

**ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD TÉCNICO-FINANCIERA DE UN PROCESO DE
RECOBRO QUÍMICO ÁLCALI-SURFACTANTE-POLÍMERO (ASP) EN EL
CAMPO LA CIRA-INFANTAS**

LAURA NATALIA SILVA CÁRDENAS

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ
2016**

**ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD TÉCNICO-FINANCIERA DE UN PROCESO DE
RECOBRO QUÍMICO ÁLCALI-SURFACTANTE-POLÍMERO (ASP) EN EL
CAMPO LA CIRA-INFANTAS**

LAURA NATALIA SILVA CÁRDENAS

Proyecto integral de grado para optar al título de:

INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director

**JOHN PARRA VELANDIA
Ingeniero de Petróleos**

Orientador

**WALTER DE JESÚS TOBÓN VÉLEZ
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ
2016**

NOTA DE ACEPTACIÓN

Walter de Jesús Tobón Vélez

Adriángela Romero Sánchez

Fredy Alexander Cárdenas

Bogotá, Julio de 2016

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano de Facultad

Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director (E) Programa Ingeniería de Petróleos

Dr. ÉDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de grado en primer lugar a mis padres, Miguel y María Patricia, y a mis hermanos, Paola y César, porque sin su amor, apoyo y confianza nada de esto sería posible.

A la memoria de mi Mamita Guillermina, quien desde el cielo me acompaña, guiando y cuidando mis pasos todos los días de mi vida; tu recuerdo sigue vivo en mí.

Dedicado también a todas aquellas personas que como yo, han despertado en su interior y se esfuerzan todos los días por crecer, superarse y encontrar la felicidad en sí mismos.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, doy gracias a Dios por haberme permitido llegar hasta este momento; por darme la suficiente fuerza y voluntad para superarme, cuando por instantes he sentido que las adversidades son más grandes que yo.

A mis padres José Miguel Silva Romero y María Patricia Cárdenas Sepúlveda, por darme la vida y apoyarme para hacer posibles todos los proyectos de mi vida.

A mis hermanos Paola Silva Cárdenas y César Silva Cárdenas, por creer en mí y brindarme su apoyo incondicional.

A Occidental de Colombia, por todo el apoyo y material técnico que me aportaron para llevar a feliz término este proyecto.

Al ingeniero John Parra Velandia, por su guía, apoyo y cooperación en la realización de este trabajo de grado.

Al ingeniero Julio Estremadoyro, cuya ayuda fue fundamental para llevar a cabo mi proyecto de grado.

A los ingenieros Víctor Morales, William Blanco, Jules Díaz y al geólogo Edwin Guzmán, por sus valiosos aportes para este proyecto.

Al orientador Walter Tobón, por su interés, recomendaciones y colaboración para hacer mejor mi trabajo.

A la Fundación Universidad de América, por todo el conocimiento aportado durante mis años de carrera.

Finalmente, agradezco a todas las personas que hicieron parte de mi etapa universitaria, haciendo de ella una de las más preciadas de mi vida; especialmente a Andrés Felipe Gómez, por su imenso apoyo, por ver en mí siempre lo mejor y alentarme a seguir creciendo todos los días.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	30
OBJETIVOS	31
1. GENERALIDADES DEL CAMPO	32
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	32
1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO	32
1.3 MARCO GEOLÓGICO DEL CAMPO	34
1.3.1 Columna estratigráfica	34
1.3.2 Estratigrafía	36
1.3.2.1 Formación Girón	36
1.3.2.2 Formación Tambor	36
1.3.2.3 Formación Rosablanca	36
1.3.2.4 Formación Paja	36
1.3.2.5 Formación Tablazo	37
1.3.2.6 Formación Simití	37
1.3.2.7 Formación La Luna	37
1.3.2.8 Formación Umir	37
1.3.2.9 Formación Lisama	38
1.3.2.10 Formación La Paz	38
1.3.2.11 Formación Esmeraldas	38
1.3.2.12 Formación Mugrosa	38
1.3.2.13 Formación Colorado	39
1.3.2.14 Grupo Real	39
1.3.3 Geología estructural	39
1.3.4 Geología del petróleo	40
1.3.4.1 Roca Generadora	40
1.3.4.2 Roca Reservorio	40
1.3.4.3 Migración	40
1.3.4.4 Roca Sello	41
1.3.4.5 Trampa	41
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO	41
1.4.1 Método de Producción	42
1.4.2 Tiempo de producción	42
1.4.3 Número de pozos	43
1.4.4 Gráfica de producción acumulada	43
1.4.5 Características del yacimiento	45
1.4.6 Características del fluido	45

2. MARCO TEÓRICO	46
2.1 TIPOS DE RECOBRO DE HIDROCARBUROS	46
2.1.1 Recobro Primario	46
2.1.2 Recobro Secundario	47
2.1.2.1 Inyección de Gas	48
2.1.2.2 Inyección de Agua	48
2.1.3 Recobro Terciario o Mejorado	50
2.1.3.1 Recobro Químico	51
2.2 INYECCIÓN DE POLÍMERO	52
2.2.1 Poliacrilamida Hidrolizada (HPAM)	54
2.2.2 Control de movilidad	54
2.2.3 Factores que afectan las propiedades de los polímeros	57
2.3 INYECCIÓN DE SURFACTANTE	61
2.3.1 Clasificación de los Surfactantes	65
2.3.2 Retención de Surfactante	66
2.3.3 Microemulsiones (ME)	67
2.3.4 Cosolventes en una Inyección de Surfactante	72
2.4 INYECCIÓN SURFACTANTE-POLÍMERO (SP)	73
2.5 INYECCIÓN DE ÁLCALI	74
2.5.1 Número Ácido	74
2.5.2 Generación in situ de surfactantes naturales	75
2.6 INYECCIÓN DE ÁLCALI-SURFACTANTE-POLÍMERO (ASP)	75
3. DESCRIPCIÓN DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO PARA EL ANÁLISIS DE UNA INYECCIÓN DE ÁLCALI-SURFACTANTE-POLÍMERO (ASP)	80
3.1 PRUEBAS DE COMPORTAMIENTO DE FASE	80
3.1.1 Estabilidad Acuosa (Aqueous Stability)	81
3.1.2 Escaneo de Salinidad (Salinity Scan)	82
3.1.3 Escaneo de Petróleo (Oil Scan)	83
3.1.4 Mapa de Actividad	83
3.2 PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO EN CORAZONES DE YACIMIENTO	85
3.2.1 Inyección de salmuera	85
3.2.2 Inyección de petróleo	86
3.2.3 Inyección de agua	86
3.2.4 Inyección química	86
3.3 PRUEBAS DE LABORATORIO PARA EL CAMPO LA CIRA-INFANTAS	87
3.3.1 Materiales	87
3.3.2 Control de movilidad	92
3.4 PRUEBA DE ÁLCALI-COLSOLVENTE-POLÍMERO (ACP)	93
3.4.1 Prueba ACP-1	93
3.4.2 Prueba ACP-2	96
3.4.3 Prueba ACP-3	98
3.4.4 Prueba ACP-4	99
3.4.5 Prueba ACP-5	100
3.4.6 Prueba ACP-6	101

3.4.7 Prueba ACP-7	102
3.4.8 Prueba ACP-8	103
3.4.9 Prueba ACP-9	104
3.5 PRUEBA DE ÁLCALI-SURFACTANTE-POLÍMERO (ASP)	105
3.5.1 Prueba ASP-10	105
3.5.2 Prueba ASP-11	106
3.5.3 Prueba ASP-12	107
3.5.4 Prueba ASP-13	108
3.5.5 Prueba ASP-14	110
3.5.6 Prueba ASP-15	112
3.5.7 Prueba ASP-16	114
4. FORMULACIÓN FINAL DE ÁLCALI-SURFACTANTE-POLÍMERO (ASP) PARA EL CAMPO LA CIRA-INFANTAS	117
4.1 PRUEBAS DE COMPORTAMIENTO DE FASE Y ESTABILIDAD ACUOSA	118
4.2 INYECCIÓN DE SALMUERA EN EL NÚCLEO	119
4.3 INYECCIÓN DE PETRÓLEO #1 EN EL NÚCLEO	120
4.4 INYECCIÓN DE PETRÓLEO #2 y #3 EN EL NÚCLEO	121
4.5 INYECCIÓN DE AGUA EN EL NÚCLEO	122
4.6 VISCOSIDAD DEL POLÍMERO	123
4.7 INYECCIÓN DE ÁLCALI-SURFACTANTE-POLÍMERO (ASP) EN EL NÚCLEO	126
4.8 RECOBRO DE PETRÓLEO	126
4.9 CONCENTRACIÓN Y ADSORCIÓN DE SURFACTANTE	130
4.10 VISCOSIDAD	131
4.11 pH DEL EFLUENTE	132
4.12 SALINIDAD DEL EFLUENTE	133
5. ESCALAMIENTO DE RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO A CAMPO	135
5.1 SELECCIÓN DEL PATRÓN PARA LA APLICACIÓN DEL PROYECTO ASP EN EL CAMPO LA CIRA-INFANTAS	136
5.2 CURVA DE LABORATORIO PROTOTIPO	137
5.3 ESTIMACIÓN DE FACTOR DE RECOBRO INCREMENTAL A TRAVÉS DE DUSCALE	139
5.3.1 Caso #1	140
5.3.2 Caso #2	140
5.3.3 Caso #3	140
5.3.4 Escalamiento de curva de laboratorio a campo	140
5.4 FLUJO DE TRABAJO PARA PRUEBA PILOTO	142
5.5 ESTIMACIÓN DE FACTOR DE RECOBRO INCREMENTAL PARA TODO EL CAMPO LA CIRA-INFANTAS	143
6. ANÁLISIS FINANCIERO	144
6.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	144

6.1.1 Costos de inyección de ASP	144
6.1.2 Costos de producción	147
6.2 ANÁLISIS DE INGRESOS	156
6.3 EVALUACIÓN FINANCIERA	163
6.3.1 Valor Presente Neto (VPN)	163
6.3.2 Tasa de Interés de Oportunidad (TIO)	164
6.3.3 Flujos de Caja	165
6.4 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	174
7. CONCLUSIONES	175
8. RECOMENDACIONES	176
BIBLIOGRAFÍA	177
ANEXOS	180

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Características de los mecanismos de producción primarios	47
Cuadro 2. Tipos de Inyección de Agua	49
Cuadro 3. Procesos de Recobro Mejorado Químico	52
Cuadro 4. Características de las estructuras poliméricas	53
Cuadro 5. Tipos de Inyección de Gas	184
Cuadro 6. Procesos de Recobro Térmico	185

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Relación de Movilidad	55
Ecuación 2. Número Capilar (N_c)	64
Ecuación 3. Ecuación de Huh	71
Ecuación 4. Concentración de Jabón	75
Ecuación 5. Hydrocarbon Pore Volume Injected (HCPVI)	140
Ecuación 6. Valor Presente Neto (VPN)	164
Ecuación 7. Equivalencia de tasas	164

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización del Campo La Cira-Infantas, Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), Colombia	33
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada Cuenca del Valle Medio del Magdalena	35
Figura 3. Estructura química de una molécula de HPMa	54
Figura 4. Eficiencia de Barrido Areal vs. Relación de Movilidad	56
Figura 5. Frentes de desplazamiento para diferentes relaciones de movilidad y volúmenes porosos inyectados hasta la ruptura	57
Figura 6. Efecto de la salinidad sobre la viscosidad de la solución a diferentes concentraciones de polímero	58
Figura 7. Efecto de la Velocidad de Inyección en un fluido	60
Figura 8. Interfase entre petróleo y agua	62
Figura 9. Gotas de petróleo atrapada en el medio poroso	63
Figura 10. Saturación de Aceite Residual vs. Número Capilar (N_c)	64
Figura 11. Tipos de microemulsiones	69
Figura 12. Representación a nivel laboratorio de los Sistemas Winsor Tipo I, II y III	70
Figura 13. Correlación de Huh para la IFT	72
Figura 14. Acción del Surfactante en una Inyección de ASP	77
Figura 15. Acción del Alcali en una Inyección de ASP	77
Figura 16. Acción del Polímero en una Inyección de ASP	78
Figura 17. Esquema del proceso de inyección de ASP	79
Figura 18. Petróleo residual antes y después de una Inyección de ASP	79
Figura 19. Diagrama de flujo típico de las pruebas de comportamiento de fase	81
Figura 20. Prueba de Estabilidad Acuosa	82
Figura 21. Prueba de Escaneo de Salinidad	83
Figura 22. Variaciones de un Mapa de Actividad	84
Figura 23. Esquema de configuración para una prueba de desplazamiento en corazón	85
Figura 24. Composición mineralógica completa de los corazones de yacimiento	91
Figura 25. Composición mineralógica de arcillas de los corazones de yacimiento	92
Figura 26. Mapa de Actividad de la formulación de ACP	93
Figura 27. Recobro de petróleo de ACP para una muestra de Berea	95
Figura 28. Berea después de la inyección de químicos	95
Figura 29. Recobro de petróleo de ACP para una muestra de corazón de yacimiento	97
Figura 30. Efecto del Ácido Isoascórbico en la viscosidad del polímero	98
Figura 31. Resultado de la prueba de Comportamiento de Fase para	

una formulación de ACP con concentración de petróleo crudo de 10%	99
Figura 32. Resultado de la prueba de Comportamiento de Fase para una formulación de ACP con concentración de petróleo crudo de 30%	100
Figura 33. Resultado de la prueba de Comportamiento de Fase para una formulación de ACP con concentración de petróleo crudo de 50%	101
Figura 34. Resultado de la prueba de Comportamiento de Fase para una formulación de ACP con aumento en el cosolvente a 2% y una concentración de petróleo crudo de 10%	102
Figura 35. Resultado de la prueba de Comportamiento de Fase para una formulación de ACP con aumento en el cosolvente a 2% y una concentración de petróleo crudo de 30%	103
Figura 36. Resultado de la prueba de Comportamiento de Fase para una formulación de ACP con aumento en el cosolvente a 3% y una concentración de petróleo crudo de 10%	104
Figura 37. Resultado de la prueba de Comportamiento de Fase para una formulación de ACP con aumento en el cosolvente a 3% y una concentración de petróleo crudo de 30%	105
Figura 38. Resultado de la prueba de Comportamiento de Fase para una formulación de ASP con concentración de petróleo crudo de 10%	106
Figura 39. Resultado de la prueba de Comportamiento de Fase para una formulación de ASP con concentración de petróleo crudo de 30%	107
Figura 40. Mapa de Actividad de una formulación de ASP con Metasilicato de Sodio (Na_2SiO_3) como álcali	108
Figura 41. Mapa de Actividad de una formulación de ASP con Metaborato de Sodio (NaBO_2) como álcali	108
Figura 42. Mapa de Actividad de una formulación de ASP con IBA-5EO como cosolvente	109
Figura 43. Mapa de Actividad de una formulación de ASP con Ph-6EO como cosolvente	109
Figura 44. Recobro de petróleo de ASP para una muestra de Berea	111
Figura 45. Berea después de la inyección de ASP	111
Figura 46. Recobro de petróleo de ASP para una muestra de corazón de yacimiento	113
Figura 47. Mapa de Actividad para una formulación de ASP a 113 °F	114
Figura 48. Mapa de Actividad para una formulación final de ASP con Carbonato de Sodio (Na_2CO_3) como álcali	115
Figura 49. Mapa de Actividad para la formulación final de ASP	119
Figura 50. Caída de presión durante la inyección de crudo	120
Figura 51. Caída de presión durante la inyección de crudo	122
Figura 52. Caída de presión durante la inyección de agua	123
Figura 53. Movilidad Relativa Total del Polímero y su inversa	124
Figura 54. Viscosidad del polímero predicha con base a los datos de reología	125
Figura 55. Viscosidades del bache de ASP, el bache de polímero #1 y el bache de polímero #2	126
Figura 56. Recobro de petróleo de la inyección de ASP	127

Figura 57. Efluentes de la concentración de surfactante medidos por titulación	130
Figura 58. Efluentes de la concentración de surfactante medidos por HPLC	131
Figura 59. Viscosidad del Efluente @10s ⁻¹ , 45 °C	132
Figura 60. pH de los efluentes	133
Figura 61. Salinidad del efluente	134
Figura 62. Localización del patrón LCI_ASP en el Campo La Cira-Infantas	136
Figura 63. Correlación de las arenas de los pozos del patrón LCI_ASP	137
Figura 64. Curva prototipo de factor de recobro para el Campo La Cira-Infantas	138
Figura 65. Factor de Recobro Incremental y su promedio para los casos	139
Figura 66. Corte de agua y su promedio para los casos	142
Figura 67. Workflow para un proyecto de inyección mejorada química	143
Figura 68. Flujo de efectivo para el Caso #1	166
Figura 69. Flujo Neto de efectivo para el Caso #1	167
Figura 70. Flujo de efectivo para el Caso #2	169
Figura 71. Flujo Neto de efectivo para el Caso #2	170
Figura 72. Flujo de efectivo para el Caso #3	172
Figura 73. Flujo Neto de efectivo para el Caso #3	173

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Producción e Inyección histórica del Campo La Cira-Infantas	44
Gráfica 2. IFT vs salinidad para una concentración de 20%	128
Gráfica 3. IFT vs salinidad para una concentración de 40%	129
Gráfica 4. Factor de Recobro Incremental vs. HCPVI	141
Gráfica 5. Tasa de producción de petróleo incremental vs. Tiempo	141

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Tasa de producción de crudo y agua y tasa de inyección de agua actuales	43
Tabla 2. Propiedades petrofísicas promedio del Campo La Cira-Infantas	45
Tabla 3. Presiones y temperatura del Campo La Cira-Infantas	45
Tabla 4. Características del crudo del Campo La Cira-Infantas	45
Tabla 5. Propiedades del Crudo 2343 utilizado para las pruebas de laboratorio para el Campo La Cira-Infantas	87
Tabla 6. Propiedades del Crudo 2738 utilizado para las pruebas de laboratorio para el Campo La Cira-Infantas	88
Tabla 7. Composición salmuera SLCIPB	88
Tabla 8. Composición SSLCI	89
Tabla 9. Propiedades de los núcleos de yacimiento del Campo La Cira-Infantas	89
Tabla 10. Características de los núcleos de yacimiento del Campo La Cira-Infantas	90
Tabla 11. Características de la inyección de ACP en Berea	94
Tabla 12. Características de la inyección de ACP en núcleo de yacimiento	96
Tabla 13. Características de la inyección de ASP en Berea	110
Tabla 14. Características de la inyección de ASP en corazón	112
Tabla 15. Resumen de las formulaciones de las pruebas de laboratorio	116
Tabla 16. Especificaciones de los parámetros de la formulación final de ASP	117
Tabla 17. Especificaciones de los parámetros de la formulación del Bache de Polímero #1 (PD1)	118
Tabla 18. Especificaciones de los parámetros de la formulación del Bache de Polímero #2 (PD2)	118
Tabla 19. Permeabilidades Relativas de las secciones que componen el núcleo de yacimiento	120
Tabla 20. Resultados de la inyección de crudo	121
Tabla 21. Resultados de la inyección de crudo	121
Tabla 22. Resultados de la inyección de agua	123
Tabla 23. Parámetros de Corey	124
Tabla 24. Resultados de la inyección de ASP	127
Tabla 25. IFT a 20% de concentración de crudo	128
Tabla 26. IFT a 40% de concentración de crudo	129
Tabla 27. Costo de químicos de ASP	145
Tabla 28. Costos de tratamiento de agua inyectada	146
Tabla 29. Resumen de costos de inyección	147
Tabla 30. Producción incremental para el Caso #1	148
Tabla 31. Costo de producción para el Caso #1	149
Tabla 32. Costo de operación total para el Caso #1	150

Tabla 33. Producción incremental para el Caso #2	151
Tabla 34. Costo de producción para el Caso #2	152
Tabla 35. Costo de operación total para el Caso #2	153
Tabla 36. Producción incremental para el Caso #3	154
Tabla 37. Costo de producción para el Caso #3	155
Tabla 38. Costo de operación total para el Caso #3	156
Tabla 39. Ajuste en el precio de venta	157
Tabla 40. Producción Neta para el Caso #1	158
Tabla 41. Total ingresos para el Caso #1	159
Tabla 42. Producción Neta para el Caso #2	160
Tabla 43. Total ingresos para el Caso #2	161
Tabla 44. Producción Neta para el Caso #3	162
Tabla 45. Total ingresos para el Caso #3	163

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Recobro Primario	181
Anexo B. Recobro Secundario	183
Anexo C. Recobro Terciario o Mejorado	185

LISTA DE ABREVIATURAS

°API	Gravedad API
ACP	Álcali-Cosolvente-Polímero
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
ASP	Álcali-Surfactante-Polímero
cP	Centipoise
EOR	Enhanced Oil Recovery (Recobro Mejorado)
ft	Pies
FR	Factor de recobro
FRI	Factor de recobro incremental
GOR	Relación gas –petróleo
h_{neto}	Espesor Neto Petrolífero
HCPVI	Volumen Poroso de Hidrocarburo Inyectado
HEC	Etilcelulosa Hidroxilo
HPAM	Poliacrilamida Hidrolizada
IFT	Tensión Interfacial
IPV	Volumen Poroso Inaccesible
K	Permeabilidad
km	Kilómetro
LCI	La Cira-Infantas
ME	Microemulsión
M_r	Relación de movilidad
N_c	Número Capilar
NTG	Relación Neto/Total
OOIP	Original Oil In Place (Aceite original en sitio)
pH	Potencial de Hidrógeno
psi	Pound per Square inch (Libra por pie cuadrado)
P_{yto}	Presión de yacimiento
P_{ytoi}	Presión de yacimiento inicial
S_{oi}	Saturación de petróleo inicial
S_{or}	Saturación de petróleo residual
S_{orw}	Saturación de petróleo residual al agua
S_{wirr}	Saturación de agua irreducible
T	Temperatura
TAN	Número Ácido Total
TIO	Tasa de Interés de Oportunidad
TOC	Carbón orgánico total
USD	Dólares Americanos
VMM	Valle Medio del Magdalena
VP	Volumen Poroso
VPN	Valor Presente Neto
VPI	Volumen Poroso Inyectado
WOR	Relación agua – petróleo

GLOSARIO

ABIGARRADA: tipo de roca que presente colores vivos y variados.

AMBIENTE CONTINENTAL: punto geográfico donde se depositan sedimentos asociados a las corrientes donde además predomina la erosión. Los ambientes continentales tienen cuatro subdivisiones: fluviales, glaciares, eólicos y lacustres.

AMBIENTE DE TRANSICIÓN: punto geográfico situado en la zona límite entre el continente y el mar, donde los sedimentos que se acumulan son aportados tanto por el continente como el mar. Los ambientes transicionales pueden ser: deltáicos, de playa o marismas.

AMBIENTE MARINO: punto geográfico donde se acumulan sedimentos provenientes principalmente de los ambientes de transición, bien sea por removilización o por erosión, la energía de transporte de los sedimentos es función de la dinámica marina. Este tipo de ambiente se divide según su profundidad en: ambiente de plataforma, ambiente de talud y ambiental abisal.

AMBIENTE SEDIMENTARIO: punto geográfico donde se acumulan sedimentos mediante diferentes condiciones ambientales y procesos geológicos que los hacen diferentes del resto de zonas. Este tipo de ambientes pueden ser: continentales, de transición y marinos.

ÁNGULO DE VERGENCIA: es aquel que forma el plano axial de una falla una estructura geológica con la horizontal. Indica el sentido en que se inclina el plano axial de la estructura o falla.

ANÓXICO: condición de un ambiente en el que el oxígeno libre es escaso o inexistente.

ANTICLINAL: pliegue, en general convexo hacia arriba, y en cuyo núcleo se encuentran las rocas estratigráficamente más antiguas.

ARCILLA: partícula mineral de origen clástico con granos cuyo tamaño es menor a 0,0039 mm. Los minerales de arcilla son producto del típico desgaste de los minerales de feldespato y constituyen una parte importante de muchos suelos.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria de origen detrítico compacta, sin fisilidad, formada por partículas de arcilla, su tamaño es menor o igual a 0,0039 mm. También hace referencia a una categoría de minerales de silicato hidratado que se disponen en láminas; los minerales de arcillolita son producto del típico desgaste de los minerales de feldespato y constituyen una parte importante de muchos suelos. Presenta diversas coloraciones según las impurezas que contiene, desde el rojo anaranjado hasta el blanco cuando es pura.

ARENISCA: roca sedimentaria con textura detrítica y cuyo tamaño promedio de granos está entre un diámetro de 0,0625 a 2 mm. Su matriz es generalmente silíceo, y se compone de cuarzo y feldespato.

BARRIL: unidad de volumen para un fluido, equivalente a 42 galones U.S o 0,15899 metros cúbicos.

BUZAMIENTO: también llamado como inclinación, es el ángulo que forma el plano del estrato con la horizontal.

CALCÁREA: tipo de roca con contenido de carbonato de calcio.

CALIZA: roca sedimentaria carbonatada compuesta predominantemente de calcita de origen orgánico, químico o detrítico. Existen cantidades secundarias de dolomía, ftanita y arcilla.

CAMPO PETROLERO: área geográfica delimitada donde se lleva a cabo la perforación de pozos profundos con el fin de producir hidrocarburos.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: es una representación gráfica, en la cual se logra visualizar la depositación de los estratos presentes en la naturaleza a lo largo del tiempo. Para su elaboración se mide el espesor de cada uno de los estratos, y se representan, las capas más antiguas en la parte inferior y las más recientes en la parte superior.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria detrítica, compuesta por granos redondeados de tamaño grava, cuyo diámetro es mayor a 2 mm. Conformada en su mayoría por clastos que pueden corresponder a cualquier tipo de roca.

CONTACTO CONCORDANTE: secuencia intacta formada generalmente en forma paralela, donde la unidad de arriba es depositada de forma más o menos sin interrupción sobre la de abajo.

CONTACTO DISCORDANTE: secuencia que presenta interrupción en la depositación y existe un hiato (tiempo geológico durante el cual no hay sedimentos o estratos) entre las dos unidades en contacto.

CUARCITA: roca metamórfica resultante de la recristalización de areniscas con más de 80% de cuarzo. Por su gran tenacidad y dureza, presenta una gran resistencia a la erosión.

CUENCA SEDIMENTARIA: es una depresión de la corteza terrestre, formada por la actividad tectónica de las placas, en la que se acumulan sedimentos. La persistencia de la depositación puede producir un grado adicional de depresión o subsidencia. Las cuencas sedimentarias, o simplemente cuencas, pueden tener

forma de cubeta o de fosa alargada. Si las rocas ricas generadoras de hidrocarburos se combinan con condiciones adecuadas de profundidad y duración de sepultamiento, pueden generarse hidrocarburos en la cuenca.

DELTÁICO: es un área de depositación o el depósito formado por un flujo de corriente cargada con sedimentos a medida que ingresa en un cuerpo de agua libre o estancada, tal como un río que vierte sus aguas en un golfo.

GRAVEDAD API: escala de gravedad específica desarrollada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute, API) para medir la densidad relativa de petróleo, expresada en grados, diseñada de tal manera que sus valores oscilen entre 10° y 70° de gravedad API.

ESPESOR: es la medida perpendicular entre la base y el tope de un estrato.

ESTRATIFICACIÓN CRUZADA: familia de estructuras sedimentarias primarias formadas por migración de las caras de avalancha de ripples o barras. Se caracteriza por el desarrollo de paquetes de laminaciones inclinadas limitados por superficies planas.

ESTRATIGRAFÍA: es la rama de la geología encargada de describir los cuerpos rocosos en el espacio y su sucesión en el tiempo que forman la corteza terrestre. Permite registrar formas, composiciones litológicas, propiedades físicas y geoquímicas, sucesiones, relaciones de edad, distribución y contenido de fósiles; todas estas características permiten reconocer y reconstruir eventos geológicos.

ESTRATO: losa de roca de yacimiento acotada por encima y por debajo por otro estrato en comunicación hidráulica vertical.

FACIES: se refiere a las características generales de una unidad de roca, que reflejan su origen y la diferencian de otras unidades adyacentes. La fuente mineralógica y sedimentaria, el contenido fósil, las estructuras sedimentarias y la textura distinguen una facies de otra.

FALLA: es una fractura en la corteza terrestre a lo largo de la cual se ha presentado un movimiento relativo de los bloques de tierra. Su origen suele estar asociado a episodios geológicos de deformación, ya sean de tipo compresivo o distensivo. La clasificación de las fallas se realiza de acuerdo a cómo ha sido el movimiento relativo de los bloques y respecto del buzamiento del propio plano de falla. Así, una falla normal es aquella en la que el bloque superior ha sufrido un movimiento descendente respecto al plano de falla mientras que en una falla inversa el movimiento relativo del bloque superior ha sido en sentido ascendente.

FALLA DE CABALGAMIENTO: es un tipo de falla inversa, en el que las rocas de posición estratigráfica inferior son empujadas hacia arriba, por encima de los

estratos más recientes. Las fallas de cabalgamiento son el resultado de fuerzas de compresión.

FALLA DE RUMBO: son tipos de fallamiento en los bloques que en su mayoría se desplazaban horizontalmente. Si el bloque frente a un observador que mira a través de la falla se mueve hacia la derecha, el estilo se denomina deslizamiento lateral derecho, si el bloque se mueve hacia la izquierda, el movimiento se denomina lateral izquierdo.

FALLA INVERSA: es un tipo de falla formada cuando el bloque de falla a lo largo del bloque alto se desplaza en forma ascendente, a lo largo de una superficie de falla, respecto del bloque bajo.

FERRUGINOSA: sedimento o roca que contiene hierro.

FORMACIÓN: conjunto heterogéneo de capas sedimentarias, estructuradas o no, identificada por sus características litológicas y posición estratigráfica, depositadas durante un periodo de tiempo.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: rama de la geología aplicada que se ocupa de la exploración y explotación de los yacimientos de petróleo crudo y de gas natural.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: rama de la geología que estudia las configuraciones geométricas de las rocas originadas por procesos de deformación natural, los desplazamientos y mecanismos implicados en el desarrollo de tales configuraciones, su evolución espacio-temporal y las causas que dieron lugar a su formación.

GOR: (Gas-Oil Ratio) es la proporción de gas y petróleo obtenida en un pozo productor bajo condiciones de presión y temperatura dada.

INCONFORMIDAD: se refiere a una superficie geológica que separa los estratos sedimentarios suprayacentes más modernos de las rocas ígneas o metamórficas erosionadas, y que representa un hiato importante en el registro geológico.

INFRAYACENTE: estrato que se encuentra en contacto inferior con respecto a otro.

IN SITU: es una expresión latina para expresar en el sitio o en el lugar, en el contexto petrolero es utilizado para definir la cantidad de hidrocarburo que contiene la formación.

INTRAMAREAL: es el área que está encima del nivel de agua de marea baja y debajo del nivel de agua de marea alta (área entre las marcas de marea).

KERÓGENO: es la porción de materia orgánica natural contenida en las rocas sedimentarias, compuestos por hidrógeno y carbono el cual es insoluble en disolventes orgánicos normales, debido al enorme peso molecular de sus compuestos componentes. Se encuentran tres tipos, el Kerógeno Tipo I, es de alto contenido de carbono e hidrogeno y de bajo contenido de oxígeno, el cual es procreador de aceite, el Kerógeno Tipo II es rico en contenido de hidrogeno y con bajo contenido de carbono, puede generar petróleo o gas al aumentar gradualmente la temperatura y el grado de maduración, el Kerógeno Tipo III posee menor contenido de hidrogeno y mayor contenido de oxígeno en consecuencia tiende a generar gas seco. Finalmente el Kerógeno Tipo IV, posee un alto contenido de carbono con ausencia de hidrogeno. Es considerado como carbono muerto ya que no posee potencial para la generación de hidrocarburos.

LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL: se refiere a cualquier sistema que agrega energía a la columna de fluido de un pozo con el objetivo de iniciar y mejorar la producción del pozo. Los sistemas de levantamiento artificial utilizan una diversidad de principios de operación, incluidos el bombeo mecánico, el levantamiento artificial por gas y las bombas eléctricas sumergibles.

LIMOLITA: roca sedimentaria detrítica, perteneciente al grupo de las rocas clásticas. Está compuesta de granos de tamaño limo cuyo diámetro está entre 0,0039 a 0,0625 mm. Este tipo de roca procede de la cementación y compactación de partículas entre arcillas y arenas.

LITOLOGÍA: es la rama de la geología que estudia a las rocas, especialmente una descripción de su composición, textura, tipo de transporte así como su composición mineralógica, distribución espacial y material cementante.

LODOLITA: roca sedimentaria detrítica de grano fino cuyo diámetro varía entre 0,00006 a 0,0039 mm. Está constituida por minerales de arcilla y limo. Carece que fisibilidad y laminaciones.

LUTITA: roca sedimentaria detrítica, fisible, de granos finos, compuesta por granos de tamaño menor de 0,0039 mm. Está formada por la consolidación de partículas de arcilla y limo en capas relativamente de poco espesor.

MAGNETITA: es un mineral de la clase de los óxidos e hidróxidos, que cristaliza en el sistema cúbico, generalmente en octaedros o rombododecaedros con las caras estriadas. Tiene una dureza de 5.5 a 6.5 y un peso específico de 5.17 a 5.20. Presenta color negro, gris o pardo oscuro, raya negra y brillo metálico; es opaco y tiene propiedades magnéticas.

MEANDRO: es la curvatura del curso del agua en un río sinuoso.

MIGRACIÓN: es el movimiento de los hidrocarburos generados, desde la fuente hacia las rocas yacimiento. El movimiento de los hidrocarburos recién generados fuera de su roca generadora es la migración primaria, también denominada expulsión. El movimiento ulterior de los hidrocarburos hacia la roca yacimiento en una trampa de hidrocarburos u otra zona de acumulación es la migración secundaria. La migración se produce habitualmente desde un área estructuralmente baja hacia un área más alta, debido a la flotabilidad relativa de los hidrocarburos, en comparación con la roca adyacente.

NERÍTICO: se refiere al ambiente y las condiciones de la zona marina existente entre la marea baja y el borde de la plataforma continental, una profundidad de aproximadamente 200 m. Un ambiente nerítico sustenta la presencia de organismos marinos, también descriptos como neríticos, que pueden sobrevivir en aguas someras con un grado moderado de exposición a la luz del sol.

PERMEABILIDAD: es la capacidad que tiene un material para permitir que un fluido lo atraviese con facilidad y sin alterar su estructura interna mediante un gradiente de presión, medida normalmente en darcies o milidarcies.

PLIEGUE: son inflexiones o dislocaciones (ondulaciones) más o menos bruscas, que forman las capas sedimentarias al ser modificadas en su posición natural (la horizontal) por los agentes orogénicos.

POROSIDAD: es la medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee una roca y se define como la fracción del volumen total de la roca que corresponde a espacios que pueden almacenar fluidos.

POZO: es un agujero perforado en el suelo diseñado con el objetivo de hallar y extraer fluido combustible, ya sea petróleo o hidrocarburos gaseosos.

RECOBRO MEJORADO: se define como el conjunto de métodos que emplean fuentes externas de energía y/o materiales para recuperar el petróleo que no puede ser producido por medios convencionales (recuperación primaria y secundaria).

RESERVORIO PETROLERO: es una formación de roca sedimentaria porosa y permeable que permite la acumulación de hidrocarburos en su interior debido a que se encuentra cubierta por una capa de roca impermeable a través de la cual no pueden pasar líquidos o gases.

ROCA ALMACENADORA: roca que, debido a su porosidad y a su permeabilidad elevadas, es capaz de conservar y dejar circular hidrocarburos. Su asociación con una trampa puede dar lugar a un yacimiento petrolífero.

ROCA GENERADORA: es una roca rica en contenido de materia orgánica que, si recibe calor en grado suficiente, generará petróleo o gas. Las rocas generadoras

típicas, normalmente lutitas o calizas, contienen aproximadamente un 1% de materia orgánica y al menos 0,5% de carbono orgánico total (TOC), si bien una roca generadora rica podría contener hasta 10% de materia orgánica.

ROCA SELLO: es una roca relativamente impermeable, normalmente lutita, anhidrita o sal, que forma una barrera o una cubierta sobre y alrededor de la roca yacimiento, de manera que los fluidos no pueden migrar más allá del yacimiento. Un sello es un componente crítico de un sistema petrolero completo.

SEDIMENTO: material sólido acumulado en la superficie terrestre derivado de los fenómenos como variaciones en el tiempo meteorológico, influencia de agua.

SHALE: roca sedimentaria detrítica de grano fino formada por la consolidación de partículas de arcilla y limo, de capas delgadas relativamente impermeables. Es la roca sedimentaria más abundante.

SUPRAYACENTE: estrato que se encuentra en contacto superior con respecto a otro.

TECTÓNICA: también llamada tectónica de placas, es la teoría geológica unificadora desarrollada para explicar las observaciones según las cuales las interacciones de las placas frías de la litosfera entre sí y con la astenosfera infrayacente más blanda producen cambios de gran escala en la Tierra.

TOC: es la cantidad de carbono unido a un compuesto orgánico (Carbono Orgánico Total) y se usa frecuentemente como un indicador no específico de calidad del agua y para el caso específico de este proyecto permite cuantificar la riqueza orgánica de la formación. Proporciona una escala cuantitativa del potencial de generación de petróleo.

TRAMPA: es una configuración de rocas adecuadas para contener hidrocarburos, selladas por una formación relativamente impermeable a través de la cual los hidrocarburos no pueden migrar.

VISCOSIDAD: es una característica de los fluidos en movimiento, que muestra una tendencia de oposición hacia su flujo ante la aplicación de una fuerza. Cuanta más resistencia oponen los líquidos a fluir, más viscosidad poseen. La unidad en el sistema cegesimal de unidades para la viscosidad dinámica es el Poise (P), pero suele usarse más su submúltiplo el Centipoise (cP).

YACIMIENTO: es un cuerpo rocoso originado durante largos procesos geológicos que presenta propiedades favorables de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos. Para definir un yacimiento petrolero, este cuerpo natural debe estar constituido por una roca generadora, una roca almacén de hidrocarburos y una roca sello.

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD TÉCNICO-FINANCIERA DE UN PROCESO DE RECOBRO QUÍMICO ÁLCALI-SURFACTANTE-POLÍMERO (ASP) EN EL CAMPO LA CIRA-INFANTAS.

Los recobros primario y secundario son fundamentales durante el desarrollo de un yacimiento; sin embargo, luego de un tiempo este tipo de métodos no son suficientes para extraer todos los hidrocarburos del mismo. Es por eso que un recobro terciario o mejorado es contemplado cuando las condiciones físicas y económicas son las adecuadas.

Dicho lo anterior, en este proyecto se analiza la viabilidad técnico-financiera de un proceso de recobro químico Álcali-Surfactante-Polímero (ASP) en el Campo La Cira-Infantas, con el fin de determinar si es una buena opción para continuar con el desarrollo de este campo.

Para la determinación de este análisis, se tomaron en cuenta pruebas de laboratorio de comportamiento de fases e inyección en núcleos realizadas previamente; de ellas se obtuvo la formulación de ASP para el campo y una curva prototipo de recobro de petróleo escalada a laboratorio y posteriormente a campo.

La información obtenida permite, determinar el alcance de la implementación de un proceso de inyección químico de este tipo, mediante la estimación analítica del mejor factor de recobro incremental después la inyección, con el uso de una curva adimensional que permite hacer una mejor estimación.

PALABRAS CLAVES:

- Campo La Cira-Infantas
- Recobro Mejorado
- Inyección Álcali-Surfactante-Polímero (ASP)
- Tensión Interfacial
- Volumen Poroso Inyectado
- Control de movilidad
- Comportamiento de fases
- Inyección en corazones
- Factor de recobro incremental
- Petróleo residual
- Patrón
- Curva prototipo

INTRODUCCIÓN

Actualmente en Colombia existen muchos campos productores de hidrocarburos que han alcanzado su pico máximo de producción con métodos convencionales, siendo necesario llevar a cabo procesos complementarios que permitan aumentar su producción. Un ejemplo claro de ello es el Campo La Cira-Infantas, localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, que es un campo maduro sometido a un recobro secundario mediante inyección de agua desde hace casi 50 años.

Actualmente, este método de recobro se encuentra limitado para el caso de este campo, ya que tiene altos volúmenes porosos inyectados, donde se evidencia que existen zonas del yacimiento altamente barridas, en las cuales la saturación de petróleo móvil al agua es casi nula.

Este proyecto se desarrolló con el objetivo de analizar la viabilidad técnico-financiera de un proceso de recobro mejorado químico Álcali-Surfactante-Polímero (ASP) en el Campo La Cira-Infantas, que permitiera conocer el alcance de la implementación de esta tecnología en el campo. Este método de recobro mejorado químico, disminuye la saturación de petróleo residual a través de la modificación de la tensión interfacial entre el petróleo y el agua lo que facilita la extracción del petróleo del yacimiento. Para esta determinación se usaron pruebas de laboratorio de comportamiento de fases e inyección en núcleos con el fin de encontrar la formulación adecuada para el campo y con esta, obtener una curva de factor de recobro, escalada posteriormente a campo. Con base en esta, se determinaron tres escenarios de factor de recobro incremental que fueron evaluados técnicamente. Adicionalmente, se hizo un análisis financiero para los tres escenarios planteados, mediante el uso del indicador financiero de Valor Presente Neto (VPN).

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Analizar la viabilidad técnico-financiera de un proceso de recobro químico Álcali-Surfactante-Polímero (ASP) en el Campo La Cira-Infantas.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir las generalidades del Campo La Cira-Infantas ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.
- Describir los factores que controlan la recuperación terciaria de petróleo a partir de la inyección de ASP.
- Analizar la compatibilidad de fluidos y la formación con la implementación de un proceso ASP a través de pruebas de laboratorio.
- Describir la formulación de ASP según las características de los fluidos y la roca del Campo La Cira-Infantas.
- Evaluar el factor de recobro con base en la formulación de ASP encontrada en laboratorio, en el Campo La Cira-Infantas a través del programa Duscale.
- Evaluar la viabilidad financiera del proyecto utilizando el Valor Presente Neto (VPN) como indicador financiero.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO

En este capítulo se presenta una descripción general de los aspectos principales del Campo La Cira-Infantas en cuanto a: antecedentes, localización, marco geológico, geología del petróleo e historia de producción.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

El Campo La Cira-Infantas es el campo petrolero más antiguo de Colombia. Fue descubierto en 1918 por la Tropical Oil Company (Troco) con la perforación del Pozo Infantas 2, el cual fue completado el 27 de abril del mismo año en la Zona C de la Formación Mugrosa, a una profundidad de 1.580 pies como productor.

Para el año 1920, Troco firmó la Concesión de Mares y continuó la explotación del campo. Asimismo, en febrero de 1925, se inició la perforación del Pozo LC58, completado en la Zona A de la Formación Colorado donde se comprueba la existencia del Anticlinal de La Cira. Sin embargo, el 25 de agosto de 1951 la Concesión revirtió al Estado Colombiano y el manejo pasó a manos de Ecopetrol S. A. De igual forma, el 6 de septiembre de 2005, Occidental de Colombia (Oxy) firmó un contrato de asociación con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) para participar como socio en el redesarrollo del campo con la implementación de nuevas tecnologías.

A marzo de 2016, el campo tiene un área aproximada de 23.000 acres y Oxy continúa siendo el ejecutor en asociación con Ecopetrol S. A.; el campo cuenta con 2.800 pozos y sigue siendo un campo activo.

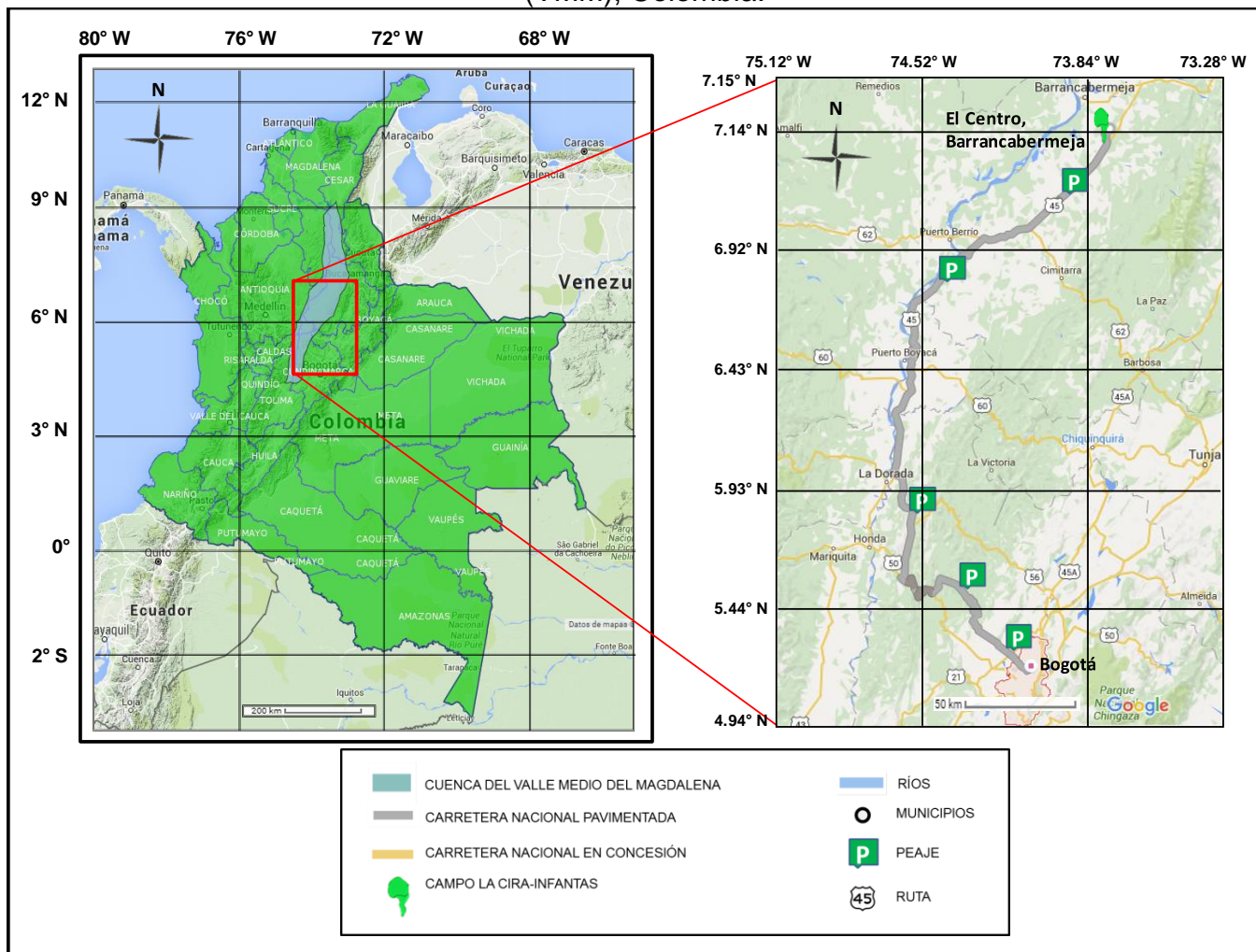
1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO

El Campo La Cira-Infantas se localiza en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), departamento de Santander, municipio de Barrancabermeja, en el corregimiento El Centro.

Para llegar al campo se puede hacer un recorrido aéreo tomando un avión desde el Puente Aéreo de Bogotá hasta el municipio de Barrancabermeja. Desde ahí, se debe desplazar por vía terrestre saliendo por el SE del municipio, tomando la Troncal Magdalena o Ruta 45; el trayecto en automóvil es de 24 km y toma 30 min aproximadamente.

Para desplazarse directamente desde Bogotá por vía terrestre, por un tramo de 415 km, se puede salir por el O de la ciudad tomando la Calle 80 hasta la Ruta 50 pasando por los municipios de La Vega, Villeta y Guaduas; después se debe tomar la Ruta 56 pasando por los municipios de La Dorada y Puerto Boyacá hasta llegar a la denominada Ruta Nacional 45 o Ruta del Sol hasta el campo. En la **Figura 1** se visualiza la ubicación del campo con su respectiva ruta de acceso.

Figura 1. Localización del Campo La Cira-Infantas, Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), Colombia.



