

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

MODELAJE NUMÉRICO DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE ÁLCALI-SURFACTANTE-POLÍMERO (ASP) A ESCALA DE LABORATORIO USANDO EL SIMULADOR STARS.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Tec. Medio. Useche. L Yino. R
C.I. V-13.642.889
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Junio 2013

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

MODELAJE NUMÉRICO DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE ÁLCALI-SURFACTANTE-POLÍMERO (ASP) A ESCALA DE LABORATORIO USANDO EL SIMULADOR STARS.

TUTOR ACADÉMICO: Ing. Carlos Gil.

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. (MSc). Yanira Acasio.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Tec. Medio. Useche. L Yino. R
C.I. V-13.642.889
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Junio 2013

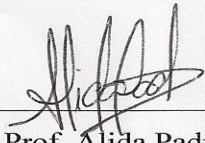
CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, Junio de 2013

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 Tec. Medio Yino R. Useche L., titulado:

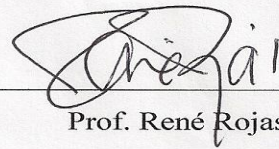
MODELAJE NUMÉRICO DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE ÁLCALI-SURFACTANTE-POLÍMERO (ASP) A ESCALA DE LABORATORIO USANDO EL SIMULADOR STARS.

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 los autores, lo declaran APROBADO.



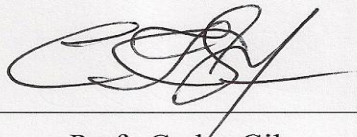
Prof. Alida Padrón

Jurado



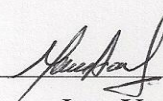
Prof. René Rojas

Jurado



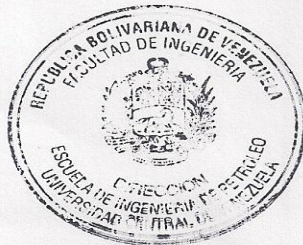
Prof. Carlos Gil

Tutor Académico



Ing. Yanira Acasio

Tutor Industrial



DEDICATORIA

A mis dos madres amadas. Rosa (†) y Ana, por brindarme el amor, la educación, el apoyo y la comprensión; por ser un ejemplo en mi vida y hacerme una persona de principios.

*A mi gran Amor Jennifer, por apoyarme y comprenderme en los momentos difíciles.
Por ser esa voz que siempre me dice, si puedes! Gracias...*

¡Este logro es para ustedes! Las Amo...

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por ser mi guía, brindarme salud para cumplir una de las metas más importantes en mi vida.

A la Universidad Central de Venezuela, la casa que sigue y seguirá venciendo la sombra, por abrirme sus puertas y permitir mi formación como profesional. A los profesores de la Escuela de Petróleo: René Rojas, Pedro Díaz, Carlos Gil y Sandro Gasbarri; por la paciencia, dedicación y por brindarnos ese preciado tesoro como lo es la educación.

A toda mi familia por brindarme su apoyo en los momentos difíciles, en especial a mi madre, estarás siempre en mi corazón. A mis tíos, Ana y Miguel por ser mis segundos padres. A mi gran amor Jennifer, gracias por tu paciencia y apoyo en todo momento. No podía faltar la mascota de la casa Snoopy por acompañarme en esas largas noches de estudio. Los Amo!

A la Sra Carmen y el Sr Leo, por brindarme su cariño y aceptarme como un miembro más de su familia. Sra Ana y mi prima Mariana por el cariño y el apoyo brindado.

A mis grandes amigos: Pedro, José Luis, Félix, Leonardo, Rafael y Williams. Por compartir en las buenas y en las malas gracias por su apoyo y por creer en mí.

A Reinaldo más que un amigo, un hermano. Gracias por el apoyo y amistad sincera.

A mi hermano Neyfrank y su esposa Yennadieles, personas como ustedes son difíciles de conseguir, gracias por el apoyo y amistad sincera. Se les quiere.

A PDVSA-INTEVEP, por brindarme la oportunidad de desarrollar el presente trabajo de grado en sus instalaciones. A las personas que allí conocí y me brindaron su apoyo y amistad: Edgar, Yamila, Darío, José. H, Daniela, María Mercedes, Roque y Jesús. Y a mis compañeros de sala: Xavier, Keynni, Zollner, Kerwis, Jonathan, Cristian, Francisco, Josman. Gracias por compartir agradables momentos y hacer diferente mi paso por Intevep. Siempre los recordare.

A la Ingeniera Yanira Acasio, por creer en mí y permitir desarrollar este trabajo de grado bajo su tutoría, por compartir sus conocimientos en el área de simulación. Gracias por su disposición para aclarar los problemas y dudas que surgieron durante el desarrollo del presente trabajo.

A el Profesor Carlos Gil, por el valioso conocimiento brindado durante toda la carrera y aceptar el reto de desarrollar bajo su tutoría mi trabajo especial. Gracias por su paciencia, dedicación y consejos para culminar con éxito el presente trabajo especial.

Mis grandes amigos y compañeros de la escuela de petróleo: Magda, Neyfrank, Yolanda, Eddith, Naylet, Cesar, Robersy, Andres, Keith, Daniel, Jean Carlos, Yorangel, Milagros, Karlene, Wilmary, Luis Q, Diego, Andrea, Harold y Jorge. Por los buenos momentos vividos durante nuestro paso por la Universidad Central de Venezuela.

Andrés Ortega, gracias hermano por compartir conocimientos y buenos momentos en Pdysa-Intevep. Se le aprecia.

Useche L., Yino R.

MODELAJE NUMÉRICO DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE ÁLCALI-SURFACTANTE-POLÍMERO (ASP) A ESCALA DE LABORATORIO USANDO EL SIMULADOR STARS.

**Tutor Académico: Prof. Carlos Gil. Tutor Industrial: MSc. Yanira Acasio.
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Petróleo.
Año 2013, 104 p.**

Palabras Claves: Inyección ASP, recuperación mejorada de petróleo, pruebas de desplazamiento, simulación numérica de yacimientos, simulador CMG STARS®.

Resumen. Los estudios realizados sobre la aplicación de procesos (EOR) en los últimos años, han demostrado que entre las tecnologías con gran potencial para ser aplicadas después de la inyección de agua o gas, se encuentra la inyección ASP (Álcali, Surfactante, Polímero), la cual utiliza la combinación de los principales métodos químicos para aumentar la producción de petróleo en yacimientos con características favorables para su aplicación. Este trabajo presenta un estudio del proceso de inyección ASP a escala de laboratorio. Mediante la representación de las pruebas experimentales y la optimización del proceso de inyección ASP empleando un simulador numérico. Para lo cual se desarrolló un modelo numérico 1D, a través del simulador STARS de la empresa CMG, en el cual se cargaron todos los datos obtenidos en las pruebas de laboratorio. El modelo se calibró generando los diferenciales de presión obtenidos en las pruebas de desplazamiento de acuerdo a la variación de las tasas de inyección de agua que se realizó previo a la inyección de químicos en el medio poroso. Esto para garantizar que los resultados que se obtuvieran luego de la inyección ASP estarían relacionados a las reacciones químicas y la adsorción de los componentes en el medio poroso. Posteriormente, se efectuó la validación de los resultados, para ello se comparó el ajuste del Volumen bruto del núcleo (Vb), Volumen Poroso (Vp) y el Petróleo Original en Sitio (POES) generados por el modelo de simulación con respecto a los resultados obtenidos en laboratorio, logrando con esto un ajuste satisfactorio de los resultados del modelo con los reportados en la prueba experimental. Finalmente, se realizó un estudio de sensibilidades en los volúmenes de álcali en la formulación química para tratar de optimizar la inyección ASP. Los resultados obtenidos en el presente trabajo, podrán servir como base para realizar en un futuro, el escalamiento de estas pruebas de laboratorio a escala de campo, para la aplicación del proceso en una prueba piloto.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
LISTA DE TABLAS	xii
LISTA DE FIGURAS	xiii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	4
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	4
1.1. Problema.....	4
1.2 Objetivo General	4
1.3 Objetivos Específicos	4
1.4 Alcance.....	4
1.5 Justificación.....	5
1.6 Limitaciones	8
CAPÍTULO II	9
MARCO TEÓRICO	9
2.1 Antecedentes de la Investigación	9
2.2 Bases Teóricas	14
2.2.1 Procesos de recuperación mejorada de petróleo.....	14
2.2.2 Métodos químicos de recuperación de petróleo	16
2.2.3 Inyección ASP (Álcali-Surfactante-Polímero).....	16
2.3 Agentes Químicos Empleados en Proceso de Inyección ASP	16
2.3.1 Álcali	16
2.3.1.1 Objetivos de la inyección de álcali en el proceso ASP	17
2.3.2 Surfactante.....	17
2.3.2.1 Objetivos de la inyección de surfactante en el proceso ASP	18

2.3.3	Polímeros.....	18
2.3.3.1	Objetivos de la inyección de polímeros en el proceso ASP	19
2.4	Factores Involucrados en el Proceso de Recuperación Mejorada ASP...	19
2.4.1	Fuerzas de tensión superficial e interfacial	19
2.4.2	Mojabilidad	19
2.4.3	Movilidad	20
2.4.4	Razón de movilidad.....	20
2.4.5	Permeabilidad.....	21
2.4.5.1	Permeabilidad relativa.....	21
2.4.6	Presión capilar (Pc)	22
2.4.7	Número capilar (Nc).....	23
2.4.8	Adsorción	24
2.4.9	Dispersión.....	24
2.5	Prueba de Desplazamiento	25
2.6	Objetivos de la Inyección ASP.....	26
2.7	Etapas del Proceso de Inyección ASP	27
2.8	Criterios Básicos para Proyectos de Inyección de Mezclas ASP	28
2.8.1	Condiciones favorables para la inyección de ASP.....	28
2.8.2	Condiciones desfavorables para la inyección de ASP	29
2.9	Ventajas y Desventajas del Proceso de Inyección ASP	29
2.10	Simulación Numérica.....	31
2.11	Clasificación de los Simuladores de Yacimientos	32
2.11.1	Simuladores de petróleo negro (<i>Black Oil</i>)	32
2.11.2	Simuladores composicionales	33

2.11.3 Simuladores térmicos	33
2.11.4 Simuladores químicos	34
2.12 Simulador para el Análisis de Procesos de Inyección ASP.....	34
2.12.1 Simulador numérico STARS.....	34
2.13 Información Requerida para Realizar una Simulación	35
2.14 Pruebas de Validación para Análisis PVT.	38
2.14.1 Prueba de la función Y.....	39
2.14.2 Prueba de balance de materiales.....	39
2.14.3 Prueba de densidad.....	40
2.14.4 Prueba de desigualdad.....	40
2.15 Tipos de Mallado Empleados en la Simulación de Yacimientos.....	41
2.16 Ajuste del Simulador con la Historia del Yacimiento.....	43
2.17 Resultados de una Simulación.....	44
2.18 Ventajas de la Simulación	46
CAPÍTULO III	47
METODOLOGÍA	47
3.1 Tipo de Investigación.....	47
3.2 Diseño de la Investigación	47
3.3 Unidad de Estudio	48
3.4 Técnicas de Procesamiento y Análisis de Datos	49
3.5 Fases de la Investigación.....	50
3.6 Revisión Bibliográfica.....	51
3.7 Recopilación y Validación de Datos	51
3.8 Construcción del Modelo de Simulación	51

3.8.2 Dimensiones de mallado	53
3.8.3 Propiedades petrofísicas para el modelo de simulación.....	53
3.8.4 Propiedades de los fluidos.....	54
3.8.4.1 Migración PVT IMEX - STARS.....	55
3.8.5 Propiedades de interacción roca-fluido	56
3.8.6 Definición de pozos en el modelo de simulación.....	59
3.9 Calibración del Modelo de Simulación Previo a la Inyección de ASP	60
3.10 Caso base Inyección de ASP.....	60
3.10.1 Secuencia de inyección ASP	62
3.11 Validación de los resultados obtenidos en el modelo de simulación	63
3.12 Realización de sensibilidades con volúmenes de inyección ASP	64
CAPÍTULO IV	66
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	66
4.1 Comprobación de las Propiedades PVT de los Fluidos	66
4.1.1 Representatividad de la muestra PVT	66
4.1.2 Consistencia de los Resultados del Análisis PVT	67
4.1.2.1 Prueba de la linealidad de la función “Y”	67
4.2 Datos PVT Sintético.....	71
4.3 Permeabilidades Relativas.....	73
4.4 Calibración del Modelo de Simulación.....	76
4.5 Ajuste del Volumen Poroso y POES del Núcleo.	78
4.6 Validación de los Resultados Obtenidos en el Modelo de Simulación con Respecto a los Obtenidos en las Pruebas de Laboratorio.	79
4.7 Sensibilidades de los volúmenes de inyección de álcali en la formulación de inyección ASP obtenida en laboratorio.	83

4.7.1 Primer escenario de sensibilidades.....	84
4.7.2 Segundo escenario de sensibilidades.....	87
Conclusiones	92
Recomendaciones	93
Referencias Bibliográficas	94
Nomenclatura.....	100
Apéndice A	101
Apéndice B.....	102
Apéndice C.....	103

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2.1 Ventana de aplicación para proyectos de inyección ASP.	28
Tabla 3.1 Composición química de núcleos de Berea.	49
Tabla 3.2 Dimensiones de la Malla.	53
Tabla 3.3 Propiedades petrofísicas del núcleo de Berea.	54
Tabla 3.4 Saturaciones empleadas para generar el sets de curvas.	56
Tabla 3.5 Puntos finales empleados para generar el sets de curvas.	56
Tabla 3.6 Valores de los exponentes dependientes del tipo de roca.	58
Tabla 3.7 Componentes empleados en el modelo de simulación ASP.	60
Tabla 3.8 Formulación óptima y pesos moleculares de los componentes ASP.	61
Tabla 3.9 Propiedades fisicoquímicas del crudo empleado en el modelo ASP.	61
Tabla 3.10 Condiciones iniciales para la inyección ASP.	62
Tabla 3.11 Secuencia de inyección ASP.	63
Tabla 3.12 Volúmenes obtenidos en pruebas de desplazamiento.	63
Tabla 4.1 Resultados función Y.	67
Tabla 4.2 Resultados de la función Y corregida.	70
Tabla 4.3 Resultados PVT sintético.	72
Tabla 4.4 Resultados permeabilidad relativa.	74
Tabla 4.5 Diferenciales de presión para la inyección de agua.	77
Tabla 4.6 Resultados de volúmenes obtenidos en simulación y laboratorio.	78
Tabla 4.7 Resultados del factor de recobro obtenido en simulación y laboratorio. ..	82
Tabla 4.8 Sensibilidades realizadas para el primer escenario.	84
Tabla 4.9 Sensibilidades realizadas para el segundo escenario.	88
Tabla 4.10 Adsorción de álcali para los casos estudiados en el primer escenario. ...	91
Tabla 4.11 Adsorción de álcali para los casos estudiados en el segundo escenario. ...	91

	Pág.
Figura 2.1 Procesos de Recuperación.	15
Figura 2.2 Representación de la molécula de Surfactante.	17
Figura 2.3 Representación molecular de Polímeros.....	18
Figura 2.4 Ángulo de contacto entre los fluidos y la superficie sólida.	20
Figura 2.5 Curvas típicas de permeabilidades relativas.....	22
Figura 2.6 Relación entre número capilar y recuperación de crudo.	23
Figura 2.7 Diagrama de flujo de la prueba de desplazamiento.....	25
Figura 2.8 Proceso de Inyección ASP.....	27
Figura 2.9 Modelos Unidimensionales.	41
Figura 2.10 Modelos Bidimensionales.....	42
Figura 2.11 Modelos Tridimensionales.	43
Figura 2.12 Etapas para desarrollar un modelo de simulación.	45
Figura 3.1 Núcleo Berea.	49
Figura 3.2 Flujo de trabajo.....	50
Figura 3.3 Representación del núcleo de Berea y el modelo cartesiano.....	52
Figura 3.4 Ventana PVT Imex Regions.....	55
Figura 3.5 Ventana Stars Import Black Oil PVT.....	55
Figura 3.6 Configuración de pozos en el modelo 1D.	59
Figura 3.7 Diagramas de pozos inyector y productor.	59
Figura 3.8 Esquema de inyección del primer escenario de sensibilidades ASP.....	64
Figura 3.9 Esquema de inyección del segundo escenario de sensibilidades ASP. ...	65
Figura 4.1 Comportamiento función Y inicial.....	68
Figura 4.2 Volumen relativo vs Presión.	69
Figura 4.3 Comportamiento de la función Y corregida.	69
Figura 4.9 Set de curvas de permeabilidades relativas agua-petróleo.	75
Figura 4.10 Set de curvas de permeabilidades relativas gas-liquido.	76
Figura 4.11 Cotejo de los diferenciales de presión para la inyección de agua.	77

Figura 4.12	Resultados de volúmenes obtenidos luego de ejecutar la simulación. ...	79
Figura 4.13	Resultados obtenidos luego de ejecutar la simulación.	80
Figura 4.14	Factor de Recobro obtenido luego de ejecutar la simulación.	85
Figura 4.15	Resultados producción obtenidos para el Caso N° 1.	85
Figura 4.16	Resultados producción obtenidos para el Caso N° 2.	85
Figura 4.17	Resultados de producción obtenidos para el Caso N° 3.	86
Figura 4.18	Comparación de producción Casos N° 1, 2 y 3 con el Caso Base.	87
Figura 4.19	Resultados de producción obtenidos para el Caso N° 4.	88
Figura 4.20	Resultados de producción obtenidos para el Caso N° 5.	89
Figura 4.21	Comparación de producción Casos N° 4 y 5 con el Caso Base.	90
Figura 4.22	Factor de recobro obtenido para los Casos N° 4 y 5.	90

INTRODUCCIÓN

Durante la vida productiva de los yacimientos la presión tiende a disminuir debido a la explotación del campo, a tal grado que los pozos productores dejan de fluir de forma natural. Cuando esto ocurre y el flujo de fluidos no es capaz de llegar a las instalaciones superficiales, es necesario implantar un sistema artificial de producción acorde a las características del campo.

Las estrategias para producir los fluidos del yacimiento contemplan tres etapas que definen la vida de producción de un campo. Una primera etapa llamada recuperación primaria, esta ocurre cuando la presión de los fluidos en el yacimiento es suficiente para que el petróleo fluya de manera natural a través del pozo. La segunda etapa ocurre cuando la presión desciende durante la vida productiva del reservorio y se hace necesario implementar un proceso llamado recuperación secundaria, el cual consiste en inyectar agua, gas o combinación de ambos y de esta manera compensar la pérdida de presión del yacimiento. Transcurrido un tiempo por más agua o gas que se inyecte comienza una declinación en la producción, en este punto es cuando se implementa la tercera etapa llamada Recuperación Mejorada de petróleo (EOR, por sus siglas en ingles Enhanced Oil Recovery), los cuales pueden lograr una recuperación entre el 10 y 20 por ciento del petróleo original en sitio (POES).^[1,2]

Las tecnologías de recuperación mejorada (EOR) incorporan reservas y aumentan el factor de recuperación de petróleo. Por lo tanto, son una alternativa real que se debe considerar.

Los estudios realizados para la aplicación de procesos (EOR), han demostrado que entre las tecnologías con gran potencial para su aplicación después de la inyección de agua o gas, se encuentra la inyección de sustancias químicas.^[2,3]

Una de las técnicas de recobro mejorado, que utiliza los principales métodos químicos para aumentar la producción de petróleo en yacimientos con características favorables para su aplicación, es conocida como Inyección Álcali-Surfactante-Polímero (ASP). Esta técnica se beneficia de las propiedades sinérgicas entre el Álcali, Surfactante y Polímeros (ASP) con el fin de:

- ✓ Disminuir la tensión interfacial (TIF) entre el Agua y el Petróleo, para lograr un desplazamiento y movilización del crudo hacia los pozos productores, aumentando de esta manera el número capilar (N_c) y por ende mejora la eficiencia de desplazamiento.

- ✓ Aumentar la viscosidad del agua para así mejorar la razón de movilidad entre las fases agua/petróleo y de esta manera lograr disminuir la saturación residual de petróleo (S_{or}) y como resultado obtener un aumento en el porcentaje de recobro.^[2,4,5]

Gran parte de los estudios sobre inyección Álcali-Surfactante-Polímero (ASP) se han realizado para ser aplicados en diferentes partes del mundo como Alberta (Canadá), Catriel Oeste (Argentina), Louisiana, Oklahoma, California, Colorado Y Wyoming (USA) y varias áreas de China e Indonesia.

Otros 13 estudios se adicionaron en octubre de 2001, y en los últimos años se han iniciado otros proyectos de inyección ASP y Polímeros con la participación de las principales empresas proveedoras de surfactantes y polímeros del mundo, es importante mencionar que la mayoría de los proyectos iniciados en la última década fueron proyectos de inyección ASP.^[6]

Actualmente, en Venezuela se investiga y evalúa la potencialidad de la inyección ASP a escala de laboratorio para yacimientos en el Occidente del país. Estos proyectos de investigación se han llevado a cabo con el apoyo PDVSA – INTEVEP.
[7,8,9]

Por esta razón, la investigación se realiza a nivel de simulación para tratar de representar este complejo proceso como es la inyección de ASP; empleando un simulador numérico que en un futuro permita el escalamiento de estas pruebas de laboratorio a escala de campo, para la aplicación del proceso en una prueba piloto.
[6,10]

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Problema

Los altos precios del crudo en el mercado internacional, la creciente demanda en la producción como consecuencia de no contar con nuevas fuentes de energía suplementarias y la necesidad de restituir las reservas, ha incentivado a la industria petrolera a realizar estudios de tecnologías alternativas que logren obtener ese porcentaje adicional de petróleo que se encuentra aún en el medio poroso o matriz del reservorio, una vez que se han implementado sistemas como inyección de agua o inyección de gas.

Por ser cada yacimiento único, en lo que se refiere a las propiedades de los crudos y del medio poroso, se deben diseñar sistemas químicos característicos para cada aplicación. Entre las tecnologías alternativas que se pueden tomar en cuenta luego de la inyección de agua o gas, con un potencial considerable para su aplicación, se encuentra la inyección de químicos Álcali-Surfactante-Polímeros (ASP), la cual se beneficia de las propiedades sinérgicas entre el Álcali, Surfactante y Polímeros.^[2,6]

La técnica de inyección ASP consiste básicamente, en inyectar directamente al yacimiento una mezcla de sustancias químicas (Álcali-Surfactante-Polímero) con el objetivo de disminuir la tensión interfacial entre el agua y el petróleo, e incrementar la viscosidad del agua para mejorar la razón de movilidad entre las fases y así lograr un aumento en el factor de recobro.

En Venezuela a partir del año 2000 se han realizado estudios relacionados con la inyección ASP, a través de la instalación de laboratorios integrados de campo (IFL, por sus siglas en inglés Integrated Field Laboratory). Con el objetivo de validar y probar esta tecnología para lograr maximizar la producción y rentabilidad de yacimientos de similares características. Las pruebas a nivel de laboratorio se han realizado en el occidente del país específicamente en el Lago de Maracaibo, campo La Salina. ^[4,5,11]

Como una estrategia para evaluar la factibilidad técnica y operacional en los procesos de inyección ASP en el occidente del país PDVSA – INTEVEP, a través de la gerencia EYEE (Exploración de Yacimiento y Esquema de Explotación), ha planteado desarrollar un proyecto para lograr la optimización en el volumen de químicos inyectado y obtener así el máximo porcentaje de recobro posible. Basándose en la identificación de formulaciones químicas que logren la mínima tensión interfacial, utilizando pruebas de laboratorio y la representación de estas pruebas mediante un simulador numérico, para luego realizar un análisis de sensibilidad a través del programa de simulación numérica “STARS” de la empresa CMG. ^[12,6]

1.2 Objetivo General

Realizar el modelaje numérico del proceso de inyección de Álcali-Surfactante-Polímero (ASP) a escala de laboratorio usando el simulador STARS.

1.3 Objetivos Específicos

- ✓ Revisión bibliográfica de trabajos de grado, revistas en línea, informes, publicaciones, y documentos disponibles sobre Recuperación Mejorada de Petróleo, mediante la inyección química de Álcali-Surfactante-Polímero (ASP).
- ✓ Analizar los datos experimentales obtenidos de las pruebas de desplazamiento en núcleos, inyectando ASP.
- ✓ Elaborar un modelo numérico 1D a escala de laboratorio a través del simulador STARS.
- ✓ Reproducir los resultados experimentales mediante el simulador STARS. (Calibración del modelo con la data experimental).
- ✓ Realizar análisis de sensibilidades con los volúmenes de inyección de Álcali, Surfactante y Polímeros para optimizar la inyección de ASP.

1.4 Alcance

El presente trabajo tiene como finalidad, la representación de las pruebas experimentales mediante un simulador numérico y la optimización del proceso de inyección ASP. Para ello se desarrollará un modelo numérico 1D en el simulador STARS de la empresa CMG, se procederá a calibrar los resultados de las pruebas de laboratorio y así realizar sensibilidades de los porcentajes de inyección Álcali, Surfactante y Polímeros para obtener volúmenes de inyección ASP óptimos que permitan alcanzar el máximo factor de recobro posible.

