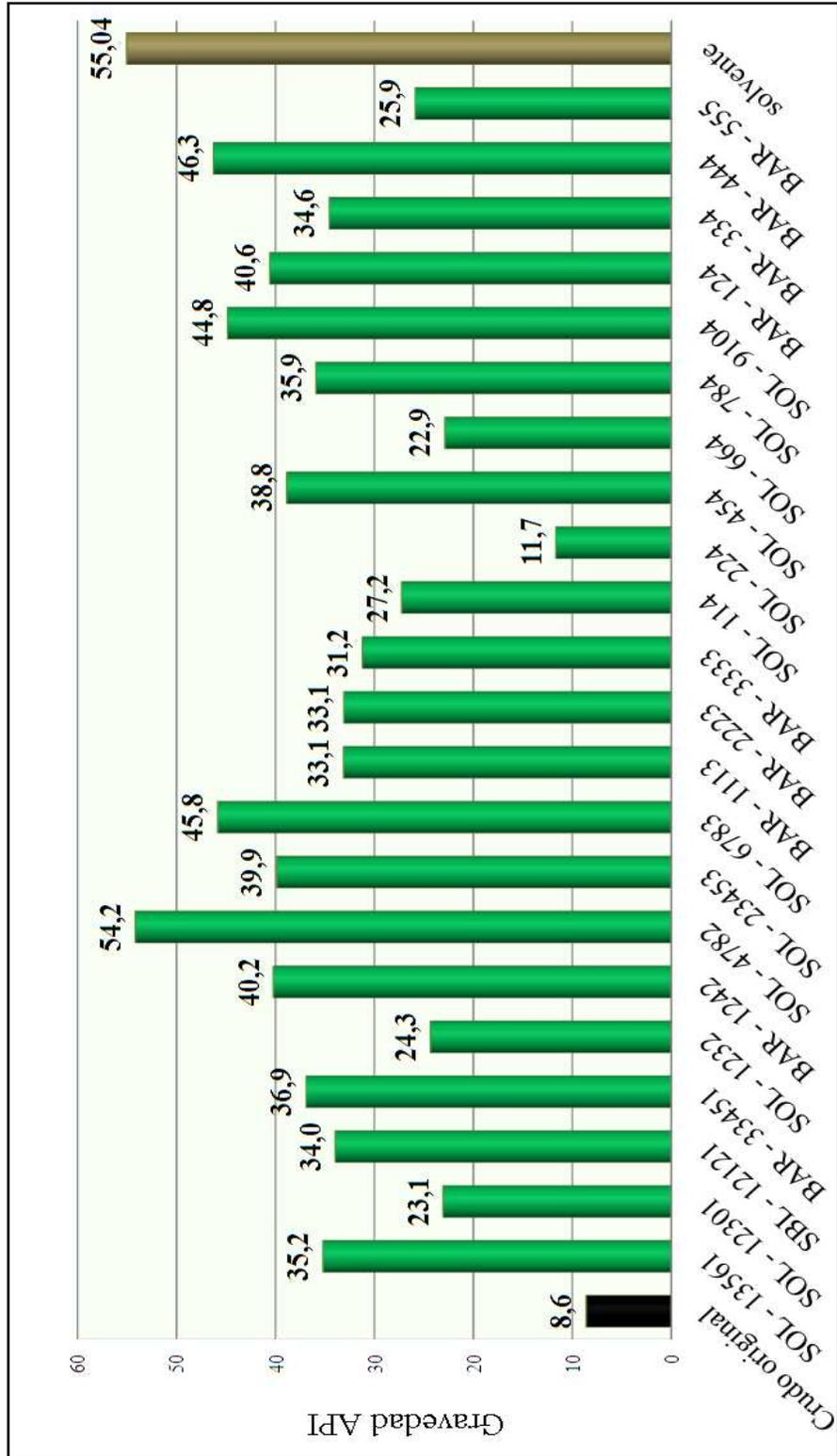


Figura V. 7 Comparación de la gravedad API de las muestras contra el solvente y el crudo original

V.4.5 Determinación del factor de recobro

➤ **Primera prueba de inyección (Caso Base)**

Luego de haber analizado completamente las muestras provenientes de la producción para la primera prueba, se contabilizó un total de 683,87 gr de crudo recuperado de la celda, lo que significa un recobro total para la prueba del 81,38%. Además se elaboró un gráfico (Figura V.8) con la finalidad de comparar el factor de recobro de crudo con respecto al fracción porosa (másica o volumétrica) que estaba siendo barrida por el solvente. Los valores para la realización del gráfico se muestran en la Tabla V.30.

