

orden

**EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD DE INYECCIÓN DE
SURFACTANTES COMO ALTERNATIVA DE RECOBRO MEJORADO
EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN**

EDWIN FELIPE RÍOS FUENTES

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER		No Clasificación
BIBLIOTECA		P 12146
No Adquisición	Fecha Recibo	
	06 JUN. 2003	
No Inventario	Precio	Dpto Solicitante
108055		

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2003

BIBLIOTECA UIS

**EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD DE INYECCIÓN DE
SURFACTANTES COMO ALTERNATIVA DE RECOBRO MEJORADO
EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN**

EDWIN FELIPE RÍOS FUENTES

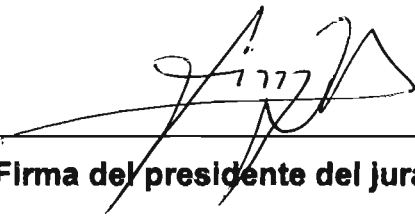
**Proyecto de grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

Director
Ing. MARTÍN BRAVO FLÓREZ
Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2003

Nota de aceptación:



Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Bucaramanga, 21 de marzo de 2003.

DEDICATORIA

A Dios todo poderoso,

A mis padres Luis Felipe y Flor,

A mi dulce hermana Rocío y mi sobrina querida Maria Camila,

Al amor de mi vida Yarleicita y a mi futura familia.

AGRADECIMIENTOS

Expreso mi más sincero agradecimiento a la compañía Occidental de Colombia, Inc. por permitirme desarrollar el presente trabajo como parte de la práctica empresarial realizada en el campo Caño Limón.

Ing. Martín Bravo Flórez, Ingeniero de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander quien labora como Ingeniero Senior de producción en el campo Caño Limón y al MsC. Samuel Fernando Muñoz, Ingeniero de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander quien labora como docente en el área de yacimientos, por sus valiosos aportes científicos, sus acertadas orientaciones y sus espíritus de liderazgo.

A todos los integrantes del Departamento de producción e ingeniería de Caño Limón (PAE, Production and Engineering) por su colaboración y enseñanzas a lo largo de la práctica empresarial.

A mis amigos del Centro de Cómputo, ACEIP y en especial a mis colegas de la generación 1996.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CAÑO LIMÓN	4
1.1 OCCIDENTAL LA COMPAÑÍA	4
1.2 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO	5
1.2.1 Historia de exploración	6
1.3 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	8
1.4 INFORMACIÓN GEOLÓGICA	10
1.4.1 Sísmica	11
1.4.2 Estructura	13
1.4.3 Estratigrafía	15
1.4.4 Roca generadora y maduración	18
1.5 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO	18
1.5.1 Porosidad	20
1.5.2 Permeabilidad	21
1.5.3 Saturación de fluidos	21
1.5.4 Propiedades de los fluidos	22
2. SISTEMA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO	24
2.1 SISTEMA DE RECOLECCIÓN	26

2.2	FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	28
2.3	SISTEMA DE BOMBEO	31
3.	RECOBRO MEJORADO MEDIANTE SURFACTANTES	34 ✓
3.1	GENERALIDADES DEL RECOBRO MEJORADO	34
3.2	TIPOS DE PROCESOS EOR	38
3.2.1	Recobro térmico	38
	Inyección de vapor	38
	Combustión In Situ	38
3.2.2	Recobro Inmiscible & gas miscible	38
3.2.3	Recobro químico	38
	Inyección de polímeros.	38
	Inyección de surfactantes.	39
3.2.4	Recobro bioquímico o microbial	40
3.3	PROCESO DE INYECCIÓN DE SURFACTANTES	44
3.3.1	Reducción en los costos	48
3.4	CLASES DE SURFACTANTES	49
3.4.1	Surfactantes Aniónicos	50
3.4.2	Surfactantes Catiónico	51
3.4.3	Surfactantes No-iónicos	52
3.4.4	Surfactantes Anfotéricos	52
3.5	INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO	55
3.5.1	Tensión Superficial	55
3.5.2	Tensión Interfacial	58
3.5.3	Mojabilidad o humectabilidad	58
	Primer mecanismo en el cambio de mojabilidad	62
	Segundo mecanismo en el cambio de mojabilidad	64

Ángulos de contacto	66
3.5.4 Microemulsiones	70
3.6 VARIABLES QUE AFECTAN LA INYEC. DE SURFACTANTES	74
3.6.1 Número capilar	74
3.6.2 Curva de desaturación capilar	76
3.6.3 Concentración crítica miscelar	78
3.6.4 Adsorción de surfactante	86
3.6.5 Retención de surfactantes	89
Superficies de óxidos metálicos	89
Salmueras duras	89
Dureza	89
Ambiente de fases tipo II (+)	89
3.6.6 Comportamiento de fases (Salinidad)	90
4. ESTRUCTURA DEL PROYECTO EOR	96
4.1 FASES DE UN PROYECTO EOR	96
4.1.1 Pruebas de laboratorio	96
4.1.2 Simulación	96
4.1.3 Pruebas piloto	97
4.1.4 Fuentes de agua	97
4.1.5 Evaluación económica	97
4.2 PRUEBAS DE LABORATORIO	100
4.2.1 Determinación de la tensión superficial	101
4.2.2 Determinación de la CMC	103
4.2.3 Prueba de invasión en corazones	104
Aceite	105
Surfactante/Co-Surfactante	105
Polímero	108

Equipo y procedimiento	108
Resultados en el comportam. de fases y la tensión interfacial.	110
Resultados del recobro de aceite	112
4.3 SIMULACIÓN DEL PROCESO.	114
4.4 CRITERIOS GENERALES PARA INYECTAR SURFACTANTES	122
CONCLUSIONES	125
RECOMENDACIONES	128
BIBLIOGRAFÍA	131
ANEXOS	136

LISTA DE TABLAS

	pág.
TABLA 1. CONCEPTOS GEO. EN CUENCAS DE LOS LLANOS	7
TABLA 2. CARACTERÍSTICAS DE LAS FORMACIONES	20
TABLA 3. VALORES DE PERMEABILIDAD DEL CAMPO	21
TABLA 4. COMPOSICIÓN TÍPICA DEL ACEITE	22
TABLA 5. INSTALACIONES ESP EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN	26
TABLA 6. PRODUCCIÓN ANUAL DE ACEITE POR MÉTODOS EOR	35
TABLA 7. MÉTODOS TÍPICOS DE ANÁLISIS DE SURFACTANTES	54
TABLA 8. VALORES DE TENSIÓN SUPERFICIAL	57
TABLA 9. MÉTODOS PARA MEDIR DE LA TENSIÓN INTERFACIAL	58
TABLA 10. FACTORES QUE AFECTAN LA MOJABILIDAD	69
TABLA 11. OBSERVACIONES BASADAS EN LAS CURVAS CDC	78
TABLA 12. NOTACIONES UTILIZADAS EN LOS PROCESOS EOR	90
TABLA 13. PRUEBAS DE LABORATORIO - SURFACTANTES	100
TABLA 14. MÉTODOS PARA DETERMINAR LA TEN. SUPERFICIAL	103
TABLA 15. MÉTODOS COMUNES PARA DETERMINAR CMC	104
TABLA 16. PROPIEDADES DE LOS SURFACTANTES WITCO CO.	106
TABLA 17. CARACTERÍSTICAS DE UN SURFACTANTE IDEAL	107
TABLA 18. TENSIONES INTERFACIALES EN FUNCIÓN DEL TIEMPO	111
TABLA 19. CONDICIONES PARA INYECTAR SURFACTANTES	124

LISTA DE FIGURAS

	pág.
FIGURA 1. LOCALIZACIÓN DEL CAMPO CAÑO LIMÓN.	9
FIGURA 2. LÍNEAS SÍSMICAS - CRAVO NORTE "A" Y RONDÓN "A"	12
FIGURA 3. LÍNEA SÍSMICA 61.7 DE CAÑO LIMÓN	13
FIGURA 4. SECCIÓN ESTRUCTURAL DE CAÑO LIMÓN	15
FIGURA 5. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE CAÑO LIMÓN	17
FIGURA 6. MAPA DEL BLOQUE CRAVO NORTE	19
FIGURA 7. (A) MANIFOLD. (B) MEDIDOR MÁSSICO	27
FIGURA 8. SISTEMA DE TRATAMIENTO DE CRUDO	29
FIGURA 9. OLEODUCTO CAÑO LIMÓN – COVEÑAS	32
FIGURA 10. (A) MOTOR DE PS-1. (B) PUERTO DE COVEÑAS	32
FIGURA 11. MECANISMOS DE RECOBRO DE ACEITE	37
FIGURA 12. DIAGRAMA DE ALGUNOS PROCESOS EOR	41
FIGURA 13. COSTOS COMPARATIVOS DE LOS PROCESOS EOR	42
FIGURA 14. CRITERIOS DE ESCOGENCIA DE LOS MÉTODOS EOR	43
FIGURA 15. PROCESO DE INYECCIÓN DE SURFACTANTES	44
FIGURA 16. SECUENCIA DE QUÍMICOS INYECTADOS	46
FIGURA 17. MOLÉCULA DE SURFACTANTE	50
FIGURA 18. MODELO DE SURFACTANTE ANIÓNICO	50
FIGURA 19. MODELO DE SURFACTANTE CATIÓNICO	51
FIGURA 20. MODELO DE SURFACTANTE NO-IÓNICO	52
FIGURA 21. MODELO DE SURFACTANTE ANFOTÉRICO	53
FIGURA 22. COMPORTAMIENTO DE MOLÉCULAS EN LA INTERFASE	56
FIGURA 23. CAMBIOS DE MOJABILIDAD	61
FIGURA 24. PRIMER MECANISMO EN LA MOJABILIDAD	62

FIGURA 25. SEGUNDO MECANISMO EN LA MOJABILIDAD	64
FIGURA 26. ÁNGULOS DE CONTACTO	67
FIGURA 27. ATRAPAMIENTO DE ACEITE	68
FIGURA 28. EFECTO DE LA RUGOSIDAD SOBRE LA MOJABILIDAD	70
FIGURA 29. COMPORTAMIENTO DE LAS MICROEMULSIONES	72
FIGURA 30. TRANSFORMACIÓN DE LAS GOTAS	73
FIGURA 31. CORRELACIÓN – SAT. RESIDUAL Y NÚM. CAPILAR	75
FIGURA 32. ESQUEMA DE UNA CURVA DE DESATURACIÓN RES.	77
FIGURA 33. CAMBIOS DE PROPIEDADES FISICO-QUÍMICAS	79
FIGURA 34. COMPORTAMIENTO INTERNO DE LA CMC	80
FIGURA 35. COMPORTAMIENTO DE LA CMC CON LA TEMP.	81
FIGURA 36. TRANSFERENCIA DE MASA	83
FIGURA 37. EFECTO GIBBS-MARANGONI	85
FIGURA 38. ISOTERMA TIPO DE CUATRO REGIONES	87
FIGURA 39. DIAGRAMA TERNARIO DE FASES	92
FIGURA 40. DISEÑO DE UN PROYECTO EOR (SURFACTANTES)	99
FIGURA 41. ESQUEMA Y OPERACIÓN DEL TENSIÓMETRO DUNOUY	102
FIGURA 42. COMPORTAMIENTO DE UN SURFACTANTE IDEAL	108
FIGURA 43. APARATO DE INYECCIÓN EN CORAZONES	110
FIGURA 44. RESULTADOS DEL COMPORTAMIENTO DE FASES	112
FIGURA 45. EFICIENCIA DEL RECOBRO DE ACEITE	113
FIGURA 46. ESQUEMA DEL SIMULADOR DE INYECCIÓN QUÍMICA	115
FIGURA 47. RESULTADOS DE LA SIMUL. DEL COMP. DE FASES	117
FIGURA 48. VARIACIÓN DE LA VISCOS. Y SATURACIÓN	118
FIGURA 49. VARIACIÓN DE LA TENSIÓN INTERFACIAL	120
FIGURA 50. COMPARACIÓN DE DATOS EXPER. Y SIMULACIÓN	121

LISTA DE ANEXOS

	pág.
ANEXO A. DEMOSTRACIÓN DE LA TENSIÓN INTERFACIAL	136
ANEXO B. DEMOSTRACIÓN DEL NÚMERO CAPILAR	138
ANEXO C. UN MODELO PREDICTIVO SIMPLIFICADO PARA INYECCIÓN DE MISCELARES-POLÍMEROS	141

TITULO: EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD DE INYECCIÓN DE SURFACTANTES COMO ALTERNATIVA DE RECOBRO MEJORADO EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN.

AUTOR: EDWIN FELIPE RÍOS FUENTES**

PALABRAS CLAVES

SURFACTANTE
MISCELAR
INYECCIÓN
RECOBRO
EOR

DESCRIPCIÓN

El presente trabajo esquematiza una alternativa de recobro mejorado de aceite mediante la inyección de surfactantes en el Campo Caño Limón. La aplicación de este químico permitirá recobrar el aceite residual que no pudo ser recuperado en la etapa primaria y en la inyección de agua, reduciendo a nivel microscópico la tensión interfacial entre el aceite y el agua del yacimiento. El trabajo se estructura inicialmente con información general de la compañía, el campo y el sistema de producción. Luego se presenta una idea global de los sistemas de recobro mejorado utilizados en la industria del petróleo. Allí se enfatiza en el funcionamiento químico del proceso, los tipos de surfactantes usados para el recobro mejorado de aceite, así como las principales variables que afectan o favorecen la aplicación comercial de este químico. Finalmente se propone una metodología para llevar a cabo en el Campo Caño Limón, luego de analizar las características generales que permiten la inyección de surfactantes en el Campo. Este cronograma se fundamenta en el modelamiento experimental del proceso a través de pruebas de inyección en corazones. Los resultados de laboratorio posteriormente deben ser comparados con simulaciones numéricas llevadas a cabo sobre las mismas dimensiones microscópicas. Con esta información es posible evaluar la factibilidad económica de la inyección de surfactantes a nivel real, constituyéndose en un mecanismo favorable para aumentar la producción de crudo en nuestro país, no solo para el beneficio de la compañía y de la región Araucana, sino para el beneficio de todo el pueblo Colombiano.

* Proyecto de grado.

** Facultad de Ciencias Físico-químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Martín Bravo y Samuel Fernando Muñoz.

TITLE: FEASIBILITY EVALUATION OF THE SURFACTANT FLOODING AS ALTERNATIVE OF ENHANCED RECOVERY IN THE CAÑO LIMÓN FIELD.

AUTHOR: EDWIN FELIPE RÍOS FUENTES**

KEY WORDS
SURFACTANT
MISCELLAR
FLOODING
RECOVERY
EOR

DESCRIPTION

The present work sketch an alternative of enhanced oil recovery with the surfactant flooding in the Caño Limón Field. The chemical application will allow recover the residual oil that could not be recovered in the primary stage and in the waterflooding, reducing at microscopic level the tension interfacial among the reservoir's oil and water. Initially, the work is structured with general information of the company, the field and the production system. Next shows up a overall idea of the enhanced recovery systems used in the petroleum industry. There it is emphasized in the chemical performance of the process, the types of surfactant used for the recovery of oil, as well as the principal variables that affect or favor this commercial application. Finally, it is proposes a methodology to carry out in the Caño Limón Field after examining the general characteristics that allow surfactant flooding in the reservoir. This chronogram start with experimental tests through coreflooding. Posteriorly, it is compared with numerical simulations carried out at the same microscopic dimensions. The feasibility economic evaluation is possible with this information, and then it could apply at real scale, getting constituted in a favorable mechanism to increase the oil production of our country, not only that for the benefit of the company and the region Araucana, but to the benefit the all Colombian people.

** Facultad de Ciencias Fisico-químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Martín Bravo y Samuel Fernando Muñoz.

INTRODUCCIÓN

El recobro eficiente de aceite es más difícil de lo que parece. Esta es una frase estereotipada que pone al descubierto el verdadero fenómeno que se presenta al extraer hidrocarburos del subsuelo, en donde sólo la tercera parte puede ser recobrada por métodos primarios de producción. Aunque es físicamente imposible recuperar todo el aceite que es descubierto, el potencial para mejorar con el uso de la tecnología es muy alto.

Un ejemplo claro lo representan aquellos países petroleros considerados provincias maduras en gas y aceite en donde la producción de fácil acceso de los años setenta ha declinado, y como consecuencia tecnologías avanzadas, a menudo basadas en sofisticados modelos computacionales, mantienen gran promesa para la producción de gas y aceite adicional de las fuentes hidrocarburíferas en dichas naciones. La combinación de las mejores capacidades de investigación tanto públicas como privadas darán fruto en poco tiempo. El objetivo es acelerar la creación e implementación de aproximaciones científicas e innovadoras que incrementen la eficiencia de los procesos recobro EOR conocido como EOR por sus siglas en Inglés

Las tecnologías incluidas en los procesos EOR (Enhanced Oil Recovery), las cuales agrupan el recobro mediante fuentes térmicas, gas miscible o inmisible, mediante químicos especiales y usando microbios, serán reemplazadas en un futuro por aproximaciones no convencionales, tales como el desarrollo de pozos horizontales estratégicamente distribuidos a lo largo del campo, mejoramiento en el drenaje por gravedad, recobro microbial y la relación de frecuencia de calentamiento.

La implementación de un método de recobro mejorado en el Campo Caño es de vital importancia hacia el futuro, ya que las condiciones del reservorio indican saturaciones residuales cercanas al 50% en algunas zonas del yacimiento, lo cual representa un alto porcentaje de las reservas recuperables almacenadas en la roca. Disminuir el porcentaje de aceite residual desde 50% hasta un 27% es el objetivo principal de la inyección de surfactantes, en vista que la recuperación primaria está llegando a su límite y por consiguiente se hace necesario evaluar si las condiciones del yacimiento favorecen la implementación de esta técnica.

El estudio de factibilidad que se llevará a cabo incluye una evaluación cualitativa de las condiciones actuales del yacimiento y del fluido, así como la estructuración de un proyecto de recobro mejorado usando surfactantes. Las interpretaciones físicas del funcionamiento *in situ* del químico mediante pruebas de laboratorio nos permitirán más adelante determinar la concentración y las variables principales hacia la consecución de una buena relación "químico inyectado - petróleo recuperado". Estas mismas interpretaciones ayudarán en la escogencia de una zona favorable para la aplicación del químico teniendo en cuenta las propiedades petrofísicas y petroquímicas del yacimiento, así como la interacción del agente surfactante con el fluido almacenado.

La recuperación de hidrocarburos posteriores a la etapa primaria es sin duda alguna una herramienta valiosa y favorable en materia petrolífera para nuestro país. Dadas las condiciones de producción actual y la reducción en nuevas estrategias de exploración, se hace necesario recuperar la mayor cantidad de fluido almacenado en cada yacimiento. Un plan de recobro mejorado permitirá extender la vida productiva del yacimiento y aumentar el recobro de aceite luego de finalizar la etapa primaria, contribuyendo a las

mejoras económicas de la nación, sin olvidar el fortalecimiento de la calidad de vida no solo en la región de Arauca sino de todo el territorio colombiano.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CAÑO LIMÓN

1.1 OCCIDENTAL LA COMPAÑÍA

Occidental Petroleum Corporation (OXY) fue fundada en Los Ángeles (California) en el año 1920. Inicialmente se consolidó como una pequeña compañía de petróleo y gas hasta que en los años sesenta descubrió dos de los más significativos campos de gas en el estado de California, lo cual le daría el calificativo de compañía grande y poderosa en el negocio del petróleo. La compañía descubrió más de 12 billones de barriles de aceite equivalente, significando un logro enorme en exploración para una compañía de este tipo.

La industria entera ha descubierto solo 50 campos considerados en la clase de un billón de barriles desde 1969. Occidental descubrió 5 de estos campos: tres en Libia, uno en el Reino Unido y otro en Colombia conocido como Caño Limón. Hoy en día Occidental opera en 11 países y sus operaciones se concentran principalmente en Estados Unidos, el Medio Oriente y Latinoamérica. En 1968 la compañía entró en el negocio de los químicos al adquirir "**Hooker Chemicals**", base fundamental para la hoy constituida **Occidental Chemical Corporation (OxyChem)**, una de las más grandes fabricantes de químicos de Norte América.

Hoy en día **Occidental Petroleum Corporation*** está conformada por tres grandes subsidiarias que involucran todo el negocio del petróleo. En primer lugar **Occidental Oil & Gas Corporation (OOGC)**, una subsidiaria de Oxy que opera y produce todos los campo encontrados alrededor del mundo. La

* Tomado del sitio de internet: www.oxy.com

segunda es **Occidental Chemical Corporation** (OxyChem) quien transforma este preciado líquido en químicos básicos, vinilos y productos químicos en general. La última de ellas es **Occidental Energy Marketing Incorporated** (OEMI) quien opera el negocio de la venta y comercialización de la energía. Alrededor del mundo Oxy opera con una fuerza de trabajo cercana a los 8000 trabajadores que la convierten en una de las compañías independientes de exploración y explotación de petróleo y gas más grandes del mundo, ocupando el primer puesto en cuanto a Industrias del gas y del petróleo se refiere, con base en la rentabilidad por cada barril producido.

1.2 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO

La culminación de tres años de intensa actividad exploratoria por parte de Occidental de Colombia en los años ochenta, representó el descubrimiento del Campo Caño Limón en la cuenca de los Llanos, hecho que ubicaría a este Campo como el mayor productor de aceite en nuestro país durante la década de los ochenta y que hoy en día lo conserva como el segundo mayor productor de aceite en Colombia, luego del descubrimiento de Cusiana y Cupiagua en la cuenca del piedemonte llanero.

El 13 de julio de 1983 se descubre el campo luego de perforar el pozo Caño Limón 1 con una producción de 3245 b^Fpd de la arena Mirador inferior usando estrangulador de 32/64" y 7445 b^Fpd de la arena Mirador superior usando estrangulador de 1 7/8". El aceite producido presentó características favorables de comercialización basadas en 33° API como estándar internacional. Desde su inicio en los años ochenta el campo produjo cerca de 10690 b^Fpd con la perforación de su pozo descubridor. De allí en adelante produjo hasta un tope máximo de 250000 bopd en el año 1993 y a la fecha

produce en promedio 100000 bopd con 216 pozos perforados a lo largo de la vida productiva del campo¹.

1.2.1 Historia de exploración. La actividad sísmica en los Llanos orientales por parte de Occidental inició en Julio de 1980 con la firma de contratos de asociación con la Empresa estatal ECOPETROL con el propósito de explorar una superficie de 5 millones de hectáreas distribuidas en 5 grandes bloques. Los patrones geológicos de las cuencas subandinas del Oriente Peruano y el Chaco de Bolivia, sirvieron para realizar la exploración de la cuenca llanos debido a la semejanza en su origen y evolución geológica². Algunos conceptos compartidos por estas cuencas se resumen a continuación:

¹ KENDALL, G. et. al. Reportes técnicos del campo Caño Limón. Bogotá: Occidental de Colombia, 1985. p. 5.

² TAYLOR, J. B. Proceeding of the southwestern legal foundation exploration and economics of petroleum industry. New York: Matthew Bender & Company, 1984. p. 10.

Tabla 1. Conceptos geológicos compartidos entre cuencas de los llanos

CONCEPTO	CARACTERÍSTICA
Edad	Las posibilidades de acumulación de petróleo dependen de la edad o antigüedad estructural. En aquella época se destacaron las jóvenes estructuras del piedemonte andino que no habían almacenado hidrocarburos.
Rocas almacenadoras	Era posible prever favorables características almacenadoras en rocas reservorios del Cretácico y Terciario, sin embargo siempre fue un riesgo la presencia de rocas sello dentro de la estructura, lo cual creó un ambiente riesgoso en la etapa de exploración.
Estructuras antiguas	Muy lejos del piedemonte oriental podrían darse estructuras antiguas de sutil expresión, lo cual requeriría extensos programas sísmicos de gran detalle para su delineación.
Basamentos	La presencia de anomalías estructurales como los altos de Basamento representados por el arco de Arauca, parecían favorecer la migración de hidrocarburos hacia las zonas de influencia.

Fuente: Historia y datos estadísticos de Caño Limón

Los anteriores conceptos fueron complementados con estudios geoquímicos que indicaban como las lutitas del Cretáceo Medio y Superior debían generar considerables cantidades de hidrocarburos, así como el Paleozoico podía estar dentro de las capas generadoras de petróleo. De este modo y con más ideas que datos sólidos, Occidental seleccionó cinco bloques exploratorios en los Llanos denominados: Cravo Norte, Cinaruco, Rondón, Orocué y

Guarrojo. El reto exploratorio consistía en evaluar las 5 millones de hectáreas en tan solo 12 meses ya que la compañía estaba contractualmente obligada a devolver un 50% de las áreas seleccionadas al final del primer año de exploración.

Cuadrillas de sísmica y equipos de perforación trabajaron para producir 2800 Km de líneas sísmicas, 19 pozos estratigráficos y 2 pozos exploratorios. Esta campaña de exploración no produjo descubrimientos de petróleo pero si resolvió algunas inquietudes sobre la presencia de rocas sellantes, la estratigrafía de la cuenca y la confirmación de la migración de hidrocarburos a través de la misma.

Entre julio de 1981 y julio de 1982 se llevó a cabo la segunda campaña de exploración que incluyó 1000 Km de sísmica y la perforación de 10 pozos exploratorios. Se encontraron pequeñas cantidades de petróleo en trampas estructurales que aunque suponían valores subcomerciales, probaron que las áreas tomadas por Occidental tenían todas las posibilidades para dar cabida a un yacimiento grande de petróleo. La crisis de capitales para exploración también afecto a la compañía, quien continuó buscando socios para invertir en Caño Limón aún en vísperas de iniciar la perforación del pozo Caño Limón 1. Sin embargo los esfuerzos no dieron buenos resultados entre 1982 e inicios de 1983. Fue hasta mediados de 1983 cuando se logró producir cerca de 10960 bopd del pozo descubridor CL-01, dando inicio a la explotación de uno de los más grandes campo de nuestro país.

1.3 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El campo Caño Limón está ubicado en el extremo norte de los Llanos colombianos entre la población de Arauquita y la vereda La Yuca a 500 metros del Río Arauca y 50 Km al oeste de la capital del departamento, la

ciudad de Arauca. Esta área se suscribió bajo el contrato CRAVO NORTE "A" entre ECOPETROL y la multinacional norteamericana OXY. Comprende cerca de 260000 hectáreas de extensa llanura con tenue topografía, que corresponden tan sólo a una pequeña parte de la verdadera llanura colombiana que se extiende desde la serranía de la Macarena en el sur, hasta el Río Arauca en el norte como frontera geográfica internacional entre Colombia y Venezuela como se muestra en la figura 1.

**Figura 1. (a) Localización del Campo Caño Limón.
(b) Fotografía de PF-2***



Fuente: Presentación general del campo.

(a)

* PF-2. **Production Facilities – 2**, la facilidad de producción más grande de Caño Limón.

(b)

Fuente: Fotografías generales del campo

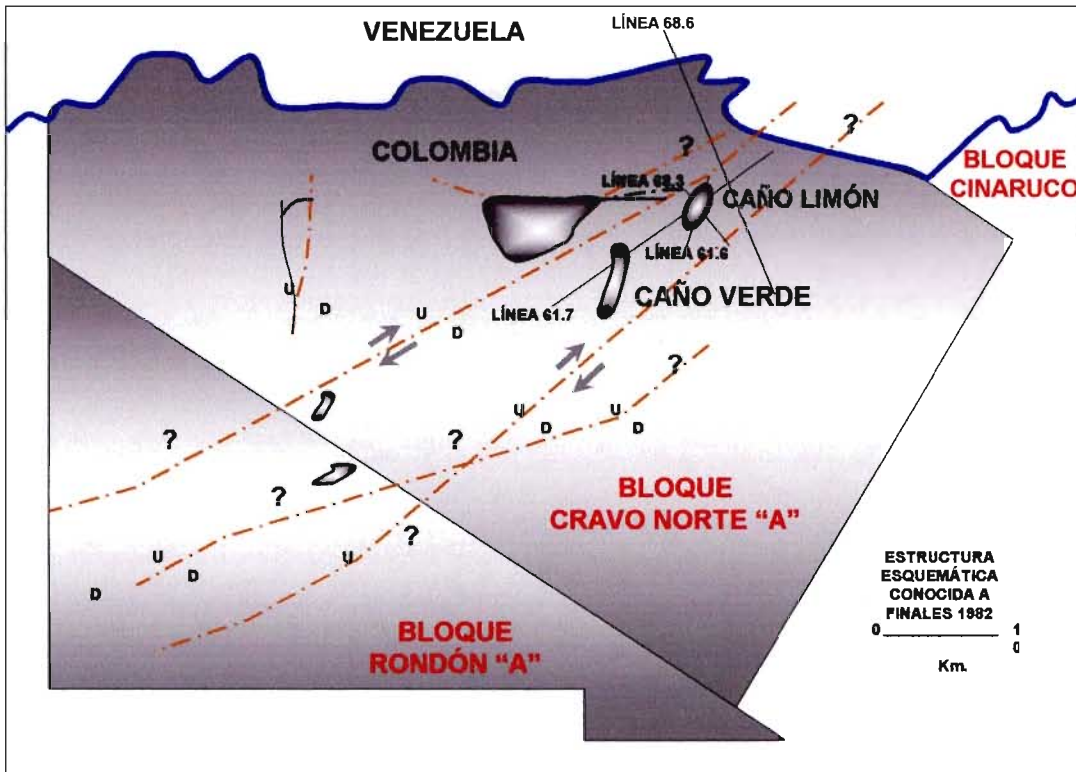
1.4 INFORMACIÓN GEOLÓGICA

Antes de los trabajos sísmicos realizados por Occidental en 1981, diferentes compañías habían realizado levantamientos sísmicos en esta parte de los Llanos específicamente hacia la zona oeste y sur del bloque tomado por Occidental, lo cual indicaba que no existía ninguna información sísmica del área correspondiente a Caño Limón. Las primeras líneas sísmicas se tomaron usando equipos portátiles helicotransportables. Las fuentes de energía fueron cargas de 2.3 Kg de dinamita colocada en pozos de disparo a 18 m de profundidad. La cobertura fue de buena calidad con valores entre 600 y 1200%. La interpretación de los datos obtenidos se realizó por etapas programando líneas sísmicas adicionales después de cada interpretación.

1.4.1 Sísmica. Las líneas sísmicas de los bloques Cravo Norte "A" y Rondón "A" se obtuvieron con base a una cuadrícula de 5 Km x 5 Km construida después de las interpretaciones hechas en 1982. Es allí cuando se confirma la presencia de una importante zona de fallamiento de carácter subregional y un tren de deformación estructural asociación a esta zona de fallamiento, a lo largo del cual era de esperar que sucedieran prospectos exploratorios. El programa culminó con el descubrimiento del campo Caño Limón. Se inicia entonces un levantamiento sísmico de detalle a lo largo de esta zona de fallamiento recientemente delineada.

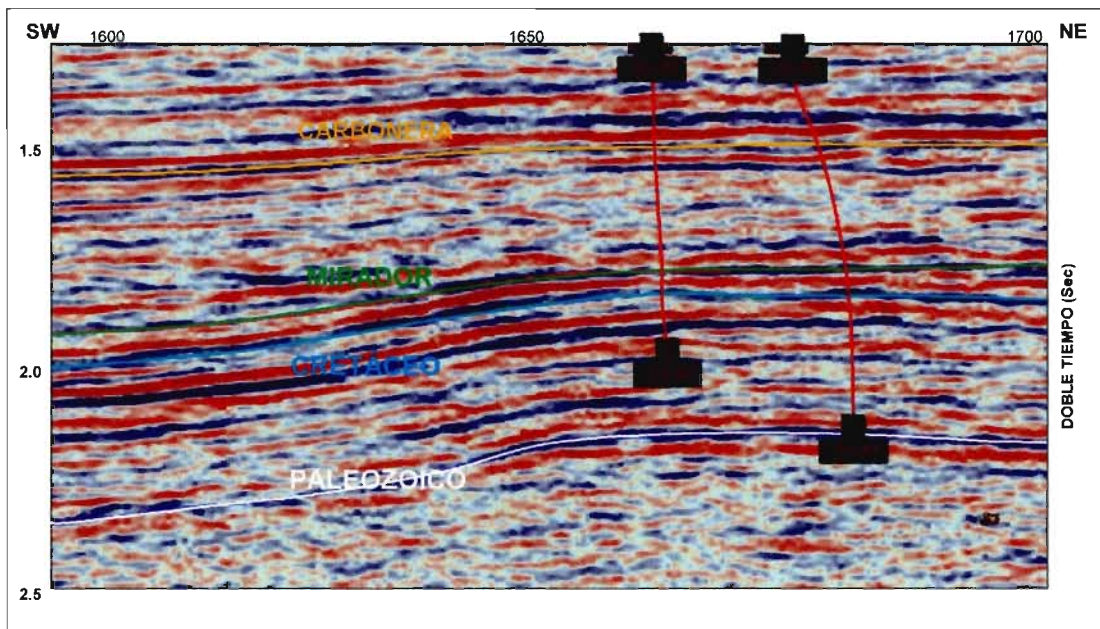
La interpretación preliminar sugiere la existencia de un pliegue anticlinal delimitado por esta zona de falla cuyo buzamiento crítico este-oeste requeriría definición como se muestra en la figura 2. En búsqueda de este buzamiento se programa la línea sísmica 61.7 que finalmente define el prospecto Caño Limón mostrado en la figura 3. Se pudo observar allí un adelgazamiento de la sección estratigráfica subyacente, lo que indicó que la estructura Caño Limón correspondía a una estructura antigua sin desplazamiento vertical en el ápice de la misma, así que podía extenderse a una estructura cuneiforme al norte de la falla Caño Limón, denominada más adelante como prospecto Matanegra.

Figura 2. Líneas sísmicas de los bloques Cravo Norte "A" y Rondón "A"



Fuente: Historia y datos estadísticos de Caño Limón

Figura 3. Línea sísmica 61.7 de Caño Limón



Fuente: Historia y datos estadísticos de Caño Limón

1.4.2 Estructura. Al inicio de los estudios geológicos se consideró Caño Limón como una sola estructura proveniente de un pliegue de arrastre relacionado al movimiento de la falla Caño Limón. Con la perforación de los pozos La Yuca-1 y Matanegra-1 se demostró que el campo comprende tres cierres estructurales definidos hoy en día como las áreas productivas de La Yuca, Matanegra y Caño Limón. Se cree que estas estructuras se crearon por el movimiento lateral de la falla CLM*, la cual secciona el campo de noreste a sureste.

El movimiento lateral de la falla CLM es inferido en su base a su desplazamiento vertical variable que oscila entre 0 – 152 m. Datos sísmicos y estratigráficos de subsuelo indican que el mayor movimiento a lo largo de

* Abreviatura que significa Caño Limón.

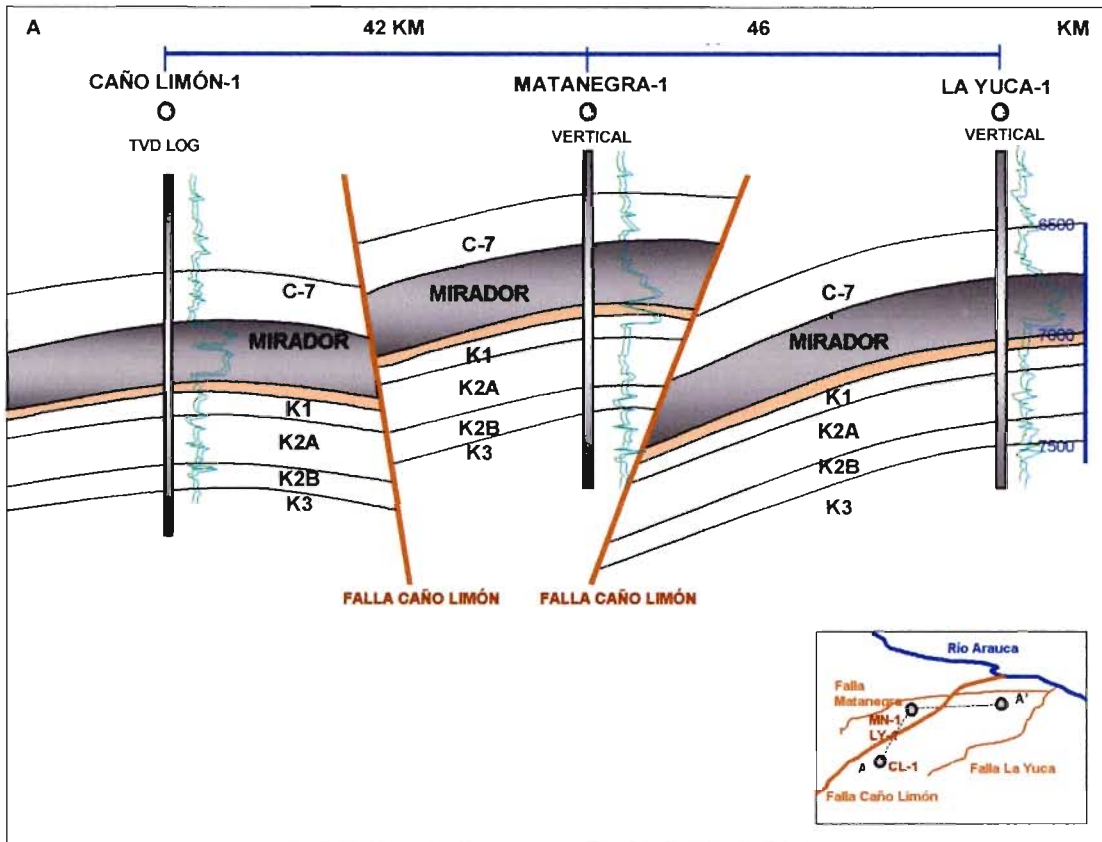
esta falla probablemente ocurrió durante el Eoceno tardío u Oligoceno temprano. Estos datos sugieren además que el campo fue un paleo alto estructural al comienzo de la depositación mirador, lo que probaría que la actividad estructural a lo largo de la falla podría haber comenzado antes del Eoceno³. Una falla adicional asociada al campo es la falla Arauca de corta extensión que ocurre paralela al río que lleva su mismo nombre en la parte norte del campo. La estructura Matanegra corresponde al bloque norte levantado, cuneiforme, delimitado por las fallas CLM y Matanegra. Corresponde a la parte más alta del campo con un cierre vertical de 213 m.

La estructura CLM – La Yuca corresponde a pliegues anticlinales unidos entre sí por un área sinclinal media y con tendencias de cabeceo suroeste. Estas estructuras poseen buzamientos leves cercanos a los 5 – 12° como se muestra en la figura 4. Luego de varios estudios geológicos y correlación de la información obtenida mediante pruebas del yacimiento, se clasificó la zona antes conocida como Mirador en Carbonera Inferior, ya que las características de la roca, las propiedades geofísicas y geoquímicas encontraron similitud alguna con la formación Carbonera Superior descartando la posible continuidad de la formación Mirador ampliamente extendida en la cuenca de los Llanos⁴.

³ KENDALL, G. et. al. Reportes técnicos del campo Caño Limón. Bogotá: Occidental de Colombia, 1985. p. 23.

⁴ Ibid., p. 30.

Figura 4. Sección estructural de Caño Limón



Fuente: Prognosis de perforación, áreas Caño Limón, Matanegra y La Yuca

1.4.3 Estratigrafía. La sección estratigráfica penetrada en el campo se extiende desde el Pre-Cretácico y comprende 2804 m de columna sedimentaria⁵. Los sedimentos del Pre-Cretácico fueron penetrados solo en el pozo Caño Limón – 1 ya que los restantes pozos en aquella época solo fueron perforados hasta la base de la sección cretácica. Las principales discordancias que se reconocen en la secuencia estratigráfica del campo hacen referencia a:

⁵ MC COLLOUGH, C.N.; PADFIELD, E. P. Petroleum geology of Colombia's Llanos basin. En: Oil and Gas Journal. April 15 1985. p. 15.

- Una basal que separa la sección Pre-Cretácica de los sedimentos del cretácico superior.
- Una media entre el Cretácico superior y el Mirador Eoceno, correspondiente al principal evento sísmico de rastreo.
- Una superior entre Mirador y la sección basal de la formación Carbonera del Oligoceno⁶.

En Caño Limón los estratos productores abarcan arenas fluviodeltáicas del miembro basal C-7 de la formación Carbonera, Mirador* y de los miembros K1 y K2 del Cretácico Superior. Los miembros K1 y K2 de Caño Limón han sido palinológicamente datados y se les asigna una edad que oscila entre el Cenomaniano o Capaniano, con base en los especímenes **Araucariacites Sp. Dinogymnium Sp. y Rugulastiporities Caperatus**. Por consiguiente estas unidades son equivalentes a las formaciones Gachetá-La Luna-Chipaqué ubicadas en la cordillera oriental y las formaciones Escandalosa-Quevedo y La Morita Shale de Venezuela⁷. A continuación se muestra una columna estratigráfica del Campo, (ver figura 5.)

⁶ ROBERTSON, Research. The northern Llanos of Colombia – Hydrocarbon potential and stratigraphic control. Vol. 3. 1983. p. 14.

* Conocida hoy en día como Carbonera inferior.

⁷ ROBERTSON, Op. cit., p. 38.

