

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE MONAGAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO  
MATURÍN/ MONAGAS/ VENEZUELA**



**ESTUDIO SOBRE LA APLICABILIDAD DE LA INYECCIÓN ASP  
(ALCALINO-SURFACTANTE-POLÍMERO) PARA EL MEJORAMIENTO DE  
LA PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS**

**REALIZADO POR:**

**MARÍA CAROLINA CANACHE VELÁSQUEZ**

Trabajo Especial de Grado Presentado Como Requisito Parcial Para Optar al  
Título De:

**INGENIERO DE PETRÓLEO**

**Maturín, Noviembre 2006**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE MONAGAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO  
MATURÍN/ MONAGAS/ VENEZUELA**



**ESTUDIO SOBRE LA APLICABILIDAD DE LA INYECCIÓN ASP  
(ALCALINO-SURFACTANTE-POLÍMERO) PARA EL MEJORAMIENTO DE  
LA PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS**

**REALIZADO POR:**

**MARÍA CAROLINA CANACHE VELÁSQUEZ**

**C.I.: V - 15.633.669**

**REVISADO POR:**

---

Ing. Tomás D. Marín V.

Asesor Académico

**MATURÍN, NOVIEMBRE DEL 2006**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE MONAGAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO  
MATURÍN/ MONAGAS/ VENEZUELA**



**ESTUDIO SOBRE LA APLICABILIDAD DE LA INYECCIÓN ASP  
(ALCALINO-SURFACTANTE-POLÍMERO) PARA EL MEJORAMIENTO DE  
LA PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS**

**MARÍA CAROLINA CANACHE VELÁSQUEZ**

**C.I.: V - 15.633.669**

**APROBADO POR:**

---

Ing. Alicia Da Silva  
Jurado Principal

---

Ing. Mauricio Opazo  
Jurado Principal

---

Ing. Tomás D. Marín V.  
Asesor Académico

**MATURÍN, NOVIEMBRE DE 2006**

## RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 44 del Reglamento de Trabajo de Grado:

*“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la **Universidad de Oriente** y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participará al consejo universitario”*

## DEDICATORIA

A **Dios Todopoderoso** por darme la grandiosa oportunidad de vivir para lograr uno de mis más anheladas metas: Ser Profesional; y especialmente por no abandonarme y ser mi fiel compañero.

Al Dr. **José Gregorio Hernández** por darme salud y por cuidar de mi familia, especialmente mi padre que hoy puede estar a mi lado compartiendo este triunfo.

A **Jesús** por acompañarme en todo momento, por ser mi guía, mi apoyo y por enseñarme a no rendirme ante las angustias.

A mis padres: **Esnirda Velásquez y Antonio Canache**, ustedes no solo por darme la vida si no también por estar conmigo en todo momento y por apoyarme y ayudarme para lograr cumplir con lo que siempre he soñado, SER PROFESIONAL. A ti mamá, te lo dedico muy especialmente por tu años de trabajo, dedicación y por aconsejarme; a ti papá por el apoyo incondicional, tus sabios consejos y por confiar en mi. Mil gracias. Los amo!!!.

A mis hermanos: **María Francia, María Gabriela, María Alejandra y Antonio José**, por darme su apoyo, sus consejos, por ser los guías de mi vida, y por enseñarme que cuando uno quiere lo puede todo, que aunque caigas siempre podrás levantarte.

A mis abuelas, **Juana de Canache (Nona) y Dionisia Velásquez** siempre quisieron lo mejor para mi y aunque no estén conmigo en vida se que están muy felices por mi.

A mis adorados sobrinos: **Bianmar Fiorella, Pedro Antonio, Luis Gabriel y Giovanna Valentina del Valle**, espero que les sirva de ejemplo y luchan por alcanzar sus metas. Son mis cuatro rayos de sol. Los quiero muchísimo.

A mis grandes amigas: **Ing. María Alejandra Canache (Ale), Ing. Isagret Trujillo (Isa), Ing. Desireé López, Ing. Ovianna Leidenz y Shara Acuña**, por haber estado conmigo en todo momento apoyándome para que realizara mi sueño. Muy especialmente a **Ale** porque sin tu consejo no me hubiera decidido a hacer el Trabajo de Grado y a ti **Isa** por ser mi apoyo incondicional. Siempre estarán en mi corazón.

A **Elena Jaramillo (Q.E.P.D)** y a su esposo **Rafael Michelena**, por brindarme su ayuda en el momento necesario.

A todos mis compañeros y amigos de la Universidad.

**María Carolina Canache Velásquez**

## AGRADECIMIENTO

A la **Universidad de Oriente – Núcleo Monagas**, por concederme la oportunidad de formarme profesionalmente en sus aulas.

A todo el personal que conforma la **Escuela de Petróleo**, por brindarme el apoyo bibliográfico para desarrollar el Trabajo de Grado.

Al **Ing. Tomás Marín**, asesor académico, por darme la gran oportunidad y el apoyo para desarrollar el presente Trabajo de Grado, sin ud. no hubiera podido realizarlo.

Al **Sr. Malcom Pitts**, director de tecnología petrolera (Surtek, INC.), por su ayuda incondicional y por su asesoría a pesar de las distancias. Muchas Gracias.

Al **Lic. Percival Duval**, muchísimas gracias, por querer ayudarme en todo momento.

Al **Sr. Orangel López**, Superintendente de Desarrollo Social de PDVSA, por su esfuerzo en ayudarme.

A mi asesora personal, hermana y amiga **Ing. María Alejandra Canache**, gracias por el apoyo y el cariño que me brindas.

Y a todos aquellos que de alguna forma me apoyaron y estuvieron conmigo.

**María Carolina Canache Velásquez**

## CONTENIDO

<b>RESOLUCIÓN</b> .....	<b>iv</b>
<b>DEDICATORIA</b> .....	<b>v</b>
<b>AGRADECIMIENTO</b> .....	<b>vii</b>
<b>LISTA DE ABREVIATURAS</b> .....	<b>xi</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	<b>xii</b>
<b>RESUMEN</b> .....	<b>xiii</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I</b> .....	<b>3</b>
<b>EL PROBLEMA</b> .....	<b>3</b>
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	3
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
1.2.1 Objetivo General .....	5
1.2.2 Objetivos Específicos.....	5
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
<b>CAPÍTULO II</b> .....	<b>7</b>
<b>MARCO TEÓRICO</b> .....	<b>7</b>
2.1 RESEÑA HISTÓRICA.....	7
2.2 BASES TEÓRICAS.....	8
2.2.1 Descripción del Área de Estudio.....	8
2.2.1.1 Descripción del Campo Jobo .....	8
2.2.1.2 Descripción del Campo Orocuál .....	11
2.2.1.3 Descripción del Campo Melones .....	14
2.2.2 Inyección ASP (Alcalino-Surfactante-Polímero).....	16
2.2.2.1 Ventajas de la Inyección ASP .....	16
2.2.2.2 Objetivos de la Inyección ASP .....	18
2.2.3 Número Capilar:.....	19
2.2.4 Polímero: .....	23
2.2.4.1 Clasificación de los Polímeros .....	24
2.2.5 Recuperación Mejorada de Petróleo (RPM) .....	24
2.2.5.1 Clasificación de los métodos EOR.....	26
2.2.6 Surfactante: .....	28
2.2.6.1 Clasificación de los Surfactante .....	29
2.2.6.2 Comportamiento de Fases de Sistemas Surfactante – Salmuera – Petróleo.....	30
2.2.7 Tensión Interfacial: .....	35
2.2.7.1 Comportamiento de Fase vs. Tensión Interfacial.....	36
2.8 TÉRMINOS BÁSICOS .....	37
<b>CAPÍTULO III</b> .....	<b>41</b>
<b>MARCO METODOLÓGICO</b> .....	<b>41</b>
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN .....	41

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN .....	41
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA .....	42
3.4 FORMULACIÓN DE HIPÓTESIS .....	42
3.5 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO .....	42
3.5.1 Definición de los componentes básicos del sistema ASP. ....	42
3.5.2 Descripción de las interacciones entre los componentes básicos del sistema ASP.....	43
3.5.3 Explicación del proceso de inyección de ASP y de los factores que lo afectan.....	43
3.5.4 Análisis de las Características de los Yacimientos de Crudos Pesados de Acuerdo a los Factores que Afectan el Sistema.....	44
3.5.5 Establecer la Factibilidad de la Aplicación de la Inyección ASP en los Yacimientos de Crudos Pesados. ....	45
3.6 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS .....	45
3.7 RECURSOS .....	45
3.7.1 Recurso Humanos y Financieros.....	45
3.7.2 Recurso Material y Bibliográfico.....	46
<b>CAPÍTULO IV .....</b>	<b>47</b>
<b>ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS .....</b>	<b>47</b>
4.1 DEFINIR DE LOS COMPONENTES BÁSICOS DEL SISTEMA ASP .....	47
4.1.1 Álcali .....	47
4.1.1.1 Características de los Álcalis .....	48
4.1.1.2 Álcalis Más Comunes .....	48
4.1.2 Surfactante .....	49
4.1.2.1 Clasificación del Surfactante.....	52
4.1.2.2 Propiedades de los Surfactantes .....	55
4.1.3 Polímero .....	64
4.1.3.1 Clasificación de los Polímeros .....	65
4.1.3.2 Polímeros en Solución .....	66
4.2 DESCRIBIR LAS INTERACCIONES ENTRE LOS COMPONENTES BÁSICOS DEL SISTEMA ASP. ....	71
4.2.1 Interacciones del Álcali, Surfactante y Polímero.....	72
4.2.2 Interacciones del ÁLCALI, Surfactante y Polímero con el Sistema Petróleo – Salmuera – Roca.....	74
4.2.2.1 Interacción del ÁLCALI .....	74
4.2.2.2 Interacción del Surfactante.....	77
4.2.2.3 Interacción del Polímero .....	79
4.3 EXPLICAR EL PROCESO DE INYECCIÓN ASP Y LOS FACTORES QUE LO AFECTAN .....	80
4.3.1 Factores que Afectan el Proceso ASP .....	86
4.3.1.1 Selección del Tipo de Agente Químico, Concentración de la Solución ASP, Tamaño del Tapón .....	87
4.3.1.2 Características de las Rocas y los Fluidos .....	89

4.4 ANALIZAR LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS DE CRUDOS PESADOS DE ACUERDO A LOS FACTORES QUE LO AFECTAN.....	97
4.4.1 Campo Jobo.....	97
4.4.1.1 Yacimiento Jobo – 01 .....	97
4.4.2 Campo Melones .....	102
4.2.2.1 Yacimientos MS – 803/T, MEL - 107/U2L, MEL – 109/U3U.....	102
4.4.3 Campo Orocual Somero.....	105
4.5 ESTABLECER LA FACTIBILIDAD DE LA APLICACIÓN DE LA INYECCIÓN ASP EN LOS YACIMIENTOS DE CRUDOS PESADOS.....	112
<b>CAPÍTULO V.....</b>	<b>116</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>116</b>
5.1 CONCLUSIONES .....	116
5.2 RECOMENDACIONES .....	118
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>120</b>
<b>APÉNDICES.....</b>	<b>127</b>

## LISTA DE ABREVIATURAS

API: American Petroleum Institute

ASP: Alcalino – Surfactante - Polímero

CMC: Concentración Micelar Crítica

cP: centipoise

K<sub>rw</sub>: Permeabilidad relativa al agua

K<sub>ro</sub>: Permeabilidad relativa al petróleo

L<sub>pca</sub>: libras por pulgadas cuadradas

md: milidarcy

MMPCN: Miles de millones de pies cúbicos normales

N<sub>c</sub>: Número Capilar

P<sub>b</sub>: Presión de burbujeo

P<sub>i</sub>: Presión inicial

POES: Petróleo originalmente en sitio

S<sub>o</sub>: Saturación de petróleo

S<sub>w</sub>: Saturación de agua

TIF: Tensión Interfacial

VP: Volumen Poroso

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Ubicación Geográfica de Campo Jobo. (Fuente: CABALLERO M. 2005).....	9
Figura 2.2 Columna Estratigráfica Campo Jobo. (Fuente: BRITO R. 2005).....	11
Figura 2.3 Ubicación Geográfica del Campo Orocual. (Fuente: <a href="http://www.pdv.com/lexico/camposp/cp053-1.gif">www.pdv.com/lexico/camposp/cp053-1.gif</a> ). ....	12
Figura 2.4 Columna Estratigráfica Campo Orocual. (Fuente: LANDAETA F.2003).....	13
Figura 2.5 Ubicación Geográfica del Campo Melones. (Fuente: BERDUGO C. 2005).....	15
Figura 2.6 Columna Estratigráfica del Campo Melones. (Fuente: BERDUGO C. 2005).....	15
Figura 2.7 Proceso de Inyección ASP. (Fuente: Simulación computacional del proceso de ASP. Fundamentos de ASP, Universidad del Zulia).....	17
Figura 2.8 Petróleo Residual en Función del Número Capilar. (Fuente: FERRER M. 2001). ....	20
Figura 2.9 Digitación. (Fuente: Autor) .....	22
Figura 2.10 Molécula de Polímero tipo injerto. (Fuente: Simulación computacional del proceso de ASP. Fundamentos de ASP, Universidad del Zulia).....	23
Figura 2.11 Clasificación de los Métodos EOR. (Fuente: FERRER M. 2001) .....	27
Figura 2.12 Molécula de Surfactante.(Fuente: Simulación computacional del proceso de ASP. Fundamentos de ASP, Universidad del Zulia).....	28
Figura 2.13 Diagrama Ternario. (Fuente: Simulación computacional del proceso de ASP. Fundamentos de ASP, Universidad del Zulia).....	31
Figura 2.14 Tipos de Comportamientos de Fases. (Fuente: Simulación computacional del proceso de ASP. Fundamentos de ASP, Universidad del Zulia).....	31
Figura 2.15 Sistema Tipo Winsor II(-). (Fuente: Simulación computacional del proceso de ASP. Fundamentos de ASP, Universidad del Zulia).....	32
Figura 2.16 Sistema tipo Winsor II(+).(Fuente: Simulación computacional del proceso de ASP. Fundamentos de ASP, Universidad del Zulia).....	33
Figura 2.17 Sistema tipo Winsor III. (Fuente: Simulación computacional del proceso de ASP. Fundamentos de ASP, Universidad del Zulia).....	34
Figura 2.18 Tensión Interfacial entre dos Fases Inmiscibles. (Fuente: BLANCO H. 2001) .....	36

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO MONAGAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO  
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**



**RESUMEN**

**ESTUDIO SOBRE LA APLICABILIDAD DE LA INYECCIÓN ASP  
(ALCALINO-SURFACTANTE-POLÍMERO) PARA EL MEJORAMIENTO DE  
LA PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS**

**María Carolina Canache Velásquez**

Ing. Tomás D. Marín V.

**Asesor Académico**

**Noviembre, 2006**

La técnica que emplea los principales métodos de recuperación mejorada para el aumento de la producción de petróleo en ciertos yacimientos candidatos, es conocida como Inyección ASP (ALCALINO-SURFACTANTE-POLÍMERO). Esta técnica consiste en inyectar al yacimiento una mezcla de álcali, surfactante y polímero con el objetivo de modificar las fuerzas capilares y viscosas así como de mejorar el radio de movilidad entre las fases, a fin de obtener una reducción de la saturación residual de petróleo. Ha sido estudiada por más de veinte años con éxito en los yacimientos de crudo liviano, mediano y pesado, y ahora está recibiendo un renovado interés por ser efectiva en producción de crudo, pero ésta se ha estudiado poco en el país y sólo en yacimientos de crudo liviano y mediano. Por ello, con el propósito de apoyar los avances tecnológicos que permitan mejorar la producción de crudos pesados, se llevó a cabo el presente proyecto que tiene como finalidad estudiar teóricamente la aplicabilidad de la inyección para el mejoramiento de la producción de crudos pesados para lo cual se hizo necesario: definir los componentes básicos del sistema, describir las interacciones entre estos, explicar el proceso y los factores que lo afectan, analizar las características de los yacimientos de crudo pesado y con ello establecer la factibilidad de aplicar el proceso en estos yacimientos. Teniéndose como resultado, que esta técnica puede ser factible de aplicar en estos yacimientos, ya que presentan pocos factores que afectan el desempeño del proceso, además de que muestran predominio de las fuerzas capilares y por ende una alta  $S_{or}$  y un desfavorable radio de movilidad que pueden ser mejorados por la técnica.

## INTRODUCCIÓN

En la actualidad, existe la necesidad de incorporar a la producción de petróleo las cuantiosas reservas que existen de los denominados crudos pesados, tal es el caso de la Faja Petrolífera del Orinoco la cual es una de las mayores reservas. Los crudos pesados presentan características específicas como la alta viscosidad, alta densidad (baja gravedad API) y un significativo contenido de nitrógeno, oxígeno, azufre, y metales pesados, lo que representa una mayor resistencia al pasar por un medio poroso por lo que se espera un menor porcentaje de recobro. Es por ello, que para su recuperación se han aplicado diversas técnicas que han contribuido a la mejora de la producción de los mismos, pero que siguen aportando un factor de recobro muy bajo, además que se tienen características específicas, como la alta viscosidad que presentan, así como el alto corte de agua, entre otras, que impiden lograr tal fin.

Para alcanzar una mejora a la situación planteada, la industria petrolera está en la búsqueda de incorporar nuevas técnicas que mejoren la producción de dichos crudos, por lo que en una iniciativa de contribuir a esa búsqueda se pretende evaluar una técnica de recuperación denominada Inyección ASP que básicamente consiste en inyectar directamente al yacimiento una mezcla de sustancias químicas (alcalino-surfactante-polímero) con el objetivo de disminuir la tensión interfacial entre el agua y el petróleo, e incrementar la viscosidad del agua para mejorar el radio de movilidad entre las fases y así lograr un aumento en el recobro. Es por ello, que se realizará un proyecto donde se estudiará teóricamente la factibilidad de la aplicación de esta técnica de recuperación para el mejoramiento de la producción de los crudos pesados, donde se definirá cada componente del sistema, se explicará el proceso de inyección y se evaluarán las

características de los yacimientos pertenecientes al área de estudio, con el propósito de establecer si es factible aplicarse en los mismos.

# **CAPÍTULO I**

## **EL PROBLEMA**

### **1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

Los crudos pesados, mezcla compleja de hidrocarburos de alta densidad y gravedad API menor a 19,9°, presentan una característica muy importante en el aspecto operacional de producción denominada viscosidad, que en valores se ubica entre 100 y 10.000 cP a condiciones de yacimientos ( $T > 100^{\circ}\text{F}$ ) y hasta 100.000 cP a temperatura ambiente ( $T < 100^{\circ}\text{F}$ ), lo que implica una gran resistencia al movimiento y por lo tanto una baja producción comercial (tanto en etapa primaria como secundaria), requiriendo ciertos métodos que mejoren la recuperación del mismo a través de la reducción de las fuerzas capilares y de la viscosidad, lo que conlleva a una mejor eficiencia del desplazamiento y barrido.

Al Norte y Sur del Estado Monagas, así como al Sur del Estado Anzoátegui se encuentran yacimientos que presentan estas características, tal es el caso de los que pertenecen a el Campo Orocuai, así como los de los Campos Jobo y Melones, lo que implica que en estas áreas el recobro del crudo se realiza mediante la aplicación de métodos de producción: Bombeo Mecánico, Bombeo Electrosumergible, Bombeo de Cavidad Progresiva así como la aplicación de Bombas Multifásicas con Inyección de Diluyente, lográndose un factor de recobro muy bajo, debido a que los crudos pesados presentan dificultad para fluir espontáneamente así como también al alto corte de agua que se obtiene a causa de los acuíferos que están en las cercanías de las arenas petrolíferas. Es por ello, que en la actualidad se están estudiando tecnologías de recuperación de crudo, sobre todo aquellas que impliquen la inyección al yacimiento de un fluido originalmente no

encontrado en el mismo, que logren o contribuyan a mejorar la productividad de los crudos pesados y así aumentar el factor de recobro.

Una de estas tecnologías química existe desde hace más de dos décadas, denominada Inyección ASP (Alcalino - Surfactante - Polímero), definida como un sistema de inyección combinando el alcalino, el surfactante y el polímero que al aplicarse al yacimiento ayuda a disminuir la saturación residual de petróleo a través de la reducción de la tensión interfacial y del radio de movilidad entre las fases petróleo/agua, logrando aumentar perceptiblemente la producción de crudo. Esta tecnología ha sido aplicada con éxito en varios yacimientos de Estados Unidos, Canadá y China. En Venezuela ha sido evaluada recientemente y sólo en crudos livianos y medianos.

Ante tal situación y en vista de la necesidad de contribuir a la valorización de los crudos pesados y apoyar los avances tecnológicos, surge la propuesta de estudiar teóricamente la aplicabilidad de ésta técnica en los yacimientos de crudos pesados para mejorar su producción, basándose en las definiciones e interacciones de los componentes del sistema, del proceso de inyección y los factores que lo afectan, así como el análisis de las características de los yacimientos de acuerdo a estos factores, con lo que se establecerá la factibilidad de la aplicación. Cabe resaltar, que se tomarán como objeto de estudios ciertos yacimientos ubicados en los Campos Jobo, Melones y Orocuai. Además, se logrará que esta investigación se use como base a posteriores pruebas experimentales de laboratorio y de campo que respalden lo obtenido en la misma.

## **1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

### **1.2.1 Objetivo General**

Estudiar teóricamente la aplicabilidad de la Inyección ASP (Alcalino - Surfactante - Polímero) para el mejoramiento de la producción de crudos pesados.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

- Definir los componentes básicos del sistema ASP.
- Describir las interacciones entre los componentes básicos del sistema ASP.
- Explicar el proceso de inyección de ASP y los factores que lo afectan.
- Analizar las características de los yacimientos de crudos pesados de acuerdo a los factores que afectan el sistema.
- Establecer la factibilidad de la aplicación de la Inyección ASP en los yacimientos de crudos pesados.

## **1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN**

Esta investigación se realizará con el apoyo de la Universidad de Oriente, basándose en un estudio teórico sobre la aplicabilidad de un nuevo método químico de recuperación mejorada en yacimientos de crudos pesados, denominado Inyección ASP, la cual ha sido muy poco estudiada en Venezuela y cuya aplicación se ha limitado en ciertos yacimientos del Estado

Zulia, los cuales poseen acumulaciones de crudos livianos y medianos; es decir que en el país no se ha aplicado en yacimientos de crudos pesados.

Este estudio permitirá determinar si la inyección es factible de aplicar en dichos yacimientos. Además, se logrará mostrar a la Universidad como una institución que apoya los avances tecnológicos que muestran ser efectivos en mejorar la producción de las inmensas reservas de crudo pesado.

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 RESEÑA HISTÓRICA**

A comienzos del año 1980, la empresa norteamericana SURTEK INC. crea la Inyección ASP o Inyección Alcalino - Surfactante - Polímero, a partir de una modificación de la inyección alcalina, combinando productos químicos que reducen la Tensión Interfacial (Alcalino y Surfactante) con un producto químico que controla la movilidad (Polímero), lográndose aumentar la producción de petróleo por la reducción de la Saturación Residual de Petróleo. Para el mismo año, se realiza la primera aplicación de este proceso, en el campo West Kiehl Minnelussa, Wyoming, Estados Unidos; como método secundario (después de la Inyección de agua). Los resultados obtenidos no fueron aceptados ya que se tenían complicaciones con el tamaño del campo, configuración y número de pozos, ya que estos no eran significativos como para lograr un buen barrido con la Inyección.

Luego de realizar varios estudios de laboratorio, se efectuó la primera aplicación exitosa del proceso en el mismo campo en el año 1986. Lo que permitió que durante los años 80 y 90 se llevara a cabo estudios de la inyección en los campos petroleros de Estados Unidos así como los de la República Popular China, donde se obtuvieron resultados favorables tanto en el Laboratorio como en el Campo. En Venezuela, se inició su estudio en el año 2000 por lo que es una de las tecnologías que ha sido evaluada muy recientemente. Actualmente, se encuentran paralizadas las aplicaciones de esta técnica debido al cierre del Laboratorio encargado de su estudio.

Desde sus inicios, se han realizado más de 18 proyectos a nivel mundial, de los cuales dos se desarrollaron en Venezuela en el año 2000, en el campo La Salinas y Lagomar, ambos ubicados en el Lago de Maracaibo, donde se obtuvo un recobro adicional de 24,6 % y 30%, respectivamente.

Para crudos pesados se realizaron tres proyectos, el primero se inició en 1992 en un yacimiento con un crudo de 18,9° API en el cual pruebas de laboratorio indicaron un 18% de recobro adicional sobre la inyección de agua, los restantes se aplicaron en yacimientos con gravedades API de 20° y 10° pertenecientes a Canadá (Alberta) y Estados Unidos (Wyoming) el cual reportó un recobro adicional de crudo del 28%.

En la actualidad, se está llevando a cabo la Fase III de las pruebas de laboratorio para evaluar si la Inyección ASP es aplicable en el Campo Nowata, Oklahoma, donde se han obtenido en pruebas de núcleo, 34% de recobro adicional de 58 millones de barriles de petróleo originalmente en sitio.

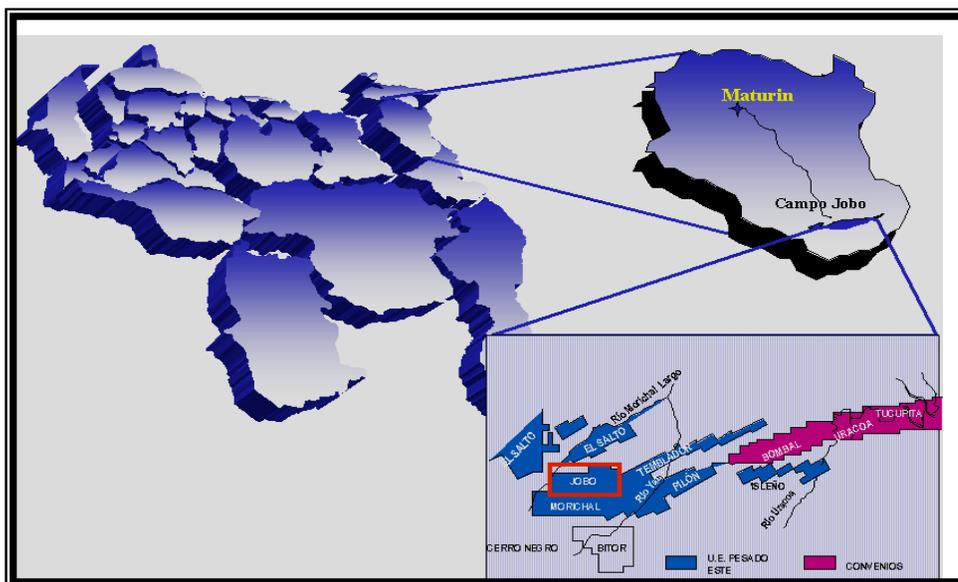
## **2.2 BASES TEÓRICAS**

### **2.2.1 Descripción del Área de Estudio**

#### **2.2.1.1 Descripción del Campo Jobo**

El Campo Jobo se encuentra localizado en el Estado Monagas, aproximadamente a 100 km al Sur de Maturín y a 70 km de la ribera Norte del río Orinoco abarcando una extensión cercana a los 240 km<sup>2</sup>. Limitando al Este con el Campo Pilón hacia el Sur-Este con el Campo Morichal, al Oeste con el Campo El Salto y al Norte con la población de El Salto.

Este Campo se ubica en el área mayor de Temblador en el flanco sur de la Subcuenca de Maturín, posee 11 yacimientos (Jobo 01, Jobo 02, Jobo 05, Jobo 07, Jobo 09, Las Piedras, Morichal 01, Morichal 02, Morichal 05, Morichal 07 y Morichal 09), con un volumen de Petróleo Original en Sitio de 14192 MMBN con Reservas Primarias Originales en 1463 MMBN, de los cuales 1650 MMBN pertenecen al yacimiento Jobo-01 que corresponde al área Jobo-02, indicando que este es uno de los yacimientos productores de crudo pesado del área (Figura. 2.1). Siendo este yacimiento de especial interés para la presente investigación.



**Figura 2.1 Ubicación Geográfica de Campo Jobo. (Fuente: CABALLERO M. 2005).**

El área Jobo - 02 abarca una superficie de 19,98 km<sup>2</sup>, lo cual representa aproximadamente un 11 % del área total del Campo Jobo y comprende los yacimientos Morichal-01 y Jobo-01, los cuales producen crudos de 8 – 12 °API, respectivamente.

Estructuralmente, el campo está definido por un monoclinal con rumbo aproximado Este – Oeste con buzamiento suave de 2° al Norte, cortado en el Sur por una falla normal que buza al Sur con rumbo Este-Oeste y hacia el Norte con un acuífero activo definiendo el entrapamiento de los yacimientos Jobo – 01 y Morichal – 01.

En la columna estratigráfica del Campo Jobo (Figura 2.2) se puede observar que este campo pertenece a la Formación Oficina de edad Mioceno Inferior a Medio. Constituye la roca reservorio más importante y se caracteriza por tener areniscas grises, de grano medio a grueso, poco o medianamente duras, interestratificadas con lutitas grises; contiene extensos yacimientos de crudos pesados y extrapesados en el Sur de Monagas. Se encuentra dividida en cuatro miembros: Pílon, Jobo, Yabo y Morichal, donde el miembro Jobo está subdividido en seis paquetes arenosos denominados de más antiguo a más joven: F, E, G, C, B y A.

#### ▪ **Yacimiento Jobo-01**

El Yacimiento Jobo-01, ubicado en el área Jobo-02 al Norte de la Falla Jobo, está compuesto por arenas poco consolidadas. La presión original era de 1463 lpca, con una presión de burbujeo de 1425 lpca, 138 °F de temperatura, viscosidad de 625 cPs y gravedad API promedio de 11° (crudo pesado). Tiene un POES de 1650 MMBN y un GOES de 75,74 MMMPCN, reservas remanentes de aproximadamente 17,7 MMBN y un factor de recobro de 18,3%. De los 165 pozos completados en el área Jobo-02, en este yacimiento se encuentran completados un total de 83 pozos en sus diferentes arenas, principalmente de reentrada. La mayoría de los pozos están completados con equipos de levantamiento artificial por Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP), Bombeo Mecánico (BM) y Gas Lift.