Tabla V.30 Fracción del medio poroso y porcentajes de recobro por muestra para la primera prueba

Muestra	$m_{muestra}$ (gr)	m_{crudo} (gr)	Fracción masa Φ	Recobro (%)
SOL - 13561	329.49	254.14	0.35	30.24
SOL - 12301	341.99	166.48	0.72	50.05
SBL - 12121	206.20	107.63	0.94	62.86
BAR - 33451	340.14	155.62	1.31	81.38

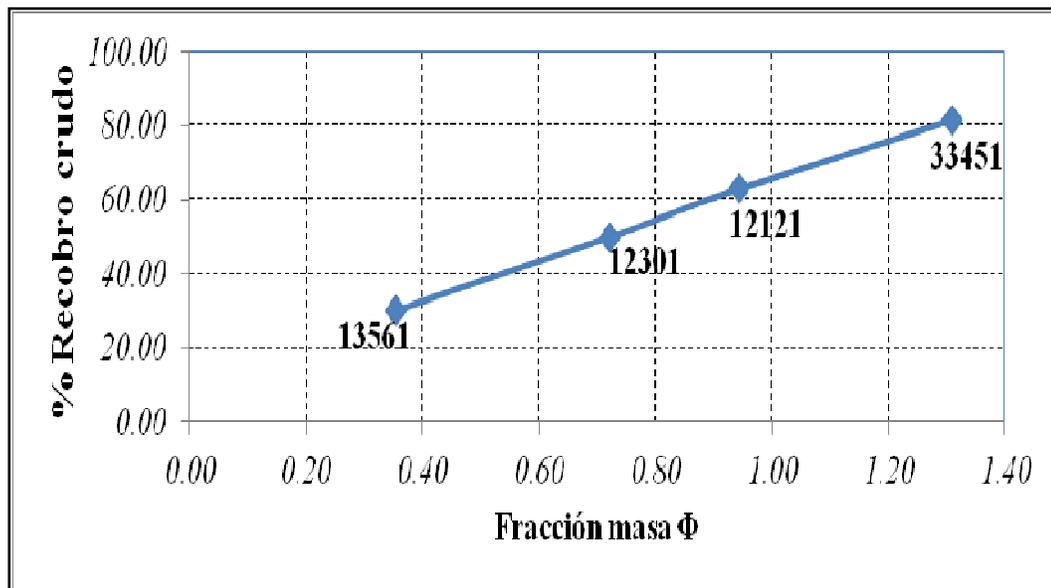


Figura V. 8 Gráfico % recobro de crudo vs. fracción del medio poroso

Como se observa en el gráfico anterior la fracción del medio poroso barrida es mayor al 100%, debido a que los procesos de inyección de solvente y el barrido final con agua se contabilizan como un único proceso. Y como se explicó anteriormente esto es necesario ya que la cantidad a inyectar corresponde a la equivalente a un volumen poroso completo.

➤ **Segunda prueba de inyección (Saturación de petróleo residual)**

En esta prueba se recuperó un total 137,46 gr de crudo proveniente de la inyección de agua a temperatura de operación, con la finalidad de dejar la celda hasta la saturación de crudo residual la cual tuvo un valor de 77.18 %. En la Figura V.9 se observa un gráfico del recobro de crudo vs la fracción del medio poroso que estaba siendo barrida, y en la Tabla V.31 los valores para la realización del mismo.

Tabla V.31 Valores del recobro de crudo en la segunda prueba durante la inyección de agua

Muestra	V_{muestra} (cc)	m_{crudo} (gr)	% Volumen poroso	Recobro (%)
1	92.68	22.20	0.10	2.51
2	105.19	1.36	0.20	2.66
3	100.1	1.00	0.31	2.78
4	100.39	0.51	0.41	2.83
5	88.26	3.05	0.50	3.18
6	65.45	57.55	0.57	9.69
7	104.9	14.42	0.68	11.32
8	62.97	37.36	0.74	15.54

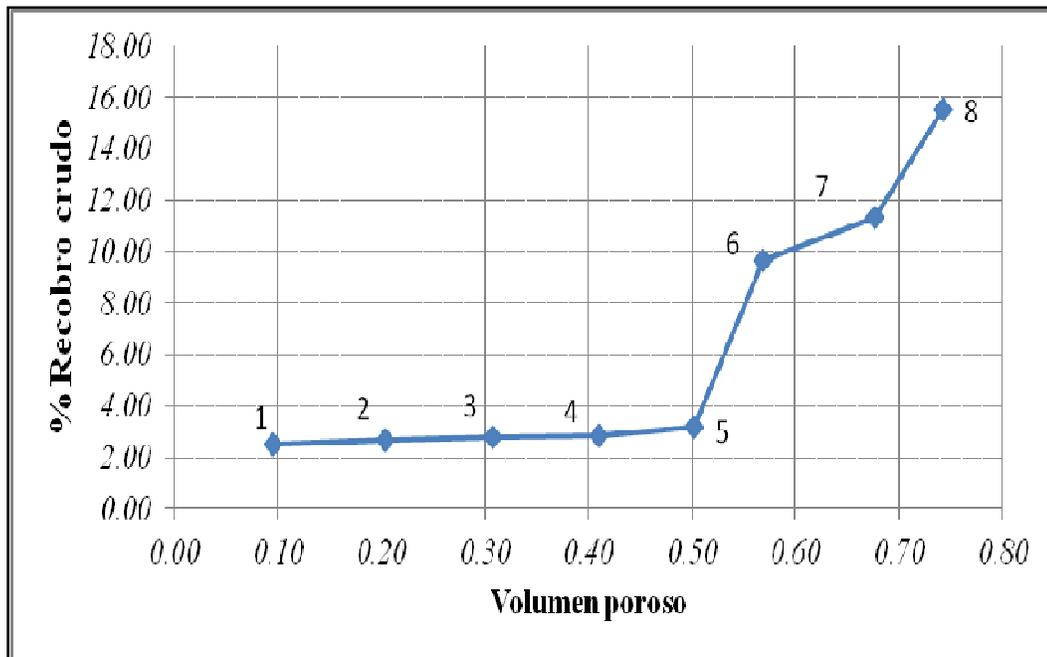


Figura V. 9 Gráfico % recobro de crudo vs. volumen poroso durante la inyección de agua a temperatura de operación (segunda prueba)

En el gráfico anterior se observa que durante la inyección de agua a temperatura de operación el crudo producido es bajo llegando hasta un 16% aproximadamente, iniciando una recuperación significativa después de barrer el 50% del volumen poroso.

