



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN
INGENIERÍA**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**REDUCCIÓN DE LA SATURACIÓN DE ACEITE REMANENTE EN
NÚCLEOS DE LA RMSO INVADIDOS POR AGUA, MEDIANTE LA
INYECCIÓN DE UN SURFACTANTE Y NITRÓGENO**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA PETROLERA

P R E S E N T A :

JUAN MANUEL SANTANA NORIEGA

**TUTOR:
DR. JESÚS RIVERA RODRÍGUEZ
CO-DIRECTOR:
DR. ERICK EMANUEL LUNA ROJERO**

Cd. Universitaria, D. F. 2009



JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Samaniego Verduzco Fernando

Secretario: Dr. Luna Rojero Erick Emanuel

Vocal: Dr. Rivera Rodríguez Jesús

1^{er.} Suplente: Dr. Domínguez Vargas Guillermo

2^{do.} Suplente: Dr. Moctezuma Berthier Andrés

Lugar o lugares donde se realizó la tesis:

Instituto Mexicano del Petróleo
Universidad Nacional Autónoma de México

TUTOR DE TESIS:

DR. JESÚS RIVERA RODRÍGUEZ

FIRMA

AGRADECIMIENTOS

A mi escuela:

Quiero rendir honores a la división de posgrado de la Facultad de Ingeniería por brindarme la oportunidad de estudiar en sus aulas y bibliotecas, en especial a su personal docente que me enseñó y guió en el desarrollo y conclusión de mi formación profesional, a mi alma mater la UNAM de la cual me siento orgullosamente universitario.

Al IMP:

Un enorme reconocimiento a la labor que desempeña todo el personal del laboratorio de Recuperación de Hidrocarburos del Instituto Mexicano del Petróleo, ya que sin su apoyo no hubiera sido posible realizar los experimentos que integran este trabajo, gracias por su apoyo incondicional.

A mi empresa:

Con mucho orgullo de pertenecer a la empresa más importante de México PEMEX, quiero dedicar el presente trabajo a Petróleos Mexicanos por darme las facilidades de cursar y finalizar mis estudios de maestría.

Dedicado a lo que más quiero en esta vida

Ameyali, Jeatzi, Zenyacet.

Lo que diera por recuperar el tiempo perdido y ocuparlo escuchando sus sonrisas...

REDUCCIÓN DE LA SATURACIÓN DE ACEITE REMANENTE EN NÚCLEOS DE LA RMSO INVADIDOS POR AGUA, MEDIANTE LA INYECCIÓN DE UN SURFACTANTE Y NITRÓGENO

CONTENIDO

	Pág.	
Resumen	i	
Relación de figuras	iii	
Relación de tablas	vii	
Nomenclatura	viii	
 Capítulo		
I	ANTECEDENTES	1
	1.1. Situación Del Yacimiento.	1
	1.1.1. Campo Abkatun.	1
	1.1.2. Campo Pol.	3
	1.1.3. Inyección De Agua, Un Proceso De Recuperación Al Complejo APC.	6
	1.2. Investigación Bibliográfica.	10
	1.2.1. Clasificación De Los Métodos De Recuperación Mejorada De Hidrocarburos.	10
	1.2.2. Doble Desplazamiento.	11
II	DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	12
III	MARCO TEÓRICO	13
	3.1. Efecto Del Cambio En La Mojabilidad De La Roca Con Surfactantes En Medios Fracturados Y Su Influencia En La Recuperación De Aceite.	13

	3.1.1. Mojabilidad.	13
	3.1.2. Comportamiento De Los Surfactantes.	15
	3.1.3. Influencias En Los Parámetros De Yacimiento.	17
	3.1.3.1. Aceite.	17
	3.1.3.2. Agua Intersticial.	18
	3.1.3.3. Mineralogía.	19
	3.1.3.4. Geología Y Litología.	20
	3.1.3.5. Temperatura.	21
	3.1.4. Recuperación De Aceite Con Surfactantes.	21
	3.1.4.1. Adsorción.	23
	3.1.4.2. Control De La Movilidad.	24
	3.2. Modelo De Transferencia De Surfactante Dentro De La Matriz Y La Fractura.	26
	3.2.1. Área Superficial De La Fractura Tratada Por Surfactantes.	27
	3.3. Casos De Campo Utilizando Surfactantes.	28
IV	INFORMACIÓN DE CAMPO	32
	4.1. Adquisición De Núcleos.	32
	4.1.1. Análisis Sedimentológico.	32
V	PREPARACION Y ACONDICIONAMIENTO DE LOS NÚCLEOS Y EL ACEITE.	35
	5.1. Procedimiento De Limpieza De Los Núcleos.	36
	5.2. Datos Petrofísicos.	45
	5.2.1. Determinación De La Porosidad: Núcleo Número I.	45
	5.2.2. Determinación De La Permeabilidad: Núcleo Número I.	46
	5.2.3. Determinación De La Porosidad: Núcleo Número II.	47

	5.2.4. Determinación De La Permeabilidad: Núcleo Número II.	47
	5.2.5. Determinación De La Porosidad: Núcleo Abk 7.	48
	5.2.6. Determinación De La Permeabilidad: Núcleo Abk 7.	49
	5.3. Adquisición De Muestra De Aceite En Función De Su Disponibilidad.	52
	5.3.1. Muestra De Superficie.	52
	5.3.2. Desarrollo Del Recombinado.	53
VI	PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO DISEÑO Y ACONDICIONAMIENTO	59
	6.1. Selección Del Surfactante.	59
	6.1.1. Prueba De Adsorción.	63
	6.1.1.1. Correlación Con Un Modelo De Adsorción	63
	6.1.1.2. Correlación De La Concentración Del Surfactante Y La Espectrometría De Rayos UV.	63
	6.2. Diseño De La Prueba.	
	6.2.1. Montaje Del Núcleo En El Tomógrafo.	65
	6.2.2. Aplicación De Vacío.	66
	6.2.3. Saturación De Agua.	66
	6.2.4. Saturación De Aceite.	68
	6.2.5. Añejamiento.	69
	6.2.6. Inyección De Salmuera.	69
	6.2.6.1. Inyección Por La Parte Inferior Del Núcleo.	69
	6.2.6.2. Inyección Por La Parte Superior Del Núcleo.	73
	6.2.7. Inyección de Nitrógeno Por La Parte Superior.	74
	6.2.8. Monitoreo En Tiempo Real.	74
	6.2.9. Balance De Materia.	75
	6.2.10. Desarrollo De La Segunda Fase Sin Surfactante.	75



VII	DESARROLLO DE LA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO CON SALMUERA Y N ₂ .	76
	7.1. Saturación Del Núcleo Con Salmuera.	76
	7.1.1. Determinación De La Saturación De Agua Inicial (Swi)	78
	7.2. Saturación Del Núcleo Con Aceite.	78
	7.2.1. Añejamiento.	78
	7.3. Desplazamiento Con Salmuera.	79
	7.3.1. Balance De Materia.	79
	7.4. Desplazamiento Con N ₂ .	81
	7.4.1. Balance De Materia	82
VIII	DESARROLLO DE LA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO CON SURFACTANTES.	84
	8.1. Preparativos Para Iniciar El Desplazamiento.	84
	8.2. Saturación Del Núcleo Con Salmuera (Swi).	85
	8.3. Saturación Del Núcleo Con Aceite.	85
	8.4. Desplazamiento Con Salmuera.	85
	8.5. Desplazamiento Con salmuera Mas Surfactante.	86
	8.6. Análisis De Resultados.	89
IX	CONCLUSIONES.	93
	Apéndice A	95
	Apéndice B	102
	Bibliografía	106



RESUMEN

Los yacimientos de los campos Abkatun, Pol y Chuc (APC) se encuentran en su etapa madura, con fuertes tendencias de declinación en su producción, esto debido a los más de 20 años de explotación y principalmente a la fuerte irrupción de agua que presentan los pozos, originado por la influencia de un acuífero común y a la inyección de agua, resultado de un proceso de recuperación secundaria implementado en el campo a principios de los años 90's.

Es urgente definir si aún se tienen reservas por extraer y si es factible implementar alternativas de explotación mediante procesos de recuperación mejorada. Uno de los procesos que parece natural implantar es el de doble desplazamiento (DD), lo anterior debido a que en los yacimientos ya se dio un primer desplazamiento con el agua inyectada y del acuífero, y por otro lado, experimentos previos de laboratorio en núcleos fracturados (aunque no con el mismo tipo de aceite) han mostrado resultados prometedores.

En este trabajo se realiza un estudio experimental con el fin de obtener información que ayude en la decisión de la implantación de un proceso de DD en los yacimientos. La hipótesis principal de este trabajo plantea: "Es factible reducir la saturación de aceite remanente en APC mediante un proceso de DD posiblemente acompañado con surfactantes y utilizando como gas de inyección en el segundo desplazamiento N₂". Para probar o descartar la hipótesis se definió el siguiente objetivo: "Realizar pruebas experimentales de doble desplazamiento a condiciones de yacimiento en muestras de roca del yacimiento para estimar la saturación residual y el factor de recuperación".

Para llevar a cabo el objetivo se utilizaron núcleos de Pol, un aceite recombinado del pozo Abkatun 35, agua de la formación del mismo pozo y el surfactante Lauryl Sulfato de Sodio (SLS). Los experimentos se analizaron mediante balance de masa y tomografía de rayos X, y se llevaron a cabo en una celda que simula un medio altamente fracturado.

Los principales resultados fueron: después de la invasión con salmuera (primer desplazamiento) la recuperación de aceite (Fr) respecto al volumen original fue de un 64.49% por inyección de agua y de 10.95% por N₂. En el segundo desplazamiento con la inyección del surfactante se recuperó 4.89% del volumen original, y nula recuperación con N₂.

Como principales conclusiones se pone de manifiesto que con la inyección del surfactante SLS en el núcleo Pol 73R se tienen producciones adicionales de aceite.

Es importante realizar un estudio de compatibilidad del surfactante a emplear, para obtener mayores recuperaciones. Para el surfactante SLS empleado se obtuvieron recuperaciones consideradas, sin embargo se demostró que no es compatible con los fluidos de la formación. En el estudio de adsorción, se encontró que existe una relación directamente proporcional con respecto a la concentración.

Definiciones ⁽³⁰⁾:

Adsorción: acción de adsorber, referido a la atracción y retención en la superficie de un cuerpo moléculas o iones de otro cuerpo.

Absorción: acción de absorber; dicho sobre una sustancia sólida, ejercer atracción sobre un fluido con el que está en contacto, de modo que las moléculas de este penetran en aquella.

RELACIÓN DE FIGURAS

<u>Figura</u>		<u>Pág.</u>
1	Histograma del campo Abkatun.	3
2	Histograma del campo Pol.	6
3	Complejo de inyección APC	7
4	Historia de inyección complejo APC	9
5	Clasificación de procesos de recuperación mejorada.	11
6	Distribución de fluidos en un sistema agua-aceite roca, resultantes de las fuerzas de tensión interfacial.	13
7	Diagrama esquemático de una interfase aceite/agua con moléculas de surfactante absorbido	15
8	Desplazamiento con surfactantes. Shah y Schechter	16
9	Mapa de contorno de tensión interfacial para un sistema agua NaCl petróleo sulfonato. Foster	18
10	Influencia de NaCl y Ca ⁺⁺ en la tensión interfacial. Jennigs y colab.	18
11	Influencia del Ca ⁺⁺ en la viscosidad de la solución con el surfactante (Trushenski y Colab.).	19
12	Influencia de los minerales de las arcillas en un desplazamiento con surfactantes (Holm y Josendal).	20
13	Efecto de la distribución del peso equivalente (P.E.) del surfactante en la recuperación de aceite. Gale y Sándwich	24
14	Los efectos de la magnitud del colchón de movilidad en la recuperación de aceite. Gogarty y Davis	25
15	Perfil de concentración del surfactante en la fractura.	27
16	Producción de aceite para el proyecto 119R. Earlougher y colabs.	30
17	Producción de aceite para el proyecto Bingham Expansión. Danielson	30
18	Núcleo Pol 73R F-24	33
19	Núcleo Pol 73R	33
20	Núcleo Abk 7 (Fragmento).	33
21	Núcleo Abk 7 con sus tapas de resina	35
22	Núcleo Abk 7 conformado a una forma regular.	35
23	Tomografía del núcleo Abk7 y las tapas de resina IMP.	36
24	Núcleo número II	37
25	Núcleo número I	37

<u>Figura</u>		<u>Pág.</u>
26	Prueba visual preeliminar de mojabilidad. Núcleo II	38
27	Prueba visual preeliminar de mojabilidad. Núcleo I	38
28	Núcleo enmangado para el confinamiento del Core Holder. IMP	39
29	CoreHolder. IMP	39
30	Esquema representativo del interior de la celda Core Holder.	39
31	Esquema de limpieza por desplazamiento con solvente y N ₂ .	40
32	Arreglo de limpieza mediante inyección de nitrógeno. IMP	40
33	Fluidos desplazados en la etapa de limpieza núcleo II	41
34	Estufa de Convección Shellab. IMP	41
35	Bombas Quizix de desplazamiento continuo. IMP	42
36	Equipo de cómputo, con software de monitoreo del desplazamiento. IMP.	42
37	Esquema de limpieza forzada con gasto y presión controlados.	43
38	Aceite desplazado en la etapa de limpieza núcleo <u>número II</u>	43
39	Figura 39. Aceite desplazado en la etapa de limpieza núcleo <u>número I</u>	44
40	Núcleo Abk 7 en la celda de añejamiento previo a su limpieza	44
41	Arreglo para el desplazamiento núcleo Abk 7	45
42	Esquema de limpieza por represionamiento núcleo Abk 7.	45
43	Δp , ritmo de desplazamiento vs. tiempo, Núcleo I.	46
44	Δp , ritmo de desplazamiento vs. tiempo Núcleo II.	47
45	Extrapolación y ordenada al origen determinación de la permeabilidad al gas.	52
46	Foto del arreglo del traspaso del gas	54
47	Bala conteniendo mezcla de gas a una presión de 1600 psia.	54
48	Esquema de traspaso del gas a alta presión.	55
49	Foto del arreglo del traspaso de gas para la celda de recombinado.	55
50	Esquema del recombinado de aceite.	56
51	Celda de recombinado de aceite.	57
52	Comportamiento presión vs. volumen, determinación de Pb.	58
53	Mezcla de salmuera Abk 35 con el surfactante DS-10	61
54	Mezcla de agua destilada con el surfactante DS-10	61
55	Mezcla de agua destilada más salmuera con el surfactante SLS, medido a 80°C.	62

<u>Figura</u>		<u>Pág.</u>
56	Presencia de micelas, mezcla de agua destilada más salmuera con el surfactante SLS, medido a 80°C.	63
57	Curva tipo adsorción del surfactante SLS en el núcleo Pol 73R.	64
58	Celda circular.	65
59	Esquema de la prueba de desplazamiento.	65
60	Esquema aplicación de vacío.	66
61	Esquema inyección de salmuera.	67
62	Esquema aplicación de vacío posterior a la inyección de salmuera.	67
63	Esquema saturación de aceite.	68
64	Relación areal vista frontal de la celda circular conteniendo el núcleo.	70
65	Esquema de la inyección de salmuera.	72
66	Esquema de inyección de agua mas surfactante.	73
67	Esquema de la inyección del nitrógeno.	74
68	Tomógrafo Picker IQ Xtra, y sus dos tamaños de ventana para análisis.	74
69	Secciones analizadas por el tomógrafo.	75
70	Celda Circular montada en el tomógrafo del IMP.	76
71	Comportamiento de saturación del núcleo II con salmuera	77
72	Fluidos desplazados por salmuera primera fase.	81
73	Fluidos desplazados por inyección de nitrógeno, primera fase.	82
74	Celda circular montada en el tomógrafo conteniendo el núcleo II.	84
75	Fluidos desplazados por inyección de salmuera, segunda fase.	86
76	Fluidos desplazados por inyección de salmuera más surfactante SLS, segunda fase.	87
77	Fluidos desplazados por inyección de salmuera más surfactante SLS, posterior a un tiempo de reposo, segunda fase.	87
78	Fluidos desplazados por inyección de N ₂ , segunda fase.	88
79	Fluidos desplazados por inyección alterna de N ₂ y surfactante, segunda fase.	89
80	Fluidos desplazado en la segunda fase.	89
81	Series tomográficas primera y segunda fase.	91
82	Balance de materia en % de recuperación con y sin surfactante.	92

<u>Figura</u>		<u>Pág.</u>
83	Balance de materia en volumen con y sin surfactante.	92
A-1	Curva tipo del modelo de adsorción-dispersión.	101
B – 1	Imagen de la gota de aceite en seno de N2 @ C.Y.	103
B – 2	Imagen de la gota de aceite en seno de salmuera @ C.Y.	103
B – 3	Imagen de la gota de aceite en seno de salmuera más surfactante SLS @ C.Y.	104
B - 4	Imagen de la gota de aceite en seno de salmuera más el surfactante <i>formulación IMP</i> @ C.S.	104

RELACIÓN DE TABLAS

Tabla		Pág.
1	Cambio de mojabilidad según ángulo de contacto.	14
2	Resumen de las pruebas piloto del proyecto Maraflood.	29
3	Resumen de pruebas de campo con el empleo de surfactantes.	31
4	Determinación de la permeabilidad Núcleo I	46
5	Determinación de la permeabilidad Núcleo II	48
6	Determinación experimental de permeabilidad, para diferentes gastos a una presión de confinamiento de 50 lb/pg ² .	50
7	Determinación experimental de permeabilidad, para diferentes gastos a una presión de confinamiento de 150 lb/pg ² .	50
8	Determinación experimental de permeabilidad, para diferentes gastos a una presión de confinamiento de 200 lb/pg ² .	50
9	Determinación experimental de permeabilidad, para diferentes gastos a una presión de confinamiento de 250 lb/pg ² .	50
10	Determinación experimental de permeabilidad, para diferentes gastos a una presión de confinamiento de 300 lb/pg ² .	51
11	Determinación experimental de permeabilidad, para diferentes gastos a una presión de confinamiento de 350 lb/pg ² .	51
12	Determinación experimental de permeabilidad, para diferentes gastos a una presión de confinamiento de 400 lb/pg ² .	51
13	Parámetros de los surfactantes empleados	60
14	Características generales del surfactantes DS-10	60
15	Composición de la salmuera sintética IMP.	62
16	Composición de la salmuera Abk 35.	62
17	Registro de la saturación del núcleo con salmuera.	77
18	Condiciones de desplazamiento con salmuera, Pb = 102 kg/cm ² . (Recuperación Secundaria).	79
19	Balance de materia desplazamiento de aceite con salmuera	80
20	Condiciones de desplazamiento con N ₂ , Pb = 102 kg/cm ² . (Recuperación Mejorada).	82
21	Balance de materia recuperación por inyección de salmuera y N ₂ .	83

22	Balance de materia recuperación por inyección del surfactante SLS.	90
B - 1	Valores de las constantes para el polinomio de Misak.	103
B - 2	Resultados de las pruebas de tensión interfacial.	105

NOMENCLATURA

A	Área tratada por el surfactante
A1	Área transversal del núcleo
A2	Área transversal de la celda
A _f	Área de la fractura (espacio anular)
A _φ	Área del espacio poroso
A _T	Área transversal total
C	Concentración del surfactante
C _{1,2} , β	Propiedades del medio permeable y régimen fijo.
C _{inj.}	Concentración del fluido de inyección
C _o	Concentración del surfactante a t=0
D	Coefficiente de difusión molecular binario
d _c	Diámetro máximo de la gota en cm.
d _s	Diámetro del tubo capilar en cm.
g	Constante gravitacional
K	Coefficiente de dispersión
k	Permeabilidad del gas (klinkenberg)
ka	Permeabilidad absoluta
n	Número de fracturas conectadas.
N _c	Número capilar
P _a	Presión atmosférica
P _b	Presión de saturación
Q _{inj.}	Ritmo de inyección
Q _{iny.}	Ritmos de inyección en función de las áreas del núcleo.
T _a	Temperatura ambiente
T _b	Temperatura a P _b
u	Velocidad de conversión del fluido de la matriz a la fractura.
V	Volumen de avance
v	Velocidad
V _a	Volumen a condiciones ambiente
V _b	Volumen a P _b
V _g	Volumen de gas
σ	Tensión interfacial
σ _{os}	Tensión interfacial aceite-sólido
σ _{ws}	Tensión interfacial agua-sólido
σ _{ow}	Tensión interfacial aceite-agua

θ_c	Ángulo de contacto
μ	Viscosidad
ϕ	porosidad
ϕ_f	Porosidad de la fractura
M_f	Amplitud de la fractura
τ	Tiempo de exposición del surfactante
$\Delta\rho$	Diferencia de densidades

I.

ANTECEDENTES.

1.1. Situación Del Yacimiento.

1.1.1. Campo Abkatun.

La estructura del campo se conforma por un anticlinal orientado NW-SE, limitado al Norte por una falla inversa, al Este por una falla normal y al Sur y Oeste por un bajo estructural. En la porción Noreste existe un área denominada Abkatun-H, de la cual se han estimado permeabilidades menores de 50 md mientras que en Abkatun-Centro se obtuvieron permeabilidades de 1000 a 5000 md.

El campo fue descubierto en 1979, con la perforación del pozo exploratorio Abkatun-1A, e inició su explotación en junio de 1980. La producción del campo se incrementó paulatinamente, hasta alcanzar la máxima de 510 mbpd de aceite en enero de 1984, concluyéndose el desarrollo inicial del campo en 1985.

Los horizontes productores son las formaciones BP y KS, KM y KI. Para la explotación de estos yacimientos hubo necesidad de instalar ocho plataformas: siete octápodos y un tetrápodo, desde donde se han perforaron 87 pozos. Las formaciones de los yacimientos de mayor productividad del campo Abkatun están conformados por las formaciones BP y KM (hasta de 40 mbpd), con una litología de calizas dolomitizadas y abundante presencia de fracturas y vórgulos. Las cuatro formaciones tienen un espesor promedio bruto de 850 m, correspondiente a un espesor neto de 240 m, una área aproximada de 71 km² y el contacto agua-aceite original a 3810 mvbnm, estimando un volumen original de 5044 MMb (Oficial al 1° de enero de 2005).

El campo inició su explotación en 1980, produjo aceite ligero de 28° API a una presión original de 386 Kg. /cm²; la presión de saturación que obtuvo fue de 175 Kg. /cm². A diciembre de 2005 la presión promedio del yacimiento fue de 210 Kg. /cm², una producción acumulativa de 2127 MMb de aceite, de una reserva original de 2173

MMb, con un factor de recuperación de 42 %. En la figura 3 se muestra el histograma donde se observan las seis etapas principales en las que se subdivide el comportamiento del campo Abkatun:

Primera etapa. Desarrollo del campo de 1980 a 1985, producciones máximas hasta de 500 mbpd y con una alta caída de presión, $\Delta p = 95 \text{ Kg. /cm}^2$.

Segunda etapa. Desarrollo adicional de pozos, incrementando de 22 a 35 pozos y aplicación de la inyección anticipada de agua de 1985 a 1988, efecto mínimo a la tendencia de presión por el proceso de inyección de agua, irrupción temprana de agua en pozos productores, decremento de la producción con una $\Delta Q_o = 115 \text{ mbpd}$.

Tercera etapa. Perforación de pozos adicionales, llegando a un máximo de 39 pozos productores, incremento en un $\Delta Q_o = 47 \text{ mbpd}$, e incremento en la declinación de presión a una $\Delta p = 20 \text{ Kg. /cm}^2$.

Cuarta etapa. Inicio de la inyección integral de agua, disminución en la declinación de presión, sostenimiento de una plataforma de producción +/- 300 mbpd hasta 1994, cuando inicia el flujo fraccional de agua, reduciendo el número de pozos productores a 32.

Quinta etapa. Cierre de pozos productores por alto flujo fraccional de agua, dejando trece pozos productores, declinación franca de producción llegando a 70 mbpd y una $\Delta p = 20 \text{ Kg. /cm}^2$.

Sexta etapa. Implantación de BEC, incremento en el flujo fraccional de los pozos, manteniendo el mismo número de pozos, $\Delta p = 20 \text{ Kg. /cm}^2$ y una disminución en la producción de 54 mbpd de aceite.

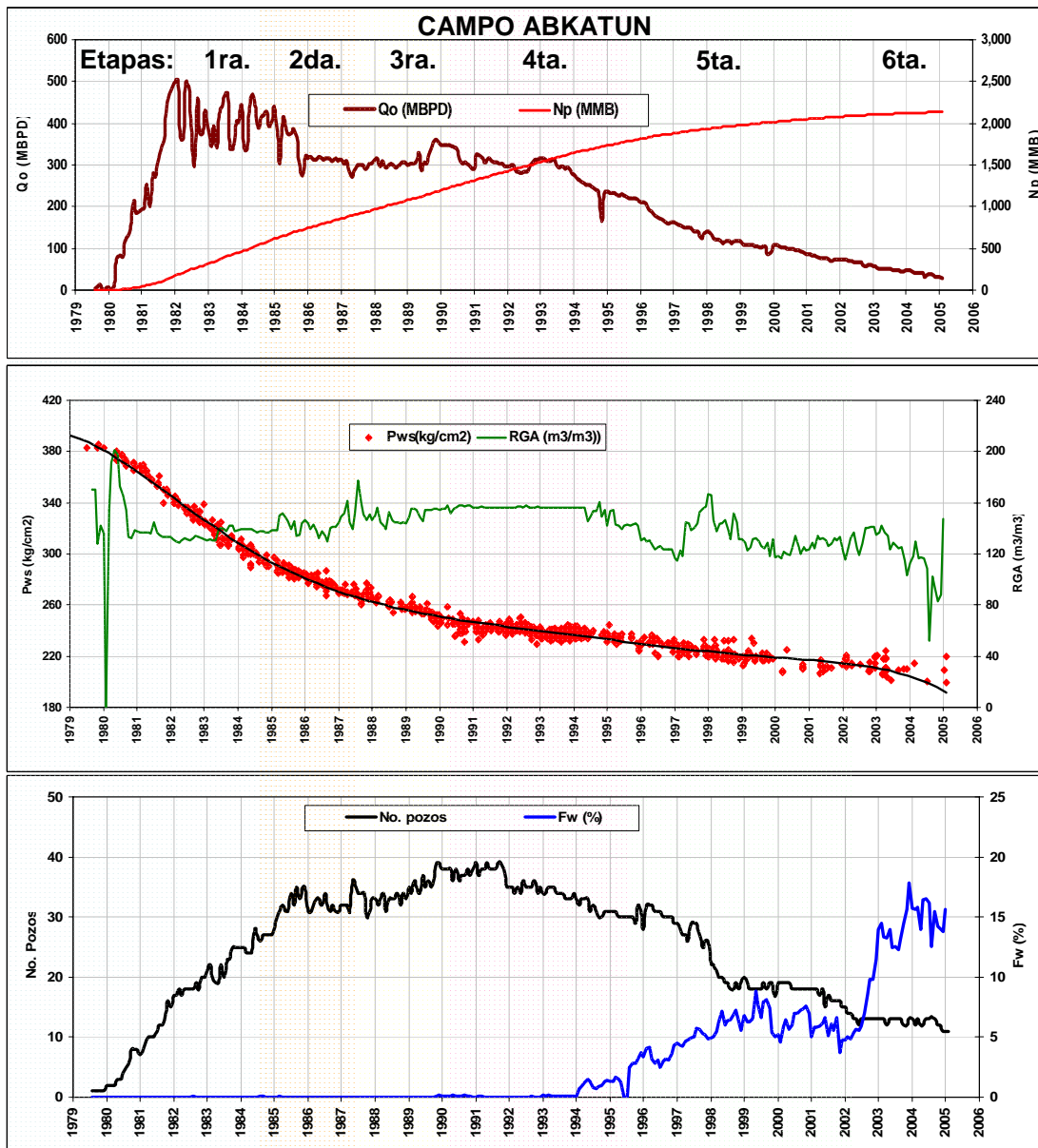


Figura 1. Histograma del campo Abkatun.

1.1.2. Campo Pol.

Estructuralmente, el campo es un anticlinal orientado Este-Oeste limitado al Norte, al Este, al Sur y al Oeste por un bajo estructural, donde se han estimado permeabilidades de 1000 a 4000 md.

Después del descubrimiento del campo Abkatun se continuó trabajando en la información sísmica 2D disponible. La interpretación estructural, conjuntamente con

La información estratigráfica del pozo Abkatun 1A, definieron la estructura Pol. El campo Pol se descubrió con la perforación del pozo exploratorio Pol-1, el cual se terminó en 1980, resultando productor de aceite y gas en el KI con un gasto diario medido de 37.262 mbpd de aceite y 947.8 Mpcd de gas. Inició su explotación en marzo de 1981.

Los yacimientos de este campo contienen las formaciones BP y KS (KM y KI comercialmente no explotables), las cuales son yacimientos independientes; a la formación BP de alta productividad (hasta de 30 mbpd) le corresponde una litología de calizas dolomitizadas con abundante presencia de fracturas y vórgulos, mientras que para la formación KS cuenta con una litología de calizas calcarenitas, las cuatro formaciones contienen un espesor promedio bruto de 230 m y un espesor neto de 128 m, un área aproximada de 58 km² y el contacto agua-aceite original a 3960 mvbnm. Se calculó un volumen original de 2253 MMb (Oficial al 1° de enero de 2005).

La formación BP inició su explotación en 1981, produjo aceite ligero de 31° API a una presión original de 405 Kg. /cm², correspondiéndole una presión de saturación de 245 Kg/cm². A diciembre de 2005 la presión promedio del yacimiento fue de 235 Kg/cm² y una producción acumulada de 703 MMb.

El yacimiento de la formación de KS comenzó su explotación en 1984, produjo aceite ligero de 31° API a una presión original de 337 kg/cm², con una presión de saturación de 229 kg/cm². A diciembre de 2005 la presión promedio del yacimiento fue de 195 kg/cm² y una producción acumulada de 217 MMb.

La reserva original del campo es de 933 MMb alcanzando un factor de recuperación de 41 %.

En la figura 4 se muestra el histograma donde se observan las cinco etapas principales en las que se subdivide el comportamiento del campo Pol:

Primera etapa. Desarrollo del campo de 1981 a 1991 llegando a un número máximo de 18 pozos productores, una alta declinación de la presión de 411 a 264 kg/cm², incrementando en su último periodo la producción a 170 mbpd de aceite.

Segunda etapa. Sostenimiento de una plataforma de producción de 176 mbpd hasta 1993, disminución de la tendencia de presión por efecto de la inyección de agua implantada en marzo de 1991.

Tercera etapa. Disminución del número de pozos productores de 17 a 13 por alto flujo fraccional, por ende, una disminución en la producción de aceite de 170 a 117 mbpd; se realizan reparaciones de pozos para la corrección de entrada de agua, una $\Delta P = 10 \text{ kg/cm}^2$ en cinco años.

