

PROYECTO DE TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD DE INYECCIÓN DE SISTEMAS POLIMÉRICOS COMO TÉCNICA DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO (FPO)

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el T.S.U Hiler Pereira
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, mayo 2017

PROYECTO DE TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD DE INYECCIÓN DE SISTEMAS POLIMÉRICOS COMO TÉCNICA DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO (FPO)

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Rene Rojas

TUTOR INDUSTRIAL: M.Sc Richard Márquez

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el T.S.U Hiler Pereira
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, mayo 2017

Caracas, Mayo de 2017

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Técnico Superior Universitario Hiler Pereira titulado:

**EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD DE INYECCIÓN DE SISTEMAS
POLIMÉRICOS COMO TÉCNICA DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE
PETRÓLEO EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO (FPO)**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique se hacen solidarios con las ideas expuestas por lo autores, lo declaran **APROBADO**.

Prof. Diego Manfre

Jurado

Prof. Alberto Vegas

Jurado

Prof. Rene Rojas

Tutor

DEDICATORIA

Quiero dedicar este trabajo a la persona que me apoyó durante todo este tiempo, Olga Patricia Cutolo, Olga es el amor de mi vida.

A mis Padres por su apoyo incondicional, por su profundo amor, por sus Bendiciones

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi más sinceros agradecimiento a

Mi querida Universidad Central de Venezuela, por ser ese segundo hogar donde me puede formar como profesional. Gracias a todos los profesores de la escuela de Ingeniería de Petróleo.

Quiero agradecer personalmente a Oscar Vernaes por todo su apoyo, excelente profesional

Quiero agradecer personalmente a Richard Márquez por su apoyo, por su excelente labor como profesional.

Pereira P., Hiler J.

**EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD DE INYECCIÓN DE SISTEMAS
POLIMÉRICOS COMO TÉCNICA DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE
PETRÓLEO EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

**Tutor Académico: Prof. Rene Rojas. Tutor Industrial: M.Sc. Richard
Márquez. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de
Ingeniería de Petróleo. Año 2017, 244 p.**

Palabras claves: Polímero, relación de movilidad, inyección de químicos,
recuperación mejorada, factor de recobro, Campo Zuata Norte (Edo.

Anzoátegui)

Resumen. Con el propósito de disminuir la saturación de petróleo residual aumentando el factor de recobro se aplican procesos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH). La inyección de químicos en los yacimientos petrolíferos tiene como finalidad fundamental aumentar el factor de recobro mediante la reducción de la tensión interfacial y el mejoramiento de la razón de movilidad. El presente proyecto tiene como objetivo evaluar la factibilidad de inyección de sistemas poliméricos como técnica de recuperación mejorada de petróleo en el yacimiento NPZ 0035 del campo Zuata Norte del área San Cristóbal. Para ello en este proyecto se realizará una búsqueda de información acerca de la aplicación de inyección de polímeros como procesos de recuperación mejorada de Hidrocarburos (RMH), utilizando diversas fuentes para la obtención de la misma. Con la información obtenida se realizará el estado del arte. Posteriormente se realizará la evaluación y el análisis de la factibilidad de inyección de tres sistemas poliméricos. Los sistemas poliméricos corresponden a un polímero convencional (Flopaam 3630 S), un polímero asociativo sintetizado en PDVSA Intevep y un polímero Híbrido (mezcla de Flopaam y Asociativo). Se obtuvieron muestra de arena real del yacimiento en estudio, se realizó el estudio reológico a cada sistema de polímero, se realizaron pruebas de desplazamiento monofásicas para evaluar el comportamiento del polímero en contacto con la arena y se realizaron pruebas bifásicas para cada uno de los sistemas para evaluar el factor de recobro, obteniéndose un mayor factor de recobro con el sistema híbrido.

INDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I	3
DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	3
1.1 Planteamiento del Problema	3
1.2 Objetivo General	4
1.2.1 Objetivos específicos	4
1.3 Justificación y Alcance	5
1.4 Limitaciones	6
CAPÍTULO II	7
ESTADO DEL ARTE	7
2.1 Antecedentes de la Investigación	7
2.2 Marco Teórico	14
2.2.1 Generalidades de yacimientos de crudo pesado y extrapesado ..	14
2.2.2 Un yacimiento como parte de un sistema petrolero (aspectos básicos)	25
2.3 Desafíos en la Producción de crudo	29
2.3.1 Producción Primaria (Producción en frío)	30
2.3.2 Simulación Cíclica de Vapor (SCV)	31
2.3.4 Inyección de agua	31
2.3.5 Recuperación mejorada de Hidrocarburo (RMH)	36
2.3.6 Métodos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH) térmicos	38
2.3.7 Métodos RMH no químicos	39
2.3.8 Inyección de Bacterias	39
2.3.9 Agua Alternado con Gas (AAG)	40
2.3.10 Inyección de CO ₂	40
2.4 Inyección de químicos	40
2.4.1 Inyección de Álcalis	40

2.4.2 Inyección de Álcali y Surfactante (AS)	41
2.4.3 Inyección de álcali surfactantes y polímeros (ASP).....	41
2.4.4 Recuperación mejorada de Hidrocarburo con inyección de químicos (RMHQ) y los principales mecanismo físicos químicos para la recuperación de petróleo	43
2.5 Inyección de polímeros	43
2.5.1 Control de Movilidad por inyección de polímeros.	43
2.5.2 Polímeros asociativos	46
2.5.3 Sistema de polímero híbrido	47
2.5.4 Tipos de polímeros	48
2.5.5 Aplicaciones de proyectos de inyección de polímeros a nivel mundial.....	50
2.5.6 Criterios de selección del polímero correcto para la inyección de polímeros.....	51
2.5.7 Reología de soluciones poliméricas.....	51
2.5.8 Reducción de Movilidad (R_m - también llamado factor de resistencia, RF)	52
2.5.9 Reducción de permeabilidad (R_k - también llamado factor de resistencia residual, RRF).....	53
2.6 Retención de polímero en medio poroso	54
2.6.1 Mecanismo de retención.....	55
2.6.2 factores que afectan la retención de polímeros.....	60
2.7 Degradación del polímero	68
2.9 Alteración de mojabilidad	70
2.9.1 Principales consideraciones yacimiento fluido para la aplicación de inyección de polímero en yacimientos de crudos muy viscosos.....	71
2.9.2 Viscosidad y concentración del polímero necesaria para el control de movilidad en yacimientos de crudos pesados y extrapesados	72
2.9.3 Requerimiento del agua para los proyectos de recuperación mejorada de hidrocarburos con inyección de químicos (RMHQ).....	74

2.9.4 Importancia del agua suavizada en RMHQ	75
2.9.5 Dureza y estabilidad del polímero	77
CAPÍTULO III	79
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	79
3.1 Ubicación geográfica del área de estudio	79
3.1.1 Yacimiento OFIFG NZZ0035	80
3.2 Características geológicas yacimiento ofif,g nzz0035	81
3.3 Estratigrafía y Sedimentología del yacimiento	82
3.3.1 Estratigrafía	82
3.3.2 Sedimentología	84
3.4 Interpretación estructural	85
3.5 Modelo Petrofísico	87
CAPÍTULO IV	90
MARCO METODOLÓGICO	90
4.1 Tipo de investigación	90
4.2 Metodología de la investigación	90
4.3 Primera Fase	95
4.3.1 Técnicas para la recopilación de la información	95
4.3.2 Toma de muestra de núcleos	97
4.4 Segunda Fase	98
4.4.3 Reómetro	98
4.4.4 Densímetro	99
4.4.5 Formulación del agua de inyección y de formación	100
4.4.6 Procedimiento para preparar las soluciones poliméricas (HPAM, asociativo e híbrido)	101
4.4.7 Sistema de desplazamiento	103
4.5 Metodología experimental	104
4.5.1 Limpieza y secado de muestras de roca (consolidadas y no consolidadas)	104
4.5.2 Preparación de muestras de rocas no consolidada	105
4.5.3 Empaque de muestras de roca no consolidadas	105

4.6 Determinación de propiedades físicas de las muestras de rocas	107
4.6.1 Estimación del volumen poroso, porosidad y permeabilidad absoluta al aire empleando un equipo automatizado	107
4.6.2 Determinación de curvas de permeabilidad relativa mediante pruebas de desplazamiento forzado de fluidos (método convencional)	108
4.6.3 Pruebas monofásicas	109
4.6.4 Pruebas bifásicas	109
CAPÍTULO V	112
DISCUSIÓN DE RESULTADOS	112
5.1 Reología de los sistemas poliméricos.....	112
5.1.1 Reología del polímero HPAM.....	112
5.1.3 Reología del polímero Asociativo.....	114
5.1.4 Reología del polímero híbrido	116
5.4 Pruebas de desplazamiento	119
5.4.1 Pruebas de desplazamiento monofásicas	119
5.4.2 Pruebas monofásicas Inyección de polímero Flopaam 3630S para la estimación del factor de resistencia FR, y factor de resistencia residual FRR.....	131
5.4.4 Pruebas bifásicas (crudo – agua)	133
5.4.5 Prueba bifásica, agua de inyección-petróleo.....	135
CONCLUSIONES	142
RECOMENDACIONES	145
REFERENCIAS.....	146
APÉNDICE.....	155

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Figura1 Definición de crudos pesados y crudos extrapesados y arenas bituminosas por el Instituto Americano de Petróleo & Centro de Energía de Canadá (Huc et al. 2011)	16
Figura 2 Relación entre la viscosidad Vs temperatura a varios crudos pesados. El círculo indica las condiciones del yacimiento (Farouq Ali, S.M et al. 2003)	17
Figura 3 Overall, Valores de NA de 255 crudos muestran una disminución con el incremento API (Fan,t et al. 2007)	19
Figura 4. Producción de crudo espumoso a la salida de un núcleo Li (2012)	21
Figura 5 Sección esquemática de una cuenca antepaís proviniendo de una situación geológica favorable para la formación de acumulación de crudo pesados (adaptado por Huc et al 2011).	22
Figura 6. Efectos de la biodegradación sobre algunas propiedades gruesas del crudo.....	23
Figura 7 Comparación entre un crudo sin alteraciones y un crudo biodegradado (incrementa el contenido de resinas y asfáltenos, Connan, et al. 1984).	24
Figura 8 Resumen de los factores que afectan las propiedades del Hidrocarburo (HC) (principalmente calidad del petróleo y gas) (Wenger, L et al. 2002)	25
Figura 9 Mostración conceptual de un sistema petrolero conceptual (Huc. A.Y et al. 2012).....	26
Figura 10 Descripción de los constituyente de una arena típica (Civan et al 2016)	27
Figura 11 Ejemplo de una dolomita Limonita con mala porosidad conectada (porosidad = 18% y permeabilidad = 7 mD); (Zinszner, B. et al. 2007)	28
Figura 12 Métodos de producción de crudos pesados y extrapesados.	30
Figura 13. a) Crudo recuperado Vs volumen de poro inyectado después de la inyección de agua, y b) Corte de agua producida en crudo pesado inyectando agua.	32
Figura 14. Experimentos en micromodelos de silicón mostrando diferentes patrones de adedamiento a diferentes relaciones de viscosidad (μ ;Doorwar,S et al.2015)	34
Figura 15. Experimentos en micromodelos mostrando el efecto de la tasa de flujo sobre el comportamiento en el adedamiento a una relación de viscosidad constante de 10000 mPa.S (Doorwar, S et al. 2015). Unidades 1 ft = 0,3048 m.	35
Figura 16 Recuperación del crudo Vs la viscosidad del petróleo para crudos pesados y extrapesados (producción en frío) (Huc, et al. 2011) Unidades 1 cP = 1mPas,	36
Figura. 17 Vida de un campo de petróleo con un programa de implementación de RMH (Henthorne, L et al. 2011)	37

Figura 18 Entrampamiento del crudo y movilización.	38
Figura 19 Definición de relación de movilidad (Seright et. al. 2014).....	44
Figura 20 Mejoramiento en la eficiencia de barrido en un yacimiento homogéneo por el uso de polímeros.....	45
Figura 21 Mejoramiento en la eficiencia vertical de un yacimiento homogéneo por el de polímeros (Baviere et al. 1991).	45
Figura 22 Control de movilidad previsto para inyección de polímero en comparación con inyección de agua (Figura adaptada por Raney, K et al, 2011)	46
Figura 23 Saturación final de saturación de petróleo Vs NDe, resultados experimentales, con incremento NDe, la saturación residual de petróleo después de la inyección del polímero viscoelástico está disminuyendo (Q_i P. et al. 2016).....	48
Figura 24 Estructura química del HPAM (Litmann, 1988).	49
Figura 25 Comparación entre el flujo de un trazador y un polímero (Sheng, 2001 p. 165)	55
Figura 26 Reducción de la movilidad en función de la tasa de corte para la inyección de polímero en medio poroso.....	57
Figura 27. Mecanismos de acción de polímeros en medio poroso (Dupuis, 2010)	60
Figura 28. Límites de peso molecular para medios porosos de diferentes permeabilidades y diferentes caudales (sheng 2011)	61
Figura 29 Izquierda, aumento del espesor de capa con la tasa de corte, derecha, viscosidad extensional en función de la tasa de corte en el medio poroso.	62
Figura 30. Influencia de la tasa de corte en la reducción de permeabilidad y en función del número de volúmenes porosos inyectados (Denys,2001).....	63
Figura 31 Influencia de la tasa de corte en la inyección alternada de polímero y salmuera	64
Figura 32. Efecto de la concentración de polímeros en: reducción de permeabilidad (arriba) y espesor de capa (abajo)	66
Figura 33 Efecto de la concentración de polímero en la adsorción	67
Figura 34 Comparación de la adsorción de una poliacrilamida y su par hidrofóticamente modificado sobre un extracto de sílice	68
Figura 35 Ejemplos de ángulos de contactos (Morrow, N.R et al 1990)	71
Figura 36 Comparación entre inyección primaria, secundaria y terciaria (Dalamaide et al 2014)	72
Figura 37 Diferentes criterios de selección para inyección de polímeros (Dao Saleh,L et al 2014).....	74
Figura 38 Efecto del oxígeno disuelto y el hierro en la estabilidad del HPAM a 23 °C (Seright, R.S et al 2015)	76
Figura 39 estructura genérica del HPAM mostrando los grupos aniónicos ..	78
Figura 40 Efecto de la concentración de calcio sobre la viscosidad de la solución de polímero HPAM (Delsha 2010)	78
Figura 41 Ubicación del campo Norte Zuata en el área San Cristóbal. (Rojas	

y col., 2014)	79
Figura 42 Mapa isópaco estructural del Yacimiento OFIF,G NZZ0035 (Rojas y col., 2014)	80
Figura 43 Columna estratigráfica del campo San Cristóbal.....	81
Figura 44 Modelo conceptual aplicado al campo San Cristóbal (Esquema representativo en un ambiente de Delta dominado por Mareas Nueva Guinea).....	83
Figura 45 Pozos en dirección Suroeste-Noreste: NZZ 294 HP, NZZ 200, NZZ 320 HP.	84
Figura 46 Pozos en dirección Oeste-Este: NZZ 171, NZZ 200, NZZ 231 y NZZ 281 HP.....	85
Figura 47 Pozos en dirección Oeste-Este: NZZ 225 HP, NZZ 163 y NZZ 170.	85
Figura 48 Poligonal de la Empresa Mixta Indovenezolana con los volúmenes norte en azul y sur en rojo	86
Figura 49 Mapa estructural al tope de la arena FG.	87
Figura 50. Flujograma de la Factibilidad Técnica de Inyección de Sistemas Poliméricos	91
Figura 54 Reómetro Anton Paar MCR-301	99
Figura 55 Densímetro DMA 500	100
Figura 56 equipo de desplazamiento para la ejecución de pruebas monofásicas y bifásicas.	103
Figura 57 Sistema de limpieza de muestras de roca Dean-Stark.....	104
Figura 58 Herramientas para empacar muestras de roca no consolidadas	106
Figura 59. Esquema del procedimiento experimental para la determinación de curvas de permeabilidad relativa por el método de estado no estacionario.	110
Figura 60. Reología de la solución polimérica HPAM de 505 ppm y regresión lineal para el cálculo de "N Y K por el método de ostwald	112
Figura 61 Reología de la solución polimérica HPAM de 1002 ppm y regresión lineal para el cálculo del índice de ley de potencia "N y el coeficiente de partición K por el método de ostwald.	113
Figura 62 Reología del polímero asociativo a 700 ppm y regresión lineal para el cálculo del índice de ley de potencia "N y el coeficiente de partición K por el método de ostwald.	114
Figura 63 Reología del polímero asociativo a 1200 ppm y regresión lineal para el cálculo del índice de ley de potencia "N y el coeficiente de partición K por el método de ostwald.....	115
Tabla 5.4 Tasa de corte del polímero asociativo a 1200 ppm	115
Figura 64 Reología del polímero asociativo a 1700 ppm y regresión lineal para el cálculo del índice de ley de potencia "N y el coeficiente de partición K por el método de ostwald.....	115
Figura 65. Reología del polímero Híbrido a una concentración 500 HPAM/700 Asociativo ppm y regresión lineal para el cálculo del índice de ley de potencia "N y el coeficiente de partición K por el método de ostwald....	116

Figura 66 Reología del polímero Híbrido a una concentración 800 HPAM/1200 Asociativo ppm y regresión lineal para el cálculo del índice de ley de potencia n y el coeficiente de partición K por el método de ostwald	117
Figura 67 Reología del polímero Híbrido a una concentración 1000 HPAM/1700 Asociativo ppm y regresión lineal para el cálculo del índice de ley de potencia n y el coeficiente de partición K por el método de ostwald	118
Figura 68 permeabilidad absoluta al nitrógeno	121
Figura 69. Permeabilidad absoluta al agua de inyección a temperatura de laboratorio.....	122
Figura 70 .Permeabilidad absoluta al agua de formación a temperatura de yacimiento	123
Figura 71 Permeabilidad absoluta al nitrógeno	125
Figura 72 Permeabilidad absoluta al agua de inyección a temperatura de laboratorio	126
Figura 73 Permeabilidad absoluta al agua de inyección a temperatura de laboratorio	127
Gráfica 74 permeabilidad absoluta al agua de inyección a temperatura de laboratorio	129
Figura 75 Permeabilidad absoluta al agua de inyección a temperatura de yacimiento (68,3 °C)	130
Figura 76 Factor de resistencia a medida que se incrementa el volumen poroso inyectado de polímero Flopaam a concentraciones de 500ppm ,800 ppm y 1000 ppm.	131
Figura 77 Factor de resistencia a medida que se incrementa el volumen poroso inyectado de polímero Flopaam a concentraciones de 700ppm ,1200 ppm y 1700 ppm.....	132
Figura 78 Curva de permeabilidad relativa sistema agua de inyección – petróleo núcleo 4	134
Gráfica 79. Volumen de petróleo producido a medida que se incrementa la saturación de agua dentro del núcleo	135
Figura 80 Curva de permeabilidad relativa sistema agua de inyección – petróleo núcleo 5	136
Figura 82 Petróleo producido a medida que se incrementa la saturación de agua dentro del núcleo	138
Figura 83 Factor de recobro para cada uno de los sistemas poliméricos inyectados	139

LISTA DE TABLAS

Pág

Tabla 2.1 Propiedades típicas de crudos pesados y extrapesados.....	17
Tabla 2.2 comparaciones entre la acidez algunos crudos extrapesados de Venezuela.....	20
Tabla 2.3 Algunos proyectos de inyección de agua en yacimientos de crudo pesados.....	33
Tabla 2.4. Mecanismo de químicos ASP (Wyatt, K. et al. 2002)	42
Tabla 2.5 Datos del campo de los proyectos de polímeros.....	50
Tabla 2.6 Propiedades de las aguas de formación, inyección y del crudo....	50
Tabla 2.7 Propiedades de las aguas de formación, inyección y del crudo (Saboorian-Jooybari H et al 2015).....	50
Tabla 2.8 Tipos de fuente de agua para proyectos de RMHQ.....	75
Tabla 2.9 Salinidad aproximada del agua fuente.....	75
Tabla 2.10 Contenido de hierro en el crudo.....	77
Tabla 3.1 Parámetros de corte para el yacimiento NPZ0035.....	87
Tabla 3.2 Evaluación Petrofísica del Yacimiento NPZ0035, a nivel de cada pozo al tope de la arena.....	88
Tabla 3.3 Evaluación Petrofísica del Yacimiento NPZ0035, a nivel de cada pozo al tope de la arena G.....	89
Tabla 3.4 Resumen de la Evaluación Petrofísica del Yacimiento NPZ0035..	89
Tabla 4.1 Metodología utilizada para recopilar la información.....	97
Tabla 4.2 Metodología utilizada para recopilar la información.....	98
Tabla 4.3 propiedades petrofísicos del yacimiento NPZ00350.....	99
Tabla 4.4 Profundidades de las muestras tomadas correspondiente a la arena G miembro G_1	100
Tabla 4.5 Profundidades de las muestras tomadas correspondiente a la arena G miembro G_2	100
Tabla 4.6 contenidos de sales en el agua de formación que debe contener en la formulación.....	103

Tabla 4.7 contenido de sales en el agua de inyección que debe contener en la formulación.....	103
Tabla 5.1 tasas de corte en el núcleo a diferentes valores de n y k.....	114
Tabla 5.2 tasas de corte en el núcleo del polímero HPAM a 1002 ppm a diferentes valores de n y k	115
Tabla 5.3 Tasa de corte del polímero asociativo a 700 ppm.....	116
Tabla 5.4 Tasa de corte del polímero asociativo a 1200 ppm.....	117
Tabla 5.5 Tasa de corte del polímero asociativo a 1700 ppm	118
Tabla 5.6 Tasa de corte del polímero híbrido a una relación 500/700 ppm	118
Tabla 5.7 Tasa de corte del polímero APS a una relación 800/1200 ppm.	119
Tabla 5.8 Tasa de corte del polímero HPS a una relación 1000/1700ppm	120
Tabla 5.9 Calibración del Valadyne.....	121
Tabla 5.10 Condiciones de trabajo.....	121
Tabla 5.11 Dimensiones de celdas.....	122
Tabla 5.12 Datos del nitrógeno.....	122
Tabla 5.13 Datos de empaque del núcleo y cálculo de porosidad del Núcleo1.....	122
Tabla 5.14 Datos para cálculo de permeabilidad al nitrógeno.....	122
Tabla 5.15 permeabilidad absoluta al nitrógeno por mínimo cuadrado.....	123
Tabla 5.16 Datos para determinar la permeabilidad absoluta al agua de inyección.....	123
Tabla 5.17 Cálculos para determinar la permeabilidad absoluta al agua de inyección.....	123
Tabla 5.18 Permeabilidad absoluta al agua de inyección a temperatura de laboratorio (23°C) por mínimo cuadrado.....	124
Tabla 5.19 Datos para la estimación de la permeabilidad absoluta al agua de inyección a temperatura de yacimiento (68,3 °C).....	124
Tabla 5.20 Datos para la estimación de la permeabilidad absoluta al agua de inyección a temperatura de yacimiento (68,3 °C).....	125
Tabla 5.21 permeabilidad absoluta al agua por mínimos cuadrado.....	125

Tabla 5.22 Datos del empaque del segundo núcleo.....	126
Tabla 5.23. Datos para determinar la permeabilidad absoluta al nitrógeno.....	126
Tabla 5.24 Permeabilidad absoluta al nitrógeno por mínimos cuadrados ..	126
Tabla 5.25 Datos para determinar la permeabilidad absoluta al agua a temperatura de laboratorio.....	127
Tabla 5.26 Datos para determinar la permeabilidad absoluta al agua a temperatura de laboratorio.....	127
Tabla 5.27 Datos para determinar la permeabilidad absoluta al agua a temperatura de yacimiento (68,3°C).....	128
Tabla 5.28 Datos para determinar la permeabilidad absoluta al agua a temperatura de yacimiento (68,3°C).....	128
Tabla 5.30 Permeabilidad absoluta al agua a temperatura de yacimiento por mínimos cuadrado.....	129
Tabla 5.31 Datos del empaque del núcleo	129
Tabla 5.32 Datos para cálculo de permeabilidad absoluta al nitrógeno.....	130
Tabla 5.33 Datos para cálculo de permeabilidad absoluta al nitrógeno....	130
Tabla 5.34 Permeabilidad absoluta al nitrógeno por mínimos cuadrados	130
Tabla 5.35 Datos para determinar la permeabilidad absoluta al agua de inyección a temperatura de laboratorio.....	130
Tabla 5.36 Datos para determinar la permeabilidad absoluta al agua de inyección a temperatura de laboratorio.....	131
Tabla 5.37 Permeabilidad absoluta al agua a temperatura de laboratorio..	131
Tabla 5.38 Datos para determinar la permeabilidad absoluta al agua de inyección a temperatura de yacimiento (68,3°C).....	131
Tabla 5.39 Datos para determinar la permeabilidad absoluta al agua de inyección a temperatura de yacimiento (68,3°C).....	132
Tabla 5.40 permeabilidad absoluta al agua de inyección a temperatura de yacimiento (68,3 °C)	132
Tabla 5.41 Estimación del factor de resistencia y factor de resistencia residual.....	133

Tabla 5.42 Estimación del factor de resistencia y factor de resistencia residual del polímero híbrido.....	134
Tabla 5.43 Datos del núcleo y datos de la prueba.....	135
Tabla 5.44 Saturaciones para construcción de curva de permeabilidad relativa (Imbibición).	137
Tabla 5.45 Datos del núcleo y datos de la prueba.....	137
Tabla 5.46 Saturaciones para construcción de curva de permeabilidad relativa (Imbibición).....	138
Tabla 5.47 Datos del núcleo y datos de la prueba.....	139
Tabla 5.48 Saturaciones para construcción de curva de permeabilidad relativa (Imbibición).....	139
Tabla 5.49 Densidad del agua de formación según ASTM D4052.....	142
Tabla 5.50 Densidad del agua de formación a 68,3 °C.....	142
Tabla 5.51 Densidad del agua de inyección según ASTM D4052.....	143
Tabla 5.52 Densidad del agua de inyección a 68,3 °C	143

INTRODUCCIÓN

El Instituto Tecnológico Venezolano de Petróleo (INTEVEP), filial de Petróleos de Venezuela S.A. se encuentra ubicado en la ciudad de Los Teques, Estado Miranda. En el se llevan a cabo actividades enmarcadas en la investigación para generar soluciones tecnológicas integrales en las áreas de exploración, producción, refinación e industrialización de hidrocarburos. El presente proyecto forma parte de los estudios llevados a cabo por la Gerencia de Producción, enfocados en la búsqueda de nuevas tecnologías con la finalidad de obtener el mayor factor de recobro posible en los yacimientos de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), tomando en cuenta variables como el impacto ambiental, la factibilidad económica y soberanía tecnológica.

En la actualidad, la industria petrolera mundial enfrenta grandes retos para aumentar las reservas recuperables de crudo en vista de la alta demanda de hidrocarburos y a falta de energías alternativas. En función de esto, la industria petrolera se encuentra constantemente trabajando en el diseño y la implementación de nuevas técnicas y al más mínimo costo orientadas a aumentar el factor de recobro de campos maduros, poco desarrollados o con grandes dificultades desde el punto de vista de producción.

Uno de los procesos de recuperación de hidrocarburos más conocidos es la inyección de agua como proceso de recuperación secundaria de Petróleo, sin embargo, no es una técnica muy eficiente en cuanto a la eficiencia de barrido, ya que deja una alta saturación de petróleo residual producto de problemas como canalización, dificultad de desplazamiento por fuerzas capilares, entre otros. Debido a esto se crea la necesidad de aplicar

procesos de recuperación mejorada que permitan aumentar la eficiencia de barrido, disminuir la saturación de petróleo residual y aumentar el factor de recobro en los yacimientos petrolíferos.

En este sentido, se han desarrollado procesos químicos para la recuperación adicional de petróleo, los cuales a través de la inyección de fluidos diferentes a los presentes en el yacimiento, mejoran el desplazamiento del crudo, modificando propiedades de los fluidos y/o la roca (Álvarez C. 2006).

Al aplicar un método químico como lo es la inyección de polímero en un yacimiento se busca disminuir la relación de movilidad e incrementar la eficiencia de desplazamiento (Álvarez C. 2006).

En el desarrollo de este proyecto se realizará una búsqueda de información acerca de la aplicación de inyección de polímeros como procesos de recuperación mejorada de Petróleo (EOR), utilizando diversas fuentes para la obtención de la misma. Con la información obtenida se realizará el estado del arte. Posteriormente se realizará la selección, evaluación y análisis de factibilidad de un polímero a ser inyectado en un yacimiento del campo Norte Zuata ubicado en el Municipio Monagas del Estado Anzoátegui. Con lo anterior se tendrán instrumentos que sirvan para la selección de un esquema de explotación para el yacimiento en estudio con miras al diseño e implementación de métodos de recuperación mejorada con inyección de polímeros en el mismo.

CAPITULO I

DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

1.1 Planteamiento del Problema

Venezuela es el país con mayores reservas probadas de crudos pesados y extrapesados, encontrándose las principales acumulaciones en la Faja Petrolífera Hugo Chávez Frías, donde alcanzan hasta ahora 1,36 billones de barriles de petróleo (PDVSA, 2012), distribuidos en cuatro bloques que de Este a Oeste son Carabobo, Junín, Boyacá y Ayacucho. Al Norte del Bloque Junín se encuentra el Campo Zuata Norte, el cual es explotado por la Empresa Petrolera Indovenzolana, S.A.

Dicha empresa logró alcanzar una tasa de producción aproximada de 37000 BND a finales del 2010 a través de métodos de recuperación primaria. A partir del 2011, se observó que la disminución de la producción fue producto de una drástica declinación de la presión a un ritmo de agotamiento en el orden de 63 psi/año, y según los estudios realizados por el Centro de Estudios Integrados de Yacimientos Oriente (CEIYO, 2009) este esquema de producción tiende a reducir las reservas recuperables del yacimiento. Por tal motivo, el Centro de Estudios Integrados de Yacimientos Oriente realizó una evaluación para determinar la mejor tecnología a ser aplicada con la finalidad de incrementar la presión y como método de recuperación secundaria o recuperación mejorada de hidrocarburo (RMH) (Rojas y colaboradores, 2014).

Por esto, la empresa Indovenzolana dentro de sus planes de producción con métodos de RMH estableció como objetivo iniciar estudios de laboratorio para la evaluación de la inyección de polímeros en el primer trimestre del año 2017 para su posterior evaluación en 2018 mediante simulación numérica a escala de campo

1.2 Objetivo General

Evaluar la inyección de soluciones poliméricas como técnica de recuperación mejorada mediante pruebas de desplazamiento en núcleos de un yacimiento del campo Zuata Norte del área San Cristóbal.

1.2.1 Objetivos específicos

1. Evaluar el rango de factibilidad en la aplicación de soluciones poliméricas en un yacimiento del campo Zuata Norte del área San Cristóbal
2. Evaluar el comportamiento físico-químico de los polímeros antes y después de la inyección en el medio poroso a través de ensayos reológico.
3. Ejecutar pruebas de desplazamiento con diferentes sistemas poliméricos (HPAM comercial, polímero asociativo hidrolizado en PDVSA Intevep y polímero híbrido) para la recuperación de crudo en 6 tapones tomados a una profundidad entre 3240 y 3384' en la formación Oficina del bloque Junín- Faja Petrolífera del Orinoco.
4. Comparar como influye la inyección de polímero convencional (HPAM), y un polímero sintetizado en PDVSA INTEVEP en el incremento del factor de recobro.

1.3 Justificación y Alcance

El drenaje de fluidos en el yacimiento NPZ0035 perteneciente al campo Zuata Norte del área operacional San Cristóbal, ha presentado los últimos años incrementos mensuales en el valor de la declinación de la tasa de producción, lo cual es una clara señal del agotamiento de los recursos del mismo, ya que se encuentra bajo método de recuperación primaria, hasta la fecha se ha drenado solo el 4,5% del POES y la energía ha disminuido el 40,8% en todo el campo (Rojas y colaboradores, 2014).

Considerando lo anteriormente expuesto y la declinación en las últimas décadas en los descubrimientos de nuevas fuentes de crudo convencional, es necesario acudir a las tecnologías de recuperación mejorada que puedan satisfacer la creciente demanda de energía. Una de las más empleadas hoy día es la inyección de polímero, la cual puede jugar un papel fundamental para incrementar el factor de recobro en yacimientos de crudos pesados y extrapesados como los existentes en la FPO.

Con la inyección de polímeros se puede mantener la presión de yacimiento, se reduce la permeabilidad en zonas altamente permeables por la adsorción del polímero generando una mayor restricción al paso del agua, es decir, reduciendo la permeabilidad relativa al agua para mejorar la relación de movilidad agua/petróleo. Además, reduce el alto corte de agua durante la producción, adicionalmente puede penetrar zonas de alta y baja permeabilidad debido a su comportamiento viscoelástico. También supera las limitaciones de inyectividad con pozos horizontales ya que incrementa el radio efectivo de drenaje. Todo esto se traduce en una mejora de eficiencia de barrido volumétrica mediante el uso de sistemas poliméricos como el HPAM. Sin embargo, el HPAM no logra invadir zonas que constituyen el volumen de poro inaccesible debido al tamaño de sus moléculas; por consiguiente, es necesario utilizar un tipo de polímero como los

hidrofóbicamente modificados, los cuales son capaces de invadir esas zonas donde no accede el HPAM. La inyección de estas dos clases de polímeros como un sistema híbrido (HPS) mejora la eficiencia de barrido y la eficiencia de desplazamiento microscópica, incrementando de esta forma la producción en menor tiempo, generando menores costos por tiempo de utilización de equipos en superficie, y por tanto, una mejora en la economía del proceso.

La inyección de polímeros busca aprovechar las bondades fisicoquímicas de cada uno de sus componentes y así obtener un mayor factor de recobro en comparación al obtenido en los procesos de inyección de agua.

Cabe destacar que se considera de suma importancia la presente investigación, ya que en PDVSA Intevep, el grupo de polímeros de la gerencia de manejo integrado de producción están desarrollando polímeros asociativos para producción nacional con gran potencial para la RMH; utilizando tecnologías con sistemas químicos que puedan aumentar la productividad.

Por último, el alcance de esta investigación está orientado a realizar pruebas de desplazamiento dentro del medio poroso para generar datos de entrada que sirvan a una posterior simulación numérica. .

1.4 Limitaciones

- Escasos antecedentes y/o publicaciones sobre la aplicación en campo de polímeros híbridos para recuperación mejorada de petróleo.

CAPÍTULO II

ESTADO DEL ARTE

El presente capítulo contempla el Estado del Arte de la inyección de polímeros como método de recuperación mejorada de hidrocarburos. En la misma se presentan antecedentes sobre estudios a nivel de laboratorio y de campo referentes a inyección de sistemas poliméricos en un periodo que va desde el año 1973 hasta el año 2012.

2.1 Antecedentes de la Investigación

Para la investigación planteada se realizó una investigación documental que permitiese conocer los trabajos relacionados con la inyección de sistemas poliméricos como método de recuperación mejorada de petróleo. A continuación, se muestran las investigaciones más relevantes del empleo de inyección de polímeros convencional y sistemas de polímeros híbridos.

Fletcher y colaboradores (2012) describen los beneficios de un sistema de polímero híbrido, para la recuperación de crudos pesados (EOR), que contiene poliacrilamida aniónica viscosificantes (HPAM) y un polímero dispersante de baja toxicidad y de bajo peso molecular (LMwDP). Los investigadores expresan que el método convencional de inyección de polímeros incrementa la eficiencia de barrido, pero estos no son capaces de movilizar el petróleo residual puesto que ellos tienen un efecto limitado en la humectabilidad y saturación residual.

Estos investigadores realizaron pruebas de laboratorio usando HPAM 20,000g/mol de LMwDP, en empaques de arena sílica con permeabilidades que oscilaron entre 9 y 12 darcy y con porosidades con valores alrededor de 40%. La viscosidad del crudo empleado fue 3000 cP a 50 °C, 16400 cP a 30 °C y 40700 cP a 20 °C. Los resultados obtenidos muestran que los factores de recobros con el sistema de polímeros híbrido fueron de 70 % más

altos que una línea base de salmuera y 20 % más alto que con salmuera más HPAM. Las tendencias en los factores de recobro indican que cada polímero en la formulación mejora el desempeño de los otros que están siendo inyectados. Zhou y colaboradores (2007) utilizaron un polímero soluble en agua hidrofobicamente asociado (HAWP) el cual contenía un monómero hidrofóbico en una concentración menor al 1% en la cadena principal del polímero. El mismo se inyectó en una prueba piloto de inyección de polímero para recuperación mejorada de crudo pesado en costa afuera en el campo petrolero SZ36-1, la cual está localizado en la costa de Liaodongen, Bahía de Bohai, China. Durante la prueba para un único pozo se inyectó el HAWP durante 10 meses; obteniéndose una producción acumulada de crudo de 25000 m³ y una disminución en el corte de agua desde 95 hasta 54%. Estos resultados exitosos demostraron que el HAWP era un mecanismo altamente efectivo para la recuperación de crudo pesado. Por consiguiente, los resultados condujeron a que se realizara otra prueba con un grupo de pozos en el mismo campo. La concentración de la solución de HAWP fue de 1750 mg/L de concentración y se manejó una tasa de inyección de 1640 m³/d. Después de 16 meses de inyección se obtuvo un total de crudo incremental de 12000 m³ inyectando un volumen poroso de 0,067 y manteniendo una producción estable.

Pancharoen (2009) realizó un trabajo de investigación donde realizó pruebas en medios porosos con la finalidad de medir 2 principales propiedades: reducción de permeabilidad y volumen de poro inaccesible. Para las pruebas se utilizaron 3 polímeros asociativos (SuperPusher B192/S255/D118) y uno convencional (FLOPAAM 3630s), una celda de acero de 14,7 cm de longitud y una sección transversal de 4,91 cm². Se prepararon los núcleos con arena sintética y se obtuvo una porosidad de 26,3% y permeabilidad al agua de 12,6 Darcy. Las pruebas se llevaron a cabo saturando primero el núcleo con agua desionizada y midiendo posteriormente la permeabilidad absoluta. Luego se inyectó la solución de

polímero correspondiente a cada prueba a una velocidad constante de 1 m/d para medir la caída de presión a lo largo de la celda. De los experimentos se obtuvo que la reducción de permeabilidad incrementa con el incremento del peso molecular y concentración del polímero. También se observó que el peso molecular, y en consecuencia el tamaño molecular, es el principal factor que afecta la cantidad de volumen de poro inaccesible para cada tipo de polímero ya que existen gargantas de poro más pequeñas que las moléculas de la solución inyectada o polímero.

Aktas et al. (2008) realizaron pruebas de inyección de polímeros convencionales y asociativos en micromodelos, utilizando arena Berea, salmuera y un crudo con una viscosidad promedio de 200 cp. En la prueba, el micromodelo primero fue saturado con salmuera y luego con crudo, la cual fue inyectado para establecer la condición inicial, las soluciones de polímeros utilizadas fueron a la misma concentraciones de 0,5 % wt. Las pruebas arrojaron que a baja concentración, la solución de polímeros asociativos mejora significativamente la recuperación del recobro del crudo viscoso con un desplazamiento más estable y mejor eficiencia de barrido comparada con la inyección de polímero convencional a la misma concentración.