Luego de dejar la celda bajo las condiciones de saturación de crudo residual se procedió a la inyección del solvente y al barrido final con agua etapa en la cual se recuperaron 420,16 gr de crudo adicional, esta cantidad junto con lo recuperado en la inyección de agua equivalen a un recobro del 63,03%. En la Tabla V.32 se observan los valores de recuperación durante la inyección del solvente y en la Figura V. 10 el gráfico del recobro de crudo vs el volumen poroso en esta última etapa.

Tabla V.32 Valores del recobro de crudo en la segunda prueba durante la inyección de solvente

Muestra	V _{muestra} (cc)	m _{crudo} (gr)	Fracción Volumen poroso	Recobro (%)
SOL - 1232	311.885	159.23	0.32	21.31
SOL - 47892	473.74	162.05	0.81	43.00
BAR - 1242	269.48	98.88	1.09	56.23

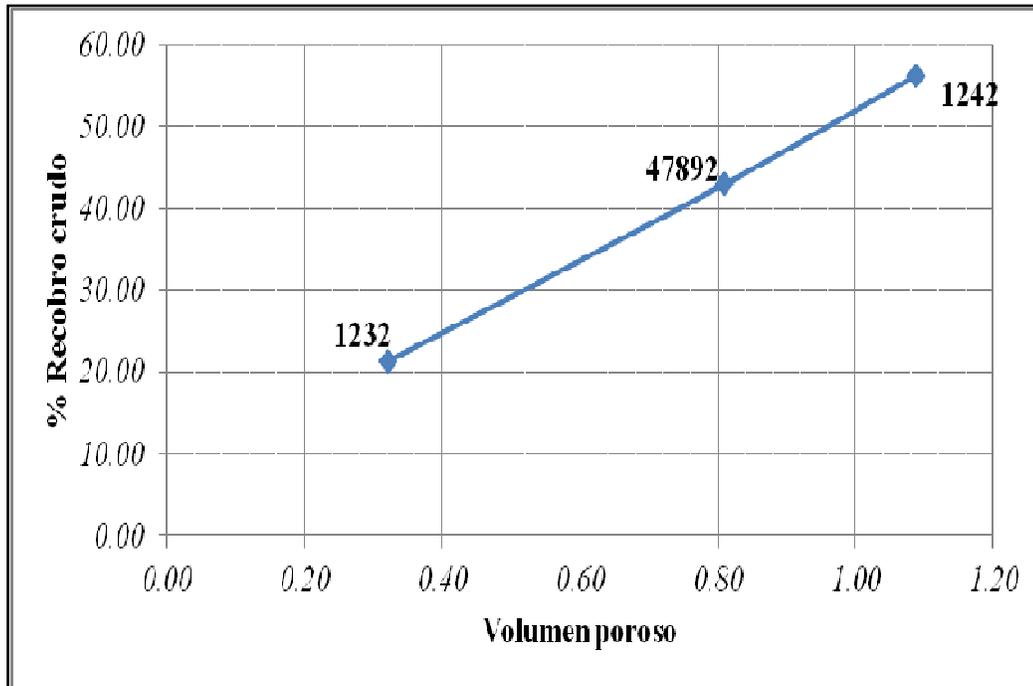


Figura V. 10 Gráfico % recobro de crudo vs. volumen poroso durante la inyección de solvente (segunda prueba)

➤ **Tercera prueba de inyección (Acuífero activo)**

Esta prueba se inició con la inyección de agua a temperatura ambiente donde se recuperó un total de 179,82 gr de crudo obteniéndose una saturación de crudo residual de 62,08%. En la Figura V.11 se observa el aumento del recobro de crudo a medida que la inyección abarca todo el volumen poroso mientras que los valores de la recuperación por muestra están reflejados en la Tabla V.33.

Tabla V.33 Valores del recobro de crudo en la tercera prueba durante la inyección de agua a temperatura ambiente

Muestra	V muestra (cc)	m _{crudo} (gr)	Fracción Volumen poroso	Recobro (%)
1	119.2	19.651	0.13	2.67
2	74.39	14.377	0.22	4.62
3	79.09	22.686	0.30	7.69
4	66.17	26.908	0.38	11.34
5	71.15	29.738	0.46	15.38
6	63.65	41.385	0.53	20.99
7	10.12	12.784	0.54	22.73
8	137.33	1.704	0.69	22.96
9	136.98	0.684	0.84	23.05
10	137.82	0.025	1.00	23.05
11	88.11	9.882	1.09	24.40