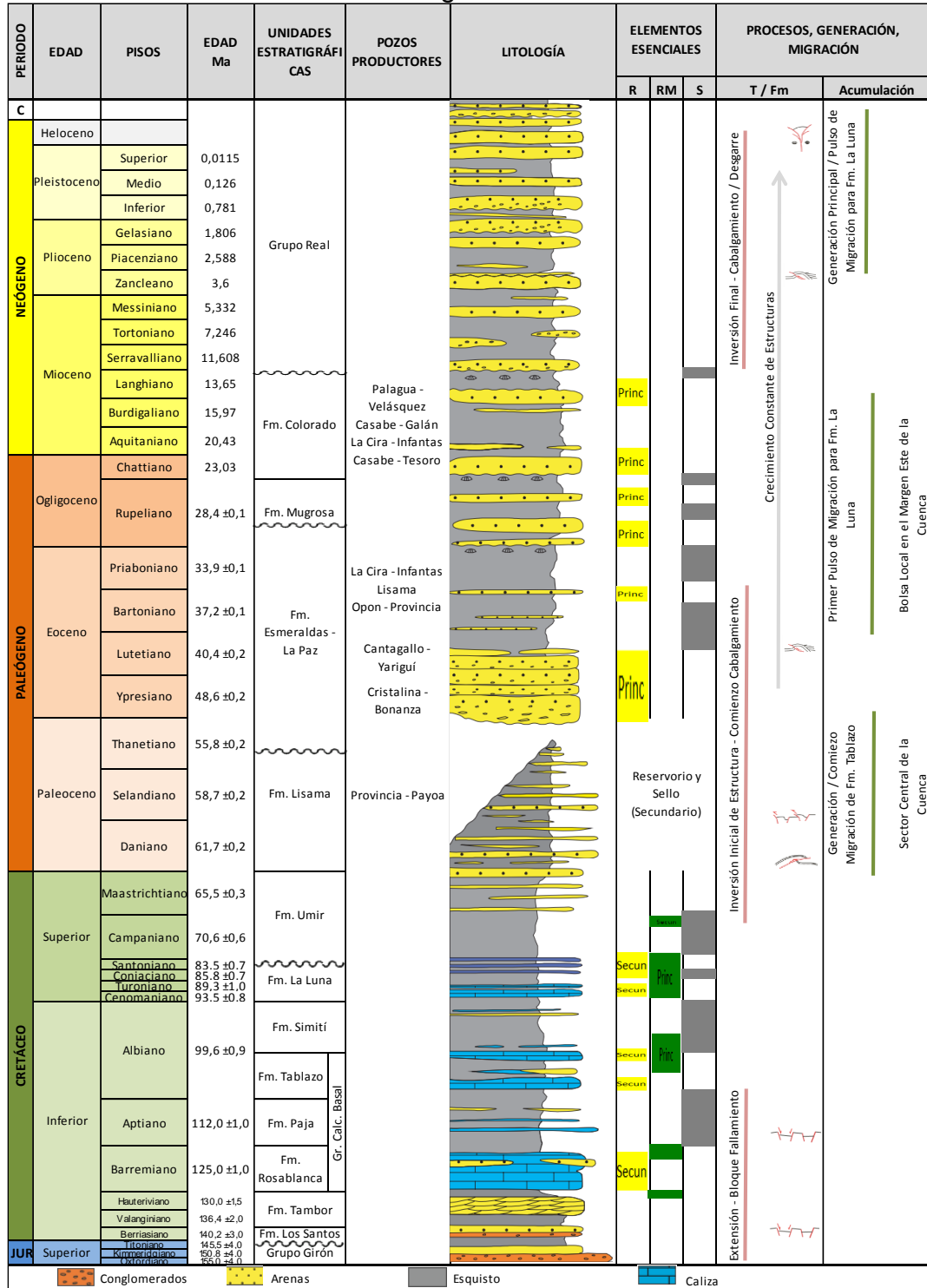
Fuente. Mapa de ruta Bogotá – El Centro. [En línea]. [Citado 5 de marzo]: Disponible en Google Maps. Página Web de Google Maps: <<https://www.google.com.co/maps>>; modificado por el autor.

1.3 MARCO GEOLÓGICO DEL CAMPO

El Campo La Cira-Infantas se encuentra geológicamente ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), donde hay depositadas rocas con edades que van desde el Jurásico hasta el reciente. En esta sección se describe la estratigrafía, geología estructural y elementos de la geología del petróleo del campo.

1.3.1 Columna estratigráfica. En la **Figura 2** se muestra la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca VMM donde se localiza el campo objeto de estudio.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente. BARRERO, Darío et al. Colombian Sedimentary Basins Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal, Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Bogotá. 2007, p. 79; modificado por el autor.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación se realiza una descripción de las formaciones geológicas presentes en la Cuenca del VMM, las cuales fueron atravesadas por los pozos del campo.

1.3.2.1 Formación Girón. Según M. Julivert¹ esta formación fue depositada durante el Jurásico; asimismo la describe litológicamente como un potente conjunto lutítico, con gruesos bancos de caliza negra o blanca, cuarcitas blancas, areniscas blancas, rojizas o verdosas y capas silíceas. Su espesor puede ser muy variable, desde unos pocos metros hasta 4.650 m en el Río Lebrija. El ambiente de sedimentación es continental fluvial a lacustre-fluvial. La Formación Girón se encuentra en contacto discordante con el basamento ígneo-metamórfico que la infrayace, y en contacto discordante con la Formación Los Santos que la suprayace.

1.3.2.2 Formación Tambor. Según M. Julivert² esta formación se considera depositada en el Cretácico, desde el Hauteriviano hasta el Valanginiano. Litológicamente se compone por shales y conglomerados rojos y areniscas; hacia la parte alta, se encuentran algunas capas de caliza. El espesor de esta formación es de 2.133 pies, aunque regionalmente es muy variable. Las areniscas, de base a tope de la unidad, fueron depositadas en ambientes de corrientes de meandros, llanuras deltáicas e intramareales. La Formación Tambor se encuentra en contacto discordante con la Formación Girón que la infrayace, y en contacto concordante con la Formación Rosablanca que la suprayace.

1.3.2.3 Formación Rosablanca. Según M. Julivert³ fue depositada en el Cretácico, desde el Hauteriviano hasta el Barremiano. Litológicamente está compuesta por calizas bituminosas grisáceas oscuras. Su espesor es de 1.395 pies en el Río Sogamoso, aunque puede ser muy variable. Su ambiente de depósito es marino. La Formación Rosablanca se encuentra en contacto concordante con la Formación Tambor que la infrayace, y en contacto concordante con la Formación Paja que la suprayace.

1.3.2.4 Formación Paja. Según Morales⁴ esta formación fue depositada en el Cretácico, desde el Barremiano hasta el Aptiano. Litológicamente está compuesta por una sucesión de shales negros ligeramente calcáreos, micáceos y limosos. El espesor promedio de esta formación varía entre un mínimo de 410 pies y un máximo de 2.000 pies. El ambiente de depositación es considerado como continental fluvial. La Formación Paja se encuentra en contacto concordante con la Formación Rosablanca que la infrayace, y en contacto concordante con la Formación Tablazo que la suprayace.

¹ JULIVERT, M. *Léxico Estratigráfico*. Francia. 1968. p. 255 - 263

² *Ibid.*, p. 448 - 450

³ *Ibid.*, p. 419 - 421

⁴ MORALES, L. G. *General Geology and oil occurrences of Middle Magdalena Valley, Colombia*, citado por M. Julivert. *Léxico Estratigráfico*. Francia. 1968. p. 363 - 364

1.3.2.5 Formación Tablazo. Según M. Julivert⁵ esta formación fue depositada en el Cretácico, desde el Aptiano hasta el Albiano. Litológicamente consiste en una sucesión de calizas duras, azuladas, muy fosilíferas y margas con predominio de las calizas hacia el tope. El espesor de esta formación varía entre 490 y 1.070 pies. El ambiente de depositación corresponde a condiciones neríticas, poco profundas. La Formación Tablazo se encuentra en contacto concordante con la Formación Paja que la infrayace, y en contacto concordante con la Formación Simití que la suprayace.

1.3.2.6 Formación Simití. Según Morales⁶ esta formación fue depositada en el Cretácico durante el Albiano. Litológicamente consiste en shale gris o negro, localmente calcárea y concrecionaria. Los nódulos son generalmente fosilíferos y localmente contienen petróleo. Cerca al techo de la formación, se encuentran capas delgadas de conglomerados. Su espesor varía entre 820 y 2.133 pies. Las condiciones paleoambientales fueron neríticas de aguas intermedias a profundas. La Formación Simití se encuentra en contacto discordante con la Formación Tablazo que la infrayace, y en contacto concordante con la Formación La Luna que la suprayace.

1.3.2.7 Formación La Luna. Según M. Julivert⁷ esta formación fue depositada en el Cretácico Superior durante el Turoniano. Esta formación representa el intervalo generador más importante de la cuenca. La formación se encuentra subdividida en tres miembros que de abajo hacia arriba son: Salada, Pujamana y Galembo. O. Renz⁸ definió litológicamente al miembro inferior indicando que consiste en caliza de color gris oscuro, laminada, densa y de grano fino y las típicas concreciones de caliza. El miembro superior consiste predominantemente en ftanita negra rica en foraminíferos pelágicos. Los miembros Galembo y Salada corresponden a las facies calcáreas con posibilidades de acumulación de hidrocarburos. El miembro Pujamana consiste principalmente de shales negros, masivos, duros y compactos, localmente con fósiles de gasterópodos y escamas de pescado. Su espesor varía entre 900 y 1.970 pies. El ambiente de depositación es marino de aguas someras. La Formación La Luna se encuentra en contacto concordante con la Formación Simití que la infrayace, y en contacto discordante con la Formación Umir que la suprayace.

1.3.2.8 Formación Umir. Según M. Julivert⁹ esta formación fue depositada en el Cretácico, desde el Campaniano hasta el Maestrichtiano. Litológicamente se compone en su parte inferior por lutitas en láminas delgadas, de color gris oscuro, gris azulado a negro, con delgadas láminas carbonáceas y micáceas; caracterizada

⁵ Ibid., p. 446 - 447

⁶ Ibid., p. 437

⁷ Ibid., p. 301 - 303

⁸ RENZ, O. Geología de la parte Sureste de la Península de la Guajira (República de Colombia), citado por M. Julivert. Léxico Estratigráfico. Francia. 1968. p. 302

⁹ JULIVERT, M. Op. Cit., p. 458 - 459

por capas delgadas, lentes y pequeñas concreciones ferruginosas. En la parte superior consta de lutita blanda, gris oscura, en capas delgadas con numerosas laminillas de carbón, láminas delgadas de mineral hierro, arenisca de grano fino y limonita. El espesor aproximado de esta formación varía entre 2.850 a 4.400 pies. El ambiente de depositación ha sido interpretado como nerítico. La Formación Umir se encuentra en contacto discordante con la Formación La Luna que la infrayace, y en contacto concordante con la Formación Lisama que la suprayace.

1.3.2.9 Formación Lisama. Según J. De Porta¹⁰ esta formación fue depositada en el Cenozoico durante el Paleoceno. Litológicamente describe su composición de shales abrigados de color rojo, pardo, gris, con intercalaciones de areniscas masivas grisáceas, de grano medio a fino que se hace más grueso hacia la parte superior de la formación. Su espesor puede llegar a ser hasta de 4.020 pies. Su ambiente de depositación se dio bajo condiciones lagunares y deltaicas. La Formación Lisama se encuentra en contacto concordante con la Formación Umir que la infrayace, y en contacto discordante con la Formación Esmeraldas – La Paz que la suprayace.

1.3.2.10 Formación La Paz. Según J. De Porta¹¹, fue depositada desde el Paleoceno hasta el Eoceno Medio. Litológicamente está compuesta por una alternación variada de arcillas grises y azules, areniscas duras amarillas y micáceas. Su espesor aproximado es de 2.000 pies. El ambiente de depositación es de origen continental. La Formación La Paz se encuentra en contacto discordante con la Formación Lisama que la infrayace, y en contacto discordante con la Formación Esmeraldas que la suprayace.

1.3.2.11 Formación Esmeraldas. Según J. De Porta¹², fue depositada desde el Eoceno Medio hasta el Superior. Litológicamente describió a esta formación como areniscas y limolitas compactas dispuestas en capas muy delgadas o láminas, micáceas, de grano fino y de color gris, que alternan con shales gris oscuras que localmente pueden presentarse moteadas de rojo, púrpura y marrón. El espesor de la formación es de 3.940 pies. El ambiente de depositación es de origen continental de corrientes trenzadas. La Formación Esmeraldas se encuentra en contacto discordante con la Formación La Paz que la infrayace, y en contacto discordante con la Formación Mugrosa que la suprayace.

1.3.2.12 Formación Mugrosa. Según J. De Porta¹³ esta formación fue depositada desde el Eoceno Superior hasta el Oligoceno. Litológicamente describe que la parte inferior de la formación consta de areniscas de grano medio a fino, raramente grueso o con cantos, que están intercaladas con shales de color azul o gris. La parte

¹⁰ DE PORTA, J. *Léxico Estratigráfico*. Francia. 1974. p. 326

¹¹ *Ibid.*, p. 303

¹² *Ibid.*, p. 197

¹³ *Ibid.*, p. 372

media consta de shales masivos moteadas con algunas intercalaciones de areniscas de grano fino. En la parte superior se encuentran areniscas a veces con cantos que se intercalan con shales moteadas. En las áreas productivas de la Concesión de Mares estas partes corresponden respectivamente a las Zona C, parte inferior de la Zona B y parte superior de la Zona B, todas de la Formación Mugrosa. El espesor de esta formación es variable; de unos 2.300 pies en el Campo Colorado a unos 1.640 pies en el Campo de Llanito. Su ambiente de depositación es continental fluvial. La Formación Mugrosa se encuentra en contacto discordante con la Formación Esmeraldas que la infrayace, y en contacto concordante con la Formación Colorado que la suprayace.

1.3.2.13 Formación Colorado. Según J. De Porta¹⁴ esta formación fue depositada desde el Oligoceno y hasta el Mioceno Inferior. Litológicamente consta predominantemente de arcillas de colores gris claro, púrpuras y moteados de rojo, con intercalaciones de areniscas en bancos de espesor variable con estratificación cruzada. La parte superior de la formación consta de unos 330 pies de arcillas de color gris y negro, carbonáceas, con areniscas de grano medio y poco potentes. En su sección tipo la Formación Colorado tiene un espesor de 3.940 pies, pero éste varía considerablemente y aumenta alcanzando hasta 8.200 pies al pie de la Cordillera Oriental. Su ambiente de depositación es continental fluvial. La Formación Colorado se encuentra en contacto concordante con la Formación Mugrosa que la infrayace, y en contacto discordante con el Grupo Real que la suprayace.

1.3.2.14 Grupo Real. Según J. De Porta¹⁵ este grupo fue depositado durante el Mioceno Medio. Este grupo incluye las Formaciones Real Inferior, Medio y Superior, separadas entre sí por inconformidades. Está compuesta principalmente por conglomerados, areniscas conglomeráticas y arcillolitas grises depositadas en ambientes continentales. Su espesor aproximado es de 2.630 pies. Fue depositada en ambiente de abanico aluvial proximal y medio y varía lateralmente hacia facies de canales trenzadas. El Grupo Real se encuentra en contacto discordante con la Formación Colorado, y en contacto concordante con el Grupo Mesa.

1.3.3 Geología estructural. En la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) los pliegues y fallas presentan rangos de orientación predominante NNE-SSW, y su origen es asociado con la evolución tectónica de los caracteres que limitan regionalmente la cuenca, es decir, las Cordilleras Central y Oriental. Estos rasgos son principalmente caracterizados por la vergencia este u oeste de los cabalgamientos y la transpresión a lo largo de las principales zonas de fallas de rumbo de Palestina y Bucaramanga-Santa Marta.

Para el caso del Campo La Cira-Infantas, las estructuras más relevantes corresponden a los anticlinales de La Cira e Infantas.

¹⁴ Ibid., p. 141

¹⁵ Ibid., p. 412 - 416

El Anticlinal de La Cira es un anticlinal asimétrico de carácter regional con eje en dirección N-S, presenta cabeceo hacia el N y hacia el S, y está cortado al E del eje por la Falla La Cira. Hacia el E de esta falla, la estructura se hunde un poco en forma de U a manera de sinclinal hasta la Falla de Infantas. Esta estructura tiene una longitud aproximada de 9 km y un ancho de 6 km. Los buzamientos de la estructura hacia el N y el W son de aproximadamente 10° a 15°.

El Anticlinal de Infantas es asimétrico, elongado, cerrado en ambos extremos y cortado a lo largo de su cresta por una falla inversa mayor (Falla de Infantas). Se encuentra dividido en bloques por fallas normales de dirección aproximada E-W y buzamientos entre 80° y 90°, y desplazamiento promedio entre 50 y 150 pies; algunas de estas fallas tienden a desplazar la Falla de Infantas. El desplazamiento a lo largo de la zona de la falla es de aproximadamente 1.000 a 1.200 pies pero disminuye hacia el Norte. En términos generales se puede considerar que el flanco occidental del anticlinal presenta mayores buzamientos que el flanco oriental.

1.3.4 Geología del petróleo. A continuación se describen los principales parámetros asociados al sistema petrolífero del Campo La Cira-Infantas.

1.3.4.1 Roca Generadora. Según la ANH¹⁶, a nivel de la cuenca la principal roca generadora son las calizas cretácicas y esquistos de las formaciones La Luna, Simití y Tablazo. El TOC (Total de Carbono Orgánico) es alto y está entre 1 - 6% mientras que el kerógeno es tipo II y el Ro alcanza valores de 0,6 - 1,2%.

En el Campo La Cira-Infantas, la roca generadora está localizada en la Formación La Luna.

1.3.4.2 Roca Reservorio. Según la ANH¹⁷, el 97% del aceite probado en la cuenca proviene de areniscas continentales del Paleógeno (Paleoceno-Mioceno), de las formaciones Lisama, Esmeraldas, La Paz, Colorado y Mugrosa, con porosidades promedio de 15 - 20% y permeabilidades medias 20 - 600 mD.

En el Campo La Cira-Infantas, las limolitas de la Formación Mugrosa (Zona B y Zona C), y las areniscas de las Formaciones Colorado (Zona A) y Formación Esmeraldas (Zona D), son las rocas reservorio del campo, siendo la Zona C la más importante del mismo y sobre las cual se evaluará este proyecto.

1.3.4.3 Migración. En la cuenca, la discordancia del Eoceno separa el reservorio primario de las rocas generadoras activas subyacentes, formando un sistema de tuberías ideal para la migración de petróleo.

¹⁶ BARRERO, Darío et al. Colombian Sedimentary Basins Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal, Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Bogotá. 2007, p. 80

¹⁷ Ibid., p. 80

A nivel del campo, se han detectado tres tipos de migración que son:

- Migración de tipo vertical se dio de manera directa, moviéndose los hidrocarburos generados de la Formación La Luna hacia la discordancia del VMM.
- Migración de tipo lateral en las areniscas pertenecientes al Eoceno.
- Migración de tipo vertical a lo largo de las superficies de fallas en sitios donde la Formación La Luna no está en contacto con la discordancia del Valle Medio del Magdalena.

1.3.4.4 Roca Sello. Los sellos para los yacimientos de areniscas del Paleógeno consisten en arcillas intercaladas no dúctiles, principalmente de las formaciones de Esmeraldas y Colorado. Los sellos para los potenciales reservorios de piedra caliza del Cretácico son lutitas marinas de las formaciones de Simití y Umir.

En el caso del campo, la Formación Mugrosa, es la de interés, su sello consiste en arcillas intercaladas.

1.3.4.5 Trampa. En la cuenca del VMM, las trampas se caracterizan por ser:

- Pliegues ocultos relacionados a fallas de cabalgamiento.
- Estructuras duplex con cierre de fallas independientes.
- Cierres dependientes de la falla en la que los estratos buzan en sentido contrario a la misma.
- Trampas en la parte baja de fallas sellantes.

Adicional a lo anterior, la estructura del campo se caracteriza por ser un anticlinal fallado. Tanto la Falla La Cira como el Sistema de Fallas de Infantas que cortan estas dos estructuras tienen carácter sellante. Debido a esto, el entrapamiento de aceite en el área ocurre por tipo estructural. La trampa comenzó a formarse a finales del Cretácico y terminó a finales de Neógeno.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

El Campo La Cira-Infantas fue descubierto en 1918, con la perforación del Pozo Infantas 2, en la Zona C de la Formación Mugrosa, a una profundidad de 1.580 pies con una producción de 800 a 1.000 BPD de 25 °API.

El primer pozo productor de la Zona B de la Formación Mugrosa fue el pozo LC125, también completado en la Zona C de la misma formación en la estructura de La Cira. Este pozo fue completado en julio de 1926 con una producción inicial de 2.350 BPD. El campo alcanzó su producción más alta en 1939 con aproximadamente 65.000 BPD.

Durante el año 2003, el campo alcanzó la producción más baja en su historia, razón por la cual Ecopetrol S. A buscó un socio que pudiera revertir esta situación. Posteriormente, el 6 de septiembre de 2005, Occidental de Colombia (Oxy) firmó un contrato de asociación con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) para participar como socio en el redesarrollo del campo con la implementación de nuevas tecnologías de inyección de agua; para esta fecha, el campo producía 5.000 BPD. El 31 de mayo de 2008 cuando se culminó la fase III del contrato con Oxy, el campo producía 9.000 BPD, se habían perforado 60 pozos y realizado 181 trabajos de reacondicionamiento. El 1° de junio de 2008, comenzó la última y actual fase de desarrollo del campo. El 31 de mayo de 2012, La Cira-Infantas llegó a una producción de 35.000 BPD, una de las más altas en la historia del campo.

A continuación, se explican brevemente aspectos asociados a su método de producción, tiempo de producción, número de pozos, una gráfica de producción acumulada y propiedades de los fluidos.

1.4.1 Método de Producción. Inicialmente el campo se producía por flujo natural mediante el mecanismo de empuje por gas en solución. Según Ecopetrol S. A.¹⁸, posteriormente se implementó un sistema de levantamiento por gas (Gas Lift) que fue desmontado en 1935 para dar paso al sistema de bombeo mecánico, siendo este el más utilizado actualmente.

En 1957, Forest Oil Corporation (Forest) inició la ejecución de un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua en un área de 280 acres formada por 17 patrones de cinco puntos (24 inyectoros y 18 productores) y una tasa de inyección de 1.000 BWPD/pozo, denominado “Primer Desarrollo”. A finales de 1958, se inicia el segundo desarrollo conformado por 30 pozos productores y 45 pozos inyectoros, en una extensión de 530 acres adicionales, formado por patrones que rodeaban el área del primer programa de inyección. A mediados de los años sesenta, se inició el programa de inyección de agua masivo en todo el campo que se mantiene hasta hoy. Para diciembre de 1998, había en el campo un total de 669 pozos productores activos y 107 pozos inyectoros activos.

Otros sistemas de levantamiento artificial como cavidades progresivas (PCP) y electro-sumergible (ESP) también son utilizados.

1.4.2 Tiempo de producción. Según Ecopetrol S. A.¹⁹, el primer pozo productor del campo fue Infantas 2 en el año 1918. A la fecha de marzo de 2016, el campo continúa produciendo ininterrumpidamente, alcanzando 98 años de producción.

¹⁸ ECOPETROL S. A., Evaluación Integrada de Yacimientos del Campo La Cira-Infantas. Bogotá. 1999. p. 4

¹⁹ Ibid., p. 2

1.4.3 Número de pozos. Actualmente, el Campo La Cira-Infantas tiene cerca de 2.800 pozos en total, de los cuales 1.400 son activos (1.000 productores y 400 inyectoros) y 1.400 se encuentran abandonados o cerrados.

1.4.4 Gráfica de producción acumulada. La **Gráfica 1** presenta la producción acumulada de petróleo del Campo La Cira-Infantas desde su inicio hasta la actualidad.

Es importante tener en cuenta que el campo La Cira-Infanta tuvo su producción de petróleo más alta en 1939 con 65.000 BPD aproximadamente. Sin embargo, para el año 2003 su producción tenía la tasa de declinación más alta en su historia hasta alcanzar los 5.000 BPD en el año 2005, cuando Oxy, se asoció con Ecopetrol S. A. para continuar con el plan de recuperación del campo y llegó hasta la cifra histórica en años de 35.000 BPD el 31 de mayo de 2012. Actualmente, la producción del campo es de aproximadamente 37.000 BOPD.

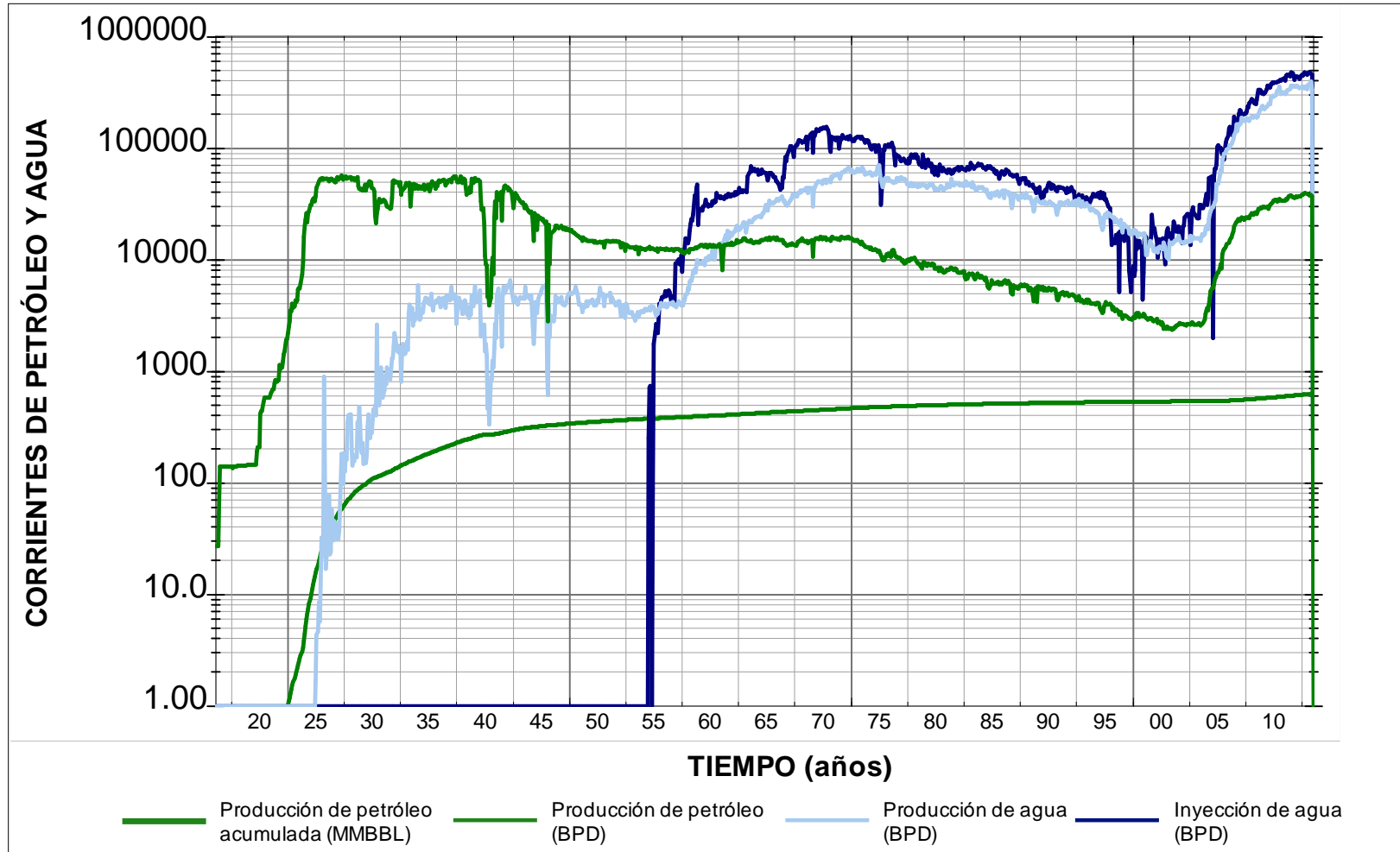
A continuación en la **Tabla 1**, se presentan las tasas de producción de crudo y agua actuales así como la tasa de inyección de agua actual, donde se evidencia que la producción de agua es significativamente mayor que la producción de petróleo.

Tabla 1. Tasa de producción de crudo y agua y tasa de inyección de agua actuales.

Parámetro	Valor
Tasa de producción de petróleo actual	37.000 BPD
Tasa de producción de agua actual	450.000 BPD
Tasa de inyección de agua actual	500.000 BPD

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Base de datos. Bogotá. 2016

Gráfica 1. Producción e Inyección histórica del Campo La Cira-Infantas.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Base de datos. 2016; modificado por el autor.

1.4.5 Características del yacimiento. Las características del yacimiento más relevantes para el desarrollo de este proyecto. Estas propiedades corresponden a la Formación Mugrosa y al crudo que allí se produce.

La **Tabla 2** presenta los valores de las propiedades petrofísicas promedio del Campo La Cira-Infantas.

Tabla 2. Propiedades petrofísicas promedio del Campo La Cira-Infantas.

Propiedad	Símbolo	Valor
Porosidad	ϕ	16%
Permeabilidad	K	300 mD
Salinidad agua de formación	TDS	50.000 ppm
Saturación irreducible de agua	S_{wir}	30%
Saturación residual de petróleo al agua	S_{orw}	35%
Espesor Neto Petrolífero	h_{neto}	200 pies
Relación Neto/Total	NTG	25%
Relación de movilidad	M_r	6 - 9

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Base de datos. Bogotá. 2016

A continuación, en la **Tabla 3** se pueden visualizar los rangos de presiones de yacimiento inicial y actual del campo, y de temperatura.

Tabla 3. Presiones y temperatura del Campo La Cira-Infantas.

Presión	Símbolo	Rango
Presión inicial de yacimiento	P_{ytoi}	1.100 – 1.500 psi
Presión actual de yacimiento	P_{yto}	200 – 700 psi
Temperatura	T	105 – 130 °F

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Base de datos. Bogotá. 2016

1.4.6 Características del fluido. En esta sección se nombran las características del petróleo. La **Tabla 4** presenta los valores de los rangos de las mismas.

Tabla 4. Características del crudo del Campo La Cira-Infantas.

Característica	Símbolo	Rango
Gravedad API	°API	22 – 25 °API
Viscosidad	$\mu_{@T_{yto}}$	15 – 25 cP

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Base de datos. Bogotá. 2016

2. MARCO TEÓRICO

Aproximadamente el 85% de la producción mundial de petróleo se obtiene por métodos de recuperación primaria y secundaria, con un recobro próximo al 35% del petróleo in situ; por lo que después de estas recuperaciones, aún queda más del 50% de petróleo originalmente en sitio. Esto se debe a que la eficiencia de los métodos de recuperación primaria y secundaria es limitada; una vez la recuperación secundaria se acerca al límite económico, se debe evaluar el alcance de una recuperación terciaria o mejorada, EOR (por sus siglas en inglés Enhanced Oil Recovery), los cuales involucran la inyección de un fluido o gas dentro del yacimiento, para producir el petróleo atrapado por procesos anteriores.

2.1 TIPOS DE RECOBRO DE HIDROCARBUROS

Las operaciones de recobro de petróleo se subdividen en tres etapas: primaria, secundaria y terciaria o mejorada, y normalmente se presentan como una secuencia cronológica.

Desde el aumento del precio del barril, a principios de los años setenta, un recobro terciario o mejorado es considerado si el yacimiento todavía se encuentra en condiciones de explotación.

2.1.1 Recobro Primario. Resulta de la utilización de la energía natural presente en los yacimientos con el fin de desplazar los fluidos hacia los pozos productores. Este proceso se hace mediante cinco mecanismos de empuje natural, que son: Gas en solución, capa de gas, acuífero activo, drenaje gravitacional y expansión roca-fluido.

El **Cuadro 1** presenta un resumen de los mecanismos de empuje natural con respecto a la P_{yto} , GOR, Factor de Recobro y otros.

Cuadro 1. Características de los mecanismos de producción primarios.

Mecanismo	Presión de yacimiento	GOR	Factor de Recobro (%)	Otros
Gas en solución	Declinación rápida y continua	Alto, incrementa y cae	1 – 30	Requiere levantamiento artificial
Capa de gas	Caída lenta y continua	Crece continuamente en formaciones inclinadas	20 – 40	Ruptura temprana de gas indica m
Acuífero activo	Permanece alta y depende del caudal de producción	Permanece bajo	40 – 70	N de BM crece si $W_e = 0$
Drenaje gravitacional	Declinación rápida y continua	Bajo en formaciones poco inclinadas y alto en formaciones inclinadas	40 – 80	-
Roca-fluido	Declinación rápida y continua	Permanece bajo y constante	1 – 10	-

Fuente. ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Neiva: Universidad Surcolombiana, 2004, p. 27; modificado por el autor.

Los tipos de mecanismos por empuje natural, son descritos en el **Anexo A**.

2.1.2 Recobro Secundario. Una vez el yacimiento pierde su energía natural y el gradiente de presión no es suficiente para hacer que los hidrocarburos se desplacen a los pozos productores, se debe hacer un recobro secundario mediante la inyección de agua o gas, con el propósito de mantener o aumentar la presión de yacimiento adicionando una energía externa, de modo que exista la presión suficiente para que el reservorio drene los hidrocarburos.

En el caso del gas, se inyecta en la capa de gas con el fin de mantener la presión y expandirla, o dentro de la columna de petróleo para el desplazamiento inmiscible del mismo. Debido a que un desplazamiento inmiscible de gas es, generalmente, menos eficiente que la inyección de agua, en la actualidad se usa muy poco como recobro secundario.

A continuación se describen los dos procesos de inyección de recuperación secundaria, siendo la inyección de agua de mayor relevancia para este proyecto, ya que en el yacimiento en estudio está siendo implementada en la actualidad.

2.1.2.1 Inyección de Gas. Es un método de recobro secundario que utiliza gas inyectado para mantener o aumentar la presión en un yacimiento y barrer el petróleo remanente hacia los pozos productores.

Debido a que el gas es más liviano que el petróleo, tiende a formar una capa de gas bien definida, incluso en formaciones de poco buzamiento. En caso que la producción sea extraída de la parte más baja de la capa de gas, dará como resultado una forma de conservación de la energía y la posibilidad de mantener las tasas de producción relativamente elevadas, recobrando en un tiempo más corto lo que naturalmente requeriría más tiempo.

Los tipos de inyección de gas, con sus características, ventajas y desventajas son descritos en el **Anexo B**.

2.1.2.2 Inyección de Agua. Es un método de recobro secundario que utiliza agua de inyección para incrementar y/o mantener la presión en un yacimiento. Este es uno de los procesos más dominantes dentro de los métodos de recuperación secundaria, debido a:

- La disponibilidad general del agua.
- Facilidad con que se inyecta, por la carga hidrostática que se logra en el pozo de inyección.
- Facilidad con que se extiende el agua a través de un yacimiento.
- La eficiencia del agua para desplazar el petróleo.

La inyección de agua es relevante para este proyecto, debido a que es el método de recobro secundario implementado en el Campo La Cira-Infantas desde 1957 hasta la actualidad. El **Cuadro 2** recopila los aspectos más importantes de la inyección de agua.

Cuadro 2. Tipos de Inyección de Agua.

Tipo de inyección	Descripción	Características	Ventajas	Desventajas
Periférica o externa	Consiste en inyectar el agua fuera de la zona de petróleo, en los flancos del yacimiento.	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Los pozos de inyección se colocan en el acuífero, fuera de la zona de petróleo y de esta forma desplazan el petróleo buzamiento arriba. 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Se utilizan pocos pozos. ❖ No requiere de la perforación de pozos adicionales, ya que se pueden utilizar pozos productores existentes. ❖ No se requiere una buena descripción del yacimiento para iniciar el proceso de invasión con agua. ❖ Rinde un recobro alto de petróleo con un mínimo de producción de agua. 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Una porción del agua inyectada no se utiliza para desplazar el petróleo. ❖ No es posible lograr un seguimiento detallado del frente de invasión. ❖ En algunos yacimientos, no es capaz de mantener la presión promedio del yacimiento. ❖ Puede fallar cuando no hay una buena comunicación entre la periferia y el centro del yacimiento. ❖ El proceso de invasión y desplazamiento es lento.
Arreglos o dispersa	Consiste en inyectar el agua dentro de la zona de petróleo. También conocida como inyección de agua interna.	<ul style="list-style-type: none"> ❖ La selección del arreglo depende de la estructura, límites del yacimiento, continuidad de las arenas, permeabilidad, porosidad y de la economía del proyecto. ❖ Empleada en yacimientos con poco buzamiento y gran extensión areal. ❖ Los pozos inyectoros se distribuyen entre los pozos productores. 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Produce una invasión más rápida en yacimientos homogéneos, de bajos buzamientos con alta densidad de los pozos. ❖ Rápida respuesta del yacimiento y buena eficiencia de barrido areal. ❖ Disminuye el efecto negativo de las heterogeneidades. ❖ El volumen de la zona de petróleo es grande en un periodo corto. 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ En comparación con la inyección periférica, requiere una mayor inversión, debido al alto número de pozos inyectoros. ❖ Es más riesgosa. ❖ Exige un mayor seguimiento y control.

Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo: Astro Dala, 2001, p. 12; modificado por el autor.

Según Ahmed²⁰, durante el proceso de desplazamiento del sistema de aceite crudo desde el medio poroso mediante la inyección de agua o gas, habrá aceite restante que se caracteriza cuantitativamente con un valor de saturación que es mayor que la saturación de petróleo crítico; este valor se conoce como saturación de petróleo residual (S_{or}). Es este S_{or} el volumen objetivo de un proceso EOR por lo que su cuantificación y entendimiento es relevante.

Debido a que el fluido inyectado no desplaza todo el petróleo del yacimiento, una cantidad apreciable queda atrapada por fuerzas capilares en los poros de la roca. Este S_{or} puede ocupar más del 50% del volumen del pozo en algunos casos. Además por las variaciones de permeabilidad, el agua inyectada puede bordear ciertas regiones portadoras de petróleo.

La eficiencia de este tipo de métodos depende en gran parte de la relación de movilidad entre los fluidos desplazantes y del petróleo desplazado. Si la relación de movilidad es menor que uno (es decir, cuando el fluido desplazante tiene menor movilidad que el desplazado) la eficiencia del arrastre o desplazamiento puede ser alta y remover una gran cantidad de petróleo.

2.1.3 Recobro Terciario o Mejorado. Este tipo de recobro se refiere a todos los procesos utilizados para recuperar el petróleo residual de un yacimiento una vez el recobro secundario deja de ser efectivo; sin embargo, en algunos casos se hace directamente después de hacer un recobro primario.

Según Salager²¹, el efecto de declinación en la efectividad de los recobros primario y secundario se debe a dos factores:

- A escala de los poros o microscópica, el crudo alcanza una saturación suficientemente baja para encontrarse en forma de glóbulos discontinuos, atrapados por las fuerzas capilares.
- A escala de yacimiento o macroscópica, existen ciertas zonas en las cuales el fluido inyectado durante la recuperación secundaria no penetra, por la baja permeabilidad de estas zonas, porque siguen caminos preferenciales, por la alta relación de movilidad entre el fluido desplazante y el fluido desplazado o porque la ubicación de los pozos en el yacimiento no es favorable.

Un recobro terciario o mejorado considera cambios en las propiedades de la roca (como la mojabilidad) o del fluido (como la tensión interfacial o la viscosidad). En su mayoría este tipo de procesos consisten en inyección de gases o químicos líquidos

²⁰ AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Houston: Gulf Publishing Company, 2000 p. 190

²¹ SALAGER, Jean-Louis. Recuperación Mejorada del Petróleo. Mérida: Universidad de los Andes, 2005 p. 4

y/o en el uso de energía térmica. Entre los gases más utilizados están: los hidrocarburos gaseosos, el CO₂, el Nitrógeno y los gases de combustión. Entre los químicos líquidos se incluyen: polímeros, surfactantes, álcalis e hidrocarburos solventes, y finalmente, los procesos térmicos se refieren al uso de vapor o agua caliente, o bien, la generación in situ de energía térmica mediante la combustión de petróleo en el yacimiento.

En la inyección de químicos, los procesos de inyección y los fluidos inyectados complementan la energía natural del yacimiento para desplazar el petróleo residual hacia los pozos productores. Dichos fluidos inyectados interactúan con el sistema roca-fluido, debido a mecanismos físicos y químicos dando lugar a una disminución de la tensión interfacial o modificación de la humectabilidad.

Los procesos de EOR usualmente se usan como una continuación del recobro secundario, por eso se les denomina recobro terciario. No obstante, en el caso de petróleos muy viscosos y lutitas petrolíferas, con muy poco o ningún recobro primario ni secundario, EOR se refiere a la técnicas de recuperación empleadas desde el comienzo de la vida productiva del yacimiento, es decir, que no se restringen a una fase en particular.

El mayor atractivo de este tipo de procesos es que en los yacimientos que se están explotando todavía queda más del 50% del petróleo in situ²². Sin embargo, su implementación depende de los precios del petróleo y de las ganancias, ya que las tecnologías EOR son muy complejas y costosas con respecto a otros procesos. Aun así, se han vuelto muy populares hoy en día debido a la declinación de las reservas de petróleo, además de ser procesos que involucran reingeniería y caracterización de yacimientos.

Los métodos básicos que componen este tipo de recobro son térmico y químico. A continuación se describirá el método de interés de este proyecto que es el químico. El método térmico puede ser consultado en el **Anexo C**.

2.1.3.1 Recobro Químico. Este tipo de recobro mejorado involucra el uso de componentes químicos para reducir la saturación de petróleo residual en el yacimiento. Los bajos factores de recobro que se observan después de un tiempo durante un recobro secundario por inyección de agua se deben a la escasa eficiencia de barrido y a las altas fuerzas capilares que se presentan en la etapa tardía del proceso. A continuación en el **Cuadro 3** se presenta una descripción de los tipos de recobro mejorado químico.

²² Ibid., p. 3

Cuadro 3. Procesos de Recobro Mejorado Químico.

Proceso	Ventajas	Desventajas	Factor de Recobro (%)
Polímero	Soporte de presión Mejoramiento del barrido	Inyectividad Estabilidad Alta salinidad	5
Surfactante	Soporte de presión Reducción de la IFT Alteración de la mojabilidad	Inyectividad Estabilidad Alta salinidad Retención Disponibilidad química	10
Álcali-Surfactante-Polímero (ASP)	Soporte de presión Mejoramiento del barrido Reducción de la IFT Alteración de la mojabilidad	Inyectividad Estabilidad Alta salinidad Retención Disponibilidad química	15

Fuente. AL-MJENI, Rifaat et al. ¿Llegó el momento para la tecnología EOR?, Oilfield Review. 2011, p. 22; modificado por el autor.

El recobro químico es primordial para este proyecto, debido a que la Inyección de Álcali-Surfactante-Polímero (ASP) se encuentra dentro de esta categoría. Sin embargo, como este método es la combinación de tres procesos diferentes, es necesario hacer una descripción previa de cada uno por separado para conocer algunas de sus características principales. A continuación, se describen los tres métodos de inyección, seguidos por el método de interés.

2.2 INYECCIÓN DE POLÍMERO

La inyección de polímeros es un método de recobro terciario o mejorado que se define como una alteración a los procesos de inyección de agua. Se basa en el aprovechamiento de la viscosidad de estas soluciones acuosas con el objetivo de generar un control en la movilidad de los fluidos inyectados en el yacimiento. Su función principal es aumentar la viscosidad de la fase acuosa y así incrementar el desplazamiento del petróleo remanente.

Un polímero se define como una macromolécula compuesta por una mezcla de agua y moléculas químicas más pequeñas, llamadas monómeros, que se repiten. Dichas unidades químicas forman un material resistente y de alto peso molecular apropiado para el control del flujo de agua en un yacimiento y para la optimización de los procesos de recobro mejorado. Estas soluciones tienen la ventaja de ser muy viscosas aún cuando son altamente diluidas; debido a esto, la razón de movilidad agua-petróleo mejora, lo cual da como resultado un mejor desplazamiento y un barrido más eficiente del que se obtendría con la sola inyección de agua, lo cual se traduce en una recuperación del petróleo mucho más alta.

Según Sheng²³, los dos tipos principales de polímeros son: polímeros sintéticos como la poliacrilamida hidrolizada (HPAM) y biopolímeros tales como la goma de xantano. Menos comúnmente utilizados son polímeros naturales y sus derivados, tales como goma guar, carboximetil celulosa de sodio y etilcelulosa hidroxilo (HEC). A continuación, el **Cuadro 4** resume las características de las diferentes estructuras poliméricas.

Cuadro 4. Características de las estructuras poliméricas.

Estructura	Características	Ejemplo
-O- en la cadena principal	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Estabilidad térmica baja ❖ Degradación térmica a altas temperaturas ❖ Adecuado para temperaturas menores a 80 °C 	Polioxietileno, sodio alginato, sodio carboximetil celulosa, HEC, goma de xantano
Cadena de carbono en la cadena principal	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Estabilidad térmica buena ❖ Degradación no severa a menos de 110 °C 	Polivinilo, sodio poliacrilato, poliacrilamida, HPAM
Grupo hidrófilo -COO ⁻	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Buen viscosificador ❖ Menos adsorción sobre areniscas debido a la repulsión entre eslabones de la cadena ❖ Se precipita con Ca²⁺ y Mg²⁺ ❖ Menos estabilidad química 	Alginato de sodio, sodio carboximetil celulosa, HPAM, goma de xantano
Grupo hidrófilo -OH o -CONH ₂	<ul style="list-style-type: none"> ❖ No se precipita con Ca²⁺ y Mg²⁺ ❖ Buena estabilidad química ❖ Sin repulsión entre los eslabones de la cadena ❖ Menos viscosificante en polvo ❖ Alta adsorción de hidrógeno debido a enlace formado con areniscas 	Polivinilo, HEC, poliacrilamida, HPAM

Fuente. SHENG, James J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Burlington: Elsevier, 2011, p. 102; modificado por el autor.

Con base en la información del **Cuadro 4** se puede decir que un buen polímero debe tener las siguientes propiedades:

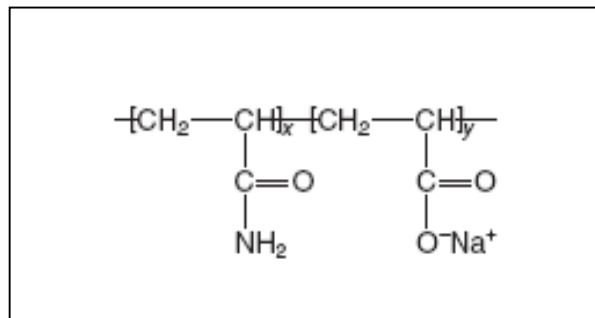
²³ SHENG, James J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Burlington: Elsevier, 2011 p. 101

- No tener un –O– en su cadena principal debido a su baja estabilidad térmica.
- Pertenecer a un grupo hidrófilo iónico negativo para reducir la adsorción en superficies rocosas.
- Ser un viscosificante en polvo.
- Pertenecer a un grupo hidrófilo no iónico debido a su buena estabilidad química.

Para el caso puntual de este proyecto, el polímero utilizado durante las pruebas de laboratorio fue una poliacrilamida hidrolizada (HPAM), debido a que es el más común para este tipo de proyectos, además de cumplir con las propiedades mencionadas anteriormente. A continuación, se describen las principales características del polímero HPAM.

2.2.1 Poliacrilamida Hidrolizada (HPAM). La HPAM es el polímero más ampliamente utilizado en aplicaciones de EOR. Para cualquier concentración de polímero dada o nivel de viscosidad, las soluciones HPAM han demostrado aportar una mayor recuperación de petróleo residual. La razón es que las soluciones HPAM poseen una mayor viscoelasticidad que las soluciones de xantano. La Poliacrilamida se adsorbe firmemente sobre superficies minerales, por lo tanto, el polímero se hidroliza parcialmente para reducir la adsorción debido a la reacción del Poliacrilamida con una base, tal como sodio, hidróxido de potasio o carbonato de sodio. En la **Figura 3** se puede observar la estructura química de una molécula de HPMA.

Figura 3. Estructura química de una molécula de HPMA.



Fuente. SHENG, James J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Burlington: Elsevier, 2011 p. 102, modificado por el autor.

2.2.2 Control de movilidad. El control de movilidad es uno de los conceptos más importantes en cualquier proceso EOR. Se puede lograr a través de la inyección de productos químicos, como polímeros, para aumentar la viscosidad del fluido inyectado o para reducir su permeabilidad relativa mediante la inyección de espumas.

Según Schlumberger²⁴, la movilidad se define como la relación entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad de la fase. La movilidad general es una suma de las viscosidades de las fases individuales. La productividad del pozo es directamente proporcional al producto de la movilidad por el espesor de capa. La Relación de Movilidad es un parámetro muy importante, ya que involucra la movilidad de la fase de agua y de la fase de petróleo. A continuación, en la **Ecuación 1**, la Relación de Movilidad se ve representada.

Ecuación 1. Relación de Movilidad.

$$M_r = \frac{\lambda_w}{\lambda_o}$$

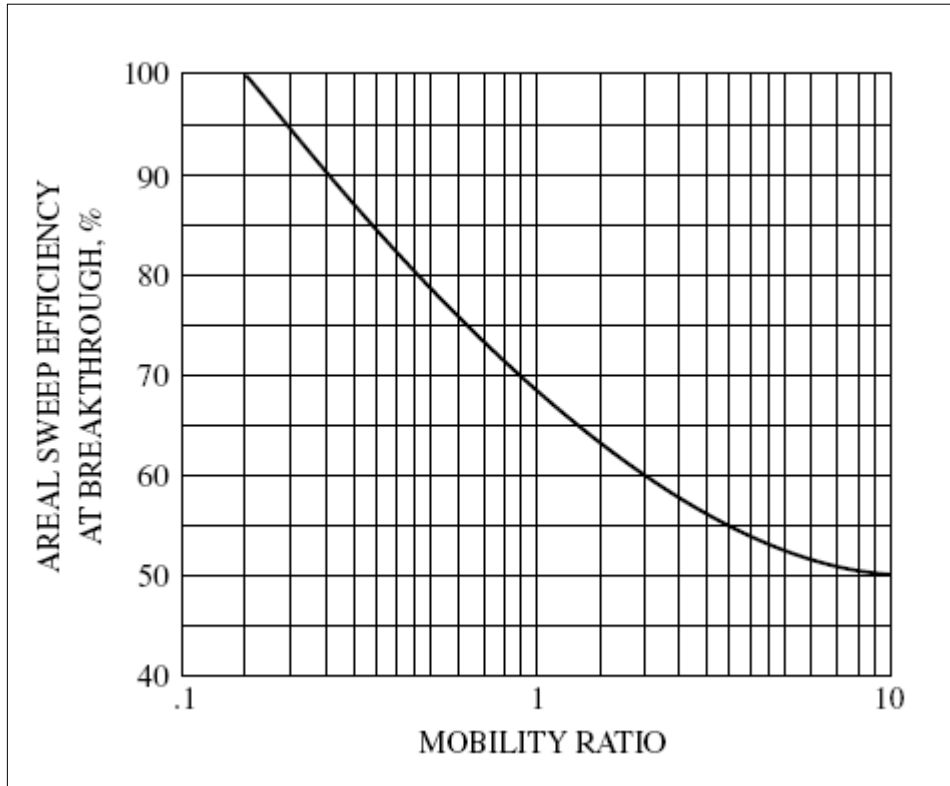
Fuente. SHENG, James J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Burlington: Elsevier, 2011 p. 81

Donde λ_w es la movilidad del agua (fase desplazante) y λ_o es la movilidad del petróleo (fase desplazada).