<i>Cronoestratigrafía</i>	<i>Grupo</i>	<i>Formación</i>	<i>Miembro</i>	<i>Descripción Litológica</i>
PLEISTOCENO		MESA		Arcillas rojas y moteadas, conglomerados, gujarros, peñas y peñones.
PLIOCENO		LAS PIEDRAS		Arcillas, limolitas, areniscas y en algunas partes conglomerados.
MIOCENO SUPERIOR		FREITES		Lutitas de gran espesor, con intercalaciones de areniscas de grano fino a grueso.
MIOCENO MEDIO		OFICINA	PILÓN	Limos y lutitas.
MIOCENO INFERIOR			JOBO	Areniscas, arenas bioturbadas, lutitas, limolitas y capas calcáreas y ligníticas.
			YABO	Lutitas de carácter marino con intercalaciones de areniscas de grano fino.
			MORICHAL	Areniscas de gran espesor de carácter masivo, marrones e intercalaciones de lutitas.
CRETÁCEO SUPERIOR	TEMBLADOR	CANOA		Conglomerados finos, areniscas y limolitas.
		TIGRE		Areniscas, limolitas glauconíticas y lentes calcáreas.
PRE-CAMBRICO		COMPLEJO IGNEO METAMÓRFICO		Granitos, gneises, granodioritas, metasedimentos plegados e inyecciones félsicas.

**Figura 2.2 Columna Estratigráfica Campo Jobo. (Fuente: BRITO R. 2005).**

### 2.2.1.2 Descripción del Campo Orocual

El Campo Orocual se encuentra ubicado en el Distrito Piar del Estado Monagas, a 20 Km al Norte de la ciudad de Maturín, 8 km al Noreste del campo Jusepín y a 20 km al Suroeste del campo Quiriquire. Localizado en el flanco Norte de la Subcuenca de Maturín, en la Sub - Provincia septentrional de la cuenca Oriental de Venezuela. Posee un área productiva total de 15.112 Acres, con un volumen de 904.438 Acre-pies. El POES estimado es de 1473.9 MMBLS (PDVSA ,1998). Éste se encuentra dividido en Orocual Profundo y Orocual Somero.

Orocual Profundo está constituido por las formaciones San Juan, Vidoño, Caratas, Los Jabillos, Areo y Carapita productoras de crudo condensado y liviano, con edades que van del Cretáceo al Mioceno con profundidades entre 16000 y 5000 pies.

Orocual Somero está formado por las formaciones Las Piedras y Mesa con edades desde el Plioceno hasta el Reciente, cuyas arenas son productoras de crudos con gravedades API menores a 20, profundidades que varían desde 5000 a 1000 pies. En la formación Las Piedras se encuentran los yacimientos de crudos pesados que por sus características hacen difícil su explotación. La mayoría de los pozos están completados en las diversas arenas de la formación Las Piedras.



**Figura 2.3 Ubicación Geográfica del Campo Orocual. (Fuente: [www.pdv.com/lexico/camposp/cp053-1.gif](http://www.pdv.com/lexico/camposp/cp053-1.gif)).**

Estructuralmente, representa una estructura deprimida en forma de “hoyo” a lo largo de una falla normal de dirección Norte 40°. Los topes de los horizontes productores de la Formación Las Piedras oscilan entre 2000 y 7000 pies de profundidad. La acumulación de petróleo se desarrolla por la combinación de trampas estructurales y estratigráficas.

▪ **Orocual Somero**

La Formación Las Piedras (Plioceno), como se observa en la columna estratigráfica del Campo Orocual (Figura 2.4) está compuesta de arenisca de granos finos a muy finos, con una matriz limo-arcillosa producto de la historia geológica de esta formación, interestratificadas con arcillas y lignitos; depositada en ambiente de aguas salobres. Está dividida en 8 paquetes arenosos (H, J, K, L, Q, R, S, T).

<b>Columna Estratigráfica Campo Orocual</b>		
<b>Edad</b>	<b>Formación</b>	<b>Descripción Litológica</b>
Pleistoceno	Mesa	Arenas, Conglomeradas y Arcillas Arcillas, limonitas y Areniscas
Plioceno	Las Piedras	Areniscas
Mioceno	Carapitas	Lutitas Grises
Oligoceno	Areo	Areniscas de granos medios a finos
Eoceno	Los Jabillos	Calizas
	Caratas	Lutitas glauconíticas.....
Paleoceno	Vidoño	Calizas glauconíticas
Cretaceo	San Juan	Areniscas Calcáreas

**Figura 2.4 Columna Estratigráfica Campo Orocual. (Fuente: LANDAETA F.2003).**

Está compuesto por 11 yacimientos productores de crudos pesados: Q ORS – 26, R ORS – 04, R ORS – 11, J ORS – 20, K ORS–20, L ORS –20, I ORS–23, S ORS–01, S ORS–04, K ORS–36, L ORS–01.

### **2.2.1.3 Descripción del Campo Melones**

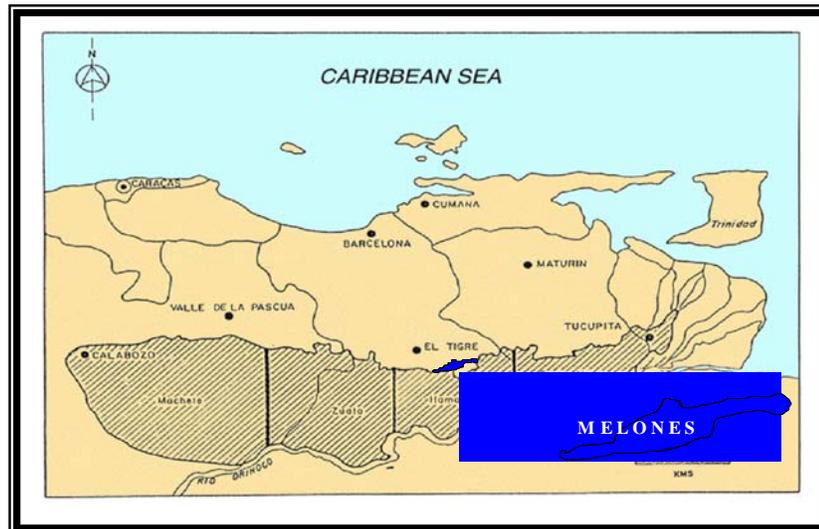
El Campo Melones, se encuentra localizado en el área tradicional de crudos pesados de San Tomé y específicamente abarca los yacimientos MS-803 Arena T, MEL-107 Arena U2L, MEL-109 Arena U3U. Ubicado 65 km al sureste de la ciudad de El Tigre, en el Municipio Simón Rodríguez del Estado Anzoátegui, limita al norte con los Campos Ostra y Lejos, al sureste con los cuadrángulos Cariña y Dobokubi, y al oeste con el Campo Oleos, cubriendo una extensión de 699 Km<sup>2</sup>.

Geológicamente, está situado en el borde del flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, a la vez este campo está en el borde norte de la Faja Petrolífera de Orinoco. En la figura 2.5 se observa la ubicación del campo Melones.

Este campo pertenece a la formación Oficina (Figura 2.6), descrita como una alternancia de lutitas grises, gris oscura y marrón intercalada e interestratificada con arenisca y limolitas de color claro y grano fino a grueso, pero menores son las capas delgadas de lignito y lutitas ligníticas. Además se considera que la Formación Oficina pertenece al Mioceno inferior. Tiene un espesor que aumenta desde los bordes de la cuenca hacia su eje en Temblador.

Melones es uno de los campos más importantes en cuanto al potencial de crudos pesados y extrapesado que posee. En él se han perforado gran cantidad de pozos horizontales, multilaterales y altamente inclinados;

presenta acuíferos activos y muchos pozos presentan problemas de producción de agua, posiblemente por la canalización de este fluido.



**Figura 2.5 Ubicación Geográfica del Campo Melones. (Fuente: BERDUGO C. 2005).**

Está formado por 66 yacimientos, siendo los depósitos de arenas más importantes la U2L, U3U, T, S5 y Mu. Estas arenas contienen 90 por ciento del POES del Campo Melones.

EDAD	FORMACION	LITOLOGIA
RECIENTE	ALUVION	DEPOSITOS ALUVIALES
PLEISTOCENO	MESA	ARENISCAS CONGLOMERATICAS Y ARENISCAS FERRUGINOSAS
PLIOCENO	LAS PIEDRAS	ARENISCAS, LUTITAS, LIMOLITAS Y CARBON
MIOCENO	SUPERIOR	LUTITAS MARINAS CON INTERCALACIONES DE ARENISCAS DE GRANOS FINO
	MEDIO	LUTITAS CON INTERCALACIONES DE ARENISCAS Y CARBON
	INFERIOR	ARENISCAS MASIVAS CON INTERCALACIONES DE LUTITA
OLIGOCENO	MERECURE	ARENISCAS MASIVAS CON INTERCALACIONES DE LUTITAS
CRETACICO	GRUPO TEMBLADOR	ARENISCAS Y LIMOLITAS
PALEOZOICO	CARIZAL	ARENISCAS MASIVAS
	HATO VIEJO	ARENISCAS Y CONGLOMERADOS
PRE-CAMBRICO	BASAMENTO	COMPLEJO IGNEO-METAMORFICO

**Figura 2.6 Columna Estratigráfica del Campo Melones. (Fuente: BERDUGO C. 2005).**

## **2.2.2 Inyección ASP (Alcalino-Surfactante-Polímero)**

La Inyección ASP es una técnica de recuperación mejorada de petróleo especialmente diseñada para ser utilizado después de un proceso de inyección de agua. Consiste en una mezcla de productos químicos, tales como el alcalino, el surfactante y el polímero, de allí que se denomine Inyección ASP, con los que se logra cambiar las propiedades del agua inyectada.

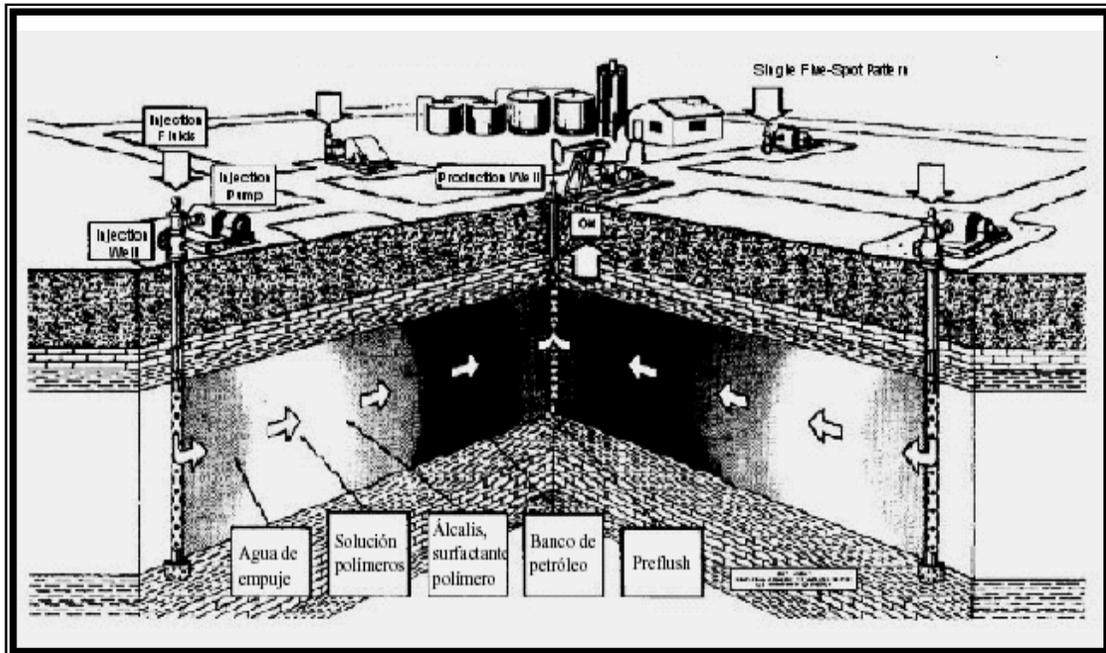
El objetivo principal de estos agentes químicos es disminuir la tensión interfacial (TIF) entre el agua y el petróleo e incrementar la viscosidad del agua para mejorar el radio de movilidad entre las fases, logrando disminuir la saturación residual de petróleo ( $S_{or}$ ) y por ende aumentar la producción.

Esta inyección se aplica directamente al yacimiento (Figura 2.7). Se inicia con una inyección de agua para acondicionar el pozo (ajuste de salinidad), luego se inyecta la solución de álcali, surfactante y polímero, seguido de una solución de polímero para conducir el petróleo y controlar la movilidad de los químicos. Finaliza con la inyección de agua para conducir hacia los pozos productores los tapones previos y el petróleo.

### **2.2.2.1 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 heterogéneos.
- Se usa con preferencia en crudos con alto valor ácido.
- Se puede aplicar a un campo en cualquier momento, 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.



**Figura 2.7 Proceso de Inyección ASP. (Fuente: Simulación computacional del proceso de ASP. Fundamentos de ASP, Universidad del Zulia).**

### 2.2.2.2 Objetivos de la Inyección ASP

Después de la producción primaria o después de la aplicación de la inyección de agua la saturación residual de petróleo en el yacimiento puede estar en el orden del 40 – 60%. La cantidad de crudo atrapada en el interior del yacimiento se debe principalmente a dos fenómenos:

1. Problemas de inyectividad por caminos preferenciales y/o segregación gravitacional;
2. Fuerzas capilares que hacen que las gotas de petróleo queden atrapadas en el medio poroso en forma discontinua.

La inyección ASP es uno de esos métodos que se usan para contrarrestar esos fenómenos dado que esta tiene como propósito principal mejorar el desplazamiento del crudo a través de la disminución de la TIF entre el agua y el crudo e incrementar la viscosidad del agua modificando así la relación de las fuerzas viscosas y capilares. Por lo que, entre los objetivos que cumple el proceso están:

1. **Mejorar el radio de movilidad:** La inyección ASP tiene como premisa lograr un radio de movilidad menor a uno ( $M < 1$ ) para que ocurra un desplazamiento óptimo, donde el petróleo fluye más que el agua y por lo tanto es muy fácil para el agua desplazar el crudo, resultando en altas eficiencias de barrido y un buen recobro de petróleo. Esto lo logra, con la ayuda del polímero que incrementa la viscosidad del agua por lo que aumenta la permeabilidad efectiva de la misma.

2. **Reducción de la TIF:** Con la ayuda del surfactante y del álcali se logra disminuir la tensión interfacial entre las fases agua – petróleo para lograr un desplazamiento y movilización del crudo hacia los pozos productores, aumentando de esta manera el  $N_c$  y por ende mejora la eficiencia de desplazamiento.

### 2.2.3 Número Capilar

El número capilar ( $N_c$ ) se define como la relación entre las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares. Es usado para expresar las fuerzas que actúan en la gota de petróleo atrapada en el medio poroso, en función de la velocidad del fluido de empuje ( $v$ ), la viscosidad del fluido de empuje y la tensión interfacial ( $\sigma$ ) entre la fase desplazada y la fase desplazante.

$$N_c \cong \frac{v \cdot \mu}{\sigma}$$

En 1969, Taber señala todas las aplicaciones del número capilar sobre la disminución del petróleo residual, siendo éste precedido por otros experimentos como Harkins y Zollman (1926), quienes estudiaron el efecto de la salinidad en la TIF. L. C. Uren y E. H. Fair presentaron que la eficiencia de desplazamiento del agua era una proporción inversa con la TIF de la fase desplazada como el petróleo (1927). O.R. Wagner, en 1966, probó que la TIF puede ser menor a 0,07 mN/ m para mejorar la eficiencia de desplazamiento, estableciendo que cuando más disminuye la TIF más la eficiencia de desplazamiento puede aumentar.

A partir de esto, otros autores presentaron correlaciones entre el número capilar y la disminución del petróleo residual, tal como lo reportado por Hagoort (Figura 2.8). Se observa, que a medida que aumenta el número capilar, disminuye  $S_{or}$ , esto se logra reduciendo la viscosidad del petróleo ( $\mu_o$ ) o aumentando el gradiente de presión ( $\Delta P$ ) aún disminuyendo la TIF.

En 1973, W. R. Foster estudió la relación del número capilar ( $\mu^*v/\sigma$ ) y el recobro de petróleo y presentó que cuando la  $S_{or}$  era cercana a cero el número capilar era de  $10^{-2}$ , para obtener este valor la TIF debe disminuir hasta 0,0001 mN/m.

En sus primeros trabajos, R. L. Reed mostró que la  $S_{or}$  se disminuye significativamente sólo cuando se alcanzan tensiones interfaciales muy bajas, en el orden de  $10^{-2}$  dinas/cm, incrementando obviamente la eficiencia de desplazamiento.

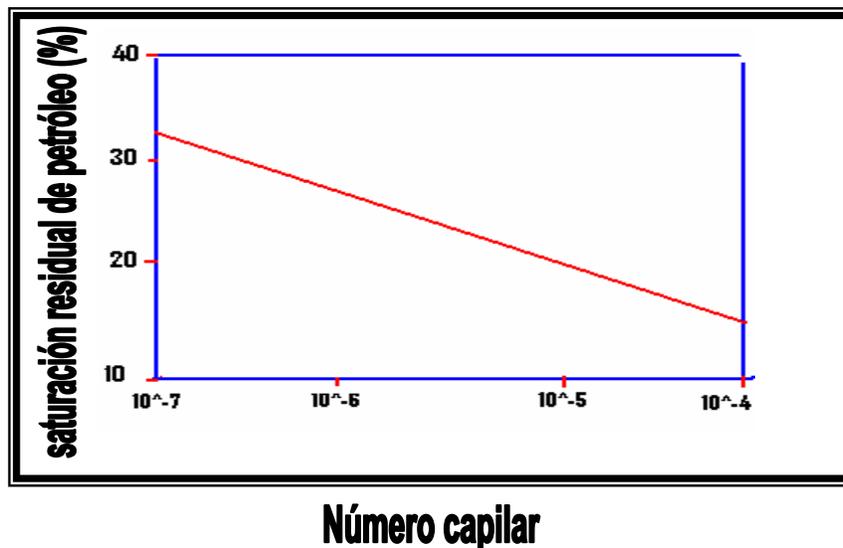


Figura 2.8 Petróleo Residual en Función del Número Capilar. (Fuente: FERRER M. 2001).

Taber, también notó que un valor crítico de  $\Delta P/\sigma L$  tiene que ser excedido para causar una reducción de la Sor, concluyendo que la TIF debe reducirse por un factor alrededor de 1000 para asegurar una ganancia significativa en la recuperación de petróleo. Esto es factible a condiciones de laboratorio, pero es extremadamente difícil en condiciones de yacimiento.

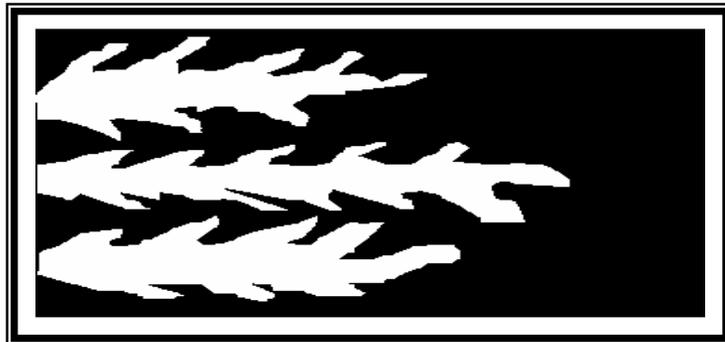
Con todos estos experimentos, se logró mostrar que la recuperación de petróleo está dominada por el Nc y la movilidad. No todos los experimentos producen exactamente la misma transición, existen otros factores que pueden intervenir en la recuperación de petróleo, como la mojabilidad ( $\theta$ ). Sin embargo, si se aumenta el Nc de tres o cuatros órdenes de magnitud se alcanza casi 100% de recuperación de petróleo en la zona barrida (nótese la influencia de Nc en la Sor).

Por lo tanto, los métodos de recuperación mejorada tienen como propósito aumentar el número capilar, siendo entonces la teoría del número capilar una de las más importantes para guiar el desarrollo de un campo petrolero.

Para lograr el aumento en el número capilar se presentan tres posibilidades:

- *Primero, aumentar la velocidad de la fase acuosa, lo que aumentaría “v” y aumentaría la presión de inyección y requeriría de costos adicionales. Adicional a esto, está limitado por dos factores desfavorables:*

1. *No se puede aumentar la presión más allá de la presión de fractura de la roca yacimiento, y*
2. *El aumento de velocidad tiende a favorecer las inestabilidades de tipo digitación (Figura 2.9) y la producción de caminos preferenciales.*



**Figura 2.9 Digitación. (Fuente: Autor)**

*En consecuencia no se puede prácticamente aumentar la velocidad “v” mucho más allá del típico 1 pie/día.*

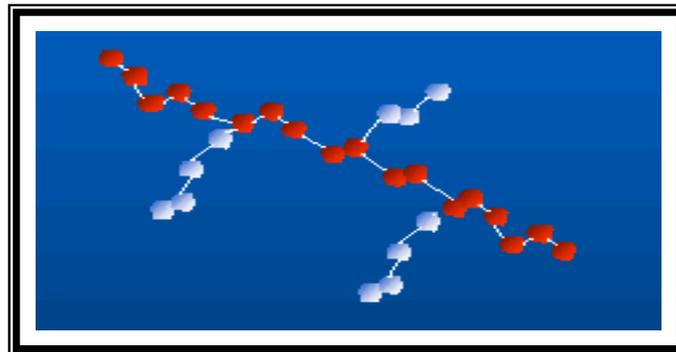
- Segundo, aumentar la viscosidad de la fase acuosa mediante la disolución de polímeros con lo que se controla las inestabilidades y tiende a mejorar el barrido. Además, se aumenta la fracción de crudo en los fluidos producidos (reducción de RAP). Sin embargo, a mayor viscosidad de la fase acuosa mayor es el gradiente de presión requerido para obtener la velocidad del fluido. Entonces, el aumento del  $N_c$  está limitado a algo como un orden de magnitud por aumento de la velocidad y/o de la viscosidad de la fase acuosa.
- Por lo tanto, se tiene la tercera posibilidad, imprescindible, que es lograr una reducción considerable de la TIF entre las fases agua – petróleo

siendo indispensable para ello el uso de surfactantes con un considerable poder tensoactivo. La presencia de éste en la solución acuosa reduce la TIF agua/crudo en el orden de  $10^{-2}$  -  $10^{-4}$  dina/cm produciéndose un Nc en el intervalo requerido y lograr Sor cercanas a cero.

De acuerdo a lo anterior, el bajar la TIF y aumentar la viscosidad del agua han sido consideradas como dos condiciones necesarias para obtener mejor barrido y eficiencia de desplazamiento, específicamente en la Inyección ASP.

#### 2.2.4 Polímero

Los polímeros son macromoléculas (generalmente orgánicas) formadas por la unión de moléculas más pequeñas llamadas monómeros.



**Figura 2.10 Molécula de Polímero tipo injerto. (Fuente: Simulación computacional del proceso de ASP. Fundamentos de ASP, Universidad del Zulia).**

#### **2.2.4.1 Clasificación de los Polímeros**

- **Polímeros Naturales:**

Son aquellos provenientes directamente del reino vegetal o animal.

- **Polímeros Artificiales:**

Son el resultado de modificaciones mediante procesos químicos, de ciertos polímeros naturales.

- **Polímeros Sintéticos:**

Son los que se obtienen por procesos de polimerización controlados por el hombre a partir de materias primas de bajo peso molecular.

#### **2.2.5 Recuperación Mejorada de Petróleo (RPM)**

La vida productiva de un yacimiento puede pasar por tres etapas. La etapa primaria donde la energía de sobrepresionamiento de los fluidos y de la roca almacén es aprovechada para expulsar los fluidos residentes a la superficie, recuperando aproximadamente el 30% del POES, llegando a su fin cuando los mecanismos naturales dejan de funcionar eficientemente.

La etapa secundaria, consiste en inyectar agua o gas a presión de yacimiento, convirtiendo algunos pozos productores en inyectores o perforar pozos adicionales, originando una represión que dará origen a un

desplazamiento del crudo hacia los pozos productores, recuperando el 15% del POES.

Pero la eficiencia de ambas etapas está limitada por dos factores:

1. A escala de los poros, el crudo alcanza una saturación residual suficientemente baja para encontrarse en forma de glóbulos discontinuos, atrapados por las fuerzas capilares.
2. A la escala de yacimiento, donde existen ciertas zonas en las cuales los fluidos inyectados durante la recuperación secundaria no penetran, a causa de la baja permeabilidad de estas zonas o porque la geometría de implantación de los pozos no es favorable y como consecuencia los fluidos siguen caminos preferenciales.

En años recientes se ha experimentado en laboratorio y en campo una tercera etapa que se ha llamado terciaria o mejorada.

La recuperación mejorada de petróleo o enhanced oil recovery (EOR) se define como la tercera o última etapa para recuperar petróleo utilizando otros medios aparte de la presión natural del yacimiento aplicándolos, bien sea, después de la recuperación primaria o después de una recuperación secundaria por inyección de agua con lo que se obtiene cantidades adicionales de crudo.

Estos procesos EOR no se restringen a una fase particular: primaria, secundaria o terciaria, tal como se puede observar en los yacimientos de crudos muy viscosos que tienen muy poco o ninguna recuperación primaria o

secundaria, siendo los procesos EOR empleados desde el comienzo de la vida productiva del yacimiento.

En su mayoría los procesos EOR consisten en inyección de gases o químicos líquidos y/o en el uso de energía térmica. Estos fluidos interactúan con el sistema roca/fluido creando condiciones favorables para la recuperación del petróleo, como el adecuado o favorable comportamiento de fases, reducción de la TIF, entre otros.

### **2.2.5.1 Clasificación de los métodos EOR**

Estos métodos se dividen en dos grandes clases:

- Métodos Térmicos.
- Métodos No Térmicos.

#### **1. Métodos Térmicos:**

Son métodos que consiste en inyectar energía y agua en el yacimiento, con el fin de reducir notablemente la viscosidad del crudo. Comprenden:

- Inyección Cíclica de Vapor (Huff and Puff)
- Inyección Continua de Vapor (Steam Drive)
- Combustión in situ

## 2. Métodos No Térmicos:

Son métodos que consisten en inyectar fluidos que usualmente no están presentes en los yacimientos. Comprenden:

- Métodos Miscibles (Solventes, CO<sub>2</sub>, microemulsiones).
- Invasiones Químicas:

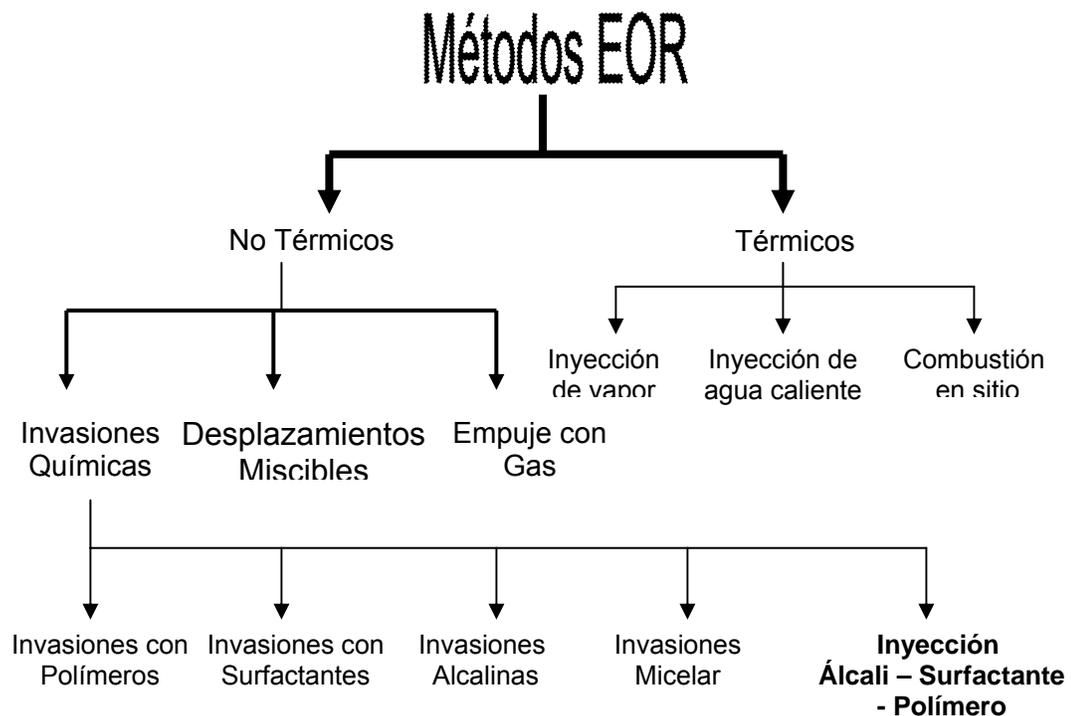
Métodos Alcalinos.

Inyección de agua viscosa (Polímero).

Inyección Alcalino – Surfactante – Polímero.

Invasión con emulsiones.