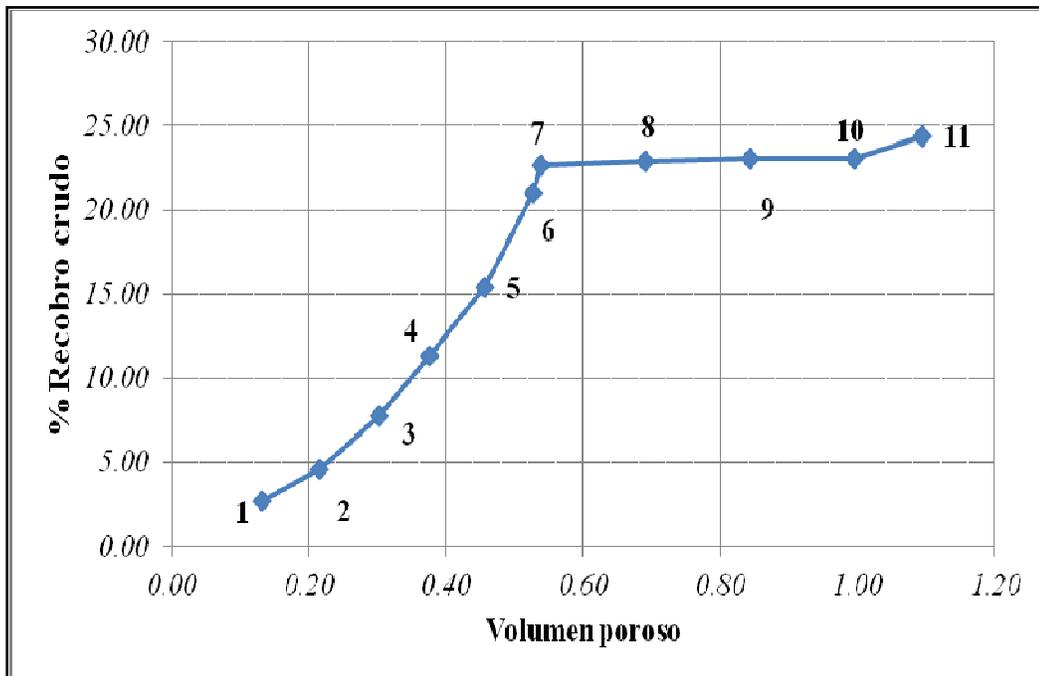


Figura V. 11 Gráfico % recobro de crudo vs. volumen poroso durante la inyección de agua a temperatura ambiente (tercera prueba)

En el caso de la inyección de agua a temperatura ambiente ocurre lo opuesto que con el agua a temperatura de operación ya que la recuperación es creciente, pero su aumento se detiene después de haber barrido el 50% donde se mantiene constante hasta el final de la inyección, debido a la canalización ocurrida entre el crudo y el agua a estas condiciones.

Seguidamente, se inyectó agua a temperatura de operación para barrer todo el volumen poroso por completo, en esta etapa se produjeron 26,45 gr de crudo. Los resultados para esta etapa se observan en la Tabla V.34 y en la Figura V.12.

Tabla V.34 Valores del recobro de crudo en la tercera prueba durante la inyección de agua a temperatura de operación

Muestra	V_{muestra} (cc)	m_{crudo} (gr)	Fracción Volumen poroso	Recobro (%)
1	141.6	5.98	0.16	0.81
2	150.29	0.08	0.32	0.82
3	147.64	0.24	0.49	0.85
4	54.93	6.00	0.55	1.67
5	144.74	7.06	0.71	2.63
6	143.27	1.77	0.87	2.87
7	145.54	1.43	1.03	3.06
8	57.23	3.90	1.10	3.59

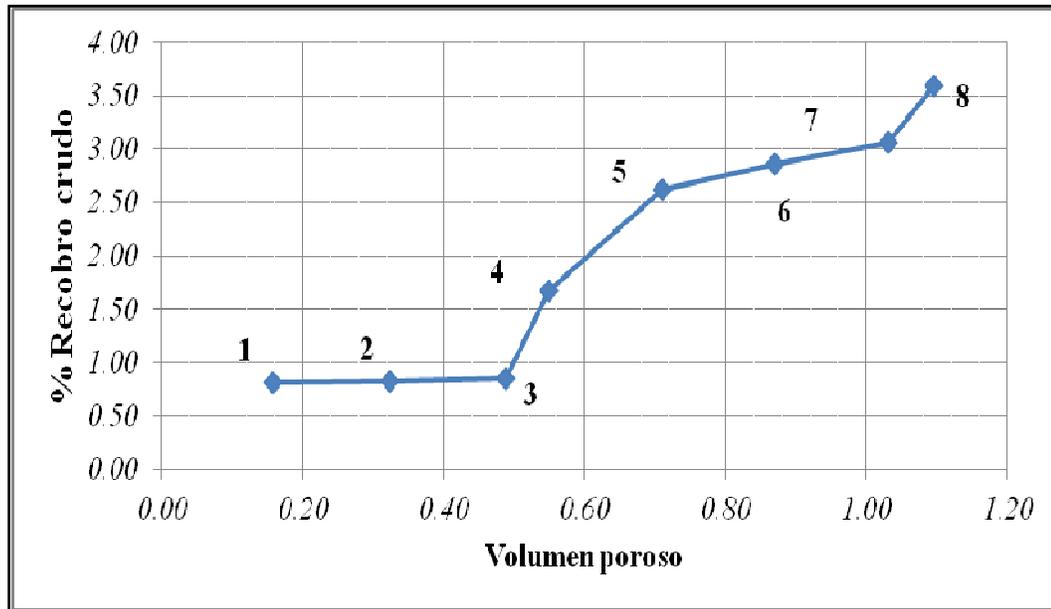


Figura V. 12 Gráfico % recobro de crudo vs. volumen poroso durante la inyección de agua a temperatura de operación (tercera prueba)