Una de las funciones más importantes del polímero es ayudar a dar mejor control de movilidad al proceso de inyección, aumentando la viscosidad del agua. En las gráficas de la **Figura 4** y en la **Figura 5** se puede evidenciar como la Eficiencia Areal de un proceso de inyección de agua mejora con la reducción de la Relación de Movilidad.

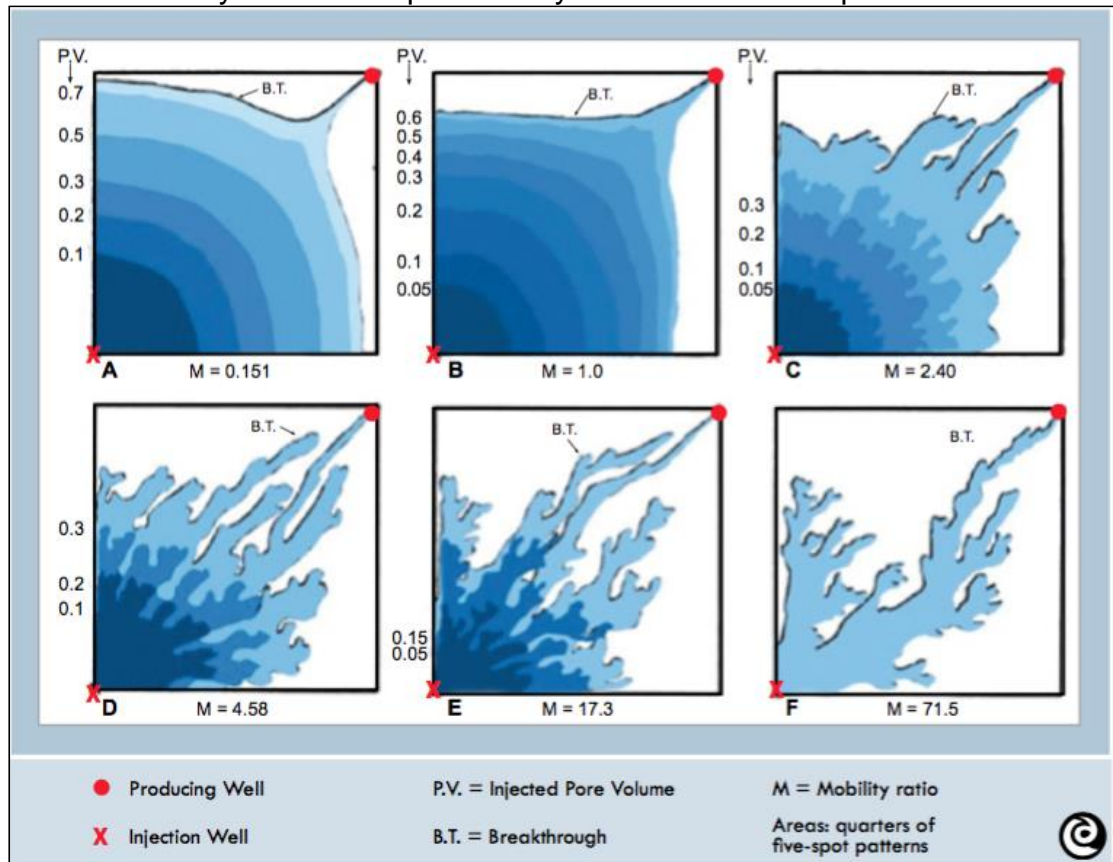
²⁴ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary en Español: Donde el Campo Petrolero interactúa con el diccionario. Disponible en internet: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es.aspx>>

Figura 4. Eficiencia de Barrido Areal vs. Relación de Movilidad.



Fuente. AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Houston: Gulf Publishing Company, 2000 p. 939

Figura 5. Frentes de desplazamiento para diferentes relaciones de movilidad y volúmenes porosos inyectados hasta la ruptura.



Fuente. CHAREST, Marc. Alkaline-Surfactant-Polymer (ASP) Flooding in Alberta. Canadian Discovery Digest. 2013, p. 23

2.2.3 Factores que afectan las propiedades de los polímeros. Los polímeros a pesar de poseer sólidas estructuras y ser resistentes a algunos elementos, presentan cierta vulnerabilidad a distintos factores que se encuentran en el medio donde están expuestos, generando degradación química, mecánica o térmica en sus moléculas, haciéndolos perder sus propiedades originales y disminuyendo los beneficios por los cuales fueron seleccionados.

Según Sheng²⁵, la viscosidad es el parámetro más importante en una solución de polímero y existen ciertos factores que pueden afectar su efectividad en los procesos de inyección, los cuales son descritos a continuación:

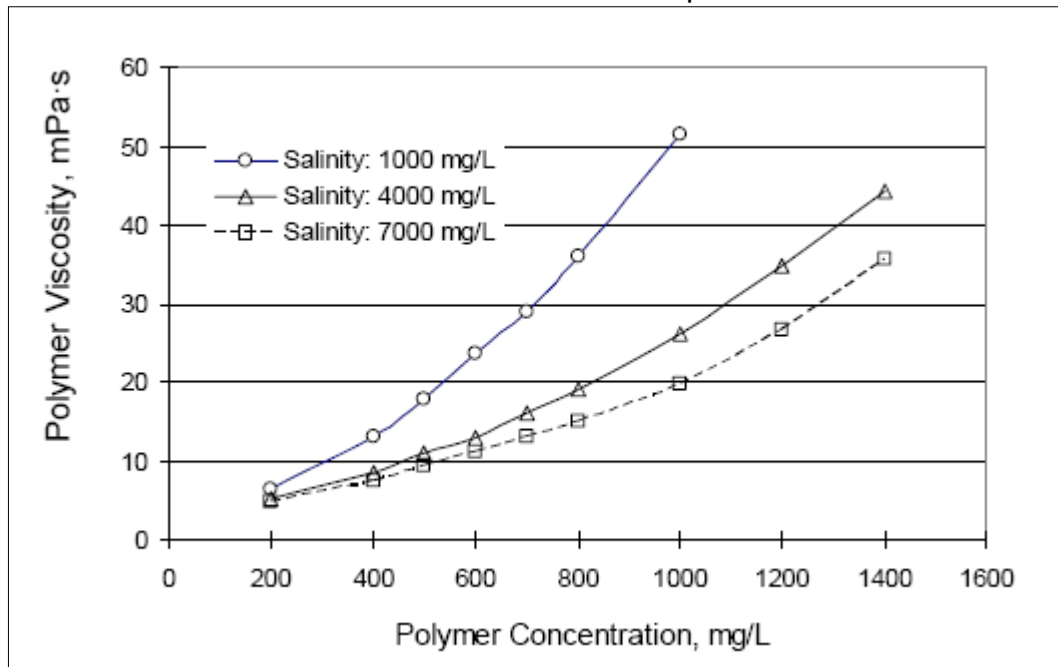
- **Efecto de la salinidad:** la salinidad es un factor que puede afectar significativamente la viscosidad en una inyección de polímero y está estrechamente ligada a la concentración del mismo.

²⁵ Ibid., p. 129

A un nivel muy alto de salinidad, la asociación intramolecular del polímero aumenta, luego la viscosidad disminuye. En la gráfica de la **Figura 6**, se puede visualizar que al aumentar la salinidad a una concentración dada de polímero, la viscosidad tiende a disminuir.

La adición de sal tiene dos efectos, el primero es proteger la repulsión iónica, que comprime el polímero y reduce la viscosidad; el segundo efecto es aumentar la polaridad del disolvente, lo que aumenta la hidrofobicidad y evita que las cadenas del polímero sean comprimidas, entonces, la viscosidad aumenta. Estos dos efectos juntos determinan el aumento o la disminución de la viscosidad.

Figura 6. Efecto de la salinidad sobre la viscosidad de la solución a diferentes concentraciones de polímero.



Fuente. WANG, Dongmei et al. Key Aspects of Project Design for Polymer Flooding. Anaheim: SPE, 2007 p. 3

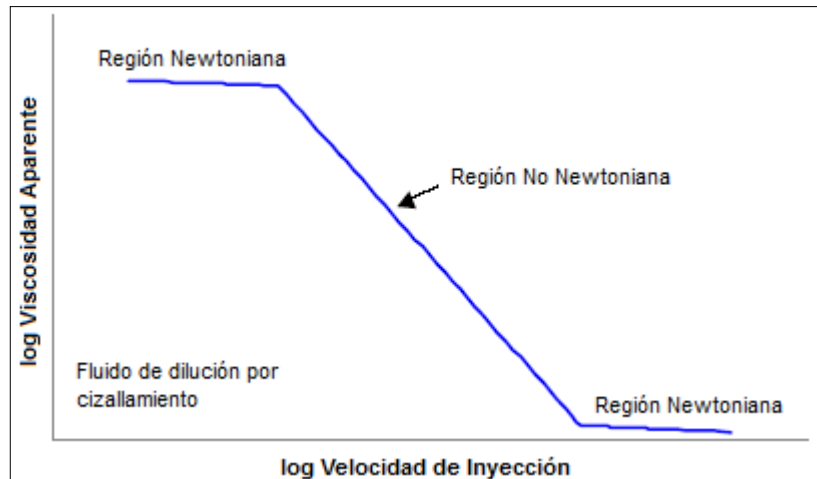
Para el caso del HPAM, la viscosidad disminuye cuando una sal monovalente (por ejemplo, NaCl) es añadida. La razón es que la sal añadida neutraliza la carga en las cadenas laterales del HPAM. Cuando el HPAM se disuelve en agua, el átomo Na^+ se disipa en esta. Las moléculas $-\text{COO}^-$ en las altas cadenas se repelen entre sí, lo que las hace que se estiren, aumenten su volumen hidrodinámico y aumenten su viscosidad. Cuando la sal es añadida, $-\text{COO}^-$ está rodeado por algunos Na^+ , que protegen la carga. Entonces la repulsión de $-\text{COO}^-$ es reducida, el volumen hidrodinámico se hace más pequeño y la viscosidad disminuye.

De esta forma es posible concluir que para que una inyección de polímero sea efectiva, lo ideal es tener un contenido de sal bajo en la solución debido a que esta genera una disminución en la viscosidad cuando en realidad se necesita que este parámetro aumente.

- **Efecto de la concentración:** la concentración de polímero determina la viscosidad de la solución y el tamaño del bache de solución de polímero requerido. La concentración de polímero domina todos los índices que cambian en el transcurso de una inyección del mismo. La **Figura 6** también muestra que la viscosidad de la solución aumenta proporcionalmente con la concentración del polímero.
1. Inyecciones con altas concentraciones causan mejores reducciones en el corte de agua y pueden acortar el tiempo requerido de una inyección de polímero. Para un cierto rango, también pueden conducir a un tiempo de respuesta más corto en los pozos de producción, una disminución más rápida y eficiente en el corte de agua, menos volúmenes porosos inyectados y un volumen menor de agua necesaria inyectada durante todo el período de inyección de polímero.
 2. Por encima de cierto valor, la concentración de polímero inyectado tiene poco efecto sobre la eficiencia de la inyección de polímero. Para un proyecto piloto, el valor monetario de una inyección a altas concentraciones de polímero debe ser considerado. Se debe considerar el hecho de que a altas concentraciones requerirá presiones de inyección más altas y probablemente generen menor inyectividad.
- **Efecto de la temperatura:** la temperatura y la viscosidad están fuertemente ligadas y son inversamente proporcionales, debido a que a medida que la temperatura aumenta, la viscosidad disminuye. Este efecto conlleva a que el polímero no puede ser sometido a altas temperaturas ya que empieza su degradación térmica. Cuando la temperatura aumenta, la actividad de las moléculas y cadenas del polímero es mayor haciendo que la fricción entre las moléculas se aumente. Por lo tanto, la resistencia al flujo es menor y la viscosidad disminuye, provocando un efecto contrario al que se quiere cuando se utiliza un polímero. Con base en lo anterior, en la literatura se recomienda utilizar inyección de polímero a temperaturas menores a 250°F.
 - **Efecto de Velocidad de Inyección (Shear Rate):** una molécula de polímero hidrosoluble que se desplaza con su fluido solvente está sometida a esfuerzos de cizallamiento al pasar de un radio mayor a uno menor, ej.: cañoneos, gargantas de poro, etc. Este efecto puede producir la ruptura de la cadena polimérica, resultando en una degradación del polímero y una disminución de su efecto en la viscosidad. Generalmente, una solución de polímero se comporta como un fluido pseudoplástico.

Muchos fluidos de dilución por cizallamiento exhiben un comportamiento newtoniano a velocidades de inyección extremas, tanto bajas como altas. Para este tipo de fluidos, cuando la viscosidad aparente se representa frente a la velocidad de inyección, se puede ver una curva como la de la gráfica de la **Figura 7**; en donde se ve como la viscosidad se mantiene como un fluido newtoniano hasta determinada velocidad, sin embargo, después de cierta velocidad, se puede convertir en un fluido no newtoniano causando una reducción en la viscosidad por los efectos mencionados. Por tal motivo, las velocidades a la que es sometida una solución polimérica durante un proceso de inyección, deben ser monitoreadas para evitar la degradación mecánica del polímero.

Figura 7. Efecto de la Velocidad de Inyección en un fluido.



Fuente. Broadpulse Corporation. Disponible en: http://www.broadpulse.com/newtonian_and_non_Newtonian_fluid.htm; modificado por el autor.

Las regiones donde la viscosidad aparente es aproximadamente constante son conocidas como Regiones Newtonianas.

- **Efecto del peso molecular:** la eficacia de una inyección de polímero se ve afectada significativamente por el peso molecular del mismo. Polímeros con peso molecular alto, proporcionan una mayor viscosidad lo que conduce a una recuperación mejorada más eficiente. Un polímero de bajo peso molecular puede ser defloculante, mientras que un polímero de alto peso molecular del mismo tipo puede ser floculante.

Ahora bien, el volumen poroso inaccesible (IPV por sus siglas en inglés Inaccessible Pore Volume) se da cuando los tamaños moleculares de los polímeros son más grandes que las gargantas porales de un medio poroso,

causando que las moléculas de polímero no puedan fluir a través de dichos poros. Ese efecto debe ser evitado una vez se selecciona el peso molecular del polímero, ya que altos VPI conllevan a bajos factores de recobro de petróleo.

- **Efecto del pH:** se sabe que el pH conlleva a la hidrólisis, por lo tanto, la viscosidad es dependiente del pH. El pH aumenta inicialmente cuando se añade álcali a una solución polimérica. Por tal motivo, un proceso de inyección de polímero debe ser evaluado cuidadosamente en ambientes de alto pH.

2.3 INYECCIÓN DE SURFACTANTE

Un surfactante o tensoactivo se define como una sustancia química, generalmente orgánica, que se adsorbe preferiblemente en una interfase, disminuyendo la tensión interfacial (IFT por sus siglas en inglés Interfacial Tension), entre dos fluidos, que para este caso son el petróleo y el agua. Sus moléculas poseen un grupo polar hidrofílico, soluble en agua y uno lipofílico solubles en aceite. El término surfactante, abarca una multitud de materiales que funcionan como emulsionantes, dispersantes, modificadores de mojabilidad, espumantes y antiespumantes.

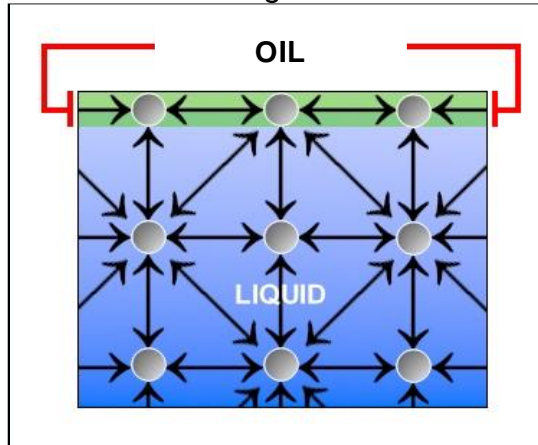
Según París de Ferrer²⁶, el principal objetivo de estos compuestos es recobrar el petróleo residual en el yacimiento, que está entre un 20 y 40% del volumen poroso (VP). Para entender el principio físico del funcionamiento de un surfactante en la reducción del petróleo residual se deben introducir términos como la IFT y el Número Capilar (N_c).

El proceso de inyección del surfactante consiste en desplazar el petróleo atrapado en los poros del reservorio para que este se haga móvil y pueda ser desplazado por el fluido inyectado. El éxito de la reducción de la IFT en una inyección de surfactantes está fuertemente ligado a la salinidad del sistema, de modo que el agua de inyección debe tener una determinada salinidad antes de inyectar la solución de surfactante.

- **Tensión Interfacial (IFT):** se define como la fuerza de atracción que aplican dos fluidos inmiscibles sobre el borde o perímetro de la interfase que los separa. Las moléculas de la interfase entre dos líquidos inmiscibles están sometidas a fuerzas de magnitudes diferentes a las que están en las moléculas del centro de cada uno de los líquidos como se puede apreciar en la **Figura 8**. Gracias a la IFT, existen los contactos en un yacimiento.

²⁶ PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo: Astro Dala, 2001, p. 316

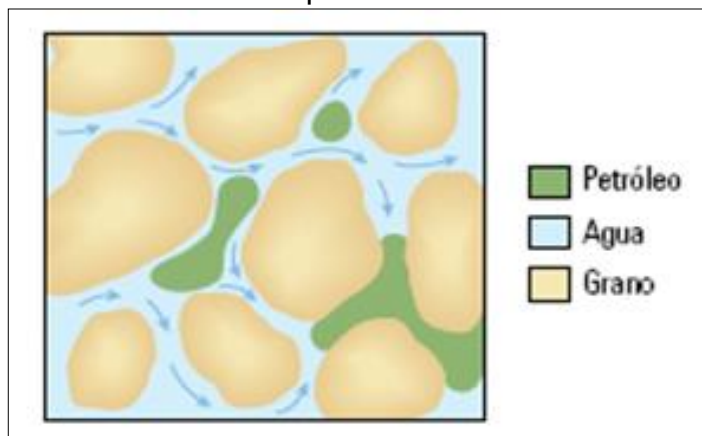
Figura 8. Interfase entre petróleo y agua.



Fuente. Information on Surface and Interfacial Tension. Disponible en: <http://www.ramehart.com/surface_tension.htm>; modificado por el autor.

En los procesos de inyección de agua maduros, esta tensión es tan alta que no permite que el petróleo sea desplazado hacia los pozos productores y se quede atrapado en el yacimiento tal como se ve en la **Figura 9**. En 1969, tras realizar una serie de experimentos, J.J. Taber encontró que a condiciones de yacimiento la forma más práctica de reducir el petróleo residual era disminuyendo la IFT y es por eso que se usa el surfactante como una sustancia química en un recobro mejorado. Estos agentes tensoactivos reducen la tensión interfacial entre el petróleo y el agua en un rango de 20-30 dinas/cm a 1×10^{-3} dinas/cm. Las variables identificadas como importantes para lograr reducir la IFT en un sistema agua/petróleo/surfactante/electrolito son: el peso molecular promedio del sistema, la distribución del peso molecular del surfactante, su estructura molecular, concentración de surfactante, concentración y tipo de electrolitos, peso molecular promedio y estructura de la fase aceite, y la temperatura.

Figura 9. Gotas de petróleo atrapada en el medio poroso.



Fuente. AL-MJENI, Rifaat et al. ¿Llegó el momento para la tecnología EOR?, Oilfield Review. 2011, p. 20; modificado por el autor.

Las variables que afectan el comportamiento de fases de la inyección de surfactante se clasifican en tres grupos:

- ❖ Variables de formulación: son los factores relacionados con los componentes del sistema de la estructura del surfactante, el número de carbono de aceite, salinidad, y el tipo y la concentración de alcohol.
- ❖ Variables externas: temperatura y presión.
- ❖ Variables de dos posiciones: concentración de surfactante e índice de agua/aceite.
- **Número Capilar (N_c):** de acuerdo con Schlumberger²⁷, se define como la relación entre las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares. Para un líquido que fluye, si $N_c \gg 1$, entonces las fuerzas viscosas predominan sobre las fuerzas capilares; por otra parte, si $N_c \ll 1$, entonces las fuerzas viscosas son despreciables comparadas con las fuerzas capilares. Los números capilares son usualmente grandes para flujos de alta velocidad y bajos para flujos de baja velocidad; así, generalmente para flujos a través de poros en el yacimiento $N_c \cong 10^{-6}$ y para flujos en tuberías de producción $N_c \cong 1$. El N_c se describe en la **Ecuación 2**, como:

²⁷ SCHLUMBERGER. Op. Cit.

Ecuación 2. Número Capilar (N_c).

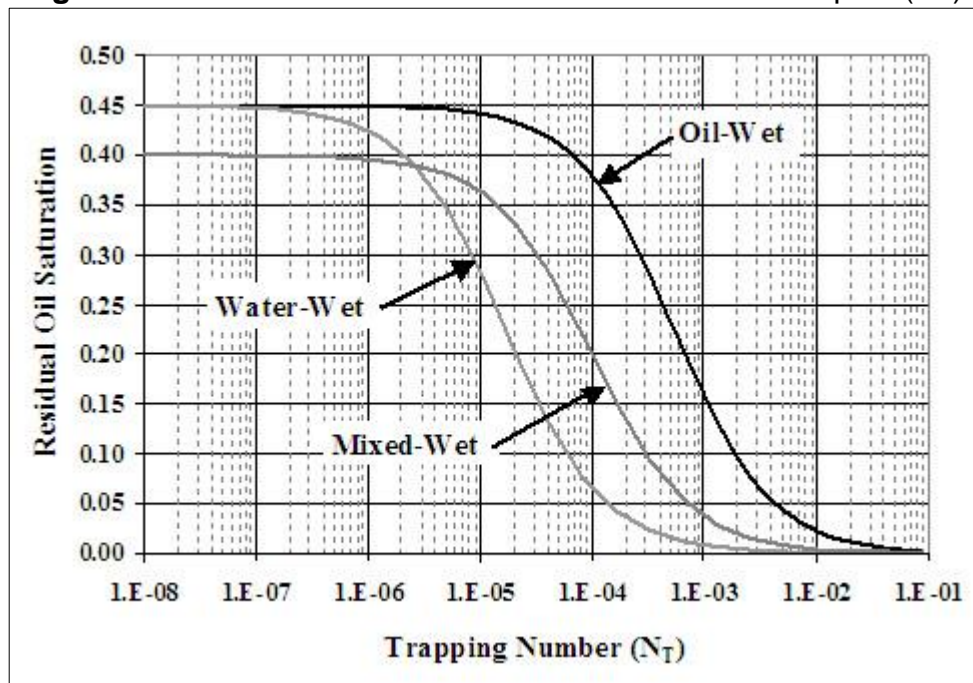
$$N_c = \frac{F_v}{F_c} = \frac{v\mu}{\sigma}$$

Fuente. SHENG, James J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Burlington: Elsevier, 2011 p. 293

Donde F_v y F_c son fuerzas viscosas y capilares, respectivamente; v es la velocidad intersticial del fluido desplazante; μ es la viscosidad del fluido desplazante; y σ es la tensión interfacial entre la fase desplazante y la desplazada.

En 1974, George L. Stegemeier relacionó la saturación de petróleo residual con el Número Capilar. En la gráfica de la **Figura 10**, se muestra la conclusión del trabajo de Stegemeier, donde se puede observar como a medida que el N_c (en la figura llamado como Trapping Number (N_T)) aumenta, la S_{or} disminuye. Por tal motivo, el objetivo principal de la inyección de surfactante es reducir la tensión interfacial, aumentando el Número Capilar y reduciendo a su vez la saturación residual de petróleo. Sin embargo, para ser realmente efectivo, el surfactante debe reducir la IFT varios órdenes de magnitud, digamos de 30 dinas/cm a 10^{-3} dinas/cm con un surfactante eficiente y costo-efectivo.

Figura 10. Saturación de Aceite Residual vs. Número Capilar (N_c).



Fuente. Exploration and production technologies. Disponible en: <<http://www.netl.doe.gov/research/oil-and-gas/project-summaries/completed-ep-tech/de-fc26-04nt15529>>.

2.3.1 Clasificación de los Surfactantes. Los surfactantes pueden ser clasificados de acuerdo a la naturaleza iónica de su grupo principal, como: surfactantes aniónicos, no-iónicos, catiónicos y de ion híbrido o anfóteros. A continuación, se describe cada uno:

- **Surfactantes Aniónicos:** se disocian en un anión anfífilo y un catión, el cual es en general un metal alcalino o un amonio cuaternario. A esta clasificación pertenecen los detergentes sintéticos, los jabones, los agentes espumantes, los humectantes, los dispersantes, etc. Son los más utilizados en la industria debido a su bajo precio y resistencia a la retención. Los surfactantes aniónicos dan lugar a un ion cargado negativamente (de ahí su nombre aniónico) y un contraión cargado positivamente después de la disolución en agua. Estos son los surfactantes más comúnmente utilizados y más prometedores para los recobros químicos debido a su excelente rendimiento y baja adsorción en las rocas. Las partículas de arena por lo general llevan una carga neta negativa a las condiciones del yacimiento, lo que podría impedir la atracción de los surfactantes aniónicos. La carga superficial de las partículas de roca de carbonato depende de la composición de la salmuera y el pH. La adsorción de los surfactantes aniónicos en carbonatos, se puede reducir mediante el aumento de pH por encima de 8,5 para cambiar la carga superficial de positivo a negativo.
- **Surfactantes No-iónicos:** este tipo de tensoactivos en solución acuosa no forman enlaces iónicos, puesto que ellos poseen grupos hidrófilos del tipo alcohol, fenol, éter o amida. Estos surfactantes pueden tornarse relativamente hidrofílicos gracias a la presencia de una cadena poliéter del tipo polióxido de etileno. Son comúnmente utilizados para mejorar el comportamiento del sistema. Los surfactantes no-iónicos no se ionizan en una solución acuosa debido a que su grupo hidrófilo es de un tipo no disociable, como el alcohol, fenol, éter, éster o amida. Las ventajas de este tipo de surfactantes es que son por lo general se pueden mezclar fácilmente con otros tipos de surfactantes y son relativamente insensibles a la salinidad de la solución.
- **Surfactantes Catiónicos:** se disocian en solución acuosa en un catión orgánico anfífilo y un anión generalmente del tipo halogenuro. La gran mayoría de esta clasificación, son compuestos nitrogenados del tipo de sal amina grasa o de amonio cuaternario. La fabricación de estos compuestos es mucho más costosa que la de los anteriores por esta razón no se usan comúnmente, excepto cuando se necesitan para una aplicación en particular, por ejemplo cuando se necesitan sus propiedades bactericidas.
- **Surfactantes de Ion Híbrido o Anfótero:** provienen de la combinación dentro de una misma molécula de los caracteres aniónico y catiónico. Entre estos se encuentran los aminoácidos, las betaínas o los fosfolípidos. Algunos de ellos son insensibles al pH, otros son de tipo catiónico a pH ácido y de tipo aniónico a pH

alto. Este tipo de surfactante suele ser muy costoso al igual que los catiónicos, por eso su uso es para casos particulares.

Según Sheng²⁸, los surfactantes aniónicos son los más utilizados en los procesos químicos de EOR debido a que presentan relativamente baja adsorción sobre rocas de arenisca cuya carga superficial es negativa. Los surfactantes no iónicos sirven principalmente como co-surfactantes para mejorar el comportamiento de fase del sistema. A pesar de que son más tolerantes a sistemas de alta salinidad, su función para reducir IFT no es tan buena como la de los surfactantes aniónicos. Muy a menudo, una mezcla de surfactantes aniónicos y no iónicos se utiliza para aumentar la tolerancia a la salinidad. Los surfactantes catiónicos se pueden adsorber fuertemente en areniscas; por lo tanto, normalmente no se utilizan en reservorios de arenisca, pero pueden ser utilizados en rocas carbonatadas para cambiar su mojabilidad. Los tipos de surfactantes de ion híbrido o anfótero son tolerantes a la temperatura y salinidad, sin embargo son muy costosos.

Los surfactantes comúnmente utilizados en una inyección son los hidrocarburos sulfonatos. Estudios realizados para entender y controlar la acción de los sulfonatos han demostrado que existe una correlación entre la eficiencia de desplazamiento y su peso equivalente, que se define como la razón del peso molecular con el número de grupos de sulfonatos presentes en la molécula. Los sulfonatos con alto peso equivalente causan una gran reducción en la IFT, pero no son solubles en agua y son rápidamente adsorbidos. Para hacerlos solubles en agua, se deben mezclar con otros de bajo peso equivalente, con lo que se logra un equilibrio entre la solubilidad y la reacción de la IFT. Ahora bien, para evitar su rápida adsorción, se debe atacar añadiendo un tapón de compuestos minerales que evite la adsorción in situ del surfactante en el medio poroso.

En general, los surfactantes de sulfonato tienen una mayor disponibilidad y tolerancia a los iones divalentes, pero tienen un enlace éster y están sujetos a la hidrólisis a altas temperaturas y bajo pH. Por debajo de un pH = 8, pequeñas cantidades de calcio pueden causar una degradación severa. El grupo de óxido de propileno (PO) es más lipofílico, y el grupo de óxido de etileno (EO) es más hidrófilo. Los sulfonatos son estables a altas temperaturas, pero sensible a los iones divalentes.

El éxito de una inyección de surfactantes es controlado por múltiples factores, sin embargo para este proyecto se hace énfasis en dos factores: retención de surfactante y salinidad óptima que se describen a continuación.

2.3.2 Retención de Surfactante. Para tener una inyección de surfactante existosa, la retención del mismo debe ser minimizada. Asimismo, los surfactantes

²⁸ SHENG, James J. Op. Cit., p. 240

pueden ser retenidos a través de estos mecanismos: adsorción, precipitación y atrapamiento de fase.

La adsorción es el proceso por el cual un átomo o molécula de sustancia se adhiere en la superficie de un sólido o en la interfase entre dos fluidos. Es una propiedad de algunos sólidos y líquidos de atraer a un líquido o a un gas hacia sus superficies y es de tipo esencialmente bidimensional. La adsorción produce una disminución de la energía libre interfacial, para este caso entre la tensión interfacial ya que se trata de dos fluidos (agua y petróleo).

Según Salager²⁹, para el caso de los surfactantes, la adsorción de estos en superficies sólidas tiene numerosas aplicaciones. Al adsorberse un surfactante sobre superficies de roca, produce un cambio considerable en la mojabilidad de la superficie. Esta propiedad del surfactante ayuda a reducir la IFT entre el petróleo y el agua por medio la modificación de la mojabilidad, haciendo que el petróleo residual se desplace de una manera más sencilla hacia los pozos productores.

La adsorción de un surfactante sobre roca del yacimiento se puede determinar por ensayos estáticos y pruebas dinámicas de inyección en el laboratorio.

Debido a la diferente mineralogía, la mayoría de las superficies sólidas, incluidas las rocas del yacimiento, se cargan. Mientras que el sílice se puede cargar negativamente, la calcita, dolomita y arcilla pueden tener carga positiva en sus superficies a pH neutro. La causa más importante de la retención de los surfactantes es a menudo la interacción eléctrica entre la superficie sólida cargada positivamente y los iones del surfactante.

La cantidad de surfactante adsorbido depende del carácter surfactante (tipo de surfactante y la estructura de la cadena), las propiedades de las rocas (carga superficial), pH, potencial de iones en solución y la salinidad. El pH puede alterar la carga de la superficie para cambiar la cantidad de adsorción.

Otro mecanismo es el atrapamiento de fase que es una forma de retención que se ve fuertemente afectada por el comportamiento de fase. Los surfactantes pueden existir en la fase de aceite y la fase de aceite podría estar atrapada como aceite residual.

A su vez, la retención por precipitación es causada por la presencia de cationes divalentes.

2.3.3 Microemulsiones (ME). Son un tipo de emulsión termodinámicamente estable consistente de una mezcla de petróleo, agua y surfactante. A diferencia de una emulsión simple formada bajo cizallamiento, una microemulsión es un estado

²⁹ SALAGER, Jean-Louis. Adsorción y mojabilidad. Mérida: Universidad de los Andes, 1998 p. 6

de energía mínimo. No requiere una entrada de energía hacia el sistema para formarse, sino que se forma espontáneamente. Las ME son típicamente soluciones claras, con un diámetro de gota de aproximadamente 100 nanómetros o menos.

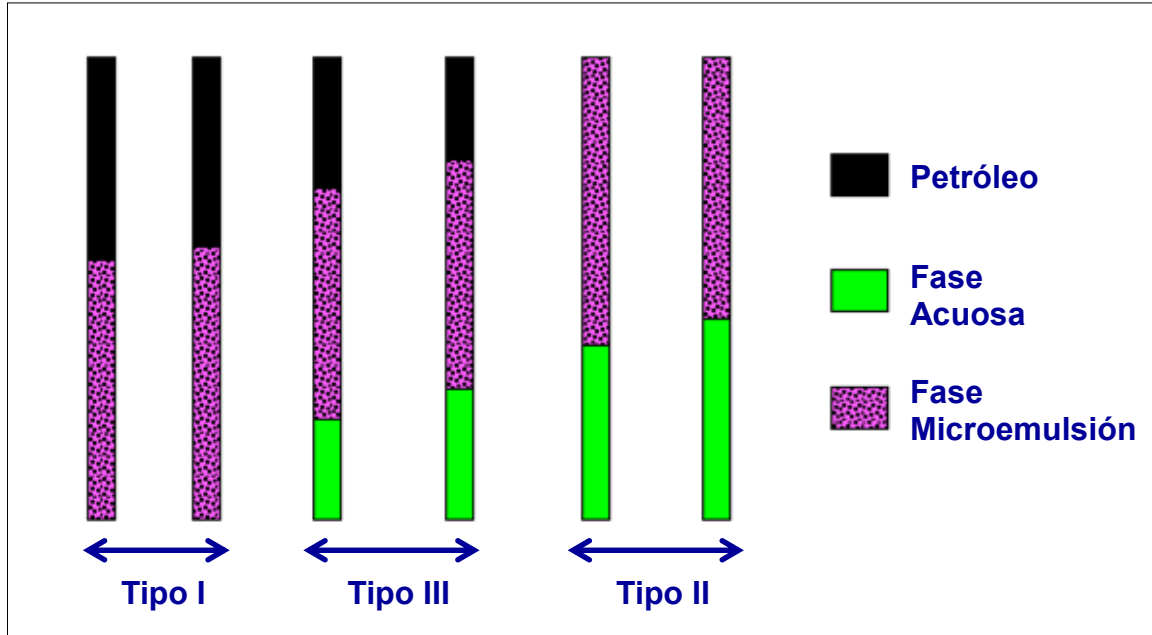
Según Salager et al³⁰, contrariamente a las macroemulsiones, las microemulsiones son generalmente poco viscosas, además presentan tensiones interfaciales muy bajas. Gracias a estas características pueden usarse a baja concentración de surfactante para formar un sistema trifásico (ME-agua-aceite) como bache de desplazamiento en un proceso EOR.

El comportamiento de fase de una solución de surfactante se encuentra fuertemente afectado por la salinidad del sistema. En general, el aumento de la salinidad de la salmuera disminuye la solubilidad del surfactante aniónico en la misma. El surfactante es expulsado de la salmuera a medida que la concentración de electrolito aumenta.

La **Figura 11** muestra que a medida que aumenta la salinidad, el surfactante se mueve de la fase acuosa a la fase oleica. A una salinidad baja, un surfactante típico presenta una buena solubilidad en fase acuosa. La fase de aceite, entonces, está esencialmente libre de agente surfactante.

³⁰ SALAGER, Jean-Louis, et al. Microemulsiones para la recuperación mejorada de crudo y limpieza de pozos. Mérida: Universidad de los Andes, 2009, p. 1

Figura 11. Tipos de microemulsiones.



Fuente. POPE, Gary. Overview of Chemical EOR. The University of Texas at Austin. Austin: 2007, p. 37; modificado por el autor.

El sistema tiene dos fases: una fase de exceso de aceite y una fase de ME de agua. Debido a que la ME es la fase acuosa y es más densa que la fase de aceite, esta reside por debajo de la fase de aceite y se llama una ME de fase inferior o Winsor I. A una alta salinidad, el sistema se separa en una ME de aceite externa y una fase de exceso de agua. En este caso, la ME se llama una ME de fase superior o Winsor II. En un rango intermedio de salinidades, el sistema puede tener tres fases: el exceso de aceite, microemulsión, y el exceso de agua, y se conoce como Winsor III. Es en este punto donde se alcanza la mínima IFT y por ende se denomina salinidad óptima.

Una microemulsión puede mejorar la eficiencia de barrido mucho más debido a que tiene una viscosidad mucho más alta en comparación al agua. Dos o tres fases existen en equilibrio dependiendo de la salinidad de la fase acuosa. Estas fases o sistemas se denominan Winsor I, II y III y se describen a continuación.

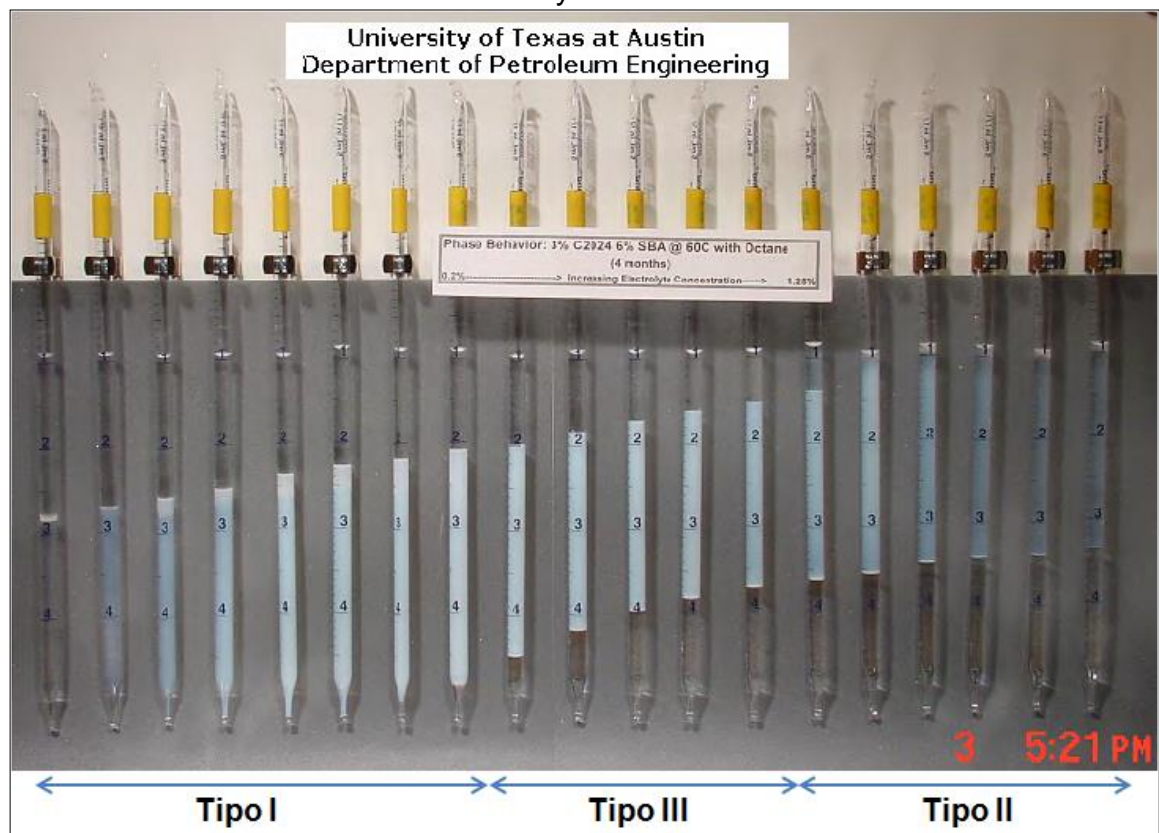
- **Winsor Tipo I, II y III.** Es una de las clasificaciones más comunes de microemulsiones y se divide en tres tipos generales de equilibrio de fases:
- ❖ Tipo I o Tipo II(-): este sistema existe en sistemas de baja salinidad. En él, dos fases coexisten, que son: un exceso de aceite, una salmuera y una ME de agua que contiene un poco de aceite solubilizado. A esta salinidad, el surfactante es preferentemente soluble en agua y se forman ME de aceite en agua (o/w). La

fase acuosa rica en surfactante coexiste con la fase de aceite, donde el surfactante sólo está presente como monómeros en pequeñas concentraciones.

- ❖ Tipo II o Tipo II(+): este sistema existe en sistemas de alta salinidad. En él, coexisten dos fases que involucran una fase de agua y otra de ME de aceite. El surfactante se encuentra principalmente en la fase de aceite. La fase de aceite es rica en surfactante coexiste con la fase acuosa pobre en surfactante. En este sistema, se forman ME de agua en aceite (w/o).
- ❖ Tipo III: en este tipo de sistema, existen tres fases entre los dos límites de salinidad. La fase del medio rica en surfactante coexiste con la fase con exceso de agua y la fase de aceite pobre en surfactante.

La **Figura 12**, representa los tipos de sistemas Winsor a nivel laboratorio.

Figura 12. Representación a nivel laboratorio de los Sistemas Winsor Tipo I, II y III.



Fuente. UNIVERSITY OF TEXAS AT AUSTIN; modificado por el autor.

Para garantizar un efectivo funcionamiento del surfactante, es necesario llegar a un sistema de microemulsión Winsor Tipo III en equilibrio; sin embargo, eso conlleva a que se debe buscar la salinidad óptima con el fin de asegurar buenos resultados.

A veces, es casi imposible de medir la IFT entre la microemulsión y la fase en exceso. Mediante la observación del comportamiento de fase y las mediciones de las tasas de solubilización, es mucho más simple y más rápido estimar la IFT de un sistema de aceite/agua/microemulsión.

El parámetro de solubilización V_o/V_s se define como la tasa volumétrica de aceite solubilizado a surfactante, y V_w/V_s es el agua a surfactante en la fase de microemulsión.

En 1979, Chung Huh derivó una relación teórica entre la tasa de solubilización y la IFT. Su teoría predice que la IFT varía con el cuadrado inverso de la relación de solubilización. De este modo, Huh creó una ecuación utilizada para estimar el valor de IFT de una solución. A continuación, la **Ecuación 3** presenta la ecuación creada por Huh para la estimación de la IFT.

Ecuación 3. Ecuación de Huh.

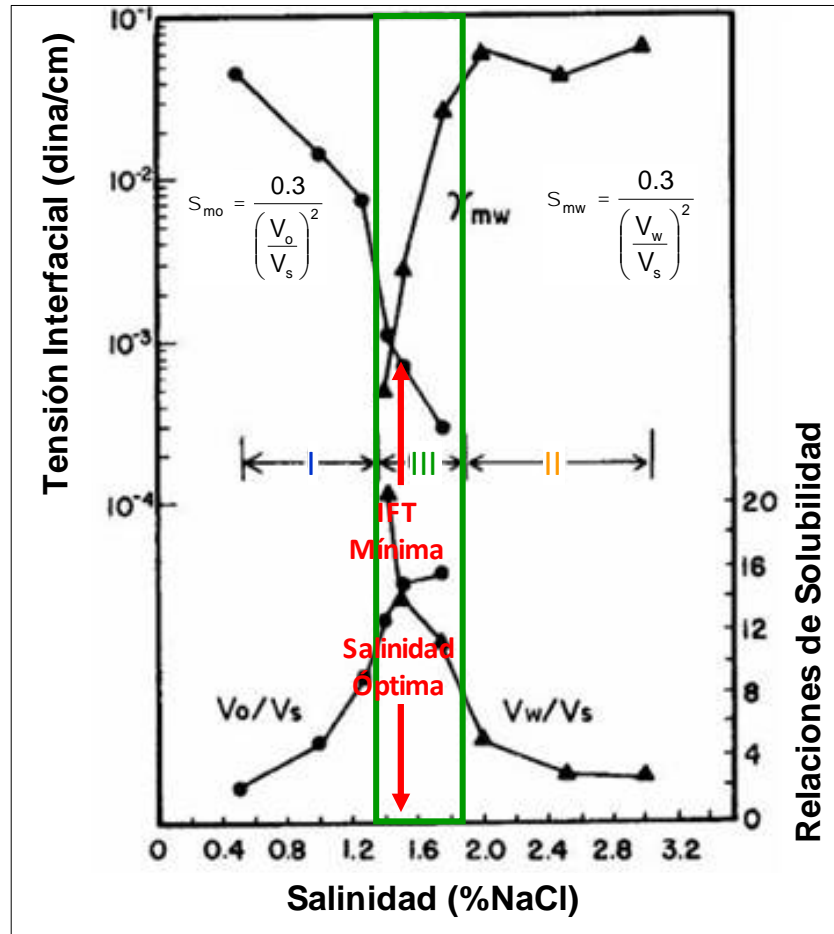
$$\sigma = \frac{C}{(V_i/V_s)^2}$$

Fuente. SHENG, James J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Burlington: Elsevier, 2011 p. 287, modificado por el autor.

Donde C es una constante cuyo valor es aproximadamente 0.3, V_i es el volumen del agua o petróleo y V_s es el volumen de surfactante.

El objetivo de este proyecto de recobro mejorado químico, es estar en Tipo III, porque como se ve en la **Figura 13**, es en ese punto donde se alcanza la menor IFT, conllevando a un mayor N_c y este a una menor saturación de aceite reducido.

Figura 13. Correlación de Huh para la IFT.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC; modificado por el autor.

- **Salinidad Óptima:** Se define como la salinidad en la cual se alcanza la menor IFT. Esta depende de la composición del surfactante utilizado, propiedades del crudo y otras variables de yacimiento. El gradiente de salinidad óptimo depende de cómo la salinidad óptima cambia con la concentración del surfactante.

El cambio en la salinidad óptima es una consecuencia de iones divalentes que interactúan con el surfactante o de los pseudocomponentes de un surfactante particionados en diferentes proporciones.

Muchos estudios han revelado que salinidades bajas pueden traer muchos beneficios, como una menor retención del surfactante además de incrementar el poder viscosificante del polímero.

2.3.4 Cosolventes en una inyección de surfactante. Un cosolvente es una sustancia química utilizada en pequeñas cantidades para mejorar la efectividad de

un solvente primario en un proceso químico. Los cosolventes, que son normalmente alcoholes de bajo peso molecular, se utilizan con frecuencia en procesos de surfactantes. En muchos sistemas de surfactantes, especialmente a condiciones de altas cantidades de surfactante o bajas temperaturas, se pueden observar cristales líquidos de alta viscosidad, emulsiones y geles.

Estas fases con grandes viscosidades serán atrapadas en el medio poroso, de modo que los surfactantes no pueden propagarse en los reservorios. La razón más importante para el uso de alcoholes es para inhibir la formación de esas fases de alta viscosidad, además, la salinidad óptima también se puede ajustar por el alcohol. El tipo y la concentración de alcoholes cambian las salinidades óptimas. El alcohol puede eliminar la incompatibilidad entre el polímero y el surfactante. Además, la presencia de un alcohol ayuda a reducir el tiempo de coalescencia de una emulsión.

Sin embargo, la adición de alcoholes en el proceso de surfactante también tiene efectos negativos significativos. Los alcoholes elevan la IFT mínima, así como disminuyen las proporciones de solubilización. Este efecto incremental de la IFT por el alcohol es perjudicial para la recuperación de petróleo residual debido a que la reducción de la IFT es el principal mecanismo de una inyección de surfactante.

La adición de alcohol también aumenta los costos y hace el proceso de inyección de surfactante más complicado. Sin embargo, a una concentración adecuada de cosolvente, este puede ayudar de manera radical a la estabilidad de una viscosidad baja, haciendo más eficiente una inyección de surfactante.

2.4 INYECCIÓN SURFACTANTE-POLÍMERO (SP)

Este es uno de los procesos que involucra químicos que cambien ciertas propiedades de los fluidos y el yacimiento para una mejor extracción del petróleo que se encuentra atrapado por fuerzas capilares en el reservorio. En este método, se inyecta primero un tapón de solución de surfactante con el fin de reducir la IFT entre el petróleo y el agua. Este proceso se ve afectado por la pérdida excesiva del frente del tapón de surfactante que se va desgastando poco a poco y va reduciendo su tamaño; este fenómeno se debe a que es adsorbido por la formación. Para evitar reducir al máximo esta pérdida, se inyecta un tapón de polímero con el fin de aumentar la viscosidad de la fase acuosa, darle estabilidad al proceso y mejorar la movilidad de los fluidos. Finalmente se empuja el polímero con un tapón de agua.

Este método de recobro puede no resultar efectivo debido a que se pierde mucha solución surfactante, por ende dinero; así que por eso se considera la adición de una solución alcalina que contribuya a la mejora del proceso y de la extracción del petróleo residual. En la siguiente sección, se describe el proceso de inyección de álcali hasta llegar a la combinación de los tres métodos que es el objetivo de este proyecto.