Buchgraber (2008) estudió el comportamiento del fingering, la eficiencia de barrido y la estabilidad del frente del desplazamiento de polímero asociativo en micromodelos. El incremento de la concentración de las soluciones de polímeros condujo a un incremento en la eficiencia de barrido y estabilidad frontal con el polímero convencional y asociativo. Los experimentos demostraron también que existe un límite para la concentración de polímero ya que a altas concentraciones podrían ser tapadas gargantas de poros, y por consiguiente, disminuir el recobro. Adicionalmente el análisis del fingering presentó que el finger disminuye con el incremento de la concentración durante la inyección de polímero. El fingers de la inyección de polímero convencional se observó mas

pronunciado en comparación al causado por el polímero asociativo, indicando de esta forma un desplazamiento más estable.

Levitt y colaboradores (2012) realizaron pruebas de inyección de polímeros en empaques de arena sintética (sílice) y núcleos de arenisca Bentheimer. Para ello utilizaron crudo muerto diluido con tolueno al 5% para alcanzar viscosidades entre 1900 y 2300 cP. La celda utilizada es de acero inoxidable de 30 cm de longitud y 3,5 cm de diámetro. El polímero utilizado en los experimentos fue el Flopaam 3630S. Estos investigadores realizaron el siguiente procedimiento en las pruebas:

- El núcleo se saturó con agua de formación sintética y se midió porosidad y permeabilidad al agua.
- Se inyectó crudo (3 VP) a un gradiente de presión de 4 bar/pie hasta alcanzar un corte de agua despreciable y se midió permeabilidad al crudo.
- En algunos casos se envejecieron los núcleos entre 2 y 4 semanas a 80 °C con la finalidad de inducir un cambio de mojabilidad. Posteriormente se inyectó 4 VP de agua de formación sintética a una velocidad de 1 pie/día para mantener un gradiente de presión similar al esperado lejos del pozo.
- Después de la inyección de agua, 2 VP de polímero se inyectaron al empaque a una tasa de 2 pie/día mientras la presión se monitorio y el efluente se recolectó en un colector de fracción.
- EL pH de cada fracción se midió y luego NaOH y tetrahidrofurano (THF) se agregaron en las fracciones recolectadas y el contenido de crudo se determinó por Absorción UV.

Knight y Rhudy (1977) en su trabajo realizaron pruebas de laboratorio con núcleo de arena blanca de Ottawa, dos crudos pesados de 220 cP y 1140 cP, agua fresca sintética para preparación de la solución polimérica con 400 ppm de NaCl y 55 ppm de CaCl, poliacrilamida hidrolizada (polímero A yB), un polímero E obtenido por radiación de copolimerización del acrilato de

sodio y un monómero acrilamida. Como resultado obtuvieron que existen dos factores fundamentales que afectan la recuperación de crudo de baja gravedad API, estos son la relación de movilidad y el despojo de concentración del banco de polímero inyectado, ya que están relacionados al peso molecular, a la distribución del peso molecular y a la concentración.

Ekwere y Donald (1979) realizaron unos experimentos en el laboratorio con el proposito de verificar la predicción del comienzo de inestabilidad en núcleos y para estimar el numero de mojabilidad (C^*) para medios mojados al crudo y al agua. Las pruebas se llevaron a cabo con empaques de arena Ottawa entre 80-120 mesh con la finalidad de examinar la variación del avance de la recuperación de crudo mediante el numero adimensional (I_{sc}). Las tasas de desplazamiento utilizadas variaron entre $3,823 \times 10^{-7}$ y $1,689 \times 10^{-4}$ m/s. El número de mojabilidad se determinó con ayuda de un trazador fluorescente en el desplazamiento con agua. Dieciochos (18) secciones transversales del núcleo, desde la entrada hasta la salida, en cada prueba, se fotografiaron bajo luz ultravioleta. Las fotografías mostraron partes claras, las cuales fueron barridas por el desplazamiento con agua, mientras que las partes oscuras son áreas saturadas de crudo, las cuales no se barrieron.

Wassmuth y colaboradores (2007) realizaron un trabajo de investigación donde realizó pruebas en medios porosos utilizando polímeros convencionales. Para las pruebas se utilizaron FLOPAAM 3630 y 3830), De los experimentos se obtuvo un incremental en la recuperación de crudo de 20% con 0,5 VP. La irrupción del polímero ocurrió después de inyectar 0,5 VP y a 1,2 VP alcanzó una concentración en el efluente de 90% aproximadamente. La absorción fue de 2,5 mg de polímero por cada 100 g de roca. Durante la caracterización de agua no se determinó la presencia de hierro (Fe^{+2}) ya que las muestras de agua se habían expuesto a la presencia de aire, razón por la cual el hierro precipita y no es detectado como hierro disuelto en la muestra de agua.

Xiaodong y colaboradores (2013) en su trabajo describe la inyección de polímero en un campo de crudo pesado costa fuera de la Bahía de Bohai en China. El yacimiento se desarrolló bajo un ambiente de sedimentación deltaico. La inyección de polímetro fue iniciada en el año 2007 la cual el corte de agua fue de 79 %. Para finales del 2011 se había alcanzado una disminución de 23 % del corte de agua y un incremento en el crudo acumulado de 155 mil barriles promedio por pozo productor.

Deivi y colaboradores (2013) realizaron pruebas de desplazamiento con núcleos de arena de 10 cm de largo y 3,8 cm de diámetro. El crudo utilizado es de 8,8 °API y 2826 cP (diluido con tolueno). El polímero utilizado fue el HPAM 3630S (PM= 20 MM, Hy= 30%), se preparó soluciones de polímero de 2000 y 3000 ppm para las inyecciones de polímero, con 1000 ppm de formaldehído como biocida y 1000 ppm de tiourea como secuestrante de oxígeno. De las pruebas se obtuvo lo siguiente:

1. Al cambiar la tasa o caudal de polímero inyectado la Sor no se altera considerablemente.
2. La Sor disminuya cuando la concentración del polimero incrementa.
3. la permeabilidad del agua se redujo en un orden de magnitud.

Wang y Dong (2007) realizaron pruebas de laboratorio en la Universidad de Regina. Utilizaron soluciones de HPAM en núcleos de arena homogéneos y heterogéneos. La viscosidad del crudo de prueba fue de 1450 cP y la porosidad y permeabilidad de los núcleos fue de 0.35 y 7 darcy respectivamente. De las pruebas de inyección de crudo obtuvieron 42 % con agua y la solución se inyectó posteriormente para una recuperación de crudo terciaria que vario entre 4 % con una viscosidad media hasta un 19% con una solución de polimero de viscosidad alta.

Asghari y Nakutnyy (2008) en su trabajo presenta los resultados de diferentes pruebas de laboratorio evaluando la inyección de polímero para la

recuperación de crudo pesado. La viscosidad de las muestras de crudo utilizadas vario desde 1000 hasta 8400 cP. La solución de polímero fue un poliacrilamida de alto peso molecular con concentraciones de 1000 hasta 10000 ppm en una salmuera al 1%. Las pruebas se llevaron a cabo en núcleos no consolidados y se evaluó el efecto de las tasas de inyección (entre 0,3 y 15,24 m/d) y las concentraciones de los polímeros. La permeabilidad del núcleo permaneció constante en todas las pruebas ($13 \times 10^{-2} \text{ m}^2$). De las pruebas se obtuvo:

1. La mayor recuperación de crudo se obtuvo con las tasas de inyección mas bajas, esto indica que podría haber existido el fenómeno de adedamiento durante la inyección a altas tasas
- 2 Se requiere un mínimo de concentración de polímero en el caso de estos experimentos de 5000 ppm
- 3 El crudo recuperado fue mas alto en las experiencia conducidas con crudo de mas baja viscosidad. Esto es lo esperado ya que una más baja viscosidad del crudo deja una relación de movilidad más favorable entre la solución del polímero y el crudo desplazado.
- 4 Para evaluar el efecto de la permeabilidad del núcleo en la recuperación de crudo se utilizó dos núcleos de $13 \times 10^{-2} \text{ m}^2$ y $2 \times 10^{-2} \text{ m}^2$ y a condiciones similares de operación de tasa de infección y viscosidad del crudo, los resultados indicaron que a mayor permeabilidad la recuperación de crudo es más alta.

Demin et al (1996) realizaron el trabajo titulado “***A Pilot for polymer flooding of saerta formation in the North of Daqin***”. En este trabajo se presentan los resultados de una prueba piloto de inyección de polímeros realizada en el campo Daqing. El yacimiento se encuentra mojado al crudo a una temperatura de 45 °C, viscosidad del crudo de 10 cP y una salinidad de agua de formación de 700 mg/l. La formación objetivo tiene un espesor

promedio de arenisca de 11,5 m porosidad promedio de 26.3 % y un corte de agua de 94,5%.

La prueba piloto consistió en 4 pozos inyectoros y 9 pozos productores con un espaciamiento de 200 m entre pozos.

El polímero utilizado en el proyecto fue poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) con una concentración activa entre 28 y 30 % con un peso molecular promedio de 10 millones de Dalton, un contenido aniónico entre el 22 – 25 % y el agua utilizada para la fabricación de la solución polimérica fue agua dulce con una salinidad entre 600-800 mg/L. la prueba piloto inició el 11 de 1993 y finalizó en marzo de 1996. Cuando se inició el piloto con la inyección de 0,425 del volumen poroso. Cuando inició el piloto con la inyección de 0.025 volumen poroso los pozos productores respondieron uno tras otro. El corte de agua disminuyó de un 94 % a 81,1% y la producción diaria de petróleo aumento de 37 toneladas a 95. Hasta febrero de 1996 la producción de petróleo habría aumentado en un 12,3 % del P.O.E.S

2.2 Marco Teórico

2.2.1 Generalidades de yacimientos de crudo pesado y extrapesado

Los crudos pesados y extrapesados son mezcla de hidrocarburos con componentes nitrogenados, azufrados y oxigenados (N,S,O) y metales en trazas (impureza en el crudo). Los hidrocarburos (HC) incluyen componentes saturados (cadenas covalentes con enlaces simples C-C e hidrógeno), insaturados (moléculas de hidrocarburos con doble enlace) y aromáticos (hidrocarburos que contiene al menos un anillo benzoico en su estructura. (HuC et al. 2011). El contenido de resinas y asfáltenos controla las propiedades físicas del crudo (densidad, gravedad específica, API, color) y su estado de agregación es fundamental para la determinación de la

viscosidad del crudo y su estabilidad en la precipitación de sólidos orgánicos fuera de solución (HUC et al. 2011).

La clasificación del crudo está basada en la clasificación de la densidad (o gravedad específica), la cual es una característica fundamental que refleja la composición química. La escala que refle la densidad de un fluido (crudo, agua o gas natural) es la gravedad API (API: American Petroleum Institute). Se calcula dividiendo 141,5 entre la gravedad específica del fluido a 60 °F y restándole 131,5. El agua fresca tiene 10 °API (Norman, J.H et al. 1991)

Los crudos extrapesados son crudos muy viscosos con gravedad entre 4 y 10 °API y viscosidades menor a 10000 Mpa.s (HUC, A. et al 2011; Urdaneta, M.C, et al.2012). La gravedad específica y la viscosidad son las dos propiedades físicas que controlan como fácilmente el crudo fluirá dentro de un yacimiento. Por definición, un yacimiento es una roca que contiene espacios vacíos, espacios porosos o grietas en la cual los fluidos pueden circular y estar atrapados; una básica definición de los diferentes elementos que conforman un yacimiento de petróleo será dado en la próxima edición.

La figura 2.1 muestra la clasificación de hidrocarburos pesados como función de la viscosidad a condiciones de yacimientos y la gravedad API (crudo pesado, crudo extrapesado y arenas bituminosas; todos juntos representan el 70 % de la fuente total de energía en el mundo Alboudware,H. et al.2006). La tabla 2.1 muestran las propiedades típicas de crudo de Venezuela, Francia y Canadá.

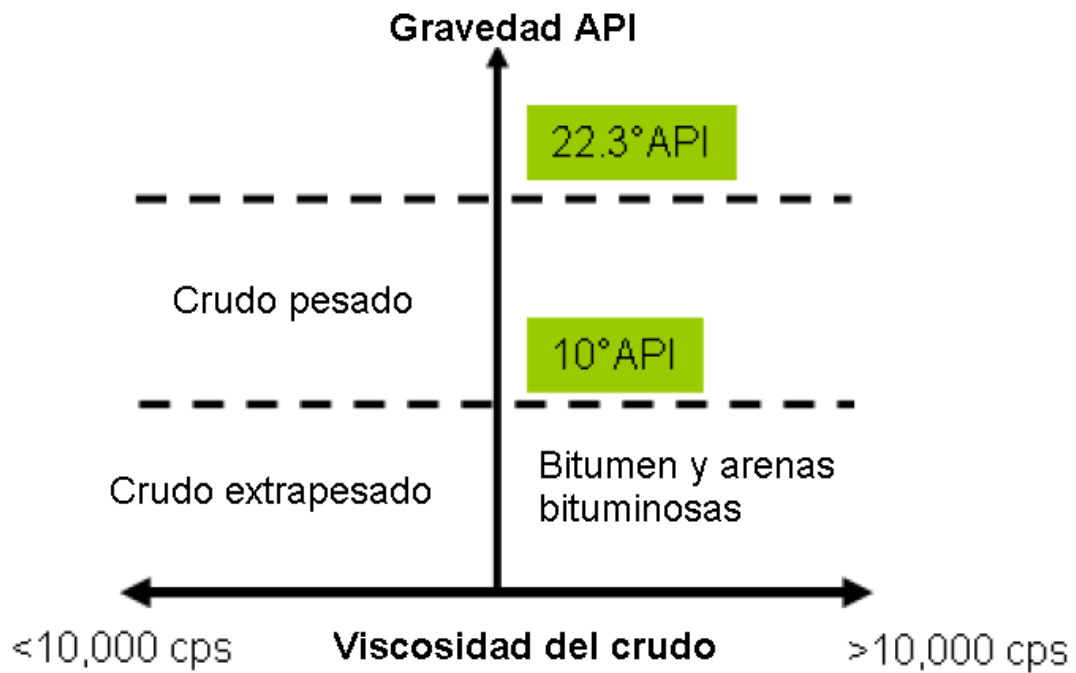


Figura1 Definición de crudos pesados y crudos extrapesados y arenas bituminosas por el Instituto Americano de Petróleo & Centro de Energía de Canadá (Huc et al. 2011)

Los crudos extrapesado y pesado tienen muy baja relación de movilidad a condiciones de yacimientos. (Estos crudos no pueden fluir fácilmente desde el yacimiento a condiciones de superficies debido a la muy alta viscosidad); Mientras menor es la temperatura más baja es la viscosidad (Figura 1).

Tabla 2.1 Propiedades típicas de crudos pesados y extrapesados

Propiedad	Bloque Ayacucho FPO-Venezuela	Bloque Carabobo FPO-Venezuela	Boscan-Venezuela (1)	Cold Lake B-Canada (1)	Grenade sur l'Adour – Francea (1)
°API	9.1	8.9	10.5	10-12	9.35
Densidad (g/cc)	1.010	1.008	0.995 (1)	1.00-0.986	1.004
S (ppm)	3.75	3.99	5.2	4.7	8.2
Vanadio (ppm)	450	430	1200	240	45
Asfalteno (%p/p)	23.5	19.9	13	15	11.2

Le Page , J.F et al.1992

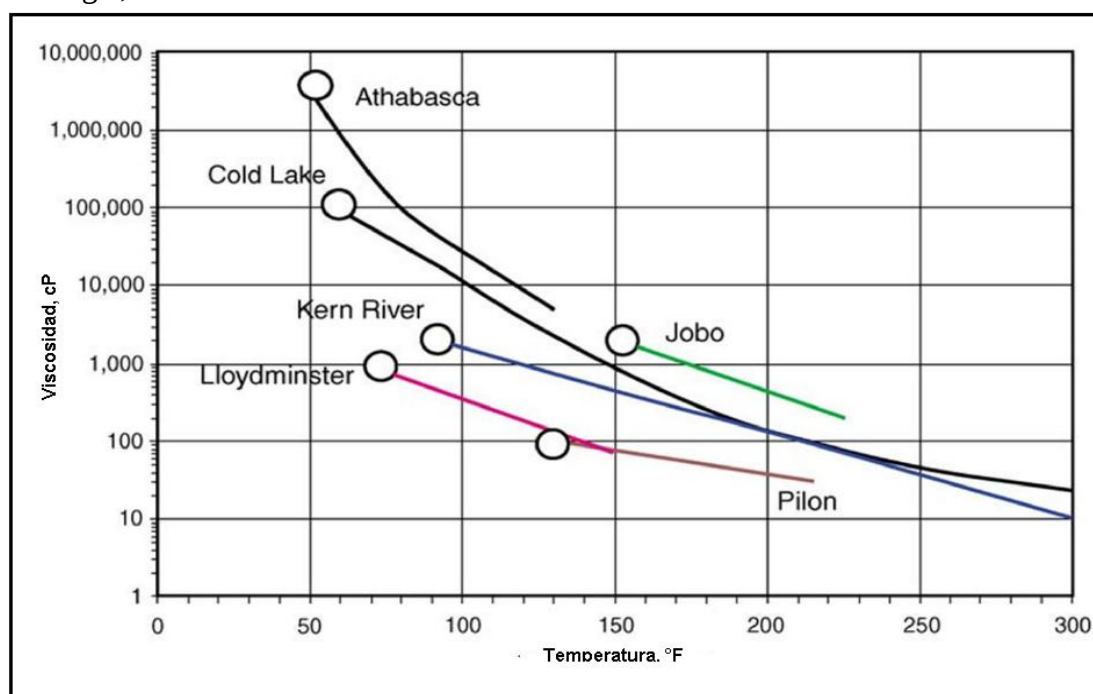


Figura 2 Relación entre la viscosidad Vs temperatura a varios crudos pesados. El círculo indica las condiciones del yacimiento (Farouq Ali, S.M et al. 2003)

En la figura 2, Pilon y Jobo son dos yacimientos de crudo pesado y extrapesado localizado en Venezuela, en la Faja petrolífera del oínoco (FPO), por otra parte los crudos pesados correspondiente a los campos de

Canada sobre esta figura son Cold Lake, Athabasca, y Lloydminster; Kern Rivers es un crudo pesado localizado en el sur de California en los Estados Unidos de Norteamérica (EUA).

El alto contenido de acidez es otra propiedad importante de crudos extrapesados. Particularmente un número de acidez muy alto por encima de 4,3 mg (KOH) /mg de crudo han sido reportados para crudos extrapesados en Venezuela (Verzao, F et al.2000). El contenido de acidez en el crudo es un parámetro clave que hay que tener en cuenta durante la de inyección de químicos. La acidez en comúnmente medida como “Número Total de Acidez” ó TAN por sus siglas en inglés, en concordancia con la sociedad Americana de la asociación internacional ensayos y materiales (ASTM por sus siglas en Inglés), ASTM D 664 o D 974. La ASTM es una organización Internacional estándar que desarrolla y publica voluntariamente consensos sobre técnicas de mediciones estándar para un amplio rango de materiales, productos, sistemas y servicios. ASTM D 664 o D 974 reporta la acidez como los miligramos de KOH requeridos para neutralizar el ácido en 1 gramo de crudo. El contenido de acidez del Petróleo pueden tener un rango desde un $TAN < 0,1$ y tan alto como 12,6. Propiedades para varios crudos ácidos son reportados por Nengkoda, A et al. 2012.

La acidez de crudo ha sido determinada por el contenido de ácidos naftenos, ya que los ácidos fácilmente identificados como ácidos carboxílicos cíclicos saturados, A pesar de estos ácidos se encuentra potencialmente, existen diferentes clases de ácidos carboxílicos presente en el crudo. (Meredith, W. et al. 2000) Meredith, W (2000) reporta que los ácidos carboxílicos son el mayor grupo responsables por los altos valores de TAN de varios tipos de crudo (33 crudos desde Reino Unido, California e Italia) y que la biodegradación es el proceso responsable que produce alta concentración de ácidos carboxílicos en estos crudos. Los ácidos naftenos y la especies azufradas conducen a problemas de corrosión (Eun, T.J.C. et al 2008).

Fan, t (2007) reporta un trabajo de laboratorio, basado sobre el análisis del número ácido (NA) de 255 crudos, la cual conduce a menores gravedad API mientras hay mayor número de acidez. a pesar de que la tendencia es muy dispersada (Figura 3).

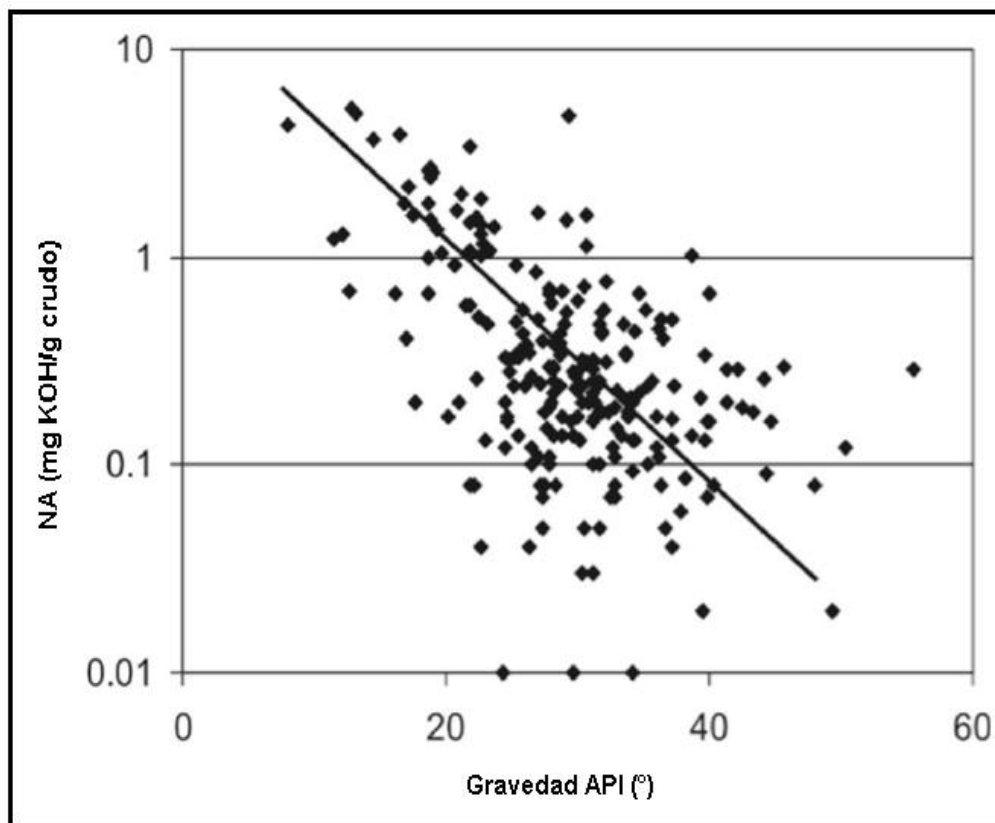


Figura 3 Overall, Valores de NA de 255 crudos muestran una disminución con el incremento API (Fan,t et al. 2007)

Tabla 2.2 comparaciones entre la acidez algunos crudos extra pesados de Venezuela, Canadá, China y Oman (Adaptado por Rodriguez, F et al 2014)

Localización de yacimientos de crudos pesado	°API	Número Acido (mgOH/g-oil)	Viscosidad del crudo (cP)	Temperatura del campo (°C)
Canada	11.5-16.5	1-1.5	600-80000	12-17
China	15-20	0.8	1977	55
Oman	20	1	250-500	50
Venezuela (FPO)	7-10	2 - 4.3	>1000	50

Algunos crudos extrapesados son también se han caracterizados por crudos dispersantes a condiciones de yacimientos(Maini, B.B et al 1999,Romero,D.J et al. 2001). Experimentos de laboratorio con crudos espumosos extrapesados se han desarrollados por Li (2012). En la cual ha sido posible observar la apariencia de un crudo espumoso extrapesado a la salida del núcleo (como muestra la figura 4). La espuma mejora la producción primaria de yacimientos de crudos extrapesados la cual permite un flujo económico y un mayor factor de recobro gracias al mecanismo de empuje por gas en solución (Shen , C et al 2015)



Figura 4. Producción de crudo espumoso a la salida de un núcleo Li (2012)

El fenómeno de crudo espumo aparece después que el yacimiento alcanza la presión de burbuja, desde esta presión la producción de crudo incrementa, la burbuja de gas se expande para desplazar petróleo hacia el pozo. Dependiendo de la presión y la tasa de producción y de la colocación del pozo en el yacimiento, es posible que las burbujas de gas sean producidas con el petróleo (Romero, D.J et al. 2001). Claridge y Prats (1995), sugieren que los asfáltenos y las resinas se cubriría sobre la superficie de la burbuja evitando el crecimiento de la burbuja y evitando la coalescencia. Las burbujas moviliza el crudo a través de la garganta del poro a la velocidad de la fase del petróleo. La remoción gradual de los asfáltenos de la fase del crudo causa una significativa reducción en la viscosidad del crudo, la cual es la principal razón para la mayor productividad del pozo.

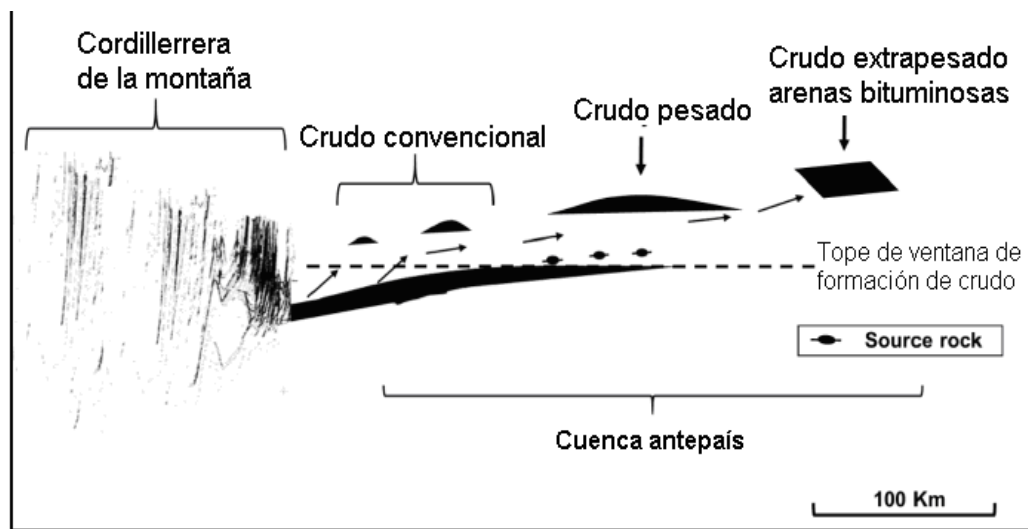


Figura 5 Sección esquemática de una cuenca antepaís proviniendo de una situación geológica favorable para la formación de acumulación de crudo pesados (adaptado por Huc et al 2011).

La mayoría de los crudos pesados y extrapesados son los resultados de la alteración bacteriana de los crudos convencionales dentro del yacimiento. Este es el caso de la inmensa fuente de petróleos pesados y extrapesados del oeste de Canadá y al este de Venezuela (Huc et al. 2011). Una sección esquemática de acumulaciones de crudos pesados y extrapesados como un resultado de la alteración de crudo convencional puede ser observado en la figura 5.

La mayoría de los grandes yacimientos de crudos extrapesados y pesados localizado en Venezuela y Canadá son crudos severamente biodegradado (Alboudwarej, H et al. 2006). La Tendencia en los cambios composicional y la alteración de los fluidos después de la biodegradación de los crudos son mostrado en la figura 6 (Connan et al. 1984). La comparación entre un crudo no biodegradado y un crudo biodegradado se muestra en la figura 7. Hay un incremento en el contenido de resinas y asfáltenos, también una disminución en el contenido de saturados y aromáticos.

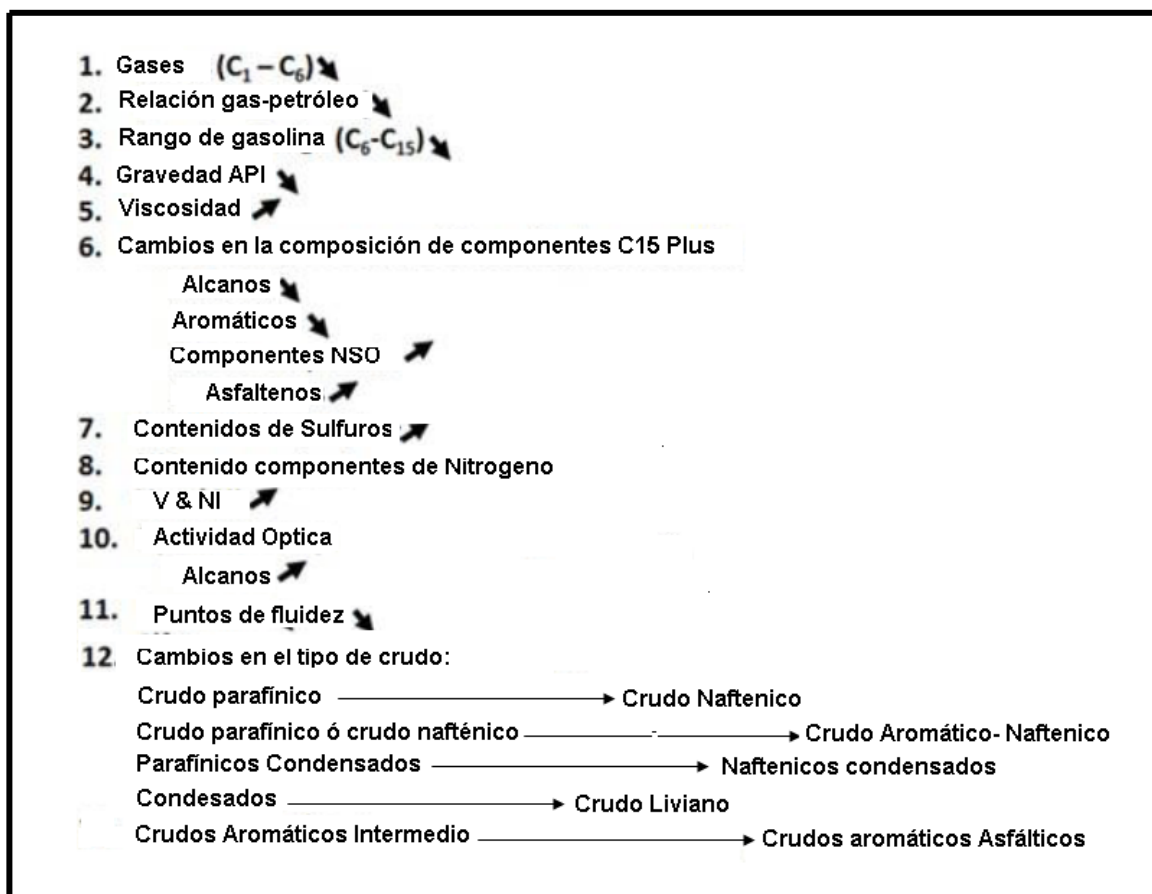


Figura 6. Efectos de la biodegradación sobre algunas propiedades gruesas del crudo.

La biodegradación generalmente ocurre en profundidades relativamente bajas, yacimientos fríos la cual son cargados con agua oxigenada. Tales condiciones permiten el desarrollo de bacterias aeróbicas. La temperatura del yacimiento y el histórico carga petróleo son controladores primarios en el grado de biodegradación del crudo (Figura 8), con la topología del yacimiento (relación entre los volúmenes de petróleo y agua y el área de interface) también controlan la biodegradación. Connan (1984) reporta que las bacterias aeróbicas degradan el crudo contacto de la interface agua petróleo. Algunos yacimientos tienen múltiples contactos agua petróleo y diferentes régimen hidrológicos la cual pudiera conducir una

compleja confusión por la formación de crudo biodegradado y no biodegradado no relacionado con la profundidad (Carpio et al 2007).

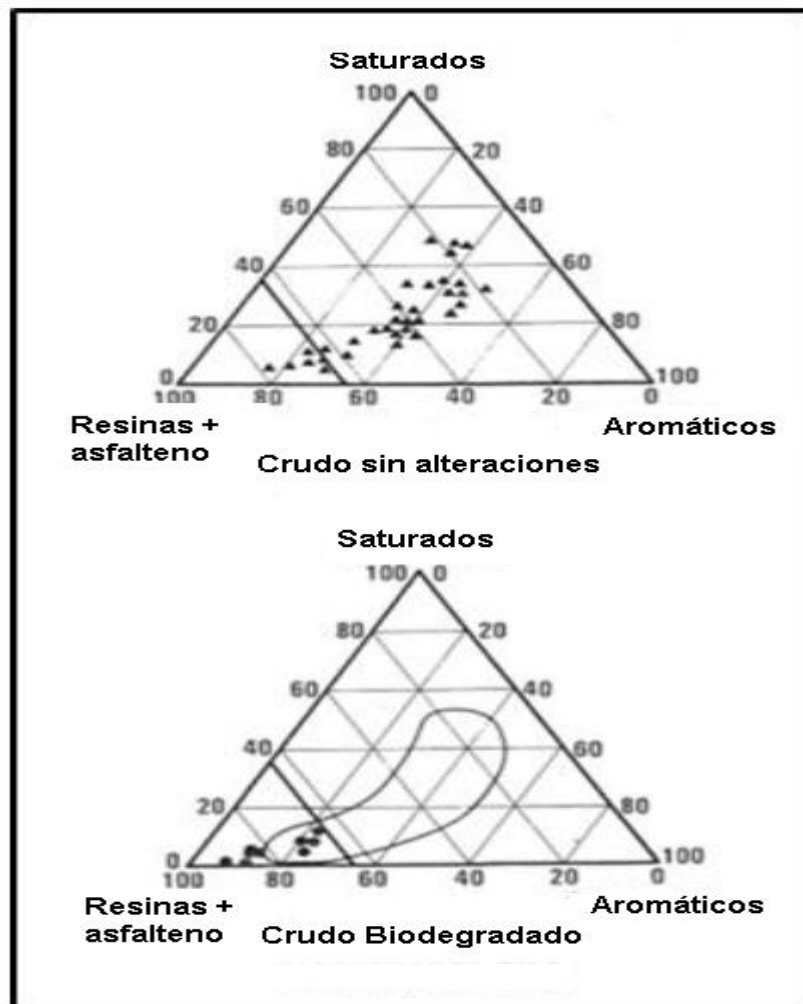


Figura 7 Comparación entre un crudo sin alteraciones y un crudo biodegradado (incrementa el contenido de resinas y asfáltenos, Connan, et al. 1984).

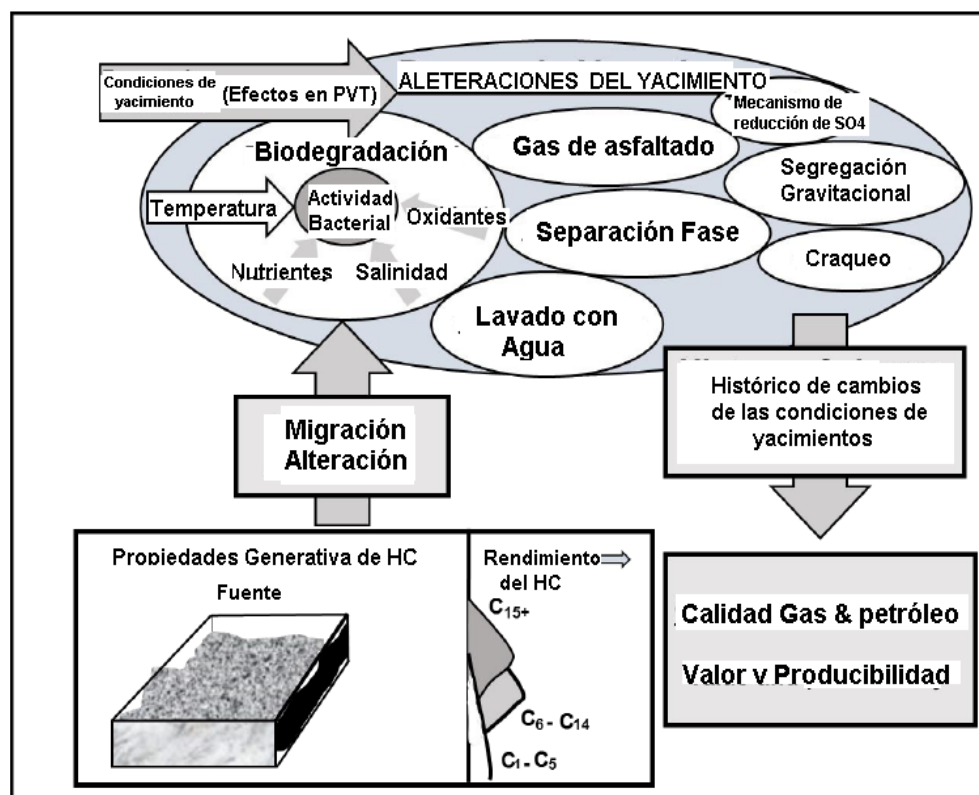


Figura 8 Resumen de los factores que afectan las propiedades del Hidrocarburo (HC) (principalmente calidad del petróleo y gas) (Wenger, L et al. 2002)

2.2.2 Un yacimiento como parte de un sistema petrolero (aspectos básicos)

Los hidrocarburos (HC) son generados y atrapados dentro de cuencas sedimentarias. Estas cuencas consisten en rocas sedimentarias como las son, lutitas, arenisca, carbonatos o evaporitas (sedimentos precipitados químicamente debido a la evaporación de soluciones acuosas). Las formaciones porosas sedimentarias son formadas a través de dos fenómenos primarios. 1) Depósitos de sedimentos, seguido por 2) compactación y varios procesos de alteración (Civan et al. 2016).

Un sistema petrolero puede ser definido como una cuenca sedimentaria, o parte de una cuenca sedimentaria que incluye los siguientes elementos (figura 9): Roca fuente, sistema de migración, roca yacimiento, sellos y trampas estructural y estratigráficas.