Por último se realizó la inyección del solvente junto al barrido final con agua en la cual se recuperaron 397,15 gr de crudo que junto al crudo recuperado en las inyecciones de agua anteriores representan un factor de recobro para esta prueba de 66,38%. Los resultados de esta última etapa se muestran en la Tabla V.35 y en la Figura V.13.

Tabla V.35 Valores del recobro de crudo en la tercera prueba durante la inyección de solvente

Muestra	V muestra (cc)	m _{crudo} (gr)	Fracción Volumen poroso	Recobro (%)
SOL - 23453	408.85	132.45	0.45	17.97
SOL - 6783	375.49	106.88	0.87	32.47
BAR - 1113	122.81	52.89	1.01	39.64
BAR - 2223	142.42	62.18	1.17	48.08
BAR - 3333	96.35	42.75	1.27	53.88

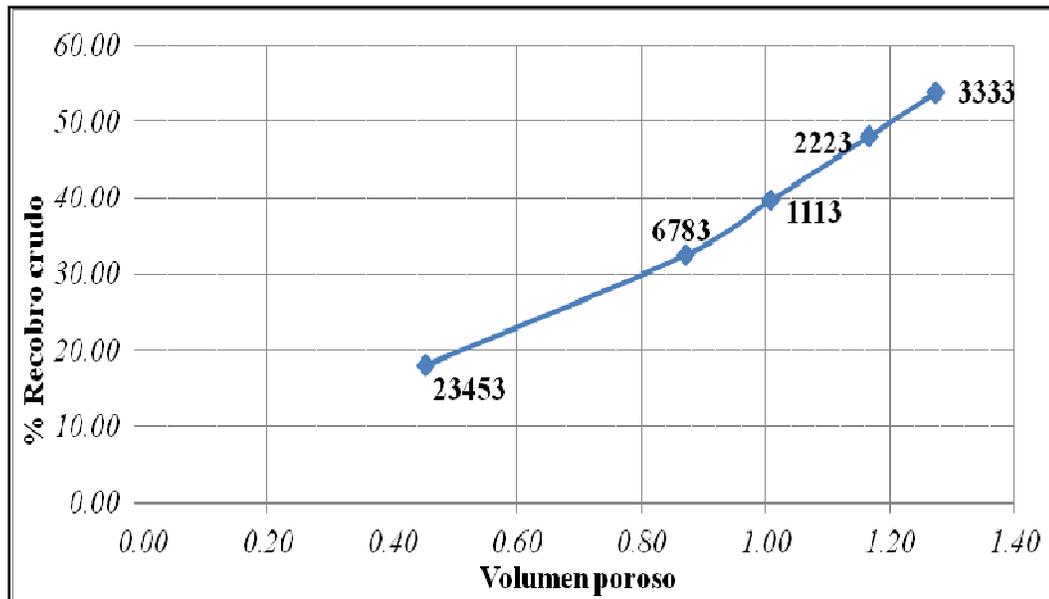


Figura V. 13 Gráfico % recobro de crudo vs. volumen poroso durante la inyección de solvente (tercera prueba)

➤ **Cuarta prueba de inyección (Yacimiento despresurizado)**

Al inicio de esta prueba se abrió la válvula del tope de la celda para simular la caída de presión al momento de abrir el cabezal del pozo en un yacimiento. Sin embargo los fluidos producidos durante este periodo no fueron significativos para los cálculos de recuperación en esta etapa. Es por eso que la recuperación total se iniciará desde el momento que inicie la inyección del solvente.

En esta fase se recuperaron de la celda 738,29 gr de crudo equivalentes a un 93,18% de factor de recobro. Los resultados de la recuperación durante esta última prueba se observan en la Tabla V. 36 y en la Figura V. 14 se muestra la comparación correspondiente al avance de la recuperación.

Tabla V.36 Valores del recobro de crudo en la cuarta prueba durante la inyección de solvente

Muestra	V _{muestra} (cc)	m _{crudo} (gr)	Fracción Volumen poroso	Recobro (%)
SOL - 114	122.78	71.310	0.14	9.00
SOL - 224	72.36	66.143	0.22	17.35
SOL - 454	226.92	82.917	0.48	27.81
SOL - 664	127.02	49.275	0.62	34.03
SOL - 784	198.35	85.944	0.84	44.88
SOL - 9104	159.94	63.701	1.02	52.92
BAR - 124	259.51	105.900	1.32	66.29
BAR - 334	139.17	128.096	1.47	82.45
BAR - 444	26.49	10.010	1.50	83.72
BAR - 555	118.01	74.998	1.64	93.18