2.5 INYECCIÓN DE ÁLCALI

Un álcali se define como una solución acuosa que tiene más iones hidroxilo (OH^-) que iones hidrógeno (H^+) y pH mayor que 7. Las soluciones acuosas alcalinas reaccionan químicamente con el resto de los productos alcalinos que son adicionados al agua de inyección. La inyección de álcali consiste en inyectar una solución acuosa con un contenido determinado de álcali para lograr un pH entre 8 y 10; a medida que los álcalis reaccionan con los ácidos del petróleo, se producen in situ sales de sodio que son surfactantes en la interfase petróleo-agua, que reducen la tensión interfacial y movilizan el petróleo residual de la formación, además de modificar la mojabilidad de la roca, produciendo una mojabilidad al aceite que tiende a aumentar la permeabilidad relativa de esta a baja saturación porque promueve la continuidad de dicha fase.

Las características de los álcalis son:

- Soluciones caústicas.
- Jabonosas.
- Poseen propiedades de surfactante.
- Susceptibles a modificar la mojabilidad de la roca y tensión interfacial.

Para tener una inyección de álcali costo-efectiva, se requiere que el crudo contenga ácidos suficientes para reducir significativamente la IFT y así reducir la saturación residual del mismo. Adicionalmente, la concentración de divalentes en el agua de inyección y en los minerales de la roca debe ser baja para evitar alta retención del álcali en el medio poroso.

2.5.1 Número Ácido. Es una medida del potencial de un crudo para formar surfactantes con el álcali, está dada por el número ácido (a veces llamado índice de acidez total o TAN). Esta es la masa de hidróxido de potasio (KOH) en miligramos que se requiere para neutralizar un gramo de petróleo crudo. Por lo general, el número ácido determinado por valoración de la fase no acuosa se utiliza para estimar la cantidad de jabón. Sin embargo, los ácidos de cadena corta, que también reaccionan con álcali, pueden que no se comporten como surfactante porque son demasiado hidrófilos. Además, los compuestos fenólicos y porfirinas en crudo consumen el álcali y no cambian las propiedades interfaciales como el surfactante. El TAN determinado por valoración de fase no acuosa no distingue los ácidos que pueden generar jabones naturales ni aquellos que pueden consumir el álcali sin producir surfactante.

Según Sheng³¹, números ácidos mayores que 1.0, se consideran generalmente altos, de 0.3 a 1 son intermedios, y de 0,1 a 0,25 son bajos. En el caso de una

³¹ SHENG, James J., Op. Cit., p. 405

inyección ASP, el número ácido mínimo es de 0,3 mg KOH/g para que se pueda generar un jabón natural efectivamente. Este número aumenta en crudos pesados. Cuando se conoce el número ácido de un petróleo crudo, se puede estimar la cantidad de jabón se puede generar. Basándose en que el número ácido (AN) es la cantidad de hidróxido de potasio en miligramos que se necesita para neutralizar los ácidos en un gramo de petróleo, la concentración de jabón, C_{soap} , en meq/mL se calcula en la **Ecuación 4**.

Ecuación 4. Concentración de Jabón.

$$C_{soap} = \frac{(AN)\rho_o}{(MW)_{KOH}(WOR)}$$

Fuente. SHENG, James J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Burlington: Elsevier, 2011 p. 405

Donde $(MW)_{KOH}$ es la peso molecular de KOH; ρ_o es la densidad del petróleo en g/ml; WOR es la relación agua/petróleo en las pruebas de pipeta de laboratorio, y es la relación de saturación de agua a saturación de petróleo, Sw/So .

2.5.2 Generación in situ de surfactantes naturales. En las inyecciones alcalinas, el álcali inyectado reacciona con los componentes saponificables del petróleo crudo que se halla en el yacimiento. Estos componentes saponificables se describen como ácidos derivados del petróleo (ácidos nafténicos). Los ácidos nafténicos son una mezcla inespecífica de varios ciclopentilo y ciclohexilo con ácidos carboxílicos peso molecular de 120 a más de 700. Cuando el álcali es introducido al petróleo con un alto contenido de estos ácidos, se forman jabones naturales in situ debido a la reacción entre estos. La cantidad de surfactante in situ que puede ser generado para un volumen definido de petróleo, es determinado por el número ácido de este.

2.6 INYECCIÓN DE ÁLCALI-SURFACTANTE-POLÍMERO (ASP)

Este tipo de inyección es una extensión de la inyección Surfactante-Polímero (SP) adicionando álcali a la solución inyectante. Sus mecanismos de desplazamiento son por consiguiente, la combinación de los procesos individuales. Esta es una forma de recobro mejorado del petróleo que implica el uso de componentes químicos para reducir la saturación de petróleo residual de un yacimiento.

De acuerdo con Sheng³², la mezcla del álcali, surfactante y polímero tiene como fin de generar una reducción de los fenómenos causantes del atrapamiento del petróleo y mejorar la relación de movilidad agua-aceite. Debido a la sinergia de estos tres componentes, el ASP se ha convertido en el enfoque mundial en la recuperación química mejorada de petróleo.

Este tipo de inyección está diseñado para ser utilizado después de un recobro con inyección de agua; la combinación de sus componentes tiene la función de modificar las propiedades del agua inyectada y los fluidos presentes en el yacimiento.

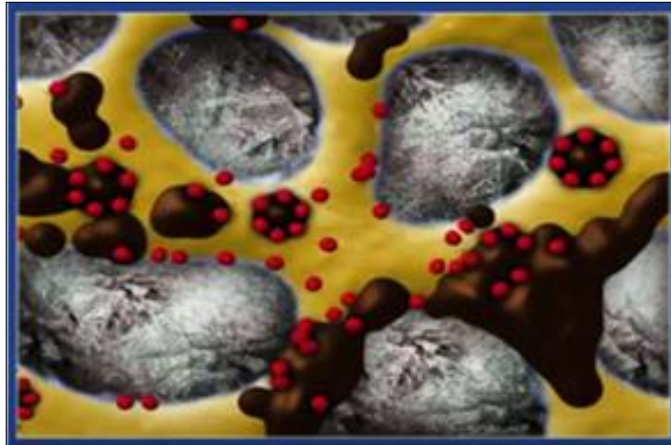
Como se mencionó anteriormente, la interacción entre los componentes alcalinos y los ácidos del crudo produce componentes activos capaces de disminuir la tensión interfacial entre las fases. Este se basa en una reacción química entre productos alcalinos tales como carbonato de sodio (Na_2CO_3) o hidróxido de sodio (NaOH) y ácidos orgánicos en el petróleo crudo para producir surfactantes naturales, los cuales reducen la IFT. Además, la adición de álcali aumenta el pH y disminuye la adsorción del surfactante debido a que cambia la carga eléctrica de la roca, de modo que a muy bajas concentraciones de surfactante se pueden reducir costos. Esto reduce la cantidad de surfactante adicional que debe ser añadido a la solución inyectada.

Un tapón de ASP contiene:

- Un surfactante (o más de uno) que movilice el petróleo residual mediante la mejora de la eficiencia de barrido microscópico alterando las interacciones roca/fluidos tales como: la tensión interfacial aceite-agua, humectabilidad de la roca y las permeabilidades relativas. En la **Figura 14** se puede visualizar cómo el surfactante (de color amarillo) reduce la IFT entre el aceite y el agua, permitiendo así que las gotas de aceite y la ME (de color rojo) que se encuentran separadas se unan formando un filamento continuo de petróleo facilitando su flujo hacia los pozos productores.

³² SHENG, James. A Comprehensive Review of Alkaline-Surfactant-Polymer (ASP) Flooding. En: Society of Petroleum Engineers (SPE) [base de datos en línea] (19 – 25 de abril de 2013) p. 1 Disponible en OnePetro

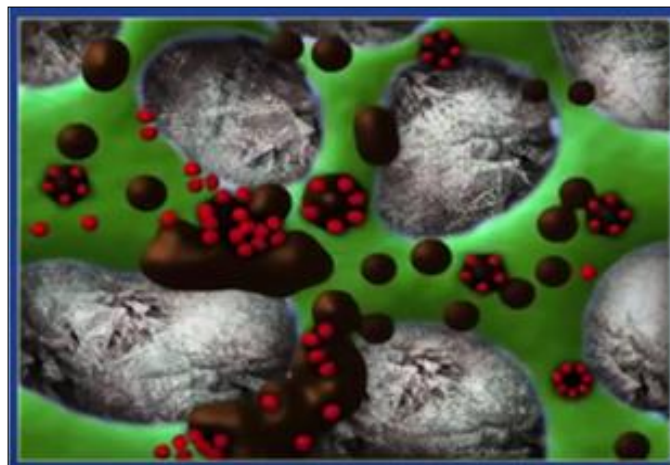
Figura 14. Acción del surfactante en una inyección de ASP.



Fuente. SALYM PETROLEUM. ASP Technology. 2014. Video disponible en internet: <https://www.youtube.com/watch?v=6lxK9KDYk_0>; modificado por el autor.

- Un álcali para reducir la adsorción del surfactante sobre la roca del yacimiento cambiando la carga eléctrica de la misma. Si el aceite tiene un moderado o alto número de acidez total (TAN), el álcali también reaccionará con el aceite para generar surfactantes derivados del petróleo in situ. En la **Figura 15** se puede observar que el álcali (de color verde) cambia la carga eléctrica de la roca haciendo que el aceite se desprenda y se pueda movilizar.

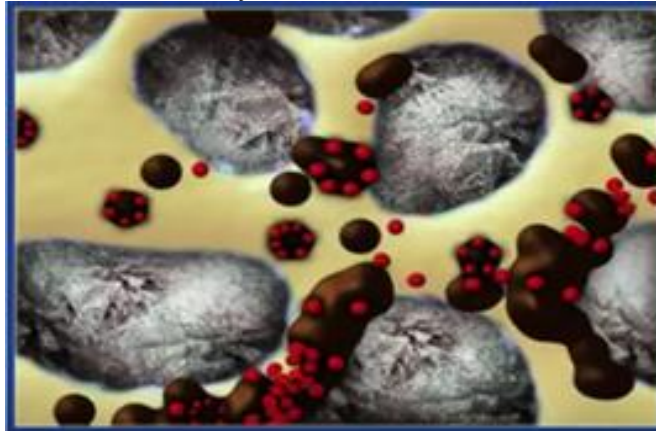
Figura 15. Acción del álcali en una inyección de ASP.



Fuente. SALYM PETROLEUM. ASP Technology. 2014. Video disponible en internet: <https://www.youtube.com/watch?v=6lxK9KDYk_0>; modificado por el autor.

- Un polímero para aumentar la viscosidad del agua, lo que reduce la relación de movilidad y mejora la eficiencia de barrido. En la **Figura 16** se puede observar que el polímero (de color beige) desplaza los glóbulos de aceite que se han juntado hacia los pozos productores.

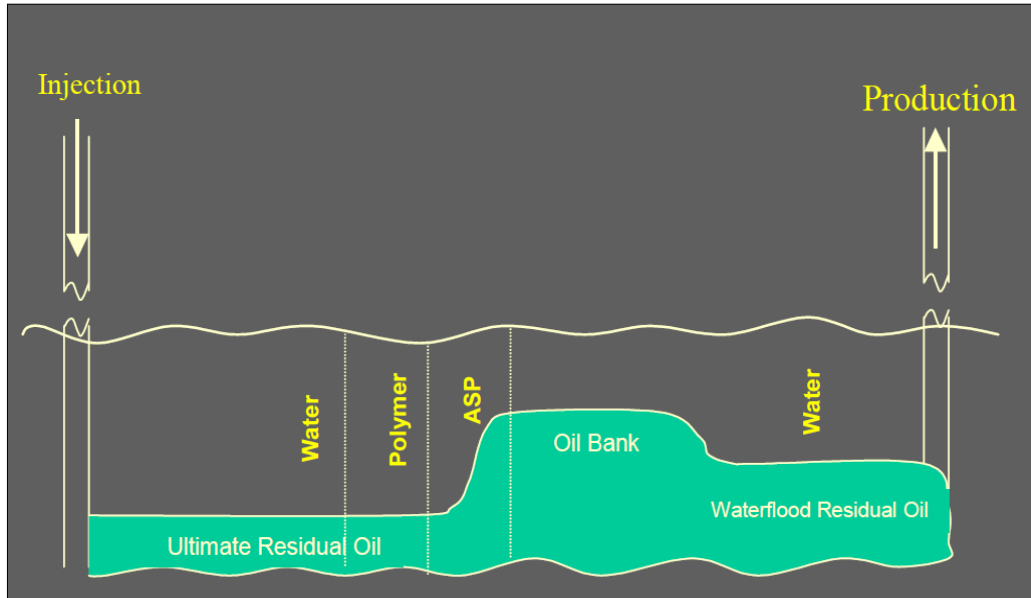
Figura 16. Acción del polímero en una inyección de ASP.



Fuente. SALYM PETROLEUM. ASP Technology. 2014. Video disponible en internet: <https://www.youtube.com/watch?v=6lxK9KDYk_0>; modificado por el autor.

La unión de las funciones de los tres componentes, maximiza el efecto que tiene cada uno para mejorar recuperación del petróleo residual. En la **Figura 17**, se puede apreciar en qué consiste el proceso de inyección de ASP, que involucra la inyección de la mezcla de ASP, más un tapón de polímero seguido por uno de agua, con el fin de aumentar el factor de recobro de petróleo del yacimiento.

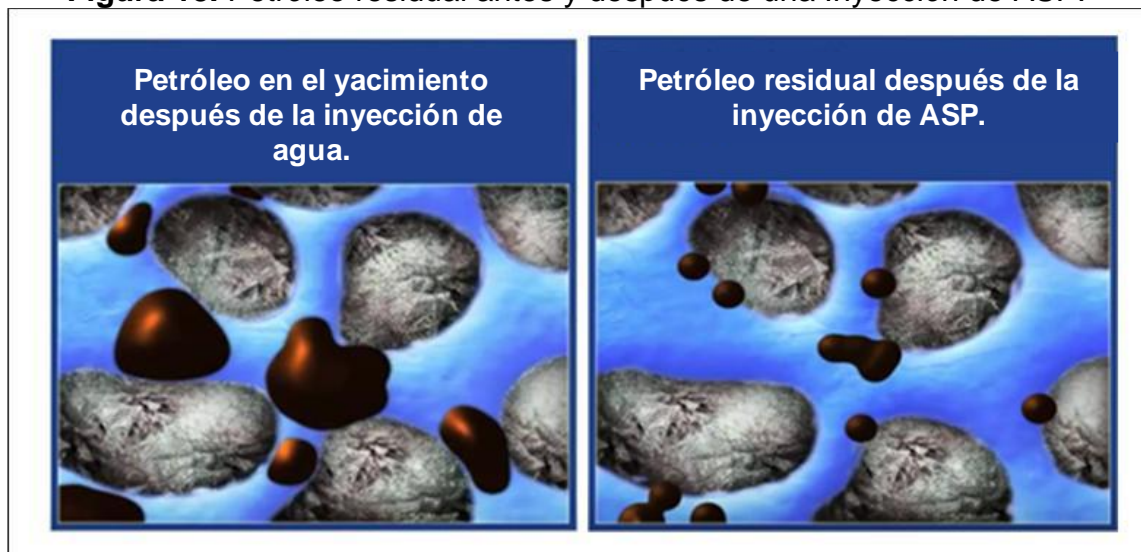
Figura 17. Esquema del proceso de inyección de ASP.



Fuente. CHAREST, Marc. Alkaline-Surfactant-Polymer (ASP) Flooding in Alberta. Canadian Discovery Digest. 2013, p. 25

Después de una inyección de ASP sigue quedando aceite residual en el yacimiento. Sin embargo, esa proporción de aceite es mucho menor a la existente antes del ASP. En la **Figura 18** se puede ver el antes y el después de la saturación de aceite en un yacimiento luego de una inyección de agua y de ASP.

Figura 18. Petróleo residual antes y después de una Inyección de ASP.



Fuente. SALYM PETROLEUM. ASP Technology. 2014. Video disponible en internet:<https://www.youtube.com/watch?v=6lxK9KDYk_0>; modificado por el autor.

3. DESCRIPCIÓN DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO PARA EL ANÁLISIS DE UNA INYECCIÓN DE ÁLCALI-SURFACTANTE-POLÍMERO (ASP)

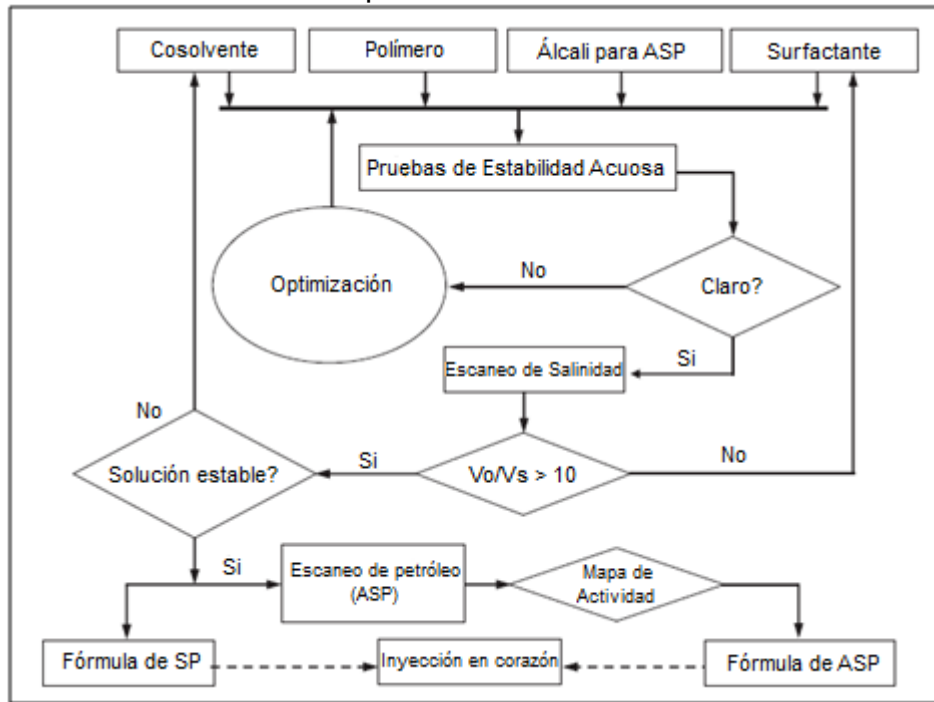
Con el fin de encontrar la formulación de Álcali-Surfactante-Polímero (ASP) más adecuada para el Campo La Cira-Infantas, se hicieron pruebas de laboratorio en las instalaciones de la Universidad de Texas en Austin, EEUU.

Dichas pruebas se dividieron en dos, que son: pruebas de comportamiento de fase y pruebas de desplazamiento en corazones de yacimiento, y son fundamentales para la determinación de la viabilidad técnica de un proceso de recobro químico ASP en un yacimiento petrolero, por ende son descritas a continuación.

3.1 PRUEBAS DE COMPORTAMIENTO DE FASE

Las Pruebas de Comportamiento de Fase, también conocidas como Phase Behavior Tests, se llevan a cabo en pipetas, por lo que también son conocidas como Pruebas de Pipetas. Se componen de tres pruebas que son: Estabilidad Acuosa (Aqueous Stability Test), Escaneo de la Salinidad (Salinity Scan) y Escaneo de Petróleo (Oil Scan). El principal objetivo de las pruebas de Comportamiento de Fase es encontrar la fórmula química óptima para los fluidos de yacimiento que se estudian. Un diagrama de flujo típico de las pruebas de Comportamiento de Fase se muestra en la **Figura 19**.

Figura 19. Diagrama de flujo típico de las pruebas de comportamiento de fase.



Fuente. SHENG, James J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Burlington: Elsevier, 2011, p. 248; modificado por el autor.

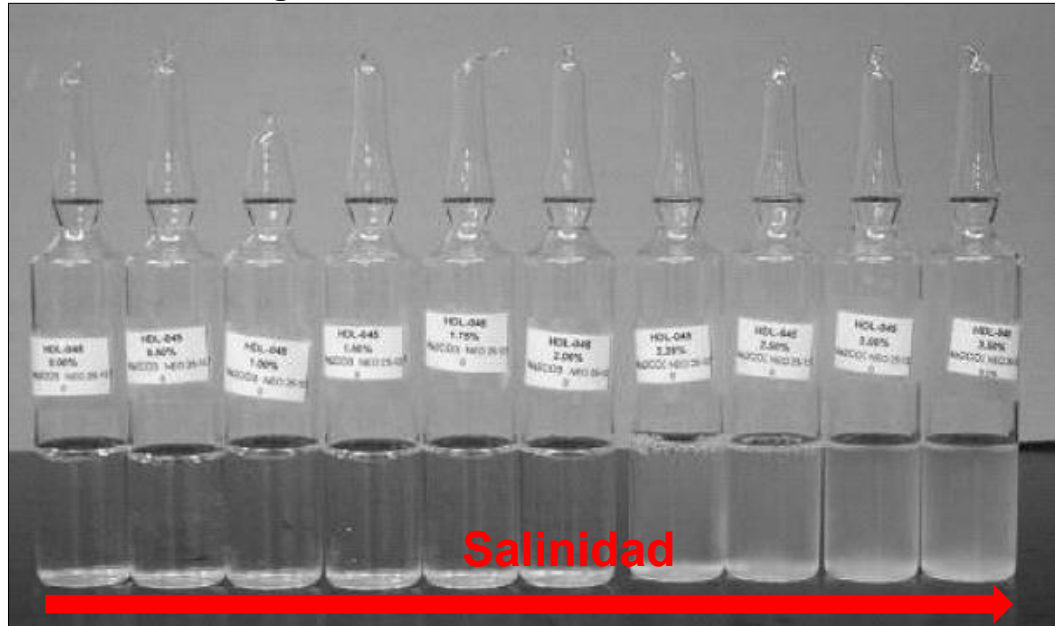
A continuación, se describen las pruebas que componen las pruebas de Comportamiento de Fases.

3.1.1 Estabilidad Acuosa (Aqueous Stability). La inyección de una solución de una sola fase es importante para evitar la formación de precipitados, cristales líquidos, o una segunda fase líquida que pueda conducir a la distribución no uniforme de las sustancias inyectadas y el transporte no uniforme debido al atrapamiento de alguna de las fases o a diferentes movilidades de las fases coexistentes. Cuando se añade polímero para aumentar la viscosidad de la sustancia a inyectar, es esencial prevenir la separación de la solución en fases ricas en polímero y ricas en surfactante. La separación también pueden generar fases muy viscosas que son desfavorables para el proceso debido a que pueden generar pérdidas de inyectividad o retrasan el transporte del bache de ASP en el medio poroso. Por lo tanto, primero se debe comprobar si la solución acuosa es transparente sin añadir petróleo. Esta debe ser transparente a la misma salinidad o superior de la solución que se quiere inyectar.

Si la solución es transparente a la salinidad requerida, cualquier problema mencionado anteriormente no ocurrirá en el yacimiento porque la solución será más estable después de la mezcla con el aceite in situ. Si la solución es turbia o aparece

alguna precipitación, los productos químicos se deben volver a seleccionar. Generalmente, el límite de salinidad en un ensayo de estabilidad acuosa está cerca de la salinidad óptima de la microemulsión. La **Figura 20** muestra un ejemplo de un ensayo de estabilidad acuosa, donde es visible que la salinidad aumenta de izquierda a derecha de a 0.25 %wt y se puede observar que la salinidad es estable hasta un valor de 2.25 %wt cuando la solución se vuelve inestable y se torna turbia.

Figura 20. Prueba de Estabilidad Acuosa.

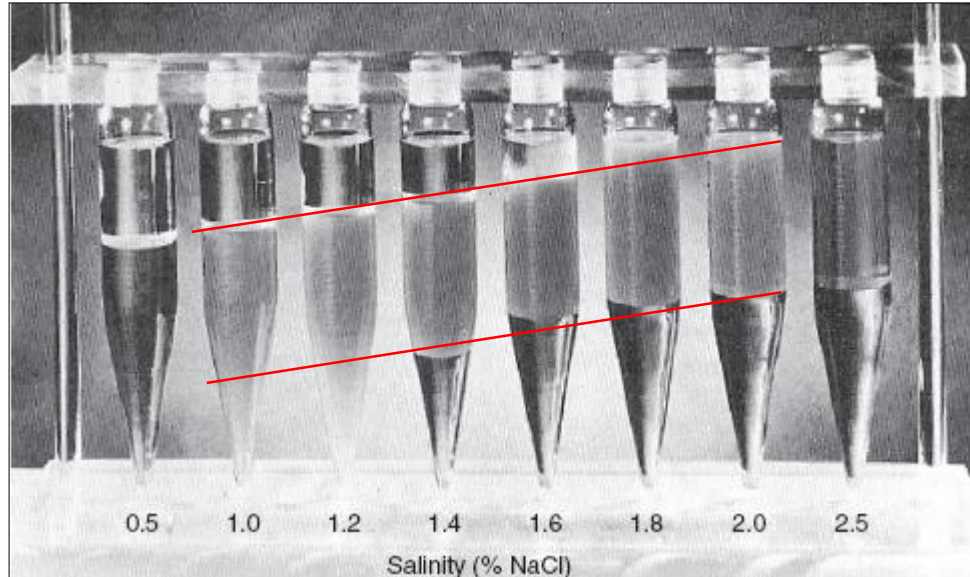


Fuente. SHENG, James J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Burlington: Elsevier, 2011, p. 249; modificado por el autor.

3.1.2 Escaneo de Salinidad (Salinity Scan). Si la solución pasa la prueba de Estabilidad Acuosa, se añade el petróleo del yacimiento en ella y se cambia la salinidad. En este tipo de pruebas la temperatura, las concentraciones de surfactante, de cosolvente y la Relación Agua-Petróleo (RAP) son fijas, mientras que la concentración para el electrolito se varía entre varios tubos de ensayo. La presión se toma como un efecto menor, y es generalmente la atmosférica.

Como se mencionó en el Capítulo 2, los cambios de la Microemulsión entre los Tipo I, III y II se dan a medida que aumenta la salinidad. Generalmente, la RAP en esta prueba generalmente es 1 u otro valor fijo. En la **Figura 21** se puede ver una prueba de Escaneo de Salinidad real; en ella se puede visualizar que evidentemente el aumento de la salinidad provoca que la fase de la microemulsión cambie de Tipo I a Tipo III y finalmente al Tipo II. Las líneas rojas, resaltan los límites de la ME durante el experimento.

Figura 21. Prueba de Escaneo de Salinidad.



Fuente. SHENG, James J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Burlington: Elsevier, 2011, p. 252; modificado por el autor.

Para llegar a la IFT requerida para aumentar el Número Capilar (N_c) y movilizar el petróleo residual, la relación de la solubilización de aceite (V_o/V_s) debe ser superior a 10. Si la V_o/V_s es demasiado baja, se debe seleccionar otro surfactante y repetir las pruebas de comportamiento de fase.

En la prueba de Escaneo de Salinidad, hay dos métodos para cambiar la salinidad. Uno de ellos consiste en fijar una concentración de sal y cambiarla concentración alcalina porque el álcali también puede funcionar para ajustarla salinidad. Otro método consiste en fijar una concentración alcalina y cambiarla concentración de sal. El efecto negativo de alta concentración alcalina es que puede reducir la viscosidad del polímero y posiblemente otros efectos negativos alcalinos tales como problemas de precipitación de escamas y generación de emulsiones.

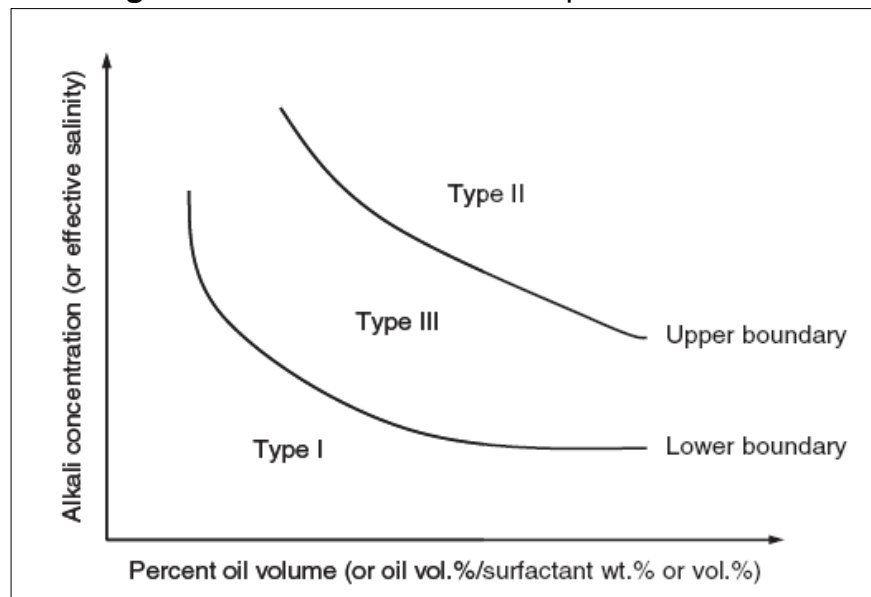
3.1.3 Escaneo de Petróleo (Oil Scan). Para esta prueba, se fija las concentraciones de todos los químicos y se cambia únicamente el RAP. El Escaneo de Petróleo se utiliza para generar un mapa de actividad.

3.1.4 Mapa de Actividad. El propósito de un mapa de actividad es mostrar en qué rango de concentraciones se encuentra un sistema y cómo funciona una inyección de productos químicos. Para un yacimiento dado donde la temperatura, la composición del petróleo crudo, y la saturación de aceite residual son fijos, cinco tipos de variables están bajo nuestro control: tipos de álcalis, concentraciones de álcalis, tipos de surfactantes, concentraciones de surfactantes y la salinidad. Una variable importante que no está bajo nuestro control directo es el tipo y la cantidad

de ácidos en el petróleo que se convertirán en surfactante natural cuando esté en contacto con los álcalis. En otras palabras, para generar un mapa de actividad, tenemos que conocer la cantidad de surfactante natural que puede generarse. Debido a que la concentración de álcali típicamente es mucho mayor que la requerida para convertir todos los ácidos del petróleo en jabón, se calcula la concentración de surfactante natural en el petróleo (meq/L) aproximadamente desde el índice de acidez y el peso del aceite en el tubo de ensayo, aunque tal estimación generalmente no es correcta. En el Mapa de Actividad, se identifica el rango de salinidad en la que debe estar el proceso de inyección para garantizar la baja IFT (Tipo III) y así movilizar el petróleo residual. En la gráfica de la **Figura 22**, se observa, que a medida que la saturación de petróleo disminuye se requiere mayor salinidad para obtener una ME Tipo III, ya que la concentración de los ácidos en el crudo disminuyen haciendo necesario mayor cantidad de electrolitos, para generar bajas IFT.

En un proceso de inyección ASP, se recomienda tener un gradiente de salinidad negativo, lo que significa que la salinidad del bache de ASP del polímero y del pos-flujo deben estar en orden descendente. Según algunos estudios, la mejor recuperación de petróleo para una cantidad dada de surfactante ocurría cuando una salinidad mayor a la salinidad óptima existía aguas abajo del bache y una salinidad menor a la salinidad óptima existía aguas arriba del bache (en el bache de polímero).

Figura 22. Variaciones de un Mapa de Actividad.



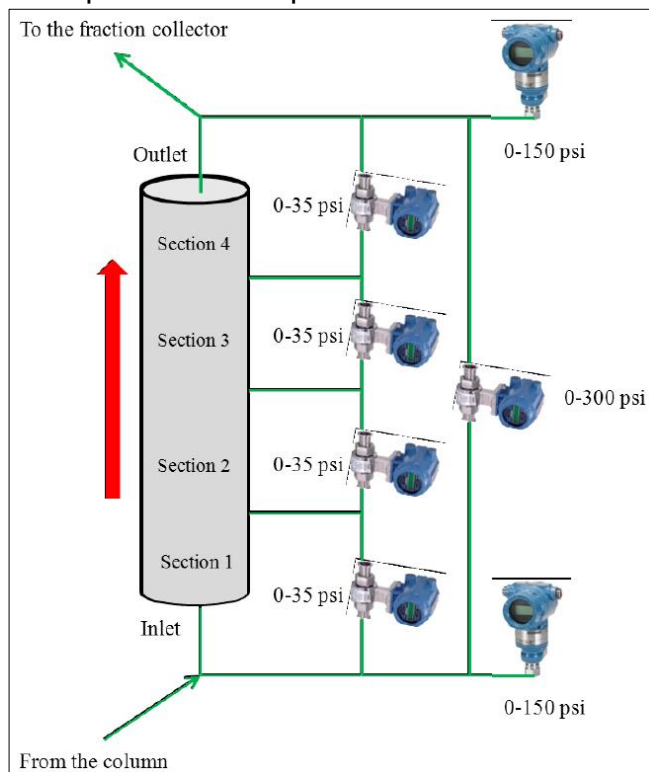
Fuente. SHENG, James J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Burlington: Elsevier, 2011, p. 479

3.2 PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO EN CORAZONES DE YACIMIENTO

Para estas pruebas, se extraen las formulaciones de ASP optimizadas, resultantes de los estudios de Comportamiento de Fase para probar su eficiencia en el desplazamiento de aceite residual en los núcleos de yacimiento. Las formulaciones de ASP, fueron probadas en los núcleos de Berea antes de ser probado en los núcleos del yacimiento. Todo proceso de Desplazamiento en Tapones de Yacimiento, implica cuatro etapas sucesivas: Inyección de agua de formación, inyección de petróleo de yacimiento (condiciones originales de yacimiento), inyección de agua (pos-recobro secundario) e inyección química.

A continuación, la **Figura 23** representa un esquema de la configuración realizada para la prueba de Desplazamiento en Tapones de Yacimiento.

Figura 23. Esquema de configuración para una prueba de desplazamiento en corazón.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

3.2.1 Inyección de salmuera. Después de aplicarle una presión de sobrecarga, el corazón se seca usando una bomba de vacío y se satura con salmuera de la formación, luego se calienta durante una noche a la temperatura experimental.

Múltiples volúmenes porosos de agua de formación, son inyectados a través del núcleo a diversos caudales para medir la permeabilidad absoluta de la salmuera. Dicha permeabilidad, se utiliza como la permeabilidad de una sola fase para los cálculos de permeabilidad relativa.

El volumen en el sistema de flujo por lo general se resta para obtener una mejor estimación del volumen poroso. La salinidad en el tapón se restaura mediante el lavado con múltiples volúmenes de salmuera de menor salinidad. Esto es fundamental para establecer el equilibrio entre las arcillas y la salmuera antes de la inundación con petróleo.

3.2.2 Inyección de petróleo. El corazón es inundado con petróleo crudo filtrado después de la inyección de salmuera de formación. La inyección de aceite se realiza normalmente a una presión de inyección constante de 100 psi y la caída de presión es medida a lo largo del proceso. Las muestras de efluentes se recogen en buretas de 100 mL. La inyección continúa hasta que se observa una caída de presión en estado estable y el corte de aceite es 100%. La saturación de agua irreducible y la saturación de petróleo inicial (S_{oi}) se determinan a partir del balance del volumen. Posteriormente se pueden realizar más inyecciones de petróleo para eliminar cualquier volumen de agua móvil que exista en el medio poroso. En el caso del tapón de yacimiento, el núcleo es envejecido durante varios días dependiente de la temperatura, para garantizar condiciones originales de yacimiento, previo cualquier simulación de recobro asistido. A partir de la caída de presión constante, se estima la permeabilidad relativa del petróleo a saturación de agua irreducible ($K_{ro@Swirr}$).

3.2.3 Inyección de agua. El núcleo es inundado con agua de inyección a una velocidad de flujo de aproximadamente 5 pies/día hasta que el corte de agua sea 100% y se observa una caída de presión estable. Los efluentes de las inyecciones se recogen en buretas de 100 ml cada una. La permeabilidad relativa máxima del agua en presencia de aceite residual (S_{orw}) se mide con la caída de presión y dividiéndola con la permeabilidad absoluta definida en el primer proceso de la ...**Sección 3.2.1...** La saturación de petróleo residual (S_{orw}) se determina a partir de balance del volumen.

3.2.4 Inyección química. El diseño de la etapa de inyección química depende de las condiciones de yacimiento. El esquema de inyección por lo general involucra un bache de ASP seguido de un bache de polímero (para proporcionar el control de la movilidad adecuado). La salinidad del bache de ASP, es por lo general la salinidad óptima requerida para lograr una tensión interfacial ultra-baja y movilizar el petróleo residual. La salinidad del bache de polímero debe ser menor y generar ME Tipo I con el fin de reducir la retención de la fase oleíca debido al atrapamiento.

3.3 PRUEBAS DE LABORATORIO PARA EL CAMPO LA CIRA-INFANTAS

Con el fin de determinar la mejor formulación de ASP para el Campo La Cira-Infantas, se realizaron las pruebas de laboratorio descritas anteriormente en las instalaciones de la Universidad de Texas en Austin, Estados Unidos.

En esta sección, se describen los procedimientos en el orden en que fueron realizados, teniendo en cuenta que se empiezan por las pruebas de Comportamiento de Fases y posteriormente se hacen las pruebas de Desplazamiento en Corazones de Yacimiento durante cada experimento.

3.3.1 Materiales. Para las pruebas descritas anteriormente, se tuvieron en cuenta principalmente los siguientes materiales: Crudos (LC-2343 y LC-2738), salmuera y corazones (Berea y yacimiento).

➤ **Crudo:** Para estas pruebas, se utilizaron dos muestras de crudo que se describen a continuación:

❖ **Crudo LC-2343:** Este fue el crudo más utilizado durante las pruebas de laboratorio. En la **Tabla 5** se muestran las características relevantes del crudo utilizado.

Tabla 5. Propiedades del Crudo 2343 utilizado para las pruebas de laboratorio para el Campo La Cira-Infantas.

Material	Propiedad	Símbolo	Unidad	Valor
Crudo LC 2343	Viscosidad aceite muerto	$\mu_{@100^{\circ}F}$	cP	37,3
	Número Ácido Total	TAN	$\frac{\text{mgKOH}}{\text{g}}$	1,18
	Viscosidad de aceite vivo	$\mu_{@113^{\circ}F}$	cP	11,4

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

Un TAN, mayor que 1,0 se considera generalmente alto; de 0,3 a 1 se considera intermedio; y de 0,1 a 0,25 es considerado bajo. Prácticamente, el TAN mínimo para generar jabón in situ en una inyección de ASP, es de $0,3 \frac{\text{mgKOH}}{\text{g}}$.

Con el propósito de obtener los resultados más realistas durante las pruebas de laboratorio, se utilizó un crudo muerto con adición de 18,7%wt de ciclohexano (C_6H_{12}) para simular al crudo vivo con contenido de gas disuelto en yacimiento.

- ❖ **Crudo LC-2738:** Este tipo de crudo, se utilizó para algunas de las pruebas realizadas, sin embargo, este fue descartado posteriormente. En la **Tabla 6** se muestran las características del crudo utilizado para las pruebas.

Tabla 6. Propiedades del Crudo 2738 utilizado para las pruebas de laboratorio para el Campo La Cira-Infantas.

Material	Propiedad	Símbolo	Unidad	Valor
Crudo LC 2738	Viscosidad aceite muerto	$\mu_{@100^{\circ}F}$	cP	32,3
	Número Ácido Total	TAN	$\frac{\text{mgKOH}}{\text{g}}$	0,84

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

- **Salmuera:** Las muestras de salmuera fueron tomadas del agua de descarga desde la estación de inyección más cercana a la zona donde se planea el proyecto piloto.

Se utilizaron dos salmueras diferentes, una para la inyección de agua únicamente y la otra para todo lo involucrado con la formulación de ASP. La salmuera producida, llamada SLCIPB, por sus siglas en inglés Synthetic La Cira Injected Produced Brine, es una salmuera dura por su alto contenido de Ca^+ y Mg^+ . En la **Tabla 7** se observa la composición química de la salmuera SLCIPB.

Tabla 7. Composición salmuera SLCIPB.

Ión	Concentración (ppm)
Na^+	3,188
Ca^{2+}	427
Cl^-	5,634
Mg^{2+}	126
Ba^{2+}	74
Sr^{2+}	32
HCO_3^-	793
K^+	60
TDS	10,334

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

La salmuera de inyección utilizada para el ASP, fue una versión de SLCIPB suavizada, llamada SSLCI, y se utilizó para el procedimiento de comportamiento

de fase del surfactante y para la inyección química. Dicha salmuera debe tener una dureza total (Ca^{2+} y Mg^{2+}) menor a 10 ppm; debido a que si estos iones llegan a interactuar, pueden ocurrir precipitaciones. En la **Tabla 8** se pueden visualizar los componentes de dicha salmuera, donde el calcio, magnesio, bario y estroncio fueron reemplazados por cantidades equivalentes de sodio, mientras que el bicarbonato se mantuvo. De la misma tabla se puede obtener que el valor de TDS de la salmuera fue de 10,404 ppm.

Tabla 8. Composición SSLCI.

Ión	Concentración (ppm)
Na^+	3,917
Cl^-	5,634
HCO_3^-	793
K^+	60
TDS	10,404

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

- **Corazones de yacimiento:** En esta sección, se describen las características y propiedades litológicas/mineralógicas de los corazones de yacimiento usados en las pruebas. Cabe mencionar que se hizo uso de dos tipos de corazones, uno sintético llamado Berea y uno natural tomado directamente del yacimiento. Las características y propiedades de ambos eran muy similares; sin embargo para las pruebas, los resultados con el corazón de yacimiento eran mucho más representativos que los de Berea, ya que arrojaban resultados mucho más realistas que permitían tener una idea concreta y auténtica de cómo sería el comportamiento de la formulación a nivel de campo. A continuación en la **Tabla 9**, se describirán únicamente las propiedades del corazón de yacimiento.

Tabla 9. Propiedades de los núcleos de yacimiento del Campo La Cira-Infantas.

Identificación del corazón	Profundidad	$\phi_{@725\text{ psi}}$	Pore Vol@725 psi	Densidad del grano
No.	ft	%	cm³	$\frac{g}{\text{cm}^3}$
17	1884,3	26	16,398	2,653
18	1885,5	28,3	17,768	2,656
20	1887	23,9	14,548	2,661
21	1888	27	16,225	2,664

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

Asimismo, en la **Tabla 10**, se pueden observar otras características generales de los corazones seleccionados para las pruebas.

Tabla 10. Características de los núcleos de yacimiento del Campo La Cira-Infantas.

Característica	Unidad de medida	Valor
Masa	g	591,6
Largo Total	cm	29,6
Diámetro	cm	3,7
Área Transversal	cm ²	10,8
Volumen Aparente	cm ³	319,3
Volumen de Poro	ml	69,9
Porosidad	%	22
Sección 1	cm	7,05
Sección 2	cm	7,73
Sección 3	cm	7,73
Sección 4	cm	7,05

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

De acuerdo con Sheng³³, debido a la compleja mineralogía de los yacimientos, el número de posibles reacciones con álcalis es grande. La elevada área superficial de las arcillas, hace que estos materiales jueguen un papel importante en el proceso de desplazamiento una solución alcalina. Cuando las arcillas están originalmente en equilibrio con el agua de formación y están en contacto con una solución alcalina, la superficie se intentará equilibrar con su nuevo ambiente, y los iones iniciarán un intercambio entre las superficies sólidas y la solución alcalina. Los iones presentes en las arcillas incluyen originalmente hidrógeno, y como el pH de la solución se incrementa, los iones de hidrógeno en la superficie reaccionan con iones hidróxido en la solución de la inyección, bajando el pH de la solución alcalina.

La siguiente es la composición mineralógica de los corazones de yacimiento. Es importante conocerla debido a que el álcali reacciona con las arcillas en el siguiente orden:

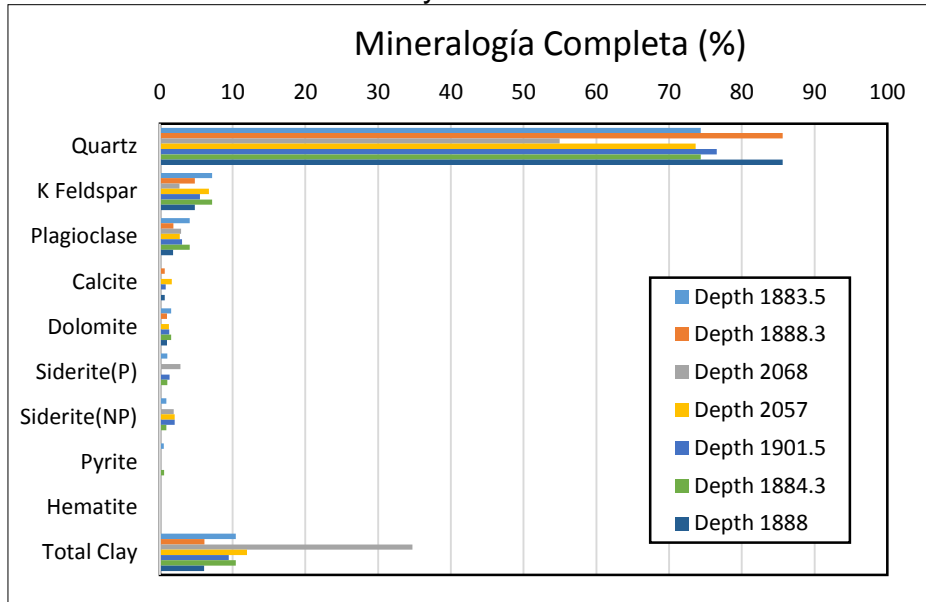
- La más alta para caolinita y yeso.
- Moderada para montmorillonita, illita, dolomita, y zeolita.
- Moderadamente baja de feldespato, clorito, y fino de cuarzo.
- Menor para arena de cuarzo.
- Insignificante para calcita.

A continuación, en la **Figura 24** se puede observar la composición mineralógica total de los corazones de yacimiento del Campo La Cira-Infantas. Vemos que el

³³ SHENG, James J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Burlington: Elsevier, 2011 p. 405

contenido de arcilla es en promedio del 10% de la mineralogía total, por lo que no se esperan efectos significativos sobre el desempeño de la inyección ASP.

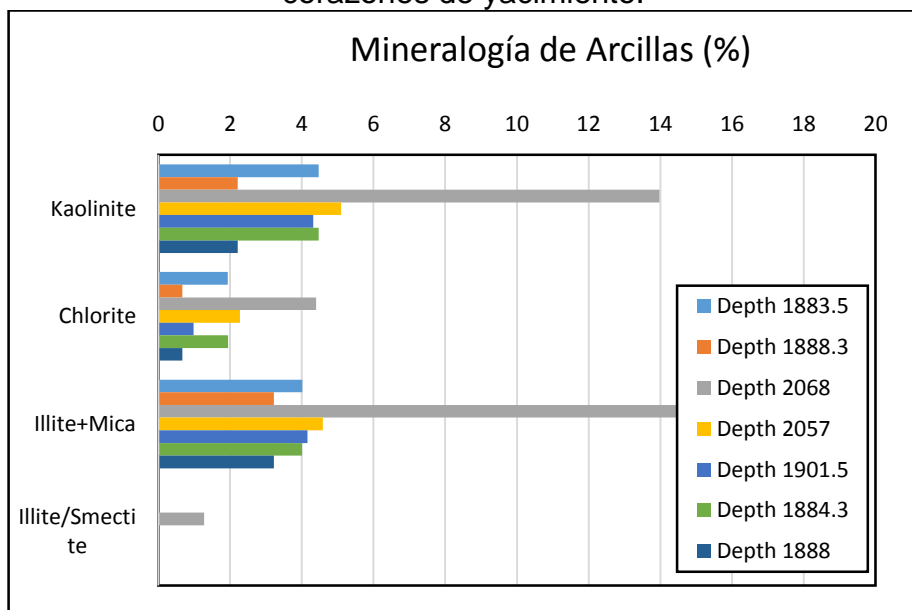
Figura 24. Composición mineralógica completa de los corazones de yacimiento.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC; modificado por el autor.

Un alto contenido de arcillas puede generar que el surfactante sea adsorbido y se retenga en la formación, además también puede generar precipitaciones del álcali contribuyendo a la formación de sarro en las tuberías generando graves problemas durante la inyección; es por esto la importancia de hacer un estudio más detallado del tipo de arcillas y su distribución en el núcleo de yacimiento con el fin de evitar estos inconvenientes. En la **Figura 25**, se puede identificar la composición mineralógica de arcillas de los núcleos utilizados para las pruebas de laboratorio, que se hizo con base al 10% obtenido anteriormente.

Figura 25. Composición mineralógica de arcillas de los corazones de yacimiento.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC; modificado por el autor.

- **Condiciones anaeróbicas en los corazones:** todos los depósitos de petróleo crudo, son ambientes anaeróbicos y estas condiciones deben ser simuladas en los experimentos de laboratorio. Las condiciones reductoras son creadas por la actividad bacteriana que consume el oxígeno, o por reacciones redox entre metales de transición y agentes reductores orgánicos en el petróleo crudo, tales como metano. Un estado redox se expresa en términos del potencial de oxidación/reducción, ORP por sus siglas en inglés Oxidation/Reduction Potential. ORP, es una medida de las actividades relativas de los iones oxidados y reducidos en un sistema redox. Es importante simular el sistema en condiciones anaeróbicas con el fin de garantizar un mejor desempeño del polímero, por eso es necesario añadir algún tipo de agente reductor en la formulación ya que el exceso de oxígeno degrada el polímero.