Cuarta etapa. Instalación de un separador remoto en Chuc-A reduciendo contrapresión en baterías de producción en Pol-A, facilitando el flujo de fluidos levantando la producción de 86 a 111 mbpd y manejando un mayor flujo fraccional en pozos productores.

Quinta etapa. Declinación franca de la producción de 67 a 16 mbpd, cierre de pozos por baja presión en KS y mayor caída de presión que en la formación BP, donde se tuvo cierre de pozos por alto flujo fraccional.

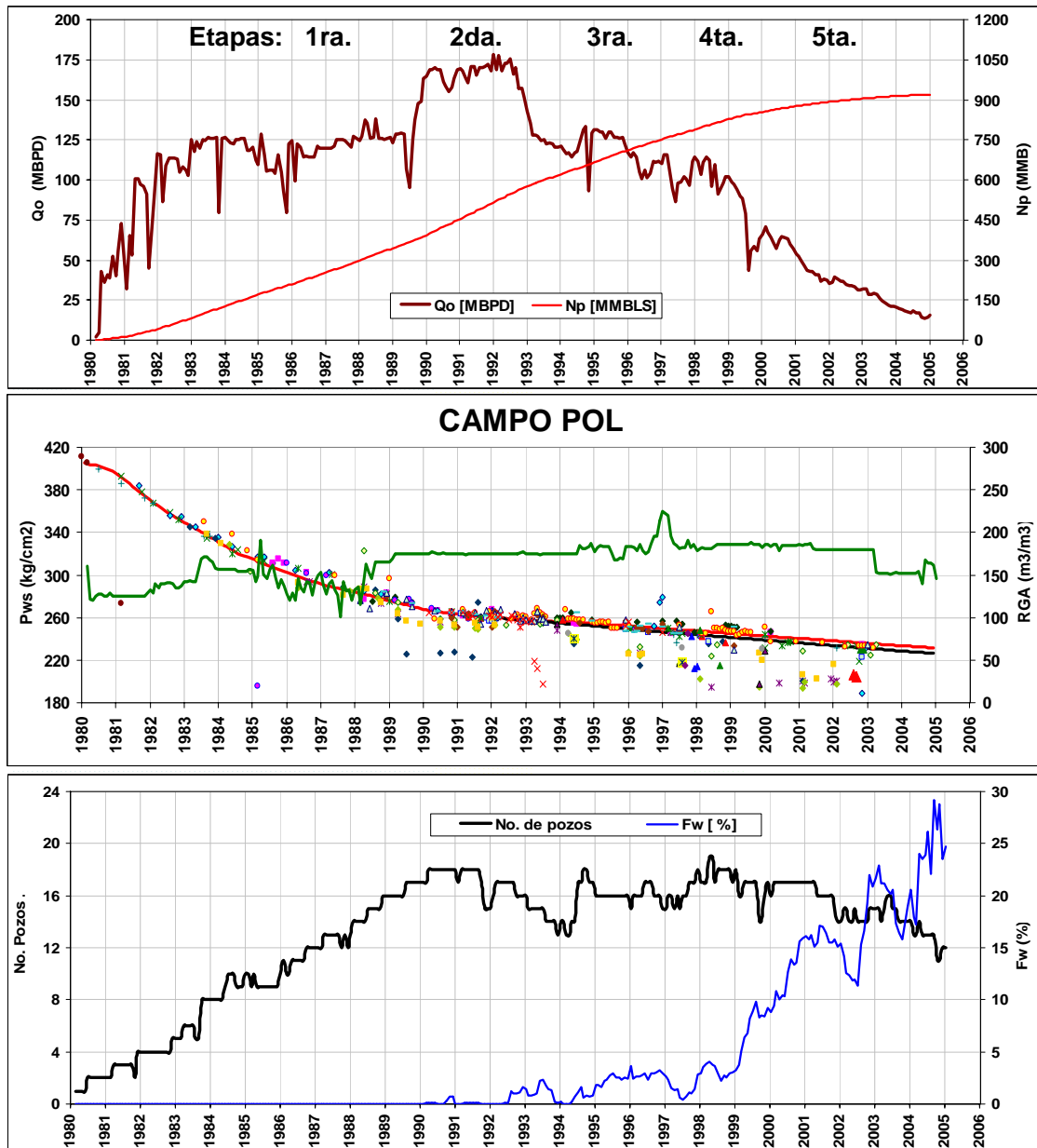


Figura 2. Histograma del campo Pol.

1.1.3. Inyección De Agua, Un Proceso De Recuperación Al Complejo APC

En una primera etapa, contando con información mínima y una caracterización pobre del yacimiento del campo Abkatun, se conceptualizó el proyecto original documentándose en 1983, al que se le denominó “Proyecto de Inyección de Agua al acuífero asociado en el campo Abkatun”. En él, se planteaba inyectar cerca de la interfase del contacto agua-aceite.

Con las dos primeras plataformas instaladas, Abkatun-I y Abkatun-J, y la perforación de dos pozos en Abkatun-I, se decide realizar una toma intensiva de información, lo cual transforma el proyecto en una prueba piloto realizada en un periodo de tres años (1995 – 1998), lo que deriva en el cambio de nombre por el de “Inyección anticipada de agua”.

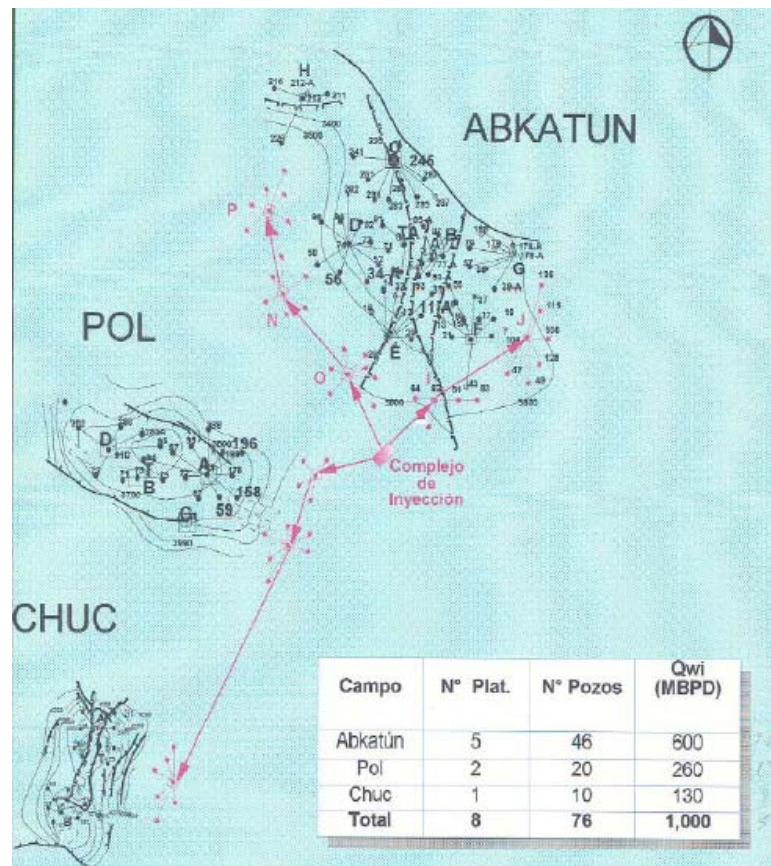


Figura 3. Complejo de inyección APC

En 1985, los campos Abkatun, Pol y Chuc registran una declinación de presión con la misma pendiente, por lo que se realiza una segunda etapa al extender el proyecto a los tres campos, con el mismo propósito de inyectar agua cerca de la interfase agua-aceite, a la que se denomina “Inyección de agua al Complejo APC”.

La información obtenida de las pruebas de interferencia entre los campos del Complejo en 1983, la prueba piloto aplicada al campo Abkatun 1985-1988, el análisis de las pruebas de interferencia entre pozos de las plataformas: Abkatun-I y Abkatun-E y F (inyección de trazadores) y la prueba de interferencia del pozo exploratorio

Pek-1 en 1987, ratificaron la existencia de un acuífero común entre los campos Abkatun, Pol y Chuc, así como la alta transmisibilidad que se tiene en cada campo.

La integración y análisis de la información mencionada previamente, da lugar a la documentación de la tercera etapa de inyección de agua en el año 1988, que se denominó "Proyecto de Inyección Integral de Agua al Complejo APC" para diferenciarlo del anterior, en el que se cambia la conceptualización y en lugar de inyectar agua en las cercanías de los campos, se reubica el proceso de inyección de agua a una distancia +/- 6 Km. de los campos Abkatun, Pol y Chuc con el siguiente objetivo:

Mantener la presión en los yacimientos de los campos del Complejo APC, e incrementar el factor de recuperación de aceite, de 39% por comportamiento primario a 42% por recuperación secundaria, a través de un proceso de inyección de agua.

Los estudios integrales que se realizaron en 1989 y 1998, el análisis de la información de presión-producción y otros trabajos especiales como las pruebas de interferencia, inyección de trazadores y los de la instalación de sensores de presión de fondo en los pozos Abkatun-5 y 96, Pol-158 y Chuc-31, llevaron al proyecto a buen término y al éxito del proceso.

Entre los resultados obtenidos con la aplicación de este proyecto destacan:

- El cambio de conceptualización, en 1988, por la información obtenida de estudios y análisis, hacen la diferencia entre el fracaso que pudo haber tenido este proyecto, y el éxito que alcanzó el proceso de recuperación secundaria por inyección de agua al Complejo APC.
- El volumen diario extraído del Complejo sostuvo una plataforma de producción de 550 mbpd en el periodo 1992-1994. En caso de no haberse efectuado la inyección de agua, la producción hubiera caído a 490 mbpd, no soportando los ritmos de explotación requeridos por las necesidades de producción del país.
- Otro beneficio observado, es la disminución de cierre de pozos por baja presión en la cabeza, lo que hubiera originado modificar las instalaciones para reducir la contrapresión y poder manejar los hidrocarburos producidos.

- Para diciembre de 2005 alcanzó factores de recuperación de 36% por comportamiento primario y 41% por recuperación secundaria, cerca del cumplimiento del objetivo del proyecto, pronosticando recuperar de 36% por comportamiento primario a 43% por recuperación secundaria en el año 2015.

El proceso de recuperación secundaria por inyección de agua fue la mejor alternativa técnica rentable y con alta factibilidad de aplicación. De hecho, al aplicar este sistema, los tres campos lograron sostener las plataformas de producción de 550 mbpd de aceite requeridas por la empresa.

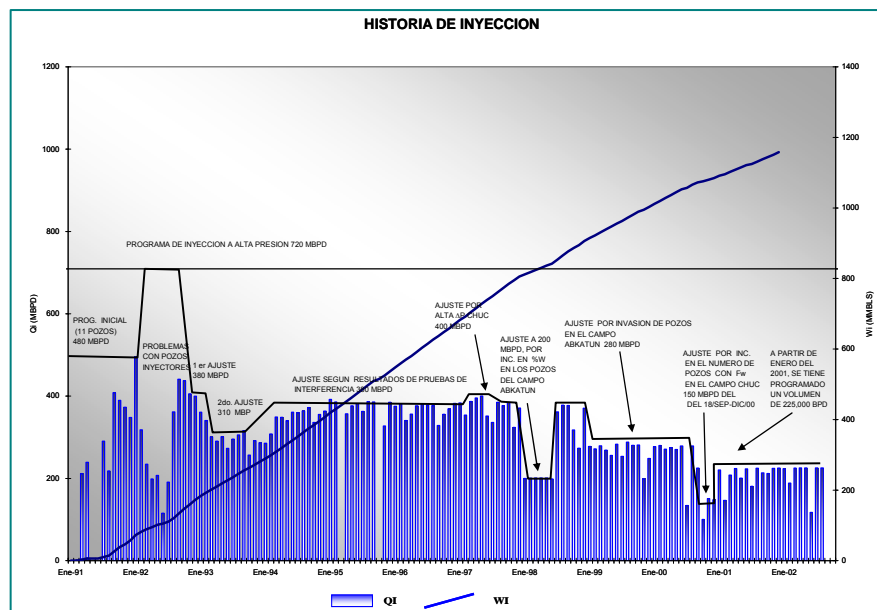


Figura 4. Historia de inyección complejo APC

1.2. Investigación Bibliográfica.

1.2.1. Clasificación De Los Métodos De Recuperación Mejorada De Hidrocarburos.

Un método adecuado de recuperación mejorada para un yacimiento determinado debe trabajar fundamentalmente en buscar una mejora tanto de la eficiencia de desplazamiento como de la eficiencia volumétrica. El problema que se presenta con frecuencia es que la mayoría de los procedimientos que se emplean para mejorar la eficiencia de desplazamiento reducen la eficiencia volumétrica, originando que si no se tiene cuidado, el resultado final puede ser contraproducente, pues la recuperación final puede incluso ser inferior a la obtenida mediante un proyecto de inyección de agua.

La recuperación terciaria del petróleo presenta al ingeniero una nueva faceta llena de dificultades, ya que siendo difícil de recuperar se encuentra en yacimientos invadidos de agua, por lo cual la concentración del petróleo es menor y las técnicas desarrolladas para su obtención, al igual que la exploración, requieren de fuertes inversiones, las cuales son recuperables a largo plazo.

En la figura 5 se muestran los procesos de recuperación mejorada, se dividen principalmente en 4, según el tipo de mecanismo principal que utilizan: los métodos térmicos que utilizan el calor para movilizar aceite viscoso que no fluye fácilmente, los que utilizan ciertas sustancias químicas que se agregan al agua de inyección con el objeto de mejorar el proceso de desplazamiento del aceite por agua. Los de proceso miscible que producen zonas de una sola fase con el objeto de mejorar la eficiencia de barrido y los de proceso no miscible que solo se utilizan como fluidos de desplazamiento. A continuación se describen de forma rápida algunos de ellos, considerando que más adelante algunos de ellos se verán a detalle.

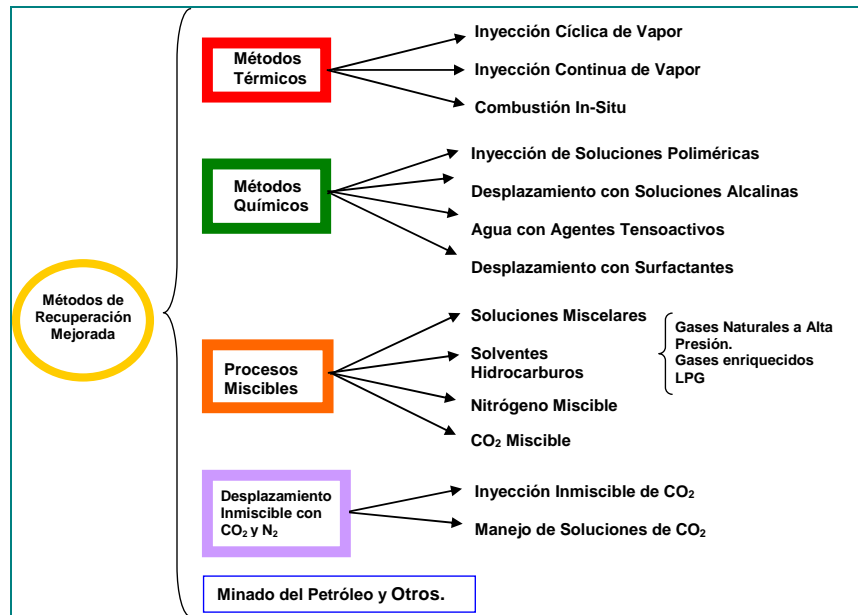


Figura 5. Clasificación de procesos de recuperación mejorada.

1.2.2. Doble Desplazamiento.

El proceso de doble desplazamiento se define como la aplicación de dos procesos de desplazamiento secuenciales en el yacimiento. El primer desplazamiento ocurre debido al avance del contacto agua aceite ya sea por la inyección de agua o por el avance del acuífero provocando que ese aceite sea desplazado por el agua. El segundo desplazamiento ocurre cuando el contacto agua aceite es empujado hacia abajo por la inyección de gas en el casquete, barriendo nuevamente las zonas previamente ocupadas por agua y recuperando parte del aceite remanente.

En este trabajo se empleará el proceso de doble desplazamiento inyectando surfactantes para lograr recuperar parte del aceite residual que quedó como resultado de la invasión por agua.

II.

DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Hipótesis: Se puede reducir la saturación de aceite residual en núcleos carbonatados mediante la inyección de surfactantes y N_2 , logrando minimizar la tensión interfacial del aceite en el medio poroso y/o cambiando la mojabilidad de la roca.

Objetivo: Realizar pruebas experimentales de doble desplazamiento a condiciones de yacimiento en núcleos carbonatados a nivel brecha, para investigar el efecto de la inyección de fluidos ajenos al yacimiento invadido por agua (recuperación mejorada) y de esta manera determinar la distribución de saturaciones, la interacción de los parámetros del yacimiento con los fluidos inyectados y factores de recuperación.

Justificación: El siguiente trabajo tiene como propósito demostrar que aun se tienen reservas por extraer en los yacimientos de los campos del complejo APC. Empleando métodos de desplazamiento en núcleos a nivel laboratorio.

III.

MARCO TEÓRICO

3.1. Efecto Del Cambio En La Mojabilidad De La Roca Con Surfactantes En Medios Fracturados Y Su Influencia En La Recuperación De Aceite.

3.1.1. Mojabilidad.

Puede definirse como la habilidad de un fluido para adherirse o extenderse en una superficie sólida en la presencia de otros líquidos inmiscibles.

Considerando un sistema agua-aceite-sólido:

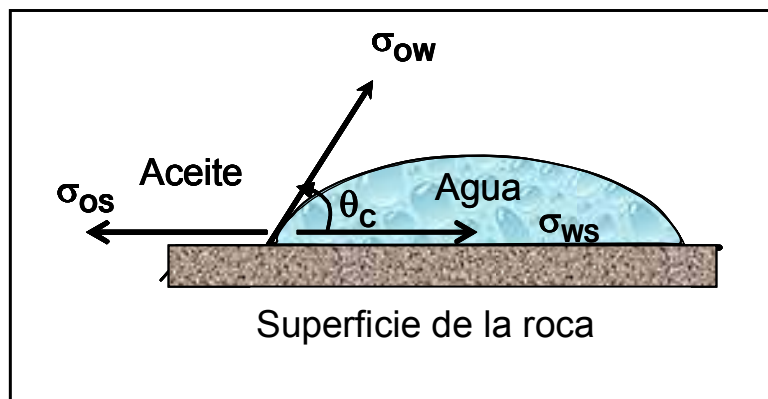


Figura 6. Distribución de fluidos en un sistema agua-aceite roca, resultantes de las fuerzas de tensión interfacial.

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos \theta_c \quad (3.1)$$

De acuerdo a la ecuación de Young-Dupre:

Donde:

σ_{os} = tensión interfacial entre el aceite y el sólido, [dinas/cm]

σ_{ws} = tensión interfacial entre el agua y el sólido, [dinas/cm]

σ_{ow} = tensión interfacial entre el aceite y el agua, [dinas/cm]

θ_c = Ángulo de contacto (ángulo entre la interfase y el sólido), [°]

Cuando se tiene un sistema líquido-gas, θ_c se mide a través de la fase líquida, el sistema es agua- aceite, θ_c se mide a través de la fase acuosa.

El fluido que moja preferentemente la superficie ocupa los poros e intersticios más pequeños de la estructura porosa. La tensión interfacial es originada por las fuerzas cohesivas intermoleculares de los líquidos. El aceite y el agua tienden ambos a adherirse a la superficie sólida, lográndolo aquel que disminuye en mayor grado la energía superficial del sólido, convirtiéndose entonces en el fluido que mojará preferencialmente a dicha superficie.

Dependiendo de la magnitud del ángulo de contacto, pueden tenerse los siguientes casos (Tabla 1) :

Tabla 1. Cambio de mojabilidad según ángulo de contacto.

Ángulo de contacto	Situación
$\theta = 0^\circ$	Roca fuertemente mojable por agua. Representa una condición extrema. El agua envolverá totalmente los granos de la roca, desplazando de ellos el petróleo, el cual migrará a ocupar la parte central del poro o canal de flujo.
$\theta = 180^\circ$	Roca fuertemente mojable por aceite. También corresponde a una situación extrema. En sistemas de este tipo el aceite tenderá a envolver la superficie de los granos de la roca, expulsando el agua y forzándola a ocupar la parte central del poro.
$\theta = 90^\circ$	No existe preferencia por ninguno de los fluidos que saturan la roca.
$\theta_c < 90^\circ$	Roca mojable por agua. Puede hablarse de una mojabilidad desde "ligeramente mojable por agua" hasta "preferentemente mojable por agua", dependiendo de que tan cerca del valor 0° se encuentre θ_c . Corresponde al caso de mojabilidad por agua que se presenta más frecuentemente en la naturaleza.
$\theta_c > 90^\circ$	Roca mojable por aceite. En forma similar al anterior, normalmente se habla de un sistema "ligeramente mojable por aceite" hasta uno "preferente mojable por aceite", dependiendo de que tan cerca de 180° se encuentre θ_c para el sistema bajo consideración.

En el caso más usual ($0^\circ < \theta_c < 180^\circ$), para mejorar la inyección de agua, θ_c puede cambiarse de $> 90^\circ$ a $< 90^\circ$ mediante el uso de surfactantes. Esto producirá un desplazamiento del aceite de las paredes de la roca hacia el centro del poro⁽²⁾.

Un aditivo para disminuir la tensión superficial trabaja disminuyendo la tensión interfacial (σ_{ow}), mientras que un agente para el cambio de mojabilidad disminuye θ_c , lo cual produce un aumento en el valor del $\cos \theta_c$. Una disminución en σ_{ow} no implica necesariamente un aumento en $\cos \theta_c$ y viceversa (debido a cambios en σ_{so} y σ_{ws}).

Existen yacimientos que pueden presentar características mixtas de mojabilidad, es decir, parte de ellos pueden ser mojables por aceite y parte mojable por agua. Este tipo de comportamiento puede presentarse cuando los minerales que componen la roca son muy diferentes. Es un hecho aceptado que la mojabilidad de una roca por aceite se debe a la adsorción en la pared rocosa de materiales polares del aceite, o bien a la depositación sobre la roca de sustancias asfálticas o cerosas.

3.1.2. Comportamiento De Los Surfactantes.

Los surfactantes o compuestos con actividad interfacial, se caracterizan químicamente por tener moléculas que son de dos tipos: incompatibles con los solventes a este grupo se le conoce como liofóbico, y por el otro lado se tiene el grupo de los que tienen fuerte afinidad con los solventes denominado liofílicos. Para los surfactantes que tienen fuerte compatibilidad con el agua se les clasifica dentro del grupo denominado hidrófobico o hidrofilito⁽³⁾.

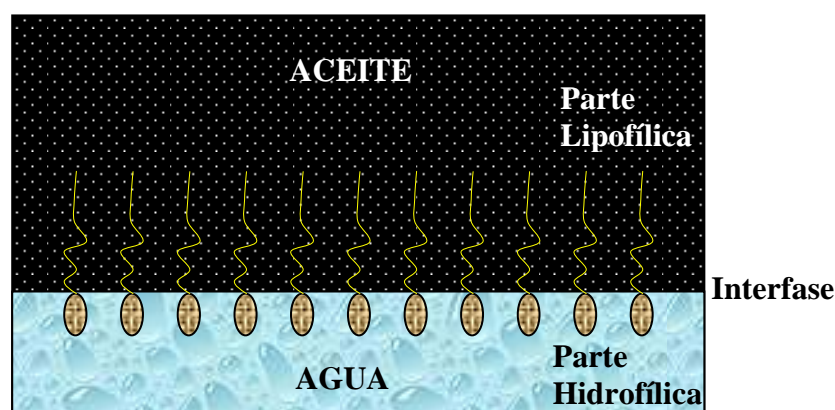


Figura 7. Diagrama esquemático de una interfase aceite/agua con moléculas de surfactante absorbido⁽³⁾

Cuando el surfactante se presenta en bajas concentraciones en un sistema, se absorbe en las superficies o interfaces, modificando la energía superficial o interfacial de dicho sistema.

Para el presente estudio al contar con surfactante que será disuelto en agua, se producirá una adsorción de las moléculas del surfactante en la superficie del agua, disminuyendo la tensión superficial de esta, lo cual es una medida de la disminución de la energía libre superficial del sistema figura 7. En las pruebas que se realizarán en el presente trabajo se tratará bajo un sistema aceite/agua/surfactante, el surfactante se adsorbe en la interfase aceite-agua, disminuyendo la energía libre interfacial. Así también se tendrá el caso, donde dos fases inmiscibles tales como el aceite y el agua están en contacto con un sólido. En este caso y de forma más precisa la presencia de un surfactante en el sistema, puede modificar las energías interfaciales: líquido-líquido o líquido-sólido, dicho fenómeno se manifiesta como un cambio de la mojabilidad de un líquido en el sólido, (ver sección 3.1.1).

En los procesos de recuperación mejorada, que emplean surfactantes, se pretende disminuir la tensión interfacial del sistema aceite/agua, a valores muy bajos (10^{-3} dinas /cm. muy baja energía libre interfacial) con las mínimas concentraciones posibles de surfactantes.

El propósito básico es inyectar dentro del yacimiento una mezcla de material activo, que sea capaz de mover el aceite y que a su vez pueda ser desplazado y producido. Ésta representa solo un porcentaje del volumen poroso total, la cual se desplaza por medio de un bache de solución polimérica, y consecutivamente seguida de agua o salmuera.

De forma ideal se establece un desplazamiento miscible, mediante la inyección de surfactantes al yacimiento, figura 8. La integridad de la mezcla debe soportar por largo tiempo el ambiente del yacimiento ya que esos factores pueden alterar y acelerar su atenuación.



Figura 8. Desplazamiento con surfactantes. Shah y Schechter⁽⁴⁾

3.1.3. Influencias En Los Parámetros De Yacimiento.

Algunos de los problemas encontrados, fueron la adsorción de los materiales en la superficie porosa. Taber ⁽⁵⁾ demostró que para altas concentraciones de detergente (10%), se tendría un buen avance del detergente, originando mejores recuperaciones de aceite que para el caso en que se utilizaran concentraciones bajas. Taber también concluyó que la variable más sensitiva en los desplazamientos es el ritmo de inyección, y que las variaciones en los resultados se debieron a la relación entre las viscosidades y las fuerzas interfaciales.

Cinco elementos influyen fuertemente en los procesos de desplazamiento con surfactantes:

- **Aceite,**
- **agua intersticial,**
- **la geología/litología,**
- **la mineralogía**
- **la temperatura.**

3.1.3.1. Aceite.

Este parámetro afecta de diversas formas. Por ejemplo la viscosidad del aceite influye en la selección del proceso. Así se tiene un mejor proceso de inyección en aceites con API° ≥ 20 (densidad relativa < 0.934 60°/60°) y con viscosidades menores a los 100 cp, Poettman⁽⁶⁾.

El proceso de inyección de surfactantes requiere de baja tensión interfacial entre la mezcla y los fluidos del yacimiento.

Existen trabajos que han reportado la relación que existe entre la tensión interfacial y un tipo de aceite, en los cuales se representa según el tipo de aceite el grado de tensión interfacial. Cash y colab.⁽⁷⁾ presentan en su mapa de contorno (figura 9) una relación del tipo de aceite y la tensión interfacial; el mapa muestra que si el aceite fuera nafténico, la región de tensión mínima se desplazaría hacia abajo donde indica la flecha.

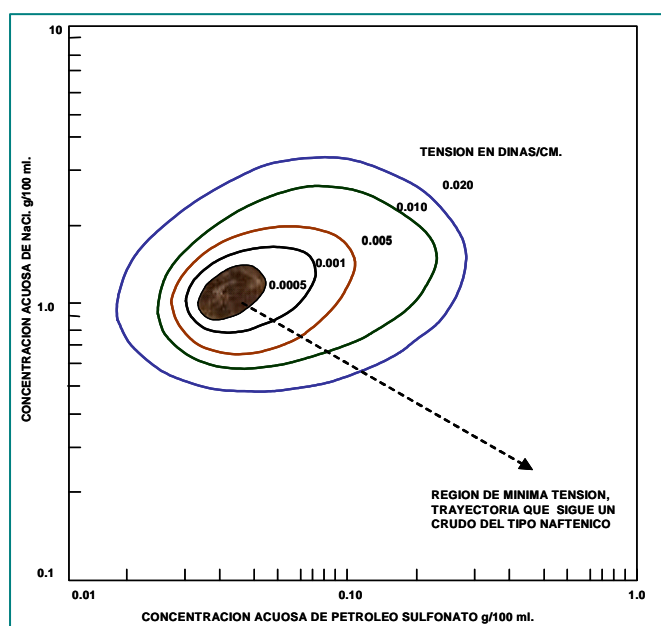


Figura 9. Mapa de contorno de tensión interfacial para un sistema agua NaCl petróleo sulfonato. Foster⁽⁸⁾

3.1.3.2. Agua Intersticial.

El agua intersticial puede tener una fuerte influencia en el comportamiento de la química del desplazamiento, modificando la tensión interfacial; así por ejemplo de los componentes de agua, el ion de Na Cl disminuye la tensión interfacial, no así para el ion de Ca⁺⁺ que propicia un incremento de la tensión interfacial, figura 10.

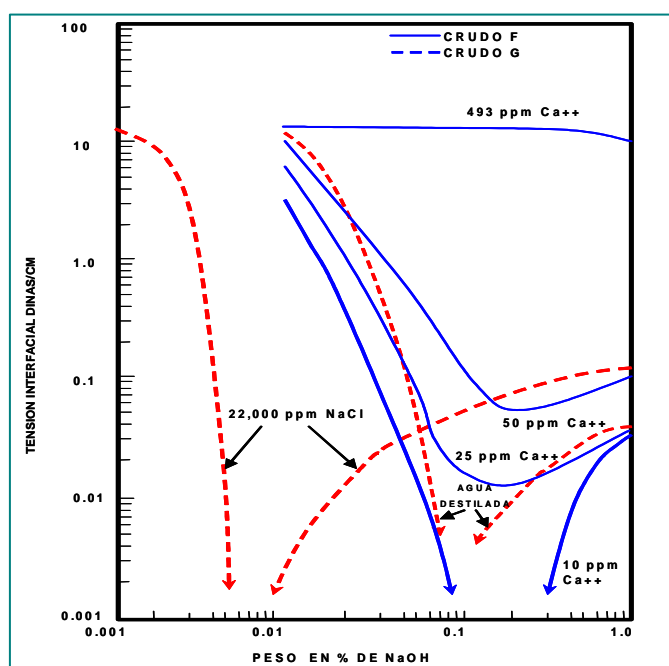


Figura 10. Influencia de NaCl y Ca⁺⁺ en la tensión interfacial. Jennigs y colab.

En general, la concentración del ion mono y metal divalente afecta también la viscosidad y la estabilidad de la fase de la solución. Así cambios pequeños en la concentración Ca^{++} , pueden resultar en grandes cambios en la viscosidad de la solución del surfactante, figura 11. Hill⁽⁹⁾ demostró que una concentración óptima de NaCl puede modificarse al ponerse en contacto con el agua intersticial, originando alteración en la tensión y por lo tanto en la recuperación de aceite. Holm y Josendal⁽¹⁰⁾ establecen como concentración óptima de NaCl un valor superior al 2%.