Figura 5. Columna estratigráfica de Caño Limón

SISTEMA	SERIE		BIOCRONO ZONA		FORMACIÓN	MIEMBRO	UNIDAD	LITOLOGIA	CAMPO PRODUCTORES
TERCIARIO	Mioceno	Medio	Zonocostites Ramonae		León	C1			Caño Limón
		Temprano				C2	Shale E		
	Oligoceno	Tardío	C. Dorogensis	M. Howardi		C3			
		Temprano		C. Dorogensis		C4	A-C		
						C5	A-C		
		Eoceno Tardío	Brevitricolpites Sp.		Carbonera Superior	Superior	Lutita Guafita		Caño Limón
		Incierto-Eoceno Tardío O Cretáceo Tardío			Carbonera Inferior	Inferior	M-2 M-3 M-4		Caño Limón Caño Yarumal Redondo
CRETÁCEO	Santoniano a Campiano		Arauciacites Spordigymnium Sp.		K1 Inferior	Arena K1 Inferior	A		Caño Limón Caño Yarumal Redondo
							B C D		
	Senoniano Coniaciano a Santoniano		Droseridites Senonicus		K2A	Arena K2A	1 2 3 4		Caño Limón Caño Yarumal
					K2B	Arena K2B	Lutita Matanegra		
					K3	Superior		?	Caño Limón Redondo
	Albiano Cenomaniano		Cyaltheacidites Sp.		K3	Inferior			
	Desconocido				Precretáceo	Capas Rojas y Metasedimento			Caño Limón

Fuente: Prognosis de perforación, áreas Caño Limón, Caño Yarumal y Redondo

1.4.4 Roca generadora y maduración. Se realizaron estudios geoquímicos al aceite proveniente de la formación Mirador en el pozo Caño Limón – 2 y estos resultados indicaron que provienen de sedimentos marinos ricos en materia orgánica. La diferencia de este aceite con los aceites de los Llanos centrales radica en las cantidades de material orgánico terrestre. Lo anterior sugiere que los aceites de los llanos Centrales son más cerosos (conocidos con el calificativo: **waxy***) como lo indicó en su época (1984) Zumberge⁸.

Se analizó un núcleo proveniente del pozo descubridor para determinar la capacidad generadora. Para ello se efectuaron pruebas de madurez térmica y contenido orgánico los cuales indicaron poca madurez y pobre potencial de generación debido a su composición orgánica predominante de origen terrestre. Los anteriores resultados descartan la posibilidad de una generación **in situ**. Se puede derivar de los anteriores análisis que los aceites de los Llanos provienen de más de una fuente generadora y que el aceite de Caño Limón** se originó en sedimentos marinos distantes.

1.5 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO

El bloque Cravo Norte corresponde al área explorada y explotada por parte de Occidental en el departamento de Arauca. En la siguiente figura (ver figura 6) se muestra la sección Cravo Norte en color gris delimitada por una línea roja. Dentro de este territorio se llevan a cabo estudios exploratorios en las estructuras Jiba, Mataoscura y Playitas, así como perforaciones de

* Este término indica que contienen más C₂₂ y parafinas-n.

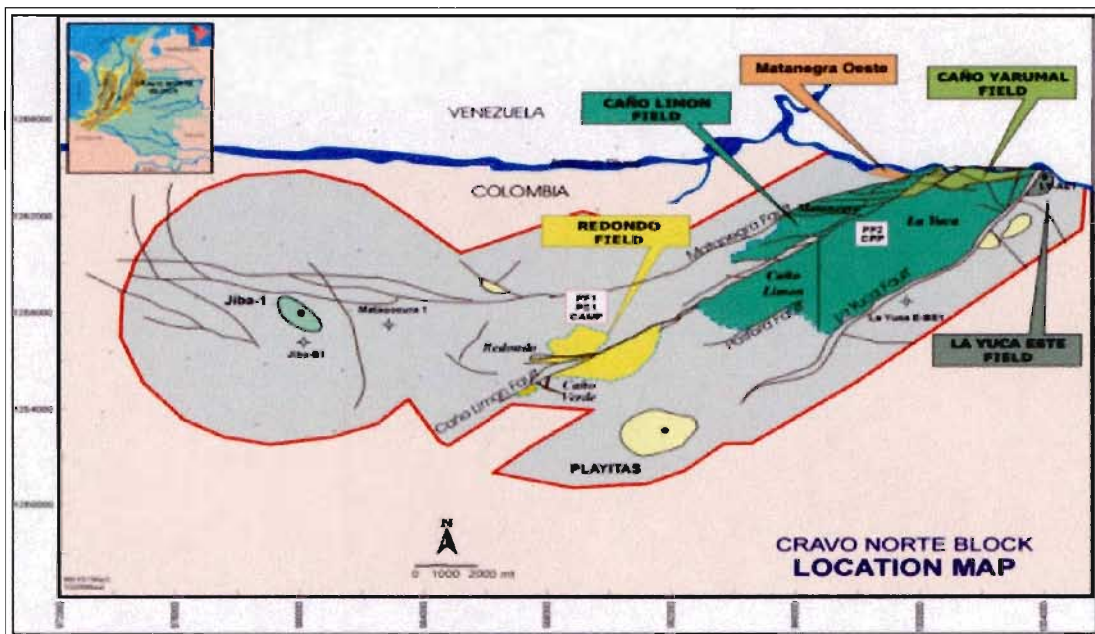
⁸ ZUMBERG, J. Organic geochemistry of Caño Limón crude Oil. Tulsa: Occidental – Cities. 1984. p. 32.

** Considerado moderadamente maduro en base a la gravedad API y la presencia de volátiles.

pozos de desarrollo en los campos: Caño Limón, Matanegra, La Yuca, Caño Yarumal, Redondo y Caño Verde.

El yacimiento produce bajo el mecanismo de empuje hidráulico ya que cuenta con un enorme acuífero que puede producir constantemente hasta el 90% del fluido total. Las zonas productoras mencionadas anteriormente se encuentran a una profundidad promedio de 7600 ft con presiones que varían de 1800 a 3000 psi y temperaturas de hasta 210 °F. Los espesores netos de las arenas promedian los 20 – 30 ft para cada formación ya que se considera el yacimiento altamente heterogéneo a lo largo del plano vertical.

Figura 6. Mapa del bloque Cravo Norte



Fuente: Presentación general del campo

1.5.1 Porosidad. En general se presentan valores representativos de porosidad para todo el campo. Los máximos valores se observan en la estructura Matanegra y si consideramos cada reservorio individualmente tendremos los valores de porosidad más altos en la formación Mirador entre 23 y 26 %, seguidos por las arenas C-7 de la formación Carbonera y K-2 de la formación Cretáceo respectivamente. La siguiente tabla resume los valores promedio de porosidad y saturación de aceite para los principales yacimientos productivos del campo.

Tabla 2. Características de las formaciones

YACIMIENTO / FORMACIÓN	ϕ (%)	So (%)
CAÑO LIMÓN		
Carbonera	20.6	67.0
Mirador	23.8	76.9
LA YUCA		
Carbonera	21.3	74.9
Mirador	23.8	76.9
K-1	19.9	37.3
MATANEGRA		
Carbonera	25.1	50.0
Mirador	26.8	70.4
K-1	19.9	37.3
K-2	24.6	73.2

Fuente: Historia y datos estadísticos de Caño Limón

1.5.2 Permeabilidad. Sobre la base de los análisis de presiones obtenidos de las pruebas de formación, DST* y núcleos se determinaron los valores de permeabilidad, los cuales correspondieron a valores altos en la formación Mirador alcanzando hasta 5 darcys y en la formación Carbonera (C-7) fluctuaron entre 3 – 5 darcys. Los análisis de núcleos correspondientes a la formación Mirador dieron como resultado los siguientes valores de permeabilidad:

Tabla 3. Valores de permeabilidad del campo

PARÁMETRO	VALOR (mD)
Permeabilidad horizontal	2425
Permeabilidad vertical	1763
Coefficiente de variación	0.53
Coefficiente de Lorenz	0.28

Fuente: Historia y datos estadísticos de Caño Limón

1.5.3 Saturación de fluidos. Los análisis de las muestras indican que las formaciones se encuentran a una presión superior a la presión de saturación del fluido. Por consiguiente solo el petróleo y el agua están contenidos en ellas. Con base en la evaluación de registros eléctricos y la actualización de programas computacionales que incluyen parámetros de porosidad y arcillosidad se pudo determinar las saturaciones de petróleo y agua en cada una de las formaciones. Para la formación Mirador se obtuvo valores de saturación residual cercanos al 31.6 % en base a las permeabilidades relativas para el sistema agua - aceite. Los valores de saturación se muestran en la tabla 2 junto con los valores de porosidad.

* Significa "Drill Stem Test" o prueba para determinar la capacidad productiva de un pozo.

1.5.4 Propiedades de los fluidos. Los análisis indican que el petróleo de Caño Limón está subsaturado y que no habrá gas libre en el yacimiento durante toda su vida productiva. El gas en solución medido en laboratorio es inferior a 15 scf/stb para todas las muestras analizadas. El bajo contenido de gas contribuye a la baja compresibilidad del petróleo, del orden de 10^{-6} psi⁻¹, por lo cual se espera un mínimo de energía del yacimiento por expansión del petróleo. La viscosidad del petróleo a las condiciones del yacimiento (es decir a 3200 psi y 200 °F) es de 2.4 a 6.9 cP, y la gravedad API a condiciones de superficie (60 °F) varía entre 26.9 y 32.4 grados API. El crudo de Caño Limón se clasifica entre aceite aromático intermedio y nafténico parafínico*. La siguiente tabla muestra la composición típica del aceite producido en Caño Limón.

Tabla 4. Composición típica del aceite

COMPONENTE	% MOLAR
Ácido sulfhídrico	0.00
Anhídrido carbónico	0.27
Nitrógeno	0.11
Metano	0.05
Etano	0.03
Propano	0.21
Isobutano	0.33
n-butano	0.62
Iso-pentano	0.75
n-pentano	0.72
Hexano	1.61
Heptano +	95.30

Fuente: Historia y datos estadísticos de Caño Limón

* Según la clasificación de Tissot y Welte, 1978.

El petróleo original **in situ** (OOIP) para el campo Caño Limón se calculó en 1.4 MM bbls basado en cálculos volumétricos y en interpretaciones geológicas vigentes.

Los datos anteriores corresponden a algunas generalidades relacionadas con la compañía, el campo, el yacimiento y el tipo de fluido que allí se produce. El objetivo primordial es informar en términos globales como es el campo Caño Limón desde el punto de vista geológico e ingenieril. Los datos relacionados con la compañía indican la percepción y la filosofía que ha llevado a consolidar el campo como uno de los más grandes en Colombia y a la vez uno de los más grandes descubrimientos de Occidental.

La historia ha indicado que este campo petrolero posee características muy especiales que lo hacen económicamente atractivo y de baja dificultad en el desarrollo de procesos para su explotación.

Como se mencionó en la introducción de este documento, el campo está llegando a su etapa final de producción y se hace necesario mejorar el recobro último después de casi dos décadas de producción. Para evaluar la factibilidad de usar químicos como alternativa de recobro mejorado, se hace necesario conocer el sistema de producción del campo y a su vez estudiar la posibilidad de implementar este tipo de recobro en dicho sistema de levantamiento artificial conocido como bombeo electrosumergible. El siguiente capítulo enmarca las razones por las cuales se utiliza el actual sistema de producción en los pozos, amplía algunos conocimientos generales relacionados con el sistema de tratamiento y por supuesto describe el proceso final de bombeo para la posterior comercialización del petróleo.

2. SISTEMA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

El sistema de producción del crudo proveniente del Campo se realiza mediante cuatro procesos básicos:

- Extracción del crudo de cada uno de los pozos productores.
- Recolección del crudo en superficie y envío hacia las facilidades.
- Tratamiento del crudo en las facilidades de producción para separar el agua del aceite según los estándares establecidos.
- Bombeo desde el campo hasta el puerto para su posterior exportación.

El proceso de extracción se lleva a cabo mediante el método de levantamiento artificial tipo bombeo electrosumergible. El sistema de recolección se conforma de tuberías troncales de recolección cuyos diámetros varían desde 12 a 20". Dos facilidades de producción diseñadas para la separación y enfriamiento de los grandes volúmenes de agua producidos (conocidas como Production Facilities # 1 - PF1 y Production Facilities # 2 - PF2) conforman la etapa del proceso de tratamiento. Por último una estación de bombeo (conocida como Pump Station #1 - PS1) permite bombear el crudo tratado hacia el puerto de Coveñas en el mar Caribe.

Hoy en día la producción del campo proviene de los seis yacimientos mencionados en el capítulo anterior, cuya producción total de fluido diaria puede alcanzar los 2.400.000 bfpd. La facilidad de producción #1(PF-1) puede tratar cerca del 20 % de esta producción total proveniente de los yacimientos Caño Verde, Redondo, y parte de Caño Limón; la producción

restante es tratada en la facilidad de producción # 2 cuya producción proviene de los yacimientos Caño Yarumal, Matanegra, parte de Caño Limón y La Yuca, siendo este último el mayor de todos.

De los 2.400.000 bfpd producidos en el campo*, se obtienen sólo 100000 bbls de petróleo por día que son bombeados desde Caño Limón hasta el puerto de Coveñas. Esto indica el alto porcentaje de agua del campo, razón por la cual el yacimiento ha mantenido su producción estable debido al gran empuje hidráulico que ayuda a la extracción del crudo con un alto factor de recobro, y razón también para justificar la expansión permanente de las facilidades de producción cuyo propósito principal es separar el alto porcentaje de agua de toda la producción diaria.

Los estudios de ingeniería llevados a cabo han permitido definir el bombeo electrosumergible como el método de producción más adecuado para los pozos del Campo debido al alto porcentaje de pozos con tasas de fluido superiores a 10000 bfpd. Este porcentaje se acerca al 50 % de la totalidad de los pozos e indica que muy pocos pozos poseen bajas tasas de producción como sucede en varios campos de nuestro país. Lo anterior sumado a las bajas presiones en cabeza muestran que el yacimiento necesita un sistema de levantamiento para grandes cantidades de fluido ya que por sí solo no es posible emerger desde el fondo hasta superficie.

La siguiente tabla muestra la distribución de las instalaciones electrosumergibles que actualmente posee el campo*.

* A la fecha de enero de 2003.

Tabla 5. Instalaciones electrosumergibles en el Campo Caño Limón

Tipo de bomba	Caudal Nominal BFPD	Cantidad	%
HC-35000	35000	2	0.90
HC-27000	27000	4	1.79
KC-20000	20000	29	13.00
HC-19000	19000	10	4.48
KC-15500	15500	15	6.73
KC-15000	15000	27	12.11
KC-12000	12000	23	10.31
GC-8200	8200	31	13.90
TG-7000	7000	1	0.45
GC-6100	6100	21	9.42
GC-4100	4100	18	8.07
GN-4000	4000	1	0.45
SN-3600	3600	1	0.45
GC-2900	2900	14	6.28
FC-2700	2700	1	0.45
GC-2200	2200	2	0.90
GN-2100	2100	1	0.45
FC-1800	1800	5	2.24
DN-1750	1750	1	0.45
GC-1700	1700	1	0.45
FC-1600	1600	2	0.90
GC-1150	1150	5	2.24
FC-650	650	3	1.35
SC-450	450	4	1.79
R-14	400	1	0.45
TOTAL ESP		223	100 %

Fuente: Datos estadísticos de Caño Limón, OPS.

2.1 SISTEMA DE RECOLECCIÓN

El sistema de recolección está diseñado para llevar el crudo desde los pozos hacia cada una de las facilidades correspondientes. Este sistema nace desde la cabeza del pozo, pasando a través del manifold de producción y finalmente llega hasta las facilidades para su posterior tratamiento. Debido a la característica plana del territorio Araucano, son muy bajas las caídas de

presión por diferencia de altura para transportar el fluido producido desde cabeza de pozo hasta las facilidades. El fluido producido por el pozo pasa a través del **manifold** (ver figura 7) ubicado cerca a la locación de superficie. Allí utilizando un medidor de flujo másico tipo coriolis se mide el caudal, del pozo, su corte de agua y temperatura con la cual fluye el fluido. El medidor másico permite conocer a condiciones estándar la producción neta de crudo y agua. Esta es una ventaja que se logra por el hecho de no manejar gas libre en la corriente medida.

Figura 7. (a) Manifold. (b) Medidor másico



Fuente: Fotografía del campo y Micromotion Company ®

(a)

(b)

Este dispositivo se ha convertido en una pieza clave para el monitoreo del comportamiento de los pozos en el campo. Lo anterior, unido a las comunicaciones con la sala de control y las oficinas de producción facilita la detección de fallas repentinas y se constituye en una enorme ventaja a la hora de diagnosticar rápidamente opciones que puedan mejorar la producción en cada uno de los pozos. Los medidores másicos son

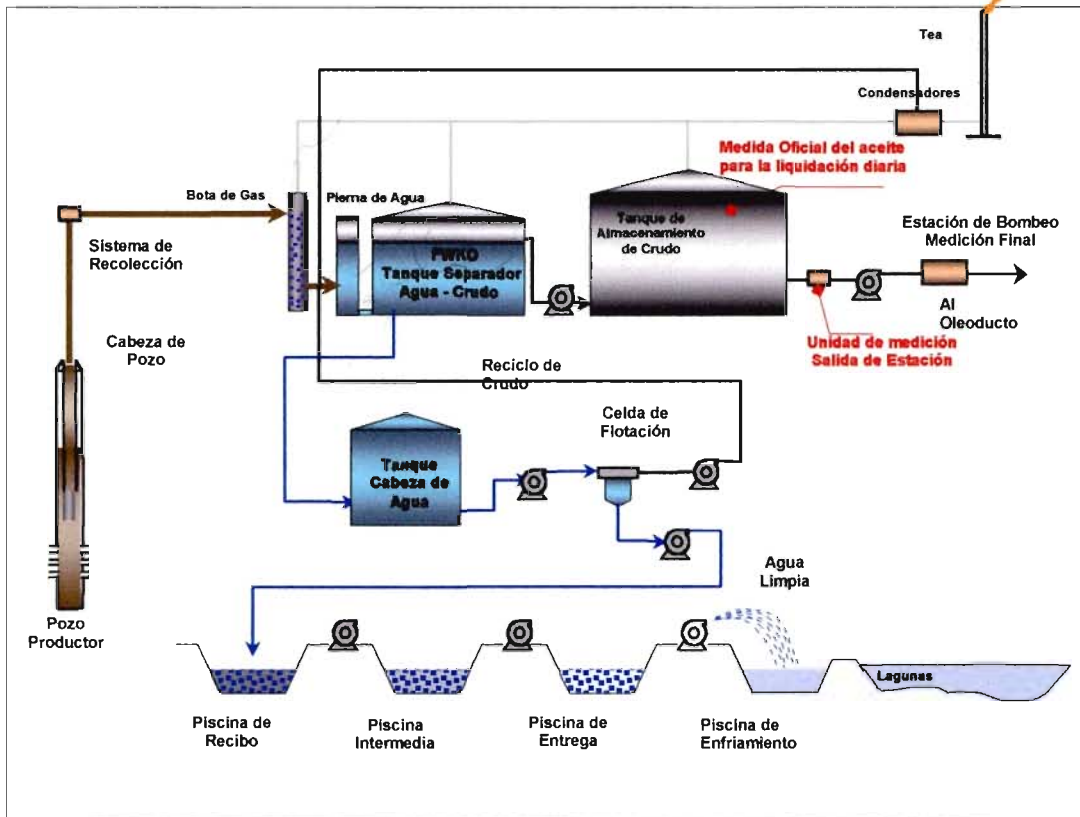
ampliamente usados en el campo debido al poco (o casi nulo) gas libre que se presenta a condiciones de cabeza de pozo, lo cual permite realizar la medición de los fluidos con amplia confiabilidad. Además se constituye en un instrumento que ayuda a evaluar – de inmediato – los resultados de cualquier trabajo de pozo en el fondo que impacten la tasa de producción del pozo evaluado o de los pozos afectados.

2.2 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

El propósito de la facilidad es separar el agua, los sedimentos y el gas del fluido proveniente de los pozos. La producción de gas en Caño Limón es muy baja, razón por la cual todo el gas separado es quemado mediante teas ubicadas en las facilidades de producción. La relación gas-aceite producido se encuentra entre 5 a 10 ft³ de gas por barril de crudo y este posee alto contenido de vapor de agua y CO, convirtiéndolo en un gas bastante húmedo y de bajo poder calórico, lo cual no justifica económicamente la construcción de una planta de tratamiento de gas para su procesamiento y posterior uso domestico o industrial.

El agua es tratada y enviada a las piscinas de enfriamiento para luego disponerla en las lagunas; el crudo por su parte se trata para lograr un BSW límite inferior a 0.5 % y entregarlo así al oleoducto. La siguiente gráfica (ver figura 8) muestra el diagrama del proceso en las facilidades.

Figura 8. Sistema de Tratamiento de crudo



Fuente: Occidental de Colombia Inc.

El proceso en la facilidad comienza cuando el crudo entra a la bota de gas o separador de gas, allí choca contra los desviadores de entrada y produce una separación instantánea de líquido y gas, los cuales son enviados a los tanques de lavado y condensadores respectivamente. El gas separado es recolectado en un sistema de alta presión. Los condensadores recuperan pequeñas gotas de líquido que se han ido por la corriente de gas, para finalmente reinyectarla a los tanques de lavado. El gas final sin ninguna gota de líquido pasa a la tea donde se quema a la atmósfera. Los tanques de lavado llamados FWKO* reciben el líquido y mediante un sistema de mallas separadoras ubicadas en la interfase aceite obligan a que las gotas de agua se agrupen y caigan al fondo del recipiente para separarla del aceite. Los

* Significa Free Water Knock Out

tanques de lavado o de separación están conectados entre sí a través de un dispositivo conocido como pierna de agua. Las piernas de agua son columnas que en su parte superior pueden aumentar o disminuir su nivel para lograr almacenar más aceite en un momento dado.

El aceite separado en los tanques de lavado es transferido a la estación de bombeo usando bombas centrífugas conectadas en serie. En condiciones normales todo el aceite producido es bombeado, pero en casos extremos se hace necesario transferirlo por efecto de rebose a los tanques de almacenamiento para su posterior bombeo. Antes de enviar el crudo a la estación de bombeo, este debe pasar por una unidad de medición conocida como LACT (**Lease Automatic Custom Transfer**) o unidad automática de control y medida de entregas, la cual mide la cantidad y calidad de crudo que se transfiere de las facilidades de PF1 y PF2 hacia la estación de bombeo.

El agua separada en los FWKO se transfiere a los tanques cabeza de agua, cuya finalidad es proporcionar empuje hidrostático que permita operar las celdas de flotación. Allí la mayoría del aceite es separado con la ayuda de un químico clarificador. La eficiencia de separación de las celdas de flotación es cercana al 95 %. Después de procesar el agua en las unidades de flotación, esta se envía a las piscinas de recibo, intermedia y de entrega para aumentar el tiempo de retención y permitir separar las últimas cantidades de aceite que se han ido por la corriente de agua. Luego de pasar por estas tres piscinas, el agua ahora es sometida al proceso de enfriamiento con el propósito de reducir la temperatura hasta su límite máximo de vertimiento. Se toma el agua mediante bombas centrífugas y se envía hasta el cabezal de boquillas de enfriamiento en donde se expulsa formando neblina debido al reducido diámetro de las boquillas y a la presión puesta en el cabezal. Las gotas de agua se junta con el aire y por consiguiente se enfrían ya que se

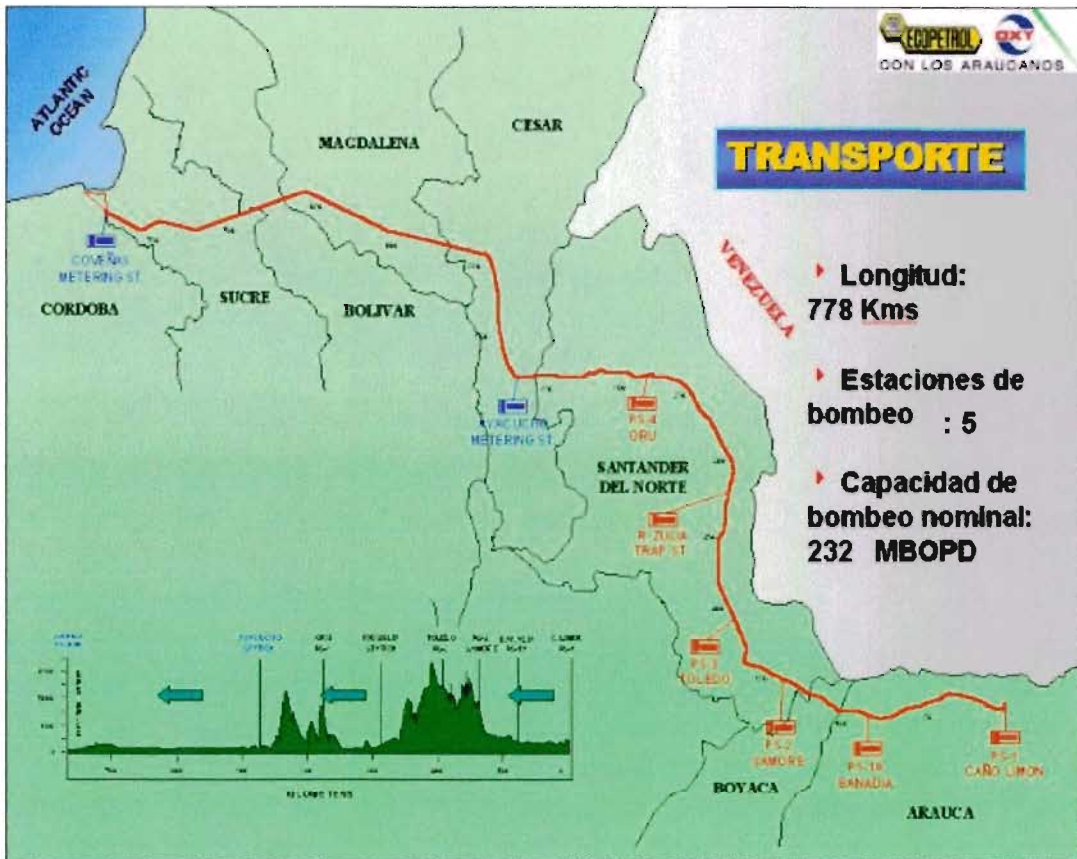
someten a la temperatura ambiente. De allí finalmente se transfiere el agua hacia los esteros o lagunas para su disposición al ambiente.

2.3 SISTEMA DE BOMBEO

El crudo producido - o almacenado en los tanques de PS-1* - es transferido mediante cinco bombas alimentadoras que elevan la presión hasta 2200 psi para desplazar el petróleo hacia la siguiente estación de bombeo PS1-A ubicada en Banadía. De allí es impulsado hasta PS-2 en Samoré, luego a PS-3 en Toledo, posteriormente a Río Zulia (trampa) y PS-4 en Orú para finalmente llevarlo hasta Ayacucho (trampa) y Coveñas como se muestra en la figura 9. En Ayacucho el oleoducto se une a una red existente que se conecta con Barrancabermeja y Cartagena. En Coveñas una terminal de carga ubicada a 10 Km costa afuera recibe el crudo del oleoducto. La unidad flotante de almacenamiento o FSU permite abastecer los tanqueros que transportan el petróleo hacia Estados Unidos (ver figura 10). La FSU está conectada a la costa a través de dos ductos, uno de 24 pulgadas y otro de 36 pulgadas, los cuales pasan por las boyas primaria y secundaria de anclaje, respectivamente.

* Con capacidad máxima de 300000 bbls.

Figura 9. Trayectoria del Oleoducto Caño Limón – Coveñas



Fuente: Presentación general del campo

Figura 10. (a) Motor de PS-1. (b) Puerto de Coveñas



Fuente: Fotografía de la estación de bombeo y presentación general del campo

El capítulo aquí mencionado corresponde a un enfoque generalizado del sistema de producción del campo Caño Limón. Se enfatizó en la razón por la cual la totalidad de los pozos produce mediante el sistema de levantamiento artificial tipo bombeo electrosumergible. Además se hizo énfasis en el proceso de separación aceite-agua más que en la separación aceite-gas y el porqué de la no-utilización del gas producido como una posible alternativa energética.

Junto a las generalidades expresadas al inicio del texto y la descripción del sistema de producción del campo, es posible conocer a fondo las características de producción del yacimiento y su viabilidad para iniciar un estudio de factibilidad enfocado en el recobro mejorado a través de químicos. La alta producción de agua producto del enorme efecto que la misma tiene en el fondo, ha llevado a encontrar algunas zonas con saturaciones de aceite muy altas indicando disminución en el drenaje del aceite. Los surfactantes son especialmente diseñados para responder a las anteriores inquietudes, ya que su efecto con la tensión interfacial podría solucionar el percance del aceite atrapado luego del paso del agua de inyección.

El capítulo subsiguiente presenta el uso de los surfactantes en el campo del recobro mejorado como la alternativa más eficiente para recuperar el petróleo atrapado luego de la recuperación secundaria. Allí se describen los diferentes tipos de surfactantes, así como el proceso de inyección dentro del yacimiento. Los efectos de interacción roca-fluido y los principales problemas que pueda acarrear la inyección de surfactantes en el medio poroso, son analizados cuidadosamente con el propósito de crear una imagen real del verdadero alcance de los químicos y su contraste con los costos de operación.

3. RECOBRO MEJORADO MEDIANTE SURFACTANTES

3.1 GENERALIDADES DEL RECOBRO MEJORADO

Durante la vida de un pozo, siempre hay un punto en el cual el costo de producir un barril adicional de aceite es más alto que el precio que el mercado pueda pagar por este barril. La producción en este caso se interrumpe. Bajo circunstancias normales, el pozo es abandonado con un 70% de aceite atrapado en la tierra. Hasta hace diez años, las reservas en los campos de petróleo (viejos) en Canadá y Estados Unidos habían declinado más rápido que las nuevas reservas descubiertas.

En Estados Unidos, por ejemplo, el 70% de aproximadamente 500 billones de barriles de aceite descubiertos, fueron encontrados durante el 20% de las primeras perforaciones. Cerca de 130 billones de barriles han sido producidos hasta la fecha y otros 170 billones de barriles son considerados como un objetivo a largo plazo para la tecnología avanzada de EOR (**Enhance Oil Recovery**). Se estima que hasta esta misma fecha Estados Unidos produce más de la mitad del petróleo del mundo mediante los tratamientos EOR, como se muestra en la siguiente tabla (ver tabla 6).⁹

⁹ SIMANDOUX, P.; VALENTIN, E. Improved Recovery, Strategic option or not?. Norway: August 28, 1990. p. 74.

Tabla 6. Producción anual de aceite por métodos EOR (MBOPD)

PAÍS	TERMAL	MISCIBLE	QUIMICO	EOR TOTAL	%
Estados Unidos	454	191	11.9	656.9	42
Canadá	8	127	17.2	152.2	10
Europa	14	3	---	17	1
Venezuela	108	11	---	119	7
Otros países suramericanos	2	NA	NA	17	1
Rusia	20	90	50	160	10
Otros	171	280	1.5	452	29
TOTAL	777	702	80.6	1574.6	100

Fuente: Simandoux, P. 1990

El éxito del recobro de aceite depende de la aplicación de energía de los fluidos inyectados en el lugar adecuado, en la cantidad correcta y al tiempo adecuado, una estrategia que un simulador de yacimientos bien construido puede ayudar a desarrollar. El EOR es un término impreciso que históricamente ha sido usado para describir el tercer paso de recobro (recobro terciario) en producción de aceite y gas. El término IOR (**Improved Oil Recovery**) ha sido usado para describir todos los métodos de recobro diferentes a la producción primaria (o natural), reservando la designación EOR para aquellos procesos más allá de la inyección de agua y gas, básicamente para aquellos procesos en donde se inyecta cualquier componente no originario del yacimiento.

El siguiente esquema (ver figura 11) resume los mecanismos de recobro de aceite de tipo convencional y mediante procesos EOR. Varios mecanismos impiden el recobro de gran cantidad de OOIP después del recobro

* Principalmente el campo Duri en Indonesia.

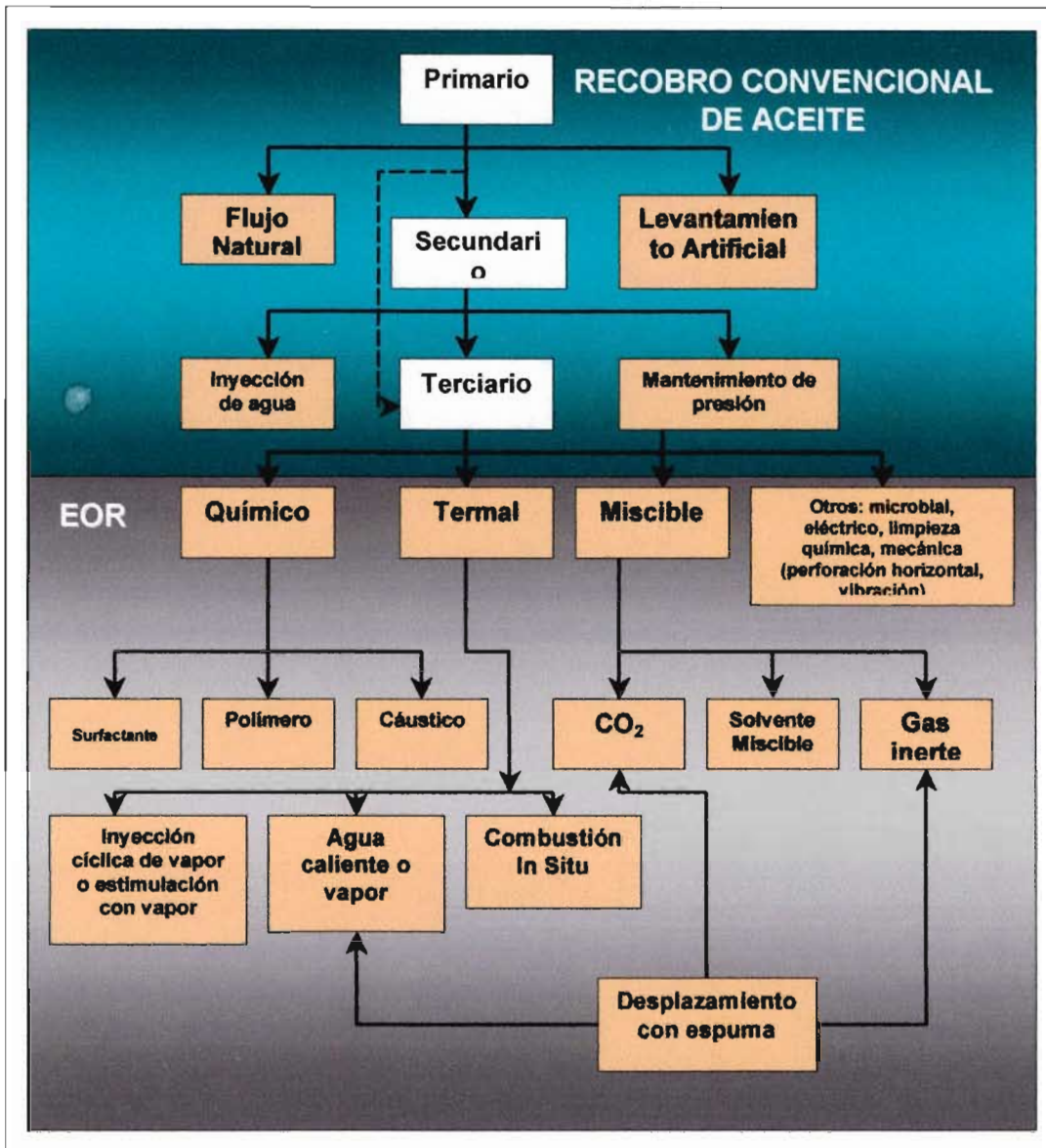
** Principalmente el campo Hassi-Messaoud en Algeria y el campo Intisar en Libia.

secundario. Las heterogeneidades geológicas del yacimiento pueden causar que un gran volumen de aceite móvil no sea barrido y por lo tanto es dejado dentro del yacimiento. Esto es el resultado de una pobre eficiencia de barrido cuando el agua de desplazamiento inyectada se mueve preferencialmente a través de las zonas de permeabilidad más altas hacia los pozos productores. «Aún en regiones que han sido barridas por grandes cantidades de agua, el aceite inmóvil es mantenido en el espacio poroso por fuerzas capilares. Todos los métodos emplean uno o más de los tres mecanismos para mejorar el empuje de agua¹⁰.

- Incrementar la movilidad del medio de desplazamiento incrementando la viscosidad del agua, disminuyendo la viscosidad del aceite, o ambos.
- Extraer el aceite con un solvente.
- Reducir la tensión interfacial entre el aceite y agua.

¹⁰ VENUTO, P. B.; DONALSON, E. C. et. al.

Figura 11. Mecanismos de recobro de aceite



Fuente: Venuto, P. B.; et. al.

3.2 TIPOS DE PROCESOS EOR

En general los procesos EOR se pueden resumir de la siguiente manera.

3.2.1 Recobro térmico

- **Inyección de vapor.** La inyección de vapor es muy efectiva en el recobro de crudos muy viscosos. El recobro térmico es aplicables para estimulación individual de pozos o para la inyección a lo largo de todo el yacimiento. El costo de producción incremental se estima entre U\$ 3 – 6 por barril.
- **Combustión In Situ.** Este proceso intenta recobrar el aceite quemando una porción del crudo in place. Aire u oxígeno es inyectado para facilitar el proceso de quemado. Es muy complejo, ya que involucra flujo multifásico de diferentes gases combustibles, hidrocarburos volátiles, vapor, agua caliente y aceite. Su funcionamiento en general es poco atractivo económicamente. El costo de producción incremental se estima entre U\$5 – 10 por barril.

3.2.2 Recobro Inmiscible & gas miscible. El proceso incluye la inyección de gases como CO₂, nitrógeno o gas combustible. A lo largo de la inyección de vapor, la inyección de CO₂ ha probado ser muy promisoria en los Estados Unidos ya que este tiene la ventaja de ser abundante en dicha zona. El costo de producción incremental se estima entre U\$ 2 – 8 por barril.

3.2.3 Recobro químico

- **Inyección de polímeros.** Este es un método de inyección de agua mejorado, en donde polímeros de alto peso molecular solubles en agua son adicionados para mejorar su relación de movilidad, reduciendo el aceite no barrido, elevando el rendimiento. Los tratamientos de modificación de permeabilidad con soluciones polímeras son bastante comunes. Este es el

proceso químico EOR más usado ya que es fácilmente aplicable y requiere poca inversión. La adición de polímeros de alto peso molecular incrementa la viscosidad del agua y se reduce la permeabilidad de la fase acuosa sin cambiar la permeabilidad relativa al aceite. La concentración de polímeros se estima entre 100 a 1000 partes por millón y el tratamiento puede requerir inyección de 15 a 25 % del volumen poroso del yacimiento invadido por agua en años anteriores.

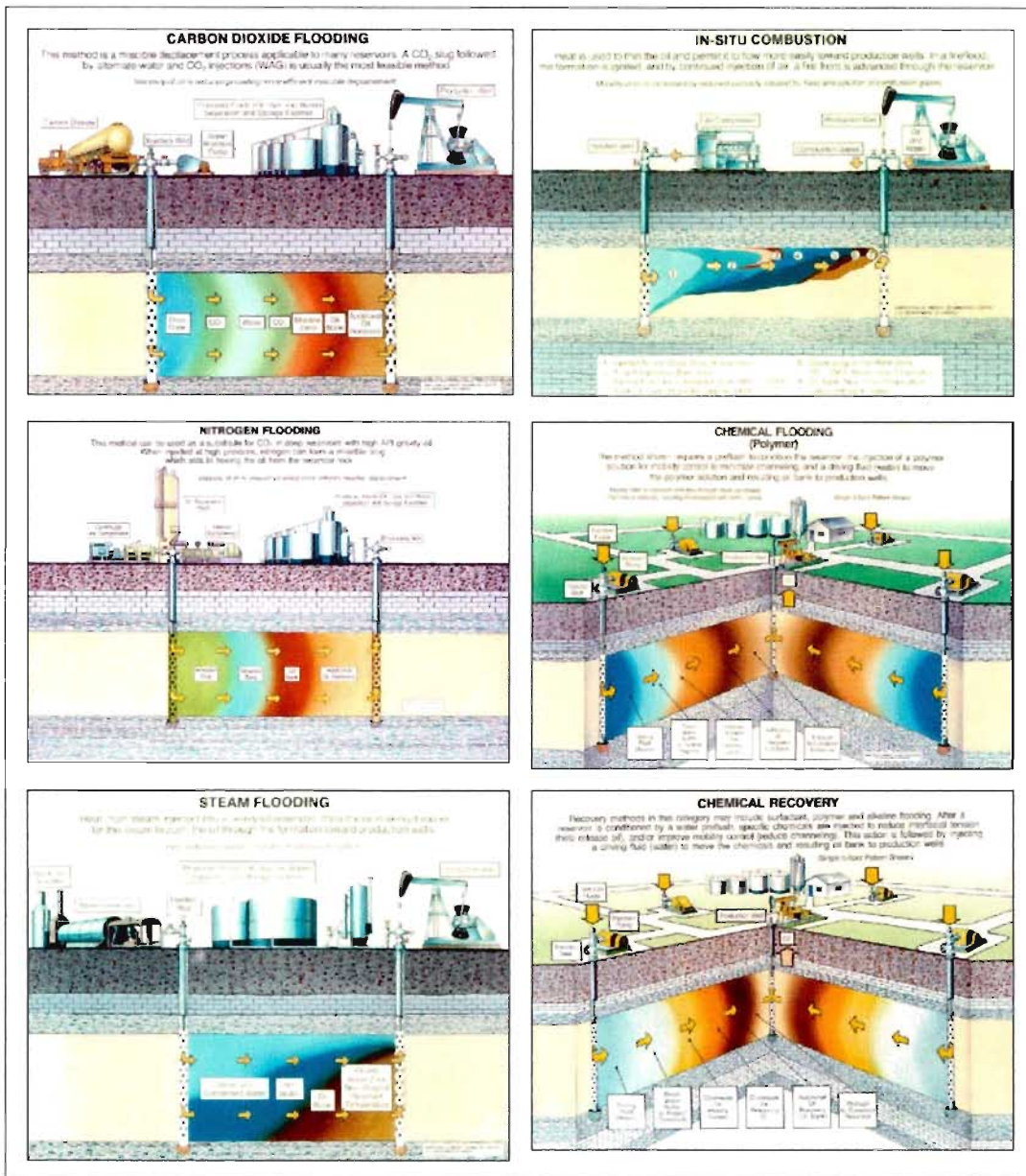
Durante el proceso de copolimerización de resinas para formar una matriz de tres dimensiones, un monómero difuncional es adicionado para formar cross-linkages entre las cadenas de polímeros adyacentes. El grado de cross-linking es determinado por la cantidad de este monómero adicionado a la reacción. Por ejemplo, el divinilbenceno es un agente cross-linking para resinas de poliestireno que intercambian iones. El barrido y las características de difusión de una resina son gobernadas por su grado de cross-linking. En este proceso de gelificación, los polímeros in situ con los iones metálicos pueden aumentar el funcionamiento del barrido, ayudando a taponar las zonas de alta conductividad o de fracturas menores que degradan la eficiencia de barrido. El costo incremental se estima entre U\$5 – 10 por barril.