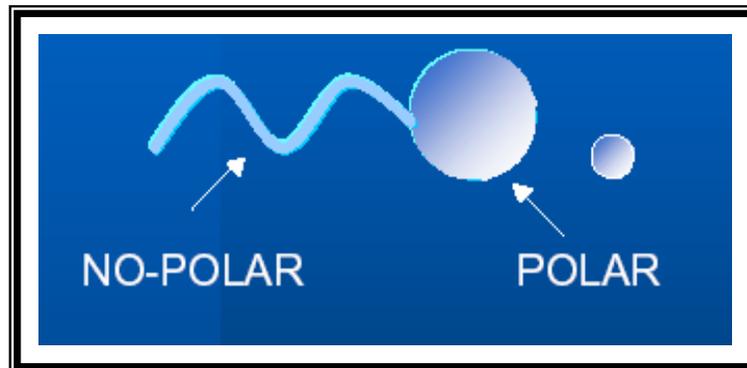
Invasión Micelar.



**Figura 2.11 Clasificación de los Métodos EOR. (Fuente: FERRER M. 2001)**

### 2.2.6 Surfactante

Surfactante “es un término que normalmente se utiliza para designar en forma abreviada a los Compuestos con Actividad Interfacial”. Químicamente, los surfactantes se caracterizan por tener una estructura molecular que contiene un grupo que posee poca atracción o antipatía por el solvente, conocido como grupo liofóbico, junto a otro que tiene fuerte atracción, o apetencia por el solvente, llamado el grupo liofílico. Si el solvente es el agua, estos grupos se conocen como las funciones hidrofobias o hidrofílicas del surfactante. Normalmente, el grupo hidrofóbico es una cadena de carbonos lineal o ramificada, mientras que la porción hidrofílica es un grupo con cierto carácter polar.



**Figura 2.12 Molécula de Surfactante.(Fuente: Simulación computacional del proceso de ASP. Fundamentos de ASP, Universidad del Zulia).**

### **2.2.6.1 Clasificación de los Surfactante**

#### **1. Agentes Aniónicos:**

Son aquellos que en solución acuosa se disocian en un anión anfífilo y un catión, el cual es generalmente un metal alcalino o un amonio cuaternario.

#### **2. Agentes no iónicos:**

Los surfactantes no iónicos no se disocian en iones hidratados en medios acuosos. Las propiedades hidrofílicas son previstas por hidratación de grupos amido, amino, eter o hidróxilo.

#### **3. Agentes iónicos:**

Son productos que se ionizan en solución, el grupo hidrófobo queda cargado positivamente, en su aplicación dichos tensoactivos pueden llegar a proporcionar excelentes propiedades de humectación, emulsificación y una formación de espuma.

#### **4. Agentes Catiónicos:**

Son aquellos que se disocian en un catión anfífilo y un anión generalmente del tipo halogenado. Estos surfactantes se usan solamente en aplicaciones especiales donde la carga positiva del anfífilo produce ventajas como en enjuagues o emulsiones asfálticas.

### **5. Agentes Anfóteros:**

Son sustancias que presentan en sus moléculas grupos aniónicos y catiónicos, que en su aplicación pueden según a su medio de trabajo proporcionar ciertas características químicas y físicas según el caso.

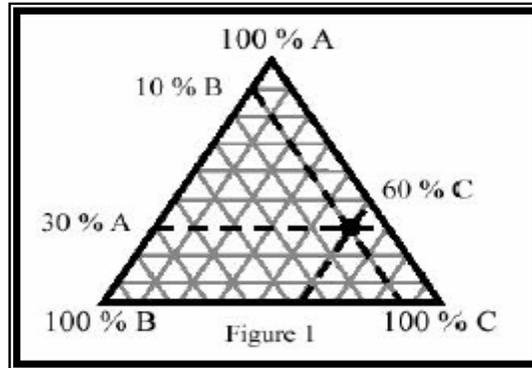
Recientemente se ha producido surfactante polimérico al inyectar sobre una macromolécula un cierto número de grupos hidrofílicos o al producir la policondensación de grupos con ciertas características polares y apolares.

#### **2.2.6.2 Comportamiento de Fases de Sistemas Surfactante – Salmuera – Petróleo**

El cálculo del comportamiento de fases de soluciones surfactante – salmuera – petróleo está basado en el modelo de Reed y Healy (1977), Nelson y Pope (1978), Prouvostetal (1985) y principalmente del de Winsor (1954).

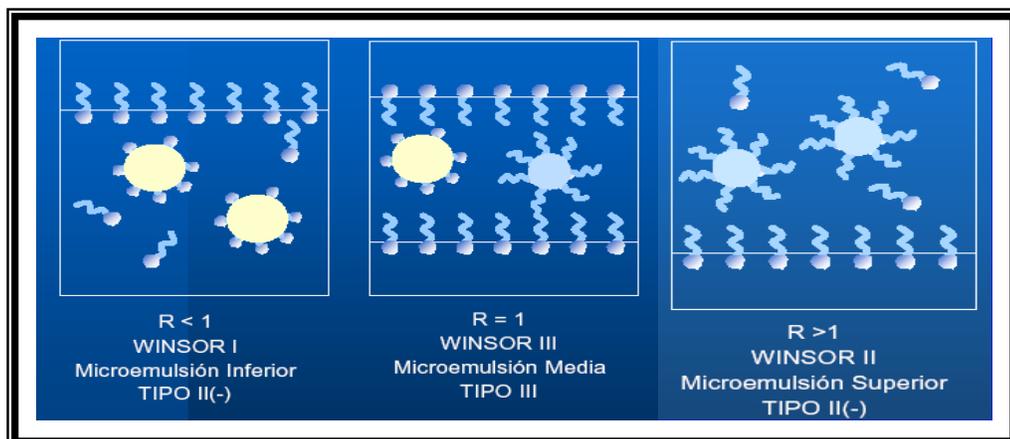
Winsor estudió el comportamiento de las fases como función de la naturaleza de los diferentes componentes del sistema, mediante la construcción de diagramas ternarios, variando la naturaleza de los componentes y sus respectivas proporciones. Relacionándolo con la situación físico – química en la interfase.

Éste considera hasta cinco componentes volumétricos (agua, petróleo, surfactantes y dos alcoholes), los cuales forman tres seudocomponentes en una solución. La concentración volumétrica de estos tres componentes es utilizada como coordenadas del diagrama ternario.



**Figura 2.13 Diagrama Ternario. (Fuente: Simulación computacional del proceso de ASP. Fundamentos de ASP, Universidad del Zulia).**

Se tienen tres tipos de comportamiento de fases, dependiendo de la afinidad de la molécula del surfactante, lo cual se requiere conocer para determinar el comportamiento del surfactante a determinadas concentraciones y en diversas condiciones del medio.



**Figura 2.14 Tipos de Comportamientos de Fases. (Fuente: Simulación computacional del proceso de ASP. Fundamentos de ASP, Universidad del Zulia).**

### 1. Cuando $R < 1$

Con un surfactante con mayor afinidad a ambientes polares ( $R < 1$ ), una composición global cerca del límite salmuera-petróleo en el diagrama ternario, dentro de la región bifásica, estará comprendida por dos fases: una fase la cual es esencialmente puro petróleo y una fase de microemulsión de petróleo en agua, que contiene salmuera, surfactante, y petróleo solubilizado. Este tipo de comportamiento de fase es llamado sistema Tipo WINSOR I, una microemulsión inferior, o sistema **Tipo II(-)**.

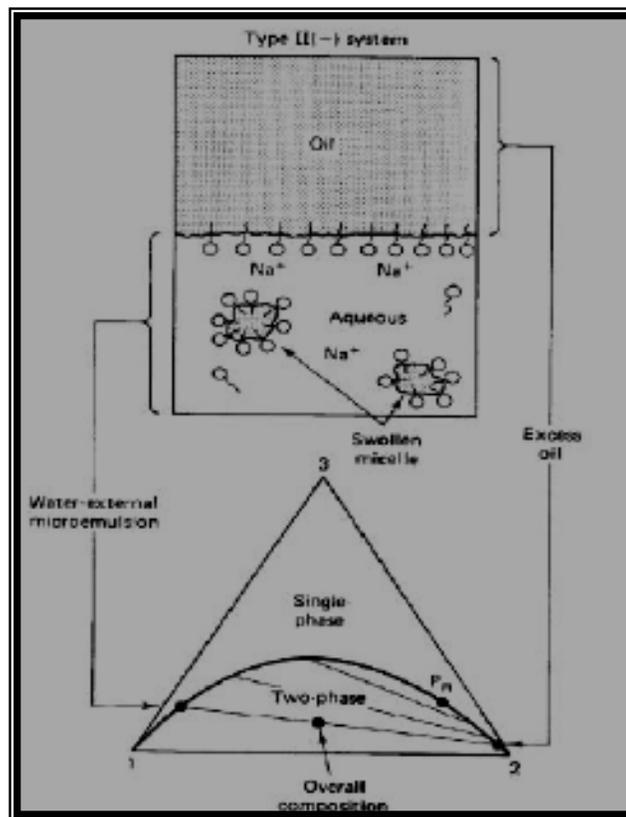


Figura 2.15 Sistema Tipo Winsor II(-). (Fuente: Simulación computacional del proceso de ASP. Fundamentos de ASP, Universidad del Zulia).

## 2. Cuando $R > 1$

Con un surfactante liofílico ( $R > 1$ ), una composición global dentro de la región de dos fases estará comprendida por una fase de salmuera en exceso y una fase de microemulsión agua en petróleo que contiene surfactante y salmuera solubilizada.

Este tipo de comportamiento de fase es llamado sistema WINSOR Tipo II, una microemulsión superior, o sistema **Tipo II (+)**.

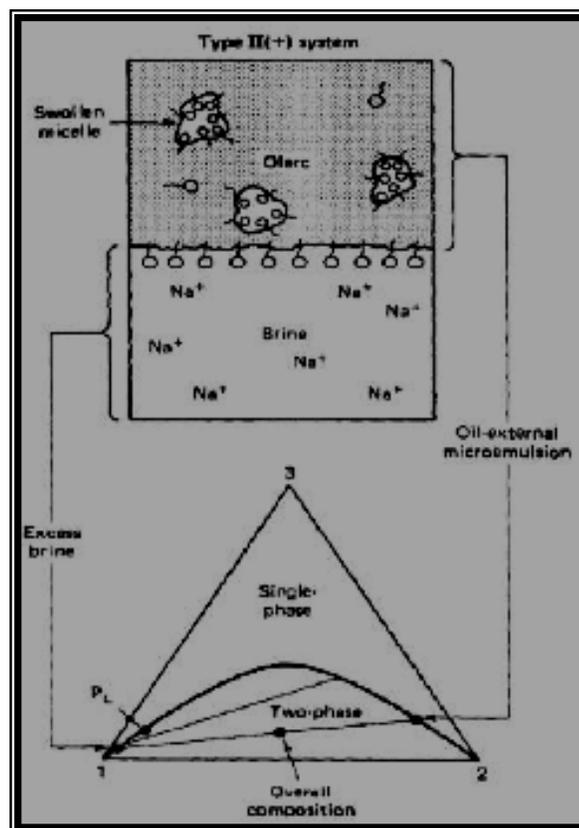
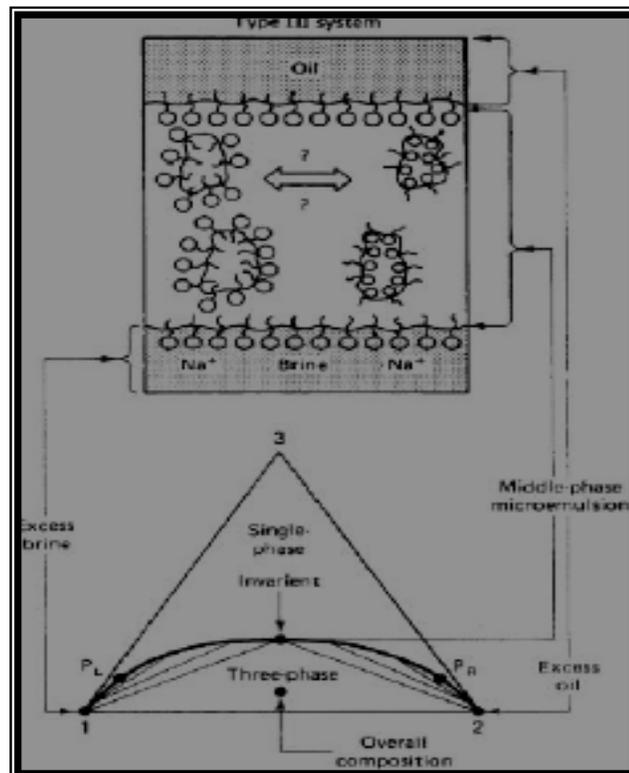


Figura 2.16 Sistema tipo Winsor II(+). (Fuente: Simulación computacional del proceso de ASP. Fundamentos de ASP, Universidad del Zulia).

### 3. Cuando $R = 1$

Con surfactantes con igual afinidad tanto para agua como para petróleo ( $R=1$ ), se forman tres fases. Una concentración global dentro de la región de tres fases se divide en una fase de petróleo y una de salmuera en exceso y una microemulsión con una estructura bicontinua entre las fases anteriores. Este comportamiento es llamado WINSOR Tipo III, una microemulsión media, o sistema **Tipo III**. Los sistemas tipo III son aquellos donde todas las tensiones interfaciales son mínimas. Por esta razón, la configuración de tres fases es considerada como óptima.

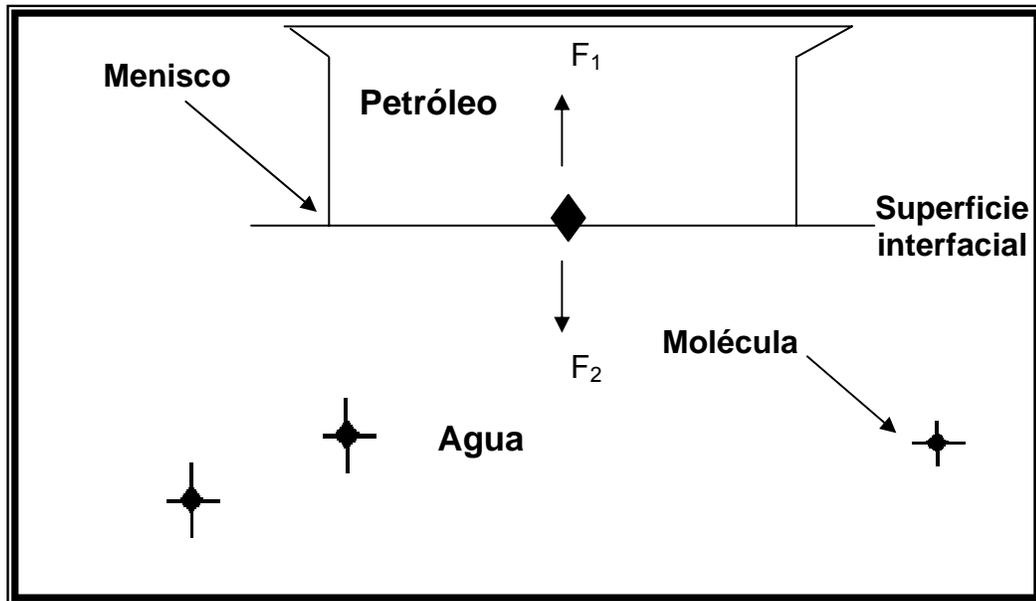


**Figura 2.17 Sistema tipo Winsor III. (Fuente: Simulación computacional del proceso de ASP. Fundamentos de ASP, Universidad del Zulia)**

### 2.2.7 Tensión Interfacial

Se define como la fuerza por unidad de longitud que se ejerce tangencialmente sobre la superficie de separación entre un líquido y un sólido. Energéticamente, se puede definir como el exceso de energía existente en la interfase de los dos fluidos en contacto. Por lo general, se expresa en dynas/cm (Designación ASTM D 471).

Si se considera un yacimiento que contiene agua, petróleo y gas, una molécula de agua lejos de la superficie o interfase se encuentra rodeada por moléculas iguales y por lo tanto la fuerza resultante sobre la molécula es igual a cero. Sin embargo, una molécula en la superficie de contacto entre agua y petróleo tiene una fuerza hacia arriba ( $f_1$ ) producto de la atracción de las moléculas de petróleo, inmediatamente encima de ella, y una fuerza hacia abajo ( $f_2$ ) de las moléculas de agua en referencia.



**Figura 2.18 Tensión Interfacial entre dos Fases Inmiscibles. (Fuente: BLANCO H. 2001)**

Las dos fuerzas ( $f_1$  y  $f_2$ ) no están balanceadas y dan origen a la TIF. Estas fuerzas no balanceadas entre las moléculas en la superficie entre líquidos inmiscibles originan una superficie parecida a una membrana o menisco.

Es por eso que la TIF se conoce, también, como el desbalance de fuerzas moleculares en la interfase de dos fluidos inmiscibles, debido a la atracción física de las moléculas.

### **2.2.7.1 Comportamiento de Fase vs. Tensión Interfacial**

La TIF depende del tipo y concentración de surfactante, co-surfactante, electrolitos, petróleo, polímero y temperatura. Sin embargo, es seguro que

uno de los avances más significativos en toda la tecnología de flujos micelares ha sido demostrar que todas las TIF están directamente correlacionadas con el comportamiento de fases. Healy y Reed (1974) propusieron originalmente la correlación y ha sido sustentada por Huh (1979).

Existe una salinidad específica en la que los valores de TIF son ultrabajos ( $1 \mu \text{ N/m}$ ) para una buena recuperación de petróleo y donde los parámetros de solubilización son iguales; esa salinidad se denomina salinidad óptima.

### 2.3 TÉRMINOS BÁSICOS

**Ácidos orgánicos del petróleo:** Los ácidos orgánicos del petróleo son aquellos ácidos capaces de generar surfactante in situ, los cuales son los denominados ácidos carboxílicos, asfaltenos, entre otros, siendo estos productos de la biodegradación del petróleo original. Tienen la característica de ser polares y emulsificantes.

**Ácidos carboxílicos:** Los denominados ácidos carboxílicos son hidrocarburos oxigenados que se caracterizan por tener el grupo "**carboxilo**" **-COOH** en el extremo de la cadena, producido por la unión de un grupo hidroxilo (-OH) y carbonilo (C=O).

**Asfaltenos:** Los asfaltenos del petróleo son hidrocarburos que presentan una estructura molecular extremadamente compleja, los cuales están conformados por diferentes proporciones de nitrógeno, azufre y oxígeno. Son anillos aromáticos y nafténicos.

**Adsorción:** Es un fenómeno espontáneo impulsado por la disminución de energía libre del surfactante al ubicarse en la interfase y satisfacer total o parcialmente su doble afinidad polar – apolar.

**Álcali:** Nombre dado a los óxidos metálicos solubles en agua que tienen reacción básica.

**Alcalino:** Adjetivo de la palabra álcali, usado frecuentemente para referirse a todas las bases.

**Concentración Micelar Crítica (CMC):** La CMC es la concentración a partir de la cual las fuerzas que favorecen la formación de micelas (efecto hidrófobo), dominan a las fuerzas que se oponen a estas (repulsión entre partes polares). Es decir, se refiere a la zona de aparición de las primeras micelas

**Crudos pesados:** Los crudos pesados se definen como una mezcla compleja de hidrocarburos de alta densidad ( $< 0,93 \text{ g/cc}$ ) o baja gravedad API ( $< 19,9$ ) que están formados mayoritariamente por hidrocarburos de alto peso molecular, como resinas, asfaltenos y ceras parafínicas.

**Eficiencia de barrido:** El barrido de una invasión se define como la fracción del volumen total en el patrón de invasión que es barrido o contactado por el fluido inyectado a un determinado tiempo. Si el barrido es horizontal, esta fracción se define como eficiencia de barrido areal,  $E_A$ , y si es vertical, como eficiencia de barrido vertical,  $E_V$ .

**Eficiencia de desplazamiento microscópico:** La  $E_D$  se relaciona con el desplazamiento o movilización del petróleo a escala de poros y es una medida de la efectividad del fluido desplazante, para mover el petróleo de

aquellos lugares de la roca donde dicho fluido contacta al petróleo. Refleja la magnitud de la Sor en las regiones contactadas por el fluido desplazante.

**Eficiencia de desplazamiento macroscópico:** Denominada, también, como eficiencia de barrido volumétrico, se relaciona con la efectividad del fluido desplazante para contactar al yacimiento volumétricamente. Es una medida de la efectividad del fluido desplazante para barrer areal y verticalmente el volumen del yacimiento y para mover el petróleo desplazado hacia los pozos productores.

**Fuerzas capilares y fuerzas viscosas:** Las fuerzas capilares son las principales responsables de la saturación residual de petróleo presente en zonas barridas por agua. Estas son: Tensión Interfacial y Superficial, y Humectabilidad.

Las fuerzas viscosas se reflejan en la magnitud de la caída de presión que ocurre como resultado del flujo de un fluido a través del medio poroso.

**Interfase:** Una Interfase o capa interfacial se define como la región tridimensional de contacto entre dos fases a y b, en la cual existe una interacción entre las moléculas de dichas fases.

**Micelas:** Es un polímero de asociación en el cual el surfactante alcanza una posición más favorable. Las micelas formadas en un ambiente acuoso pueden tener una variedad de formas, con un exterior hidrofílico y un núcleo hidrofóbico. En un ambiente no polar, como aceite, se formarían micelas inversas con un exterior lipofílico y un núcleo hidrofílico.

**Microemulsión:** Es una solución micelar en la cual las micelas están hinchadas y se tocan entre ellas, no debe confundirse con una emulsión que posee gotas muy pequeñas. En realidad, se encuentran micelas y micelas inversas en coexistencia, a menudo en una estructura bicontínua.

**Mojabilidad:** Se define como la habilidad de la fase de un fluido a adherirse preferencialmente a una superficie sólida en presencia de otra segunda fase inmiscible.

**Número ácido:** El contenido de ácidos en el petróleo se mide como el número ácido, definido como los miligramos de hidróxido de potasio (KOH) necesarios para neutralizar un gramo de petróleo.

**Radio de movilidad:** Se define como la razón de la movilidad de la fase desplazante (agua),  $\lambda_D$ , y la movilidad de la fase desplazada (petróleo),  $\lambda_d$ , las cuales están en función de la viscosidad y la permeabilidad efectiva, significando que también están en función de las saturaciones de los fluidos.

**Saturación residual de petróleo ( $S_{or}$ ):** Es el mínimo valor de saturación en el cual el petróleo se puede encontrar en el yacimiento.

**Tensoactivos:** Los Tensoactivos son sustancias que presentan actividad en la superficie cuando disminuye la Tensión Superficial del líquido en que se encuentra disuelta.

## CAPÍTULO III

### MARCO METODOLÓGICO

#### 3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

El Tipo de Investigación usada en la realización de este estudio es la Exploratoria, **ya que se llevó a cabo un estudio sobre un tema u objeto desconocido o poco estudiado, por lo que sus resultados constituyen una visión aproximada de dicho objeto, es decir, un nivel superficial de conocimientos (Fidias G. Arias, 2004)**, por lo que se estudió una técnica de recuperación de petróleo que no ha sido aplicada para la recuperación de crudos pesados venezolanos.

#### 3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El diseño de investigación empleado es del tipo Documental, definida por Fidias G. Arias(2004), “ Como 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...”, es decir que se basó el estudio en interpretar material impreso y electrónico referido a estudios realizados de la Inyección ASP en los diversos tipos de crudo, con la finalidad de obtener los aspectos fundamentales de este proceso que permitiera determinar su factibilidad de aplicación para mejorar la producción de crudos pesados.

### **3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA**

Debido al carácter exploratorio y documental de la investigación, ésta no amerita la definición de una población o muestra (**Fidias G. Arias, 2004**).

A pesar de lo anterior, se tomaron características de yacimientos de crudos pesados del Norte y Sur de los Estados Monagas y Anzoátegui, para efecto de estudio de la aplicabilidad de la técnica ASP.

### **3.4 FORMULACIÓN DE HIPÓTESIS**

En las investigaciones exploratorias, debido al escaso conocimiento que se posee sobre el objeto de estudio, no se plantean hipótesis de forma explícita, es decir, se trabaja con los objetivos. (Fidias G. Arias 2004).

Por lo expuesto anteriormente, ésta investigación se llevó a cabo mediante el cumplimiento de los objetivos establecidos.

### **3.5 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO**

#### **3.5.1 Definición de los componentes básicos del sistema ASP**

Para definir de manera específica cada uno de los componentes del sistema ASP, se requirió previa revisión de texto referente a cada compuesto, así como los referidos a la Recuperación Mejorada de Petróleo. Además, se realizaron consultas a Internet, donde existe una amplia información de cada componente. Asimismo, se realizó una revisión a los diversos Trabajos de Grado pertenecientes a la Escuela de Petróleo de la

Universidad de Oriente Núcleo Monagas, que se referían a los componentes a definir.

Como información adicional se incluyó las características de cada componente así como otra información adicional que se obtuvo de las revisiones anteriormente mencionadas.

### **3.5.2 Descripción de las interacciones entre los componentes básicos del sistema ASP**

Para describir las interacciones entre cada componente del sistema ASP, se realizó una revisión a los documentos proporcionados por el Sr.Malcom Pitts director de tecnología petrolera de la empresa norteamericana Surtek,Inc.; así como a los documentos y estudios de laboratorios encontrados en Internet, al igual que se hizo una revisión a los texto referidos a la Recuperación Adicional de Petróleo.

Con toda la información requerida y teniendo las características de cada componente, se describió cada reacción que se produzca entre ellos, todo ello mediante un análisis teórico.

### **3.5.3 Explicación del Proceso de Inyección de ASP y de los Factores que lo Afectan**

El proceso de Inyección ASP se explicó basados en la información recopilada a través de las diversas consultas realizadas (Internet, texto, documentos, informes de laboratorio) y las obtenidas por el Sr.Malcom Pitt, por lo que con ello se logró ilustrar el proceso a escala de yacimiento,

además se incluyeron las condiciones del yacimiento y de los fluidos, requeridos para realizar dicho proceso. Con los resultados de ciertos informes de laboratorio obtenidos en Internet, realizados en diversos campos a nivel mundial, se logró detallar el proceso de recuperación de petróleo como tal, explicando la acción de cada componente para lograr el objetivo de la técnica, que no es más que aumentar el factor de recobro.

Una vez que se explicó el proceso, se realizó una definición de cada uno de los factores que lo afectan tanto a nivel de yacimiento como a nivel de superficie.

#### **3.5.4 Análisis de las Características de los Yacimientos de Crudos Pesados de Acuerdo a los Factores que Afectan el Sistema**

Mediante la revisión detallada de los Trabajos de Grados realizados en las áreas objeto de estudio del presente proyecto, los cuales son proporcionados por la Escuela de Petróleo de la Universidad de Oriente Núcleo Monagas, se obtuvieron las características de los yacimientos que contienen crudos pesados, incluyendo los resultados de la caracterización del crudo que contiene, con lo que posteriormente se analizó estos datos de acuerdo a los factores que afectan el proceso, los cuales son definidos con anterioridad. Se evaluó de manera teórica las condiciones de estos yacimientos, lográndose realizar una selección de los yacimientos que pueden ser candidatos para aplicar la técnica de recuperación con lo que se logró cumplir con la última fase del estudio.

### **3.5.5 Establecer la Factibilidad de la Aplicación de la Inyección ASP en los Yacimientos de Crudos Pesados**

Una vez que se seleccionaron los yacimientos candidatos para aplicar la inyección, se logró establecer si la Inyección ASP es factible de ser aplicada en ellos, basándose en el análisis de las características de cada yacimiento seleccionado y en las condiciones del proceso.

## **3.6 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS**

Para la realización de esta Investigación se utilizó como Técnica de Recolección de Datos el Análisis Documental y el Análisis de Contenido por ser fundamentalmente un estudio documental que requirió del análisis de información recopilada correspondiente a todos las pruebas realizadas en Campo y Laboratorio de la inyección ASP para obtener las características de los componentes del sistema y los diversos factores que afectan a cada compuesto químico, así como también la referente a los crudos pesados y la de los yacimientos a analizar. Además, se usó como instrumentos la computadora y sus unidades de almacenajes así como cuadernos y fichas que permitan recolectar toda la información.

## **3.7 RECURSOS**

### **3.7.1 Recurso Humanos y Financieros**

Para llevar a cabo el desarrollo del proyecto se contó con el apoyo de los profesores pertenecientes a la Escuela de Petróleo de la UNIVERSIDAD DE ORIENTE - NÚCLEO MONAGAS, así como de la ayuda prestada por el

Sr. Malcolm J. Pitts, director de tecnología petrolera en la empresa Surtek, Inc. El financiamiento económico estuvo a cargo del investigador.

### **3.7.2 Recurso Material y Bibliográfico**

Fueron fundamentales las consultas a Internet, así como la recolección de material bibliográfico referidos a las técnicas de recuperación de crudo y los componentes del sistema ASP, al igual que la obtención de los informes relacionados con las pruebas llevadas a cabo en los diversos campos y laboratorio, y de las características de los yacimientos a estudiar. Es importante mencionar que desde el inicio de la investigación se usó computadoras, impresoras, fotocopadoras, entre otros.

## **CAPÍTULO IV**

### **ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS**

#### **4.1 DEFINIR DE LOS COMPONENTES BÁSICOS DEL SISTEMA ASP**

Debido a que la inyección ASP mejora el desplazamiento del crudo a través de diferentes mecanismos (reducción de la tensión interfacial, emulsificación, adsorción) producidos por los componentes que contiene, resulta imperativo dar a conocer las definiciones de cada uno de ellos, lo que permitirá una mayor comprensión del sistema.

##### **4.1.1 Álcali**

Los álcalis se definen como cada uno de los óxidos, hidróxidos o carbonatos de los metales alcalinos (litio, sodio, potasio y rubidio).

Químicamente, los álcalis son una solución de una base en agua o simplemente una sustancia que produce iones hidróxido,  $\text{OH}^-$  al disolverse en agua. Un ejemplo claro es el hidróxido potásico, de fórmula KOH:



En general, un álcali es una solución de los iones hidróxido y de su correspondiente, los cationes positivamente cargados.

En referencia a una solución acuosa, los álcalis tienen mayor cantidad de iones hidróxidos ( $\text{OH}^-$ ) que iones de hidrógeno ( $\text{H}^+$ ) con un pH mayor que 7.