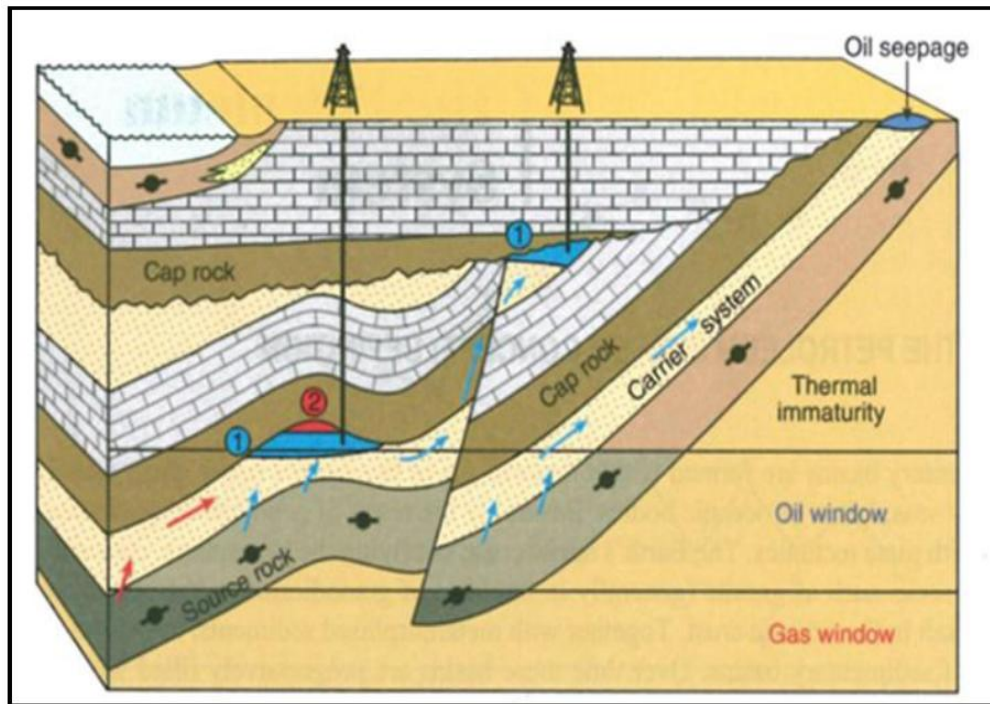


Figura 9 demostración conceptual de un sistema petrolero conceptual (Huc. A.Y et al. 2012).

Roca Madre

Es una roca sedimentaria en la cual estas tienen materia orgánica fósiles referida como Kerógeno (materia orgánica sedimentaria que es insoluble en solventes orgánicos). Esta materia orgánica ha sido depositado durante la formación de la roca madre. Hay tres tipos de materia orgánicas. Tipo I (Lacustre); agua fresca (Lípidos/celulosas) Tipo II (marino); Agua de mar (lípidos,celulosas – fitoplancton) y Tipo III (terrestre); Agua fresca (Lignin/celulosa),

Sistemas de Migración

El sistema de drenaje incluye poros y rocas sedimentarias permeables naturalmente e inducidas por movimientos tectónicos, fallas permeables

Roca yacimiento

Una parte del sistema de migración involucra rocas sedimentarias porosas y permeables o rocas fracturadas que pueden actuar como yacimientos para acumulaciones de fluidos (Huc A.Y et al. 2012). Las rocas

procesos de precipitación química y bioquímica en Sitio. Las rocas de carbonatos (e.g. Figura 11) tienen una estructura de poro compleja y son químicamente inestable (Civan et al. 2016). En esta figura la estructura porosa están comúnmente como una forma de porosidad secundaria desarrollada por la disolución preferencial de fragmentos de arcillas de otras partículas; que salen y entran a espacios previamente ocupados por partículas.

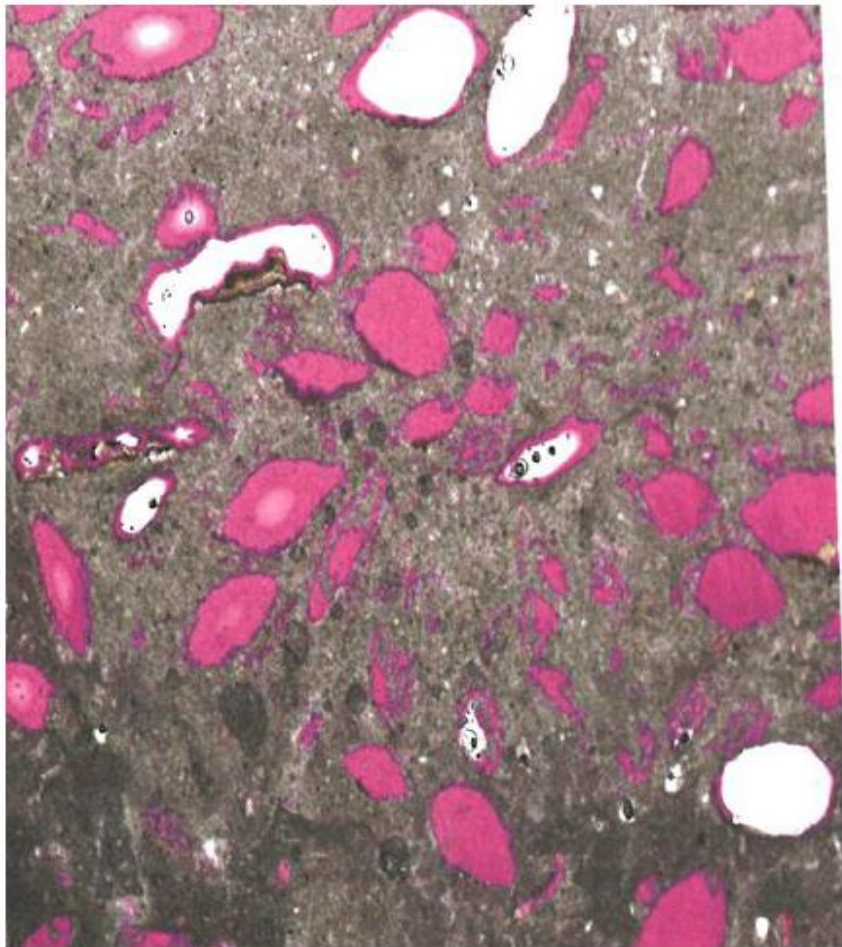


Figura 11 Ejemplo de una dolomita Limonita con mala porosidad conectada (porosidad = 18% y permeabilidad = 7 mD); (Zinszner, B. et al. 2007)

Sello o roca Sobrecarga

Esta compuesta por una roca impermeable la cual previene el escape de los hidrocarburos a la superficie

2.3 Desafíos en la Producción de crudo.

Históricamente, alrededor del mundo, la demanda de crudo extrapesado estaba marginal debido a los desafíos para producir estos tipos de crudos y también mayoritariamente debido a las significantes reservas de crudo convencional (gas condensado, petróleo liviano y mediano). En años reciente, la producción de crudos pesados y extrapesados ha despertado interés de muchas compañías operadora debido a los siguientes factores claves (Chugh.S et al.2000): Mejoramiento de la productividad (debido a los reciente precios de petróleo por la crisis 2015-2016); Avanzadas tecnologías para incrementar la productividad (producción en frío por bombas de cavidad progresiva, uso de pozos horizontales para sistemas de inyección de vapor SAGD, etc); las inmensas reservas (mayormente en Canadá y Venezuela); bajo riesgo geológico; bajo costo de inversión requeridos para métodos no térmicos (antes de la reciente crisis de los precios del petróleo 2015-2016). Sin embargo, el riesgo en la producción de crudos extrapesados y pesados permanece.

La figura 12 muestra los métodos para producir crudo pesado y extrapesado. Esto incluye producción primaria por pozos convencionales (pozos vertical) y Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH) como podemos ver en la figura 12 la RMH está referida a cualquier actividad que incrementa el factor de recobro. Esto podría incluir mejoramiento en recuperación de crudo, fracturamiento hidráulico, pozos horizontales y multilateral (glosario de términos de Slumberger et al. 2016). La inyección de agua y métodos térmicos y no térmicos pueden ser usados para mejorar el factor de recobro de crudos pesados y extrapesados.

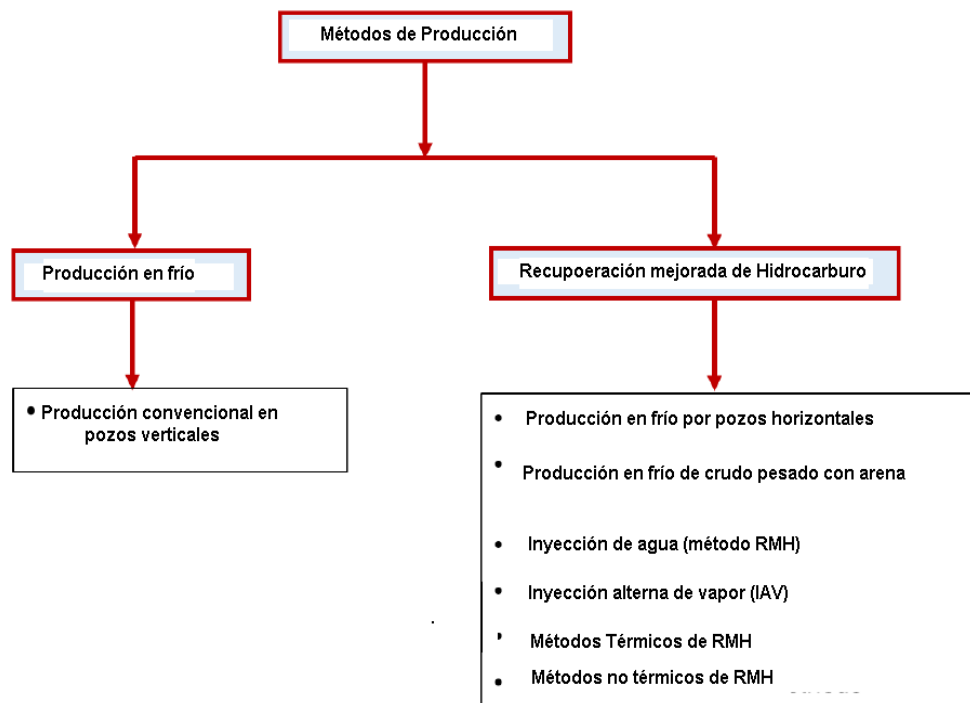


Figura 12 Métodos de producción de crudos pesados y extrapesados.

2.3.1 Producción Primaria (Producción en frío)

La producción en frío es una de las tecnologías más atractivas usada para producir crudos pesados y extrapesados en Venezuela. Como fue mencionado anteriormente, la producción de crudo pesados y extrapesados en frío explota los mecanismo de gas en solución, para alcanzar un flujo de petróleo económico y un mayor factor recobro. El término de producción en frío se refiere al uso de técnicas operacionales (pozos horizontales) y equipos de bombas especializadas para producir agresivamente crudos extrapesados y pesados sin aplicar calor (Chugh, S et al. 2000). Diferentes métodos son usados para producir petróleo pesado y extrapesado a temperatura de yacimiento.

2.3.2 Simulación Cíclica de Vapor (SCV)

Este método consiste de inyectar un volumen limitado de vapor dentro del yacimiento con el fin de reducir la viscosidad del petróleo por calentamiento y como consecuencia mejorar la movilidad en el yacimiento. Esta técnica fue aplicada en los campos Mene Grande en 1956. La inyección de vapor fue probada en formaciones poco profundas de los campos de Mene Grande, pero por la irrupción de vapor a la superficie las pruebas de inyección de vapor fueron paradas. Sin embargo, cuando los pozos inyectoros fueron abiertos a presión atmosférica los pozos produjeron petróleo (Quintero, et al. 2012).

Un proceso de SCV incluye tres etapas;

- 1) Una primera etapa de inyección, durante la cual un bache de vapor es introducido al yacimiento.
- 2) Una segunda etapa, o fase de remojo, requiere que los pozos estén cerrados por varios días para alcanzar la redistribución del calor en determinado volumen de petróleo.
- 3) Finalmente, durante la tercera etapa. El volumen contactado por el vapor es producido a través del mismo pozo.

Un proyecto exitoso de inyección de vapor fue reportado por Bowman, C.H (1969) en El Campo Santa Barbara al Este de Venezuela (propiedades del crudo: de 16 a 19 °API y viscosidad desde 120 a 150 mPas). Acordando a Bowman (1969), el incremento de la producción de petróleo en este proyecto puede ser atribuido a la baja saturación residual de petróleo.

2.3.4 Inyección de agua

La inyección de agua es un proceso clásico y mucho menos costoso en los métodos de RMH. Es un método simple ampliamente usado al final de la producción primaria. Muchos yacimientos delgados no son buenos candidatos para la RMH en térmico o técnicas de RMH como inyección de solventes (CO₂ por ejemplo). Los efectos de la tasa de flujo y la viscosidad

del petróleo son factores importantes a considerar durante la inyección de agua de crudos extrapesados (Mai, A. et al. 2009).

Acordando a la literatura (Mai, A. et al 2009), basado sobre pruebas de laboratorio y experiencias en el campo, durante la inyección de agua a un crudo pesado y extrapesado, el agua irrumpirá tempranamente debido a las diferencias de viscosidades (efecto de adedamiento a través de zonas de petróleo) dejando un volumen sustancial de petróleo sin barrer como una consecuencia adversa en la relación de movilidad entre la tasa de inyección de agua y los crudos muy viscosos (Figura 13). Después de la irrupción del agua, caminos preferenciales de agua existirá a través del medio poroso.

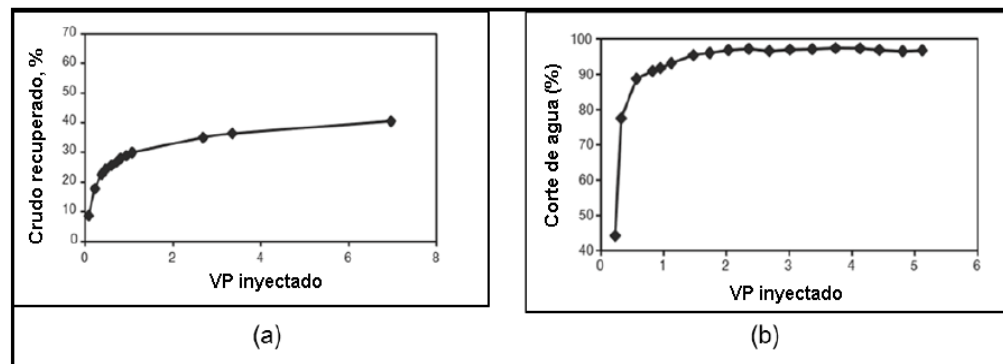


Figura 13. a) Crudo recuperado Vs volumen de poro inyectado después de la inyección de agua, y b) Corte de agua producida en crudo pesado inyectando agua.

El crudo recuperado a escala de yacimiento es mucho menor al obtenido en los experimentos de laboratorio debido a las heterogeneidades del yacimiento. Como puede ser visto en la tabla 2.3, la inyección de agua no es esperada ser un proyecto exitoso en yacimientos de crudo extrapesado debido a la alta viscosidad el crudo. Para un rango de viscosidad entre 400 y 1500 mPa.s, el incremental de crudo recuperado es menor al 10 % del petróleo original en sitio (POES) (Ver línea amarilla en tabla 2.3).

Tabla 2.3. Algunos proyectos de inyección de agua en yacimientos de crudo pesados (tabla adaptada por Saboorian-Joobari, H et al. 2015), Unidades 1 cP = 1mPas, 1°F=-17,22°C.1ft=0,3048 m

Campo	Formación	Profundidad (ft)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Temp (°F)	Gravedad (°API)	Viscosidad del Crudo a Tyac	Incremental con agua de POES
Court Bakken	Middle Bakken	2,854	29	2,100	87.5	17	155	30
Taber South	Mannville B	3,225	22	NR	92	19.1	146	10-15
Inglewood	Vickers East	1,000	35	752	100	18.7	65	6.6-9.5
Lloydminster	Sparky/Waseca	1,800	32	2,000	72	13-17	400-1,500	1-2
Baltrum	Unit 4	2,904	25	1,300	99	16	112	6-9
Buffalo Coulee	Bakken	2,690	24	767	77	13	350	4.1
Karamay	Conglomerate III	1,640	20	200	68	28.94	21-214	25
Viking-Kinsella	Wainwright-Sparky	2,129	29	300	79	21	103	27
Provost	Cummings	2,503	28	385	86	24	39	15
Suffield	Upper Mannville N	3,156	26	NR	89.6	14.23	1,094	10

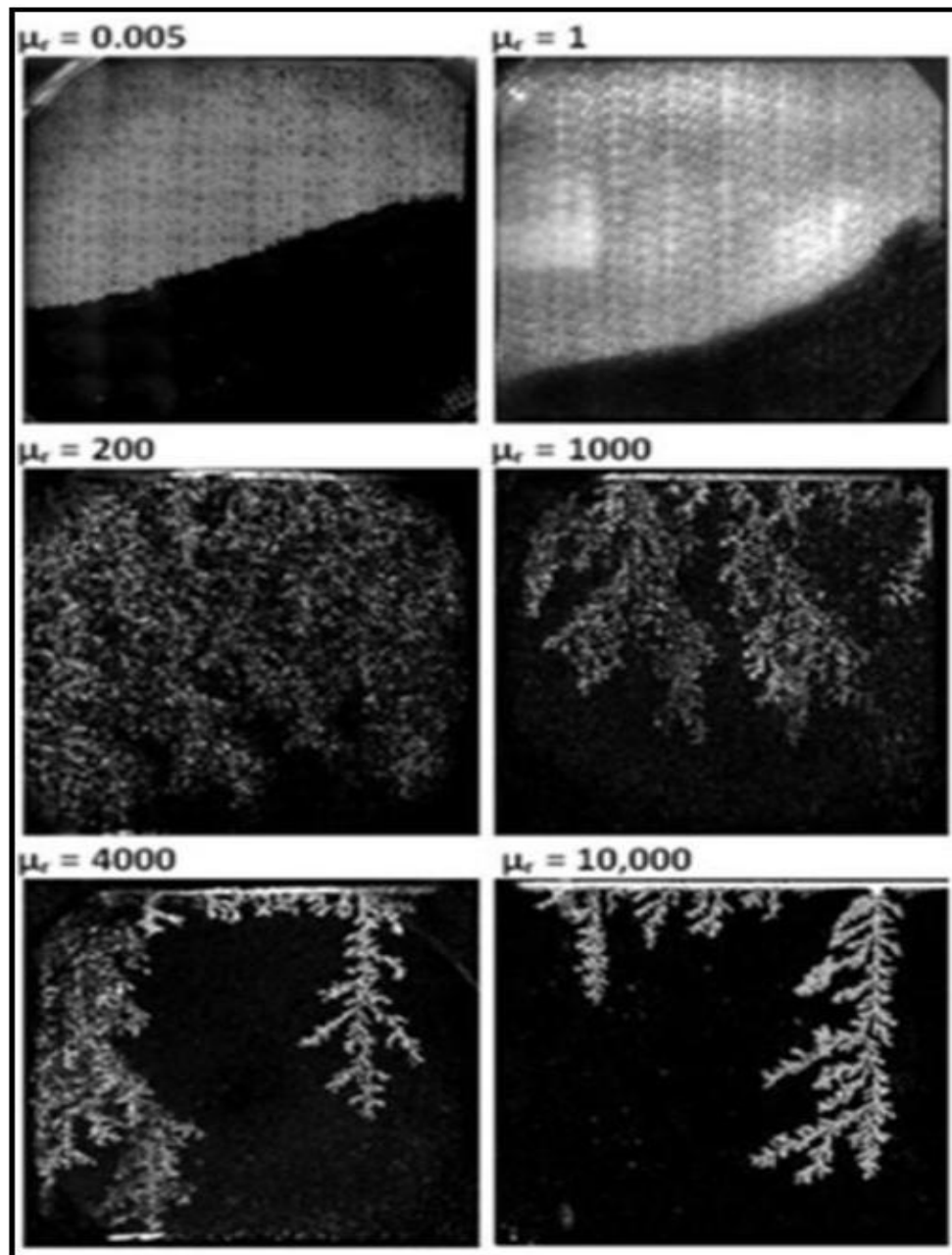


Figura 14. Experimentos en micromodelos de silicón mostrando diferentes patrones de adedamiento a diferentes relaciones de viscosidad (μ_r ; Doorwar, S et al. 2015)

Los resultados de un desplazamiento inestable o adedamiento sobre modelos de experimentos realizados en micromodelos son reportados por Doorwar (2015), La figura 14 también muestra que el desplazamiento es estable a baja relación de viscosidad; como la relación de viscosidad entre la

fase desplazante y la fase desplazada incrementa (μ_r), el desplazamiento del frente irrumpe y genera adedamiento. La figura 14 también muestra que cuando la relación de viscosidad incrementa, la irrupción de agua ocurre tempranamente y el crudo remanente es mayor (Doorwar, S et al. 2015).



Figura 15. Experimentos en micromodelos mostrando el efecto de la tasa de flujo sobre el comportamiento en el adedamiento a una relación de viscosidad constante de 10000 mPa.S (Doorwar, S et al. 2015). Unidades 1 ft = 0,3048 m.

Como fue mencionado arriba, la inestabilidad del frente del banco de petróleo generado por el efecto de adedamiento, la cual disminuye la eficiencia de barrido a una tasa de inyección dada. La figura 15 muestra que como la velocidad es disminuida el adedamiento y la recuperación de crudo es mayor. Mientras menor es la tasa de inyección permite más tiempo al agua a inhibir el adedamiento alrededor del poro.

Estudios Reciente han demostrado que las últimas etapa de inyección de agua en un crudo pesado, las fuerzas capilares y la imbibición de agua fueron los mecanismo dominante en la recuperación de petróleo. A bajas tasa de inyección, un volumen significativo de petróleo puede ser recuperado después de la irrupción de agua aunque el corte de agua se incrementa. Más resultados de recuperación de crudo basado en proyectos de inyección de agua basado en el análisis de más de 120 yacimientos son reportados por (Lu, X.G et al. 2015).

2.3.5 Recuperación mejorada de Hidrocarburo (RMH)

La recuperación primaria de crudo pesado y extrapesado está limitada en un poco porcentaje del POES debido a la alta viscosidad del crudo a las condiciones de yacimiento (Figura 16). En este caso la implementación de técnicas de recuperación mejorada de hidrocarburos (RMH) es requerida para mejorar la recuperación de hidrocarburo tomando en cuenta las consideraciones técnicas, económicas y ambientales.

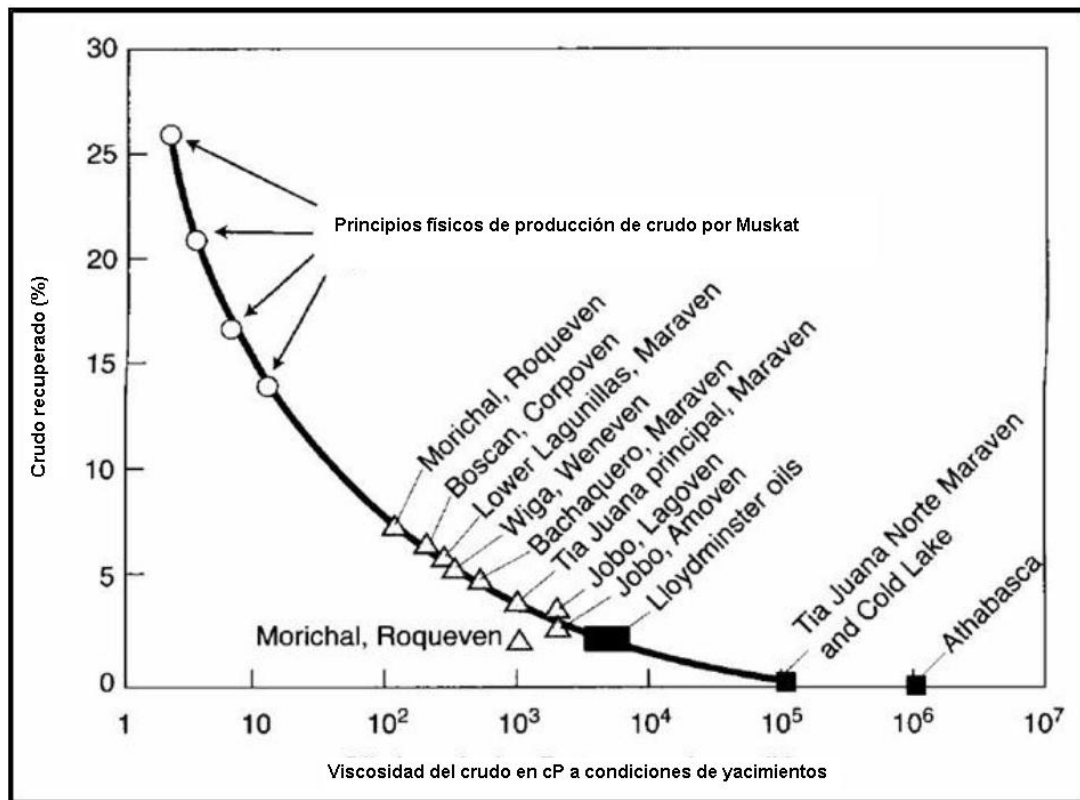


Figura 16 Recuperación del crudo Vs la viscosidad del petróleo para crudos pesados y extrapesados (producción en frío) (Huc, et al. 2011) Unidades 1 cP = 1mPas,

El crudo remanente después de la recuperación primaria y terciaria es el objetivo de las técnicas de recuperación mejorada de hidrocarburo (RMH). Usualmente las técnicas de RMH son referidas como procesos de recuperación terciaria (después de la inyección de agua). Sin embargo, su uso no está restringido a una fase particular en la vida productiva del yacimiento. En la figura 17 muestra una representación esquemática de cómo

las técnicas de RMH (inyección agua, inyección de química, métodos térmicos) podrían incrementar la producción de petróleo respecto a la declinación del caso base (Sin inyección). El incremento de la producción está representado por el área sombreada, el crudo está detrás a la izquierda en el yacimiento durante la recuperación secundaria, ya sea atrapado por fuerzas capilares (crudo residual) o debido a algunos caminos baipaseados. (Baviere et al. 1991).

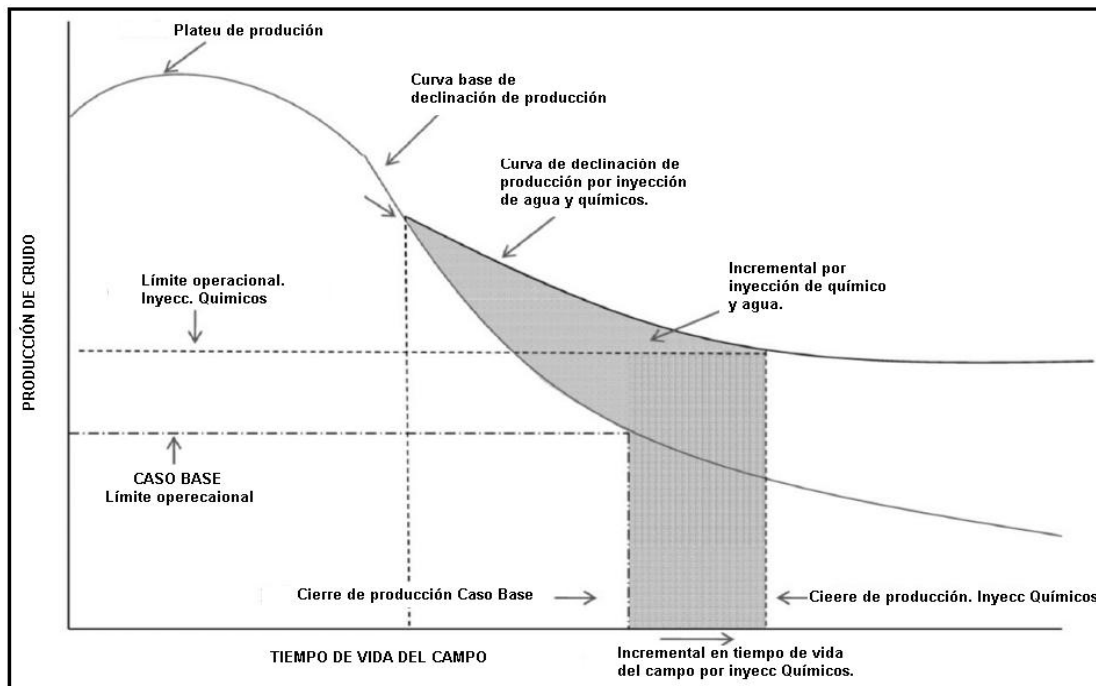


Figura. 17 Vida de un campo de petróleo con un programa de implementación de RMH (Henthorne, L et al. 2011)

Los principales métodos de RMH son clásicamente divididos dentro de cuatro grupos como una función de sus efectos físicos o su acción sobre la eficiencia de barrido (escala macroscópica) o sobre la eficiencia de desplazamiento o escala microscópica, Figura 18.

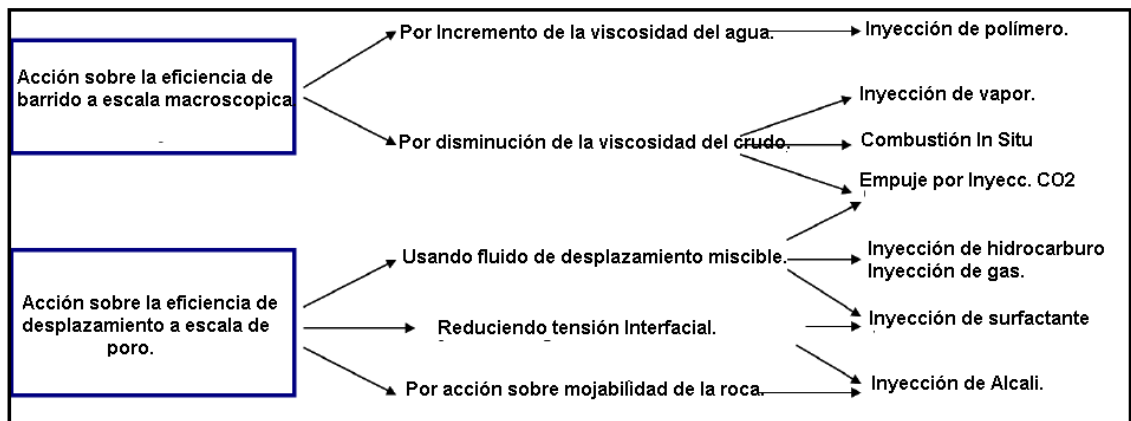


Figura 18 Entrampamiento del crudo y movilización.

Una revisión de los diferentes métodos es descrito en las siguientes secciones, con más énfasis en los métodos de recuperación mejorada con químicos especialmente en el estudio de surfactantes polímeros para incrementar el factor de recobro en yacimientos de crudos pesados.

2.3.6 Métodos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH) térmicos.

La técnica más empleada en la recuperación de crudos Extrapesados (EP) y crudo pesado (P) es por técnicas de RMH térmicos. Típicamente la inyección de calor es aplicada dentro del yacimiento para disminuir la viscosidad y como una consecuencia mejorar la movilidad del crudo. Los mecanismos de transferencia de calor son conducción, convección y radiación. La convección es normalmente el mecanismo de transferencia de calor más importante (Lake, L et al. 2014). Con el fin de considerar el efecto de los gradientes de temperatura en el la formación poroso, la cual puede conducir a un libre movimiento convectivo causado por cambios de densidad. Es necesario considerar los siguientes parámetros claves: temperatura, presión, composición de la roca, crudo, agua en equilibrio (Burger J. et al. 1985). Yacimientos muy profundos y de espesores delgados no son los mas adecuados para un procesos térmicos debido a:

- 1) Severas pérdidas térmicas.

2) No beneficioso a los efectos de gravedad.

Los métodos térmicos más aplicados para disminuir la viscosidad a condiciones de yacimiento son los siguientes: Inyección alterna de vapor (IAV) (Buttler et al, 1981); inyección de gases no condensables (Jha, K.N et al, 1991; Rios V.S et al. 2010); calentamiento eléctrico resistivo (Wittle J. et al 2008); drenaje gravitacional asistido por microondas (Wittle J et al. 2008). Inyección de aire ó combustión en sitio (Islam, M.R. et al. 1989; Anaya, I et al. 2010); Hincapie, T et al. 2011)

Basado en el conocimiento obtenido en 120 yacimientos clásticos (L.U, X.G et al. 2010) los factores básicos que controla los métodos RMH son la gravedad API, ($< 20^\circ$), profundidad del yacimiento menos que 1000 m). El factor de recobro incremental por inyección de vapor está entre 7 y 45 %. El factor de recobro por combustión en sitio está entre 19-45 %, el factor de recobro por IAV está en un rango de 21 a 45 %. Varios casos disponibles indican que la inyección de agua caliente puede lograr un incremento en la recuperación de 6-12 % del POES (Lu, X.G et al. 2010).

2.3.7 Métodos RMH no químicos.

Los métodos no químicos para la recuperación mejorada de crudos pesados y extrapesados está basado en la inyección de solventes, miscibles o gases inmiscible, bacterias, químicos o alguna sustancia no caliente dentro del yacimiento. Algunos ejemplos para los métodos no térmicos para crudos pesados son los siguientes:

2.3.8 Inyección de Bacterias:

La recuperación mejorada de hidrocarburos (RMH) microbiológicamente es el uso de microorganismo para facilitar, incrementar o ampliar la producción de petróleo en un yacimiento. Este concepto ha sido estudiado por más de 40 años con algunos fracasos donde los factores claves para yacimientos de crudo pesados y extrapesados son: 1) selección de la bacteria correcta y 2) la eficiencia del control de movilidad/eficiencia de barrido para los crudos extremadamente viscosos. Por lo tanto, algunos

estudios han desarrollados biotecnologías para el control de la depletación de la presión y eficiencia de barrido (Sheehy, A.J et al. 1990).

2.3.9 Agua Alternado con Gas (AAG)

Este método consiste en la inyección de gas intermitentemente con agua. (Dyer, S. B. (1994) a publicado un trabajo sobre procesos inmisible CO_2 Agua para recuperación mejorada de crudos pesados y extrapesados. Zhang, Y.P (2006) investigó la factibilidad técnica del uso de AAG como proceso RMH donde no son técnicamente o económicamente rentables. Estudios de laboratorio mostraron que el N_2 (70% N_2 30 % CO_2) en el enriquecimiento del gas no tiene un efecto perjudicial en la recuperación del crudo. Adicionalmente un agente espumoso con la inyección de CO_2 fue también beneficioso (Zhang, Y.P et al, 2005).

2.3.10 Inyección de CO_2

El mecanismo asociado a la inyección de CO_2 en un proceso de RMH esta asociado a la reducción de la viscosidad. Las inyecciones de CO_2 son inyecciones inmiscibles.

2.4 Inyección de químicos

2.4.1 Inyección de Álcalis

La inyección de álcali es también llamada inyección cáustica. Este método de recuperación mejorada de hidrocarburo con químicos (RMHQ) es generado para generar surfactantes en sitio con los componentes ácidos del crudo y reducir la absorción de surfactantes. La inyección de Álcali incluye Hidróxido de sodio, Carbonato de sodio, prto silicato de sodio, tripolifosfato sódico, hidróxido de amonio y carbonato de amonio. El hidróxido de sodio y carbonato de sodio fueron lo más usados en el pasado, sin embargo la tendencia ahora no es usar hidróxido de sodio debido a problemas de

emulsión observados en aplicaciones de campo en China y Canadá. (Sheng, J. et al. 2011).

2.4.2 Inyección de Álcali y Surfactante (AS)

Los procesos de surfactante – álcali consiste en la inyección de álcali y surfactante sintético (Hirasaki, G.J et al. 2011). El álcali genera un surfactante en sitio por reacción entre el álcali y los ácidos nafténicos en el crudo. Recordando a la literatura el concepto de surfactante En sitio fue introducido y patentado por Atkinson, H, (1927). Acordando a la literatura la inyección de surfactante sufre de producción excesiva de emulsiones y menos eficiencia en crudo recuperado que inyección álcali surfactante y polímeros (ASP). Aun comparado con una inyección inestable de ASP (Fontenberry et al. 2015).

2.4.3 Inyección de álcali surfactantes y polímeros (ASP)

La inyección de álcali es frecuente combinada con surfactantes y polímeros y es llamada inyección ASP. La concentración de surfactante en el bache de ASP es reducida por la generación de surfactante en sitio por reacción del álcali con los ácidos nafténicos del crudo.

En general los procesos involucrados en ASP son complejos, pero pueden ser resumidos como: generación de surfactantes en sitio, reacciones acuosas, reacciones de cambio de iones con las arcillas, reacciones de disolución y precipitación, característica del comportamiento de fase. Interacción entre roca-álcali debe ser tomada en cuenta (disolución de mineral, precipitación, asunción de álcali. El efecto de un alto valor de PH también deber ser considerado (absorción de surfactante).

La tecnología ASP comenzó a desarrollarse en 1980 alrededor de 15\$/bls. Casi 40 años después tecnologías similares demostraron que reduciendo las fuerzas capilares en el crudo entrapado, una significativa porción de crudo residual podría ser producida, con un incremental en la

recuperación de crudo del 20 al 30 % del P.O.E.S. en arenas de Marathon Robinson y campos de Exxon Loudon, Texaco Salem y Penzoil demostraron que fue técnicamente exitoso, pero también económicamente injustificable debido a los bajos precios, la inyección de ASP en los campos Daqing en de China en 2010 involucra costos de químicos de 15\$ a 28 \$ e incremental de crudo del 20 % del P.O.E.S por encima de la inyección de agua (Gao Shutang et al. 2010). La tecnología de ASP ha sido demostrado en campos para minimizar las fuerzas capilares del crudo entrampado, mejorar la eficiencia areal y vertical y la relación de movilidad (Wyatt, K. et al. 2002)

Tabla 2.4. Mecanismo de químicos ASP (Wyatt, K. et al. 2002)

Químico	Función	Mecanismo RMH
Álcali	Incrementa pH, la cual saponifica el crudo	Disminuye IFT
Álcali	Incrementa el esfuerzo iónico, la cual altera los perfiles de saponificación del pH	Disminuye IFT
Álcali	Incrementa el esfuerzo iónico, la cual altera el coeficiente de partición.	Comportamiento regulado de la fase
Álcali	Incrementa la carga negativa sobre la roca	Disminución de absorción de los químicos aniónicos
Álcali	Incrementa la carga negativa sobre la roca	Hacer la roca más mojada al agua
Álcali	Se absorbe en la interface agua petróleo	Disminuye IFT
Surfactante	Forma miscelas mixtas con la generación de surfactante	Disminuye tensión interfazial
Polímero	Incrementa la visosidad del agua	Disminuye movilidad del agua
Polímero	Se absorbe sobre la superficie de la roca y disminuye la permeabilidad efectiva del agua	Disminuye movilidad del agua

2.4.4 Recuperación mejorada de Hidrocarburo con inyección de químicos (RMHQ) y los principales mecanismo físicos químicos para la recuperación de petróleo

Como fue descrito anteriormente, el método de inyección de agua es una técnica común y económica en la recuperación secundaria de crudo y que alcanza bajo factor de recobro (Saboorian,H et al. 2015), debido a la relación de movilidad adversas (pobre eficiencia de barrido). Ambos resultados, de laboratorio y de campo demostraron que la adición de polímeros dentro del agua de inyección puede mejorar la relación de movilidad. Para muchos yacimientos, la inyección de químicos es una alternativa atractiva para la inyección de agua porque puede mejorar la eficiencia de barrido no solamente a escala macro sino también a escala micro (Dang, C et al. 2011).