▫ **Inyección de surfactantes.** También conocida como inyección miscelar-polímeros, inyección de agua a baja tensión o inyección de microemulsiones. Este método involucra la inyección de un pequeño tapón de solución surfactante dentro del yacimiento seguida por agua (con polímero) y luego salmuera. A pesar de su alta eficiencia de desplazamiento, la inyección miscelar-polímero es entorpecida por el alto costo de los químicos y las excesivas pérdidas dentro del yacimiento. El costo de producción incremental se estima entre U\$ 8 – 12 por barril.

El proceso de inyección de álcali (conocido como inyección cáustica) se fundamenta en una reacción química que sucede entre el cáustico y los ácidos orgánicos del crudo para producir surfactantes in situ que disminuyen la tensión interfacial entre el aceite y el agua. Otros mecanismos que pueden mejorar el recobro se relacionan con el cambio de mojabilidad de la roca (por ejemplo de mojada por aceite a mojada por agua) lo cual disminuye la tensión interfacial y la emulsificación reduciendo a su vez la viscosidad. Los álcalis (o bases) usados en estos procesos son hidróxido de sodio o hidróxido de potasio. Los cáusticos pueden reaccionar fuertemente con minerales en el agua connata y con la roca del yacimiento para detrimento del proceso.

3.2.4 Recobro bioquímico o microbial. Este método tiene la ventaja de los productos derivados del yacimiento tales como, el dióxido de carbono, metano, polímeros, alcohol, acetona y otros componente, en el sentido que estos pueden a su vez cambiar las propiedades en dirección positiva, y por consiguiente facilitar el recobro de aceite adicional. Este método es usualmente aplicable a pozos marginales a manera de estimulación. Los procesos microbiales inyectan bacterias y nutrientes dentro del yacimiento. Estas bacterias reaccionan para formar polímeros y surfactantes. El costo de producción incremental se estima entre U\$ 1 – 8 por barril. El siguiente gráfico (ver figura 12) muestra algunos procesos EOR y su interacción con el yacimiento.

Figura 12. Diagrama comparativo de algunos procesos EOR

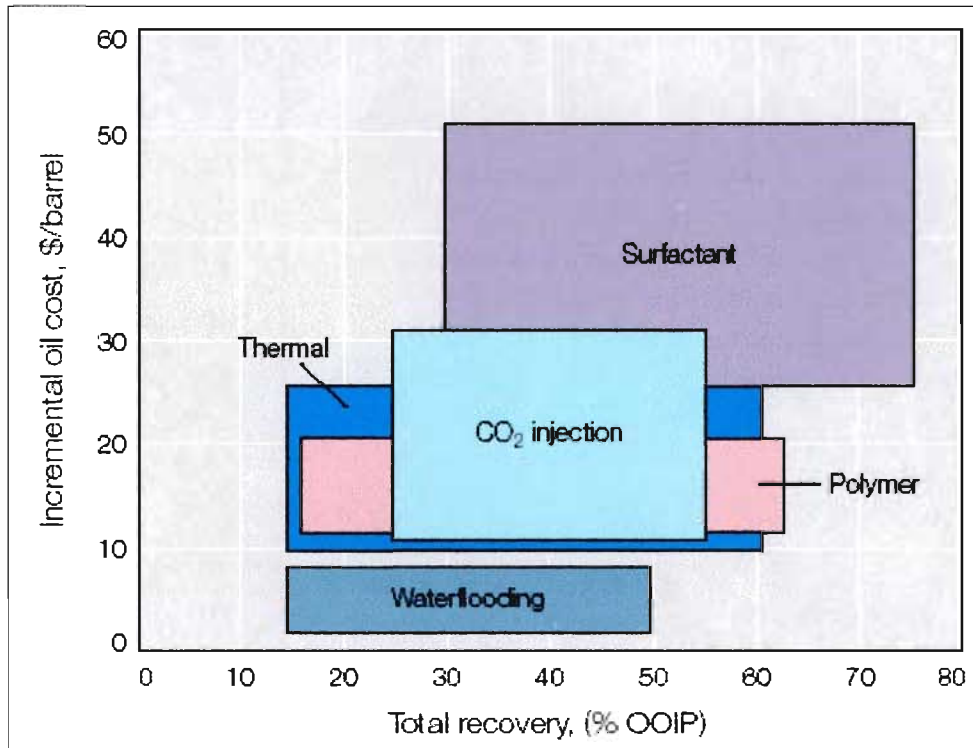


Fuente: Departamento de Energía, DOE, USA.

El diseño de los proyectos que involucran procesos EOR no solo se enfocan hacia la interacción con el medio poroso, también se hace necesario determinar las proyecciones económicas que conlleva la implementación de alguno estos sistemas. La siguiente gráfica (ver figura 39) muestra un

comparativo de los costos versus el recobro total para los diferentes métodos EOR¹¹.

Figura 13. Costos comparativos de los procesos EOR



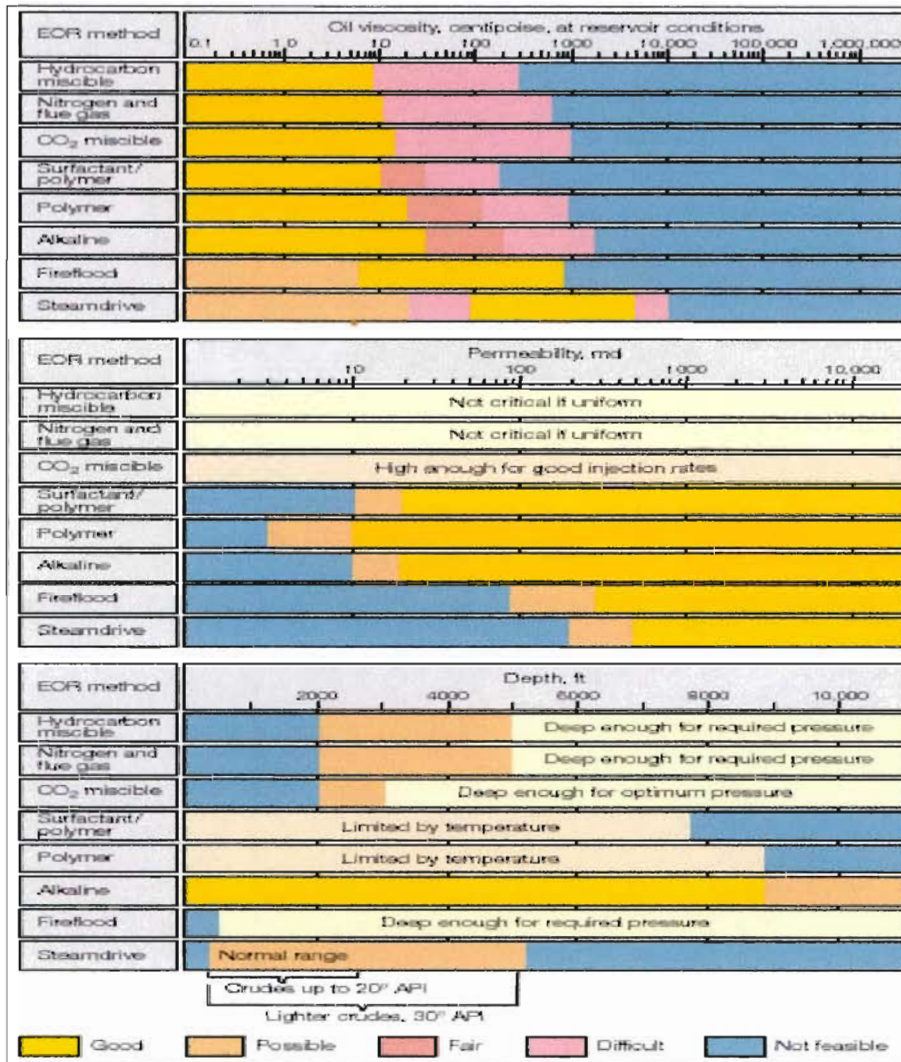
Fuente: SIMANDOUX, P.

Cada proceso EOR es adecuado para un tipo particular de yacimiento. Ya que las características del yacimiento no esperadas y desconocidas causan muchas fallas en los procesos EOR, estos deben iniciar con un completo y minucioso estudio geológico. Algunas reglas generales sobre los criterios de escogencia de cada proceso se listan a continuación. Después de escoger estos criterios y aplicarlos a un prospecto, se continua con un severo análisis económico, generalmente a través de repetidas simulaciones de yacimientos. Como regla general se puede escoger el método más adecuado

¹¹ SIMANDOUX, P.; CHAMPLON, D.; VELENTIN, E. Managing the cost of Enhanced Oil Recovery. *En: Revue de L'Institut Français du Pétrole. Paris. Vol. 45, No. 1 (January-February 1990); 131 – 139.*

dependiendo de las características del yacimiento mencionadas en el siguiente gráfico (ver figura 14)¹²

Figura 14. Criterios de escogencia de los métodos EOR



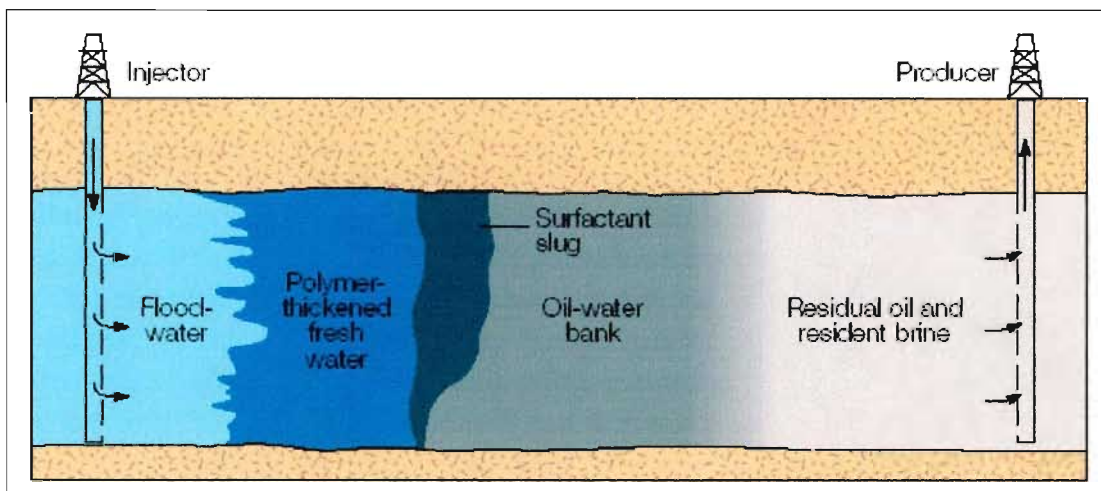
Fuente: TABER, J. J.

¹² TABER, J. J.; MARTÍN, F. D.

3.3 PROCESO DE INYECCIÓN DE SURFACTANTES

También conocida como inyección miscelar-polímero, inyección de agua a baja tensión o inyección de microemulsiones, involucra la inyección de un pequeño bache de solución surfactantes dentro del yacimiento, seguido por polímero condensado en agua y luego la salmuera como se muestra en la figura 15. Generalmente se considera la inyección de surfactante-miscelar como un técnica de recobro terciario, es decir como un método de recobro adicional de aceite de un campo depletado por medios convencionales entre los cuales se incluye la represurización y la inundación con agua. El empuje o inyección del surfactante-miscelar involucra la inyección de agua mezclada con ciertos químicos dentro de la formación productora¹³.

Figura 15. Proceso de inyección del surfactante en el yacimiento



Fuente: Departamento de Energía, DOE, USA.

La solución química reduce la tensión superficial del aceite adherido a la roca porosa conocido como "aceite libre" para ser bombeado hacia superficie con la solución de inyección. Estos proyectos pueden tener varios nombres tales como miscelar, polímero miscelar, aceite soluble o petróleo sulfonado.

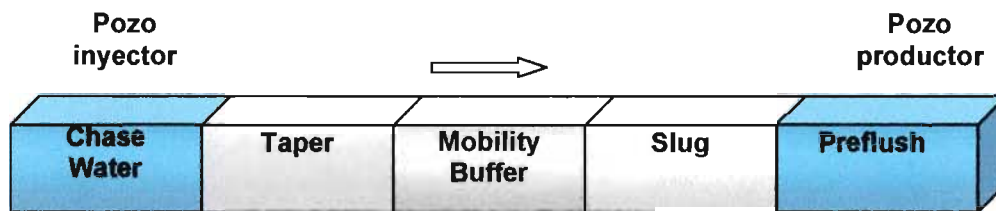
¹³ Tomado de www.fe.doe.gov

Una inyección de surfactante debe ser diseñada para un crudo específico en un yacimiento específico teniendo en cuenta factores como la salinidad, temperatura, presión y contenido de arcillas¹⁴. Generalmente múltiples tapones son usados. El funcionamiento del surfactante es óptimo sobre un rango de salinidad pequeño y está sujeto a la adsorción y retención a través de cambios con las rocas del yacimiento. Para evitar estos problemas, el primer tapón debe ser una solución de agua como preflujo. Sin embargo, a menudo este preflujo puede ser ineficiente. El segundo tapón, quizás de 10 a 30 % del volumen poroso, contiene el agente surfactante activo (5 – 10 % volumen poroso), hidrocarburos, electrolito y un cosolvente que generalmente es alcohol. Lo anterior es seguido por un tapón de agua (mezclada con polímero) para controlar la movilidad, y finalmente se inyecta agua para terminar el proceso.

En la práctica la inyección de surfactantes simplemente no logra suficiente recobro debido a varios problemas tales como la adsorción y las interacciones entre el suelo y el surfactante. Por consiguiente, un proceso más complejo que involucra diferentes pasos es requerido para realizar completamente esta técnica. La figura 16 muestra como se inyecta la secuencia de químicos y algunos porcentajes comúnmente utilizados.

¹⁴ TABER J. J.; MARTIN, F. D. Technical screening guides for the enhanced recovery oil. California. En: SPE 12069, october 5-8, 1993.

Figura 16. Secuencia de químicos inyectados



Fuente: Departamento de Energía, DOE, USA.

Mobility Buffer	Slug	Preflush
250-2500 g/m ³	1-20 % Surfactante	Electrolito
Polímero	0-5 % Cosurfactante	(Na, Ca)
0-1 % Alcohol	0-5 % Alcohol	Químicos de Sacrificio
Estabilizadores	Polímero	0-100 % VP
Biocida	5-20 % Polímero	0-100 %VP

- **Preflujo:** un volumen de salmuera para reducir la salinidad es adicionado inicialmente. El rango de preflujo está entre 0 – 100 % volumen poroso. En algunas ocasiones un agente es adicionado para disminuir la retención del surfactante.
- **Tapón de Miscelar – Polímero:** El surfactante, cosurfactante y otros químicos son adicionados después del preflujo. El rango de volumen del tapón está entre 5 – 20 % del volumen poroso.
- **Amortiguador de movilidad:** Este fluido es una solución diluida de polímero soluble en agua cuyo propósito es empujar el tapón de miscelar - polímero y acumular los fluidos hacia los pozos productores. El rango de volumen del amortiguador está entre 0 – 100 % de volumen poroso.

▫ **Salmuera:** Este es un volumen de salmuera que contiene polímero diluido adicionado para producir un cambio gradual en la concentración de polímero amortiguador hasta concentración cero.

Agua: Este fluido es inyectado para reducir el costo de la inyección continua de polímero.

Un adecuado diseño de todos estos pasos requiere de cuidadosa consideración del comportamiento de fases y propiedades físicas de todos los químicos usados. Una inyección de surfactantes exitosa debe lograr tres cosas para el efectivo recobro de aceite.

- El tapón de surfactante debería propagarse a condiciones óptimas, especialmente con la condición de salinidad.
- La concentración de surfactante debería ser bastante grande para que una parte del mismo no sea retenido por superficies permeables.
- El surfactante activo debería barrer una gran porción del yacimiento sin excesiva disipación debido a la dispersión o el acanalamiento.

A pesar de su alta eficiencia de desplazamiento, la inyección miscelar-polímero es tropezada por los altos costos de químicos y las excesivas pérdidas de químico dentro del yacimiento. Los costos de producción incremental se estiman entre U\$ 8 – U\$ 12 por barril. Uno de los proyectos claves en dicha área está siendo desarrollado por el laboratorio “Lawrence Berkeley National Laboratory LBNL”. Este laboratorio está investigando los paquetes de surfactantes efectivos y un mecanismo basado en la simulación de desplazamiento de espuma en el medio poroso para control de movilidad en procesos de recobro mejorado. Debido a que los yacimientos son naturalmente heterogéneos, todos los actuales procesos de EOR (incluyendo inyección de vapor, CO₂, alcalinos) requieren control de la movilidad.

Estudios recientes involucran el uso de gas y dispersiones surfactantes acuosas como agentes controladores de movilidad, ya sea en la eficiencia de barrido macroscópica como en la eficiencia de desplazamiento microscópica. Algunas espumas están siendo desarrolladas para mejorar el barrido en profundidad así como la modificación del perfil local del pozo.

3.3.1 Reducción en los costos. Debido a que el costo de los materiales químicos es el principal factor en la determinación de una probable inyección de surfactantes, se busca identificar un surfactante alternativo de bajo costo el cual pueda ser usado en el recobro incremental de crudo¹⁵. Los mejores surfactantes usados para modificar la tensión interfacial (IFT) usualmente tienen fuerte adsorción en los yacimientos arcillosos. Una gran combinación incluye modelamiento molecular teórico y métodos experimentales de fuerzas atómicas microscópicas, con el propósito de proporcionar penetración dentro de los mecanismos fundamentales disminuyendo las tensiones interfaciales y la adsorción de surfactante en superficies arcillosas (clay) y minerales.

El modelamiento teórico proporcionará estimaciones del IFT (Tensión interfacial) y del comportamiento de fases en la adsorción del mineral o arcilla basado en la estructura química de un surfactante candidato. Esta información asiste a los ingenieros en la identificación del mejor químico surfactante en pocos experimentos. En la actualidad las investigaciones químicas experimentan métodos avanzados tales como la microscopía de las fuerzas atómicas y la microscopía del electrón, las cuales son usadas para estudiar las interacciones del químico con la roca del yacimiento y los mecanismos de prueba sugeridos por el modelamiento molecular. Los resultados de estas investigaciones generarán surfactantes con bajo costo, bajas propiedades de adsorción y tolerancia a salmueras de alta salinidad.

¹⁵ Tomado de www.peer.caltech.edu/projects/surf_flood.htm

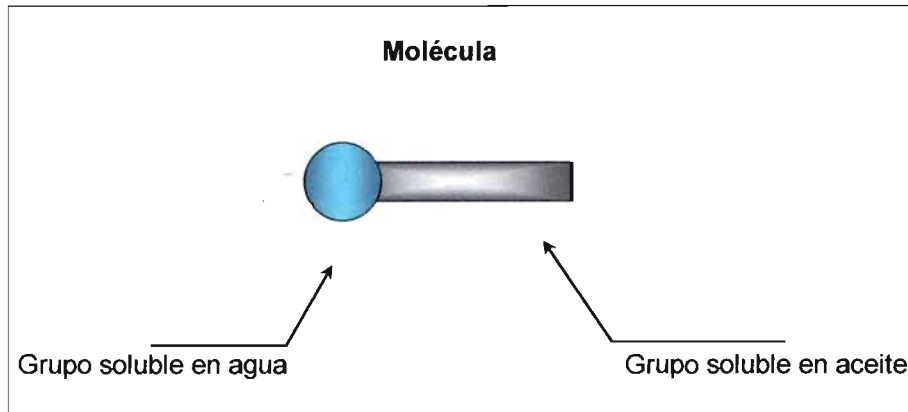
3.4 CLASES DE SURFACTANTES

Los surfactantes son químicos compuestos de un grupo soluble en aceite (grupo lipofílico, es decir que es atraído por las grasas o que causa la descomposición o absorción de las grasas) y un grupo soluble en agua (grupo hidrófilo, que puede formar enlaces fuertes de hidrógeno con agua). Estos químicos tienen la habilidad de reducir la tensión superficial de un líquido adsorbiendo la interfase entre el líquido y el gas. El proceso de adsorción se define como la capacidad de todas las sustancias sólidas para atraer a sus superficies moléculas de gases o soluciones con las cuales ellas están en contacto y el proceso de absorción se define como la separación de mezclas en sus constituyentes, aprovechando que algunos componentes son más absorbidos que otros, por ejemplo en la extracción de los componentes más pesados del gas natural. Los surfactantes pueden ser clasificados en cuatro grandes grupos, dependiendo de la naturaleza del grupo soluble en agua. Las divisiones son:

- Aniónicos (de carga eléctrica negativa)
- Catiónicos (de carga eléctrica positiva)
- No-iónicos (sin carga eléctrica)
- Anfotéricos (que puede actuar como ácido o base en una reacción)

El siguiente modelo puede explicar mejor los tipos de surfactantes (ver figura 17):

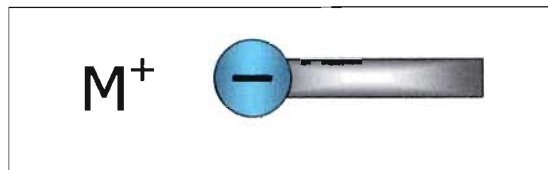
Figura 17. Molécula de surfactante



Fuente: CHEMICAL MANUAL, Halliburton.

3.4.1 Surfactantes Aniónicos. Los surfactantes aniónicos son moléculas orgánicas cuyo grupo soluble en agua está cargado negativamente. Un modelo de surfactante aniónico es el siguiente (ver figura 18):

Figura 18. Modelo de surfactante aniónico



Fuente: CHEMICAL MANUAL, Halliburton.

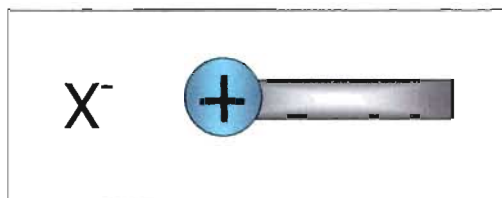
Donde M^+ representa un ión positivo tal como el sodio (Na^+). Algunos ejemplos de surfactantes aniónicos son:

Sulfatos	$R-OSO_3$	Sulfonatos	$R-SO_3$
Fosfatos	$R-OPO_3$	Fosfonatos	$R-PO_3$

La letra R al inicio representa un grupo soluble en aceite. De este grupo los más comunes son los sulfatos y sulfonatos. El mayor uso de los surfactantes aniónicos en la industria del petróleo es como agentes emulsificantes, agentes retardadores y agentes de limpieza.

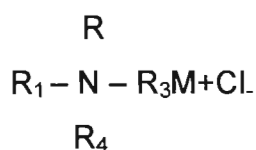
3.4.2 Surfactantes Catiónicos. Son moléculas cuyo grupo soluble en agua está positivamente cargado. Un modelo es el siguiente (ver figura 19):

Figura 19. Modelo de surfactante catiónico



Fuente: CHEMICAL MANUAL, Halliburton.

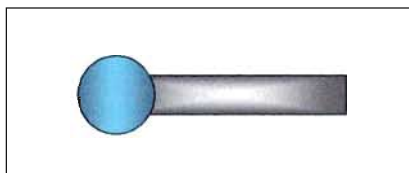
La letra X^- representa un ión negativo tal como el Cl^- . Muchos surfactantes de este tipo están compuestos de aminas tales como la "quaternary ammonium chloride".



En este caso R representa un grupo soluble en aceite. El mayor uso de los surfactantes catiónicos en la industria petrolera es mediante agentes no-emulsificantes, inhibidores de corrosión y bactericidas.

3.4.3 Surfactantes No-iónicos. Son moléculas orgánicas las cuales no ionizan y por consiguiente permanecen sin carga. Un modelo de este tipo de surfactantes es el siguiente (ver figura 20):

Figura 20. Modelo de surfactante no-iónico



Fuente: CHEMICAL MANUAL, Halliburton.

Muchos surfactantes no-iónicos contienen grupos solubles en agua los cuales son polímeros de cualquier óxido de etileno o propileno. Algunos ejemplos son:

Óxido de polietileno - R - O - (CH₂CH₂O)_xH

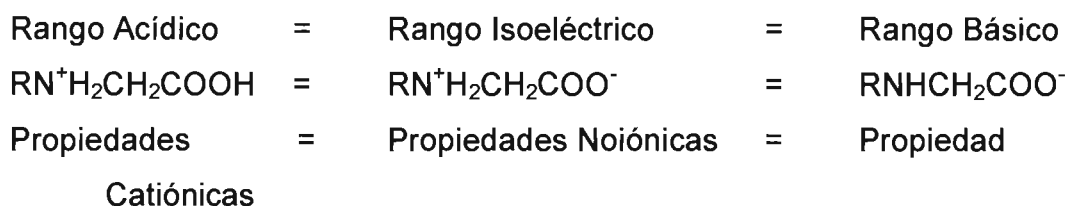
Óxido de polipropileno - R - O - (CH(CH₂CH₃)O)_yH

CH₃

La letra R representa un grupo soluble en aceite. Estos surfactantes son normalmente usados como intermedios en la producción de surfactantes aniónicos y catiónicos. Se usan en la industria del petróleo como no-emulsificantes y agentes productores de espuma.

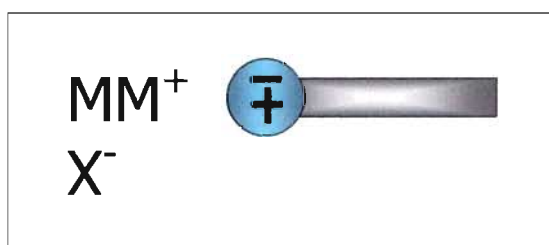
3.4.4 Surfactantes Anfotéricos. Son moléculas orgánicas cuyo grupo soluble en agua puede estar cargado positiva o negativamente, o puede no tener carga. La carga actual de un surfactante anfotérico es dependiente del

pH del sistema, y la relación entre pH y carga iónica del surfactante está dada por:



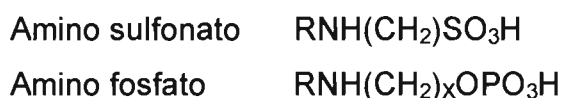
Un modelo de surfactante anfotérico es el siguiente (ver figura 21):

Figura 21. Modelo de surfactante anfotérico



Fuente: CHEMICAL MANUAL, Halliburton.

Las letras MM^+ y X^- representan cationes y aniones respectivamente. Algunos ejemplos son:



Se han desarrollado numerosos métodos para determinar cuantitativamente la clase de surfactante en un sistema determinado. Este análisis llevado a

cabo en surfactantes comerciales es bastante complicado debido a que estos productos son mezclas. Muchos de estos métodos son aplicables solo para la determinación de surfactantes funcionales tipo sulfato o sulfonato¹⁶.

Probablemente el método más común para la determinación de surfactantes aniónicos es la titulación de dos fases de Epton. La siguiente tabla (ver tabla 7) muestra algunos de los métodos de análisis que son aplicados a diferentes surfactantes.

Tabla 7. Métodos típicos de análisis de surfactantes

CLASE DE SURFACTANTE	MÉTODO
ANIÓNICO	
Sulfatos Alkyl y sulfonatos	Titulación monitoreada de electrodo-surfactante o dos fases
Sulfonatos de petróleo y lignosulfonatos	Cromatografía de permeación gel o columna
Ésteres fosfatos	Titulación potenciométrica
Ésteres sulfosucinato	Métodos de titulación o gravimétrica
Carboxilato	Titulación potenciométrica o titulación de dos fases
NO-IÓNICO	
Alcoholes	Espectroscopia IR o NMR
Ácidos etoxilatados	Cromatografía de gas
Alkanolamidas	Cromatografía de gas
Aminas etoxilatadas	HPLC
Óxidos de amina	Titulación potenciométrica
CATIÓNICO	
Sales de amonio cuaternarias	Titulación monitoreada de electrodo-surfactante o dos fases
AMFOTÉRICO	
Carboxibetainas	Titulación de dos fases a bajo Ph, análisis gravimétrico
sulfobetainas	HPLC

Fuente: SCHARMM, Laurier.

¹⁶ SCHARMM, Laurier L. Surfactants: Fundamentals and applications in the petroleum industry. Cambridge: Cambridge University press. 2000, p. 16.

3.5 INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO

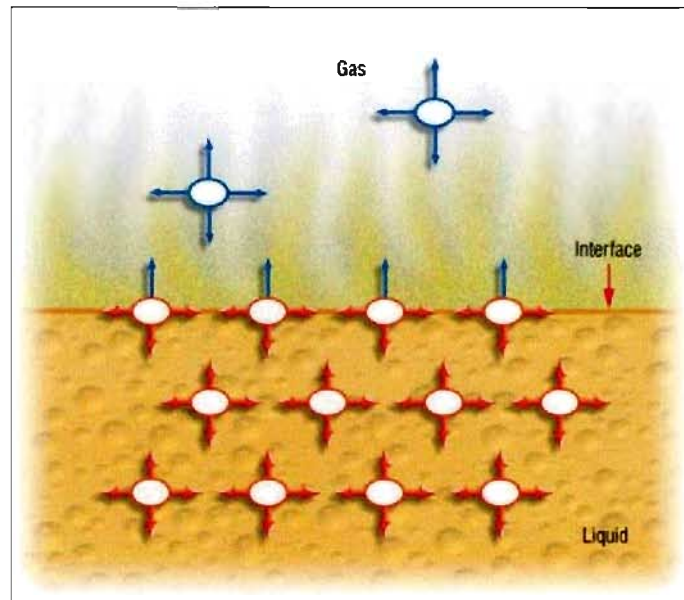
3.5.1 Tensión Superficial. La tensión superficial es una propiedad de los líquidos que los distingue de los gases. En el volumen bruto de un líquido, las moléculas ejercen una atracción mutua entre ellas. Esta fuerza, la cual es una combinación de las fuerzas de Van der Waals y las fuerzas electrostáticas no es balanceada, y como resultado se desarrolla una tensión perpendicular a dicha superficie. En otras palabras la tensión superficial será la atracción más grande entre las moléculas o la cantidad de trabajo por unidad de área que se requiere para romper o expandir la superficie del líquido. La cantidad de trabajo es específica para cada líquido a una temperatura definida.¹⁷

Debido a que los surfactantes están compuestos de grupos solubles en agua y aceite, ellos adsorberán las interfases entre un líquido y un gas o entre dos líquidos inmiscibles. Como el grupo de agua es más soluble en agua que el grupo de aceite (en aceite), una molécula surfactante se orientará a si misma en una interfase aire-agua con el grupo soluble en aceite hacia el aire y el grupo soluble en agua hacia el agua, como se muestra en la figura 22.

$$\gamma_{\text{superficial}} = f(T, \text{moléculas})$$

¹⁷ CHEMICAL MANUAL, Halliburton.

Figura 22. Comportamiento de las moléculas en la interfase



Fuente: SCHARMM, Laurier.

Considerando un estrato de moléculas en una superficie de aceite que está en contacto con aire, las moléculas son más fuertemente atraídas hacia abajo ya que las moléculas en el aire tienen menos fuerzas de atracción. La fuerza de atracción es inversamente proporcional a la distancia entre las moléculas. Un imbalance similar ocurre entre dos líquidos inmiscibles tales como aceite y agua, en este caso el fenómeno es llamado tensión interfacial. En la interfase aceite-aire, este imbalance crea una película en la superficie de aceite causando que el aceite tienda a formar el área de superficie más pequeña posible. Debido a la tendencia de la superficie a contraerse, esta se comporta como si estuviese en estado de tensión. Por la misma razón, una gota de agua cayendo a través de aire tiende a ser esférica ya que la esfera tiene la mínima relación de superficie a volumen.

Esto altera la naturaleza de la interfase aire-agua, y dependiendo de la efectividad del surfactante, la interfase ahora será una combinación de interfase “aire” – “agua & aceite”. El aceite tiene mucho menos tensión superficial que el agua, así que la tensión superficial de una mezcla agua-surfactante será menor que la tensión superficial del agua pura, y quizás tan baja como la del aceite. Los valores comunes de tensión superficial para algunos líquidos pueden verse mejor en la siguiente tabla (ver tabla 8). La demostración matemática de la tensión superficial se obtiene remitiéndose al final del documento (ver Anexo A)

Tabla 8. Valores de tensión superficial para algunos fluidos

FLUIDO	TENSION INTERFACIAL (dinas/cm)
Agua	71.97
Octano	21.77
Benceno	28.90
Tetracloruro de Carbón	26.66

Fuente: CHEMICAL MANUAL, Halliburton.

Algunos surfactantes muy efectivos reducirán la tensión superficial del agua destilada hasta 27 dinas/cm aún usando bajas concentraciones. Una clase de surfactante llamado Fluoro-surfactante puede reducir la tensión superficial por debajo de 15 dinas/cm.

3.5.2 Tensión Interfacial. La tensión interfacial describe la energía libre de superficie entre dos líquidos inmiscibles. La tensión interfacial entre el keroseno cuidadosamente purificado y el agua será alrededor de 49 dinas/cm. Si adicionamos surfactantes este valor puede ser reducido a 1. Aunque el surfactante puede ser soluble en agua, algo de este migrará a través de la interfase dentro del aceite. Además estos químicos pueden reducir la tensión interfacial adsorbiendo la interfase aceite-agua.

Los surfactantes son también capaces de reducir la tensión interfacial adsorbiendo la interfase entre dos líquidos miscibles y reduciendo los ángulos de contacto adsorbiendo las interfases entre un líquido y un sólido. Para determinar el efecto que un surfactante tiene cuando adsorbe las interfases, puede emplearse el siguiente método (ver tabla 9).

Tabla 9. Métodos comunes para medir de la tensión interfacial

DESCRIPCIÓN	LÍQUIDO-GAS	LÍQUIDO-LÍQUIDO	LÍQUIDO-SÓLIDO
MÉTODO	Anillo Du Nouy	Anillo Du Nouy	Ángulo de contacto
	Plato Wilhelmy	Plato Wilhelmy	
	Aumento capilar	Caída de pendiente	
	Caída de pendiente	Presión de Burbuja	
	Presión de Burbuja		

Fuente: CHEMICAL MANUAL, Halliburton.

3.5.3 Mojabilidad o humectabilidad. Una aproximación electroquímica usualmente explica la habilidad de un surfactante para adsorber una interfase entre líquidos y sólidos, así como la habilidad para alterar la mojabilidad de los sólidos. La mojabilidad es un término descriptivo usado para indicar si un sólido está cubierto con aceite o con agua. La mayoría de las formaciones

están compuestas primariamente de mezclas que contienen clays [arcillas de diámetro $< 4\mu$], calizas y dolomitas.

Las arenas usualmente tienen una superficie cargada negativamente. Con surfactantes catiónicos, el grupo positivo soluble en agua es absorbido por la partícula de silicato negativa, dejando el grupo soluble en aceite para influenciar la humectabilidad.

Por consiguiente, los surfactantes catiónicos generalmente mojan las arenas de aceite. Con los surfactantes aniónicos, el grupo negativo soluble en agua es eléctricamente repulsado por las partículas negativas de silicato, así el surfactante usualmente no es adsorbido por la arena. Los aniónicos generalmente dejan minerales silicatos en un estado húmedo natural.

Las calizas (limestone) tienen una superficie cargada positivamente a un pH menor de 8, y una superficie cargada negativamente a valores de pH arriba de 9.5. De esta manera bajo condiciones de campo la mayoría de las formaciones de dolomitas y calizas tendrán una superficie cargada positivamente. Como los surfactantes aniónicos tienen una carga negativa, el grupo soluble en agua será adsorbido por las partículas positivas de carbonato dejando el grupo soluble en aceite para influenciar la mojabilidad. Los aniónicos tienden a mojar de aceite las formaciones de calizas y dolomitas. Los carbonatos normalmente no adsorben surfactantes catiónicos, y por consiguiente la mayoría de los catiónicos dejarán naturalmente mojadas por agua las calizas y dolomitas.

En el caso de los surfactantes no-iónicos, la mojabilidad de los silicatos y carbonatos depende primariamente de la solubilidad del material. Si el surfactante no-iónico es soluble en aceite, este tenderá a mojar de aceite los silicatos.

La mojabilidad es un importante parámetro controlador de la eficiencia de recobro de aceite¹⁸. El desplazamiento de aceite por surfactantes es uno de los métodos usados en recobro mejorado. La eficiencia del recobro de aceite a bajas concentraciones de surfactantes depende del particionamiento de las moléculas surfactantes en el agua o en la fase aceite, las cuales a su vez pueden causar cambios en la mojabilidad.

La mojabilidad de un medio poroso tiene un profundo efecto en las propiedades de flujo. Con el propósito de diseñar un mejor sistema de recobro de aceite con la inyección de surfactantes, es necesario clarificar los mecanismos que ocurren dentro de los poros. Hasta el momento se han realizado trabajos en escala macroscópica, es decir inyección de surfactantes en corazones gracias a Alveskog 1998, Austan 1997, Chan 2000, Michels 1996, y se han realizado pequeños estudios del efecto microscópico de los surfactantes por Schilling 1995 y Tong 1998.

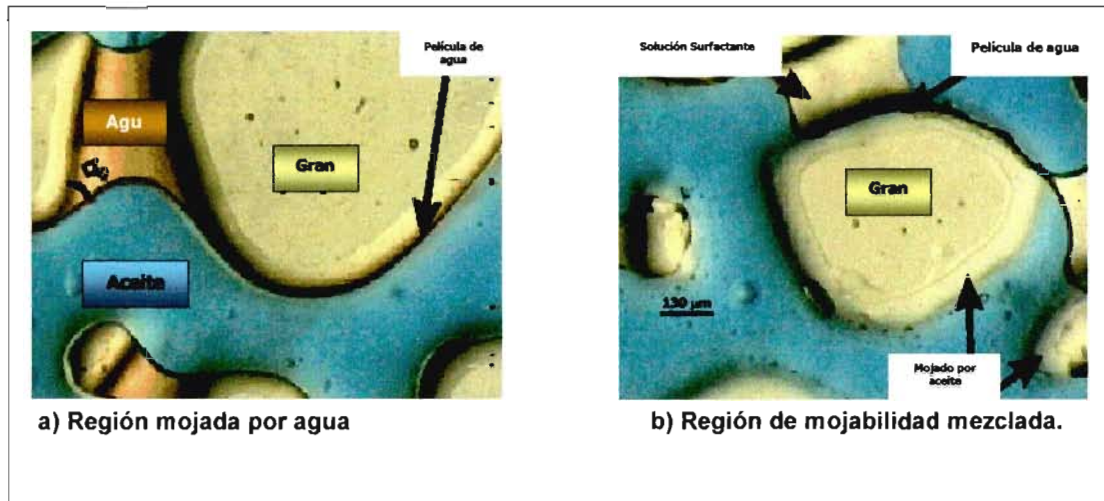
La microvisualización nos permite investigar internamente el medio poroso y el comportamiento del fluido. Un simple pero efectivo método es el uso de un medio poroso artificial en el cual pueda ser observado el nivel del poro. La observación visual de los mecanismos del fluido requiere que el medio poroso artificial sea hecho de un material transparente para permitir la observación directa de como las diferentes condiciones afectan las propiedades de flujo del sistema.

Un estudio de este tipo busca entender los mecanismos microscópicos de la inyección de surfactantes en la remoción de aceite residual a diferentes salinidades. A continuación se muestra (ver figura 23) el comportamiento microscópico de los fluidos dentro del espacio poroso luego de adicionar surfactantes que producen cambios en la mojabilidad de la roca.

¹⁸ ASHAYER, R.; GRATTONI, P. F. Wettability changes during surfactant flooding. London: Imperial College.