1.5 Justificación

Generalmente sólo un 30 por ciento del petróleo puede extraerse con los métodos tradicionales de recuperación, tales como procesos de producción primaria e inyección de agua o gas. Por lo que un porcentaje considerable de petróleo adicional yace aún en el medio poroso. ^[1]

Por esta razón, nace la iniciativa de realizar estudios de nuevas tecnologías (EOR), entre las cuales se destaca la inyección de Alkali-Surfactante-Polímero (ASP) como una excelente alternativa, para ser aplicada después de agotada la posibilidad de realizar una inyección de agua o gas. No obstante, se hace necesario optimizar el diseño de inyección ASP, el cual debe lograr tres objetivos principales: la propagación de los químicos en un modo activo, la inyección de suficientes químicos tomando en cuenta la retención, y un barrido completo del volumen de interés. El logro de estos objetivos está afectado significativamente por la selección de los químicos, la concentración de la solución de ASP y el tamaño del tapón inyectado, entre otros factores. ^[13]

A medida que el petróleo se agote y su costo siga aumentando, el uso de estas tecnologías será cada vez más importante para obtener porcentajes adicionales en el factor de recobro.

Por lo antes expuesto, es de vital importancia desarrollar estudios sobre el proceso de inyección ASP, con el fin de obtener el mejor uso de las propiedades individuales de cada aditivo, minimizando la cantidad de químicos inyectados y maximizando el factor de recobro. Representando para ello los resultados obtenidos en pruebas de desplazamiento a través del simulador computacional, STARS de la empresa CMG.

1.6 Limitaciones

- ✓ No se cuenta con suficiente información actualizada, relacionada con aplicación de procesos de inyección ASP. Ya que muchos de los proyectos pilotos en el mundo se encuentran aún en desarrollo.

- ✓ El modelo utilizado en esta investigación es homogéneo y algunos datos fueron generados a partir de correlaciones o tomados de artículos técnicos y otras fuentes bibliográficas.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

A continuación se presenta una revisión bibliográfica y estudios previos de los diferentes métodos de recuperación de petróleo, orientados particularmente a las técnicas de recuperación mejorada por inyección de químicos: Álcali, Surfactante, Polímero (ASP), así como el diseño e interpretación del proceso mediante simulación de yacimiento con el fin de maximizar el factor de recobro.

2.1 Antecedentes de la Investigación

French Troy, R (1996). En un artículo titulado **A Method for Simplifying Field Application of ASP flooding**: Desarrollaron una estrategia de inyección con la cual se debería simplificar la aplicación del proceso ASP (Álcali, Surfactante, Polímero) en el campo y aumentar la recuperación de petróleo a través de este tipo de inyecciones. El diseño del proceso se realizó con simulación computacional apoyada con experimentos de laboratorio. La simulación se utilizó para determinar los parámetros de difusión/dispersión de manera que el valor de la mezcla de pequeños tapones de álcali y surfactante en sitio pueda predecirse. Se determinó que la estrategia de inyección simplifica la aplicación de ASP en campo y a su vez las simulaciones arrojaron un buen cotejo con los resultados de los experimentos de laboratorio, lo que se traduce en un procedimiento potencialmente económico en términos de costos de productos químicos. ^[14]

Manrique E. et. al (2000). Documento presentado ante la SPE (Society of Petroleum Engineers) titulado, **Alkali/Surfactant/Polymer at VLA-6/9/21 Field in Maracaibo Lake: Experimental Results and Pilot Project Design.** En el siguiente trabajo se presentan resultados de las evaluaciones de nuevas tecnologías y métodos de recuperación asistida como estrategia para mejorar el factor de recobro, a través del desarrollo de un Laboratorio Integrado de Campo (IFL) en el Campo VLA-6/9/21, ubicado en el Lago de Maracaibo, oeste de Venezuela. La inyección de álcali/surfactante/polímero (ASP) es una de las tecnologías de inyección química que recientemente han sido evaluadas en Venezuela. Los resultados de experimentos usando ASP para mejorar la recuperación de petróleo, demostró que una inyección química es factible para el campo VLA-6/9/21, lo que demuestra una gran oportunidad para aumentar la recuperación de petróleo crudo en el área VLA-6/9/21 y acumulaciones similares en la Cuenca del Lago de Maracaibo optimizando los proyectos de inyección de agua existentes y la implementación de nuevos proyectos que incorporan avanzadas tecnologías actualmente bajo evaluación como la inyección de ASP. ^[8]

Vargo J. et.al (2000). **Alkali-Surfactant-Polymer Flooding of the Cambridge Minnelusa Field.** Documento presentado ante la SPE (Society of petroleum Engineers). El trabajo presenta el estudio de una prueba piloto de inyección ASP de tipo secundaria. Se inició en 1993, en el Campo Cambridge ubicado en Crook Country, Wyoming (USA). Esta prueba eliminó la duplicación de costos de operación de la inyección de agua durante la inyección de Álcali-Surfactante-Polímero. El resultado obtenido de la Simulación numérica prevista para una inyección de agua desde el área de barrido fue de 32.8% POES y de 56.2% POES para la inyección álcali-surfactante-polímero. ^[15]

Moreno, R et. al (2003). Comparative Mechanistic Simulations to Design an ASP Field Pilot in La Salina, Venezuela. Documento presentado ante la PETSOC (Petroleum Society of Canadá). El presente estudio muestra los resultados del modelo para la simulación numérica de la inyección ASP en un área piloto del Campo La Salina, utilizando dos simuladores comerciales GCOMP y STARS. El área piloto fue parcialmente agotada por inyección de agua, por lo tanto, el yacimiento todavía contiene saturación de petróleo móvil. Basados en las coincidencias de la historia de inyección de núcleos en laboratorio, se llevaron a cabo varias predicciones del campo, que muestran un incremento en el factor de recobro entre un 6% y el 16.7% en comparación con la inyección de agua, dependiendo de la selección de arreglo de pozos y el volumen de químicos inyectados. Se realizó la comparación de los resultados de los dos simuladores y a pesar de la diferencia de formulación entre ellos, las respuestas fueron similares. Además se establecieron sensibilidades de ciertas variables críticas que pueden influir en el éxito de futuras pruebas. Esto incluye variables químicas de formulación tales como la tensión interfacial y la reducción de los niveles de componentes de adsorción, así como las tasas, tiempo de inyección y el volumen del tratamiento. ^[16]

Canache M (2006). Estudio sobre la aplicabilidad de la inyección ASP (Álcali-Surfactante-Polímero) para el mejoramiento de la producción de crudos pesados. El presente proyecto tuvo como objetivo principal el estudio teórico relacionado a la aplicación de inyección ASP para el mejoramiento en la producción de crudos pesado, definiendo para ello los componentes básicos del sistema así como la interacción entre estos, se explicó el proceso de inyección y los factores que lo afectan y de esta manera establecer la factibilidad de aplicar el proceso en yacimientos de crudos pesados. Se obtuvo un buen resultado para la aplicación en este tipo de yacimientos, ya que la mayoría de los factores evaluados no afectan el desempeño del proceso. ^[13]

Pandey, A et. al (2008). Chemical Flood Simulation of Laboratory Corefloods for the Mangala Field: Generating Parameters for Field-Scale Simulation:

Documento presentado ante la SPE (Society of Petroleum Engineers). Se llevaron a cabo experimentos de laboratorio muy detallados para evaluar el potencial de diversos procesos químicos (Polímero, Álcali-Polímero y Álcali-Surfactante-Polímero) en Mangala un campo petrolífero en la India, el cual contiene crudo con viscosidad de 7cp a 20cp. Los experimentos incluyeron estudios de interacción fluido-fluido y roca-fluido, seguidos por una serie de inyecciones de núcleo lineales y radiales. La simulación prevista para la inyección de agua desde el área de barrido, arrojó un resultado para el POES de 32.8 %. Esta simulación de la inyección de núcleo fue realizada empleando el simulador de CMG-STARs. El objetivo principal de la simulación fue estudiar los diferentes mecanismos del proceso y proporcionar un medio para generar parámetros de inyección de químicos en el pronóstico de la simulación a escala de campo, el resultado de la investigación demostró que el simulador STARs posee muchas características para modelar los complejos mecanismos involucrados en la simulación química y de predecir razonablemente el rendimiento esperado. ^[17]

Mendoza, K (2010). Trabajo especial de grado titulado **Optimización de los Componentes de una Formulación Álcali, Surfactante y Polímero (ASP) con Potencial de Empleo en Recuperación Mejorada de un Crudo del Occidente del País.** El objetivo principal fue definir la formulación óptima de los componentes químicos Álcali, Surfactante y polímero, para ser empleada en la recuperación mejorada de petróleo. Los resultados de la formulación ASP demostraron valores ultra bajos relacionados a la tensión interfacial. Esta formulación fue comprobada a través de pruebas de desplazamiento con núcleos berea el cual demostró un incremento del factor de recobro por barrido de crudo en el medio poroso. Es importante mencionar que los resultados obtenidos en la investigación realizada por

Mendoza serán utilizados como parámetros necesarios en el presente estudio de simulación numérica. ^[18]

Romero, J et. al (2011). Numerical Simulation Project for LL-03 Reservoir ASP injection: Artículo presentado ante la SPE (Society of Petroleum Engineers). Este informe presenta los resultados de un estudio de simulación de yacimientos que soporta la propuesta de plan de explotación 2009-2029, el cual incluye la perforación de pozos y esquemas de recuperación basados en inyección de agua en el yacimiento LL-03 de la unidad de explotación Rosa medio. El yacimiento LL-03, por cumplir con los criterios básicos para la aplicación, fue seleccionado para realizar la primera prueba piloto de inyección ASP (Álcali, Surfactante, Polímero) en el país, con el objetivo fundamental de aumentar el factor de recobro por encima del alcanzado por la inyección de agua. La prueba piloto consiste en evaluar 5 áreas de inyección ASP bajo diferentes condiciones existentes en el yacimiento LL-03. Actualmente se cuenta con la formulación para la formación la Rosa que posee un crudo de 25 °API y está en proceso por parte de INTEVEP el diseño de la formulación para la formación Lagunillas con un crudo de 17 ° API. ^[19]

F. Douarche et.al (2011). Modeling Chemical EOR Processes: From Lab to Reservoir Scale. En este artículo se presenta un simulador de modelaje químico que describe el flujo de dos fases con el transporte de productos químicos: álcali, surfactante, polímeros y salinidad. Se describen los resultados del simulador y de numerosos experimentos especialmente diseñados para validar el modelo. Los mecanismos fundamentales para el desplazamiento de petróleo por inyección de álcali, surfactante y polímero se introdujeron con éxito en el simulador, se obtuvo consistencia entre los resultados de los experimentos realizados en la inyección de mezcla ASP en núcleos y los obtenidos con el simulador químico, finalmente un estudio de sensibilidad a escala de yacimiento pone en evidencia los factores relevantes en la recuperación de petróleo que tienen un impacto a nivel económico. ^[20]

2.2 Bases Teóricas

2.2.1 Procesos de recuperación mejorada de petróleo

Durante la vida productiva del yacimiento la presión descenderá y es entonces cuando se requiere hacer Recuperación Secundaria, que es la inyección de agua o de gas para compensar la pérdida de presión y además la ayuda bombas para extraer el petróleo.

Al paso del tiempo por más agua o gas que se inyecte y aunque se usen avanzados sistemas de bombeo ya no se recupera más petróleo, y la declinación es inevitable, en este punto debe considerarse la aplicación de Recuperación Terciaria o Mejorada, en la cual existen diferentes métodos entre los que se encuentran el uso de químicos como los Polímeros y Surfactantes, Térmicos (Estimulación con vapor y combustión en sitio), Miscible (Hidrocarburos solventes), microbiales, eléctricos, vibratoriales, de perforación horizontal, entre otros.^[1]

La Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR por sus siglas en inglés, Enhanced Oil Recovery), son todas aquellas técnicas capaces de modificar las propiedades de los fluidos que están presentes en el yacimiento para alcanzar valores mayores de recobro que los conseguidos con la Recuperación Primaria y Secundaria.

La aplicación de los Métodos de Recuperación Mejorada de Petróleo varía de acuerdo con las características del yacimiento, características de los fluidos, esquema de explotación y análisis económico.

En la figura 2.1 Se puede observar las operaciones de recuperación de petróleo. Históricamente, estas etapas describen la producción de un yacimiento como una secuencia cronológica.

Procesos de Recuperación

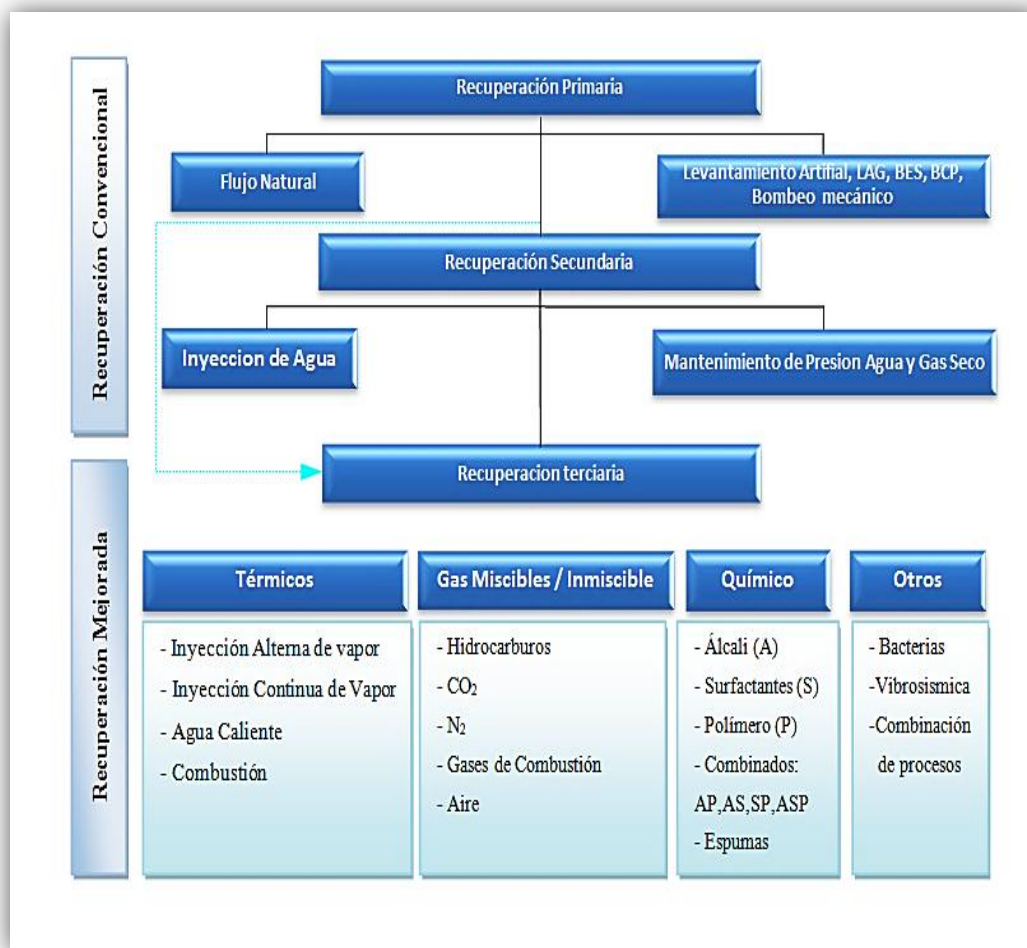


Figura 2.1 Procesos de Recuperación.

(Mod.Useche)^[3]

2.2.2 Métodos químicos de recuperación de petróleo

Los métodos de inyección química se basan en la mejora de la relación de movilidad. Haciendo la movilidad del fluido desplazante menor o igual que la del fluido desplazado.

La inyección de químicos puede incrementar el número capilar y reducir en lo posible la tensión interfacial (TIF) entre las fases desplazante y desplazada. Además se generan cambios de mojabilidad, humectabilidad, así como cambios en la permeabilidad relativa, entre otros. ^[21]

2.2.3 Inyección ASP (Álcali-Surfactante-Polímero)

El proceso de inyección de álcali-surfactante-polímero (ASP) es un método de recuperación mejorada especialmente diseñado para ser utilizado después de un proceso de inyección de agua. Consiste en una mezcla de productos químicos, tales como el álcali, surfactante y el polímero, con los que se logra cambiar las propiedades del agua inyectada, de allí que se denomine Inyección ASP. ^[22]

2.3 Agentes Químicos Empleados en Proceso de Inyección ASP

2.3.1 Álcali

Los químicos alcalinos son utilizados en procesos de recuperación mejorada por inyección de químicos cuando el petróleo crudo contiene sustancias ácidas, frecuentemente ácidos carboxílicos. El componente alcalino reacciona con las fracciones ácidas del petróleo y crea un detergente natural, además de ayudar a reducir la adsorción del surfactante en la roca. ^[22]

2.3.1.1 Objetivos de la inyección de álcali en el proceso ASP

- ✓ Reducción de tensión interfacial TIF agua- petróleo.
- ✓ Cambios de mojabilidad de la roca.
- ✓ Emulsión y arrastre de petróleo.
- ✓ Control de movilidad por la emulsión y el entrapamiento del petróleo. ^[23]

2.3.2 Surfactante

Surfactantes, también conocidos como agentes tensioactivos, son sustancias cuyas moléculas poseen un grupo polar hidrofílico “soluble en agua” y uno apolar hidrófobo o lipofílico, “soluble en aceite”. Estos componentes surfactantes y el petróleo fluyen mejor a través del yacimiento debido a la reducción de la tensión interfacial entre las fases acuosa y oleica, emulsificación espontánea que logra condiciones de flujo miscible, y cambios en la humectabilidad. ^[22]

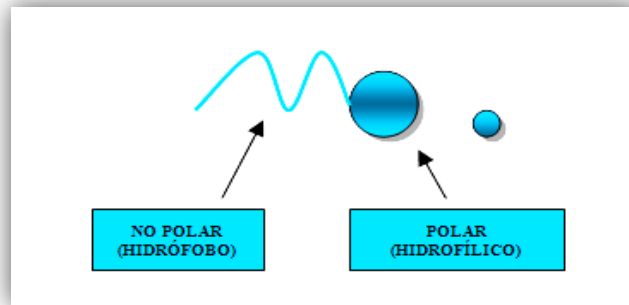


Figura 2.2 Representación de la molécula de Surfactante.

(Mod. Useche). ^[22]

2.3.2.1 Objetivos de la inyección de surfactante en el proceso ASP

- ✓ Coadyuvante en la reducción de la TIF agua-petróleo.
- ✓ Solubilidad del petróleo, generando miscibilidad.
- ✓ Emulsiones de agua y petróleo, que podrían mejorar la eficiencia de barrido.
- ✓ Optimizar el control de movilidad, especialmente cuando es seguido de una inyección de polímeros. ^[23]

2.3.3 Polímeros

Los polímeros son largas cadenas de moléculas de menor tamaño (monómeros), unidas mediante enlaces covalentes con un peso molecular alto (10000 kg/kgmol o mayor). El polímero (en general poliacrilamida parcialmente hidrolizada o HPAM) actúa como modificador de la viscosidad y contribuye a movilizar el petróleo. Se agrega a la solución inyectada dentro del yacimiento para producir un barrido más uniforme de los surfactantes y el petróleo. ^[22]

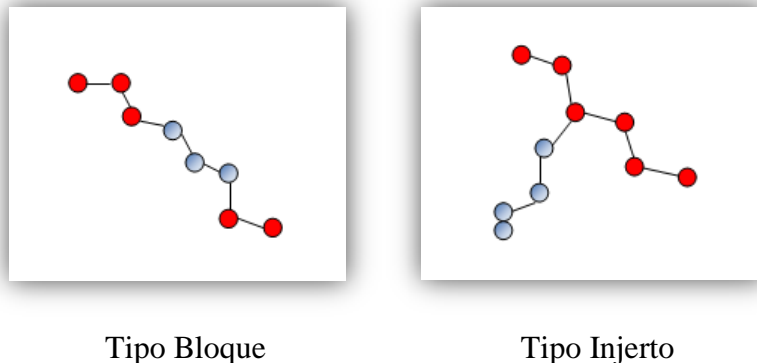


Figura 2.3 Representación molecular de Polímeros.

(Mod. Useche). ^[22]

2.3.3.1 Objetivos de la inyección de polímeros en el proceso ASP

El proceso de inyección ASP debe lograr los principales objetivos como:

- ✓ Propagar los químicos de forma activa
- ✓ Se deben inyectar suficientes químicos para controlar la retención
- ✓ Un completo barrido de la zona de interés. ^[24]

El éxito de la inyección en alcanzar estos objetivos, depende principalmente del tipo de químicos, el tamaño del tapón y la concentración de la solución ASP empleados.

2.4 Factores Involucrados en el Proceso de Recuperación Mejorada ASP

2.4.1 Fuerzas de tensión superficial e interfacial (σ)

La tensión superficial es una propiedad termodinámica fundamental de la interfase, la cual se define como la energía disponible para incrementar el área de la interfase en una unidad. La Tensión Interfacial (TIF) se define como la fuerza por unidad de longitud que se ejerce tangencialmente sobre la superficie de separación entre líquido-líquido. Por lo general, se expresa en dynas/cm. ^[25]

2.4.2 Mojabilidad

Se define como la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida en presencia de otro fluido inmisible, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible con dicho sólido. Una gota de un fluido preferentemente mojante va a desplazar a otro fluido dispersándose por la superficie, por el contrario un fluido no mojante formará gotas, disminuyendo su contacto con la superficie del sólido. ^[25]

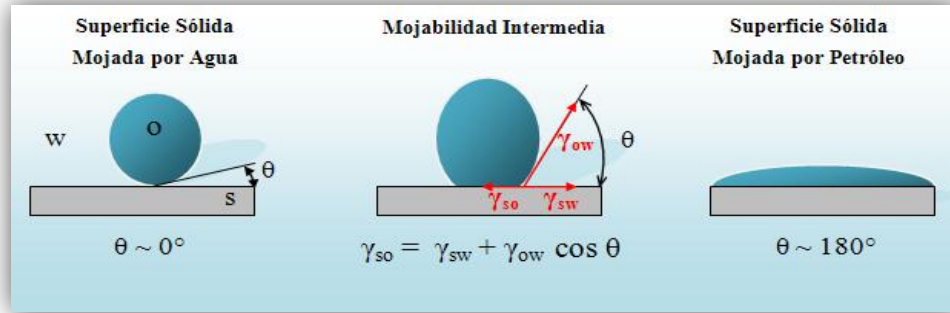


Figura 2.4 Ángulo de contacto entre los fluidos y la superficie sólida.

(Mod.Useche) ^[26]

2.4.3 Movilidad (λ)

Es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva (K_e) (K_x) y la viscosidad (μ) de un fluido. El flujo de cada fase está controlado por la relación k/μ , la cual es la llamada movilidad del fluido: ^[25]

$$\lambda_x = \frac{K_x}{\mu_x} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde

λ_x : Movilidad.

k_x : Permeabilidad efectiva.

μ_x : Viscosidad de un fluido.

2.4.4 Razón de movilidad (M)

Se conoce como el cociente de las relaciones de permeabilidad/viscosidad (K/μ) de un fluido desplazante con respecto a otro fluido desplazado. Durante las operaciones de invasión con agua en un yacimiento petrolífero, la razón de movilidad se expresa como: ^[25]

$$M = \frac{K_w/\mu_w}{K_o/\mu_o} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Si $M < 1$: Desplazamiento es favorable, el crudo se mueve más fácil que el agua.

Si $M = 1$: Ambos fluidos tienen la misma movilidad.

Si $M > 1$: Desplazamiento es desfavorable, el agua se mueve más fácil que el crudo.

2.4.5 Permeabilidad (K)

Es la propiedad de un yacimiento, que describe la manera en que un fluido fluye a través del medio poroso.

2.4.5.1 Permeabilidad relativa (K_r)

Es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta.

La permeabilidad relativa depende de las características tanto del medio poroso como de los fluidos que saturan el medio, así como el grado de saturación que está presente.

Este tipo de permeabilidad se expresa en porcentaje (%).^[25]

En las Figuras 2.5a y 2.5b se puede observar la representación de la curva típica de permeabilidades relativas para un sistema agua-petróleo y un sistema gas-petróleo respectivamente

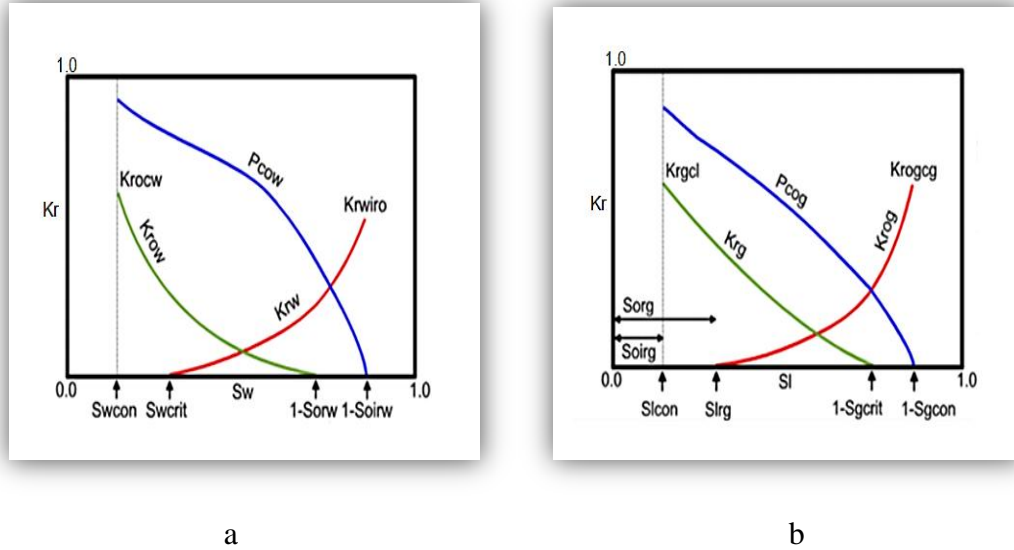


Figura 2.5 Curvas típicas de permeabilidades relativas.