2.5 Inyección de polímeros

La inyección de polímeros se lleva a cabo agregando el polímero al agua inyectada al yacimiento para disminuir su movilidad (Lake, 1989). El propósito de la adición de un polímero en el agua es reducir la relación de movilidad mediante el aumento de la viscosidad del agua y también la reducción de la permeabilidad al agua en la formación debido a la retención del polímero en el medio poroso (Sheng, J., 2011).

2.5.1 Control de Movilidad por inyección de polímeros.

La relación de movilidad es la relación de movilidad del fluido desplazante con la movilidad del fluido desplazado. Es el principal factor que afecta el barrido areal de una determinada zona del yacimiento y patrón de inyección de agua. Esta relación es definida como:

$$M = \frac{k_{rw}\mu_o}{k_{ro}\mu_w} \quad \text{Ecuación(2.1)}$$

La relación de movilidad M , es definida como la movilidad de la fase desplazante dividida por la movilidad de la fase desplazada como es mostrado en la figura 19 control de movilidad (disminuye la relación de movilidad) puede ser logrado a través de la inyección de químicos (polímeros) para cambiar la viscosidad de los fluidos desplazante.

La figura 19 muestra la relación entre la inyección de agua y la eficiencia en la recuperación de crudo y el volumen poroso inyectado para un desplazamiento estable ($M \leq 1$) y un desplazamiento inestable ($M > 1$) curvas verdes y amarillas respectivamente. Cuando la relación de movilidad es mayor que 1 la eficiencia en la recuperación es menor que el caso de desplazamiento estable debido al efecto de adedamiento.

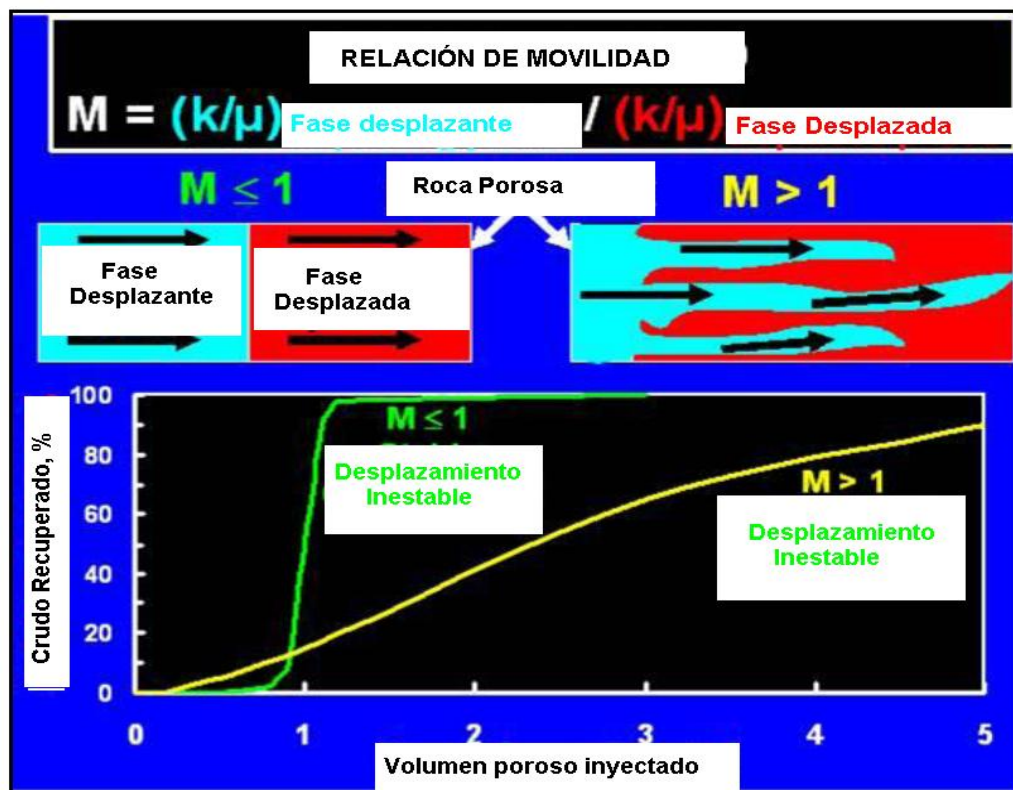


Figura 19 Definición de relación de movilidad (Seright et. al. 2014)

Los polímeros son macromoléculas o largas cadenas de unidades repetitivas (monómeros) vinculados por cadenas covalentes. La solubilidad del polímero en el agua es debido a la naturaleza química de los monómeros

la cual es incrementada cuando tienen grupos cargados en la cadena (polielectrolitos) (Baviere et al. 1991).

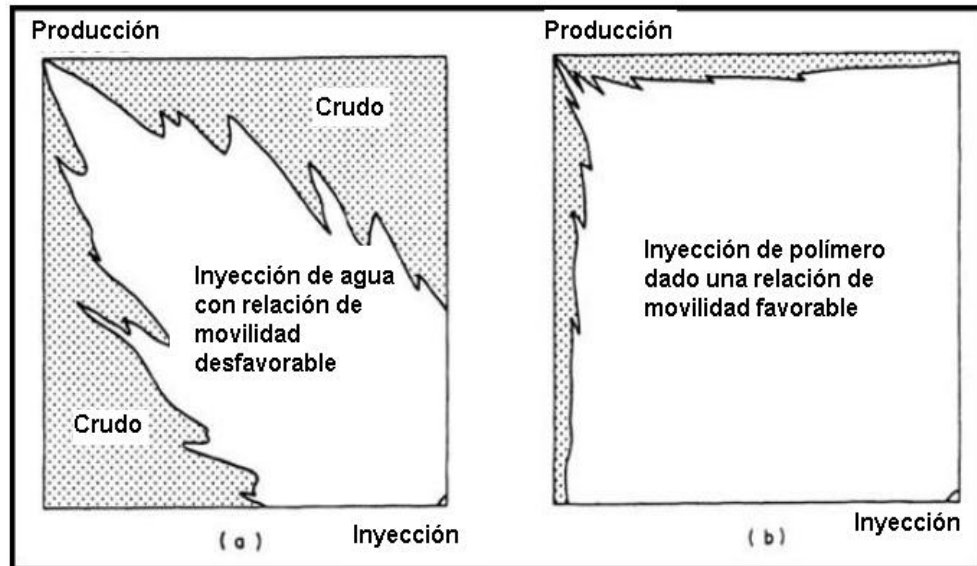


Figura 20 Mejoramiento en la eficiencia de barrido en un yacimiento homogéneo por el uso de polímeros

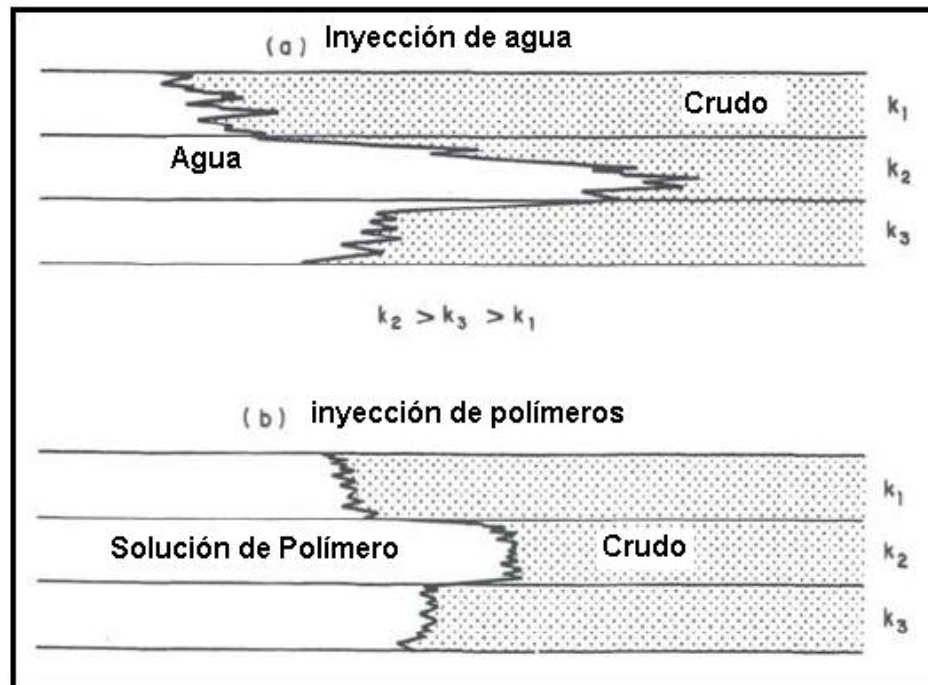


Figura 21 Mejoramiento en la eficiencia vertical de un yacimiento homogéneo por el de polímeros (Baviere et al. 1991).

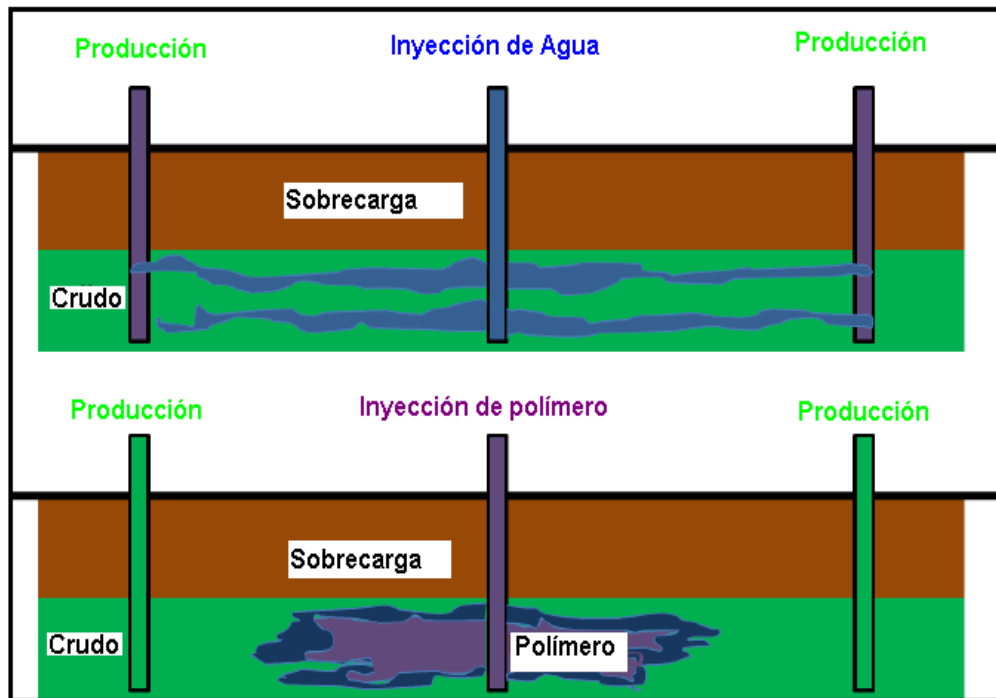


Figura 22 Control de movilidad previsto para inyección de polímero en comparación con inyección de agua (Figura adaptada por Raney, K et al, 2011)

La inyección de polímero es el método más usado en los procesos de inyección de químicos para el mejoramiento en la recuperación de petróleo con la inyección de químicos. El polímero incrementa la viscosidad del agua inyectada para obtener una mejor relación de movilidad agua/crudo (Sheng et al. 2001). La figura 23 muestra una representación esquemática de el control de movilidad previsto por inyección de polímero a un yacimiento por un pozo inyector 1 y 2 pozos productores (Raney. K. et al. 2011).

2.5.2 Polímeros asociativos

Las principales características de estos polímeros son su capacidad significativa de mejora de viscosidad en comparación con los polímeros convencionales y su tolerancia a la salinidad.

El polímero hidrosoluble asociativo son generalmente polímeros hidrofóbicamente modificados, que recientemente se han introducido para

aplicaciones en el ámbito petrolero. Esencialmente, estos polímeros se componen de una cadena larga principal hidrofílica, con un pequeño número de grupos hidrofóbicos localizados ya sea al azar a lo largo de la cadena, en bloques distribuidos o en los extremos de la cadena.

Estos polímeros pueden ser modificados por variación de su peso molecular, densidad de carga, extensión del grupo hidrofóbico y la naturaleza del mismo (Taylor y Nasr-El Din, 1995).

Cuando se incorporan pequeñas cantidades de grupos hidrofóbicos los polímeros presentan un comportamiento reológico especial. En soluciones acuosas estos grupos tienden a formar agregados, similares a los surfactantes, para minimizar su exposición al agua (Kopperud y colaboradores, 1998).

2.5.3 Sistema de polímero híbrido

Este sistema se refiere a la mezcla de polímero asociativo de bajo peso molecular con el polímero HPAM de alto peso molecular, esto con el objetivo de que actúen en sinérgicamente para disminuir la saturación residual de petróleo e incrementar el factor de recobro (Fletcher y colaboradores, 2012). Recientemente se ha demostrado que la viscoelasticidad también podría tener un impacto en la reducción de la saturación residual de petróleo (Qi P. et al. 2016). La figura 23 muestra la relación entre el número de Deborah (NDe) y la saturación residual de petróleo después de la inyección terciaria de polímero. Un alto número de Deborah indica una alta elasticidad de la solución (Qi, P et al. 2016). El número de Deborah es un número adimensional que mide la elasticidad relativa de un fluido. Es la relación entre el tiempo de relajación del polímero a la característica del tiempo de residencia en los régimen de flujo de elongación y contracción en un medio poroso en particular (Qi, P et al. 2016; Koh, H et al. 2016).

La característica del tiempo de residencia está definido por v/d , donde v es la velocidad intersticial, y d es el diámetro del poro en un medio poroso.

$\dot{\gamma}_{eq}$ es la tasa de corte equivalente.

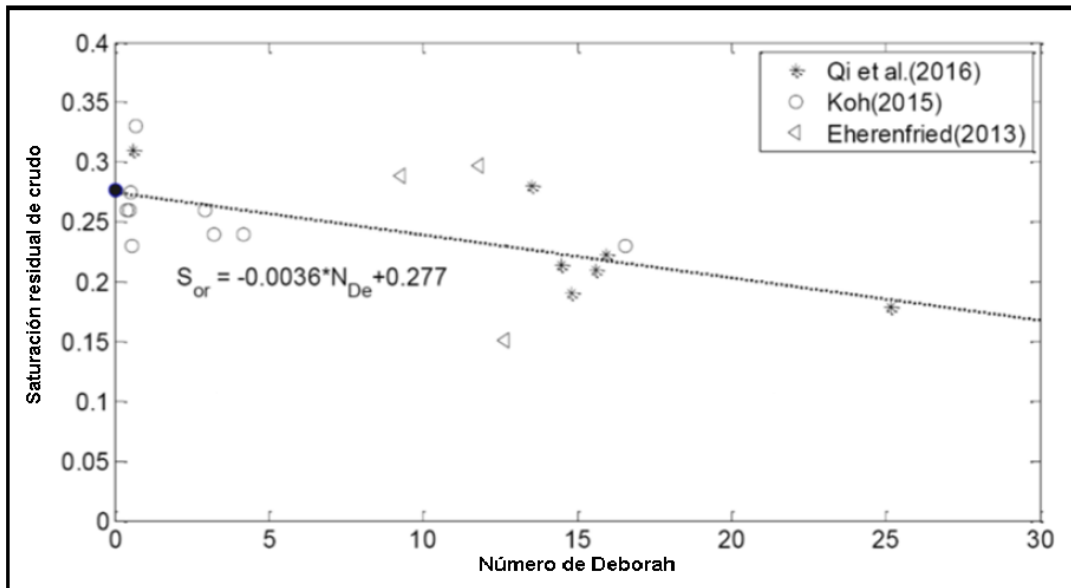


Figura 23 Saturación final de saturación de petróleo Vs N_{De} , resultados experimentales, con incremento N_{De} , la saturación residual de petróleo después de la inyección del polímero viscoelástico está disminuyendo (Qi P. et al. 2016)

2.5.4 Tipos de polímeros

Ampliamente, hay dos tipos de polímeros que son extensivamente usados en los procesos de RMHQ, la poliácridamida y. polisacarida (Green, D.W y Whillhite, G.P et al. 1998). Experimental los estudios han demostrado el notable poder viscosificante de la poliácridamida parcialmente hidrolizada (HPAM). La adición de pocas partes por millón de HPAM en salmuera puede incrementar la viscosidad de la solución de la salmuera sustancialmente (Carreau, Ait-Kadi y Chauveteau et al. 1987). Esta propiedad viscosificante del polímero HPAM representa un parámetro clave para el control de movilidad en los procesos de RMHQ, particularmente para crudos pesados y extrapesados a moderada temperatura (menores a 80 °C o 175 °F). En el HPAM cuando la temperatura excede los 80 °C la hidrólisis del HPAM es sensible a el calcio y puede resultar como degradación química (Levitt, D et al 2011). Los polímeros HPAM soluble en agua son obtenidos por hidrólisis de la poliácridamida (PAM) con sodio o hidróxido de potasio (Figura 24)

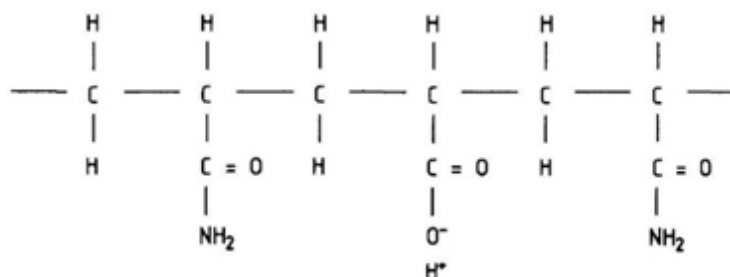


Figura 24 Estructura química del HPAM (Litmann, 1988).

EL HPAM son largas cadenas flexibles y lineales, y que con agua que contiene alta salinidad es neutralizada las repulsiones electrostática entre los grupos carboxílicos (Chauveteau, G, et al 1981). El HPAM es el polímero más conocido aplicado para crudos pesados y extrapesados. Los polímeros HPAM tienen alto peso molecular y han sido desarrollados ampliamente por las industrias petroleras para control de movilidad. Saboorian- Joobari, H. (2015) reporta que 9 de 11 proyectos de RNHQ para crudos pesados han usados poliacrilamida (PAM O HPAM), un proyecto usando un tipo de polímero asociativo, y otro proyecto usando ambos tipos de polímeros. La tabla 2.5, 26 y 2.7 muestra diferentes proyectos de inyección polímeros para crudos pesados alrededor del mundo, indicando el País, el nombre del campo, estatus de aplicación, nombre del yacimiento, litología, presencia o no de acuífero, temperatura, profundidad, permeabilidad, viscosidad del crudo muerto o vivo, el tipo de polímero, viscosidad y concentración de la solución polimérica, así como también la salinidad del agua de inyección.

2.5.5 Aplicaciones de proyectos de inyección de polímeros a nivel mundial

Tabla 2.5 Aplicaciones de proyectos de polímeros (Saboorian-Jooybari H et al. 2015)

País	Campo	Status	Litología	Acuífero
Canada	Pelican Lake	Aplicación en Campo	Arenisca	NO
Canada	Mooney	Piloto	Arenisca	NO
Canada	Seal	Extención de piloto	Arenisca	NO
Suriname	Tambaredjo	Piloto	Arenisca	Si
Oman	Marmul	Aplicación en campo	Arenisca	-
Canada	Bodo	Piloto	Arenisca	NO
Canada	Suffiel Caen	Piloto	Arenisca	-
Argentina	El Corcobo	Piloto	Arenisca	NO
China	Bohay Bay	Aplicación en Campo	Arenisca	NO
Argentina	Diadema	Extención de piloto	Arenisca	NO

Tabla 2.6 Datos del campo de los proyectos de polímeros (Saboorian- Jooybari H et al 2015)

Campo	Profundidad Promedio (m)	Temperatura del Yacimiento (°C)	Espesor neto (m)	Porosidad (%)	Permeabilidad (md)
Pelican Lake	300-450	12-17	1 - 9	28-32	300-5000
Mooney	875-925	29	3-5	26	100-10000
Seal	610	20	8,5	27-33	300-5800
Tambaredjo	385	36	7	33	3000-6000
Marmul	900	46	20	25-30	100-2000
Bodo	770	25	3,2	27-33	1000
Suffiel Caen	950	21	2-9	26,5	500-2000
El Corcobo	650	38	0,5-18	27-33	500-4000
Bohay Bay	50-70	50-70	-	-	100-10000
Diadema	50	50	4-12	30	10-5000

Tabla 2.7 Propiedades de las aguas de formación, inyección y del crudp (Saboorian-Jooybari H et al 2015)

Campo	Salinidad del agua de formación	Salinidad del Agua de Inyección	Dureza del agua de Formación	Dureza del agua de Inyección	Gravedad API
Pelican Lake	8	8-20	Suave	Suave	12-14

Mooney	28,7	20,3	Suave	Suave	12-19
Seal	22	4	-	-	10-12
Tambaredjo	5	0,5	-	-	-
Marmul	3	-	0,3	-	22
Bodo	25-29	-	-	Moderada	14
Suffiel Caen	46	-	-	-	17
El Corcobo	6,5-20	1	-	Muy Dura	18
Bohay Bay	-	8-10	Suave	Dura	-
Diadema	15	15	Dura	Dura	20

2.5.6 Criterios de selección del polímero correcto para la inyección de polímeros

Hay un peso molecular de polímero óptimo para un yacimiento en particular que debe ser determinado por resultados de pruebas de laboratorio (Saboorian-Jooybari, H et al. 2015). Con el fin de evitar el bloqueo por moléculas de polímero en la garganta del medio poroso, la relación del radio de garganta de poro y el radio de giro del polímero debe ser menor que 5 (Sheng et al. 2015). Basado en pruebas de laboratorio y resultados en medio poroso en el campo de Daqin, un polímero con un peso molecular promedio de (12 a 16 Millones de Daltons) es aplicable para la zona de petróleo con una permeabilidad promedio de 100 mD, un polímero de alto peso molecular (17 a 25 millones de Daltons) es apropiado para zonas de petróleo con una permeabilidad promedio de 400 mD (Sheng, J et al. 2011)

2.5.7 Reología de soluciones poliméricas

Las soluciones poliméricas usadas para los RMHQ, son caracterizadas por un comportamiento de fluido no newtoniano (la viscosidad del fluido es dependiente a la tasa de corte a la cual el fluido está sometida). La viscosidad de una solución polimérica es una medida de que tan espeso el fluido es, La viscosidad de una solución polimérica está relacionada con:

- El peso molecular, tamaño y extensión de la molécula de polímero en una solución acuosa o salmuera. A mayor peso molecular

mayor es el radio hidrodinámico del polímero y su viscosidad es reducida.

- La concentración del polímero (la viscosidad es mayor mientras mayor es la concentración).
- La salinidad, dureza y pH (por ejemplo, la viscosidad de una solución polimérica disminuye por un factor de 10 por cada factor de 10 en incremento en la concentración NaCl).

Para un polímero dado en solución acuosa, la viscosidad intrínseca (η) de la solución polimérica acordando a la ecuación de Mark-Houwink es:

$$\eta = KMP^a$$

Ecuación 2.2

Donde,

K y a son constante específica del polímero y MP es el peso molecular del polímero

Así como el peso molecular del polímero incrementa, la retención del polímero en el medio poroso incrementa, y posiblemente los problemas de inyección también.

2.5.8 Reducción de Movilidad (R_m - también llamado factor de resistencia, RF)

RF. representa la disminución de la movilidad de una solución polimérica en comparación con el flujo de agua o salmuera en la cual es preparada (Jennings, R.R et al. 1971). R_m es una función de ambos del fluido y el material de la roca: peso molecular del polímero, salinidad del agua, permeabilidad de la roca y porosidad, composición de la roca y tasa de flujo (Hirasaki y Pope et al. 1974). Como un resultado R_m puede ya sea disminuir o incrementar con la velocidad.

RF representa la reducción de la permeabilidad aparente durante la inyección de polímero en el medio poroso. Es calculada basada en la ley de darcy como sigue:

$$RF = \frac{\Delta P}{\Delta P_s} = \frac{\eta_p}{\eta_w} * \frac{K_o}{K} = \frac{\Delta P_{polimero}}{\Delta P_{antes}}$$

Ecuación 2.3

Donde,

Δp : caída de presión durante la inyección de polímero; ΔP_s : Medida de la caída de presión a la inyección de agua inicial; Δp viscosidad de la solución de polímero; K: permeabilidad durante la inyección de polímero; K_o permeabilidad inicial del agua.

R_m es una función de la velocidad intersticial (V_i) que es calcula a través de la siguiente expresión.

$$V_i = \frac{Q}{S\phi} = \frac{K\Delta P}{\eta\phi L}$$

Ecuación 2.4

Donde,

V_i : velocidad intersticial; Q: tasa de inyección; ΔP : caída de presión; A: Área del núcleo; η ; Viscosidad; L: longitud del núcleo.

2.5.9 Reducción de permeabilidad (R_k - también llamado factor de resistencia residual, RRF)

La reducción de permeabilidad (RRF) está definida como la relación de permeabilidades antes y después de la absorción del polímero (Chauveteau, G. et al. 1997). RRF corresponde a la reducción irreversible de la permeabilidad (imposible retornar a la condición inicial), determinado por la inyección de agua después de la inyección de polímero:

$$RRF = \frac{\Delta P}{\Delta P_f} = \frac{K_o}{K_w} = \frac{\Delta P_{despues}}{\Delta P_{antes}}$$

Donde,

K_o : permeabilidad inicial del agua; ΔP caída de presión durante la inyección del polímero; K_w : permeabilidad del agua después de inyección de polímero; ΔP_f : caída de presión (después de la estabilización) durante la inyección final de agua.

2.6 Retención de polímero en medio poroso

Cuando se inyectan soluciones en el medio poroso, las moléculas tienden a retenerse en el medio poroso, lo que causa disminuyendo la concentración del frente, generando una disminución de la viscosidad en el frente y dejando una disminución de permeabilidad luego de pasar. La retención de polímero disminuye con la permeabilidad (Sheng, J 2011).

Un concepto importante en lo que se refiere a la inyección de polímeros en medio poroso es el del volumen poroso inaccesible, que es aquel en que las moléculas no pueden ingresar por restricciones de tamaño (Sheng, J 2011). Cuando se inyecta en un medio poroso las soluciones poliméricas se desplazan más rápido que las del trazador, pues deben recorrer un menor volumen, mientras que el trazador debe recorrer mucho más volumen y por tanto el frente se desplaza más lento. Por otro lado, debido a la retención de polímero en el medio se retrasa su irrupción en el frente, es decir, si el polímero tiene mucha retención, su salida tomará mucho más tiempo que la de un frente homogéneo.

La figura 25 muestra como para una inyección a una concentración constante de polímero, la retención causa que la concentración del polímero en el efluente se retrase con respecto a la inyección del trazador. En la segunda inyección, los sitios de adsorción pueden estar parcial o totalmente ocupados por el polímero previamente inyectado, por lo que el volumen

poroso inaccesible aumenta, haciendo que el polímero irrumpa más rápido que el trazador.

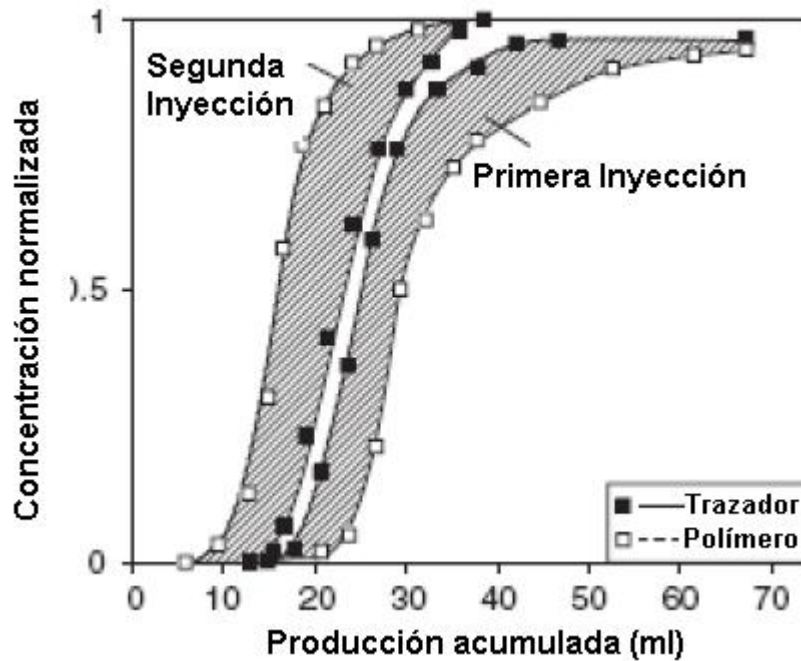


Figura 25 Comparación entre el flujo de un trazador y un polímero (Sheng, 2001 p. 165)

2.6.1 Mecanismo de retención

Otro hecho es que tanto las moléculas de polímero como los poros tienen una amplia distribución de tamaños. Algunas moléculas pequeñas de polímero pueden fluir a través de pequeños poros, lo cual ayuda a que el polímero fluya junto con el trazador. Sin embargo, el volumen poroso inaccesible se observa en todos tipos de medio poroso.

La retención de polímero incluye adsorción, entrapamiento, mecánico y retención hidrodinámica, estos últimos ocurren solo en medios porosos (Sheng, J 2011).

El entrapamiento mecánico depende de la distribución de tamaños de poros y será más significativa en medios de baja permeabilidad. El proceso de entrapamiento puede generar un bloqueo que será dependiente

de la penetración de manera aproximadamente exponencial y eventualmente llevará al bloqueo del poro y por ende del pozo.

La adsorción estática será por ende menor que la retención dinámica, debido al papel que juegan el entrapamiento mecánico y la retención hidrodinámica.

Luego de alcanzar estado estacionario en la retención de polímero en los ensayos de núcleo, un aumento de la tasa de flujo de polímero puede significar un aumento en la retención por efectos hidrodinámico aunque generalmente no se observan aumentos importantes respecto a las retenciones iniciales.

Basados en evidencias experimentales se pueden distinguir tres regímenes considerando el radio hidrodinámico del ovillo R_h y el radio característico del poro R_p (Denys 2003).

En el régimen de $R_p < 3 R_h$, ocurre un mecanismo de retención en donde las moléculas de polímero son filtradas y se genera un entrapamiento mecánico. El régimen donde $R_p > 50 R_h$, y la filtración o retención mecánica de las moléculas es despreciable. En este caso solo ocurre la retención por adsorción.

Se pueden identificar tres regímenes de flujo dependientes de la tasa de corte cuando se inyecta un polímero en solución en un medio poroso (Denys 2003)

Un flujo Newtoniano donde no ocurre una deformación significativa de los ovillos, un flujo pseudoplástico, donde las cadenas se deforman y se orientan con el flujo, y un flujo viscosificante donde las cadenas se estiran por efectos de fuerzas normales. Los dos primeros regímenes pueden medirse en el reómetro.

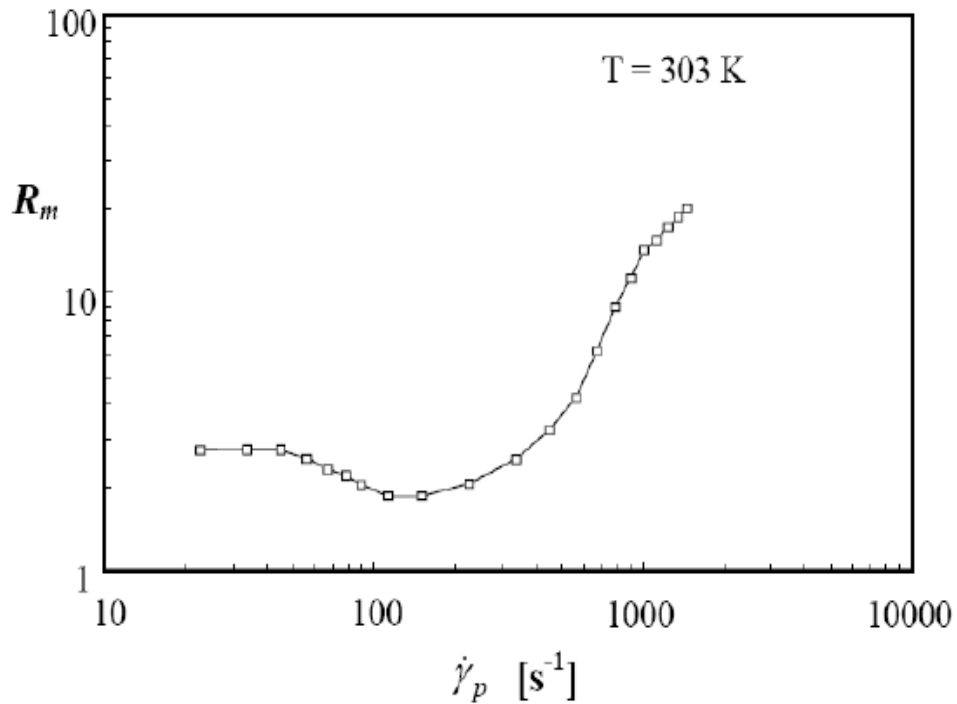


Figura 26 Reducción de la movilidad en función de la tasa de corte para la inyección de polímero en medio poroso

Para flujos donde $3R_h < R_p < 50R_h$, se observa un mecanismo de retención de puenteo donde las cadenas de polímero se estiran por efecto de deformación y por su adsorción en las paredes de las gargantas porales pueden bloquearla. Este fenómeno ocurre siempre que existan sitios disponibles para la adsorción (Denys 2003).

Otro hecho es que tanto las moléculas de polímero como los porosos tienen una amplia distribución de tamaños. Algunas moléculas pequeñas de polímero pueden fluir a través de pequeños poros, lo cual ayuda a que el polímero fluya junto con el trazador. Sin embargo, el volumen poroso inaccesible se observa en todos los tipos de medio poroso (Sheng 2011).

La adsorción se refiere a una interacción atractiva entre el polímero y la superficie sólida de la roca, principalmente por fuerzas de adsorción físicas, como las fuerzas de van der Waals y enlaces de hidrógeno, por lo

tanto la adsorción depende del área superficial expuesta a la solución de polímero (Sheng 2011).

En el caso de una interacción atractiva entre el polímero y la superficie, las cadenas de polímero se adjuntarán a la pared del sólido por un cierto número de segmentos que se pueden denominar trenes. Las partes de la cadena que no se adjuntan a la superficie y que permanecen en la solución se denominan Loops o boucles, mientras que las partes terminales se denominan colas. La rigidez del polímero determinará la proporción de loops y de trenes, donde mientras más flexible sea el polímero, mayor será la cantidad de loops y colas. Los polímeros más rígidos en cambio se adsorberán con una mayor proporción de trenes (Dupuis 2010).

La adsorción implica un cambio de la entalpía libre del sistema ΔG que incluye todas las especies en competición para absorberse. Para que el polímero se pueda absorber, la suma de los términos de entalpía ΔH y de entropía $-T\Delta S$ deben ser negativos $\Delta G = \Delta H - T\Delta S$. El signo y la amplitud del término entálpico, ΔH , depende de las interacciones entre todas las especies. Será fuertemente negativo cuando la cadena principal de polímero y la superficie tenga cargas opuestas, particularmente a bajas salinidades. Se pueden alcanzar valores de ΔH negativos también por puentes de hidrógenos entre la superficie y el polímero. Las interacciones de van der Waals y las interacciones de pares de iones solos, generan valores negativos pero débiles (Dupuis 2010).

En polímeros, un cambio de conformación de las cadenas genera un aumento de entropía que contribuye significativamente a la adsorción.

La energía de un segmento de cadena es relativamente débil, pero la gran cantidad de segmentos que contiene un polímero conlleva a un valor elevado de energía de adsorción por macromoléculas. También el hecho que este tipo de asociaciones entre un segmento de la cadena y la superficie puede disolverse en un momento dado, se hace despreciable cuando se cuenta con otro gran número de segmentos que permanecen absorbidos, es

por estos que los fenómenos de adsorción se pueden considerar irreversibles.

Generalmente, la adsorción se describe a través de las isothermas de Langmuir, que asume una adsorción instantánea y reversible en términos de la concentración de polímero.

Cuando un gran número de volúmenes porosos es inyectado en un núcleo de permeabilidad baja o media por debajo de una tasa de corte crítica, se observa una tendencia al taponamiento y al aumento de la densidad de adsorción. Este taponamiento no ocurre ni en condiciones de no adsorción ni en núcleos de alta permeabilidad. Una de las explicaciones es la llamada adsorción por puenteo, en donde las macromoléculas se estiran por altos esfuerzos elongacionales y luego se adsorben mediante la formación de numerosos puentes en las gargantas de poro. Este mecanismo es consistente con muchas de las observaciones como que si la permeabilidad disminuye, o si la energía de adsorción es más alta (dependiente de la carga), la velocidad de taponamiento aumenta. También se observa que si la distribución de tamaño de garganta de poro es alta, disminuye el taponamiento (Chauveteau et al. 2002). En la figura 27 se resumen los diferentes mecanismos de retención de los polímeros cuando se inyectan en el medio poroso.

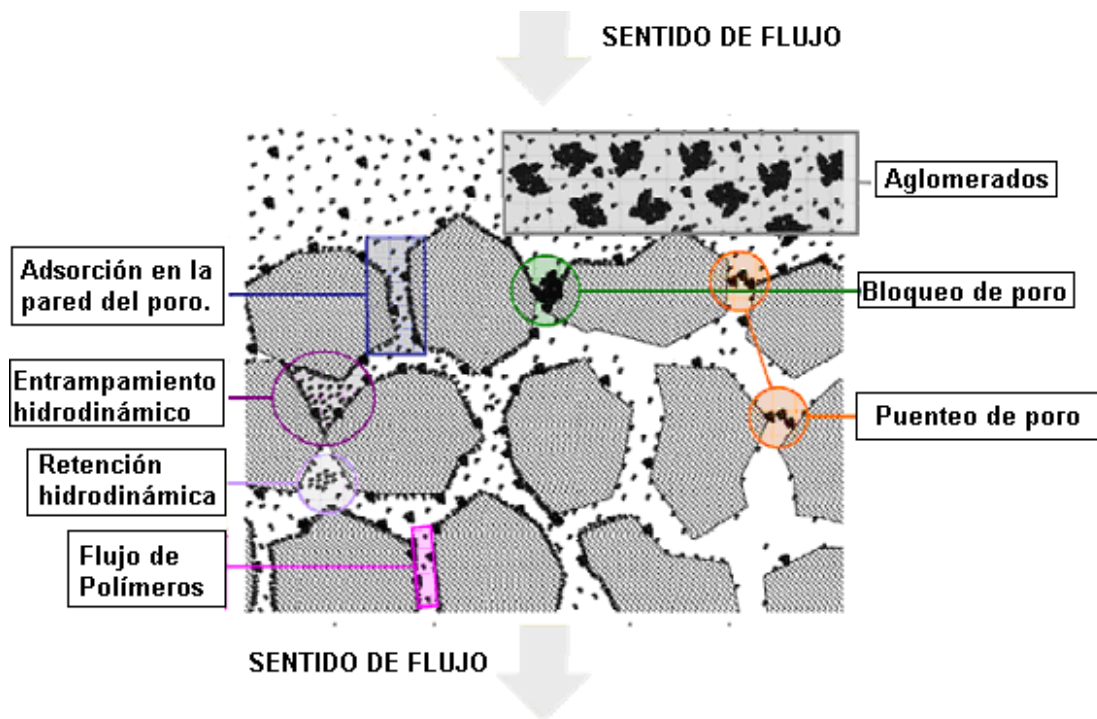


Figura 27. Mecanismos de retención de polímeros en medio poroso (Dupuis, 2010)

2.6.2 factores que afectan la retención de polímeros

Ya se han mencionado muchos de los factores que afectan la retención de los polímeros en medios porosos. Las características de las cadenas poliméricas, de las condiciones de flujo y las características del medio poroso definen entonces la retención en el medio.