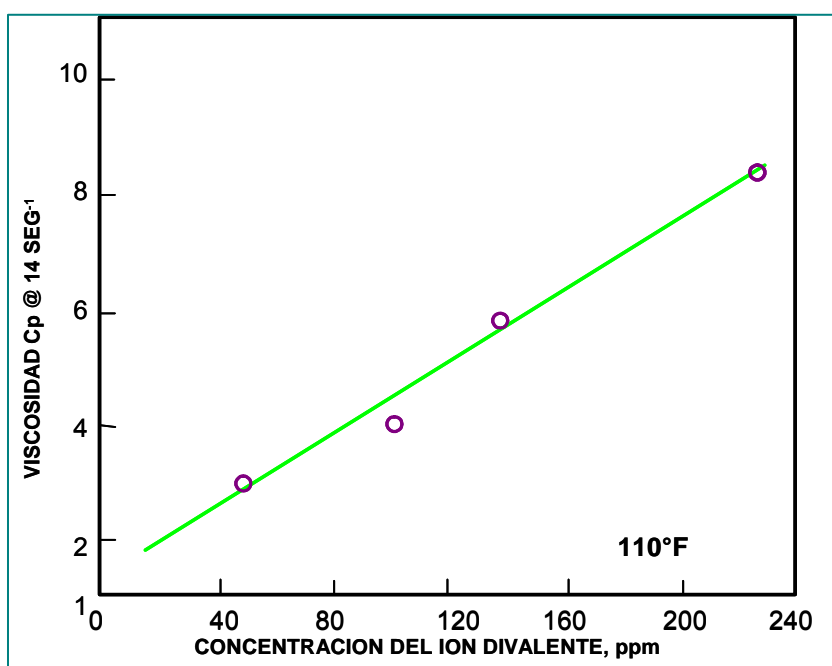


Figura 11. Influencia del Ca^{++} en la viscosidad de la solución con el surfactante (Trushenski y Colab.).

3.1.3.3. Mineralogía.

Los procesos de invasión pueden ser fuertemente afectados por la mineralogía de las rocas del yacimiento. Las arcillas en las rocas pueden influir en la invasión con surfactantes; investigaciones realizadas por Bernard⁽¹¹⁾ han sugerido que para intercambios iónico divalentes, los iones se transfieren a la solución surfactante de las arcillas, resultando en la precipitación de surfactantes, y por consiguiente pérdida del surfactante en el fluido desplazado; en la figura 12 se representa la influencia del ion divalente en núcleos con y sin tratamiento previo.

La alta concentración de Ca^{++} y Mg^{++} en la solución de surfactante puede ser un indicativo de una transferencia de los iones divalentes de la roca.

La adsorción puede resultar en pérdida de surfactante y reducción de la efectividad de la mezcla.

Algunos de los problemas encontrados, fueron la adsorción de los materiales en la superficie porosa., Taber ⁽⁵⁾ demostró que para altas concentraciones de detergente (10%), se tendría un buen avance, originando mejores recuperaciones de aceite.

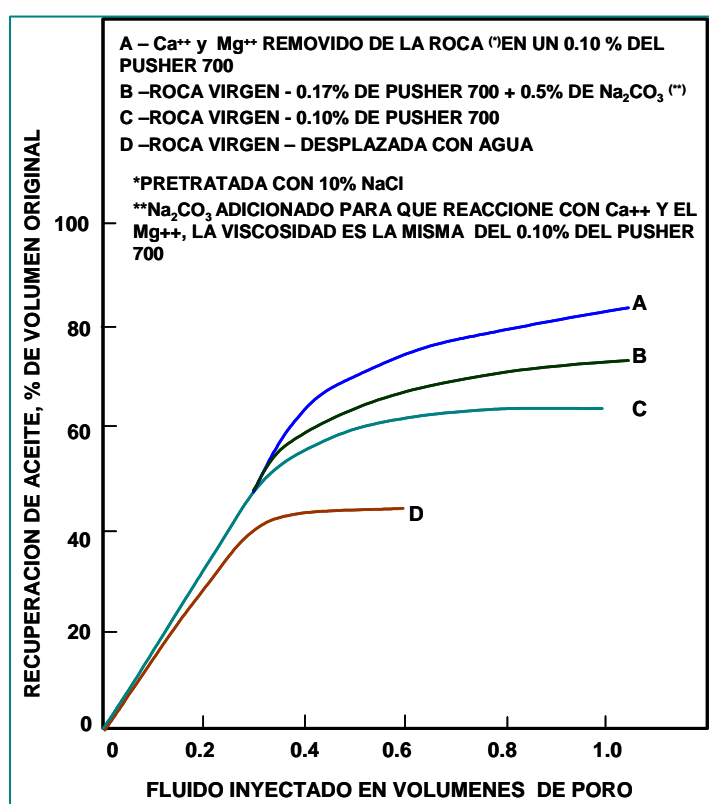


Figura 12. Influencia de los minerales de las arcillas en un desplazamiento con surfactantes (Holm y Josendal ⁽¹⁰⁾).

3.1.3.4. Geología Y Litología.

La naturaleza de la roca en el yacimiento puede ser una restricción para una aplicación satisfactoria de un desplazamiento con químicos. En yacimientos fracturados, podría pasar desapercibido el volumen de roca con poca o ninguna

respuesta de la inyección. Sin embargo, en yacimiento de baja permeabilidad, los gastos de inyección de surfactantes se verán limitados.

3.1.3.5. Temperatura.

La temperatura es otro factor que puede influenciar el desplazamiento con químicos; Mungan ⁽¹²⁾ demostró que el proceso de inyección fue ineficiente a 70 ° F y para 160 °F resultó muy efectivo.

El incremento en la temperatura afecta nocivamente a la invasión con surfactantes. Dauben y Froning ⁽¹³⁾ demostraron que a 150°F y dependiendo de la concentración salina la fase, la solución puede ser inestable.

3.1.4. Recuperación De Aceite Con Surfactantes.

El aceite junto con el agua y el gas se acumulan en los poros de la roca del yacimiento. La cantidad de hidrocarburo recuperado por procesos primarios y secundarios (inyección de agua) nunca es mayor del 40% del volumen original. Este fenómeno se debe a efectos viscosos que impide la fluidez del petróleo y a fuerzas capilares, que retienen el petróleo en el medio poroso.

El desplazamiento del aceite residual esta supeditado a una competencia entre fuerzas viscosas y capilares, la cual se expresa a través del número capilar N_c y se define como:

$$N_c = \frac{\mu v}{\sigma \cos \theta} \quad (3.2)$$

Donde: μ y v son la viscosidad y la velocidad por unidad de área del fluido desplazado, σ es la tensión interfacial y θ es el ángulo de contacto.

El desplazamiento del aceite residual solo se logra cuando se alcanza un valor mínimo del número capilar de aproximadamente 10^{-6} , si el yacimiento es mojado por

aceite este valor se debe incrementar hasta cuatro ordenes de magnitud y llevarlo a cero si el yacimiento es mojado por agua. Esto se logra reduciendo la tensión interfacial.

La presencia de surfactantes bajo condiciones físico-químicas apropiadas, permiten lograr la tensión interfacial requerida.

Existen surfactantes que se caracterizan por ser reductores de tensión interfacial y por mejorar la recuperación de aceite; por ejemplo los que son solubles en agua: sulfónico cuerpo policíclico, licor de sulfito de madera en concentraciones de 25 a 1000 ppm. Los empleados en procesos de desplazamiento: perfluoro compuesto orgánico, sopa de ácido graso, pologlicol éter, sales de grasa o ácido sulfónico y polyoxyalkyleno compuesto.

Así también se han presentado diversas mezclas de sales con surfactantes para prevenir la adsorción en las rocas de la formación, estas técnicas han mejorado el proceso de desplazamiento con surfactantes, reduciendo la tensión interfacial. Así por ejemplo una mezcla de 30% de volumen poroso contiene menos del 2 % de surfactante.

Se han desarrollado dos conceptos diferentes en la utilización de los surfactantes para la recuperación mejorada de aceite:

Primer concepto: la inyección de una solución conteniendo una baja concentración de surfactantes. El surfactante es disuelto ya sea en agua o aceite y entra en equilibrio con los agregados de los surfactantes denominados micelas, los volúmenes considerados para la inyección están entre los 15 a 60 % del volumen poroso, de esta forma se reduce la tensión interfacial que se tiene entre el aceite y el agua obteniéndose una recuperación de aceite considerable.

Segundo concepto: un pequeño volumen de poro, aproximadamente de 3 a 20 % de una alta concentración de solución de surfactantes es inyectada al yacimiento; con

una alta concentración de surfactantes las micelas provocan una estabilización de la dispersión de los surfactantes. Ya sea en sistema agua - aceite o aceite - agua.

La alta concentración de surfactantes mantiene la cantidad de la fase dispersa en la microemulsión, esta deberá ser alta comparada con los valores bajos de la fase dispersa de las micelas en la solución de baja concentración de surfactantes.

La mezcla para formar la solución micelar se forma de 3 componentes básicos: hidrocarburo, surfactante, y agua, un cuarto componente puede ser adicionado denominado co surfactante, por lo regular es un alcohol; un quinto componente podría ser un electrolito que normalmente es sal inorgánica.

Así de esta forma una alta concentración de la solución de surfactantes desplaza tanto al aceite como a agua, por lo que en su barrido se lleva también a todo el aceite contenido en el yacimiento, lo que no sucedería en el caso de una baja concentración.

3.1.4.1. Adsorción.

La adsorción de un surfactante disuelto en una fase líquida, en la interfase sólido-líquido, es afectada por una serie de factores siendo los más importantes: la naturaleza estructural de la superficie del sólido, el tipo de surfactante (iónico, no-iónico) el peso molecular del surfactante, la presencia de electrolitos y la temperatura. En específico depende fundamentalmente de la interacción entre el sólido y el surfactante, generando una disminución de la energía libre interfacial en la interfase líquido-sólido.

Se han presentado diversos trabajos para reducir la pérdida del surfactante en un desplazamiento a baja tensión interfacial, algunos métodos incluyen el uso de sales y mezclas de sulfonatos con gran peso molecular. Gale y Sándwich⁽¹⁴⁾ estudiaron el comportamiento de la utilización de petróleo sulfonatos sensibilizándolo con mezclas de diferente distribución de pesos equivalentes y comparando su recuperación, figura 13.

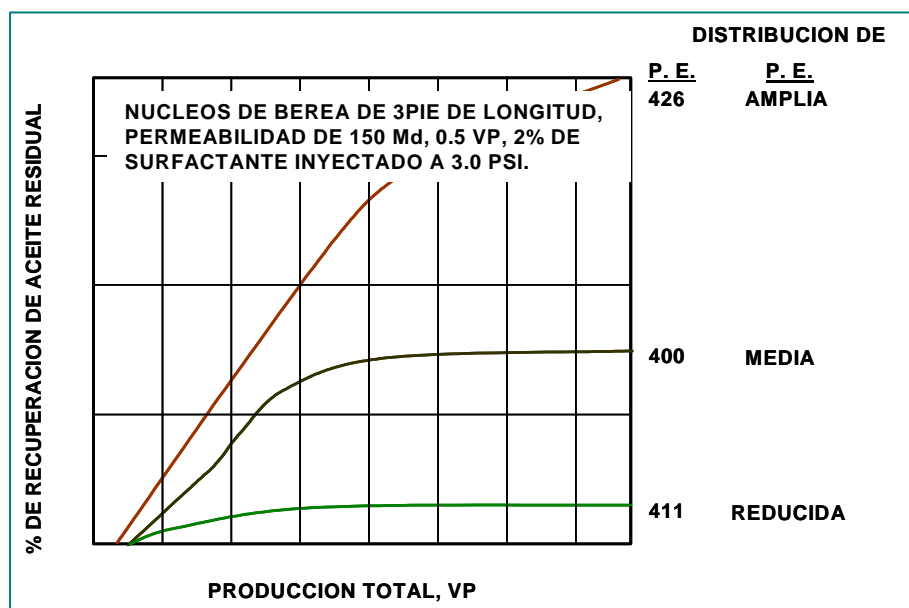


Figura 13. Efecto de la distribución del peso equivalente (P.E.) del surfactante en la recuperación de aceite. Gale y Sándwich⁽¹⁴⁾

Cuando se tiene una extensa distribución del peso equivalente, se obtienen mejores recuperaciones, esto debido a que la parte central de la distribución actúa como un adsorbente de sacrificio. Esta adsorción minimiza la pérdida de la alta fracción de peso equivalente, que es esencial en la baja de la tensión interfacial.

Una buena selección de los componentes y la composición de la soluciones micelar, apoya el control del grado de adsorción y por lo tanto mantiene un transporte mas eficiente del surfactante a través de la roca.

3.1.4.2. Control De La Movilidad.

El control de la movilidad es importante para el desplazamiento con surfactantes tanto para altas como para bajas concentraciones. Gogarty⁽¹⁵⁾ utilizó soluciones micelares en el control de movilidad en desplazamientos miscibles, se han empleado para el control de movilidad en procesos de surfactantes: altos pesos moleculares, polímeros solubles en agua y emulsiones de agua en aceite.

Para una inyección de surfactantes de baja concentración, el control de movilidad es fortalecida por la disolución polimérica en la solución del surfactante.

Gogart y Tosch ⁽¹⁶⁾ demostraron que para altas concentraciones de surfactantes, la mezcla se fija para ajustar la composición de tales componentes micelares como los surfactantes y electrolitos.

Una estabilización continua para ambas concentraciones alta y baja, requieren del uso de un colchón de movilidad (poliacrilamida o polisacáridos, p.e.), estos afectan de forma indirecta la viscosidad del aceite y la permeabilidad de la formación.

La figura 14 muestra los resultados de Gogart y Davis ⁽¹⁷⁾, se observan pequeños incrementos de recuperación con un colchón de movilidad mayor del 50% del VP, bajo este porcentaje el control de la movilidad es más crítico y debido a la complejidad en la heterogeneidad de algunos yacimientos se requiere de mayores volúmenes del colchón de movilidad.

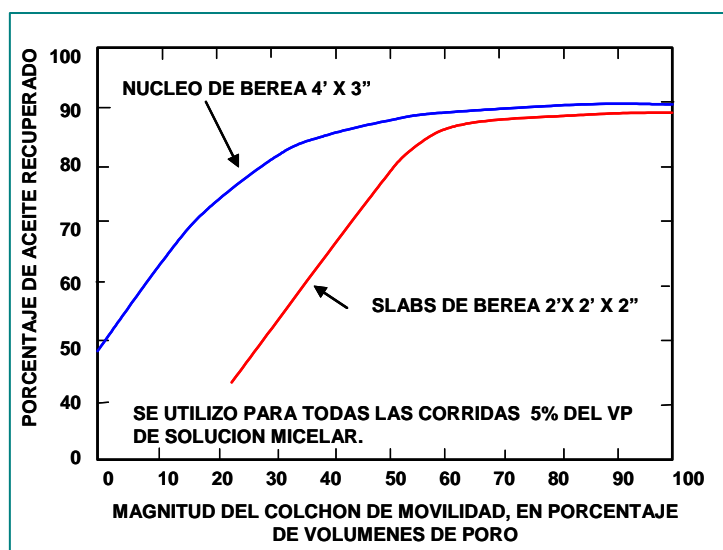


Figura 14. Los efectos de la magnitud del colchón de movilidad en la recuperación de aceite. Gogarty y Davis ⁽¹⁷⁾

3.2. Modelo De Transferencia De Surfactante Dentro De La Matriz Y La Fractura.

Lake ⁽¹⁹⁾, presenta un modelo matemático que describe el balance de materia y condiciones de frontera del proceso de convección y difusión, en la transferencia del surfactante dentro de la matriz y fractura.

$$K_l \phi \frac{\partial^2 C}{\partial x^2} - u \frac{\partial C}{\partial x} = \phi \frac{\partial C}{\partial t} \quad (3.3)$$

$$C(0, t) = C_0 \quad (3.4)$$

$$C(x, 0) = 0 \quad (3.5)$$

$$\lim_{x \rightarrow \infty} [C(x, t)] = 0 \quad (3.6)$$

Donde C_0 es la concentración del surfactante que esta en contacto con la superficie de la fractura a un tiempo cero, se supone que la concentración de surfactante en la matriz es inicialmente cero y permanece cero a una distancia infinita de la superficie de la fractura. C es la concentración del surfactante y esta en función de la ubicación y el tiempo, u es la velocidad de convección del fluido de la fractura a la matriz, ϕ es la porosidad, K es el coeficiente de dispersión longitudinal el cual esta dado por:

$$\frac{K_l}{D} = C_1 + C_2 \left(\frac{|v| D_p}{D} \right)^\beta \quad (3.7)$$

Donde D es el coeficiente de difusión molecular binario entre el desplazamiento miscible y el fluido desplazado. C_1 , C_2 y β son propiedades del medio permeable y el régimen de flujo. Así desarrollando la ecuación diferencial y aplicando transformada de Laplace, se obtiene la siguiente expresión

$$q_d = u C_0 \delta_\lambda(t) - K_l \phi \left. \frac{\partial C(x, t)}{\partial x} \right|_{x=0} \quad (3.8)$$

Que es el ritmo de transferencia del surfactante por convección y difusión en la matriz

3.2.1. Área Superficial De La Fractura Tratada Por Surfactantes.

Debido al proceso de transferencia mostrado en matriz, para el caso de la fractura la concentración no resulta ser constante.

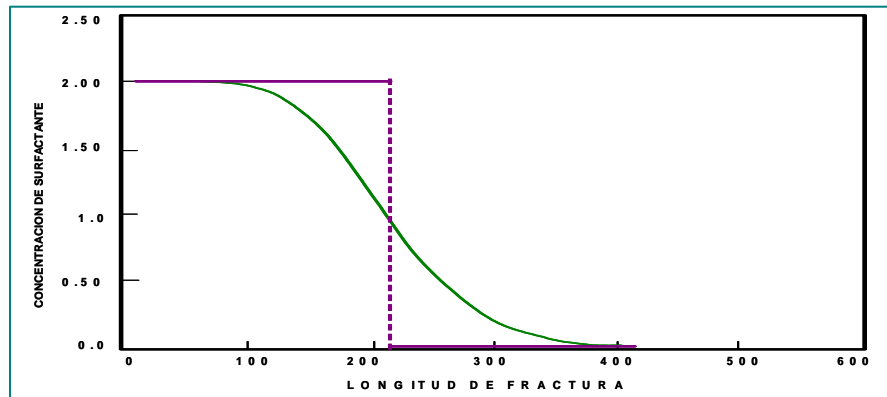


Figura 15. Perfil de concentración del surfactante en la fractura.

Por simplicidad la concentración de surfactantes detrás de la mezcla es considerada como constante (línea punteada) figura 15.

Marx y Carter propusieron un balance de materia del surfactante en el sistema de fracturas:

Surfactante inyectado = difusión y convección del surfactante en la matriz + avance la mezcla de surfactante en la fractura.

De su modelo:

$$Q_{inj} C_{inj} = 2n \int_0^t \left[u C_o \delta_o(t - \lambda) - \phi K_l \frac{\partial C(x, t - \lambda)}{\partial x} \Big|_{x=0} \right] \left[\left(\frac{dA}{d\lambda} \right) d\lambda + n \phi_f w_f C_o \frac{dA}{dt} \right] \quad (3.9)$$

Donde Q_{inj} y C_{inj} son ritmo y concentración de la inyección respectivamente. A es la superficie del área tratada por el surfactante y es función del tiempo, del ritmo de inyección de la fractura, de la permeabilidad de la matriz y de otros parámetros. ϕ_f y w_f son porosidad y amplitud de la fractura respectivamente. n es el número de fracturas conectadas en el fondo del pozo. τ es el tiempo de exposición del surfactante en la superficie.

Resolviendo el sistema: para cuando la convección de la fractura en la matriz es ignorada

$$A(t) = \frac{L}{2M^2} \left[e^{(2M)^2} \operatorname{erfc}[(2M)\sqrt{t}] + \frac{4M}{\sqrt{\pi}} \sqrt{t} - 1 \right] \quad (3.10)$$

Caso en el que la difusión molecular dentro de la matriz es despreciada:

$$A(t) = \frac{L\phi_f w_f}{2u} \left(1 - e^{-\frac{2ut}{\phi_f w_f}} \right) \quad (3.11)$$

Que es el área superficial de la fractura tratada por surfactantes.

3.3. Casos De Campo Utilizando Surfactantes.

En los inicios de los desplazamientos con materiales químicos, los agentes activos utilizados fueron detergentes, los cuales denominaban las compañías comercializadoras como “agentes mojantes”; en muchos de los trabajos iniciales se empleo este tipo de detergentes como un material efectivo en la recuperación del aceite del medio poroso, por lo tanto muchos laboratorios se dieron a la tarea de realizar estudios encaminados en la reducción de la tensión interfacial.

Bleakley ⁽²⁰⁾ en un artículo presenta 177 proyectos de EOR, procesos empleados para bajas y altas concentraciones, concluidos o aun operando.

Sharp ⁽²¹⁾ Presenta 10 pruebas piloto con el uso de surfactantes y 9 en proyecto donde participaron 16 compañías del Gulf Universitie Research Consortium (GURC).

La Energy Research and Development Administration (ERDA) -Cities Services Oil.Co., realizó prueba de campo en Kansas en base a desplazamiento micelar, los costo del proyecto ascendieron en 8.1 MMUSD, cabe aclarar que esos proyectos son de los años 70's

La ERDA y la Phillips Petroleum Co ⁽²⁰⁾, presentaron un proyecto de desplazamiento micelar, el cual tuvo un costo de aproximadamente 9.7 MMUSD.

La compañía Marathón realizó 17 pruebas de campo empleando procesos de inyección con surfactantes con altas y bajas concentraciones empleando bajos volúmenes de poro, estos trabajos fueron reportados por Gorarty y Davis ⁽¹⁷⁾, la tabla 2 presenta los resultados del proyecto de maratón (Maraflood).

Tabla 2. Resumen de las pruebas piloto del proyecto Maraflood.

Nombre de la prueba	Fecha de la prueba		Patrón		VP de la mezcla inyectada (%)	VP colchón de movilidad (%)	Rec.de aceite (bbl/acre-pie)
	Inicio	Fin	Tipo*	Dim. en acres			
Illinois							
Dedrick	Nov.62	Dic 64	R-5	2.5	3.5	6.6	384
Wilki	Ene.64	Ene.65	R-5	2.5	3.5	6.6	86
Henry_W	Nov.65	Abr.67	I-5	0.75	9.0	200	383
Henry-E 0.75 acres	Nov.65	Jun.66	I-5	0.75	40	44	169
Henry-E 1.5 acres	Jun.66	Ene.67	I-5	1.5	20	83	205
Henry-E 3.0 acres	Jun.67	Jun.68	I-5	3.0	10	55	159
119R	Sep.68	-	LD	40	7	100	-
Henry-S	Oct.69	Mar.70	MT	0.2	4.8	175	350
118-K	Sep.69	Dic.71	R-5	2.4	3.5	87	200
Aux Vases	May.70	Jul.72	R-5	4.3	2.5	24	-
MT no.1	Mar.73	Jun.73	MT	0.2	7.0	93	284
MT No.2	Oct.73	-	MT	0.2	7.0	93	-
Pennsylvania							
Bingham 533	Dic.68	May.71	I-5	0.75	10	200	230
Bingham Expansion	Ene.71	-	16I-5	47.0	5.0	95	-
Goodwill Hill	May.71	-	91-5	10.0	5.0	95	-

Códigos del patrón de inyección:

R-5.-Arreglo de 5 pozos un productor rodeado de 4 inyectoros.

I-5.- Arreglo invertido de 5 pozos, un inyector rodeado de 4 productores

MT.- Mini-prueba, un solo inyector no hay productores.

LD.- Patrón en línea directa.

16I-5.-16 invertidos.

Algunos de los resultados más relevantes de estas pruebas se muestran en el proyecto 119R, figura 16; en esta se observa el incremental de producción de aceite

obtenido por la implementación del proceso de inyección con surfactantes; tanto en su producción acumulada como en el área confinada o área de influencia.

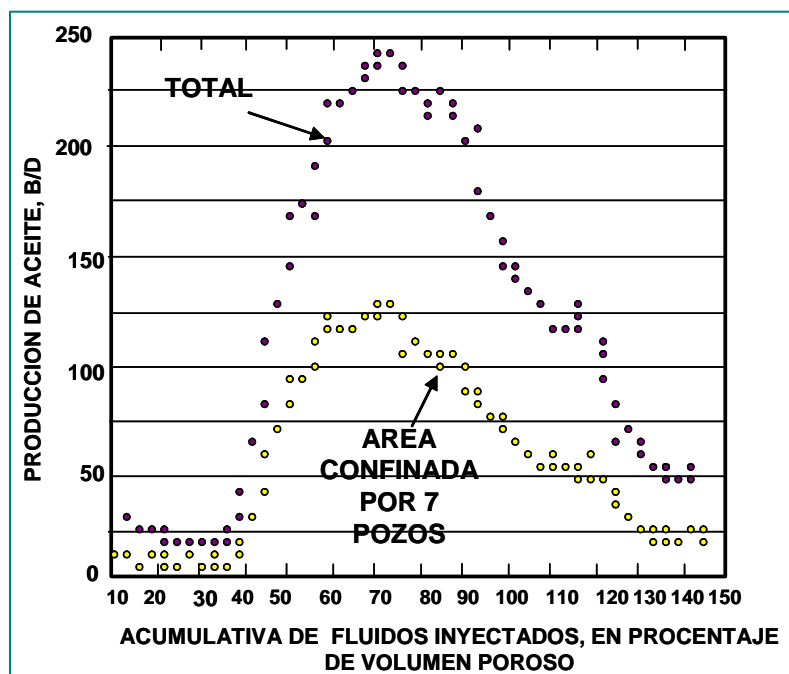


Figura 16. Producción de aceite para el proyecto 119R. Earlougher y colabs. ⁽²³⁾

Otro de las pruebas que resultaron interesantes, son las realizadas en el proyecto Bingham Expansión, figura 17; en esta se observa que se alcanzan recuperaciones de aceite del área confinada del orden de 5000 bbl. (312 bbl/acre -pie).

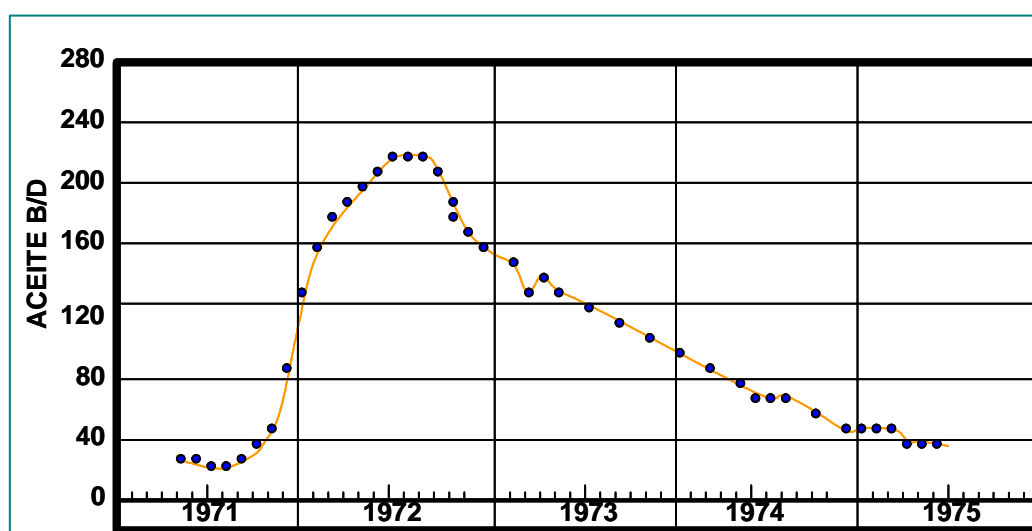


Figura 17. Producción de aceite para el proyecto Bingham Expansión. Danielson ⁽²⁴⁾

En forma generalizada los resultados de algunos de los autores que han reportado pruebas de campo se resumen en la tabla 3, en esta altas y bajas concentraciones se comparan; se puede concluir de estos estudios, que existe un incremento en la recuperación de aceite al tenerse alta concentración del surfactante, gran dimensión de la lechada o de la mezcla así como de una gran dimensión del colchón de movilidad; también se observa que de tres proyectos de baja, solo dos recuperaron aceite, según los autores esto se debió a que no existió un control de movilidades en los pozos productores.

Tabla 3. Resumen de pruebas de campo con el empleo de surfactantes.

Compañía	Proyecto	Ref.	Tipo de proceso	Patrón (acres)	Dim. de la mezcla (% VP)	Dim. del colchón de mov. (%VP)	So. Antes del despl. (bbl/acre-pie)	Rec. (bbl/acre-pie)
Maratón	119R	Earlougher y col.(23)	Alta concen. de surfactante-recup. de aceite Maraflood	40	7.0	100	599	282
Union	Higgs Unit	Knight y Baer (25)	Alta concentración de surfactante, Uniflood.	8.23	4.0	67.8	409	257
Marathón	Henry-W	Gogarty y Surkalo (26)	Alta concentración de surfactante-Procesos de recuperación de aceite Maraflood	0.75	9.0	200.0	621	391
Exxon	Loudon Field	Pursley col.(27)	Baja concentración de surfactante	0.625	40	30.0	488	75
Shell	Benton Field	Hill y col.(7)	Baja concentración de surfactante	1.0	111.1	330.0	461	150
Mobil	Loma Novia field	Office of Oil and Gas Energy Resource Div. FEA (28)	Baja concentración de surfactante	5.0	12.0	-	-	-

IV

INFORMACIÓN DE CAMPO.

4.1. Adquisición De Núcleos.

Se adquirieron 2 núcleos del yacimiento del campo Pol, figuras 18 y 17; también se cuenta con un fragmento del yacimiento del campo Abkatun, figura 20:

4.1.1. Análisis Sedimentológico.

Los núcleos de Pol se componen de packstones dolomitizados color gris moteado moderadamente oscuro; grainstones dolomitizados color café moderadamente gris y crema café moderadamente oscuro; una lutita calcárea gris oscuro; una capa delgada de lutita negra, packstones dolomitizados gris moteado moderadamente oscuro y gris café moderadamente oscuro; más packstone, un wackestone dolomitizado gris café moderadamente oscuro y un wackestone dolomitizado gris moteado moderadamente claro. El tipo de roca carbonatada dominante es grainstone dolomitizado

El análisis de difracción de rayos-X revela la presencia de cuarzo (1%), calcita (85 – 94%) y dolomita (8-14%). Se han detectado indicios de pirita en la muestra a los 3933.42m. No se identificaron minerales de arcilla en el análisis DRX.