(Mod. Useche).^[27]

2.4.6 Presión capilar (P_c)

La presión capilar es la diferencia de la presión que existe a lo largo de la interfase que separa a dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferencialmente a la roca. (La presión capilar siempre será positiva).^[2]

De este modo:

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde:

P_{nm} : Presión fase mojante.

P_m : Presión fase no mojante.

Por lo que, para un sistema petróleo - agua (mojable al agua):

$$P_c = P_o - P_w \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Para un sistema gas petróleo (mojable al petróleo):

$$P_c = P_g - P_w \quad (\text{Ec. 2.5})$$

2.4.7 Número capilar (Nc)

Representa el efecto relativo de las fuerzas viscosas en comparación con las fuerzas capilares. Es empleado para definir las fuerzas que actúan en la gota de crudo atrapada en el medio poroso. [28] La figura 2.6, muestra la relación entre el número capilar y la recuperación de crudo. Donde la recuperación de crudo en un medio poroso a saturación de petróleo residual (S_{or}) es nula para números capilares menores a 10^{-5} y comenzará la producción a medida que el número capilar aumente.

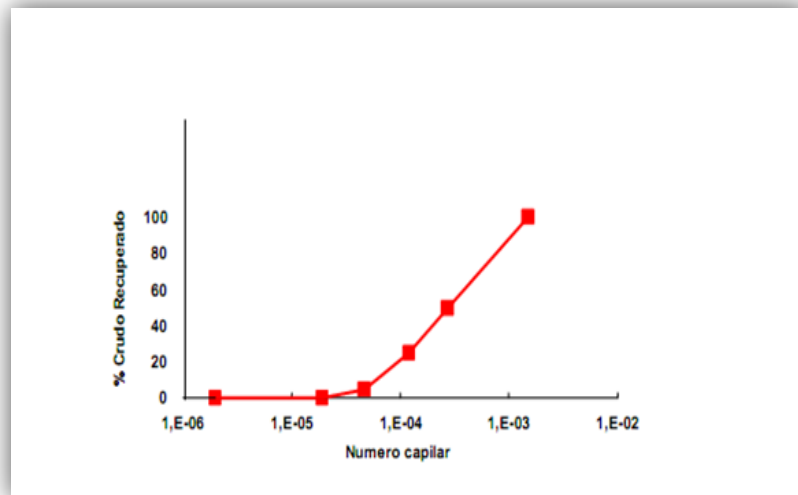


Figura 2.6 Relación entre número capilar y recuperación de crudo.

(Mod. Useche). [28]

2.4.8 Adsorción

Se conoce como el proceso (Físico-Químico) mediante el cual un sólido poroso (a nivel microscópico) es capaz de retener partículas de un fluido en su superficie tras entrar en contacto con éste. ^[29] Puede variar con: tasa de flujo, temperatura, dureza del agua, salinidad del agua, composición de la roca, tipo de componente y peso molecular.

$$C_{iad} = \frac{a \cdot C_{is}}{1 + b \cdot C_{is}} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

C_{is} : Concentración del componente “i” en la fase líquida o en solución.

C_{iad} : Concentración del componente “i” en la fase sólida o adsorbida.

a,b: Constantes dependientes de temperatura y la cinética.

2.4.9 Dispersión

Es un proceso mediante el cual, partículas aglomeradas son separadas unas de otras y una nueva interfase (entre la superficie interior del medio de dispersión líquido y la superficie de las partículas a ser dispersas) es generada.

2.5 Prueba de Desplazamiento

La Prueba de Desplazamiento en un sistema roca-fluido (coreflood), consigue proyectar un modelo similar a las condiciones dadas en determinados yacimientos, por medio de la aplicación de técnicas de laboratorio que permiten ejecutar el trabajo de una manera eficaz. Esta prueba consiste en determinar la cantidad de crudo que se puede recuperar, a través de la inyección de un fluido de prueba en un núcleo real o de arenisca de Berea, a condiciones de temperatura y presión similar a la del yacimiento en estudio. La figura 2.7, muestra un diagrama de flujo de la prueba de desplazamiento en un sistema roca-fluido. ^[30]

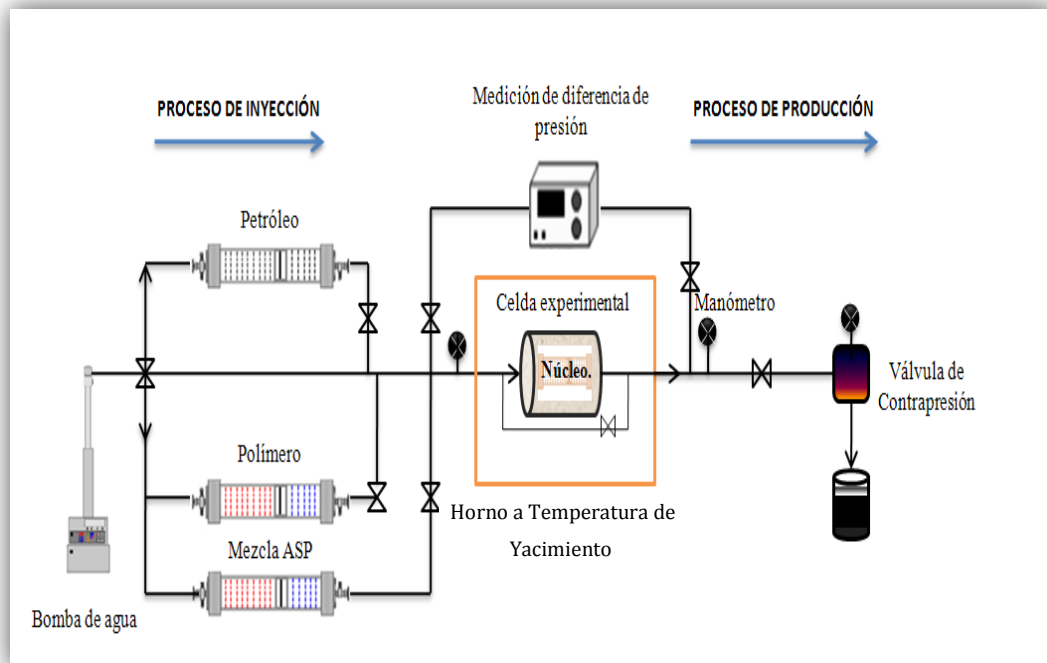


Figura 2.7 Diagrama de flujo de la prueba de desplazamiento en un sistema roca-fluido.
(Mod. Useche). ^[30]

2.6 Objetivos de la Inyección ASP

➤ Reducción de la TIF

Disminuir la tensión interfacial (TIF) entre el Agua y el Petróleo, para lograr un desplazamiento y movilización del crudo hacia los pozos productores.

➤ Aumento del número capilar

El Aumento del número capilar (N_c), genera una reducción de la saturación de petróleo residual (S_{or}) mejorando de esta manera la eficiencia de desplazamiento. El porcentaje de recuperación de crudo en un medio poroso a (S_{or}) es esencialmente nulo cuando el número capilar es inferior a 10^{-5} y esencialmente exitoso cuando el número capilar es superior a 10^{-4} . [28]

$$N_c \cong \frac{v \cdot \mu}{\sigma} \quad \text{(Ec. 2.7)}$$

Donde

v : Velocidad.

μ : Viscosidad.

σ : Tension.

➤ Aumento de la viscosidad

El Aumento de la viscosidad del agua mejora el radio de movilidad entre las fases donde el petróleo fluye más que el agua lo que hace más fácil para la fase acuosa desplazar el crudo y de esta manera lograr disminuir la saturación residual de petróleo (S_{or}) y como resultado obtener un aumento en el porcentaje de recobro. [28]

2.7 Etapas del Proceso de Inyección ASP

El proceso de inyección ASP consta de varias etapas. Usualmente, se utiliza un colchón de prelavado de salmuera (*preflush*) para cambiar la salinidad u otras propiedades de las rocas fluidos. El primer tapón químico inyectado es una combinación de álcali, surfactante y polímero (ASP). Éste se mezcla con el petróleo y modifica sus propiedades, reduciendo la TIF y alterando la mojabilidad de la roca. Luego sigue un tapón de polímeros para mejorar la diferencia de movilidad entre el petróleo y los fluidos inyectados, evitando así el fenómeno conocido como adedamiento. A su vez este tapón es seguido habitualmente por un tapón de agua dulce para optimizar la recuperación de los químicos, y luego por un proceso de inyección con agua para el empuje. La figura 2.8 muestra el esquema del proceso de Inyección ASP descrito anteriormente. ^[31]

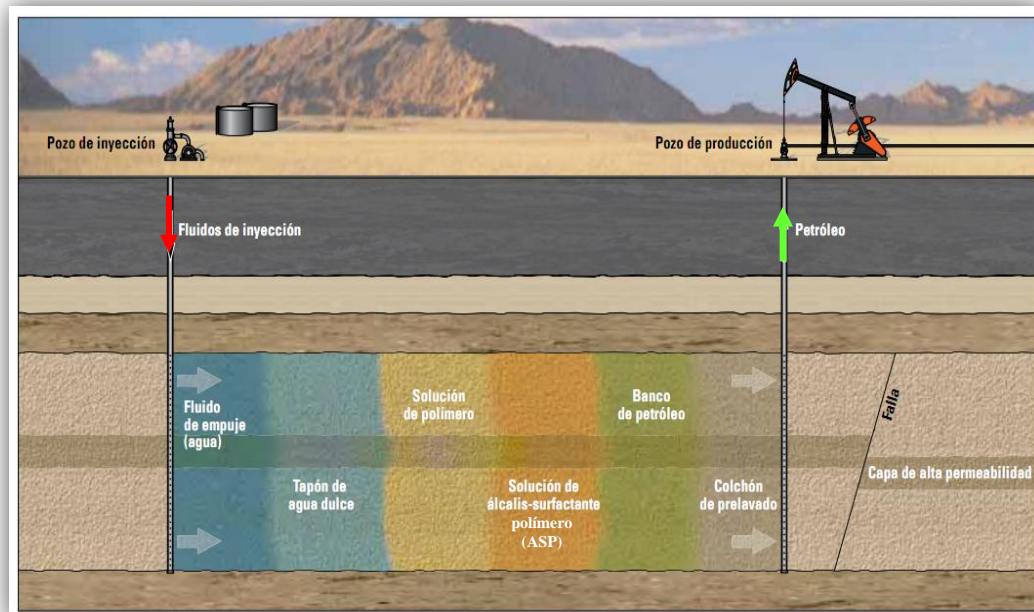


Figura 2.8 Proceso de Inyección ASP.

(Mod. Useche). ^[31]

2.8 Criterios Básicos para Proyectos de Inyección de Mezclas ASP

La tabla 2.1, muestra las características del crudo y del tipo de yacimiento para la aplicación de procesos de inyección ASP.

Tabla 2.1 Ventana de aplicación para proyectos de inyección ASP.

Crudo	
Gravedad API	> 20°
Viscosidad	<35 cp a C.Y.
Yacimiento	
So (% VP)	> 30
Litología	Areniscas preferiblemente
K (mD)	> 100
Temp. (°F)	< 200
Relación de Movilidad	2 a 40
Salinidades	< 20000 ppm
Dureza (Ca ²⁺ / Mg ²⁺)	< 500 ppm

PDVSA-CIED (1998).^[3]

2.8.1 Condiciones favorables para la inyección de ASP.

- ✓ Yacimientos Homogéneos
- ✓ Corte de agua > 50%
- ✓ Alta relación Φ / h .^[3]

2.8.2 Condiciones desfavorables para la inyección ASP.

- ✓ Fracturamiento extensivo.
- ✓ Acuíferos activos.
- ✓ Presencia de capas de gas.
- ✓ Alto contraste de permeabilidad.
- ✓ Problemas de inyektividad.
- ✓ Alto contenido de arcillas.
- ✓ Adsorción de aditivos (S y P). ^[3]

2.9 Ventajas y Desventajas del Proceso de Inyección ASP

➤ Ventajas de la inyección ASP

- ✓ Ayuda a disminuir la saturación de petróleo residual al mismo tiempo que mejora la eficiencia de barrido.
- ✓ Se logra extender la vida útil del yacimiento e incrementar su valor económico.
- ✓ Disminuye notablemente el corte de agua.
- ✓ Se obtiene un notable incremento en el recobro de petróleo en yacimientos homogéneo.
- ✓ Se usa con preferencia en crudos con alto valor ácido.
- ✓ Se puede aplicar a un campo, ya sea durante una inyección de agua o al final de un programa terciario.
- ✓ La recuperación total de petróleo es casi dos veces la de un programa tradicional de inyección de agua. ^[13]

➤ **Desventajas potenciales de la inyección ASP**

Entre los problemas potenciales asociados a estos métodos de recuperación mejorada se pueden señalar los siguientes:

- ✓ Sistemas complejos para su interpretación y de altos costos, excepto para las soluciones alcalinas.
- ✓ Posibles separaciones cromatográficas de las especies químicas del yacimiento.
- ✓ Alta adsorción de surfactantes y polímeros.
- ✓ Interacciones entre surfactantes y polímeros.
- ✓ Degradación de los aditivos químicos a altas temperaturas. ^[3]

Después de un intensivo proyecto de inyección ASP, los resultados pueden ser exitosos, sin embargo el uso de álcali podrá causar:

- ✓ Corrosión de los equipos.
- ✓ Incrustaciones en la formación.
- ✓ Pozos productores obturados que requerirán tratamiento de fractura para que vuelvan a producir.
- ✓ Disminución de desarrollo de la viscosidad del polímero.
- ✓ Aumento de consumo de polímero.
- ✓ Mayores costos de mantenimiento. ^[32,33]

2.10 Simulación Numérica

La Simulación de yacimientos puede definirse, como el proceso mediante el cual se integran una serie de factores para describir con cierta precisión el comportamiento de procesos físicos que ocurren en un yacimiento, a través de un modelo matemático.

Básicamente, un modelo matemático de simulación de yacimientos, consiste en un número determinado de ecuaciones que expresan el principio de conservación de masa y/o energía, acoplado de ecuaciones representativas de flujo de fluidos, temperatura y/o la concentración de estos fluidos a través de medios porosos.

El objetivo primordial al hacer uso de la simulación es predecir el comportamiento de un determinado yacimiento y con base a los resultados obtenidos, optimizar ciertas condiciones para aumentar la recuperación.

La selección del modelo a utilizar, además del aspecto económico, se realiza en función de lo que se desea simular y de la información con que se cuenta para realizar la simulación, pero una regla general es utilizar el modelo más simple capaz de resolver el problema planteado.

2.11 Clasificación de los Simuladores de Yacimientos

Debido a la necesidad de la industria petrolera en el desarrollo de procesos de recuperación más complejos, se han desarrollado una serie de simuladores, los cuales pueden clasificarse en función de las características del yacimiento que se desea estudiar o el tipo del proceso físico que se desea reproducir. Estos pueden ser del tipo petróleo negro, composicional, térmico y químico.

2.11.1 Simuladores de petróleo negro (*Black Oil*)

Este modelo se basa en la suposición de que los fluidos del yacimiento pueden representarse de solo tres pseudocomponentes (aceite, gas y agua). Cuenta con los mecanismos de desplazamiento básicos para la recuperación de petróleo como la expansión del sistema roca-fluido, desplazamiento, segregación gravitacional e imbibición. El termino petróleo negro se utiliza cuando se define que las fases de hidrocarburos se consideran como un líquido único y gas, y no existe cambio en la composición química. Los modelos de petróleo negro regularmente se utilizan para estimar los siguientes efectos durante la recuperación de petróleo:

- ✓ Espaciamiento y arreglo de pozos.
- ✓ Conificación del gas y/o el agua como función de la rata de producción.
- ✓ Tasa de producción.
- ✓ Mejorar el mecanismo de entrada de agua mediante inyección de la misma y conocer el beneficio de inyectar por los flancos del yacimiento o inyectar con un arreglo de pozos determinado.
- ✓ Intervalos disparados.
- ✓ Pozos de relleno. ^[34]

2.11.2 Simuladores composicionales

Los modelos composicionales se utilizan para simular los procesos de recuperación para los cuales no sean válidas las suposiciones hechas en el modelo de petróleo negro. En esta categoría se incluyen los yacimientos de gas y condensado con condensación retrograda y los yacimientos de petróleo volátil, cuya composición varía continuamente al existir pequeños cambios de presión y/o temperatura. Algunos ejemplos de procesos en los cuales son utilizados estos modelos son los siguientes:

- ✓ Agotamiento de un yacimiento de petróleo volátil o de gas y condensado donde la composición de fase y sus propiedades varían de manera significativa, con presiones por debajo de la presión de burbujeo o de rocío.
- ✓ Inyección de gas (seco o enriquecido) a un yacimiento de petróleo negro para lograr su miscibilidad, ya sea total o parcial.
- ✓ Inyección de CO₂ a un yacimiento de petróleo. ^[34]

2.11.3 Simuladores térmicos

Este tipo de modelos se utiliza para simular el comportamiento de los yacimientos sujetos a algún proceso de recuperación mejorada, por medio de métodos térmicos cuyo objetivo principal es el de proporcionar energía calorífica al petróleo aceite con el fin de disminuir su viscosidad y de esta forma, facilitar su flujo hacia los pozos productores. Este tipo de métodos pueden clasificarse en:

- ✓ Inyección de fluidos calientes, que pueden ser agua o vapor.
- ✓ Combustión in-situ.
- ✓ Calentamiento electromagnético. ^[34]

2.11.4 Simuladores químicos

Consideran el flujo de fluidos, el transporte de masa debido a dispersión, adsorción, filtración, cinética de reacción y cambios de comportamiento de fases. Se utilizan en procesos de inyección de surfactantes, polímeros, emulsiones, sistemas gelificantes y flujo de compuestos alcalinos. ^[35]

Los modelos que se utilizan en este tipo de estudios, presentan un mayor grado de complejidad pues deben considerar tanto la interacción que existe entre los propios fluidos químicos, como la que hay entre dichos fluidos y el medio poroso. ^[34]

2.12 Simulador para el Análisis de Procesos de Inyección ASP

2.12.1 Simulador numérico STARS

El simulador STARS (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator) es un simulador de procesos avanzados para yacimientos de CMG (Computer Modelling Group). Este simulador se califica actualmente como uno de los mejores para representar el comportamiento de yacimientos de crudo pesado y extrapesado sometido a procesos térmicos. Además, STARS es un simulador trifásico, multicomponente, composicional y térmico, con gran versatilidad en el uso de mallas cilíndricas, cartesianas, de espesor y/o profundidad variable. Una de sus propiedades fundamentales, es evaluar los cambios en la composición de las fases, la cual varía cuando la presión desciende por debajo de la presión de burbujeo, o de rocío en yacimientos de gas condensado, permitiendo simular cualquier tipo de yacimiento. STARS fue desarrollado con el propósito de simular múltiples procesos, como son: flujo de vapor, inyección cíclica de vapor, inyección de vapor con aditivos, combustión en sitio y combustión seca y húmeda, entre otros. ^[35]

2.13 Información Requerida para Realizar una Simulación

Los datos de entrada para un simulador convencional de petróleo negro generalmente comprenden características generales del yacimiento como:

➤ **Descripción física del yacimiento**

Para realizar una simulación a escala de campo, es necesario llevar a cabo un estudio geológico detallado que proporcione un conocimiento estratigráfico, estructural y petrográfico, que permita de esta manera caracterizar el yacimiento perfectamente. La información geológica requerida en la simulación es:

- ✓ Límites del Yacimiento.
- ✓ Características de la formación productora.
- ✓ Características del acuífero.
- ✓ Fallas.
- ✓ Discontinuidad en las capas. ^[35]

➤ **Mecanismos de desplazamiento presentes en el yacimiento**

Los cuatro mecanismos básicos que intervienen en la recuperación de hidrocarburos del yacimiento son:

- ✓ Expansión del sistema roca-fluido.
- ✓ Desplazamiento.
- ✓ Segregación gravitacional.
- ✓ Imbibición. ^[35]

➤ **Propiedades petrofísicas de las capas de interés a simular**

Las propiedades petrofísicas se determinan en el laboratorio con pequeños núcleos obtenidos del yacimiento y que se procura sean representativos. Para asegurar una mayor precisión en estos datos se puede obtener información complementaria de estas propiedades, la cual proporcionan los registros eléctricos y los análisis de prueba de presión. Los datos petrofísicos que se necesitan para efectuar una simulación son:

- ✓ Porosidades, ϕ .
- ✓ Permeabilidades, k .
- ✓ Saturaciones de agua, petróleo y gas, S_w, S_o, S_g .
- ✓ Presión capilar entre diferentes interfases, $P_{cw-o}, P_{cg-o}, P_{cg-w}$.
- ✓ Permeabilidad relativa al agua, petróleo y al gas, k_{rw}, k_{ro}, k_{rg} .
- ✓ Compresibilidad de la formación, c_r .^[35]

➤ **Propiedades PVT de los fluidos**

Las propiedades de los fluidos se obtienen en el laboratorio por medio de muestras sacadas de los pozos. Para que los valores que se obtengan sean aceptables, se requiere que las mediciones se realicen lo más cuidadosamente posible tratando de acercar al máximo las condiciones del laboratorio a las condiciones existentes en el yacimiento. Las propiedades de los fluidos requeridas en la simulación son:

- ✓ Factores de volumen del agua, del petróleo y del gas, $\beta_w, \beta_o, \beta_g$.
- ✓ Relación de solubilidad en el petróleo y en el agua, Rs_o, Rs_w .
- ✓ Viscosidades del agua, del petróleo y del gas, μ_w, μ_o, μ_g .
- ✓ Compresibilidad del agua, del petróleo y del gas, c_w, c_o, c_g .
- ✓ Comportamiento de fases.
- ✓ Presión de Saturación.^[35]

➤ **Datos de producción y relación de flujo**

Cuando se trata de hacer un ajuste del modelo con la historia del yacimiento, se requieren conocer los ritmos de producción y la declinación de la presión. Estos datos de producción que se necesitan para cada pozo, se pueden desglosar en los siguientes puntos:

- ✓ Flujo de petróleo vs tiempo.
- ✓ Flujo de gas vs tiempo.
- ✓ Flujo de agua vs tiempo.
- ✓ Cualquier presión media vs tiempo. ^[35]

Además es preciso contar con los índices de productividad y si es el caso, con los índices de inyektividad de los pozos que integran el yacimiento.

➤ **Estado mecánico de los pozos**

Un avance muy significativo en simulación es acoplar el comportamiento que tienen los fluidos dentro del yacimiento al que presenta a lo largo de las tuberías de producción en su camino hacia la superficie. Para ello se requiere contar con el método de flujo multifásico como sub-rutina en el simulador. Es de suponer, lógicamente, que un trabajo de esta naturaleza requiere de las características mecánicas de los pozos. ^[35]

➤ **Permeabilidades relativas.**

El parámetro crítico que se emplea dentro de toda la información que se requiere al efectuar una simulación, son las permeabilidades relativas, dado que una relación determinada de ellas define los resultados que entrega el modelo. ^[35]

➤ **Mapas.**

Al preparar la información que se necesita para realizar una simulación, se elaboran los siguientes mapas:

- ✓ Mapa estructural.
- ✓ Mapa isópaco.
- ✓ Mapa de isoporosidades.
- ✓ Mapa de isopermeabilidades. ^[35]

En ocasiones se elaboran mapas en los cuales se encuentra la distribución de combinaciones o productos de propiedades como por ejemplo:

- ✓ Porosidad-espesor, ϕh .
- ✓ Porosidad-saturación-espesor, $\phi S_o h$.

2.14 Pruebas de Validación para Análisis PVT.

Al momento de realizar un análisis PVT es necesario comprobar la consistencia y validez de los datos, ya que es posible la existencia de errores de medición en laboratorio. Para ello se debe hacer una revisión de la representatividad y la elaboración de pruebas, entre las cuales se encuentran: prueba de la función Y, balance de materiales, densidad y prueba de desigualdad.

2.14.1 Prueba de la función Y.

Generalmente los datos de volumen relativo reportados en las pruebas de laboratorio, requieren una normalización debida a los errores en la medición del volumen total de petróleo, cuando éste se encuentra por debajo de la presión de saturación y bajas presiones. Una función de compresibilidad, llamada Función Y es usada para corregir los valores de volumen relativo.