Ya en 1981, Gremain evaluó la retención de polímeros de diferentes pesos moleculares en medios porosos y relacionó además el radio de giro promedio de los polímeros evaluados con el espesor de capa formado. Observó que los polímeros con mayor peso molecular, generaban una mayor disminución de la permeabilidad del medio.

También como se mostró en la sección anterior, existe una relación estrecha entre el radio del poro y el radio de giro de la macromolécula, que define tanto el volumen poroso inaccesible como los patrones de retención.

Una distribución amplia de peso molecular o de radio de giro promedio de la molécula, podría significar una reducción del volumen poroso

inaccesible, debido a que los radio de poro generalmente presentan una distribución de tamaño de poro también ancha.

Existe entonces un límite de peso molecular a partir del cual puede ocurrir el bloqueo del flujo. Sheng (2010), presenta una recopilación de datos para diferentes permeabilidades con sus límites de peso molecular respectivos, que se muestra en la figura 28. También es posible apreciar como el límite aumenta con el caudal, por lo que debe considerarse el efecto de la velocidad de flujo.

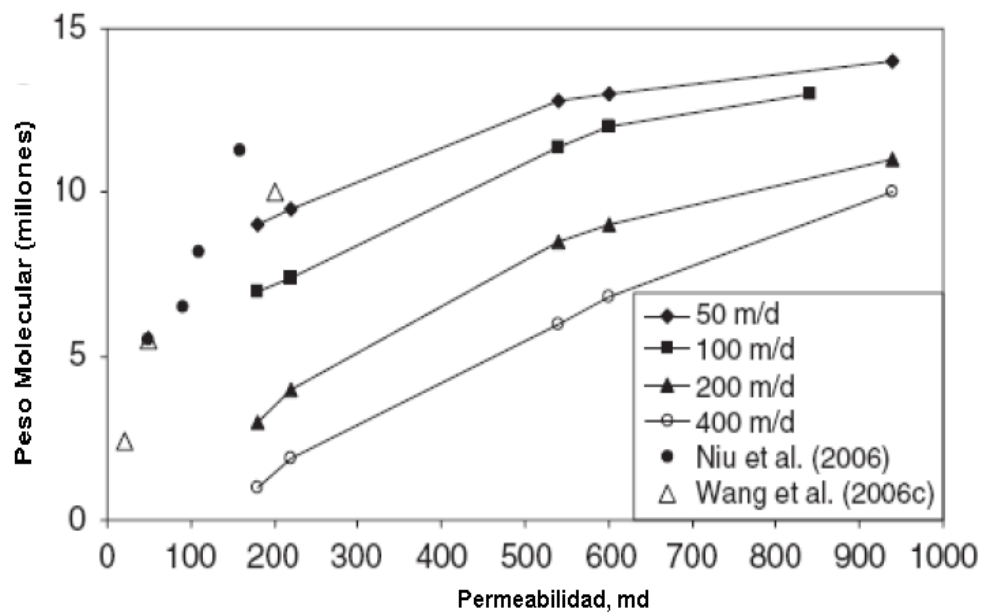


Figura 28. Límites de peso molecular para medios porosos de diferentes permeabilidades y diferentes caudales (sheng 2011)

Más recientemente, Eoff (2001) evaluó el efecto del peso molecular en el FRR, sin embargo no consiguieron una tendencia clara para evaluar polímeros hidrofóbicamente modificados. La razón de no haber conseguido tendencias claras está en que no tomaron en cuenta la conformación de las cadenas. Las cadenas pueden tener diferentes radios de giro a pesar de tener el mismo peso molecular, y las modificaciones de los polímeros evaluados no les permitieron obtener tendencias evidentes.

Observando la figura 26 y 28, es cierto que la velocidad de flujo afecta significativamente el comportamiento de los polímeros en el medio poroso. Por un lado, el efecto reológico que implica someter a las macromoléculas a esfuerzo de corte y normales, que pueden alinear y deformar las cadenas poliméricas y cambiar su conformación.

Gramain (1981) observaba que el espesor de capa hidrodinámico aumentaba con el aumento del caudal, pues lo calculaba a partir de la restricción de flujo. Cohen (1986) indicó que la capa de polímero absorbida se deforma con los altos esfuerzos de corte y puede observarse menor cambio en la resistencia al flujo, pero en general la movilidad se reduce con la tasa de corte.

Otros autores, (Englert et al 1989), muestra al igual que Gramain que ocurre un aumento del espesor de capa cuando se aumenta la tasa de corte, especialmente a partir de cierto valor crítico. Sin embargo. Relacionó este fenómeno con un aumento de la viscosidad, introduciendo el término de viscosidad elongacional o extensional, generada por la deformación de las cadenas por esfuerzos normales que se generan en los poros, como se puede apreciar en la parte derecha de la figura 29.

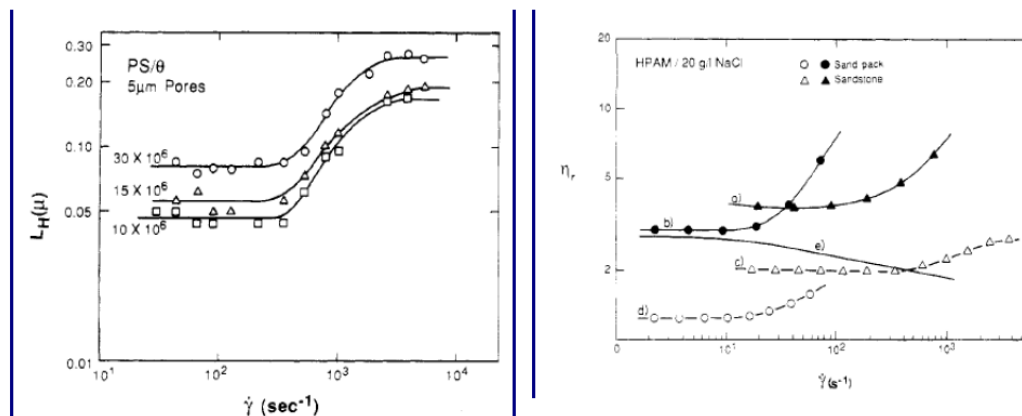


Figura 29 Izquierda, aumento del espesor de capa con la tasa de corte, derecha, viscosidad extensional en función de la tasa de corte en el medio poroso.

Para medios de baja permeabilidad, existe una tasa de corte crítica por debajo de la cual, un valor de RF constante, pero a partir de esta tasa se observa que el FR aumenta continuamente con el número de volúmenes porosos de polímero inyectado. A este mecanismo de retención se le denominó puenteo y depende de la energía de adsorción y la relación entre la macromolécula y el radio de la gargantas de poro (Denys et al 2011). En la figura 30 se observa este fenómeno además asociado al número de volúmenes porosos de solución polimérica inyectada.

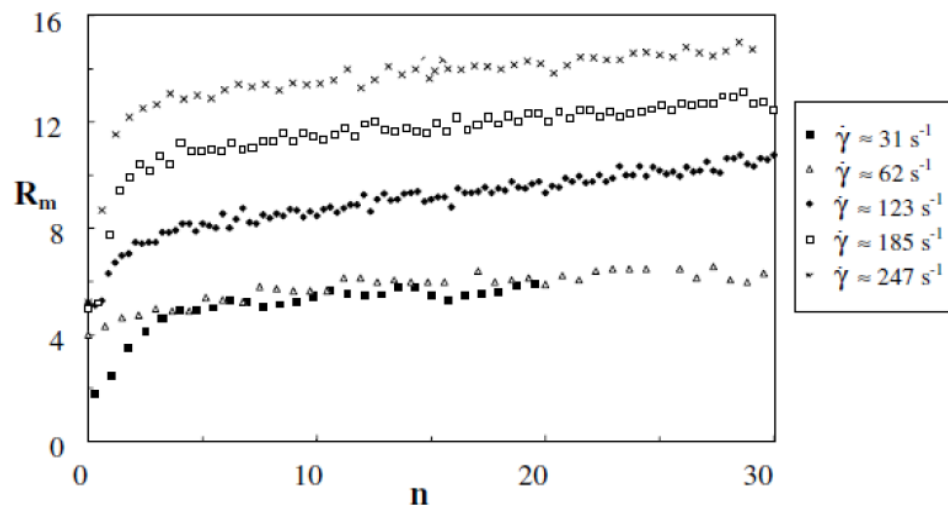


Figura 30. Influencia de la tasa de corte en la reducción de permeabilidad y en función del número de volúmenes porosos inyectados (Denys,2001)

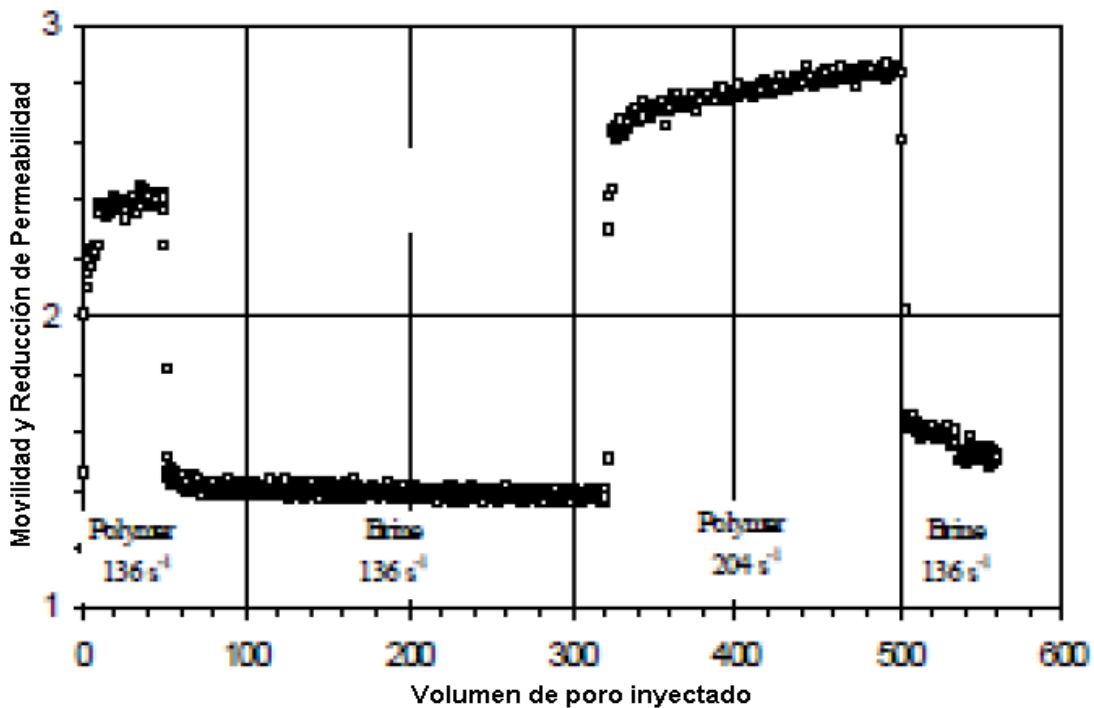


Figura 31 Influencia de la tasa de corte en la inyección alternada de polímero y salmuera

Otros autores, (A.L. Ogunberu & Asghari 2006), muestran el efecto del caudal aumentando las tasas de inyección para observar también el comportamiento de desorción del polímero. Variaron entonces además las tasas de desorción. Observaron, igual que los otros autores, que un aumento de la tasa de inyección aumenta el espesor de capa absorbida abruptamente, pero luego que se alcanza cierta tasa de corte crítica, el espesor permanece relativamente constante. Concluyen que la inyección de polímero debe hacerse a altas tasas para maximizar la adsorción. Para el empaque de arena utilizado, descartan que ocurra puenteo de poro, porque el efecto lo atribuyen únicamente al espesor de capa.

Argumentan que el aumento en el espesor de capa se debe a una inducción de las fuerzas hidrodinámicas sobre las moléculas de polímeros cercanas a la pared. A bajas tasas, esta capa no aumenta mucho pues las fuerzas hidrodinámicas son muy pequeñas y los polímeros se adsorben de manera similar que para condiciones estáticas.

Para altas tasas, indican que otros fenómenos de retención ocurren y la denominan adsorción inducida por flujo, donde las fuerzas hidrodinámicas favorecen la penetración de nuevas macromoléculas en la capa adsorbida a pesar de la barrera osmótica existente, por lo que la densidad de moléculas adsorbidas aumenta. Este efecto ocurriría principalmente sobre las gargantas de poro, por lo que se observa la reducción significativa de la permeabilidad.

Otro parámetro importante a considerar en la retención de macromoléculas de polímeros en un medio poroso es el efecto de la concentración. Generalmente, los polímeros son inyectados en concentraciones por debajo de su concentración crítica c^* . Los estudios de adsorción estática con la muy Langmuir muestran que un comportamiento típico es el aumento de la cantidad adsorbida con la concentración.

Zitha (1998), consiguió una mayor reducción de la permeabilidad a medida que aumentaba la concentración de polímero y lo relacionó también con el espesor de capa que como se muestra en la figura 32.

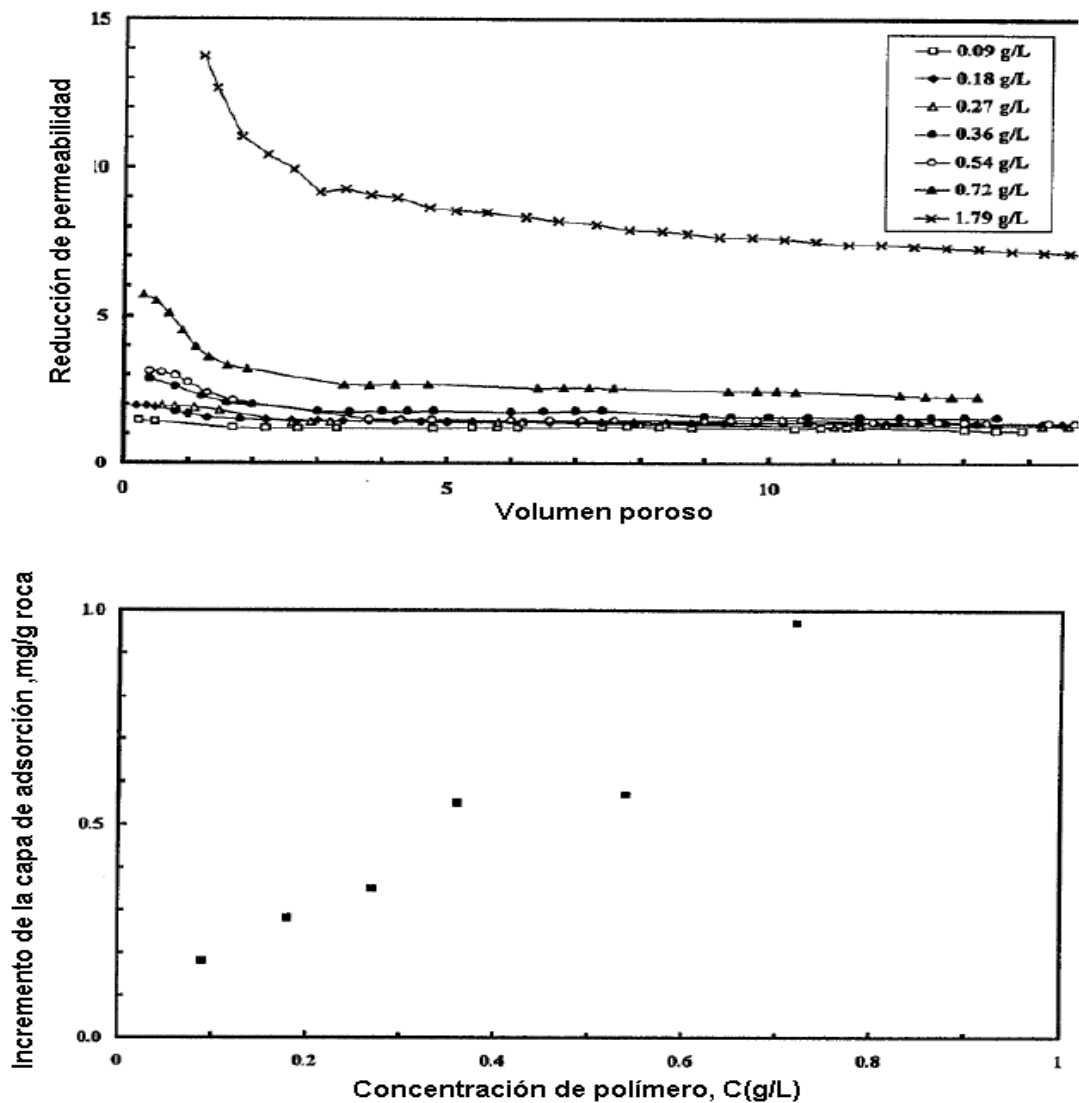


Figura 32. Efecto de la concentración de polímeros en: reducción de permeabilidad (arriba) y espesor de capa (abajo)

Otros autores han observado efectos distintos Sheng (2011) muestra un trabajo de otro autor donde no hay una única tendencia con la concentración mostrando una adsorción que aumenta hasta un máximo y luego disminuye a medida que aumentaba la concentración. Una posible explicación a este fenómeno es que a bajas concentraciones, las moléculas interactúan con la superficie de la roca formando una capa. A medida que la concentración de polímero aumenta, esta capa se hace más gruesa. Luego

se alcanza un máximo en donde las interacciones intermoleculares de la solución polimérica se hacen mayores que la interacción polímero sustrato, por lo que la energía necesaria para adsorber una molécula en la superficie es mucho menor que la necesaria para romper los enredos moleculares de una cadena para sacarla del torrente de solución polimérica. La figura 33 se muestra este comportamiento, aunque es importante destacar que se trata de un polímero hidrofóbicamente modificado.

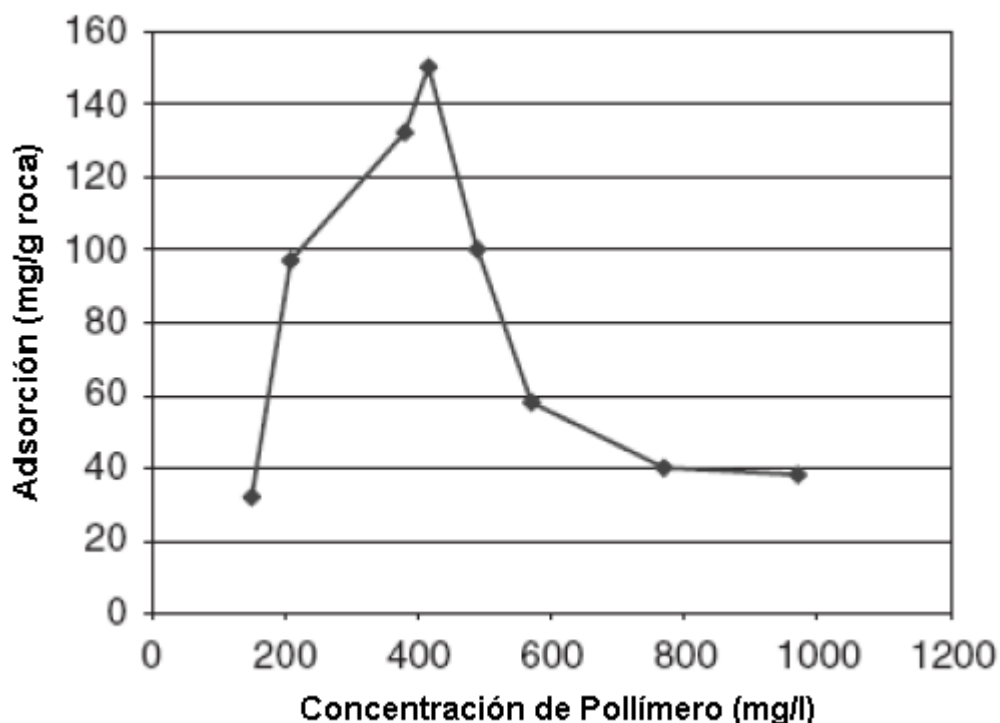


Figura 33 Efecto de la concentración de polímero en la adsorción

Es entonces importante mencionar que la naturaleza de los polímeros hidrofóbicamente modificados, pueden afectar significativamente la adsorción.

Para el caso de los polímeros asociativos, por ejemplo poliacrilamida hidrofóbicamente modificadas se ha observado un aumento en la adsorción con su par no modificado (Dupuis 2010; Maia et al. 2009). Este efecto se atribuye a la adsorción multicapa generada por las interacciones intermoleculares promovidas por las interacciones hidrofóbicas.

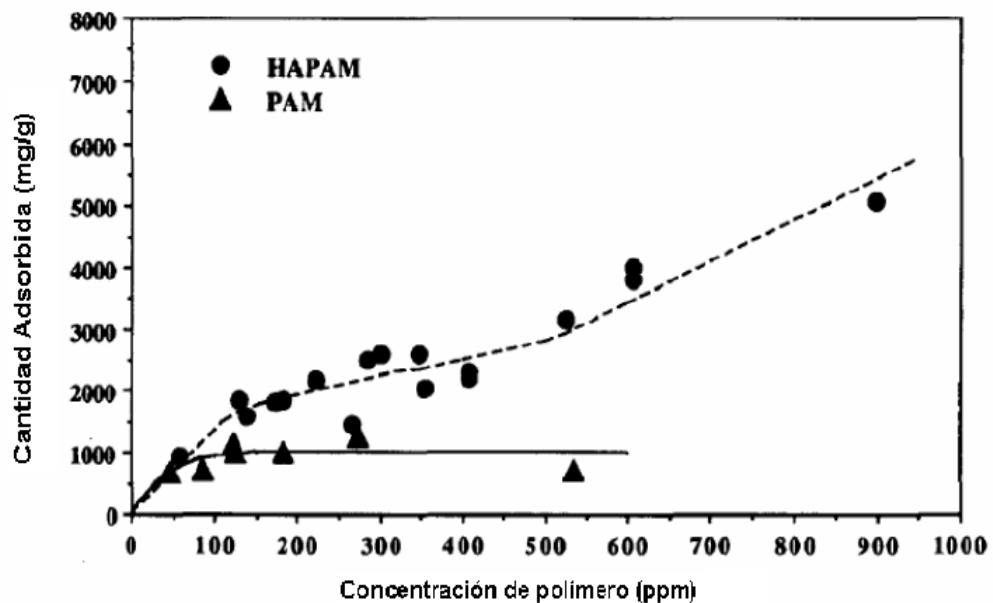


Figura 34 Comparación de la adsorción de una poliacrilamida y su par hidrofóbicamente modificado sobre un extracto de sílice

2.7 Degradación del polímero

La estabilidad del polímero a lo largo de un sistema de producción de petróleo (yacimiento y condiciones de superficies) es un punto clave en un proceso de inyección de polímero. Una disminución en el peso molecular promedio del polímero o disminución en la viscosidad del polímero puede ser debido a la degradación del polímero, la cual podría ser atribuida a degradación química, biológica, mecánica o térmica.

1) Degradación química

Especies de radicales libres (oxígeno libre, peróxido de hidrógeno, hipoclorito de sodio, hierro etc) causa rompimiento en la cadenas de polímeros. El polímero puede ser degradado por Fe^{2+} con la presencia de oxígeno (Seright et al. 2014). El contenido de oxígeno debe ser mantenido por debajo de 200 ppb (parte por billón) la degradación incrementa con la temperatura y el contenido del Fe^{2+} . HPAM puede ser degradado por H_2S cuando el oxígeno está presente (Dalamaide et al. 2014).

La literatura reporta que la degradación química por UV puede disminuir considerablemente el peso molecular del polímero. Deng encontró que a través de la degradación por UV el peso molecular del HPAM disminuye de un rango de 2 a 5 MDa (Rambeau, O et al. 2015).

2) Degradación biológica

El rompimiento microbial de macromoléculas bien sea por bacteria durante el almacenamiento o en el yacimiento es la fuente de degradación biológica. La degradación es más importante a baja temperatura o en la ausencia de biocidas efectivos. La compactibilidad del biopolímero debe ser chequeado a escala de campo para evitar la biodegradación (Morel, D.C et al. 2015).

3) Degradación Mecánica

La degradación mecánica es el rompimiento de molécula a altas tasas de flujo en la región cercana al pozo o en los equipos de manejo del polímero. Mientras mayor sea el peso molecular de un polímero dado, es más sensible a degradación mecánica. La degradación por cizallamiento es el más crítico de la degradación del polímero. A alta tasa de flujo durante un proceso de inyección de polímeros puede existir los siguientes niveles: Superficie (choques, válvulas, orificios, restricciones, bombas, tuberías, restricciones en el fondo del pozo y en la cara de la arena del pozo inyector. La degradación del polímero ha sido recientemente reportada por Morel. D.C (2015) para los campos de Dalia. Sus resultados indican que la degradación es función a la caída de presión a través del choque. En este caso, durante la inyección de polímero fue requerido trabajar con un choque abierto para evitar la degradación del polímero.

Las soluciones de HPAM son más susceptible a la degradación mecánica. Basados en experiencias en campo y en laboratorio, los biopolímeros Xanthan son usualmente no degradados debajo la inyección de polímeros.

4) Degradación térmica

A baja tasa de corte, la viscosidad aparente de la solución polimérica disminuye con la temperatura, acordando la ecuación de Arrhenius.

Está relacionado al límite de la temperatura por encima de la cual el polímero no mantiene estable químicamente. Las pruebas de estabilidad química de los polímeros a la temperatura de yacimiento deber ser realizado en el laboratorio. La degradación del polímero es usualmente debido a la hidrólisis de los monómeros de la acrilamida con el tiempo y la temperatura conduce a la precipitación de cationes como calcio y magnesio (Morel, D.C et al. 2015).

2.9 Alteración de mojabilidad

La mojabilidad es la tendencia de un fluido a adherirse sobre la superficie de la roca. Esta referida a la interacción entre el fluido y el sólido, un yacimiento es considerado fuertemente mojado al agua si el ángulo de contacto con referencia al agua varía entre $0-30^{\circ}$, moderadamente mojado al agua entre $30-70^{\circ}$, neutro entre $75-100^{\circ}$, mojabilidad moderadamente al crudo entre $105-150^{\circ}$ y entre $150-180^{\circ}$ mojado fuertemente al crudo (Shabib,A et al. 2014). La figura 35 muestra ejemplos de ángulos de contacto.

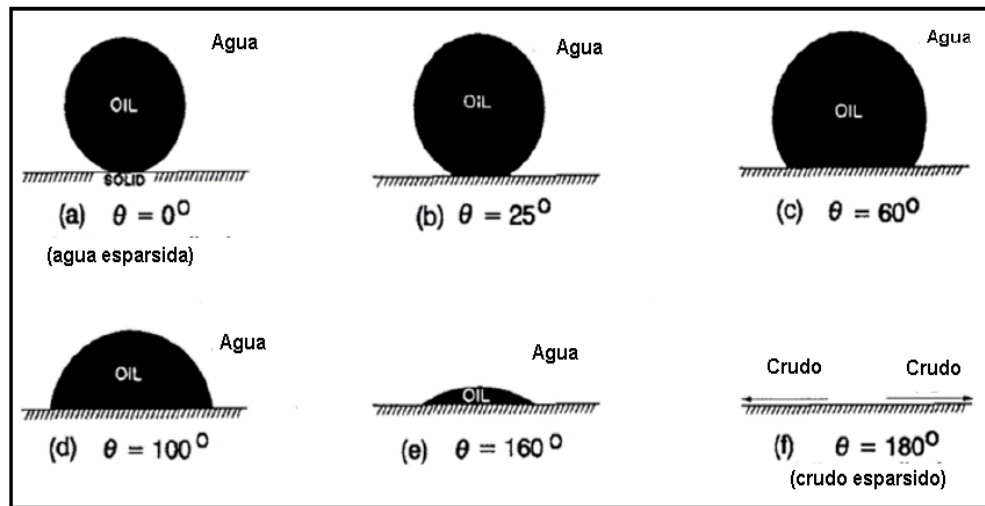


Figura 35 Ejemplos de ángulos de contactos (Morrow, N.R et al 1990)

2.9.1 Principales consideraciones yacimiento fluido para la aplicación de inyección de polímero en yacimientos de crudos muy viscosos

Dalamaide (2014) sugiere que las etapas para la inyección de polímeros para un crudo pesado son las siguientes: ventana de aplicación, estudio de factibilidad, prueba de laboratorio, pruebas piloto, despliegue en el campo.

Dalamaide (2014) sugiere que para que un proceso de inyección de polímero sea exitoso, debe existir alta saturación de petróleo móvil, mayor que el 30 % en muchos de los casos económicamente rentable. Los proyectos de polímeros reportados en la literatura usualmente es más rápido para recuperación secundaria que para recuperación terciaria como se puede ver en la figura 36. Respecto a la configuración y tipos de pozos en el yacimiento, Saboorian Jooybari, H (2015) reporta que 6 de 11 proyectos de polímeros son en pozos verticales, el resto son en pozos horizontales.

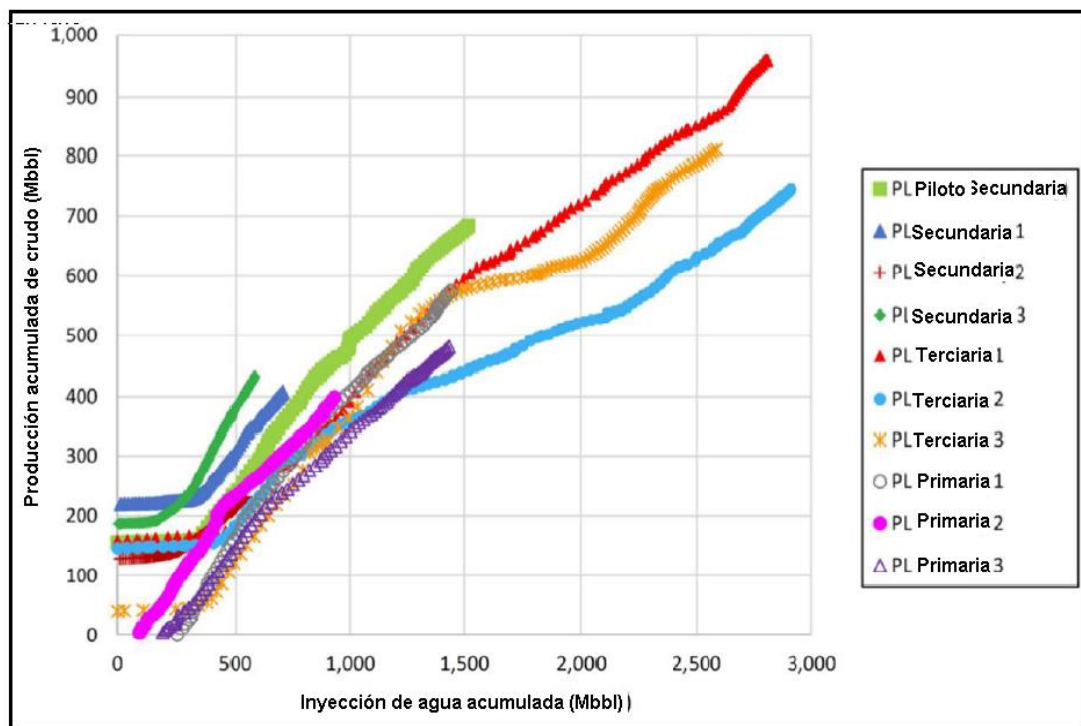


Figura 36 Comparación entre inyección primaria, secundaria y terciaria (Dalamaide et al 2014)

La inyección de polímeros para crudos pesados y extrapesados es necesario un buen entendimiento de los mecanismo de recuperación de crudo (reducción de movilidad, adedamiento, transporte de polímero en medio poroso, taponamiento a escala de poro, etc) así como también otros parámetros importante como la adsorción y la retención (pérdida de polímero) en el medio poroso lo cual podría ser una preocupación par ala evaluación económica en los procesos a escala de campo.

2.9.2 Viscosidad y concentración del polímero necesaria para el control de movilidad en yacimientos de crudos pesados y extrapesados

Asghari, K (2008) reporta diferentes experimentos en núcleos de arena con diferentes permeabilidades y con viscosidades de crudo entre un rango de 1000 a 8400 mPas y concentraciones de HPAM desde 1000 hasta 10000 ppm en una salmuera de 1 % de solución. Los resultados de este trabajo mostraron que a alta concentraciones es necesarios más de 5000 ppm de de

concentración de polímero con el fin de mejorar la recuperación de crudo más allá con la inyección de agua. También Asghari, H (2008) demostró el efecto de la tasa de inyección (desde 0.3 por encima de 15.4 metros por día (m/d) y fue observado que a baja tasas de inyección de la solución de polímero resulta en una mayor recuperación de crudo.

La máxima viscosidad de crudo recomendada para un proceso de inyección de polímero es 130 mPas }; sin embargo resultados de laboratorio y de campo muestran que los datos de los resultados obtenidos sugieren que la viscosidad de crudo máxima podría ser alrededor de 5000 mPas (Dalaimaide et al. 2014). En la figura 37 podemos observar que la aplicación de polímeros a altas viscosidades de crudo (1000- 5000 cP) a escala de campo es un caso especial. Como fue mencionado anteriormente, el caso de referencia para crudo pesado es Canadá. Un trabajo experimental sobre inyección de polímeros en Venezuela fue reportado por Oliveros, D et al (2012): sin embargo, para crudos extrapesados no hay una aplicación disponible a escala de campo.

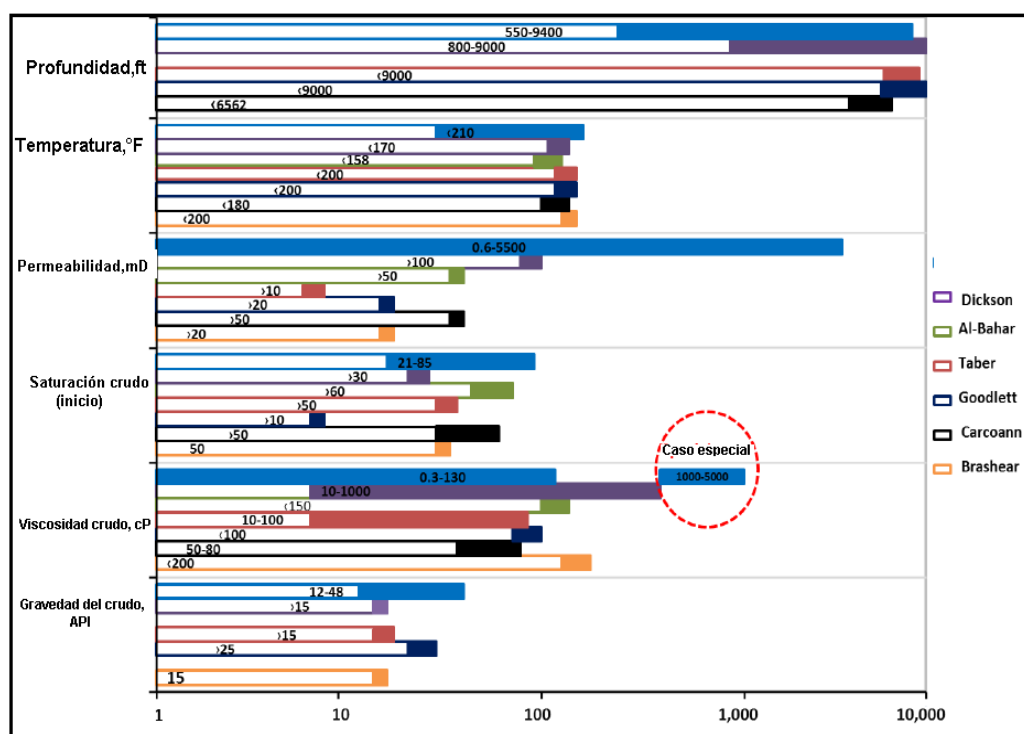


Figura 37 Diferentes criterios de selección para inyección de polímeros (Dao Saleh, L et al 2014)

2.9.3 Requerimiento del agua para los proyectos de recuperación mejorada de hidrocarburos con inyección de químicos (RMHQ)

Los proyectos de RMHQ dependen del agua como principal mecanismo de transporte dentro del yacimiento. El agua de inyección impacta el rendimiento de los niveles de dosificación de los químicos, y como resultado, la calidad del agua influye directamente la economía, la factibilidad, y el incremental de crudo de un proyecto RMHQ.

Las variables de la calidad del agua de inyección que impacta el desarrollo de los proyectos de RNHQ incluye: sólidos total disuelto (STD) o salinidad, dureza; la presencia de cationes divalentes, principalmente los iones de calcio y magnesio (Hednthorne et al 2014).

La química del agua de inyección requerida para los proyectos de RMHQ es reportada por Ayirala, S.C (2015) en la tabla 2.8 y 2.9 muestran el tipo de fuente de agua y la salinidad de la fuente de agua para un proyecto de RMHQ respectivamente reportado por Hednthorne et al 2014.

Tabla 2.8 Tipos de fuente de agua para proyectos de RMHQ y resultados de la encuesta Henthorne, L et al 2014)

Fuentes de agua para proyectos de RMH	Encuesta en proyectos de RMH (%)
Acuífero	14,29
Agua de Producción	53,57
Agua de Mar	42,86
Agua de Superficie	7,14

Tabla 2.9 Salinidad aproximada del agua fuente y resultados de la encuesta en proyectos RHHMQ

Salinidad aproximada de la fuente de agua (mg/l)	Encuesta en proyectos de RMH (%)
menor a 1000 ppm	12,33
1000-10000 ppm	23,33
10000-50000 ppm	56,67
50000-100000	3,33
mayor a 100000	3,33

2.9.4 Importancia del agua suavizada en RMHQ

La dureza caracterizada por los iones de magnesio Mg^{+2} y calcio Ca^{+2} (dureza) en el agua de inyección, es un parámetro crítico para determinar el tipo y dosis de químico (polímero, surfactantes, álcali, co solventes, etc.) Usados en los proyectos de RMHQ. La presencia de sólidos en el agua de inyección también podría reducir la permeabilidad del medio poroso, problemas de inyectividad, problemas de producción, problemas de transportes y daños al sistema de separación a condiciones de superficies, etc.). El agua suavizada antes de la inyección tiene los siguientes beneficios:

- Habilita el uso de álcalis
- Incrementa la viscosidad de la solución a una dosis de polímero específica.
- Incrementa la estabilidad del polímero resultando en el uso de un polímero menos costosos a mayores temperaturas de yacimiento.