3.3.2 Control de movilidad. La viscosidad necesaria para un bache de ASP y un bache de polímero, se determinó mediante cálculos de movilidad de fluidos utilizando las permeabilidades relativas del crudo, las permeabilidades relativas del agua y las saturaciones de los fluidos residuales obtenidas a partir de los resultados de las inyecciones de petróleo y agua. La movilidad total de fluido y su inversa (viscosidad aparente), se calcularon en diferentes saturaciones de fluidos para determinar la viscosidad requerida, para obtener un control de movilidad adecuado durante la inyección. Para el caso del Campo La Cira-Infantas, la M_r está en un rango entre 6 a 9, lo que significa que el agua ya ha tomado caminos preferenciales y no alcanza a barrer zonas donde todavía hay S_{or} , por ende, el propósito de este

proyecto es alcanzar una M_r de al menos 1, donde se garantice que los fluidos inyectados alcancen más zonas del yacimiento.

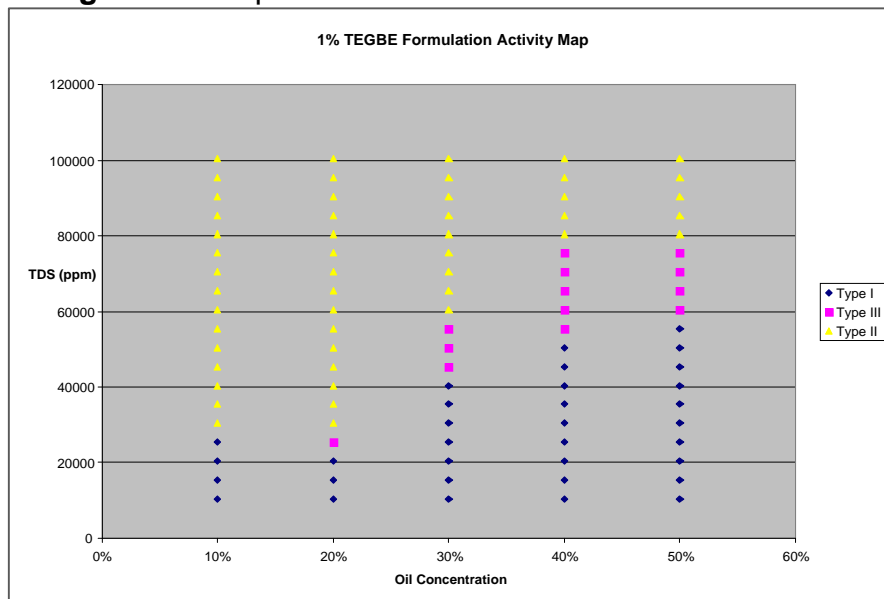
Durante este estudio, se quisieron probar diferentes métodos de recobro mejorado a través de químicos, de este modo fueron probadas formulaciones para Álcali-Colsolvente-Polímero (ACP) y Álcali-Surfactante-Polímero (ASP), comenzando por la primera que será descrita a continuación.

3.4 PRUEBA DE ÁLCALI-COLSOLVENTE-POLÍMERO (ACP)

En esta serie de pruebas, se utilizó Crudo LC-256; sin embargo, este crudo fue descartado para las siguientes debido a que presentaba una emulsión sumamente viscosa, difícil de romper y con una viscosidad aproximada de 300 cP, por ese motivo su descripción no es relevante para este proyecto.

3.4.1 Prueba ACP-1. Después de realizar la prueba de comportamiento de fases con la formulación de ACP, se realizó el mapa de actividad. Se sabe que el álcali reacciona con los ácidos del crudo formando una especie de surfactante natural haciendo así que baje la IFT y que la fase se encuentre en estado Tipo III. Sin embargo, a bajas saturaciones de crudo, no existen los suficientes ácidos que puedan reaccionar con el álcali y generar este fenómeno, por lo que el mapa de actividad de esta prueba tiene una pendiente positiva. Observando el perfil de la **Figura 26**, se puede anticipar que el desempeño de la formulación de ACP no va a ser tan buena como se desea, ya que la zona de ME Tipo III no es amplia y además ausente en concentraciones de crudo menores a 20%.

Figura 26. Mapa de Actividad de la formulación de ACP.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

Tras obtener una formulación de ACP, se probó dicha formulación en tapones de Berea. En la **Tabla 11**, se presentan las cocentraciones y químicos utilizados en esta etapa.

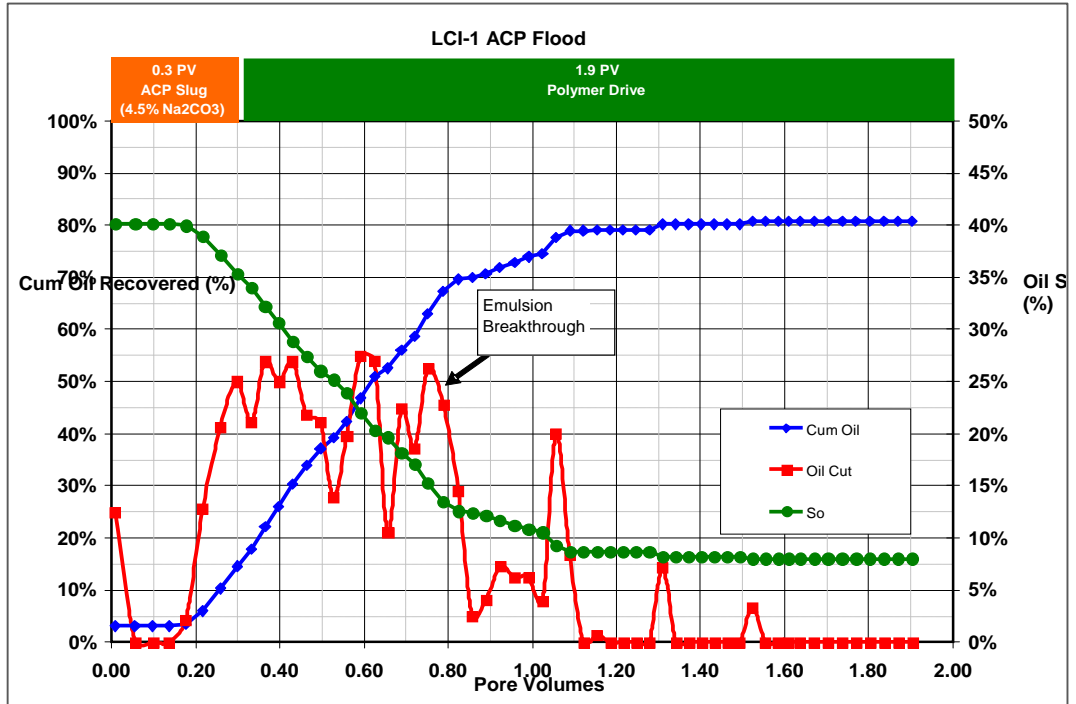
Tabla 11. Características de la inyección de ACP en Berea.

Especificaciones	Bache de ACP	Bache de Polímero #1
Polímero Flopaam 3330S	3.500 ppm	2.500 ppm
Cosolvente TEGBE	1 wt%	-
Álcali Na ₂ CO ₃	45.000 ppm	-
TDS	55.404 ppm	10.404 ppm
Viscosidad@55°C	27,5 cP	26,5 cP
PV Inyectada	0,3	1,7
Velocidad	1 $\frac{ft}{día}$	1 $\frac{ft}{día}$

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.; modificado por el autor.

Esta prueba, arrojó resultados muy favorables que se pueden evidenciar en el gráfico de Recobro de Petróleo de la **Figura 27**, donde es visible un amplio banco de petróleo y un recobro aproximado de 80%.

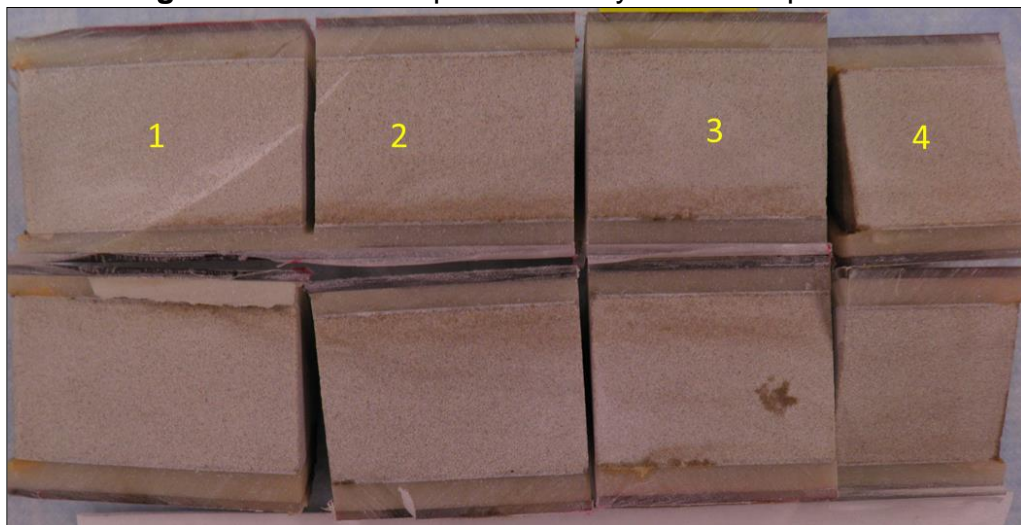
Figura 27. Recobro de petróleo de ACP para una muestra de Berea.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

A continuación, en la **Figura 28** se evidencia la baja saturación residual de petróleo en los tapones de Berea.

Figura 28. Berea después de la inyección de químicos.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

3.4.2 Prueba ACP-2. En la **Tabla 12**, se presenta la información relevante del proceso de inyección de ACP en el núcleo de yacimiento.

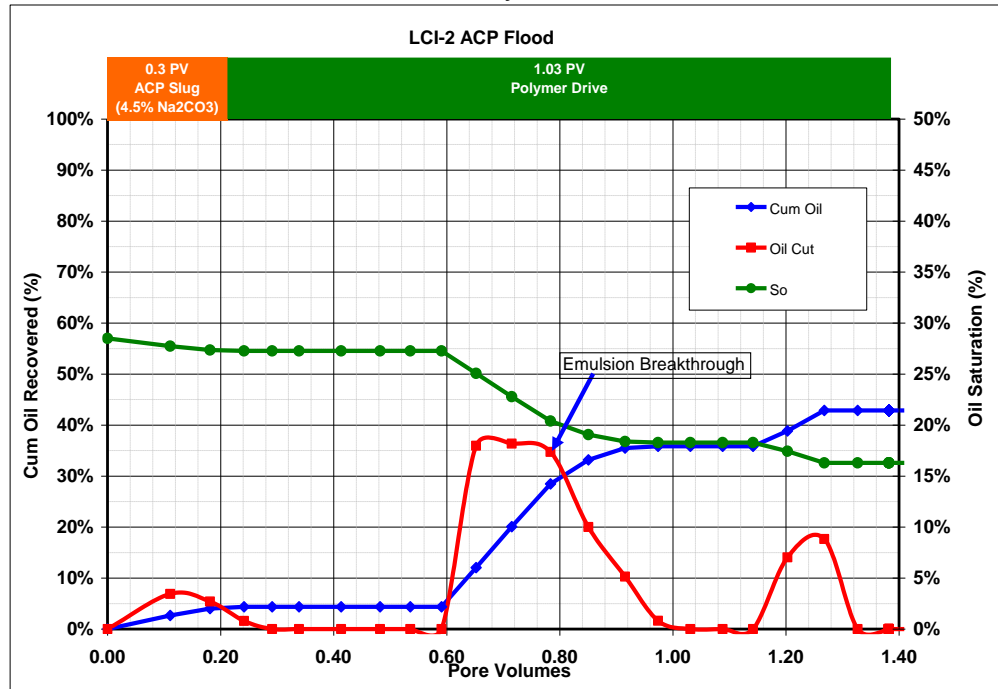
Tabla 12. Características de la inyección de ACP en núcleo de yacimiento.

Especificaciones	Bache de ACP	Empuje de Polímero #1
Polímero Flopaam 3330S	3.300 ppm	3.000 ppm
Cosolvente TEGBE	1 wt%	-
Álcali Na ₂ CO ₃	45.000 ppm	-
TDS	55.404 ppm	10.404 ppm
Viscosidad@55°C	23,4 cP	11,8 cP
PV Inyectada	0,3	1,7
Velocidad	$1 \frac{ft}{día}$	$1 \frac{ft}{día}$

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.; modificado por el autor.

Esta prueba sin embargo, no dio los resultados obtenidos en la prueba de desplazamiento de Berea, siendo visible en el gráfico de Recobro de Petróleo de la **Figura 29**.

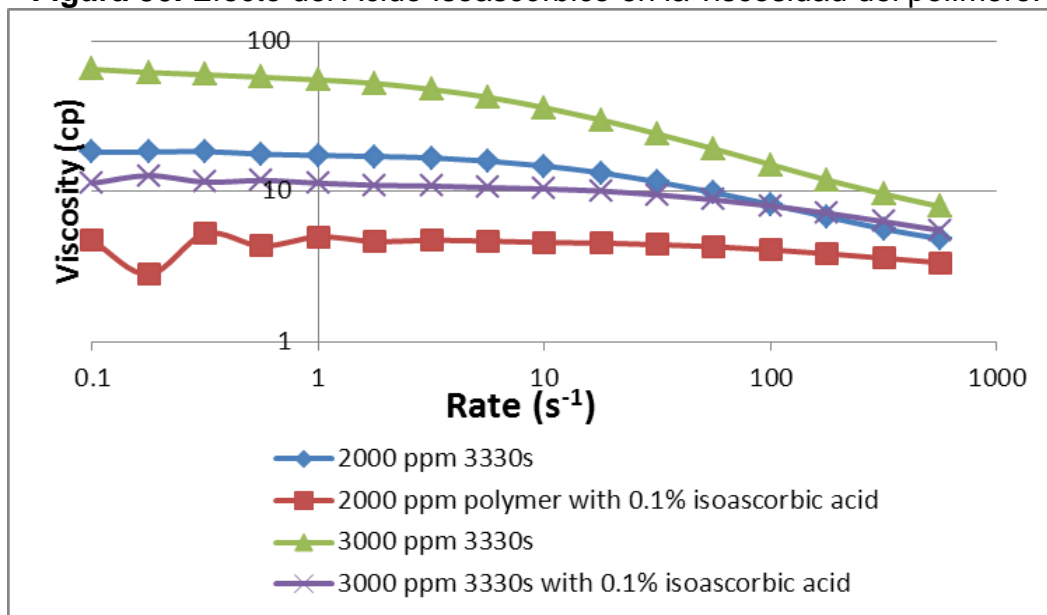
Figura 29. Recobro de petróleo de ACP para una muestra de corazón de yacimiento.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

Cuando se hizo la prueba en el corazón, se quería generar un ambiente anaeróbico adecuado para el desarrollo del experimento; es por eso, que se decidió adicionar Ácido Isoascórbico como agente reductor a la formulación. Sin embargo, este ácido provocó un mal desempeño del polímero debido a que redujo su viscosidad, haciendo que este no funcionara correctamente. En la figura anterior, se puede visualizar que el Factor de Recobro de la prueba fue de 42,9% lo cual se considera bajo; además, la viscosidad del bache de polímero fue de 11 cP, también bajo. A continuación, en la gráfica de la **Figura 30**, se puede evidenciar como la adición del Ácido Isoascórbico hace que la viscosidad a una concentración de polímero determinada, baje significativamente con respecto a una misma concentración del mismo polímero sin este ácido. Este efecto, contribuyó al fracaso de este experimento, ya que este ácido reduce considerablemente la viscosidad del polímero, debido a la degradación que genera el oxígeno en este.

Figura 30. Efecto del Ácido Isoascórbico en la viscosidad del polímero.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

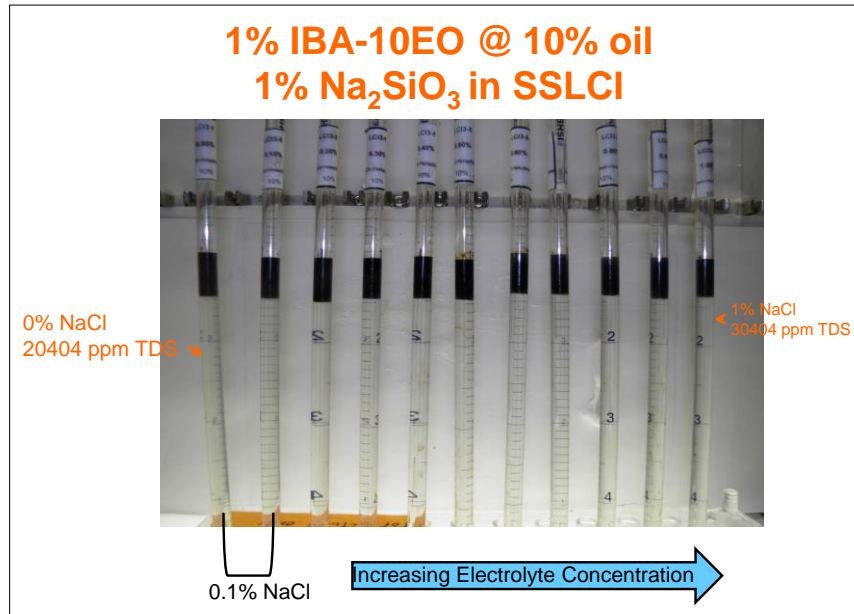
Por requerimiento de la Compañía (Occidental de Colombia, LLC), se hizo un cambio de álcali, pasándose de Carbonato de Sodio (Na_2CO_3) a Metasilicato de Sodio (Na_2SiO_3).

El Metasilicato de Sodio es uno de los álcalis comúnmente utilizados para este tipo de procesos de recobro mejorado. Sin embargo, el uso de este químico como reemplazo del Carbonato de Sodio es un cambio muy grande en la formulación, debido a que su pH suele ser muy alto y difícil de manejar; además, su geoquímica es compleja especialmente a altas temperaturas. Según Sheng³⁴, los precipitados de silicatos son generalmente hidratados, floculantes y altamente conectantes incluso a bajas concentraciones. Además, se debe tener cuidado al utilizar silicatos con rocas que tienen alta capacidad de intercambio catiónico (CIC). Debido a los procesos de intercambio de iones, la pérdida de alcalinidad es significativa. Esto da como resultado la formación de una región que se extiende por delante del frente de pH donde los fluidos están sobresaturados con respecto al sílice. Adicional al cambio de álcali, se probó un nuevo Cosolvente (IBA-10EO) anticipando el ambiente de alto pH que se iba a obtener con el Metasilicato de Sodio.

3.4.3 Prueba ACP-3. Con base en lo anterior, se hizo la prueba de comportamiento de fases para la nueva formulación a diferentes concentraciones de crudo. En la **Figura 31** se puede ver el resultado de una de estas pruebas.

³⁴ SHENG, James J. Op. Cit., p. 391

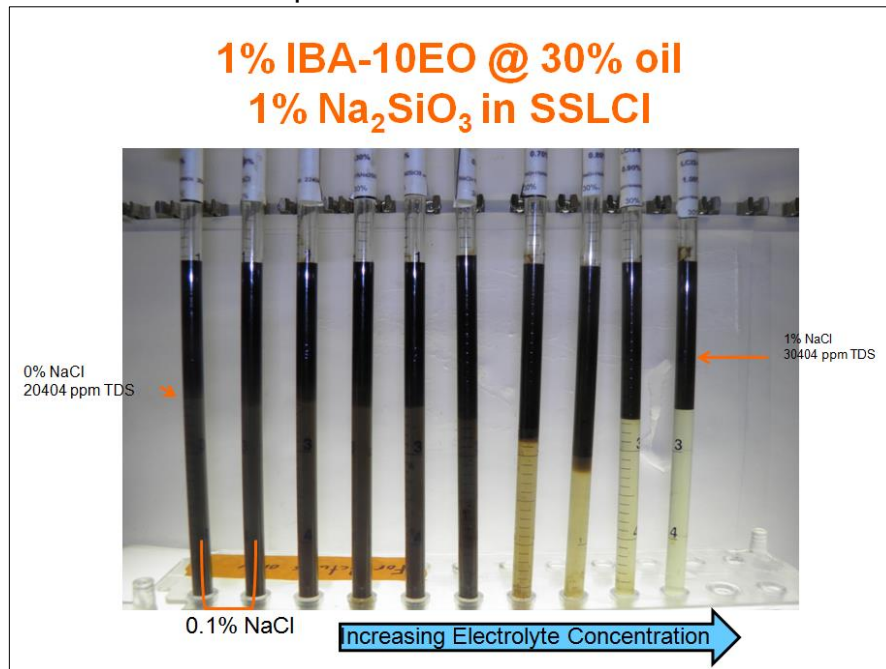
Figura 31. Resultado de la prueba de Comportamiento de Fase para una formulación de ACP con concentración de petróleo crudo de 10%.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

3.4.4 Prueba ACP-4. Para esta prueba se utilizaron las mismas concentraciones de los componentes cambiando solamente la concentración de petróleo. En la **Figura 32** se pueden ver los resultados de laboratorio.

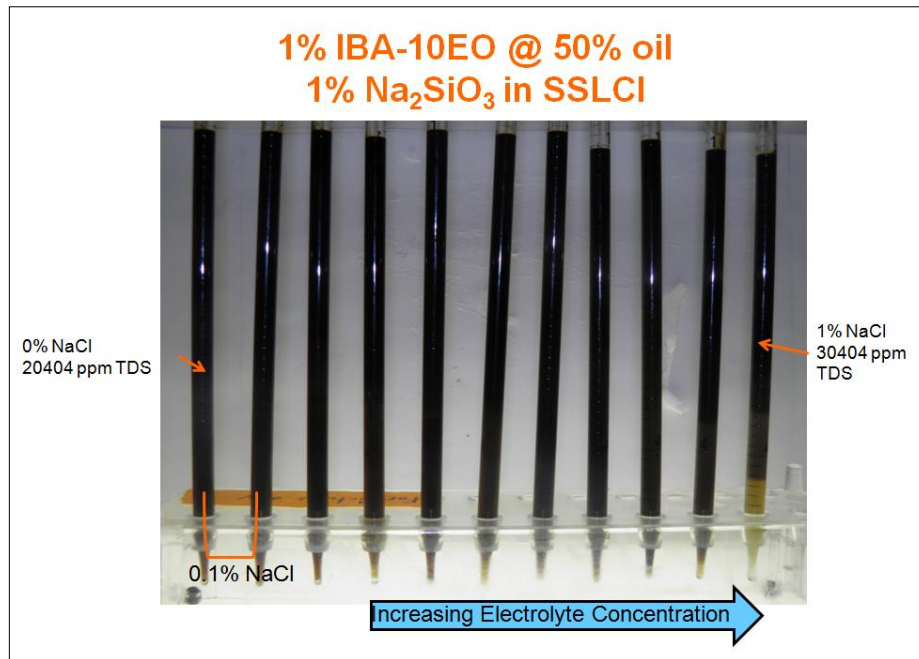
Figura 32. Resultado de la prueba de Comportamiento de Fase para una formulación de ACP con concentración de petróleo crudo de 30%.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

3.4.5 Prueba ACP-5. Igualmente durante esta prueba solo fue cambiada la concentración de petróleo, aumentándola a 50%. En la **Figura 33** se pueden ver los resultados.

Figura 33. Resultado de la prueba de Comportamiento de Fase para una formulación de ACP con concentración de petróleo crudo de 50%.

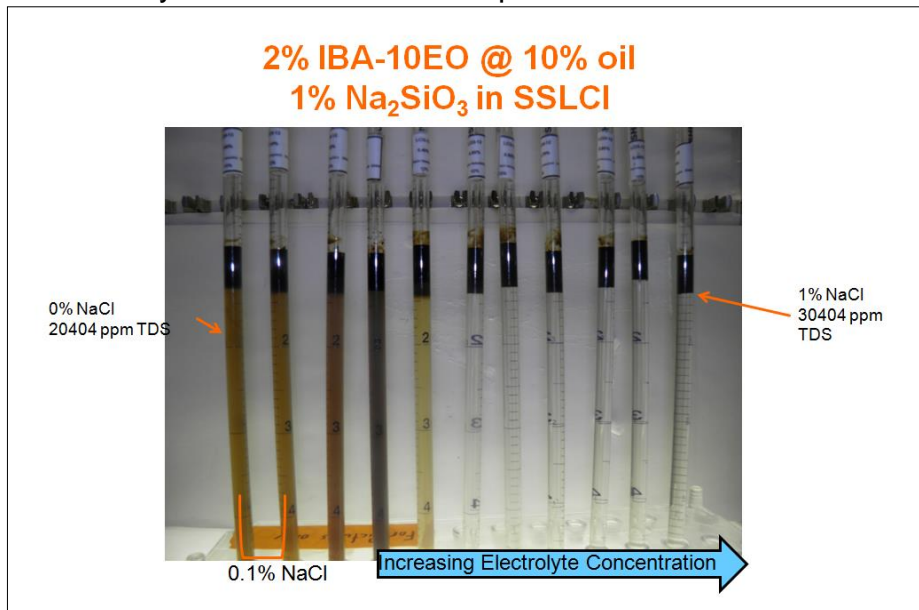


Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

Del experimento se pudo concluir que la solución es más efectiva a altas concentraciones de petróleo crudo, debido a la mayor presencia de ácidos del crudo lo que promueve se forme un estado Tipo III más fácilmente. Sin embargo, como este tipo de proceso se emplea después de un recobro secundario, donde la saturación de petróleo no es alta, se podría anticipar que su eficiencia no será buena.

3.4.6 Prueba ACP-6. Para esta prueba se aumentó la concentración del cosolvente a 2% a diferentes concentraciones de petróleo crudo. A continuación, en la **Figura 34** se puede apreciar el efecto del cambio en la concentración del cosolvente en la formulación de ACP.

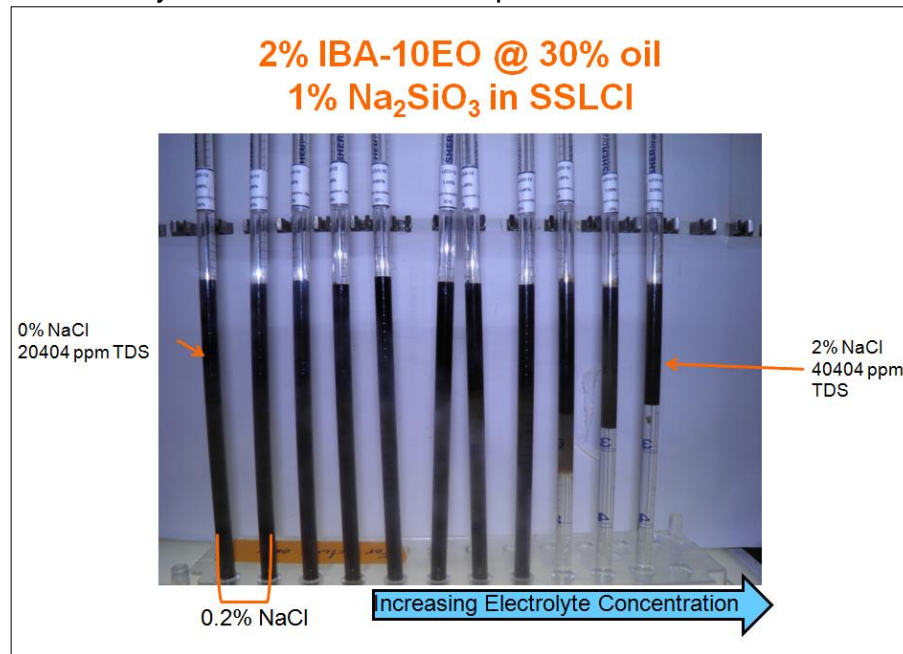
Figura 34. Resultado de la prueba de Comportamiento de Fase para una formulación de ACP con aumento en el cosolvente a 2% y una concentración de petróleo crudo de 10%.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

3.4.7 Prueba ACP-7. En esta prueba, se mantuvo la concentración de cosolvente aumentando la concentración de crudo a 30%. Los efectos del aumento se pueden apreciar en la **Figura 35**.

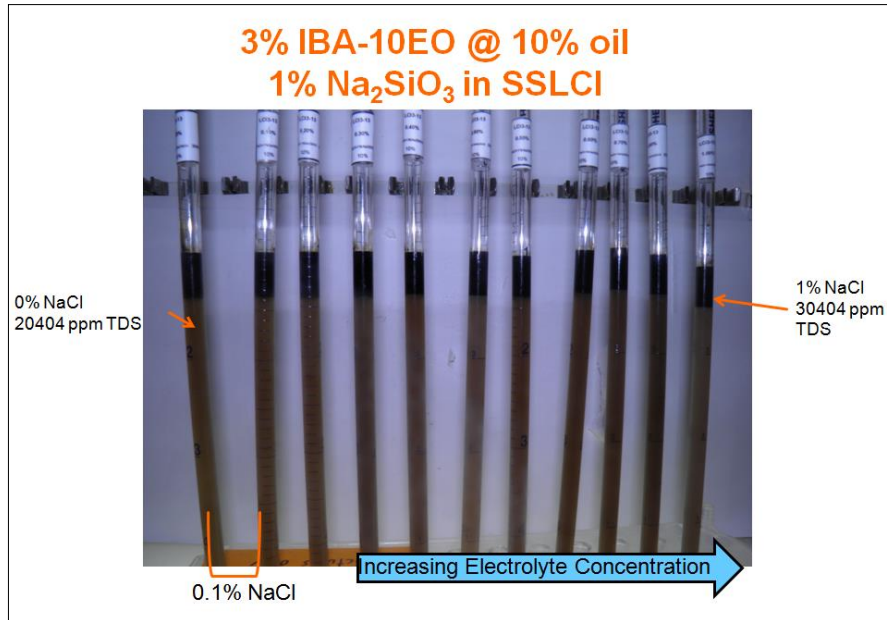
Figura 35. Resultado de la prueba de Comportamiento de Fase para una formulación de ACP con aumento en el cosolvente a 2% y una concentración de petróleo crudo de 30%.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

3.4.8 Prueba ACP-8. Debido a los resultados favorables visibles en la prueba anterior, se decidió repetir el experimento añadiendo una concentración de cosolvente mayor, de 3% con el fin de determinar cuál era su efecto en la formulación. En las **Figura 36** se puede ver el cambio en el experimento con este aumento a una concentración de petróleo de 10%.

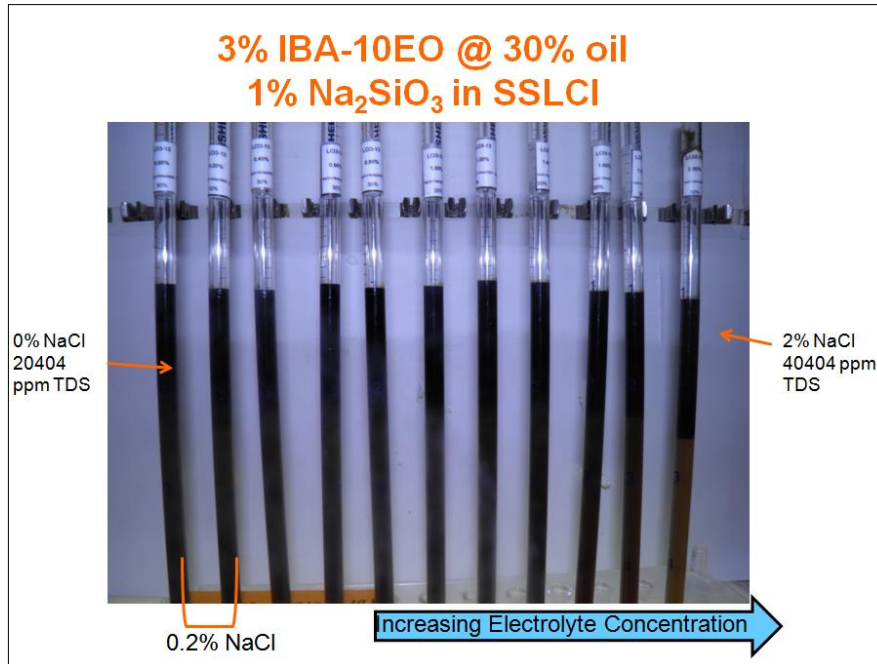
Figura 36. Resultado de la prueba de Comportamiento de Fase para una formulación de ACP con aumento en el cosolvente a 3% y una concentración de petróleo crudo de 10%.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

3.4.9 Prueba ACP-9. Asimismo, en la **Figura 37** se puede observar el efecto de esta modificación en la formulación con una concentración de petróleo de 30%.

Figura 37. Resultado de la prueba de Comportamiento de Fase para una formulación de ACP con aumento en el cosolvente a 3% y una concentración de petróleo crudo de 30%.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

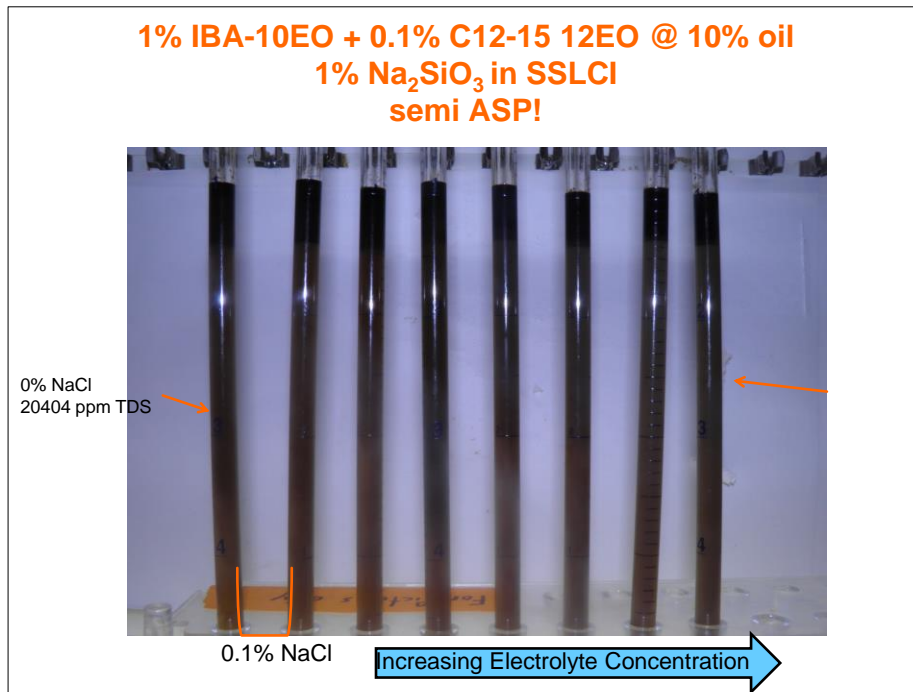
Del experimento anterior se pudo concluir que el efecto de la adición de un cosolvente a la formulación aumenta su efectividad cuando se hace a mayores concentraciones del mismo y del petróleo crudo. Sin embargo, esto incrementa los costos debido a que entre más concentración de cosolvente sea utilizado, mayor cantidad puede ser necesaria, por lo que se anticipaba que no sería una formulación costo-efectiva.

3.5 PRUEBA DE ÁLCALI-SURFACTANTE-POLÍMERO (ASP)

En esta etapa, se decidió adicionar una pequeña cantidad de surfactante a la formulación con el fin de medir su efecto sobre la misma. Adicional a esto, se hizo un cambio en el petróleo crudo, por el Crudo LC-2738, cuyas características más relevantes ya fueron mencionadas anteriormente.

3.5.1 Prueba ASP-10. En la **Figura 38** es visible como afecta favorablemente a la formulación la adición de una pequeña cantidad de surfactante a una concentración de petróleo de 10%.

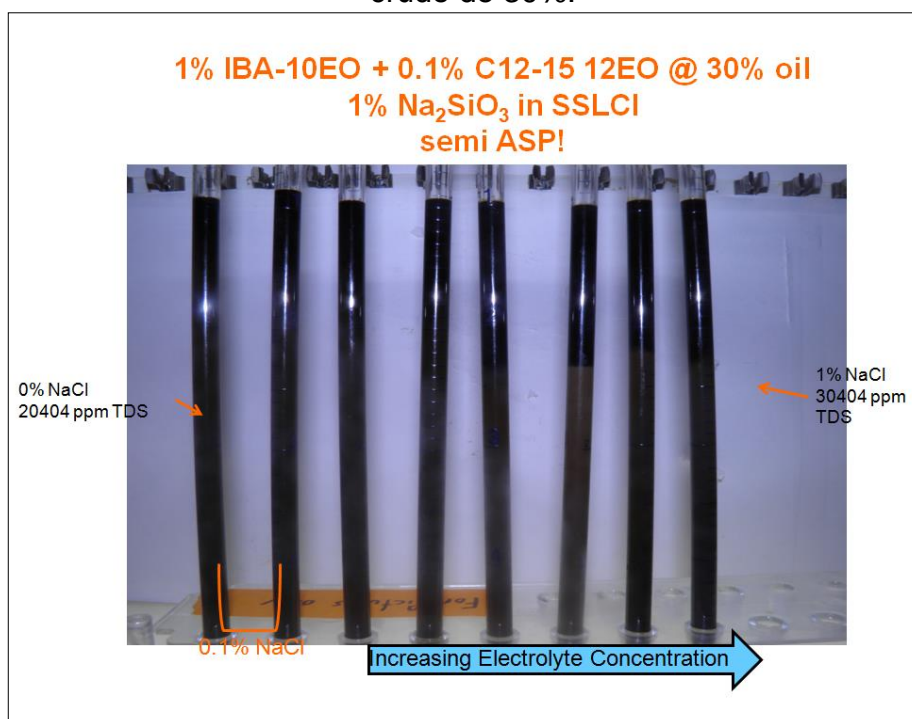
Figura 38. Resultado de la prueba de Comportamiento de Fase para una formulación de ASP con concentración de petróleo crudo de 10%.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

3.5.2 Prueba ASP-11. Al igual que en el paso anterior, se adicionó una cantidad de surfactante a la formulación a una concentración de petróleo de 30%. Los resultados de este experimento son visibles en la **Figura 39**.

Figura 39. Resultado de la prueba de Comportamiento de Fase para una formulación de ASP con concentración de petróleo crudo de 30%.



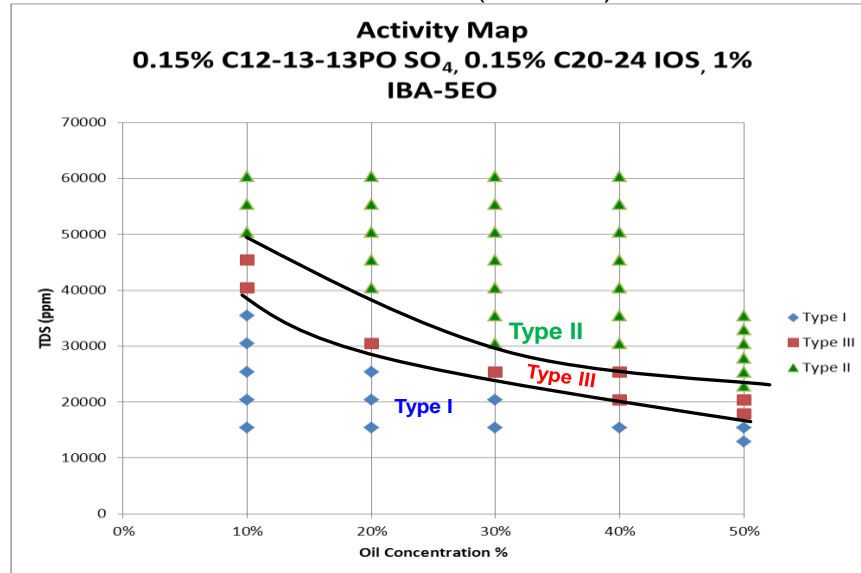
Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

De esta prueba, se pudo concluir que la adición de un surfactante a la formulación aumentaba la eficiencia del proceso, disminuyendo la IFT. La razón principal por la cual se hizo esta adición, fue debido a que el TAN del crudo no era lo suficientemente alto para soportar solamente la inyección de álcali. Con base en los resultados de la prueba de desplazamiento en corazón de yacimiento del ACP y el bajo TAN, se decidió medir la efectividad de la adición de un surfactante y la reducción de la IFT.

A partir de este punto, los siguientes experimentos fueron realizados con Crudo LC-2343. Además, se decidió hacer un nuevo cambio en el álcali a utilizar debido a que se evidenció que el Metasilicato de Sodio (Na_2SiO_3) tenía un pH muy alto que hacía desestabilizar el polímero; así que, se pasó a Metaborato de Sodio (NaBO_2) con el fin de llegar a un punto donde el álcali que se usara no fuera dañino para el rendimiento del polímero y tuviera un pH más bajo.

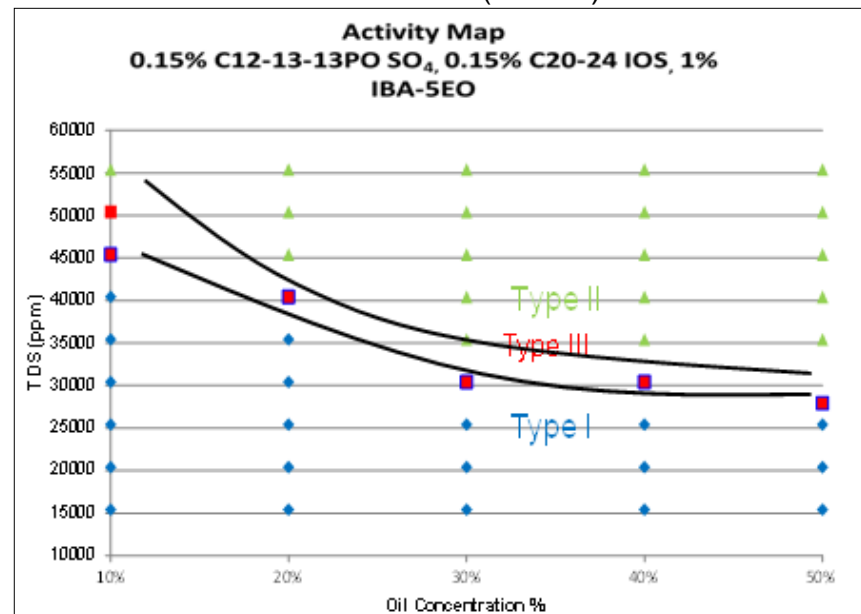
3.5.3 Prueba ASP-12. En las gráficas de las **Figura 40** y **Figura 41**, se tienen los Mapas de Actividad para unas mismas concentraciones de formulación de ASP con el cambio de Na_2SiO_3 a NaBO_2 como álcali, donde se puede visualizar que la región Tipo III no se afecta significativamente.

Figura 40. Mapa de Actividad de una formulación de ASP con Metasilicato de Sodio (Na_2SiO_3) como álcali.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

Figura 41. Mapa de Actividad de una formulación de ASP con Metaborato de Sodio (NaBO_2) como álcali.

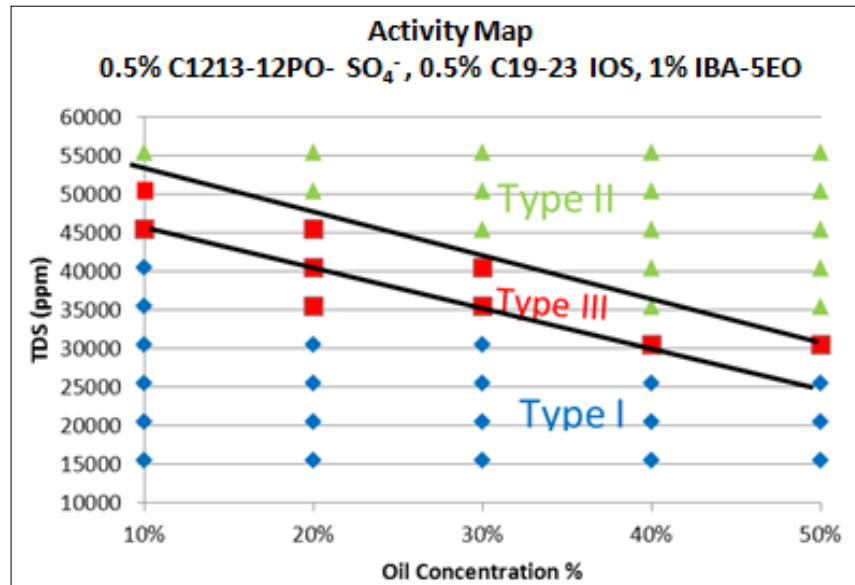


Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

3.5.4 Prueba ASP-13. Para este experimento, se hizo un cambio en el cosolvente de IBA-5EO a Ph-6EO debido a que este químico resulta más económico y necesita menos concentración para un buen desempeño. En las **Figura 42** y **Figura 43**, se

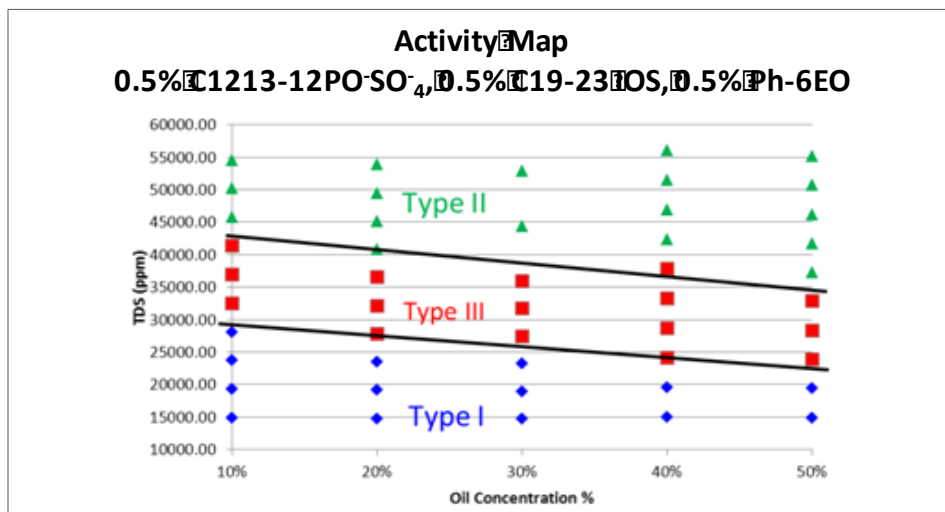
pueden observar las gráficas del cambio en los Mapas de Actividad de dos formulaciones de ASP, una con IBA-5EO y la otra con Ph-6EO respectivamente.

Figura 42. Mapa de Actividad de una formulación de ASP con IBA-5EO como cosolvente.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

Figura 43. Mapa de Actividad de una formulación de ASP con Ph-6EO como cosolvente.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC; modificado por el autor.

3.5.5 Prueba ASP-14. Después del cambio de cosolvente, en este experimento se hizo una inyección en Berea. A continuación, en la **Tabla 13**, se presentan las características del proceso de inyección de la formulación de ASP en Berea.

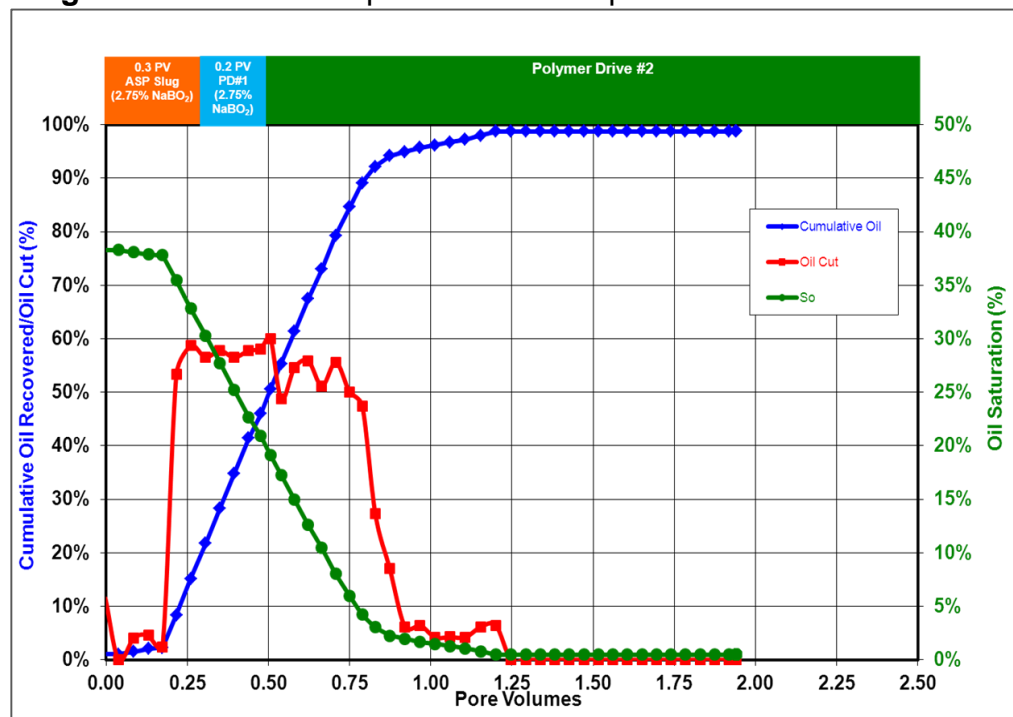
Tabla 13. Características de la inyección de ASP en Berea.

Especificaciones	Bache de ASP	Empuje de Polímero #1	Empuje de Polímero #2
Surfactante C1213-13PO-SO ₄	0,5%wt	-	-
Co-Surfactante C19-23 IOS	0,5%wt	-	-
Polímero Flopaam 3630S	3.000 ppm	3.000 ppm	2.500 ppm
Cosolvente Phenol 6EO	0,5%wt	-	-
Álcali NaBO ₂	27.500 ppm	27.500 ppm	-
Viscosidad@55°F	46 cP	48 cP	46 cP
TDS	37.904 ppm	37.904 ppm	10.404 ppm
PV Inyectado	0,3	0,2	2

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC; modificado por el autor.