2.14.2 Prueba de balance de materiales.

Esta prueba consiste en chequear si la R_s experimental de la prueba de liberación diferencial es igual a la R_s calculada por balance de materiales. Para considerar la prueba válida la diferencia entre los dos valores no debe exceder el 5%.

Para realizar esta prueba, es necesario contar con la siguiente información suministrada por el informe PVT.

- ✓ Gravedad API del crudo residual.
- ✓ Relación gas-petróleo en solución (R_s), a diferentes presiones.
- ✓ Factor volumétrico del petróleo (β_o), a diferentes presiones.
- ✓ Gravedad específica del gas liberado en cada etapa de liberación.
- ✓ Densidad de la fase líquida en cada etapa de presión.

2.14.3 Prueba de densidad.

Para verificar la consistencia de la densidad de petróleo a la presión de burbuja reportada en el análisis PVT. Se debe cumplir que la densidad del petróleo saturado con gas a la presión de burbujeo en la prueba de liberación diferencial sea igual a la calculada a partir de los datos de la prueba de separadores. Para considerar la prueba válida la diferencia no debe ser mayor al 5%.

2.14.4 Prueba de desigualdad.

Una restricción importante que deben cumplir los datos es la siguiente relación:

$$\frac{\delta B_o}{\delta P} < B_g \left(\frac{\delta R_s}{\delta P} \right) \quad (\text{Ec. 2.8})$$

Con la finalidad de evitar que los datos PVT presenten inconsistencia numérica al momento de realizar la simulación y verificar la coherencia en los cambios de volumen líquido y gas.

2.15 Tipos de Mallado Empleados en la Simulación de Yacimientos.

Existe una gran variedad de sistemas de mallado: 1-D, 2-D o 3-D, en coordenadas radiales o rectangulares. La selección del tipo de malla depende del objetivo específico del estudio de simulación:

➤ Modelos de una dimensión (1D)

En los modelos de una dimensión la orientación de los bloques puede ser horizontal, vertical o con cierto ángulo de inclinación. Estos modelos dan una buena representación del movimiento de fluidos globalmente, y también de la distribución promedio de las presiones. Los modelos 1-D son útiles cuando el espesor del yacimiento es pequeño en comparación con su longitud. La figura 2.9 muestra los diferentes modelos en (1D).^[35]

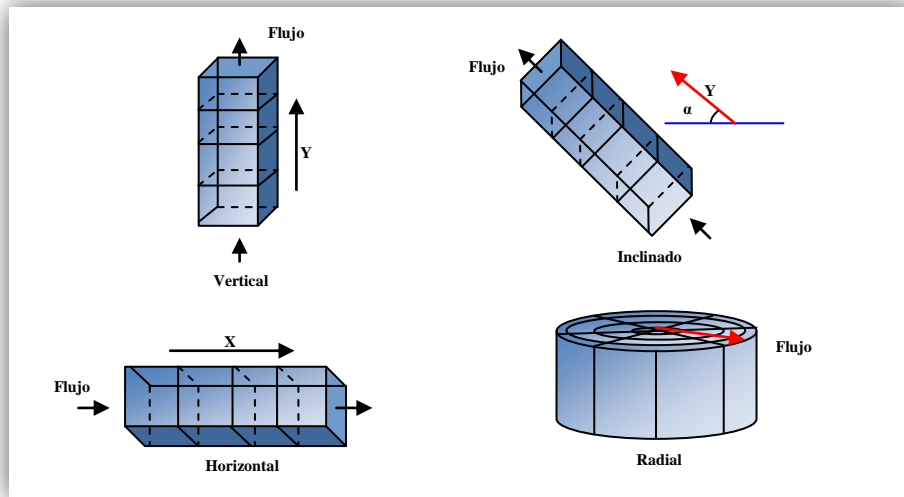


Figura 2.9 Modelos Unidimensionales.

(Mod. Useche).^[34]

➤ **Modelos de dos dimensiones (2-D)**

Se utilizan para modelar la eficiencia de barrido de un fluido desplazante. Este puede ser un modelo radial, un modelo transversal para simular conificación y segregación gravitacional, o un modelo areal para simular efectos de barrido. Puede ser utilizado para el análisis de pruebas de presión y posiblemente su uso más extensivo es para determinar los patrones óptimos de inyección de agua o gas. La figura 2.10 muestra un ejemplo de los modelo (2D).^[35]

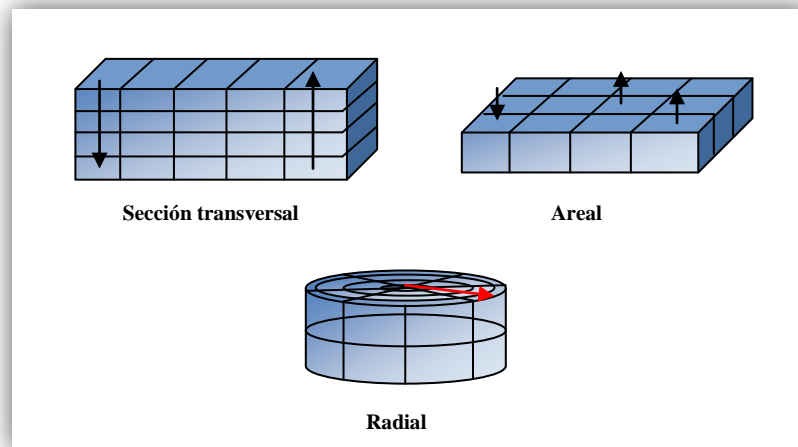


Figura 2.10 Modelos Bidimensionales.

(Mod. Useche).^[34]

➤ **Modelos de Tres Dimensiones (3-D)**

Los modelos 3-D, pueden tomar en cuenta casi todas las fuerzas presentes en el yacimiento. Consideran los efectos de barrido areales y gravitacionales. Sin embargo, pueden ser muy difíciles para modelar fenómenos locales (tales como conificación) donde se requieren bloques muy pequeños para una representación adecuada. Los modelos 3-D radiales como los mostrados en la figura 2.11, son una generalización del 2-D radial, en el cual se puede tomar en cuenta penetración parcial del pozo en la

arena productora y cañoneo parcial, así como cualquier otro parámetro que dependa de la profundidad. ^[35]

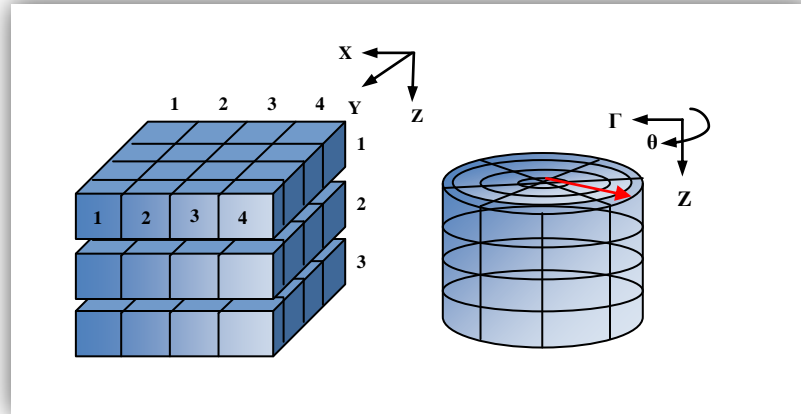


Figura 2.11 Modelos Tridimensionales.

(Mod. Useche). ^[34]

2.16 Ajuste del Simulador con la Historia del Yacimiento

Si la información con que se cuenta para llevar a cabo una simulación es amplia y de calidad, el objetivo de la simulación tenderá a satisfacer los resultados esperados y la predicción del comportamiento será mejor. Si por el contrario, la información es incompleta o no muy confiable, los simuladores solo podrán utilizarse para comparar semicuantitativamente los resultados al explotar el yacimiento de diferentes maneras.

De cualquier forma, la información que proporciona el simulador puede mejorarse mediante el ajuste de éste a medida de que se vaya obteniendo mayor información del yacimiento.

Lo primero que se hace para ajustar el simulador con la historia del yacimiento, es determinar el comportamiento de éste usando la mejor información disponible. De esta manera los resultados obtenidos de la simulación se comparan con aquellos obtenidos en campo. Si los resultados al compararlos no coinciden en una manera

satisfactoria, se hacen modificaciones en los datos utilizados y se efectúan otras corridas del simulador hasta que se alcanza la aproximación deseada en los resultados.

Cuando esto ocurre, el modelo ya puede ser utilizado para predecir con cierto grado de precisión, el comportamiento del yacimiento. Es importante notar que dicho comportamiento está influenciado por muchos factores tales como: permeabilidades, distribución de saturaciones, espesores de las capas, porosidades, permeabilidades relativas, etc. que nunca se conocen con exactitud a lo largo de todo el yacimiento. ^[34]

2.17 Resultados de una Simulación

Los resultados característicos que se obtienen de una simulación consisten de la distribución de presiones y de saturaciones en cada una de las celdas en que ha sido dividido el yacimiento, y de los volúmenes producidos y las relaciones agua-petróleo y gas-petróleo para los pozos productores. Si hay inyección de fluidos se obtiene, el ritmo de inyección de los pozos o las presiones necesarias para inyectar los volúmenes establecidos. ^[34]

En la figura 2.12 se observa un diagrama que da idea de cómo trabaja un modelo de simulación.

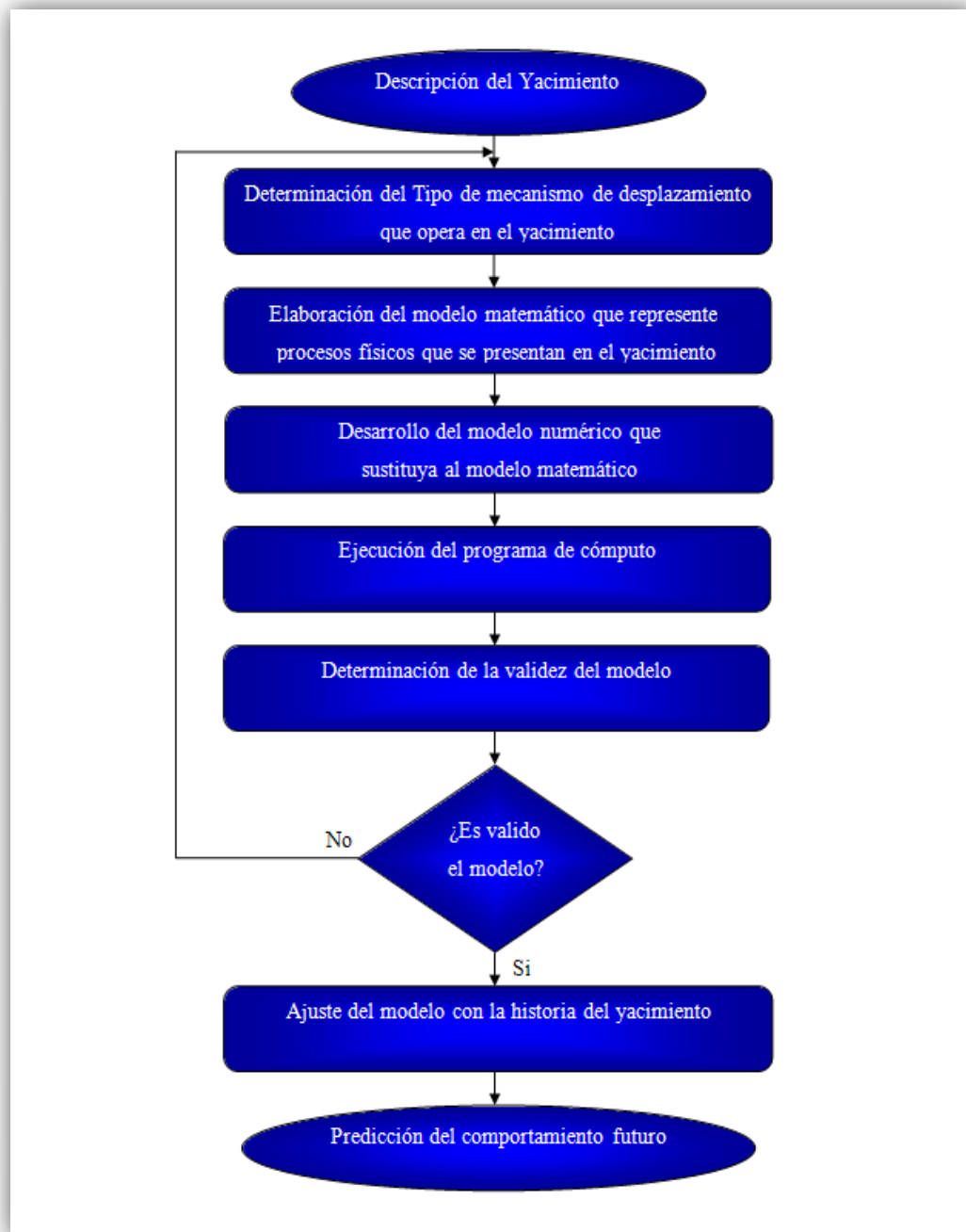


Figura 2.12 Etapas para desarrollar un modelo de simulación.

(Mod. Useche).^[34]

2.18 Ventajas de la Simulación

- ✓ Predecir el volumen original de petróleo.
- ✓ Tener un conocimiento del movimiento de los fluidos en el yacimiento.
- ✓ Predecir el comportamiento de un campo bajo la aplicación de diferentes mecanismos de desplazamiento, como flujo natural, inyección de agua, inyección de gas o la aplicación de métodos de recuperación mejorada.
- ✓ Predecir los efectos de la localización de los pozos y su espaciamiento, y de este manera determinar donde perforar nuevos pozos.
- ✓ Establecer un programa de producción.
- ✓ Obtener sensibilidades de los resultados o variaciones en las propiedades petrofísicas del yacimiento o las propiedades PVT de sus fluidos cuando no son bien conocidas.
- ✓ Estimar los efectos que tiene la tasa de producción sobre la recuperación.
- ✓ Determinar la cantidad de gas almacenado.
- ✓ Permitir realizar estudios individuales por pozo.
- ✓ Simular procesos físicos determinados: resultados de una inyección química, agua, prueba de presión, etc.
- ✓ Establecer valores de parámetros en el yacimiento, para llevar a cabo estudios económicos.^[34]

Entre las razones que se deben considerar al momento de desarrollar un modelo, tenemos:

- ✓ A pesar de haber hecho todo lo posible por caracterizar al yacimiento de la mejor manera, nunca podrá hacerse sino solo en una forma aproximada.
- ✓ Hacer el problema manejable.
- ✓ Reducir el costo de la simulación.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

3.1 Tipo de Investigación

La investigación del presente Trabajo Especial de Grado es de tipo descriptiva ya que el mismo tiene como fin establecer relación entre los parámetros obtenidos en las pruebas de laboratorio y los solicitados por la herramienta de simulación, es decir, los parámetros reportados en las prueba de desplazamiento en laboratorio que puedan ser empleados en la simulación de inyección ASP para maximizar el recobro de petróleo.

Fidias G. Arias, reseña que la investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento. Los resultados de este tipo de investigación se ubican en un nivel intermedio en cuanto a la profundidad de los conocimientos se refiere. ^[36]

3.2 Diseño de la Investigación

El diseño de la investigación es la estrategia general que adopta el investigador para responder al problema planteado. En atención al diseño, la investigación se clasifica en: documental, de campo y experimental. ^[36]

La investigación propuesta es de tipo documental-experimental. Documental, ya que se realizó una revisión bibliográfica de estudios previos a través de diversas fuentes como informes, libros y artículos técnicos, relacionados al proceso de recobro mejorado de petróleo por inyección ASP y la simulación de dicho proceso, aportando de esta manera un soporte teórico al trabajo presentado.

Así mismo, la investigación es experimental ya que se llevan a cabo estudios y evaluaciones de criterios relacionados con la implementación de la tecnología ASP en la recuperación mejorada, este proceso se encuentra aún en la fase inicial para su aplicación en un campo del occidente de Venezuela. Por tal motivo, existe la necesidad de evaluar la tecnología ASP a partir de la simulación de pruebas de laboratorio.

La investigación documental es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales. Como en toda investigación, el propósito de este diseño es el aporte de nuevos conocimientos. ^[36]

Por su parte, la investigación experimental es un proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos a determinadas condiciones, estímulos o tratamiento (variable independiente), para observar los efectos o reacciones que se producen (variable dependiente). ^[36]

3.3 Unidad de Estudio

Las pruebas de desplazamiento se realizaron en núcleos de Berea (areniscas consolidadas), con permeabilidad similar a la del yacimiento del occidente de Venezuela en el cual se proyecta aplicar la tecnología de recuperación mejorada estudiada en el presente trabajo de grado. Estos núcleos de la marca Sandstone son provistos por la compañía Cleveland Quarries y poseen una composición química como la que se muestra en la tabla 3.1.

Tabla 3.1 Composición química de núcleos de Berea.

Compuesto Químico	Contenido (%)
Sílice (SiO ₂)	95.14
Alúmina (Al ₂ O ₃)	3.86
Óxido Férrico (Fe ₂ O ₃)	0.11
Óxido Ferroso (FeO)	0.54
Óxido de Magnesio (MgO)	0.25
Óxido de Calcio (CaO)	0.10

Fuente: Mendoza, 2010. ^[18]

**Figura 3.1** Núcleo Berea.

Fuente: Useche, 2013.

3.4 Técnicas de Procesamiento y Análisis de Datos

Las técnicas de recolección de datos son las distintas formas o maneras de obtener la información. Son ejemplos de técnicas; la observación directa, la encuesta en sus dos modalidades: oral o escrita (cuestionario), la entrevista, el análisis documental y análisis de contenido.

Los instrumentos son los medios materiales que se emplean para recoger y almacenar la información. Como: fichas, formatos de cuestionario, guía de entrevista, lista de cotejo, escalas de actitudes u opinión, grabador y cámara fotográfica o de video. ^[36]

Para desarrollar el modelo matemático requerido en la investigación, los datos fueron recolectados a través del análisis documental de un trabajo previo en el cual se llevaron a cabo pruebas de desplazamiento empleando una formulación ASP. Por otra parte se realizaron consultas de artículos, revistas técnicas y trabajos de grado relacionados con el tema.

Los instrumentos utilizados para recolectar, registrar y almacenar los datos documentales fueron tanto físicos como digitales.

3.5 Fases de la Investigación

Para lograr el desarrollo del presente Trabajo Especial de Grado se establecieron actividades organizadas cronológicamente en el tiempo, las cuales permitirán alcanzar con éxito los objetivos propuestos. La figura 3.2, muestra un flujo de trabajo en el cual se resumen los pasos que se siguieron para tal fin.

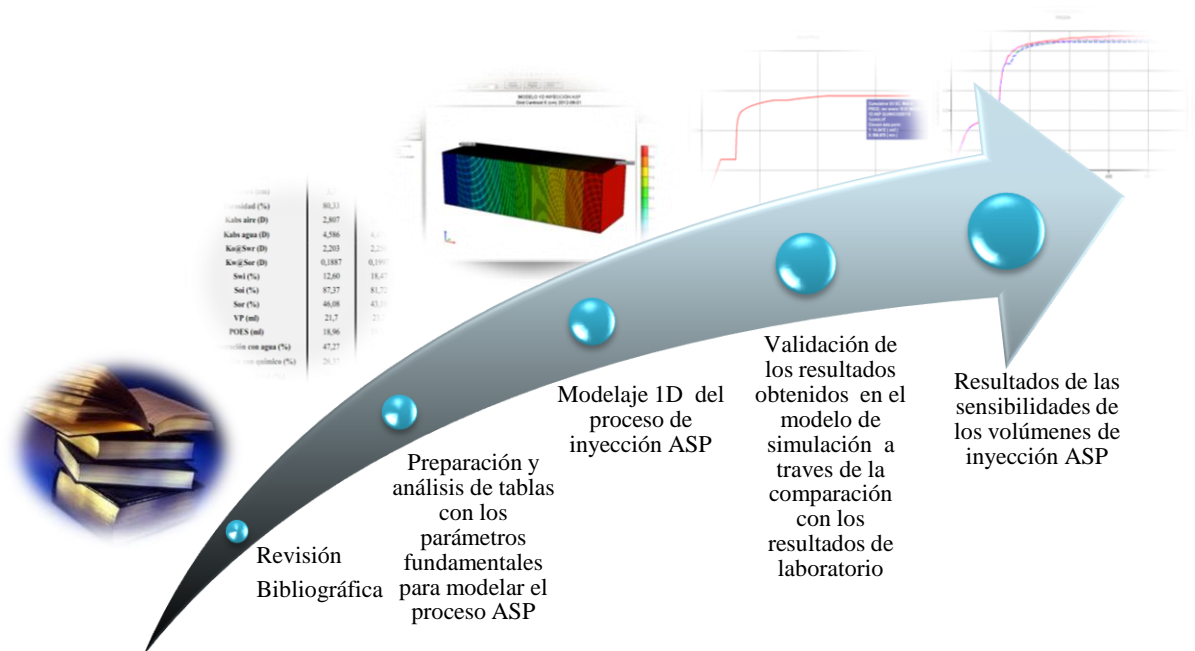


Figura 3.2 Flujo de trabajo.

3.6 Revisión Bibliográfica

Esta etapa de la investigación consistirá en realizar una revisión de estudios previos sobre la aplicación de nuevas tecnologías de recuperación mejorada, específicamente inyección ASP (Álcali, Surfactante, Polímero) como método químico para obtener un aumento en los porcentajes de recuperación de petróleo. La consulta bibliográfica incluirá artículos técnicos de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE), revistas técnicas, manuales de simulación, Trabajos Especiales de Grado y diferentes textos relacionados con el tema. Conjuntamente se realizarán consultas de artículos referentes a la simulación numérica de yacimientos y manuales de la herramienta computacional STARS de la empresa CMG, para la formación y manejo del mismo.

3.7 Recopilación y Validación de Datos

En esta etapa se recopilará y validará información correspondiente a la prueba de desplazamiento con inyección ASP realizada a escala de laboratorio. Para ello se realizará un exhaustivo análisis de los datos reportados en libros de laboratorio de PDVSA - Intevep, base de datos y del estudio de Mendoza, 2010. Permitiendo la construcción del modelo de simulación de inyección ASP y de esta manera evaluar su potencial como método de recuperación mejorada de petróleo.

3.8 Construcción del Modelo de Simulación

Para el desarrollo del proyecto se utilizará el simulador STARS de la empresa CMG, debido a la especialidad del mismo para el modelado de procesos de recuperación por inyección química.

Debido a que uno de los principales objetivos del presente trabajo es la representación y validación de los resultados obtenidos en las pruebas de laboratorio, en las cuales se evaluaron la eficiencia de una formulación ASP (Álcali-Surfactante-Polímero), se creará un modelo de simulación que permita realizar un análisis de sensibilidades de los volúmenes que pueden optimizar la recuperación de petróleo. Para lograr la construcción del modelo se seguirán una serie de fases descritas a continuación.

3.8.1 Representación del volumen de núcleo Berea en el modelo 1D

Para la construcción del modelo 1D a escala de laboratorio, se debe cumplir con la igualdad entre el volumen total experimental y el volumen del modelo (1D) y de esta manera obtener un modelo representativo de las pruebas de laboratorio. Para ello se debe igualar las áreas transversales del modelo y el núcleo, ya que las dimensiones no son equivalentes por la forma geométrica que representa cada uno, como lo muestra la figura 3.3. En el apéndice A, se muestra la conversión que se realizó para representar las dimensiones del núcleo con el modelo cartesiano del simulador.

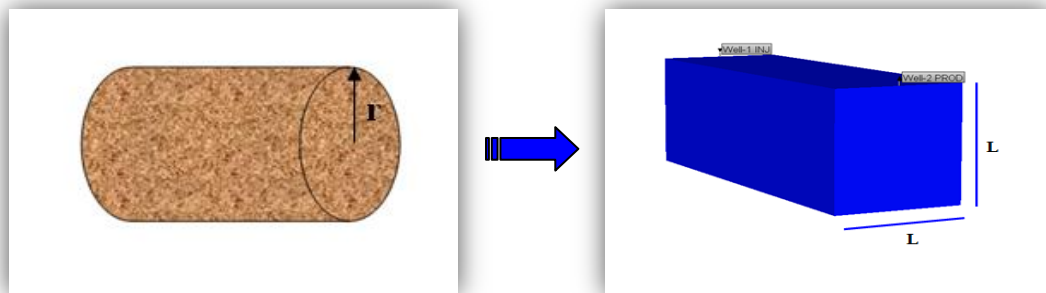


Figura 3.3 Representación del núcleo de Berea y el modelo cartesiano.

Fuente: Useche, 2013.

3.8.2 Dimensiones de mallado

Con el propósito de simular las dimensiones del núcleo de Berea utilizado en las pruebas de desplazamiento, se utilizará una malla cartesiana que arealmente representa el espaciamiento entre pozos y las dimensiones de núcleo. Estas dimensiones se dividieron en la dirección i en 200 celdas con un tamaño de 0.05 cm cada una, lo que refleja los 10 cm de longitud del núcleo, en las direcciones j y k fueron utilizadas celdas de 3.28 cm que representan el diámetro del núcleo. La tabla 3.2, muestra las dimensiones empleadas para construir la malla de simulación.