- Disminuye la adsorción del polímero sobre la roca.

Agentes oxidante como el hierro y el oxígeno disuelto en la salmuera de inyección también podría afectar la estabilidad de la química durante un proceso de RMHQ. El impacto en el oxígeno y el hierro sobre la estabilidad del polímero es reportado por Seright (2015). La figura 38 muestra que para alguna concentración de hierro (Fe^{+2}). Entre 0 y 30 ppm, la pérdida de viscosidad (para polímeros HPAM 3630S) fue insignificante después de una semana. a 23 °C cuando la concentración disuelta fue 200 ppb o menor. Por encima de 200 ppb de oxígeno disuelto inicialmente, una significativa pérdida de viscosidad fue observada como se muestra en la figura 38

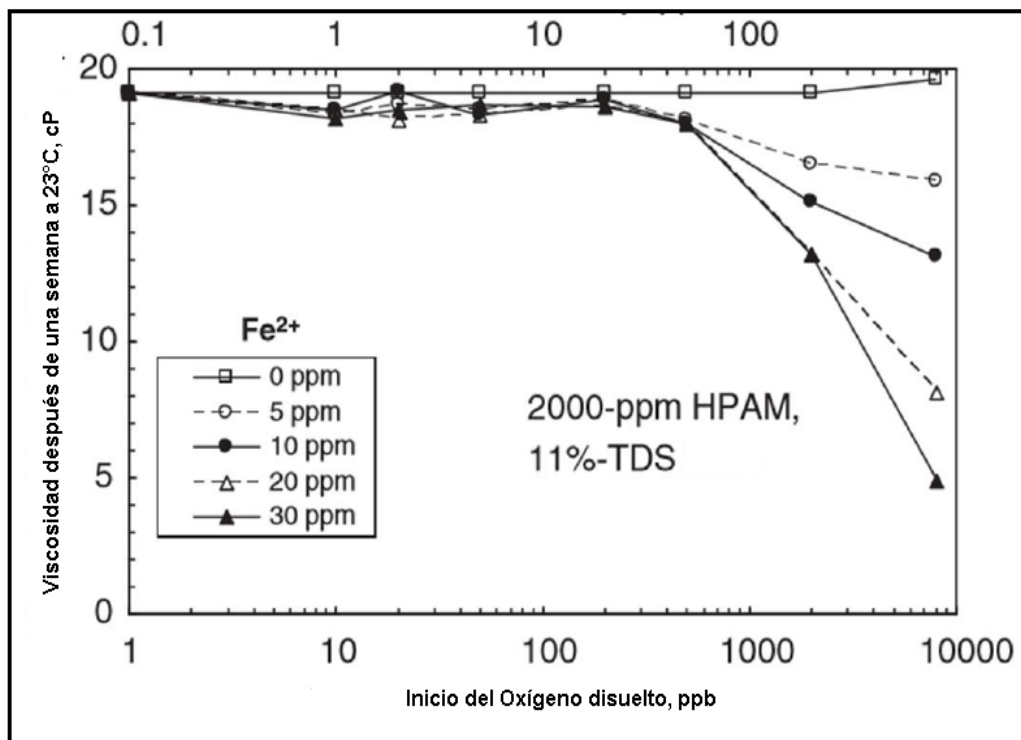


Figura 38 Efecto del oxígeno disuelto y el hierro en la estabilidad del HPAM a 23 °C (Seright, R.S et al 2015)

La presencia del hierro (Fe^{+2}) en el crudo (no solamente en la composición de agua), también tiene que ser tomada en cuenta durante un proyecto RMHQ, por ejemplo, los polímeros resistentes al hierro deben ser usados.

Por lo tanto la degradación del crudo podría venir en este caso desde el agua, desde el crudo y posiblemente desde la roca. La tabla 2.10 muestra algunos las composiciones de algunos campos en Venezuela.

Tabla 2.10 Contenido de hierro en el crudo (Aftr, Rojas et al)

YACIMIENTO	Jobo (Group II)- Venezuela	Pao XI- Venezuela	Melones- Venezuela	Morichal (Group)- Venezuela
Gravedad API	8.6	8.6	9.9	12
Agua y Sedimentos, %	0.2	0.75	6.5	1.8
Sulfuro (%)	4.1	3.85	3.65	2.12
Contenido de metal (ppm)				
Vanadium	405	385	395	311
Níquel	94	77	87	97
Hierro	7	-	14	-

2.9.5 Dureza y estabilidad del polímero

Como es conocido que durante la hidratación, el HPAM forma una larga estructura de cadena como se muestra en la figura 39, en la cual el porcentaje de acrilato de sodio en la cadena está referida al grado de hidrólisis o anionicidad. La precipitación de calcio y/o magnesio ocurrirá por encima de cierto grado de hidrólisis. La repulsión natural entre las cargas negativas de los grupos carboxílicos es reducida con la presencia de calcio y magnesio o cationes divalentes, y en un menor grado con los cationes monovalentes sodio y potasio (Henthorne et al 2014). Esta disminución en las fuerzas repulsivas dentro de la cadena de polímero causa una reducción en el radió hidrodinámico de la molécula y disminuye la viscosidad de la solución (Henthorne et al 2014).

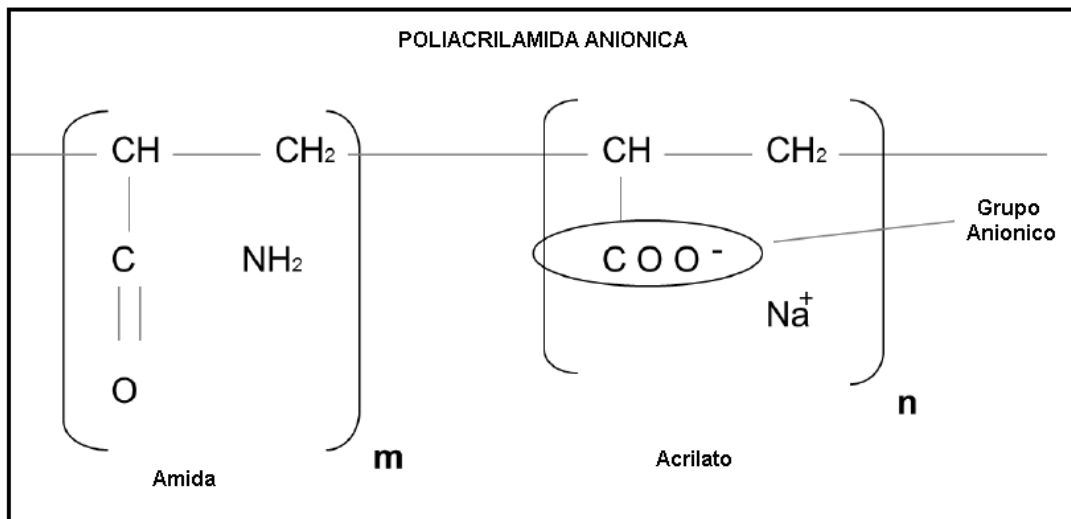


Figura 39 estructura genérica del HPAM mostrando los grupos aniónicos

El calcio y el magnesio deben ser removidos del agua de inyección durante la inyección de polímero con álcali. Por ejemplo los dos álcalis más comúnmente usados son carbonato de sodio y soda cáustica.

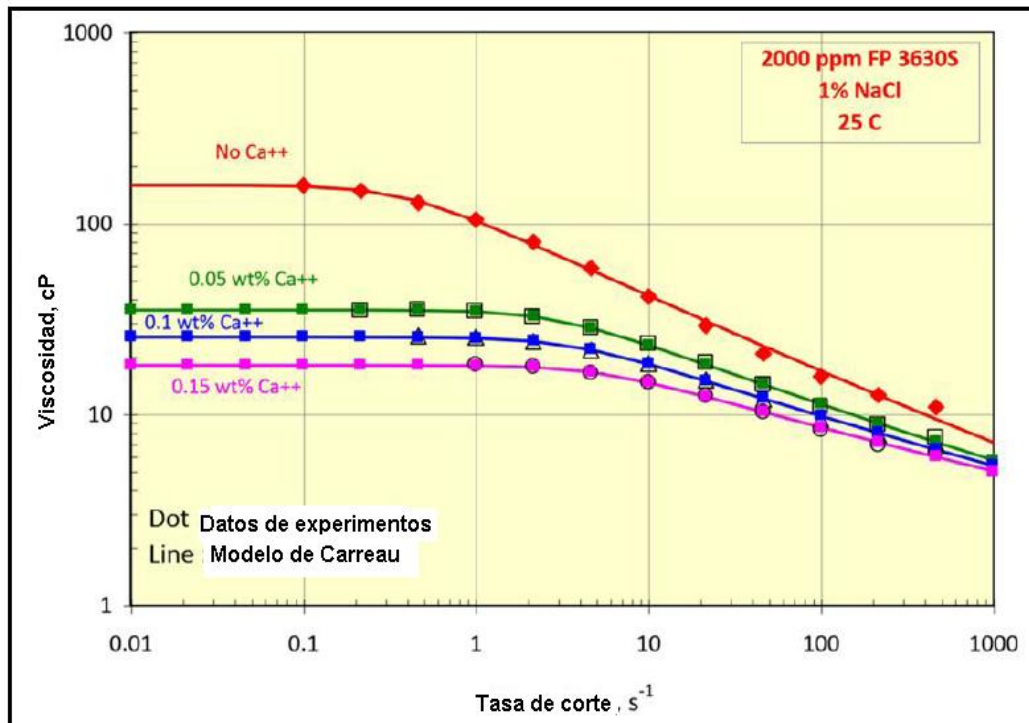


Figura 40 Efecto de la concentración de calcio sobre la viscosidad de la solución de polímero HPAM (Delsha 2010)

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

3.1 Ubicación geográfica del área de estudio

La arena FG, yacimiento OFIF,G NZZ0035 se encuentra ubicada en el campo Zuata Norte, Municipio Monagas del Estado Anzoátegui a unos 35 Km. al Suroeste de la Ciudad de Pariaguán, en la Figura 41 se muestra la ubicación geográfica del área y las coordenadas de la poligonal asignada a Petrolera Indovenezolana según Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 38.878 del 26/02/2006.

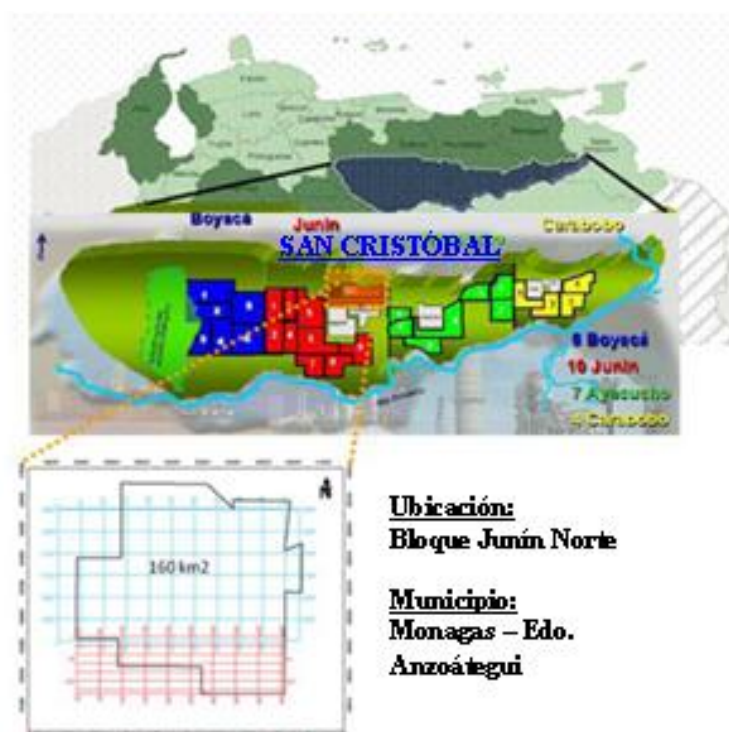


Figura 41 Ubicación del campo Norte Zuata en el área San Cristóbal. (Rojas y col., 2014)

3.1.1 Yacimiento OFIFG NZZ0035

El yacimiento probado OFIFG NZZ0035 pertenece a la formación Oficina, de edad Mioceno Medio/Temprano (Rojas y colaboradores, 2014).

Limita al norte con un Contacto Agua-Petróleo Original (CAPO), a 2847 pbnm, visto con el pozo NZZ-272 HP (interpretado en el estudio realizado por Schlumberger, 2013) al Este por un límite de roca y dos (2) fallas tipo normal; una de rumbo Noreste - Suroeste con buzamiento Noroeste de salto $\pm 150'$ y otra de rumbo Noroeste-Sureste de buzamiento Noroeste de salto $\pm 100'$. Al Oeste por límite de roca y al Sur por una falla principal de tipo normal de rumbo Noroeste- Sureste con buzamiento Noreste de salto $\pm 300'$ (ver Figura 42).

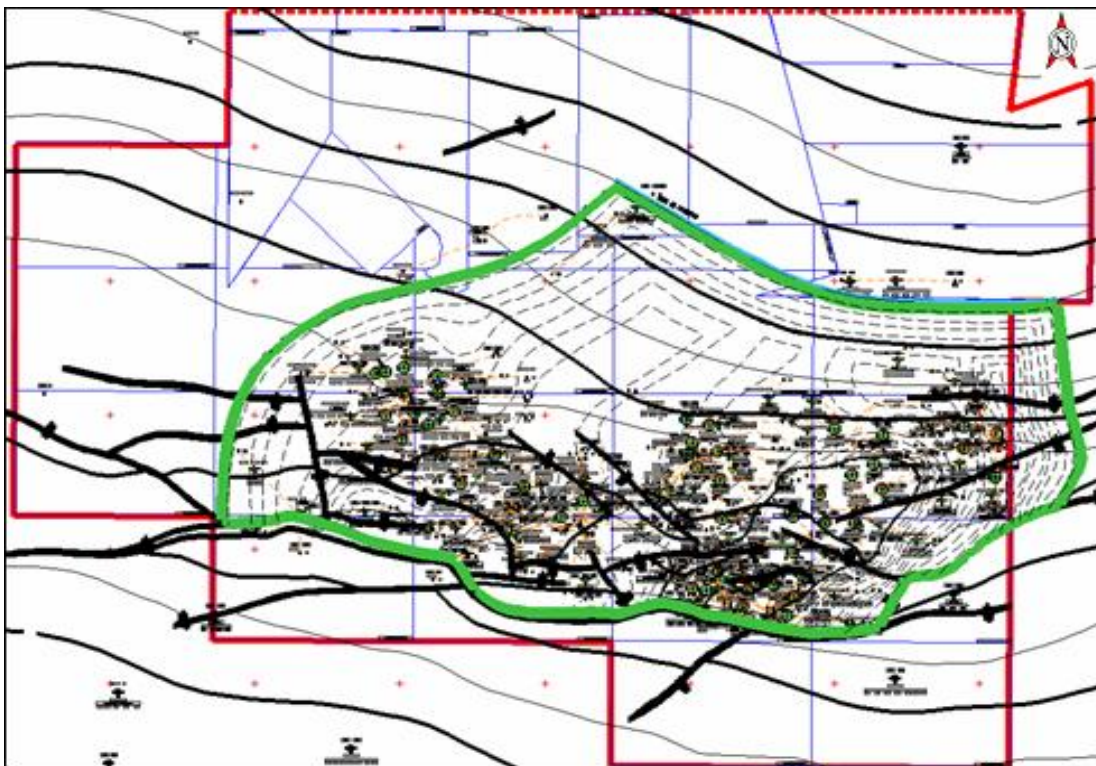


Figura 42 Mapa isópaco estructural del Yacimiento OFIF,G NZZ0035 (Rojas y col., 2014)

3.2 Características geológicas yacimiento ofif,g nzz0035

De acuerdo a la interpretación oficial, el yacimiento probado OFIFG NZZ0035 pertenece a la Formación Oficina, de Edad Mioceno Medio/Temprano.

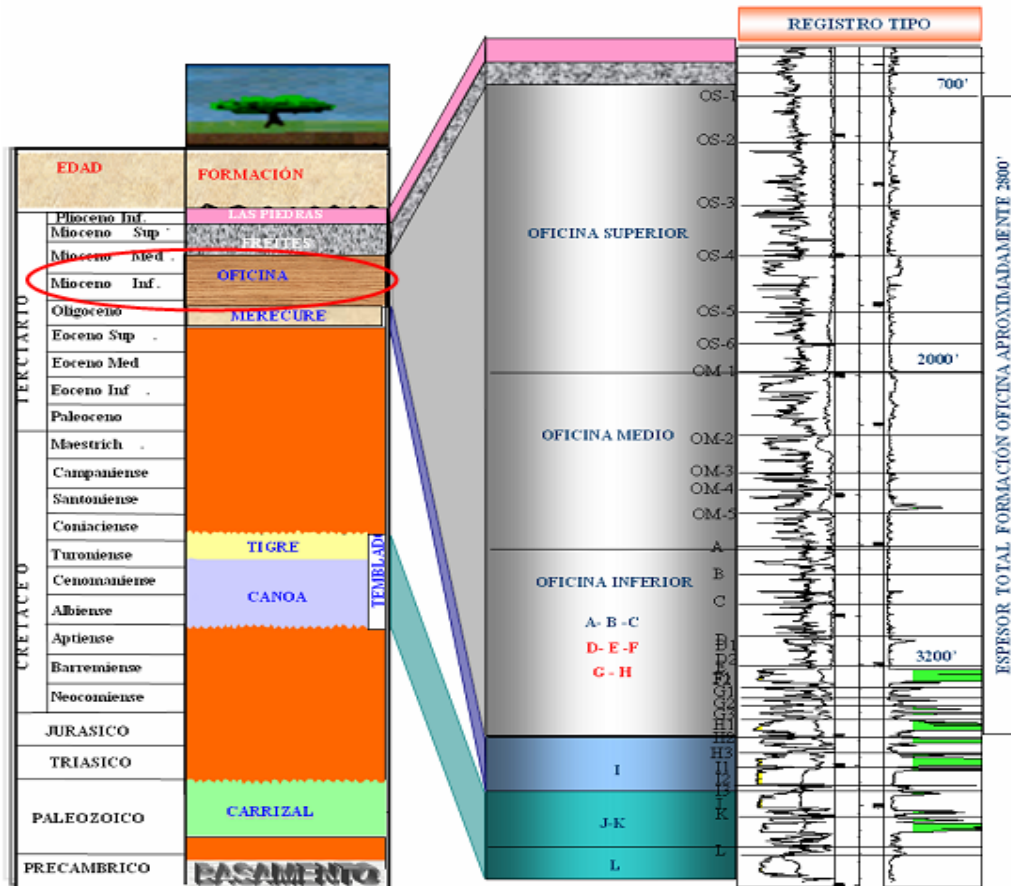


Figura 43 Columna estratigráfica del campo San Cristóbal.

3.3 Estratigrafía y Sedimentología del yacimiento

3.3.1 Estratigrafía

La Formación Oficina, en el campo San Cristóbal, tuvo un origen fluvial y marino somero, es decir, hubo alternancia de ciclos transgresivos y regresivos lo que permitió generar en dirección SO-NE un complicado sistema de canales, barras, canales de marea y llanuras marinas someras. Dentro de cada secuencia, en las arenas productoras, existe un alto grado de complejidad, puesto que los canales depositados originalmente, sufrieron desplazamientos, erosiones, traslados, lavados y re-deposiciones. La complicada geometría, aunada con los frecuentes casos de episodios erosivos que cortan unidades existentes permitiendo que se yuxtapongan sedimentos de diferentes secuencias. Debido a la alta complejidad estratigráfica resulta poco práctico, correlacionar las subdivisiones internas de los diferentes lentes de arena, a lo largo de largas distancias.

Para el análisis estratigráfico, se tomó como insumo principal el análisis del núcleo NZZ-173, donde se pudo constatar, que el ambiente de sedimentación general del campo corresponde a un ambiente de transición de Delta dominado por mareas.

Conceptualmente, los sedimentos expuestos a un ambiente transicional, de “Delta dominado por Mareas”, son reacomodados por la acción de las mareas, usualmente las barras se forman perpendiculares a la línea de costa, exhiben gradación normal y se encuentran separados por canales de marea, generalmente, estos canales se encuentran interrumpidos por lentes de arcilla o capas delgadas de arcillas. Como la secuencia de estos deltas implican gradación de la cuña sedimentaria, se pueden encontrar, en una columna estratigráfica sub ambientes apilados verticalmente de base a tope, es decir, se puede observar arcilla marina cubierta por arcilla y limo del

prodelta, luego depósitos de barra de desembocadura y hacia el tope facies de canal y llanura aluvial (Ver figura 44).

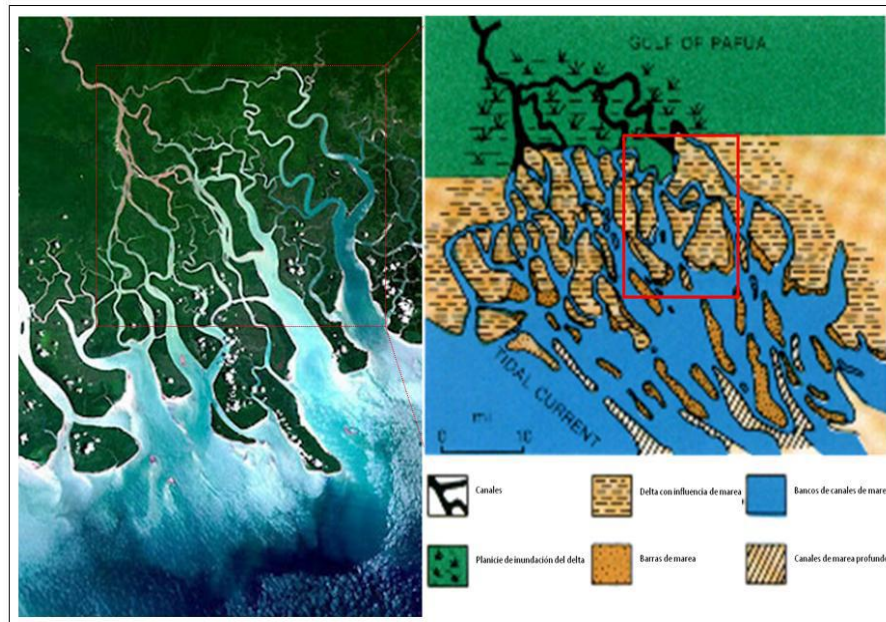


Figura 44 Modelo conceptual aplicado al campo San Cristóbal (Esquema representativo en un ambiente de Delta dominado por Mareas Nueva Guinea).

La información de registros de pozos, considerado amplio por la cantidad de pozos perforados en el área, permitieron realizar una serie de secciones estratigráficas y estructurales con la finalidad, de interpretar los ambientes sedimentarios asociados a cada uno de los cuerpos sedimentarios a estudiar, a través del análisis de electroformas, validar continuidad lateral de las arenas, cambios laterales de facies, definir superficies de máxima inundación, MFS, (del inglés Maximum Flooding Surface), límites de secuencia, SB, (del inglés Sequence Boundary), y superficies de inundación, FS, (del inglés Flooding Surface), entre otros.

3.3.2 Sedimentología

El cuerpo sedimentario asociado a las arenas F y G, está separado por intervalos lutíticos que los aíslan entre sí, sin embargo, su desaparición lateral debidos a la erosión de los canales, dificulta su seguimiento y eventual correlación. La erosión de estos intervalos lutíticos genera una evidente coalescencia entre ambas unidades, produciendo a su vez una sola unidad de flujo (unidad hidráulica).

La arena F,G es definida como una unidad lito-estratigráfica lutítico arenosa de edad Mioceno inferior, asociada a un sistema encadenado transgresivo, la interpretación sedimentológica sugiere que las secuencias penetradas de los pozos estudiados, se han depositado, en un ambiente de bahía interdistributaria externa, donde los canales, barras proximales, barras distales y complejos de abanicos presentan una dirección SO-NE (Ver figuras 45, 46 y 47.).

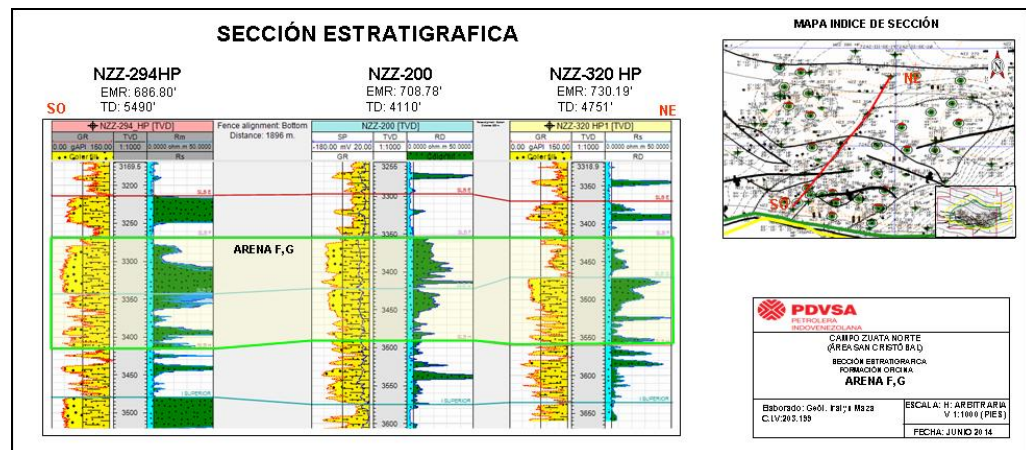


Figura 45 Pozos en dirección Suroeste-Noreste: NZZ 294 HP, NZZ 200, NZZ 320 HP.

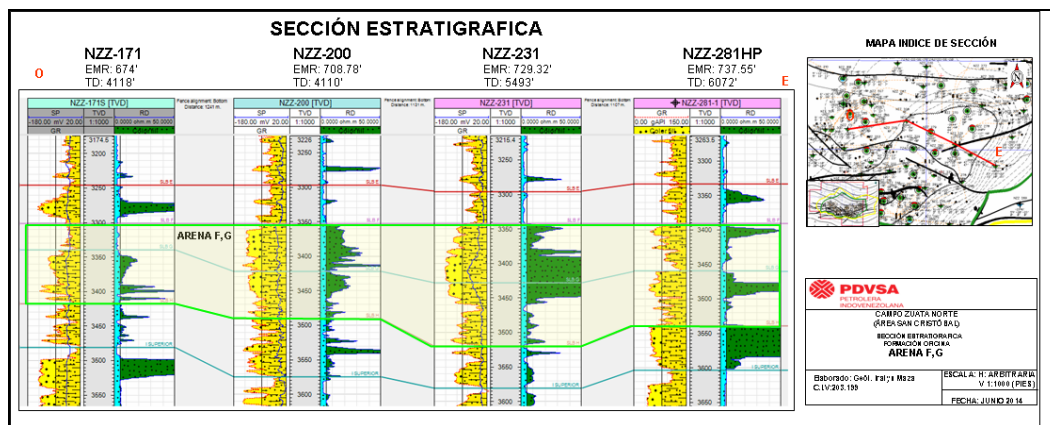


Figura 46 Pozos en dirección Oeste-Este: NZZ 171, NZZ 200, NZZ 231 y NZZ 281 HP.

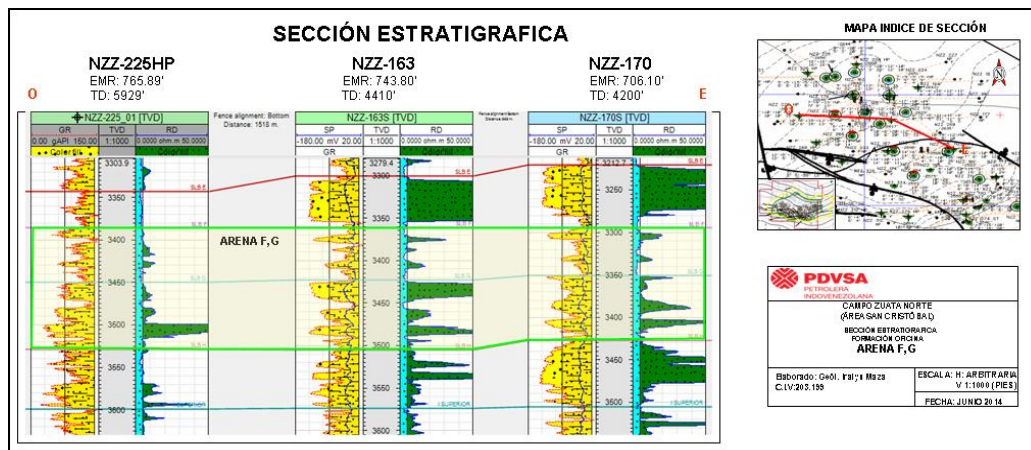


Figura 47 Pozos en dirección Oeste-Este: NZZ 225 HP, NZZ 163 y NZZ 170.

3.4 Interpretación estructural

El modelo estructural se define como el insumo primario para la generación del modelo estático, considerado parte fundamental en la construcción de la grilla estructural, donde los horizontes y fallas interpretados convertidos a profundidad constituyen el dato de entrada para la construcción del modelo estático.

El modelo estructural está basado en la interpretación de los cubos sísmico Norte, San Cristóbal 03G 3D, y el cubo Sur, San Cristóbal 05G 3D, con ambos volúmenes se logra la cobertura total de los 160 Km2 de sísmica 3D dentro de la poligonal asignada a la Empresa Mixta Indovenecolana (Ver

figura 48), también se consideró los datos de pozos con información de checkshots, tablas TZ y VSP y pozos con registros sínicos y densidad.

El área de estudio está comprendida en el intervalo correspondiente a la Formación Oficina, compuesta por un homoclinal de buzamiento suave al N-NE, y fallas normales. Adicional a la falla principal, existe un número significativo de fallas, normales, sintéticas y antitéticas con tendencia de rumbo E-O. La falla principal marca el límite Sur de los Yacimientos que se encuentran dentro de la Formación Oficina Inferior.

El yacimiento se encuentra enmarcado por trampas combinadas estructurales-estratigráficas, extendiéndose en una estructura correspondiente a homoclinal de suave buzamiento al N-NE, con cierre hacia el Sur en un sistema de fallas normales con rumbo general E-O y con una falla principal que llega en parte a los 300 pies de salto y que marca el límite Sur de todos los yacimientos oficiales del Campo Zuata Norte, área Petrolera Indovenezolana.

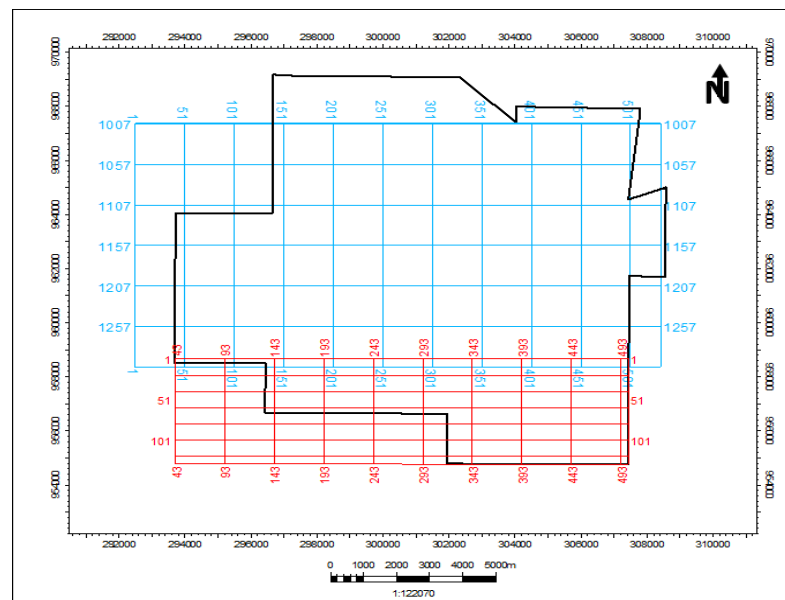


Figura 48 Poligonal de la Empresa Mixta Indovenezolana con los volúmenes norte en azul y sur en rojo

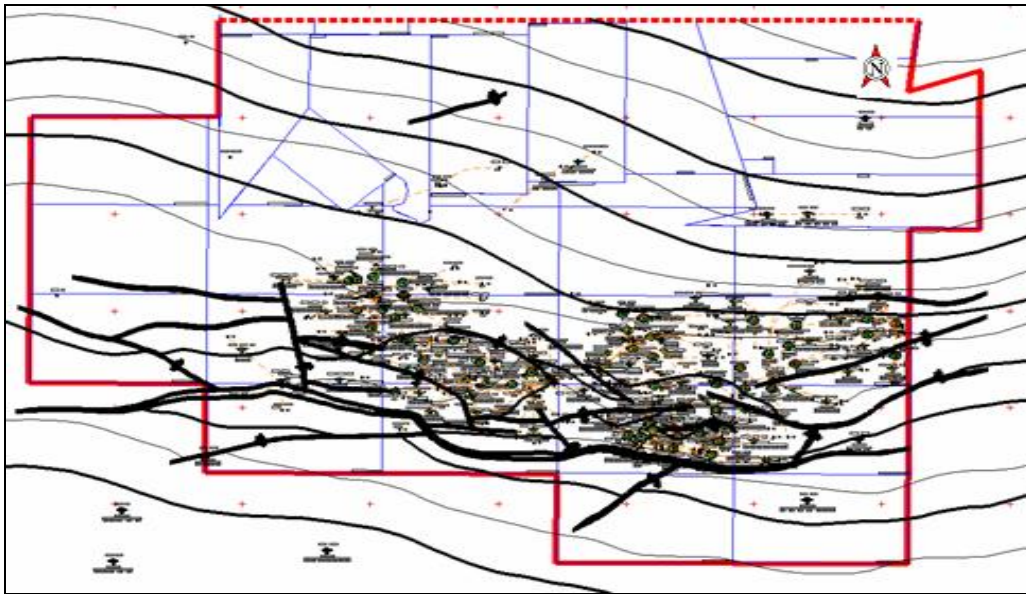


Figura 49 Mapa estructural al tope de la arena FG.

3.5 Modelo Petrofísico

En las tablas 3.1 3.2 y 3.3, se muestra el análisis petrofísico del yacimiento OFIF,G NZZ0035, donde los promedios de espesor de arena neta petrolífera (ANP) son 53 pies, Porosidad (ϕ) 26%, Permeabilidad (K) 900 mD, Saturación de agua Inicial (S_{wi}) 27,12% y V_{sh} 16%.

La resistividad del agua de formación (R_w) fue determinada en 0,4 Ohm-m a la temperatura del yacimiento (155 °F). Para el estudio se utilizaron los parámetros de corte mostrados en la tabla 3.1.

Tabla 3.1 Parámetros de corte para el yacimiento NPZ0035

Tipo	PHIE (v/v)	Vcl (v/v)	SW (v/v)
Arena Neta	≥ 0.15	≤ 0.45	
Arena Neta Petrolífera	≥ 0.15	≤ 0.45	≤ 0.6

Tabla 3.2 Evaluación Petrofísica del Yacimiento NPZ0035, a nivel de cada pozo al tope de la arena F.

POZO	TOPE (Pies)	BASE (Pies)	INTERVALO (Pies)	ANP (Pies)	AVG	AVG	AVG	AVG
					PHI v/v	VSH v/v	PERM mD	SW v/v
ES-501	3730	3802	72	0	---	---	---	---
NZZ-001	3369	3422	53	0	---	---	---	---
NZZ-35	3408	3465	57	5	0,238	0,248	103,00	0,525
NZZ-159	3293	3334	41	6,5	0,291	0,302	86,94	0,538
NZZ-161	3312	3366	54	4	0,265	0,212	210,98	0,432
NZZ-162	3412	3468	56	8,5	0,236	0,227	125,81	0,497
NZZ-163	3368	3422	54	11,5	0,235	0,164	233,19	0,382
NZZ-164	3371	3426	55	8	0,238	0,196	165,93	0,444
NZZ-165	3389	3444	55	6	0,234	0,221	125,50	0,495
NZZ-166	3385	3445	60	5,5	0,243	0,218	157,42	0
NZZ-167	3349	3403	54	7	0,236	0,2	144,93	0,453
NZZ-168	3373	3432	59	12	0,253	0,181	212,91	0,377
NZZ-169	3337	3392	55	6,5	0,25	0,21	166,64	0,439
NZZ-170	3295	3349	54	12,5	0,253	0,181	261,17	0,397
NZZ-171	3305	3337	32	0	---	---	---	---
NZZ-172	2764	2833	69	49	0,322	0,11	1847,37	0,287
NZZ-173	3256	3310	54	2,5	0,236	0,185	198,71	0,538
NZZ-182	3166	3222	56	0	---	---	---	---
NZZ-183	3236	3295	59	8,5	0,254	0,217	174,54	0,464
NZZ-200	3339	3421	82	66,5	0,274	0,141	716,00	0,315
NZZ-201	3272	3352	80	62	0,271	0,103	863,32	0,248
NZZ-202	3202	3274	72	66,3	0,283	0,078	1319,61	0,226
NZZ-211	3169	3237	68	39,5	0,233	0,094	562,78	0,268
NZZ-229	3023	3081	58	0	---	---	---	---
NZZ-230	3455	3528	73	13	0,263	0,274	101,84	0,533
NZZ-231	3340	3428	88	80,8	0,265	0,09	639,22	0,213
NZZ-233	3243	3315	72	48,5	0,244	0,174	226,10	0,395
NZZ-241	3015	3087	72	0	---	---	---	---
NZZ-289E	3077	3150	73	0	---	---	---	---
SCR-02X	3310	3363	53	2,5	0,249	0,23	161,62	0,542
NZZ-265HP	3218	3286	68	45,2	0,327	0,074	1040,37	0,251
NZZ-274HP	3230	3285	55	19,5	0,265	0,231	61,25	0,326
NZZ-281HP	3388	3457	69	16	0,258	0,157	355,14	0,326

Tabla 3.3 Evaluación Petrofísica del Yacimiento NPZ0035, a nivel de cada pozo al tope de la arena G.