Los resultados de este experimento fueron favorables, debido a que presentaron un factor de recobro alto que puede ser observado en el gráfico de la **Figura 44**.

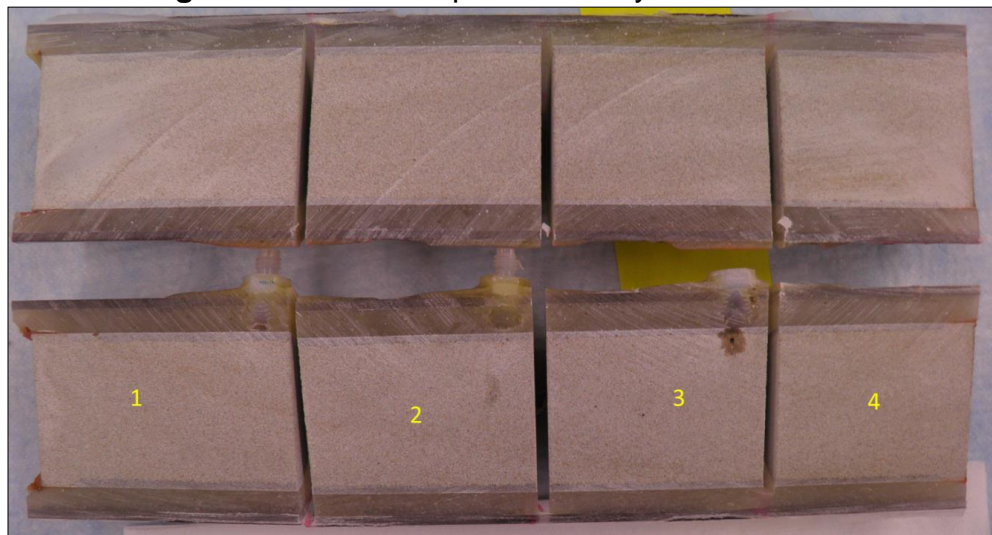
Figura 44. Recobro de petróleo de ASP para una muestra de Berea.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

En la **Figura 45**, se puede ver la muestra de Berea después de la inyección de ASP, donde solo se pueden apreciar unas pocas marcas de petróleo residual.

Figura 45. Berea después de la inyección de ASP.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

3.5.6 Prueba ASP-15. En esta etapa se realizó el mismo experimento en corazón de yacimiento con un cambio en las concentraciones de la formulación de ASP que se puede ver en la **Tabla 14**.

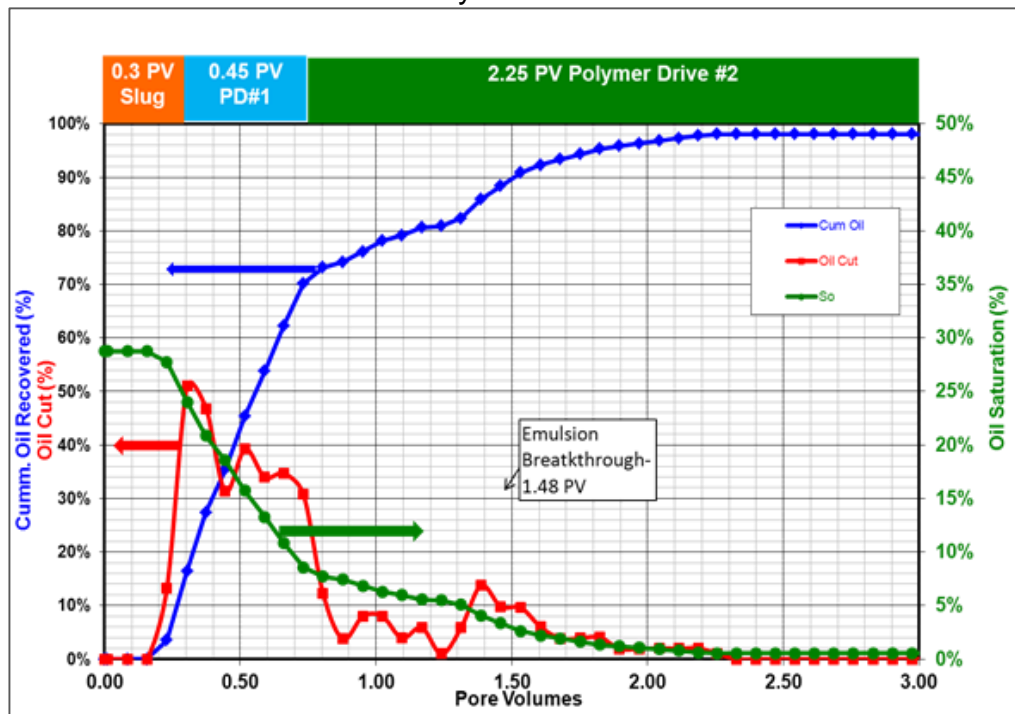
Tabla 14. Características de la inyección de ASP en corazón.

Especificaciones	Bache de ASP	Empuje de Polímero #1	Empuje de Polímero #2
Surfactante C1213-13PO-SO ₄	0,5%wt	-	-
Co-Surfactante C19-23 IOS	0,5%wt	-	-
Polímero Flopaam 3330S	3.100 ppm	3.100 ppm	2.800 ppm
Cosolvente Phenol 6EO	0,5%wt	-	-
Álcali NaBO ₂	37.000 ppm	37.000 ppm	-
Viscosidad@55°F	36 cP	30 cP	28 cP
TDS	47.404 ppm	47.404 ppm	10.404 ppm
PV Inyectado	0,3	0,45	2,25

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC., modificado por el autor

Posterior a esto, se realizó el gráfico de Recobro de Petróleo para un corazón de yacimiento visible en la **Figura 46**, donde se pueden observar los resultados favorables de la formulación, con un recobro incremental del 98% y una reducción del petróleo residual de 29% a 1%.

Figura 46. Recobro de petróleo de ASP para una muestra de corazón de yacimiento.

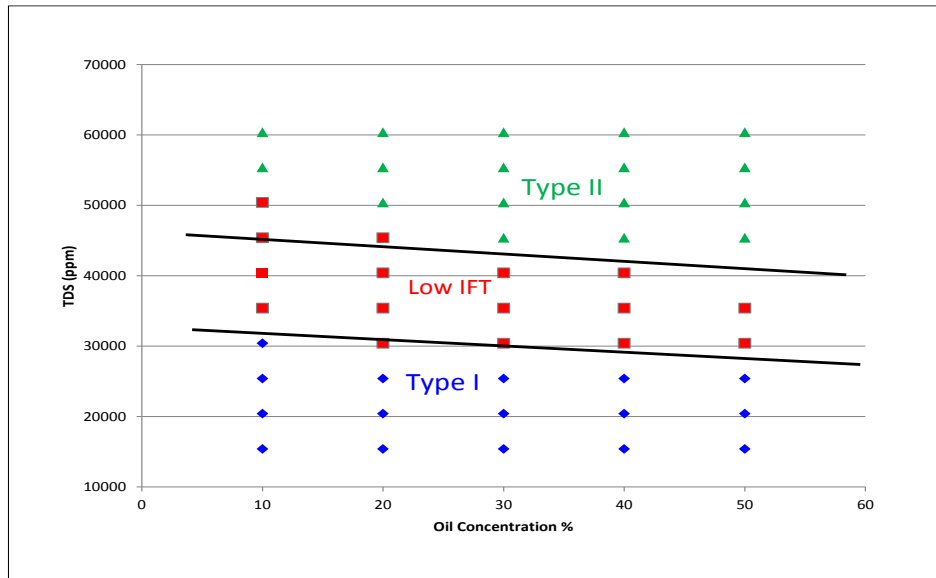


Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

Después de haber probado la nueva formulación de ASP con Ph-6EO como cosolvente y Metaborato de Sodio (NaBO_2) como álcali, se hizo un cambio en la temperatura de prueba. Todos los experimentos anteriores, habían sido hechos con una temperatura de 120 °F y se pasó a una temperatura de 113 °F debido a que era más una temperatura más representativa del área donde se planeaba el piloto de inyección.

Con una disminución en la temperatura de ensayo, de 120 °F a 113 °F, se observó un ligero aumento en la ventana de salinidad, lo que favorecía a la aparición del estado Tipo III en el Mapa de Actividad como se puede visualizar en la gráfica de la **Figura 47**.

Figura 47. Mapa de Actividad para una formulación de ASP a 113 °F.

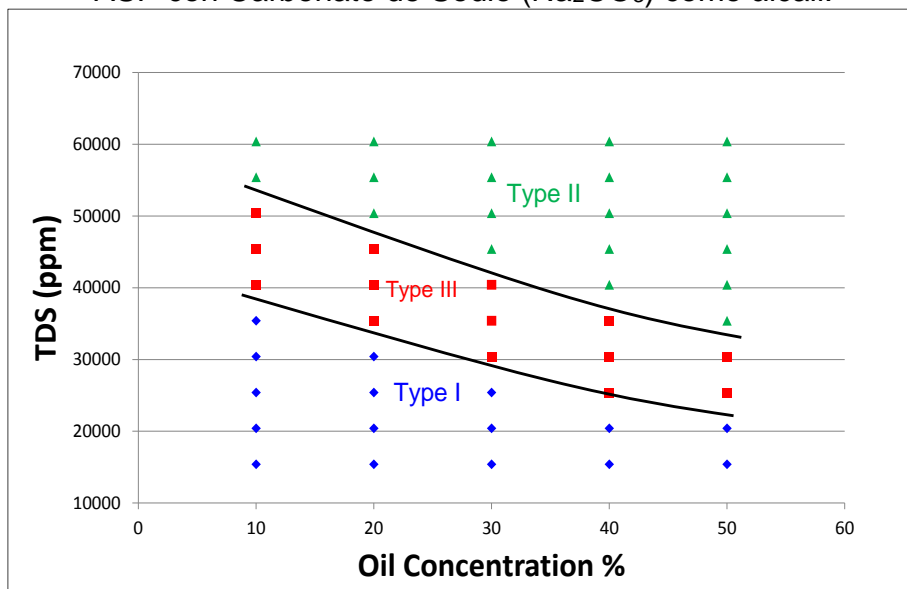


Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

3.5.7 Prueba ASP-16. Por petición de la Compañía, se decidió regresar al Carbonato de Sodio (Na_2CO_3) como álcali debido a que su disponibilidad y asequibilidad eran posibles en Colombia. Además, este es el componente alcalino más usado en este tipo de procesos de recobro mejorado, tiene un mejor rendimiento, por ende brinda mejores resultados y además resulta más económico que el Metaborato de Sodio (NaBO_2).

A continuación, en la gráfica de la **Figura 48**, se observa el Mapa de Actividad para una formulación final de ASP después del cambio de álcali por Carbonato de Sodio (Na_2CO_3).

Figura 48. Mapa de Actividad para una formulación final de ASP con Carbonato de Sodio (Na_2CO_3) como álcali.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

Ambos químicos son comúnmente usados para este tipo de procesos, sin embargo, anticipando que el Carbonato de Sodio (Na_2CO_3) es más económico, resultará en una formulación más costo-efectiva.

A continuación, en la **Tabla 15** está el resumen de las pruebas de laboratorio con sus respectivos componentes y concentraciones.

Tabla 15. Resumen de las formulaciones de las pruebas de laboratorio.

Prueba	Álcali	Surfactante	Polímero	Cosolvente
ACP-1	Na ₂ CO ₃ 45.000 ppm	-	Flopaam 3330S 3.500 ppm	TEGBE 1%wt
ACP-2	Na ₂ CO ₃ 45.000 ppm	-	Flopaam 3330S 3.300 ppm	TEGBE 1%wt
ACP-3	NaSiO ₃ 1%wt	-	Flopaam 3330S 3.300 ppm	IBA-10EO 1%wt
ACP-4	NaSiO ₃ 1%wt	-	Flopaam 3330S 3.300 ppm	IBA-10EO 1%wt
ACP-5	NaSiO ₃ 1%wt	-	Flopaam 3330S 3.300 ppm	IBA-10EO 1%wt
ACP-6	NaSiO ₃ 1%wt	-	Flopaam 3330S 3.300 ppm	IBA-10EO 2%wt
ACP-7	NaSiO ₃ 1%wt	-	Flopaam 3330S 3.300 ppm	IBA-10EO 2%wt
ACP-8	NaSiO ₃ 1%wt	-	Flopaam 3330S 3.300 ppm	IBA-10EO 3%wt
ACP-9	NaSiO ₃ 1%wt	-	Flopaam 3330S 3.300 ppm	IBA-10EO 3%wt
ASP-10	NaSiO ₃ 1%wt	C12-15 EO 0,1%wt	Flopaam 3330S 3.300 ppm	IBA-10EO 1%wt
ASP-11	NaSiO ₃ 1%wt	C12-15 EO 0,1%wt	Flopaam 3330S 3.300 ppm	IBA-10EO 1%wt
ASP-12	NaBO ₂ 1%wt	C1213-13PO ⁻ SO ₄ 0,15%wt	Flopaam 3330S 3.300 ppm	IBA-10EO 1%wt
ASP-13	NaBO ₂ 1%wt	C1213-13PO ⁻ SO ₄ 0,5%wt	Flopaam 3330S 3.300 ppm	Ph-6EO 0,5%wt
ASP-14	NaBO ₂ 27.500 ppm	C1213-13PO ⁻ SO ₄ 0,5%wt	Flopaam 3630S 3.000 ppm	Ph-6EO 0,5%wt
ASP-15	NaBO ₂ 37.000 ppm	C1213-13PO ⁻ SO ₄ 0,5%wt	Flopaam 3630S 3.100 ppm	Ph-6EO 0,5%wt
ASP-16	Na ₂ CO ₃ 37.000 ppm	C1213-13PO ⁻ SO ₄ 0,5%wt	Flopaam 3630S 3.100 ppm	Ph-6EO 0,5%wt

4. FORMULACIÓN FINAL DE ÁLCALI-SURFACTANTE-POLÍMERO (ASP) PARA EL CAMPO LA CIRA-INFANTAS

El experimento para la determinación de la formulación final de ASP, fue realizado a una temperatura de 45 °C, tras un añejamiento de tres semanas a una temperatura de 60 °C, usando Crudo LC-2343 (filtrado y diluido con 18,7wt% de ciclohexano) y una viscosidad de 11,4 cP.

A continuación, en las **Tabla 16** a la **Tabla 18** se presentan las especificaciones de los parámetros de la formulación final de ASP y de los baches de polímero #1 (PD1) y #2 (PD2).

Tabla 16. Especificaciones de los parámetros de la formulación final de ASP.

Parámetro	Descripción
Álcali Na ₂ CO ₃	40.000 ppm
Surfactante C ₁₂ 13-13PO-SO ₄ ⁻	0,5 wt%
Co-Surfactante C ₁₉₋₂₃ IOS	0,5 wt%
Polímero Flopaam 3630	2.500 ppm
Co-solvente Phenol-6EO	0,5 wt%
pH	11,1
Salinidad	51.404 ppm
Viscosidad@45°C	34,6 cP
VP inyectado	0,3
Velocidad frontal	1 pie/día

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

Tabla 17. Especificaciones de los parámetros de la formulación del Bache de Polímero #1 (PD1).

Parámetro	Descripción
VP inyectado	0,2
Polímero Flopaam 3630	2.500 ppm
Carbonato de Sodio	35.000 ppm
pH	11,04
Ditionito de Sodio	1.000 ppm
ORP	-765 R.mV
SSLCI Salmuera de Inyección	10.404 ppm
Velocidad frontal	1 pies/día
Viscosidad@45°C	33,6 cP
Tasa de filtración	1,10
Salinidad	46.404 ppm

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

Tabla 18. Especificaciones de los parámetros de la formulación del Bache de Polímero #2 (PD2).

Parámetro	Descripción
VP inyectado	1,25
Polímero Flopaam 3630	2.000 ppm
pH	9,4
Ditionito de Sodio	1.000 ppm
Carbonato de Sodio	1.000 ppm
ORP	-740 R.mV
SSLCI Salmuera de Inyección	10.404 ppm
Velocidad frontal	1 pie/día
Viscosidad@45°C	31,5 cP
Tasa de filtración	1,17
Salinidad	12.404 ppm

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

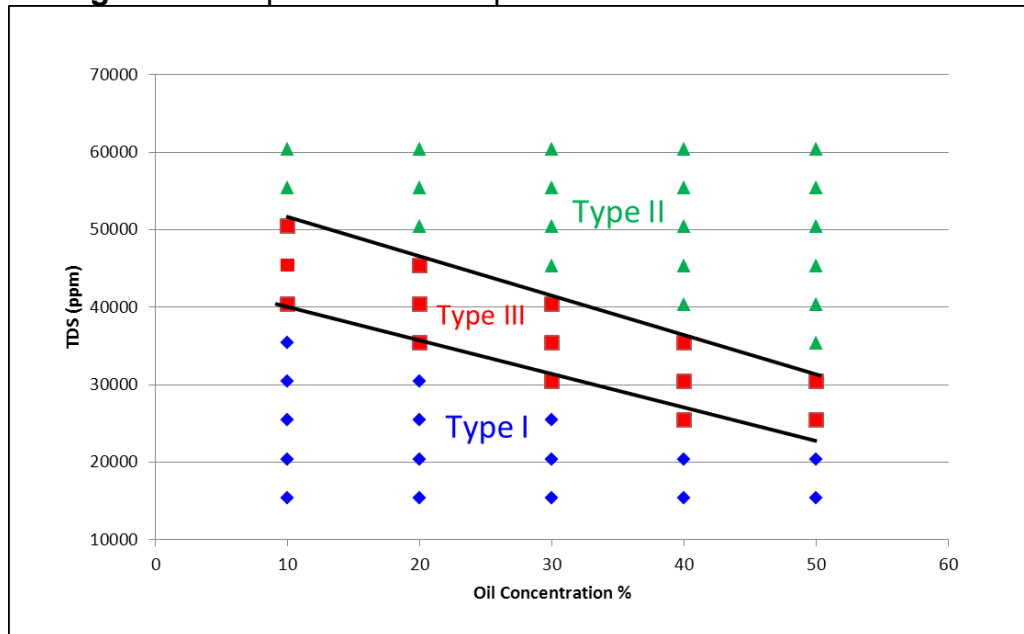
Cabe resaltar que el uso de Ditionito de Sodio en escala de laboratorio, es como agente reductor, por lo que su uso en campo no es necesario y no debe ser cuantificado como un costo adicional sobre la formulación.

4.1 PRUEBAS DE COMPORTAMIENTO DE FASE Y ESTABILIDAD ACUOSA

En la gráfica de la **Figura 49**, se puede observar el Mapa de Actividad para la formulación final de ASP obtenido de las pruebas de comportamiento de fase y estabilidad acuosa. En el, se puede ver que en todas las concentraciones de petróleo a las que el experimento fue realizado se generó Tipo III casi en la misma

proporción, lo cual significa que la formulación realizaba su función correctamente y es apta para ser inyectada a nivel de campo.

Figura 49. Mapa de Actividad para la formulación final de ASP.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

4.2 INYECCIÓN DE SALMUERA EN EL NÚCLEO

Durante la inyección de salmuera, se llevó a cabo una prueba de trazador mediante la inyección de SLCIPB en el núcleo, a un caudal de 3 mL/min. Las muestras de efluente se recogieron a una velocidad de 3 mL/tubo y la salinidad en cada tubo se midió utilizando un refractómetro portátil. El volumen de poro estimado a partir de los datos de los trazadores corregidos para el volumen muerto es de 72,4 mL. Esta primera inyección con salmuera de formación, se hizo con el fin de medir la permeabilidad absoluta (K_{abs}) de una sola fase y utilizarla como la permeabilidad de referencia en las K_{rel} . A continuación en la **Tabla 19**, se presentan los datos de las permeabilidades absolutas de cada sección del núcleo de yacimiento obtenidos de la prueba.

Tabla 19. Permeabilidades Relativas de las secciones que componen el núcleo de yacimiento.

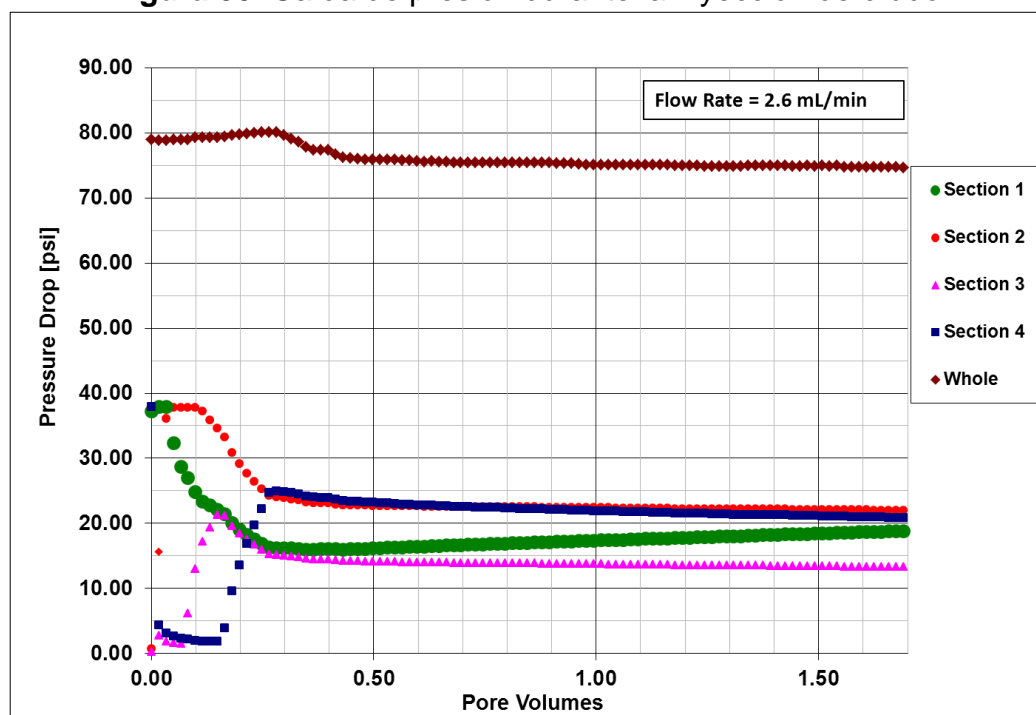
Sección	Permeabilidad relativa (mD)
1	232
2	198
3	315
4	194
Total	236

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

4.3 INYECCIÓN DE PETRÓLEO #1 EN EL NÚCLEO

En esta etapa, se realizó la inyección de crudo a una presión de entrada constante de 100 psi para saturar el núcleo. La caída de presión de la inyección tras la ruptura del crudo se midió y se utilizó la presión de estado estacionario para el cálculo de la permeabilidad relativa de petróleo como es visible en el perfil de la **Figura 50**.

Figura 50. Caída de presión durante la inyección de crudo.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

La velocidad de flujo en la caída de presión en estado estacionario fue de 2,6 mL/min. La saturación de petróleo inicial (S_{oi}) fue de 0,55. Los resultados de la inyección de crudo #1 están resumidos en la **Tabla 20**.

Tabla 20. Resultados de la inyección de crudo.

Sección	Permeabilidad Efectiva de Petróleo (mD)	K_{ro}^0
1	269	1,29
2	239	1,15
3	289	0,96
4	249	1,14
Total	284	1,21
S_{oi}	0,55	
S_{wr}	0,45	

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

4.4 INYECCIÓN DE PETRÓLEO #2 y #3 EN EL NÚCLEO

El núcleo se dejó envejecer en el horno a 60°C durante 21 días. Después se realizaron una segunda y tercera inyección de crudo para volver a medir la permeabilidad relativa y para asegurar el núcleo tenía una saturación de agua residual antes de la inyección de agua.

La velocidad de flujo en la caída de presión en estado estacionario fue de 2,4 mL/min. La saturación de petróleo inicial (S_{oi}) aumentó a 0,59 desde 0,55 después de la segunda inyección de crudo. La tercera inyección de crudo no produjo agua por lo que el final de S_{oi} se mantuvo en 0,59. Los resultados de esta inyección de crudo se resumen en la **Tabla 21** y los datos de la caída de presión de inyección durante la tercera inyección de agua se muestran en la gráfica de la **Figura 51**.

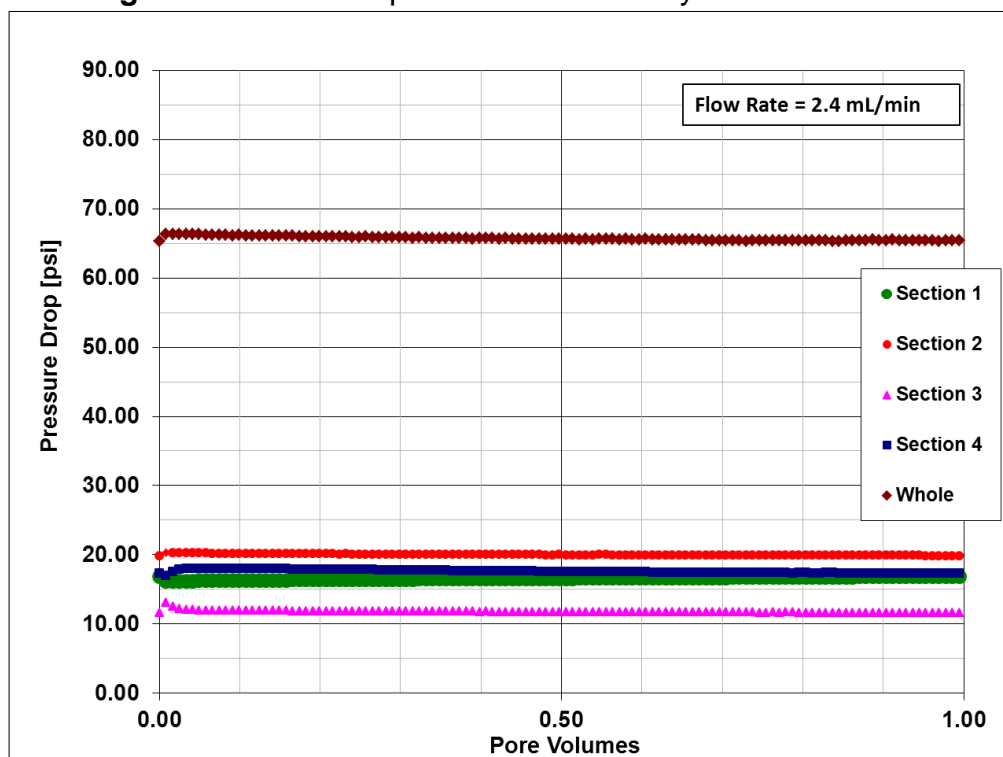
Tabla 21. Resultados de la inyección de crudo.

Sección	Permeabilidad Efectiva de Petróleo (mD)	K_{ro}^0
1	292	1,40
2	251	1,20
3	420	1,04
4	280	1,28
Total	300	1,27
S_{oi}	0,59	
S_{wr}	0,41	

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

Estos resultados de K_r mayores a 1 se deben a un posible daño del núcleo como migración de finos, entre otros.

Figura 51. Caída de presión durante la inyección de crudo.

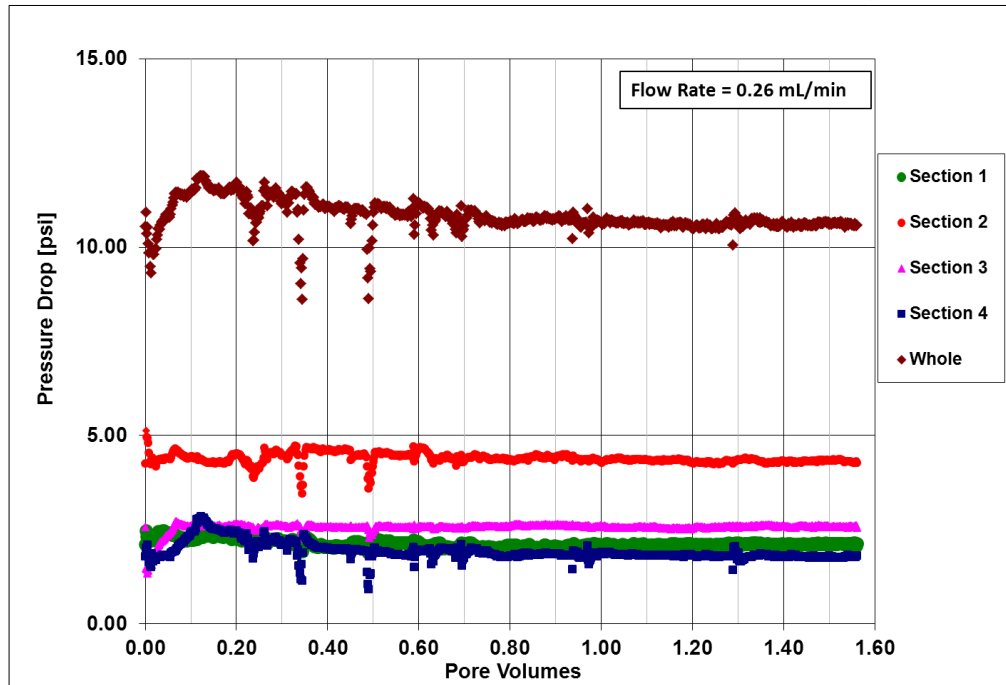


Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

4.5 INYECCIÓN DE AGUA EN EL NÚCLEO

Después, se inyectó SLCIPB mezclada con los agentes reductores, Ditionito de Sodio e Isoascorbato, en el núcleo a un caudal de 0,26 mL/min. Las concentraciones de Ditionito de Sodio e Isoascorbato en la salmuera fueron 25 ppm y 2.000 ppm respectivamente; el pH fue 6,1. La saturación de petróleo residual después de la inyección de agua (S_{orw}) fue de 0,34. Los datos de caída de presión de inyección de agua se muestran en la gráfica de la **Figura 52** y los valores de permeabilidad relativa de la inyección de agua se resumen en la **Tabla 22**.

Figura 52. Caída de presión durante la inyección de agua.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

Tabla 22. Resultados de la inyección de agua.

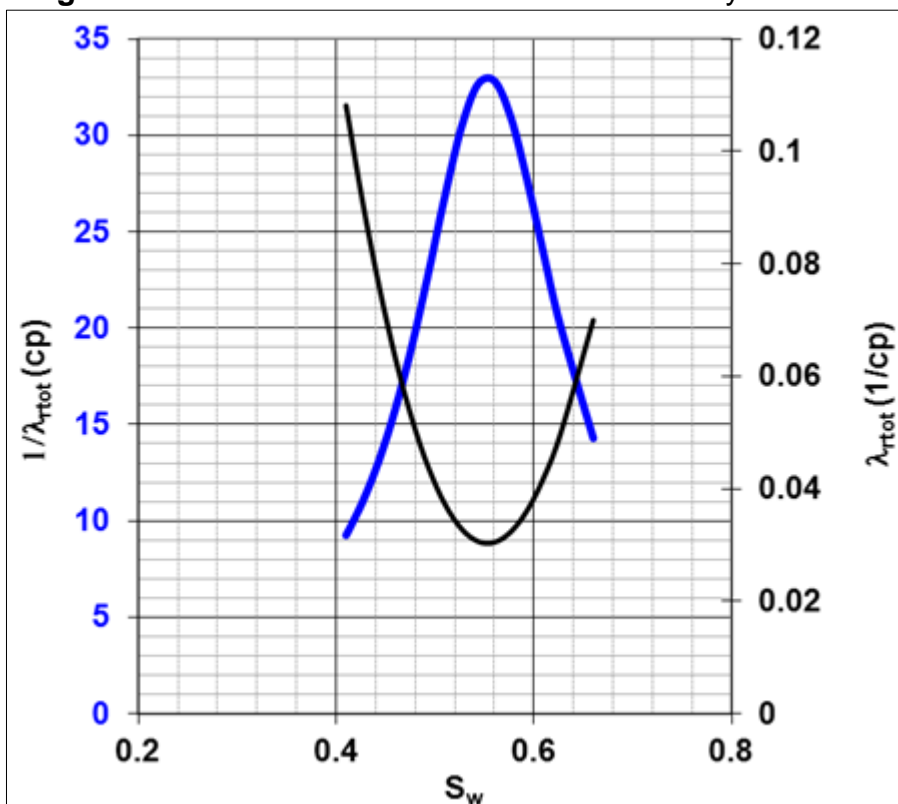
Sección	Permeabilidad Efectiva del Agua (mD)	K_{ro}^0
1	12	0,06
2	6	0,03
3	11	0,03
4	15	0,07
Total	10	0,042
S_{oi}	0,34	
S_{wr}	0,66	

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

4.6 VISCOSIDAD DEL POLÍMERO

La movilidad relativa total del banco de petróleo fue estimada usando la medida de los datos de permeabilidad relativa y los exponentes de Corey de 2,5. La **Figura 53** muestra el gráfico donde un pico aproximadamente de 33 cP para la Inversa de la Movilidad Relativa Total, lo que significa que la viscosidad necesaria para un bache de ASP y un bache de polímero es de 33 cP, para que el control de la movilidad sea adecuado.

Figura 53. Movilidad Relativa Total del Polímero y su inversa.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

En la **Tabla 23**, se ven expresados los valores de los parámetros de Corey.

Tabla 23. Parámetros de Corey.

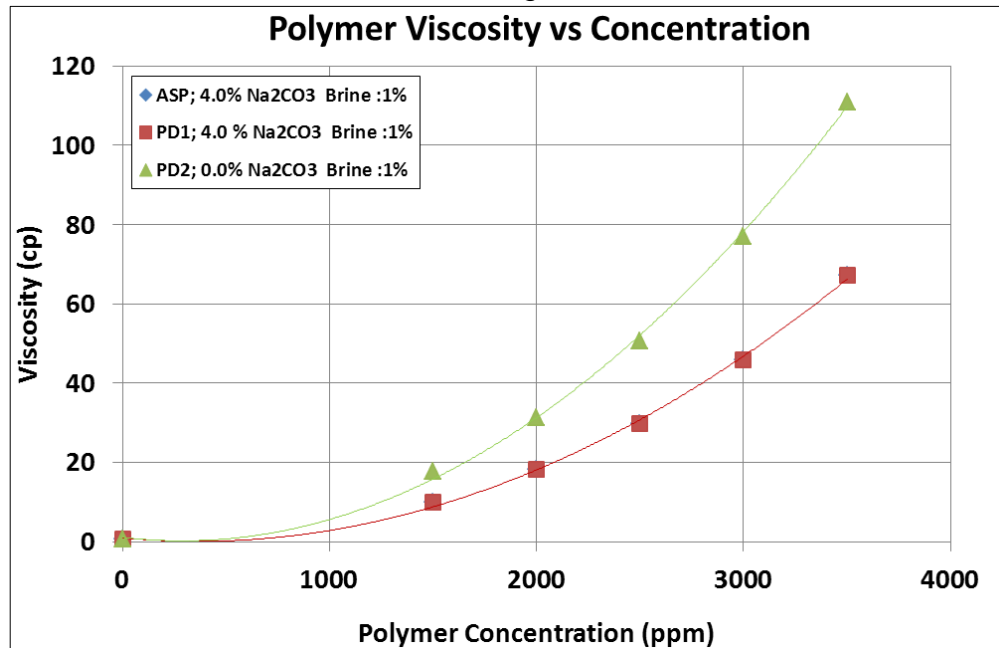
Parámetro	Valor	Unidad
K_{rw}^0	0,042	
K_{ro}^0	1,27	
n_w	2,5	
n_o	2,5	
S_{wr}	0,41	
S_{or}	0,34	
μ_w	0,6	cP
μ_o	11,78	cP

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

La **Figura 54** muestra la gráfica de los resultados de la viscosidad del polímero con base a los datos de reología obtenidos. En esta gráfica, se observa porque el bache de ASP requiere mayor concentración de polímero para una misma viscosidad (33

cP), debido al contenido de álcali que como se mencionó en el ...**Capítulo 2...**, reduce la viscosidad de una solución polimérica.

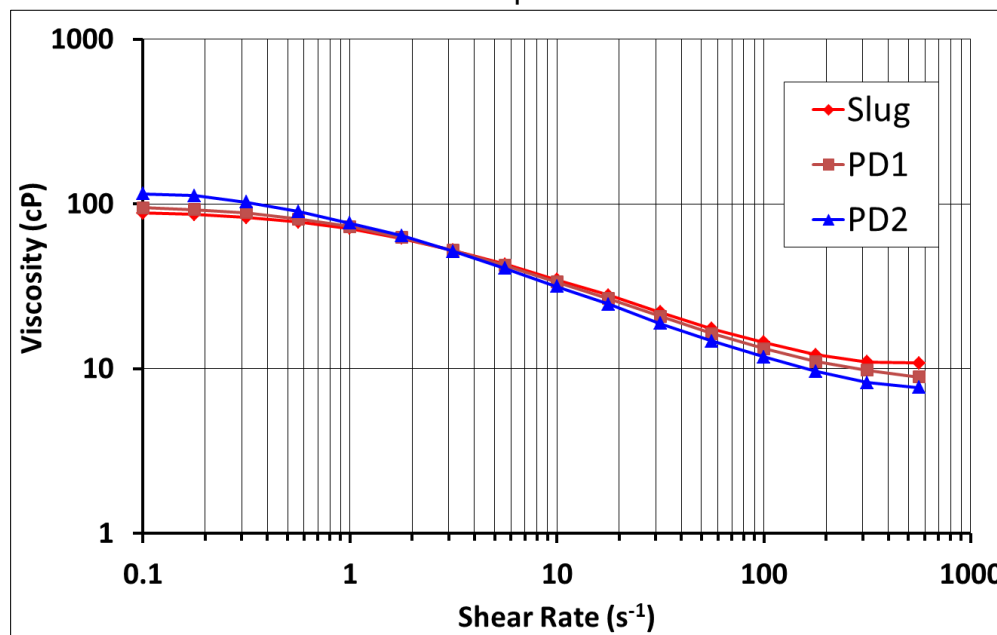
Figura 54. Viscosidad del polímero predicha con base a los datos de reología.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

A continuación, la gráfica de la **Figura 55** muestran los resultados de las viscosidades del bache de ASP, el bache de polímero #1 (PD1) y el bache de polímero #2 (PD2) y su afectación con el Shear Rate.

Figura 55. Viscosidades del bache de ASP, el bache de polímero #1 y el bache de polímero #2.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

4.7 INYECCIÓN DE ÁLCALI-SURFACTANTE-POLÍMERO (ASP) EN EL NÚCLEO

Durante este paso, 0,3 PV de bache de ASP fueron inyectados a una velocidad de inyección de 0,05 mL/min, seguido de 0,2 PV de baches de polímero #1 y polímero #2 a la misma velocidad. Se recogieron 5 mL de muestras de los efluentes a temperatura ambiente. Los niveles de fluido en las muestras se midieron después de centrifugar durante 10 minutos a 2.000 rpm a una temperatura de 45 °C.

4.8 RECOBRO DE PETRÓLEO

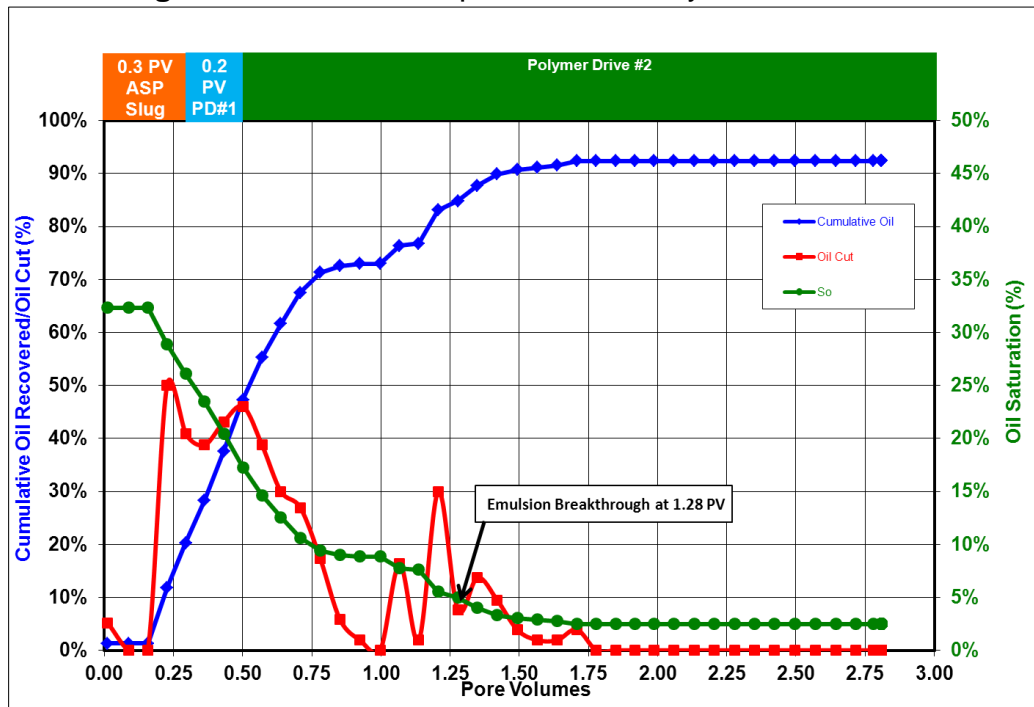
La **Tabla 24** resume los resultados de la inyección de ASP. Los datos del Recobro de Petróleo son visibles en la gráfica de la **Figura 56**.

Tabla 24. Resultados de la inyección de ASP.

Parámetro	Valor	Unidad
Aceite en el núcleo después de la inyección de agua	23,7	mL
S_{orw}	32,7	%
Aceite recuperado por ASP	21,9	mL
Aceite residual después de ASP	1,8	mL
S_{orc}	2,5	%
Recobro de la inyección de ASP sobre el petróleo después de la inyección de agua	92,4	%

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

Figura 56. Recobro de petróleo de la inyección de ASP.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

El banco de petróleo se observó a 0,23 VP, donde la mayoría de la producción de petróleo ocurrió antes de 1 VP. La irrupción de la emulsión se produjo a 1,28 VP.

Como se vio en la **Figura 10**, el N_c debe ser mínimo $1 \times 10^{-5} \frac{dina}{cm}$ para que la V_o/V_s sea 10, para esto, se deben tener IFT de mínimo $1 \times 10^{-3} \frac{dina}{cm}$. A continuación, en la **Tabla 25** se ven representados los valores para calcular la IFT a una concentración

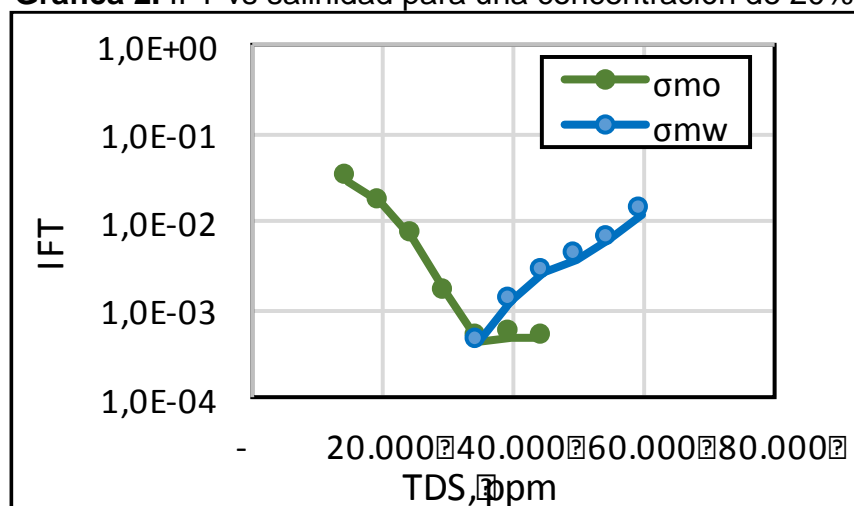
de petróleo de 20%. En la **Gráfica 2**, se visualizan la salinidad vs. IFT para esta concentración, donde se puede ver que se empiezan a alcanzar valores de IFT de $1 \times 10^{-3} \frac{dina}{cm}$ a una salinidad de 30.000 ppm, donde la V_o/V_s es 14.

Tabla 25. IFT a 20% de concentración de crudo.

Crudo	20%	
	Relación de solubilidad	
Salinidad (ppm)	V_o/V_s	V_w/V_s
5.000		
10.000		
15.000	3,2	
20.000	4,3	
25.000	6,9	
30.000	14	
35.000	25,9	27
40.000	24,9	15,5
45.000	25	10,8
50.000		9
55.000		7
60.000		5
65.000		

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

Gráfica 2. IFT vs salinidad para una concentración de 20%.



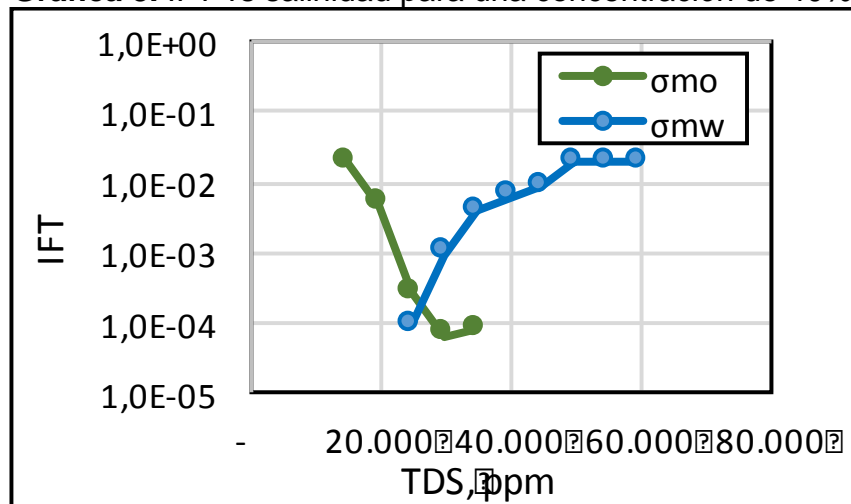
En la **Tabla 26** se ven representados los valores para calcular la IFT a una concentración de petróleo de 40%. En la **Gráfica 3**, se visualizan la salinidad vs para esta concentración. Para este caso, se alcanzan valores de IFT de $1 \times 10^{-3} \frac{\text{dina}}{\text{cm}}$ a una salinidad de 25.000 ppm, donde la V_o/V_s es 34.

Tabla 26. IFT a 40% de concentración de crudo.

Crudo	40%	
	Relación de solubilidad	
Salinidad (ppm)	V_o/V_s	V_w/V_s
5.000		
10.000		
15.000	4	
20.000	8	
25.000	34	58
30.000	68	18
35.000	62	9
40.000		7
45.000		6
50.000		4
55.000		4
60.000		4
65.000		

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

Gráfica 3. IFT vs salinidad para una concentración de 40%.

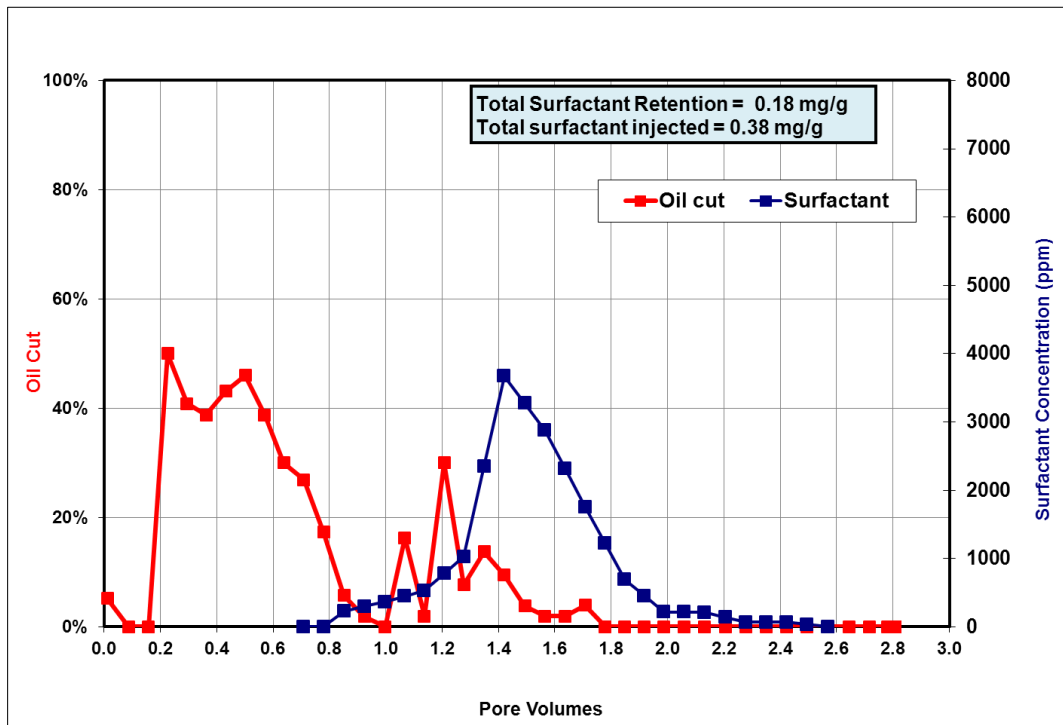


Con ambos casos, se ratifica que la V_o/V_s debe ser mayor a 10 con el fin de alcanzar IFT ultrabajas.