Tabla 3.2 Dimensiones de la Malla.

Dirección	Número de Celdas Tamaño de Bloque (cm)
X-i	200*0.05
Y-j	1*3.28
Z-k	1*3.28

Fuente: Mendoza, 2010. ^[18]

3.8.3 Propiedades petrofísicas para el modelo de simulación

Construido el mallado, se procederá a la asignación de las propiedades de la roca como: Porosidad y permeabilidad. Estos datos se toman de las propiedades del núcleo empleado en las pruebas de laboratorio. Es importante señalar que el modelo planteado en el presente trabajo se considera homogéneo, lo cual representa las características del núcleo Berea utilizado en las pruebas de desplazamiento. La tabla 3.3, muestra los datos de las propiedades petrofísicas presentes en el modelo.

Tabla 3.3 Propiedades petrofísicas del núcleo de Berea.

Propiedades	Valor
Porosidad (%)	20.18
Kabs aire (D)	2.807
Kabs agua (D)	2.477
Ko@Swr (D)	2.203
Kw@Sor (D)	0.1887
Swi (%)	12.6
Soi (%)	87.4
Sor (%)	46.1

Fuente: Mendoza, 2010. ^[18]

3.8.4 Propiedades de los fluidos

Para la construcción del modelo de fluidos de un yacimiento, es importante caracterizar el tipo de fluido y sus propiedades PVT básicas. En este caso, el reporte PVT suministrado para generar el modelo de simulación, será revisado a detalle para determinar su representatividad y consistencia con la data que predice el comportamiento del yacimiento.

De no ser válido el PVT, se procederá a generar un PVT sintético, a través de la interfase IMEX del simulador STARS de la empresa CMG, mostrada en la figura 3.4.

Cabe señalar, que el PVT se validará por representatividad y por las pruebas de Función Y, densidad, desigualdad y balance de masas.

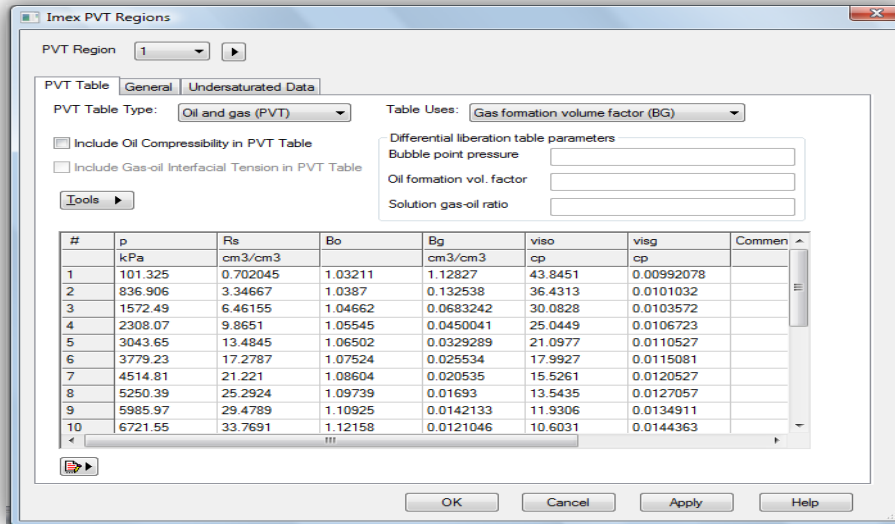


Figura 3.4 Ventana PVT Imex Regions.

3.8.4.1 Migración PVT IMEX - STARS

Una vez generados los datos PVT se realizará la migración IMEX – STARS, a través de la aplicación builder de CMG, la cual permite la conversión del modelo de fluidos empleada en la simulación Blackoil IMEX, al modelo composicional del simulador STARS. En la figura 3.5, se muestra la ventana a través de la cual se realiza la migración de los datos PVT.

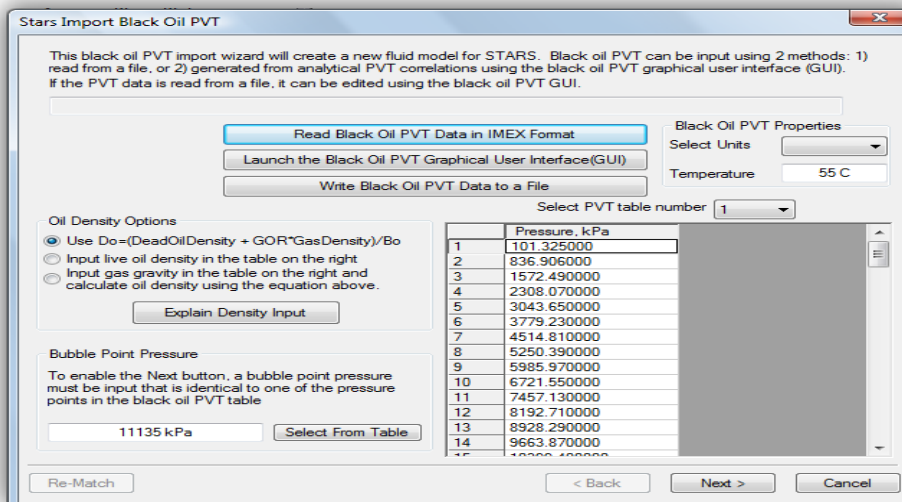


Figura 3.5 Ventana Stars Import Black Oil PVT.

3.8.5 Propiedades de interacción roca-fluido

El cálculo de las curvas de permeabilidad relativa son de gran importancia en la construcción de un modelo de simulación, ya que da una medida de cómo un fluido se desplaza en el medio poroso. La determinación de las curvas se realizarán a partir de datos suministrados en las pruebas de desplazamiento como S_{wc} (Saturación de Agua Connata), S_{or} (Saturación de Petróleo residual), K_{ro} (Permeabilidad Relativa del Petróleo en el punto de S_{wc}) y K_{rw} (Permeabilidad Relativa del Agua en el punto de S_{or}) que constituyen los Ends Points o puntos finales de las curvas. En las tablas 3.4 y 3.5, se muestran los valores de las saturaciones y los puntos finales de las permeabilidades relativas respectivamente.

Es importante señalar que la saturación de agua connata (S_{wc}) ha sido considerada igual que la saturación de agua irreducible (S_{wrr}) y esta a su vez a la saturación de agua inicial (S_{wi}).

Tabla 3.4 Saturaciones empleadas para generar el sets de curvas.

Saturaciones	Valor
S_{wi} (fracción)	0.126
S_{or} (fracción)	0.46
1- S_{wi}	0.874
1- S_{or}	0.54

Fuente: Mendoza, 2010. ^[18]

Tabla 3.5 Puntos finales empleados para generar el sets de curvas.

Puntos finales	Valor
K_{rw} (máx)	0.67
K_{row} (máx)	0.784

Fuente: Mendoza, 2010. ^[18]

Conjuntamente se emplearán pseudo-funciones de permeabilidad relativa tipo Corey utilizadas en el simulador para generar el set de curvas a través de correlaciones. Estas correlaciones están dadas por la siguiente serie de ecuaciones. ^[37]

Sistema Agua - Petróleo

$$K_{row} = K_{rocw} \cdot \left[\frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{wcon} - S_{orw}} \right]^{No} \quad (\text{Ec. 3.9})$$

$$K_{rw} = K_{rwiro} \cdot \left[\frac{S_w - S_{wcrit}}{1 - S_{wcrit} - S_{oirw}} \right]^{Nw} \quad (\text{Ec. 3.10})$$

Donde:

K_{rocw} = Permeabilidad relativa al petróleo @ S_{wcon} , fracción.

K_{rwiro} = Permeabilidad relativa al agua @ S_{oirw} , fracción.

S_{orw} = Saturación de petróleo residual a la fase agua, fracción.

S_{oirw} = Saturación de petróleo irreducible a la fase agua, fracción.

S_{wcon} = Saturación de agua connata, fracción.

S_{wcrit} = Saturación de agua crítica, fracción.

Nw = Exponente de permeabilidad relativa al agua, adim.

No = Exponente de permeabilidad relativa al petróleo, adim.

Sistema Gas – Líquido

$$K_{rog} = K_{rogcg} \cdot \left[\frac{S_l - S_{org} - S_{wcon}}{1 - S_{gcon} - S_{org} - S_{wcon}} \right]^{Nog} \quad (\text{Ec. 3.11})$$

$$K_{rg} = K_{rgcl} \cdot \left[\frac{S_g - S_{gcrit}}{1 - S_{gcrit} - S_{oirg} - S_{wcon}} \right]^{Ng} \quad (\text{Ec. 3.12})$$

Donde:

K_{rogcg} = Permeabilidad relativa al petróleo @ S_{gcon} , fracción.

K_{rgcl} = Permeabilidad relativa al gas @ S_{oirg} , fracción.

S_{oirg} = Saturación de petróleo irreducible a la fase gas, fracción.

S_{org} = Saturación de petróleo residual a la fase gas, fracción.

S_{gcrit} = Saturación de gas critica, fracción.

S_{gcon} = Saturación de gas connata, fracción.

Nog = Exponente de permeabilidad relativa al petróleo, adim.

Ng = Exponente de permeabilidad relativa al gas, adim.

La tabla 3.6, muestra los valores de los exponentes de permeabilidad relativa.

Tabla 3.6 Valores de los exponentes dependientes del tipo de roca.

Tipo de Roca	Exponente de permeabilidad No, Nw, Nog y Ng
Sistemas con presencia de canales	< 1
Sistemas fracturados	1
Arenas consolidadas	3
Arenas no consolidadas	3.5
Arenas cementadas	4

Debe señalarse, que se utilizará un exponente de permeabilidad igual a 3 para el caso en estudio, ya que las pruebas experimentales fueron realizadas con núcleos de arenas consolidadas.

3.8.6 Definición de pozos en el modelo de simulación

Se planteó una configuración que incluye dos pozos verticales, un pozo inyector ubicado en la celda (1,1,1) y un pozo productor ubicado en la celda (200,1,1), de esta manera se lograr representar las líneas de flujo de los fluidos inyectados en las pruebas de desplazamiento, realizadas en laboratorio. En las figuras 3.6 y 3.7 se muestran la ubicación en el modelo y los diagramas de los pozos respectivamente.

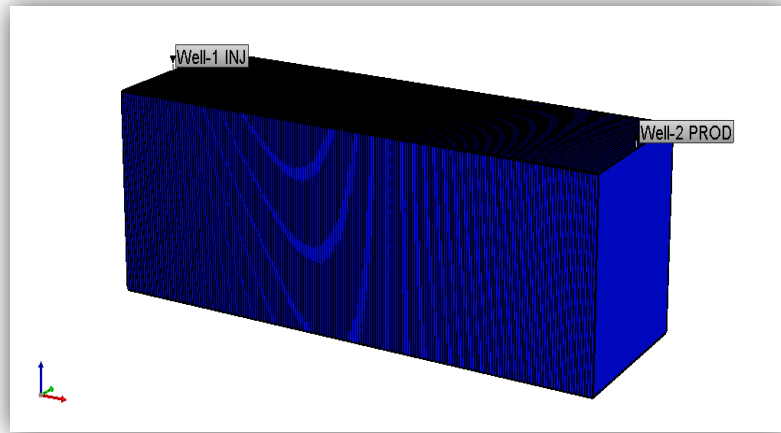


Figura 3.6 Configuración de pozos en el modelo 1D.

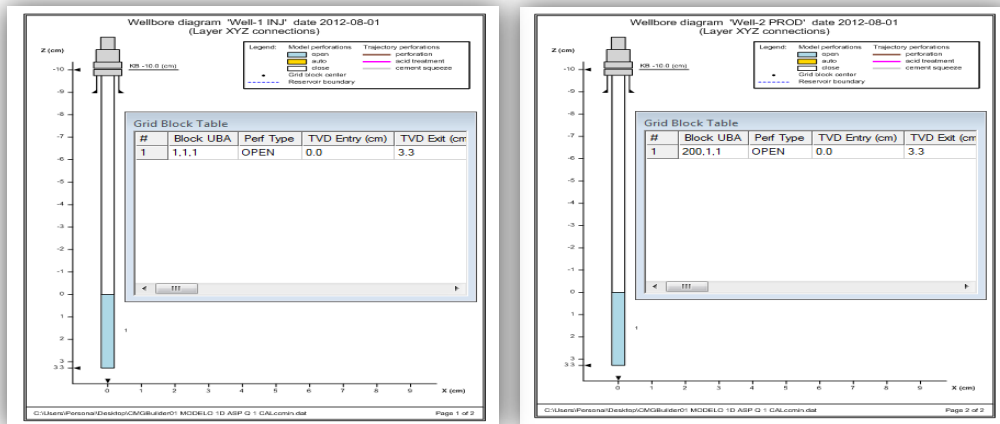


Figura 3.7 Diagramas de pozos inyector y productor.

Fuente: Useche, 2013.

3.9 Calibración del Modelo de Simulación Previo a la Inyección de ASP

Para la calibración del modelo, se realizará el cotejo de los diferenciales de presión obtenidos en las pruebas de laboratorio con los resultados reflejados en el simulador. Para lo cual, se llevará a cabo corridas de simulación, inyectando agua a tasas desde 1 cc/min a 5 cc/min, igual a las empleadas en las pruebas de desplazamiento. Esto con el fin de obtener ajustes con un porcentaje de error mínimo, el cual se considere aceptable.

3.10 Caso base Inyección de ASP

Calibrado el modelo, se declaran los componentes ASP empleados en el proceso de inyección, para ello se utilizará la herramienta Procces Wizard en el cual se identifica el tipo de proceso que se va a simular, seguidamente se definen las propiedades fisicoquímicas y las reacciones químicas que se generan entre cada uno de los componentes y la roca con la cual interactúan.

Para el modelo del proyecto se definieron cinco componentes, los cuales corresponden a los empleados en las pruebas de desplazamiento. En la tabla 3.7 y 3.8 se representan el tipo de fase y las concentraciones óptimas respectivamente.

Tabla 3.7 Componentes empleados en el modelo de simulación ASP.

Componentes	Acuosa	Oleica	Gaseosa
Agua	✓	x	x
Álcali (Carbonato de Sodio)	✓	x	x
Surfactante (Sulfonato de petróleo)	✓	x	x
Polímero (Poliacrilamida parcialmente hidrolizada)	✓	x	x
Petróleo muerto	x	✓	x

Fuente: Mendoza, 2010.^[18]

Tabla 3.8 Formulación óptima y pesos moleculares de los componentes ASP.

Componentes	Concentración Óptima (ppm)	Peso Molecular (g/mol)
Agua de Inyección	-	18
Álcali	10000	105.99
Surfactante	696	52.16
Polímero	2100	20.10 ⁶
Petróleo Muerto	-	400

Fuente: Mendoza, 2010. ^[18]

Debe señalarse que por ser muy alto el peso molecular del polímero, el mismo no es reconocido por el simulador, por lo que es aceptable suponer el peso límite máximo de 15000 kg/mol.

De igual modo se representa en la tabla 3.9, las propiedades fisicoquímicas del crudo empleado en las pruebas de desplazamiento, el cual se caracterizó de muestras tomadas en el occidente del país, específicamente del campo en el que se pretende implementar la tecnología ASP.

Tabla 3.9 Propiedades fisicoquímicas del crudo empleado en el modelo ASP.

Propiedad	Valor
Número ácido del crudo natural (mgOH/g)	1.81
Número ácido del crudo deshidratado (mgKOH/g)	1.59
Gravedad API	17.80
Viscosidad @ 55 °C (Cp)	71
Densidad (g/ml)	0.95

Fuente: Mendoza, 2010. ^[18]

Resulta oportuno mencionar, que los fluidos anteriormente nombrados fueron inyectados en el modelo de simulación bajo condiciones iniciales de presión y temperatura reflejadas en la tabla 3.10, cuyos datos corresponden a los utilizados en las pruebas de laboratorio.

Tabla 3.10 Condiciones iniciales para la inyección ASP.

Presión (psi)	Temperatura (°C)
500	55

Fuente: Mendoza, 2010. ^[18]

Dado que en el modelo de simulación se trabajó con unidades de laboratorio, se realizó la conversión de presión de 500 psi a 3447.93 Kpa. (0.145 psi/ Kpa).

3.10.1 Secuencia de inyección ASP

Siguiendo la secuencia para procesos de inyección ASP citado en las referencias y aplicado en las pruebas de desplazamiento, se realizará la inyección descrita a continuación:

La primera etapa consistirá en la inyección un tapón de agua para acondicionar las propiedades del medio poroso y de los fluidos, una segunda etapa donde se inyectará el tapón de ASP y otro de polímero para lograr el desplazamiento del ASP, por último un tapón de agua para lograr un barrido óptimo de los taponés previos y del petróleo hacia el pozo productor. En la tabla 3.11, se puede observar la secuencia de inyección que se empleará en el modelo.

Tabla 3.11 Secuencia de inyección ASP.

Fluido de Inyección	Velocidad de Inyección (cm ³ /min)	Volumen Poroso (cm ³)	Tiempo (min)
Agua de Inyección	0.1	-	65
Mezcla ASP	0.05	0.3 V _p	130
Solución Polimérica	0.05	0.3 V _p	130
Agua de Inyección	0.05	-	130

Fuente: Tomado y Modificado de Mendoza, 2010. ^[18]

3.11 Validación de los resultados obtenidos en el modelo de simulación

Desarrollado e inicializado el modelo de simulación para la evaluación de la tecnología de inyección ASP en pruebas de desplazamiento. Se realizará la validación de los resultados obtenidos en el modelo a través de la comparación con los resultados de laboratorio para garantizar la representatividad de la prueba de desplazamiento. Para ello se considera el volumen de petróleo recuperado tanto por la inyección de agua como por la inyección de la formulación ASP. En la tabla 3.12, se muestran los datos de los volúmenes obtenidos en las pruebas de laboratorio.

Tabla 3.12 Volúmenes obtenidos en pruebas de desplazamiento.

Propiedad	Resultado
Volumen poroso (V _p) (ml)	21.7
POES (ml)	18.96
Recuperación con agua (%)	47.27
Recuperación con químico (%)	26.37
Recuperación Total (%)	73.64

Fuente: Mendoza, 2010. ^[18]

3.12 Realización de sensibilidades con volúmenes de inyección ASP

Con el objetivo de optimizar la inyección de ASP, se plantea realizar análisis sensibilidades en los volúmenes de inyección de la formulación obtenida en las pruebas de laboratorio. Este análisis es de gran importancia ya que los resultados pueden incidir en un mayor factor de recobro y de esta manera validar el modelo de simulación a escala de laboratorio para el futuro escalamiento a un modelo de campo y finalmente la aplicación en el campo de estudio. Estas sensibilidades se plantean en dos escenarios, descritos a continuación en las figuras 3.8 y 3.9.

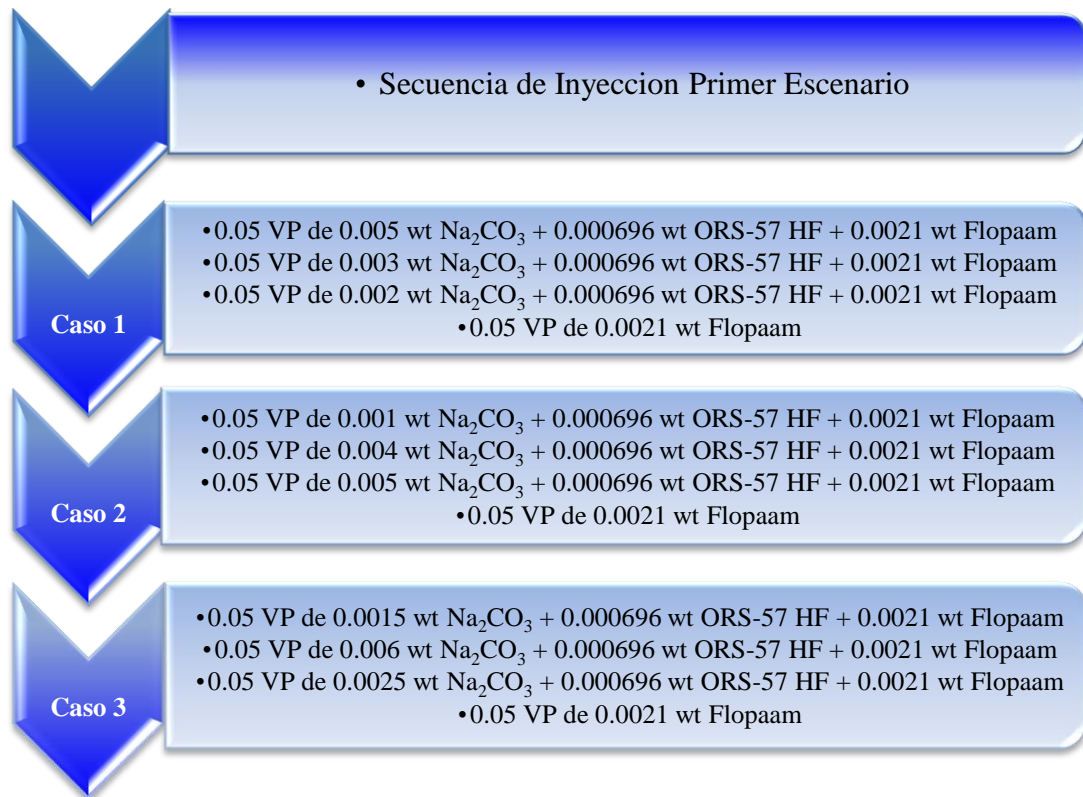


Figura 3.8 Esquema de inyección del primer escenario de sensibilidades ASP.

Fuente: Useche, 2013.

En este primer escenario se varía el volumen de álcali en proporciones que resulten el volumen inicial de la formulación óptima experimental, como lo indica la figura 3.8.

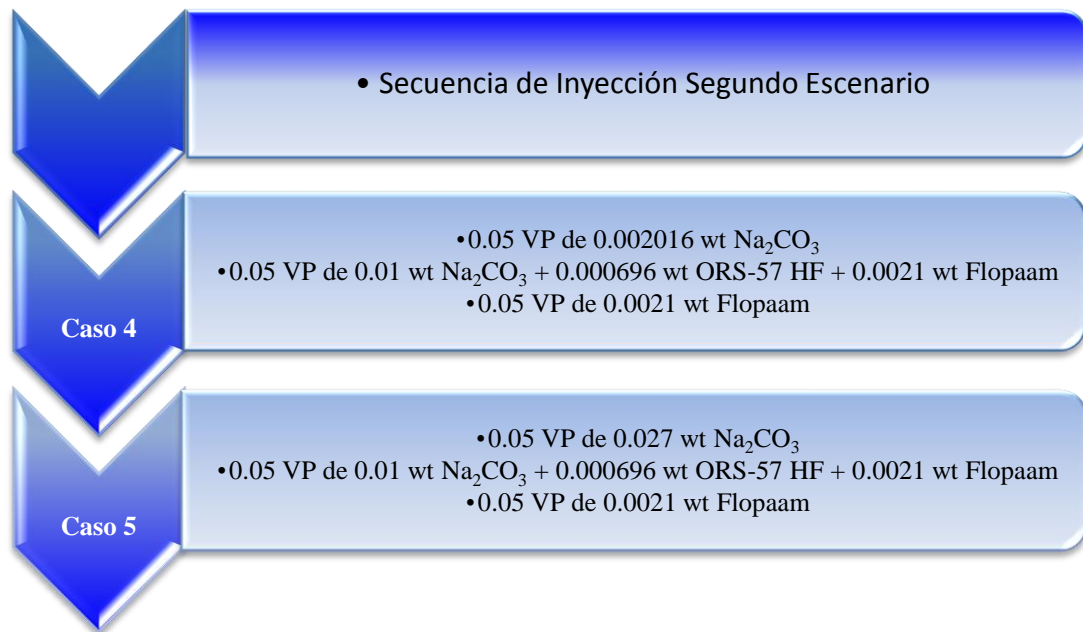


Figura 3.9 Esquema de inyección del segundo escenario de sensibilidades ASP.

Fuente: Useche, 2013.

El segundo escenario consistirá en inyectar un tapón adicional de álcali, previo al tapón de la formulación de ASP generada en las pruebas de desplazamiento, aumentando el volumen del caso 4 igual a 0.002016 en 25 % para el caso 5. Como lo muestra la figura 3.9.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En el presente capítulo, se exponen y discuten los resultados obtenidos en la simulación numérica de inyección ASP a nivel de laboratorio y las sensibilidades en los volúmenes de la formulación óptima, definidas en el capítulo anterior. Además, del análisis del desempeño correspondiente al caso base, como método potencial en la recuperación mejorada de petróleo.

4.1 Comprobación de las Propiedades PVT de los Fluidos

La muestra de fluido tomada para el estudio de las pruebas de desplazamiento, no cuenta con un análisis PVT consistente y representativo del mismo, por tal motivo fue necesario realizar un PVT sintético. Para lo cual se tomó como referencia los datos oficiales del PVT de un pozo de Lagunilla inferior. En el apéndice B se presenta el análisis de fluidos correspondiente al pozo evaluado. A continuación se muestran los resultados de las pruebas de representatividad y consistencia a las cuales fue sometido el estudio PVT, así como los resultados del PVT sintético generado.