Se llevó a cabo un conteo de puntos de porosidad en las tres muestras, Estos conteos de puntos revelan valores de porosidad entre 4.9 – 20%. La muestra más porosa se encuentra a los 3935.50 m. Esta muestra posee numerosos poros primarios intergranulares abiertos y bien interconectados y cantidades menores de poros intercristalinos, intraesqueléticos y móldicos.



Figura 18. Núcleo Pol 73R F-24

Datos:
 Pozo Pol 73R
 Profundidad: 3931-3937 m



Figura 19. Núcleo Pol 73R

Datos:
 Pozo Pol 73R
 Profundidad: 3936.2- 3936.4m

Datos presión - producción

Pol 73A:

- Pws de 200Kg/cm² con una Δp de 4 Kg/cm²
- **Np** = 48.51 MMB a noviembre 2005
- En Feb/06 Produce un gasto de líquido QL = 278 bpd,
- RGL= 47 m³/m³,
- fw = 51.5 %,
- Ptp = 8.8 Kg./cm²,
- Est= 1/2",
- Pbjte=5 .4kg/cm².



Figura 20. Núcleo Abk 7 (Fragmento),

Datos:

Pozo	Abkatun 7.
Recuperación	10%.
Profundidad	3529 MD.
Diámetro:	6.6 cm.
Longitud aprox:	10.4 cm.

Datos presión – producción:

Pws	205 Kg/cm ²
Np	19.628 MMB marzo 1992

V

PREPARACIÓN Y ACONDICIONAMIENTO DE LOS NÚCLEOS Y EL ACEITE.

Debido a la forma irregular que presentaba el núcleo Abk 7, fue necesario conformarlo para que se adaptara al equipo y a los experimentos respectivos, figura 21.



Figura 21. Núcleo Abk 7 con sus tapas de resina



Figura 22. Núcleo Abk 7 conformado a una forma regular.

Se moldearon en cada cara del núcleo unas tapas de resina para darle la forma regular, y así poder introducirlo en las celdas de medición, figura 22.

Se realizó una prueba de visualización en el tomógrafo para verificar el estado de la resina en el núcleo, pudiéndose diferenciar la parte del núcleo en (color amarillo) y su porosidad interna (cavernas y vúgulos) de las tapas de resina (en color verde), figura 23.

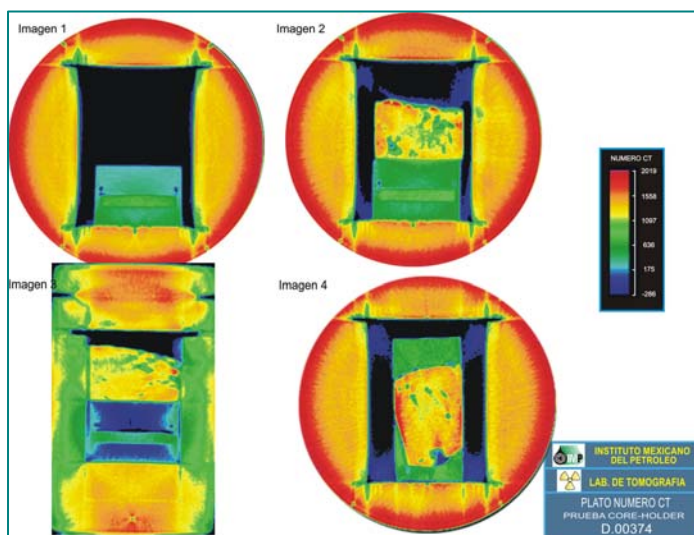


Figura 23. Tomografía del núcleo Abk7 y las tapas de resina IMP

Esta prueba es importante para poder discretizar y mantener un monitoreo de los canales preferenciales, los cuales seguirá el bache de fluido con surfactante.

5.1. Procedimiento De Limpieza De Los Núcleos.

Se realizó la identificación de las muestras mediante un grabado del número en cada núcleo, quedando como se especifica:

El núcleo número I correspondiente al pozo Pol 73R, profundidad 3936.27- 3936.43 m. y el núcleo numero II corresponde al núcleo Pol 73R, profundidad de corte 3931-3937m. Figuras 24 y 25 respectivamente.

Debido a la irregularidad de las caras de los núcleos se procedió a conformarlos, mediante cortes fueron careados en el torno para emparejarlos y posteriormente un lijado fino para perfilar más la alineación de las caras.



Figura 24. Núcleo número II

Datos:
Diámetro 6.63 cm
Longitud 12.15 cm



Figura 25. Núcleo número I

Datos:
Diámetro 6.57 cm
Longitud 16.24 cm.

Se inicia el proceso de limpieza con el **núcleo II** ya conformado a una forma regular.

Se lleva a cabo una prueba visual de mojabilidad de forma preliminar, colocando una gota de agua y de aceite en una de las caras del núcleo, observándose tentativamente mojabilidad preferente al aceite, figuras 26 y 27.



Figura 26. Prueba visual preliminar de mojabilidad. Núcleo II



Figura 27. Prueba visual preliminar de mojabilidad. Núcleo I

Posteriormente se le realiza secado en la estufa de vacío, a 60°C por 15 minutos el núcleo se preparó e introdujo en una manga de neopreno, figura 28.



Figura 28. Núcleo enmangado para el confinamiento del Core Holder. IMP.

Se colocó el núcleo contenido en la manga de neopreno dentro de la celda Core Holder figura 29, represionando las paredes del núcleo con la manga por el espacio anular que existe entre el interior de la celda core holder y la parte exterior de la manga, en la cara del núcleo donde incide el flujo se colocó un difusor, figura 30.



Figura 29. CoreHolder. IMP

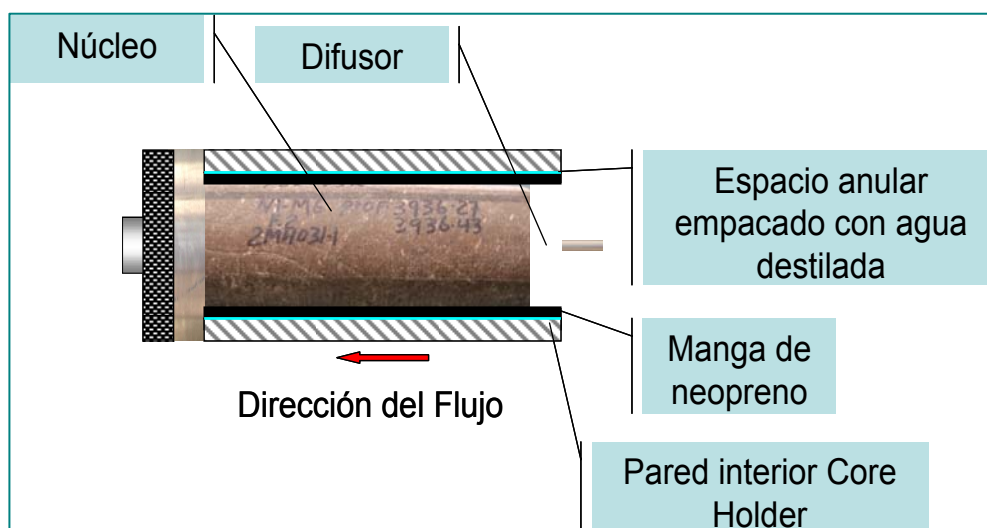


Figura 30. Esquema representativo del interior de la celda Core Holder.

Montado el núcleo se inició la limpieza por desplazamiento de acuerdo al esquema mostrado en la figura 31, esta primera etapa de limpieza se llevó a cabo mediante inyección de nitrógeno represionando una celda contenedora de solvente.

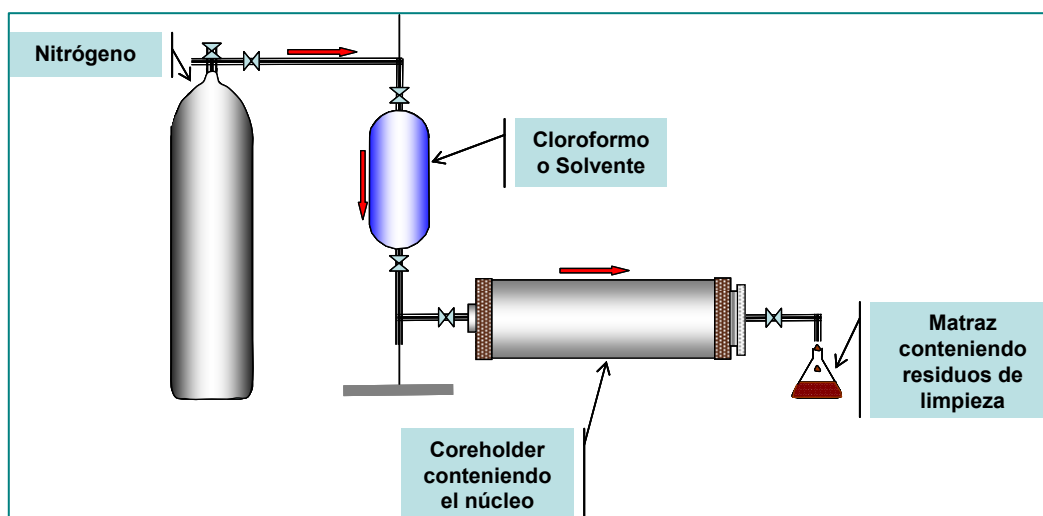


Figura 31. Esquema de limpieza por desplazamiento con solvente y N₂.

De una vasija que contenía inicialmente cloroformo, el líquido se desplazó hacia una de las caras del núcleo dentro de la celda, Figura 32. Las presiones de inyección varían en rangos de 80 psia.



Figura 32. Arreglo de limpieza mediante inyección de nitrógeno. IMP

De esta primera etapa de desplazamiento, se obtuvo un fluido con tonalidad oscuro verdoso, que resultó ser una mezcla de cloroformo con aceite desplazado de los poros del núcleo Figura 33.



Figura 33. Fluidos desplazados en la etapa de limpieza núcleo II

En una segunda etapa de limpieza el Coreholder se introdujo en la estufa de convección y se inicia el desplazamiento, figuras 34 y 35; presión de confinamiento 454 psia. @ c.s, volumen de confinamiento 39.141 ml., la metodología se basa en el desplazamiento continuo mediante bombas alternadas que inyectan según el gasto

aplicado, todos los datos de presión y gastos así como los parámetros son monitoreados y alimentados mediante un software. Figura 36.

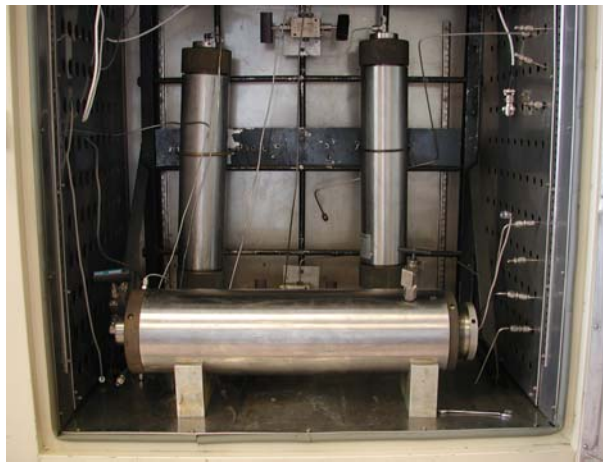


Figura 34. Estufa de Convección Shellab. IMP



Figura 35. Bombas Quizix de desplazamiento continuo. IMP



Figura 36. Equipo de cómputo, con software de monitoreo del desplazamiento. IMP.

En la figura 37 se muestra un diagrama del proceso de desplazamiento forzado, en el cual se esquematiza la inyección con el control y monitoreo continuo de la limpieza vía desplazamiento mediante un software.

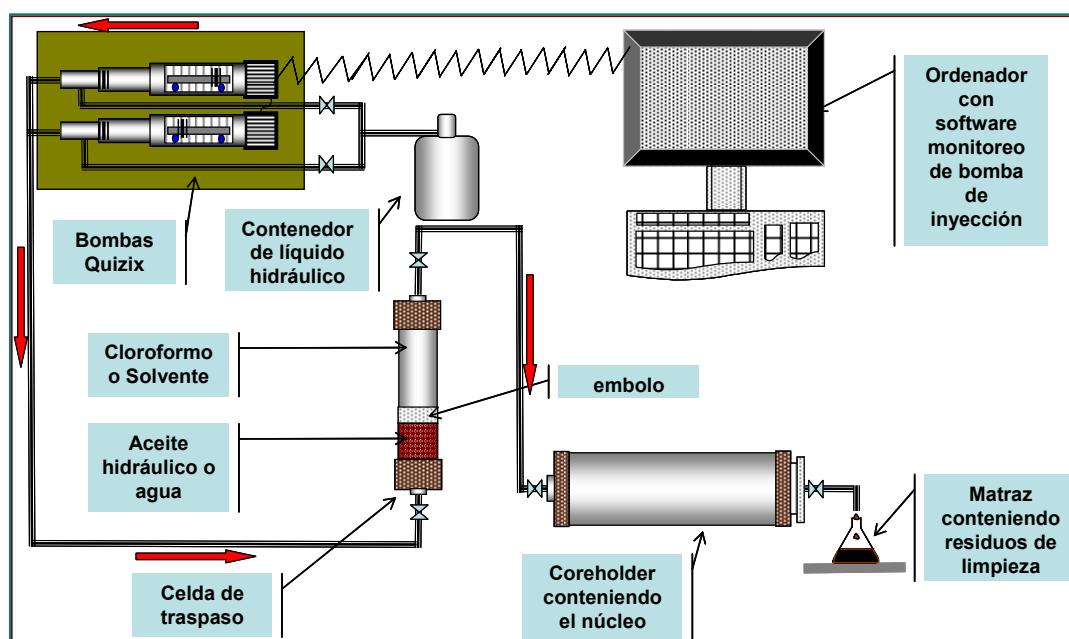


Figura 37. Esquema de limpieza forzada con gasto y presión controlados.

Para esta etapa se obtuvieron líquidos desplazados, compuestos de mezcla de cloroformo y de aceite del núcleo, este fluido desplazado presenta una tonalidad mas clara; se emplea una mezcla de tolueno y etanol para esta etapa de limpieza al 50%.

Al dejar la muestra de fluido desplazado a la intemperie, se obtuvo el aceite contenido en el medio poroso del núcleo. Figura 38.

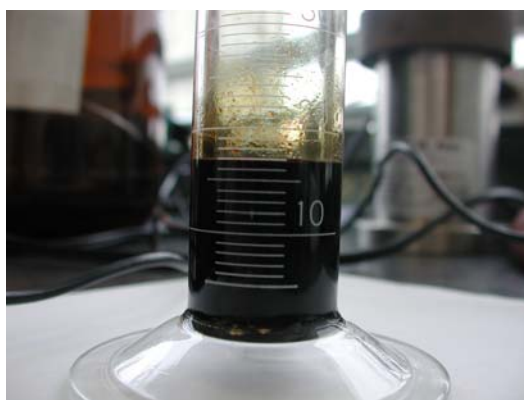


Figura 38. Aceite desplazado en la etapa de limpieza núcleo número II

Utilizando la misma mecánica y el mismo procedimiento, se llevó a cabo la limpieza del núcleo I, el cual al igual que el núcleo II arrojó fluidos con presencia de hidrocarburos. Figura 39.

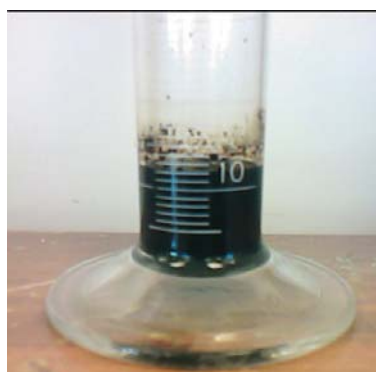


Figura 39. Aceite desplazado en la etapa de limpieza núcleo número I

El **núcleo Abk 7** se vierte en metanol y cloroformo para iniciar los preparativos a su limpieza, posteriormente se introduce en una celda de añejamiento confinado en perlas de vidrio y hundido en cloroformo, se da un tiempo de espera de impregnación y de adsorción, figura 40; pasado el tiempo de espera se extrae el líquido; en estos desplazamiento se logro obtener líquidos con cambios de tonalidad de oscuros a claros, de esta forma se logró una limpieza aceptable.



Figura 40. Núcleo Abk 7 en la celda de añejamiento previo a su limpieza

Los desplazamientos fueron llevados a cabo mediante un bombeo continuo empleando bombas de desplazamiento Quizix a base de agua, figura 32. Este proceso fue necesario debido a la dificultad de medición en los equipos de desplazamiento por la irregularidad del núcleo. Figura 41 y 42.

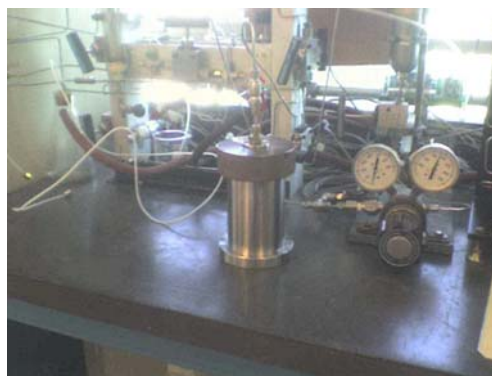


Figura 41. Arreglo para el desplazamiento núcleo Abk 7.

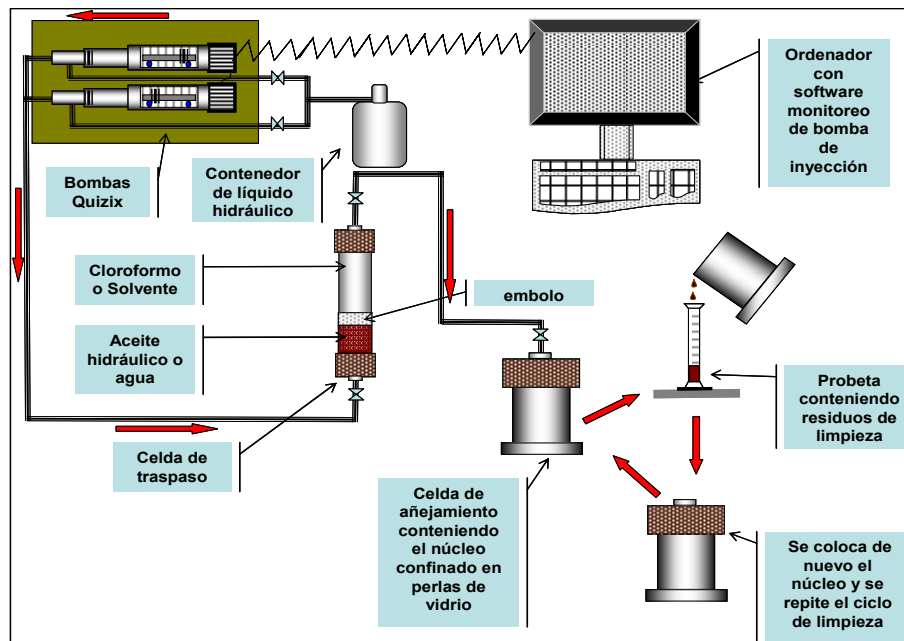


Figura 42. Esquema de limpieza por respresionamiento núcleo Abk 7.

5.2. Datos Petrofísicos.

Aprovechando el montaje de los núcleo en su etapa de limpieza, se llevó acabo la determinación de la petrofísica básica, así se determinó la porosidad mediante balance volumétrico y la permeabilidad mediante la medición de caídas de presión a un gasto dado (Darcy).

5.2.1. Determinación De La Porosidad: Núcleo Número I.

Peso del núcleo saturado con agua =	1275.8 g
Volumen de roca =	550.56 ml
Volumen neto =	103.095 ml.
Volumen muerto =	2.3991 ml.
Volumen de poro = Volumen neto-Volumen de muerto =	103.095-2.3991
Volumen de poro =	100.69 ml.
Porosidad = Volumen de poro/ Volumen de roca =	$100.69/550.56 = 0.18288$

La porosidad medida para el núcleo número I es de 18.2 %.

5.2.2. Determinación De La Permeabilidad: Núcleo Número I.

La figura 43 y la tabla 4 muestran el comportamiento del diferencial de presión registrado en el proceso de desplazamiento para la medición de permeabilidad.

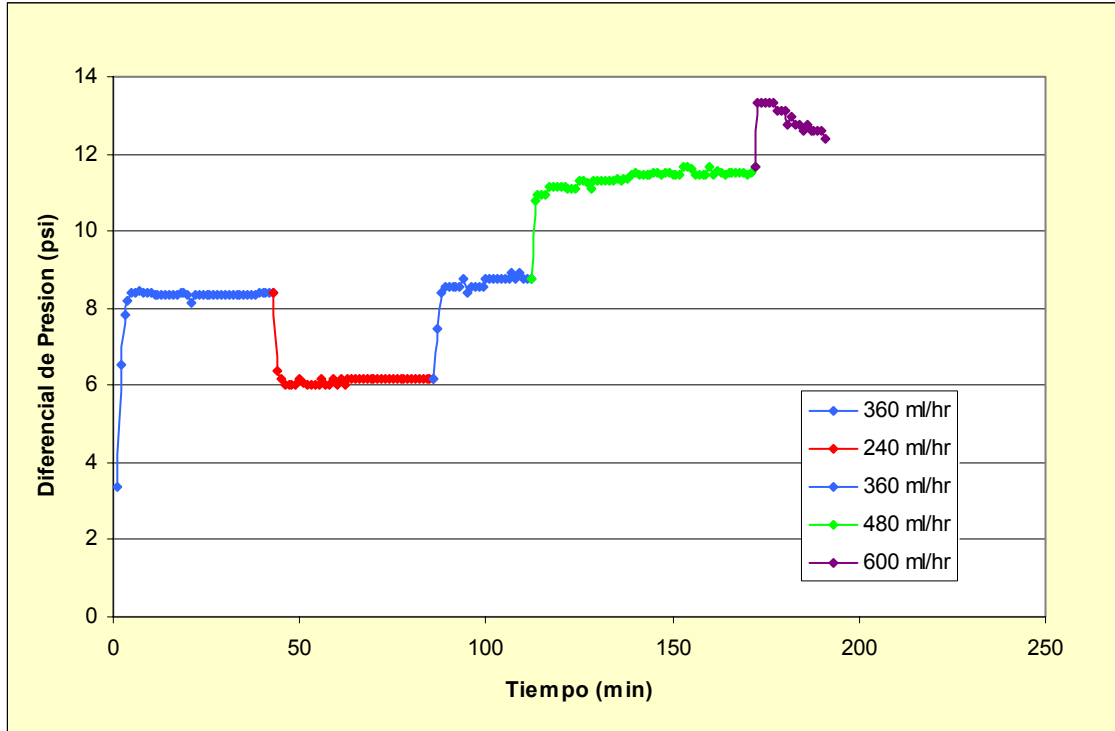


Figura 43. Δp , ritmo de desplazamiento vs. tiempo, Núcleo I.

Tabla 4.- Determinación de la permeabilidad Núcleo I

Peso seco (gr.) =	1175		
Peso húmedo (gr.) =	1275.8		
Longitud (cm.)=	16.24		
Diámetro (cm.)=	6.57		
Área (cm ²)=	33.90		
Volumen (cm ³)=	550.56		
Vol. Poroso (ml)=	100.70		
Ø (%)=	18.29		
Vol. muerto en líneas (ml)=	2.3991		
μ (cp)=	1		
q (cm ³ /seg.)=	0.100	0.133	0.167
Δp(atm) =	0.575	0.782	0.905
K (mD)=	83.3347	81.6439	88.2429

De los datos obtenidos, los rangos de permeabilidad presentan similitud en su medición, se puede estimar una permeabilidad promedio por lo tanto **la permeabilidad para el núcleo I es de 84.40 mD.**

5.2.3. Determinación De La Porosidad: Núcleo Número II.

Peso del núcleo saturado con agua =	922.3 g
Volumen de roca =	419.46 ml
Volumen neto =	76.947 ml.
Volumen muerto =	2.3991 ml.
Volumen de poro = Volumen neto-Volumen de muerto =	76.947-2.3991
Volumen de poro =	100.69 ml.
Porosidad = Volumen de poro/ Volumen de roca =	$74.5479/419.46 = 0.17772$

La porosidad medida para el núcleo número II es de 17.7 %.

5.2.4. Determinación De La Permeabilidad: Núcleo Número II.

Con el núcleo dentro del Coreholder y éste a su vez conectado a la estufa de convección, se inicia el desplazamiento mediante el bombeo de agua. La figura 44 muestra el comportamiento de la diferencial de presión para el núcleo II.

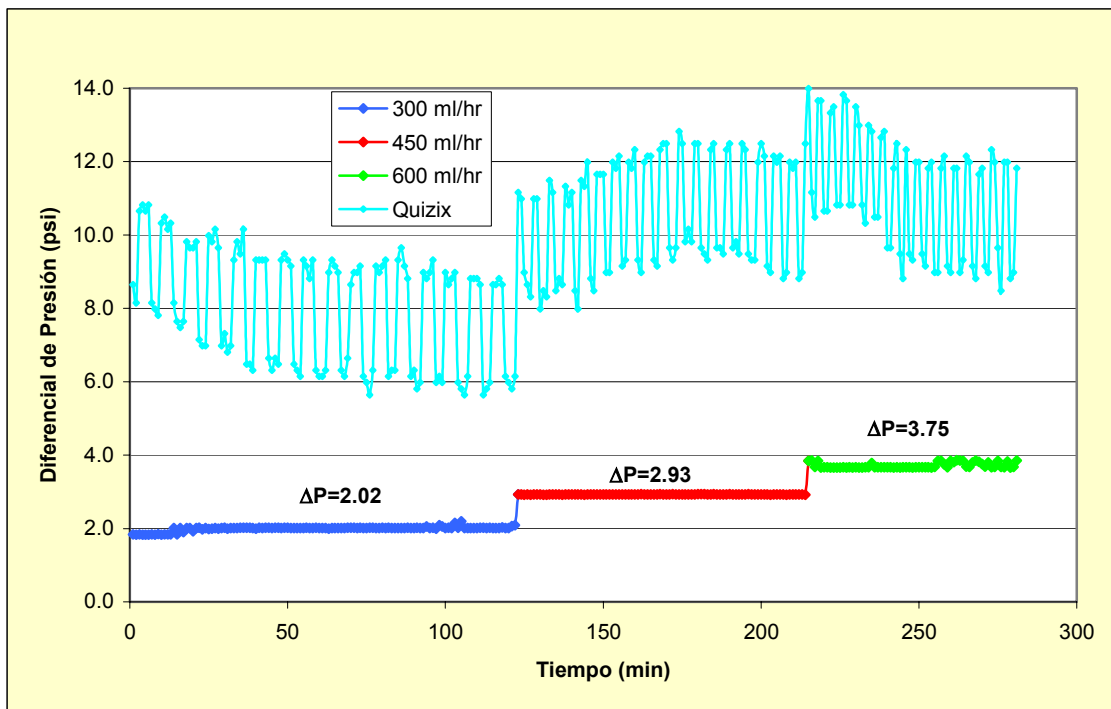


Figura 44. Δp , ritmo de desplazamiento vs. tiempo Núcleo II.

La tabla 5 presenta los resultados de los cálculos de permeabilidad en función de las mediciones del núcleo.

Tabla 5.- Determinación de la permeabilidad Núcleo II

Peso seco (gr.)=	922.3		
Peso húmedo (gr.)=	987.5		
Longitud (cm.)=	12.15		
Diámetro (cm.)=	6.63		
Área (cm ²)=	34.52		
Volumen (cm ³)=	419.46		
Vol. Poroso (ml)=	74.55		
Ø (%)	17.77		
Vol. muerto en líneas (ml)=	2.3991		
μ (cp)=	1		
q (cm ³ /seg.)=	0.083	0.125	0.167
ΔP(atm) =	0.137	0.199	0.255
K (mD) =	213.4244	220.7085	229.9292

Se observa por lo tanto que las mediciones de permeabilidad son muy aproximadas, de esta forma se puede definir que **el núcleo II tiene una permeabilidad promedio de 221 mD.**

5.2.5. Determinación De La Porosidad: Núcleo Abk 7.

Volumen total del núcleo = 411.085 g

Volumen de roca = 255.251 ml.

Volumen de la celda = 511.407 ml.

Volumen de las tapas = 118.323 ml.

Volumen de roca con tapas = 373.574 ml.

Volumen de poro = Volumen total del núcleo - Volumen de roca con tapas = 411.085 - 373.574 = 37.51 ml.

Volumen de poro = 37.51 ml.

Porosidad = Volumen de poro/ Volumen total del núcleo = 37.51/411.085 = 0.0912

La porosidad medida para el núcleo Abk 7 es de 9.12 %.

5.2.6. Determinación De La Permeabilidad: Núcleo Abk 7.

Durante el proceso de inyección de agua en la determinación de permeabilidad no se logró obtener una estabilización en los datos, fue necesario recurrir a la determinación experimental de la permeabilidad al gas (Klinkenberg), a partir de la cual puede obtenerse la permeabilidad equivalente a un líquido no reactivo.

La determinación de la permeabilidad al gas se llevó a cabo con 8 presiones de sobrecarga, a cada presión de sobrecarga se le inyectó cinco presiones de entrada para obtener la permeabilidad al gas, después de obtener la permeabilidad al gas esta se corrige de acuerdo a la curva de ajuste dada por los tapones de calibración.

$$k = 0.9796k a + 1.0225 \quad (5.1)$$

El equipo utilizado, Ultraperm-400-IMP se adaptó con un portamuestra de 2 ½" con su base y se le implementó una malla que funcionó como difusor.

Metodología:

- a) Establecer una presión de sobrecarga.
- b) Fluir gas a través de la muestra a una presión de entrada.
- c) Dejar fluir gas por un tiempo hasta que establezca el gasto y la diferencia de presiones.
- d) Calcular la permeabilidad al gas tomando lecturas de presión de entrada, caída de presión, temperatura y gasto del gas a presión atmosférica considerando constante la longitud y el área transversal del núcleo.
- e) Obtener la permeabilidad equivalente a un líquido no reactivo, para lo cual se grafica la permeabilidad al gas a diferentes presiones de entrada contra el inverso de la presión media correspondiente.

Datos de la muestra:

Longitud: 9.590 cm.

Diámetro: 6.640 cm.

Viscosidad del Nitrógeno a 70 °F = 0.017636 cp.

Tabla 6. Determinación experimental de permeabilidad, para diferentes gastos a una presión de confinamiento de 50 lb/pg².

Qg (cc/seg.)	Inverso de la Presión Media (1/lb./pg ²)	Ka (mD)	Permeabilidad al Gas corregida, (mD)
0.05	0.07939028	6.247	7.8444344
0.10	0.08033419	6.762	7.8297404
0.15	0.08197393	6.879	7.7611684
0.21	0.08352126	6.949	7.6465552
0.25	0.08534608	6.964	7.1420612

Tabla 7. Determinación experimental de permeabilidad, para diferentes gastos a una presión de confinamiento de 150 lb/pg².