Cambios en la mojabilidad durante la inyección de surfactantes

Figura 23. Cambios de mojabilidad



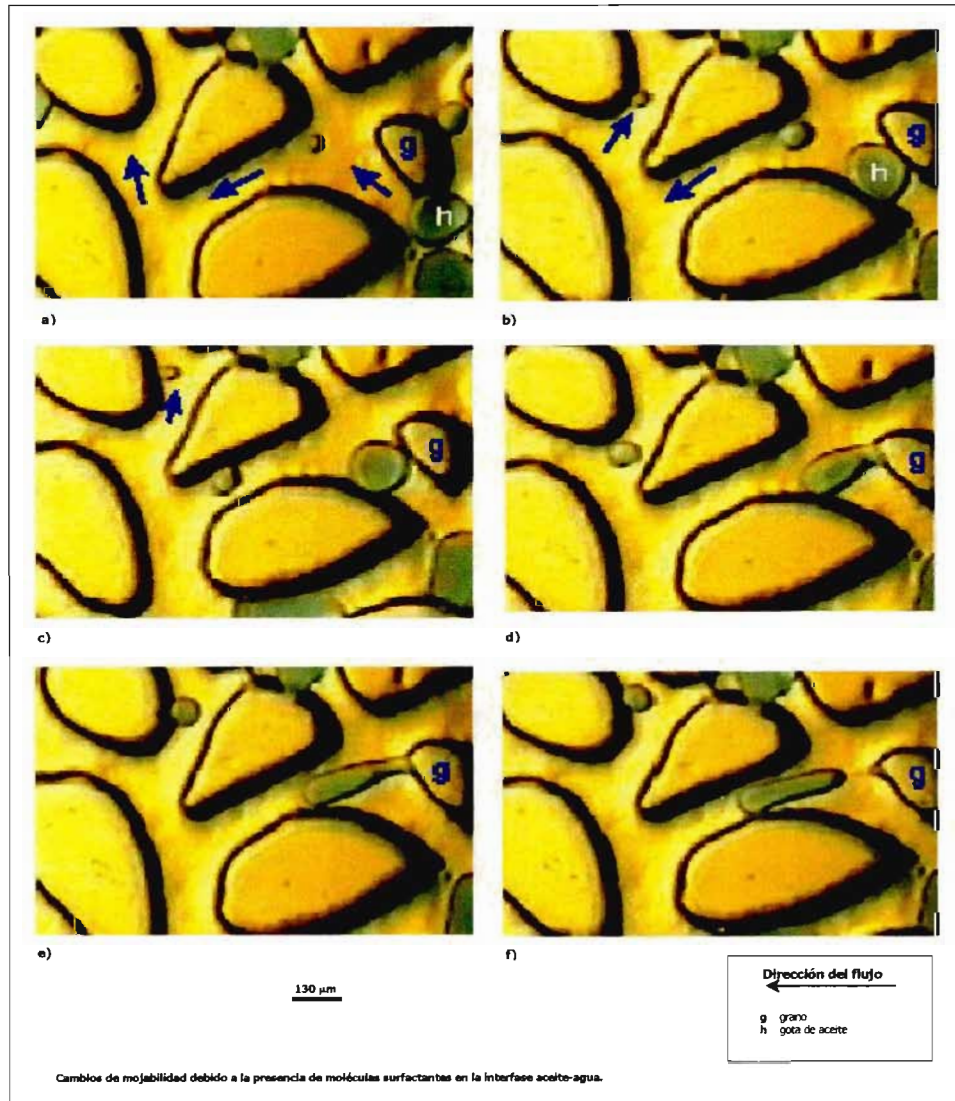
Fuente: ASHAYER, R.

La interfase aceite-agua es convexa en la cabeza del menisco para rocas mojadas por agua (Fig. a), así el ángulo de contacto entre la fase no mojante y el sólido será menor de 90 grados. En regiones mojadas por aceite (Fig. b) el ángulo de contacto es de 180 grados y se muestra el esparcimiento del aceite sobre la superficie del grano. Estudios realizados indican que existen cambios en algunos modelos físicos especialmente a altas concentraciones de salinidad. El cambio de mojabilidad depende del tipo de adsorción, el cual a su vez depende de las moléculas surfactantes y la estructura de las superficies usadas para el modelo.

Con el propósito de lograr bajas tensiones interfaciales, la molécula surfactante debe ser capaz de dividir tanto la fase de agua como la aceite. Durante los cambios de mojabilidad dos diferentes mecanismos pueden ocurrir. El primer mecanismo parece ser debido a la partición de moléculas surfactantes en la fase aceite como se muestra en la figura 24. El segundo es debido a la presencia de moléculas surfactantes en la solución acuosa.

▫ Primer mecanismo en el cambio de mojabilidad

Figura 24. Primer mecanismo presente en el cambio de mojabilidad



Fuente: ASHAYER, R.

El efecto de los cambios de mojabilidad en el movimiento de la gota de aceite durante la inyección del surfactante se muestra claramente en la figura 48. La secuencia muestra que la estructura de la roca (modelo glass) no es la misma en todas las partes del grano.

El ganglio de aceite h, con moléculas surfactantes se está moviendo en la dirección del flujo hacia el grano g. Debido a que el grano es mojado por agua (hidrofílico), el ganglio se mueve a través de la garganta hasta que alcanza una parte de la roca en donde la película de agua puede ser penetrada (a - c). Los surfactantes en la fase aceite ya se han alineado a sí mismos en la interfase, así que el grupo polar se sitúa libre en la interfase, mientras el tallo hidrofóbico (que repele el agua) es adherido a la cadena hidrocarburo con la fase aceite. En esta etapa la atracción entre el grupo cargado negativamente del surfactante y la superficie hidrofílica resulta en cambios de mojabilidad del grano (d).

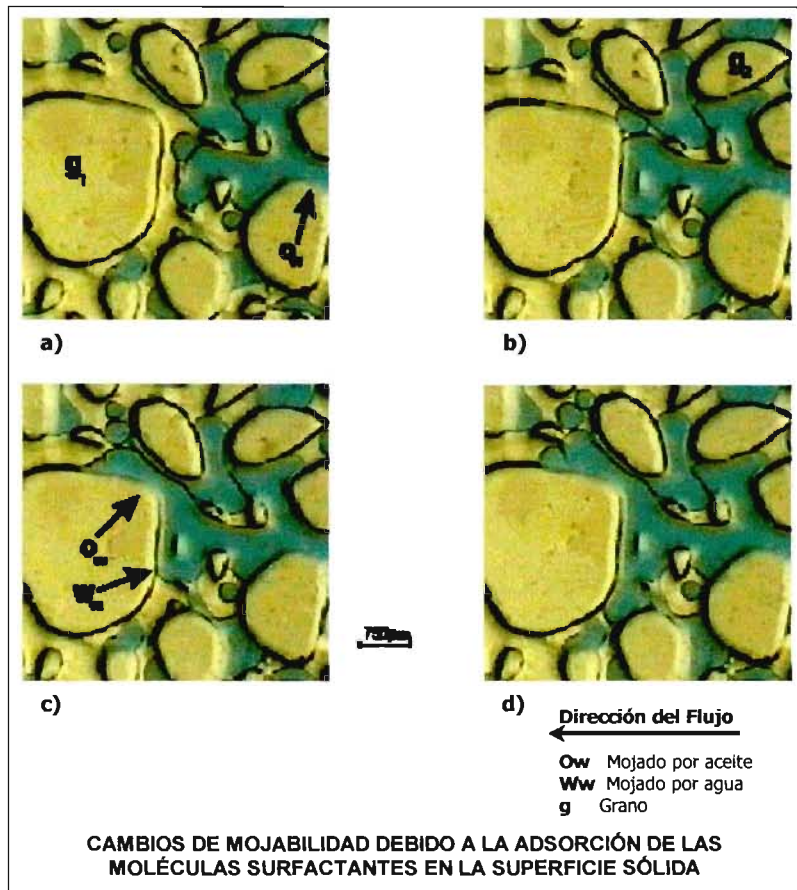
Las fuerzas de atracción entre los grupos cargados de surfactantes y el sólido parecen ser bastante fuertes ya que estos ocurren en un tiempo extremadamente corto. Sin embargo, como la tensión interfacial es muy baja, el ganglio comienza a moverse en la dirección del flujo y al mismo tiempo retrocede debido a fuerzas atractivas entre el sólido y la solución surfactante aceite. Los resultados generales de estas fuerzas causan que el aceite se elongue (e) hasta que haya una inestabilidad en la interfase de la gota de aceite y como consecuencia se rompa, dejando una pequeña cantidad de aceite en el grano (f). Esta pequeña cantidad puede ser removida en forma de emulsión.

Debido a la presencia del surfactante en la solución acuosa, se presenta un segundo mecanismo durante el cambio de mojabilidad, como se muestra en la figura 25.

No obliga a la gota a adoptar una forma

▫ Segundo mecanismo en el cambio de mojabilidad

Figura 25. Segundo mecanismo presente en el cambio de mojabilidad



Fuente: ASHAYER, R.

Gracias a la naturaleza hidrofílica del material (glass), parte del grano g_1 , atrae el grupo de cabeza polar de la molécula surfactante que está presente en la fase acuosa. Como resultado, el tallo del surfactante queda libre a la interfase. Ya que el filamento de aceite pasa a través de la región, las fuerzas de atracción entre el tallo hidrofóbico del surfactante y el aceite causan la formación de un enlace hidrofóbico el cual a su vez cambia la mojabilidad de la superficie (por ejemplo de mojada por agua a mojada por aceite).

Este proceso comparado con el primero parece ser más lento debido a que las fuerzas de atracción son más débiles. Los cambios poco uniformes de mojabilidad en un grano pueden ser debido a la heterogeneidad de la estructura del grano o la diferencia en concentración del surfactante en cada región. Además, los cambios de mojabilidad parecen incrementar con el incremento en la concentración de sales. Se cree que este último efecto se debe al incremento en las concentraciones electrolíticas, las cuales a su vez disminuyen el espesor de la atmósfera iónica alrededor de cada cabeza iónica en las moléculas. De esta manera se causa una disminución en la repulsión eléctrica entre el grupo de cabeza cargado, resultando en un mejor empaquetamiento de las moléculas surfactantes en la interfase sólido-líquido.

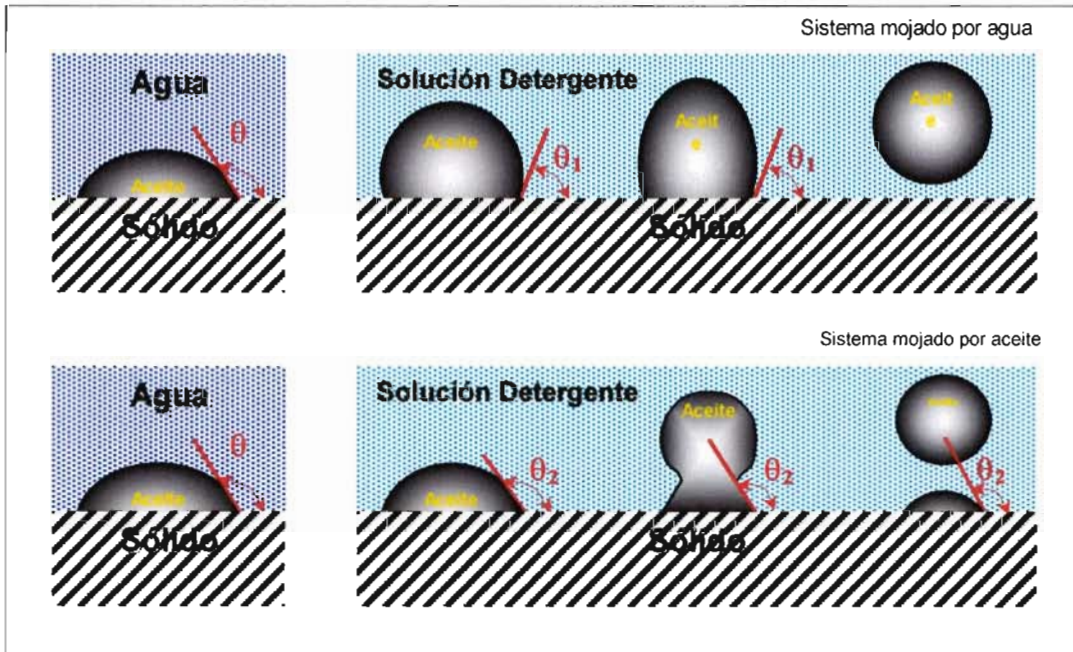
Debido al incremento en la salinidad, la fracción de regiones mojadas por aceite también aumenta. Se debe principalmente al incremento en la repulsión electrostática entre los iones presentes en la solución surfactante causando un incremento en la cantidad de surfactante adsorbido en la interfase sólido - fluido. El aumento en la cantidad de aceite producido al incrementar la salinidad, por ejemplo de 120 g/l a 140 g/l, se debe a que la tensión interfacial entre el aceite y la solución surfactante alcanza su valor mínimo. Pero igualmente un incremento desmesurado de la salinidad por encima del valor límite puede causar disminución en la cantidad de aceite producido debido a que aumenta el número de iones presentes en la solución y así aumentan las regiones mojadas por aceite.

En términos generales, los mecanismos que causan el cambio en la mojabilidad se relacionan con la presencia del surfactante en la interfase aceite – agua y la adsorción de las moléculas surfactantes en la superficie sólida.

▫ **Ángulos de contacto.** La mojabilidad involucra la acción de los surfactantes para alterar las propiedades interfaciales a fin de promover la remoción de una fase sobre una superficie sólida. Cuando una gota de aceite en agua está en contacto con una superficie sólida, el aceite puede tomar una forma esférica sobre la superficie sólida o puede esparcirse y formar una película. Un líquido con fuerte afinidad hacia el sólido buscará maximizar su contacto (área interfacial) y formar una película. Por el contrario un líquido con afinidad más débil sobre el sólido tenderá a formar una esfera.

Esta afinidad también es conocida como mojabilidad. Debido a que la tendencia de esparcimiento puede cambiar, es necesario usar otra variable para evaluar la mojabilidad. Esa variable es el ángulo de contacto θ dentro del sistema agua-aceite-sólido. El ángulo se mide a través de la fase acuosa que es formada por la unión de las tres fases, mientras la tensión interfacial es definida por los límites entre las dos fases. La representación del ángulo de contacto puede verse mejor en la siguiente figura (ver figura 26).

Figura 26. Ángulos de contacto en un sistema sólido-líquido-líquido



Fuente: SHAW, 1992

Las fuerzas interfaciales que actúan a lo largo del perímetro de la gota son representadas por las tensiones interfaciales, luego si balanceamos estas fuerzas hasta el equilibrio obtendremos:

$$\gamma_{\text{aceite-agua}} = \gamma_{\text{sólido-aceite}} - \gamma_{\text{sólido-agua}}$$

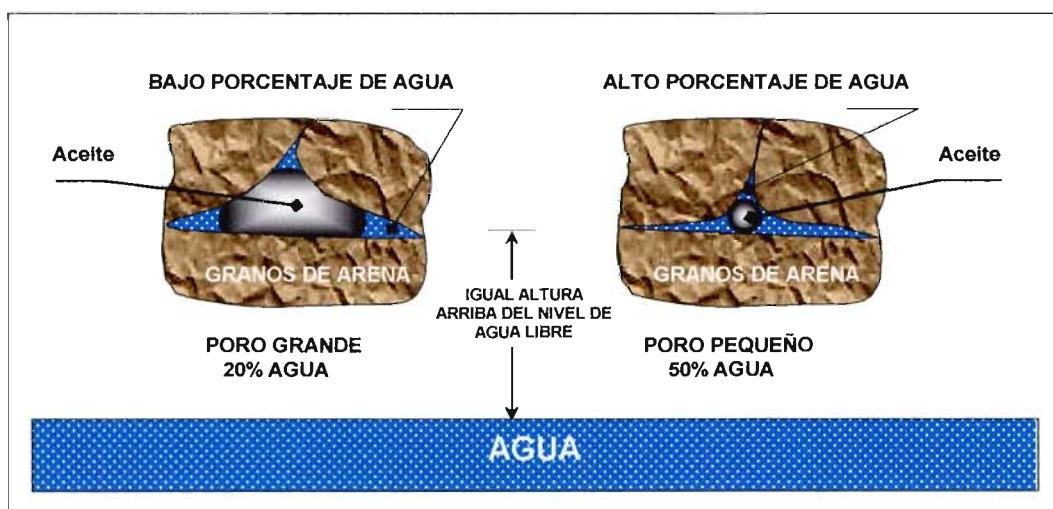
En donde γ corresponde a la fuerza interfacial. Esta expresión es conocida como la ecuación de Young y es usualmente práctica para describir el fenómeno de la mojabilidad. Para valores de $\theta < 90^\circ$ se dice que el sistema es mojado por agua, mientras que para valores de $\theta > 90^\circ$ se dice que el sistema es mojado por aceite.

En el recobro de aceite las fuerzas capilares descritas por la ecuación de Young-Laplace son responsables de retener gran cantidad de aceite (aceite residual) en partes de la estructura porosa de la roca o arena. Son estas mismas fuerzas las que intenta vencer cada uno de los métodos de recobro secundario y terciario. Las saturaciones relativas de aceite y agua dependen de la distribución del tamaño de poro en la roca. La presión capilar en el poro estará dada por:

$$P_c = \frac{2\gamma \cos\theta}{R}$$

donde R corresponde al radio de poro y P_c es un valor constante representado por $(\Delta\rho h)$. Los valores de tensión interfacial y ángulo de contacto son fijos y si la roca es esencialmente mojada por agua (valores pequeños de θ), los poros más pequeños tenderán a almacenar más agua que en los poros más grandes como se ilustra en la siguiente figura (ver figura 27).

Figura 27. Atrapamiento de aceite en rocas mojadas por agua



Fuente: CLARK, 1969

En recobro terciario o recobro mejorado generalmente se busca reducir las fuerzas capilares que restringen el aceite, alterando la viscosidad del fluido de desplazamiento con el propósito de modificar las fuerzas viscosas que están siendo aplicadas al empujar el aceite hacia la parte externa de los poros. La relación de las fuerzas viscosas a las fuerzas capilares actualmente se correlaciona con la saturación residual de aceite en un termino conocido como el número capilar, del cual haremos énfasis más adelante

Algunos factores pueden potencialmente afectar la mojabilidad. La siguiente tabla resume algunos de los más importantes factores que afectan la mojabilidad (ver tabla 10).

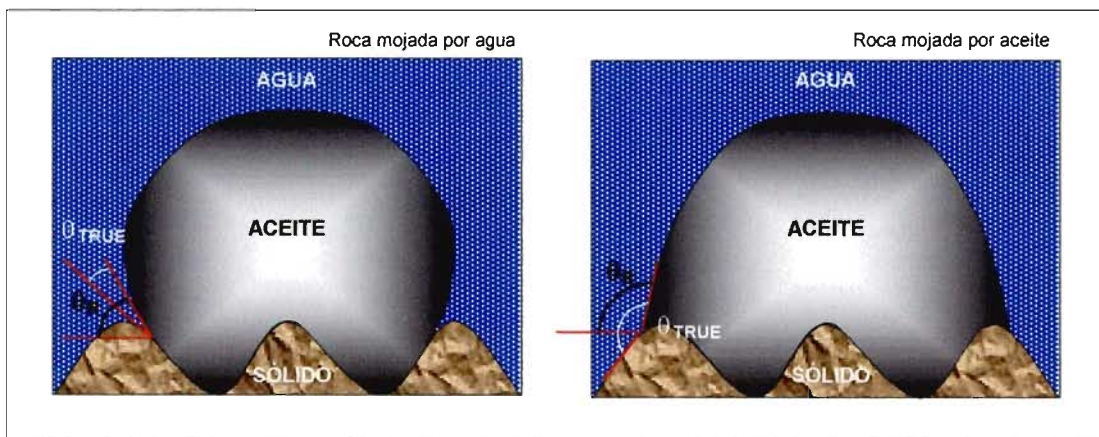
Tabla 10. Factores que afectan la mojabilidad

FACTOR	EFEECTO PRODUCIDO
LARGOS PERIODOS DE TRANSPORTE	Los surfactantes pueden gastar largos periodos de transporte en el yacimiento antes de interactuar y alterar la mojabilidad de las superficies porosas
CO-SURFACTANTES O IMPUREZAS	Los co-surfactantes o impurezas pueden interactuar con el surfactante en solución o en la interfase para mejorar o empeorar las características del surfactante.
ELECTROLITOS Y PH	La presencia de electrolitos afecta la solubilidad del surfactante y el pH puede afectar tanto el surfactante como la interacción del mismo con la superficie porosa.
TEMPERATURA	La temperatura puede alterar la mojabilidad afectando tanto el surfactante como sus características de adsorción.
RUGOSIDAD DE LOS POROS	Las rugosidades pueden afectar el ángulo de contacto y por consiguiente el equilibrio de fases.
GRANDES YACIMIENTOS	Grandes yacimientos pueden influenciar la alteración de la mojabilidad ya que la eficiencia de barrido se ve alterada por la cantidad de surfactante que contiene la matriz de la roca del yacimiento.

Fuente: SCHRAMM, Laurier

Como veíamos en la anterior tabla, la rugosidad de la superficie porosa puede afectar la mojabilidad aparente inducida por los surfactantes en la misma forma que las superficies rugosas pueden afectar el equilibrio o avance en los ángulos de contacto, como se muestra en la siguiente figura (ver figura 28).

Figura 28. Efecto de la rugosidad sobre la mojabilidad



Fuente: SCHRAMM, Laurier

3.5.4 Microemulsiones. Una microemulsión puede ser considerada como miscelares hinchados – pero no todas las soluciones miscelares pueden ser hinchadas para formar microemulsiones¹⁹. Un miscelar es una aglomeración de cientos o miles de átomos, iones (cargados eléctricamente) o moléculas que forman una partícula coloidal (mezcla líquida o suspensión en la cual las partículas del líquido o sólido suspendido son muy finas, generalmente entre 10^{-3} y 10^{-7} cm), por ejemplo un número de partículas ultramicroscópicas dispersadas a través de algunos medios continuos.

¹⁹ Tomado de <http://simscience.org/membranes/advanced/essay/surfactants-microemulsions.html>

Las microemulsiones son aparentemente mezclas homogéneas de agua y aceite con grandes cantidades de surfactantes. Estas microemulsiones son termodinámicamente estables (todo lo contrario a las emulsiones), se forman espontáneamente y contienen partículas que son extremadamente pequeñas. Los diámetros de las gotas en microemulsiones se estiman entre 100 – 1000 Å. Las microemulsiones son usualmente transparentes/translúcidas, es decir diferentes a las emulsiones que usualmente son turbias. Esta estructura aumenta cuando la concentración del surfactante es alta.

Las propiedades que confirman la utilidad de las estructuras son:

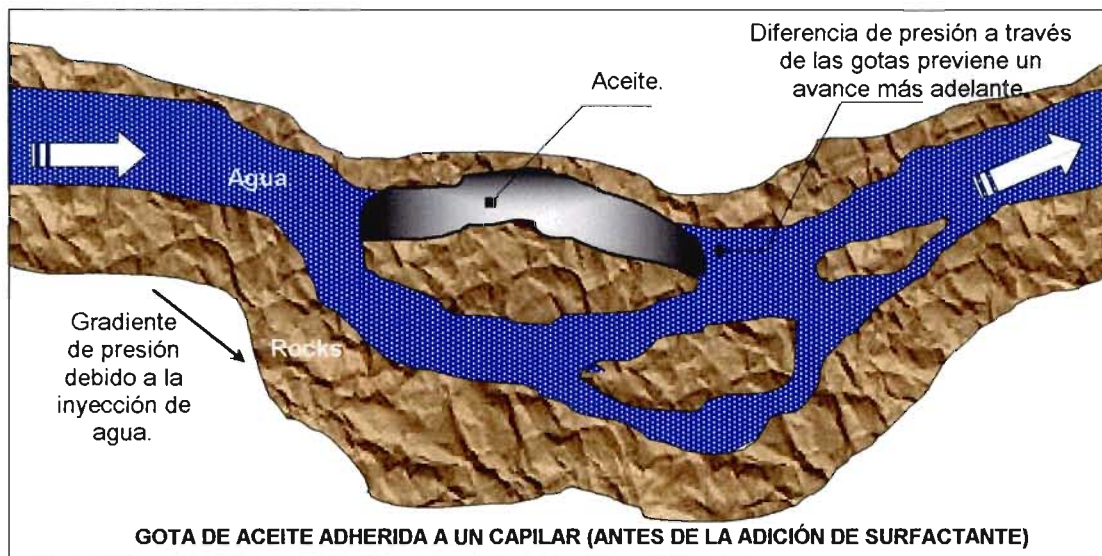
- Estabilidad termodinámica ✓
- Formación espontánea ✓
- Posibilidad de tamaño uniforme de gotas formadas en suspensión. ✓
- Posibilidad de mezcla cercanamente homogénea de sustancias solubles en aceite y agua. ✓

El aceite puede ser recobrado en el proceso primario mediante la energía natural del yacimiento. Seguido a este proceso, la inyección de agua dentro de la roca porosa mantiene la presión y facilita el desplazamiento del aceite. La mayoría del aceite remanente después de estos procesos es dejado atrás en los poros de la roca. Las fuerzas de retención capilar son esencialmente responsables de la resistencia a un mayor recobro mediante las técnicas mencionadas anteriormente.

Un cálculo rápido del gradiente de presión a través del menisco hemisférico en el capilar - para valores típicos de radio poroso así como para valores de tensión interfacial antes de la adición de surfactantes - nos da un valor promedio de los órdenes de magnitud que mantiene un yacimiento y los

cuales ayudan a que las gotas de aceite se mantengan adheridas a los capilares como se muestra en la figura 29.

Figura 29. Comportamiento de las microemulsiones



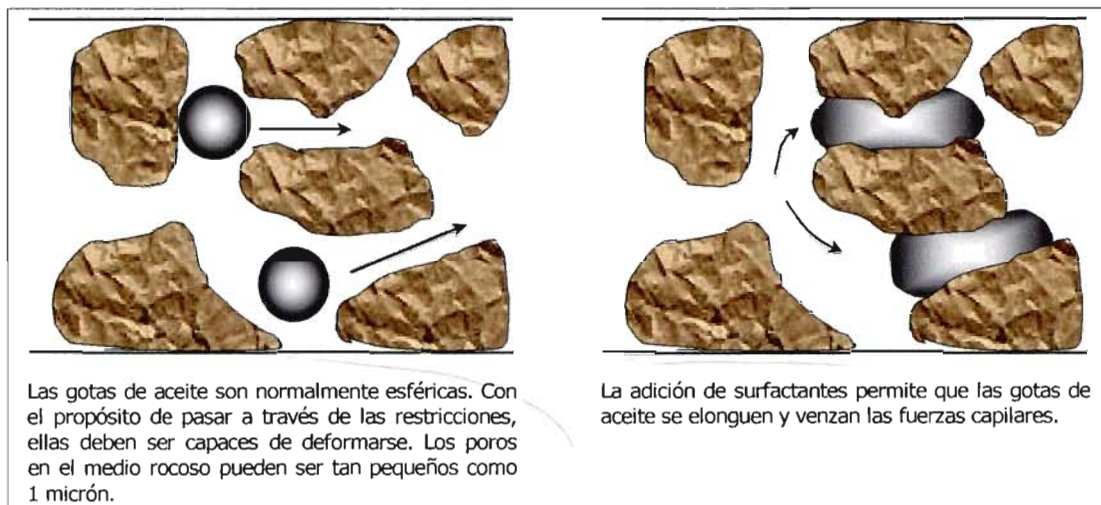
Fuente: www.simsience.org

La reducción de la tensión interfacial usando surfactantes llega a ser el camino más práctico para recobrar el aceite dejado por la inyección de agua. Las principales técnicas son:

- **Inyección de Microemulsión:** Un fluido, el cual bajo circunstancias normales es inmisible en aceite, pero que bajo la adición de una concentración suficiente de surfactante causa que el fluido y el aceite lleguen a ser miscibles (para esto se requiere disminución de la tensión interfacial a valores menores de 0.001 dinas/cm. Una vez los dos fluidos son miscibles, el aceite fluye con el agua inyectada sin dejar atrapada ninguna cantidad y puede ser recobrado una vez este emerge del pozo.

▫ Inyección de surfactante – miscelar a baja concentración: Este método reduce la tensión interfacial aceite – agua (sin llegar a hacer esto miscible). Una reducción de la tensión interfacial disminuye la fuerza de retención capilar. Consecutivamente las fuerzas de retención capilar llegan a ser menores que el gradiente de presión mantenido por la inyección de agua, así las gotas de aceite no se adhieren más a los capilares como se muestra en la figura 30. La adición de surfactantes no llega a restringir más el movimiento del aceite respecto al flujo de agua inyectada.

Figura 30. Transformación de las gotas de aceite con el surfactante



Fuente: www.simscience.org

Los surfactantes no solo influyen las propiedades estáticas de la interfase sino también influyen las propiedades reológicas las cuales llegan a convertirse en un factor importante cuando se intenta controlar el movimiento de la interfase aceite – agua a través de los poros en el yacimiento de aceite.

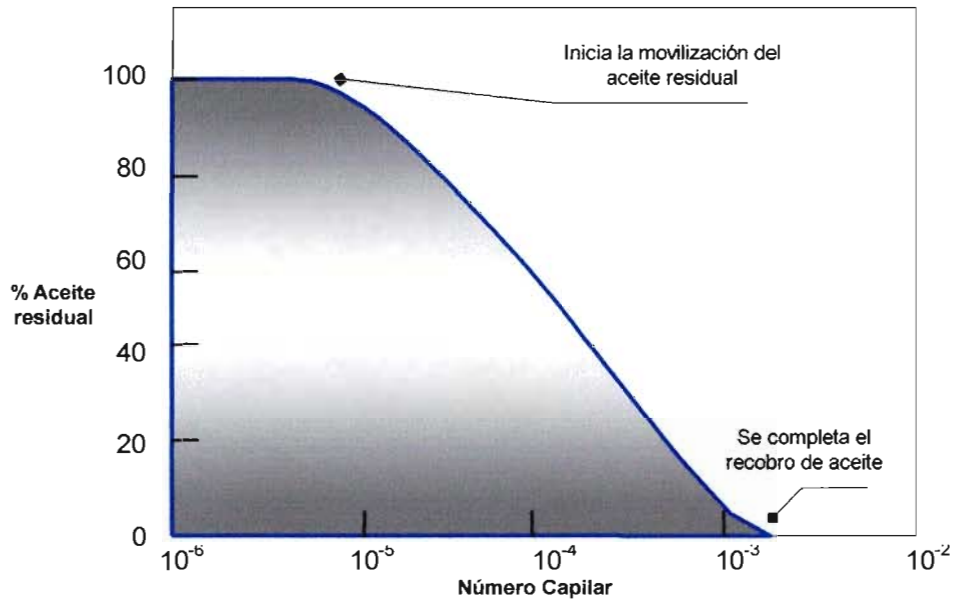
3.6 VARIABLES QUE AFECTAN LA INYECCIÓN DE SURFACTANTES

3.6.1 Número capilar. El número capilar se define como la relación de las fuerzas viscosas con respecto a las fuerzas capilares que afectan el flujo de fluidos en un medio poroso y es especialmente útil cuando se trata de zonas de almacenamiento dentro del rango de las saturaciones residuales. La formulación del número capilar esta dada por:

$$N_c = \frac{\eta v}{\gamma \phi} = \frac{F_{za_Viscosas}}{F_{za_Capilares}}$$

donde η corresponde a la viscosidad, v la velocidad de desplazamiento del fluido, γ es la tensión interfacial y ϕ corresponde a la porosidad del medio. La siguiente figura (ver figura 31) muestra los valores del número capilar comúnmente presentes en los procesos de recobro mejorado. Cuando la inyección de agua es eficiente se presentan valores cercanos a 10^{-6} y la saturación residual de aceite es aún 45%. Si queremos diseñar un proceso de recobro terciario para reducir esta saturación residual hasta un valor cercano al 25%, necesitaremos incrementar el número capilar hasta 5×10^{-3} unidades. La demostración matemática de este término puede verse mejor en el Anexo B al final del documento.

Figura 31. Correlación entre la saturación residual y el número capilar



Fuente: TAYLOR y HAWKINS

Esto podría lograrse aumentando las fuerzas viscosas – ya sea la velocidad o viscosidad – pero las limitaciones en el tamaño de las bombas y la necesidad de evitar la formación de fracturas en el yacimiento, previenen el uso de estos factores para lograr aumentar ciertos órdenes de magnitud. Por consiguiente, la adición de surfactantes al agua resulta ser la solución para lograr disminuir las tensiones interfaciales y aumentar de este modo el número capilar. La tensión interfacial se puede reducir desde valores de 20 mN/m hasta 4×10^{-3} mN/m, y así el número capilar incrementará hasta el valor deseado (5×10^{-3}).

Si sustituimos los valores anteriores de tensión interfacial en la ecuación de presión capilar, podremos observar que el aceite recobrado proviene de los poros más pequeños, es decir aquellos con órdenes de magnitud de $R' = 0.0002R$.

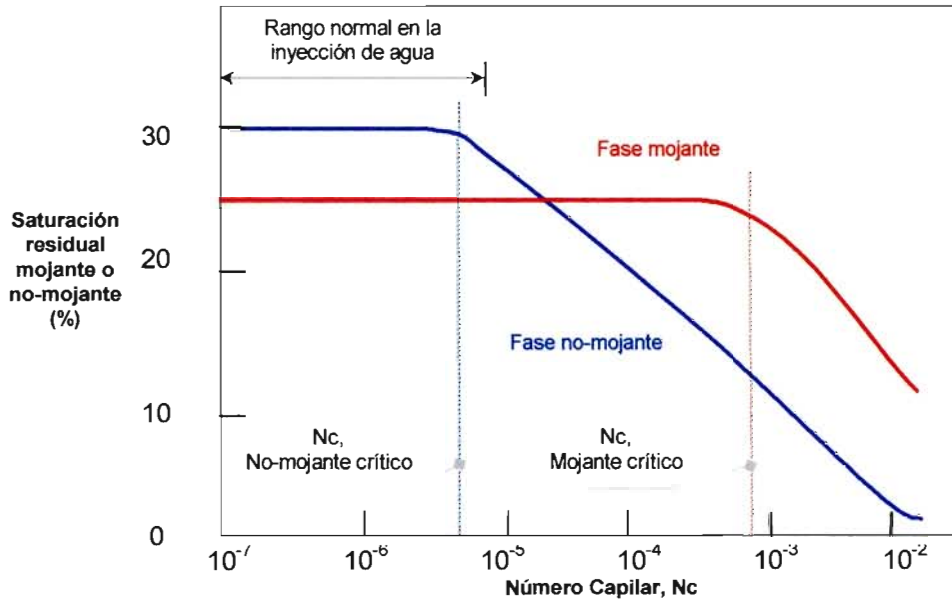
En algunos sistemas la adición de un cuarto componente al sistema surfactante-aceite-agua puede causar que la tensión interfacial caiga a valores cercanos a cero (entre 10^{-3} y 10^{-4} mN/m), permitiendo la emulsificación espontánea de gotas mucho más pequeñas con tamaños cercanos a 10nm o menos. Las gotas pueden ser tan pequeñas que se dispersan en la luz y parecen ser transparentes, a este tipo de emulsiones se le conoce como microemulsiones, las cuales incrementan el recobro de aceite aumentando el número capilar.

El atrapamiento de aceite es mejor expresado como una competición entre las fuerzas viscosas, las cuales movilizan el aceite y las fuerzas capilares, las cuales atrapan el aceite en los poros. El número capilar, es decir la relación adimensional de las fuerzas viscosas a las fuerzas capilares, determina el aceite residual y las saturaciones de agua a través de la curva de saturación capilar.

3.6.2 Curva de desaturación capilar. El método más común para determinar el atrapamiento en medios permeables es la curva de desaturación capilar o CDC. Esta corresponde a una relación entre las saturaciones de las fases mojante y no mojante y el número capilar local. La siguiente figura (ver figura 32) muestra un esquema de este tipo de curvas, las cuales se grafican en base al porcentaje de saturación residual* de la fase mojante o no mojante versus el número capilar en escala logarítmica.

* Fases que no estén fluyendo.

Figura 32. Esquema de una curva de desaturación residual



Fuente: LAKE, Larry.

A bajos valores de número capilar, tanto la saturación residual de la fase mojante como de la fase no-mojante son aproximadamente constantes. En algunos valores, denominados como puntos críticos, ocurre una disminución y la saturación residual se ve reducida. La completa desaturación ocurre al final de la curva en el número capilar total. Muchas inyecciones de agua caen dentro de la zona constante, en donde dicha región se extiende más para la fase mojante que para la no-mojante. Para la fase no-mojante es común encontrar valores de número capilar crítico entre el rango de 10^{-5} a 10^{-4} , mientras que para la fase mojante es común encontrar este valor entre 10^{-2} y 10^{-1} . Muchas observaciones pueden hacerse basadas en las curvas de desaturación capilar. La siguiente tabla (ver tabla 11) presenta algunas de estas observaciones.

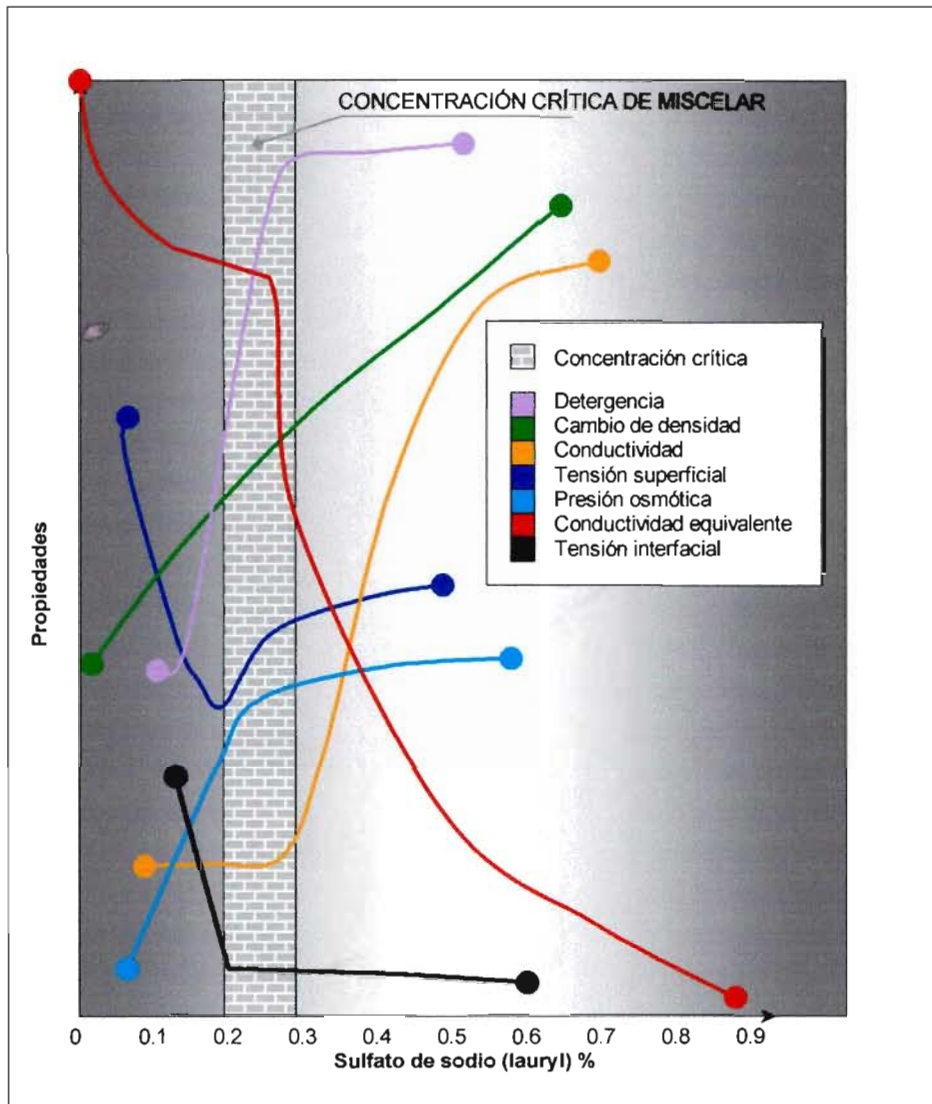
Tabla 11. Observaciones basadas en las curvas CDC

FACTOR	OBSERVACIÓN
Mojabilidad	Las curvas CDC normalizadas para la fase mojante deben estar corridas un factor igual a 2 o 3×10 a la derecha de las curvas para la fase no-mojante, sin embargo intuitivamente, las dos curvas deben aproximarse una de otra en la misma condición mojante intermedia.
Distribución de tamaño de poro	El rango del número capilar total debe incrementar con el incremento de la distribución del tamaño de poro para ambas fases.
Número capilar crítico total	El rango del número capilar total para la fase no-mojante debe ser mayor que para la fase mojante.

Fuente: LAKE, Larry.

3.6.3 Concentración crítica miscelar. Las propiedades físico-químicas de los surfactantes varían marcadamente por encima o por debajo de una concentración específica de surfactante conocida como concentración crítica del miscelar o CMC. Por debajo de este valor CMC, las propiedades de los surfactantes iónicos se asemejan a aquellas de los electrolitos fuertes. Arriba de este valor CMC, estas propiedades cambian dramáticamente indicando que se presenta un proceso altamente asociativo. En efecto muchos trabajos experimentales han permitido observar estos cambios y su influencia sobre las principales propiedades físico-químicas mostradas en la siguiente figura (ver figura 33).

Figura 33. Cambios de propiedades fisico-químicas en la región CMC



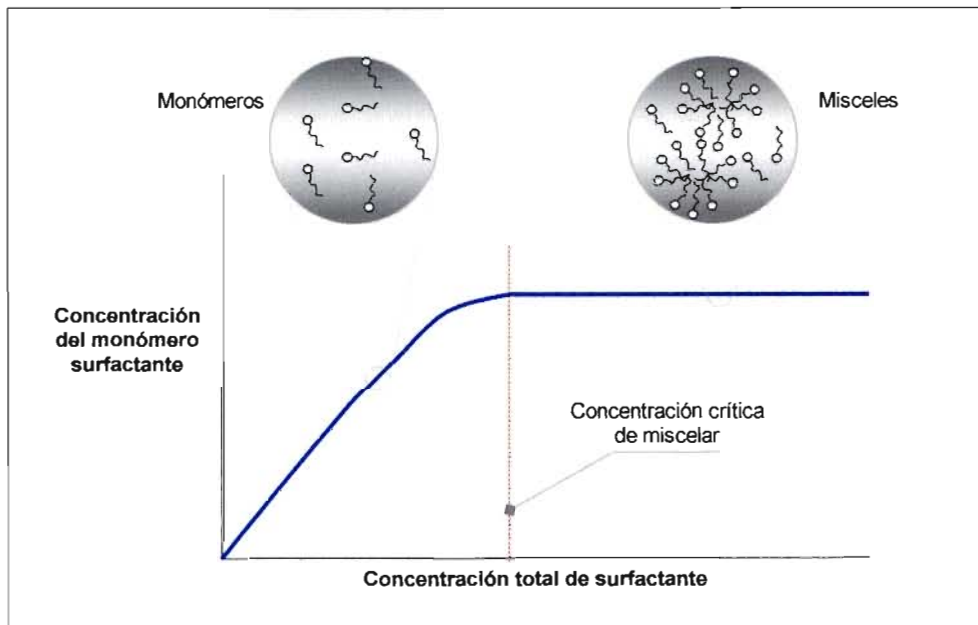
Fuente: PRESTON, ACS.