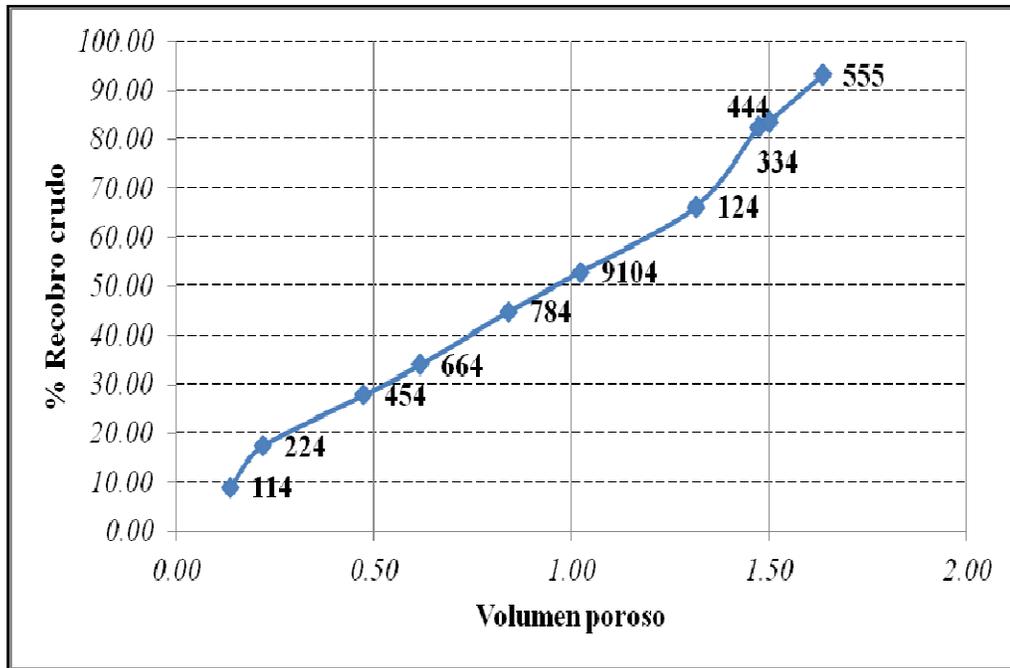


Figura V. 14 Gráfico % recobro de crudo vs. volumen poroso durante la inyección de solvente (cuarta prueba)

Adicionalmente en la Figura V.15 se observa una comparación entre las 4 pruebas donde se observa que donde se obtuvo el mayor recobro de crudo fue en la cuarta y última prueba, debido a la poca presión bajo la cual se realizaban las inyecciones.