Qg (cc/seg.)	Inverso de la Presión Media (1/lb./pg ²)	Ka (mD)	Permeabilidad al Gas corregida, (mD)
0.04	0.07937768	5.356	6.7943032
0.09	0.08032129	6.307	6.9108756
0.13	0.08200082	6.051	6.9500596
0.18	0.08369602	6.011	7.2008372
0.21	0.08549932	5.892	6.2692376

Tabla 8. Determinación experimental de permeabilidad, para diferentes gastos a una presión de confinamiento de 200 lb/pg².

Qg (cc/seg.)	Inverso de la Presión Media (1/lb./pg ²)	Ka (mD)	Permeabilidad al Gas corregida, (mD)
0.05	0.07931472	6.63	6.6483428
0.09	0.08033419	6.09	6.713976
0.13	0.08198065	6.055	6.953978
0.17	0.08368901	5.81	6.988264
0.20	0.085847	5.743	7.517248

Tabla 9. Determinación experimental de permeabilidad, para diferentes gastos a una presión de confinamiento de 250 lb/pg².

Qg (cc/seg.)	Inverso de la Presión Media (1/lb./pg ²)	Ka (mD)	Permeabilidad al Gas corregida, (mD)
0.06	0.07930843	7.498	6.5640972
0.09	0.08032129	6.359	6.6434448
0.14	0.08198065	5.977	6.8775692
0.18	0.08369602	5.738	7.2517764
0.20	0.08547739	5.657	8.3675408

Tabla 10. Determinación experimental de permeabilidad, para diferentes gastos a una presión de confinamiento de 300 lb/pg².

Qg (cc/seg.)	Inverso de la Presión Media (1/lb/pg ²)	Ka (mD)	Permeabilidad al Gas corregida, (mD)
0.05	0.0792393	7.619	6.6757716
0.09	0.0803471	6.32	6.6463836
0.14	0.08198737	5.96	6.860916
0.18	0.08371704	5.741	7.213572
0.20	0.08547739	5.571	8.4860724

Tabla 11. Determinación experimental de permeabilidad, para diferentes gastos a una presión de confinamiento de 350 lb/pg².

Qg (cc/seg.)	Inverso de la Presión Media (1/lb/pg ²)	Ka (mD)	Permeabilidad al Gas corregida, (mD)
0.05	0.07922675	6.77	6.3799324
0.09	0.0803471	6.238	6.5258928
0.13	0.08198737	5.852	6.7551192
0.17	0.08371003	5.618	7.1332448
0.21	0.08547739	5.469	7.654392

Tabla 12. Determinación experimental de permeabilidad, para diferentes gastos a una presión de confinamiento de 400 lb/pg².

Qg (cc/seg.)	Inverso de la Presión Media (1/lb/pg ²)	Ka (mD)	Permeabilidad al Gas corregida, (mD)
0.05	0.07926443	7.68	6.4524228
0.09	0.08032129	6.39	6.5445052
0.14	0.08198737	5.835	6.738466
0.17	0.08371003	5.637	7.282144
0.20	0.08547739	5.543	8.545828

Graficando la permeabilidad absoluta con presión de sobrecarga de 400 psi, se obtuvo una **permeabilidad de 5.8 mD**. Figura 45.

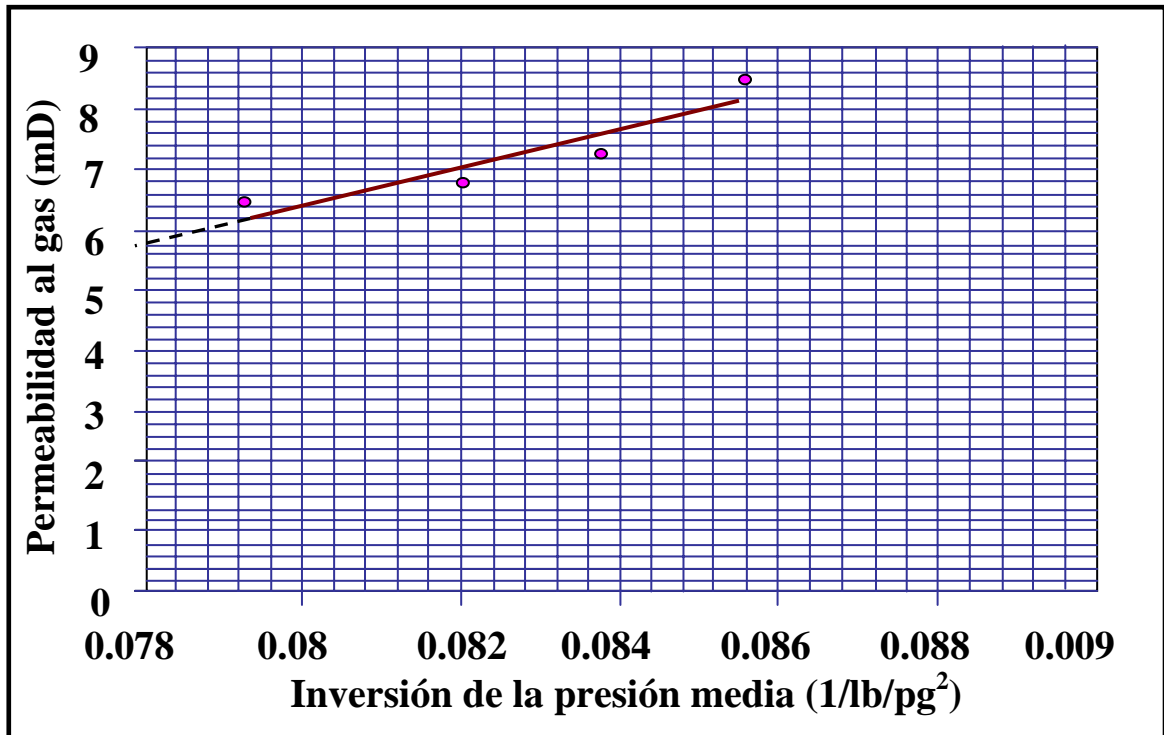


Figura 45, Extrapolación y ordenada al origen, determinación de la permeabilidad al gas.

5.3. Adquisición De Muestra De Aceite En Función De Su Disponibilidad.

5.3.1. Muestra De Superficie.

Al no contar con muestras de fluidos en fondo del campo Abkatun fue necesario tomar muestras de superficie, por lo tanto se adquirió un bidón conteniendo 4 lt. de aceite del pozo Abkatun 35 muestreado en superficie.

Así de igual manera se adquirió un bidón conteniendo una muestra de agua de formación (salmuera), tomada en superficie del mismo pozo en el campo Abkatun.

Se cuenta con PVT representativos para caracterización de este aceite, así como análisis de agua y Stiff Davis para la caracterización de la salmuera de formación.

5.3.2. Desarrollo Del Recombinado.

Una de las premisas para el desarrollo de este trabajo es llevar acabo las pruebas de desplazamiento miscelar utilizando “aceite vivo”, debido a que se cuenta con muestra de aceite de superficie fue necesario realizar un recombinado.

Como primer paso se realizó el traspaso de una mezcla de gas hidrocarburo en una bala contenedora propiedad del IMP que se encontraba bajo una presión de 250psia. El volumen total traspasado fue de un litro de mezcla de gas hidrocarburo a una presión de 1722 psia.

Para el número de pruebas de desplazamiento a realizar no era suficiente el volumen de gas contenido a esas condiciones de presión, por lo que fue necesario solicitar más gas; así bajo las condiciones de la composición del PVT representativo del campo Abkatun (pozo Abkatun 93A), la presión de 46 psig y un volumen de 0.093 m³ se solicitó más gas.

Se recibió gas de la compañía Praxair bajo condiciones de presión y volumen por abajo de las solicitadas ($P=27.6\text{psig}$, $V=0.086\text{m}^3$), se continuó con el traspaso del mismo, figura 46.

Posterior a una serie de problemas de fugas y disponibilidad de equipo, se reinicia el traspaso en un celda de transferencia con capacidad de 1/2 lt.

Dada las condiciones de presión y de volumen con las que fue generado el gas por la compañía Praxair, no fue posible extraer un volumen de gas suficiente para la realización del recombinado, llegándose a recuperar solo ½ lt. de mezcla de gas a una presión de 250 psia.



Figura 46. Foto del arreglo del traspaso del gas.

Debido al poco volumen recuperado en el primer traspaso de gas del cilindro de gas de la compañía, se decide mezclar las dos muestras extraídas del IMP y de la compañía Praxair.

Finalmente se tiene en la bala contenedora un litro de gas a una presión de 1550 psia, figura 47.



Figura 47. Bala conteniendo mezcla de gas a una presión de 1600 psia.

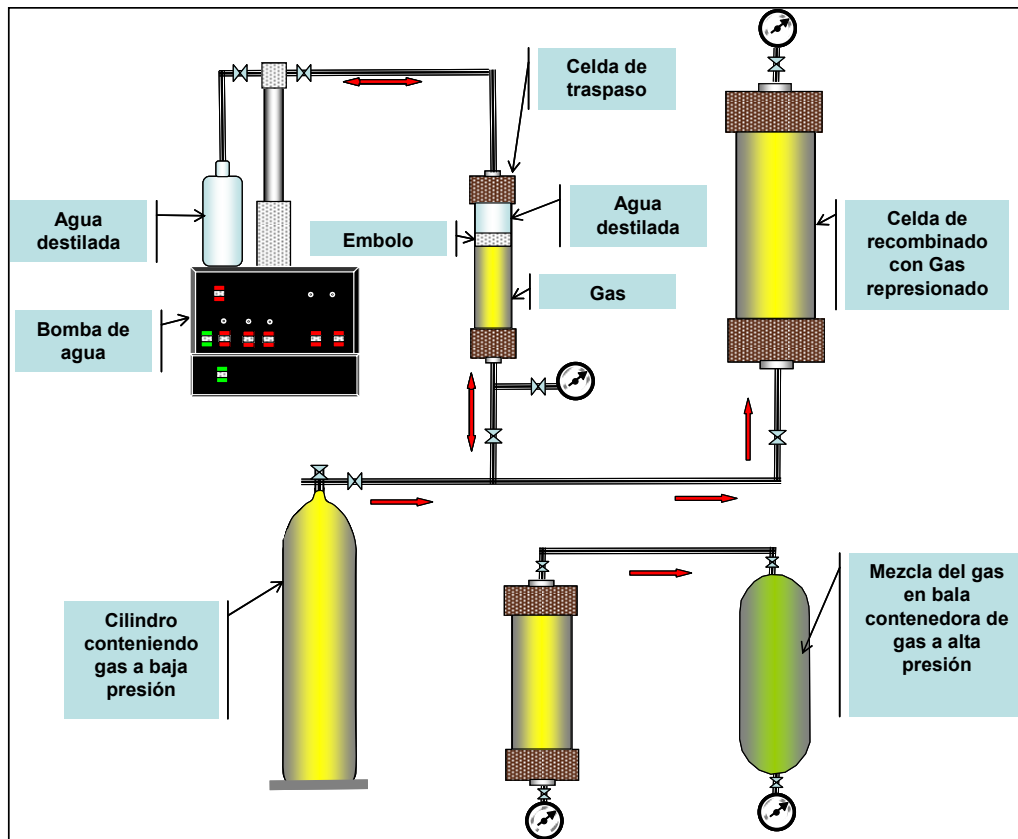


Figura 48. Esquema de traspaso del gas a alta presión.

Segundo paso: extracción del gas para el recombinação: en una celda de recombinação se extrae de la bala contenedora de la mezcla de gas un volumen de un litro, la presión de la bala se abate de 1600 psia a 1180 psia. Figura 49



Figura 49. Foto del arreglo del traspaso de gas para la celda de recombinação.

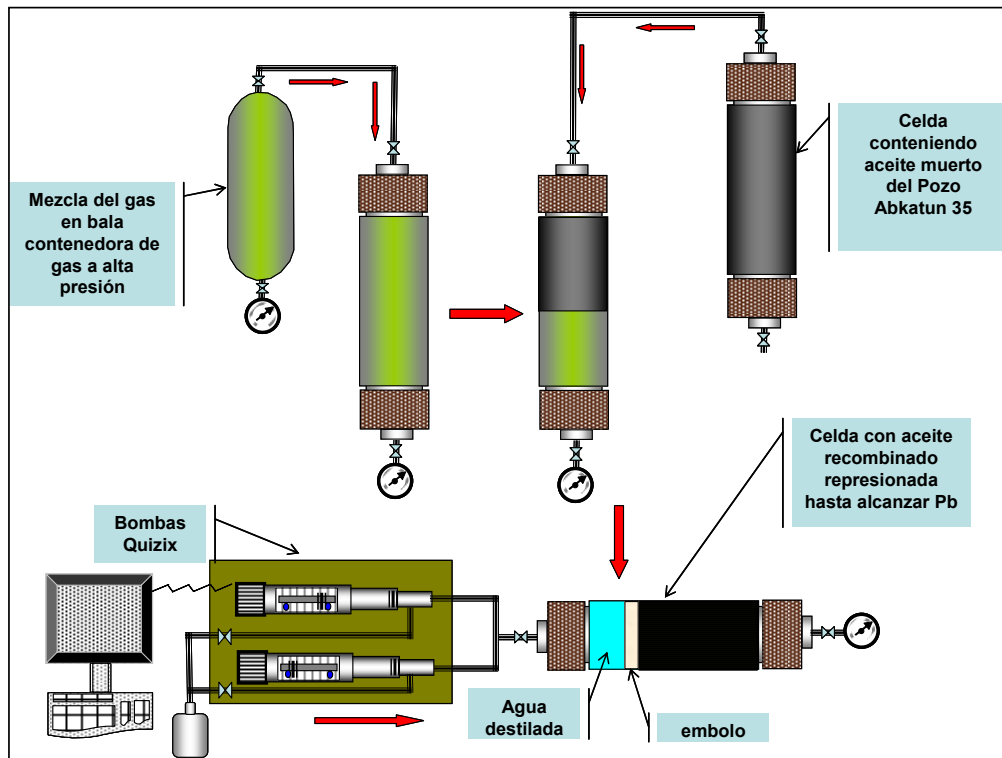


Figura 50. Esquema del recombinado de aceite.

Se establece mediante un análisis de ecuación de estado los volúmenes preelminares de aceite y gas.

Con la información del PVT representativo del campo Abkatun:

$$R_s = 770 \text{ pie}^3/\text{brl.} = 137 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

$$P_b = 175 \text{ kg/cm}^2 = 2572.5 \text{ psia.}$$

$$P_a = 14.7 \text{ psia @ C.A.}$$

$$V_a = 137 \text{ m}^3$$

$$V_b @ P_b = ?$$

$$\frac{P_a V_a}{T_a} = \frac{P_b V_b}{T_b} \tag{5.2}$$

$$V_b = \frac{P_a V_a}{P_b} = \frac{(14.7 \text{ psia})(137 \text{ m}^3)}{2572.5 \text{ psia}} = 0.782 \text{ m}^3 = 782000 \text{ ml} = 782 \text{ lt. @ Pb} \quad (5.3)$$

Este volumen de mezcla lo relacionamos a la capacidad de celda de recombinado que es de un litro y considerando que el volumen aproximado de aceite vivo a utilizar por cada experimento es de 0.4 lt., se realiza una relación simple para el volumen de gas para el recombinado V_g :

$$V_g = \frac{(0.4 \text{ lt})(0.782 \text{ m}^3)}{1 \text{ lt}} = 0.312 \text{ m}^3 = 312000 \text{ ml. @ Pb} \quad (5.4)$$

El volumen real que se traspasó en la celda de recombinado al llegar a la Pb fue de 322 ml, se necesitaba 460 ml de aceite para llegar a la relación proporcional de los 782 lt @ Pb.

Tercer paso traspaso de aceite: estando por arriba de la presión de saturación, se traspasa el aceite crudo del pozo Abkatun 35 hacia la celda de recombinado, sin embargo solo se logró traspasar 411 ml. @ Pb obteniéndose así un volumen total de recombinado de 733ml., que es aproximado a la relación proporcional de 782 lt @Pb.



Figura 51. Celda de recombinado de aceite.

Cuarto paso: se incrementa presión de mezcla de recombinado hasta 2900 psia, reduciendo el volumen a 704.48 ml.

Quinto paso se determina Pb: debido a la diferencia de composición del gas al mezclarse con el aceite, fue necesario realizar un análisis presión vs. volumen y recalcular la Pb de la mezcla recombinada.

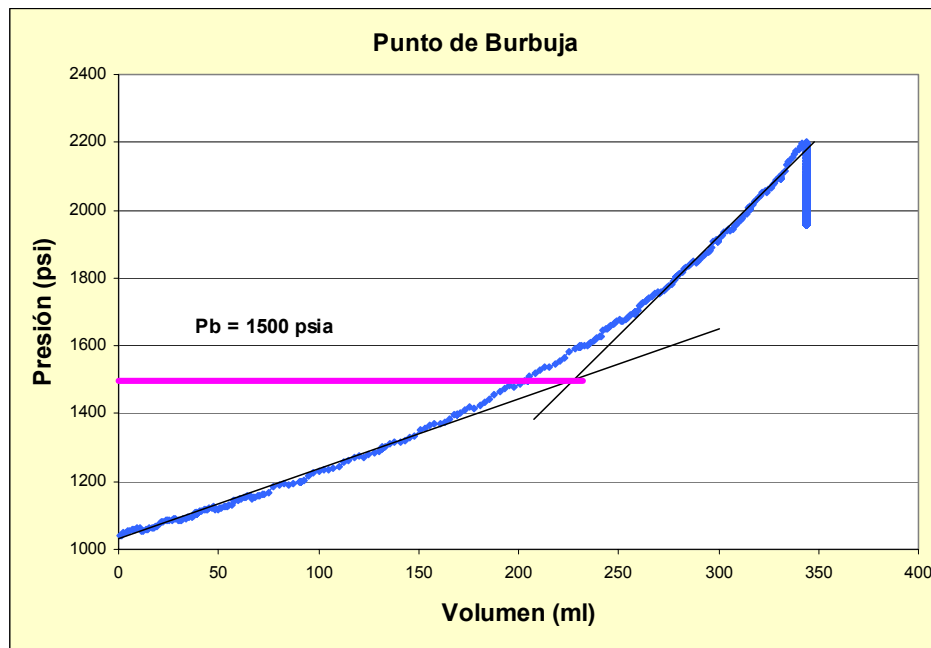


Figura 52. Comportamiento presión vs. volumen, determinación de Pb.

Así como se representa en el diagrama de la figura 52, la nueva **presión de burbujeo** para la mezcla re combinada contenido en la celda es de **1500 psia (105 kg/cm²)**

VI

PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO DISEÑO Y ACONDICIONAMIENTO

El experimento deberá representar la zona de alto fracturamiento, de forma tal que la presión sea uniforme en todo el núcleo, por lo que el diseño de la celda considera un espacio anular entre el núcleo y las paredes internas de la celda.

Limpieza de la roca: en este proceso que fue llevado a cabo en el capítulo 5, se cuidó de no alterar las propiedades físicas de la roca: la tortuosidad, la permeabilidad, mojabilidad y porosidad.

El procedimiento de limpieza se llevó a cabo por desplazamiento forzado, esto debido a que los núcleos del Pol presentaban formas regulares y homogéneas, no así para el caso del fragmento de Abkatun 7 que se ideó otra forma de limpieza debido a su forma irregular.

6.1. Selección Del Surfactante.

Antes de iniciar las etapas de desplazamiento es necesario determinar cual surfactante se empleará, se analizaron esencialmente las condiciones de compatibilidad con la salmuera Abk-35, condiciones de temperatura de 80°C y 144°C, grado de tensión interfacial, PH, salinidad, compatibilidad con agua destilada y con una salmuera sintética.

En la selección del surfactante a emplear se probaron dos tipos de surfactante comercial, tabla 13:

Tabla 13.- Parámetros de los surfactantes empleados

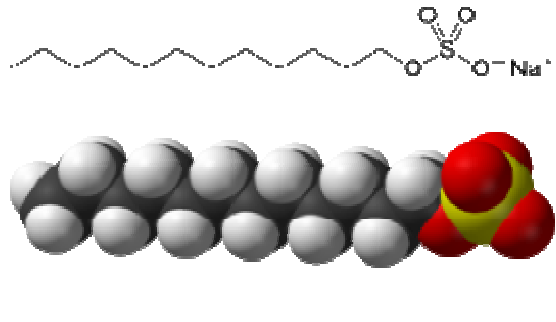
Nombre comercial del Surfactante.	Material activo de Surfactante.	CMC (mol/lit)	G (mol/cm ²)	A (cm ² /molécula)
Siponate DS-10	Dodecíl Bencen Sulfonato de Sodio	3.07E-3	3.51E-10	4.73E-15
SLS	Lauryl Sulfato de Sodio.	5.66E-3	6.55E-10	2.53E-15

CMC.- Concentración Micelar Crítica.

G.-Concentración interfacial de saturación

A.-Área interfacial de saturación.

Tabla 14.- Características generales del surfactantes DS-10

	
Nombre	Dodecíl Sulfato de sodio
Formula Química	NaC ₁₂ H ₂₅ SO ₄
Masa molecular	288.38 g mol ⁻¹
Densidad	1.01 g/cm ³
Punto de Fusión	206 °C

Dodecíl Sulfato de Sodio o sulfonato (SDS o NaDS) (C₁₂H₂₅NaO₄S), también conocido como **Lauril Sulfato de Sodio (SLS)**, es un surfactante aniónico que es utilizado en productos caseros tales como pasta de dientes, shampoo, cremas para afeitar etc., compuesto de una molécula de 12 átomos de carbonos adheridos a un grupo de sulfatos lo que le da propiedades anfibílica requerida de un detergente.

Se mezcla con un sulfonato o dodecano (laurel alcohol, C₁₂H₂₅OH) seguida de un neutralizador con carbonato de sodio, utilizados ambos en la industria de los cosméticos.

En el primer surfactante (DS-10) se realizaron las pruebas correspondientes.

Procedimiento:

Se mezcló en 100 ml. de salmuera del pozo Abkatun 35 (abk-35) 1 gr. de DS-10, medido a temperaturas variadas: 26,40, 60, y 80 °C respectivamente.

Se observó en todas las concentraciones **nula disolución** del surfactante **DS-10** en la salmuera abk-35, figura 53.



Figura 53. Mezcla de salmuera Abk 35 con el surfactante DS-10

Se utiliza como vehículo emulsionador **agua destilada**; se vierte el surfactante DS-10 en 100 ml. de agua destilada, observándose **total disolución**.

Se vierte la mezcla anterior en 100 ml. de salmuera abk-35, se agitan a 80°C y se observa **formación de grumos**, micelas de color lechoso al instante del contacto entre los dos fluido, figura 54.

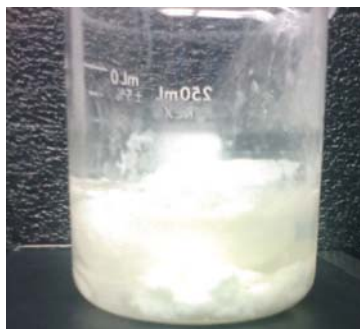


Figura 54. Mezcla de agua destilada con el surfactante DS-10

Se prueba con el siguiente surfactante SLS.

Los siguientes experimentos iniciales se realizaron con una salmuera sintética sus propiedades se presentan en la tabla 15, esta salmuera fue creada en el IMP de acuerdo al Stiff-Davis del pozo Abk 35. Lo anterior debido a la escasez de salmuera abk-35, la tabla 16 muestra el análisis de esta salmuera.

Tabla 15.- Composición de la salmuera sintética IMP.

	g/lt.	Para preparar 5 lts:
CaCl₂.2H₂O	1.76	8.80
MgCl₂.6H₂O	8.74	43.71
Na₂SO₄	4.29	21.45
NaHCO₃	0.22	1.08
NaCl	20.32	101.62
SALINIDAD (ppm)	35.33	

Tabla 16.- Composición de la salmuera Abk 35.

CATIONES	MG/L	ANIONES	MG/L
Na	7569	F	< 0.1
Ca	2948	Cl	2.3 % de peso
Mg	311.1	NO₃	< 0.1
Fe	0.493	NO₂	< 0.1
Ba	4.75	Br	< 0.1
		SO₄	< 0.1
		PO₄	< 0.1

Se mezcla 1 gr. del surfactante SLS en 100 ml. de agua destilada utilizándola como vehículo emulsionador, se agita y **se observa una rápida y total disolución del surfactante en la salmuera sintética**, figura 55; se incrementa la concentración del surfactante SLS hasta 7 gr. y se observa plena disolución.



Figura 55. Mezcla de agua destilada mas salmuera con el surfactante SLS, medido a 80°C.

Al llegar a 9 gr. se presentan micelas motivo del cual se define que para este tipo de salmuera mezclados con agua destilada se llegó a la CMC.



Figura 56. Presencia de micelas, mezcla de agua destilada mas salmuera con el surfactante SLS, medido a 80°C.

Se analizó varias concentraciones en directo en la salmuera sintética sin utilizar agua destilada como vehículo emulsionador.

Agregando 5 gr. de SLS en 100 ml de salmuera sintética y a 80°C se **observó total disolución**, se prueba con concentraciones diversas: 6, 8, 9, 10, 12, y 14 gr. de surfactante SLS en la salmuera sintética, se observó total disolución disminuyendo la viscosidad de la mezcla conforme se incrementa la concentración del surfactante.

6.1.1. Prueba De Adsorción.

6.1.1.1. Correlación Con Un Modelo De Adsorción.

Como parte de la selección del surfactante a emplear, se deben realizar los experimentos correspondientes a la determinación de la isoterma de adsorción.

Con la intención de encontrar una correlación entre el grado de concentración que nos lleve al modelo de adsorción final se desarrollo el siguiente experimento.

6.1.1.2. Correlación De La Concentración Del Surfactante Y La Espectrometría De Rayos UV.

En la determinación de la correlación de adsorción utilizando espectrometría UV, se procedió a realizar el experimento en directo en fragmentos y granos del núcleo, se

mezcló la solución con y sin surfactante emulsionado con salmuera, en específico se tomó 500 microlitros de mezcla y se diluyó con 2000 microlitros de salmuera.

Esta mezcla aplicada a las partículas del núcleo son expuestas a rayos ultravioleta en una longitud de onda de 219 nm (nanómetros), de la cual se visualiza la discretización de la masa del mineral expuesto y la masa adsorbida por el mineral (masa de transferencia).

Al graficar la relación entre las masas del surfactante y el mineral vs la concentración inicial, se genera la curva de calibración, figura 57.

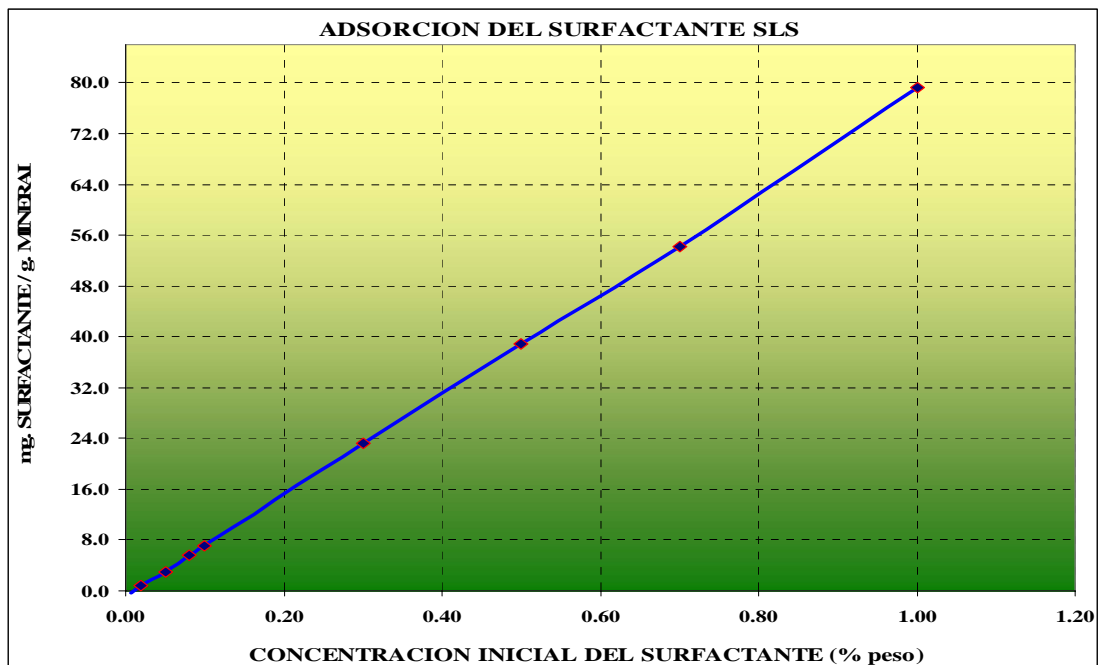


Figura 57. Curva tipo adsorción del surfactante SLS en el núcleo Pol 73R.

En la grafica de la figura 57 se obtiene una relación directamente proporcional del grado de adsorción, es decir que para una concentración de surfactante SLS, se tiene una cantidad en mg del surfactante adsorbido por cada gramo de mineral del núcleo Pol 73R.

6.2. Diseño De La Prueba.

6.2.1. Montaje Del Núcleo En El Tomógrafo.



Figura 58. Celda circular.

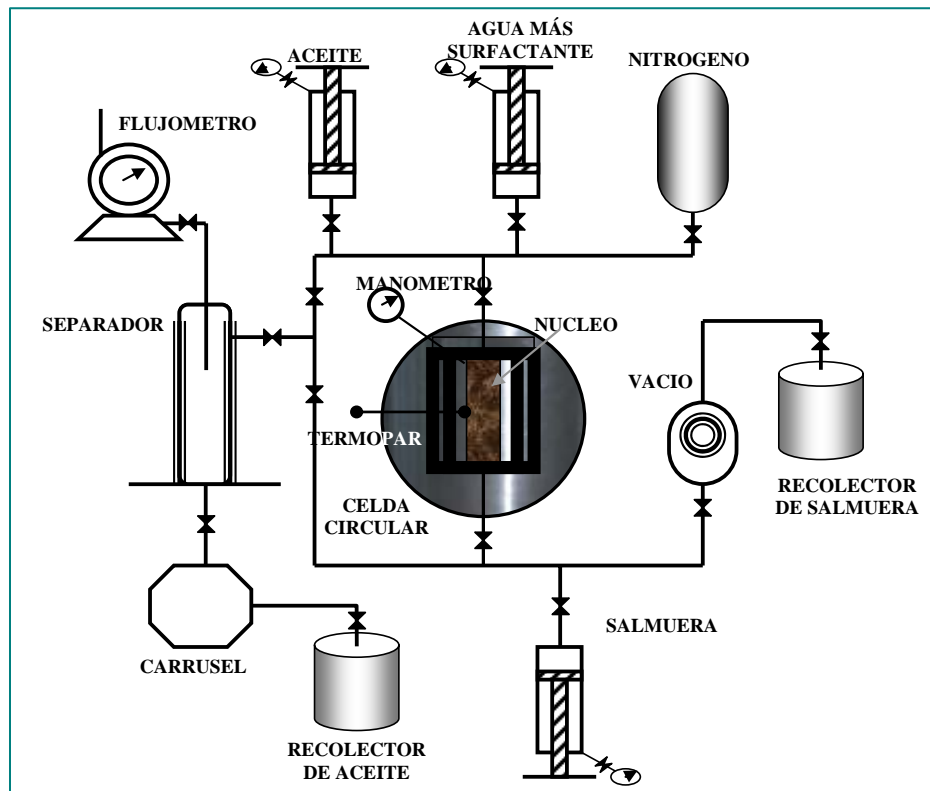


Figura 59. Esquema de la prueba de desplazamiento.