El CMC es definido - en términos de modelos de pseudo fases - como la concentración de máxima solubilidad del monómero en un solvente particular. Los valores CMC son importantes ya que muchos procesos EOR involucran el uso de surfactantes y usualmente estos deben estar presentes en concentraciones mayores del valor CMC para lograr un mayor efecto de los mismos, mientras la tensión interfacial reduce y se promueve la

estabilidad de la espuma. El CMC es también importante ya que a concentraciones por encima de este valor la adsorción de surfactante dentro del yacimiento incrementa muy poco, lo que significa que el CMC representa la concentración en la cual se puede presentar adsorción muy cercana al límite máximo dentro de la roca. A menudo los valores CMC exhiben dependencia con la temperatura y presión. Los efectos de sustancias adicionadas en el CMC son complicados de analizar ya que dependen si el aditivo es solubilizado en el miscelar o en la solución intermiscelar.

Por encima del valor CMC, todos los incrementos de la concentración de surfactante producen solo incremento en la concentración miscelar, como se muestra en la figura 34. Los valores CMC son muy pequeños (del orden de 10^{-5} a 10^{-4} Kg-mol/m³) y las concentraciones en los procesos de inyección de surfactantes generalmente están en forma de miscelares.

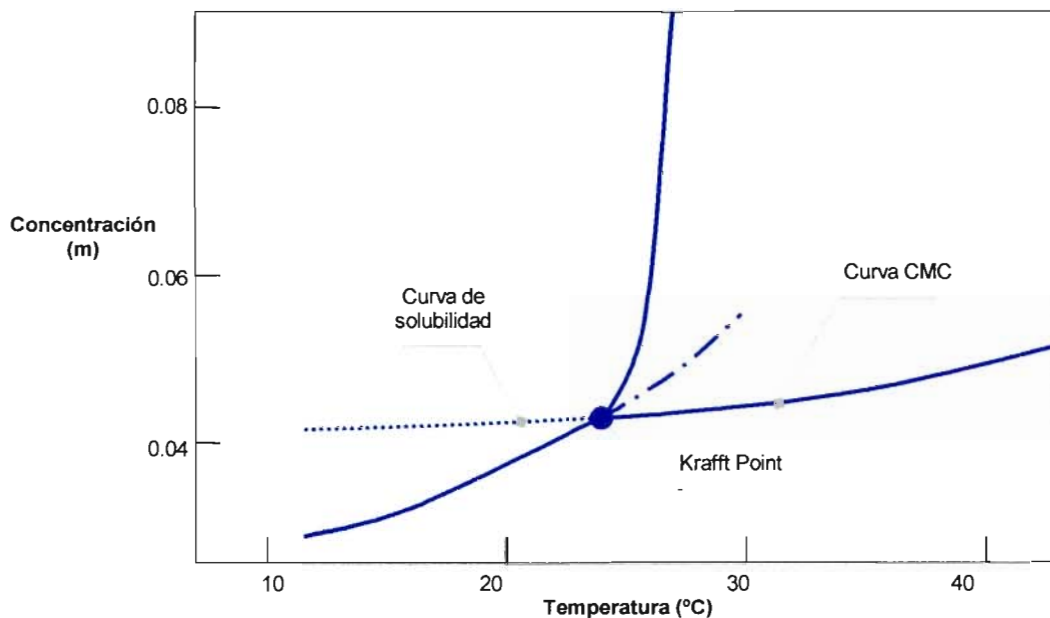
Figura 34. Comportamiento interno de la concentración miscelar crítica



Fuente: LAKE, Larry.

Las solubilidades de los surfactantes formando miscelares muestran un fuerte incremento por encima de cierta temperatura conocida como "Krafft point". Esto se explica porque las moléculas surfactantes simples en este punto limitan la solubilidad mientras los misceles continúan siendo más solubles como se muestra en la siguiente figura (ver figura 35). Por debajo del "krafft point" la solubilidad del surfactante es también baja para miscelación, así que la solubilidad determina la concentración del monómero surfactante. Arriba de este punto ocurre la máxima reducción en la tensión interfacial ya que este valor (CMC) determina la concentración del monómero surfactante.

Figura 35. Comportamiento de la CMC con la temperatura

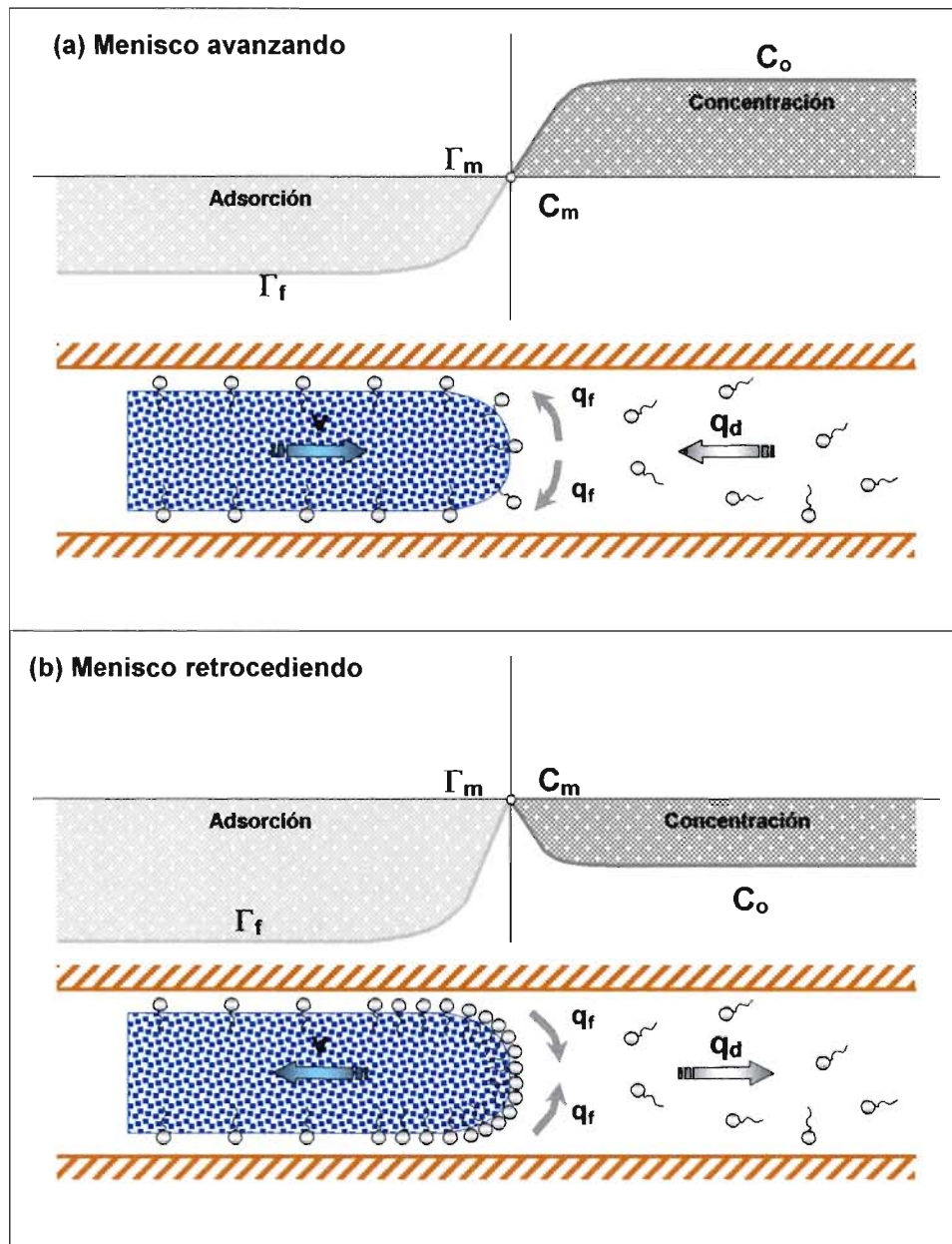


Fuente: SHINODA, et. al.

Si observamos la superficie de avance o recepción de un menisco, podremos determinar la tendencia de adsorción o de-adsorción de surfactante sobre una superficie específica. Así las presiones capilares, los ángulos de

contacto y las tensiones interfaciales llegan a ser dependientes del proceso de intercambio de masa entre el menisco en movimiento y una película mojanete o pared capilar. Para entender mejor este fenómeno basémonos en el siguiente esquema de transferencia de masa (ver figura 36), en donde se compara el fenómeno ocurrido en la molécula surfactante entre un menisco avanzando (a) y una pared capilar, así como entre un menisco retrocediendo (b) y la misma pared capilar. Las letra "Γ" y "C" hacen alusión a la adsorción y concentración del surfactante respectivamente, "q" corresponde al flujo de surfactante entre el menisco y "v" es la velocidad de flujo. Los subíndices "f", "m", "o", y "d" hacen referencia a la película mojanete, menisco, solución y difusión respectivamente.

Figura 36. Transferencia de masa entre un menisco y una pared capilar



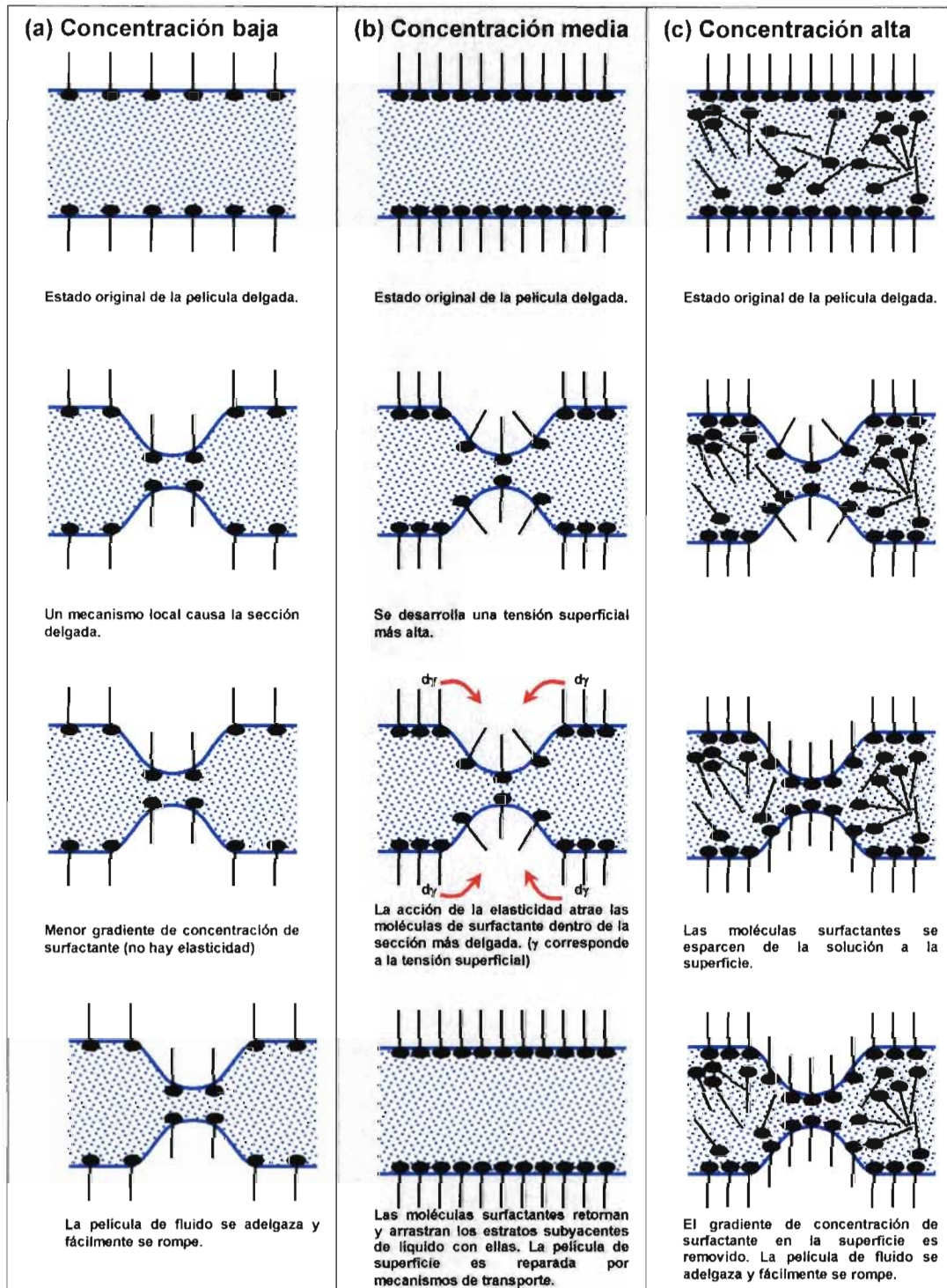
Fuente: CHURAEV, N.V.

Debido a que los surfactantes adsorben una interfase dentro del sistema, la tensión interfacial así mismo disminuye siempre y cuando se trate de concentraciones por encima de la CMC, este fenómeno es comúnmente conocido como el "Efecto Gibbs". Si una película estabilizada de surfactante

experimenta una expansión repentina, inmediatamente la porción expandida de la película debe tener un grado menor de adsorción que la porción no expandida, ya que el área de superficie ha incrementado. Esto causa un incremento en la tensión superficial, lo cual a su vez produce una contracción inmediata de la superficie. La superficie es acoplada por fuerzas viscosas al estrato de líquido subyacente, así la contracción de la superficie induce el flujo de líquido en la región más cercana a la superficie desde las regiones de baja tensión hacia la región de mayor tensión interfacial.

La siguiente figura (ver figura 37) ilustra el efecto "Gibbs-Marangoni". En esta figura se aprecia el efecto en una película delgada de líquido y la reacción de la misma a una perturbación de superficie. (a) Las bajas concentraciones de surfactante mantienen solo una baja tensión diferencial en la película, y esta a su vez es pobremente estabilizada. La sección (b) representa una concentración intermedia de surfactante, la cual mantiene un fuerte efecto "Gibbs-Marangoni" que restaura la película a su espesor original y la estabiliza. Por último la sección (c) representa la alta concentración de surfactante por encima del valor CMC, lo cual mantiene una tensión diferencial que se relaja muy rápidamente debido a la difusión del surfactante. La película más delgada puede ser rota fácilmente.

Figura 37. Efecto Gibbs-Marangoni en una película de líquido



Fuente: PUGH, 1996.

3.6.4 Adsorción de surfactante. En el recobro de aceite es común que parte de la solución surfactante sea adsorbida por las superficies sólidas, en este caso el medio poroso que alberga el petróleo. La adsorción puede ocurrir ya sea en las paredes de los poros o en partículas finas que conforman la roca porosa. Esto quiere decir, que la adsorción es una variable que afecta directamente la economía de un proyecto de recobro mejorado. El fenómeno se puede presentar como moléculas individuales o como agregados surfactantes de varias clases. La adsorción de surfactante puede ocurrir debido a interacciones electrostáticas, interacciones de las fuerzas de Van der Waals, enlaces de hidrógeno o a la formación de compuestos de especie adsorbente.

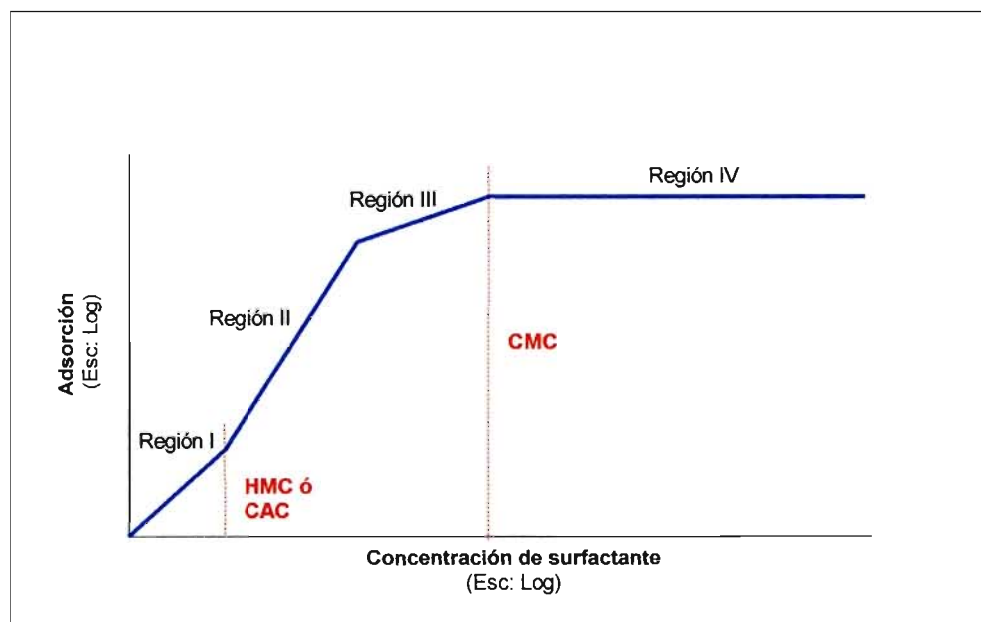
La adsorción de surfactantes en superficies rocosas es usualmente medida por experimentos estáticos (en baches) o dinámicos (en invasión de corazones). El método de adsorción estático emplea muestras de roca trituradas y es esencialmente el método clásico para determinar las isothermas de adsorción en interfases sólido-solución e involucra las equilibraciones de baches de partículas en soluciones de diferente concentración inicial de surfactante. El método dinámico de invasión en corazones emplea grandes relaciones sólido-líquido y por consiguiente es más sensitivo en los resultados. La temperatura, salinidad y dureza de la salmuera, pH del sistema, tipo de roca, mojabilidad, estructura del surfactante y la presencia de una saturación residual de aceite, influyen la adsorción de diferentes tipos de surfactantes.

Para muchos de los sólidos la carga en la superficie es determinada en gran parte por el pH del sistema. La adsorción es mejorada en aquellos sistemas en los cuales la superficie sólida y los surfactantes tienen cargas opuestas. A mayor carga en la superficie, mayor será la adsorción de surfactante. Los

sólidos de mayor área superficial tienden a incrementar la adsorción, pero aún así el tamaño de los poros puede afectar también el grado de la misma.

Muchos estudios relacionados con la adsorción han empleado el método de reducción de surfactante presentando los resultados en isothermas, las cuales son simplemente gráficas de la cantidad de surfactante absorbido por gramo de sólido (o área de superficie) versus la concentración de surfactante en equilibrio a una temperatura constante. Estas gráficas pueden ser construidas usando escalas lineales o logarítmicas. Las escalas log-log pueden ser usadas para obtener información sobre amplios rangos de adsorción y concentraciones de surfactante ya que este tipo de gráficas presenta cambios abruptos de pendiente cuando la concentración de surfactante aumenta. Una isoterma tipo es mostrada en la siguiente figura (ver figura 38), allí se aprecia una isoterma de cuatro regiones para un surfactante aniónico monoisomérico.

Figura 38. Isotherma tipo de cuatro regiones para un surfactante aniónico



Fuente: WESSON y HARWELL.

La región de baja concentración (denominada región I) puede ser descrita por muchos modelos matemáticos cuyo resultado es una línea con pendiente unitaria. En esta región los monómeros surfactantes son adsorbidos como iones individuales sin interactuar con las moléculas adsorbidas. Existe una zona de transición de fases (de dos dimensiones) que ocurre en los arreglos de mayor energía sobre la superficie sólida y varía con la longitud de la cadena surfactante al igual que lo hace la concentración crítica miscelar; a esta zona se le conoce con el nombre de concentración hemimiscelar (HMC) o concentración admiscelar crítica (CAC). El mecanismo dominante de adsorción que ocurre en la región II se debe a la asociación de los surfactantes en pequeños arreglos sobre la interfase sólido-líquido.

Este tipo de asociaciones se atribuye a interacciones tallo-tallo como ocurre con las interacciones hidrofóbicas. En la región III, se aprecia una disminución de la pendiente con respecto a la región II. Este cambio en pendiente es atribuido a los iones surfactantes debido a la asociación entre cadenas de hidrocarburos de dos y tres capas dentro de la región III. Finalmente la región IV o región de adsorción plana comienza muy cercana a la concentración crítica miscelar y está caracterizada por el poco - o nulo - incremento en la adsorción a medida que aumenta la concentración del surfactante. En esta región los misceles existen en la solución y actúan como un potencial químico para cualquier surfactante que sea adicionado al sistema.

La adsorción en interfases líquido-líquido puede influenciar la estabilidad de la emulsión reduciendo la tensión interfacial, incrementando la elasticidad de la superficie y la repulsión eléctrica de los estratos dobles (en surfactantes iónicos), y posiblemente incrementando la viscosidad de la superficie.

3.6.5 Retención de surfactantes. La retención de surfactantes es una de las barreras más significativas en la aplicación comercial de recobro mejorado mediante inyección de estos químicos. Los surfactantes son retenidos a través de cuatro mecanismos, mencionados a continuación:

- **Superficies de óxidos metálicos.** En superficies de óxidos metálicos el monómero surfactante físicamente se adsorberá a través de los enlaces de hidrógeno con las superficies catiónicas. A altas concentraciones esta asociación incluye interacciones tallo-tallo con los monómeros resultado así una adsorción proporcionalmente grande.
- **Salmueras duras.** En salmueras duras el predominio de los cationes divalentes causa la formación de surfactantes complejos, los cuales tienen una baja solubilidad en la salmuera. La precipitación de estos complejos conducirá a la retención del surfactante.
- **Dureza.** A niveles de dureza más bajos de los requeridos para la precipitación, el surfactante multivalente será un catión monovalente que puede químicamente intercambiar con los cationes de las arcillas del yacimiento (conocidas como clays). La adición de co-surfactantes permite reducir este intercambio ya que inicialmente llenan los costados que pueden ser ocupados por los surfactantes y luego mitigan las asociaciones tallo-tallo, disminuyendo así la retención del mismo.
- **Ambiente de fases tipo II (+).** En la presencia de aceite sobre el ambiente de fases tipo II (+), el surfactante residirá en la fase de microemulsión externa de aceite. Ya que esta relación está por encima de la salinidad óptima, la tensión interfacial es relativamente grande así que esta fase y su surfactante disuelto pueden ser atrapados. Todos los mecanismos enunciados anteriormente retienen mayor cantidad de surfactante cuando

umenta la salinidad y la dureza, lo cual a su vez puede atenuarse mediante al adición de químicos conocidos como co-surfactantes.

3.6.6 Comportamiento de fases (Salinidad). El comportamiento de fases entre surfactante-aceite-salmuera se ilustra comúnmente mediante un diagrama ternario de fases. Por convención, el lado inferior izquierdo representa la salmuera ($i = 1$), el lado inferior derecho representa el aceite ($i = 2$) y el tope del diagrama representa el pseudocomponente surfactante ($i = 3$). La siguiente tabla (ver tabla 12) resume algunas notaciones y unidades comúnmente usadas en los procesos EOR.

Tabla 12. Notaciones y unidades utilizadas en los procesos EOR

ESPECIE	UNIDAD
Agua	Fracción en volumen
Aceite	Fracción en volumen
Surfactante	Fracción en volumen
Polímero	Porcentaje en peso ó g/cm^3
Anión	meq/cm^3 – volumen poroso
Divalentes	meq/cm^3 – volumen poroso
Co-surfactante	Fracción en volumen
Monovalentes	meq/cm^3 – volumen poroso

NOTACIÓN	FASE
1	Acuosa
2	Oleica
3	Microemulsión

Fuente: LAKE, Larry.

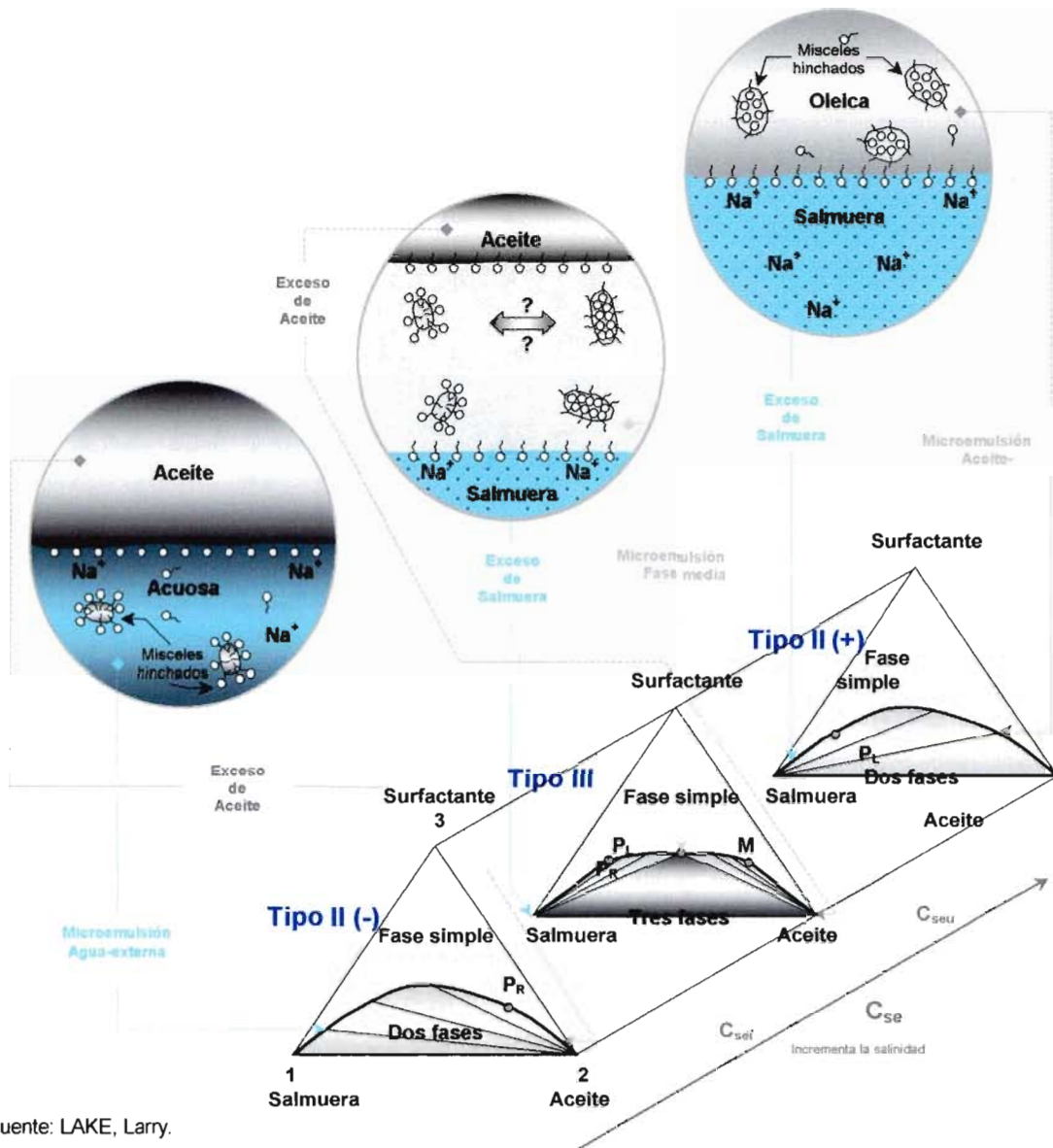
El comportamiento de fases esta fuertemente afectado por la salinidad de la salmuera. Reducir la salinidad residente es el principal propósito del preflujo. Un preflujo exitoso permitirá al tapón de surfactante polímero desplazar el aceite donde quiera que este vaya y reducirá la retención y las pérdidas del surfactante activo. Varias técnicas para diseñar gradientes de salinidad han

sido propuestas. El concepto hace referencia a la reducción dinámica de la salinidad residente hasta un valor óptimo para inyectar un amortiguador de movilidad de las mismas condiciones. Pope, por ejemplo encontró que la salinidad es la más importante variable controladora del recobro de aceite mediante experimentos de laboratorio.

El control de la movilidad del tapón de surfactante²⁰ es otro factor crítico para lograr un recobro exitoso. Los tapones de surfactantes usados en campo son relativamente pequeños y no pueden tolerar aún pequeñas cantidades de digitaciones. Por consiguiente, un tapón menos móvil que el banco de aceite que está desplazando resulta ser el más adecuado. El polímero debe ser adicionado al tapón de miscelar-polímero para lograr el objetivo. La porción atascada del amortiguador de movilidad debe tener una movilidad igual o menor que el tapón. El siguiente diagrama (ver figura 39) muestra la representación del diagrama ternario de fases y el comportamiento microscópico cuando la salinidad de la salmuera aumenta.

²⁰ ALBAN, Norman; GABBITO, Jorge. Surfactant-polymer interaction in enhance oil recovery. Texas: 1983, p. 121.

Figura 39. Diagrama ternario de fases y comportamiento microscópico.



Fuente: LAKE, Larry.

A baja salinidad de la salmuera, el surfactante exhibirá una buena solubilidad de la fase acuosa y pobre solubilidad de la fase aceite. Esto quiere decir que una composición cercana al límite salmuera-aceite en el diagrama ternario, se dividirá en dos fases: un exceso de aceite y una fase microemulsión de agua externa que contiene salmuera, surfactante y algo de aceite solubilizado. El aceite se solubiliza cuando ocupa el corazón central de los

misceles hinchados o dilatados. El diagrama ternario correspondiente a bajas salinidades se conoce como sistema tipo II(-), lo que significa que no más de dos fases pueden formarse y que las líneas que unen dos fases en equilibrio tienen pendientes negativas. El punto de pliegue (P_R) se encuentra muy cercano a la fase aceite. Este comportamiento es característico para microemulsiones que son más densas que la fase aceite.

En salmueras de alta salinidad, las fuerzas electrostáticas disminuyen drásticamente la solubilidad del surfactante en la fase acuosa. Una composición dentro de esta región se dividirá en dos fases: una fase de exceso de salmuera y una fase de microemulsión con aceite externo que contiene la mayoría del surfactante y parte de la salmuera solubilizada. La salmuera se solubiliza a través de la formación de misceles hinchados invertidos, lo que significa salmuera en los corazones de los misceles. Este ambiente de fases se conoce como sistema tipo II(+), en donde las líneas de dos fases en equilibrio tienen pendientes positivas y el punto de pliegue (P_L) se sitúa muy cerca de la fase salmuera. La solubilidad inducida de aceite en una fase rica en salmuera (sistema tipo II(-)), sugiere un mecanismo de extracción en el recobro de aceite. Sin embargo, la extracción depende en gran parte por los efectos de tensión interfacial, particularmente cuando el comportamiento de fases se considera con salmueras intermedias.

Valores intermedios de salinidad conforman el llamado sistema (tipo III). Este comportamiento tiene en cuenta el cambio en la pendiente sobre las líneas de dos fases, cuyo valor de salinidad es nulo cuando la solubilidad del surfactante en la salmuera y en la fase rica en aceite son exactamente iguales. El punto de encuentro de los dos valores equitativos de solubilidad es llamado punto de migración. Lo anterior da origen a un rango de salinidades donde una tercera fase rica en surfactante es formada. Una composición dentro de la región de tres fases se separa en fases de

salmuera y aceite en exceso (como en los sistemas tipo II (-) y tipo II(+)), y en una fase microemulsión cuya composición es representada por un punto invariable.

En la región de tres fases se presentan dos tipos de fuerzas interfaciales entre la microemulsión y el aceite, así como entre la microemulsión y el agua. Sobre el rango de salinidad tipo III, el punto invariable "M" migra desde la región cercana a la fase aceite hasta la región de la salmuera. La migración del punto invariable implica una solubilidad ilimitada de la salmuera y aceite en la fase simple.

Muchos surfactantes formarán simultáneamente tres fases líquidas coexistentes cuando se mezclan con aceite y agua dentro de un intervalo de temperatura y salinidad bien definido. A la temperatura principal de este intervalo se encuentra – por razones termodinámicas – un máximo de solubilidad mutua entre el aceite y el agua. La fase media, la cual contiene la mayor concentración de surfactante es llamada microemulsión. Generalmente la microemulsión reduce la tensión interfacial entre el aceite y el agua por cerca de tres a cuatro órdenes de magnitud. Estas ultra bajas tensiones permiten a la fase rica en aceite (en el tope) ser empujada a través del medio poroso por la fase acuosa (en el fondo), y las tres fases líquidas fluyen como macroemulsión.

Mezclas de agua, aceite, anfífilos y sal pueden separarse en tres fases líquidas coexistentes dentro de un intervalo bien definido de temperatura, valor fundamental del cual pueden depender sensitivamente la naturaleza del aceite y el anfífilo, así como la concentración de sal. En este mismo punto encontramos – por razones termodinámicas – un máximo de solubilidad mutua entre el aceite y el agua, y un mínimo de tensión interfacial entre la fase acuosa y la fase rica en aceite.

Las observaciones presentadas a lo largo del anterior capítulo nos permitieron entender el comportamiento del surfactante, el principio físico por el cual son capaces de recobrar mayor cantidad de aceite en un yacimiento y las principales variables que se ven afectadas en la inyección de los mismos. Luego de tener un conocimiento global y bien estructurado del fenómeno microscópico, es necesario comprender el desarrollo de un proyecto como tal para evaluar la posible factibilidad de usarlo en un campo determinado. Es así como el siguiente capítulo nos da la posibilidad de estudiar las pautas necesarias en la búsqueda de este propósito.

4. ESTRUCTURA DEL PROYECTO EOR

4.1 FASES DE UN PROYECTO EOR

Los métodos de recobro secundario son generalmente usados para represarizar el yacimiento y empujar algo del aceite remanente. Un proyecto de ingeniería relacionado con EOR usualmente sigue las siguientes consideraciones:

4.1.1 Pruebas de laboratorio. Probar el proceso EOR mediante análisis de laboratorio en corazones (coreflooding) con muestras de roca y fluido del yacimiento. Estas pequeñas pruebas de flujo en una dimensión usando medios homogéneos no siempre satisfacen el escalamiento de las dimensiones del yacimiento. Pero si el proceso falla en el laboratorio, será más probable que falle en el campo.

4.1.2 Simulación. Simulaciones de flujo de fluidos basadas en un modelo geológico del yacimiento. Se puede comenzar con una estimación de recobro primario y secundario, ajustando la historia de producción para determinar el aceite residual y el recobro gracias a la inyección de agua. Entonces la sensibilidad de las variables del proceso EOR pueden calcularse, siguiendo las predicciones del recobro de EOR, la tasa de producción incremental y las ganancias económicas. Los modelos geológicos del yacimiento están restringidos siempre por datos esparcidos, conceptos simplificados de la estructura y dinámica del yacimiento, datos inadecuados para el ajuste histórico e incremento en la incertidumbre computacional como en el caso de cálculos extrapolados en el futuro. Consecutivamente, las predicciones que

cubren años del comportamiento del EOR pueden representar seriamente un error. Además, las heterogeneidades en pequeña escala, las cuales son difíciles de definir, son críticas para el éxito de los procesos EOR.

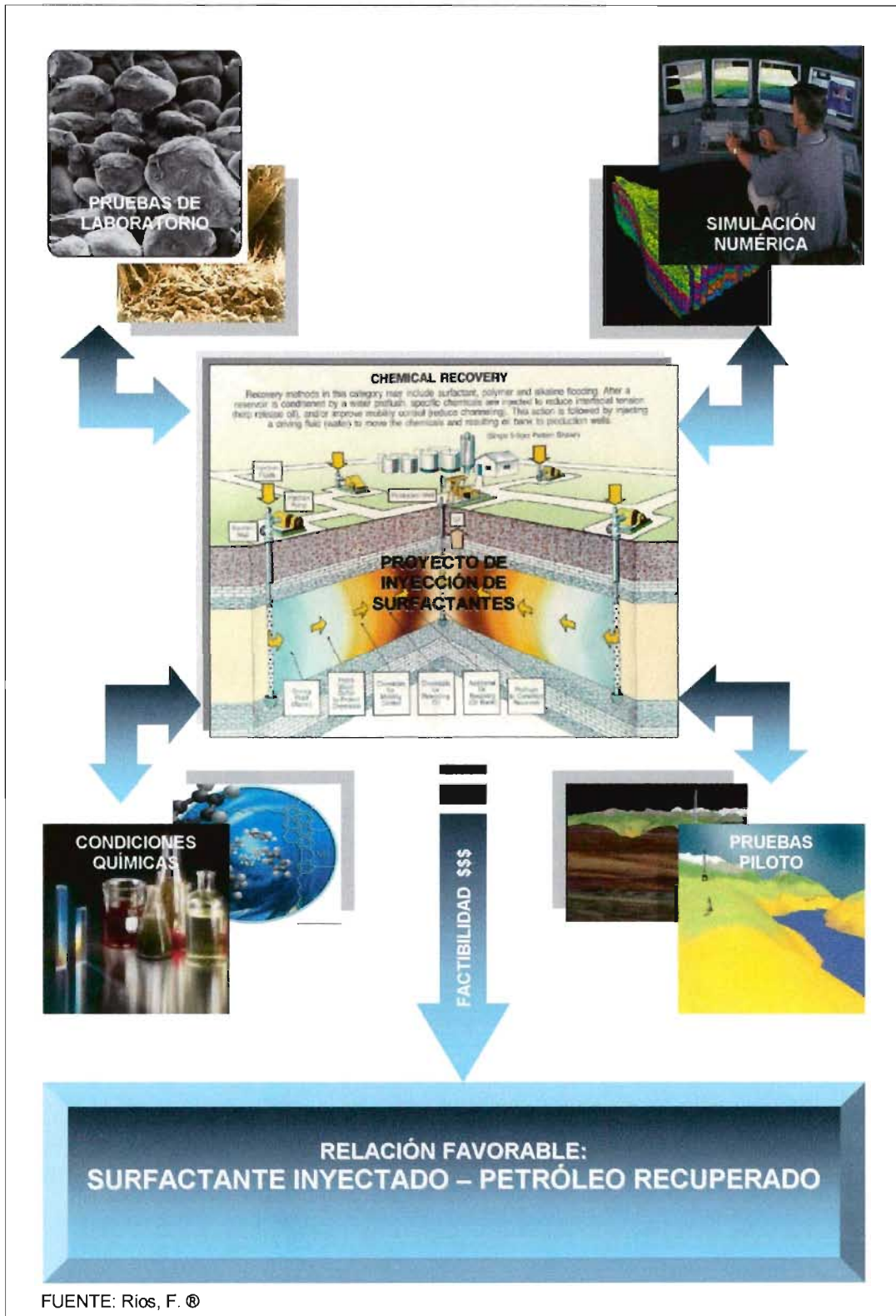
4.1.3 Pruebas piloto. Usualmente una prueba piloto del proceso EOR es llevada a cabo para investigar una técnica apropiada o para confirmar el funcionamiento esperado antes de una implementación costosa en escala completa. Idealmente, la prueba piloto es llevada a cabo en un área que es geológicamente similar al campo y bastante grande para ser estadísticamente representativa de la heterogeneidad general. El monitoreo y la adquisición de datos a través de pruebas piloto proveen información necesaria para planificar una operación comercial a gran escala.

4.1.4 Fuentes de agua. Para operaciones comerciales, es importante considerar fuentes seguras de agua y otros componentes a inyectar, así como facilidades de transporte y almacenamiento, procesos de separación, recirculación y requerimientos de seguridad industrial y medio ambiente.

4.1.5 Evaluación económica. Concluidos los experimentos de laboratorio - para determinar el comportamiento del surfactante y la interacción del mismo con el medio poroso - los estudios de simulación y las pruebas piloto, es necesario llevar a cabo un análisis económico de inversiones con el objetivo de evaluar su aplicación comercial en un proyecto determinado. Dicho análisis debe arrojar estudios muy precisos sobre el gasto fijo y proyectado con respecto al surfactante perdido en el proceso de inyección - debido a las características de adsorción de la roca y el fluido - así como un estudio comparativo entre la cantidad de surfactante inyectado versus el petróleo que pueda ser recuperado. Estos cálculos finalmente nos permitirán evaluar si el

proceso químico es el más apropiado para aumentar el recobro de aceite y además si es factible emplear este método EOR a nivel macro. En general un proyecto de recobro mejorado debe diseñarse y estructurarse de acuerdo al siguiente gráfico (ver figura 40).

Figura 40. Diseño de un proyecto EOR (Surfactantes)



FUENTE: Ríos, F. ®

4.2 PRUEBAS DE LABORATORIO

Varios sistemas químicos deben ser probados para determinar el potencial de recobro de aceite usando una mezcla diseñada con una viscosidad constante. Las pruebas comúnmente incluyen observaciones del comportamiento de fases, medidas de viscosidad, medidas de tensión interfacial y un experimento de recobro lineal de aceite. El sistema de químicos sugeridos se compone de un surfactante, co-surfactante, salmuera y una policrilamida de alto peso molecular como polímero amortiguador de movilidad. Los experimentos de laboratorio reúnen dos tipos básicos de análisis: el primero de ellos que describe y caracteriza el surfactante y el segundo que establece su comportamiento a lo largo del medio poroso. La siguiente tabla (ver tabla 13) resume algunas pruebas recomendadas a la hora de experimentar un proceso de inyección de surfactantes.

Tabla 13. Pruebas de laboratorio recomendadas en el proceso de inyección de surfactantes

GRUPO	TIPO DE PRUEBA
Caracterización	Medición de la Tensión interfacial/superficial
	Determinación de la concentración crítica miscelar
	Variación de la tensión interfacial con la salinidad
	Estimación de gradientes de salinidad
	Diagrama ternario de comportamiento de fases
	Variaciones de viscosidad
	Cálculo del número capilar
	Prueba de presión capilar
Pruebas y análisis en núcleos	Eficiencia de barrido con agua @ condiciones de yacimiento.
	Eficiencia de barrido con surfactantes @ condiciones de yacimiento.
	Eficiencia de barrido con polímeros @ condiciones de yacimiento.
	Tasas óptimas de desplazamiento
	Tasas críticas de desplazamiento
	Pruebas de adsorción estática y dinámica
	Concentración óptima de polímero amortiguador

Fuente: LAKE, Larry.