Generalmente, álcali se refiere a los hidróxidos y carbonatos de potasio y sodio. En la actualidad, este término también se aplica a los hidróxidos de amonio ( $\text{NH}_4^+$ ) y otros metales alcalinos, y a los hidróxidos de calcio, estroncio y bario. Los carbonatos y el hidróxido de amonio sólo proporcionan concentraciones moderadas de iones hidróxido y se llaman álcalis débiles.

#### **4.1.1.1 Características de los Álcalis**

- Los álcalis son soluciones acuosas.
- Cáusticas.
- Deslizadoras y jabonosas.
- pH mayor a 7.
- Poseen propiedad surfactante y son susceptibles de modificar la mojabilidad de la roca y reducir la TIF.
- Poseen propiedades de las bases: reaccionan con los ácidos para formar sales.
- Producen actividad interfacial relacionada con ciertos componentes del petróleo.

#### **4.1.1.2 Álcalis más Comunes**

- Hidróxido de Potasio (KOH).

- Hidróxido de Sodio (NaOH)
- Carbonato de Calcio (CaCO<sub>3</sub>).
- Bicarbonato de Calcio (Ca(HCO<sub>3</sub>)<sub>2</sub>).
- Silicato de Sodio ( Na<sub>2</sub>SiO<sub>3</sub>).

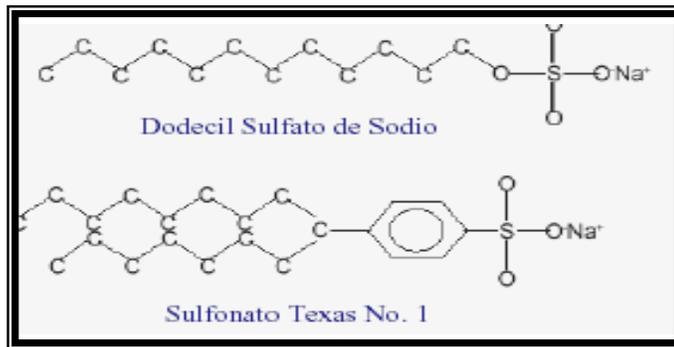
En el proceso ASP se usan con frecuencia los álcalis débiles, como el carbonato y el bicarbonato de sodio por permitir una menor adsorción de los demás componentes.

#### 4.1.2 Surfactante

Surfactante es un término que normalmente se utiliza para designar en forma abreviada los compuestos con actividad interfacial. Químicamente, los surfactantes se caracterizan por tener una estructura molecular que contiene un grupo que posee poca atracción o antipatía por el solvente, conocido como grupo **liofóbico**, junto a otro que tiene fuerte atracción o apetencia por el solvente, llamado grupo **liofílico**. Si el solvente es el agua, estos grupos se conocen como las porciones hidrófobas o hidrofílicas del surfactante.

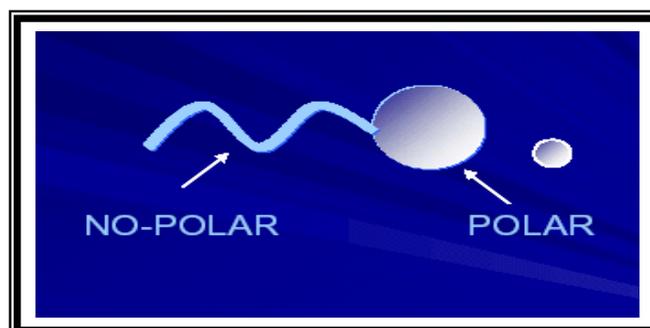
Normalmente, el grupo hidrofóbico es una cadena lineal o ramificada, compuesto generalmente por un hidrocarburo parafínicos, cicloparafínicos o aromáticos, el cual puede eventualmente contener halógenos (elemento no metálico que no se encuentra libre en la naturaleza; pero abundan sus combinaciones con los metales más electropositivos como sodio, potasio, calcio etc., formando sales; mientras que la porción hidrofílica es un grupo con cierto carácter polar que generalmente contiene heteroátomos, tales como Oxígeno (O<sub>2</sub>), Azufre(S), Nitrógeno(N), Fósforo(P), los cuales aparecen

en grupo funcionales como alcohol, tiol, éter, ácido, sulfato, sulfonato, fosfato, amina, amida, amida, etc.



**Figura 4.1. Ejemplos de Surfactantes. (Fuente: Cuaderno Firp S 201 – A. Surfactantes en solución acuosa).**

Esta antipatía y apetencia por el solvente que presenta la molécula de surfactante es lo que se conoce como doble afinidad, la cual desde el punto de vista fisicoquímico, se define como una doble característica a la vez polar y apolar. Donde la parte polar debe ser muy ionizada para que sea afín al agua y, la parte apolar debe ser de cola larga para que el efecto hidrófobo que empuja al grupo apolar fuera del agua sea suficiente.



**Figura 4.2. Estructura del Surfactante. (Fuente: Simulación computacional del proceso de ASP. Fundamentos de ASP, Universidad del Zulia).**

Es por ello, que las sustancias que presentan esta particularidad se le denominan anfífilas, las cuales tienen una fuerte tendencia en migrar hacia una superficie o interfase (definido esto como adsorción), denominándose también Surfactantes. Por tal razón, es que los surfactantes se definen como una sustancia anfífila que posee actividad superficial o interfacial, en el cual sus moléculas poseen propiedades relativamente equilibradas, es decir; que no es ni demasiado hidrófila ni demasiado hidrófoba, representando esto una condición necesaria para que las sustancias tengan tal actividad. Cabe resaltar, que todos los anfífilos no poseen tal actividad.

Los surfactantes, permiten controlar las propiedades de un sistema (Ej.: petróleo/agua/surfactante) y según el caso y el uso se califican como jabón, detergente, tensoactivo, emulsionante, dispersante, espumante, humectante, hidrofobante, etc.

#### **4.1.2.1 Clasificación del Surfactante**

Comúnmente, los surfactantes se clasifican por la carga iónica de las partes superficialmente activa de la molécula, o más exactamente según la forma de disociación en solución, dado que resulta confuso clasificarlo de acuerdo a su aplicación porque existen muchos surfactantes susceptibles de ser utilizados en aplicaciones diferentes. Actualmente, se clasifican en:

##### **1. Surfactante Aniónico**

Los surfactantes aniónicos son aquellos que se disocian en un anión anfífilo y un catión, el cual es en general un metal alcalino o un amonio cuaternario. Contienen generalmente uno de cuatro grupo polar solubles – carboxilato, sulfonato, sulfato, o fosfato – combinado con una cadena hidrocarbonada hidrófoba. Han demostrado, que si esa cadena es corta resultan muy hidrosolubles y en caso contrario tendrán una baja hidrosolubilidad y actuarán en sistemas no acuosos como aceites lubricantes.

Entre los compuestos que pertenecen a este tipo de surfactante, se pueden mencionar el alquil benceno, sulfonato lineal (LABS), los alquil sulfatos (AS) derivados principalmente del petróleo y de alta utilización en la industria de jabones y detergente, los agentes espumantes como el lauril sulfato, los dispersantes del tipo lignosulfonatos, etc.

## **2. Surfactantes No Iónicos**

La principal disparidad que presenta los agentes no iónicos con relación a sus contrapartes iónicos, es que en soluciones acuosas no se disocian en iones hidratados, puesto que ellos poseen grupos hidrófilos del tipo alcohol, fenol. éter o amida. Cuando existe un número suficiente de estos grupos la solubilidad acuosa es comparable con la de los surfactantes iónicos.

Asimismo, son compatibles con los demás tipos de surfactantes y pueden integrarse en formulaciones complejas. Son, por lo general, buenos detergentes, humectantes, emulsionantes y espumantes.

Las aplicaciones son extensas y dependen de la cantidad de grupos polares presentes que determinarán la solubilidad tanto en agua como en aceite (cuantificada en la práctica mediante el índice de HLB o balance hidrofílico – lipofílico).

## **3. Surfatantes Iónicos**

Son productos que se ionizan en solución, el grupo hidrófobo queda cargado positivamente, en su aplicación dichos tensoactivos pueden llegar a proporcionar excelentes propiedades de humectación, emulsificación y una formación de espuma.

El surfactante iónico consta de un grupo lipófilo orgánico y un grupo hidrófilo. Los surfactantes iónicos se subdividen en aniónicos y catiónicos,

según sea la naturaleza del grupo activo. Ordinariamente se considera que la porción lipófila de la molécula es la porción de actividad interfacial.

Como es de suponer, no son mutuamente compatibles los agentes aniónicos y catiónicos de actividad interfacial, pues en virtud de las cargas iónicas tienden a neutralizarse entre sí y se incapacita su actividad interfacial.

#### **4. Surfactantes Catiónicos**

En cuanto a este tipo de surfactante, se puede mencionar que están compuestos por una molécula lipofílica y otro hidrofílica, consistente de uno o varios grupos amonio terciario o cuaternario.

Se disocian en solución acuosa en un catión orgánico anfífilo y un anión generalmente del tipo halogenuro. No se usan en formulaciones con surfactantes aniónicos ya que no son compatibles con estos (forman compuestos insolubles). Sin embargo tienen dos propiedades importantes y casi únicas. Primero se absorben sobre sustratos cargados negativamente, y segundo muchos de ellos tienen propiedades bactericidas.

Comúnmente, son utilizados en detergentes, agentes limpiadores, líquidos lavaplatos, etc. Su fabricación resulta mucho más costosa, que los anteriores.

## 5. Surfactantes Anfóteros

Resultan de la combinación dentro de una misma molécula de dos caracteres aniónicos y catiónicos, como por ejemplo, los aminoácidos, las betaínas o los fosfolípidos. Ciertos anfóteros son insensibles al pH, otros son de tipo catiónicos a pH ácido y de tipo aniónico a pH alto. Su fabricación resulta muy costosa por lo que su utilización se reduce a aplicaciones particulares.

Por último, se tienen los **Surfactantes Poliméricos** que son producto de la asociación de estructuras polimerizadas de tipo hidrofílico o lipofílico. Algunos son indispensables en procesos donde están involucradas macromoléculas naturales como en la deshidratación del petróleo.

Generalmente, en la inyección ASP se usa los surfactantes aniónicos, específicamente del tipo sulfonato de petróleo.

### 4.1.2.2 Propiedades de los Surfactantes

Básicamente, todas las aplicaciones y usos de los surfactantes surgen de dos propiedades fundamentales de esta sustancia.

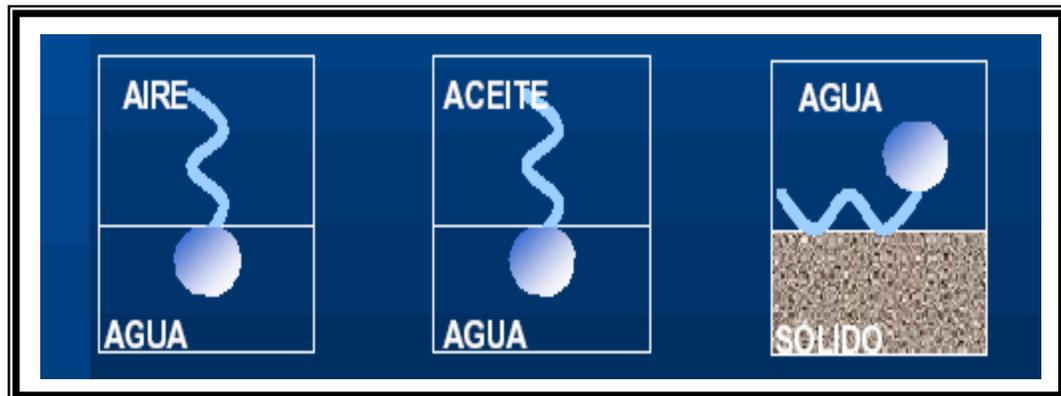
- ✓ La capacidad de **adsorberse** a las interfases.
- ✓ Su tendencia a **asociarse** para formar estructuras organizadas.

Además, tienen otra propiedad no menos importante, como lo es su **carácter anfífilo**.

## 1. La Adsorción

La propiedad más importante de un surfactante es su capacidad para adsorberse en interfases la cual le confiere características peculiares que lo convierten, tal vez, en las sustancias más versátiles que existen en la industria química.

Esta capacidad denominada adsorción, es definida como un fenómeno espontáneo impulsado por la disminución de energía libre del surfactante al ubicarse en la interfase y satisfacer total o parcialmente su doble afinidad polar – apolar. Tal adsorción, ocurre en la interfase fluido – fluido, así como en las interfases líquidos – sólidos y eventualmente gas – sólidos (Figura 4.3). En el caso donde satisface una sola afinidad la fuerza motriz es el llamado efecto hidrófobo, ya que remueve el grupo apolar del agua.



**Figura 4.3. Adsorción del Surfactante en diferentes interfases. (Fuente: Simulación computacional del proceso de ASP. Fundamentos de ASP, Universidad del Zulia).**

La adsorción ocurre de la siguiente manera: cuando una molécula de surfactante se coloca en una interfase agua- aire o agua – aceite, ella puede orientarse de manera a que el grupo polar (cabeza) esté en el agua, mientras que el grupo apolar (cola) se ubica “fuera” del agua, en el aire o en el aceite, donde la energía libre de una molécula de surfactante a la interfase es inferior a la de una molécula solubilizada en el seno de una fase acuosa. La transferencia desde el seno a la interfase, llamada adsorción es por lo tanto espontáneo.

Esta es afectada por una serie de factores, siendo los más importantes: la naturaleza estructural de la superficie del sólido, el tipo de surfactante (iónico, no iónico, etc.), el peso molecular del surfactante, la presencia de electrolitos y la temperatura.

Se ha reportado para el caso de la interfase líquido – sólido, adsorción a través de intercambio de iones, apareamiento de iones, interacciones ácido – base, polarización de electrones, fuerzas de dispersión e interacciones hidrofóbicas.

Cabe destacar, que la adsorción en una interfase gas- líquido o en una interfase líquido-líquido, produce en general una reducción de la tensión superficial o interfacial. En el caso de los procesos de recuperación mejorada de petróleo se logra con las mínimas concentraciones posibles de surfactantes (Figura 4.5). Esta tensión es responsable de la curvatura de las interfases, de la formación de gotas, de un gran número de inestabilidades capilares y de numerosos fenómenos de estabilización de interfase.

El descenso de la tensión favorece la deformación y la ruptura de una interfase, la deformación de sistemas dispersos como las emulsiones o las espumas, la movilización del petróleo residual, etc.

En el caso de utilizar surfactantes a bajas concentraciones en presencia de dos fases inmiscibles, aceite y agua, que están en contacto con un sólido este puede modificar las energías interfaciales líquido – líquido o líquido – sólido. Este fenómeno se manifiesta como un cambio en los ángulos de contacto o en la mojabilidad de un líquido u otro por el sólido.

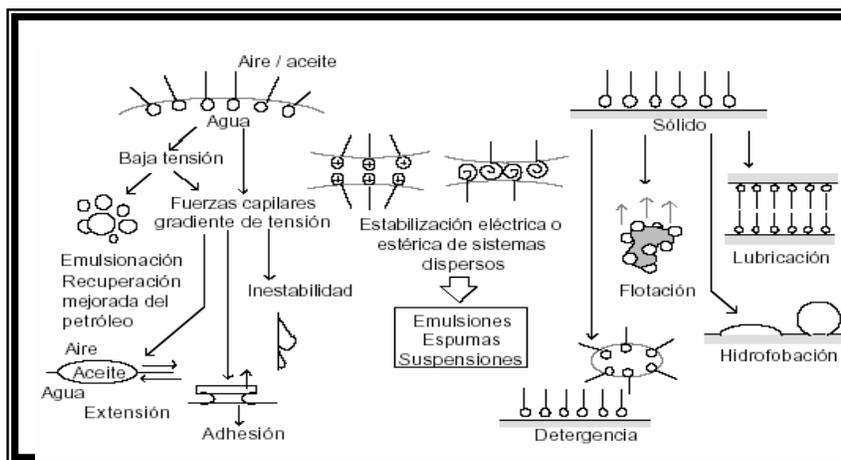
La adsorción es un fenómeno dinámico que está contrarrestado por la desorción. El equilibrio adsorción - desorción se establece entre la interfase y la o las fases líquidas, pero típicamente está muy desplazado hacia la adsorción en la interfase donde el surfactante posee una menor energía libre.

En consecuencia, se llega muy rápidamente a una saturación de todo el espacio disponible a la interfase, lo que resulta en lo que se llama una monocapa, dado que la adsorción del surfactante puede modificar los equilibrios trifásicos sólido – fluido y por lo tanto conducir a la formación de tal monocapa. En esta monocapa las moléculas de surfactante están arregladas en forma geométrica de acuerdo a su orientación polar – apolar y a las atracciones o repulsiones.

La presencia de una capa (en general monocapa) de surfactante a la interfase (cualquiera sea el tipo) es responsable de un cierto número de fenómenos utilizados en las diversas aplicaciones (Figura 4.4).

## 2. Asociación

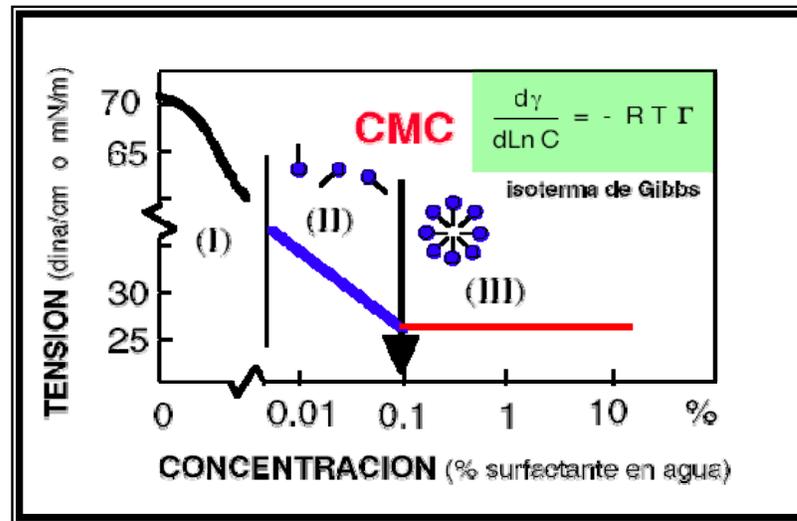
La Asociación, definida como un fenómeno impulsado por efectos hidrófobos cuando se añade más surfactante a una solución acuosa, es la segunda propiedad fundamental de los surfactantes.



**Figura 4.4. Fenómenos relacionados a la adsorción. (Fuente: Cuaderno Firp S 311 – A. El mundo de los Surfactante).**

La primera manifestación de la tendencia a asociarse se observa cuando se forma una monocapa más o menos densa de surfactante en una interfase, esto indica que el área interfacial se saturó a una concentración dada de surfactante donde la tensión interfacial permanece constante (ver Figura 4.5 y 4.6). A partir de esta concentración, las moléculas que no tienen cabida en la interfase comienzan a formar agregados entre ellos. Estos agregados se conocen como micelas y la concentración a la cual comienzan a formarse se conoce como concentración micelar crítica (CMC).

En medio acuoso las micelas pueden agrupar varias decenas y aun algunos centenares de moléculas, la dimensión y la geometría de estos conglomerados dependen esencialmente de la estructura del surfactante y del ambiente fisicoquímico.

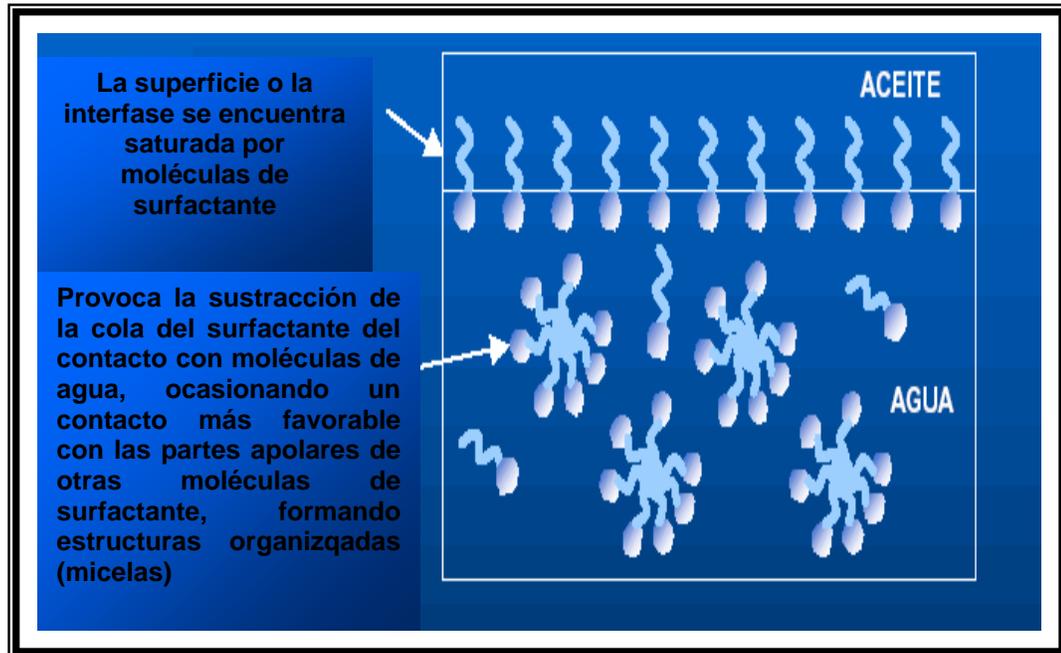


**Figura 4.5. Variación de la tensión superficial vs. la concentración del surfactante. (Fuente: Cuaderno Firp S 201 – A. Surfactantes en solución acuosa).**

La CMC corresponde a la zona de transición entre las zonas II y III, no es en realidad un valor exacto, sino cierto rango de concentración, que puede ser relativamente amplio si el surfactante es una mezcla de especies químicas notablemente diferentes entre sí. Esta se detecta mediante numerosos métodos, ya que diversas propiedades presentan en esta zona una discontinuidad en su variación.

El adjetivo crítico sugiere que se trata de alguna forma de transición de fase, la cual puede asemejarse a una “microprecipitación”.

Las soluciones micelares poseen una propiedad muy importante, llamada capacidad de solubilización.



**Figura 4.6. Asociación del Surfactante. (Fuente: Simulación computacional del proceso de ASP. Fundamentos de ASP, Universidad del Zulia).**

La solubilización micelar permite solubilizar o “disolver” sustancias apolares (aceites) o anfífilas en cantidades considerables dentro o en la superficie de las micelas. En ciertos casos se pueden producir soluciones micelares que contienen más aceite que agua, los cuales se llaman microemulsiones o cristales líquidos según sea el estado de fluidez.

Cuando se habla de microemulsión se debe mencionar primero que una microemulsión no es una emulsión que posee gotas muy pequeñas. Es mejor ver una microemulsión como una solución micelar donde las micelas están extremadamente hinchadas y se tocan entre ellas. En tal sistemas se puede

considerar que las micelas y las micelas inversas coexisten, siguiendo el modelo de Winsor.

Las microemulsiones presentan una muy grande superficie de contacto agua-aceite donde se encuentra el surfactante adsorbido. De hecho la microemulsión no es más que esa superficie acompañada de agua y aceite que solvatan el surfactante.

Los mecanismos de solubilización micelar se aplican a las microemulsiones, pero con un factor multiplicativo que puede ser considerable. Hoy, se puede conseguir formulaciones donde el surfactante cosolubiliza 25 veces su peso de agua y aceite.

Cuando se añade a una solución acuosa de surfactante un tercer componente, tal como un alcohol o un hidrocarburo, los fenómenos observados dependen esencialmente de la presencia y del tipo de micelas. Se tiene que cuando la concentración del surfactante en la solución es relativamente elevada (miles de veces la CMC), las micelas pueden deformarse considerablemente para producir geles, cristales líquidos y microemulsiones.

A partir de la CMC, la solubilización aumenta considerablemente ya que el hidrocarburo penetra dentro del corazón de las micelas. A valores inferiores a la CMC, la solubilidad del aditivo es esencialmente la misma que en agua pura.

Cuando la concentración del surfactante decrece por debajo de la CMC, la desaparición de las micelas libera los aditivos que estas últimas solubilizaban y se produce una separación de fases, que resulta en una turbidez o precipitación.

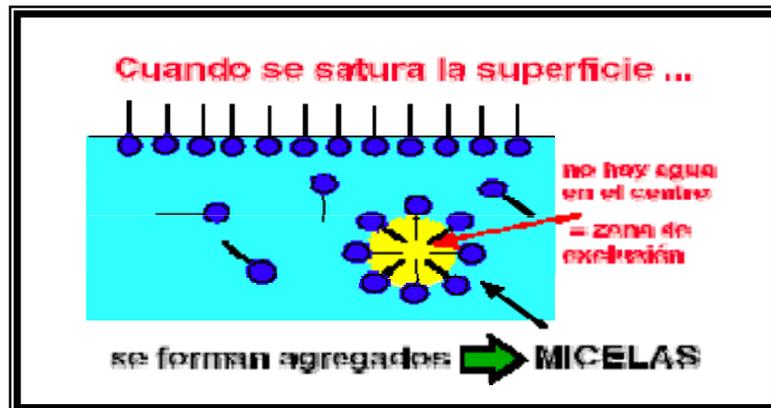
### 3. Carácter Anfífilo

Un anfífilo es una sustancia química cuya molécula posee afinidad a la vez por las sustancias polares y por las sustancias apolares. Los surfactantes son unas sustancias que poseen a la vez un grupo polar y uno apolar. Como tales, pertenecen a la clase de las sustancias anfífilas.

La mayoría de los anfífilos son surfactantes porque se ubican preferencialmente en una superficie o una interfase. Como se muestra en la Figura 4.3, la ubicación a la superficie o a la interfase es la única forma que tiene un surfactante para satisfacer su doble afinidad grupo hidrofílico – agua y grupo apolar – aceite. Si el surfactante está dentro del seno de la fase acuosa, su grupo polar está rodeado de moléculas de agua (solvatación) lo que es favorable para su solubilización, pero su grupo apolar está separando moléculas de agua, lo que es desfavorable. Si el surfactante está disuelto en una fase oleica, su grupo apolar posee interacciones con el solvente pero no su grupo polar.

En el esquema de la Figura 4.7 se observa que la estructura micelar satisface la doble afinidad de las moléculas de surfactante.

Un balance de interacciones polar – apolar implica que un surfactante posea un grupo apolar más grande que su grupo polar ionizado (carboxilato, sulfonato, sulfato, etc. (Nótese que las interacciones entre polar ionizado o el agua son típicamente diez veces más intensas que las interacciones apolares de London entre los grupos miembros de la parte apolar con el aceite). Por eso un surfactante es esquematizado a menudo con una pequeña “cabeza” polar y una larga “cola” apolar.



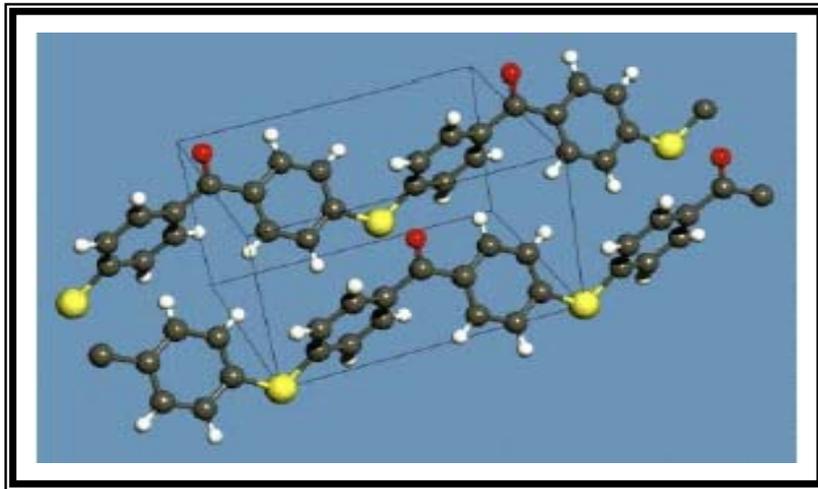
**Figura 4.7. Micela: Agregados de moléculas de surfactante. (Fuente: Cuaderno Firp S 201 – A. Surfactantes en solución acuosa).**

#### 4.1.3 Polímero

Los polímeros son sustancias de alto peso molecular (10000 g./mg o mayor), formados por macromoléculas (generalmente orgánicas) que están constituidas por pequeñas moléculas (monómeros) unidas mediante enlaces covalentes, de forma repetitiva.

Estas pequeñas moléculas pueden estar enlazados de forma lineal, ramificada, tipo injerto, en bloque y al azar.

Las reacciones por las cuales se unen los monómeros entre sí se llaman reacciones de polimerización, definida como un proceso químico por el cual mediante calor, luz o un catalizador se unen varias moléculas de un compuesto generalmente de carácter no saturado llamado monómero para formar una cadena de múltiples eslabones, moléculas de elevado peso molecular y de propiedades distintas llamadas polímeros.



**Figura 4.8. Molécula de Polímero. (Fuente: Mesa Técnica de PDVSA)**

Cuando se unen entre si más de un tipo de moléculas (monómeros), la macromolécula resultante se denomina copolímero. Un homopolímero es aquel que contiene una sola unidad estructural.

Estas combinaciones de monómeros se realizan para modificar las propiedades de los polímeros y lograr nuevas aplicaciones.

#### **4.1.3.1 Clasificación de los Polímeros**

##### **1. Polímeros Naturales**

Son aquellos que provienen directamente del reino vegetal o animal. Por ejemplo: celulosa, almidón, proteínas, caucho natural, ácidos nucleicos, etc.

##### **2. Polímeros Artificiales**

Son el resultado de modificaciones mediante procesos químicos, de ciertos polímeros naturales. Ejemplo: nitrocelulosa, etonita, etc.