El experimento debe representar un ambiente de alto fracturamiento, de ahí que el proceso de desplazamiento deberá incidir en la zona fracturada de forma tal que la presión alrededor del núcleo sea la misma. De esta forma el núcleo se coloca en la celda de aluminio y se centra de forma tal que se tenga un espacio anular entre el núcleo y el diámetro interno de la celda que lo contiene.

6.2.2. Aplicación De Vacío.

Una vez que el núcleo se encuentra limpio se coloca en la celda de desplazamiento, se procede a aplicar un bombeo de alto vacío con la finalidad de extraer el aire del núcleo, figura 60.

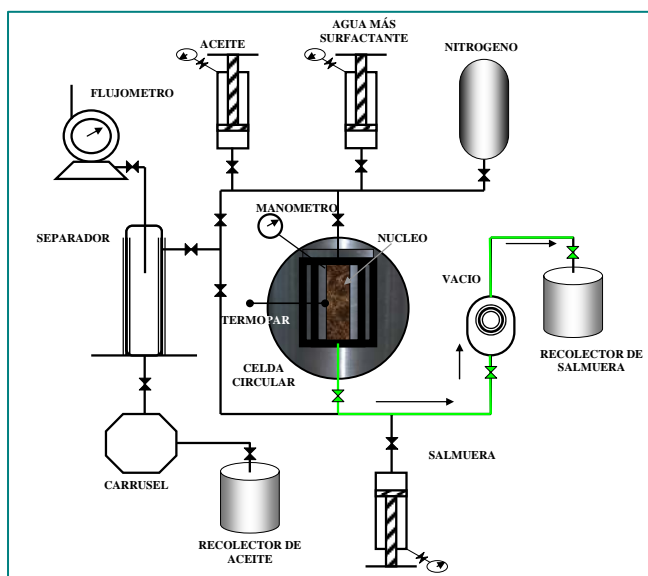


Figura 60. Esquema aplicación de vacío.

6.2.3. Saturación De Agua.

Con el núcleo al alto vacío se procede a inyectar salmuera desde la parte inferior del núcleo hasta saturar al 100 %, en esta etapa aun se observan burbujas de aire que son desplazadas hacia la parte superior del núcleo este proceso apoya para obtener un vacío completo, figura 61.

El proceso de inyección se lleva a cabo manteniendo el gasto de inyección y la presión, mediante un regulador de presión inversa colocado en la salida superior.

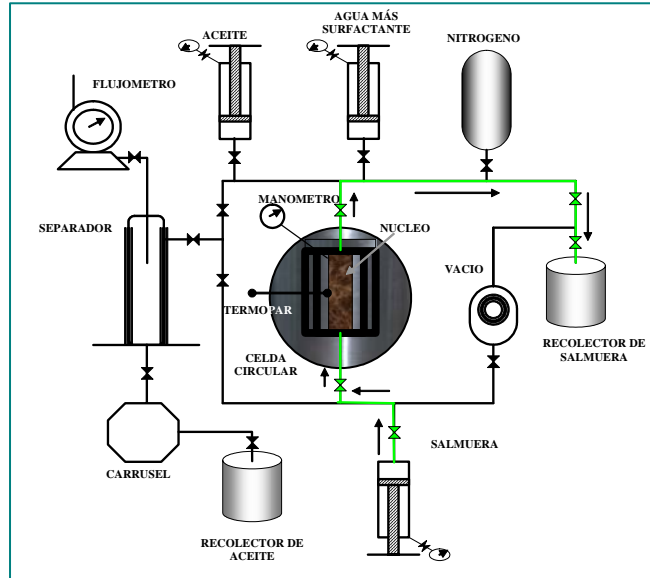


Figura 61. Esquema inyección de salmuera.

Una vez que se estabiliza la presión y no se tenga presencia de burbujas por la parte superior, se aplica vacío por abajo hasta obtener una saturación de agua dentro del núcleo equivalente a la saturación inicial de agua del yacimiento, figura 62.

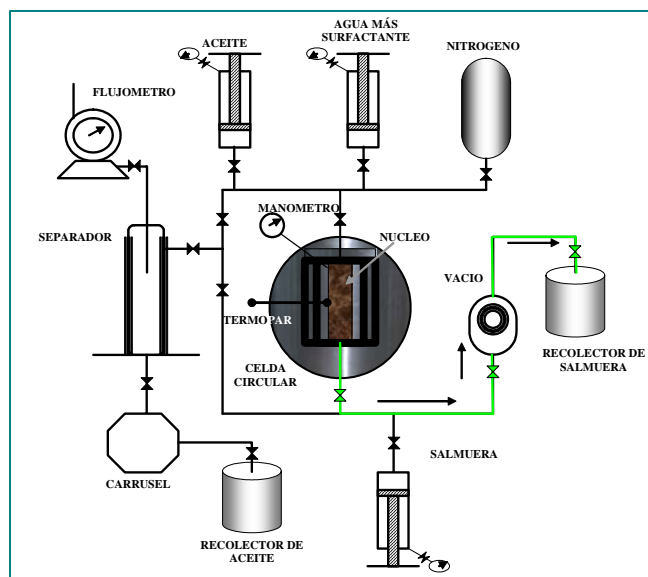


Figura 62. Esquema aplicación de vacío posterior a la inyección de salmuera.

Se monitorea el volumen de agua en forma de vapor mediante un condensador en la salida. Así el núcleo finalmente quedará con una mezcla de salmuera y vapor de agua a baja presión.

6.2.4. Saturación De Aceite.

Con el núcleo parcialmente saturado con agua y con vapor de agua se inicia la inyección de aceite a temperatura ambiente, figura 63. Debido a que al entrar el hidrocarburo en la celda se da una baja presión y sus componentes ligeros se gasifican, el sistema se deberá llevar a alta presión inyectándose un volumen aproximado de 2 VP.

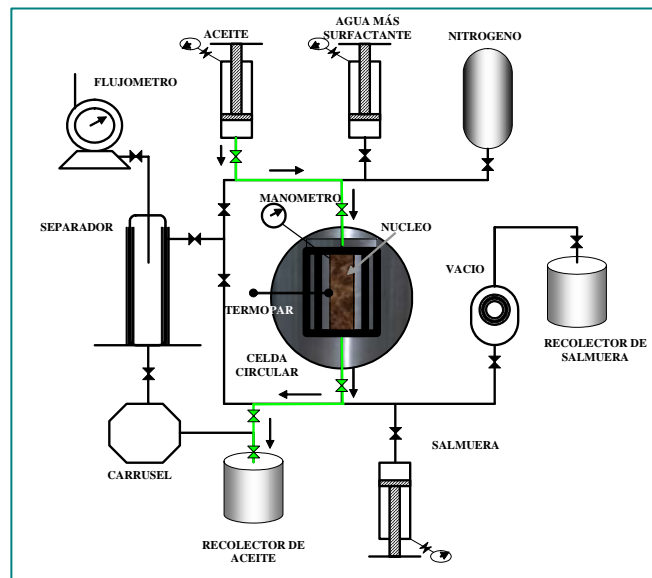


Figura 63. Esquema saturación de aceite.

Se eleva la temperatura a condiciones de yacimiento.

Conforme el aceite se acumula en la celda, la presión aumenta y los gases liberados empiezan a reintegrarse a la fase líquida, al alcanzarse presiones mayores a la presión de burbujeo (P_b) se suspende la inyección.

Los componentes ligeros en estado gaseoso se integran a la fase líquida provocando que la presión baje, cuando sucede esto se reinicia la inyección de aceite hasta alcanzar de nuevo la misma presión de saturación.

Este proceso se repite hasta alcanzar la estabilización de presión, se incrementa la temperatura hasta alcanzar las condiciones del experimento, en este caso las del yacimiento.

6.2.5. Añejamiento.

Con este experimento se desea reestablecer las condiciones de mojabilidad de la roca.

Se dejará el núcleo añejándose por 21 días bajo condiciones de presión y temperatura de yacimiento.

6.2.6. Inyección De Salmuera.

6.2.6.1. Inyección Por La Parte Inferior Del Núcleo.

Con esto se pretende simular el proceso de invasión del acuífero, figura 65.

Tomando como valor promedio el avance del contacto agua aceite en los yacimientos de correlación, se determina el ritmo de inyección.

Velocidad de avance del contacto campo Pol.

$$V = 10.8 \frac{m}{año} = 0.12 \frac{cm}{hr} \quad (6.1)$$

Velocidad de avance del contacto campo Abkatun.

$$V = 17.5 \frac{m}{año} = 0.19 \frac{cm}{hr} \quad (6.2)$$

Se establece un ritmo de inyección en función del valor de velocidad y las áreas de fractura y de la parte porosa.

$$Q_{iny} = VA_T = V(A_f + A_\phi) \quad (6.3)$$

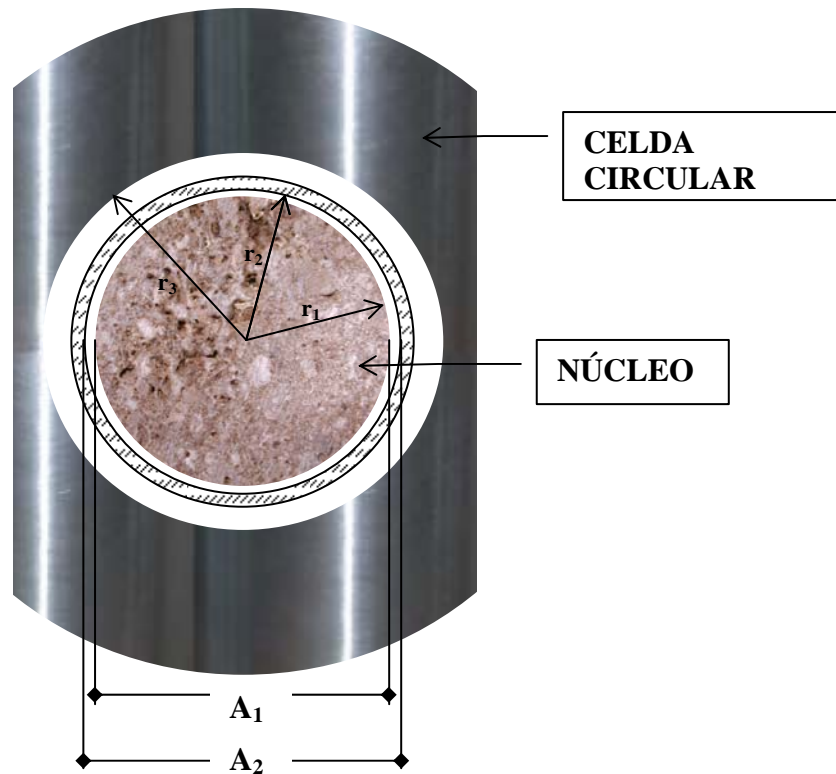


Figura 64. Relación areal vista frontal de la celda circular conteniendo el núcleo.

Para el núcleo Pol 73R:

Radio del núcleo = 3.315 cm.

Área transversal del núcleo (A_1) = 34.52 cm²

Considerando 1 mm. de espacio anular entre la pared externa del núcleo y la interna de la caja contenedora del núcleo, se tendrá un radio $r_2 = 3.415$ cm.

De igual forma tendríamos un área A_2 , figura 64

$$A_2 = \pi r_2^2 = \pi (3.415)^2 = 36.63 \text{ cm}^2 \quad (6.4)$$

Así el área correspondiente al espacio anular que es la que representará la fractura es:

$$A_f = A_2 - A_1 = 36.63 - 34.54 = 2.11 \text{ cm}^2 \quad (6.5)$$

Para el área correspondiente a la parte porosa:

$$A_{\phi} = A_1 \phi = 34.52 \text{ cm}^2 (0.1777) = 6.13 \text{ cm}^2 \quad (6.6)$$

Así el área transversal total estará expresada como:

$$A_T = A_f + A_{\phi} = 2.11 \text{ cm}^2 + 6.13 \text{ cm}^2 = 8.24 \text{ cm}^2 \quad (6.7)$$

Retomando la ecuación de continuidad obtenemos finalmente el ritmo de inyección a emplear para el núcleo **Pol 73R**:

$$Q_{iny} = VA_T = 0.12 \frac{\text{cm}}{\text{hr}} (8.24 \text{ cm}^2) = 0.989 \frac{\text{cm}^3}{\text{hr}} \quad (6.8)$$

Para el núcleo Abkatun 7

Radio del núcleo = 3.32 cm.

Área transversal del núcleo (A_1) = 34.62 cm²

Considerando 1 mm. de espacio anular entre la pared externa del núcleo y la interna de la caja contenedora del núcleo, se tendrá un radio $r_2 = 3.42$ cm.

De igual forma tendríamos un área A_2 , figura 64.

$$A_2 = \pi r_2^2 = \pi (3.42)^2 = 36.74 \text{ cm}^2 \quad (6.9)$$

Así el área correspondiente al espacio anular que es la que representará la fractura es:

$$A_f = A_2 - A_1 = 36.74 - 34.62 = 2.12 \text{ cm}^2 \quad (6.10)$$

Para el área correspondiente a la parte porosa:

$$A_{\phi} = A_1 \phi = 34.2 \text{ cm}^2 (0.1777) = 6.13 \text{ cm}^2 \quad (6.11)$$

Así el área transversal total estará expresada como:

$$A_T = A_f + A_\phi = 2.12\text{cm}^2 + 3.15\text{cm}^2 = 5.27\text{cm}^2 \quad (6.12)$$

Retomando la ecuación de continuidad, obtenemos finalmente el ritmo de inyección a emplear para el núcleo **Abkatun 7**:

$$Q_{iny} = VA_T = 0.19 \frac{\text{cm}}{\text{hr}} (5.27\text{cm}^2) = 1.001 \frac{\text{cm}^3}{\text{hr}} \quad (6.13)$$

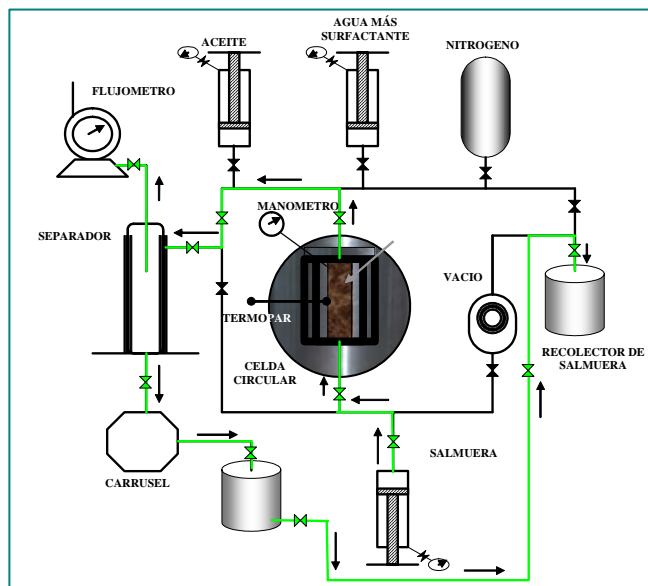


Figura 65. Esquema de la inyección de salmuera.

Se detiene la inyección de salmuera cuando:

- Se obtenga un porcentaje de producción de agua crítico
- No se produzca aceite.

6.2.6.2. Inyección Por La Parte Superior Del Núcleo.

Desde la parte superior se inyectará aproximadamente un 25% de volumen total de poro a un gasto de 0.98cm³/hr para el núcleo Pol 73R y de 1.0 cm³/hr para le núcleo Abkatun 7, figura 66. Se dejara reposar la solución.

Con el núcleo ya añejado se procede a **inyectar un bache de lechada de surfactante** a la presión y temperatura establecida, el gasto de inyección preeliminar será de 5 cm³/hora.

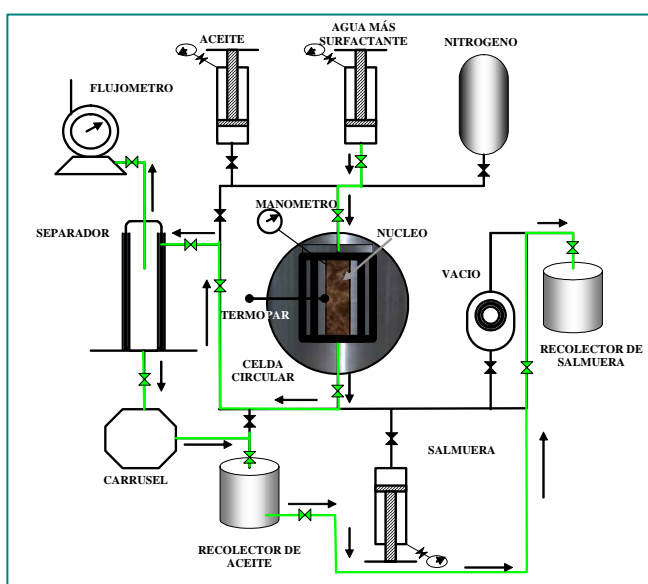


Figura 66. Esquema de la inyección de agua mas surfactante.

Los volúmenes y concentraciones estarán en función de las pruebas que se realizarán para detectar el tipo de surfactante a utilizar, aunque en algunos artículos se menciona que a concentraciones bajas de surfactante y volúmenes de poro altos se obtienen mejores recuperaciones, es necesario puntualizar que se trabajará con carbonatos fracturados y no con núcleos homogéneos y bereas sintéticas las cuales fueron utilizados en los estudios previamente publicados.

6.2.7. Inyección de Nitrógeno Por La Parte Superior.

La lechada de surfactante será seguida de un colchón de movilidad, figura 67; en este caso puede ser un gas (N₂), el mecanismo predominante será el drene gravitacional.

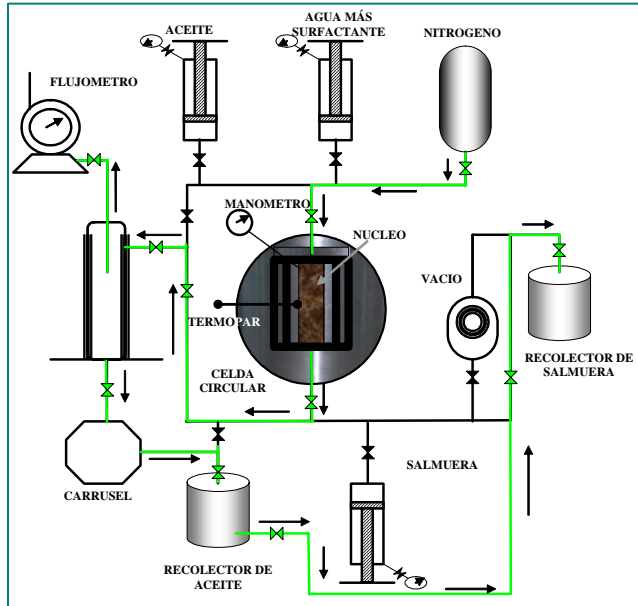


Figura 67. Esquema de la inyección del nitrógeno.

6.2.8. Monitoreo En Tiempo Real.

Todas la prueba de desplazamiento serán monitoreadas mediante un tomógrafo, así será posible observar los procesos dentro del núcleo y saber la distribución de los fluidos dentro de este, figura 68.

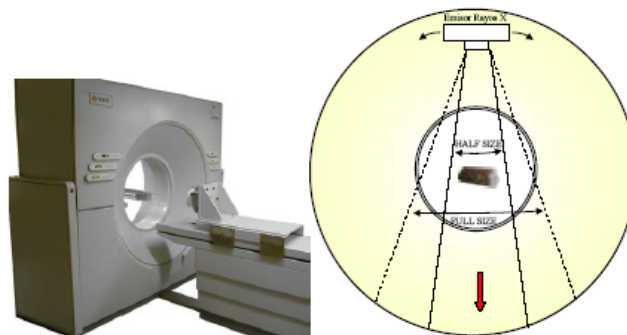


Figura 68. Tomógrafo Picker IQ Xtra, y sus dos tamaños de ventana para análisis.

Tentativamente se analizará el volumen central del núcleo como se muestra en la figura 69 ésta se dividirá en secciones de 2 milímetros que es el espesor del haz de luz del rayo X, bandas mas anchas a este valor originaran pérdida de resolución de la imagen debido a la curvatura del núcleo.

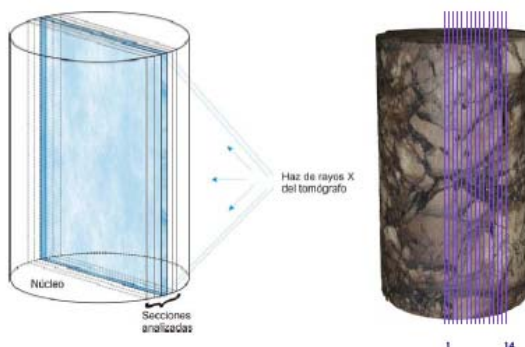


Figura 69. Secciones analizadas por el tomógrafo.

6.2.9. Balance De Materia.

Al final de la prueba se realizará un balance de materia para verificar los volúmenes de aceite recuperados por el desplazamiento.

De igual forma se analizará el comportamiento de irrupción tanto del agua como del nitrógeno.

6.2.10. Desarrollo De La Segunda Fase Sin Surfactante.

En esta etapa de la prueba se repetirá todo el procedimiento, pero ahora **sin agregar el surfactante solo con salmuera y nitrógeno puro**, esto con la finalidad de tener un nivel de comparación y medir la efectividad del agente utilizado.

VII

DESARROLLO DE LA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO CON SALMUERA Y N₂.

Aplicación de vacío: con el núcleo **número II** montado en la celda circular en el tomógrafo y en posición para el barrido como se aprecia en la figura 70, se llevó a cabo el vacío en todo el sistema.

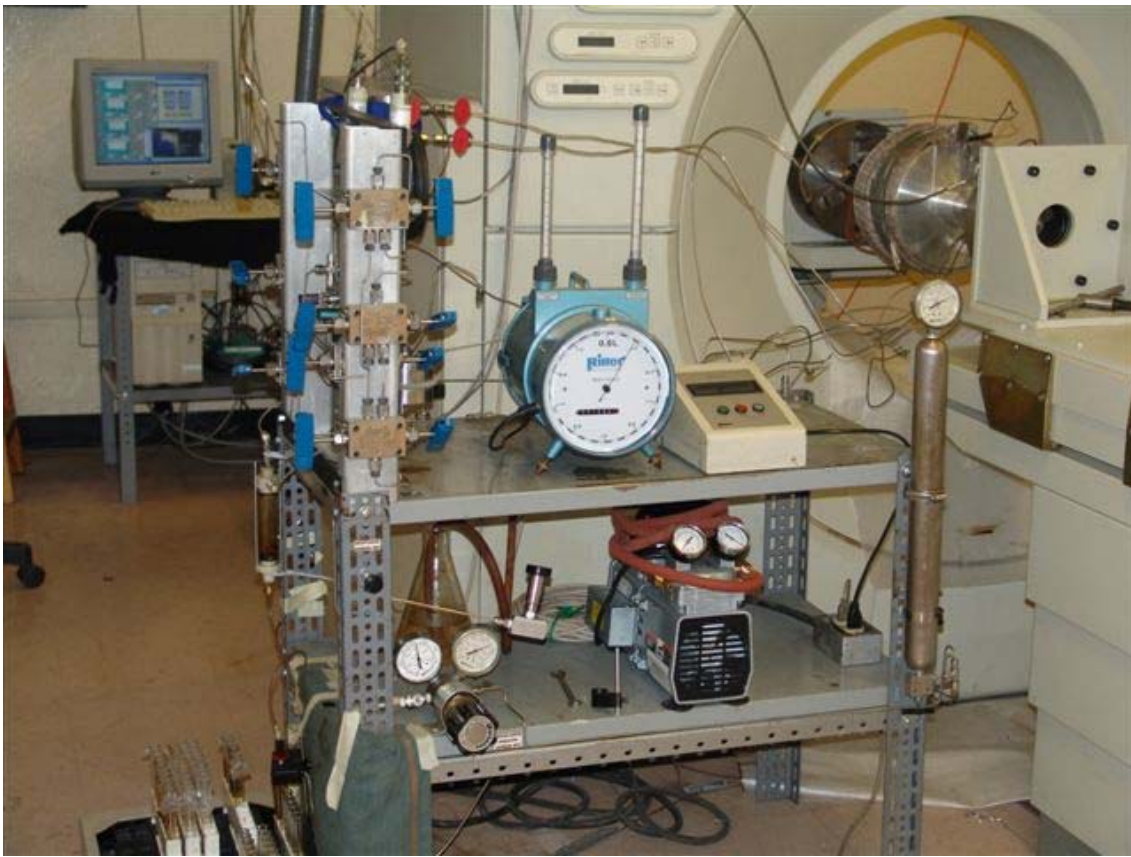


Figura 70. Celda circular montada en el tomógrafo del IMP.

7.1. Saturación Del Núcleo Con Salmuera.

Se saturó la muestra inyectando 99.75 ml de salmuera del pozo Abkatun 35 a una presión de 1500 lb/pg², el procedimiento se llevó a cabo bajo inyección de gastos variables, en la tabla 17 y la figura 71 se aprecia el comportamiento de inyección.

Posterior a un periodo de 82 horas de confinamiento y estabilización, se obtuvo una saturación de agua en el núcleo del 100 %.

Tabla 17. Registro de la saturación del núcleo con salmuera.

1188506342 15:39:02 30-Ago-07 Saturacion de nucleo Pol 30 de agosto de 2007 Start Quizix Data Log						
Hora	Fecha	Presion (psi)	Gasto (ml/min)	Volumen (ml)		
30/08/2007 15:39	00/01/1900 15:39	30/08/07	1438.1	97.4	0.000	58.46
30/08/2007 15:39	15:39:32	30/08/07	1437.5	97.3	0.000	58.46
30/08/2007 15:40	15:40:02	30/08/07	1437.2	97.3	0.000	58.46
30/08/2007 15:40	15:40:32	30/08/07	1437.0	97.3	0.000	58.46
30/08/2007 15:41	15:41:02	30/08/07	-7.8	-0.5	5.000	1.04
30/08/2007 15:41	15:41:32	30/08/07	-7.9	-0.5	15.000	3.96
30/08/2007 15:42	15:42:02	30/08/07	1.4	0.1	15.000	11.46
30/08/2007 15:42	15:42:32	30/08/07	1.5	0.1	15.000	18.95
30/08/2007 15:43	15:43:02	30/08/07	0.5	0.0	15.000	26.46
30/08/2007 15:43	15:43:32	30/08/07	1.1	0.1	15.000	33.95
30/08/2007 15:44	15:44:02	30/08/07	1.3	0.1	15.000	41.45
30/08/2007 15:44	15:44:32	30/08/07	1.3	0.1	15.000	48.95
30/08/2007 15:45	15:45:02	30/08/07	1.5	0.1	15.000	56.45
30/08/2007 15:45	15:45:32	30/08/07	0.9	0.1	15.000	63.95
30/08/2007 15:46	15:46:02	30/08/07	2.1	0.1	15.000	71.45
30/08/2007 15:46	15:46:32	30/08/07	2.9	0.2	15.000	78.96
30/08/2007 15:47	15:47:02	30/08/07	3.5	0.2	15.000	86.46
30/08/2007 15:47	15:47:32	30/08/07	4.9	0.3	15.000	93.95
30/08/2007 15:48	15:48:02	30/08/07	6.2	0.4	15.000	101.45
30/08/2007 15:48	15:48:32	30/08/07	10.4	0.7	15.000	108.95
30/08/2007 15:49	15:49:02	30/08/07	16.3	1.1	15.000	116.45
30/08/2007 15:49	15:49:32	30/08/07	49.9	3.4	15.000	123.95
30/08/2007 15:50	15:50:02	30/08/07	368.5	24.9	5.000	128.42
30/08/2007 15:50	15:50:32	30/08/07	931.3	63.1	5.000	130.92
30/08/2007 15:51	15:51:02	30/08/07	1208.3	81.8	1.000	132.07
30/08/2007 15:51	15:51:32	30/08/07	1326.6	89.8	1.000	132.57
30/08/2007 15:52	15:52:02	30/08/07	1433.9	97.1	0.500	133.02
30/08/2007 15:52	15:52:32	30/08/07	1491.5	101.0	0.500	133.27
30/08/2007 15:53	15:53:02	30/08/07	1495.2	101.2	0.000	133.31
30/08/2007 15:53	15:53:32	30/08/07	1491.8	101.0	0.000	133.31
30/08/2007 15:54	15:54:02	30/08/07	1489.4	100.8	0.000	133.31
30/08/2007 15:54	15:54:32	30/08/07	1487.5	100.7	0.000	133.31
30/08/2007 15:55	15:55:02	30/08/07	1485.8	100.6	0.000	133.31
30/08/2007 15:55	15:55:32	30/08/07	1484.4	100.5	0.000	133.31

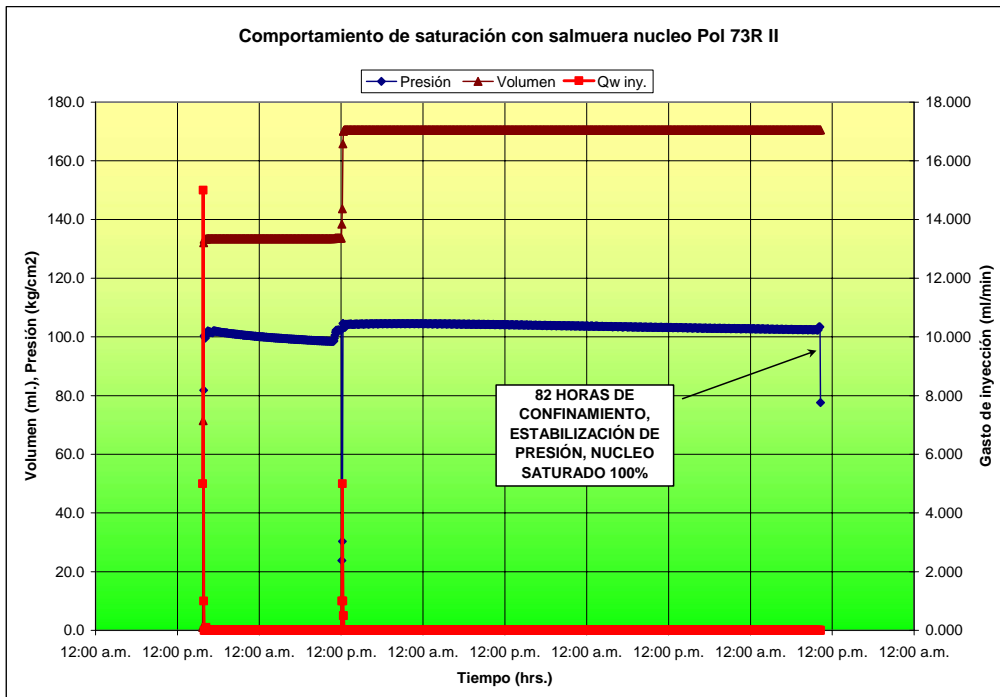


Figura 71. Comportamiento de saturación del núcleo II con salmuera

7.1.1. Determinación De La Saturación De Agua Inicial (Swi).

Después de una semana de inyección con salmuera, se inició la desaturación para tratar de conseguir una saturación de agua inicial del 14%. Se extrajo la salmuera del núcleo liberando espacio poroso, este proceso se llevó a cabo primero mediante despresurización por simple drenaje gravitacional y posteriormente por inyección de nitrógeno. Se continuó hasta llevar el núcleo a la saturación de agua irreducible cercana a la saturación de agua inicial.