4.9 CONCENTRACIÓN Y ADSORCIÓN DE SURFACTANTE

La retención de surfactante se determinó después de analizar la concentración del mismo en las muestras de los efluentes por titulación con hiamina. Los datos de concentración de surfactante se ven reflejados en la gráfica de la **Figura 57**.

Figura 57. Efluentes de la concentración de surfactante medidos por titulación.



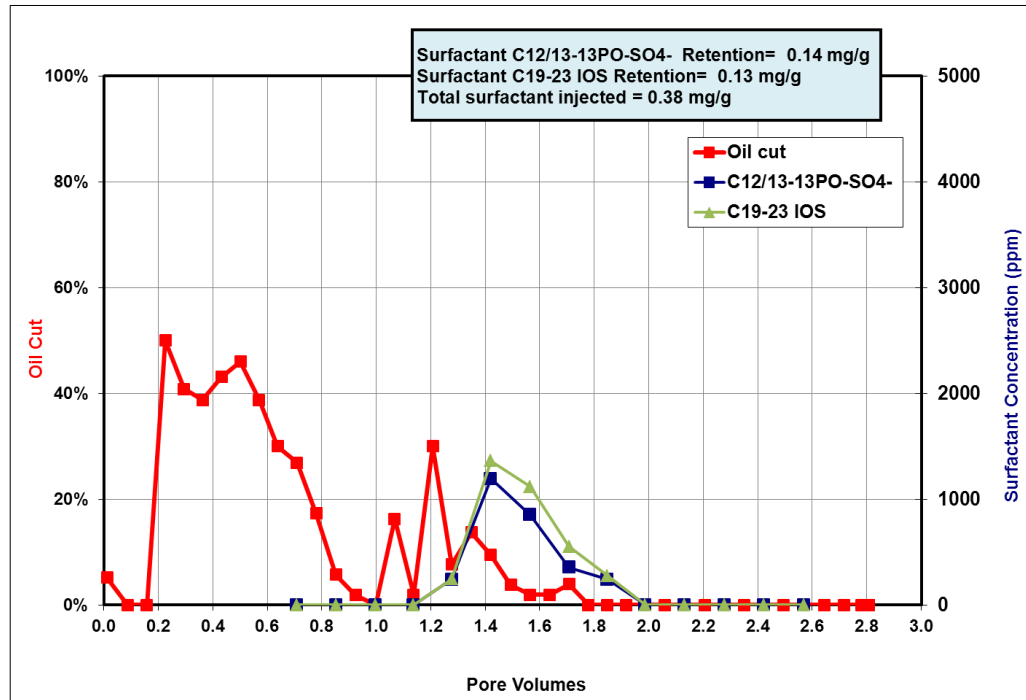
Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

De la figura anterior, se tiene que según los datos obtenidos, la retención de surfactante fue de 0,18 mg/g en la roca.

Más adelante, el surfactante se midió usando la HPLC (por sus siglas en inglés High Performance Liquid Chromatography) y los datos se muestran en la gráfica de la **Figura 58**. Utilizando los datos de la HPLC, la retención de surfactante es 0,27 mg/g en la roca. El método de valoración mide el jabón, así como los surfactantes sintéticos, por esta razón la concentración de surfactante es mayor y la retención es menor. Por lo tanto, la HPLC es una mejor medida de la retención de los surfactantes sintéticos. En la misma figura se puede observar la irrupción simultánea

de los dos surfactantes utilizados en la formulación, lo que indica que no hubo separación de estos en el proceso.

Figura 58. Efluentes de la concentración de surfactante medidos por HPLC.

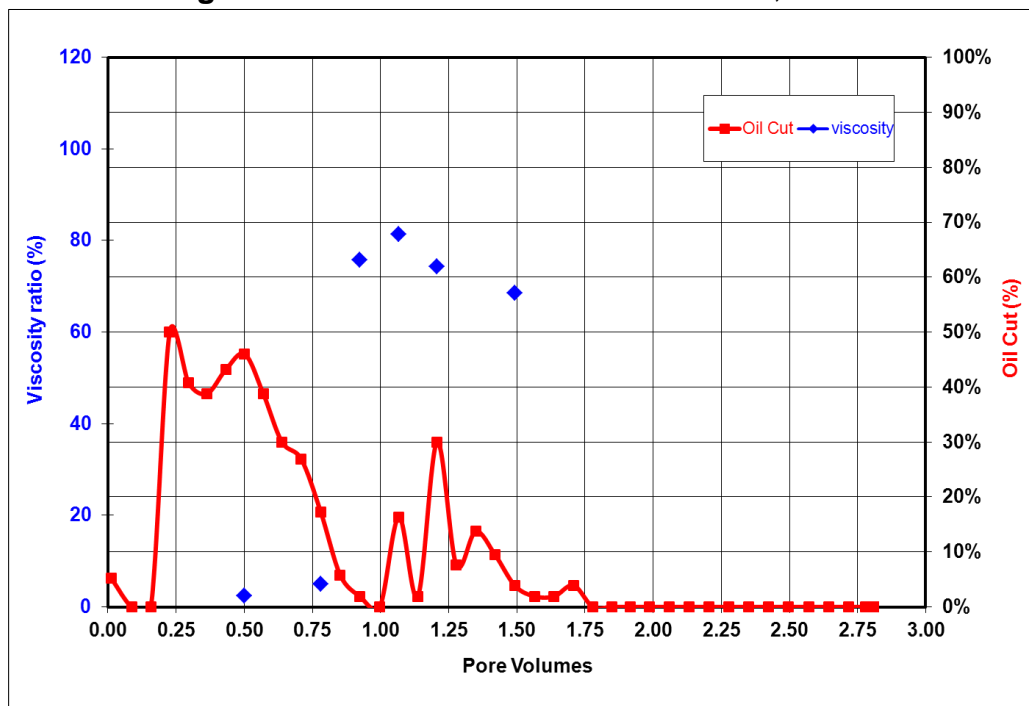


Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

4.10 VISCOSIDAD

Las viscosidades de la fase acuosa de varias muestras de efluente fueron medidas y se ven representadas en la gráfica de la **Figura 59** en donde se puede apreciar que el efluente de polímero salió a un 80%, lo que significa que la retención en fondo (por cualquier tipo de degradación) es muy baja, indicando que el desempeño del polímero fue bueno.

Figura 59. Viscosidad del Efluente @10s⁻¹, 45 °C.

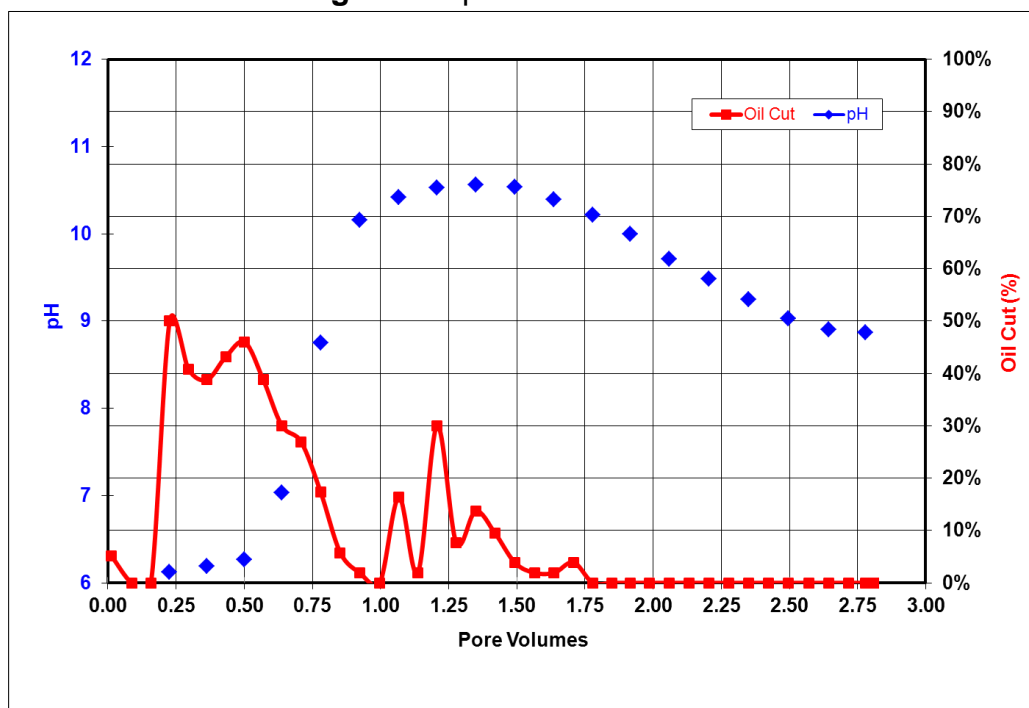


Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

4.11 pH DEL EFLUENTE

El pH de varias muestras de efluentes fueron medidas y se pueden ver en la gráfica de la **Figura 60**, en ella se puede ver que la irrupción del álcali irrumpió más o menos a 0,75 VP.

Figura 60. pH de los efluentes.

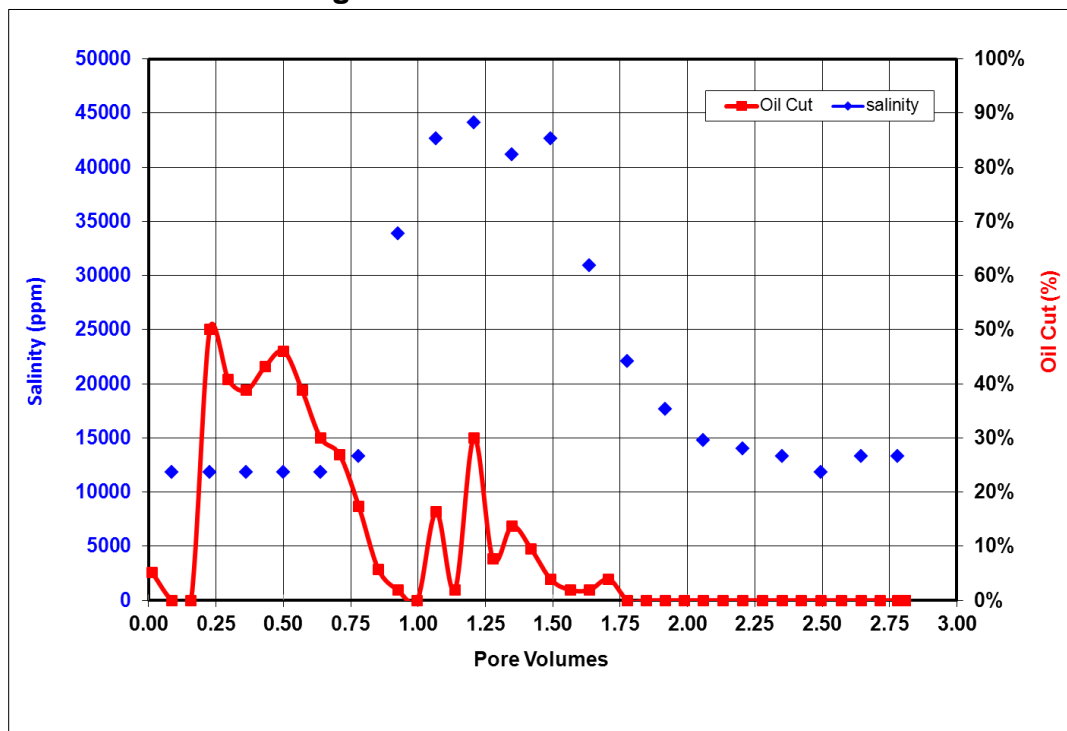


Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

4.12 SALINIDAD DEL EFLUENTE

La salinidad del efluente de la inyección de ASP se midió utilizando un refractómetro. En la gráfica de la **Figura 61** se muestra la salinidad producida donde se ve que su irrupción fue más o menos a 0,75 VP al igual que el pH, lo que indica que el álcali alcanzó un buen desempeño durante el experimento.

Figura 61. Salinidad del efluente.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

5. ESCALAMIENTO DE RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO A CAMPO

Con el propósito de determinar el valor del factor de recobro incremental que puede ser obtenido mediante la implementación de una inyección de Álcali-Surfactante-Polímero (ASP) en el Campo La Cira-Infantas, se escaló una curva prototipo para esta determinación usando el programa Duscale.

Duscale se basa en curvas de recobro adimensionales derivadas mediante simulación numérica, el desempeño de proyectos análogos o de métodos probabilísticos. Según Simmons et al.³⁵, una de las cualidades claves de este programa es la capacidad de modelar los cambios en la velocidad de procesamiento del yacimiento que son comunes en estos proyectos. Tal variación impacta tanto el desempeño de la inyección de agua como el desempeño del proyecto de recobro terciario. La producción de inyección de agua se pronostica usando un ajuste en la regresión basada en la tasa de inyección histórica a nivel de patrón.

Una de las ventajas más importantes del uso de este tipo de métodos analíticos, es que mediante los parámetros de entrada como: Volumen Poroso (VP), tasa de inyección del área a analizar y una curva adimensional obtenida de los resultados de las pruebas de laboratorio con su respectivo escalamiento a campo, permite hacer una estimación del factor de recobro incremental total. El método combina un ajuste de la regresión del VP y el pronóstico de la inyección de agua base con un prototipo adimensional del pronóstico del incremental del proyecto EOR. Esto es muy significativo, especialmente para campos de gran extensión y madurez como es el caso del Campo La Cira-Infantas, ya que hace posible abarcar a gran escala el área para mejores predicciones. La representación de la inyección de agua basado en el VP capta las variaciones en el rendimiento del patrón individual y también cambios en los modelos en la tasa de inyección del yacimiento, que son comunes en estos proyectos. Para este proyecto, se escaló una curva prototipo de recobro proveniente de las pruebas de laboratorio.

Duscale trabaja principalmente para estimaciones con inyección de CO₂ miscible, sin embargo puede ser usado para procesos de ASP y sus pronósticos son generados para los fluidos inyectados y producidos. Además, el programa también ha demostrado ser muy útil como herramienta de monitoreo para la comparación entre el rendimiento previsto versus el real en un patrón de un proyecto EOR.

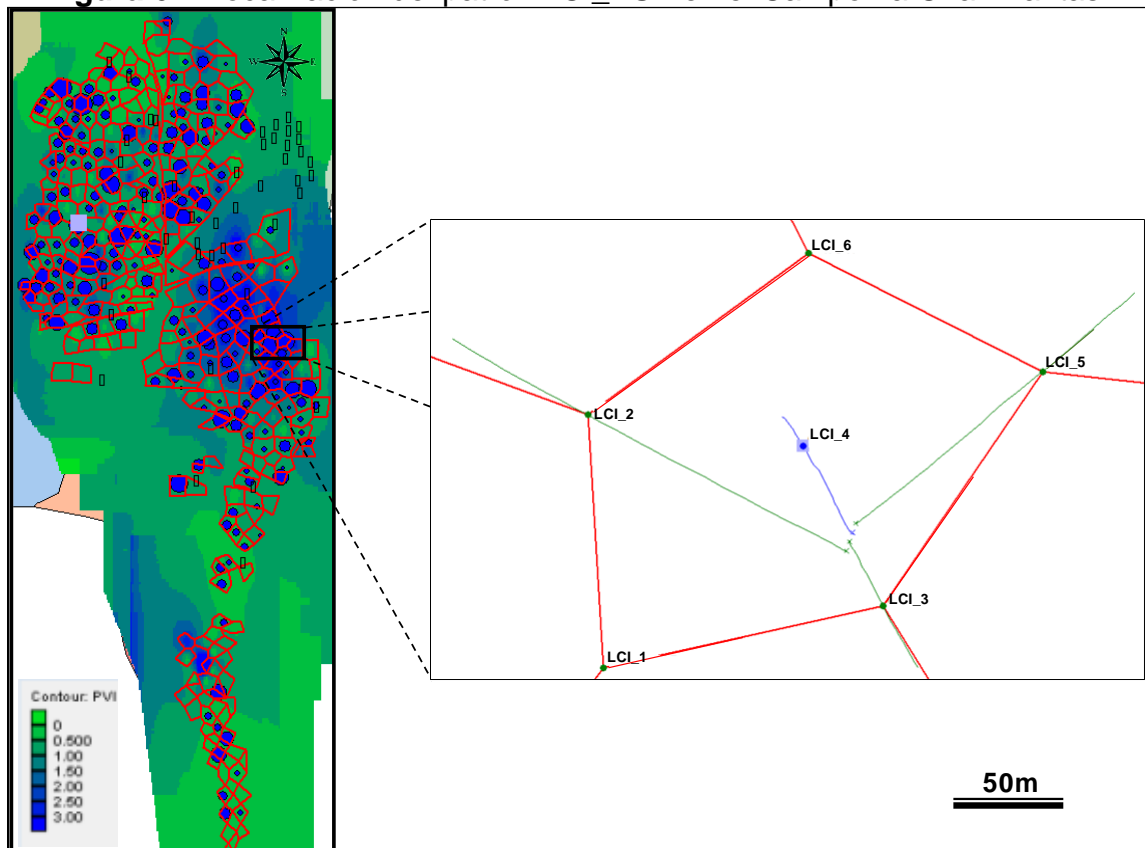
³⁵ SIMMONS, J. F. et al. The Use of Dimensionless Scaling Methods To Predict Field-Scale Tertiary EOR Project Performance. Dallas: SPE, 2005 p. 1

5.1 SELECCIÓN DEL PATRÓN PARA LA APLICACIÓN DEL PROYECTO ASP EN EL CAMPO LA CIRA-INFANTAS

Este tipo de proyectos se recomienda aplicar en máximo dos arenas, para tener mejor monitoreo de los resultados del proceso, por tal motivo de las casi seis zonas presentes en el área patrón se recomienda su implementación en la Unidad C1 debido a que es la más somera, facilitando su aislamiento con las formaciones infrayacentes, tiene buena conectividad y buena acumulación de hidrocarburos.

El patrón seleccionado se llamó LCI_ASP y se encuentra conformado por los pozos: LCI_1, LCI_2, LCI_3, LCI_4, LCI_5 y LCI_6. A continuación, en la **Figura 62** se puede observar la localización y forma del patrón LCI_ASP en el Campo La Cira-Infantas. Su selección se debió a que tiene zonas altamente inundadas por agua, como se observa en la figura, todos sus pozos están activos sin daños mecánicos. Además, tiene una extensión aproximada de 12 acres, lo que significa un área pequeña, por ende necesita bajos volúmenes de químico, haciendo que los costos de inyección química sean bajos.

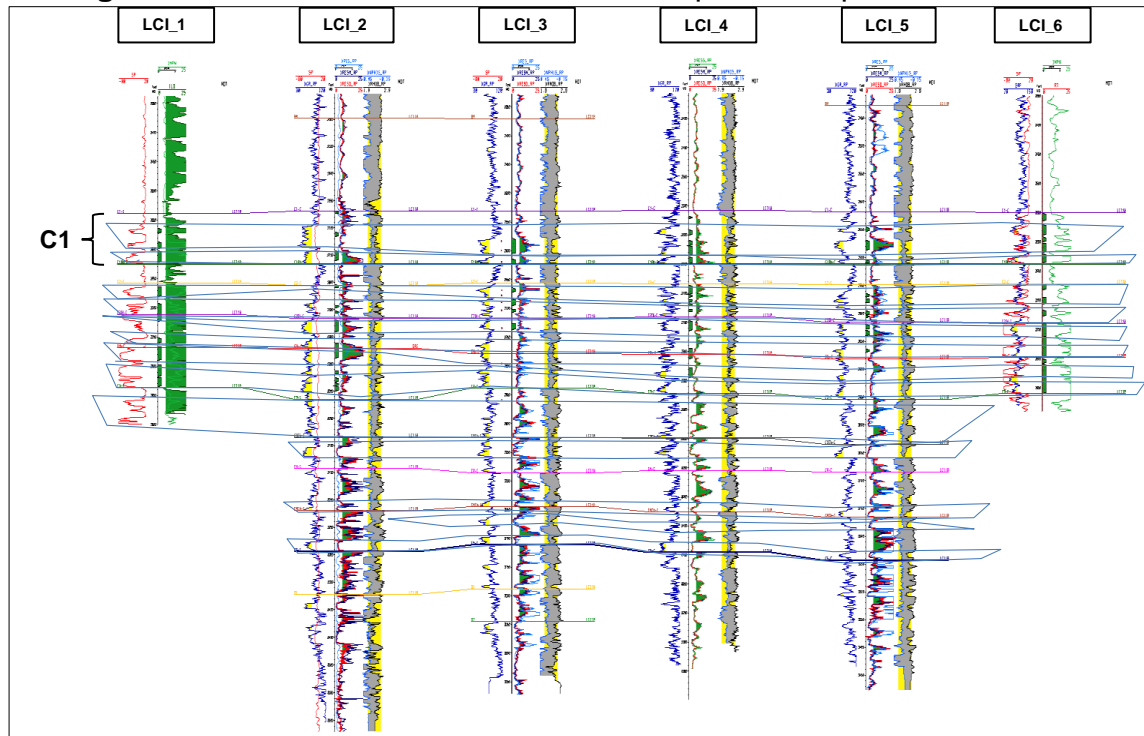
Figura 62. Localización del patrón LCI_ASP en el Campo La Cira-Infantas.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Base de datos. 2016.; modificado por el autor.

A continuación, en la **Figura 63** se puede ver la correlación donde está destacada la arena seleccionada para el patrón.

Figura 63. Correlación de las arenas de los pozos del patrón LCI_ASP.



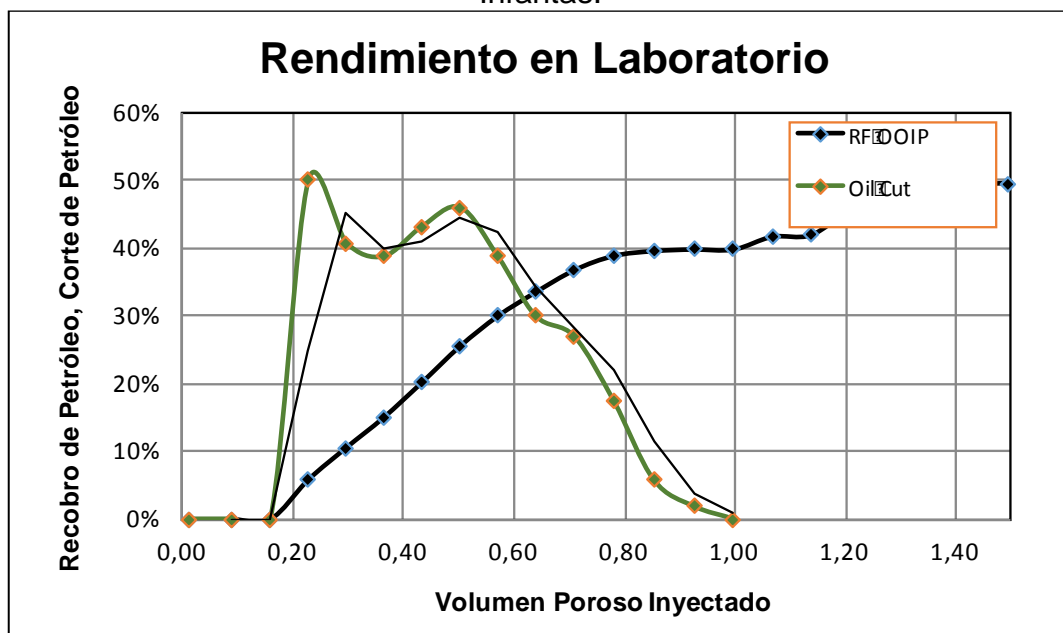
Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Base de datos. 2016; modificado por el autor.

Después de la selección de la Unidad C1, se tomó como tasa de inyección 750 BWPD para este patrón; este valor se calculó con base en proyectos análogos alrededor del mundo, donde se pudo determinar que una de las tasas más comúnmente utilizadas, además, esta no sobrepasa el gradiente de fractura del yacimiento que corresponde a $0,8 \frac{psi}{ft}$, lo que significa que no ocurrirían daños significativos en la roca durante la inyección de ASP.

5.2 CURVA DE LABORATORIO PROTOTIPO

En la **Figura 64** se puede ver la nueva curva prototipo de laboratorio escalada al POES.

Figura 64. Curva prototipo de factor de recobro para el Campo La Cira-Infantas.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

Con el fin de determinar el mejor recobro de petróleo incremental mediante la inyección de ASP para el Campo La Cira-Infantas, se decidió escalar la curva prototipo, obtenida de las pruebas de laboratorio, a tres escenarios de recobro incremental de: Caso #1, Caso #2 y Caso #3 cada uno de 10, 15 y 25% de recobro incremental respectivamente.

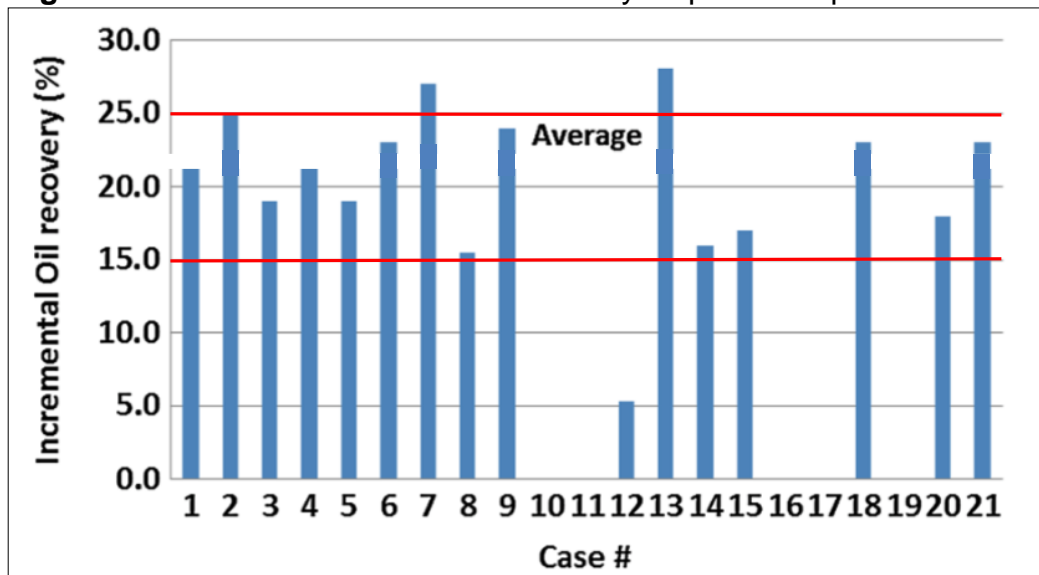
La elección de estos tres escenarios, se hizo con base en antecedentes de proyectos análogos alrededor del mundo. Según Sheng³⁶, cerca de 32 pilotos de campo de ASP y aplicaciones a gran escala han sido reportados con los datos de desempeño hasta ahora en todo el mundo. Entre estos 32 proyectos ASP, 21 proyectos se llevaron a cabo en China, siete en EE.UU., uno en Canadá, dos en la India, y uno en Venezuela. Todos los proyectos se llevaron a cabo en los yacimientos en tierra, excepto el proyecto Lagomar en Venezuela, que se encuentra en alta mar. En el Campo Daqing en China, después de varias pruebas piloto, los proyectos de ASP se han ampliado para varias aplicaciones de campo a gran escala.

³⁶ SHENG, James. A Comprehensive Review of Alkaline-Surfactant-Polymer (ASP) Flooding. En: Society of Petroleum Engineers (SPE) [base de datos en línea] (19 – 25 de abril de 2013) p. 471 Disponible en OnePetro

La mayoría de los proyectos de ASP de campo fueron llevadas a cabo en patrones de cinco puntos invertidos, además fueron hechos a pequeña escala con pocos pozos inyectoros.

Con base en el estudio de Sheng acerca de los pilotos de ASP alrededor del mundo, en la **Figura 65** se visualiza una gráfica que muestra los factores de recobro de petróleo incrementales de 21 casos. El factor de recobro incremental promedio para estos casos es de 21,8% del petróleo original in situ³⁷.

Figura 65. Factor de Recobro Incremental y su promedio para los casos.



Fuente. SHENG, James. A Comprehensive Review of Alkaline-Surfactant-Polymer (ASP) Flooding. En: Society of Petroleum Engineers (SPE) [base de datos en línea] (19 – 25 de abril de 2013) p. 480 Disponible en OnePetro; modificado por el autor.

5.3 ESTIMACIÓN DE FACTOR DE RECOBRO INCREMENTAL A TRAVÉS DE DUSCALE

Con base en los antecedentes de proyectos piloto de ASP mencionados anteriormente, se escogieron tres escenarios diferentes que se describen a continuación.

Para los tres escenarios, la inyección se paró al llegar a un volumen poroso (1 VP), ya que después de ese valor, la recuperación de petróleo es muy baja en comparación a la inyección que se requiere de ASP.

³⁷ Ibid., p. 480

5.3.1 Caso #1. También llamado “Escenario Pesimista”, logra un Recobro de Petróleo Incremental del 15%.

5.3.2 Caso #2. También llamado “Escenario Intermedio”, logró un Recobro de Petróleo Incremental del 20%.

5.3.3 Caso #3. También llamado “Escenario Optimista”, logró un Recobro de Petróleo Incremental del 25%.

5.3.4 Escalamiento de curva de laboratorio a campo. Para generar esta curva, Duscale trabaja con un tipo de volumen poroso llamado Hydrocarbon Pore Volume Injected (HCPVI). La **Ecuación 5**, representa el calculo del HCPVI.

Ecuación 5. Hydrocarbon Pore Volume Injected (HCPVI).

$$HCPVI = \frac{Q_{wi}}{PV * S_o}$$

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC.

Donde:

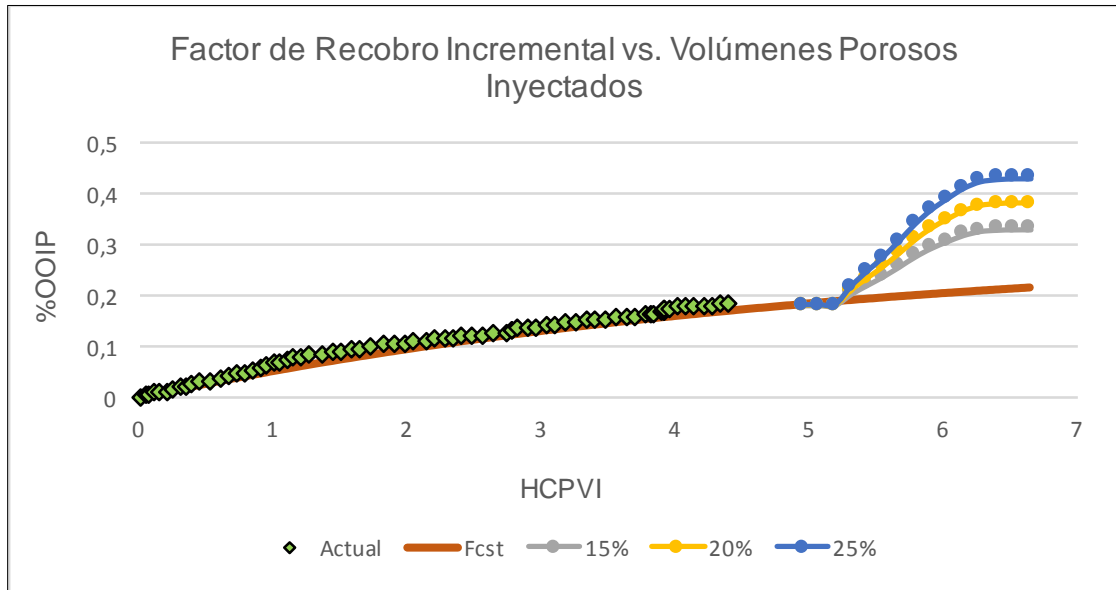
Q_{wi} es la tasa de inyección de agua

PV es el volumen poroso

S_o es la saturación de petróleo

Después del calculo de HCPVI se generó una curva prototipo del recobro de petróleo escalada a campo. Con base a esto, Duscale genera los pronósticos de factor de recobro incremental para cada caso, pasándolos a tasa de inyección. En la **Gráfica 2**, se pueden ver las tres curvas de recobro incremental sobre la curva de recobro base escalada a campo.

Gráfica 4. Factor de Recobro Incremental vs. HCPVI.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC; modificado por el autor.

En la **Gráfica 5**, se presenta la tasa de producción de petróleo incremental con la inyección de agua (método actual) y con los tres escenarios estudiados. En ella, se puede ver como la tasa de petróleo es mucho más alta con la inyección de ASP que la que se obtiene con inyección de agua, donde se demuestra que el proyecto es técnicamente viable.

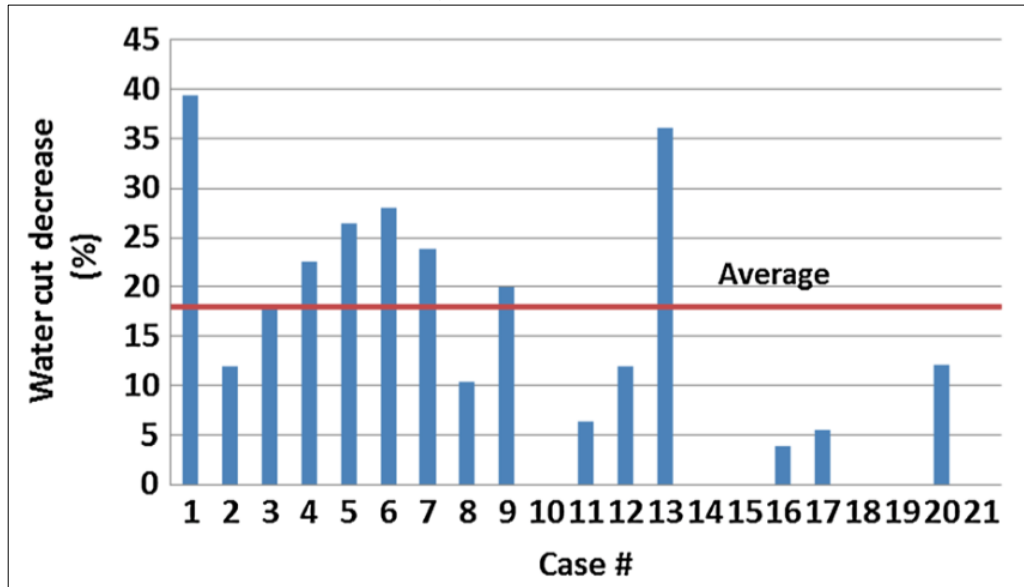
Gráfica 5. Tasa de producción de petróleo incremental vs. Tiempo.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC; modificado por el autor.

Además, como otro parámetro de control de calidad, según el estudio de Sheng³⁸, se observa que los casos reportados en el mundo de inyección de ASP, reflejaron una disminución del corte de agua entre 15 y 30%, equivalente a los aumentos de Corte de Petróleo producido que se reflejan en la **Figura 66**.

Figura 66. Corte de agua y su promedio para los casos.



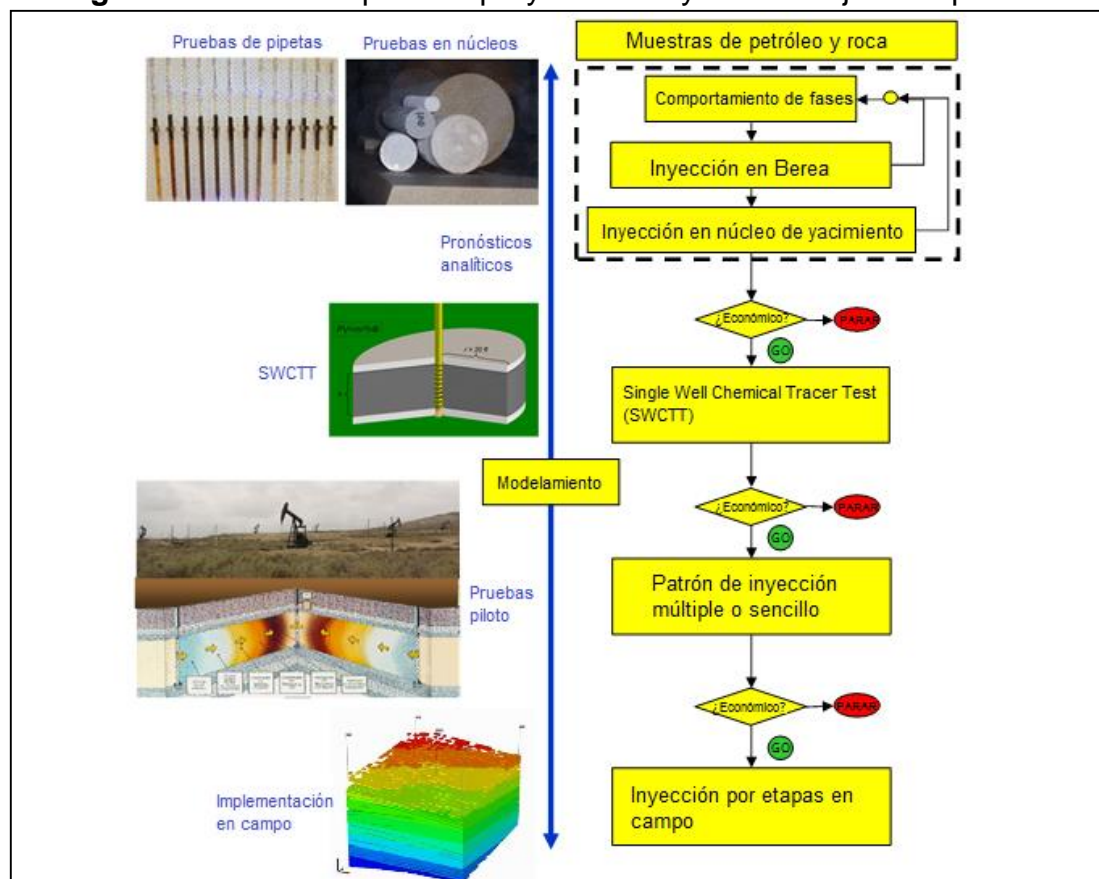
Fuente. SHENG, James. A Comprehensive Review of Alkaline-Surfactant-Polymer (ASP) Flooding. En: Society of Petroleum Engineers (SPE) [base de datos en línea] (19 – 25 de abril de 2013) p. 480 Disponible en OnePetro.

5.4 FLUJO DE TRABAJO PARA PRUEBA PILOTO

Para hacer una prueba piloto, se debe tener en cuenta el siguiente Workflow o Flujo de trabajo, con el fin de llevar a cabo todas las actividades necesarias para la correcta ejecución de un proyecto como este. En la **Figura 67** se ven representados dichos pasos.

³⁸ Ibid., p. 480

Figura 67. Workflow para un proyecto de inyección mejorada química.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC; modificado por el autor.

5.5 ESTIMACIÓN DE FACTOR DE RECUBRO INCREMENTAL PARA TODO EL CAMPO LA CIRA-INFANTAS

Se puede decir que si el piloto resulta exitoso, el factor de recobro incremental sobre todo el campo, asociado a una implementación masiva puede ser 5%, lo que equivale a 145'000.000 de BBL incrementales sobre el POES. Este valor se determinó con base a cálculos analíticos; además, se tuvieron en cuenta proyectos análogos realizados alrededor del mundo, de donde se obtuvo en promedio un 5% de factor de recobro incremental sobre todo un campo. Asimismo, se debe tener en cuenta que el Campo La Cira-Infantas es una campo maduro de gran extensión, es por eso que este valor también se debe a que la implementación del método en todo el campo no tendría el mismo impacto, debido a que existen arenas donde el acceso es limitado, por ende la recuperación de petróleo allí puede ser nula.

6. ANÁLISIS FINANCIERO

El Campo La Cira-Infantas se trata de un campo maduro, que lleva cerca de 100 años en producción. Asimismo, ha atravesado varios procesos técnicos con el fin de extraer los hidrocarburos presentes en él; sin embargo, en la actualidad el campo se encuentra sometido a un proceso de recobro secundario mediante inyección de agua, donde se evidencian zonas altamente inundadas por agua, de las cuales ya no es posible producir el hidrocarburo residual debido a la alta tensión interfacial existente entre el aceite y el agua. Por este motivo, se quiere implementar un proceso de recobro terciario o mejorado químico Alkali-Surfactante-Polímero (ASP) con el fin de extraer el petróleo residual que aún se encuentra en el yacimiento.

A través de pruebas de laboratorio de comportamiento de fases e inyección en corazones, se logró determinar la formulación adecuada de aditivos químicos para el campo, de esta forma se podía obtener un pronóstico del mejor factor de recobro incremental para el mismo. Para esta determinación, se utilizó el programa Duscale, que trabaja con curvas de factor de recobro adimensionales, para estimar el recobro incremental de petróleo residual para el caso puntual del Campo La Cira-Infantas. Del programa, se tomaron tres escenarios diferentes: Caso #1 Pesimista, Caso #2 Intermedio y Caso #3 Optimista, con el fin de poder ofrecer a la compañía de soporte distintas opciones.

Para la evaluación financiera del proyecto, se utilizó como unidad monetaria de valor constante el dólar americano (USD) y se trabajó con una Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) del 15% efectivo anual (E.A.). El análisis utiliza un horizonte de tiempo de 20 meses y el indicador financiero de Valor Presente Neto (VPN). Adicionalmente, se hacen análisis de costos de operación, de costos de producción y de ingresos.

6.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

El OPEX, por sus siglas en inglés Operating Expense, se define como los costos permanentes asociados con el funcionamiento de un producto, negocio o sistema. Estos pueden traducirse como costos de funcionamiento, costos operativos o costos operacionales.

El análisis de costos de operación para este proyecto, se enfoca en determinar el valor total de los costos de inyección de ASP y costos de producción; dichos costos se describen a continuación.

6.1.1 Costos de inyección de ASP. Se encuentran relacionados a los costos de los químicos de ASP ya mezclados, tratamiento de agua a inyectar, alquiler y operación de la planta. Los costos de inyección de ASP son iguales para los tres escenarios, ya que la tasa de inyección es la misma.

Los costos de los químicos de ASP son proporcionados por los proveedores a la empresa de soporte y su precio obedece a los químicos ya mezclados; asimismo, disminuyen a medida que avanza la inyección, ya que como se vio al inicio del Capítulo 4, la formulación de ASP se inyecta completa del periodo uno al seis cuyo costo es de 12,52 USD/BBL, del siete al 10 se inyecta el bache de polímero #1 en donde no se añade el surfactante y cuyo costo disminuye a 3,38 USD/BBL, y del 11 al 20 el bache de polímero #2 en donde no se tampoco se añade surfactante y sus concentraciones son menores dejando su costo en 1,28 USD/BBL. A continuación, en la **Tabla 27** se ven reflejados dichos costos.

Tabla 27. Costo de químicos de ASP.

Periodo	Tasa de Inyección (BBL/mes)	Químicos (USD/BBL)	Total Químicos (USD/mes)
1	23.250	12,52	291.090
2	21.000	12,52	262.920
3	23.250	12,52	291.090
4	22.500	12,52	281.700
5	23.250	12,52	291.090
6	22.500	12,52	281.700
7	23.250	3,38	78.585
8	23.250	3,38	78.585
9	22.500	3,38	76.050
10	23.250	3,38	78.585
11	22.500	1,28	28.800
12	23.250	1,28	29.760
13	23.250	1,28	29.760
14	21.000	1,28	26.880
15	23.250	1,28	29.760
16	22.500	1,28	28.800
17	23.250	1,28	29.760
18	22.500	1,28	28.800
19	23.250	1,28	29.760
20	23.250	1,28	29.760

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. 2016.

Los costos del tratamiento de agua a inyectar son proporcionados por Oxy y corresponden a 0,75 USD/BBL. En la **Tabla 28**, se ilustra el total de costos de tratamiento de agua por periodo.

Tabla 28. Costos de tratamiento de agua inyectada.

Periodo	Tasa de Inyección (BBL/mes)	Tratamiento de agua inyectada (USD/BBL)	Total Tratamiento (USD/mes)
1	23.250	0,75	17.438
2	21.000	0,75	15.750
3	23.250	0,75	17.438
4	22.500	0,75	16.875
5	23.250	0,75	17.438
6	22.500	0,75	16.875
7	23.250	0,75	17.438
8	23.250	0,75	17.438
9	22.500	0,75	16.875
10	23.250	0,75	17.438
11	22.500	0,75	16.875
12	23.250	0,75	17.438
13	23.250	0,75	17.438
14	21.000	0,75	15.750
15	23.250	0,75	17.438
16	22.500	0,75	16.875
17	23.250	0,75	17.438
18	22.500	0,75	16.875
19	23.250	0,75	17.438
20	23.250	0,75	17.438

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. 2016.

En la **Tabla 29** es visible el resumen de los costos de inyección de ASP con su respectivo total por periodo. Los costos de alquiler y operación de la planta son proporcionados por Oxy y corresponden a 55.000 USD/mes y 110.000 USD/mes respectivamente.

Tabla 29. Resumen de costos de inyección.

Periodo	Químicos (USD/mes)	Tratamiento de agua inyectada (USD/mes)	Alquiler de la planta de inyección (USD/mes)	Operación de la planta de inyección (USD/mes)	Total Costo de Inyección (USD/mes)
1	291.090	17.438	55.000	110.000	473.528
2	262.920	15.750	55.000	110.000	443.670
3	291.090	17.438	55.000	110.000	473.528
4	281.700	16.875	55.000	110.000	463.575
5	291.090	17.438	55.000	110.000	473.528
6	281.700	16.875	55.000	110.000	463.575
7	78.585	17.438	55.000	110.000	261.023
8	78.585	17.438	55.000	110.000	261.023
9	76.050	16.875	55.000	110.000	257.925
10	78.585	17.438	55.000	110.000	261.023
11	28.800	16.875	55.000	110.000	210.675
12	29.760	17.438	55.000	110.000	212.198
13	29.760	17.438	55.000	110.000	212.198
14	26.880	15.750	55.000	110.000	207.630
15	29.760	17.438	55.000	110.000	212.198
16	28.800	16.875	55.000	110.000	210.675
17	29.760	17.438	55.000	110.000	212.198
18	28.800	16.875	55.000	110.000	210.675
19	29.760	17.438	55.000	110.000	212.198
20	29.760	17.438	55.000	110.000	212.198

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. 2016.

6.1.2 Costos de producción. En esta sección, se encuentran expresados los costos de producción del crudo para el Campo La Cira-Infantas; estos están asociados los valores de la producción incremental y lifting cost.

El lifting cost, llamado en español como costos de producción, hace referencia los costos de producción de petróleo y gas después de que la perforación se ha completado. Para el caso de este proyecto, el valor de lifting cost es suministrado por Oxy y corresponde a 11 USD/BBL.

La producción incremental fue obtenida a partir de las estimaciones de factor de recobro realizadas en el Capítulo 5. De ahí se puede observar que la producción incremental empieza a ser visible a partir del periodo cuatro.

A continuación, se describen los costos de producción para cada escenario, debido a que cada uno tiene un valor de factor de recobro incremental diferente, por ende una producción incremental distinta.

- **Caso #1 Pesimista:** se caracteriza por tener una factor de recobro incremental de 15%. En la **Tabla 30**, se ven reflejadas las producciones base, estimada e incremental para este caso.

Tabla 30. Producción incremental para el Caso #1.

Periodo	Producción Base (BBL/mes)	Producción Estimada (BBL/mes)	Producción Incremental (BBL/mes)
1	304	304	0
2	272	272	0
3	298	298	0
4	285	3.338	3.053
5	291	4.318	4.027
6	279	3.629	3.350
7	285	3.622	3.337
8	285	3.842	3.557
9	273	3.934	3.661
10	279	4.181	3.902
11	267	3.646	3.379
12	273	3.380	3.108
13	273	2.869	2.597
14	244	2.398	2.155
15	267	2.312	2.046
16	255	1.690	1.435
17	264	891	628
18	249	602	353
19	257	421	163
20	254	269	15

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. 2016.

En la **Tabla 31** se ven reflejados los costos de producción totales para este caso, referenciados a la producción incremental por mes por el lifting cost.

Tabla 31. Costo de producción para el Caso #1.

Periodo	Producción Incremental (BBL/mes)	Lifting Cost (USD/BBL)	Total costo de producción (USD/mes)
1	0	11	0
2	0	11	0
3	0	11	0
4	3.053	11	33.588
5	4.027	11	44.292
6	3.350	11	36.854
7	3.337	11	36.707
8	3.557	11	39.130
9	3.661	11	40.269
10	3.902	11	42.927
11	3.379	11	37.174
12	3.108	11	34.184
13	2.597	11	28.562
14	2.155	11	23.702
15	2.046	11	22.504
16	1.435	11	15.787
17	628	11	6.908
18	353	11	3.888
19	163	11	1.795
20	15	11	165

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. 2016.

En la **Tabla 32** se ven reflejados los costos de operación total para este caso, que corresponden a la sumatoria de los costos de inyección de ASP y los costos de producción.

Tabla 32. Costo de operación total para el Caso #1.

Periodo	Total costo de inyección (USD/mes)	Total costo de producción (USD/mes)	Total costos de operación (USD/mes)
1	473.528	0	473.528
2	443.670	0	443.670
3	473.528	0	473.528
4	463.575	33.588	497.163
5	473.528	44.292	517.820
6	463.575	36.854	500.429
7	261.023	36.707	297.730
8	261.023	39.130	300.152
9	257.925	40.269	298.194
10	261.023	42.927	303.950
11	210.675	37.174	247.849
12	212.198	34.184	246.381
13	212.198	28.562	240.759
14	207.630	23.702	231.332
15	212.198	22.504	234.702
16	210.675	15.787	226.462
17	212.198	6.908	219.105
18	210.675	3.888	214.563
19	212.198	1.795	213.993
20	212.198	165	212.363

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. 2016.