### 3. Polímeros Sintéticos

Son los que se obtienen por procesos de polimerización controlados por el hombre a partir de materias primas de bajo peso molecular. Ejemplo: nylon, polietileno, cloruro de polivinilo, polimetano, etc.

Muchos elementos, como el sílice, forman polímeros llamados polímeros inorgánicos que según su estructura o propiedades se pueden dividir de la siguiente forma:

1. **Plásticos:** Normalmente se incluye dentro del término genérico de “plástico” *los termoplásticos*, que son polímeros que no presentan entrecruzamientos lineales o ramificados, y *los termoestables* que son polímeros que no presentan un alto grado de entrecruzamiento.
2. **Elastómeros:** Son polímeros con un bajo grado de entrecruzamiento.
3. **Fibras, recubrimiento, adhesivos.**

#### 4.1.3.2 Polímeros en Solución

Las soluciones de polímeros son, obviamente, mezclas líquidas de largas cadenas de polímeros y de pequeñas moléculas de disolvente. Ellas juegan un papel importante en el campo del estudio y la aplicación de polímeros desde dos puntos de vista:

1. Se utilizan para caracterizar la estructura de múltiples polímeros mediante técnicas como viscosimetría, dispersión de luz, entre otras.

2. Son utilizados para controlar las propiedades reológicas y la estabilidad de múltiples sistemas comerciales. Ejemplo: pinturas, productos farmacéuticos, producción de petróleo, entre otros.

Se tiene, que un polímero es soluble en agua cuando posee un número suficiente de grupos hidrófilos a lo largo de la cadena principal o de las cadenas laterales. Estos grupos comprenden principalmente aminas, amidas, grupos carboxilos y grupos sulfónicos.

Las propiedades de los polímeros en solución están determinadas por las características estructurales de la cadena macromolecular solvatada. La estructura depende de la naturaleza de la unidad repetitiva y, en el caso de copolímeros, de la composición y la distribución de los monómeros en la cadena.

El conocimiento de la estructura de los polímeros es importante para el entendimiento de las propiedades, ya que dependiendo de esta pueden ser solubles en agua, dispersables en agua y solubles o dispersables en disolventes orgánicos.

El comportamiento de los polímeros en solución depende en particular del tipo de grupo funcionales que forman el polímero, de la manera y la proporción en que dichos grupos funcionales están distribuidos y del peso molecular.

Las soluciones de polímeros son, en general, viscosas. La adición de polímeros a un solvente aumenta considerablemente la viscosidad, aún en

soluciones muy diluidas. Por tal razón es que la viscosidad es una de las propiedades más importantes de las soluciones poliméricas.

La viscosidad depende de la estructura química del polímero, de las interacciones con el disolvente y del peso molecular. Normalmente, una molécula de alto peso molecular en un buen disolvente adquiere un gran volumen hidrodinámico y la viscosidad de la solución aumenta, siendo el volumen hidrodinámico definido como el volumen que ocupa un ovillo (forma que adopta una molécula polimérica cuando se encuentra en solución) de polímero cuando está en solución. El mismo puede variar dependiendo de cómo el polímero interactúa con el solvente y el peso molecular del polímero.

- **Propiedades del polímero en Solución**

La principal propiedad es la modificación de la reología (viscosidad) de un líquido debido a su alto peso molecular. Además de los enredos entre cadenas y las interacciones polímero-disolvente. El comportamiento en solución se puede predecir considerando la estructura química y el volumen hidrodinámico.

Por lo general, las soluciones acuosas de los polímeros solubles en agua muestran comportamiento pseudoplástico. Esto significa que la viscosidad disminuye al aumentar la velocidad de cizallamiento.

La viscosidad de las soluciones poliméricas depende de la conformación de los polímeros en solución. Generalmente, la viscosidad se incrementa al aumentar la concentración del polímero en solución.

### **Relaciones estructura - propiedad.**

La estructura de los polímeros determina en qué aplicaciones se pueden utilizar. Por ejemplo, si se requiere un polímero viscosificante, éste debe generar un gran volumen hidrodinámico en solución, ya sea por su peso molecular, por repulsiones electrostáticas o por impedimentos estéricos. En el caso de requerir un dispersante, su estructura debe ser de peso molecular moderado y con cargas repartidas apropiadamente para rodear las partículas de arcilla.

En general, al aumentar el peso molecular y/o la concentración del polímero se incrementa la viscosidad de la solución. Sin embargo, cuando se trata de pesos moleculares muy elevados, los polímeros son propensos a la degradación por cizallamiento.

Otro aspecto que debe ser considerado son las interacciones que existen en disolución, ya sean iónicas, estéricas o hidrófobas. Casi siempre, de estas interacciones depende la extensión de la cadena de polímero y, por lo tanto, las propiedades que se le confiera a la disolución.

- **Factores que afectan el comportamiento de las soluciones poliméricas en medio acuoso.**

**Influencia de las sales.** Con el aumento de la concentración salina, muchos polímeros solubles en agua muestran una fuerte disminución en la viscosidad. El efecto de iones divalentes es aun más pronunciado que el de iones monovalentes; la presencia de cationes divalentes en pequeñas cantidades puede ocasionar, incluso, el fenómeno de

floculación del polímero. Este efecto salino es de importancia en polímero con grupos ionizables.

**Influencia de la temperatura.** En relación con este aspecto, hay dos factores que deben ser considerados:

- (a) la temperatura a la que se somete el polímero, y
- (b) el período de tiempo que se mantenga esta condición.

En general, las soluciones poliméricas pierden viscosidad con el incremento de la temperatura; por otro lado, cuando las soluciones de polímeros pasan períodos de tiempo prolongados a elevadas temperaturas, ocurre degradación de las cadenas poliméricas, lo cual también afecta la viscosidad de la solución.

▪ **Aplicaciones de los polímeros en solución en la industria petrolera.**

Los polímeros solubles en agua, tales como carboximetilcelulosa, goma xantano, poliacrilamidas y poliacrilamidas modificadas, son utilizados como aditivos en muchas etapas del proceso de perforación, producción, transporte y procesamiento de crudo. En particular, se usan en la recuperación mejorada de crudos en mezclas para el arrastre de crudo y como geles para control del perfil de inyección. Otras aplicaciones son como aditivos para lodos de perforación, en sistemas para pérdida de circulación y durante tratamientos de estimulación en geles de fracturamiento hidráulico.

Adicionalmente, también existen aditivos poliméricos para el control de la deposición de escamas y de parafinas y asfáltenos. Existen dos tipos de polímeros usados frecuentemente en la producción de petróleo:

- Poliacrilamidas
- Polisacáridos

Siendo la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM, por sus siglas en inglés) la comúnmente usada en el proceso ASP.

#### **4.2 DESCRIBIR LAS INTERACCIONES ENTRE LOS COMPONENTES BÁSICOS DEL SISTEMA ASP**

Las sustancias químicas como el álcali, el surfactante y el polímero son los principales componentes de cualquier proceso de inyección química. Cuando se pretende inyectar al yacimiento las tres sustancias en un mismo tapón (en inglés “slug”) es necesario conocer, comprender y anticipar las interacciones que ocurren entre ellos, así como con el sistema petróleo – salmuera – roca, debido a que las mismas influyen en el resultado final de las pruebas de campo. Además, permitiría entender como cada químico contribuye en la recuperación mejorada de petróleo, con lo que se lograría optimizar el diseño de flujo y el desempeño en el recobro de petróleo.

Como el objetivo principal de estos químicos en el proceso ASP es disminuir la tensión interfacial entre el agua y el petróleo e incrementar la viscosidad del agua para mejorar el radio de movilidad, por lo tanto, se estudiarán las interacciones específicas entre ellos en base a como influyen en la tensión interfacial, la viscosidad y en el desplazamiento de fases.

#### **4.2.1 Interacciones del Álcali, Surfactante y Polímero**

La mezcla ASP es una solución formada por una combinación de álcali, surfactante y polímero diluidos en agua, los cuales son compatibles primordialmente a bajas concentraciones. Al unirse estos químicos ocurren interacciones entre ellos debido a las propiedades o funciones individuales de cada uno, mostrando así un buen desempeño al momento de aplicarse al yacimiento.

El tapón ASP básicamente estará compuesto por cierta concentración en peso (p/p) de álcali que al ser mezclado con la del surfactante y el polímero – concentraciones determinadas por estudios de laboratorio –, este actuará como una capa protectora sobre las moléculas de ambos compuestos, lográndose que al momento de que la mezcla contacte al yacimiento se disminuya la adsorción del surfactante y del polímero.

Esta disminución ocurre por la razón principal del que el álcali al modificar la superficie mineral de la roca, cargándola negativamente (ya que esta es una sustancia que produce iones hidróxido,  $\text{OH}^-$ ) será en parte consumido permitiendo que los demás cumplan su función, es decir puede actuar como un agente de sacrificio para proteger al surfactante y al polímero de los iones divalentes presentes en la salmuera y en la superficie de la roca.

El surfactante, mejora las propiedades interfaciales del álcali, asimismo, el sinergismo de los agentes químicos puede mejorar las condiciones entre las fases agua – petróleo para lograr disminuir la tensión interfacial, aumentando la zona de baja TIF. Este, al mismo tiempo, protege al álcali de la salinidad del agua de formación ya que logra aumentar la tolerancia del álcali por medio del aumento de la salinidad requerida de la solución con

respecto a la del agua de formación. En presencia del polímero puede forma agregados entre sí, a una concentración menor a la CMC.

El polímero, por su parte, cambia las propiedades de la solución, aumentando la viscosidad de la misma, la cual puede permanecer constante a lo largo del proceso, siempre y cuando las propiedades reológicas del mismo no sean modificada, tal es el caso del surfactante a concentraciones mayores a la CMC que modifica las características reológicas de la solución al máximo, es decir se pueden observar aumentos o disminuciones consecutivas de la viscosidad del polímero, porque se pueden formar estructuras del tipo gel.

Ocurre, que al estar en contacto con el surfactante sus moléculas hidrofóbicas son saturadas por las moléculas del surfactante que forma micelas alrededor de este, obstaculizando a los grupos hidrofóbicos de asociarse a otros. Este logra mejorar las propiedades del surfactante y viceversa (sinergismo) y también logra características que ni él, ni el surfactante producirían solos.

Existen ciertos polímeros que tienen pequeñas cantidades de surfactante que al mezclarse con el álcali y el surfactante disminuyen notablemente tanto la TIF entre las fases como la difusión del polímero y la transferencia de masa entre las fases agua – petróleo afectando el fenómeno de adsorción.

## **4.2.2 Interacciones del ÁLCALI, Surfactante y Polímero con el Sistema Petróleo – Salmuera – Roca**

La mezcla ASP al inyectarse al yacimiento entra en contacto con el sistema petróleo – salmuera – roca donde ocurren una serie de interacciones que influyen en el desempeño del proceso. A continuación, para una mayor comprensión se detalla las interacciones de cada químico con el sistema.

### **4.2.2.1 Interacción del ÁLCALI**

Las interacciones que se producen cuando el álcali contacta con el sistema petróleo – salmuera – roca son las siguientes:

1. Reacción entre el álcali y los componentes ácidos del petróleo generando surfactantes en sitio.
  2. Reacción con la salmuera y minerales de la roca yacimiento y el consecuente consumo de álcali y cambios en el ambiente iónico.
- **Reacción entre el ÁLCALI y los componentes ácidos del petróleo generando surfactantes en sitio.**

El tapón de ASP al contactarse con el petróleo atrapado en el yacimiento, genera una disminución en la TIF entre las dos fases por la acción del sistema principal de surfactante ya que este posee la capacidad para adsorberse en interfases originando, por su doble afinidad, la disminución de la TIF, esto permitirá un mayor contacto entre el álcali y el crudo residual.

El crudo contiene naturalmente componentes ácidos orgánicos (cuya cantidad es medida por el número ácido) tales como ácidos carboxílicos, carboxifenoles y fracciones de asfaltenos, entre otros; capaces de generar surfactantes en sitio.

El álcali al contactarse con el crudo reaccionará con estos ácidos orgánicos formando in sitio sales con propiedades surfactante o, como se conoce, un sistema secundario de surfactante denominado surfactantes naturales (SN) los cuales son similares a los jabones. Los SN tienen la función principal de modificar favorablemente la TIF y el número capilar, lo cual ocurre al momento de producirse ya que como tienen propiedades surfactante, estos satisfacerán su doble afinidad en la interfase, es decir se adsorberán en la interfase agua – petróleo por la ionización de los ácidos carboxílicos y fenoles.

Estos SN reaccionaran con el surfactante inyectado logrando reducir la TIF a un valor bajo ( $< 10^{-2}$  mN/m) y por ende contribuirá al aumento significativo del número capilar.

Esta disminución combinada con la acción de la solución ASP permite la movilización del banco de petróleo, emulsificando o dispersando cierta cantidad de petróleo residual en la fase acuosa con una viscosidad similar a la solución ASP, lo que origina la movilización efectiva de la fase entrampada hacia los pozos productores. Cabe resaltar, que no ocurre emulsificación total de la fase petróleo, solo se emulsifica en el frente del tapón ASP, dando origen a la denominada microemulsión intermedia donde se observará una fase de petróleo en exceso, una fase de microemulsión que es mínima y una fase de agua la cual va a tener una viscosidad mayor a las fases previas.

- **Reacción con la salmuera y minerales de la roca yacimiento.**

Las rocas sedimentarias generalmente están compuestas de areniscas con arcillas, las cuales contienen iones como el calcio ( $\text{Ca}^{++}$ ) que han estado en equilibrio con la salmuera connata. Al inyectar una nueva fase acuosa, se produce un nuevo equilibrio físico – químico que puede resultar en un intercambio de iones entre la solución inyectada y la roca.

Particularmente, cuando la nueva fase contiene álcali, éste reacciona con los iones de calcio y los cationes de la salmuera resultando en parte consumido por la reacción, es decir, ocurre un intercambio catiónico porque hay una incompatibilidad de la composición electrolítica de los fluidos inyectados y de aquellos que se encuentran inicialmente en el yacimiento. Con esto, el álcali en este tipo de formulaciones contribuye a disminuir el contenido de iones divalentes en el sistema roca - fluido con lo que ayuda minimizar la pérdida de surfactantes y polímeros, debido a que estos cationes ( $\text{Ca}^{+2}$  y  $\text{Mg}^{+2}$ ) pueden causar la precipitación del surfactante y la pérdida de viscosidad del polímero e inclusive la adsorción de ambos en la roca.

Como sucede con los cationes multivalentes presentes en la salmuera y/o asociados a las arcillas u otros materiales de la roca que pueden consumir rápidamente el álcali por originar la precipitación de metales de hidróxidos multivalentes o sales. Cuando hay presencia de silicio, proporciones de álcali son consumidos por disolución óxido – silicio y por la formación de metales alcalinos. Estas reacciones influyen en la cantidad de álcali requerido para lograr un nivel de pH en la solución.

Ocurre, también, reacciones de intercambio de hidrógeno que pueden consumir grandes cantidades del álcali causando un frenado significativo de la propagación del mismo en el momento de interactuar con el petróleo. También, puede observarse, reacciones de intercambio entre cationes multivalente y monovalente que pueden liberar cationes multivalentes en la solución acuosa y afectar el comportamiento de fases específicamente el del surfactante, así como iniciar precipitación de sólidos.

Para atenuar las reacciones que originan el consumo de álcali, se han realizado muchas formulaciones de ASP con bicarbonato de calcio ( $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ ) y carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), ya que estos son álcalis débiles cuya función es disminuir las reacciones roca – álcali, donde el ión carbonato hace que la superficie mineral se cargue negativamente inclusive en pH neutro, evitando la adsorción de los químicos y por consiguiente generar un cambio en la mojabilidad.

#### **4.2.2.2 Interacción del Surfactante**

La principal función del surfactante en la solución ASP es lograr la disminución de la TIF entre las fases petróleo – agua a un nivel que promueva la movilización de las gotas de petróleo atrapada. Esto ocurre, cuando el surfactante al contactarse con las fases inmiscibles se adsorben en la interfase satisfaciendo su doble afinidad polar – apolar, promoviendo una disminución en la energía interfacial del sistema y, por lo tanto, de la TIF.

Es muy importante considerar la adsorción del surfactante ya que esta puede causar un efecto de retardación u originar que se consuma el surfactante sin que actúe correctamente, por ello se realizan pruebas de laboratorio con muestras de núcleo para evaluar la adsorción del surfactante.

El cambio en la energía interfacial se manifiesta en un cambio en los ángulos de contacto o en la mojabilidad de un líquido, lo que permite, que si el surfactante es de alto peso molecular, hidrofobe la roca haciéndola mojabable por petróleo y si ocurre que los SN reaccionen con la superficie de la roca, adsorbiéndose en la misma, se producirá así una mojabilidad de ésta por el petróleo, aumentando la permeabilidad relativa de éste y por ende aumenta la continuidad de la fase, lo que resulta beneficioso ya que el crudo se desplazaría con mayor facilidad.

Se observa que cuando el surfactante contacta al petróleo y al agua, normalmente se pueden formar estructuras poliméricas llamadas micelas. Estas pueden solubilizar sustancias apolares o anfífilas en cantidades considerables, formándose así una solución micelar, con una gran cantidad de surfactante llamada microemulsión, junto a otras fases.

Típicamente, la microemulsión reduce la TIF por tres o cuatro ordenes de magnitud, permitiendo que el petróleo se mueva por el medio poroso. La formación de las diferentes fases dependerá de la salinidad y de la concentración y tipo de surfactante.

El surfactante al contactar la roca yacimiento puede encontrar un ambiente inadecuado debido a la presencia de iones de calcio que al interactuar con estos puede resultar en la desorción de cationes polivalentes tal como  $\text{Ca}^{++}$  y  $\text{Mg}^{++}$ , por lo que puede ser insoluble en agua y precipitar sin generar el efecto esperado.

Generalmente, en el proceso ASP los surfactantes más usados son los sulfonatos de petróleo debido a que poseen una alta actividad interfacial y un alto peso equivalente (el peso equivalente se define como la razón del peso molecular con el número de grupos de sulfonatos presentes en las

moléculas), causando una gran reducción en la TIF. Además, pueden ser empleados en un amplio intervalo de temperaturas a bajas salinidades

#### **4.2.2.3 Interacción del Polímero**

El polímero en la solución ASP aumenta la viscosidad de la solución, permitiendo que al contactarse con las fases agua – petróleo aumente la viscosidad del agua, porque el polímero a usar tendrá la propiedad de ser soluble en agua e insoluble en petróleo, con lo que mejora el radio de movilidad entre las fases. Con ello, el petróleo se moverá mas rápido que el tapón de empuje evidenciándose mejoras en la eficiencia de contacto de la inyección con el yacimiento, dando como resultado un mejor desplazamiento areal y vertical así como de un barrido más completo del yacimiento.

Este aumento se evidencia porque este componente no puede reducir la Sor ya que su principal habilidad es disminuir la permeabilidad del agua que lo logra al aumentar la viscosidad de esta, así el flujo de agua incrementa en las zonas no barridas. Con este aumento de la viscosidad del agua el polímero logra aumentar el  $N_c$ .

Este agente químico ayudará a mantener la integridad del tapón ASP disminuyendo el efecto de dispersión y minimizando la digitación en la cola del tapón. Al igual que el surfactante, este puede adsorberse en la superficie de la roca ocurriendo una retención de las moléculas del polímero en el medio permeable, lo que ayuda a disminuir la permeabilidad efectiva del agua. Este fenómeno, puede ser detrimental porque disminuye la velocidad del polímero y produce el agotamiento del tapón antes de obtener los resultados esperados. Además, si la disminución de la permeabilidad es muy baja el polímero reacciona con la arcilla originando la adsorción del mismo.

También, suele ocurrir la precipitación del polímero que al contactarse con el surfactante puede formar nuevas fases, adsorberse en la roca o ser retenido por filtración en los poros pequeños. En el caso de una reducción de la porosidad, la velocidad del polímero será mayor a la velocidad del agua.

El polímero puede ser sometido a esfuerzos de cizallamiento al atravesar cada poro, lo que produce la ruptura de la cadena polimérica, resultando en una degradación del polímero y una disminución de su efecto viscosificante.

En el proceso ASP, comúnmente se usa poliacrilamida parcialmente hidrolizada debido a que, además de aumenta la viscosidad del agua, altera la permeabilidad de la roca yacimiento en las zonas invadidas, disminuyendo la movilidad efectiva de la solución inyectada.

#### **4.3 EXPLICAR EL PROCESO DE INYECCIÓN ASP Y LOS FACTORES QUE LO AFECTAN**

La inyección ASP es una técnica de recuperación mejorada de petróleo producto de una modificación de la inyección alcalina, debido a que ésta resultaba en un bajo recobro de petróleo a causa de la pérdida o consumo del álcali por las diversas reacciones químicas con el sistema roca – salmuera – petróleo, por el bajo valor ácido del crudo y por la carencia de un control en la movilidad. El proceso ASP combina los beneficios de los métodos de inyección de álcali, de surfactante y de las soluciones poliméricas.

Está diseñada para ser aplicada después de una recuperación por inyección de agua, con el propósito de reducir la Sor especialmente en los

yacimientos de petróleo con un alto valor ácido ( $>0,2$  KOH/g); sin embargo, mediante pruebas de laboratorio y de campo han demostrado que esta técnica puede ser aplicada en cualquier momento de la vida útil del yacimiento e inclusive en algunos casos en crudos con un bajo valor ácido, siempre que la concentración del surfactante sea alta.

Para llevar a cabo el proceso, se requiere de valores óptimos de las diversas variables involucradas (tapón, tamaño, concentraciones de los agentes químicos, etc.) para lograr el máximo recobro de petróleo en los yacimientos heterogéneo multifásicos sujetos a dicho proceso. El valor óptimo del tapón se obtiene de acuerdo al volumen poroso del yacimiento y su porcentaje es basado en el volumen de poros del área barrida.

En cuanto a las concentraciones químicas se calculan mediante pruebas de laboratorio, donde las del álcali y del surfactante se basa en la totalidad de la fase petróleo y las del polímero con referencia a la totalidad de la fase agua, ya que en el proceso este es insoluble en la fase petróleo.

Es muy importante, estudiar el diseño de fluido, la compatibilidad roca – fluido y la inyección lineal y radial en muestras de núcleo. Estas, generalmente, se hacen de 6 a 9 meses, para luego ejecutarlo en campo donde se incluye la mezcla e inyección de químico (para la mezcla se requiere de ciertas instalaciones de superficie, ver figura A - 3), cuantificación y monitoreo de los fluidos y químicos producidos, entre otros.

En el proceso se usa la mezcla de los agentes químicos a bajas concentraciones, aunque todo depende de las condiciones del yacimiento. Generalmente, son:

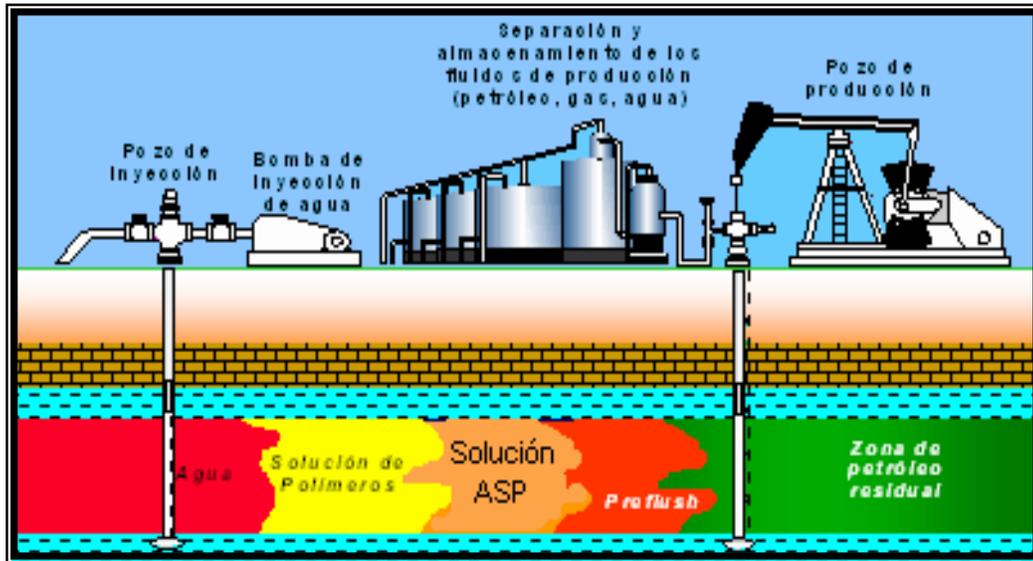
- ✓ Alkali de 1 a 2 %p/p.
- ✓ Surfactante de 0,1 a 0,4 %p/p .
- ✓ Polímeros de 800 a 1400 ppm.

Este proceso comprende una sucesión de tapones, combinados o individual. Mediante las diversas pruebas que han realizado en diversos campos petroleros han determinado que la composición y secuencia de los tapones juegan un papel muy importante en la movilización y recobro del petróleo residual. Idealmente se desplazará en flujo tipo pistón, donde cada nuevo fluido debe empujar el fluido que antecede.

La Figura 4.9 muestra un esquema del proceso de Inyección ASP que se detallará posteriormente.

El proceso se inicia con la inyección de un tapón de agua, de baja salinidad, para acondicionar el yacimiento. Este tapón, compuesto normalmente por cloruro de sodio (NaCl) o ácido clorhídrico (HCL), producirá un buffer compatible entre el yacimiento y las soluciones químicas, desplazando la salmuera de la formación que, generalmente, contiene iones de potasio (K), sodio (Na) y Calcio (Ca); disminuyendo la posibilidad de que estos afecten la acción de los agentes químicos. Con ello, se evitará las precipitaciones indeseables como es el caso de la precipitación de álcali que origina taponamiento en los poros; también minimizará la posibilidad de que el surfactante sea adsorbido en la roca.

Con este acondicionamiento se logrará obtener la salinidad denominada salinidad óptima en la que los valores de la TIF son bajos y se maximice el recobro de petróleo.



**Figura 4.9** Proceso de Inyección ASP. (Fuente: [http:// www.monografías .com/ trabajos31/ recuperacion-petroleo/recuperacion-petroleo.shtml](http://www.monografías.com/trabajos31/recuperacion-petroleo/recuperacion-petroleo.shtml)).

Seguidamente, se inyecta el tapón de ASP de aproximadamente 30% VP, que se encargará de movilizar al petróleo que se encuentra atrapado en los poros por el efecto de las fuerzas capilares. Esta movilización se efectúa por la acción individual de cada químico, la cual ocurre de la siguiente manera:

Al inyectarse al yacimiento el tapón ASP (formulado a bajas concentraciones), hará contacto con las fases presentes, donde el surfactante (a concentraciones iguales o menores a la CMC) por su característica de anfífilo se adsorberá en la interfase de ambas fases, lo que dará origen a una disminución de la TIF. Esta disminución, permitirá que el álcali tenga un mayor contacto con el crudo, originándose una reacción de éste con los ácidos orgánicos del petróleo, lo que dará origen a la formación in situ de los denominados surfactantes naturales.

Ambos sistemas de surfactantes se adsorberán en la interfase agua-petróleo, produciendo una disminución de la TIF a valores ultra bajos ( $<10^{-2}$  mN/m), la cual es una de las condiciones para aumentar el número capilar.

El surfactante primario debe estar bajo condiciones físico – químicas apropiadas, las cuales se logran a través del estudio de comportamiento de fases que permitirá evaluar diversas concentraciones, para lograr disminuir la TIF a valores deseados. Es importante agregar, que el surfactante se formule para un amplio rango de concentraciones de álcali debido a que la concentración del álcali varía por las diversas interacciones que ocurren con el sistema roca – salmuera – petróleo. De esta manera, el surfactante reaccionará efectivamente durante los cambios de concentración del agente alcalino.

Con la acción conjunta del álcali y el surfactante (baja TIF), se logrará la emulsificación de cierta cantidad de crudo que puede ser inestable si las condiciones de formulación son las óptimas (donde la afinidad del surfactante con el crudo está equilibrada con su afinidad por el agua ( $R=1$ )), por lo que las gotas de petróleo coalescerán y junto con los glóbulos atrapados formarán una fase continua o banco de petróleo, disminuyendo la Sor. Algunos investigadores creen que la baja TIF mejora el petróleo por inducir emulsificación más que por el incremento del número capilar. En esta etapa se observará la fase de microemulsión intermedia.

El banco de petróleo se desplazará más rápido que la fase desplazante (agua), notándose una mejora en el radio de movilidad ( $M<1$ ), ocasionada por la acción que genera el polímero contenido en el tapón ASP, que es aumentar la viscosidad del agua y por ende disminuye su permeabilidad

relativa, con ello se observa una mejor eficiencia de desplazamiento microscópico y de barrido areal y vertical.

Como ya se ha mencionado, el polímero no logra disminuir la Sor sólo modifica las propiedades de la solución acuosa. La reducción de la Sor se logra por la acción del surfactante y el álcali, y la movilización de ese petróleo residual es por la acción del polímero, por ello se dice que la inyección ASP se basa en el sinergismo de sus componentes.

Por lo tanto, con la acción del tapón ASP se logra aumentar el número capilar y mejorar el radio de movilidad, notándose una disminución en el corte de agua y un aumento en el recobro de petróleo, siendo esto cierto, ya que al ocurrir un aumento en el  $N_c$  se disminuye Sor porque se está “venciendo” la acción que ejercer las fuerzas capilares sobre el crudo.

Una vez que transcurre cierto tiempo, que permita que el tapón ASP logre sus objetivos, se procede a inyectar un tapón de polímero de aproximadamente 25% VP con la finalidad de mantener el empuje, la integridad y el control de la movilidad de los fluidos. Este logrará mejorar la eficiencia macroscópica permitiendo que el banco de petróleo se desplace hacia los pozos productores, además que evita las inestabilidades del tipo digitación viscosa (Figura 4.10).

El proceso finaliza con la inyección de un tapón de agua (agua a salinidad mayor a la del primer tapón) el cual conducirá los tapones previos y el petróleo hacia los pozos productores.