Después de un periodo de extracción de salmuera Abk 35 ya no fue posible recuperar más, de esta forma se detiene el proceso obteniéndose una saturación de agua de 20%.

7.2. Saturación Del Núcleo Con Aceite.

Con el núcleo en saturación de agua irreducible se inicia la inyección de aceite para llenar el medio poroso y así de esta forma saturar el núcleo con las dos fases salmuera y aceite al 100%, con este fenómeno se pretende representar las condiciones de migración del aceite.

7.2.1. Añejamiento.

En esta etapa el núcleo se dejó añejando un periodo de 5 días saturado con salmuera del pozo Akatun 35 y el aceite recombinado, a una presión de 143 kg/cm² (Pb = 102 kg/cm²) y temperatura de 145 °C, intentado con esto restablecer las condiciones de mojabilidad original del núcleo.

7.3. Desplazamiento Con Salmuera.

Con el núcleo añejado y saturado con las dos fases salmuera y aceite, se inicia el proceso de desplazamiento de aceite mediante la inyección de salmuera, la expulsión-sustitución de los fluidos del medio poroso primeramente se dio por expansión roca-fluidos y drene gravitacional, posteriormente por desplazamiento mediante la inyección de la salmuera del pozo abkatun 35, esta etapa simula el proceso de recuperación secundaria por inyección de agua, las condiciones de desplazamiento se muestran en la tabla 18.

**Tabla 18. Condiciones de desplazamiento con salmuera, $P_b = 102 \text{ kg/cm}^2$.
(Recuperación Secundaria)**

Presión Interior de la celda (kg/cm ²)	137
Temperatura Interior de la celda (°C)	144
Q de inyección (lt/hr.)	0.010 a 1.78

En la figura 81 se observa la tomografía comparativa de esta etapa donde se refleja el grado de irrupción de la salmuera y el barrido que realiza.

7.3.1. Balance De Materia.

Después de simular las condiciones actuales de los yacimientos invadidos, se inicia a contabilizar la producción de aceite que resultó de las etapas de desplazamiento del aceite del núcleo, de esta manera al tener el volumen poroso de 74.55 ml., conociendo que la S_{wi} es de 19.05 % y que por lo tanto la saturación de aceite inicial (S_{oi}) es de 80.95 %, se determina el volumen original de aceite en matriz de **60.35 ml** de aceite. El volumen desplazado mediante inyección de salmuera fue de **38.92 ml**. quedando un volumen por recuperar de **21.43 ml**. que corresponde a una saturación de aceite remanente ($S_{o_{rem}}$) de **28.7 %**. La tabla 19 y las imágenes de la figura 72 presentan los datos y las muestras de aceite recuperadas para esta etapa respectivamente. En la tabla 21 se muestra el balance de materia final.

Tabla 19. Balance de materia desplazamiento de aceite con salmuera

N° de tubo	Vol. de salmuera (ml.)	Vol. de aceite (ml.)
1	5.2 (volumen muerto)	-
2	4.2(volumen muerto)	-
3	0.2(volumen muerto)	-
4	-	0.6
5	-	4.2
6	-	4.4
7	-	4.6
8	-	4.6
9	-	4.6
10	-	4.3
11	-	4.6
12	0.8 (surgencia de salmuera)	3.9
13	4.4	0.6
14	4.8	0.2
15	4.7	0.3
16	4.7	0.3
17	4.8	0.2
18	4.8	0.2
19	4.7	0.3
20	4.8	0.2
21	4.7	0.3
22	4.9	0.1
23	4.9	0.1
24	4.95	0.05
25	4.95	0.05
26	4.8	0.05
27	4.95	0.05
28	4.7	0.05
29	4.95	0.05
30	3.3	0.02

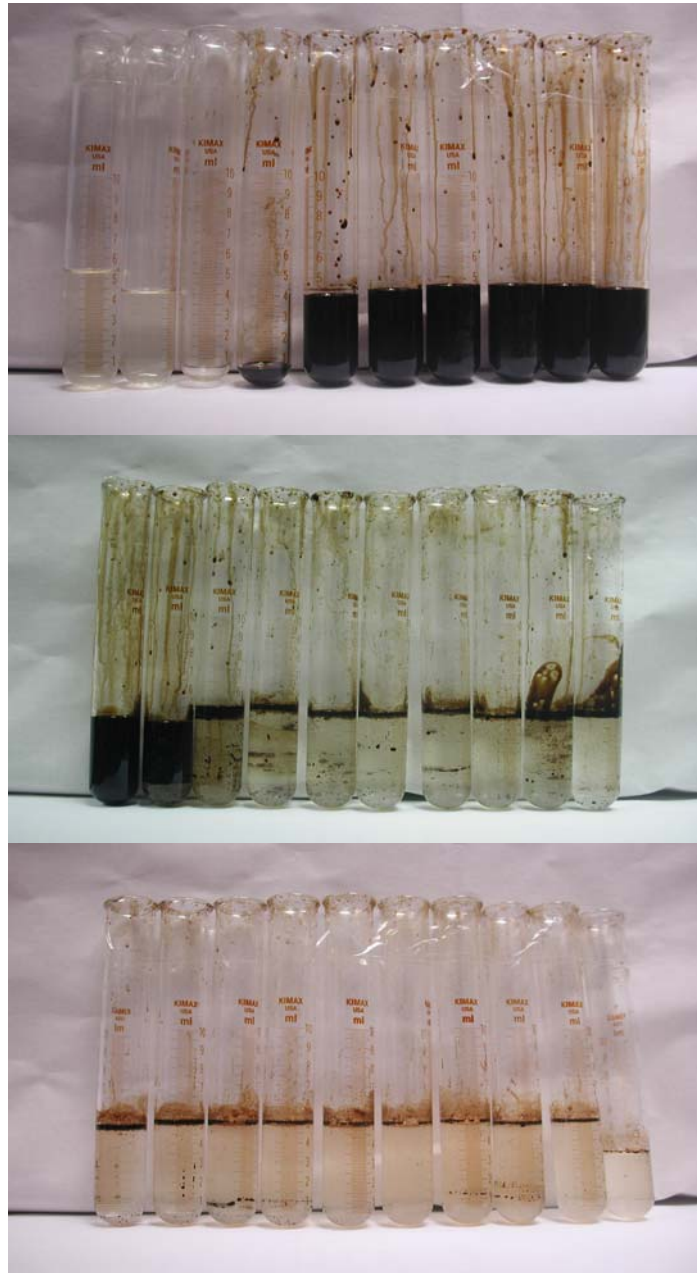


Figura 72. Fluidos desplazados por salmuera primera fase

7.4. Desplazamiento Con N₂.

Con el núcleo en condiciones de S_o remanente y con un volumen de aceite aun entrampado de 21.43 ml. se inicia el proceso de doble desplazamiento inyectando nitrógeno, obteniéndose inmediatamente presencia de salmuera emulsionada con aceite figura 73.

7.4.1. Balance De Materia

El volumen de aceite recuperado en esta etapa fue de **6.61 ml.**, quedando por recuperar **14.82 ml.** de aceite lo que representa una **So_{rem}** de **19.84%**. La tabla 20 muestra las condiciones de desplazamiento. El balance final respecto al volumen original se muestra en la tabla 21.

**Tabla 20. Condiciones de desplazamiento con N₂, Pb = 102 kg/cm².
(Recuperación Mejorada)**

Presión interior de la celda (kg/cm ²)	143
Temperatura interior de la celda (°C)	144
Q de inyección (lt/hr.)	0.040 a 9.3

Las figuras 73 muestran el aceite recuperado por esta etapa de desplazamiento.

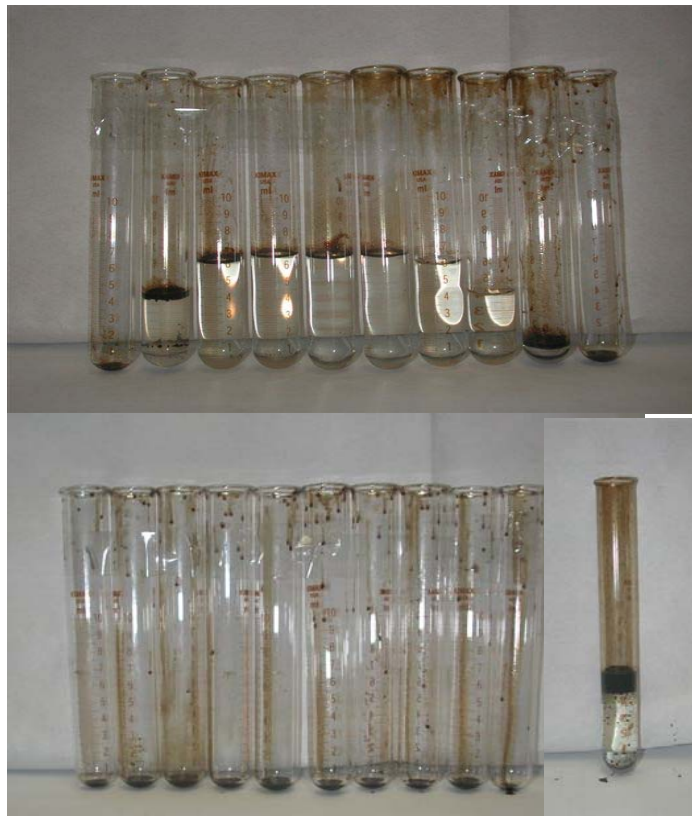


Figura 73. Fluidos desplazados por inyección de nitrógeno, primera fase.

Tabla 21. Balance de materia recuperación por inyección de salmuera y N₂.

Swi = 19.05% Soi = 80.95% Volumen poroso (ml) = 74.55		Volumen en ml.	Saturación de aceite	Factor de recuperacion	Recuperación acumulada
Condiciones iniciales	Vol. inicial de aceite en matriz =	60.35	80.95%	0	0
Inyección de agua	Vol. Rec. por agua =	38.92	28.74%	64.49%	64.49%
Inyección de nitrógeno	Vol. Rec. por nitrógeno	6.61	19.88%	10.95%	75.45%

En base a los resultados de esta primer fase se desprende que aun tenemos **14.74 ml** de aceite como volumen por recuperar y que es el objetivo de la inyección con otro procesos de desplazamiento posterior al nitrógeno.

En la tabla 21 también muestra al desplazamiento mediante la inyección de agua como el de mayor factor de recuperación, para este tipo de rocas y bajo condiciones de laboratorio establecidas.

VIII

DESARROLLO DE LA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO CON SURFACTANTES

De forma similar a la primera fase se realiza las siguientes actividades para preparar el núcleo en esta segunda fase:

8.1. Preparativos Para Iniciar El Desplazamiento.

Limpieza de núcleo: la idea fundamental es retirar todo los residuos de aceite y salmuera que se inyectaron en el núcleo en la primera fase.

Se monta de nueva cuenta en la celda circular, dentro de una caja de aluminio y dejando un espacio anular entre la pared interna de la caja y la pared exterior del núcleo, se coloca la celda en el tomógrafo y las bandas de conducción de calor, se interconectan el sistema de bombeo y monitoreo de datos, figura 74.



Figura 74. Celda circular montada en el tomógrafo conteniendo el núcleo II.

8.2. Saturación Del Núcleo Con Salmuera (Swi).

Se hace vacío y se tomografía en un arreglo de 11 tomas denominadas serie seca cada 2 mm., presión en la celda 0 kg/cm².

Se inyecta la salmuera Abk 35 por la parte inferior a un gasto de 5 cm³/min., presión de la celda 106.25kg/cm²., temperatura en la celda 18°C; se continua inyectando hasta lograr un represionamiento que es indicativo de que no admite mas salmuera. Se logran condiciones estabilizadas.

Con el núcleo saturado al 100% con salmuera Abk 35, se toma un set de tomografías denominado serie saturado con salmuera, figura 81; presión de la celda 106.3 kg/cm² (Pb = 102 kg/cm²), temperatura de la celda 18°C. Se inicia un proceso alterno de inyecta N₂ y vacío para desaturar y así conseguir saturación de agua irreductible (**Swi**) = **19.05%**, se tomografía esta etapa, serie Swi.

8.3. Saturación Del Núcleo Con Aceite.

Se inicia la inyección de aceite a un gasto mínimo (simulando condiciones de migración de aceite), gasto de inyección 0.14 ml/min. Presión de la celda 185.8 kg/cm² (Pb = 102 kg/cm²) temperatura de la celda 149.1°C (condiciones de yacimiento). Se cierra el sistema y se deja añejando. Al final del añejamiento se encontró el sistema bajo siguientes condiciones: presión de la celda 141 kg/cm² temperatura de la celda 145 °C., se registra serie tomográfica denominada serie saturada de aceite mas salmuera, figura 81.

8.4. Desplazamiento Con Salmuera.

Inicia desplazamiento de aceite por inyección de salmuera (recuperación secundaria), gasto de inyección 5 cm³/hr., se deja inyectando por 24 hrs., en el proceso se inicia la recuperación de aceite, las fotografías de la figura 75

representan el aceite producido en esta etapa. Se realiza tomografía en esta fase, figura 81.



Figura 75. Fluidos desplazados por inyección de salmuera, segunda fase.

8.5. Desplazamiento Con salmuera Mas Surfactante.

De forma alterna a la etapa anterior, se realizó la mezcla del surfactante SLS mas la salmuera, en una proporción de 5gr. de surfactante por cada 100 ml de salmuera Abk 35.

Se inicia la inyección de la mezcla SLS-ABK35 (surfactante SLS + la salmuera ABK 35), a un gasto de inyección de 1.2 cm³/hr. y bajo las siguientes condiciones: presión de la celda 166.5 kg/cm² (Pb = 102 kg/cm²) y temperatura de la celda 145°C. Inmediatamente se refleja la presencia de hidrocarburo, figura 76.



Figura 76. Fluidos desplazados por inyección de salmuera más surfactante SLS, segunda fase.

Al observar presencia del surfactante en el separador se suspende la inyección. Se deja el núcleo saturado con la mezcla SLS-ABK 35 en reposo por 48 horas, presión de la celda 147 kg/cm² temperatura de la celda 145 °C.

A la apertura nuevamente del sistema se presentan las siguientes condiciones: presión de la celda 193.2 kg/cm² y temperatura de la celda 145 °C, se observa presencia de aceite, figura 77.



Figura 77. Fluidos desplazados por inyección de salmuera más surfactante SLS, posterior a un tiempo de reposo, segunda fase.

Dentro del proceso se monitoreo entre otros parámetros las presiones superiores e inferiores de la celda así como la interna, desde esta etapa de inyección del surfactante se empezó a observar un represionamiento en la salida de la celda generando ΔP del orden de 35 kg/cm², indicativo de una posible obstrucción al flujo a la salida de la celda.

Se suspende inyección de mezcla SLS-ABK35, se registran tomografías.

Se inicia la inyección de N₂ por 24 hr. a un gasto de inyección de 5 cm³/hr, en esta etapa no se obtuvo producción de aceite, figuras 78.



Figura 78. Fluidos desplazados por inyección de N₂, segunda fase.

Aprovechando las condiciones del sistema y los elementos tanto de equipo como de fluidos y con la idea de agotar el remanente de mezcla SLS+ABK35 que se tenía en los cilindros de desplazamiento, se decide realizar una nueva reinyección alterna de SLS+ABK35 y N₂, por lo que se procedió nuevamente a inyectar la mezcla SLS-ABK 35 bajo las siguientes condiciones:

Presión de la celda 170 kg/cm², temperatura de la celda 144 °C, **se observa de nueva cuenta producción de aceite** en esta etapa de desplazamiento, figura 79.

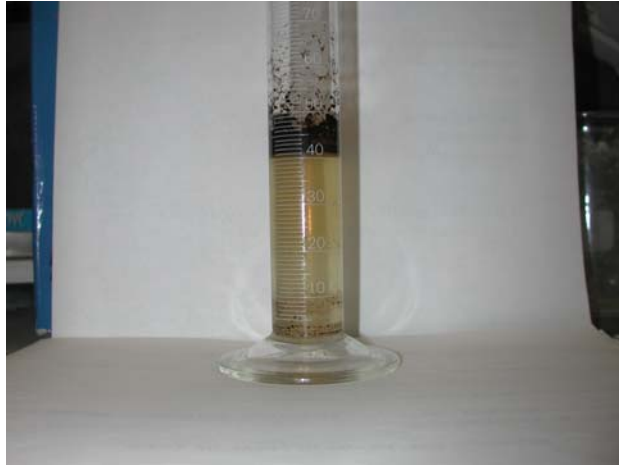


Figura 79. Fluidos desplazados por inyección alterna de N₂ y surfactante, segunda fase.

De forma alterna se inyecta N₂ a un gasto de inyección de 40 cm³/hr. con una presión de celda de 139 kg/cm² y a una temperatura de 144.4 °C., no se produjo aceite en esta etapa.

8.6. Análisis De Resultados.

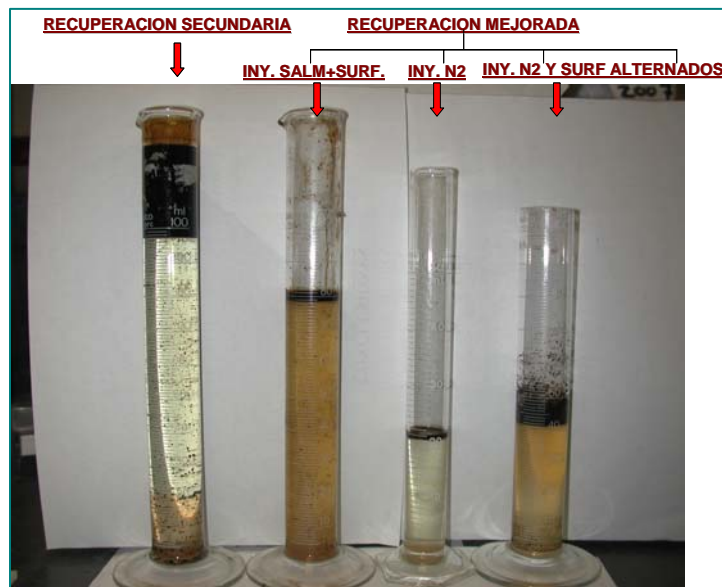


Figura 80. Fluidos desplazados en la segunda fase.

En la figura 80 se presenta de forma cualitativa los fluidos resultados de los procesos de desplazamiento tanto para la primer etapa como la segunda etapa, como se observa la recuperación secundaria sigue siendo la de mayor aportación, sin embargo los procesos de recuperación mejorada expuestos en este trabajo arrojan un beneficio adicional.

La tabla 22 presenta el balance acumulativo final para el desplazamiento de esta segunda fase, donde se observa que el beneficio adicional por la inyección de surfactante es de **2.95 ml** de aceite lo que representa el **24.79 %** de saturación de aceite remanente ($S_{o_{rem}}$), así el factor de recuperación es de **4.89 %**, figuras 82 y 83.

Tabla 22. Balance de materia recuperación por inyección del surfactante SLS.

$S_{wi} = 19.05\%$ $S_{oi} = 80.95\%$ Volumen poroso (ml) = 74.55		Volumen en ml.	Saturación de aceite	Factor de recuperación	Recuperación acumulada
Condiciones iniciales	Vol. inicial de aceite en matriz =	60.35	80.95%	0	0
Inyección de agua	Vol. Rec. por agua =	38.92	28.74%	64.49%	64.49%
Inyección de agua + surfactante	Vol. Rec. por surfactante	2.95	24.79%	4.89%	69.38%

Los volúmenes remanentes de aceite por procesos de desplazamiento subsecuentes corresponderán a una $S_{o_{rem}}$, así continuarán hasta llegar a la saturación de aceite residual (S_{or}), donde ya no sea posible extraer mas aceite del medio poroso.

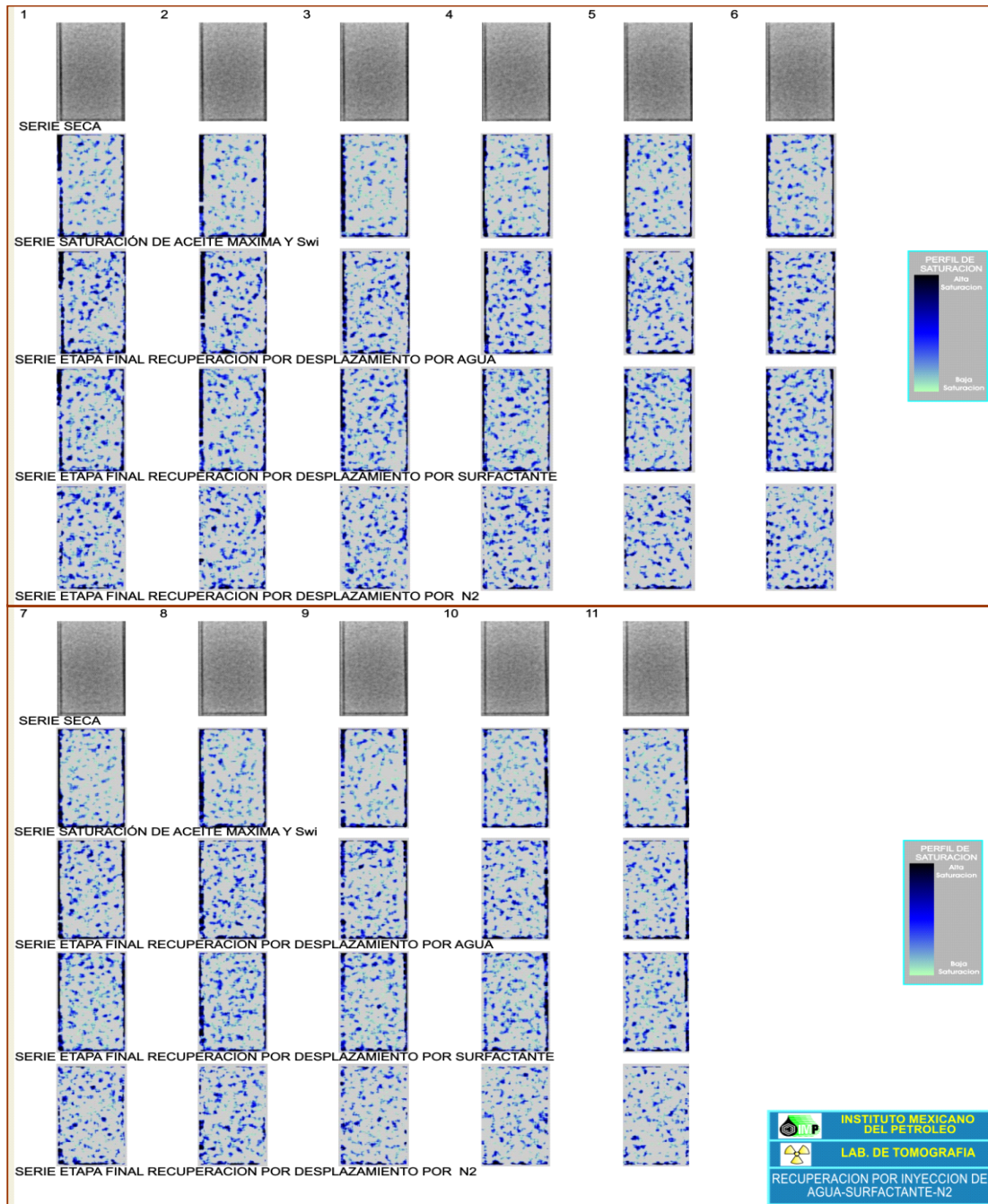


Figura 81. Series tomográficas primera y segunda fase.

En cada serie tomográfica de las figura 81 se observa el perfil de saturación que denota el color azul u oscuro como el de mayor saturación de aceite disminuyendo hacia el mas claro.

Así al tomar un corte su comparativo se realiza hacia abajo, observándose como el grado de saturación de aceite remanente se ve disminuido debido a los diferentes procesos de desplazamiento.

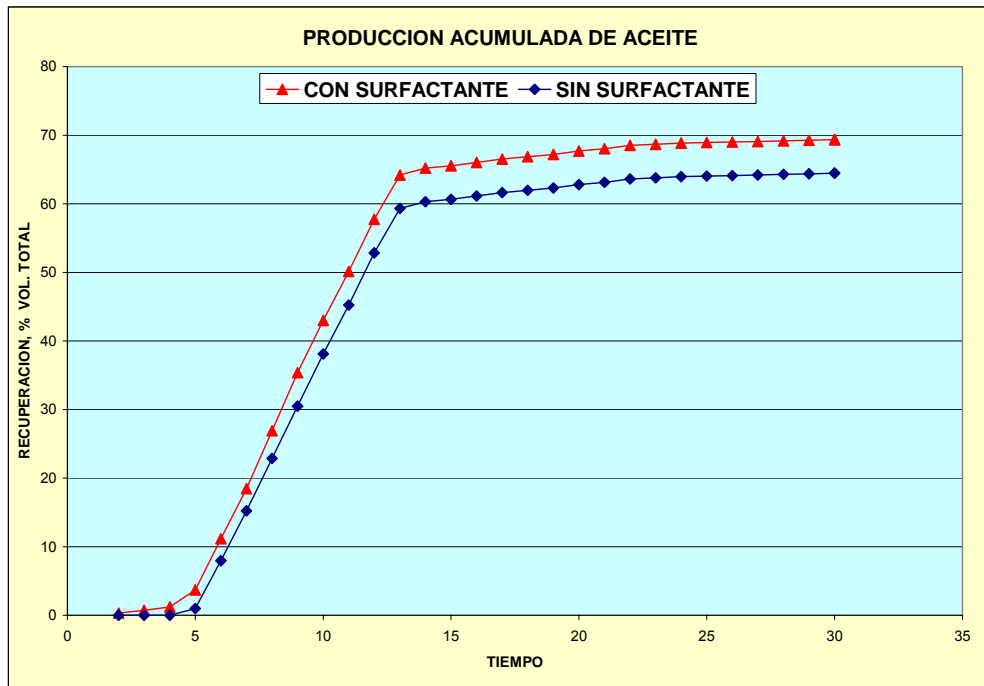


Figura 82. Balance de materia en % de recuperación con y sin surfactante.

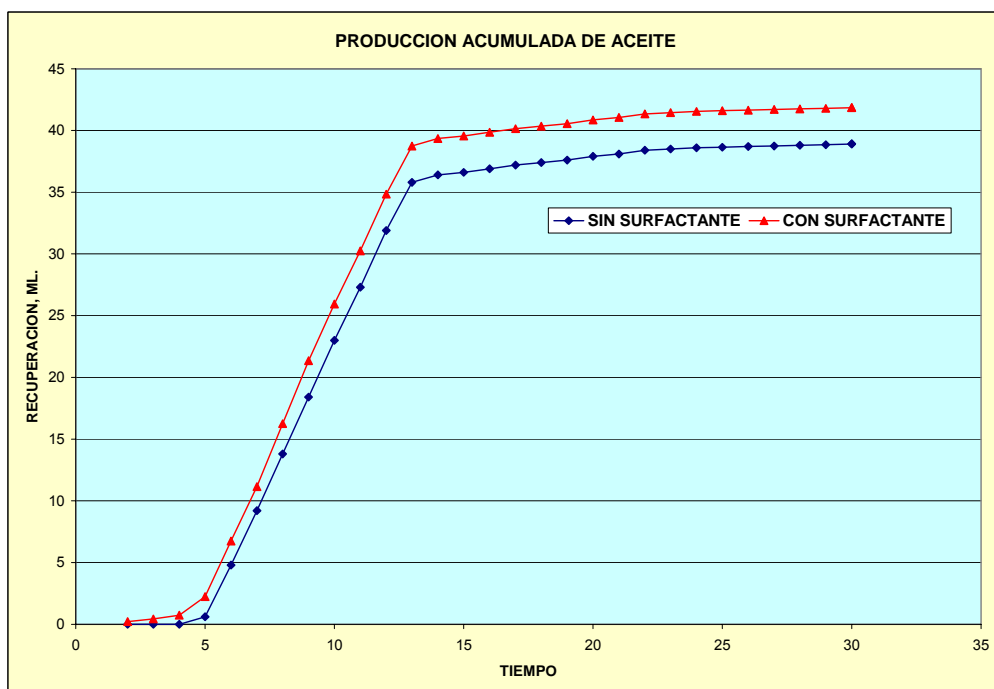


Figura 83. Balance de materia en volumen con y sin surfactante.

Finalmente las graficas de las figuras 82 y 83 muestran el comportamiento final del balance de materia, donde se observa como se obtienen recuperaciones adicionales por la inyección del surfactante.

IX

CONCLUSIONES

Quedó demostrado que la inyección del surfactante (SLS) en el núcleo Pol 73R bajo condiciones de presión y temperatura de yacimiento y en seno de fluidos de formación (aceite y salmuera), aporta una producción adicional (recuperación mejorada) después del desplazamiento por inyección de agua (recuperación secundaria.).

La inyección de N₂ bajo las condiciones de yacimiento simuladas en este estudio, también aportó una recuperación mínima de aceite.

Quedó de manifiesto que el tiempo de residencia del surfactante en contacto con el núcleo y bajo condiciones de yacimiento, proporciona una producción adicional a la establecida por simple desplazamiento.

La producción de salmuera es inminente, se demostró que en cada proceso de recuperación se obtuvo grandes porcentajes de salmuera asociada al aceite; en la aplicación de este proceso se debe de considerar el manejo de grandes cantidades de agua, sobretodo en aquellos yacimientos que ya se encuentran invadidos.

La utilización del surfactante SLS y la salmuera en el núcleo Pol 73R bajo las condiciones de yacimiento generó precipitados, estos obturaron la parte inferior del núcleo originando pegaduras del núcleo en su parte inferior y por lo tanto su fragmentación.

En la selección del surfactante a emplear se deben realizar pruebas de compatibilidad con diversos surfactantes y los fluidos de los yacimientos, así como su respuesta bajo condiciones de yacimiento a exposiciones prolongadas.