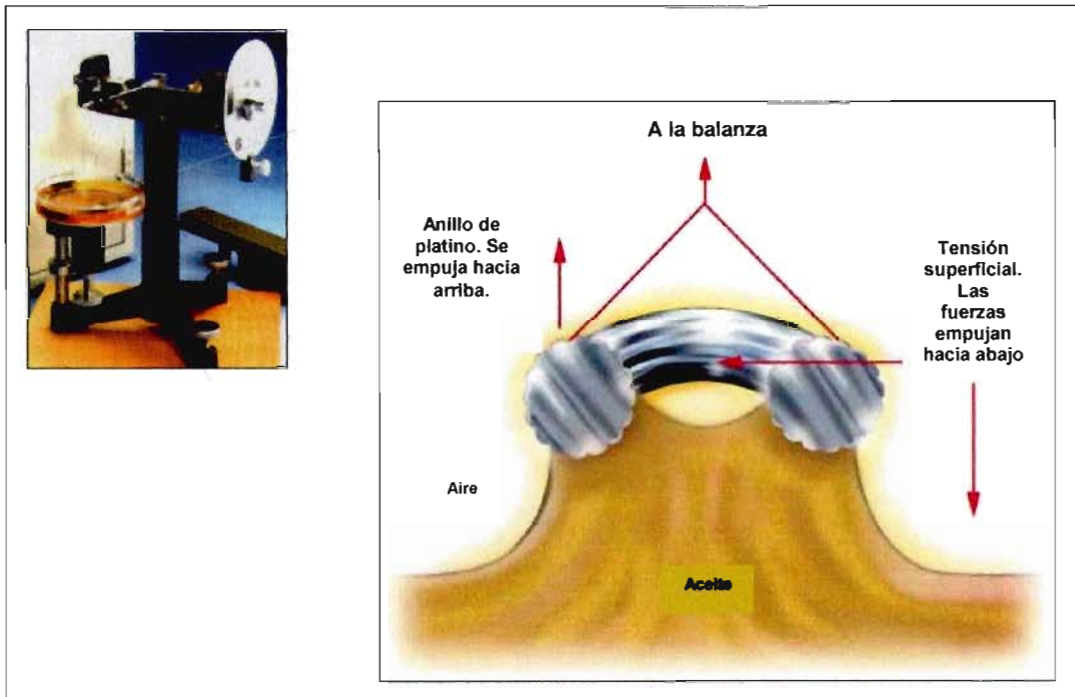
Muchas de las pruebas de caracterización mencionadas anteriormente se llevan a cabo en otros procesos EOR o por lo general en análisis rutinarios de laboratorio. Dos de las principales variables a tener en cuenta en los procesos de invasión con surfactantes corresponden a la tensión superficial y la concentración crítica miscelar. A continuación veremos los métodos más comúnmente usados para determinar este tipo de variables.

4.2.1 Determinación de la tensión superficial. La tensión superficial se mide en mN/m^* de aceite contra agua. El objetivo primordial es determinar la fuerza necesaria para separar un anillo horizontal de cable de platino de una interfase aceite-agua. La prueba es sensitiva a contaminantes solubles en el aceite, tales como ácidos y detergentes. Esta prueba se realiza de acuerdo a la norma ASTM D971.

El método más común de medida de la tensión superficial involucra el uso de una balanza de torsión conocida como el instrumento DuNouy o tensiómetro. La siguiente figura (ver figura 41) muestra la fuerza requerida para levantar un anillo horizontal (platino) de una superficie de aceite, cuyo valor es directamente la tensión interfacial (aceite-agua) o superficial (aceite-aire). Otro método para determinar la tensión interfacial es usado para caracterizar la degradación de los aceite aisladores eléctricos debido a la oxidación o contaminación. Esto involucra el uso de un procedimiento "drop-weight" y se describe en la norma ASTM D2285.99. La prueba se ve afectada por un número de factores que incluyen limpieza del aparato de prueba, agitación del fluido (requerida para sólidos suspendidos) y la contaminación accidental del fluido por contenedores sucios y cristalería en general.

* Otra unidad comúnmente usada es dinas/cm

Figura 41. Esquema y operación del tensiómetro DuNouy



Fuente: www.mktechsolutions.com

El agua pura tiene alta tensión superficial debido a su alta polaridad. Así mismo, un aceite basado en minerales puros tiene alta tensión superficial debido a su alta no-polaridad. Otros métodos para determinar la tensión superficial e interfacial se mencionan en la siguiente tabla (ver tabla 14).

Tabla 14. Métodos para determinar la tensión superficial e interfacial

MÉTODO	VALORES ESTÁTICOS	VALORES DINÁMICOS	TENSIÓN SUPERFICIAL	TENSIÓN INTERFACIAL	ÁNGULO DE CONTACTO
Capillar rise	☑	≈	☑	☒	☒, necesario $\theta=0$
Wilhelmy plate	☑	≈	☑	☒	☑, necesario conocer γ
Du Nouy ring	☑	☒	☑	☒	☒ sólo líquidos puros
Drop weight	☑	☒	☑	☑	☒, necesario $\theta=0$
Drop volume	☑	☒	☑	☑	☒, necesario $\theta=0$
Pendant drop	☑	☑	☑	☑	☒
Sessile drop	☑	☑	☑	☑	☑
Oscillating jet	☑	☑	☑	☒	☒
Spinning drop	☑	≈	☑	☑	☒
Captive drop	☑	☑	☑	☑	☒, fuerza $\theta=0$
Maximum bubble pressure	☑	≈	☑	☒	☒
Surface laser light scattering	☑	☑	☑	≈	☒
Tilting plate	☑	≈	☑	☒	☑

Notación: ☑ método aplicable, ☒ método no aplicable, ≈ método poco recomendado.

Fuente: SCHRAMM, Laurier

El método “pendant drop” y el método “sessile drop” son los más comunes cuando se trata de condiciones de alta temperatura y presión. Para temperaturas moderadas y presiones bajas usualmente se usa el método “spinning drop” especialmente en microemulsiones.

4.2.2 Determinación de la CMC. La mayoría de propiedades fisicoquímicas varían en un rango de concentración pequeño, es decir en el valor de CMC (concentración crítica miscelar) como se expresó en el anterior capítulo. La siguiente tabla (ver tabla 15) lista algunos de los métodos usados comúnmente para determinar esta concentración.

Tabla 15. Métodos comunes para determinar CMC

No.	MÉTODO
1	UV/Vis IR Spectroscopy
2	Fluorescence spectroscopy
3	NMR, Nuclear magnetic resonance spectroscopy
4	Electrode potential/conductivity
5	Voltametry
6	Scattering techniques
7	Calorimetry
8	Surface tension
9	Foaming

Fuente: SCHRAMM, Laurier

En la industria del petróleo existe un especial interés en estudiar el comportamiento de la concentración a altas salinidades, en soluciones electrolíticas de alta dureza y bajo condiciones extremas de presión y temperatura. Muchas de las investigaciones realizadas a altas temperaturas han sido conducidas a través de medidas de la conductividad y se han limitado hacia los surfactantes iónicos usando los métodos de calorimetría y NMR. Para cualquier técnica aplicada, existirá una pequeña incertidumbre en las determinaciones experimentales de CMC cuando la temperatura aumente, ya que al mismo tiempo disminuye el número de acumulaciones del surfactante e incrementa la distribución de la acumulación.

El valor de CMC es también de interés ya que a concentraciones por encima de este valor la adsorción del surfactante dentro de las superficies rocosas del yacimiento incrementa muy poco. Esto quiere decir que el CMC representa la concentración de surfactante de la cual – aproximadamente - ocurre la máxima adsorción.

4.2.3 Prueba de invasión en corazones. Una prueba de invasión en corazones debe ser llevada a cabo con el propósito de cuantificar ciertas

variables dentro del diseño del proyecto. Los datos mencionados a continuación son parte de un ejemplo práctico y pretenden mostrar una posible opción a la hora de escalar este mismo comportamiento en corazones del yacimiento Caño Limón o simplemente con núcleos de Berea. Para tal fin se deben preparar los fluidos que harán parte del proceso de invasión; el aceite, surfactante, polímero y la salmuera son debidamente mezclados y llevados a sus condiciones reales con el fin de obtener resultados concisos. Además se presenta en esta sección un esquema que define el surfactante ideal para estos procesos así como las características que podrían aumentar el recobro de aceite.

▫ **Aceite.** Es recomendable usar dos mezclas de aceites diferentes para comparar los efectos de la viscosidad sobre la interacción del surfactante con el medio poroso. Un primer tipo de aceite puede considerarse de base parafínica con una viscosidad aproximada de 10 Cp a temperatura ambiente. El aceite debe prepararse con 68% de aceite motor (SAE 30 aceite motor no detergente) y 32 % de decano. Un segundo tipo de aceite puede prepararse con 66.5% de Sortrol 220 (aceite isoparafínico de Phillips Petroleum Co.) y 33.5% de aceite motor SAE 30. La viscosidad para el aceite 2 se ajusta en 11.6 cP a 23°C y 9.88 cP a 30°C. La viscosidad del aceite 1 es 9.88 cP a 30 °C y debería ser ligeramente más alta a temperatura ambiente.

▫ **Surfactante/Co-Surfactante:** El co-surfactante recomendado para estos estudios es el: 2-metil, 1-propanol (alcohol isobutil o IBA). Las moléculas de alcohol son incorporadas en misceles surfactantes y cambian las propiedades de la solución surfactante tales como viscosidad, particionamiento y solubilidad. Se recomienda además usar dos surfactantes de petróleo sulfonatado de Witco Corporation o el surfactante SS-B2550 de Oil Chem Technologies. Todas las mezclas surfactante/co-surfactante deben ser preparadas a diferentes concentraciones peso-peso de cloruro de sodio.

El alcohol se usa en la misma concentración del surfactante. La siguiente tabla (ver tabla 16) resume la información general de los surfactantes producidos por Witco Corporation.

Tabla 16. Propiedades de los surfactantes Witco Co.

CARACTERÍSTICA	SURFACTANTE EOR 2094	SURFACTANTE EOR 2095
Tipo	Petróleo sulfonatado	Petróleo sulfonatado
Peso equivalente	422	416
% activo	50.6	50

Fuente: Witco Co.

Un buen surfactante debería reunir algunas de las características que se mencionan en la siguiente tabla (ver tabla 17), ya que la interacción con el medio y otros fluidos del yacimiento a condiciones extremas es fundamental en un estudio de factibilidad técnico-económico.

Tabla 17. Características de un surfactante ideal

PROPIEDAD	DESCRIPCION
Tensión interfacial	Efectividad en proveer ultra-bajas tensiones interfaciales a ultra-bajas concentraciones de surfactante. El rango ideal de concentraciones para lograr estos valores IFT* debe estar entre 0.02 y 0.2% sin utilizar álcalis (como se muestra en la figura 68).
Salinidad	Deben tolerar altas salinidades y salmueras de cationes divalentes. El agua no debe requerir tratamientos de endulzamiento y los valores de salinidad deben estar en el rango de 2400 ppm de cationes divalentes y 110000 ppm de salinidad total (como se muestra en la figura 69).
Álcali	El surfactante no debe requerir de álcali para favorecer la disminución de la tensión interfacial. Esto significa menos costos en químicos y equipos, mejor riesgo en el manejo de material especial, menos problemas de compatibilidad con los polímeros y menos problemas de corrosión e incrustaciones.
Electrolitos	El surfactante no debe requerir la adición de electrolitos para optimizar los valores IFT.
Emulsiones de aceite	Los problemas de producción de emulsiones de aceite deben ser minimizados al utilizar menor concentración de surfactantes.
Compatibilidad	Los surfactantes deben ser compatibles con la mayoría de los polímeros y salmueras encontrados en el campo.
Inyección de agua	La efectividad de la inyección de agua debe ser mejorada adicionando los surfactantes y reduciendo a la vez las tensiones interfaciales entre el agua de inyección y el aceite residual.

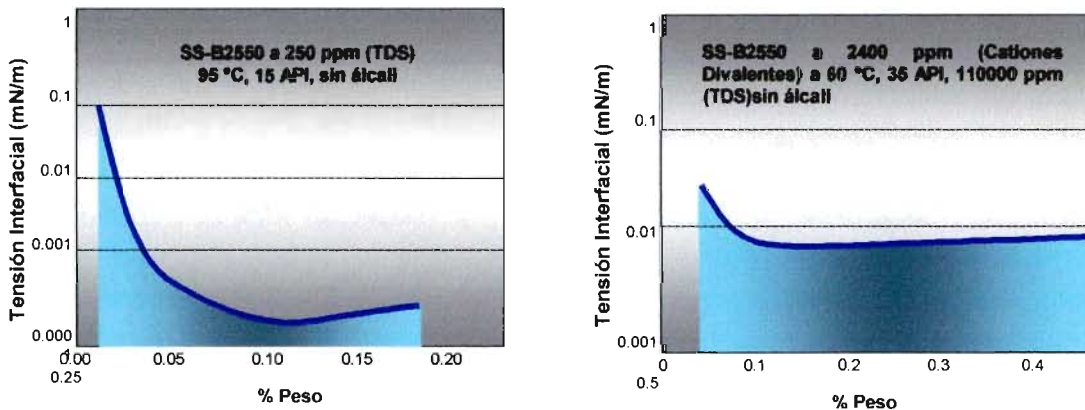
Fuente: Oil Chem Technologies, SS-B2550.

La siguiente figura (ver figura 42) representa el comportamiento ideal de un surfactante en base a la concentración usada, esto con el objetivo de

* IFT, significa Inter Facial Tension

cuantificar la reducción en la tensión interfacial y su interacción con las salmueras.

Figura 42. Comportamiento de un surfactante ideal



Fuente: Oil Chem Technologies, SS-B2550.

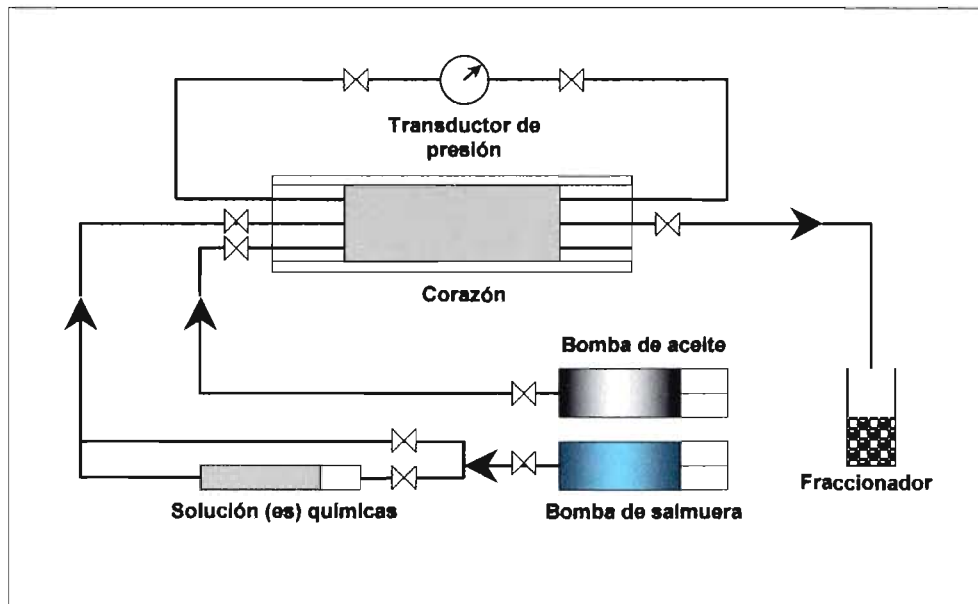
- **Polímero:** El polímero a utilizar puede ser una policrilamida hidrolizada de alto peso molecular conocida como Alcoflood 1275, de la compañía Allied Colloids. Este polímero es aniónico y su peso molecular promedio es 22×10^6 daltons.
- **Equipo y procedimiento.** Se recomienda medir las viscosidades con conos brookfield y viscosímetros de plato. Las medidas de tensión interfacial pueden realizarse usando el método “spinning drop”. El comportamiento de fases del sistema surfactante – aceite – salmuera se determina por la mezcla de volúmenes iguales de fases acuosas y de aceite hechas en pipetas de 10 cm^3 , las cuales deben tener boquillas selladas para prevenir la filtración de fluidos. Los volúmenes pueden ser leídos a 0.1 cm^3 de la marca en las pipetas.

Para determinar la salinidad óptima y la región de salinidad de tres fases, algunos tubos deben ser sacudidos y puestos al equilibrio. Si el surfactante permanece en la fase acuosa después del equilibrio, la salinidad es bajo óptima y se designa el sistema como tipo II(-). Si el surfactante se particiona dentro de la fase aceite, la salinidad es sobre óptima y se designa el sistema como II(+). Si forma las tres fases (aceite, salmuera y fase media), el comportamiento es diseñado como tipo III. El experimento de recobro de aceite puede conducirse en un corazón de arenisca Berea de 1.5 in de diámetro y 9.5 in de longitud. Se debe determinar la permeabilidad del corazón al 100% de saturación de agua, también debe obtenerse el valor de la porosidad.

El corazón inicialmente se satura con una salmuera no nociva, y luego se inyecta el aceite para determinar la saturación de agua inicial. Más tarde el corazón es saturado con agua para determinar la saturación de aceite residual antes de conducir el experimento de inyección de surfactantes. La siguiente figura (ver figura 43) muestra el aparato* y el equipo experimental usado en una prueba de recobro de aceite.

* Conocido como camisa Hassler

Figura 43. Aparato de inyección en corazones



Fuente: ALBAN, Norman y GABBITO, Jorge

▫ **Resultados en el comportamiento de fases y la tensión interfacial.**

Los resultados de las pruebas de laboratorio sobre corazones deberían arrojar ciertas tendencias que más adelante nos permitirán escalar dicho comportamiento microscópico hasta escalas macro, es decir sobre un piloto en el yacimiento. Los valores y tendencias presentadas a continuación tienen como propósito formar un esquema global y real sobre la interacción del surfactante a nivel de laboratorio.

Por ejemplo, una prueba de pantalla rápida (usando aceite 1 y surfactante Witco EOR 2094) para determinar el efecto de la salinidad en la formación de tres fases, podría indicar que una fase media se forma alrededor de la región de concentración de 1% NaCl, y como tal la tensión interfacial entre el aceite y el surfactante sería muy baja a dicha concentración. Estos resultados son verdaderos y favorables en términos matemáticos, ya que con muy bajas concentraciones logramos el objetivo de reducir la tensión interfacial. Durante el proceso, es necesario monitorear constantemente la tensión interfacial

para obtener resultados cercanos a los presentados en la siguiente tabla (ver tabla 18).

Tabla 18. Tensiones interfaciales como función del tiempo

TIEMPO (MIN.)	IFT (mN/m)
0	0.00565
2	0.00458
5	0.00559
10	0.00560
15	0.00582
25	0.00323
	0.00341

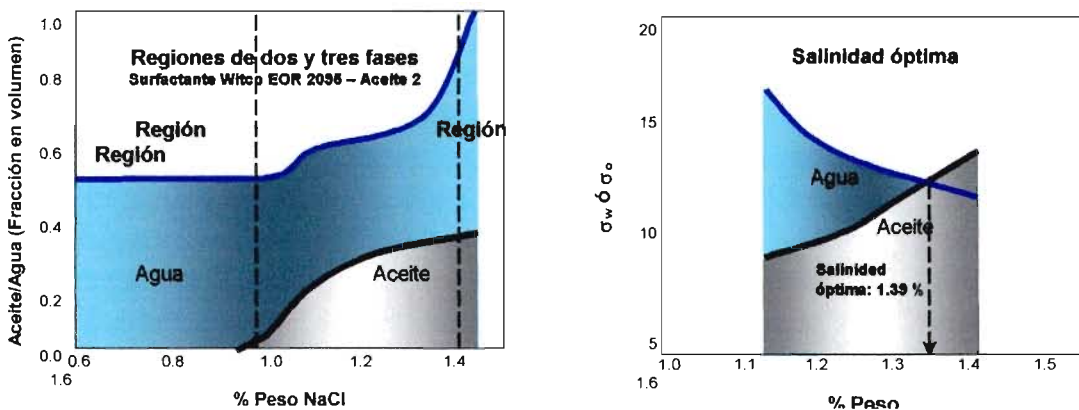
Nota: Prueba realizada con aceite 1, surfactante EOR 2094 al 3% y salmuera al 1% de NaCl

Fuente: ALBAN, Norman y GABBITO, Jorge

Se debe llevar a cabo un estudio del volumen fraccional de aceite-agua con respecto a la concentración de la salmuera. Esto con el objetivo de encontrar las regiones de tres fases que se presentan en un rango determinado de salinidad, así como la salinidad óptima del sistema. Para el caso particular del aceite 2 y el surfactante Witco EOR 2095 un experimento de tubos mostró un comportamiento de tres fases sobre el rango de salinidades entre 1.1 y 1.45% de NaCl como se muestra en la siguiente figura (ver figura 70). La salinidad óptima se calcula al superponer las tensiones interfaciales del agua y el aceite a diferentes rangos de salinidad, como se muestra en la figura 44. El valor de salinidad óptima para el sistema anterior fue aproximadamente 1.39 % NaCl. La presencia de polímero en la solución no cambia la salinidad óptima. La salinidad óptima cambia ligeramente cuando la relación de los componentes de aceite cambia. Tal es el caso de la mezcla de aceite de 87.5% de Sortrol 220 con 12.5% de aceite motor, cuya salinidad óptima llega a ser 1.22%. La salinidad óptima también disminuye cuando la concentración del surfactante disminuye. Una solución surfactante al 1% con

Aceite 2 mostrará una región de tres fases entre el rango de 0.75% a 1.2% de NaCl, mientras una solución surfactante de 0.5% producirá una pequeña tercera fase a la salinidad de 1%.

Figura 44. Resultados del comportamiento de fases y la salinidad óptima



Fuente: ALBAN, Norman y GABBITO, Jorge

▫ **Resultados del recobro de aceite.** La evaluación del recobro de aceite en una configuración de flujo lineal se puede llevar a cabo usando los siguientes fluidos, concentraciones así como el orden de invasión propuesto a continuación.

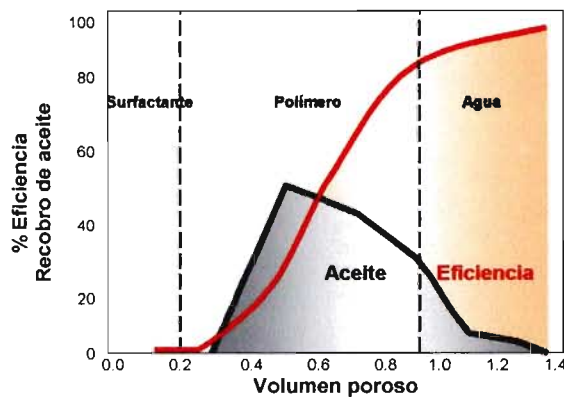
- Salmuera: 1.4 % NaCl
- Aceite: 66.5 % Soltrol 220, al 33.5%
- Surfactante: Aceite Witco EOR 2095 al 3%, 2-metil 1-propanol al 3 %

en 1.39% NaCl

- Polímero: 1000 ppm de policrilamida 1275.
- Salmuera 1.4% NaCl

Los volúmenes de inyección química se planean cercanos a 0.2 del volumen poroso (o menos) para el surfactante y 1.0 volumen poroso (o menos) para el polímero. Se recomienda inyectar los fluidos a tasas cercanas a 10 ft/día. Es necesario puntualizar que el gradiente de salinidad no corresponde a un gradiente experimental y el sistema sin embargo, puede producir sobre un 90 % de aceite remanente después de la inyección de agua. Para evaluar el recobro de aceite es recomendable construir una gráfica de la eficiencia en el corte de aceite y compararla con el volumen poroso de fluido inyectado. Este tipo de gráficas se muestra a continuación (ver figura 45).

Figura 45. Eficiencia del recobro de aceite como función del fluido inyectado



Fuente: ALBAN, Norman y GABBITO, Jorge

Algunas emulsiones pueden producirse hacia el final de la producción de aceite. Para remediar este problema, es recomendable romper dichas emulsiones adicionando una pequeña cantidad de 2-propanol (IPA). Resultados de este tipo indican que el sistema químico parece tener adecuadas capacidades de recobro de aceite.

4.3 SIMULACIÓN DEL PROCESO.

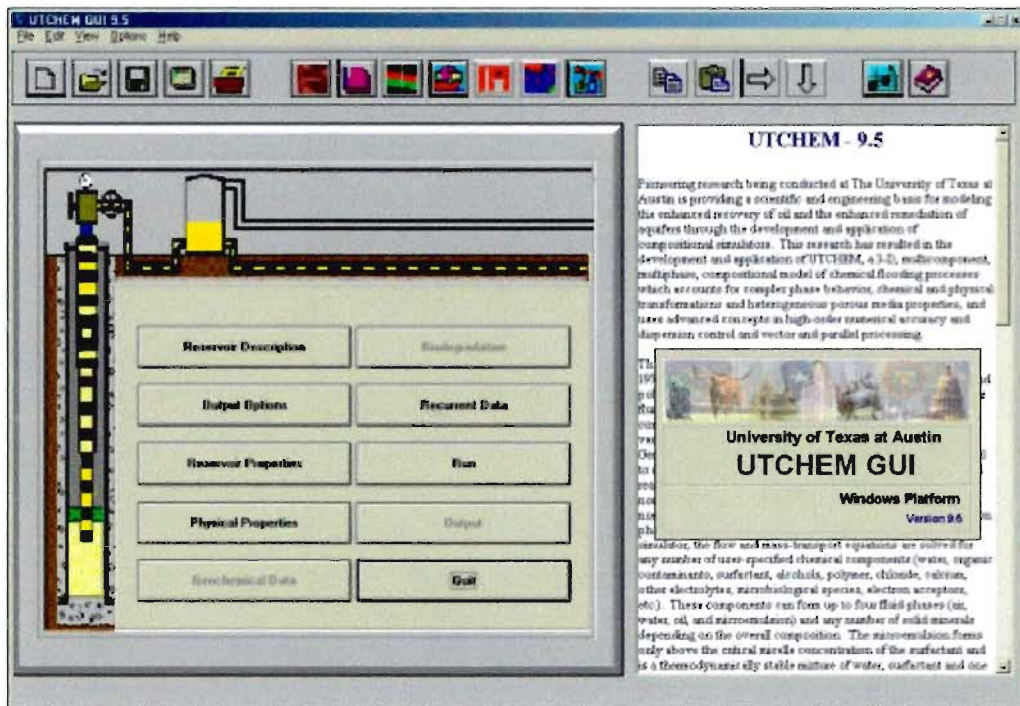
Los resultados obtenidos en el laboratorio pueden también ser simulados en un programa de simulación química. Este análisis contribuirá en la evaluación y verificación de los mismos a través de modelos ya estudiados a cerca de los procesos de inyección de surfactantes (ver Anexo C). En el mercado existen muchos tipos de simuladores que tienen la capacidad de modelar químicamente el recobro de aceite mediante surfactantes. Uno de ellos es el simulador UTCHEM^{*}, de la Universidad de Texas cuya operación es gratuita. Se necesita un simulador que posea algunas características especiales con el propósito de obtener resultados acordes a los experimentos en corazonas. El simulador UTCHEM es un simulador de inyección química de tres dimensiones. El esquema de solución es análogo al sistema IMPES, mientras la presión es resuelta implícitamente, las concentraciones y saturaciones son resueltas explícitamente mediante una rutina rápida y eficiente. Una ecuación de balance de energía es resuelta explícitamente para la temperatura del yacimiento. La ecuación de balance de energía incluye flujo de calor entre el yacimiento y las rocas de sobrecarga y baja carga.

Las ecuaciones de flujo y transporte de masa son resueltas para un número de componentes químicos que el usuario puede definir (tales como agua, contaminantes orgánicos, surfactantes, alcoholes, polímeros, cloruros, calcio y otros electrolitos) así como para un número de minerales sólidos dependiendo de la composición general. Una característica especial para los procesos EOR que involucran surfactantes, es que las microemulsiones se forman solo arriba de la concentración crítica miscelar del surfactante, característica que también es tomada en cuenta por el simulador ya que corresponde termodinámicamente a una mezcla de componentes como el

^{*} Simulador de inyección química producido por el Departamento de Ingeniería de Petróleos y Geosistemas de la Universidad de Texas A&M ®.

agua y surfactante, u otros componentes orgánicos adicionales. A continuación se muestra una figura (ver figura 46) que contiene la interfaz de usuario diseñada en el simulador UTCHEM.

Figura 46. Esquema del simulador de inyección química



Fuente: Universidad de Texas A&M ®

En procesos de recobro mejorado (tanto inyección de polímeros como surfactantes) se utilizan polímeros para reducir la movilidad del fluido y mejorar la eficiencia de barrido del yacimiento, esto es logrado incrementando el volumen del medio permeable en contacto a cualquier instante. La eficiencia de barrido es reducida por efectos de líneas de corriente, efectos de gravedad, digitaciones viscosas, acanalamientos (causados por contrastes entre permeabilidades) y por barreras de flujo. Para ello los polímeros usan el proceso SEAR* con el fin de mejorar la eficiencia

* Significa Surfactant Enhanced Aquifer Remediation

de barrido y por consiguiente los costos, el riesgo y el tiempo requerido para remediar el acuífero. Bajo algunas condiciones, los polímeros pueden también reducir la dispersión y adsorción de surfactante aportando potencialmente en beneficio del recobro de aceite. El modelamiento del comportamiento de fases de un surfactante está basado en la representación de Hand del diagrama ternario. Una teoría de pseudo fases reduce las mezclas de agua, aceite, surfactante y co-surfactante a un espacio de composición pseudoternaria.

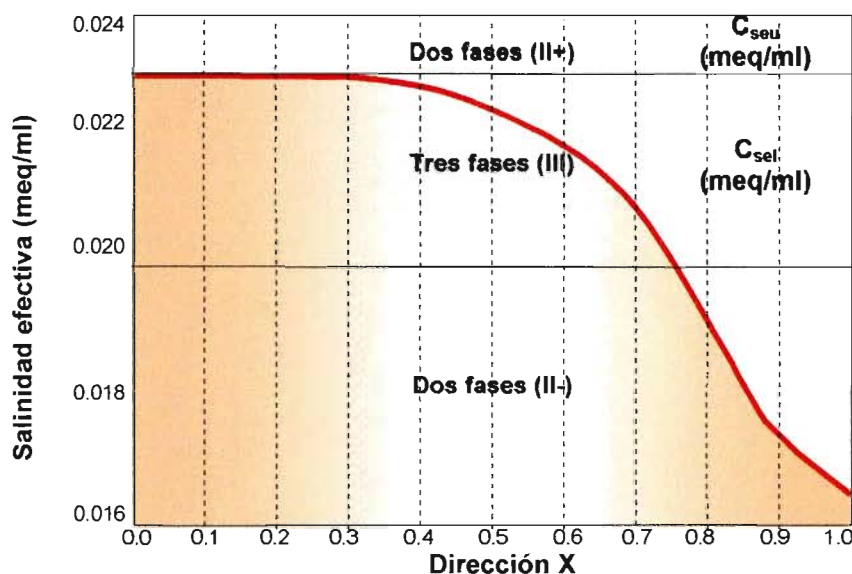
Los principales fenómenos físicos modelados son la densidad, viscosidad, dispersión dependiente de la velocidad, difusión molecular, adsorción, tensión interfacial, permeabilidad relativa, presión capilar, atrapamiento capilar, intercambio de cationes y propiedades de polímeros y geles como reducción en la permeabilidad, volumen poroso inaccesible y reología No-Newtoniana. La movilización de la fase es modelada a través de la saturación de la fase atrapada y la permeabilidad relativa dependiente del número de capilar.

En fin, las principales características que un buen simulador de inyección química debe poseer, son suministradas claramente por este simulador, el cual además facilita el proceso de cálculo por su interactiva metodología de simulación. El simulador está estructurado en cinco grandes clasificaciones de información que aceleran la construcción del archivo de datos para ser modelado. Dichas clasificaciones son las siguientes: descripción del yacimiento, opciones de salida de la información, propiedades del yacimiento, propiedades químicas y datos opcionales. Con esta estructura se abarca la información suficiente que necesitamos determinar cuantitativamente para después corroborar con las experiencias de laboratorio.

Si nuestro deseo se enfoca en analizar las pruebas de laboratorio mencionadas anteriormente, podremos tomar como modelo de simulación el corazón de Berea de 1.5 in de diámetro por 9.5 in de longitud.

Para la simulación de este corazón se recomienda usar 11 bloques en la dirección x del modelo. El simulador utilizado debe tener la capacidad de calcular el comportamiento de fases del sistema bloque por bloque. Los resultados típicos del comportamiento de fases que una simulador nos puede entregar se muestran en la siguiente figura (ver figura 47).

Figura 47. Resultados de la simulación del comportamiento de fases



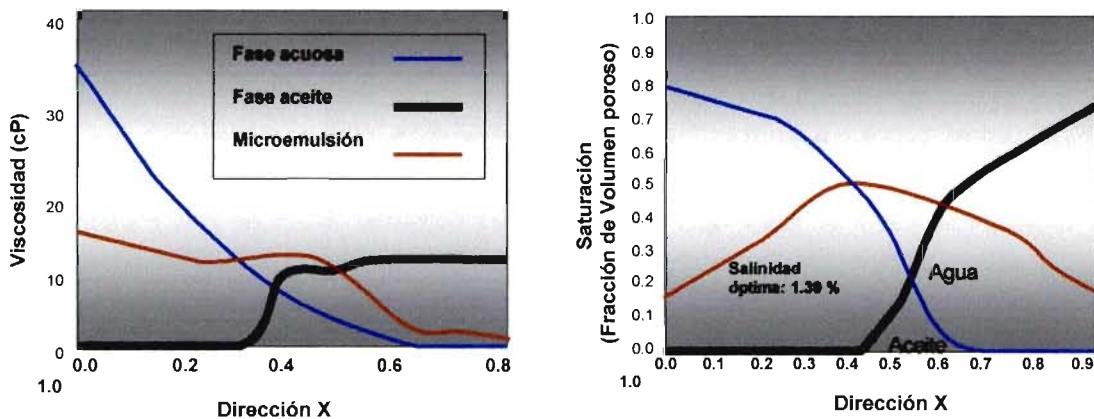
Fuente: ALBAN, Norman y GABBITO, Jorge

El análisis del comportamiento de fases requiere la esquematización de la salinidad a lo largo de un eje coordenado. El perfil de concentración de salinidad efectiva debe disminuir desde la entrada hasta la salida del corazón. Resultados de este tipo pueden analizarse de la siguiente forma. Se espera que los primeros cuatro bloques tengan salinidad efectiva por encima del límite superior, esto quiere decir que los bloques deben experimentar un

comportamiento tipo II(+). Una fase de microemulsión se presentará en equilibrio con la fase acuosa. Es normal que los bloques centrales (5 al 8) experimenten límites de salinidad dentro de los rangos efectivos, por consiguiente las tres fases estarán en equilibrio en estos bloques.

El bloque final de la sección media corresponderá a un comportamiento transitorio entre dos tipos de sistemas, así el bloque 5 reportará un comportamiento de fase tipo 4, o comportamiento de equilibrio entre el lóbulo izquierdo de la fase (II+) y la región III. Los bloques finales (9 al 11) experimentarán comportamientos contrarios a sus homólogos iniciales, de tal forma que estarán localizados por debajo del límite de salinidad baja o comportamiento tipo (II-). Una fase de microemulsión estará en equilibrio con una fase rica en aceite. La gráficas (ver figura 48) que se presentan a continuación muestran la variación de las propiedades a lo largo del corazón.

Figura 48. Variación de la viscosidad y saturación en la dirección X



Fuente: ALBAN, Norman y GABBITO, Jorge

La relación entre las propiedades y la eficiencia de recobro de aceite pueden también ser determinadas de un estudio de estas figuras. Un valor de cero para cualquier propiedad en cualquiera de las tres fases significa que estas fases no están presentes en el bloque en consideración. La figura anterior

muestra la variación de la viscosidad con la posición. La viscosidad del aceite será cero para los primeros cuatro bloques y la viscosidad de la fase acuosa será también cero para los últimos tres bloques. Este resultado está de acuerdo con el comportamiento de fases discutido anteriormente.

La viscosidad juega un gran papel en la eficiencia del proceso de recobro. Analizando las gráficas, vemos como la fase acuosa es diez veces menos viscosa que la fase aceite. Por consiguiente, debe adicionarse polímero al amortiguador de movilidad para evitar digitación viscosa. La viscosidad de la fase acuosa y microemulsión es más alta que la viscosidad de la fase aceite para los primeros bloques (1 al 7). Los bloques finales (8 al 11) presentan más alta viscosidad de la fase aceite.

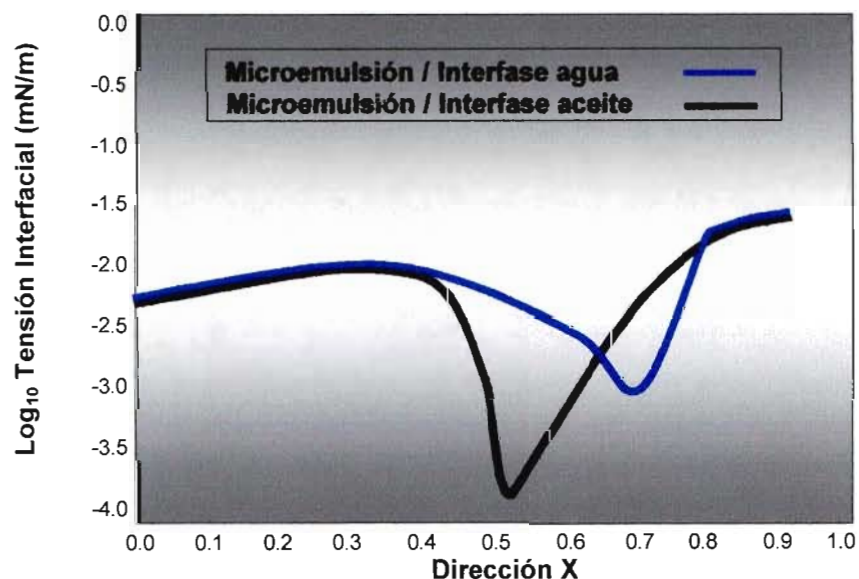
Otros resultados de simulación muestran que el banco de aceite se mueve hacia la parte de producción del corazón cuando el volumen inyectado incrementa. En conclusión el banco de aceite es empujado hacia el pozo de producción por las fases acuosas más viscosas y las fases de microemulsión. Esta situación puede ser observada en la gráfica de saturación (ver figura 48, costado derecho). La saturación de aceite es cero o cercana a cero para los primeros cinco bloques e incrementa rápidamente para los bloques finales (6 al 11), formando el banco de aceite. El perfil de saturación de la fase microemulsión presenta un máximo en el bloque 6 y disminuye en los bloques finales (7 al 11). La saturación de la fase acuosa disminuye de los bloques 1 al 7, esto significa que el agua está siendo atrapada dentro de la fase de microemulsión y aparece posteriormente en los bloques finales (8 al 11) sobre la fase microemulsión.

La siguiente figura (ver figura 49) muestra el comportamiento de la tensión interfacial dentro del corazón. Para realizar este análisis es necesario graficar el logaritmo decimal de la tensión interfacial contra la dirección x. Se

presentarán dos posibles interfaces para este sistema: agua-microemulsión o aceite-microemulsión. El valor de tensión interfacial será diferente en ambas interfaces cuando las tres fases estén presentes como se muestra en la figura desde el bloque 6 al 8. Valores iguales de IFT implicarán que solo dos fases están presentes como en los bloques iniciales (1 al 5) y los bloques finales (9 al 11). La figura también muestra que de los bloques 1 al 10 la tensión interfacial es significativamente más pequeña que el valor para el agua pura (1.67 mN/m).

Estos valores bajos se producirán ya que los valores de salinidad efectiva son cercanos al rango de salinidad óptima. La figura es un ejemplo extremo de la reducción de IFT después de alcanzar un ajuste directo de la salinidad efectiva. El alto recobro logrado en este caso, aún para aceites de alta viscosidad muestra el potencial de los métodos de inyección química para recobrar aceite residual.

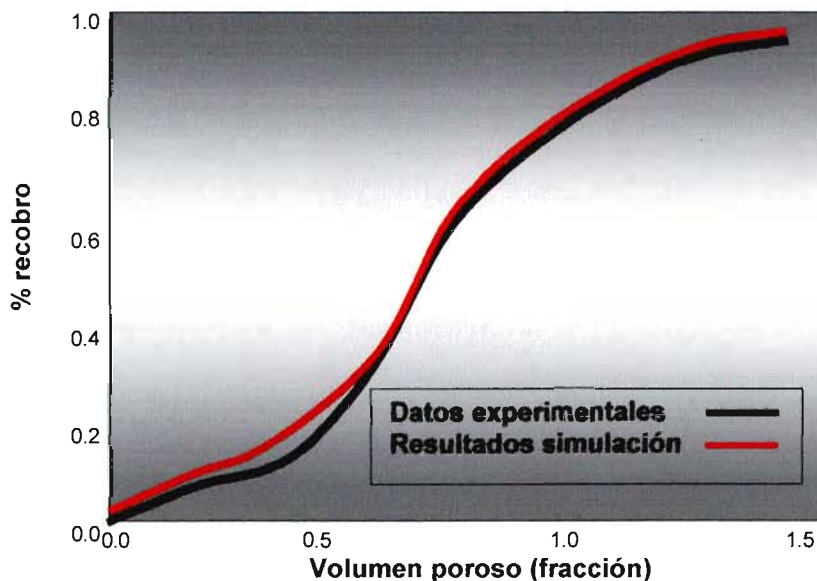
Figura 49. Variación de la tensión interfacial en la dirección X



Fuente: ALBAN, Norman y GABBITO, Jorge

Los análisis anteriores basados en la simulación del proceso de invasión en corazones deben ser comparados contra los análisis de laboratorio, con el propósito de corroborar la exactitud de los cálculos y la eficiencia del procedimiento experimental. Para ello se recomienda construir una gráfica de producción de aceite (ver figura 50) obtenida en la simulación y compararla con dicha producción obtenida en la invasión a corazones. La eficiencia del análisis debe arrojar gran cercanía entre los valores de la simulación y los datos experimentales. Es normal que ocurran discrepancias considerables para valores pequeños de volumen poroso, así como resultados más optimistas en los cálculos que en los datos experimentales. Para volúmenes medios y altos los resultados pueden ser prácticamente los mismos.