4.1.1 Representatividad de la muestra PVT

A pesar de contar con el análisis de fluido de un pozo del yacimiento, este no cuenta con datos necesarios para realizar la revisión de la representatividad de la muestra, es decir, es un análisis incompleto e inconsistente. Por tal motivo, se considera no representativo.

- ✓ Temperatura de yacimiento = 147 °F.
- ✓ Temperatura de la prueba de laboratorio = 131 °F.
- ✓ Gravedad del petróleo del yacimiento = 29.8 API.
- ✓ Gravedad del petróleo en la prueba de laboratorio = 17,80 API.

4.1.2 Consistencia de los Resultados del Análisis PVT

4.1.2.1 Prueba de la linealidad de la función "Y"

Con los datos de la prueba de liberación a composición constante o flash representados en la tabla 4.1 y utilizando la ecuación 4.12. Se elaboró el gráfico de la Función Y vs Presión, la cual debe comportarse como una línea recta, indicando que los volúmenes relativos fueron bien medidos en el laboratorio. Esta condición no se cumple para la prueba reportada.

$$Y = \frac{Pb - P}{P(lpca) \cdot \left(\frac{V}{Vb} - 1\right)} \quad (\text{Ec. 4.13})$$

Tabla 4.1 Resultados función Y.

PRESIÓN (lpca)	VOL. Relativo	FUNCIÓN "Y"
2015	0,9919	
1815	0,9956	
1715	0,998	
1615	1	
1400	1,04998	3,04072997
1205	1,1436	2,34086513
1005	1,2713	2,20499507
820	1,4673	2,03817248
605	1,8903	1,83064235
430	2,5628	1,70509201
275	3,9637	1,56070946
100	11,2191	1,2925179
15	81	0,67360612

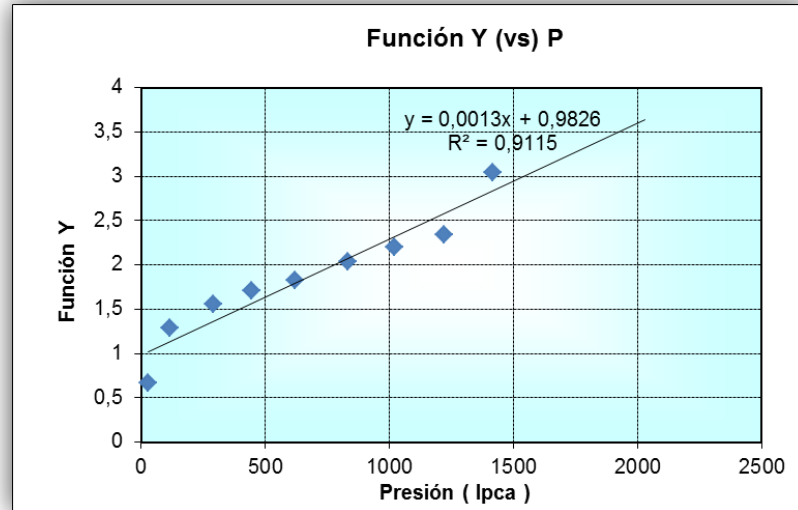


Figura 4.1 Comportamiento función Y inicial.

Fuente: Useche, 2013.

Como se observa en la figura 4.1, existe una dispersión de los puntos cercanos a la presión de burbuja, que por el comportamiento de la función “Y” se puede inferir por el comportamiento de la función, que la presión de burbujeo reportada en el informe fue sobrestimada, por lo cual fue necesario hacer una corrección de la presión de burbuja (P_b), estimando nuevos valores para la función “Y” y a su vez los valores de volumen relativo (V_r).

Esto se logra realizando un estudio de presiones por debajo del valor reportado como presión de burbuja, conjuntamente con el análisis de la gráfica de volumen relativo contra presión, como lo muestra la figura 4.2. Donde se observa el comportamiento entre la fase monofásica y bifásica lo que permite estimar un valor para la nueva presión de burbuja de 1493 (lpca).

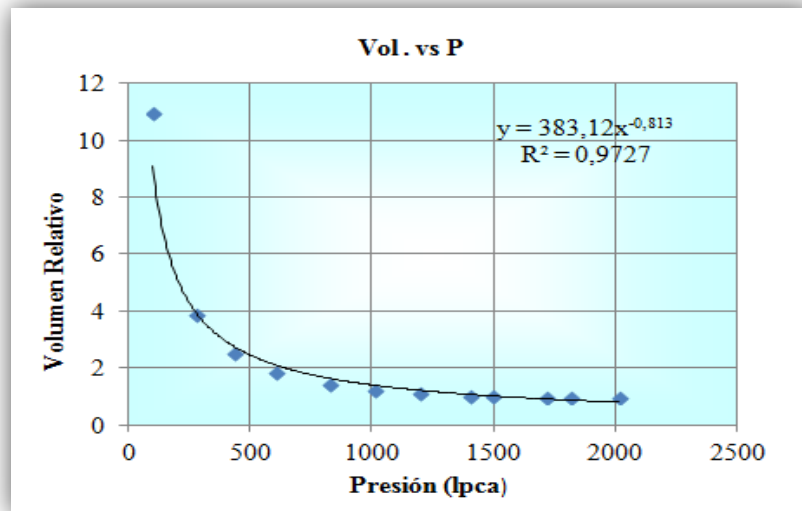


Figura 4.2 Volumen relativo vs Presión.

Fuente: Useche, 2013.

Finalmente la fig. 4.3 y la tabla 4.2 muestran los resultados corregidos de Pb, volumen relativo y función “Y” luego de los ajustes. Donde el valor de la Pb promedio es igual a 1493 lpca.

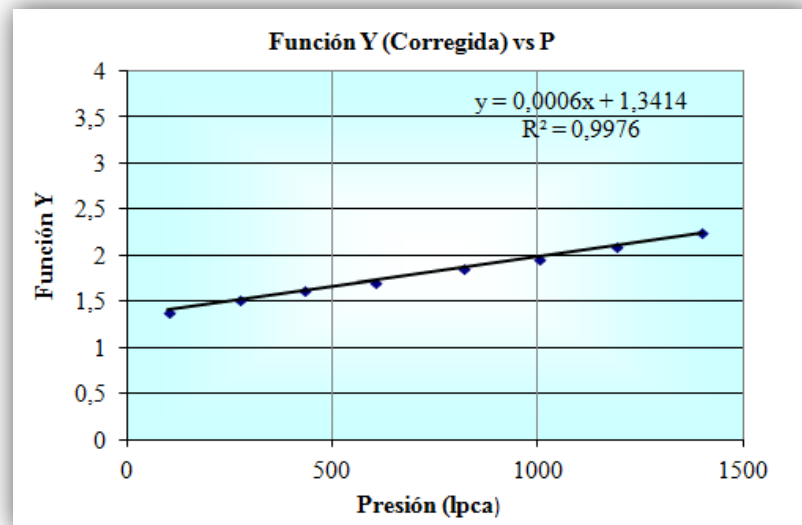


Figura 4.3 Comportamiento de la función Y corregida.

Fuente: Useche, 2013.

Tabla 4.2 Resultados de la función Y corregida.

PRESIÓN (Ipca)	VOL. Relativo	FUNCIÓN "Y"
2015	0,97245098	
1815	0,97607843	
1715	0,97843137	
1493	1	
1400	1,02939216	2,26007815
1190	1,12117647	2,10124827
1005	1,24637255	1,97088572
820	1,43852941	1,87155453
605	1,85323529	1,72023896
430	2,51254902	1,6343887
275	3,88598039	1,53469196
100	10,9991176	1,39312292

Fuente: Useche, 2013.

Cabe señalar, que no se pudo concluir sobre la validez de las pruebas de balance de materiales, densidad y desigualdad, por no contar con los datos correspondientes a las pruebas de liberación diferencial y prueba de separadores.

Luego, de aplicar estas validaciones, se llegó a la conclusión que el análisis PVT con el que se cuenta, no dispone de la información necesaria para su evaluación. Aunque se pudo realizar la prueba de linealidad de función "Y", no es suficiente para validar el PVT. En consecuencia se tomó la decisión de generar un PVT sintético.

4.2 Datos PVT Sintético.

Una vez confirmada la no disponibilidad de información PVT, se genera el PVT sintético utilizando la interfase IMEX del simulador STARS de la empresa CMG.

Para ello se selecciona un modelo de fluidos Black Oil, es decir, un modelo de fluidos con las tres fases: gas/ petróleo/ agua. De igual manera se utilizaron correlaciones, las cuales ofrece la interfase IMEX, así como ciertos datos de entrada obtenidos de las pruebas experimentales como: Temperatura de yacimiento: 55 °C, gravedad API del crudo: 17.8 y una presión presión de burbuja asumida a 2900 Kpa .

Una vez generado el PVT sintético, se realizó la migración IMEX – STARS, a través de la interfase Builder de CMG, la cual permitió la conversión del modelo de fluidos Black Oil IMEX, al modelo composicional STARS. En la tabla 4.3, se muestran los resultados obtenidos al generar el PVT sintético.

Tabla 4.3 Resultados PVT sintético.

P (Kpa)	Rs (cm ³ /cm ³)	Bo	Bg (cm ³ /cm ³)	Viso (cp)	Visg (cp)
101.325	0.369499	1.03103	113.101	44.9559	0.0122254
287.904	0.687163	1.03160	0.396867	43.8928	0.0122415
474.482	1.03286	1.03222	0.240094	42.7831	0.012261
661.06	1.39975	1.03288	0.171819	41.6559	0.0122829
847.639	1.78393	1.03357	0.133602	40.5283	0.0123068
1034.22	2.18279	1.03429	0.109175	39.4109	0.0123324
1220.8	2.59451	1.03503	0.0922161	38.3109	0.0123596
1407.37	3.01767	1.03580	0.0797547	37.2334	0.0123881
1593.95	3.45120	1.03659	0.0702115	36.1815	0.0124179
1780.53	3.89421	1.03739	0.0626693	35.1576	0.012449
1967.11	4.34597	1.03821	0.0565586	34.1630	0.0124812
2153.69	4.80587	1.03905	0.0515075	33.1986	0.0125146
2340.27	5.27338	1.03991	0.0472625	32.2647	0.0125491
2526.84	5.74805	1.04078	0.0436451	31.3614	0.0125846
2713.42	6.22949	1.04167	0.0405259	30.4883	0.0126213
2900	6.71734	1.04256	0.0378087	29.6450	0.0126589
3520	8.38080	1.03976	0.0308528	29.6450	0.0127913
4140	10.10270	1.03696	0.0259862	29.6450	0.0129345
4760	11.87610	1.03417	0.0223933	29.6450	0.0130884
5380	13.69590	1.03139	0.0196341	29.6450	0.0132527
6000	15.55780	1.02861	0.0174507	29.6450	0.0134275

Fuente: Useche, 2013.

4.3 Permeabilidades Relativas.

Como se mencionó en el capítulo anterior, las curvas de permeabilidad relativas agua-petróleo fueron generadas a partir de los datos de saturación S_w y S_{or} obtenidos en laboratorio y las permeabilidades k_{ro} y K_{rw} que corresponden a los puntos finales de las curvas.

En la tabla 4.4, se presentan los resultados calculados a partir de la aplicación de seudo funciones de permeabilidad relativa tipo Corey, para generar el set de curvas. En el apéndice C, se muestran los cálculos de las seudo funciones empleadas.

Tabla 4.4 Resultados permeabilidad relativa.

Sw	Krw	Kro	So
0,126	0	0,784823655	0,4608
0,141	3,21605E-06	0,702416837	0,469
0,156	2,57284E-05	0,625990363	0,484
0,171	8,68333E-05	0,555318956	0,499
0,186	0,000205827	0,49017734	0,514
0,201	0,000402006	0,430340238	0,529
0,216	0,000694666	0,375582374	0,544
0,231	0,001103104	0,32567847	0,559
0,246	0,001646616	0,280403251	0,574
0,261	0,002344498	0,239531439	0,589
0,276	0,003216047	0,202837758	0,604
0,291	0,004280558	0,170096931	0,619
0,306	0,005557328	0,141083682	0,634
0,321	0,007065654	0,115572733	0,649
0,336	0,008824832	0,093338809	0,664
0,351	0,010854157	0,074156633	0,679
0,366	0,013172927	0,057800928	0,694
0,381	0,015800437	0,044046417	0,709
0,396	0,018755983	0,032667823	0,724
0,411	0,022058863	0,023439871	0,739
0,426	0,025728372	0,016137283	0,754
0,441	0,029783807	0,010534783	0,769
0,456	0,034244464	0,006407094	0,784
0,471	0,039129638	0,00352894	0,799
0,486	0,044458627	0,001675043	0,814
0,501	0,050250727	0,000620128	0,829
0,516	0,056525234	0,000138917	0,844
0,531	0,063301444	6,13384E-06	0,859
0,5392	0,067224795	0	0,874

Fuente: Useche, 2013.

En la figura 4.9 se observan el set de curvas de permeabilidad relativa agua-petróleo generadas a partir de los datos reportados en la tabla 4.4, las cuales describen el comportamiento de los fluidos en el medio poroso, mostrando como la permeabilidad relativa del petróleo decrece rápidamente con la disminución de la saturación de éste, a diferencia que la del agua permanece muy baja hasta una saturación aproximada de 29%. A partir de esa saturación, se incrementa hasta alcanzar el valor de 0,0672 para una saturación del 100%.

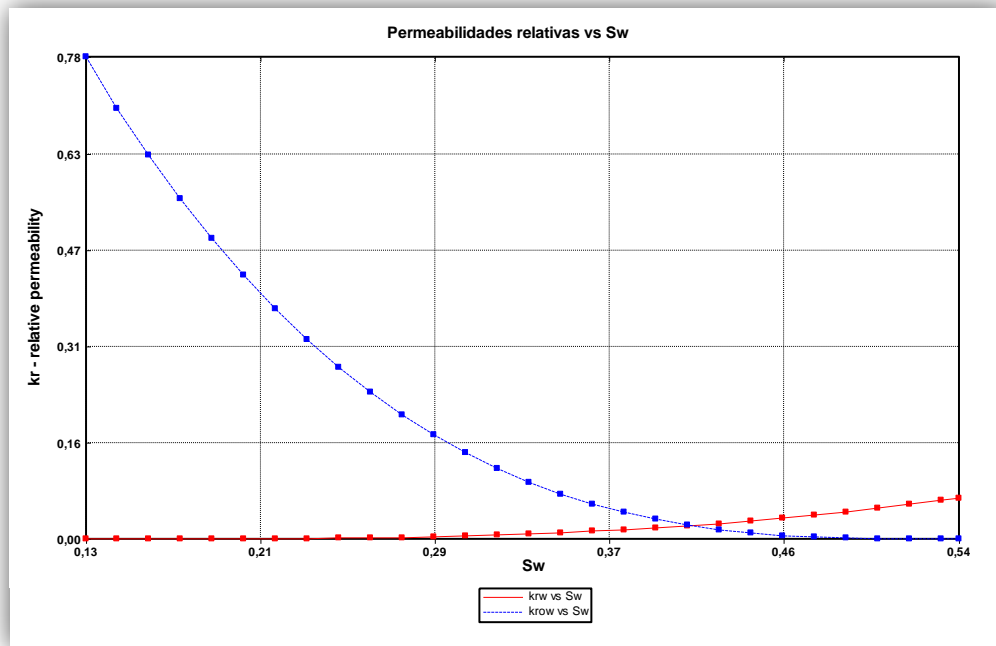


Figura 4.9 Set de curvas de permeabilidades relativas agua-petróleo.

Fuente: Useche, 2013.

Cabe señalar que, por no contar con los datos requeridos para generar las curvas gas – líquido, se asumieron dichos datos, debido a que estos son requeridos por el simulador. El resultado del set de curvas se muestra en la figura 4.10.

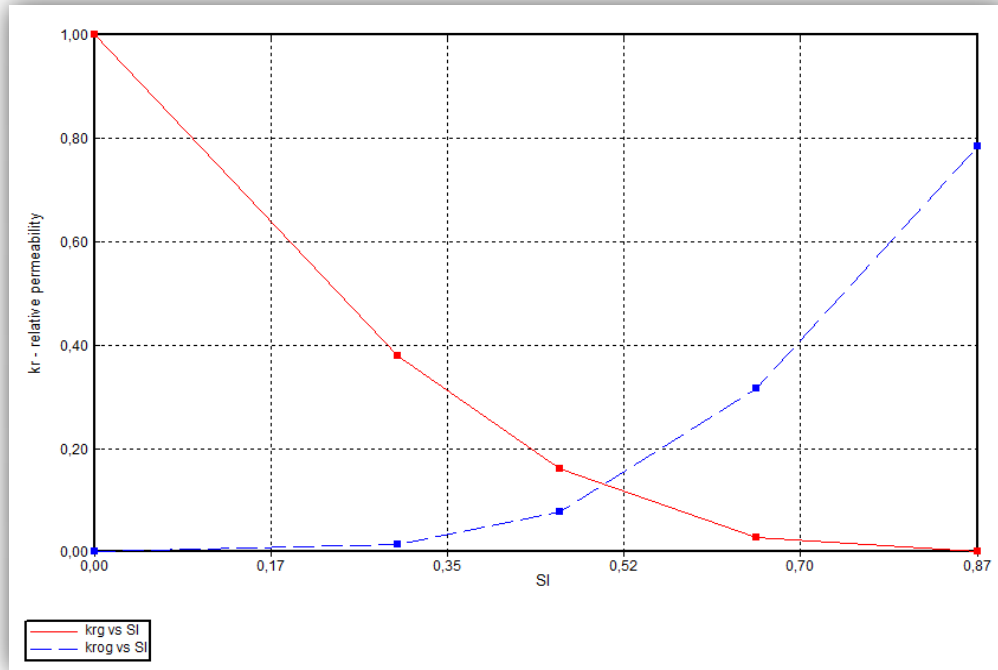


Figura 4.10 Set de curvas de permeabilidades relativas gas-liquido.

Fuente: Useche, 2013.

4.4 Calibración del Modelo de Simulación.

Como se menciona en el capítulo anterior, se realizó el cotejo de los diferenciales de presión experimentales con los obtenidos en la simulación. Llevando a cabo corridas de simulación, inyectando agua desde 1 a 5 cc/min, igual a las empleadas en la prueba experimental.

Para lograr una calibración aceptable, se realizaron variaciones en las curvas de permeabilidad manteniendo los ends points o puntos extremos de las curvas. Ya que las permeabilidades relativas al agua y al petróleo se consideran funciones potenciales de la saturación de agua en el medio poroso y cada una de estas funciones, presentan parámetros ajustables como el exponente de permeabilidad que rige la curvatura. ^[24]

La tabla 4.5, muestra los resultados de los diferenciales de presión obtenidos en la simulación y la prueba experimental, así como las tasas de inyección de agua.

Tabla 4.5 Diferenciales de presión para la inyección de agua.

Q (cc/min)	Dp Simulación	Dp Laboratorio
1	0.07	0.052
2	0.108	0.100
3	0.16	0.147
4	0.207	0.194
5	0.257	0.242

Fuente: Useche, 2013.

La figura 4.11, muestra el cotejo de los diferenciales reportados en la tabla 4.5.

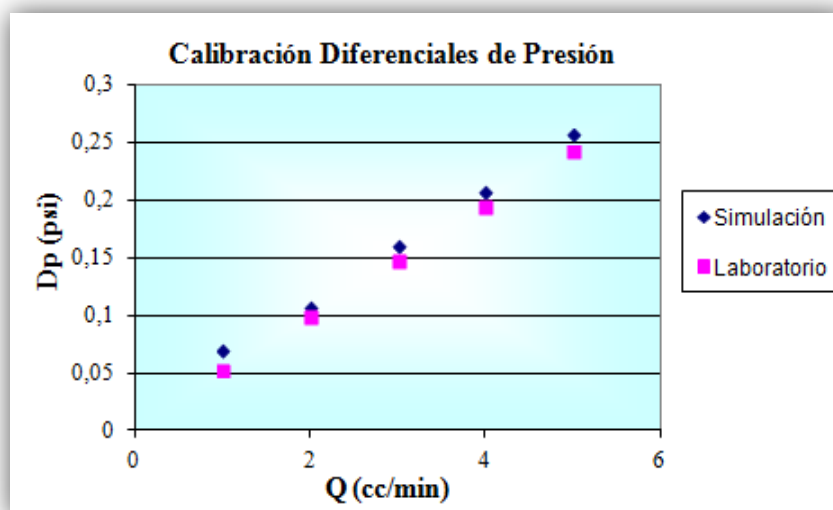


Figura 4.11 Cotejo de los diferenciales de presión para la inyección de agua.

Fuente: Useche, 2013.

Comparando los resultados obtenidos en la figura 4.11, se puede observar un buen ajuste de los diferenciales de presión en función de las tasas de inyección, esto permite avanzar con la inyección química, garantizando que los nuevos diferenciales de presión generados en el modelo dependerán de la formulación ASP inyectada.

4.5 Ajuste del Volumen Poroso y POES del Núcleo.

Como se explicó en el capítulo anterior, para ajustar el volumen de núcleo con el modelo de simulación, fue necesario definir el ancho y espesor de la malla. Para ello se igualó el área transversal del núcleo empleado en las pruebas de desplazamiento, con el área transversal del modelo de simulación.

Como resultado, se obtuvo un excelente ajuste para los valores de volumen bruto, volumen poroso y el petróleo original en sitio, correspondientes al modelo de simulación en comparación con los valores obtenidos en las pruebas de laboratorio. En la tabla 4.6, se reportan los resultados obtenidos en ambos escenarios.

Tabla 4.6 Resultados de volúmenes obtenidos en simulación y laboratorio.

Propiedades	Resultados		% error
	Simulador	Laboratorio	
Volumen bruto núcleo (cm ³)	107.58	107.52	0.055
Volumen poroso (cm ³)	21.71	21.71	0
POES (cm ³)	18.98	18.96	0.105

Fuente: Useche, 2013.

De igual manera en la figura 4.12, se pueden observar los resultados de los volúmenes obtenidos en simulación.

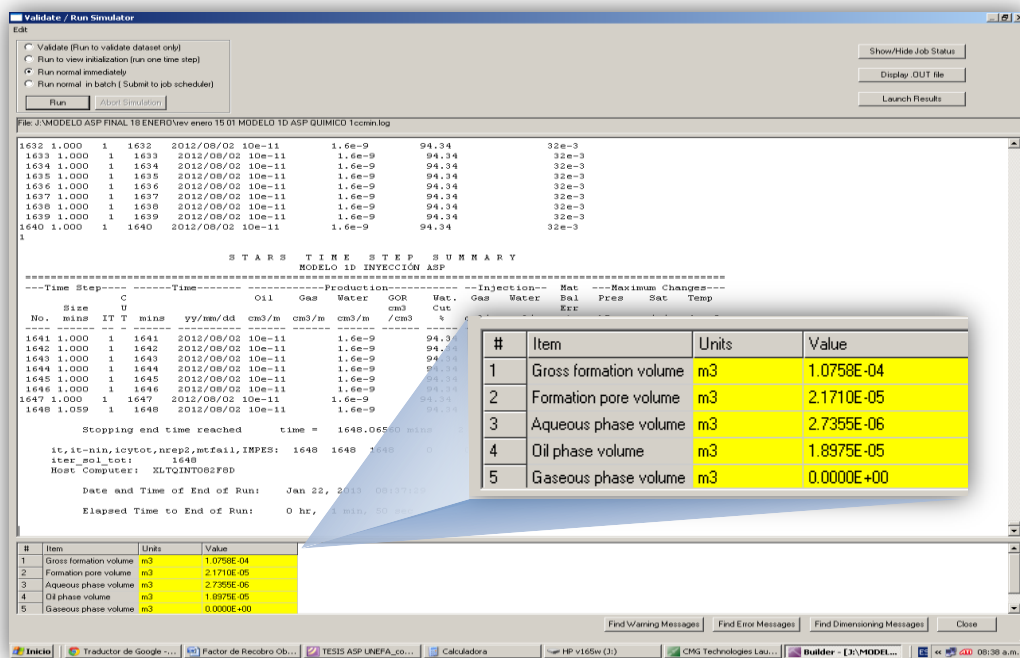


Figura 4.12 Resultados de volúmenes obtenidos luego de ejecutar la simulación.

Fuente: Useche, 2013.

4.6 Validación de los Resultados Obtenidos en el Modelo de Simulación con Respecto a los Obtenidos en las Pruebas de Laboratorio.

Una vez verificado el ajuste del modelo de simulación y definidos los datos recurrentes del pozo inyector, correspondiente a la inyección de agua y químicos ASP; se obtuvo un volumen de crudo recuperado total de 13.916 cm^3 , resultado de simular la invasión por agua seguida por la inyección de químicos ASP.

En la figura 4.13, se observa como la inyección de agua produce un aumento progresivo del volumen recuperado hasta cierto tiempo en el cual la curva comienza a reflejar un comportamiento constante en la recuperación. En este punto se hace necesario implementar la recuperación mejorada, debido a que los mecanismos de producción por inyección de agua dejan de ser efectivos.

A partir de este punto (min 117) comienza la inyección de ASP, observándose un aumento notable en la producción. Análogamente se observa un aumento leve posterior a la invasión de ASP, producto de la inyección de la solución polimérica de empuje hasta un punto previo a la inyección de agua donde su comportamiento se hace constante debido a que ya se ha realizado gran parte del barrido de la solución química.