### 4.3.1 Factores que Afectan el Proceso ASP

El proceso ASP debe alcanzar tres metas principales:

1. Propagación de los agentes químicos.
2. Mínima retención del químico inyectado
3. Barrido completo del área de interés.



**Figura 4.10** Esquema de la Inyección ASP. (Fuente: [http:// www.monografias.com/trabajos31/recuperacion-petroleo/recuperacion-petroleo.shtml](http://www.monografias.com/trabajos31/recuperacion-petroleo/recuperacion-petroleo.shtml))

Estas pueden ser afectados por dos factores principales:

- Selección del tipo de químico, concentración de cada uno y el tamaño del tapón.

- Propiedades de las rocas y los fluidos.

#### **4.3.1.1 Selección del Tipo de Agente Químico, Concentración de la Solución ASP, Tamaño del Tapón**

Para lograr que se produzcan de manera efectiva la inyección ASP, es necesario determinar los químicos adecuados así como la concentración “óptima” al proceso y el tamaño adecuado en VP del tapón, lo que permitirá obtener los resultados esperados, que no es más que aumentar el recobro de petróleo.

La selección del tipo de químico, la concentración de cada uno y el tamaño del tapón se deben obtener en pruebas de laboratorio que incluyen muestras de núcleo del yacimiento a estudiar, asimismo, es muy importante el conocer las características de las rocas y los fluidos y las propiedades de cada químico para que ocurra la compatibilidad necesaria. Para ello, se requiere la realización de pruebas de fluidos, que incluyan su efecto en los diversos mecanismos, como por ejemplo, la prueba de TIF que se realiza con determinadas concentraciones de álcali y surfactante, para determinar la concentración óptima a la cual se observa la TIF ultra baja; también se debe realizar la prueba de compatibilidad de los fluidos a nivel de yacimiento y de superficie, prueba de interacción con la roca, pruebas de control de movilidad, entre otras.

Igualmente, se requiere de la importante simulación numérica con lo que se describirá el proceso de flujo en el medio poroso tomando en cuenta el comportamiento de fase, las propiedades heterogéneas del medio poroso, entre otros.

La selección inadecuada del sistema ASP puede interferir en la viscoelasticidad del polímero y en la acción del surfactante y como resultado se observa TIF altas, lo cual es desfavorable para el proceso. También ocurre que ciertos surfactantes y polímeros son susceptibles a las altas salinidades por lo que puede ocurrir separación de fases de la solución y por ende se disminuye la posibilidad de obtener buenos resultados. Inclusive, los surfactantes pueden adsorberse muy rápidamente en la superficie por lo que se debe realizar pruebas de adsorción que permitan la selección de uno que se adsorba poco en el medio, de igual forma se debe realizar pruebas de comportamiento de fase que indiquen con cual tipo de surfactante se obtienen las TIF requeridas.

Para seleccionar el tipo de químico, también, se debe hacer un análisis de los minerales constituyente de la roca, para determinar cual será menos afectado por estos, es sabido que en este proceso se hace uso de carbonatos y bicarbonatos de sodio porque son los menos afectados por la presencia de los minerales, así como de sulfonatos de petróleo que son menos afectados por los iones de calcio.

Por tal razón, es imperativo que el proceso se flexibilice para que pueda tolerar cambios en la formulación, es decir, se formulen para que puedan actuar en un amplio rango de concentración.

En cuanto al tamaño del tapón, si este no es suficiente para el volumen poroso del yacimiento no se podrá obtener el arrastre y desplazamiento de las fases, como por ejemplo, sucede con el último tapón de polímero que debe ser grande para que se mantenga el radio de movilidad adecuado, porque de no ser así no se tendrá un desplazamiento uniforme.

#### **4.3.1.2 Características de las Rocas y los Fluidos**

Cada yacimiento es particular, es decir, no existen dos yacimientos iguales, por lo que se observa variación en sus características. Esto muestra que existen muchos factores cuyo efecto no se puede controlar sin un conocimiento extremadamente preciso de las condiciones del yacimiento. Por ello, para aplicar un proceso de recuperación mejorada, tal es el caso de la inyección ASP, se hace necesario un estudio del yacimiento.

A través de las diversas aplicaciones del proceso, se pueden mencionar, de manera general, cuales son las características que comúnmente afectan el desempeño del proceso.

- **Minerales Constituyentes de la Roca**

Generalmente, los yacimientos contienen caliza o arenisca cementada con arcillas que contienen minerales como cuarzo, silicatos, carbonatos, caolinita, illita, entre otros. Al contactarse los diversos agentes químicos con el medio, ocurrirá un intercambio iónico con los minerales presentes, lo que causará problemas como el consumo de álcali, retención, adsorción y precipitación de los agentes químicos.

Lo anterior afecta el transporte iónico en la solución por lo que cambia significativamente el comportamiento de fase, la salinidad óptima y el mantenimiento de las tensiones interfaciales ultra baja y, de manera general el desempeño del proceso. Por ello, es importante el análisis de los minerales de las arcillas para aplicar este proceso por varios aspectos (French y Burchfield, 1990), uno de ellos es la reacción que puede ocurrir con

el álcali. Un ejemplo de este análisis es el que muestran la tabla D – 1 realizado en la arena Permian N°5 perteneciente al campo petrolífero Sho – Vel – Tum ( Wyoming, Estados Unidos).

A continuación, se describe los problemas que se presentan a causa del intercambio iónico con los minerales presentes en la roca.

### **Consumo y Precipitación de Alcali.**

El álcali puede ser consumido y/o adsorbido por diferentes reacciones químicas con el sistema roca – fluido. La presencia de iones de calcio ( $\text{Ca}^{++}$ ) puede ser detrimental a la solución debido a que, producto de las reacciones indeseables con este ión, el álcali es consumido afectando su acción sobre el mantenimiento de la baja TIF.

Las reacciones de intercambio de hidrógeno pueden consumir grandes cantidades de álcali inyectado, causando un frenado significativo en la propagación de la solución. Otros iones que influyen en el consumo de álcali son los ácidos y los iones divalentes de la salmuera y de la roca yacimiento.

Todo lo anterior, hace necesario que el yacimiento no contenga en mayor proporción iones de calcio, así como carbonato debido a que contiene anhidrita y yeso, los cuales reaccionan adversamente con las soluciones alcalinas, como se mencionó, y adicional a esto ocurre precipitación de álcali en el yacimiento originando taponamiento en los poros y alrededor de los pozos productores causando problemas como las incrustaciones que originan un aumento de la TIF y disminución en la velocidad de la solución.

Análisis de laboratorio han demostrado que el tripolisfosfato de sodio y el carbonato de sodio mantienen una actividad interfacial sobre la extensiva dilución por los iones de la salmuera. Asimismo, demostraron que el uso de bicarbonato de sodio y el carbonato de sodio en lugar del hidróxido de sodio o el ortosilicato de sodio disminuye las reacciones de consumo de álcali.

### **Adsorción, retención y precipitación del surfactante.**

La adsorción del surfactante puede causar un efecto de retardación u originar que se consuma el surfactante sin que actúe correctamente.

El surfactante puede ser afectado por los iones divalente desorbidos de las arcillas y por cationes divalentes presentes en la salmuera provocando su consumo y/o precipitación por el efecto de dilución al contactarse con la fase acuosa, inclusive pueden originar su precipitación y por ende perder su capacidad de producir tensiones ultra bajas.

Esto ocurre, en el caso de que el surfactante sea susceptible a este tipo de iones. Diversos estudios indicaron, que el uso de álcalis débiles como lo son el bicarbonato y el carbonato de sodio ayuda a proteger al surfactante de estos iones, reduciendo la adsorción de este sobre la roca al mismo tiempo que reduce la del polímero, por inducir la precipitación de los cationes divalentes. Además, estudios sobre la influencia de la estructura del surfactante en el proceso de adsorción indicaron que con una mayor ramificación de las cadenas alquilo permite mantener la baja TIF y reducir la adsorción. El proceso de pre – lavado resulta una alternativa para disminuir los problemas mencionados.

### **Retención del polímero.**

Los polímeros son susceptibles de adsorberse en la roca ocasionando la disminución de la velocidad del tapón de la mezcla y provocando el agotamiento del tapón. La retención de las moléculas de polímeros en el medio permeable es ocasionada principalmente a los efectos de adsorción en superficies sólidas y al entrapamiento que se produce en los poros muy pequeños.

Además, se debe considerar que las moléculas del polímero al desplazarse con un fluido solvente están sometidas a efectos de cizallamiento al atravesar cada poro, y eso puede producir la ruptura de la cadena polimérica, resultando en la degradación del polímero y una disminución del efecto viscosificante.

- **Heterogeneidad de la formación.**

El proceso ASP se ve afectado por los contraste de permeabilidad como lo es la variación areal y vertical de la permeabilidad y las fracturas naturales e inducidas, lo cual puede reducir notablemente la eficiencia de barrido areal y vertical, así como el mantenimiento de la formulación óptima.

La presencia de fracturas puede ocasionar que los fluidos inyectados puedan pasar por la vía de menor carga, que son las fracturas, donde el fluido desplazante tenderá a pasar por zonas más permeables y no penetrar las demás.

La mayoría de los yacimientos presentan heterogeneidades, zonas de menor o mayor permeabilidad, que pueden ser una de las causas principales por las que puede fallar el proceso, no solo porque promueve el “escape” del fluido por caminos de menor pérdida de carga afectando la eficiencia de barrido, sino que puede ocurrir en mayor proporción la adsorción, precipitación y retención de los agentes químicos en diversas partes del yacimiento, ya que la capacidad de intercambio iónico de la roca puede variar de un punto a otro. Por ello, es que se formula en amplios rangos de concentración para que pueda tolerar errores de quizás 30 – 40%; aunado a ello el aumento de la viscosidad del tapón de ASP compensa el efecto de las heterogeneidades.

- **Salinidad del agua de formación**

Otro de los factores que afecta el proceso de inyección ASP es la salinidad del agua de formación, que contribuye al consumo, retención y a la adsorción de los agentes químicos principalmente por la presencia de cationes divalentes.

Por ello, se debe realizar una formulación óptima de la mezcla ASP con lo que se debe tomar en cuenta la salinidad óptima a la cual ocurran los valores de TIF ultra baja y se obtenga un mejor recobro del petróleo, además, que en presencia de altas salinidades de debe inyectar un pre – lavado, para disminuir la salinidad a valores adecuados.

- **Tipo de pozo y espaciamiento entre pozo.**

Según resultados de pruebas de campo, la inyección ASP resultó ineficiente en pozos verticales, mostrando una pobre inyectividad y un ineficiente barrido por la alta permeabilidad vertical, solo es eficaz con el uso de un número desproporcionado de pozos. En caso contrario, los pozos horizontales (ver figura E - 1) son la mejor opción, demostrando una inyectividad y un barrido mejorado con un menor número de pozos. Esto dio lugar a una recuperación mayor al 10% excedente de la primera recuperación. Los pozos horizontales permiten establecer un área de contacto mayor entre el hoyo perforado y la formación productora, esto se refleja en un incremento en la productividad.

En sentido areal, ASP es más apropiada en el plano horizontal que en el plano vertical. Con referencia al espaciamiento entre pozos, este está relacionado a los valores de permeabilidad. Si el valor de K es bajo ( $< 25$  md) el espaciamiento debe ser pequeño (esto se presenta en yacimientos poco profundo). Si K es alta, mayor debe ser el espaciamiento.

En una prueba realizada en el campo Daqing (República popular China) en pozos con gran espaciamiento (200 a 250 m), se observó una separación cromatográfica en el que el fluido por efecto de adsorción, al desplazarse se va empobreciendo poco a poco en especies más adsorbidas (las de mayor peso molecular), pero todo depende del contraste de la permeabilidad.

Como factores a considerar para aplicar ASP, se tienen:

- **Saturación residual de petróleo (Sor).**

Según estudios realizados, para aplicar la inyección ASP se debe tener en el yacimiento por lo mínimo un 35% del VP como saturación residual de petróleo.

Este valor, debe estar relacionado con la posibilidad de que los químicos puedan remover el crudo económicamente rentable. Indicando, que es imperativo realizar pruebas de núcleo. Es importante, además, la presencia de crudo móvil para que ayude a formar el banco de petróleo.

- **Porosidad ( $\phi$ ).**

Las formaciones del subsuelo pueden variar considerablemente. Los carbonatos densos (calizas y dolomitas) y las evaporitas (sales, anhidritas y yesos) pueden tener porosidad cero, para todos los efectos prácticos. En cambio, las areniscas bien consolidadas pueden tener un 30% o más de porosidad. Las lutitas o arcillas pueden tener una porosidad mayor a 40% llena de agua, pero estos poros individualmente considerados, son por lo general tan pequeños, que la roca es impermeable al flujo de los fluidos.

Para la inyección ASP, se puede decir, que la porosidad no es un parámetro “crítico”, se basa siempre en que se pueda inyectar un volumen poroso (VP) en un tiempo de 15 años siempre que se tenga suficiente crudo en el yacimiento para hacer atractivo económicamente el proyecto. Puede aplicarse, tanto en yacimientos de areniscas como en carbonatos, en este último antes de aplicarse debe de inyectarse un tapón de agua (salmuera suave) al inicio y al final de la inyección.

- **Permeabilidad (K).**

En la inyección ASP, se encontró que permeabilidades menores a 25 md no permitirán el flujo de fluidos eficiente. Además, indican a través de diversos estudios, que se debe considerar principalmente la tasa de inyectividad y el espaciamiento entre pozo el cual está relacionado con la permeabilidad.

- **Temperatura del yacimiento (Ty).**

Para el proceso ASP, se considera como temperatura mínima 230 °F (110 °C), aunque se debe tener en cuenta que las altas temperaturas pueden afectar los mecanismos de desplazamiento del proceso, como es el caso de la reducción de la TIF.

Para surfactantes iónicos, la CMC en solución agua – alcohol primero decrece y luego vuelve a crecer con la temperatura. Debido a dos efectos, de un lado un aumento de temperatura produce reducción de hidratación del grupo hidrofílico. Por otra parte, un aumento de temperatura produce una desorganización creciente de las moléculas de agua que se encuentran cerca del grupo no polar, como consecuencia el desajuste agua – grupo no polar decrece, o en otros términos la compatibilidad aumenta, lo que desfavorece la formación de la micela (CMC aumenta).

También, afecta a los polímeros, donde un aumento de temperatura origina una disminución en la viscosidad, además puede ocasionar la degradación de la cadena polimérica y por ende una disminución en la viscosidad.

- **Espesor de arena neta (EAN).**

Si se tiene un espesor delgado (< 20 pies) este no representará un factor que afecte el proceso, siempre que, como ya se ha mencionado, se tenga un volumen de crudo económicamente extraíble para que el proyecto sea rentable.

#### **4.4 ANALIZAR LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS DE CRUDOS PESADOS DE ACUERDO A LOS FACTORES QUE LO AFECTAN**

Un estudio de yacimiento suministra los conocimientos que permiten examinar y planificar mejor y más adecuadamente el desarrollo de la implementación de cualquier proyecto de recuperación de petróleo, principalmente los de recuperación mejorada como la inyección de químicos, la cual requiere de las más minuciosas descripciones de la parte interna del yacimiento que contiene petróleo. Por ello, resulta necesario, para establecer la factibilidad de aplicar la Inyección ASP, el análisis de las características de los yacimientos objetos de estudio.

##### **4.4.1 Campo Jobo**

###### **4.4.1.1 Yacimiento Jobo – 01**

El yacimiento Jobo-01, perteneciente a la formación Oficina, con un área petrolífera de 6276 acres aproximadamente y 150 pies de espesor promedio, está compuesto por arenas poco consolidadas depositadas en un ambiente marino deltaico. Presenta una presión inicial mayor a la presión de

burbujeo ( $P_i > P_b$ ) con una temperatura de 138°F y contiene en su espacio poroso crudo pesado de baja gravedad API, alta densidad y alta viscosidad que originan bajas tasas de producción aunque las arenas posean excelentes características petrofísicas (porosidad, permeabilidad, espesor de arena neta, etc.).

La mayoría de los pozos que atraviesan a este yacimiento muestran una temprana irrupción de agua, proveniente del acuífero activo con que limita en la parte Norte, lo que ocasiona la existencia de crudo remanente no drenado, significando altas Sor. Esta irrupción se ha observado desde los inicios de la producción.

En la tabla B -1 se muestra las propiedades de la roca yacimiento, donde se puede observar que presenta una porosidad de 31,7 %, una permeabilidad de 2500 md y un espesor de arena neta de 63 pies, indicando que el yacimiento posee excelentes propiedades petrofísicas, de las que se puede inferir que el espesor de arena permite la acumulación de un volumen considerable de crudo que conjuntamente con las porosidad y permeabilidad, al aplicarse un proceso de recuperación, se puede lograr un flujo de fluido eficiente a través del espacio poroso. Por tal razón, se puede decir que estas propiedades presentan valores favorables al proceso ASP.

La inyección ASP requiere principalmente de altos valores de saturación de petróleo y de saturación de petróleo residual que indiquen un gran volumen de petróleo que pueda hacer que el proyecto sea económicamente atractivo, lo cual se evidencia con el 60% de  $S_o$  y el 30% de Sor aproximadamente, siendo la Sor un factor decisivo en lo que se refiere a la implementación del proceso.

Estos valores de saturación de petróleo, así como el de las reservas remanente (17,7 MMBN) indican, no solo la existencia de un gran volumen de crudo, sino la magnitud de las fuerzas capilares y viscosas que hacen que la cantidad de crudo no pueda fluir eficientemente a través del medio poroso por lo que se requiere de métodos que permitan modificar favorablemente estas fuerzas.

Es importante mencionar, que según estudios realizados en las unidades de flujos pertenecientes a este yacimiento comprobaron la presencia de crudo móvil en unas de las arenas (B), lo que permitirá la formación más fácil del banco de petróleo en el caso de que se le aplique algún proceso de recuperación de crudo. Este estudio determinó, además, que los cuerpos arenosos presentan volúmenes considerables de arcilla y presencia de bioturbaciones en las arenas C, D y F, lo que indica que en estas arenas existe una reducción de la permeabilidad que va a afectar de manera negativa el flujo de fluidos porque existe una mayor tortuosidad.

La presencia de bioturbaciones puede afectar la movilidad de los tapones debido a que estas representan una restricción del paso del flujo lo que afectaría al polímero, ya que puede originar ruptura de la cadena polimérica degradando al polímero, disminuyendo su capacidad viscosificante y por ende el barrido y la eficiencia de desplazamiento macroscópica.

Como casi todos los yacimientos, este muestra heterogeneidades, principalmente en la arena C, las cuales pueden afectar el desempeño del proceso como la eficiencia de barrido de la solución ASP y el mantenimiento de la formulación óptima. Hay que considerar, que ciertas arenas (C, D y F) presentan la misma litología por lo que no se tendrá una marcada variación

en las proporciones de los componentes de la roca y por lo tanto no predominará el intercambio iónico de un punto a otro.

Además, se tiene una importante y favorable característica que es que la arena D constituye un sello importante entre las arenas C y E, lo que impide la comunicación vertical de los fluidos entre ambos lentes, permitiendo entonces una inundación uniforme en las arenas.

Mediante la revisión de diversos estudios realizados al yacimiento, no se comprobó la existencia de fracturas que pueden ocasionar que los fluidos inyectados tiendan a pasar por las zonas más permeables y no penetrar las demás, ya que esta es un factor que afecta el proceso porque no permitirá un eficiente barrido del área.

Otro factor que hay que considerar es el espaciamiento entre los pozos productor/inyector y entre los pozos productores, el cual debe ser proporcional a el valor de permeabilidad, lo que significa que para este yacimiento se va a requerir de pozos con gran espaciamiento por ser  $K > 25$  md, pero considerando que en ciertos estudios de ASP ha ocurrido separación cromatográfica; es decir, la mezcla se fracciona sobre la roca. Sumado a estos, se debe tener en cuenta que ASP es más efectiva cuando se inyecta en pozos horizontales, porque estos permitirán un mayor contacto con la zona productora y por lo tanto un mejor barrido del área. En esta área se cuenta con 16 pozos de reentrada.

De igual manera, es de importancia saber el contenido de los minerales de arcilla que conforman Jobo – 01 debido a que presenta un volumen de arcilla considerable, teniendo en mayor proporción la caolinita, lo que constituye un factor desfavorable para el proceso, no sólo porque este

mineral ocasiona problemas de migración de finos hacia los pozos, siendo una de las causas de arenamiento y taponamiento de los mismos; sino que puede originar una reacción con el álcali resultando en un consumo del mismo y en su precipitación en forma de metales de hidróxido multivalente o sales. Por ende, se tendrá un cambio en la formulación lo que afectará la producción de los mecanismos del ASP, principalmente la reducción de la TIF.

Además, la presencia de arcilla indica la existencia de iones de calcio que no solo afectan el desempeño del álcali sino del surfactante y del polímero, donde el surfactante se consumirá e inclusive originar su precipitación y por ende perder su capacidad de producir tensiones ultra bajas.

El polímero puede adsorberse ocasionando la disminución de la velocidad del tapón de la mezcla y provocando el agotamiento del tapón, donde el tapón carecerá de movilidad, por lo tanto no formará el banco de petróleo y como resultado el recobro de petróleo será menor al 20% de Sor. Por ello, es muy importante el análisis de los minerales de las arcillas ya que conociendo la proporción (en porcentaje) de cada uno, se puede predecir la magnitud de la reacción y permitiría determinar que tipo de compuestos químicos se debe usar.

La temperatura del yacimiento se registra en 138°F la cual no afectaría el desempeño del proceso debido a que se encuentra dentro del rango de aplicación del sistema.

Cabe destacar que la presencia de la capa de gas no representa un factor que afecte el proceso. Estudios realizados en yacimientos con

presencia de gas, indicaron que al aplicar ASP se formó un crudo espumante donde se notó una reducción considerable de la TIF y permitió un mejor desplazamiento del crudo, por lo que esta capa de gas representa cierta ventaja al proceso.

En cuanto a los fluidos contenidos en Jobo – 01, según la tabla B-2, se aprecia que es un crudo pesado (11°API) de alta viscosidad (625 cP), donde el agua de formación posee una salinidad de 25000 ppm con presencia de cationes  $\text{Ca}^{++}$  y  $\text{Mg}^{++}$  y una dureza menor a 500 ppm, indicando que son valores aceptables al proceso donde se puede evitar que la presencia de los cationes divalentes disueltos en la salmuera que pueden causar la precipitación del surfactante y la pérdida de viscosidad del polímero.

#### **4.4.2 Campo Melones**

##### **4.2.2.1 Yacimientos MS – 803/T, MEL - 107/U2L, MEL – 109/U3U**

Los yacimientos MS – 803/T, MEL - 107/U2L, MEL – 109/U3U están identificados como cuerpos sedimentarios contentivos de crudos pesados. Pertenecen a las formaciones Oficina y Merecure, siendo las arenas T, U2L y U3U, unas de las más prospectivas del campo; donde la arena T (yacimiento MS-803) pertenece a la formación Oficina y se caracteriza por ser una arena poco consolidadas con presencia de lutita intercaladas con lignitos de amplia extensión, los cuales constituyen un factor litológico característico de esta formación. Por su parte, las arenas U2L y U3U pertenecen a la formación Merecure, las cuales se caracterizan por areniscas poco consolidadas, de grano fino a grueso, cuya continuidad está interrumpida por láminas y capas delgadas de lutitas e intervalos delgados de arcillas y limolitas.

Significa, entonces, que el yacimiento MS – 803/T tiene presencia de arcilla (caolinita e illitita), que afectan el desempeño de los componentes químicos de la Inyección ASP, alterando la concentración óptima de la solución y como resultado se tendrá un pobre mantenimiento de la baja TIF entre las fases agua/petróleo. Además, puede ocasionar la retención y floculación de las moléculas del polímero lo que provoca una disminución en la velocidad del tapón y el agotamiento del mismo.

En cuanto a los yacimientos MEL – 107 y 109, se tiene que puede ocurrir lo mismo que como el yacimiento MS – 803 debido a que presenta cierta cantidad de arcilla, además puede ser con mayor magnitud debido a que este contiene limolita que indican presencia de sílice. Este mineral puede originar una disolución oxido – sílice producto de la reacción con el álcali, resultando en una variación en la concentración óptima porque conlleva el consumo del álcali; además puede producir precipitación del álcali en forma de metales alcalinos silicatos que originan taponamiento en los poros y presencia de incrustaciones en tuberías.

Es evidente, entonces, el conocer con exactitud las proporciones de cada mineral de arcilla para así anticipar y prevenir las posibles reacciones con los compuestos químicos y, además, que contribuirá con la selección adecuada de estos compuestos.

En cuanto a las propiedades de las rocas, como se puede apreciar en la Tabla B-3, que estos yacimientos presentan buenos valores de porosidad, y MS – 803 y MEL – 109 con 29 % y MEL – 107 con 26 %, altos valores de permeabilidad que para el yacimiento MS – 803 se tiene una variación entre 304 y 1454 md con un promedio de 1115 md, para MEL – 107 entre 1123 y 4243 md con un promedio de 2134 md y para MEL – 109 entre 1484 y 2103

md con un promedio de 1974 md, observándose claramente que presentan una capacidad de flujo de fluido favorable con un buen volumen poroso y espesor de arena neta (todos los yacimientos pertenecientes al campo poseen valores aceptables), que permitirán un flujo de fluido eficiente y una rápida penetración del fluido inyectado al medio poroso.

Se aprecia que los yacimientos están saturados de un gran volumen de crudo con altas reservas remanentes, indicando que la cantidad de petróleo residual puede hacer económicamente atractivo la implementación de ASP.

Es importante resaltar, que estos yacimientos han presentado un alto corte de agua desde el inicio de su producción debido a que presenta acuíferos activos, reflejando en los pozos, problemas con la producción de agua principalmente por la canalización de este fluido. Como es el caso del yacimiento MEL – 107 donde los pozos han reportado un corte de agua desde 45 hasta 90%, evidenciándose un radio de movilidad desfavorable entre las fases, ya que el fluido desplazante (agua) tiene una mayor movilidad que el fluido desplazado (crudo) por lo que irrumpe tempranamente en el pozo. Por lo que es necesario mejorar el radio de movilidad agua/petróleo para así evitar que pueda ser el yacimiento abandonado prematuramente.

Otra características de estos yacimientos, es que son yacimientos hidrófilos, lo cual favorece la aplicación del proceso dado que los componentes reductores de la TIF puede aumentar la mojabilidad y permitir un flujo de crudo favorable para la producción. Se consideran, además, yacimiento saturados sin capa de gas, donde los mecanismos imperantes son el empuje por gas en solución y el hidráulico,

La temperatura de los yacimientos son valores aceptables en comparación con lo permitido por el proceso, condición necesaria para evitar que los componentes químicos sean afectados por las altas temperaturas.

Los yacimientos presentan heterogeneidades que constituyen un factor que afecta el desempeño del proceso. Otro factor que se muestra, es que estos yacimientos se encuentran atravesados por pozos horizontales, lo cual constituye una ventaja para el aprovechamiento y desarrollo de las reservas remanentes. Algunos de estos pozos están ubicados a un espaciamiento de 720 metros lo que significa que son grandes espaciamientos ya que el máximo utilizado en los proceso ASP ha sido de 300 metros aproximadamente, lo que resultaría en un reto para la aplicación del proceso ya que se estaría innovando en cuanto a al alcance de la solución, siempre considerándose que pueda ocurrir una significativa separación cromatográfica.

Por último se tiene, que presentan fluidos con características excelentes, como lo es su baja viscosidad en comparación al yacimiento anterior, lo que permitiría un avance más eficiente, donde se infiere que las fuerzas viscosas son en menor magnitud a las fuerzas capilares, logrando que de disminuya más rápidamente la Sor. Son, en general, yacimientos con agua de formación de alta salinidad por lo que se tendría que tomar a consideración ya que la salinidad afecta la acción de cada componente químico.

#### **4.4.3 Campo Orocual Somero**

El campo Orocual Somero, perteneciente a la formación Las Piedras, está constituido por yacimientos con arenas (H, J, K, L, Q, R, S, T)

caracterizadas como areniscas poco consolidadas de granos finos a muy finos, con una matriz limo-arcillosa, interestratificadas con arcillas y lignitos; depositadas en ambiente de aguas salobres (>20000 ppm).

Con referencia a lo mencionado anteriormente, resulta necesario el realizar un estudio de los minerales de arcilla para cada yacimiento, ya que presentan una matriz limo – arcillosa, indicativo de la existencia de iones divalentes, como el calcio ( $\text{Ca}^{++}$ ) así como el sílice, que pueden originar un intercambio iónico entre los compuestos químicos y afectar la obtención de los mecanismos responsable del desplazamiento del crudo.

Estos yacimientos presentan heterogeneidades que hay que considerar al momento de aplicar un proceso de inyección ASP, ya que esta representa un factor que afecta el desempeño del proceso debido a que puede contribuir a reducir notablemente la eficiencia de barrido areal y vertical, así como el mantenimiento de la formulación óptima. Referente a el tipo de pozo, se tiene que la mayoría de los pozos que atraviesa al yacimiento son de reentrada por lo que se tendrá un mayor contacto con la zona productora y por lo tanto se mejorará la producción de petróleo.

Para estos yacimientos, se desconoce los valores del espaciamiento entre pozos, por lo que resulta necesario el calcularlo para así determinar el alcance de la inyección y la magnitud de la separación cromatográfica. En caso de aplicar el proceso, estos requerirán de un gran espaciamiento entre estos, por ser la permeabilidad mayor a 25 md.

### **Yacimiento R ORS – 04**

En la tabla B-4 se puede observar las propiedades del yacimiento R ORS – 04, del cual se puede mencionar que posee buenos valores de porosidad y permeabilidad, con promedio de 30% y 918 md respectivamente, indicando que el yacimiento posee muy buena capacidad de flujo.