POZO	TOPE	BASE	INTERVALO	ANP	AVG	AVG	AVG	AVG
ARENAG	(Pies)	(Pies)	(Pies)	(Pies)	PHI	VSH	PERM	SW
					v/v	v/v	mD	v/v
ES-501	3802	3915	113	0	---	---	---	---
NZZ-001	3422	3493	71	8	0,242	0,196	166,99	0,429
NZZ-35	3465	3552	87	41	0,27	0,167	298,43	0,346
NZZ-161	3366	3434	68	36,5	0,276	0,154	434,57	0,316
NZZ-162	3468	3556	88	45,5	0,275	0,149	339,13	0,298
NZZ-163	3422	3501	79	47,5	0,269	0,232	118,69	0,269
NZZ-164	3426	3501	75	40,5	0,258	0,207	45,05	0,269
NZZ-165	3444	3529	85	51	0,268	0,135	343,94	0,284
NZZ-166	3445	3519	74	47,5	0,269	0,159	339,04	0,327
NZZ-167	3403	3485	82	52,5	0,262	0,155	272,79	0,329
NZZ-168	3432	3502	70	45,5	0,257	0,147	371,89	0,315
NZZ-169	3392	3466	74	37	0,272	0,135	630,67	0,338
NZZ-170	3349	3421	72	30,5	0,268	0,135	378,29	0,287
NZZ-171	3337	3414	77	41	0,256	0,173	247,75	0,385
NZZ-172	2833	2884	51	0	---	---	---	---
NZZ-173	3310	3379	69	28,5	0,261	0,143	498,05	0,371
NZZ-182	3222	3309	87	47,5	0,273	0,152	343,16	0,315
NZZ-183	3295	3368	73	15,5	0,218	0,168	148,66	0,444
NZZ-200	3421	3511	90	53,5	0,253	0,178	236,07	0,397
NZZ-201	3352	3437	85	46	0,254	0,165	313,61	0,37
NZZ-202	3274	3369	95	54,8	0,304	0,06	1578,80	0,147
NZZ-229	3081	3149	68	3	0,233	0,247	97,92	0,58
NZZ-230	3528	3605	77	38	0,253	0,17	337,79	0,385
NZZ-231	3428	3520	92	48,3	0,269	0,12	451,85	0,262
NZZ-233	3315	3401	86	36,5	0,275	0,157	386,55	0,324
NZZ-241	3087	3157	70	0	---	---	---	---
NZZ-289E	3150	3226	76	0	---	---	---	---
SCR-02X	3363	3425	62	32	0,259	0,144	455,34	0,348
NZZ-265HP	3286	3380	94	36,7	0,305	0,153	136,26	0,336
NZZ-274HP	3285	3348	63	38	0,283	0,125	290,17	0,285
NZZ-281HP	3457	3534	77	33,6	0,24	0,151	225,42	0,317

Tabla 3.4 Resumen de la Evaluación Petrofísica del Yacimiento NPZ0035

YACIMIENTO	ANP (pies)	Ø (%)	K (mD)	Swi (%)	Soi (%)
OFIF,G NZZ0035	53	26	900	27,13	72,87

CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

El presente capítulo contempla las técnicas, estrategias y procedimientos aplicados para el desarrollo del proyecto. La metodología seguida permite obtener los resultados necesarios para el cumplimiento de los objetivos planteado.

4.1 Tipo de investigación

Se considera que el trabajo a realizar puede calificarse de tipo proyecto factible con elementos de investigación documental.

Al respecto cabe citar UPEL (2012), quien define que:

El proyecto factible consiste en la investigación, elaboración y desarrollo de una propuesta de un modelo operativo viable para solucionar problemas, requerimientos o necesidades de organizaciones o grupos sociales; puede referirse a la formulación de políticas, programas, tecnologías, métodos o procesos. El proyecto debe tener apoyo en una investigación de tipo documental, de campo o un diseño que incluyan ambas modalidades. (p. 21)

4.2 Metodología de la investigación

Con la finalidad de dar cumplimiento a cada uno de los objetivos planteados en esta investigación es necesario desarrollar cada una de las actividades correspondientes a las fases que se muestran en los flujogramas de las Figuras 51 a 55:

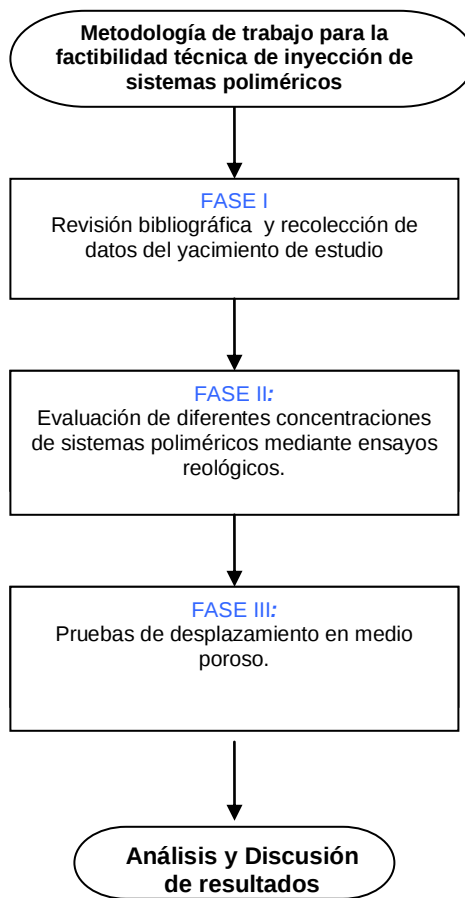


Figura 50. Flujograma de la Factibilidad Técnica de Inyección de Sistemas Poliméricos

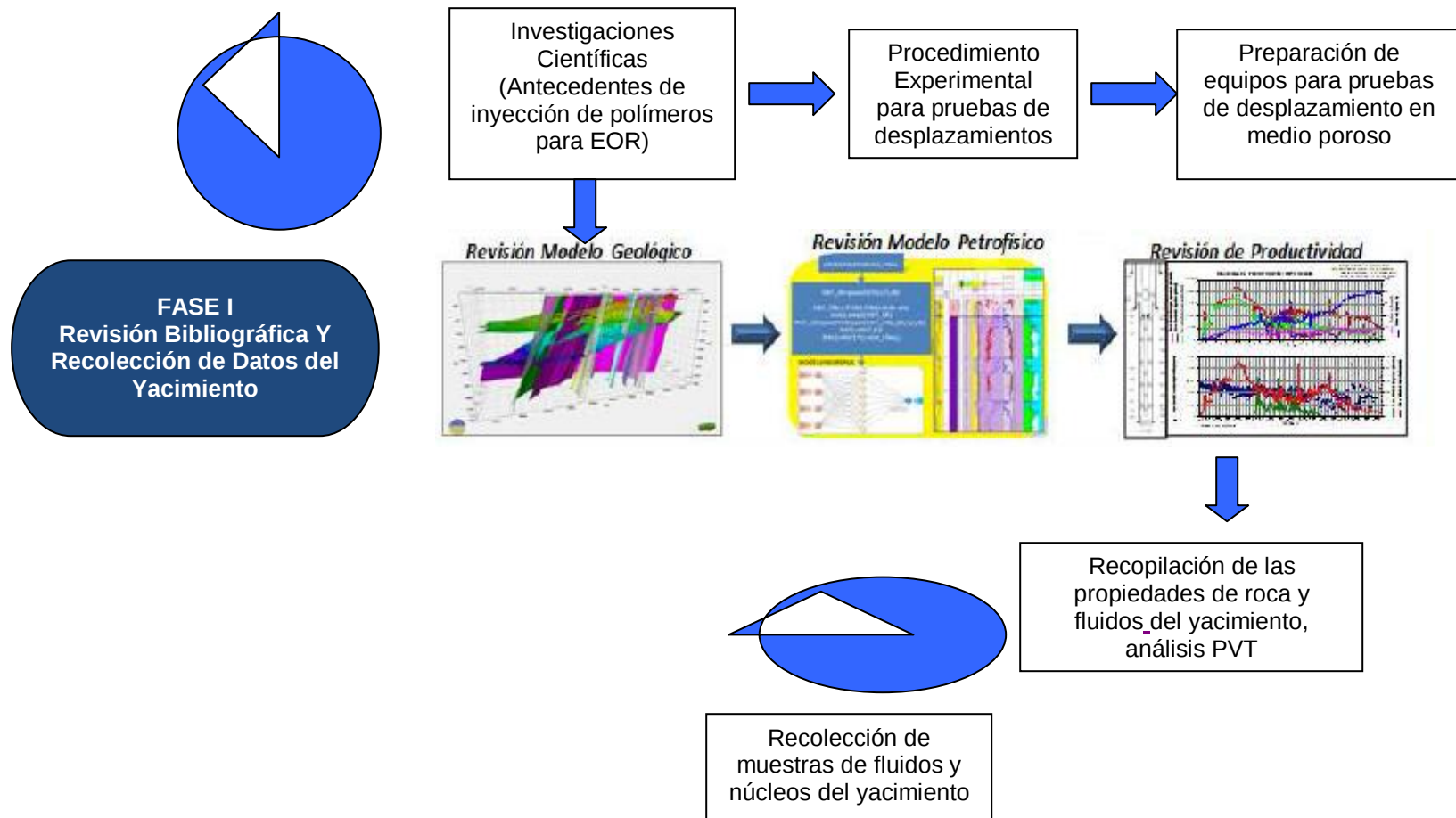


Figura 51. Flujograma de Revisión bibliográfica y recolección de datos del yacimiento.

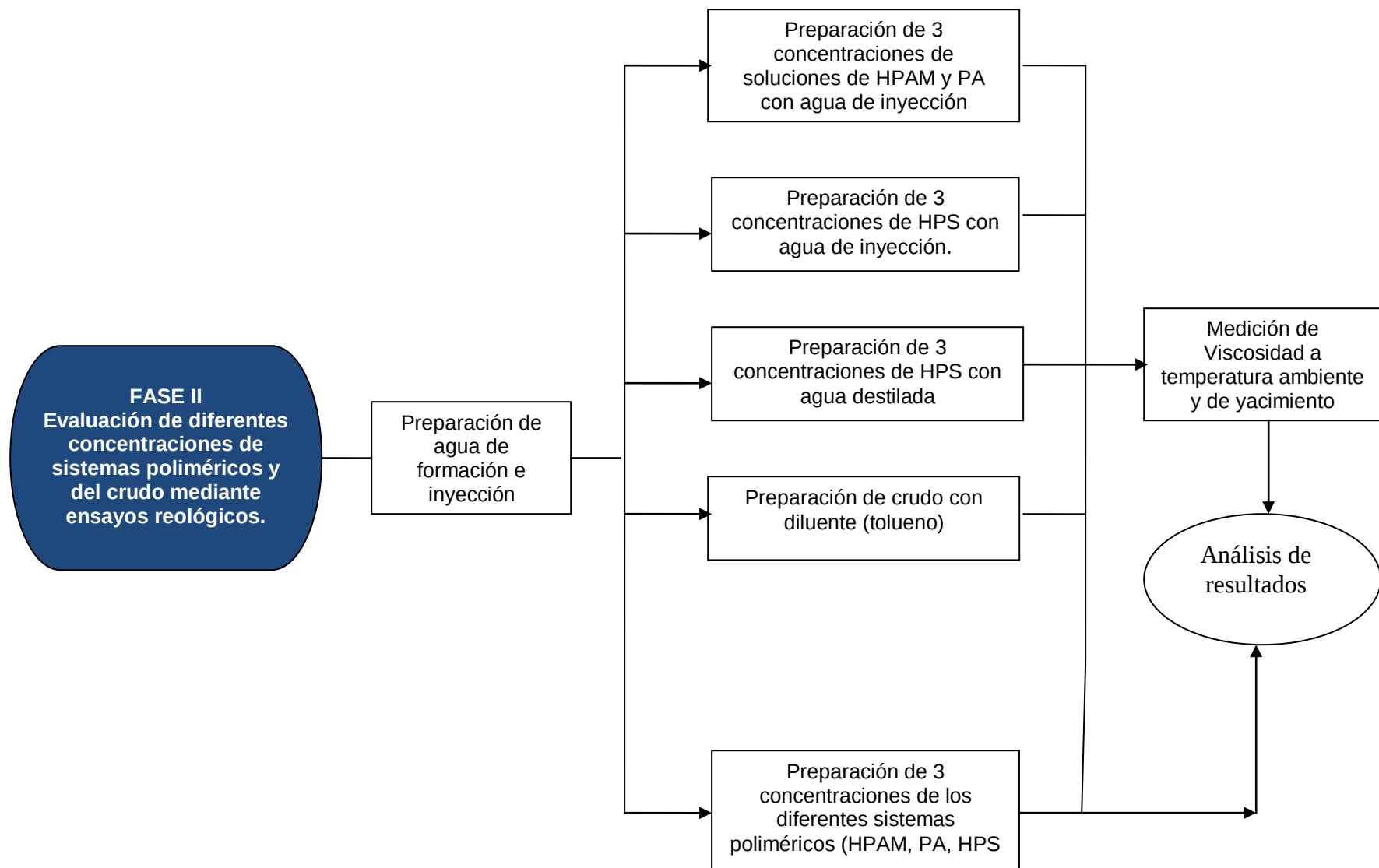


Figura 52. Flujograma de ensayos reológicos

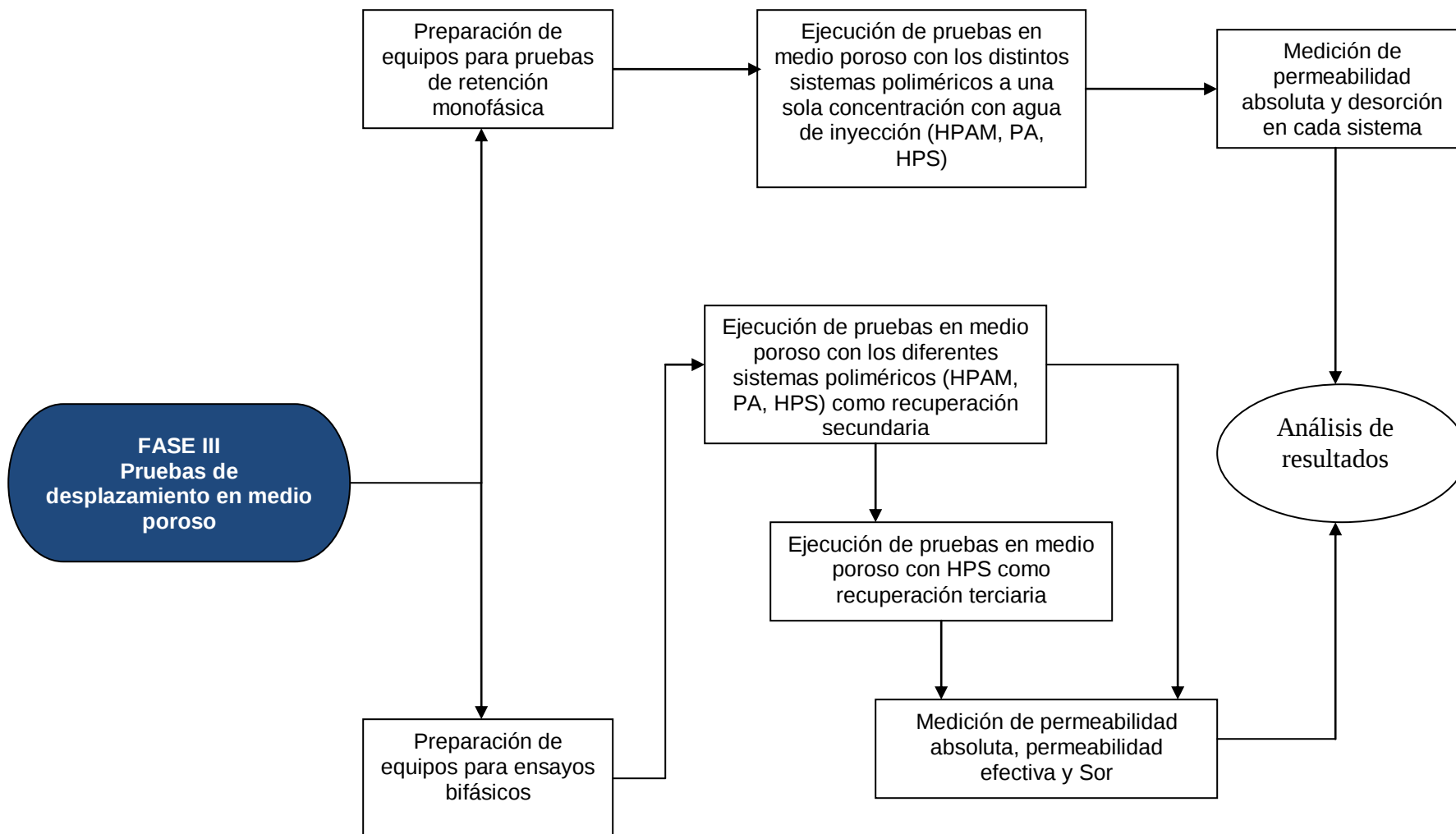


Figura 53. Flujograma de pruebas de desplazamiento

4.3 Primera Fase

Esta etapa se compone de las actividades realizadas para estructurar la búsqueda de información que permita conocer la aplicabilidad de los procesos de recuperación mejorada de hidrocarburo con inyección de sistemas poliméricos en yacimientos de crudos pesados y extrapesados. También se muestra la recopilación de datos petrofísicos y propiedades de fluidos que deben ser analizadas en un proyecto de recuperación mejorada con inyección de polímeros.

4.3.1 Técnicas para la recopilación de la información

Se realizó una revisión bibliográfica selectiva, profunda y concisa en: libros, revistas arbitradas, publicaciones científicas, trabajos de grados, congresos e informes técnicos de PDVSA. Las palabras claves usadas para realizar la búsqueda de información son: Inyección de químicos para (CEOR), Inyección de polímeros para recuperación mejorada de Hidrocarburos en crudos pesados y extrapesados.

Tabla 4.1 Metodología utilizada para recopilar la información

Bases de datos	Estrategia de búsqueda	Documentos relacionados	Documentos clave
Science Direct	Bottom Water, Chemical Flooding, Waterflooding, Chemical EOR, Enhanced Oil Recovery, Polymer	23	1
RIPPET	Recuperación mejorada, Métodos químicos, Inyección de agua, Yacimientos acuífero de fondo, EOR	5	-

Tabla 4.2 Metodología utilizada para recopilar la información

Bases de datos	Estrategia de búsqueda	Documentos relacionados	Documentos clave
Internet (Google)	Chemical Flooding,Waterflooding, Chemical EOR, Enhanced oil recovery for Injection polymers for oil heavy and extra heavy	14	2
TEG	Chemical Flooding,Waterflooding, Chemical EOR, Enhanced oil recovery for Injection polymers for oil heavy and extra heavy	8	3
ONEPETRO	Chemical Flooding,Waterflooding, Chemical EOR, Enhanced oil recovery for Injection polymers for oil heavy and extra heavy	53	50
NTNU	Chemical Flooding,Waterflooding, Chemical EOR, Enhanced oil recovery for Injection polymers for oil heavy and extra heavy	4	1
Total		79	56

El material documentado se organizó en grupo de interés referente al tema como lo son: Inyección de polímero para recuperación mejorada de hidrocarburos, experiencia a nivel mundial de su aplicación, estudio de ventana de aplicación (screening), parámetros análogos entre la aplicación de estos métodos, inyección de sistemas poliméricos híbridos.

Los documentos relacionados en la tabla 4.3 son todos aquellos que de una u otra manera tratan el tema sujeto a estudio en este proyecto, uno con mayor énfasis que otro. Los documentos claves de la tabla 4.2 son aquellos documento que abordan específicamente la recuperación mejorada de hidrocarburos con inyección de sistemas poliméricos, por medio de la cuales se obtuvo la información referente a los antecedentes de este

proyecto. Los documentos restantes sirvieron de apoyo para la realización del marco referencial.

La tabla 4.3 muestra la recopilación de algunas propiedades del yacimiento y de fluidos.

Tabla 4.3 propiedades petrofísicos del yacimiento NPZ00350

Parámetros	Ventana de aplicación	OFIF,G NZZ00350
Profundidad, H (ft)	<9000	2688
Tipo de formación	Arena-Arenisca	Arenisca
Temperatura (°F)	<250	155
Gravedad API (°API)	13-46	17,3
Saturación de petróleo, So (%)	>10	75
Viscosidad del petróleo, μ (cP)	<250	40-80
Porosidad, Φ (%)	16-32	23
Permeabilidad, k (mD)	>250	1077
Corte de Agua, (%)	60-95	2-70
Contenido de Arcilla (%)	Bajo	≤ 45
Salinidad del agua de formación (ppm)	400-176990	4000-9000
Salinidad del agua de inyección (ppm)	< 2000	2500
Factor de Recobro, FR (%)	1,6-35	4,5

4.3.2 Toma de muestra de núcleos

Para la ejecución de las pruebas dentro del medio poroso, es necesario tener las muestras de arenas en los intervalos prospectivos que se va a someter el estudio de las interacciones rocas fluido a partir de las pruebas de desplazamiento. Para esto se trasladó a la nucleoteca El Chaure ubicada en la Ciudad de Puerto La Cruz, se desplegó el núcleo del pozo NZZ-173 y por medio del análisis sedimentológico (ver apéndice A) se determinó los intervalos prospectivo que fueron tomados como objeto de estudio. En las tablas 4.4 y 4.5 se muestran las profundidades en las cuales se seccionaron los diferentes núcleos.

Tabla 4.4 Profundidades de las muestras tomadas correspondiente a la arena G miembro G₁

Arena G1 3310'-3340'		
Muestra	Profundidad	Muestra
1	3314'	Arena
2	3315' 3"	Tapón
3	3316'8"	Tapón
4	3324'4"	Arena
5	3338'4"	Arena
6	3339'9"	Arema

Tabla 4.5 Profundidades de las muestras tomadas correspondiente a la arena G miembro G₂

Arena G3 3380'-3428'		
Muestra	Profundidad	Muestra
1	3283'6"	Tapón
2	3385'7"	Tapón
3	3398'2"	Tapón
4	3400'6"	Arena
5	3401'3"	Arena
6	3402'1"	Tapón

4.4 Segunda Fase

Esta etapa del proyecto comprende a las actividades realizadas en laboratorio referente a la Reología de cada solución polimérica, preparación del polímero y selección del polímero. A continuación se describen los procedimientos utilizados para cada uno de estos pasos.

4.4.3 Reómetro

Para el estudio del comportamiento reológico de las soluciones poliméricas se utilizó el reómetro Anton Paar modelo Physica MCR-301 con la geometría GG 27 recomendada por el fabricante para realizar mediciones de muestras con viscosidades menores a 100 cP. Este equipo permite la determinación de perfiles de viscosidad en función de la tasa de corte. El sistema de adquisición de datos (figura 54) cuenta con el software Rheoplus, mediante la cual se operan los parámetros de operación del equipo y se

obtiene la data de las mediciones que este realiza. La descripción del procedimiento se encuentra en el Apéndice B



Figura 54 Reómetro Anton Paar MCR-301

4.4.4 Densímetro

Para realizar las medidas de densidad se utiliza un densímetro Anton Paar modelo DMA-4500 (figura 4.5). El procedimiento seguido para realizar las mediciones de densidad se encuentra en las normas ASTM D4052.



Figura 55 Densímetro DMA 500

4.4.5 Formulación del agua de inyección y de formación.

El agua de formación del yacimiento OFI F.G NZZ-0035 fue analizada en la gerencia de química analítica, por medio de la cual se pudo determinar el tipo y cantidad de iones presente en la muestra de agua (ver tabla 4.7). El pozo que se tomó la muestra de agua de formación corresponde al pozo NZZ-210 donde contacta a la arena de estudio (miembros G1,G3). Posteriormente por medio de la gerencia de química analítica se realizó el análisis del agua del pozo supridor NZZ-256 que va ser utilizada como agua de inyección para preparar las soluciones poliméricas. El agua de inyección y de formación se preparó siguiendo el procedimiento descrito por Carrero 2012. En la tabla 4.7 y 4.8 muestra la cantidad de sales que debe agregarse para preparar la cantidad de agua necesaria requerida en un litro, 2 litros, 3 litros y 4 litros para el agua de formación y el agua de inyección respectivamente.

Tabla 4.6 contenidos de sales en el agua de formación que debe contener en la formulación.

Sales	1 Litro (peso en gramos)	2 Litros (Peso en gramos)	3 Litros (peso en gramos)	4 Litros (peso en gramos)
NaHCO ₃ =	5,165	10,330	20,661	25,826
Na ₂ SO ₄ =	0,163	0,325	0,651	0,813
NaCl=	5,438	10,877	21,753	27,192
CaCl ₂ x2H ₂ O=	0,493	0,986	1,972	2,465
MgCl ₂ x6H ₂ O=	0,192	0,383	0,766	0,958
Na ₂ CO ₃ =	1,062	2,123	4,246	5,308
KCl=	0,246	0,493	0,985	1,231
BaCl ₂ x2H ₂ O=	0,003	0,005	0,011	0,0133

Tabla 4.7 contenido de sales en el agua de inyección que debe contener en la formulación.

Sales	1 Litro (peso en gramos)	2 Litros (peso en gramos)	3 Litros (peso en gramos)	4 Litros (peso en gramos)
NaHCO ₃ =	2,971	5,942	8,913007	11,884
Na ₂ SO ₄ =	0,009	0,018	0,026612	0,035
NaCl=	3,251	6,502	9,753343	13,004
CaCl ₂ x2H ₂ O=	0,165	0,330	0,495202	0,660
MgCl ₂ x6H ₂ O=	0,046	0,092	0,13805	0,184
Na ₂ CO ₃ =	0,018	0,035	0,05299	0,071
KCl=	0,157	0,312	0,469608	0,626
BaCl ₂ x2H ₂ O=	0,002	0,005	0,006938	0,009

4.4.6 Procedimiento para preparar las soluciones poliméricas (HPAM, asociativo e híbrido)

La Soluciones de polímeros a evaluar son preparadas siguiendo el procedimiento descrito API RP-63 que se describe a continuación. Mediante la ecuación 4.1 se determina la cantidad de polímero necesaria

$$Wp = \frac{Ws. Cs. 10^{-4}}{Ap}$$

(4.1)

Donde:

Ws= Peso del polímero seco

Cs= concentración de la solución que se requiere

10^{-4} = Factor de conversión para expresar el peso del polímero requerido en gramos.

Ap= Porcentaje de actividad del polímero.

Para calcular la cantidad de agua de inyección se utiliza la ecuación 4.2

$$W_w = W_s - W_p \quad (4.2)$$

Donde:

Ww= peso de agua de inyección requerida

Wp = Peso de polímero seco

Ws= Peso de solución que se requiere preparar.

* Una vez pesada la cantidad de agua requerida en un beaker se introduce una barra de agitación magnética dentro del mismo. Se coloca el beaker sobre la plancha del agitador magnético y usando la perilla de control de rpm colocar hasta que genere un vórtice del 75 % de la solución (300 rpm aproximadamente).

* Agregar el polímero sobre el hombro del vórtice de manera continua durante un período de 30 segundos, no se debe agregar muy lento porque esto promueve la formación de ojos de pescado.

* Se comprueba de manera visual que no hayan grumos no disueltos y se vierte la solución de polímero en un balón para ser almacenada, esta se deja reposando durante la noche antes de su uso.

4.4.7 Sistema de desplazamiento

Para evaluar ciertas propiedades del polímero como los son adsorción, factor de resistencia (FR) relacionado con la relación de movilidad, factor de resistencia residual que está directamente relacionado con la reducción de permeabilidad, se requiere realizar pruebas de desplazamiento monofásicas para poder determinar estas variables, por otro lado para construir las curvas de permeabilidad relativa al agua (K_{ro}) permeabilidad relativa al crudo (K_{ro}) y determinar cantidad de crudo recuperado a través de inyección de agua y a través de la inyección terciaria de polímero para cada uno de los sistemas (HPAM, asociativo e híbrido) se requieren realizar pruebas bifásicas en el medio poroso a partir de pruebas de desplazamiento.

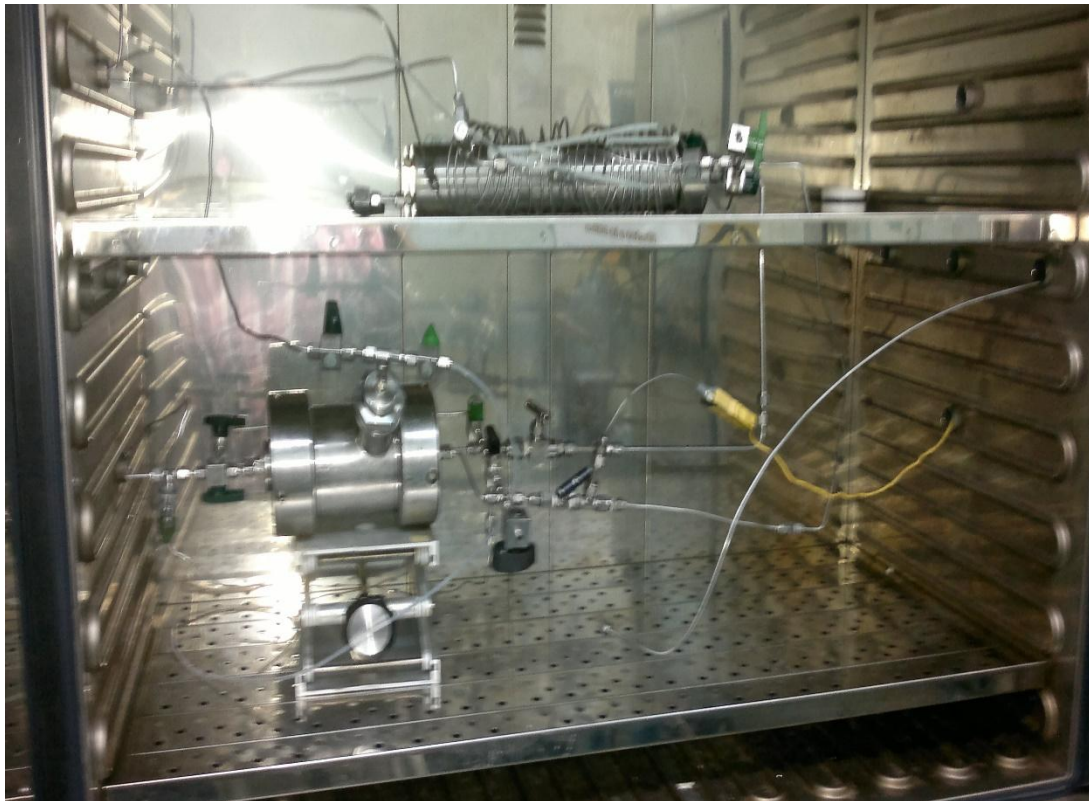


Figura 56 equipo de desplazamiento para la ejecución de pruebas monofásicas y bifásicas.

4.5 Metodología experimental

4.5.1 Limpieza y secado de muestras de roca (consolidadas y no consolidadas)

Las muestras de roca son introducidas en el recipiente “soxhlet” o portamuestra, que forma parte del sistema Dean-Stark, el cual va conectado a un balón aforado, donde se coloca el solvente a utilizar (tolueno/diclorometano/metanol/mezclas, etc); a su vez, el balón aforado se encuentra sobre una manta de calentamiento. La limpieza consiste básicamente en el lavado repetitivo de la muestra mediante la acción del solvente, el cual se evapora, ascendiendo a través del portamuestra hasta el condensador, para luego caer en su forma líquida sobre la muestra, limpiando/retirando las fracciones de hidrocarburos y otros fluidos originalmente presentes en la muestra de roca. Este proceso de limpieza concluye cuando se aprecia que el líquido (solvente) que atraviesa la muestra antes de caer nuevamente al balón aforado es cristalino.

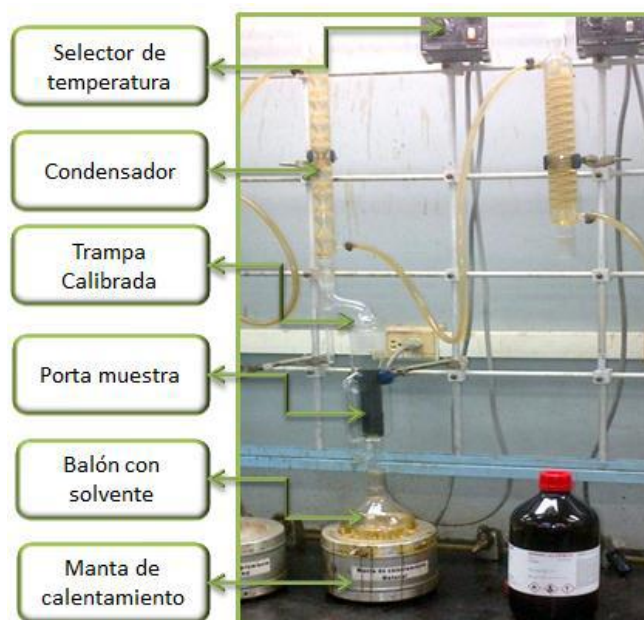


Figura 57 Sistema de limpieza de muestras de roca Dean-Stark.

El proceso de limpieza tiene un rango de duración determinado en función del tipo de muestra, debido a que depende de la saturación y el tipo de fluido presente, así como de la estructura interna de la muestra de roca (consolidada/no consolidada). Aproximadamente, se estima un período de limpieza de 24 horas.

Una vez que las muestras se encuentran libres de impurezas son colocadas dentro de un horno para eliminar cualquier cantidad de solvente que todavía esté presente en la muestra. El horno usado es un modelo Memmert UFP 800 (apreciación $\pm 1^{\circ}\text{C}$) ajustado a una temperatura de 80°C . Para este proceso de secado se estipula un tiempo de 48 horas.

4.5.2 Preparación de muestras de rocas no consolidada

Esta es una etapa fundamental para llevar a cabo el proceso experimental que se requiere, con la mayor eficiencia posible, debido a que la preparación de la muestra implica la construcción del sistema adecuado que se desea modelar. Esta fase está constituida por el empaque de muestras de arenas no consolidadas, limpieza de muestras, secado de muestras, identificación de muestras, registro de dimensiones físicas, determinación de las propiedades petrofísicas básicas (porosidad y permeabilidad), saturación con agua de formación y congelado de muestras.

4.5.3 Empaque de muestras de roca no consolidadas

El empaque inicial de las muestras no consolidadas se realiza según el procedimiento establecido (instructivo) en los laboratorios de PDVSA-Intevep (Carrero, 2012). Dicho procedimiento consiste en empacar la arena limpia (sin restos de fluidos: hidrocarburos, agua, lodos), de acuerdo al instructivo técnico mencionado, el cual considera la Norma ASTM G120-95, empleando un cilindro elaborado con papel de níquel, previamente humedecida con agua de formación, y compactarla aplicando suaves compresiones mediante el uso de la herramienta (mazo metálico) que se visualiza en la figura a continuación. La arena compactada en forma de

cilindro queda sellada en sus extremos con la colocación de dos mallas metálicas de diferentes aperturas (325 y 60 mesh), que tienen la propiedad de dejar pasar cualquier tipo de fluido a través de la muestra, siendo la malla interna la más fina para impedir pérdidas de granos pequeños y la externa la más gruesa para darle consistencia al tapón de muestra. La dimensión de este cilindro de muestra (tapón) se debe ajustar al portamuestra (coreholder ó celda triaxial) del simulador físico de yacimientos en el que posteriormente se realizarán las etapas de desplazamiento de fluidos (máximo 7,0 cm de longitud por 3,7 cm de diámetro).



Figura 58 Herramientas para empacar muestras de roca no consolidadas

Como se requiere que las muestras empacadas cuenten con la forma convencional de los tapones de núcleo manteniendo una estructura fija, se hace necesario en esta etapa realizar el confinamiento de la muestra a través de la cual, la arena no consolidada empacada se presuriza acorde a la presión del yacimiento, empleando para ello un sistema coreholder (celda, topes, manga de vitón) conectado a una bomba de inyección automática (tipo jeringa, modelo Teledyne ISCO 500D) mediante la cual se suministra al portamuestra la presión deseada por inyección de agua.

El proceso de confinamiento consiste en introducir la muestra previamente empacada en una manga de goma e insertar en los extremos un tope metálico superior y uno inferior, de modo que estos hagan sello. El sistema se coloca dentro de la celda de confinamiento, se añade agua hasta cubrirlo completamente y se acopla la rosca superior de la celda. Luego, a través de la bomba se comienza a proporcionar presión mediante el llenado de la celda con el fluido de confinamiento (agua) hasta alcanzar el valor deseado (presión establecida), y una vez alcanzado este valor, se detiene la bomba y se retira la muestra de la celda.

Seguidamente, es necesario secar las muestras, identificarlas, registrar sus medidas físicas, determinar su porosidad y permeabilidad absoluta, saturarlas con agua de formación, congelarlas (cada uno de estos procesos será descrito con detalle más adelante).

4.6 Determinación de propiedades físicas de las muestras de rocas

4.6.1 Estimación del volumen poroso, porosidad y permeabilidad absoluta al aire empleando un equipo automatizado

El equipo está conformado por un porta-muestras, que cuenta con capacidad para medir 12 muestras por corrida de dimensiones 5,0-7,0 cm de longitud y 3,7 cm de diámetro), un panel donde se registran las lecturas, un conjunto de válvulas controladoras del suministro de gas (helio y nitrógeno), y un computador que contiene el software *Core Measurement System* – Versión 3.88. Este sistema obtiene los valores de volúmenes porosos basándose en la Ley de Boyle, ($[P][V] = \text{constante}$, sobre un rango moderado de presiones) para una presión de confinamiento dada. La muestra se coloca en una cámara y luego se presuriza con gas a la presión establecida, permitiendo que el gas se expanda dentro de un volumen grande previamente calibrado. El procedimiento consiste en ingresar al sistema la cantidad de muestras a medir, junto con las características/identificación de cada una de ellas

(longitud, diámetro y peso). Seguidamente, se debe indicar la presión a la cual se realizarán las mediciones, luego ingresar en orden una a una las muestras en el carrusel de muestras (portamuestras), para finalmente iniciar automáticamente la operación del equipo. Una vez finalizado el proceso, se extrae del computador el reporte con los resultados de volumen poroso, porosidad, permeabilidad al aire.

4.6.2 Determinación de curvas de permeabilidad relativa mediante pruebas de desplazamiento forzado de fluidos (método convencional)

Esta metodología consiste en realizar a condiciones de yacimiento: presión, temperatura y velocidad de flujo, una prueba que reproduzca la manera cómo se mueven los fluidos en el yacimiento de forma tal, que se puedan ajustar los parámetros necesarios a fin de obtener una reproducción más real de las propiedades de interacción roca fluido presente en los yacimientos.

Mediante este método se efectúa el desplazamiento de los fluidos a través del medio poroso de acuerdo al método no estacionario (dinámico), el cual considera el desplazamiento de un fluido por otro (Araujo, 2004).

Las pruebas de desplazamiento de fluidos en medio poroso se realizan en tapones de roca real (arena) de yacimiento limpios instalados en una celda porta-núcleos tipo Hassler colocada en un horno a la temperatura de trabajo (en este estudio, 68,3 °C en cada caso). En este estudio, para ninguno de los casos, se consideró presión de poro y la presión de confinamiento en 400 lpc (psi). El sistema se denomina simulador físico de yacimientos y consta de una celda porta-núcleos, dos cilindros de tipo pistón (contenedores de fluidos: agua y crudo), dos bombas de inyección tipo jeringa (una para confinar a presión constante y otra para inyección a tasa constante), un sistema de transductores de presión, válvulas y horno para mantener todo el sistema a la temperatura de trabajo.