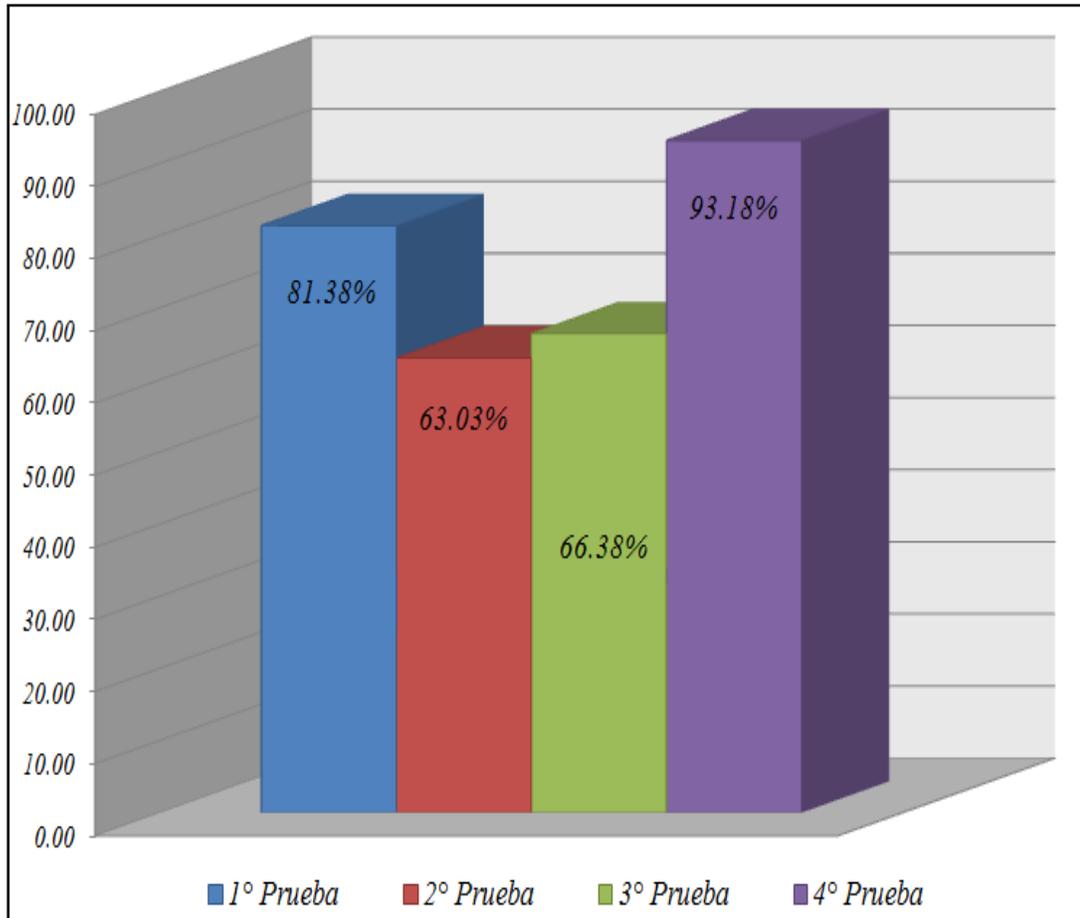


Figura V. 15 Factor de recobro para las cuatro pruebas de simulación física

CONCLUSIONES

1. Se observó que la mayor cantidad de artículos técnicos se desarrollaron durante los años 2007 y 2010, donde el idioma predominante fue el inglés.
2. La cantidad de patentes desarrolladas sobre el método de inyección de solventes, están en su gran mayoría en el área de Canadá, de donde provienen procesos como el VAPEX, SAS, LASER, entre otros, mientras que en Venezuela la patente más importante es el proyecto MIS (Mejoramiento *in situ*).
3. Las propiedades de las muestras efluentes se mantuvieron constantes al caracterizar cada escenario de inyección en las cuatro pruebas de simulación.
4. En la cuarta prueba se obtuvieron muestras con una mejora en su viscosidad disminuyendo hasta los 1400 cp aproximadamente, mientras que su gravedad API aumento por lo menos de 10 a 15° sobre su valor original que era de 8.5°.
5. El mayor porcentaje de recobro se obtuvo durante la cuarta prueba, lo que supone que la inyección del solvente debería realizarse a bajas presiones para recuperar la mayor cantidad de crudo posible del yacimiento.
6. La inyección de agua (bien sea a temperatura de operación o ambiente) no es favorable para el proceso ya que genera canales dentro del crudo lo cual disminuye la eficiencia de barrido del solvente.
7. La realización del barrido final con agua es de vital importancia luego de la inyección de solvente, ya que se obtiene una recuperación adicional del crudo que aun sigue en el medio poroso así como del solvente inyectado.

RECOMENDACIONES

1. Realizar la factibilidad económica de la técnica desarrollada en esta investigación para poder presentar una patente que sea viable para la industria petrolera en nuestro país.
2. Desarrollar la simulación numérica de las pruebas realizadas en esta investigación con la finalidad de llevar los valores de recobro obtenidos a valores reales de campo y utilizar las herramientas computacionales para simular con mayor exactitud las características del yacimiento.
3. Efectuar la recolección de muestras de una manera supervisada a medida que avanza la inyección de fluidos con la finalidad de llevar un control sobre el frente inyectado, ya que la acumulación de las mismas en los cilindros de producción varía sus propiedades.
4. Las muestras que van a ser analizadas provenientes de una mezcla entre crudo y solvente no deben tener agua, ya que esto ocasiona problemas en los equipos de medición y altera los resultados de las mismas.

ANEXO 1
(Primera prueba de inyección – Caso Base)



Solvente manchado con crudo



Mezcla entre agua, crudo y solvente



Muestra de crudo pesado con agua en el fondo



Mezcla de crudo/solvente con agua en el fondo



Muestra de agua con trazas de crudo



Condición final de la arena utilizada

ANEXO 2

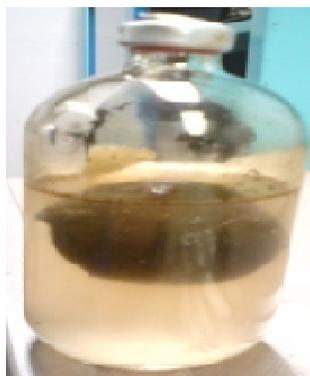
(Segunda prueba de inyección – Saturación de petróleo residual)



Mezcla de crudo/solvente con agua en fondo



Muestra de solvente manchado con crudo



Muestra de agua con crudo mejorado



Muestra de crudo pesado



Condiciones de la arena al finalizar la prueba

ANEXO 3
(Tercera prueba de inyección – Acuífero activo)



Muestras provenientes de la inyección de solvente



Muestras provenientes de la inyección de agua



Condición final de la arena donde se observa la canalización de los fluidos

ANEXO 4

(Cuarta prueba de inyección – Yacimiento despresurizado)



Mezcla entre crudo, agua y solvente



Muestras de solvente con gran cantidad de crudo



Muestras provenientes del barrido final con agua



Condición final de la arena utilizada

ANEXO 5

(Viscosidad de las muestras analizadas)

Temperatura (°C)	Crudo Original	Muestras									
		SOL 13561	SBL 12121	SOL 1232	BAR 1242	SOL 2343	BAR 1113	SOL 114	SOL 224	SOL 34074.38	SOL 7.14
30	161287	85.9	5.16	16.10	2.86	4.11	8.43	30.12	34074.38	7.14	
50	14165	36.52	3.95	10.48	2.14	3.95	5.54	15.67	4068.5	5.43	
60	5332	24.61	3.45	8.92	1.92	3.80	5.12	10.91	1439.5	5.42	

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Arias, F. (1999). El proyecto de investigación. Guía para su elaboración. Tercera edición. p (19 – 22).

Bombas ISCO (s.f) disponible en URL:
<http://www.vertex.es/portal/es/open/12736718>. [consultado el 04 de diciembre de 2010].