Este yacimiento, posee un promedio de saturación de agua de 15% con una variabilidad significativa entre un pozo y otro, mostrando que a medida que la  $S_w$  incrementa, aumenta la  $K_{rw}$  y por ende disminuye la  $K_{ro}$  lo que significa en una  $S_{or}$  mayor. Esto puede ser cierto ya que el yacimiento presenta un excelente valor de espesor de arena neta, que en promedio se ubica en 83 pies significando este valor en un gran volumen poroso ocupado por una cantidad de crudo con fuerzas capilares predominantes, aceptable para aplicar el proceso en estudio.

En cuanto a la temperatura del yacimiento, registrada en 120°F, se considera aceptable para el proceso debido a que se encuentra en el nivel deseado, por lo que no se tendrá problemas como la degradación del tapón de polímero y el consumo acelerado del álcali y el surfactante, entre otros.

Las características de los fluidos presente en el yacimiento, se puede apreciar que son valores aceptables, ya que se tiene un crudo pesado de 12 °API promedio con una viscosidad de crudo vivo de 443 cP y crudo muerto de 1300 cP aproximadamente, con presencia de una pequeña cantidad de crudo móvil, según estudios realizados, que ayudará a formar un banco de petróleo.

### **Yacimiento S ORS – 01**

De la tabla B-5 se puede observar que el yacimiento S ORS – 01 presenta al igual que el yacimiento R ORS – 04 muy buenos valores de porosidad y permeabilidad, 31% y 775 md promedio, con un espesor de arena neta promedio de 100 pies, con lo que se puede decir que son aceptables para aplicar ASP ya que significan que puede ocurrir un eficiente flujo de fluido al momento de aplicar el proceso de recuperación, donde la solución contactará un gran volumen de crudo, ya que el excelente valor de espesor de arena neta es indicativo de una gran cantidad de crudo contenido en este, por lo que al observar los valores de saturación de agua (16% promedio) de un pozo a otro se verifica que la cantidad de crudo es considerablemente atractiva para el proceso.

En cuanto a la temperatura del yacimiento se registra en la mayoría de los pozos en 120°F con una variación en el pozo ORS – 41, la cual se ubica en valor en 154°F , considerándose aceptable para el proceso debido a que ese encuentra en el nivel deseado.

Con respecto a las características de los fluidos presentes, se puede considerar que son valores aceptables, ya que se tiene un crudo vivo con una viscosidad de 422 cP y un crudo muerto de 1300 cP aproximadamente, además se puede observar que el pozo ORS – 41 presenta excelente valores de viscosidad menores en comparación con los otros pozos como resultado de la variación de la temperatura, representando para la inyección mayor facilidad al momento de desplazar el fluido.

Es importante mencionar que tanto la arena R y S son las que presentan mayores valores de porosidad, permeabilidad y espesor de arena neta en comparación con las demás arenas.

### **Yacimientos K ORS – 11, Yacimientos K ORS – 36, Yacimientos K ORS – 20.**

En la tabla B-6 se puede apreciar que los yacimientos presentan buenos valores de porosidad y permeabilidad así como de espesor de arena neta lo que refiere que cada yacimiento posee un volumen de yacimiento aceptable para aplicar la inyección ASP donde se puede tener un flujo de fluido adecuado para aumentar la producción de petróleo, de los cuales los mejores valores son del yacimiento K ORS – 20 y K ORS - 11.

Por otro lado, se puede observar que dos de los yacimientos (K ORS – 11 y K ORS – 20) presentan viscosidades de crudo vivo y muerto aceptables ya que permitirán la formación del banco de petróleo y un mejor desplazamiento de fase; en el caso del yacimiento K ORS 36 este presenta altos valores de viscosidades a la cual ASP no se ha aplicado, indicando una predominante fuerza viscosa.

Con relación a la cantidad de crudo que poseen en su espacio poroso, se aprecia que es alto para K ORS – 20 y K ORS – 36 , ya que al observar los valores de saturación de agua resultan ser bajos valores sobre todo en el yacimiento K ORS – 20 que presenta el menor valor (9%) con respecto a los otros dos, además los valores de espesor de arena neta para este yacimiento y el yacimiento K ORS – 36 son mayores en relación al otro yacimiento.

Todos estos yacimientos presentan una temperatura adecuada al proceso, 100 °F, la cual no afectará a los componentes químicos.

#### **Yacimiento Q ORS – 26.**

Según se observa en la tabla B-7, el yacimiento posee una buena capacidad de flujo debido a que los valores de porosidad y permeabilidad indican un yacimiento poroso con una buena facilidad de flujo de fluidos, lo cual no afectara el desempeño del proceso.

Presentan, también, un alto espesor de arena neta y un valor de saturación de agua muy bajo con lo que se deduce que la mayor parte del volumen poroso está ocupado por petróleo residual lo que puede hacer atractivo la aplicación de la inyección ASP.

Las viscosidades del crudo vivo y del crudo muerto son bajas (91cP y 162 cP), indicando que las fuerzas viscosas no tienen gran predominio en este yacimiento. En cuanto a la temperatura (120°F) se tiene que es aceptable para aplicar el proceso de inyección ASP.

#### **Yacimientos L ORS –20, Yacimientos L ORS – 01.**

Como se observa en la tabla B-8, ambos yacimientos presentan buenos valores de porosidad y permeabilidad, aunque se puede notar que el yacimiento L ORS – 20 posee una permeabilidad mayor (2140 md), indicativo de una mayor capacidad de flujo a través del medio poroso; además los valores de espesor de arena neta y saturación de agua indican que este yacimiento posee una mayor cantidad de crudo con respecto a L ORS – 01.

Es importante mencionar, que las arenas L, K y J son unas de las arenas con menor espesor de arena neta en comparación con las otras arenas por lo que posee menor contenido de hidrocarburos.

En cuanto a las viscosidades de crudo muerto y de crudo vivo, se tiene que el yacimiento L ORS – 20 posee un crudo de baja viscosidad y mayor movilidad en comparación al yacimiento L ORS – 01.

### **Yacimiento I ORS – 23 y Yacimiento J ORS – 20**

Ambos yacimientos, como se observa en la tabla B-9, presentan buenos valores de porosidad y permeabilidad, que como ya se ha mencionado, es indicativo de una aceptable capacidad de flujo lo que puede permitir un flujo de fluido eficiente. En cuanto a la saturación de agua, se aprecia que el yacimiento J ORS – 20 presenta el menor valor, así como de espesor de arena neta, que aunque indique una acumulación de crudo este espesor es muy pequeño, aunque para ASP el espesor puede ser pequeño este puede que no contenga suficiente crudo para que la aplicación del proceso sea rentable. En el caso del yacimiento I ORS – 23, este posee un espesor mayor indicativo de una acumulación mayor de crudo.

Las viscosidades de crudo vivo y de crudo muerto resultan aceptables para el caso del yacimiento I ORS – 23 ya que son bajas, donde las fuerzas viscosas no representan un factor que pueda hacer difícil la recuperación del crudo, caso contrario sucede con el yacimiento J ORS – 20 pero todo radica en determinar si la cantidad de crudo móvil es considerable como para formar un banco de petróleo.

La temperatura para ambos yacimientos es aceptable para aplicar el proceso.

En resumen se puede agregar, que los yacimientos pertenecientes a las arenas R, S, K, Q presentan excelentes características tanto de la roca como de los fluidos.

#### **4.5 ESTABLECER LA FACTIBILIDAD DE LA APLICACIÓN DE LA INYECCIÓN ASP EN LOS YACIMIENTOS DE CRUDOS PESADOS**

De acuerdo a los análisis realizados a cada yacimiento perteneciente a los campos Jobo, Melones y Orocuá Somero, se establece que la inyección ASP puede ser factible de ser aplicada en los yacimientos de crudos pesados, principalmente los estudiados, debido a dos razones fundamentales:

1. Las altas saturaciones de petróleo y de petróleo residual que muestran estos yacimientos, principalmente por el predominio de las fuerzas capilares y viscosas responsables de que la cantidad de crudo no pueda fluir eficientemente a través del medio poroso. Razón por la cual hace apropiada la aplicación de la inyección ASP, no solo porque ASP considera las altas  $S_o$  como factor fundamental para aplicarse como técnica de recuperación, sino que se observa un predominio de las fuerzas capilares que pueden ser mejoradas con el sinergismo del álcali, el surfactante y el polímero que logran disminuir la TIF y aumentar el  $N_c$  a valores que permitan la movilización del crudo.

Como estos crudos, se presume, que exhiben alto número ácido, se formará, entonces, un sistema de surfactantes naturales que ayudaran al

sistema primario de surfactante y al álcali a disminuir la TIF, y con la ayuda del polímero se tendrá un control del radio de movilidad, logrando aumentar el Nc.

Con ello se “limpiará” la roca, aumentando el desplazamiento del crudo, y con la ayuda de cierta cantidad de crudo móvil, como es el caso de la arena B en Jobo – 01 y de los yacimientos de Orocuál Somero, y del tapón de polímero se obtendrá una formación del banco de petróleo que ayudará a lograr la disminución de la Sor y a tener un desplazamiento uniforme entre fases para así aumentar el recobro de petróleo que es el resultado a lograr.

2. Otra de las razones por las cuales se considera la aplicación de la inyección es la baja producción de petróleo y el alto corte de agua que registran los pozos pertenecientes a los yacimientos de crudo pesados estudiados. Esto es causado por el desfavorable radio de movilidad que existe entre las fases crudo/agua, originada por la presencia no solo de las fuerzas viscosas y capilares sino por los acuíferos activos asociados a cada uno, como es el caso de los yacimientos Jobo – 01, MEL – 107 y MEL -109, estos últimos por presentar comunicación mecánica del agua proveniente del yacimiento MEL – 109.

Como uno de los objetivos de la inyección de ASP es mejorar el radio de movilidad ( $M < 1$ ) para que ocurra un desplazamiento óptimo, donde el petróleo fluye más que el agua y por lo tanto sea muy fácil para el agua desplazar el crudo, entonces se considera que ASP puede solventar el problema de producción de agua. En este caso, con la ayuda del polímero se lograría aumentar la viscosidad del agua, con lo que estas se desplazarán más lentamente que el crudo ayudado a empujar las gotas que son “movilizadas” por la acción del surfactante y del álcali, y por lo tanto, se

tendrá una disminución del corte de agua, altas eficiencias de barrido y en un buen recobro de petróleo, resultados que se han obtenidos en todas las pruebas realizadas en campo, principalmente en el campo Daqing (China), el Viraj(India), el cual es un yacimiento de crudo pesado, y en los campos Salinas y Lagomar (ambos pertenecientes a Venezuela).

Este tapón de polímero debe ser de un tamaño (en VP) considerable, para lograr mejorar la movilidad de la fase agua, además con la ayuda de este se logrará controlar los efectos causados por las heterogeneidades, principalmente en las arenas B y E pertenecientes al yacimiento Jobo – 01, las cuales presentan heterogeneidades significativas, siendo estas las más adecuadas para aplicar el proceso, porque como presentan un sello (arena D) entre ellas se tendrá un barrido uniforme por capas.

Cabe agregar, que los minerales de las arcillas, sílice y los iones presentes en los yacimientos, pueden ser controlados mediante la selección adecuada de los componentes químicos del sistema ASP, el cual se logra principalmente por un detallado estudio mineralógico. Este permitirá determinar los minerales presentes en el yacimiento y sus proporciones, lo cual se hace necesario para los yacimientos en estudios, ya que se presume de la existencia de caolinita (Jobo-01) y sílice (MEL - 107/U2L, MEL – 109/U3U, y los de Orocal Somero).

Con este estudio se establecerá la magnitud de las reacciones por lo que ayudará con la selección del tipo de químico. En este caso se recomendaría el uso de álcalis débiles para que reduzcan las reacciones con estos minerales y los iones presentes, que pueden darse con mayor magnitud en los yacimientos Jobo-01, MEL – 107 y MEL – 109, así como de

sulfonatos y de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada los cuales son resistentes a las altas salinidades

Las altas salinidades no representan un problema ya que con la aplicación de un pre - lavado se disminuirá por disolución la cantidad de iones que afecten la acción de los componentes. También, se tiene que la mayoría de los yacimientos están atravesados por pozos horizontales, siendo una ventaja para aplicar ASP, ya que se tendrá un contacto mayor con el área y esto se refleja en un incremento en la productividad.

Por último, se tiene que los yacimientos estudiados, a excepción del J ORS -20 que presenta 10 pies de espesor de arena neta, presentan excelentes valores de porosidad, permeabilidad, espesor de arena neta y temperatura adecuadas para aplicar ASP, ya que se tendrá un eficiente flujo de fluido sin una marcada degradación de los tapones.

En cuanto a las propiedades del crudo, la inyección ASP es factible de aplicarse en yacimientos de crudos pesados estudiados, a excepción de ciertos yacimientos perteneciente al campo Orocuál Somero, como son K ORS – 36, L ORS – 01 por presentar altas viscosidades, ya que ASP solo se ha aplicado en crudos con viscosidades de hasta 600 cP.

## **CAPÍTULO V**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **5.1 CONCLUSIONES**

- Los álcalis son soluciones de iones hidróxido con pH mayor que 7.
- Los surfactantes son sustancias muy versátiles, que presentan un comportamiento químico especial y que pueden ser utilizados en diversas aplicaciones en la industria petrolera.
- La propiedad principal del polímero es la modificación de la reología (viscosidad) de un líquido.
- El álcali actúa como capa protectora sobre el surfactante y el polímero.
- El surfactante mejora las propiedades interfaciales del álcali.
- Los objetivos fundamentales de la inyección ASP son disminuir la tensión interfacial a valores que permita la movilización del crudo y mejorar el radio de movilidad entre las fases agua/petróleo.
- El factor a considerar para aplicar la inyección ASP es la saturación residual de petróleo, siendo ASP efectiva en reducirla.
- Es esencial la inyección del tapón de polímero para lograr mantener el control de la movilidad.
- Con la aplicación de la inyección ASP se logrará disminuir el alto corte de agua que exhiben estos yacimientos.
- Es fundamental el uso de un pre – lavado para proteger a la inyección ASP de la alta salinidad del agua de formación.

- La inyección ASP podrá superar los factores desfavorables presentes en los yacimientos de crudo pesados, por la acción conjunta de los tapones de ASP y de polímero.
- La presencia de crudo móvil representa una ventaja para el proceso de inyección ya que ayuda a formar más fácilmente el banco de petróleo.
- La inyección ASP sólo se ha aplicado en yacimientos que contienen crudos con viscosidades de 600 cP.
- Los yacimientos de crudos pesados, en su mayoría, presentan excelentes valores de porosidad, permeabilidad, espesor de arena neta y temperatura aceptables para aplicar la inyección de ASP.
- Los crudos pesados, exhiben, un alto valor del número ácido ( $> 0,2$  mKOH/g) por contener ácidos carboxílicos y asfaltenos, siendo este último el componente mayoritario.
- Los factores presentes en los yacimientos de crudos pesados estudiados que pueden afectar el desempeño de la inyección ASP son la heterogeneidad y la presencia de arcilla, sílice e iones como el calcio disuelto en el agua de formación y adsorbidos en la roca.
- Las arenas T, U2L y U3U, correspondiente al Campo Melones, contienen en su mayoría más del 90% del crudo del lo que las hace candidatas para aplicar la inyección ASP.
- Las arenas S, R y Q presentan excelentes valores de porosidad, permeabilidad y espesor de arena neta lo que hace que los yacimientos pertenecientes a estas, sean considerados candidatos para aplicar ASP.
- La arena L, J y K son la que presentan menor valor espesor de arena neta.

- La inyección ASP resulta ser factible de aplicar en los yacimientos de crudos pesados, tales como Jobo – 01, MS – 803, MEL – 107, MEL - 109, R ORS – 04, S ORS – 01, K ORS -11, K ORS – 20, Q ORS – 26, I ORS – 23, L ORS – 20.
- Los yacimientos K ORS – 36, J ORS – 20, L ORS – 01 no se consideran candidatos por presentar altas viscosidades y un bajo espesor de arena neta indicativo de una baja Sor.
- Las arenas con mejores características, pertenecientes al yacimiento Jobo – 01, son las arenas B y E, consideradas como excelentes conductoras de flujo.
- Las arenas C, D y F, pertenecientes a Jobo -01, presentan reducción de permeabilidad y una mayor tortuosidad.

## **5.2 RECOMENDACIONES**

- Realizar pruebas experimentales de núcleo y de diseño de fluidos para aplicar la inyección ASP en los yacimientos de crudos pesados.
- Llevar a cabo estudios mineralógicos para los yacimientos de crudos pesados específicamente los pertenecientes al Campo Jobo, Melones y Orocuál con el fin de determinar con precisión los minerales presentes en la roca.
- Desarrollar estudios de campo (pruebas pilotos) que sustenten las bases del presente proyecto.
- Llevar a cabo pruebas de laboratorio con crudos de viscosidades mayores a 600 cP para evaluar el comportamiento de flujo y el desplazamiento con la inyección ASP.

- Realizar una evaluación de la recuperación estimable de petróleo en función de costos, gastos, estudios que se deben realizar, o de los equipos nuevos que se deben adaptar a las instalaciones, que se generarán a consecuencia de la implementación del proceso.
- Efectuar una simulación numérica que describa el proceso de inyección de químicos.

## BIBLIOGRAFÍA

- ❖ ARIAS, F. 2004. El Proyecto de Investigación (Introducción a la Metodología Científica). Editorial Episteme. Caracas. pp. 22 – 49.
- ❖ BERDUGO C. 2005. Evaluación técnico – económica del uso de herramientas de registro y medición en tiempo real, durante la perforación de pozos direccionales, campo Bare y Melones, Universidad de Oriente, Monagas, Venezuela.
- ❖ BLANCO H. 2001. Saturación, Permeabilidad relativa y efectiva Presión capilar, Tensión superficial e interfacial, Universidad de Oriente, Venezuela, 12 -48 pp.
- ❖ BRITO R. 2005. Determinación de unidades de flujo de los yacimientos Jobo – 01 y Morichal – 01, campo Jobo, perteneciente a Petroudo, mediante análisis de los núcleos del pozo JOA – 452, Universidad de Oriente, Monagas, Venezuela.
- ❖ CABALLERO M. 2005. Elaboración de Correlaciones de Índice de Productividad Y Petróleo Acumulado para Pozos Reentrada en el Campo Jobo, Yacimiento Jobo 01, Universidad de Oriente, Monagas, Venezuela.
- ❖ CANACHE M. 2005. Evaluación del comportamiento de flujo de un crudo pesado a partir de la aplicación de pruebas experimentales con productos reductores de fricción, Universidad de Oriente, Monagas, Venezuela.
- ❖ CEDEÑO J. 2003. Evaluación de la factibilidad de implementar el sistema de calentamiento por inducción electromagnética en la explotación de

crudos pesados en el campo Orocuai Somero, Universidad de Oriente, Monagas, Venezuela.

- ❖ CEGARRA I. 2004. Estudio de la factibilidad de mejorar la producción de los pozos completados con Bombas de Cavidad Progresiva, en el Campo Jobo, Área Jobo -02, Universidad de Oriente, Monagas, Venezuela.
- ❖ CLARK S.R Y PITT, M.1998. Design and application of an Alkaline – Surfactant – Polymer recovery system to the West Kiehl Field. Society of Petroleum Engineers, SPE 17538. Tulsa – Oklahoma. U.S.A.
- ❖ DI W. 2001. Emulsification and stabilization of ASP flooding produced liquid. Society of Petroleum Engineers, SPE 65390. Maracaibo, Houston – Texas, U.S.A.
- ❖ FERRER M. 2001. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Editorial Astro Data S.A., Maracaibo.pp.
- ❖ FERNÁNDEZ M. Evaluación de las propiedades físico – químicas del crudo producido en el área Jobo – 02 campo Jobo, empresa Petroudo, Universidad de Oriente, Monagas, Venezuela.
- ❖ FRENCH, T. 1996. A method for simplifying field application of ASP flooding. Society of Petroleum Engineers, SPE 35354. Tulsa - Oklahoma, U.S.A.
- ❖ FRENCH, T. 1999. Planning and implementation of an Alkaline – Surfactant – Polymer (ASP) Field proyect. Society of Petroleum Engineers. Tulsa - Oklahoma, U.S.A.
- ❖ GIL A. 2002. Diseño del sistema óptimo de Levantamiento Artificial para el pozo ORS – 05 A de completación multilateral del campo Orocuai Somero, Universidad de Oriente, Monagas, Venezuela.

- ❖ GONZÁLEZ B. Caracterización de las arenas C y E del yacimientos Morichal – 01, área jobo – 02 de Petroudo S.A. mediante tecnicas geoestadísticas, Universidad de Oriente, Monagas, Venezuela.
- ❖ GAO S. Y HUABIN L. 1995. Laboratory investigation of combination of Alkaline – Surfactant - Polymer for Daqing EOR. Society of Petroleum Engineers, SPE 27631. Beijing, China.
- ❖ HERNÁNDEZ C. Y CHACON L. 2002. Single Well Chemical Test to determine ASP injection efficiency at lagomar VLA – 6/9/21 area, C4 Member, Maracaibo Lake, Venezuela. Society of Petroleum Engineers, SPE 75122. Maracaibo, Venezuela.
- ❖ HERNÁNDEZ C. Y CHACON L. 2003. ASP system desing for an offshore application in La Salina field Maracaibo Lake. Society of Petroleum Engineers, SPE 84775. Maracaibo, Venezuela.
- ❖ HONGFU L. Y GUANGZHI. 2003. Alkaline/ Surfactant/Polymer (ASP) comercial flooding test in central Xing 2 area of Daqing Oilfield. Society of Petroleum Engineers, SPE 84896. Kuala Lumpur, Malaysia.
- ❖ LANDAETA F. 2003. Diseño del sistema para generación e inyección de Vapor para pozos con tecnología SAGD en el área Jobo – 02 pertenecientes a la empresa Petroudo S.A., Universidad de Oriente, Monagas, Venezuela.
- ❖ MALAVÉ Y. 2005. Validación de la aplicación de la tecnología Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD), mediante simulación numérica, en el Yacimiento Morichal-01, Campo Jobo, Universidad de Oriente, Monagas, Venezuela.
- ❖ MANRIQUE E. Y CARVAJAL G. 2000. Alkaline/Surfactant/Polymer at VLA 6/9/21 field in Maracaibo Lake: Experimental results and pilot Project

- design. Society of Petroleum Engineers, SPE 59363. Tulsa - Oklahoma, U.S.A.
- ❖ MARÍN R. 2003. Caracterización dinámica del yacimiento Jobo – 01 área asignada a Petroudo, Universidad de Oriente, Monagas, Venezuela.
  - ❖ OLIVIERI M. 2002. Propuesta de explotación para pozos inactivos de los yacimientos Jobo – 01 y Morichal – 01 del campo Jobo en la U. E. P. E. del Distrito San Tomé, Universidad de Oriente, Monagas, Venezuela.
  - ❖ OLSEN D. 1990. Design of a novel flooding system for an oil – wet Central Texas carbonate reservoir. Society of Petroleum Engineers, SPE 20224. Tulsa - Oklahoma, U.S.A.
  - ❖ PÉREZ F. 2005. Diseño de una técnica para el aislamiento de zonas de acuíferos en pozos horizontales del Campo Melones del Distrito Sur, San Tomé, Universidad de Oriente, Monagas, Venezuela.
  - ❖ PRATAP M. Y GAUMA M. 2004. Field implementation of Alkaline – Surfactant – Polymer (ASP) flooding a maiden effort in India. Society of Petroleum Engineers, SPE 88455. Perth, Australia.
  - ❖ QIAO Q. 2000. The pilot test of ASP combination flooding in Karamay oil field. Society of Petroleum Engineers, SPE 64726. Beijing, China.
  - ❖ RIVAS V. 2001. Determinación del método óptimo para el control de arena a los pozos someros del campo Orocuál, Universidad de Oriente, Monagas, Venezuela.
  - ❖ RODRÍGUEZ C. 2003. Estudio petrofísico integrado del yacimiento San Juan – 03 perteneciente al campo Orocuál Profundo Norte de Monagas, Universidad de Oriente, Monagas, Venezuela.
  - ❖ SALAGER J. 1992. El mundo de los Surfactantes, Cuadernos Firp S311-A, Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela, pp.3-7

- ❖ SALAGER J. 1993. Surfactantes en solución acuosa, Cuadernos Firp S201-A, Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela, pp.
- ❖ SALAGER J. 2002. Surfactantes. Tipos y Usos, Cuadernos Firp S300-A, Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela, pp.
- ❖ SALAGER J. 2004. Surfactantes. I Generalidades. II Materias Primas, Cuadernos Firp S301-PP, Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela, pp.
- ❖ WANCHAO S. 2005. Alkaline – Surfactant – Polymer combination flooding for improving recovery of the oil with high acid value. Society of Petroleum Engineers, SPE 29905. Beijing, China.
- ❖ YANG X Y LIOA G. 2003. An extended field test study on Alkaline - Surfactant – Polymer flooding Bei yiduanxi of Daqing Oilfield. Society of Petroleum Engineers, SPE 80532. Jakarta, Indonesia.
- ❖ YUPU J. 2004. Why does scale form in ASP flood? How to prevent from it? A case study of the technology and application of scaling mechanism and inhibition in ASP flood pilot area of NX – 1DX block in Daqing. Society of Petroleum Engineers, SPE 87469. Aberdeen, United Kingdom.

**Consultas a Internet:**

- ❖ CHANG, H. L: (2006). Advances in Polymer Flooding and Alkaline/Surfactant/Polymer Processes as Developed and Applied in the People's Republic of China. [Revista en línea], 10 (1). Consultado el 23 de febrero de 2006 en : [http://www.spe.org/spe/jpt/jsp/jptmonthlysection/0,2440,1104\\_0\\_343181\\_6\\_3432514,00.html](http://www.spe.org/spe/jpt/jsp/jptmonthlysection/0,2440,1104_0_343181_6_3432514,00.html)

- ❖ SALAGER. (2005). Recuperación mejorada del petróleo.[Libro en línea]. Consultado el 16 de Junio del 2005 en: <http://www.firp.ula.ve/cuadernos/S357C.pdf>.
- ❖ Surfactant Enhanced Water Flooding. [Página web en línea]. Disponible en: <http://www.mktechsolutions.com/Surfactants.htm>
- ❖ Surtek, Inc. [Página web en línea]. Disponible en: <http://www.surtek.com/>
- ❖ Preformed Surfactant – optimized aqueous alkaline flood. [Página web en línea]. Disponible en: <http://www.patenstorm.us/patents/5068043.html>
- ❖ Campo Petrolíferos de Venezuela. Página web en línea]. Disponible en: [www.pdv.com](http://www.pdv.com)
- ❖ Recuperación de petróleo por métodos químicos. [Página web en línea]. Disponible en: <http://www.monografias.com/trabajos31/recuperacion-petroleo/recuperacion-petroleo.shtml>.
- ❖ Alkaline/Surfactant/ Polymer flood for Southwest Saskatchewan médium oil reservoir. [Página web en línea]. Disponible en: <http://www.src.sk.ca/images/HuS3.pdf>.
- ❖ Optimum Design of Field-Scale Chemical Flooding Using Reservoir Simulation. [Página web en línea]. Disponible en: <http://www.pge.utexas.edu/theses96/weiju.cfm>
- ❖ Alkaline-Surfactant-Polymer Flood as an Alternative to Waterfloods. [Página web en línea]. Disponible en: <http://www.mines.edu/Research/PTTC/newsletters/volume%203/v3n1p2.html>
- ❖ Reservoir characterization for an Alkaline – Surfactant – Polymer flood of pennsylvanian and cypress sandstone reservoir in Lawrence field

Illinois. [Página web en línea]. Disponible en:  
<http://www.searchanddiscovery.com/documents/abstracts/annual2002/DATA/2002/13ANNUAL/SHORT/43659.pdf>.