Igualmente, se observa la velocidad de inyección empleada para cada fluido involucrado en el desplazamiento a través de las líneas azules en la figura 4.13. Iniciando con la inyección de agua a $0.1 \text{ cm}^3/\text{min}$ y posteriormente se mantiene la tasa de inyección a partir de la formulación ASP hasta el término del desplazamiento a $0.05 \text{ cm}^3/\text{min}$.

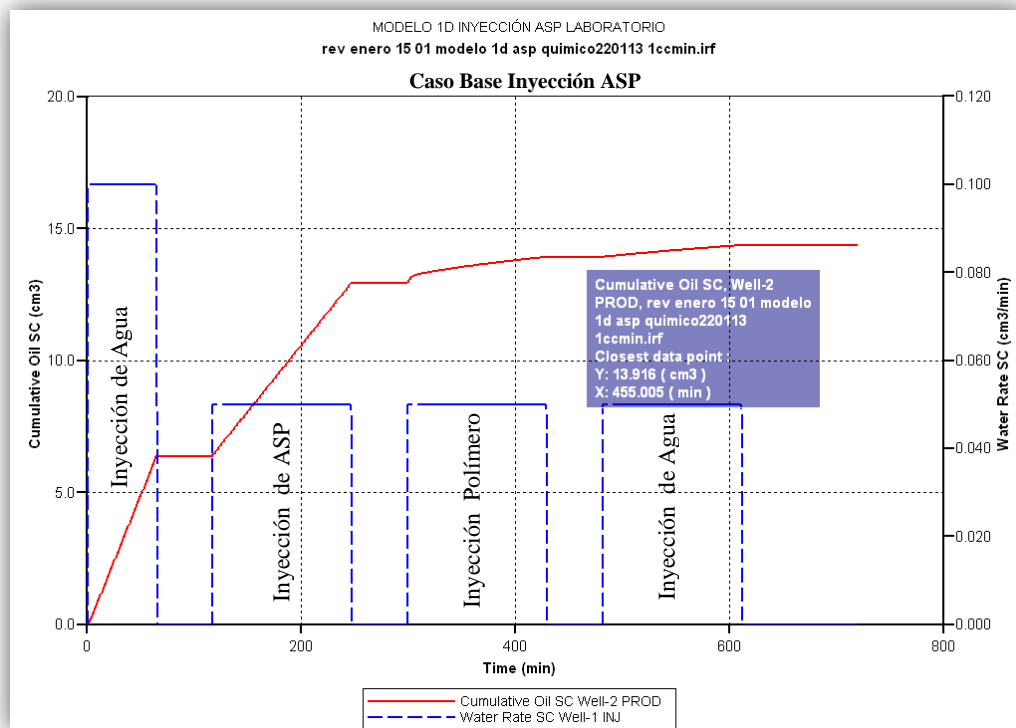


Figura 4.13 Resultados obtenidos luego de ejecutar la simulación.

De acuerdo a lo reflejado en la figura 4.13, se obtiene un volumen acumulado de petróleo correspondiente a la inyección de ASP de 13.92 cm^3 . Lo cual representa un excelente ajuste con el valor experimental de 13.96 cm^3 , para un porcentaje de error de 0.3 %. Este resultado se logra a pesar de asumir ciertos parámetros necesarios para la simulación, como la cinética de la reacción y datos de adsorción para la formulación ASP, los cuales no fueron reportados en las pruebas de laboratorio.

Este resultado permite considerar el modelo como representativo, y emplearlo para realizar sensibilidades en la secuencia de inyección química, lo cual permita optimizar formulaciones base y reducir el número de pruebas de desplazamiento a nivel de laboratorio.

Debe señalarse, que el volumen recuperado reportado en la simulación para la inyección de químicos presento un valor mayor al alcanzado por la inyección de agua, caso contrario a lo ocurrido en los resultados de laboratorio.

De esta manera, se confirma que las propiedades fisicoquímicas y la interacción roca-fluido, fueron definidas acertadamente en el modelo de simulación para lograr un barrido efectivo del fluido de interés.

En la tabla 4.7, se puede observar el factor de recobro obtenido para cada proceso de inyección en el modelo de simulación y laboratorio.

Tabla 4.7 Resultados del factor de recobro obtenido en simulación y laboratorio.

Proceso de recuperación	Volumen de crudo recuperado (cm ³)		Factor de recobro (%)	
	Simulación	Laboratorio	Simulación	Laboratorio
Inyección de Agua	6.3595	8.96	33.54	47.27
Inyección ASP	7.556409	5	39.85	26.37
Total	13.916	13.96	73.39	73.64

Fuente: Useche, 2013.

Finalmente se observa una mayor eficiencia de la inyección de ASP que la inyección de agua, en cuanto al barrido del petróleo. La figura 4.14 muestra el resultado del factor de recobro para del modelo de simulación ASP.

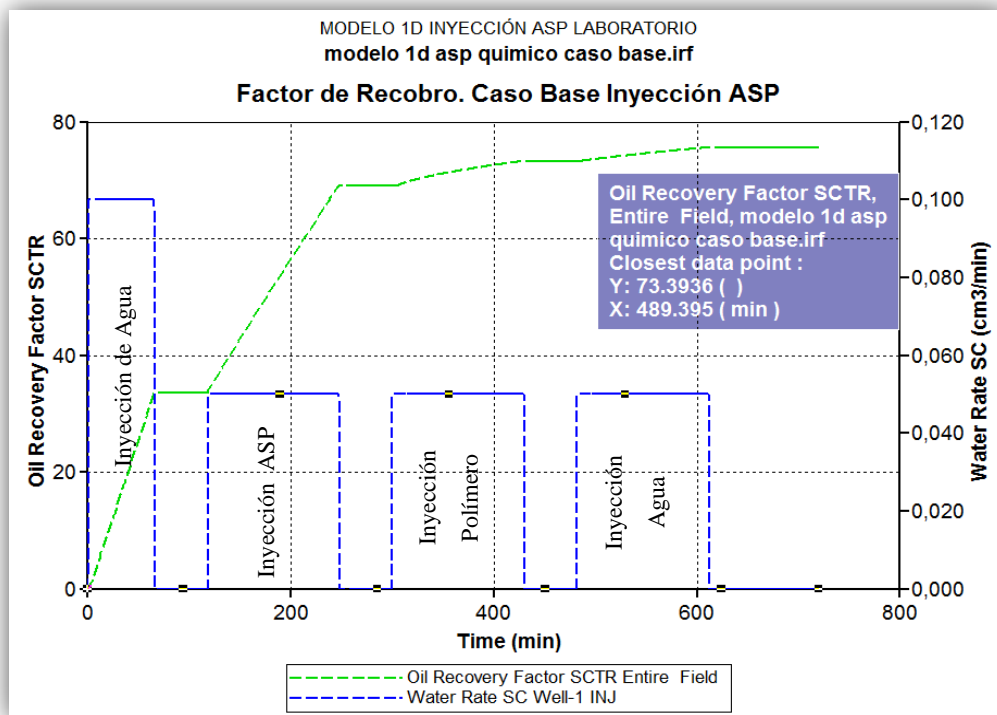


Figura 4.14 Factor de Recobro obtenido luego de ejecutar la simulación.

4.7 Sensibilidades de los volúmenes de inyección de álcali en la formulación de inyección ASP obtenida en laboratorio.

Tomando en cuenta que el álcali se comporta como agente sacrificante y generador de surfactantes naturales, además de ser un agente químico económicamente de menor costo que el surfactante y el polímero. Se planteó realizar sensibilidades en los volúmenes de inyección de álcali en la formulación reportada como óptima en las pruebas de laboratorio.

A partir del resultado del volumen de petróleo producido en el modelo representativo de la data experimental. Se tomó éste como el caso base, para comparar los diferentes casos predictivos estudiados, con el objetivo definir la factibilidad técnica o no, que genera la variación de los volúmenes inyectados de álcali planteados en el capítulo anterior con respecto al volumen de petróleo producido.

4.7.1 Primer escenario de sensibilidades

Se comienza comparando el caso base, con tres casos en los cuales se varía el volumen de álcali en proporciones que resulten el volumen inicial en la formulación óptima experimental, como lo muestra la tabla 4.8. Con el objetivo de evaluar el efecto en las secuencias de inyección del álcali en el proceso a nivel de laboratorio y si es posible su optimización.

Tabla 4.8 Sensibilidades realizadas para el primer escenario.

Secuencia de Inyección	
Caso 1	0.05 VP de 0.005 wt Na ₂ CO ₃ + 0.000696 wt ORS-57 HF + 0.0021 wt Flopaam 0.05 VP de 0.003 wt Na ₂ CO ₃ + 0.000696 wt ORS-57 HF + 0.0021 wt Flopaam 0.05 VP de 0.002 wt Na ₂ CO ₃ + 0.000696 wt ORS-57 HF + 0.0021 wt Flopaam 0.05 VP de 0.0021 wt Flopaam
Caso 2	0.05 VP de 0.001 wt Na ₂ CO ₃ + 0.000696 wt ORS-57 HF + 0.0021 wt Flopaam 0.05 VP de 0.004 wt Na ₂ CO ₃ + 0.000696 wt ORS-57 HF + 0.0021 wt Flopaam 0.05 VP de 0.005 wt Na ₂ CO ₃ + 0.000696 wt ORS-57 HF + 0.0021 wt Flopaam 0.05 VP de 0.0021 wt Flopaam
Caso 3	0.05 VP de 0.0015 wt Na ₂ CO ₃ + 0.000696 wt ORS-57 HF + 0.0021 wt Flopaam 0.05 VP de 0.006 wt Na ₂ CO ₃ + 0.000696 wt ORS-57 HF + 0.0021 wt Flopaam 0.05 VP de 0.0025 wt Na ₂ CO ₃ + 0.000696 wt ORS-57 HF + 0.0021 wt Flopaam 0.05 VP de 0.0021 wt Flopaam

Las figuras 4.15, 4.16 y 4.17, muestran la variación de la secuencia de inyección de álcali en la inyección química para los tres casos, así como el volumen de petróleo recuperado en cada uno.

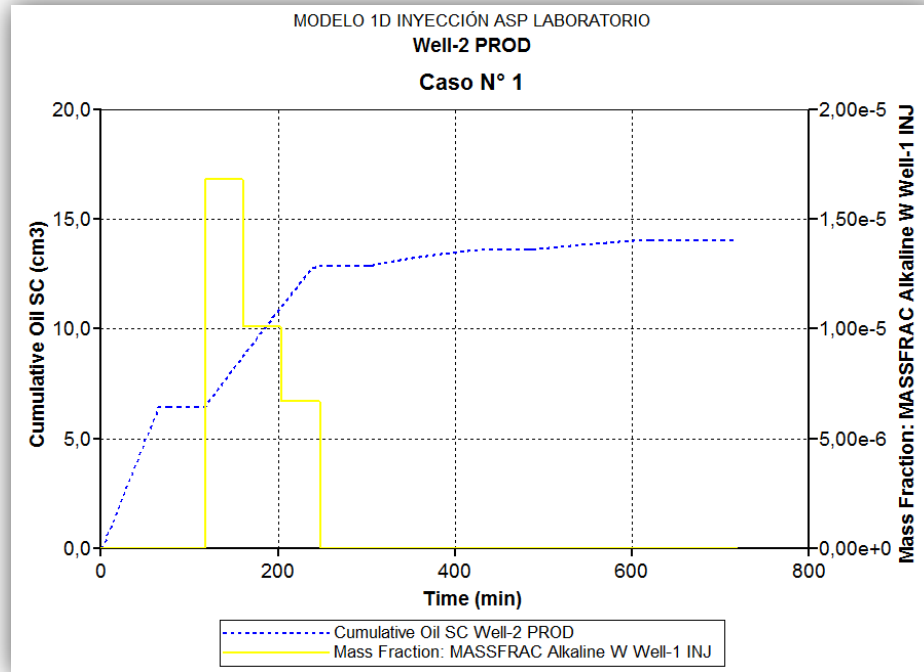


Figura 4.15 Resultados de producción obtenidos para el Caso N° 1.

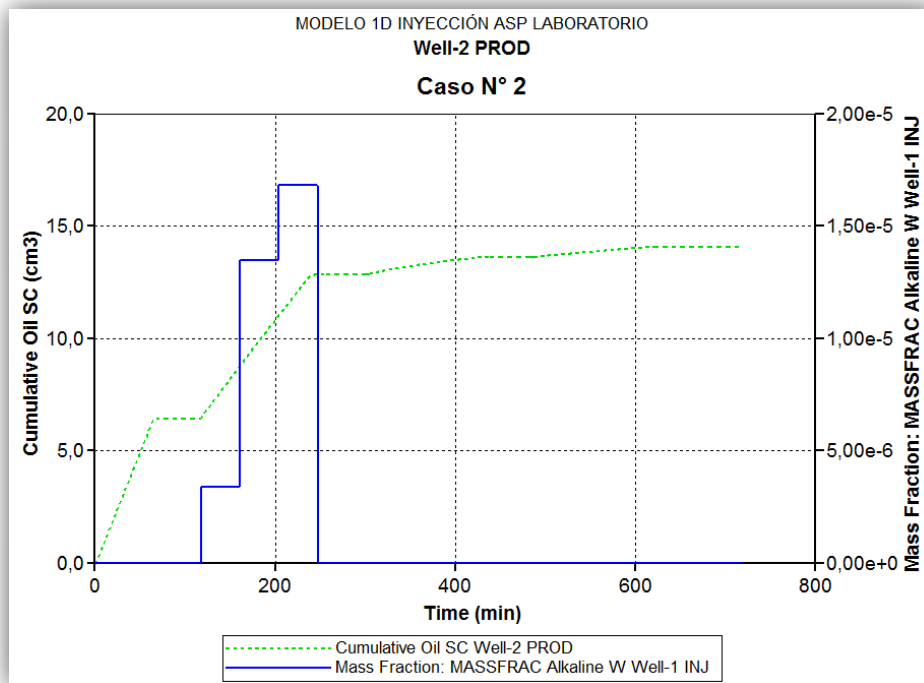


Figura 4.16 Resultados de producción obtenidos para el Caso N° 2.

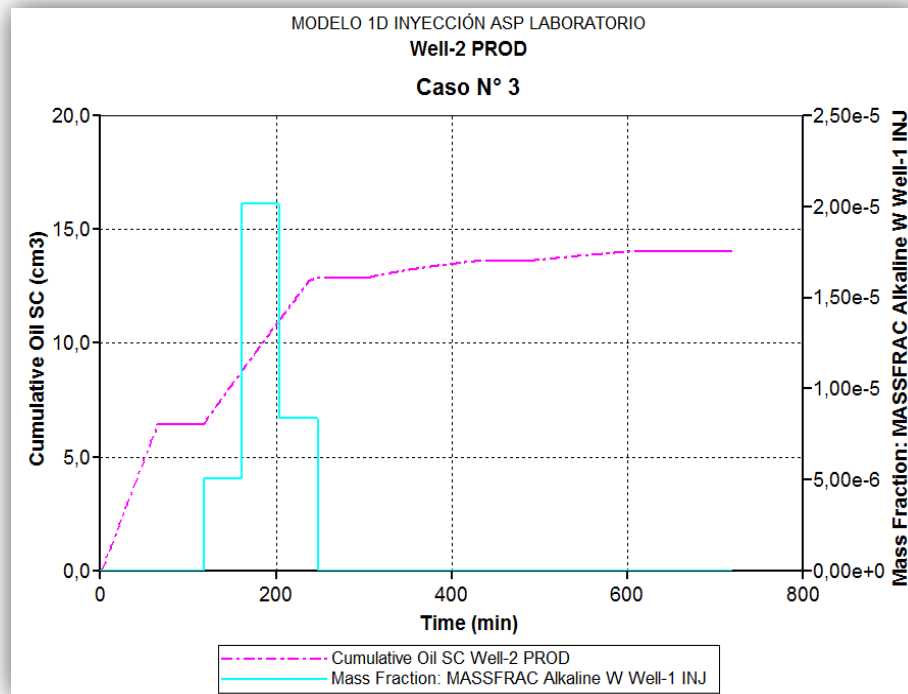


Figura 4.17 Resultados de producción obtenidos para el Caso N° 3.

La figura 4.18, presenta el cotejo de las tres sensibilidades respecto al caso base, donde se observa un comportamiento análogo a lo largo del tiempo de inyección. Lo que indica que la secuencia de inyección del álcali no produce aumento en la producción si se mantiene la proporción del volumen correspondiente a la formulación óptima obtenida en laboratorio.

Las sensibilidades del primer escenario siguen el comportamiento del caso base, donde se observa el aumento progresivo producto de la inyección de agua, hasta cierto tiempo donde la recuperación refleja un comportamiento constante. Esto indica que la inyección de agua ya no es efectiva para la recuperación de petróleo. Luego se produce un nuevo incremento en la producción, como resultado de inyectar la solución ASP, ya que éste se mezcla con el petróleo modificando sus propiedades, reduciendo la TIF y alterando la mojabilidad de la roca. Estos efectos producen la movilidad de más petróleo como lo refleja la figura 4.18.

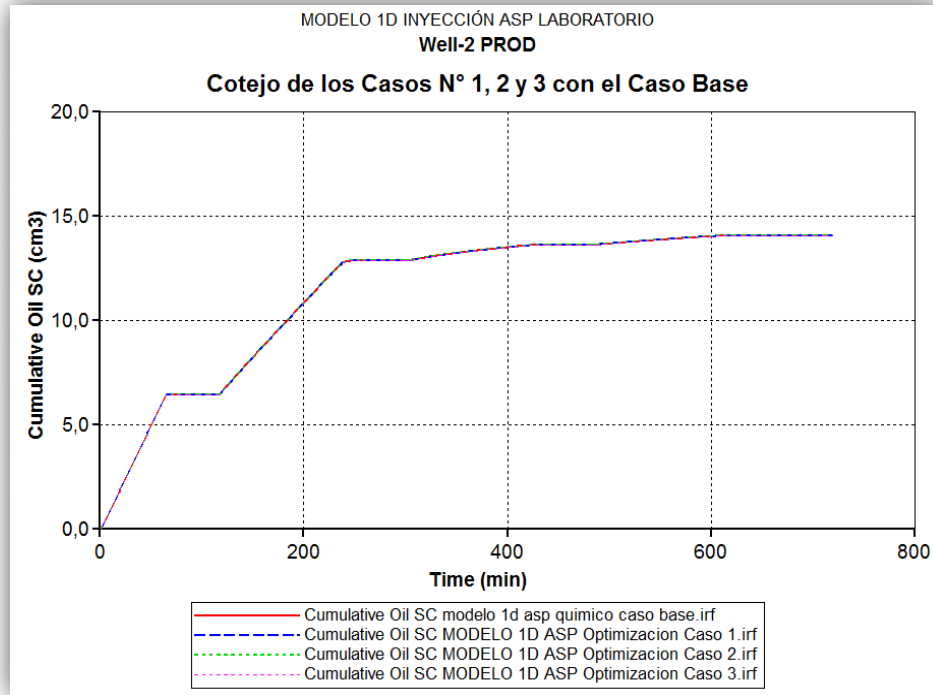


Figura 4.18 Comparación de producción Casos N° 1, 2 y 3 con el Caso Base.

4.7.2 Segundo escenario de sensibilidades

Se realizó un estudio de dos esquemas de inyección, con el propósito de identificar cual producía mayor recuperación de petróleo acumulado. La sensibilidad consistió en inyectar un tapón adicional de álcali, previo al tapón de la formulación óptima de ASP generada en las pruebas de desplazamiento. La secuencia de inyección para el segundo escenario se muestra en la tabla 4.9.

Tabla 4.9 Sensibilidades realizadas para el segundo escenario.

Secuencia de Inyección	
Caso 4	<p>0.05 VP de 0.002016 wt Na₂CO₃</p> <p>0.05 VP de 0.01 wt Na₂CO₃ + 0.000696 wt ORS-57 HF + 0.0021 wt Flopaam</p> <p>0.05 VP de 0.0021 wt Flopaam</p>
Caso 5	<p>0.05 VP de 0.0027 wt Na₂CO₃</p> <p>0.05 VP de 0.01 wt Na₂CO₃ + 0.000696 wt ORS-57 HF + 0.0021 wt Flopaam</p> <p>0.05 VP de 0.0021 wt Flopaam</p>

Las figuras 4.19 y 4.20, muestran la inyección del tapón adicional de álcali para los dos casos, así como el volumen de petróleo recuperado en cada uno.

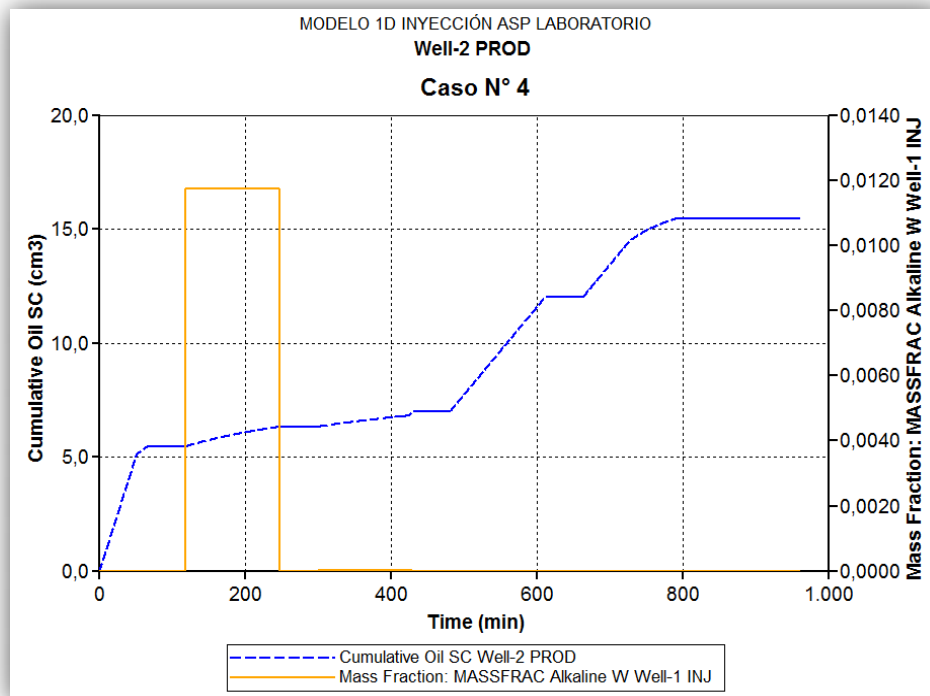


Figura 4.19 Resultados de producción obtenidos para el Caso N° 4.

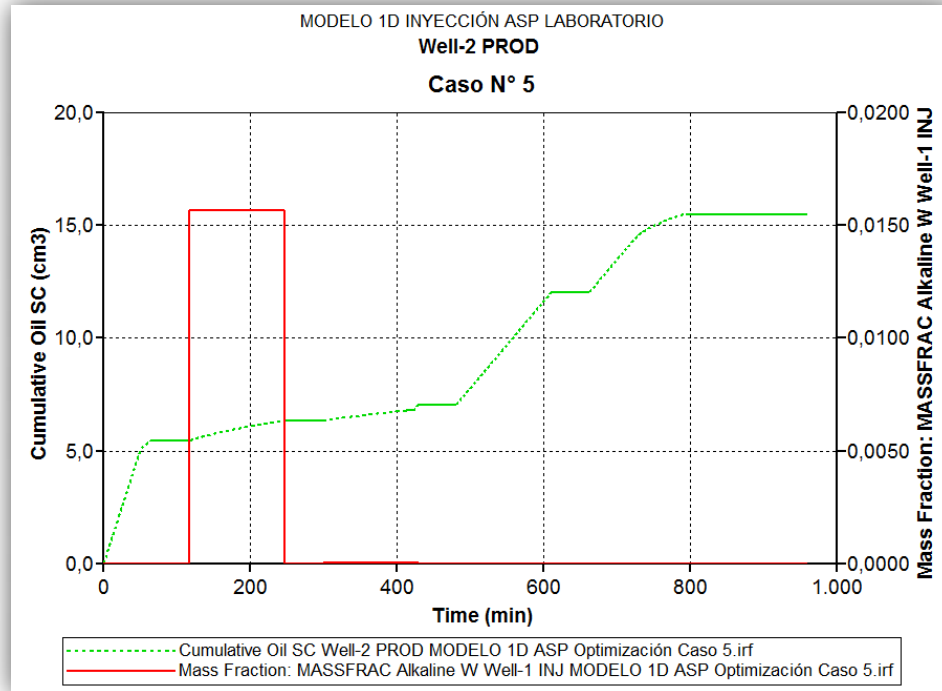


Figura 4.20 Resultados de producción obtenidos para el Caso N° 5.