Cengel, Yunus. (2008) Termodinámica. Sexta edición. p – 928.

Kooper, R; Decoster, E; Huggins, C; Minner, M; Linares, L y Waite, M. Yacimientos de petróleo pesado (2003). *Oilfield Review* [Revista en línea]
http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review/en/2010/or2010_sum.aspx
 [consulta: 2010, 11 de diciembre]

Lake, L. (1989) *Enhanced Oil Recovery*. Estados Unidos: Prentice Hall. p - 550.

Proceso Vapex (s.f) disponible en URL:
http://www.ptrc.ca/gallery/7/72/Vapex_graphic_white.jpg. [consultado el 10 de febrero de 2011]

United States Patent and Trademark Office (USPTO).
<http://www.uspto.gov/patents/index.jsp>. Revisado en Diciembre del 2010.

BIBLIOGRAFÍAS

Azin, R; Kharrat, R; Ghotbi, C; Rostami, B y Vossoughi, S. (2007). *Simulation Study of the VAPEX process in fractured heavy oil system at reservoir conditions. Journal of Petroleum Science and Engineering* (60 – 2008 - 51- 66). Mayo 16.

Cavallaro, A; Galliano, G; Sim, S; Singhal, A y Fsiher, D. (2005). *Laboratory Investigation of an Innovative Solvent Based Enhanced Recovery and In Situ Upgrading Technique. Petroleum Society's 6th Canadian International Petroleum Conference*. Alberta, Canadá. 7 – 9 Junio. (paper 2005 – 016)

De Ferrer, Magdalena. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Segunda edición. p – 311.

Delfin, D; Vásquez, D; Zabala, A; Camejo, W; Sastoque, M; Izarra, N; Navarro, G y Delgado, S. (2009). Prueba piloto de la tecnología MIS realizada en el Campo Morichal. Informe Técnico. PDVSA Intevep. Miranda, Venezuela. Junio.

Edmunds, N; Moini, B y Peterson, J. (2009). *Advanced Solvent – Additive Processes via Genetic Optimization. Canadian International Petroleum Conference*. Alberta, Canada. 16 – 18 Junio. (paper 2009 – 115).

Ferguson, M.A; Mamora, D. D; Goite, J. G. (2001) *Steam-Propane Injection for Production Enhancement of Heavy Morichal Oil. International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium*. Isla de Margarita, Venezuela, 12 – 14 Marzo. (paper SPE 69689).

Frauenfeld, T; Jossy, C; Wang, X. *Experimental Studies of thermal Solvent Oil Recovery Process for Live Heavy Oil*. JCPT. Alberta, Canadá. Noviembre 2007.

Gates, I. (2010). *Solvent – aided Steam Assisted Gravity Drainage in thin oil reservoirs. Journal of Petroleum Science and Engineering* (74 – 2010- 138-146). Septiembre 8.

Haghighat, P and Maini, B. B. (2008). *Role of Asphaltene Precipitation in Vapex Process. Canadian International Petroleum Conference. Alberta Canadá* 17 – 19 Junio. (paper 2008 – 087).

Karmaker, K y Maini B. (2003) *Applicability of Vapor Extraction Process to Problematic Viscous Oil Reservoirs. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Colorado, USA. 5 – 8 Octubre. (paper SPE 84034).*

Leal N. Lissett de los A, y Zapata C. Carlos E. (2009). Propuesta de diseño de pozos productores e inyectores para la aplicación de inyección de vapor en la Faja Petrolífera del Orinoco. Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela. Núcleo de Caracas: Caracas, Venezuela.

Luo, P; Yang, C and Tharanivasan, A.K. *In Situ Upgrading of Heavy Oil in a Solvent-Based Heavy Oil Recovery Process. JCPT (Journal of Canadian Petroleum Technology). Alberta, Canada. Septiembre 2007.*

Oliveira, M; Barillas, J; Mata, M y Dutra Junior, T. (2009) *A Parametric Study of Solvent Injection as a Recovery Method for Heavy Oil and Bitumen reservoirs. Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Cartagena, Colombia. 31 Mayo – 3 Junio. (paper SPE 122040).*

Pathak, V; Babadagli, T y Edmunds, N. (2010) *Hot Solvent Injection for Heavy Oil/ Bitumen Recovery: An experimental Investigation. Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference. Alberta, Canadá. 19 – 21 Octubre. (paper CSUG/SPE 137440).*

PDVSA CIED. (2000). Recuperación Mejorada de Crudos. Baruta, Miranda.

Polikar M. (2005) *Optimal Solvent and Well Geometry for Production of Heavy Oil by Cyclic Solvent Injection*. Canadian International Petroleum Conference. Alberta, Canada. 7 – 9 Junio. (paper 2005 – 194).

Salama, D; Guerrero – Aconcha, U y Kantzas, A. (2008) *Diffusion Coefficient of n-alkanes in Heavy Oil*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Colorado, USA. 21 – 24 Septiembre. (paper SPE 115346).

Singhal, A.K y Das, S.K. (1997) *SAGD and VAPEX Process Reservoir Screening*. *Journal of Petroleum Technology*, volumen 49 - 10. Octubre 17.

Zhao L. (2007). *Steam Alternating Solvent Process*. SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium. California, USA. 16 – 18 Marzo. (paper SPE 86957).