## **APÉNDICES**

## **APÉNDICE “A”**

### **Proceso de Inyección ASP**

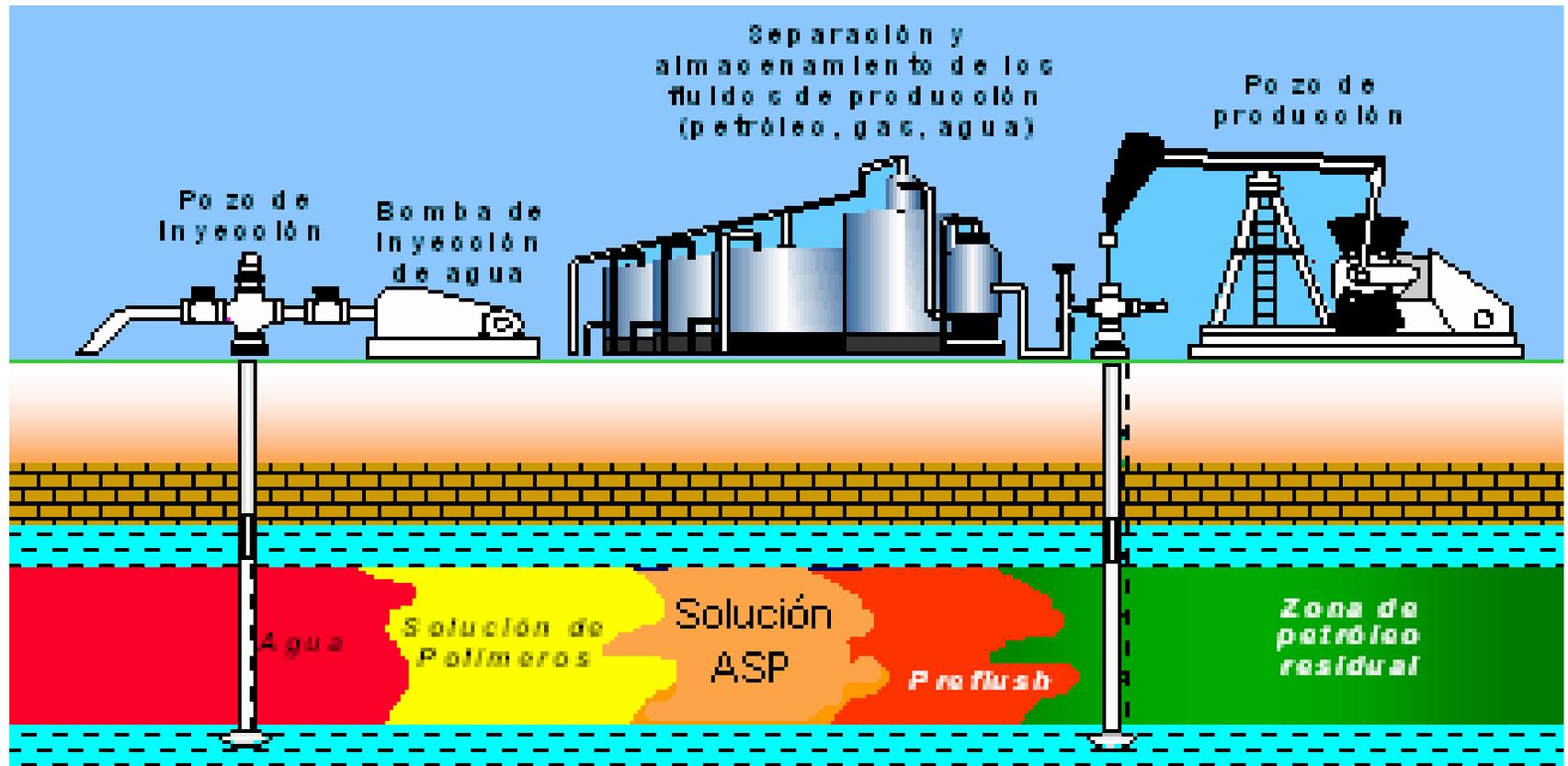


Figura A-1. Proceso de Inyección ASP. (Fuente: [http:// www.monografias .com/ trabajos31/ recuperacion-petroleo/ recuperacion - petroleo.shtml](http://www.monografias.com/trabajos31/recuperacion-petroleo/recuperacion-petroleo.shtml)).



Figura A-2. Esquema de la Inyección ASP. (Fuente: [http:// www. monografias. com/ trabajos31/recuperacion-petroleo/recuperacion-petroleo.shtml](http://www.monografias.com/trabajos31/recuperacion-petroleo/recuperacion-petroleo.shtml)).

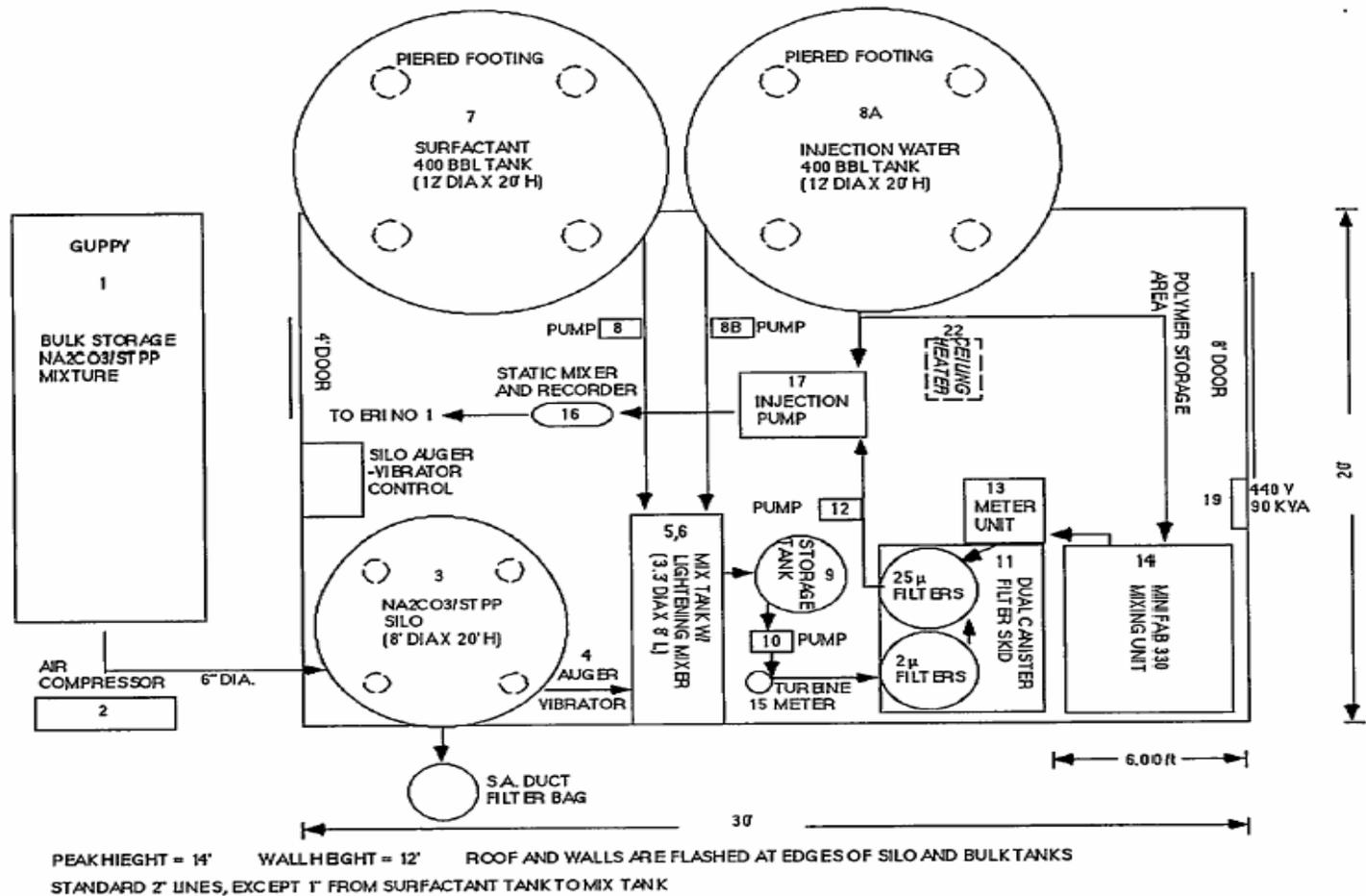


Figura A-3. Ejemplo de planta utilizada para aplicar la inyección ASP en campo.

**APÉNDICE “B”**  
**Tablas de Datos**

**Tabla B-1 Datos básicos del yacimiento Jobo – 01**

<b>Características de la Roca</b>	
Porosidad (%)	<b>31,7</b>
Permeabilidad (md)	<b>2500</b>
Saturación de Petróleo (%)	<b>60</b>
Espesor de arena neta (pies)	<b>63</b>
Corte de agua (%)	<b>40</b>
Presión original (psi)	<b>1463</b>
Presión de burbujeo (psi)	<b>1425</b>
Temperatura del yacimiento (°F)	<b>138</b>
Reservas remanentes (MMBN)	<b>17,7</b>

**Tabla B-2 Datos básicos de los fluidos del yacimiento Jobo – 01**

<b>Características de los Fluidos</b>	
° API promedio	<b>11</b>
Viscosidad del crudo (cP)	<b>625</b>
Viscosidad del agua (cP)	<b>0,53</b>
Densidad (g/mi)	<b>0,96</b>
Salinidad del agua (ppm)	<b>25000</b>
Dureza (ppm)	<b>6,30</b>

**Tabla B-3. Propiedades de los Yacimientos MS – 803/T, MEL – 107/U2L, MEL – 109/U3U**

<b>Características</b>	<b>MS – 803/T</b>	<b>MEL – 107/U2L</b>	<b>MEL – 109/U3U</b>
Porosidad (%)	<b>29</b>	<b>26</b>	<b>29</b>
Permeabilidad (md)	<b>1115</b>	<b>2134</b>	<b>1974</b>
Saturación de petróleo (%)	<b>71</b>	<b>72</b>	<b>83</b>
Presión inicial (lpca)	<b>1542</b>	<b>1585</b>	<b>1578</b>
Presión de burbujeo (lpca)	<b>1542</b>	<b>1585</b>	<b>1578</b>
Temperatura del yacimiento (° F)	<b>153</b>	<b>154</b>	<b>154</b>
° API	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>12</b>
Viscosidad del crudo (cP)	<b>259</b>	<b>119</b>	<b>120</b>
Saturación de agua (%)	<b>28</b>	<b>28</b>	<b>17</b>
Corte de agua (%)	<b>&lt; 5</b>	<b>45 – 90</b>	<b>&gt; 45</b>
Reserva remanente (MMBN)	<b>6280</b>	<b>7815</b>	<b>6523</b>



**Tabla B-5. Propiedades de las rocas y los fluidos del Yacimiento S ORS – 01**

<b>Características</b>	<b>Pozo Orc-7</b>	<b>Pozo Orc-13</b>	<b>Pozo Orc-22</b>	<b>Pozo Orc-28H</b>	<b>Pozo Orc-19</b>	<b>Pozo Orc-20</b>	<b>Pozo Orc-30</b>	<b>Pozo Ors-41</b>	<b>Pozo Orc-19R</b>	<b>Pozo Orc-51R</b>	<b>Pozo Orc-47R</b>	<b>Pozo Orc-70H</b>
Porosidad (%)	31	31	29	30	30	31	30	31	31	30	32	30
Permeabilidad (md)	890	1510	670	780	300	560	1030	730	620	520	910	780
Saturación de agua (%)	14	12	16	16	23	18	14	15	17	18	15	16
Viscosidad del crudo vivo (cP)	430	470	440	470	440	430	452	210	405	456	439	412
Viscosidad del crudo muerto (cP)	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	422	1300	1300	1300	1300
Espesor de arena neta (pies)	41	25	122	109	22	38	227	101	136	131	134	109
Temperatura (°F)	120	120	120	120	120	120	120	154	120	120	120	120

**Tabla B-6 Propiedades de las rocas y los fluidos de los yacimientos K ORS – 11, K ORS – 36, K ORS – 20.**

<b>Características</b>	<b>Yacimiento K ORS - 11</b>	<b>Yacimiento K ORS - 36</b>	<b>Yacimiento K ORS - 20</b>
Porosidad (%)	<b>29</b>	<b>30</b>	<b>28</b>
Permeabilidad (md)	<b>390</b>	<b>600</b>	<b>2140</b>
Saturación de agua (%)	<b>20</b>	<b>17</b>	<b>9</b>
Viscosidad del crudo vivo (cP)	<b>153</b>	<b>1075</b>	<b>130</b>
Viscosidad del crudo muerto (cP)	<b>500</b>	<b>3000</b>	<b>300</b>
Espesor de arena neta (pies)	<b>38</b>	<b>51</b>	<b>41</b>
Temperatura (°F)	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

**Tabla B-7. Propiedades de las rocas y los fluidos del Yacimiento Q ORS – 26.**

<b>Características</b>	<b>Yacimiento Q ORS - 26</b>
Porosidad (%)	<b>29</b>
Permeabilidad (md)	<b>970</b>
Saturación de agua (%)	<b>9</b>
Viscosidad del crudo vivo (cP)	<b>91</b>
Viscosidad del crudo muerto (cP)	<b>162</b>
Espesor de arena neta (pies)	<b>115</b>
Temperatura (°F)	<b>120</b>

**Tabla B-8. Propiedades de las rocas y los fluidos de los Yacimiento L ORS – 20 y L ORS – 01.**

<b>Características</b>	<b>Yacimiento L ORS –20</b>	<b>Yacimiento L ORS – 01</b>
Porosidad (%)	<b>28</b>	<b>31</b>
Permeabilidad (md)	<b>2140</b>	<b>520</b>
Saturación de agua (%)	<b>9</b>	<b>18</b>
Viscosidad del crudo vivo (cP)	<b>130</b>	<b>1040</b>
Viscosidad del crudo muerto (cP)	<b>300</b>	<b>300</b>
Espesor de arena neta (pies)	<b>41</b>	<b>26</b>
Temperatura (°F)	<b>100</b>	<b>100</b>

**Tabla B-9. Propiedades de las rocas y los fluidos de los Yacimiento I ORS – 23 y J ORS – 20.**

<b>Características</b>	<b>Yacimiento I ORS –23</b>	<b>Yacimiento J ORS – 20</b>
Porosidad (%)	<b>31</b>	<b>26</b>
Permeabilidad (md)	<b>550</b>	<b>950</b>
Saturación de agua (%)	<b>18</b>	<b>11</b>
Viscosidad del crudo vivo (cP)	<b>1351</b>	<b>131</b>
Viscosidad del crudo muerto (cP)	<b>3000</b>	<b>300</b>
Espesor de arena neta (pies)	<b>24</b>	<b>10</b>
Temperatura (°F)	<b>100</b>	<b>100</b>

## **APÉNDICE “C”**

### **Proyectos realizados con la Inyección ASP**

Tabla C-1. Proyectos realizados de la inyección ASP a nivel mundial.

## Surfactant Enhanced Water Floods

### Alkaline Surfactant Polymer Projects Completed or Underway Since About 1980

Field	Owner	Technical	Region	Start	API	Oil Viscosity - cp	Type	Pore Volume Chemicals	Oil Recovered % OOIP	Chemicals US Cost/bbl
Adena	Babcock & Brown	Surtek	Colorado	2001	43	0.42	Tertiary	In progress		\$2.45 Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>
Cambridge	Barrett	Surtek	Wyoming	1993	20	25	Secondary	60.4%	28.07%	\$2.42 Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>
Cressford	Dome	Surtek	Alberta	1987			Secondary			\$2.25 Alkali and Polymer Only
Daqing BS	Sinopec		China	1996	36	3	Tertiary	82.1%	23.00%	\$7.88 NaOH - Biosurfactant
Daqing NW	Sinopec	Surtek	China	1995	36	3	Tertiary	65.0%	20.00%	\$7.80 NaOH
Daqing PO	Sinopec	Surtek	China	1994	26	11.5	Tertiary	42.0%	22.00%	\$5.51 Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>
Daqing XV	Sinopec		China		36	3	Tertiary	48.0%	17.00%	\$9.26 NaOH
Daqing XF	Sinopec		China	1995	36	3	Tertiary	55.0%	25.00%	\$7.14 NaOH
Daqing Foam	Sinopec		China	1997	NA	NA	Tertiary	54.8%	22.32%	\$8.01 ASPFoam Flood following WAG
Daqing Scale Up	Sinopec		China	??	Reported to be Shut In Due to QC Problems with Surfactant					
David		Surtek	Alberta	1985	23		Tertiary			\$0.80
Driscoll Creek	True	Surtek	Wyoming	1998	Acrylamid converted to acrylate - water cut lowered					
Enigma	Citation	Surtek	Wyoming	2001	24	43	Secondary	In progress		\$2.49 Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>
Etzikorn	Renaissance/Husky	Surtek	Alberta	Current	In progress - Information not released					
Gudong	CNPC	Shenli	China	1992	17.4	41.3	Tertiary	55.0%	26.51%	\$3.92
Isenhaur	Enron	Tiorco	Wyoming	1980	43.1	2.8	Secondary	57.7%	11.58%	\$0.83 Alkali and Polymer Only
Karmay	CNPC	UT/NIPER	China	1995	30.3	52.6	Tertiary	60.0%	24.00%	\$4.35
Lagomar	PDVSA	Surtek	Venezuela	2000	24.8	14.7	Tertiary	45.0%	20.11%	\$4.80 Single Well Test
Mellot Ranch	West	Surtek	Wyoming	2000	22	23	Tertiary	In progress		\$2.51 NaOH

Minas I	Chevron	Chevron	Indonesia	1999	Micellar Polymer	Failed when salinity of slug decreased						
Minas II	Texaco	Texaco	Indonesia	Current	Lignin II Surfactant	- In progress - Information not released						
Sho Vel Tum	LeNorman	DOE	Oklahoma	1998	26.4	41.3 Tertiary	60.0%	16.22%	\$6.40	Low Acid Number - Viscous		
Beverly Hills	Stocker	Tiorco	California	Surfactant Injectivity Test								
Tanner	Citation	Surtek	Wyoming	2000	21	11 Secondary	In progress		\$2.82	NaOH		
West Kiehl	Barrett	Surtek	Wyoming	1987	24	17 Secondary	26.5%	20.68%	\$2.13			
West Moorcroft	KSL	Tiorco	Wyoming	1991	22.3	20 Secondary	20.0%	15.00%	\$1.46	Alkali and Polymer Only		
White Castle	Shell	Shell	Louisiana	1987	29	2.8 Tertiary	26.9%	10.10%	\$8.18	<b>No Polymer</b>		

## **APÉNDICE “D”**

**Ejemplo de análisis de laboratorio con la inyección ASP**

Tabla D-1 Análisis mineralógico

Mineral Constituents	Relative Abundance, %
Quartz	94
Plagioclase feldspar	trace
K-Feldspar	trace
Dolomite	1
Siderite	trace
Kaolinite	3
Chlorite	trace
Illite/mica	1
Mixed-layer illite/smectite	1
% Illite layers in mixed-layer illite/smectite	45-55

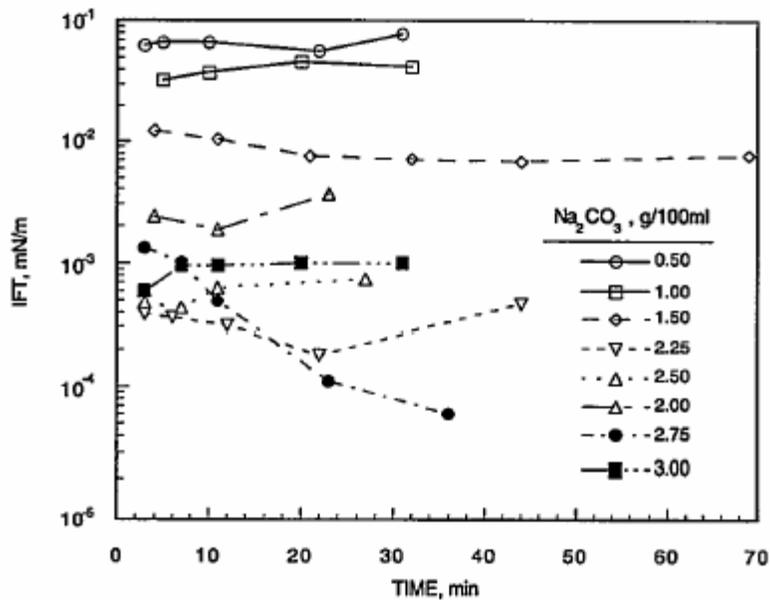


Gráfico D-2 TIF Warden Stock Tank oil variando la concentración de Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>

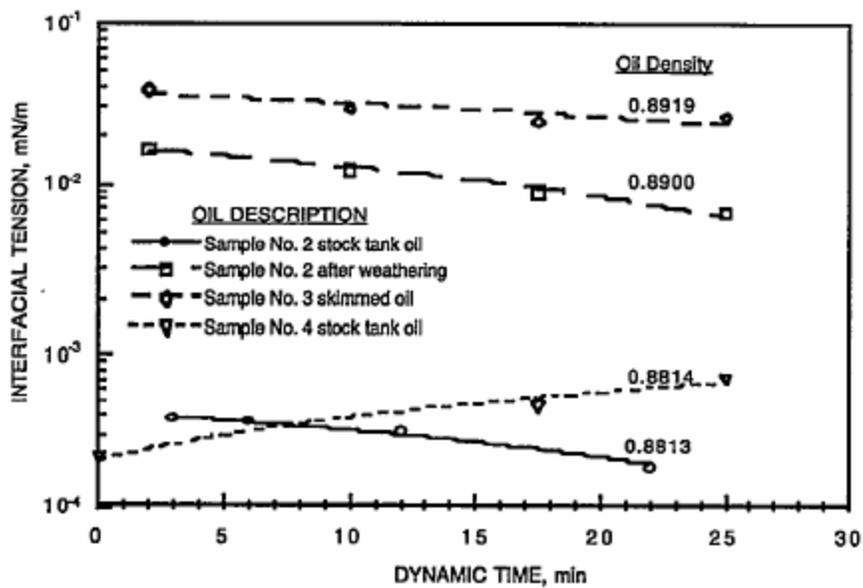


Gráfico D-3 TIF y Álcali-Surfactante

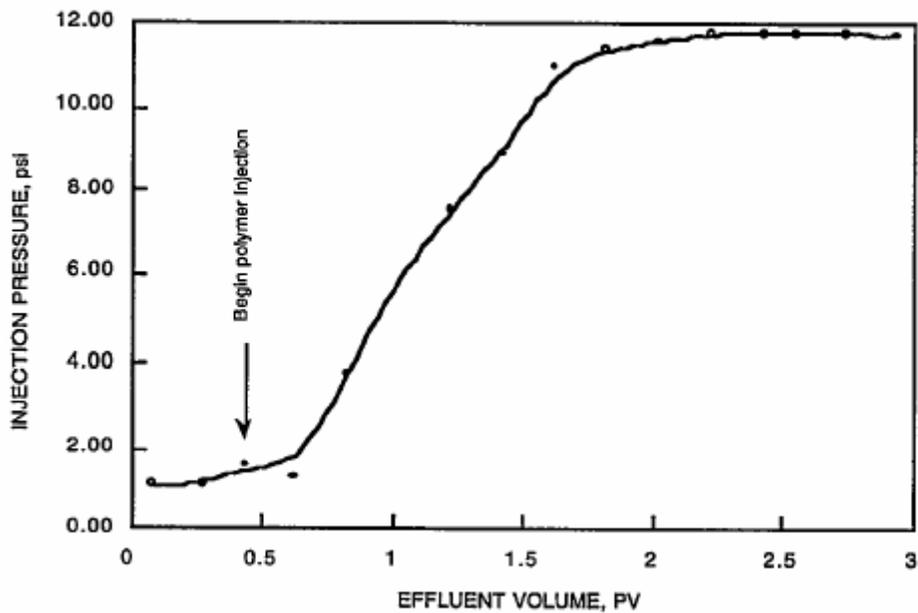


Gráfico D-4 Inyección del polímero en la muestra de crudo.

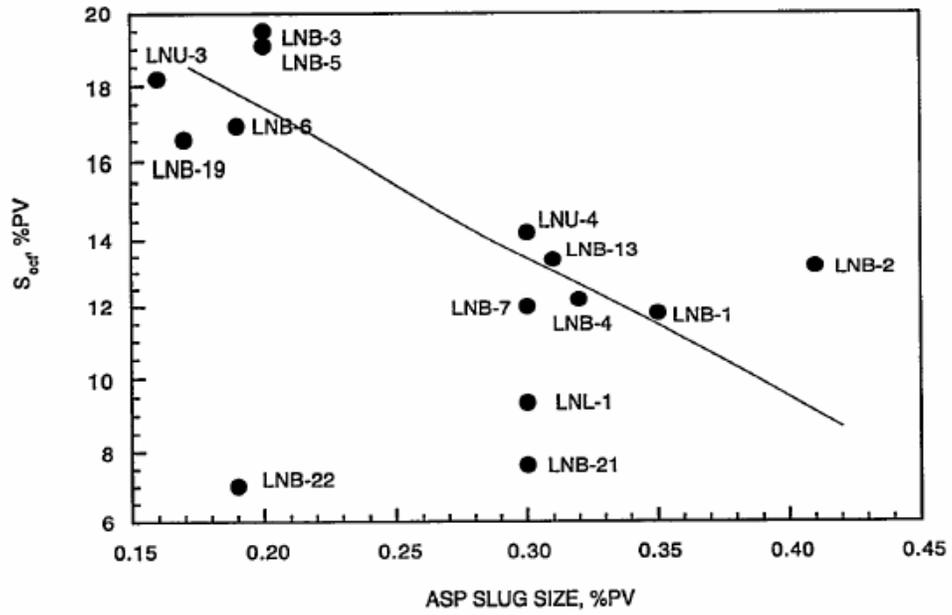


Gráfico D-5 saturación de petróleo después de inyectar ASP.

## **APÉNDICE E**

**Tipos de pozos y mecanismos de recuperación utilizados en  
los Campos Jobo, Melones y Orocuai**

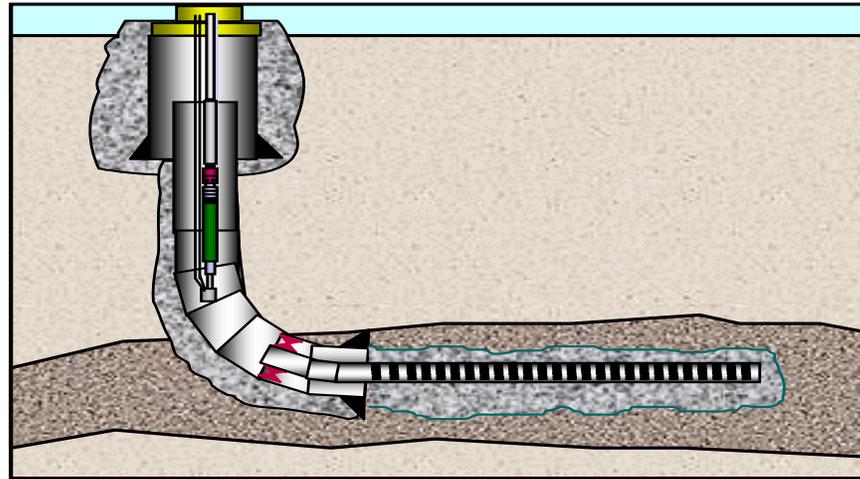


Figura E – 1. Esquema de un Pozo Horizontal. (Fuente: CABALLERO M. 2005).

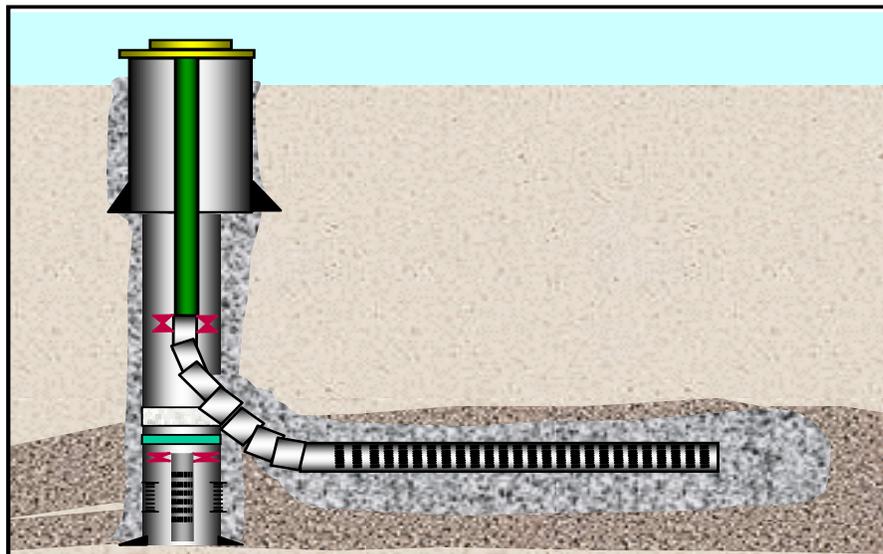


Figura E-2 . Esquema de un Pozo Reentrada. (Fuente: CABALLERO M. 2005).

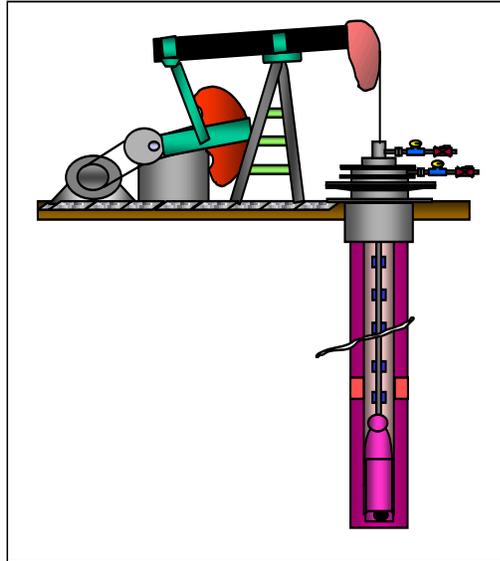


Figura E-3. Esquema General de Bombeo Mecánico(Fuente: CABALLERO M. 2005).

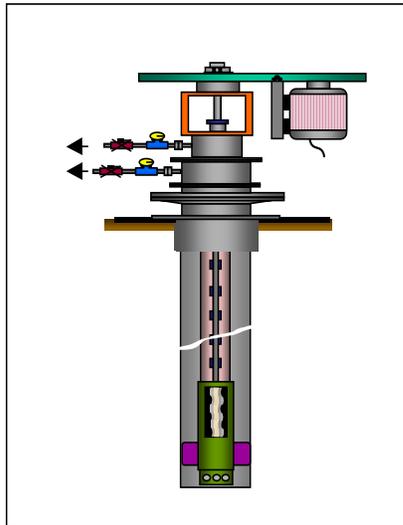
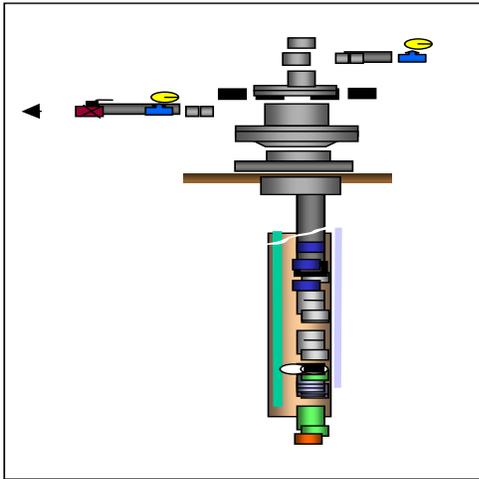


Figura E-4. Diagrama de una Bomba de Cavidad Progressiva. (Fuente: CABALLERO M. 2005).



**Figura E-5. Esquema general de Bombeo Electrosumergible. (Fuente: CABALLERO M. 2005).**