La figura 4.21, muestra el cotejo de las dos sensibilidades correspondientes a los casos 4 y 5 respecto al caso base, donde el comportamiento de la recuperación de petróleo por inyección ASP para ambos casos es similar, reportando un valor de 12.0215 cm^3 para un factor de recobro igual a 63.83% como lo muestra la figura 4.22; menor al comparado con el caso base, que reporta un valor de 13.916 cm^3 para un factor de recobro igual a 73.39%. Lo que indica que la inyección secuencial realizada de álcali, no produce aumento en la producción de petróleo acumulado y requiere mayor volumen de inyección, lo que se traduce en mayor costo. Por lo tanto, se considera como la mejor formulación la reportada en las pruebas de laboratorio: $0.01 \text{ wt Na}_2\text{CO}_3 + 0.000696 \text{ wt ORS-57 HF} + 0.0021 \text{ wt Flopaam}$.

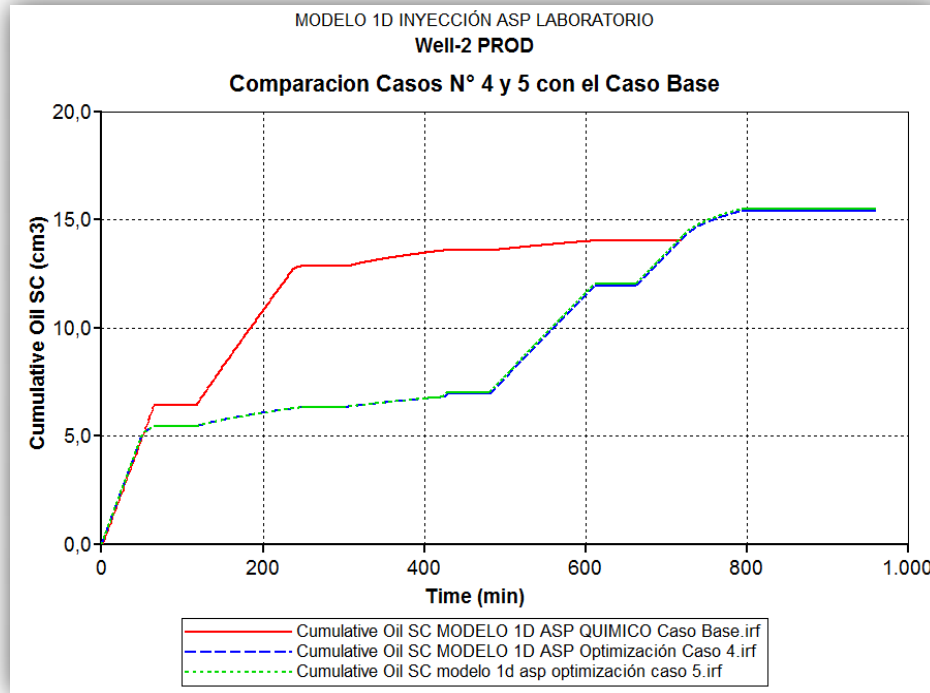


Figura 4.21 Comparación de producción Casos N° 4 y 5 con el Caso Base.

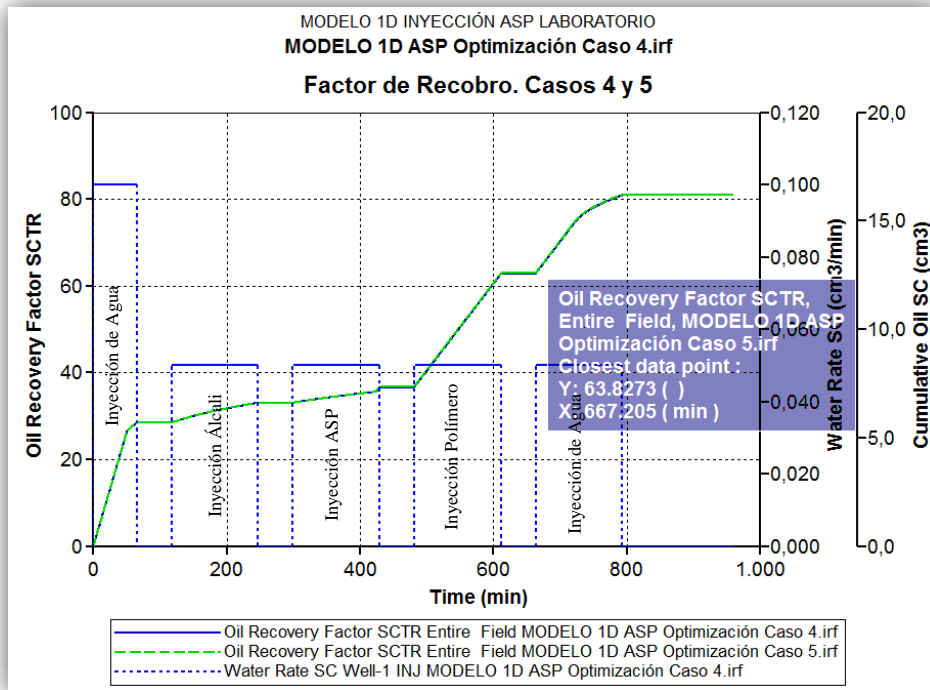


Figura 4.22 Factor de recobro obtenido para los Casos N° 4 y 5 con el Caso Base.

Finalmente las tablas 4.10 y 4.11 se reportan valores de adsorción para el álcali a diferentes tiempos de inyección en los dos escenarios de sensibilidades planteados. Estos valores reflejan un aumento de la adsorción del álcali a medida que transcurre el proceso de inyección ASP. Esto se debe a que el álcali actúa como agente sacrificante adsorbiéndose en mayor cantidad en el medio poroso y de esta manera ayuda a reducir la adsorción de surfactante mejorando la eficiencia de barrido.

Tabla 4.10 Adsorción de álcali para los casos estudiados en el primer escenario.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Tiempo (min)	Adsorción de álcali (gmol/m³)	Adsorción de álcali (gmol/m³)	Adsorción de álcali (gmol/m³)
137	6.71553E-9	1.34298E-9	2.0145E-9
191	1.59923E-8	9.00045E-9	1.31932E-8
239	2.18829E-8	2.18299E-8	2.218E-8
374	2.44388E-8	2.60083E-8	2.5355E-8

Tabla 4.11 Adsorción de álcali para los casos estudiados en el segundo escenario.

	Caso 4	Caso 5
Tiempo (min)	Adsorción de álcali (gmol/m³)	Adsorción de álcali (gmol/m³)
137	5.2992E-6	7.47094E-6
191	1.87321E-5	2.50389E-5
239	3.11519E-5	4.13459E-5
374	3.29256E-5	4.39332E-5

CONCLUSIONES

1. El modelo (1D) a escala de laboratorio, permitió reproducir numéricamente una prueba de desplazamiento representándose el comportamiento de presión y producción de petróleo y agua. Además, representa la fenomenología presentes en el proceso químico de la inyección de álcali surfactante y polímero.
2. Las sensibilidades realizadas con los volúmenes de inyección de la formulación ASP, no representan cambios relevantes en el recobro de petróleo. Por lo que se tomó como la mejor formulación la definida como base: 0.01 wt Na_2CO_3 + 0.000696 wt ORS-57 HF + 0.0021 wt Flopaam, obtenida en las pruebas de laboratorio.
3. Con los escenarios evaluados no se logró la optimización de la formulación base, sin embargo este modelo calibrado puede ayudar a evaluar otro número de escenarios en cuanto a combinaciones de químico, lo cual puede reducir la cantidad de pruebas de desplazamiento a escala de laboratorio.
4. Con este estudio se determinaron parámetros claves requeridos por el simulador y los cuales se deben tomar en cuenta al momento de realizar pruebas de desplazamiento en laboratorio, para en el futuro optimizar la caracterización de este proceso numéricamente.
5. Este estudio representa un punto de inicio para continuar las evaluaciones de este proceso complejo, las cuales permitirán ayudar a obtener una metodología para en un futuro realizar un escalamiento a un modelo de campo que permita una aplicación adecuada del proceso en una prueba piloto.

RECOMENDACIONES

1. Medir los diferenciales de presión y tiempos de inyección durante la prueba de desplazamiento, así como las permeabilidades relativas. Para garantizar una calibración óptima del modelo.
2. Realizar estudios de adsorción para el surfactante en presencia de diferentes concentraciones de álcali, cuyos resultados son necesarios para evaluar procesos químicos ASP, empleando la simulación numérica.
3. Contar con análisis de PVT representativos y consistentes, para garantizar una predicción confiable del comportamiento.
4. Realizar la evaluación económica, para garantizar la factibilidad de implementar un proceso de inyección ASP a través de formulaciones generadas en laboratorio, ya que cada uno de los componentes químicos presentan un alto valor comercial.
5. Lograr la integración de simulación de yacimientos con el área de laboratorios y de esta manera satisfacer las necesidades en este tipo de proyectos.
6. Continuar con el estudio de nuevos escenarios para optimizar en lo posible la formulación ASP definida en laboratorio.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Peláez, Rubén, Petroquimex. (2010). “Recuperación Mejorada de Petróleo”. [Revista en línea]. Consultado en: <http://www.petroquimex.com>.
- [2] Ferrer de París, Magdalena. (2001). “Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos (2ª ed.)”. Maracaibo, Venezuela.
- [3] PDVSA-CIED. (1998). Métodos de Recuperación Mejorada con Aditivos Químicos, Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico. Caracas, Venezuela.
- [4] Informe técnico. (2001). Revisión de Actividades de 2001 Proyecto 5121 LIC La Salina. PDVSA- INTEVEP. Los Teques, Venezuela.
- [5] Informe técnico. (2010). Tecnología de Inyección Álcali, Surfactante y Polímero. PDVSA-INTEVEP. Los Teques, Venezuela.
- [6] Surtek (2012). [pág. web en línea]. Disponible en <http://surtek.com>
- [7] Petróleos de Venezuela S.A (2012). [Página web en línea]. Disponible en: <http://www.pdvsa.com>.
- [8] Manrique E. (PDVSA Intevep); De Carvajal G. (PDVSA E & P); Anselmi L; Romero C y Chacón L. (PDVSA Intevep) (2000). Alkali / Surfactant / Polymer at VLA 6/9/21 Field in Maracaibo Lake: Experimental Results and Pilot Project Design, SPE 59363 presentado en Tulsa, Oklahoma.

- [9] G. de Carvajal; A. Velásquez; J. Graterol; F. Ramírez y M. Medina, PDVSA E&P and R. Guimerans, PDVSA Intevp (1999). Lagomar's Integrated Field Laboratory for Intensive Evaluation of Technologies. SPE 53984 Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Caracas, Venezuela.
- [10] Llamedo, María (2009). Simulación de la producción proveniente de las acumulaciones de hidratos de gas. Rev. Fac. Ing. UCV, vol.24, no.4, p.112-123. ISSN 0798-4065.
- [11] Clara Hernandez; Larry J. Chacon, and Lorenzo Anselmi, PDVSA-INTEVEP; Abel Baldonado, PDVSA-EP; and Jie Qi, SPE, Phillip C. Dowling, SPE, and Malcolm J. Pitts, SPE, Surtek Inc. (2001). ASP System Design for an Offshore Application in La Salina Field, Maracaibo Lake. SPE 84775, presentado en la conferencia de Ingeniería Petrolera de la SPE, para América Latina y el Caribe, Buenos Aires.
- [12] Computer Modeling Group. CMG Launcher 2007.11.
- [13] María, C CANACHE, V. (2006). Estudio sobre la aplicabilidad de la inyección ASP (Álcali-Surfactante-Polímero) para el mejoramiento de la producción de crudos pesados. Trabajo de Grado. Universidad de Oriente, Maturín.
- [14] French Troy R (1996). A Method for Simplifying Field Application of ASP Flooding. Documento SPE 35354, presentado en el décimo Simposio de SPE / DOE Recuperación Mejorada de Petróleo celebrado en Tulsa, Oklahoma.

- [15] Vargo Jay and Jim Turner, Barrett Resources; Bob Vergnani, SPE, Coleman Oil and Gas; Malcolm J. Pitts, SPE, Kon Wyatt, SPE, and Harry Surkalo, SPE, Surtek; and David Patterson, SPE, Unichem (2000). Alkaline-Surfactant-Polymer Flooding of the Cambridge Minnelusa Field. Documento SPE 68285 presentado ante la Reunion Regional SPE de las Montañas Rocosas, Gillette, Wyoming.
- [16] Moreno R, Anselmi L (PDVSA Intevep), Coombe D, C Card (Computer Modeling Group Ltd), Cols I (PDVSA EPM) (2003). Comparative Mechanistic Simulations to Design an ASP Field Pilot in La Salina, Venezuela. Documento PTSOC 2003-199 presentado en Alberta, Canada.
- [17] Pandey Amitabh; Suresh Kumar M; Beliveau Dennis; Corbishley Douglas W (2008). Chemical Flood Simulation of Laboratory Corefloods for the Mangala Field: Generating Parameters for Field-Scale Simulation. Documentos SPE 113347 presentado ante la SPE / DOE en el Simposio Recuperación mejorada de petróleo en Tulsa, Oklahoma.
- [18] Mendoza Keily (2010). Optimización de los componentes de una formulación Álcali, Surfactante y Polímero (ASP) con potencial de empleo en recuperación mejorada de un crudo del occidente del país. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela.
- [19] Romero J y Agudelo R. (PDVSA) (2011). Numerical simulation project for the Injection of ASP. Papel ante la SPE en el congreso sudamericano de petróleo y gas en la ciudad de Maracaibo, Venezuela.
- [20] Douarche F; Rousseau D y Bazin B (2011). Modeling Chemical EOR Processes: From Lab to Reservoir Scale. Artículo del IFP Energies nouvelles, División de Ingeniería de Yacimientos. Francia.

- [21] Thomas S; Farouq Alí, S.M (1999). Micellar Flooding and ASP-Chemical Methods for Enhanced Oil Recovery. Paper 99-73 SPE presentado CSPG and Petroleum Society Joint Convention, Canada.
- [22] Zerpa Acosta Luis Eduardo (2004). Trabajo Especial de Grado. Múltiples modelos sustitutos para la optimización de procesos de recuperación mejorada de petróleo por inyección de Álcali-Surfactante-Polímero. Universidad del Zulia (LUZ).
- [23] Guerra E; Valero E; Rodríguez D; Castillo M; Gutiérrez L; Granja G y Espinoza J (2007). Tecnología ASP (Álcali/Surfactante/Polímero) como método de recobro mejorado. Boletín Técnico EPEE-0012, 2007. PDVSA-Intevep.
- [24] Lake, Larry W. (1989). Enhanced Oil Recovery. Editorial: Prentice Hall, Englewood Cliffs. New Jersey.
- [25] Escobar, F. (2000). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Editorial: Universidad Surcolombiana. Colombia.
- [26] Schlumberger. (2007). Fundamentos de la mojabilidad. Oilfield Review, 19. [Revista en línea]. Disponible en: <http://www.slb.com>.
- [27] Computer Modelling Group Ltd. (2011). Simulador de procesos avanzados y aplicaciones térmicas para yacimientos (STARS).
- [28] Salager, J. (2005). Recuperación Mejorada del Petróleo. Cuaderno del laboratorio FIRP 357C. Universidad de Los Andes-Venezuela.
- [29] Salager, J. (1998). Adsorción-Mojabilidad. Cuaderno del laboratorio FIRP 160A. Universidad de Los Andes-Venezuela.

- ^[30] Romero, O; Barrios, A; Calderon Guillermo y Borges, L. (1999). Manual de pruebas experimentales de desplazamiento en el laboratorio de inyección de gases. Departamento de yacimientos PDVSA-Intevep, Los Teques.
- ^[31] Schlumberger. (2010). Llegó el momento para la recuperación EOR. Oilfield Review, 19. [Revista en línea]. Disponible en: <http://www.slb.com>.
- ^[32] Jirui Hou. (2001). Study of the effect of ASP Solution Viscoelasticity on Displacement Efficiency. Paper SPE 71492, presentado en la conferencia técnica anual celebrada en New Orleans, Louisiana.
- ^[33] Jirui Hou. (2001). Viscoelasticity of ASP Solution is a More Important Factor of Enhancing Displacement Efficiency than Ultra-low Interfacial Tension in ASP Flooding. Paper SPE 71061, presentado ante la SPE en la conferencia Rocky Mountain Petroleum Technology celebrada en Keystone, Colorado.
- ^[34] Sepúlveda, J; Escobar, F. (2005). Simulación de Yacimientos: Principios, Conceptos y Construcción de Mallas. Editorial: Universidad Surcolombiana. Colombia.
- ^[35] Martínez, Frank L. (2002). Estudio de Sensibilidad del Proceso de Inyección Alternada de Vapor en Pozos Horizontales usando el Simulador Numérico STARS. Tesis de Ingeniería de Petróleo inédita, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui.
- ^[36] Arias, Fidas G (2006). Proyecto de Investigación: Introducción a la metodología científica. (5ª ed.); Editorial: Episteme. Caracas.

- ^[37] Ahmed, T. (2006) Reservoir Engineering Handbook third Edition. Gulf Publications. Houston, Texas, E.U.A.

NOMENCLATURA

Lista de Símbolos

ASP: Álcali - Surfactante - Polímero.

β_o : Factor Volumétrico de Formación del Petróleo.

β_g : Factor Volumétrico de Formación del Gas.

μ_o : Viscosidad del Petróleo.

μ_g : Viscosidad del Gas.

API: American Petroleum Institute.

cP: Centipoise.

°C: Grados Centígrados.

D: Darcys.

Dp: Diferenciales de presión.

°F: Grados Fahrenheit.

Krg: Permeabilidad Relativa al Gas.

Kro: Permeabilidad Relativa al Petróleo.

Krw: Permeabilidad Relativa al Agua.

Lpc: Libras por Pulgada Cuadrada.

P: Presión.

Pcow: Presión Capilar.

POES: Petróleo Original en Sitio.

PVT: Presión, Volumen y Temperatura.

Qiny: Tasa de Inyección.

Rs: Gas en Solución por Barril Normal de Petróleo.

Slug: Tapón de Líquido.

Sl: Saturación de Líquido.

So: Saturación de Petróleo.

Sw: Saturación de Agua.

T: Temperatura.

APÉNDICE A

Conversión para representar las dimensiones del núcleo con el modelo cartesiano del simulador.

Para la conversión, se igualaron las áreas transversales del núcleo y el modelo cartesiano. El área transversal del núcleo de Berea, está representado por la siguiente ecuación: $A_{lab} = \pi r^2$ para un diámetro de núcleo igual a 3,7 cm. Por su parte, el área del modelo de simulación está representado por la ecuación: $A_{sim} = L^2$.

Igualando las áreas:

$$L^2 = \pi \cdot r^2 \Rightarrow L = \sqrt{\pi \cdot r^2}$$

Sustituyendo:

$$L = \sqrt{\pi \cdot (1,85)^2} \Rightarrow L = 3,279 \text{ cm}$$

Obteniendo como resultado un valor de $L = 3,279 \text{ cm} \sim 3,28 \text{ cm}$, correspondiente a los valores de Y, Z representados en el modelo de simulación.

Calculo del volumen total

Para comprobar que el volumen del núcleo y del modelo son equivalentes, se realizó el cálculo del volumen total de cada uno.

Volumen total del núcleo:

$$V_{lab} = \pi r^2 \cdot x \quad V_{lab} = \pi (1,85 \text{ cm})^2 \cdot 10 \text{ cm} = 107,52 \text{ cm}^3$$

Volumen total del modelo:

$$V_{sim} = x \cdot y \cdot z \quad V_{sim} = 10 \text{ cm} \cdot 3,28 \text{ cm} \cdot 3,28 \text{ cm} = 107,584 \text{ cm}^3$$

APÉNDICE B

Análisis PVT de fluidos correspondiente al pozo en estudio

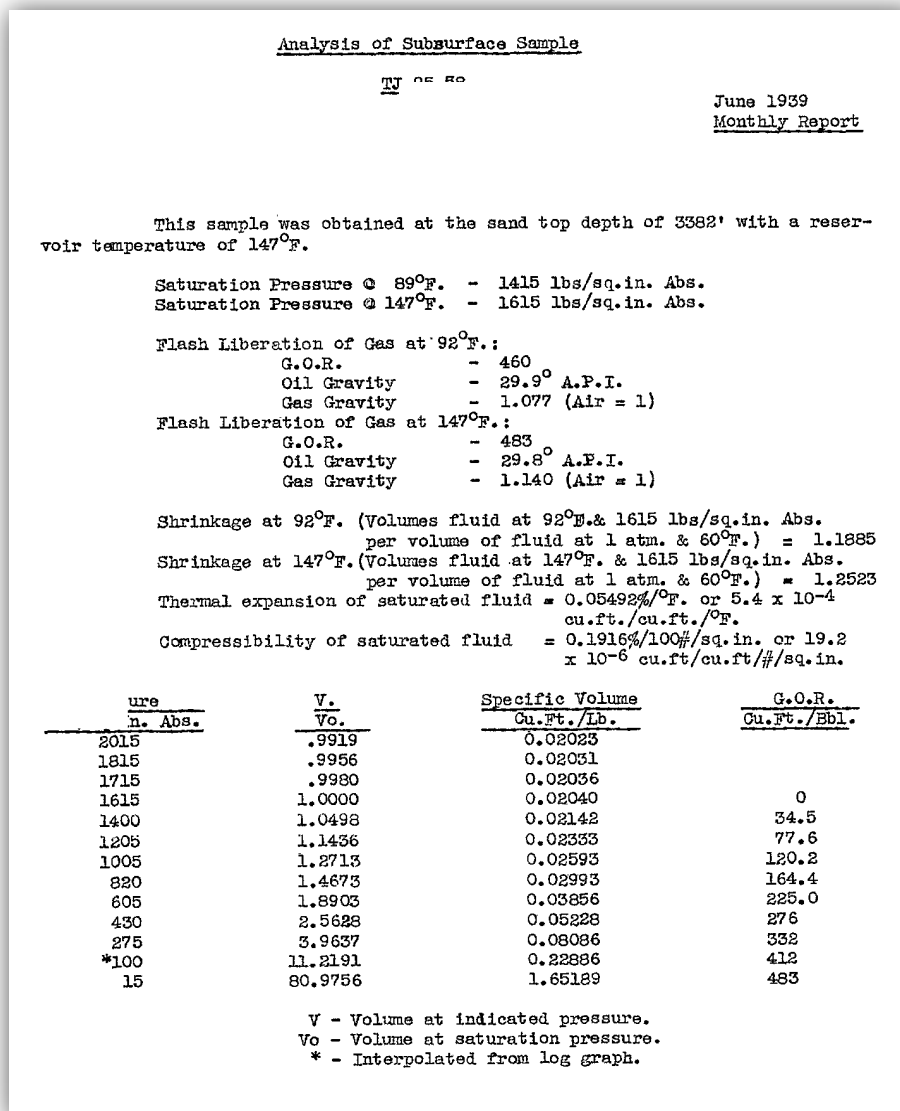


Figura B.1 Análisis PVT.

APÉNDICE C

Calculo tipo de las pseudo funciones tipo Corey, para generar el set de curvas correspondientes a las permeabilidades relativas.

C.1. Calculo de los Ends Points o puntos finales de las curvas.

$$kr = \frac{K_{w,o}}{K_{abs\ aire}}$$

Donde:

Tabla C.1 Valores de permeabilidades

K_{abs aire} (D)	2.807
K_{w @ Sor} (D)	0.1887
K_{o @ Swr} (D)	2.203

Sustituyendo

$$kr_{wiro} = \frac{0.1887}{2.807} = 0.06722$$

$$kr_{ocw} = \frac{2.203}{2.807} = 0.78482$$

C.2. Calculo tipo de pseudo-funciones tipo Corey.

Para generar la tabla de permeabilidades relativas empleando las pseudo-funciones tipo Corey, se considera según la literatura, que el valor de la saturación de agua connata (S_{wcon}), será igual al valor de la saturación de agua critica (S_{wcrit}) y ésta a su vez, corresponderá al valor de la saturación de agua inicial (S_{wi}), cuyo valor correspondiente al reportado en las pruebas experimentales es igual a 12.6 por ciento.

De igual manera, la saturación de petróleo residual (S_{or}), será considerada como la saturación de petróleo irreducible a la fase agua (S_{oirw}) y a su vez como la saturación

de petróleo residual a la fase agua (S_{orw}), con el valor reportado en las pruebas de laboratorio del 46.08 por ciento.

Donde:

Tabla C.2 Valores de saturaciones y permeabilidades

Saturaciones (fracción)				Permeabilidades (D)		Exponentes (adim)	
Swi	Sor	1-Swi	1-Sor	Krwiro	Krocw	Nw	Now
0.126	0.4608	0.874	0.5392	0.0672	0.7848	3	3

Calculo para K_{row}

$$K_{row} = K_{rocw} \cdot \left[\frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{wcon} - S_{orw}} \right]^{No}$$

Sustituyendo

$$K_{row} = 0,784822 \cdot \left[\frac{1 - 0.141 - 0.4608}{1 - 0.126 - 0.4608} \right]^3 = 0,70242$$

Calculo para K_{rw}

$$K_{rw} = K_{rwiwo} \cdot \left[\frac{S_w - S_{wcrit}}{1 - S_{wcrit} - S_{oirw}} \right]^{Nw}$$

Sustituyendo

$$K_{rw} = 0,06722 \cdot \left[\frac{0.141 - 0.126}{1 - 0.126 - 0.4608} \right]^3 = 3,21605E - 06$$