En el estudio de escalamiento a nivel de yacimiento se debe considerar el costo de los productos químicos a emplear, para este caso se utilizó un surfactante comercial, disponible y económico. Sin embargo como el surfactante a utilizar debe reunir ciertas propiedades físico-químicas de compatibilidad con la formación, es muy probable que incremente su costo.

Se recomienda utilizar fluidos originales de la formación para llevar a cabo estas pruebas, el tenerlos disponibles evita realizar trabajos que no son propios del estudio en cuestión.

La prueba de adsorción demostró que la salmuera del pozo abkatun 35, el surfactante SLS y el núcleo Pol 73R, tienen una relación directamente proporcional entre la concentración del surfactante y la cantidad de masa adsorbida por unidad de masa mineral de la roca.

Del estudio de tensión interfacial se concluye que bajo condiciones de laboratorio, el empleo del surfactante *formulación IMP* reduce la tensión interfacial del orden del 57 % comparado con una mezcla emulsionada con salmuera (ver apéndice B).

Debido a problemas con la geometría del núcleo abkatun 7 y a que solo se contaba con una sola muestra de este campo, no fue posible realizar las pruebas de desplazamiento correspondientes, lo que da como evidencia importante para este y otros tipos de estudios la necesidad de recuperar una mayor cantidad de núcleos.

APÉNDICE A

Modelo de adsorción con dispersión fase líquida

La ecuación de convección-difusión-dispersión es:

$$\phi \frac{\partial C}{\partial t} + u \frac{\partial C}{\partial x} = \left(\frac{D\phi}{\tau} + \alpha |u| \right) \frac{\partial^2 C}{\partial x^2} - h(C - C_s) F(C_s, C_{s,sat})$$

Donde.

$$F(C_s, C_{s,sat}) = \frac{1}{1 + \exp(k(C_s - C_{s,sat}))}$$

$$u = \frac{Q}{A} \equiv \text{Es la velocidad de Darcy}$$

Entonces la ecuación se puede escribir como:

$$\frac{\partial C}{\partial t} + \frac{u}{\phi} \frac{\partial C}{\partial x} = \left(\frac{D}{\tau} + \alpha \left| \frac{u}{\phi} \right| \right) \frac{\partial^2 C}{\partial x^2} - \frac{h(C - C_s)}{\phi(1 + \exp(k(C_s - C_{s,sat})))}$$

Donde

$$\frac{u}{\phi} = \frac{Q}{A\phi} \equiv U, \text{ Es la velocidad real promedio en los poros}$$

Si se define al tensor de dispersión como:

$$\mathbf{D} = \left(\frac{D}{\tau} + \alpha \left| \frac{u}{\phi} \right| \right)$$

La ecuación tiene la forma:

$$\frac{\partial C}{\partial t} + U \frac{\partial C}{\partial x} = \mathbf{D} \frac{\partial^2 C}{\partial x^2} - \frac{h(C - C_s)}{\phi(1 + \exp(k(C_s - C_{s,sat})))}$$

Las condiciones de frontera e iniciales del problema son:

1) Al inicio no hay surfactante en el sistema:

$$C(x, t = 0) = 0$$

2) La concentración en la cara de inyección es conocida:

$$C(x = 0, t) = C_{iny}$$

3) La variación de concentración en la cara de salida es cero:

$$\left. \frac{\partial C}{\partial x} \right|_{x=L} = 0$$

Ecuaciones en el sólido.

$$(1 - \phi) \frac{\partial C_s}{\partial t} = \frac{h(C - C_s)}{1 + \exp(k(C_s - C_{s,sat}))}$$

Con la condición inicial.

$$C_s(x, t = 0) = 0$$

Ecuaciones Adimensionales.

Adimensionalizando el sistema mediante el conjunto de transformaciones:

$$\sigma = \frac{t}{t_c} = \frac{t}{L/U}$$

$$\xi = \frac{x}{L}$$

$$Y = \frac{C}{C_{iny}}$$

$$Y_s = \frac{C_s}{C_{s,sat}}$$

$$\frac{C_{iny}}{t_c} \frac{\partial Y}{\partial \sigma} + \frac{C_{iny} U}{L} \frac{\partial Y}{\partial \xi} = \frac{C_{iny} \mathbf{D}}{L^2} \frac{\partial^2 Y}{\partial \xi^2} - \frac{h(C_{iny} Y - C_{s,sat} Y_s)}{\phi(1 + \exp(k(C_{s,sat} Y_s - C_{s,sat})))}$$

$$\frac{\partial Y}{\partial \sigma} + \frac{U t_c}{L} \frac{\partial Y}{\partial \xi} = \frac{\mathbf{D} t_c}{L^2} \frac{\partial^2 Y}{\partial \xi^2} - \frac{t_c h(C_{iny} Y - C_{s,sat} Y_s)}{C_{iny} \phi(1 + \exp(k(C_{s,sat} Y_s - C_{s,sat})))}$$

$$\frac{\partial Y}{\partial \sigma} + \frac{\partial Y}{\partial \xi} = \frac{\mathbf{D} L}{L^2 U} \frac{\partial^2 Y}{\partial \xi^2} - \frac{L h \left(Y - \frac{C_{s,sat}}{C_{iny}} Y_s \right)}{U \phi(1 + \exp(C_{s,sat} k (Y_s - 1)))}$$

Si

$$Pe = \frac{LU}{\mathbf{D}}$$

$$\frac{\partial Y}{\partial \sigma} + \frac{\partial Y}{\partial \xi} = \frac{1}{Pe} \frac{\partial^2 Y}{\partial \xi^2} - \frac{\frac{Lh}{U} \left(Y - \frac{C_{s,sat}}{C_{iny}} Y_s \right)}{\phi(1 + \exp(C_{s,sat} k (Y_s - 1)))}$$

Sean.

$$\frac{Lh}{U} = H$$

$$C_{s,sat} k = K$$

$$\frac{C_{s,sat}}{C_{iny}} = \alpha$$

$$\frac{\partial Y}{\partial \sigma} + \frac{\partial Y}{\partial \xi} = \frac{1}{Pe} \frac{\partial^2 Y}{\partial \xi^2} - \frac{H(Y - \alpha Y_s)}{\phi(1 + \exp(K(Y_s - 1)))}$$

Las condiciones de frontera son:

$$C(x, t = 0) = 0$$

$$Y(\xi, \sigma = 0) = 0$$

$$C(x=0, t) = C_{iny}$$

$$Y(\xi=0, \sigma) = 1$$

$$\left. \frac{\partial Y}{\partial \xi} \right|_{\xi=1} = 0$$

$$\frac{\partial Y_s}{\partial \sigma} = \frac{\frac{Lh}{U}(C - C_s)}{C_{s,sat}(1 - \phi)(1 + \exp(k(C_s - C_{s,sat})))}$$

$$\frac{\partial Y_s}{\partial \sigma} = \frac{\frac{Lh}{U}C_{iny}\left(Y - \frac{C_{s,sat}}{C_{iny}}Y_s\right)}{C_{s,sat}(1 - \phi)(1 + \exp(C_{s,sat}k(Y_s - 1)))}$$

$$\frac{\partial Y_s}{\partial \sigma} = \frac{\frac{Lh}{U}\left(Y - \frac{C_{s,sat}}{C_{iny}}Y_s\right)}{\frac{C_{s,sat}}{C_{iny}}(1 - \phi)(1 + \exp(C_{s,sat}k(Y_s - 1)))}$$

$$\frac{\partial Y_s}{\partial \sigma} = \frac{H(Y - \alpha Y_s)}{\alpha(1 - \phi)(1 + \exp(K(Y_s - 1)))}$$

Con la condición inicial:

$$Y_s(\xi, \sigma=0) = 0$$

Sistema adimensional

Finalmente el sistema de ecuaciones a resolver es:

$$\frac{\partial Y}{\partial \sigma} + \frac{\partial Y}{\partial \xi} = \frac{1}{Pe} \frac{\partial^2 Y}{\partial \xi^2} - \frac{H(Y - \alpha Y_s)}{\phi(1 + \exp(K(Y_s - 1)))}$$

$$Y(\xi, \sigma=0) = 0$$

$$Y(\xi=0, \sigma) = 1$$

$$\left. \frac{\partial Y}{\partial \xi} \right|_{\xi=1} = 0$$

$$\alpha \frac{1-\phi}{\phi} \frac{\partial Y_s}{\partial \sigma} = \frac{H(Y - \alpha Y_s)}{\phi(1 + \exp(K(Y_s - 1)))}$$

$$Y_s(\xi, \sigma = 0) = 0$$

$$Y = Y(\xi, \sigma : Pe, \alpha, K, H, \phi)$$

$$Y_s = Y_s(\xi, \sigma : Pe, \alpha, K, H, \phi)$$

Diferencias finitas

Utilizando diferencias finitas

$$\frac{Y_{k+1} - Y_k}{\Delta \sigma} + \frac{1}{2} \left(\frac{\partial Y_{k+1}}{\partial \xi} + \frac{\partial Y_k}{\partial \xi} \right)$$

$$= \frac{1}{2Pe} \left(\frac{\partial^2 Y_{k+1}}{\partial \xi^2} + \frac{\partial^2 Y_k}{\partial \xi^2} \right)$$

$$- \frac{H(Y_{k+1} - \alpha Y_{s,k+1}) + H(Y_k - \alpha Y_{s,k})}{2\phi \left(1 + \exp\left(K \left(\frac{Y_{s,k+1} + Y_{s,k}}{2} - 1 \right) \right) \right)}$$

O bien

$$Y_{k+1} - Y_k + \frac{\Delta \sigma}{2} \left(\frac{\partial Y_{k+1}}{\partial \xi} + \frac{\partial Y_k}{\partial \xi} \right)$$

$$= \frac{\Delta \sigma}{2Pe} \left(\frac{\partial^2 Y_{k+1}}{\partial \xi^2} + \frac{\partial^2 Y_k}{\partial \xi^2} \right)$$

$$- \frac{\Delta \sigma H(Y_{k+1} - \alpha Y_{s,k+1}) + \Delta \sigma H(Y_k - \alpha Y_{s,k})}{2\phi \left(1 + \exp\left(K \left(\frac{Y_{s,k+1} + Y_{s,k}}{2} - 1 \right) \right) \right)}$$

O bien

$$Y_{k+1} + \frac{\Delta \sigma}{2} \frac{\partial Y_{k+1}}{\partial \xi} - \frac{\Delta \sigma}{2Pe} \frac{\partial^2 Y_{k+1}}{\partial \xi^2} + \frac{\Delta \sigma H(Y_{k+1} - \alpha Y_{s,k+1}^{iter-1})}{2\phi \left(1 + \exp\left(K \left(\frac{Y_{s,k+1}^{iter-1} + Y_{s,k}}{2} - 1 \right) \right) \right)}$$

$$= Y_k - \frac{\Delta \sigma}{2} \frac{\partial Y_k}{\partial \xi} + \frac{\Delta \sigma}{2Pe} \frac{\partial^2 Y_k}{\partial \xi^2} - \frac{\Delta \sigma H(Y_k - \alpha Y_{s,k})}{2\phi \left(1 + \exp\left(K \left(\frac{Y_{s,k+1}^{iter-1} + Y_{s,k}}{2} - 1 \right) \right) \right)}$$

$$\begin{aligned}
 & Y_{k+1} + \frac{\Delta\sigma}{2} \frac{\partial Y_{k+1}}{\partial \xi} - \frac{\Delta\sigma}{2Pe} \frac{\partial^2 Y_{k+1}}{\partial \xi^2} + \frac{\Delta\sigma H Y_{k+1}}{2\phi \left(1 + \exp\left(K \left(\frac{Y_{s,k+1}^{iter} + Y_{s,k}}{2} - 1\right)\right)\right)} \\
 & = Y_k - \frac{\Delta\sigma}{2} \frac{\partial Y_k}{\partial \xi} + \frac{\Delta\sigma}{2Pe} \frac{\partial^2 Y_k}{\partial \xi^2} - \frac{\Delta\sigma H (Y_k - \alpha Y_{s,k} - \alpha Y_{s,k+1}^{iter})}{2\phi \left(1 + \exp\left(K \left(\frac{Y_{s,k+1}^{iter} + Y_{s,k}}{2} - 1\right)\right)\right)}
 \end{aligned}$$

En el espacio

$$\begin{aligned}
 & Y_{i,k+1} + \frac{\Delta\sigma}{2} \frac{Y_{i+1,k+1} - Y_{i-1,k+1}}{2\Delta\xi} - \frac{\Delta\sigma}{2Pe\Delta\xi^2} (Y_{i+1,k+1} - 2Y_{i,k+1} + Y_{i-1,k+1}) \\
 & + \frac{\Delta\sigma H Y_{i,k+1}}{2\phi \left(1 + \exp\left(K \left(\frac{Y_{s,k+1}^{iter} + Y_{s,k}}{2} - 1\right)\right)\right)} \\
 & = Y_k - \frac{\Delta\sigma}{2} \frac{\partial Y_k}{\partial \xi} + \frac{\Delta\sigma}{2Pe} \frac{\partial^2 Y_k}{\partial \xi^2} - \frac{\Delta\sigma H (Y_k - \alpha Y_{s,k} - \alpha Y_{s,k+1}^{iter})}{2\phi \left(1 + \exp\left(K \left(\frac{Y_{s,k+1}^{iter} + Y_{s,k}}{2} - 1\right)\right)\right)}
 \end{aligned}$$

O bien

$$\begin{aligned}
 & \left(1 + \frac{\Delta\sigma}{\Delta\xi^2 Pe} + \frac{\Delta\sigma H}{2\phi \left(1 + \exp\left(K \left(\frac{Y_{s,k+1}^{iter} + Y_{s,k}}{2} - 1\right)\right)\right)}\right) Y_{i,k+1} \\
 & + \left(\frac{\Delta\sigma}{4\Delta\xi} - \frac{\Delta\sigma}{2Pe\Delta\xi^2}\right) Y_{i+1,k+1} + \left(-\frac{\Delta\sigma}{4\Delta\xi} - \frac{\Delta\sigma}{2Pe\Delta\xi^2}\right) Y_{i-1,k+1} \\
 & = Y_k - \frac{\Delta\sigma}{2} \frac{\partial Y_k}{\partial \xi} + \frac{\Delta\sigma}{2Pe} \frac{\partial^2 Y_k}{\partial \xi^2} - \frac{\Delta\sigma H (Y_k - \alpha Y_{s,k} - \alpha Y_{s,k+1}^{iter})}{2\phi \left(1 + \exp\left(K \left(\frac{Y_{s,k+1}^{iter} + Y_{s,k}}{2} - 1\right)\right)\right)}
 \end{aligned}$$

En el sólido

$$\alpha \frac{1-\phi}{\phi} \frac{\partial Y_s}{\partial \sigma} = \frac{H(Y - \alpha Y_s)}{\phi(1 + \exp(K(Y_s - 1)))}$$

$$\alpha \frac{1-\phi}{\phi} \frac{Y_{s,i,k+1} - Y_{s,i,k}}{\Delta\sigma} = \frac{H\left(\frac{Y_{i,k+1} + Y_{i,k}}{2} - \alpha \frac{Y_{s,i,k+1} + Y_{s,i,k}}{2}\right)}{\phi \left(1 + \exp\left(K \left(\frac{Y_{s,i,k+1} + Y_{s,i,k}}{2} - 1\right)\right)\right)}$$

$$Y_{s,i,k+1} - Y_{s,i,k} = \frac{\Delta\sigma H (Y_{i,k+1}^{iter} + Y_{i,k} - \alpha (Y_{s,i,k+1} + Y_{s,i,k}))}{2\alpha(1-\phi) \left(1 + \exp\left(K \left(\frac{Y_{s,i,k+1} + Y_{s,i,k}}{2} - 1\right)\right)\right)}$$

$$\begin{aligned}
 & Y_{s,i,k+1} + \frac{\Delta\sigma H Y_{s,i,k+1}}{2(1-\phi)\left(1 + \exp\left(K\left(\frac{Y_{s,i,k+1} + Y_{s,i,k}}{2} - 1\right)\right)\right)} \\
 = & Y_{s,i,k} + \frac{\Delta\sigma H (Y_{i,k+1}^{iter} + Y_{i,k} - \alpha Y_{s,i,k})}{2\alpha(1-\phi)\left(1 + \exp\left(K\left(\frac{Y_{s,i,k+1} + Y_{s,i,k}}{2} - 1\right)\right)\right)}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & Y_{s,i,k+1} \left(1 + \frac{\Delta\sigma H}{2(1-\phi)\left(1 + \exp\left(K\left(\frac{Y_{s,i,k+1} + Y_{s,i,k}}{2} - 1\right)\right)\right)} \right) \\
 = & Y_{s,i,k} + \frac{\Delta\sigma H (Y_{i,k+1}^{iter} + Y_{i,k} - \alpha Y_{s,i,k})}{2\alpha(1-\phi)\left(1 + \exp\left(K\left(\frac{Y_{s,i,k+1} + Y_{s,i,k}}{2} - 1\right)\right)\right)}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 Y_{s,i,k+1} = & \frac{Y_{s,i,k} + \frac{\Delta\sigma H (Y_{i,k+1}^{iter} + Y_{i,k} - \alpha Y_{s,i,k})}{2\alpha(1-\phi)\left(1 + \exp\left(K\left(\frac{Y_{s,i,k+1} + Y_{s,i,k}}{2} - 1\right)\right)\right)}}{1 + \frac{\Delta\sigma H}{2(1-\phi)\left(1 + \exp\left(K\left(\frac{Y_{s,i,k+1} + Y_{s,i,k}}{2} - 1\right)\right)\right)}} \\
 & \frac{1}{(1 + \exp(5000(x-1)))}
 \end{aligned}$$

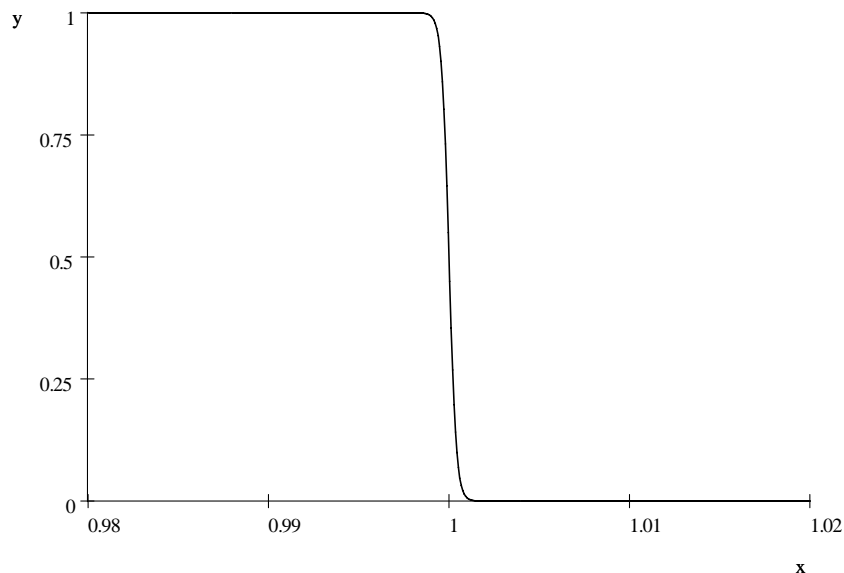


Figura A-1, curva tipo del modelo de adsorción-dispersión.

APÉNDICE B

Determinación de la tensión interfacial.

Se realizó de forma alterna a las pruebas de desplazamiento la determinación de la tensión interfacial en el aceite del pozo Abkatun 35 y la salmuera emulsionada con el surfactante SLS.

Para este experimento se empleo el método de la gota colgante, este método consiste en inyectar aceite por un tubo capilar, la gota que sale por la punta del capilar la cual se encuentra en seno de salmuera emulsionada con surfactante y bajo condiciones de laboratorio y de yacimiento es fotografiada; se mide en la imagen fotográfica las dimensiones de la gota, con esta información las densidades de los fluidos utilizados, la geometría del tubo capilar y la expresión matemática B-1 se determina la tensión interfacial ⁽²⁹⁾

$$\sigma = \frac{\Delta\rho * g * d_e}{H} \quad (B - 1)$$

$\Delta\rho$ = Diferencia de densidades entre las dos fases en g/cm³

d_e = Diámetro máximo de la gota en cm.

d_s = Diámetro del tubo capilar en cm.

g = Constante gravitacional en el punto de medición en cm/s²

$1/H$ = Factor de forma basado en la relación de $d_s/d_e=S$

σ = Tensión interfacial (dinas/cm).

Empleando el polinomio de Misak:

$$\frac{1}{H} = \frac{B_4}{S^4} + B_3S^3 - B^2S^2 + B_1S - B_0 \quad (B-2)$$

Tabla B – 1. Valores de las constantes para el polinomio de Misak.

Intervalo de S	a	B ₄	B ₃	B ₂	B ₁	B ₀
0.40001 - 0.46000 ± 0.00006	2.56651	0.32720	0.000	0.97553	0.84059	0.18069
0.46001 - 0.59000 ± 0.00006	2.59725	0.31968	0.000	0.46898	0.50059	0.13261
0.59001 - 0.68000 ± 0.00006	2.62435	0.31522	0.000	0.11714	0.15756	0.05285
0.68001 - 0.90000 ± 0.00006	2.64267	0.31345	0.000	0.09155	0.14701	0.05877
0.90001 - 1.00000 ± 0.00006	2.84636	0.30715	-0.69116	-1.08315	-0.18341	-0.20970

Resultados:

Se realizó el experimento utilizando salmuera a condiciones de yacimiento, figura B-1.



Figura B-1. Imagen de la gota de aceite en seno de N2 @ C.Y.

Posteriormente se realizó un nuevo experimento, ahora con salmuera a las condiciones de yacimiento, figura B-2.



Figura B-2. Imagen de la gota de aceite en seno de salmuera @ C.Y.

Al exponer al surfactante SLS a condiciones de presión y temperatura de yacimiento prolongados, la mezcla con salmuera empezó a tornarse oscura lo que impidió apreciar el tamaño de la gota, figura B-3.



Figura B-3. Imagen de la gota de aceite en seno de salmuera más surfactante SLS @ C.Y.

Se utilizó un surfactante elaborado en los laboratorios del IMP, que se denomina como *formulación IMP*.

Con la utilización del surfactante *formulación IMP* en las pruebas de tensión interfacial, se facilitó la visualización de la imagen de la gota en la celda, figura B-4.

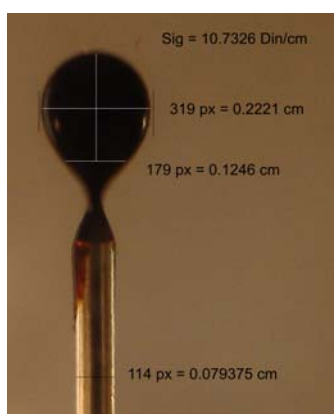


Figura B-4. Imagen de la gota de aceite en seno de salmuera más el surfactante *formulación IMP* @ C.S.

En la tabla B-2 se presenta el resultado de la determinación de tensión interfacial en el aceite con el surfactantes *formulación IMP*. Se observa una considerable reducción de la tensión interfacial (de 18.4 a 10.73 dinas /cm); se selecciona la gota más grande para la mejor apreciación de las dimensiones.

Tabla B - 2 Resultados de las pruebas de tensión interfacial.

A Condiciones de Yacimiento con N₂							
Abkatun N2 Excedente de la mezcla			Prueba	de	ds	T.I	
08/05/08	145°C	139 kg/cm ²	1	0.1713	0.1277	15.4216	
			2	0.1713	0.1306	14.5364	
	$\rho_o = 0.8934 \text{ g/cm}^3$		3	0.1723	0.1277	15.8430	Gota mas grande
	$\rho_g = 0.1061 \text{ g/cm}^3$		4	0.1713	0.1297	14.8035	
			5	0.1693	0.1297	14.0195	
			6	0.1723	0.1287	15.5211	
A Condiciones de Yacimiento con salmuera							
Abkatun Salmuera			Prueba	de	ds	T.I	
14/05/08	145°C	139 kg/cm ²	1	0.3054	0.2099	10.0681	
			2	0.3122	0.1994	12.7534	Gota mas grande
	$\rho_o = 0.8934 \text{ g/cm}^3$		3	0.2899	0.1930	9.8636	
	$\rho_w = 1.024 \text{ g/cm}^3$		4	0.3055	0.1971	11.8933	
			5	0.3038	0.1988	11.3326	
			6	0.2970	0.2014	9.8646	
A Condiciones de Laboratorio con salmuera							
Abkatun Salmuera			Prueba	de	ds	T.I	
13/08/08	22°C	1 atm	1	0.3805	0.2435	18.8469	Gota mas grande
	$\rho_o = 0.8934 \text{ g/cm}^3$		2	0.3760	0.2388	18.7734	
	$\rho_w = 1.024 \text{ g/cm}^3$		3	0.3768	0.2412	18.4685	
			4	0.3693	0.2373	17.5647	
			5	0.3711	0.2351	18.4074	
A Condiciones de Laboratorio con salmuera mas SURFACTANTE FORMULACION IMP al 0.1 %							
Abkatun + (Salmuera + Surfactante IMP al 0.1%)			Prueba	de	ds	T.I	
13/08/08	22°C	1 atm	1	0.2143	0.1451	6.1077	
	$\rho_o = 0.8934 \text{ g/cm}^3$		2	0.2221	0.1246	10.7326	Gota mas grande
	$\rho_w = 1.0481 \text{ g/cm}^3$		3	0.2165	0.1322	8.1720	
			4	0.2130	0.1413	6.3665	
			5	0.2172	0.1302	8.6323	
			6	0.2177	0.1383	7.4494	

BIBLIOGRAFÍA

1. Toledo P. R., León G.A., IMP, Ingeniería de Yacimientos del Activo Integral Abkatun-Pol-Chuc. "Inyección de Agua en Yacimientos Naturalmente Fracturados Asociados A Un Acuífero Común", Dos Bocas Tabasco, (2005).
2. Rivera R. J., "Notas de Recuperación Mejorada" Posgrado-Facultad de Ingeniería-UNAM, 2006.
3. Rivas, H, Gutiérrez, X, Los Surfactantes: "Comportamiento y Algunas De Sus Aplicaciones En La Industria Petrolera." Acta Científica Venezolana, Vol. 50, Suplemento No 1 54-65 1999.
4. Shah,D.O., Schechter, R.S., "Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding", Academy Press, Inc. London (1977).
5. J. J. Taber, Trans. AIME, 213, 186 (1959).
6. Poettman, F. H., "Microemulsión Flooding", Secondary and Tertiary Oil Recovery Processes, Interstate Oil Compact Commission, Oklahoma City, Oklahoma. (1974).
7. Cash,R. L., Cayias, J. L., Fournier, G. R., Jacobson, J. K., Schares, T., Chechter, R. S., and Wade, W. H., "Modeling Crude Oils for Low Interfacial Tension", paper SPE 5813, presented at Society of Petroleum Engineers of AIME Symposium on Improved Oil recovery, Tulsa, Oklahoma. March 22-24, 1976.
8. Foster, W. R., "A Low-Tension Waterflooding Process", J. Pet. Technol. XXV, 205-210, (1973).
9. Hill, H. J., Reisberg, J., and Stegemeier, G. L., "Aqueous Surfactant Systems for Oil Recovery", J. Pet. Technol. XXV, 186-194, (1973).
10. Holm, L. W., and Josendal, V. A., "Reservoir Brines Influence Soluble-Oil Flooding Process," The Oil and Gas J. 70, No 46, 158-168, (1972).
11. Bernard, George W., "Effect of Clays, Limestone and Gypsum on Soluble Oil Flooding", J. Pet. Technol. XXVII, 179-180, (1975).

12. Mungan, N., "Certain Wettability Effects In Laboratory Waterfloods", J.Pet. Technol. XVIII, 247-252, (1966).
13. Dauben, D. L., and Froning, H. R., "Development and Evaluation of Micellar Solutions To Improve Water Injectivity", XXIII, 614-620 (1971).
14. Gale, W. W., and Sandvik, E. I., "Tertiary Surfactant Flooding: Petroleum Sulfonate Composition- Efficacy Studie", Soc. Pet. Eng. J. 13, No 4, 191-199 (1973).
15. Gogarty, W. B. and Meabon, H. P. and Milton, H. W., Jr., "Mobility Control Design for Miscible-Type Waterfloods Using Micellar Solutions", J. Pet. Tech. 141-147 (1970).
16. Gogarty, W. B. and Tosch, W.C., "Miscible-Type Water-Flooding: Oil Recovery With Micellar Solutions", J. Pet. Tech. 1407-1414 (1968). Trans., AIME, 243.
17. Gogarty, W. B. and Davis, J. A., Jr., "Field Experience With the Maraflood Process", SPE Paper No. 3806 presented at the SPE-AIME Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, April 16-19, (1972).
18. Yang H.D., and Wadleigh E.E., "Dilute Surfactant IOR-Design Improvement for Massive, Fractured Carbonate Applications" SPE 59009 Feb. 2000 Villahermosa Tabasco.
19. L.W. Lake., "Enhanced Oil Recovery", Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 1989.
20. Bleakley, W. B., "Journal Survey Shows Recovery Projects Up", Oil and Gas L. 69 (march 25,1974).
21. Sharp, J. M."GURC Report No. 140-S, Final Report on a Survey of Field Tests of Enhanced Recovery Methods for Crude Oil", presented to the National Science Foundation and the Federal Energy Admin. (Dec 27, 1974).
22. Oil and Gas J., "ERDA, Phillips Plan Oklahoma Tertiary Pilot", 43 (may 26, 1975).
23. Earlougher, R. C., Jr., O'Neal, J. E. and Surkalo, H., "Micellar Solution Flooding: Field Test Results and Process Improvements", SPE Paper No. 5337 presented at the SPE_AIME Rocky Mountain Regional Meeting, Denver, Col., April 7-9, (1975).

-
-
24. Danielson, H. H. Payner, W. T. and Milton, H. W. Jr., "Tertiary Recovery by The Maraflood Process in the Bradford Field", SPE Paper No. 4753 presented at the SPE_AIME Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Okla., April 22-24, (1974).
 25. Knight, R. K. and Bear, P. J., "A Field Test of Soluble Oil Flooding at Higgs Unit", J. Pet. Tech. 9-15 (jan. 1973).
 26. Gogarty, W. B. and Surkalo, H., "A Field Test of Micellar Soution Flooding", J. Pet. Tech. 1161-1169. (Sept. 1972).
 27. Pursley, S. A., Healy, R. N. and Sandvik, E. I., "A Field Test of Surfactant Flooding, Loudon, Illinois", J. Pet. Tech. 793-802 (Jul 1973).
 28. Office of Oil and Gas Energy Resource Div., Federal Energy Admin., Enhanced Oil and Gas Recovery Symposium, Washington, Dec. 4 1974.
 29. Al-Sahhaf T. and Suttar Ahmed A. Producing Ultralow Interfacial Tension at The Oil/Water, *Petroleum Science and Technology* Vol. 20, Nos. 7 & 8, pp. 773-788, 2002.
 30. *Diccionario de la Lengua Española*, Real Academia Española, vigésima segunda edición.