Figura 50. Comparación de datos experimentales y resultados de simulación



Fuente: ALBAN, Norman y GABBITO, Jorge

Resultados de este tipo muestran que la simulación puede ser usada con razonable confianza para el diseño de estos procesos. Los químicos y fluidos

usados en estos estudios deben permitir ajustar las propiedades de fluido para evaluar las interacciones surfactante-polímero a condiciones controladas. Las simulaciones también requieren mecanismos que permitan la evaluación directa de las propiedades que afectan la eficiencia del recobro de aceite. Es necesario determinar el comportamiento de fases mediante el valor de salinidad efectiva, para ello se recomienda un experimento de inyección conducido dentro de un pequeño rango de salinidad óptima para lograr muy bajas tensiones interfaciales e incrementar la solubilidad del aceite en la fase microemulsión. El control de movilidad es también importante en los estudios de laboratorio. Se necesita un amortiguador de movilidad con viscosidad igual o más alta que la viscosidad del aceite movilizado para incrementar significativamente la eficiencia de recobro. En conclusión estos experimentos y cálculos nos mostrarán el potencial de la inyección de polímeros-surfactantes como un proceso de recobro terciario de aceite.

4.4 CRITERIOS GENERALES PARA INYECTAR SURFACTANTES

Algunas características muy generales sobre la formación y los fluidos del yacimiento nos permitirán determinar a groso modo la factibilidad de usar este sistema de recobro químico a escala real. Como se mencionó en el anterior capítulo, la viscosidad del fluido, permeabilidad y profundidad del yacimiento son tres variables que a menudo permiten determinar cual proceso EOR es más conveniente para cada yacimiento.

La viscosidad del aceite para un mejor desempeño de la inyección de surfactantes se recomienda que esté dentro del rango de 0.1 a 10 cP. Valores dentro del rango de 10 a 30 cP se consideran aún aceptables para la aplicación. Por encima de estos valores y considerando como límite superior 110 cP, es muy difícil aplicar la metodología de la reducción en la tensión

interfacial a través de la aplicación de surfactantes. Económicamente no es factible aplicar surfactantes en aceites con viscosidad superior a 110 cP.

Respecto a la permeabilidad de la roca, no es factible aplicar este método de recobro en yacimientos cuyos valores oscilen entre 0.1 y 10 mD. Aún por encima de este límite hasta llegar a 20 mD es posible inyectar surfactantes y obtener resultados favorables. Pero el rango ideal se encuentra entre 20 y 10000 mD, valores muy comunes en el Campo Caño Limón.

El tercer factor general corresponde a la profundidad del yacimiento. Se dice que a profundidades menores de 8000 ft es favorable aplicar el sistema de inyección de surfactantes siempre y cuando los valores de temperatura no afecten el comportamiento in situ. Hoy en día este factor es mejorado con la fabricación de super-surfactantes que resisten altas temperaturas y valores extremos de salinidad. No se recomienda aplicar este sistema en yacimientos por encima de 10000 ft de profundidad. De esta manera, las profundidades promedias experimentadas en Caño Limón indican que no existen límites de aplicación por esta característica.

El siguiente cuadro resume algunas características generales que pueden indicar la factibilidad de un proyecto EOR con surfactantes.

Tabla 19. Condiciones generales para inyectar surfactantes

CARACTERÍSTICA	DESCRIPCIÓN
Propiedades del agua	Es necesario conocer la salinidad del agua y su composición a la temperatura del yacimiento.
Propiedades del aceite	Se necesita conocer las propiedades del aceite obtenidas en un análisis SARA (Saturates/Aromatics/Resins/Asphaltenes) así como la viscosidad del aceite a temperatura del yacimiento.
Inyección de agua	Se debe evaluar si la inyección de agua ha sido exitosa para su objetivo, ya sea mantenimiento de presión o barrido del aceite.
Patrones de inyección	Con el objetivo de disminuir costos y aprovechar la infraestructura actual, es necesario conocer los patrones de inyección para modelar su eficiencia de barrido.
Espaciamiento entre pozos	La distancia que haya entre los pozos podría afectar el comportamiento del sistema a lo largo de la trayectoria de inyección.
Número de yacimientos	Para hacer más factible el proceso, se recomienda llevarlo a cabo en varios yacimientos (ceranos) dentro de un mismo campo, esto reduciría considerablemente los costos.
Fuentes de agua	Es necesario contar con fuentes de agua cercanas al campo para lograr inyectar el surfactante. De igual manera la alta producción de agua facilitarían el transporte desde otro sitio más lejano.
Área ideal	Se recomienda que el área en donde se inyectará el surfactante se encuentre entre 640 a 720 acres para mejorar su aplicación. Esto reducirá los costos en la facilidades de mezcla y podrán ser reutilizadas más adelante.
Recobro de aceite	El aceite a recobrar debe ser superior a 10 MM bbls para considerar el proyecto como atractivo.
Saturación residual de aceite	Se recomienda que la saturación residual de aceite luego de la inyección de agua sea superior a 25%, así el surfactante reducirá mejor las tensiones interfaciales y permitirá disminuir aún más el aceite residual.

Fuente: Debons.

CONCLUSIONES

La recuperación de la producción diaria de aceite o el incremento moderado de la misma se constituye en uno de los principales retos a vencer por el mundo ingenieril, y esto se logra a través de mecanismos que permitan recuperar más petróleo del extraído inicialmente. Es allí donde cada uno de los métodos de recobro mejorado toman importancia a la hora de transformar las condiciones de almacenamiento dentro del yacimiento y favorecer la extracción del preciado líquido.

La consecución de un proyecto de recobro químico usando surfactantes debe estructurarse desde niveles micro con pruebas en corazones hasta llegar a la evaluación económica de una aplicación a escala real. Las pruebas de laboratorio indicarán los niveles de adsorción, la tasa óptima de salinidad, los valores de tensión interfacial y las eficiencias de recobro, a fin de escalar dichos resultados a escala macro en el yacimiento. La simulación numérica del proceso a niveles dimensionales de laboratorio proporcionarán un mecanismo de comparación con los datos experimentales. Estos pasos anteriores serán definitivos a la hora de realizar pruebas piloto del yacimiento y los posteriores estudios económicos de factibilidad.

Los criterios generales para la aplicación de surfactantes sobre un yacimiento determinado, tales como las limitaciones en la permeabilidad, viscosidad del aceite, cantidad de reservas recuperables y fuentes cercanas de agua para inyección, han establecido la posibilidad de aplicarlos sobre el bloque Cravo Norte ubicado en el Campo Caño Limón. Los análisis preliminares indican que el Campo reúne las condiciones principales para suministrar un

comportamiento adecuado del químico dentro del medio poroso. Estudios posteriores permitirán evaluar las condiciones económicas a escala real del yacimiento.

El método químico de recobro mejorado a través de la inyección de surfactantes se constituye en el más eficiente de los procesos de extracción de aceite residual, ya que puede reducir a gran escala la saturación residual de aceite de la etapa primaria y de la inyección de agua, hasta valores muy cercanos a la saturación irreducible de aceite. Lo anterior lo consolidan como el método EOR con mayor rendimiento a nivel del yacimiento pero a la vez lo acompañan los enormes costos que puede acarrear su proceso de inyección, debido al alto valor comercial de los químicos usados en la industria petrolera.

La reducción de la tensión interfacial entre el aceite y el agua del yacimiento proporcionan el incremento de la producción de aceite gracias a la acción del surfactante dentro del medio poroso. Este fenómeno ayuda a recuperar el aceite atrapado en algunas zonas del yacimiento, en donde el agua de inyección no pudo arrastrar el aceite hasta los pozos productores.

La relación adimensional entre las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares conocida como número capilar, es la principal variable utilizada para cuantificar la eficiencia del recobro de aceite. Terminada la etapa de producción primaria y la inyección de agua, las fuerzas capilares tienden a atrapar más aceite dentro del espacio poroso y debido a que el incremento de las fases viscosas no es significativo en términos operacionales, se hace necesario atacar las fuerzas capilares para reducir su impacto sobre el flujo de aceite desde la zona de inyección hasta la zona de producción.

La factibilidad económica de la inyección de surfactantes se ve afectada principalmente por el alto costo de producción de los químicos involucrados

en el proceso y por la posibilidad de perder parte de este químico durante su aplicación en el yacimiento, ya que el fenómeno de adsorción del surfactante en el medio poroso y particularmente en algunas arcillas puede reducir hasta en un 50 % la cantidad de surfactante recuperado. Para ello hoy en día se busca aumentar la eficiencia del producto transformando su estructura química con el objetivo de resistir más el fenómeno de adsorción a la menor concentración posible, logrando así disminuir los costos de aplicación.

Durante el proceso de inyección de surfactantes destinados a recobrar el aceite residual de la etapa primaria, muchas variables se entrelazan en el camino de la reducción de la tensión interfacial y sus alteraciones pueden favorecer o modificar el comportamiento in situ del químico. La salinidad y la concentración crítica miscelar se constituyen en dos factores claves a la hora de controlar el comportamiento de fases y la concentración del monómero surfactante respectivamente.

RECOMENDACIONES

En vista del amplio periodo de producción por el cual ha atravesado el Campo Caño Limón, es recomendable iniciar una estrategia de recobro mejorado con el objetivo de extraer la mayor cantidad de petróleo aplicando mecanismos efectivos de reducción del aceite residual y aprovechando la infraestructura que hoy en día se encuentra en funcionamiento.

Como criterio de recuperación del aceite residual producto de la etapa primaria y la invasión de agua, la inyección de surfactantes resulta ser un método eficiente ya que en algunas secciones del campo aún no se ha drenado el aceite móvil debido a la digitación del agua de inyección y algunas zonas de alta permeabilidad que mantienen atrapado el aceite en sus capilares.

Antes de estudiar la posibilidad de adelantar una estrategia de recobro mejorado mediante la aplicación de químicos, se recomienda evaluar la eficiencia de la inyección de agua que se lleva a cabo actualmente en los yacimientos Matanegra y La Yuca. Inicialmente se construyó una base de datos para monitorear los niveles de fluido, las tasas de producción de aceite / agua, los niveles de fluido por encima del "intake" de la bomba y las tasas y presiones de inyección buscando comparar dichos resultados con el comportamiento antes de la inyección. Este paso puede ser mejorado a fin de cuantificar las ganancias de aceite en cada pozo productor, monitorear los cambios de presión debido a la inyección de agua, establecer las consecuencias de un cierre repentino de la planta de inyección y finalmente estudiar la posibilidad de expandir este soporte de producción en más

yacimientos del campo, logrando así extender a otras zonas del campo los estudios de recobro químico usando surfactantes.

Para efecto de estudiar el comportamiento ideal de ciertos surfactantes y su eficiencia a la hora de reducir la tensión interfacial, así como para efecto de evaluar el porcentaje de adsorción, el comportamiento de las fases y las eficiencias de recobro en los desplazamientos microscópicos, se propone realizar estudios de laboratorio en corazones o núcleos de Berea basados en todos los principios que una inyección de surfactantes pueda acarrear y finalmente evaluar la posibilidad de su aplicación a escala del yacimiento.

Las experiencias a nivel de laboratorio pueden ser corroboradas por modelamientos numéricos que involucran variables de transferencia de masa y energía así como fenómenos de interacción química entre los diferentes fluidos y la roca del yacimiento. Para ello se presenta la opción de utilizar el software UTCHEM 9.0 producido por el Departamento de Geociencias e Ingeniería de Petróleos de la Universidad de Texas A&M y cuya circulación es gratuita, con el objetivo de comparar y pronosticar los comportamientos que comúnmente se presentan en estos procesos de recuperación química. Su operación requiere de dos programas adicionales cuya operación se estima en muy bajo costo comparado con los grandes simuladores del mercado. El manejo y la interfaz de usuario son sencillas de interactuar y adicionalmente presenta más opciones para analizar de manera adecuada y rápida la información gráfica producida en los resultados.

Analizados los resultados de laboratorio y comparados estos con el modelamiento numérico, resulta práctico hacer estimativos de la factibilidad económica del proyecto, ya que en esta etapa se conocen los factores que afectan el rendimiento del químico, los costos de aplicación y la cantidad de

aceite recuperable a fin de lograr una relación favorable entre el surfactante inyectado y el aceite recuperado.

BIBLIOGRAFÍA

ALBAN, Norman; GABBITO, Jorge. Surfactant-polymer interaction in enhanced oil recovery. Houston: Texas A&M University, 1992, 16p.

ASHAYER, R.; GRATTONI, C. A.; LUCKHAM, P. F. Wettability changes during surfactant flooding. London: Department chemical engineering of Imperial College, Sep. 2000, 9p.

BONDOR, P. L. Dilute surfactant flooding for North Sea applications-technical and economic consideration. Sixth European symposium on improved oil recovery. Stavanger, May 1991.

BRAVO, Martín. Curso básico de bombeo electrosumergible. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 8ª Semana Técnica Internacional de Ingeniería de Petróleos, Mayo 2002.

DEBONS, Gene. Recommendations about chemical flooding for Cravo Norte Block. Houston: Reservoir solutions Inc., 2002.

DURÁN, Jaime; TIRITICO, Nino. Curso: Fundamentos del bombeo electrosumergible. Campo Caño Limón: Centrilift, Dic. 2002. 287p.

GALE, W. W.; SANDVICK, E. I. Tertiary surfactant flooding: Petroleum sulfonate composition-efficacy studies. En: Society of petroleum Engineers Journal. (Aug. 1973), p.191.

HANDBOOK FOR ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMPING SYSTEMS. Centrilift, a Baker Hughes Company. Sixth edition. Oklahoma: Baker Hughes Print. 2000, 238p.

HIRASAKI, G. J.; VAN DOMSELAAR, H. R.; NELSON, R. C. evaluation of the salinity gradient concept in surfactant flooding. En: Society of petroleum engineering journal. Vol. 23, 1983; p. 8.

~~X~~ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS. Normas Colombianas para la presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. Quinta actualización. Bogotá D.C.: ICONTEC, 2002, 126p. NTC 1486.

JAKOBSEN, S. R.; HOVLAND, Frank. Surfactant flooding: Technical and economical conditions to succeed. Paper SPE/DOE 27824, presented at the SPE/DOE ninth symposium on IOR in Tulsa, USA, 1994.

JOSEPH, D. D. et. al. A spinning drop tensioextensometer. En: Journal of rheology. Houston. Vol. 4, (May 1992); p.23.

KING, Gregory R.; ERTEKIN, Turgay; STAHL, Drew C.; JONES, J. H.; NAGARAJAN, R.; YARZUMBECK, A. J. Physicochemical mechanics of the propagation of the stabilized oil bank formed during dilute surfactant flooding. Paper SPE 10371, presented at the eastern regional meeting of the society of Petroleum Engineers of AIME in Columbus, USA, 1981.

LAKE, Larry W. Enhanced oil recovery. New Jersey: Prentice Hall, 1989. 550p.

LAKE, Larry W.; SCHMIDT, Raymond L.; VENUTO, Paul B. A niche for enhanced oil recovery in the 1990s. En: OilField Review Schlumberger. Jan. 1992, 7p.

MANJI, K. H.; STASIUK, B. W. Design considerations of Dome's David álcali-polymer flood. En: Canadian Journal petroleum technology. Ottawa. Vol. 27, (May-Jun. 1988); p. 49.

MULTI-PHASE FLUID FLOW IN POROUS MEDIA: SEAR. Duke Engineering & Services. 22p.

OCCIDENTAL DE COLOMBIA, Inc. Historia y datos estadísticos de Caño Limón. 1990, 39p.

OPTIMAL SALINITY IN OIL RECOVERY. Laboratory manual. Unit operations laboratory II. CHE 1014.

OSTERLOH, W. T.; JANTE, M. J. Surfactant-polymer flooding with anionic PO/EO surfactant microemulsions containing polyethylene glycol additives. Paper SPE 24151, presented at the SPE/DOE eight symposium on EOR in Tulsa, USA, 1992.

PAUL, George W.; LAKE, Larry W.; POPE, Gary A.; YOUNG, Genevieve B. A simplified predictive model for micellar-polymer flooding. SPE 10733 presented at the California Regional Meeting of the Society of Petroleum Engineers in San Francisco, CA., March 24-26, 1982.

PICO, Manuel; PÁEZ CAPACHO, Ruth; QUIZENA ESPINOSA, Zamir. Diplomado en facilidades de superficie: Bombeo electrosumergible. Módulo 2. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Ago. – Sep. 2000, 205p.

RESERVOIR EFFICIENCY PROCESSES PROGRAM. Department of Energy of the United States. 1998, 18p. Available from Internet < <http://www.npto.doe.gov/software/softindx.html>>.

SALTER, S. J. Criteria for surfactant selection in miscellar flooding. Paper SPE 14106, presented at the international meeting on Petroleum Engineering in Beijing, China, 1986.

SAMPATH, Ramanathan; MOETI, Lebone T.; PITTS, Malcolm J.; SMITH, Duane H. Characterization of surfactants for enhanced oil recovery. Atlanta: Department of engineering of Clark Atlanta University. 1998, 8p.

SCHRAMM, Laurier L. Surfactants: fundamentals and applications in the petroleum industry. Cambridge: Cambridge University Press, 2000, 611p.

SUPPORTING TECHNOLOGY FOR ENHANCED OIL RECOVERY CHEMICAL FLOOD PREDICTIVE MODEL. Department of energy of the United States of America and Ministry of Energy and Mines of the Republic of Venezuela. Report DOE/BC-86/11/SP, December 1986.

TONG, Z. S.; YANG, C. Z.; WU, G. Q.; YUAN, H.; YU, L.; TIAN, G. L. A study of microscopic flooding mechanism of surfactant/álcali/polymer. Paper SPE 39662.

UTCHEM-9.0. A three-dimensional chemical flood simulator. Center for Petroleum and Geosystems Engineering. The University of Texas at Austin. July 2000. Available by WINDOWS PC workstations/256Mb RAM from <<http://www.pe.utexas.edu/CPGE/UTCHEM>>.

WANG, Deming; ZHANG, Zhenhua; CHENG, Jiecheng; YANG, Jingchun; GAO, Shutang; LI, Ling. Pilot test of alkaline surfactant polymer flooding in Daqing oil field. Paper SPE 36748, presented at the SPE annual technical conference and exhibition in Denver, Colorado, 1996.

----- . Pilot test of miscellar-polymer flooding in northern part of Daqing oil field. Paper SPE 22420, presented at the SPE international meeting of petroleum engineering in Beijing, China, 1992.

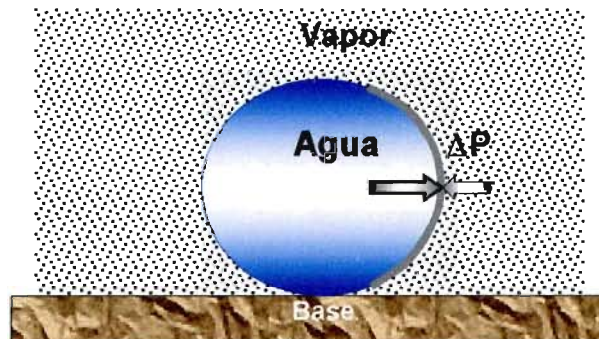
WHITE, J. R.; GORING, R. L.; ODEH, A. S. A general approach to estimating the cost of recovery crude oil by surfactant waterflood techniques. En: Journal petroleum technology. (Feb. 1986); p. 208.

ANEXO A

DEMOSTRACIÓN DE LA TENSION INTERFACIAL*

Consideremos dos líquidos inmiscibles. En la interfase entre los líquidos habrá interacciones entre las moléculas de diferente tipo y la tensión interfacial aumentará debido a las fuerzas de atracción entre las moléculas de diferentes fluidos. Generalmente, la tensión interfacial de una superficie líquida dada es medida encontrando la fuerza que atraviesa cualquier línea en la superficie dividida por la longitud del segmento de la línea. Así, la tensión interfacial llega a ser una fuerza por unidad de longitud lo cual es equivalente a la energía por área de superficie.

Consideremos ahora una gota esférica de agua en equilibrio con vapor alrededor sin tener en cuenta la gravedad (como se muestra en la siguiente figura)..



La superficie curvada mantendrá una diferencia de presión entre la fase agua y la fase gas. La presión dentro de la gota en el costado cóncavo de la superficie se espera que exceda la presión en el lado convexo. Denotemos

* Tomado de www.fys.uio.no

ahora la tensión interfacial de la gota con la letra γ . Entonces la energía de la superficie es dada por:

$$4\pi R^2\gamma$$

Donde R es el radio de la gota. Asumamos que el radio de la gota incrementa de acuerdo a dR ya que las moléculas se condensan en la superficie. La energía libre de superficie incrementa con la ecuación:

$$8\pi R\gamma dR$$

Esta energía debe ser balanceada por las fuerzas de presión entre la gota y el vapor. Denotemos la diferencia de presión entre al gota y el vapor mayor que cero: ($\Delta P > 0$). Entonces el trabajo requerido para incrementar el tamaño de la gota dR unidades llega a ser:

$$\Delta P \cdot 4\pi R^2 dR = 8\pi R\gamma dR$$

Así, la presión entre la superficie de la gota y el gas es:

$$\Delta P = \frac{2\gamma}{R}$$

La ecuación es conocida como ecuación de Young-Laplace y se expresa en forma general así:

$$\Delta P = \lambda \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right)$$

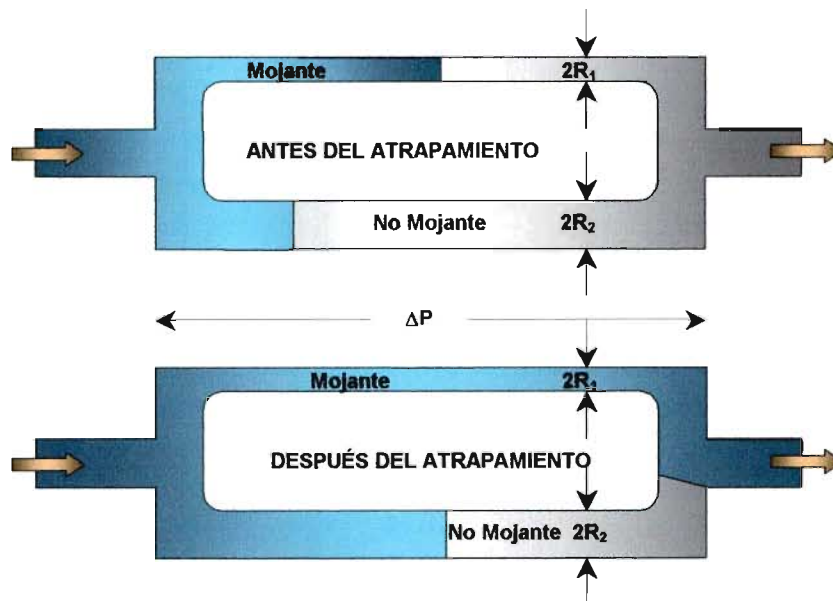
donde R_1 y R_2 son los radios principales de curvatura de la interfase. En el ejemplo mencionado anteriormente se asumió una esfera completa con $R_1 = R_2 = R$. Para flujo de dos fases en medios porosos la tensión interfacial de la interfase porosa curvada aumenta con la presión capilar P_c entre los dos líquidos. A nivel de poro, la curvatura de la interfase es a menudo asumida por ser igual al tamaño de poro denotado con la letra "a". Así, la presión capilar entre los fluidos en un poro de tamaño "a" es aproximadamente:

$$P_c = \frac{2\gamma}{a}$$

ANEXO B

DEMOSTRACIÓN DEL NÚMERO CAPILAR*

La determinación del número capilar se fundamenta en el modelo de porosidad conocido como "Doublet model". Este modelo asume que el flujo Poiseuille (es decir la ecuación para flujo laminar en tubos**) ocurre en cada trayectoria del modelo doble y la presencia de la interfase no afecta el flujo. Ambas suposiciones son exactas si la longitud total del mecanismo es mucho más grande que el radio mayor del modelo, así como si se produce movimiento a través de flujo lento, como se muestra en la siguiente figura.



* MOORE y SLOBOD, 1965.

** Se describe como: $q = \frac{\pi R^4 \Delta P}{8\mu L}$

La última condición también permite el uso de la función de presión capilar estática. Las fases mojante y no-mojante tienen igual viscosidad para nuestro tratamiento. Asumimos que cuando la interfase mojante / no-mojante alcanza su salida en cualquiera de los dos caminos, esta atrapa el fluido residente como se muestra en la gráfica anterior (sección inferior). Basados en estas suposiciones, la tasa de flujo volumétrica en cualquier camino está dada por la ecuación:

$$q = \frac{\pi R^4 \Delta P}{8\mu L_t}$$

Entonces la tasa total de flujo volumétrico a través del modelo será:

$$q = q_1 + q_2 = \frac{\pi}{8\mu L_t} (R_1^4 \Delta P_1 + R_2^4 \Delta P_2)$$

y debido a que los caminos son paralelos, las fuerzas de empuje a través de cada camino serán iguales:

$$\Delta P_1 - P_{c_1} = \Delta P_2 - P_{c_2}$$

En la anterior ecuación las presiones capilares son positivas para el proceso de imbibición, para el proceso de drenaje, las presiones capilares deberían ser negativas. Usando estas ecuaciones, podemos escribir la tasa de flujo volumétrico para cualquier camino en términos de la tasa de flujo total, según la geometría del modelo Doublet, y el producto del ángulo de contacto con la tensión interfacial será:

$$q_1 = \frac{q - \frac{\pi R_2^4 \sigma \cos\theta \left(\frac{1}{R_2} - \frac{1}{R_1} \right)}{4\mu L_t}}{1 + \left(\frac{R_2}{R_1} \right)^4} \qquad q_2 = \frac{q \left(\frac{R_2}{R_1} \right)^4 - \frac{\pi R_2^4 \sigma \cos\theta \left(\frac{1}{R_2} - \frac{1}{R_1} \right)}{4\mu L_t}}{1 + \left(\frac{R_2}{R_1} \right)^4}$$

Para investigar el comportamiento de atrapamiento del modelo, es necesario formar la relación de velocidades promedio en los caminos.

$$\frac{v_2}{v_1} = \frac{4N_{vc} + \left(\frac{1}{\beta} - 1\right)}{\frac{4N_{vc}}{\beta^2} - \beta^2 \left(\frac{1}{\beta} - 1\right)}$$

donde $\beta = R_2/R_1$ corresponde a un factor de heterogeneidad, para finalmente llegar a la expresión:

$$N_{vc} = \left(\frac{\mu L_c q}{\mu R_1^3 \sigma \cos \theta} \right)$$

Esta es una relación adimensional de las fuerzas viscosas a las fuerzas capilares, la cual se conoce como Número capilar.

ANEXO C

UN MODELO PREDICTIVO SIMPLIFICADO PARA INYECCIÓN DE MISCELARES-POLÍMEROS*

Este es un modelo simple, confiable y predictivo de bajo costo, el cual permite valorar económicamente la inyección de miscelares-polímeros. Se desarrolló un algoritmo a partir de conceptos teóricos y resultados de simulación numérica. El modelo contiene correlaciones las cuales comparan factores de impacto en el recobro de aceite y en los datos del proceso como: número capilar (permeabilidad, profundidad, espaciamiento), heterogeneidad (coeficiente Dykstra - Parsons), flujo cruzado (Kv/kh), adsorción del surfactante (fracción de arcillas tipo clay) y mojabilidad (permeabilidad relativa). El tiempo de ruptura del aceite, las máximas tasas de producción de aceite y la vida del proyecto son estimados de la teoría de flujo fraccional aceite-agua, incrementada con una relación de movilidad efectiva para representar la heterogeneidad del yacimiento. El modelo es válido contra los resultados de una simulación numérica y es comparado con los resultados de varios proyectos de campo.

El modelo de predictivo de inyección química (CFPM – Chemical Flood Predictive Model) es una serie de modelos desarrollados por el departamento de energía de Estados Unidos, los cuales son diseñados para identificar yacimientos candidatos a procesos de recobro mejorado de aceite. En la tradicional aproximación (filtrado secundario) para EOR, los yacimientos son seleccionados en basa a la saturación de aceite, viscosidad, permeabilidad, etc., por encima o por debajo de un valor asignado. Con los modelos

* PAUL, W; LAKE, Larry W.; POPE, Gary A.

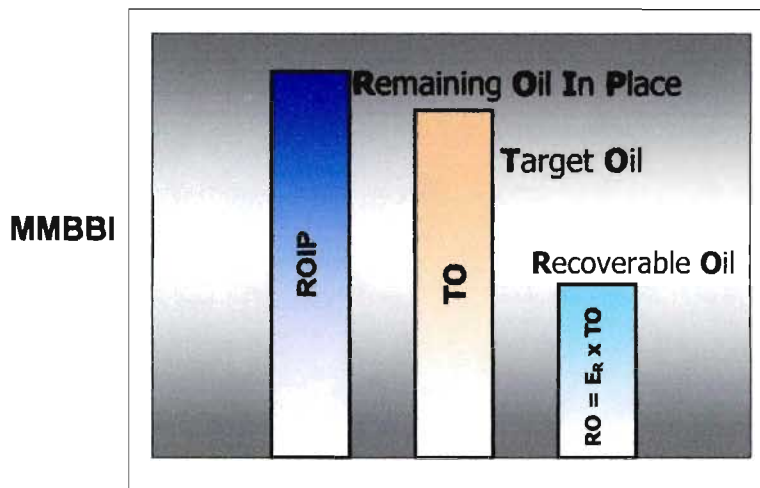
predictivos, sin embargo, la idea es seleccionar yacimientos basados en criterios económicos con mínimas restricciones técnicas, soportadas por un modelo físico en el cual los parámetros técnicos están en relación apropiada unos de otros.

El CFPM fue desarrollado para yacimientos de areniscas y solo dos restricciones técnicas fueron usadas (temperatura de formación y salinidad – total de sólidos disueltos). Los límites corresponden a temperatura máxima de 230 °F y salinidad de 80000 ppm TDS (total de sólidos disueltos). En la primer fase del trabajo, los datos de laboratorio y los datos disponibles del campo fueron evaluados con el propósito de identificar las cantidades críticas que impactan el proceso miscelar-polímeros. Los algoritmos de recobro y tasa de aceite fueron desarrollados de la teoría y a partir de simulación numérica. El programa incluye procedimientos para la estimación de costos de desarrollo y requerimientos químicos. La simulación numérica fue usada para validar y construir correlaciones para el CFPM. La inyección miscelar-polímero fue simulada con un simulador de diferencias finitas multicomponente, de tres fases y tres dimensiones. Las simulaciones incorporan entre otras cosas, el equilibrio dependiente del aceite-agua-surfactante-salinidad, la permeabilidad relativa en tres fases, presión capilar y propiedades del fluido composicional así como la absorción.

Se estimará el aceite objetivo por inyección química (TO), o la porción de aceite in place remanente antes del barrido de agua. La fracción de TO producido durante una inyección química es definida como la eficiencia de recobro general E_R . El aceite que puede ser recuperado es simplemente $E_R \times TO$. E_R es determinado como una función del número capilar del campo y las eficiencias de barrido para heterogeneidad y movilidad buffer. En una curva de tiempo contra tasa de aceite, la función de producción es estimada con un tratamiento de flujo fraccional. El área bajo la curva de producción, la cual es

por definición el aceite recuperable, se usa para estimar la máxima tasa de aceite.

Recobro de aceite por inyección química



Cálculo del aceite objetivo

Si nosotros definimos el TO como el aceite residual en la porción barrida por agua del yacimiento, y posteriormente reducimos ésta por la fracción del yacimiento arriba del fondo de agua f_{bw} y por debajo de la capa de gas f_{gc} , entonces:

$$TO = \left[\frac{S_{orw}}{S_{oi} - S_{orw}} \right] \left[N_p - OOIP(1 - B_{oi}/B_{of}) \right] (1 - f_{bw} - f_{gc})$$

donde asumimos resaturación completa de la porción no-barrida del yacimiento, y así el barrido areal de la inyección química es la misma de la inyección de agua precedente. El volumen poroso V_p es:

$$V_p = (TO)(B_{of})/S_{orw}$$

Si los datos no están disponibles para el OOIP, N_p , factores volumétricos y TO pueden ser estimados de la ecuación anterior con el volumen poroso determinado a partir de $A\phi h$.

Número capilar y tasa de producción

Con la ecuación de tasa a estado estable dada por Muskat para un modelo de 5-puntos y definiendo un coeficiente de inyectividad C_p' , obtenemos:

$$\frac{\Delta P}{\mu} \equiv C_p' D / \mu_o,$$

Se puede mostrar que,

$$q = \frac{0.003541 C_p' k h D}{\mu_o (5.58 + \frac{1}{2} \ln(A))} \text{ bbl / day},$$

En donde A = Área de inyección del pozo (espaciamiento) en acres. Recalculando la definición del número capilar:

$$N_{cap} = u \mu / \sigma$$

y usando Parson los resultados para velocidad media en un modelo de 5-puntos son:

$$u = \frac{0.000055 C_p' k D}{\mu_o \sqrt{A} (5.58 + \frac{1}{2} \ln(A))} \text{ (ft / day)},$$

tomando $\mu \approx \mu_o$, and $\sigma = 10^{-3}$ dinas/cm, obtenemos:

$$N_{cap} = \frac{(1.9 \times 10^{-7}) C_p' k D}{\sqrt{A} (5.58 + \frac{1}{2} \ln(A))}$$

Así, la estimación de la tasa y el número capilar depende de C_p' . Si $\mu_o = \mu$, entonces C_p' puede ser tan alta como 0.7 psi_a/ft si los inyectores están inyectando a su límite de fractura y los productores están bombeando

completamente, o tan bajo como 0.27 psi_a/ft, si los productores tienen una cabeza de agua.

Usando datos de producción e inyección para 16 pruebas de campo tipo miscelar-polímero, la ecuación $q = \frac{0.003541C_p' khD}{\mu_o (5.58 + \frac{1}{2} \ln(A))} \text{ bbl / day}$, fue usada para calcular los valores de C_p'. Los valores se estimaron en el rango de 0.13 a 3.63 psi_a/ft, con 0.2 psi_a/ft de promedio. A estos valores se adiciona el límite de cabeza de agua mencionado anteriormente. Sin embargo, ya que la función de producción de aceite es sensitiva al valor de C_p', los datos históricos de inyección de agua y la experiencia práctica dan confianza de los yacimientos dados (fracturas, condición de los pozos) y deberían ser usados para estimar el C_p' cuando sea posible.

El recobro de aceite, siendo una función logarítmica del N_{cap}, no es sensitiva al C_p' como si lo es a la tasa. Lo más importante para el recobro es la tensión interfacial, la cual puede cambiar por órdenes de magnitud in situ. Un valor de 1 milidina/cm para tensión interfacial fue escogida para la estimación del N_{cap} en el terreno (suelo) que cumpla con las siguientes características:

- Represente que puede ser obtenido con tecnología actual
- Proporcione una comparación relativa entre proyectos y permita interrogarse a cerca de las tasas y la sensitividad del tamaño del patrón (inyección).
- Proporcione una correlación significativa entre el recobro de aceite y el N_{cap} de las 16 pruebas de campo antes mencionadas.

Retención del surfactante en areniscas

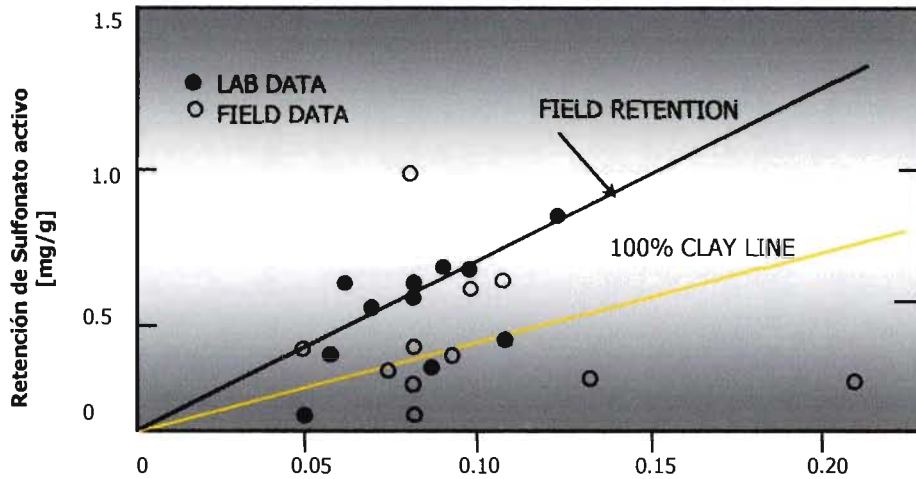
Es conveniente expresar la retención del surfactante en unidades de volumen poroso del surfactante inyectado y requerido para satisfacer toda la adsorción. Esta cantidad, denotada por D_s , puede ser obtenida relacionando el surfactante total inyectado al total adsorbido:

$$D_s = \left(\frac{1 - \phi}{\phi} \right) \left(\frac{\rho_r a_s}{\rho_s C_s} \right) \frac{1}{1000},$$

en donde a_s es la retención del surfactante en [mg surfactante/ g de roca] y C_s es la fracción de volumen de surfactante en el tapón inyectado. La cantidad V_{ps}/D_s en donde V_{ps} es el volumen poroso inyectado (tapón) corresponde al tamaño del tapón adimensional. Esta relación está sujeta a optimización; para un pantalla rugosa V_{ps} debería ser más grande que D_s . Usualmente la relación V_{ps}/D_s está sobre el rango 1.2 – 1.3.

La cantidad a_s puede ser estimada de un correlación entre la adsorción del surfactante en areniscas con la fracción total de clays como se muestra en la siguiente figura . Solo algunos de los muchos puntos usados para la correlación son mostrados. El trabajo original debería ser consultado por los detalles de los procedimientos usados. La línea inferior con la ecuación $a_s = 3.3 * wt.fr$ de clays es recomendada si no existen datos disponibles de laboratorio. Si la fracción de clays es también desconocida, $a_s = 0.4mg / g$ puede ser usada como un orden de magnitud estimativo. La línea superior en la figura es un estimativo de la retención actual, la retención histórica del campo. Los datos de campo son más altos ya que ellos probablemente reflejan otros mecanismos de retención adicionales a la adsorción de clays.

Retención de surfactante en la arenisca



Algoritmo de recobro de aceite

La eficiencia de recobro de aceite en la ausencia de flujo cruzado, E_R^0 puede ser descompuesta dentro del desplazamiento, barrido vertical y eficiencia de barrido del amortiguador de movilidad (polímero).

$$E_R^0 = E_D E_V E_{MB}$$

En los siguientes párrafos, se presentan métodos para la estimación de varias eficiencias.

Eficiencia de desplazamiento

La eficiencia de desplazamiento microscópica se define como:

$$E_D = (S_{orw} - S_{orc}) / S_{orw}$$

en donde S_{orc} es la saturación de aceite en las zonas barridas por el tapón miscelar. Debido a que E_D es una eficiencia microscópica, esta es independiente del barrido y es una función del número capilar obtenido de la curva de desaturación [CD]. E_D es el recobro de la inyección en corazones (breakover) logrado a relaciones altas de V_{ps}/D_s ; en este sentido E_D es

similar al recobro de aceite con inyección de CO₂ arriba de la presión mínima de miscibilidad.

Tres métodos por los cuales E_D puede ser obtenido para el programa CFPM son:

Estimar N_{cap} de la ecuación $N_{cap} = \frac{(1.9 \times 10^{-7}) C'_p kD}{\sqrt{A} (5.58 + \frac{1}{2} 1nA)}$ y usar una curva de

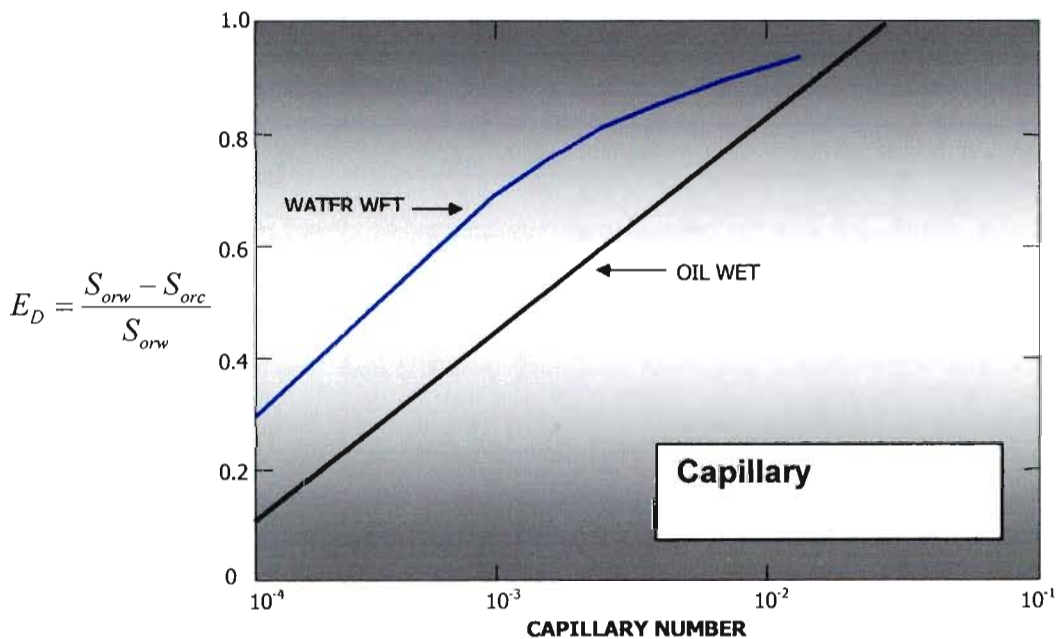
desaturación desarrollada para la roca del yacimiento de interés. Sin embargo, las curvas de desaturación no están disponibles generalmente.