- **Caso #2 Intermedio:** se caracteriza por tener una factor de recobro incremental de 20%. En la **Tabla 33**, se encuentran las producciones base, estimada e incremental para este caso.

Tabla 33. Producción incremental para el Caso #2.

Periodo	Producción Base (BBL/mes)	Producción Estimada (BBL/mes)	Producción Incremental (BBL/mes)
1	304	304	0
2	272	272	0
3	298	298	0
4	285	4.356	4.071
5	291	5.660	5.369
6	279	4.746	4.467
7	285	4.735	4.449
8	285	5.028	4.743
9	273	5.154	4.881
10	279	5.482	5.203
11	267	4.773	4.506
12	273	4.416	4.143
13	273	3.735	3.462
14	244	3.117	2.873
15	267	2.994	2.728
16	255	2.169	1.914
17	264	1.101	837
18	249	720	471
19	257	475	218
20	254	274	20

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. 2016.

En la **Tabla 34**, se ven reflejados los costos de producción totales para este caso, referenciados a la producción incremental por mes por el lifting cost.

Tabla 34. Costo de producción para el Caso #2.

Periodo	Producción Incremental (BBL/mes)	Lifting Cost (USD/BBL)	Total costo de producción (USD/mes)
1	0	11	0
2	0	11	0
3	0	11	0
4	4.071	11	44.784
5	5.369	11	59.057
6	4.467	11	49.138
7	4.449	11	48.943
8	4.743	11	52.173
9	4.881	11	53.692
10	5.203	11	57.237
11	4.506	11	49.566
12	4.143	11	45.578
13	3.462	11	38.082
14	2.873	11	31.602
15	2.728	11	30.006
16	1.914	11	21.049
17	837	11	9.210
18	471	11	5.184
19	218	11	2.394
20	20	11	220

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. 2016.

En la **Tabla 35** se ven están los costos de operación total para este caso, que corresponden a la sumatoria de los costos de inyección de ASP y los costos de producción.

Tabla 35. Costo de operación total para el Caso #2.

Periodo	Total costo de inyección (USD/mes)	Total costo de producción (USD/mes)	Total costos de operación (USD/mes)
1	473.528	0	473.528
2	443.670	0	443.670
3	473.528	0	473.528
4	463.575	44.784	508.359
5	473.528	59.057	532.584
6	463.575	49.138	512.713
7	261.023	48.943	309.966
8	261.023	52.173	313.195
9	257.925	53.692	311.617
10	261.023	57.237	318.259
11	210.675	49.566	260.241
12	212.198	45.578	257.776
13	212.198	38.082	250.280
14	207.630	31.602	239.232
15	212.198	30.006	242.203
16	210.675	21.049	231.724
17	212.198	9.210	221.408
18	210.675	5.184	215.859
19	212.198	2.394	214.591
20	212.198	220	212.418

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. 2016.

- **Caso #3 Optimista:** este se caracteriza por tener una factor de recobro incremental de 25%. En la **Tabla 36**, se encuentran las producciones base, estimada e incremental para este caso.

Tabla 36. Producción incremental para el Caso #3.

Periodo	Producción Base (BBL/mes)	Producción Estimada (BBL/mes)	Producción Incremental (BBL/mes)
1	304	304	0
2	272	272	0
3	298	298	0
4	285	5.374	5.089
5	291	7.002	6.711
6	279	5.863	5.584
7	285	5.847	5.562
8	285	6.214	5.929
9	273	6.374	6.101
10	279	6.783	6.504
11	267	5.899	5.632
12	273	5.452	5.179
13	273	4.600	4.328
14	244	3.835	3.591
15	267	3.676	3.410
16	255	2.647	2.392
17	264	1.310	1.047
18	249	838	589
19	257	529	272
20	254	279	25

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. 2016.

En la **Tabla 37**, se ven reflejados los costos de producción totales para este caso, referenciados a la producción incremental por mes por el lifting cost.

Tabla 37. Costo de producción para el Caso #3.

Periodo	Producción Incremental (BBL/mes)	Lifting Cost (USD/BBL)	Total costo de producción (USD/mes)
1	0	11	0
2	0	11	0
3	0	11	0
4	5.089	11	55.981
5	6.711	11	73.821
6	5.584	11	61.423
7	5.562	11	61.179
8	5.929	11	65.216
9	6.101	11	67.115
10	6.504	11	71.546
11	5.632	11	61.957
12	5.179	11	56.973
13	4.328	11	47.603
14	3.591	11	39.503
15	3.410	11	37.507
16	2.392	11	26.312
17	1.047	11	11.513
18	589	11	6.480
19	272	11	2.992
20	25	11	275

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. 2016.

En la **Tabla 38** se ilustran los costos de operación total para este caso, que corresponden a la sumatoria de los costos de inyección de ASP y los costos de producción.

Tabla 38. Costo de operación total para el Caso #3.

Periodo	Total costo de inyección (USD/mes)	Total costo de producción (USD/mes)	Total costos de operación (USD/mes)
1	473.528	0	473.528
2	443.670	0	443.670
3	473.528	0	473.528
4	463.575	55.981	519.556
5	473.528	73.821	547.348
6	463.575	61.423	524.998
7	261.023	61.179	322.201
8	261.023	65.216	326.239
9	257.925	67.115	325.040
10	261.023	71.546	332.568
11	210.675	61.957	272.632
12	212.198	56.973	269.170
13	212.198	47.603	259.800
14	207.630	39.503	247.133
15	212.198	37.507	249.705
16	210.675	26.312	236.987
17	212.198	11.513	223.710
18	210.675	6.480	217.155
19	212.198	2.992	215.190
20	212.198	275	212.473

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. 2016.

6.2 ANÁLISIS DE INGRESOS

En esta sección se determinan los ingresos que recibe la empresa durante los 20 periodos a partir de la implementación de un proceso de inyección ASP. La compañía de soporte estima que para el año 2017 el precio de venta del crudo del Campo La Cira-Infantas, será de 50 USD/BBL; sin embargo, a este valor se le deben hacer algunos descuentos que van ligados al precio de venta real. Con base en esto, en la **Tabla 39** están especificados dichos valores, así como el precio de venta real.

Tabla 39. Ajuste en el precio de venta.

Parámetro	USD
Precio estimado	50
Ajuste por calidad	2
Transporte	4
Precio de venta	44

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. 2016.

Además, se debe tener en cuenta el porcentaje de regalías que debe pagar la compañía al Estado Colombiano. Según la ANH³⁹, la Constitución Política de Colombia define las regalías como una contraprestación económica de propiedad del Estado que se causa por la explotación de un recurso natural no renovable; esto quiere decir que ninguna persona puede explotar los recursos hidrocarburíferos (petróleo y gas), a título propio, ya que siempre se requiere contar con la autorización del Estado, representado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). La generación de regalías, comienza en la etapa de producción de los hidrocarburos.

La determinación de las regalías se hace con base a la producción diaria de un campo, y según la ley 756 de 2002 de la Constitución Colombiana⁴⁰, se calcula así:

- Hasta 5.000 barriles diarios, se paga el 8%.
- De 125.000 a 400.000 barriles diarios, se paga el 20%.
- De 600.000 barriles diarios en adelante, se paga el 25%.

Asimismo, el valor de las regalías es calculado y suministrado por Oxy, y corresponde a 11%. Con base a lo anterior, se determinó el valor de la producción neta después de las regalías y posteriormente el total de ingresos para cada caso. A continuación, se ven reflejados dichos valores para cada escenario.

- **Caso #1 Pesimista:** en la **Tabla 40**, se encuentran los valores de producción neta para este caso.

³⁹ Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Las regalías en el sector de los hidrocarburos. Cartilla informativa. Bogotá: 2008, p. 6 Disponible en internet en: <<http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Regalias/Documents/regaliasSector.pdf>>

⁴⁰ Ibid., p. 10

Tabla 40. Producción Neta para el Caso #1.

Periodo	Producción Incremental (BBL/mes)	Regalías (11%)	Producción Neta (BBL/mes)
1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	3.053	336	2.718
5	4.027	443	3.584
6	3.350	369	2.982
7	3.337	367	2.970
8	3.557	391	3.166
9	3.661	403	3.258
10	3.902	429	3.473
11	3.379	372	3.008
12	3.108	342	2.766
13	2.597	286	2.311
14	2.155	237	1.918
15	2.046	225	1.821
16	1.435	158	1.277
17	628	69	559
18	353	39	315
19	163	18	145
20	15	2	13

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. 2016.

En la **Tabla 41**, está expresado el total de ingresos para el Caso #1 por periodo, donde se multiplica la producción neta por el precio de venta estimado por Oxy de 50 USD/BBL, mencionado anteriormente.

Tabla 41. Total ingresos para el Caso #1.

Periodo	Producción Neta (BBL/mes)	Precio de Venta (USD/BBL)	Ingresos Totales (USD/BBL)
1	0	44	0
2	0	44	0
3	0	44	0
4	2.718	44	119.575
5	3.584	44	157.681
6	2.982	44	131.200
7	2.970	44	130.678
8	3.166	44	139.302
9	3.258	44	143.357
10	3.473	44	152.822
11	3.008	44	132.341
12	2.766	44	121.694
13	2.311	44	101.680
14	1.918	44	84.378
15	1.821	44	80.115
16	1.277	44	56.201
17	559	44	24.591
18	315	44	13.842
19	145	44	6.391
20	13	44	588

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. 2016.

- **Caso #2 Intermedio:** en la **Tabla 42**, se encuentran los valores de producción neta para este caso.

Tabla 42. Producción Neta para el Caso #2.

Periodo	Producción Incremental (BBL/mes)	Regalías (11%)	Producción Neta (BBL/mes)
1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	4.071	448	3.623
5	5.369	591	4.778
6	4.467	491	3.976
7	4.449	489	3.960
8	4.743	522	4.221
9	4.881	537	4.344
10	5.203	572	4.631
11	4.506	496	4.010
12	4.143	456	3.688
13	3.462	381	3.081
14	2.873	316	2.557
15	2.728	300	2.428
16	1.914	210	1.703
17	837	92	745
18	471	52	419
19	218	24	194
20	20	2	18

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. 2016.

En la **Tabla 43**, está expresado el total de ingresos para el Caso #2 por periodo.

Tabla 43. Total ingresos para el Caso #2.

Periodo	Producción Neta (BBL/mes)	Precio de Venta (USD/BBL)	Ingresos Totales (USD/BBL)
1	0	44	0
2	0	44	0
3	0	44	0
4	3.623	44	159.433
5	4.778	44	210.242
6	3.976	44	174.933
7	3.960	44	174.237
8	4.221	44	185.736
9	4.344	44	191.143
10	4.631	44	203.762
11	4.010	44	176.455
12	3.688	44	162.258
13	3.081	44	135.573
14	2.557	44	112.504
15	2.428	44	106.821
16	1.703	44	74.935
17	745	44	32.788
18	419	44	18.456
19	194	44	8.522
20	18	44	784

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. 2016.

- **Caso #3 Optimista:** en la **Tabla 44**, se encuentran los valores de producción neta para este caso.

Tabla 44. Producción Neta para el Caso #3.

Periodo	Producción Incremental (BBL/mes)	Regalías (11%)	Producción Neta (BBL/mes)
1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	5.089	560	4.529
5	6.711	738	5.973
6	5.584	614	4.970
7	5.562	612	4.950
8	5.929	652	5.277
9	6.101	671	5.430
10	6.504	715	5.789
11	5.632	620	5.013
12	5.179	570	4.610
13	4.328	476	3.852
14	3.591	395	3.196
15	3.410	375	3.035
16	2.392	263	2.129
17	1.047	115	931
18	589	65	524
19	272	30	242
20	25	3	22

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. 2016.

En la **Tabla 45**, está expresado el total de ingresos para el Caso #3 por periodo.

Tabla 45. Total ingresos para el Caso #3.

Periodo	Producción Neta (BBL/mes)	Precio de Venta (USD/BBL)	Ingresos Totales (USD/BBL)
1	0	44	0
2	0	44	0
3	0	44	0
4	4.529	44	199.291
5	5.973	44	262.802
6	4.970	44	218.666
7	4.950	44	217.797
8	5.277	44	232.169
9	5.430	44	238.929
10	5.789	44	254.703
11	5.013	44	220.568
12	4.610	44	202.823
13	3.852	44	169.466
14	3.196	44	140.629
15	3.035	44	133.526
16	2.129	44	93.669
17	931	44	40.985
18	524	44	23.070
19	242	44	10.652
20	22	44	981

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. 2016.

6.3 EVALUACIÓN FINANCIERA

La evaluación financiera se realizó proyectando los costos e ingresos de cada caso con el fin establecer la viabilidad financiera de cada uno de los escenarios.

6.3.1 Valor Presente Neto (VPN). De acuerdo con Baca⁴¹, es el indicador más utilizado porque pone en pesos de hoy tanto los ingresos futuros como los egresos futuros, lo cual, desde el punto financiero, facilita la decisión de tomar o no un proyecto.

A continuación, con la **Ecuación 6** se determina la VPN.

⁴¹ BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería Económica. Bogotá D. C.: Fondo Educativo Panamericano. 1996, p. 197

Ecuación 6. Valor Presente Neto (VPN).

$$VPN(i) = \sum F_n * (1 + i)^{-n}$$

Fuente. BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería Económica. Bogotá D. C.: Fondo Educativo Panamericano. 1996, p. 197; modificado por el autor.

Donde:

VPN es el Valor Presente Neto.

i es la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO).

n es el número de periodos a evaluar.

F_n es el flujo neto efectivo en el periodo *n*.

Los criterios de selección de alternativas utilizando el VPN son:

- Si el VPN > 0, el proyecto es atractivo, porque en pesos de hoy, los ingresos son mayores que los egresos.
- Si el VPN < 0, el proyecto no es atractivo, porque en pesos de hoy, los ingresos son menores que los egresos.
- Si el VPN = 0, los egresos serán iguales que los ingresos, por ende el proyecto es indiferente financieramente.

6.3.2 Tasa de Interés de Oportunidad (TIO). La Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) se define como la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objetivo de realizar un proyecto⁴². Para este proyecto, la TIO suministrada por la compañía es de 15% EA; sin embargo, dado que los periodos utilizados durante el análisis financiero se encuentran expresados en meses, se debe pasar dicho valor a meses, convirtiéndolo en Efectivo Mensual (EM). Con la **Ecuación 7**, se calcula la tasa requerida en meses.

Ecuación 7. Equivalencia de tasas.

$$(1 + i_1)^{m_1} = (1 + i_2)^{m_2}$$

Fuente. BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería Económica. Bogotá D. C.: Fondo Educativo Panamericano. 1996, p. 24

⁴² Ibid., p. 197

Donde:

i_1 es la tasa conocida o inicial.

i_2 nueva tasa.

m_1 son los periodos iniciales que hay en un año.

m_2 son los periodos de la nueva tasa.

De esta manera, aplicando la **Ecuación 6**, se calcula que la nueva TIO como se ve a continuación.

$$\begin{aligned}(1 + 0,15)^1 &= (1 + i_2)^{12} \\ 1,15 &= (1 + i_2)^{12} \\ i_2 &= 0,0117\end{aligned}$$

Del calculo anterior, se obtiene que la nueva TIO es de 1,17% EM.

6.3.3 Flujos de Caja. Según Baca⁴³, los flujos de caja son gráficas que facilitan la comprensión de cualquier problema. Tienen una convención específica que consta de una línea horizontal de representa el tiempo, de esta salen unas flechas, unas hacia arriba y otras hacia abajo, que representan los ingresos y egresos respectivamente. De esta forma, en esta sección se encuentran los flujos de caja para cada escenario.

➤ **Caso #1 Pesimista:** en la **Figura 68** se ve representado el flujo de caja para este escenario. Adicionalmente, en la **Figura 69** se visualiza el flujo neto efectivo para el Caso #1.

⁴³ Ibid., p. 4

Figura 68. Flujo de efectivo para el Caso #1.

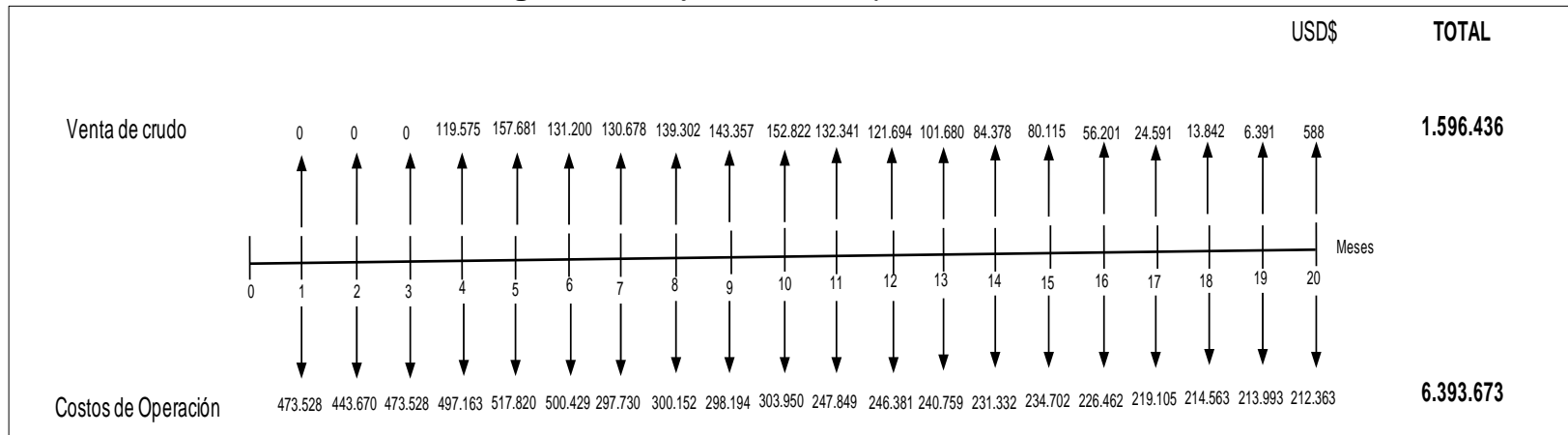
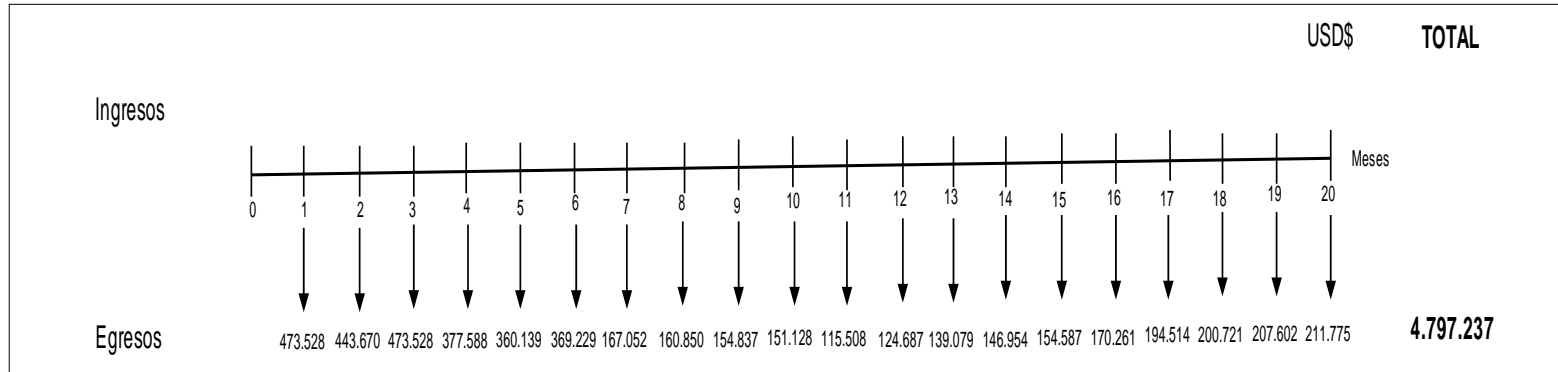


Figura 69. Flujo neto de efectivo para el Caso #1.



Con base al flujo neto efectivo de la figura anterior, se procede a calcular el VPN reemplazando los datos en la **Ecuación 6** para el Caso #1.

$$\begin{aligned} VPN(0,0117) = & -473.528 * (1 + 0,0117)^{-1} - 443.670 * (1 + 0,0117)^{-2} - 473.528 \\ & * (1 + 0,0117)^{-3} - 377.589 * (1 + 0,0117)^{-4} - 360.139 \\ & * (1 + 0,0117)^{-5} - 369.229 * (1 + 0,0117)^{-6} - 167.052 \\ & * (1 + 0,0117)^{-7} - 160.850 * (1 + 0,0117)^{-8} - 154.837 \\ & * (1 + 0,0117)^{-9} - 151.128 * (1 + 0,0117)^{-10} - 115.508 \\ & * (1 + 0,0117)^{-11} - 124.687 * (1 + 0,0117)^{-12} - 139.080 \\ & * (1 + 0,0117)^{-13} - 146.954 * (1 + 0,0117)^{-14} - 154.586 \\ & * (1 + 0,0117)^{-15} - 170.261 * (1 + 0,0117)^{-16} - 194.514 \\ & * (1 + 0,0117)^{-17} - 200.721 * (1 + 0,0117)^{-18} - 207.602 \\ & * (1 + 0,0117)^{-19} - 211.774 * (1 + 0,0117)^{-20} \end{aligned}$$
$$VPN(0,0117) = -4.360.248 \text{ USD}$$

- **Caso #2 Intermedio:** en la **Figura 70** se ve representado el flujo de caja para este escenario. Adicionalmente, en la **Figura 71** se visualiza el flujo neto efectivo para el Caso #2.

Figura 70. Flujo de efectivo para el Caso #2.

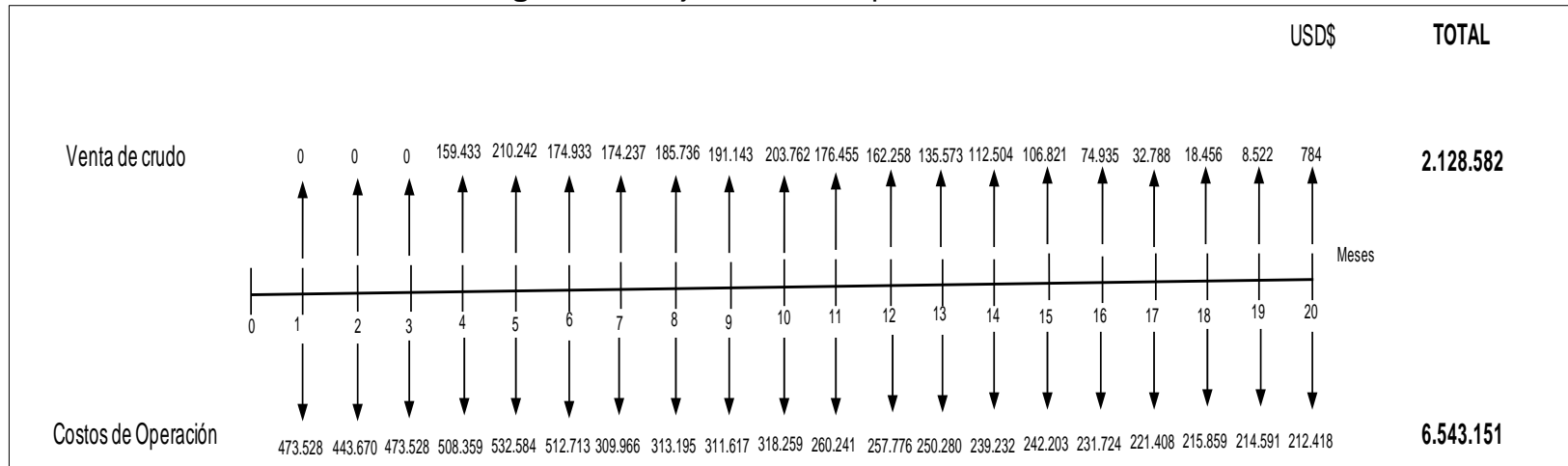
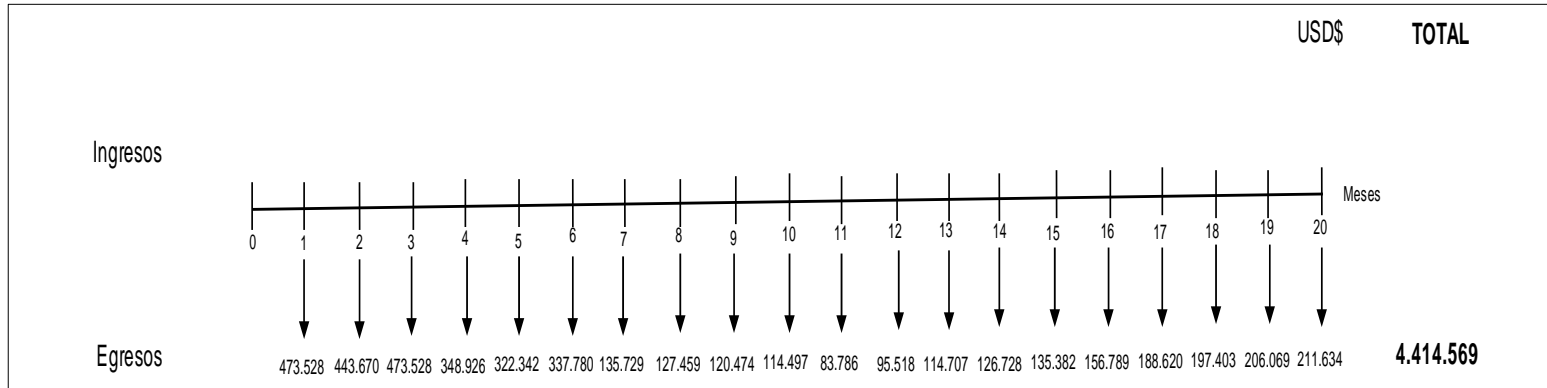


Figura 71. Flujo Neto de efectivo para el Caso #2.



Con base al flujo neto efectivo de la figura anterior, se procede a calcular el VPN reemplazando los datos en la **Ecuación 6** para el Caso #2.

$$\begin{aligned} VPN(0,0117) = & -473.528 * (1 + 0,0117)^{-1} - 443.670 * (1 + 0,0117)^{-2} - 473.528 \\ & * (1 + 0,0117)^{-3} - 348.927 * (1 + 0,0117)^{-4} - 322.343 \\ & * (1 + 0,0117)^{-5} - 337.781 * (1 + 0,0117)^{-6} - 135.728 \\ & * (1 + 0,0117)^{-7} - 127.460 * (1 + 0,0117)^{-8} - 120.474 \\ & * (1 + 0,0117)^{-9} - 114.497 * (1 + 0,0117)^{-10} - 83.786 \\ & * (1 + 0,0117)^{-11} - 95.517 * (1 + 0,0117)^{-12} - 114.707 \\ & * (1 + 0,0117)^{-13} - 126.729 * (1 + 0,0117)^{-14} - 135.383 \\ & * (1 + 0,0117)^{-15} - 156.789 * (1 + 0,0117)^{-16} - 188.619 \\ & * (1 + 0,0117)^{-17} - 197.403 * (1 + 0,0117)^{-18} - 206.070 \\ & * (1 + 0,0117)^{-19} - 211.633 * (1 + 0,0117)^{-20} \end{aligned}$$

$$VPN(0,0117) = -4.017.443 \text{ USD}$$

- **Caso #3 Optimista:** en la **Figura 72** se ve representado el flujo de caja para este escenario. Adicionalmente, en la **Figura 73** se visualiza el flujo neto efectivo para el Caso #3.

Figura 72. Flujo de efectivo para el Caso #3.

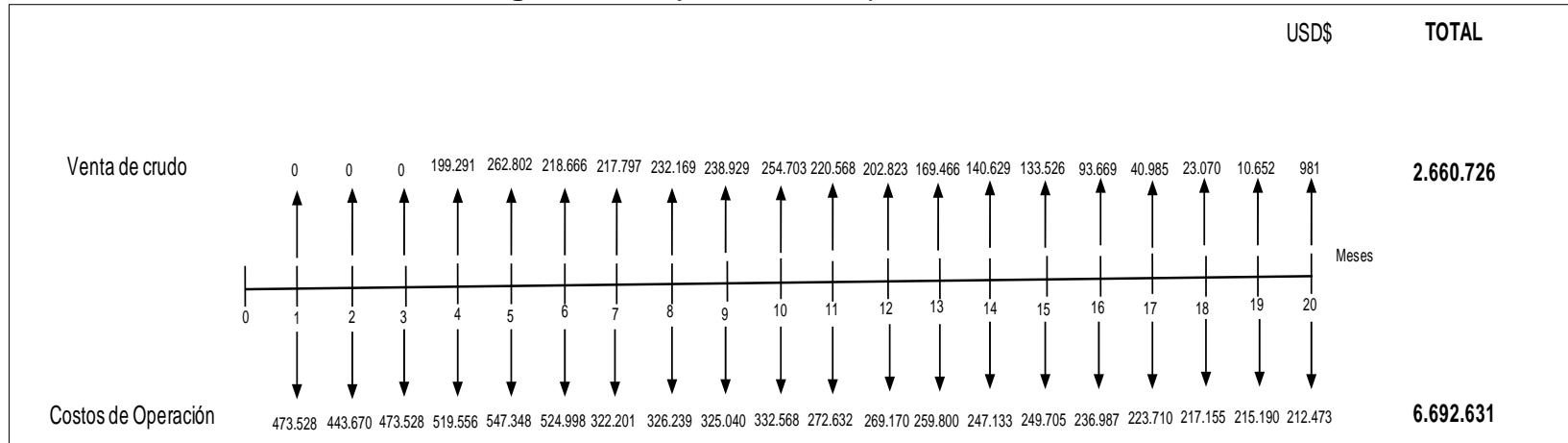
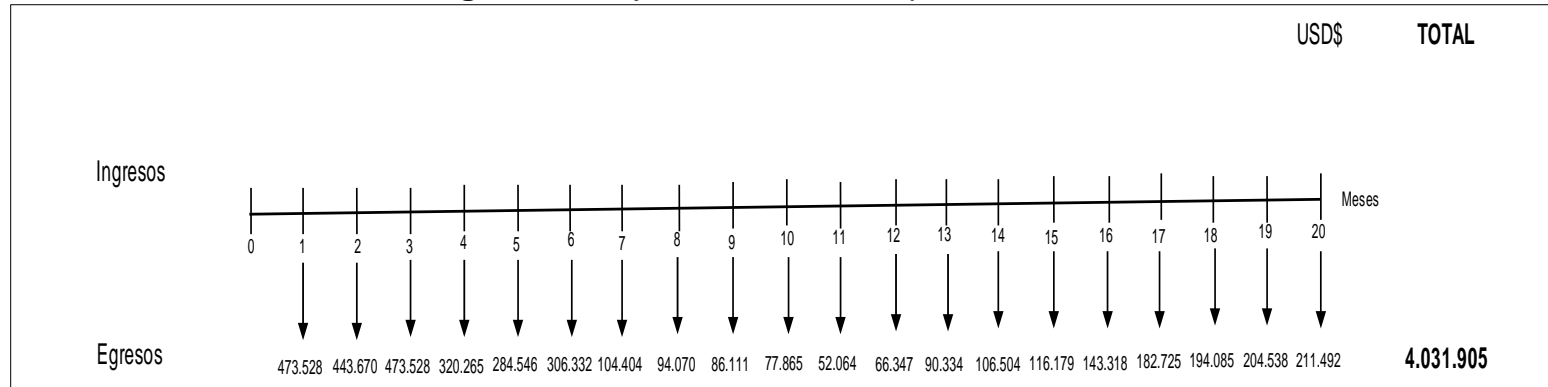


Figura 73. Flujo Neto de efectivo para el Caso #3.



Con base al flujo neto efectivo de la figura anterior, se procede a calcular el VPN reemplazando los datos en la **Ecuación 6** para el Caso #3.

$$\begin{aligned} VPN(0,0117) = & -473.528 * (1 + 0,0117)^{-1} - 443.670 * (1 + 0,0117)^{-2} - 473.528 \\ & * (1 + 0,0117)^{-3} - 320.265 * (1 + 0,0117)^{-4} - 284.546 \\ & * (1 + 0,0117)^{-5} - 306.332 * (1 + 0,0117)^{-6} - 104.405 \\ & * (1 + 0,0117)^{-7} - 94.069 * (1 + 0,0117)^{-8} - 86.111 * (1 + 0,0117)^{-9} \\ & - 77.866 * (1 + 0,0117)^{-10} - 52.064 * (1 + 0,0117)^{-11} - 66.347 \\ & * (1 + 0,0117)^{-12} - 90.334 * (1 + 0,0117)^{-13} - 106.503 \\ & * (1 + 0,0117)^{-14} - 116.179 * (1 + 0,0117)^{-15} - 143.318 \\ & * (1 + 0,0117)^{-16} - 182.725 * (1 + 0,0117)^{-17} - 194.086 \\ & * (1 + 0,0117)^{-18} - 204.538 * (1 + 0,0117)^{-19} - 211.492 \\ & * (1 + 0,0117)^{-20} \end{aligned}$$

$$VPN(0,0117) = -3.674.642 \text{ USD}$$

6.4 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero, la implementación de un proceso de recobro mejorado químico Alkali-Surfactante-Polímero (ASP) en el Campo La Cira-Infantas, no es atractivo para la empresa Occidental de Colombia, LLC en ninguno de los tres casos, porque a USD de hoy, no cumple con las expectativas de la empresa.

7. CONCLUSIONES

- Es necesario conocer las generalidades geológicas, propiedades petrofísicas promedio y características del crudo del campo en estudio, para determinar la viabilidad técnica de un proceso de recobro mejorado químico ASP.
- El control sobre la salinidad, concentración y velocidad de inyección del polímero, garantiza un mejor desempeño y evita su degradación química y/o mecánica.
- Las pruebas de laboratorio, permitieron determinar la formulación de ASP adecuada para el campo en estudio, obteniendo un FRI de 92,4% y reduciendo la S_{or} de 0,33 a 0,025.
- Las concentraciones de químicos adecuadas para la formulación de ASP en el Campo La Cira-Infantas, se definieron en: 0,3 VP de ASP compuesto por 40.000 ppm para el álcali Na_2CO_3 , 0,5 wt% para el surfactante $C_{1213}-13PO-SO_4^-$ y 2.500 ppm para el polímero Flopaam 3630; 0,2 VP del bache de polímero #1 (PD1) compuesto por 2.500 ppm de polímero Flopaam 3630, 35.000 ppm de Na_2CO_3 y 1.000 ppm de Ditionito de Sodio; finalmente 1,25 VP del bache de polímero #2 (PD2) compuesto por 2.000 ppm de polímero Flopaam 3630, 1.000 ppm de Na_2CO_3 y 1.000 ppm de Ditionito de Sodio.
- Con la formulación de ASP, se alcanzó una IFT de $1 \times 10^{-3} \frac{dina}{cm}$ a una salinidad óptima de 25.000 ppm.
- La curva de factor de recobro de laboratorio escalada a campo, se definió en tres escenarios de factor de recobro incremental: Caso #1 Pesimista, con un FRI de 15% y un pico de producción incremental de 130 BOPD, Caso #2 Intermedio, con un FRI de 20% y un pico de producción incremental de 173 BOPD, y Caso #3 Optimista con un FRI de 25% y un pico de producción incremental de 216 BOPD.
- Con base al análisis financiero realizado para este proyecto, ningún escenario de recobro de petróleo incremental resulta viable; esto se debe a que el valor de VPN para el Caso #1 es de -4'360.248 USD, para el Caso #2 de -4'017.443 USD y para el Caso #3 de -3'674.642 USD, representando pérdidas para la compañía.

8. RECOMENDACIONES

- Realizar un Single Well Chemical Tracer Test (SWCTT) en el área planeada del piloto, para que las mediciones de la reducción de S_{or} y de la inyección, sean confiables.
- Ejecutar el SWCTT en un pozo productor, debido a que las tasas de inyección alrededor del pozo son bajas conllevando a N_c bajos.
- Realizar una simulación numérica, que represente los efectos químicos y físicos tras la inyección de ASP en el campo.
- Reevaluar el trabajo de laboratorio, encontrando concentraciones de ASP más eficaces que permitan que el proyecto se realice a un menor costo.
- Realizar el análisis financiero, una vez el precio de venta del barril de crudo haya aumentado y/o los costos de operación hayan disminuido, para que se verifique el momento en que el proyecto es atractivo financieramente.
- Evaluar técnico-financieramente un proyecto de inyección de polímero, debido a que es un proceso más simple que aumenta la eficiencia de barrido volumétrico mejorando la recuperación de petróleo, para que su viabilidad como método de recobro mejorado sea determinada.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Las regalías en el sector de los hidrocarburos. Cartilla informativa. Bogotá: 2008. Disponible en internet en: <<http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalías-y-Participaciones/Regalías/Documents/regalíasSector.pdf>>.

AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Gulf Publishing Company. Houston: 2000.

AL-MJENI, Rifaat et al. ¿Llegó el momento para la tecnología EOR?, Oilfield Review. 2011.

BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería Económica. Bogotá: Fondo Educativo Panamericano, 2005.

BARRERO, Darío et al. Colombian Sedimentary Basins Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal, Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Bogotá: 2007.

BROADPULSE CORPORATION. [Citado el 31 de agosto de 2015] Disponible en: <http://www.broadpulse.com/newtonian_and_non_Newtonian_fluid.htm>.

CHAREST, Marc. Alkaline-Surfactant-Polymer (ASP) Flooding in Alberta. Canadian Discovery Digest. 2013.

DE PORTA, J. Lexique Stratigraphique Internationale - Amerique Latine – Colombie. Volumen V, Fascículo 4B. París: 1974.

ECOPETROL S. A., Evaluación Integrada de Yacimientos del Campo La Cira-Infantas. Bogotá: 1999.

ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Universidad Surcolombiana. Neiva: 2004.

EXPLORATION AND PRODUCTION TECHNOLOGIES. [Citado el 8 de diciembre de 2015]. Disponible en: <<http://www.netl.doe.gov/research/oil-and-gas/project-summaries/completed-ep-tech/de-fc26-04nt15529>>.

GOOGLE MAPS. [Citado en 5 de marzo de 2016]. Disponible en: <<https://www.google.com.co/maps>>.

INFORMATION ON SURFACE AND INTERFACIAL TENSION. [Citado el 7 de noviembre de 2015] Disponible en: <http://www.ramehart.com/surface_tension.htm>.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá: El Instituto, 2008.

_____. Referencias bibliográficas, contenido, forma y escritura. NTC 5613. Bogotá: El Instituto, 2008.

_____. Referencias documentales para fuentes de información electrónica. NTC 4490. Bogotá: El Instituto, 1998.

JULIVERT, Manuel. Lexique Stratigraphique Internationale - Amerique Latine – Colombie. Volumen V, Fascículo 4A. París: 1968.

LAKE W, Larry. Enhanced Oil Recovery. New Jersey: Prentice Hall. 1989.

MODELO INTEGRADO DE GESTIÓN DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS (MIGEP HIDROCARBUROS). Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). [Citado el 5 de marzo de 2016] Disponible en: <<https://migep.anh.gov.co/Security/Login.aspx>>.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Astro Dala. Maracaibo: 2001.

POPE, Gary. Overview of Chemical EOR. The University of Texas at Austin. Austin: 2007.

RACEFN. Glosario de geología. Real Academia de ciencias exactas, físicas y naturales. Disponible en internet: <http://www.ugr.es/~agcasco/personal/rac_geologia/rac.htm>.

SALAGER, Jean-Louis. Adsorción y mojabilidad. Mérida: Universidad de los Andes, 1998.

_____. Microemulsiones para la recuperación mejorada de crudo y limpieza de pozos. Mérida: Universidad de los Andes, 2009.

_____. Recuperación Mejorada del Petróleo. Universidad de los Andes. Mérida: 2005.

SALYM PETROLEUM. ASP Technology. 2014. [Citado el 13 de marzo de 2016]. Video disponible en internet:< https://www.youtube.com/watch?v=6lxK9KDYk_0>.

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary en Español: Donde el Campo Petrolero interactúa con el diccionario. Disponible en internet: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es.aspx>>.

SHENG, James J. A Comprehensive Review of Alkaline-Surfactant-Polymer (ASP) Flooding. En: Society of Petroleum Engineers (SPE) [base de datos en línea] (19 – 25 de abril de 2013) p. 1 Disponible en OnePetro.

_____. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Elsevier. Burlington: 2011.

SIMMONS, J. F. et al. The Use of Dimensionless Scaling Methods To Predict Field-Scale Tertiary EOR Project Performance. Dallas: SPE, 2005.

UNOMAH, Michael. Chemical Enhanced Oil Recovery Utilizing Alternative Alkalis. The University of Texas. Austin: 2013.

WANG, Dongmei et al. Key Aspects of Project Design for Polymer Flooding. Anaheim: SPE, 2007.

ANEXOS

ANEXO A RECOBRO PRIMARIO

- **Recobro Primario.** Resulta de la utilización de la energía natural presentes en los yacimientos con el fin de desplazar los fluidos hacia los pozos productores. Este proceso se hace mediante cinco mecanismos de empuje natural, que son: gas en solución, capa de gas, acuífero activo, drenaje gravitacional y expansión roca-fluido.

- ❖ **Empuje por gas en solución:** En un yacimiento de petróleo, bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, éste puede contener grandes cantidades de gas en solución. A medida que el petróleo es producido, el petróleo remanente, por ser compresible, se expande para llenar el espacio vacío que va quedando detrás, lo que causa una disminución en la presión del yacimiento (P_{yto}). Cuando P_{yto} disminuye hasta el punto del burbujeo, el gas disuelto comienza a desprenderse, se expande y desplaza el petróleo desde el yacimiento hasta los pozos productores. La eficiencia de este mecanismo depende en gran parte de la cantidad inicial de gas disuelto, además de las propiedades de la roca, del petróleo y de la estructura geológica del yacimiento. Su factor de recobro suele ser bajo y está por el orden del 10 a 30% del Petróleo Original En Sitio (POES), esto es debido a que el gas en el yacimiento es más móvil que el petróleo y puede fluir a una tasa más rápida que el crudo mientras la presión declina, provocando un veloz agotamiento de la energía del yacimiento. Los yacimientos por empuje de gas en solución, suelen ser buenos candidatos para la inyección de agua en un proceso eventual de recuperación secundaria.

- ❖ **Empuje por capa de gas:** Estos yacimientos se producen naturalmente ya que debido a su compresibilidad el gas se expande y ayuda a expulsar el petróleo. Sin embargo, para que este mecanismo sea efectivo, es necesario definir el tamaño de la capa de gas y que la formación tenga una alta permeabilidad vertical y un espesor o buzamiento considerable. Ciertamente, una capa de gas muy pequeña no es tan eficiente como una de tamaño mediano. No obstante, una capa de gas que es muy grande en relación a la columna de petróleo es también menos eficaz que una de tamaño mediano. La razón de esto es que resulta difícil producir el petróleo cuando la capa de gas es muy grande y la zona de petróleo delgada, porque el gas tiende a sobrepasar al petróleo e irrumpe primero en los pozos de producción. En conclusión, el yacimiento de empuje por capa de gas más eficiente es aquel que posee un volumen de la capa de gas similar en tamaño al volumen de la zona de petróleo. El factor de recobro para este tipo de empuje suele ser del 20 a 40%.

- ❖ **Empuje por acuífero activo:** este mecanismo se presenta cuando debido a la disminución de presión en el yacimiento, se origina la expansión de un acuífero que lo subyace, desplazando de esta manera el petróleo hacia los pozos productores. En este caso, la presión se mantiene casi constante, al igual que la

relación agua-petróleo que a su vez es alta. La eficiencia de este mecanismo está controlada por el tamaño del acuífero y la permeabilidad de la roca yacimiento. Es uno de los mecanismos más eficientes con un factor de recobro de 40 a 70%.

- ❖ **Empuje por drenaje gravitacional:** la gravedad es un mecanismo de empuje muy lento pero eficaz. La gravedad usualmente trabaja en conjunto con otros mecanismos de empuje para incrementar su eficiencia. Sin embargo, para aumentar su efectividad, es necesario que el yacimiento se encuentre inclinado estructural o estratigráficamente, ya que esto facilita la segregación del petróleo y su drenado, debido a que la fuerza gravitacional es mayor a la fuerza viscosa del fluido. Este es uno de los mecanismos más eficientes con un factor de recobro de 40 a 80%.

- ❖ **Empuje por expansión roca fluido:** Un crudo subsaturado contiene menos gas que el requerido para saturar el petróleo a la presión y temperatura del yacimiento. Cuando el petróleo es altamente subsaturado, mucha de la energía del yacimiento se almacena por la compresibilidad de la roca y los fluidos; debido a ello, la presión declina rápidamente a medida que se extraen los fluidos hasta que se alcanza la presión de burbuja. De este modo, este empuje por gas en solución se transforma en la fuente de energía que desplaza a los fluidos. La eficiencia del factor de recobro de este tipo de empuje es de 1 – 10%.

ANEXO B RECOBRO SECUNDARIO

- **Recobro Secundario.** Una vez el yacimiento pierde su energía natural y el gradiente de presión no es suficiente para hacer que los hidrocarburos se desplacen a los pozos productores, se debe hacer un recobro secundario mediante la inyección de agua o gas, con el propósito de mantener la presión adicionando una energía externa, de modo que exista la presión suficiente para el reservorio drene los hidrocarburos.

En el caso del gas, se inyecta en la capa de gas con el fin de mantener la presión y expandirla, o dentro de la columna de petróleo en los pozos para el desplazamiento inmiscible del petróleo, de acuerdo con las condiciones de barrido volumétrico y permeabilidad relativa. Debido a que un desplazamiento inmiscible de gas es, generalmente, menos eficiente que la inyección de agua, en la actualidad se usa muy poco como recobro secundario.

A continuación se describen el proceso de inyección de gas.

- ❖ **Inyección de Gas.** Es un método de recobro secundario que utiliza gas de forma inmiscible, inyectado para complementar la presión en un yacimiento. En la mayoría de los casos, un campo incluye una distribución planeada de pozos de inyección para mantener la presión de yacimiento e implementar un barrido eficiente de los líquidos recuperables.

Debido a que el gas es más liviano que el petróleo, tiende a formar una capa de gas bien definida, incluso en formaciones de poco buzamiento. En el caso de que la producción sea extraída de la parte más baja de la capa, dará como resultado da forma de conservación de la energía y la posibilidad de mantener las tasas de producción relativamente elevadas, recobrando en un tiempo más corto lo que naturalmente requeriría más tiempo.

A continuación en el **Cuadro 5**, se presentan los tipos de inyección de gas, con sus características, ventajas y desventajas en el.

Cuadro 5. Tipos de Inyección de Gas.

Tipo de inyección	Requisitos	Características	Ventajas	Desventajas
Interna o dispersa	Para yacimientos por empuje de gas en solución sin capa de gas inicial y donde no hay tendencia a desarrollarse una capa de gas secundaria.	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Se aplica en yacimientos homogéneos, con poco buzamiento y relativamente delgados. ❖ Requiere un número elevado de puntos de inyección colocándose en cierto arreglo geométrico. ❖ La inyección se realiza dentro de la zona de aceite. ❖ La permeabilidad relativa del gas debe ser preferiblemente baja. 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Es posible orientar el gas inyectado hacia las zonas más apropiadas. ❖ La cantidad de gas inyectado puede optimarse mediante el control de la producción e inyección de gas. 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ La eficiencia de recobro mejora muy poco o nada como consecuencia de la posición estructural o drenaje por gravedad. ❖ La eficiencia de barrido areal es inferior a la que se logra en operaciones de inyección externa. ❖ Los canales de gas formados por alta velocidad de flujo originan que la eficiencia de recobro sea inferior a lo que se logra por a inyección externa.
Externa	Para yacimientos en donde ocurre segregación debido a la influencia de las fuerzas de gravedad.	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Usada en yacimientos de alto relieve estructural. ❖ Se aplica en yacimientos con altas permeabilidades verticales, >200 md. ❖ La cantidad de pozos requeridos depende de la inyectividad y de los puntos de inyección necesarios. 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ La eficiencia de barrido areal es superior en comparación con la interna o dispersa. ❖ Los beneficios obtenidos por drenaje gravitacional son mayores. ❖ El factor de conformación es mayor. 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Requiere buena permeabilidad vertical del yacimiento. ❖ Es necesario controlar la producción de gas libre de la zona de petróleo. ❖ Las intercalaciones de lutitas son inconvenientes para este tipo de inyección.

Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dala, 2001, p.18; modificado por el autor.

ANEXO C RECOBRO TERCIARIO O MEJORADO

Los métodos básicos que componen este tipo de recobro son: térmico y químico.

- **Recobro Térmico:** Este tipo de recobro mejorado implica la adición de energía al yacimiento mediante la inyección de agua o fluidos calientes con el fin de reducir notablemente la viscosidad del petróleo remanente y de esta forma poder extraerlo más fácilmente. Es un método de de aplicación casi imprescindible para crudos pesados y extrapesados. A continuación en el **Cuadro 6**, se presenta un resumen de este proceso.

Cuadro 6. Procesos de Recobro Térmico.

Proceso	Mecanismo de recobro	Problemas	Factor de Recobro típico (%)
Vapor	Reduce la viscosidad del petróleo y vaporiza los productos ligeros	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Profundidad ❖ Pérdidas de calor ❖ Contaminación 	50 - 65
Combustión In Situ	Lo mismo que vapor además de agrietamiento	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Profundidad ❖ Pérdidas de calor ❖ Contaminación ❖ Control de la combustión 	10 - 15

Fuente. LAKE W, Larry. Enhanced Oil Recovery. New Jersey: Prentice Hall. 1989, p.10; modificado por el autor.