Obtener E_D directamente de pruebas de tapón con valores grandes de V_p/D_s en corazones de campo. Calcular N_{cap} de la ecuación

$N_{cap} = \frac{(1.9 \times 10^{-7}) C'_p kD}{\sqrt{A} (5.58 + \frac{1}{2} 1nA)}$ y usar curvas de desaturación para la roca Berea

tales como las desarrolladas por Gupta-Trushenski (ver figura a continuación)

Curva de desaturación capilar



En el CFPM, la influencia de la mojabilidad en E_D es aproximada por una interpolación lineal en $R = \frac{K_{rw}^0}{K_{ro}^0}$, donde los K^0 son los endpoints de las curvas de permeabilidad relativa, con $R = 0.2$ (curva mojada por agua) y $R = 10$ (curva mojada por aceite).

Eficiencia de barrido vertical

Existe un procedimiento para la estimación de E_v como función de la heterogeneidad, a través del coeficiente de Dykstra-Parsons (V_{DP}) y V_{ps}/D_s . De la ecuación:

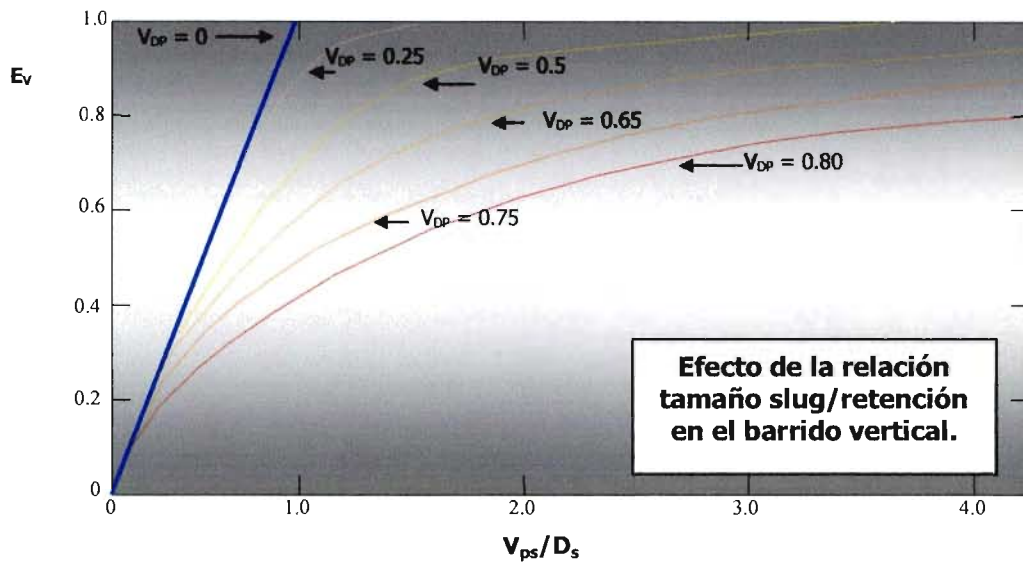
$$\frac{\Delta S_e}{S_{orw}} E_v = \frac{\Delta S_o}{S_{orw}} \left\{ C_m \text{ completely swept} + \frac{V_{ps}}{D_s} (1 - F_m) \text{ partially swept} \right\} \text{ tenemos,}$$

$E_v = C_m + V_{ps} / D_s (1 - F_m)$, donde C_m y F_m son obtenidos de las ecuaciones:

$$F = \left(1 + \frac{1}{M_e} \left(\frac{1 - C}{C} \right) \right)^{-1}, \quad F_m = \begin{cases} \left(M_e \left(\frac{D_s}{V_{ps}} \right) \right)^{\frac{1}{2}} - M_e & \frac{V_{ps}}{D_s} \leq M_e \\ 1 & \frac{V_{ps}}{D_s} > M_e \end{cases}$$

Graficamos E_v versus V_{ps}/D_s para varios valores de V_{DP} como se muestra en la figura.

Eficiencia de barrido vertical



Eficiencia de barrido del amortiguador de movilidad

E_{MB} definido como el “volumen producido/volumen de aceite movilizado” se esperaría que fuera un función de V_{MB} , el volumen poroso del polímero inyectado, así como el V_{ps}/D_s . Consecutivamente, $E_{MB} = E_{MB}(V_{MB}, E_V)$ since $E_V = E_V(V_{ps}/D_s, V_{DP})$. Una función de la forma

$$E_{MB} = (1 - E_{MB0}) \left[1 - \exp\left(-\alpha V_{MB} / E_V^\beta\right) \right] + E_{MB0}$$

donde, $E_{MB0} = E_{MB}|_{V_{MB}=0}$. Se propone para E_{MB} ya que ésta satisface los límites:

$$\lim E_{MB} = 1.0, \quad \lim E_{MB} \rightarrow 1.0.$$

$$V_{MB} \rightarrow \infty \quad E_V \rightarrow 0$$

El segundo límite, el cual se obtiene de la observación de la simulación numérica, refleja que para pequeños V_{ps}/D_s , aún con pobre E_V , E_{MB} tiende

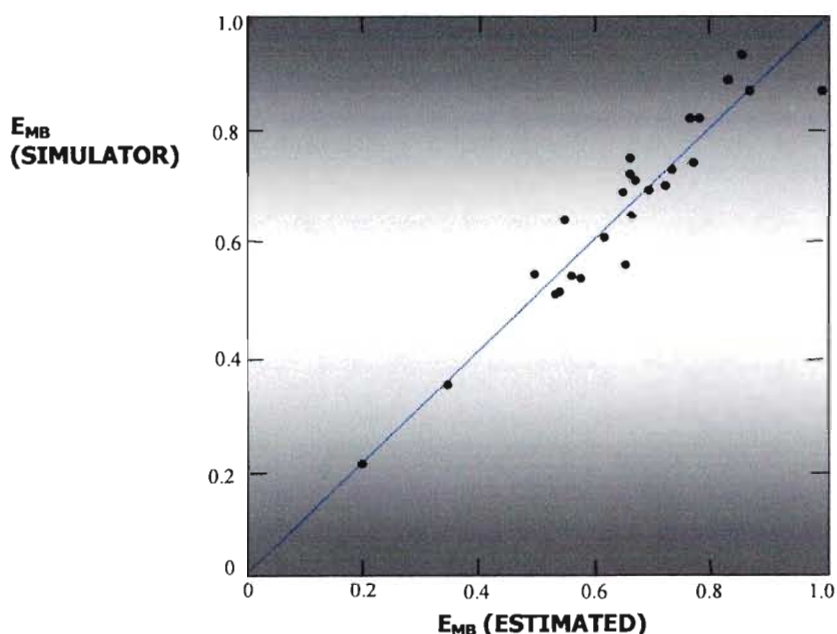
hacia la unidad (para un valor dado de V_{MB}) ya que menos cantidad de aceite es movilizada con la producción requerida.

La evaluación de las constantes α , β , y E_{MB0} de la ecuación $E_{MB} = (1 - E_{MB0}) [1 - \exp(-\alpha V_{MB} / E_V^\beta)] + E_{MB0}$ fue lograda usando resultados de simulaciones de sección transversal en dos dimensiones sin flujo cruzado a varios V_{MB} , V_{ps}/D_s y V_{DP} . Con E_D como determinada en una dimensión, grandes análogos V_{ps}/D_s , y E_V calculados por un procedimiento para estratos finitos, se determinó E_{MB} de:

$$E_{MB} = E_R^0 / E_V E_D.$$

El anterior valor de E_{MB} se encontró para correlacionar bien con la ecuación $E_{MB} = (1 - E_{MB0}) [1 - \exp(-\alpha V_{MB} / E_V^\beta)] + E_{MB0}$, considerando $\alpha=0.4$, $\beta = 1.2$ and $E_{MB0} = 0.71 - 0.6V_{DP}$, como se muestra en la siguiente figura. Los puntos con la desviación más alta de la línea correspondiente a 45° (correlación perfecta) pertenecen a corridas de la simulación con muy altos valores de V_{DP} .

Eficiencia de barrido del amortiguador de movilidad



Función de producción

Medios Homogéneos

De acuerdo a la teoría del flujo fraccional, un buen diseño de una inyección miscelar-polímero generará un banco de aceite limpio de saturación constante S_{ob} y flujo fraccional $f_{ob}=f_o(S_{ob})$. Este banco será llevado por el frente de surfactante teniendo una velocidad específica:

$$v_s = \frac{1}{1 + D_s - S_{orc}}$$

La velocidad específica es la velocidad actual del frente dividida por la velocidad intersticial. La ecuación anterior presume que no se presentarán curvaturas grandes en la curva de flujo fraccional a baja tensión interfacial, una suposición que es probablemente bastante aproximada a CFPM. La velocidad V_s , puede también ser expresada en términos de la saturación de aceite y el cambio de flujo fraccional en la parte posterior del banco de aceite.

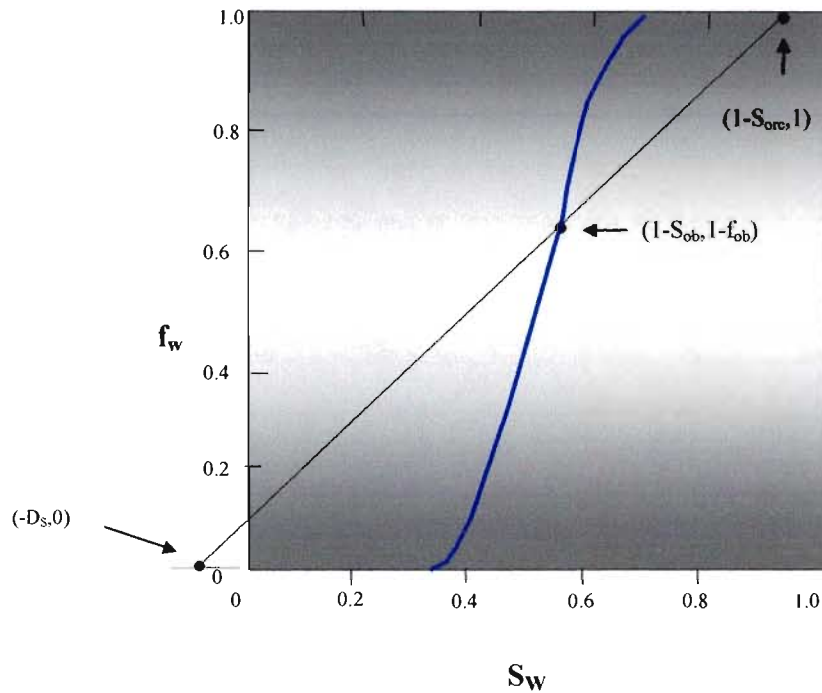
$$v_s = \frac{f_{ob}}{S_{ob} - S_{orc}} = \frac{1 - f_{wb}}{1 - S_{orc} - S_{wb}}$$

Las ecuaciones anteriores (V_s) dan una relación para la saturación del banco de aceite, el cual debe ser solucionado simultáneamente con la curva de flujo fraccional aceite-agua $f_w = f_w(S_w)$, la solución corresponde a la intersección de una línea recta pasando a través de los puntos $f_w = 0$, $S_w = -D_s$ and $f_w = 1$, $S_w = 1 - S_{orc}$ con la curva de flujo fraccional (ver figura siguiente). Asumiendo S_{orc} constante la expresión para la velocidad específica del frente de banco de aceite, será:

$$v_{ob} = \frac{f_{ob} - f_{oi}}{S_{ob} - S_{oi}}$$

donde S_{oi} es la saturación inicial de aceite. Para aplicaciones terciarias $S_{oi} = S_{or}$ y $f_{oi} = 0$.

Diagrama de flujo fraccional



Las velocidades específicas en las ecuaciones $v_s = \frac{1}{1 + D_s - S_{orc}}$ y

$v_{ob} = \frac{f_{ob} - f_{oi}}{S_{ob} - S_{oi}}$ conducen a expresiones para calcular el tiempo de ruptura

adimensional del banco de aceite t_{Dob} y del surfactante t_{Ds} :

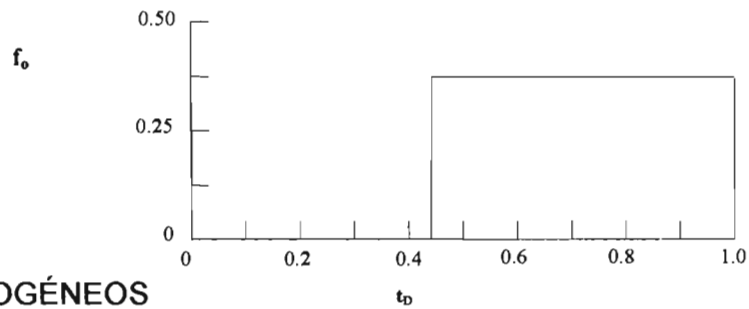
$$t_{Dob} = 1/v_{ob} \quad t_{Ds} = 1/v_s.$$

Para medios homogéneos la función de producción adimensional es:

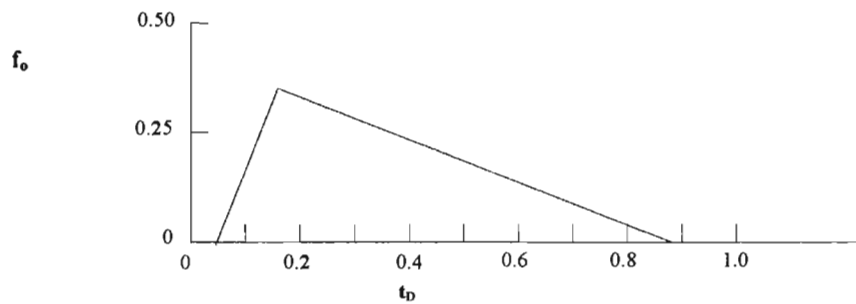
- corte de aceite = f_{oi} hasta $t_D = t_{Dob}$
- corte de aceite = f_{ob} para $t_{Dob} < t_D < t_{Ds}$
- corte de aceite = 0 para $t_D = t_{Dob}$

Esta función se muestra en la figura:

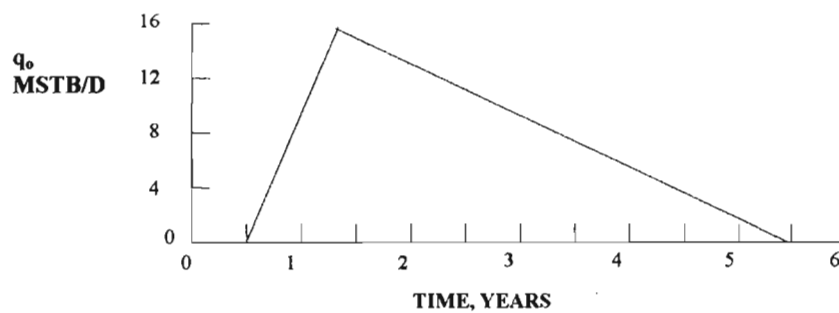
A. HOMOGÉNEOS



B. HETEROGÉNEOS



C. ACTUAL



Medios heterogéneos

La función de producción de aceite propuesta será triangular y basada en las

velocidades de las ecuaciones $v_s = \frac{1}{1 + D_s - S_{orc}}$ y $v_{ob} = \frac{f_{ob} - f_{oi}}{S_{ob} - S_{oi}}$ ahora

modificadas para contar los estratos. La forma triangular es seleccionada ya que esta puede ser descrita con solo cuatro variables: tiempo de retención del aceite, tiempo de tasas máximas de aceite, tasas máximas de aceite y tiempo de tasa cero. V_{DP} es relacionada a un relación de movilidad efectiva M_e .

$$\log(M_e) = \frac{V_{DP}}{(1 - V_{DP})^{0.2}},$$

y la capacidad de flujo F del ensamblaje estratificado se relaciona a la capacidad de almacenamiento C por medio de:

$$F = \left(1 + \frac{1}{M_e} \left(\frac{1 - C}{C} \right) \right)^{-1}.$$

la velocidad específica del fluido de los estratos más rápidos es:

$$v = F|_{C=0} = M_e.$$

La velocidad del banco de aceite y los frentes del surfactante en medios estratificados relativa a la velocidad intersticial es:

$$v'_{ob} = v_{ob} M_e \text{ and } v'_s = v_s M_e,$$

de la cual se obtiene los tiempos de ruptura adimensional del banco de aceite y surfactante en medios estratificados.

$$t_{Dob} = (v_{ob} M_e)^{-1},$$

$$t_{Ds} = (v_s M_e)^{-1}.$$

Es razonable asumir que la tasa máxima de aceite ocurrirá al t_{Ds} en la cual el punto de corte general de aceite será:

$$f_{opk} = f_{ob} F|_{F' = M_e v_s / v_{ob}}$$

El último término en el lado derecho de la ecuación expresa la capacidad de flujo del yacimiento a la capacidad donde la velocidad del surfactante en el estrato de permeabilidad más alta es igual a la velocidad del banco de aceite

(VobF') en el estrato de menor permeabilidad. Para $t_{Dob} < t_D < t_{Ds}$ el corte de agua está incrementando linealmente ya que sucesivamente más estratos están produciendo aceite. Para $t_D > t_{Ds}$ el corte de aceite cae linealmente ya que sucesivamente más estratos están produciendo surfactante o polímero. En las ecuaciones 15 – 25 se asume que no habrá cambio en la velocidad del surfactante cuando el frente del polímero alcance el frente del surfactante. Esto ayudará predominantemente en los estratos de baja permeabilidad, los cuales no contribuyen mucho a la porción inicial de la función de producción.

El punto final en la función de producción triangular, el tiempo adimensional a tasa de aceite cero, t_{Dsw} , es seleccionado para que el total de aceite recobrado por inyección química bajo la función de producción, concuerde con la ecuación $E_R^0 = E_D E_V E_{MB}$.

$$t_{Dsw} = t_{Dob} + 2E_R^0 S_{orw} / f_{opk}$$

La función de producción adimensional puede ser convertida a una función dimensional de tasa de aceite versus tiempo (en días), mediante la siguiente definición:

$$q_o = q_{fo} \quad t = t_D \left(\frac{V_p}{q} \right)$$

donde la tasa total de inyección_1 se determina mediante la ecuación

$$q = \frac{0.003541 C'_p khD}{\mu_o (5.58 + \frac{1}{2} \ln(A))} \text{ bbl/day}, \quad \text{y el volumen poroso de la ecuación}$$

$$V_p = (TO)(B_{of}) / S_{orw}$$

El procedimiento discutido anteriormente nos da funciones de producción que son razonablemente consistentes con la experiencia. El procedimiento puede ser modificado fácilmente para calcular una función de producción para campos en desarrollo.

Corrección por flujo cruzado

Simulaciones numéricas de tres dimensiones y dos dimensiones en sección transversal fueron llevadas a cabo con las variables V_{DP} , V_{ps}/D_s y el número adimensional de flujo cruzado.

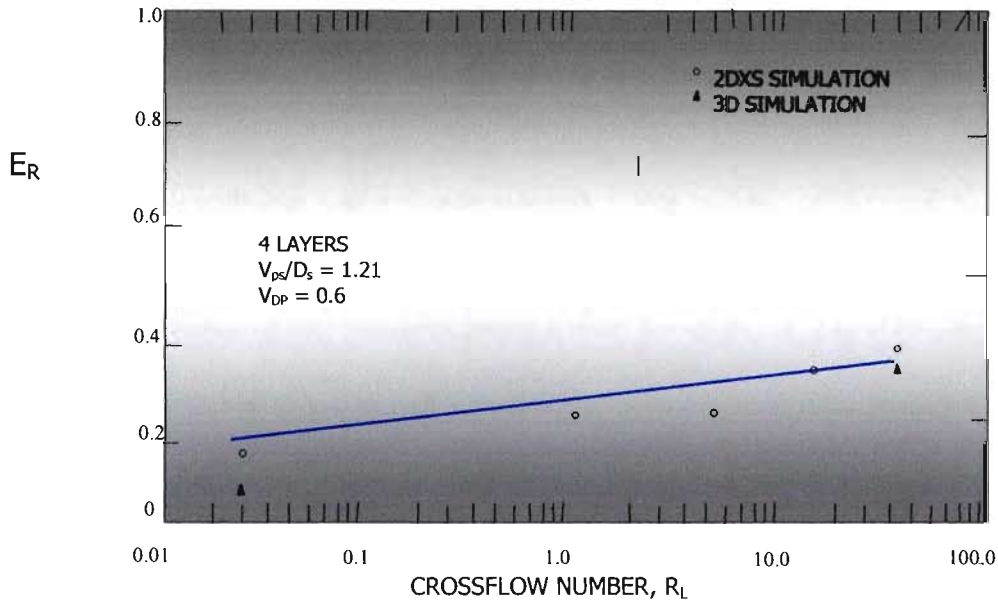
$$RL = \left(\frac{kv}{kh} \right)^{1/2} (L/H)$$

Los resultados se muestran en la siguiente figura. En estas simulaciones kv/kh varió cerca de 10^{-7} ($R_L = 0.025$) hasta cerca de 0.6 ($R_L = 40$). La examinación de los resultados de simulación mostraron que el tiempo de ruptura del aceite (t_{ob}) y el tiempo de limpieza (t_{sw}) son generalmente independientes de R_L . Así, como una aproximación a la función de producción de flujo cruzado con el recobro de aceite E_R^c , el bajo recobro de flujo cruzado es incrementado por ΔE_R , donde

$$\Delta E_R = E_R^c - E_R^0 = 0.04 \log R_L + 0.064 \quad \text{para } R_L > 0.$$

La ecuación $t_{Dsw} = t_{Dob} + 2E_R^0 S_{orw} / f_{opk}$ con E_R^0 reemplazado por E_R^c producirá las tasas máximas de aceite. La función de producción de flujo cruzado, entonces, es idéntica en tiempo al caso de no-flujo cruzado, excepto con una tasa máxima más alta y mayor área.

Efecto del flujo cruzado en el recobro de aceite



Validación del CPFM por simulación numérica

El CPFM es comparado con los resultados de tres simulaciones como se muestra en la siguientes gráficas. La tabla muestra los datos de entrada al simulador.

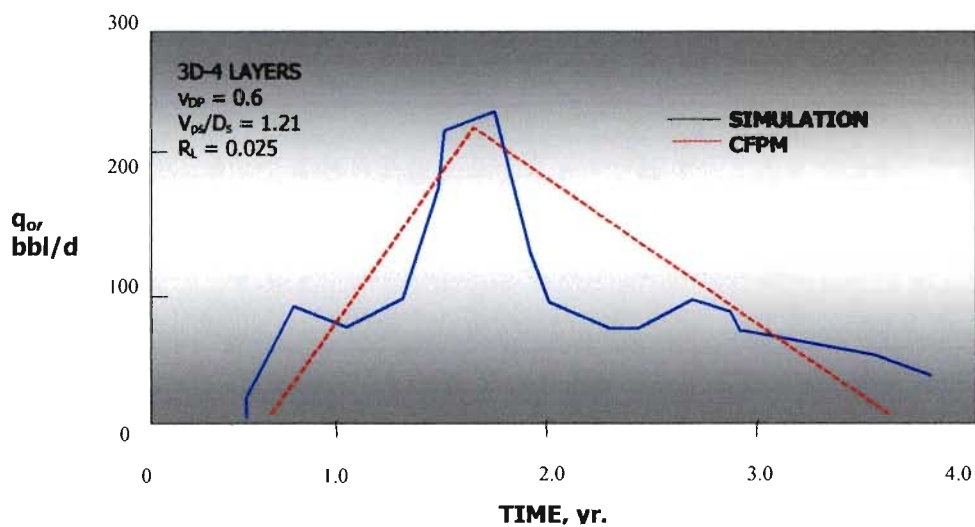
Datos de entrada al simulador

PROPIEDAD	VALOR
Pattern spacing/type	40 Acres/5-Spot
Depth	5000 ft
Porosity	0.215
Thickness	18 ft
Ave. Permeability	250 md
k_{max}/ \bar{k}	2.16, 1.0
Dykstra-Parsons Coefficient	0.6, 0
K_v/k_h	0, 0.6
Surfactant Sorption (D_s)	0.082
Cation Exchange Capacity meq/g	0.004
Phase Behavior Reference	29
Surfactant Concentration, vol. fr.	0.05
Surfactant Slug Viscosity	9.5 cp
Oil Viscosity	3.8 cp
Brine Viscosity	0.6 cp
Residual Oil Saturation	0.3
Connate Water Saturation	0.3
K_{rw}^0/k_{ro}^0	0.15 (water wet)
Mobility Ratios	
Surfactant Slug/Oil-Water Bank	1.0
1st Polymer Slug/Surfactant Slug	1.0

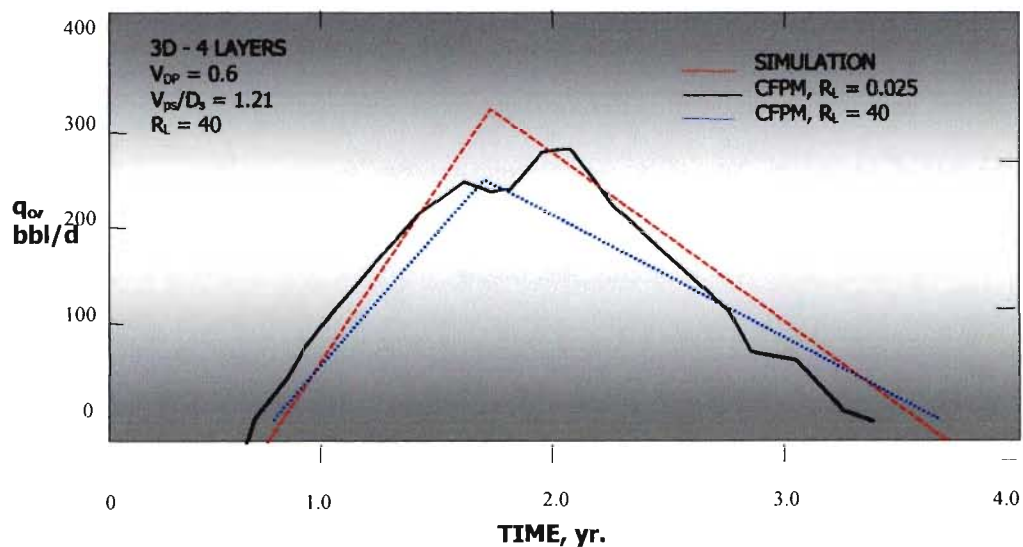
A excepción de la eficiencia de barrido vertical, las curvas de comportamiento del CFPM fueron determinadas por los procedimientos resaltados anteriormente. Para comparar con las simulaciones de dos y cuatro estratos (ver siguientes figuras), E_v para el CFPM fue determinado por un procedimiento para estratos finitos con $M_e = k_{max} / \bar{k}$. El último procedimiento

es más útil para yacimientos heterogéneos, ya que los datos geológicos requeridos para definir las propiedades de los estratos usualmente no son disponibles. Aún con solo cuatro estratos, la diferencia entre los dos procedimientos es pequeña y disminuye con el número de estratos simulados.

Producción para simulaciones de bajo flujo cruzado



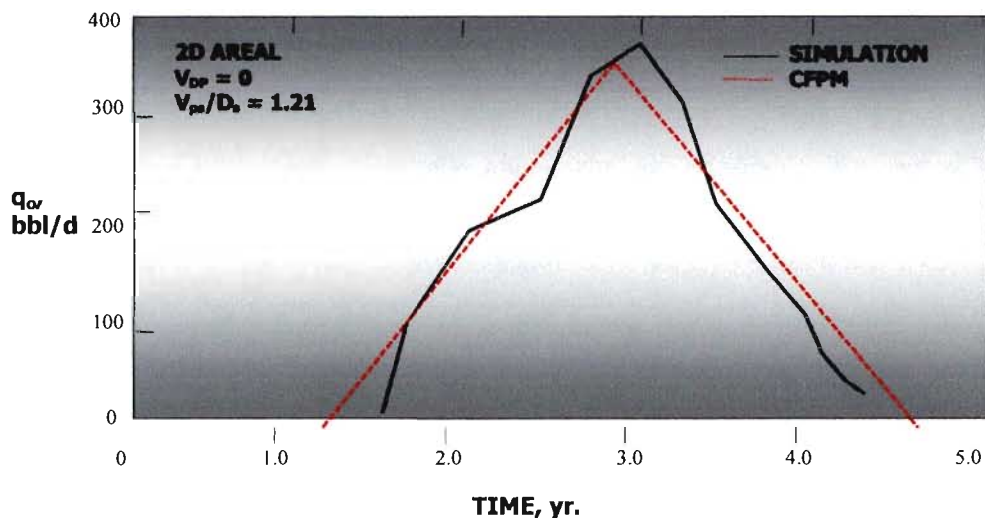
Producción para simulaciones de alto flujo cruzado



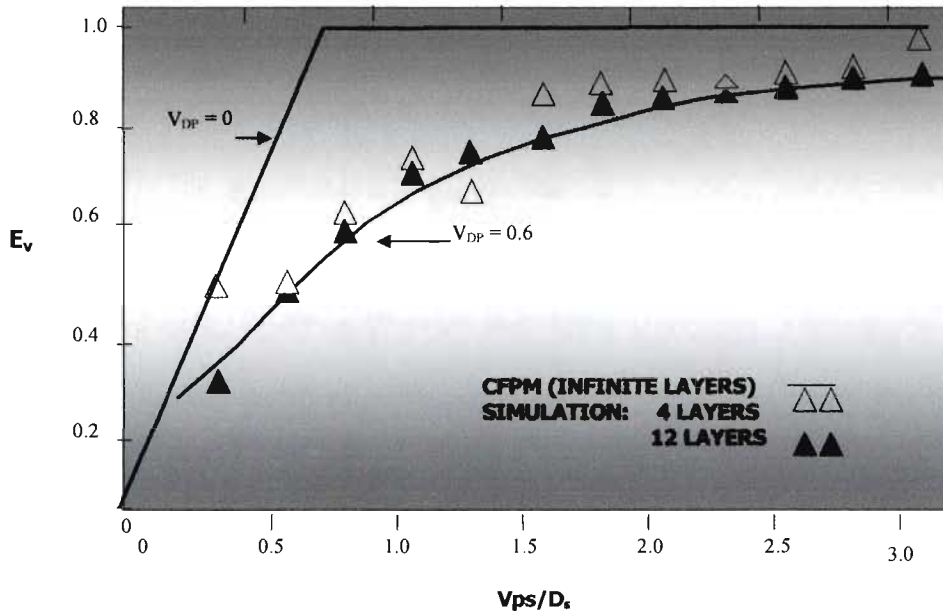
La figura anterior (para alto flujo cruzado) muestra los resultados de la corrección del flujo cruzado en el comportamiento del CFPM. Notemos la naturaleza simétrica de los resultados obtenidos con el simulador, ilustrando la reducción en la heterogeneidad efectiva debido al flujo cruzado.

Para el caso areal de dos dimensiones ($V_{DP}=0$) y movilidad efectiva ($Me=1.3$) se encontraron resultados (de simulación) como se muestra en la siguiente figura, así como los resultados para un número de simulaciones en las cuales se varió la permeabilidad, la profundidad y el espaciamiento. El valor de $Me > 1.0$ en el caso areal refleja la reducción en el recobro debido a a la conformación areal. En una sección transversal, un valor de $Me > 1.0$ refleja la reducción del recobro debido a la conformación vertical. El recobro de aceite y el tiempo del CFPM siguen una tendencia similar a los resultados del simulador. Una prueba más rigurosa del CFPM es una comparación con los resultados del campo.

Producción para simulación areal



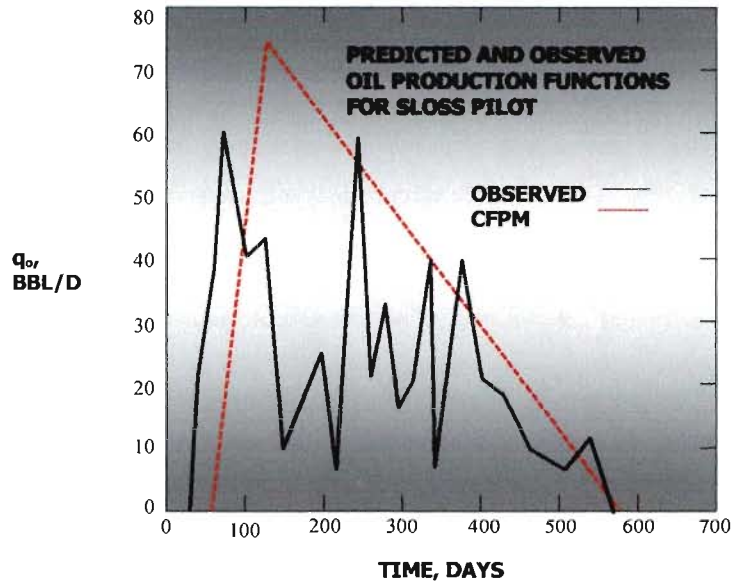
Eficiencia de barrido vertical para estratos finitos e infinitos



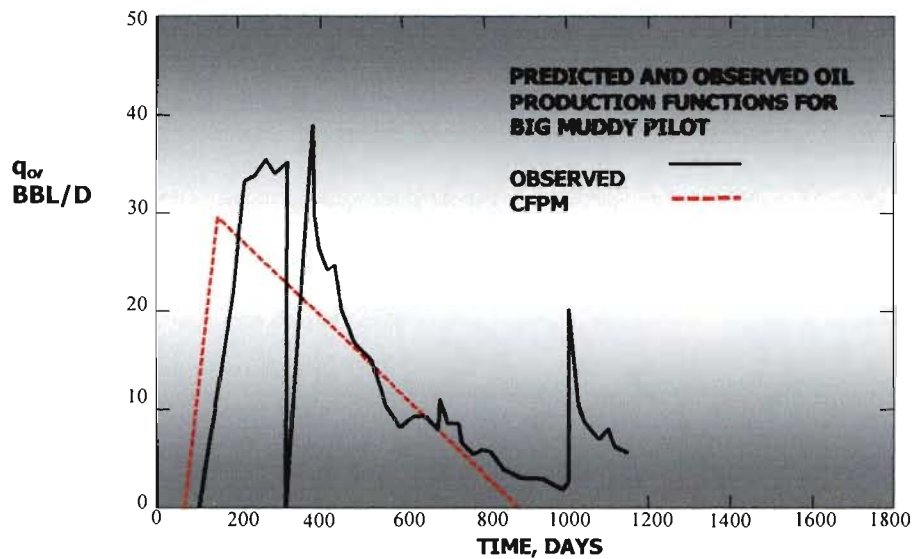
Comparación de los resultados CFPM con los resultados de campo.

El CFPM es comparado con las pruebas del campo Sloss, el piloto Muddy, el piloto de la unidad de North Burbank y el proyecto Robinson. Para el campo Sloss, el CFPM sobreestima el recobro de aceite, quizás debido a problemas de productividad del campo. Cuando comparamos con el piloto Muddy, el CFPM es bajo en recobro, probablemente debido a que no se consideró el flujo cruzado. Para ambas pruebas, el tiempo de aceite se predice bien dentro de límites aceptables para cálculos económicos.

Funciones de producción de la prueba en el campo Sloss



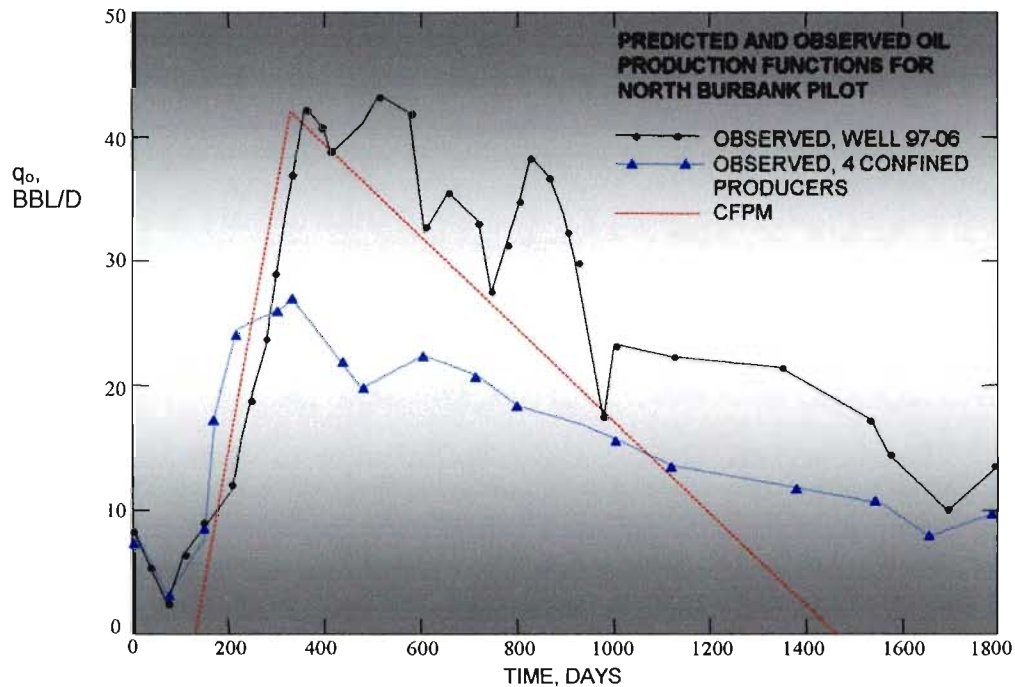
Funciones de producción del piloto Big Muddy



En la siguiente gráfica se muestra que el comportamiento del CFPM es razonablemente cercano a uno de los cuatro productores confinados en North Burbank (97-06) e igualmente a otro productor no mostrado en la

figura. Sin embargo, se obtuvo pobre respuesta de dos de los productores centrales mostrados en las curvas combinadas. En los cálculos del CFPM, D_s se basó en una medida de laboratorio de la retención de surfactante cercana a 2000 lb/acre-ft. posteriores análisis al piloto indicaron que la retención puede ser tan alta como 9500 lb/acre-ft en North Burbank.

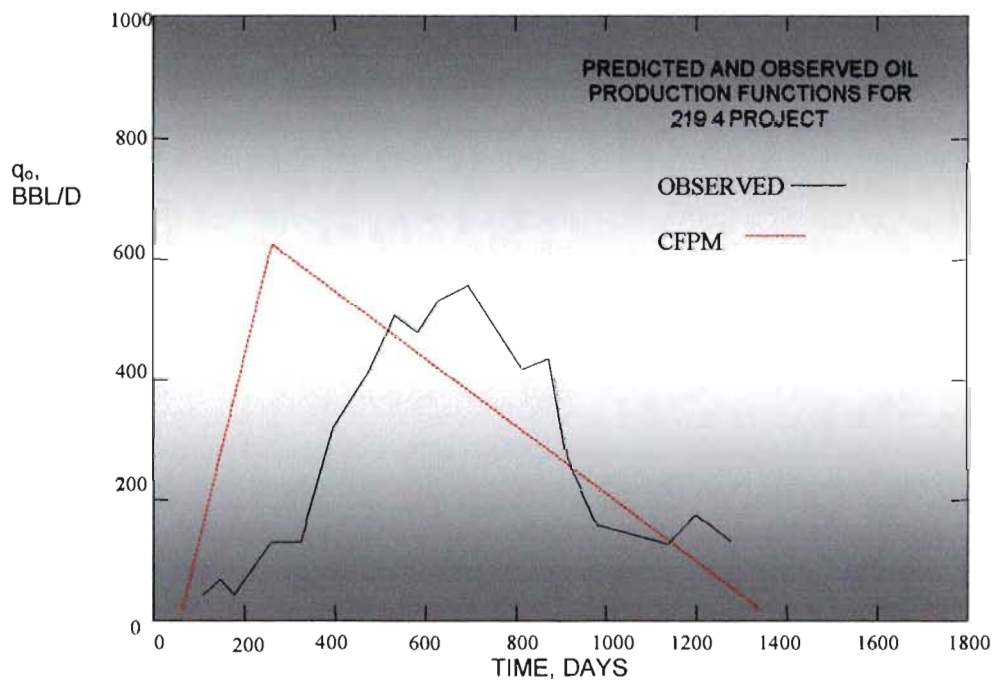
Funciones de producción para la unidad North Burbank



En donde se usa la retención más alta, el comportamiento del simulador (CFPM) debería ser más cerrado a la curva inferior. La siguiente figura muestra las aproximaciones del modelo CFPM a la magnitud de los picos en la tasa de aceite real, pero en la localización de las tasas y el aceite recuperado. Algunas razones por las cuales esto sucede se muestran a continuación.

- Gran incertidumbre en los datos de retención y permeabilidad relativa.
- El tratamiento de flujo fraccional simplificado en el CFPM puede ser una aproximación pobre para los tapones miscelares que contienen aceite de alta viscosidad, por lo cual se debe aplicar un procedimiento más específico.
- El carácter simétrico de la curva del campo, con un factor de heterogeneidad igual a 0.62 puede reflejar los efectos del alto flujo cruzado vertical.

Funciones de producción para el proyecto 219R



Considerando las suposiciones hechas en el desarrollo del modelo CFPM, y la incertidumbre de los datos requeridos para su aplicación, los resultados comparativos son buenos. Además, las comparaciones anteriores indican que el modelo CFPM puede ser usado como una herramienta de ajuste histórico de producción para preceder los estudios de otros simuladores completamente composicionales y bastante costosos.