El procedimiento seguido se detalla a continuación:

4.6.3 Pruebas monofásicas:

- 1) Inyección de agua de formación (a diferentes tasa) hasta saturación 100% del medio poroso y estabilización del diferencial de presión (P1) para el cálculo de la permeabilidad al agua a la temperatura de formación en cada caso (HPAM, asociativo, Híbrido).
- 2) Inyección del HPAM a la tasa de inyección (0,067 cc/min) a la concentración de 500 ppm hasta 3 volúmenes porosos (VP) y estabilización de presión.
- 3) Desorción del polímero HPAM por medio de la inyección de agua de inyección hasta 3 VP y estabilización de presión.
- 4) Inyección del HPAM a la tasa de inyección con una concentración de 800 ppm hasta 3 VP y estabilización de presión
- 5) Desorción del HPAM (inyectado anteriormente).hasta 3 VP y estabilización de presión.
- 6) Inyección del HPAM a la tasa de inyección y a una concentración de 1000ppm.
- 7) Desorción del HPAM .

Este procedimiento se realiza para cada caso (HPAM, asociativo e híbrido)

4.6.4 Pruebas bifásicas

- 1) Inyección de agua de formación hasta saturación 100% del medio poroso y estabilización del diferencial de presión para el cálculo de la permeabilidad al agua a la temperatura de trabajo en cada caso.
- 2) Etapa de drenaje primario: Inyección de petróleo a tasa de flujo de referencia constante (equivalente a 1-2 pie/día $\approx 0,067 \text{ cm}^3/\text{min}$) hasta estabilización del diferencial de presión y se contabiliza el volumen máximo

de agua recuperado. Se determina la permeabilidad efectiva al petróleo (K_o) a condición de saturación de agua irreducible (S_{wir}).

3) Etapa de imbibición: Inyección de agua de formación a tasa de flujo de referencia constante y recolección de volúmenes de fluido producido (crudo y agua) en diferentes etapas (menor a mayor volumen) registrando en cada oportunidad el diferencial de presión correspondiente. Se determina la permeabilidad efectiva al agua (K_w) a condición de saturación de petróleo residual (S_{or}).

4) Etapa de recuperación terciaria: Inyección de polímero a tasa de flujo de referencia constante y recolección de volúmenes de fluido producido (crudo y agua) en diferentes etapas (menor a mayor volumen) registrando en cada oportunidad el diferencial de presión correspondiente. Se determina el crudo recuperado por método de inyección terciaria con polímero.

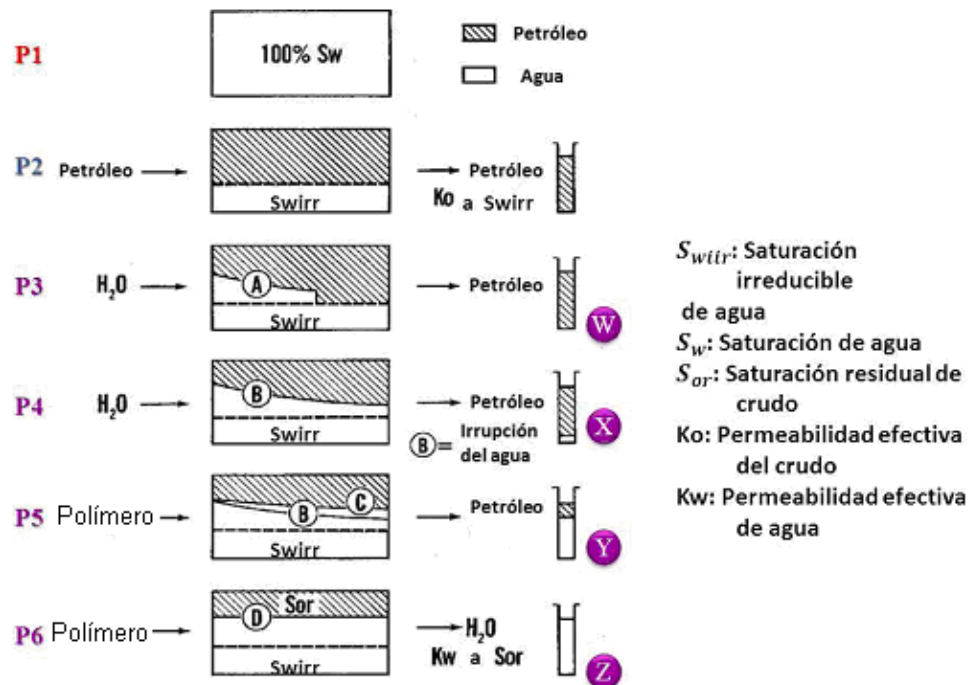


Figura 59. Esquema del procedimiento experimental para la determinación de curvas de permeabilidad relativa por el método de estado no estacionario.

Para la generación de las curvas de permeabilidad relativa mediante el método convencional se analizaron los datos obtenidos de acuerdo a la metodología de cálculo denominada modelo híbrido (MDC) que combina cálculos matemáticos que abarcan el método JBN (comportamiento de flujo fraccional) y el uso de correlaciones de Willie y Corey & Asociados (Márquez, Díaz, & Cabrera, 2014) tanto para el proceso de drenaje como imbibición, de manera de obtener las curvas de permeabilidades relativas para cada muestra de yacimiento estudiada (ver Apéndice C). Para la determinación de la tasa de corte del polímero en el núcleo, factor de resistencia, factor de resistencia residual (FRR), y adsorción del polímero ver (Apéndice D)

CAPÍTULO V

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

5.1 Reología de los sistemas poliméricos

5.1.1 Reología del polímero HPAM

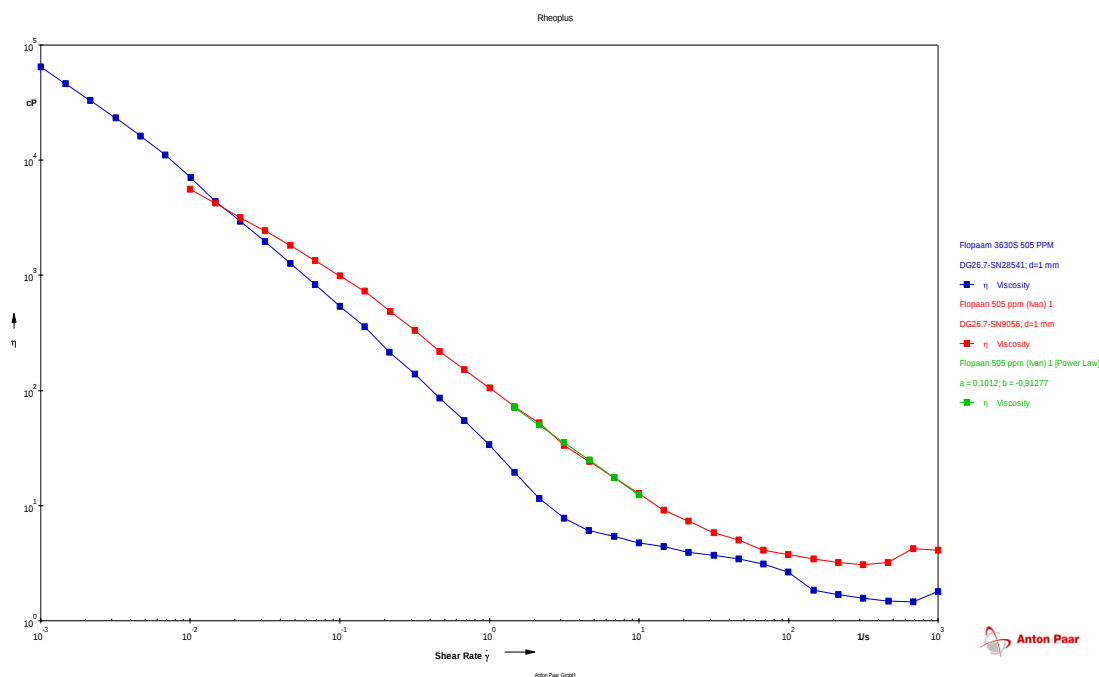


Figura 60. Reología de la solución polimérica HPAM de 505 ppm y regresión lineal para el cálculo de "N Y K por el método de ostwald

Tabla 5.1 tasas de corte en el núcleo a diferentes valores de n y k

$\gamma_{core} (s^{-1})$	n	K (mPa.s)	Rango de tasa de corte
10,2251	0,75621	8,50	7-100
11,902	0,72456	9,54	3-100
10,685	0,74899	8,74	4-100

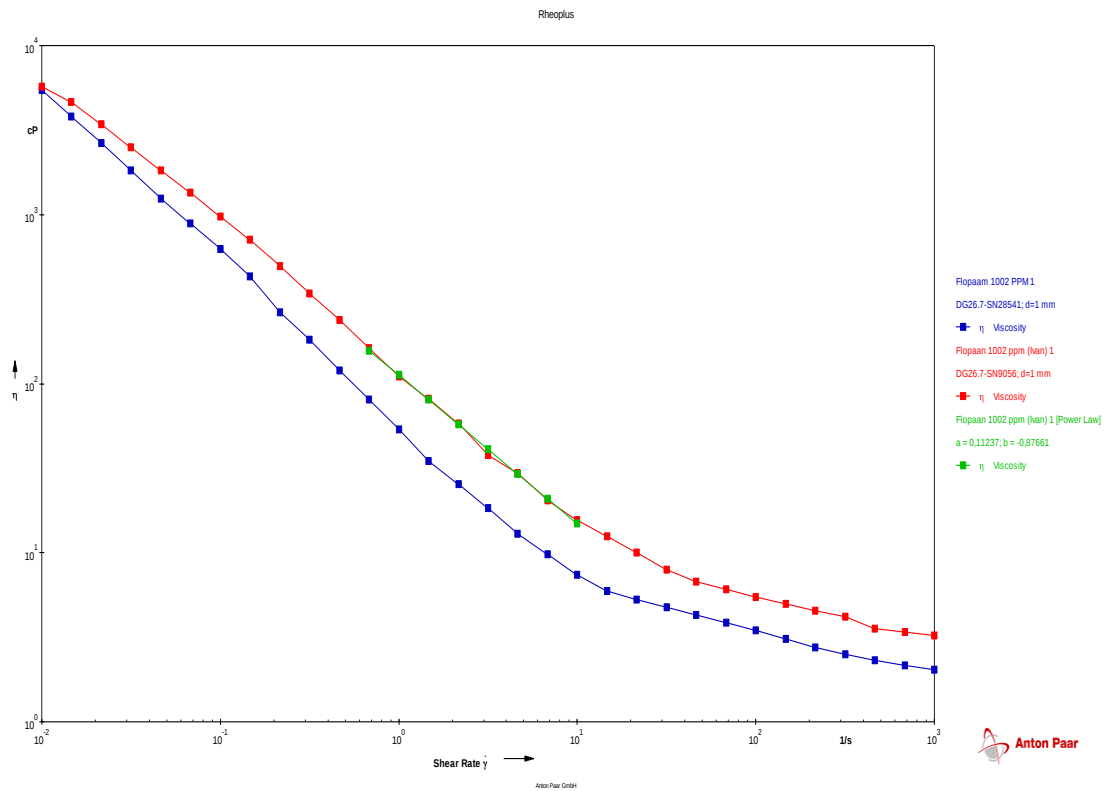


Figura 61 Reología de la solución polimérica HPAM de 1002 ppm y regresión lineal para el cálculo del índice de ley de potencia "n" y el coeficiente de partición K por el método de ostwald.

Tabla 5.2 tasas de corte en el núcleo del polímero HPAM a 1002 ppm a diferentes valores de n y k

$\gamma_{core} (s^{-1})$	n	K (mPa.s)	Rango de tasa de corte
5,8966	0,09236	54,47	0,4641-10 14,67-
1,6595	0,72	12,544	14,779

5.1.3 Reología del polímero Asociativo

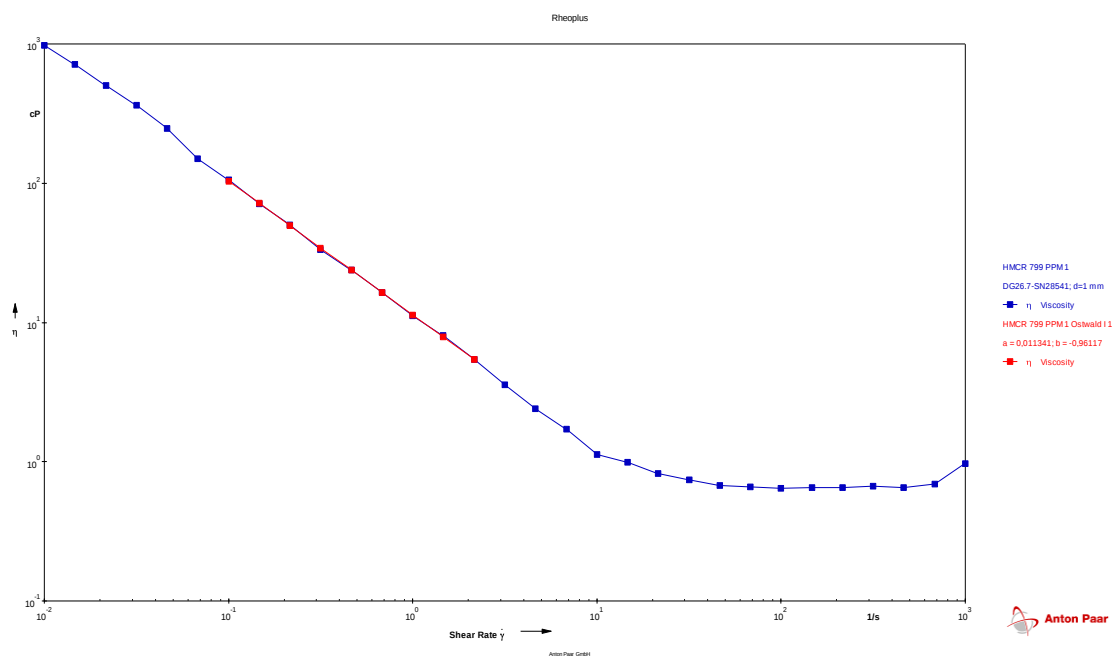


Figura 62 Reología del polímero asociativo a 700 ppm y regresión lineal para el cálculo del índice de ley de potencia "N" y el coeficiente de partición K por el método de ostwald.

Tabla 5.3 Tasa de corte del polímero asociativo a 700 ppm

$\dot{\gamma}_{core} (s^{-1})$	n	K (mPa.s)
2,4343	0,03883	11,34

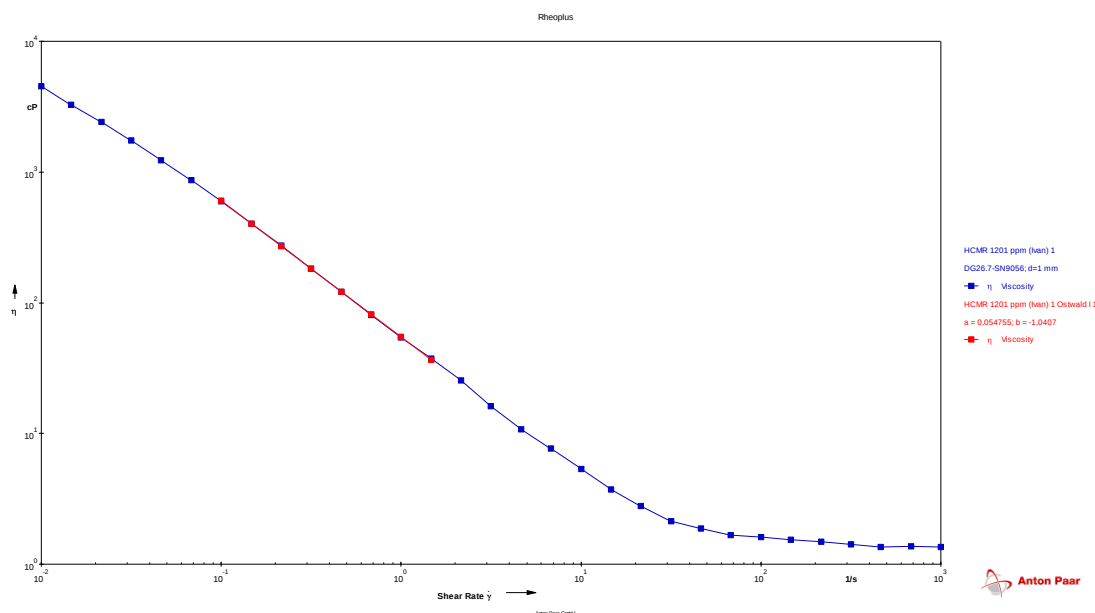


Figura 63 Reología del polímero asociativo a 1200 ppm y regresión lineal para el cálculo del índice de ley de potencia "N y el coeficiente de partición K por el método de ostwald

Tabla 5.4 Tasa de corte del polímero asociativo a 1200 ppm

$\gamma_{core} (s^{-1})$	n	K (mPa.s)
2,0022	0,03883	11,34

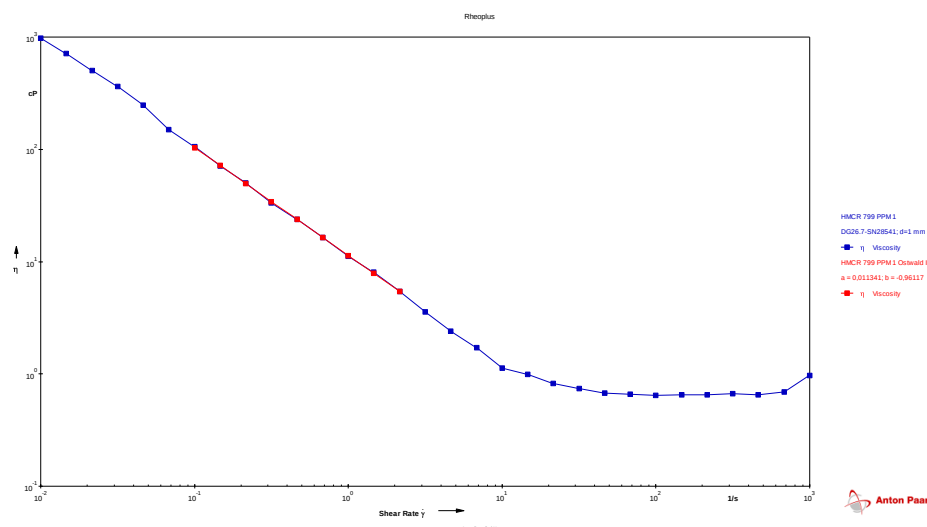


Figura 64 Reología del polímero asociativo a 1700 ppm y regresión lineal para el cálculo del índice de ley de potencia "N y el coeficiente de partición K por el método de ostwald

Tabla 5.5 Tasa de corte del polímero asociativo a 1700 ppm

$\gamma_{\text{core}} (\text{s}^{-1})$	n	K (mPa.s)
1,064	0,03883	11,34

5.1.4 Reología del polímero híbrido

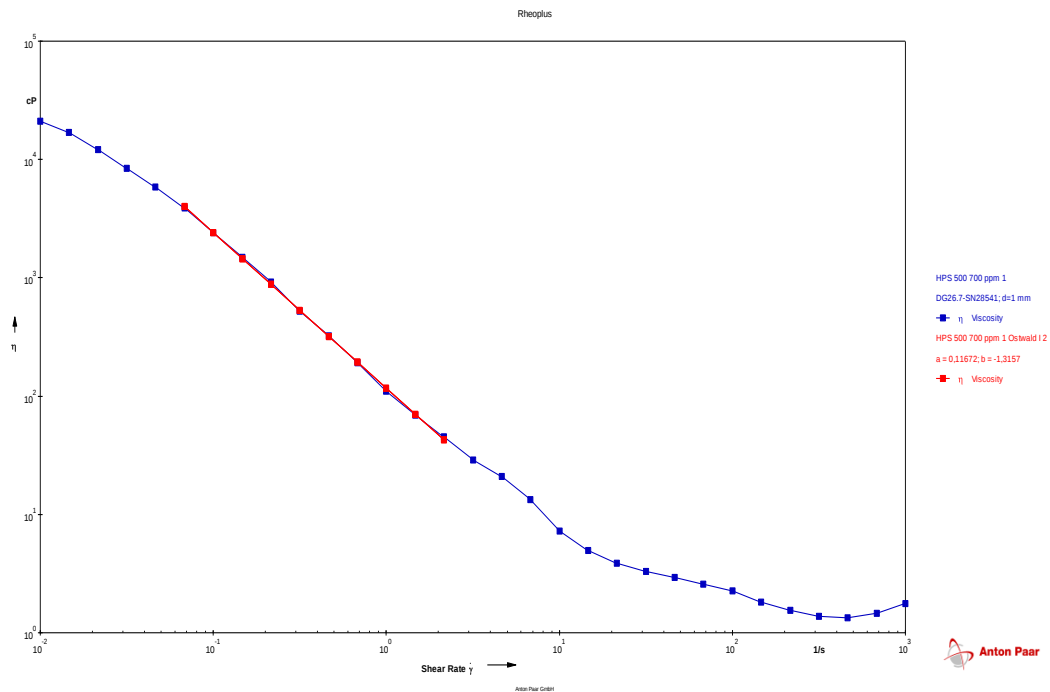


Figura 65. Reología del polímero Híbrido a una concentración 500 HPAM/700 Asociativo ppm y regresión lineal para el cálculo del índice de ley de potencia "N y el coeficiente de partición K por el método de ostwald

Tabla 5.6 Tasa de corte del polímero híbrido a una relación 500/700 ppm

$\gamma_{\text{core}} (\text{s}^{-1})$	n	K (mPa.s)
5,22	0,75	116,72

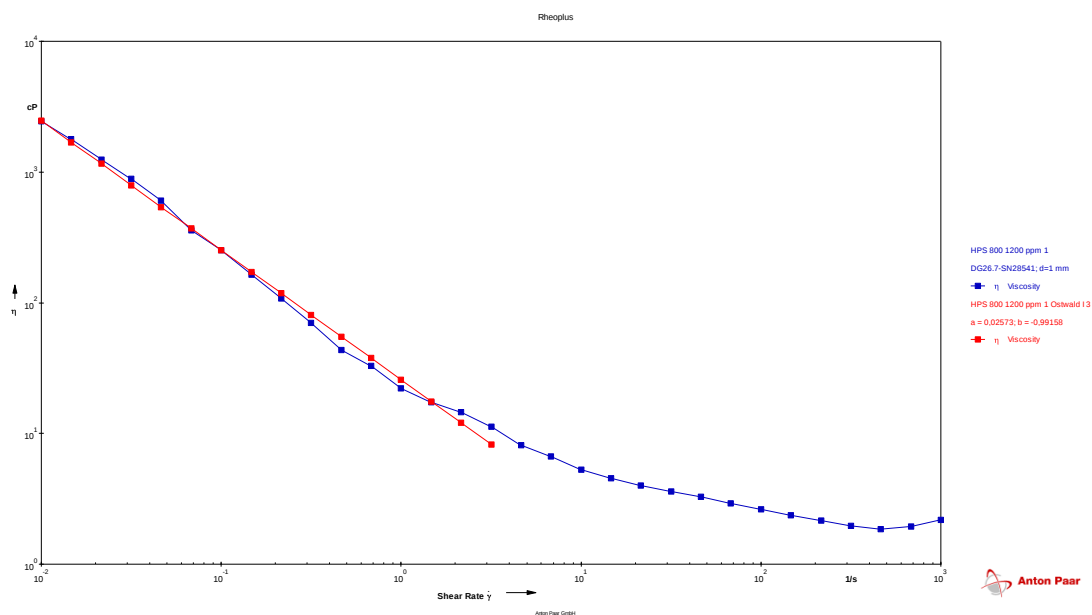


Figura 66 Reología del polímero Híbrido a una concentración 800 HPAM/1200 Asociativo ppm y regresión lineal para el cálculo del índice de ley de potencia "N" y el coeficiente de partición K por el método de ostwald

Tabla 5.7 Tasa de corte del polímero híbrido a una relación 800/1200 ppm

$\gamma_{\text{core}} (\text{s}^{-1})$	n	K (mPa.s)
0,22	33	25,73

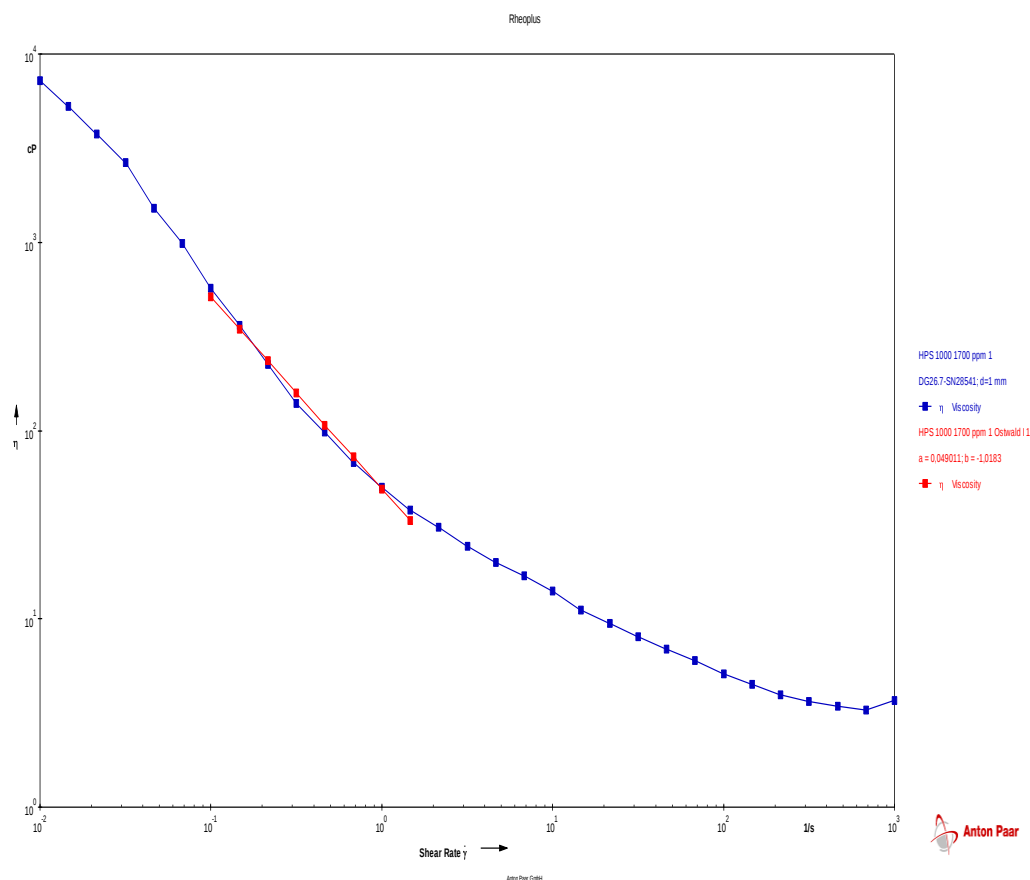


Figura 67 Reología del polímero Híbrido a una concentración 1000 HPAM/1700 Asociativo ppm y regresión lineal para el cálculo del índice de ley de potencia "N y el coeficiente de partición K por el método de ostwald

Tabla 5.8 Tasa de corte del polímero híbrido a una relación 1000/1700 ppm

$\gamma_{core} (s^{-1})$	n	K (mPa.s)
0,16	0,9	49

Las soluciones de polímeros podrían tener tres régimen de viscosidad a diferentes tasas de corte, a muy bajas tasas de cortes, por debajo de la primera velocidad crítica el polímero podría tener un comportamiento Newtoniano, es decir, la viscosidad podría mantenerse constante a medida que se incrementa la tasa de corte, sin embargo, tal como se muestran en las gráficas (desde la gráfica 60 hasta la 67), las tasas de corte a las cuales

fueron sometidas las soluciones poliméricas (Flopaam, asociativo e híbrido) supera esta primera tasa de corte crítica y la soluciones se encuentra en un segundo régimen viscoso que corresponde al régimen pseudoplástico correspondiente a fluido viscoelástico, aquí como podemos observar la viscosidad disminuye a medida que se incrementa la tasa de corte, siempre y cuando se encuentre por debajo de la segunda velocidad crítica, tal como se puede apreciar en cada una de las figuras. También cabe destacar, que las soluciones poliméricas obedece al modelo de ley de potencia, por lo tanto se utilizó el modelo de ostwald tal como se muestra en cada una de las figuras para determinar el índice de potencia n y el coeficiente de partición K , en tal sentido se puede observar que el método seleccionado se ajusta linealmente al comportamiento reológico obtenido en cada una de las soluciones poliméricas.

5.4 Pruebas de desplazamiento

5.4.1 Pruebas de desplazamiento monofásicas

Propiedades físicas del núcleo 1

Tabla 5.9 Calibración del Valadyne

ΔP (%)	Apreciación	ΔP (Psi)	Apreciación
0,0	0,1	0,0	0,01
80,0	0,1	1,52	0,01

Tabla 5.10 Condiciones de trabajo

	Valor	Prop. del error
Presión atmosférica (atm)	0,8803	0,0007
Temperatura durante la medida (°C)	23,00	0,01

Tabla 5.11 Dimensiones de celdas

Ítem	Valor	Apreciación
Longitud (cm)	5,958	0,001
Diámetro int. (cm)	3,813	0,001
Área (cm ²)	11,421	0,005

Tabla 5.12 Datos del nitrógeno

Viscosidad del N₂ (cP)	0,0179	0,0001
Temperatura del laboratorio (°C)	23,0	0,1
Presión del laboratorio (mmHg)	669,0	0,1

Tabla 5.13 Datos de empaque del núcleo y cálculo de porosidad del Núcleo 1.

Datos de Empaque de nucleo		Peso postprueba
Longitud de papel (cm)	12,8	
Ancho de papel (cm)	6,8	
Peso de papel + mallas (g)	4,28	
Peso núcleo mojado (g)	124,61	
Peso Núcleo Seco (g)	116,62	137,34
Peso de arena empacada (g)	112,34	
Longitud del núcleo (cm)	5,958	
Diámetro del núcleo (cm)	3,813	
Porosidad, Φ		
Volumen inicial (ml)	140,16	
Volumen Final (ml)	115,58	
Volumen Muerto (ml)	4,82	
Volumen Poroso (ml)	19,76	20,72
Volumen Núcleo (ml)	68,04	
Porosidad (%)	29,04	

Tabla 5.14 Datos para cálculo de permeabilidad al nitrógeno.

Q2 (mL/min)	Apreciación	Q2 (cm ³ /s)	Prop. del error	ΔP (psi)	ΔP (atm)
0,0	0,1	0,00	-	0,000	0,00
61,2	0,1	1,020	0,002	0,159	0,01
115,1	0,1	1,918	0,002	0,299	0,02
175,0	0,1	2,917	0,002	0,459	0,03
236,0	0,1	3,933	0,002	0,623	0,04

284,5 0,1 4,742 0,002 0,756 **0,05**

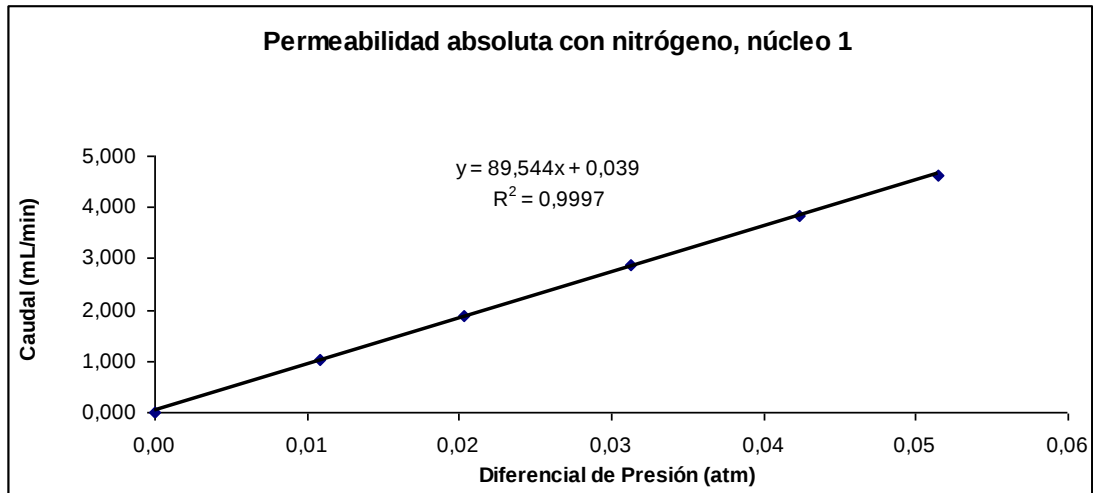


Figura 68 permeabilidad absoluta al nitrógeno

Tabla 5.15 permeabilidad absoluta al nitrógeno por mínimo cuadrado

	Pendiente	Permeabilidad (darcy)	
Media	90,6	0,84	Media
Desviación estándar	0,5	0,01	Propagación del error

Tabla 5.16 Datos para determinar la permeabilidad absoluta al agua de inyección

Q2 (mL/min)	Apreciación	Q2 (mL/s)	Prop. del error	%ΔP	Apreciación
0,0	0,1	0,000	0,002	0,0	0,1
0,5	0,1	0,008	0,002	2,2	0,1
1,0	0,1	0,017	0,002	4,5	0,1
1,5	0,1	0,025	0,002	6,4	0,1
2,0	0,1	0,033	0,002	8,0	0,1
2,5	0,1	0,042	0,002	9,3	0,1
3,0	0,1	0,050	0,002	11,5	0,1

Tabla 5.17 Cálculos para determinar la permeabilidad absoluta al agua de inyección

ΔP (psi)	Prop. Del error	ΔP (atm)	Prop. Del error
0,0000	-	0,00	-
0,4460	0,2	0,03	0,01
0,8940	0,2	0,06	0,01

1,2800	0,2	0,09	0,02
1,5960	0,2	0,11	0,02
1,8500	0,3	0,13	0,02
2,2900	0,3	0,16	0,02

Tabla 5.18 Permeabilidad absoluta al agua de inyección a temperatura de laboratorio (23°C)
por mínimo cuadrado

	Pendiente	Permeabilidad (darcy)	
Media	0,31	0,16	Media
desviación estándar	0,01	0,0	Propagación del error

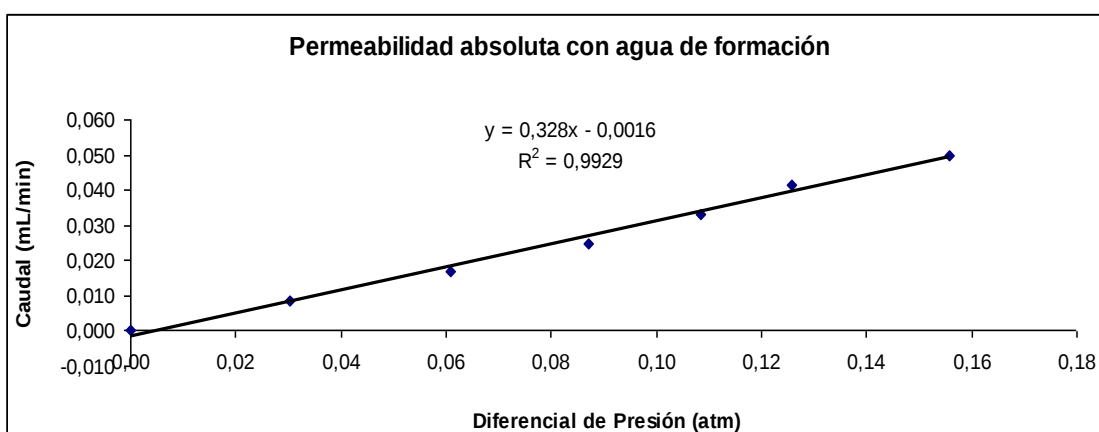


Figura 69. Permeabilidad absoluta al agua de inyección a temperatura de laboratorio.

Tal como se puede observar la permeabilidad al gas nitrógeno tiene una mayor magnitud en comparación a la permeabilidad al agua, esto se debe al efecto deslizante de las moléculas de gas sobre la superficie de los poros, disminuyendo la fricción, caso contrario con el agua de inyección donde ese efecto deslizante disminuye y se incrementa la fricción generando obteniéndose una menor permeabilidad.

Tabla 5.19 Datos para la estimación de la permeabilidad absoluta al agua de inyección a temperatura de yacimiento (68,3 °C)

Q2 (mL/min)	Apreciación	Q2 (mL/s)	Prop. del error	%ΔP	Apreciación
0,0	0,1	0,000	0,002	0,0	0,1
0,5	0,1	0,008	0,002	9,4	0,1
1,0	0,1	0,017	0,002	19,0	0,1

1,5	0,1	0,025	0,002	25,9	0,1
2,0	0,1	0,033	0,002	31,9	0,1
2,5	0,1	0,042	0,002	37,0	0,1
3,0	0,1	0,050	0,002	42,6	0,1

Tabla 5.20 Datos para la estimación de la permeabilidad absoluta al agua de inyección a temperatura de yacimiento (68,3 °C)

ΔP (psi)	Prop. del error	ΔP (atm)	Prop. del error
0,0000	-	0,00	-
1,8812	0,3	0,13	0,02
2,0600	0,3	0,14	0,02
5,2110	0,4	0,35	0,03
6,4181	0,4	0,44	0,03
7,4442	0,5	0,51	0,03
8,5609	0,5	0,58	0,03

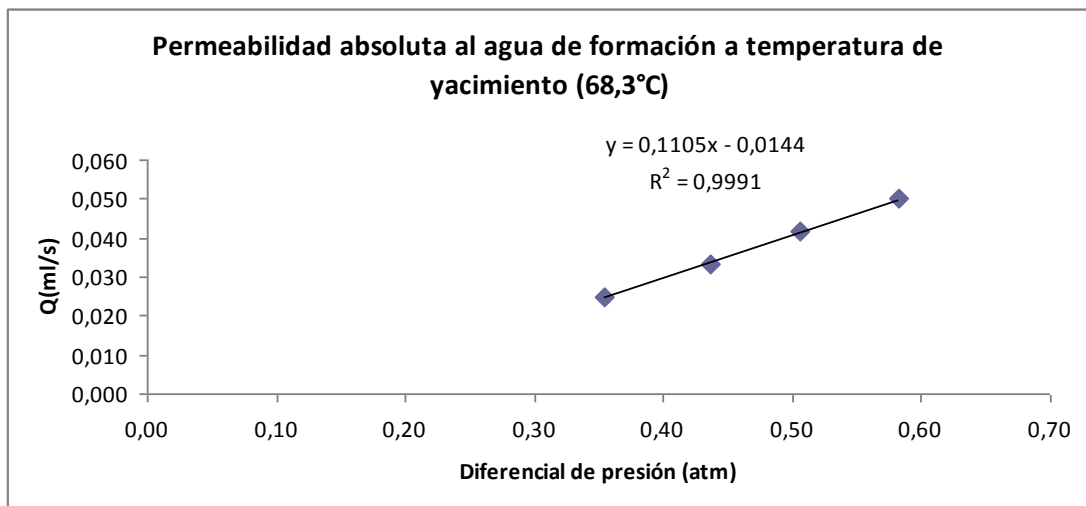


Figura 70 .Permeabilidad absoluta al agua de formación a temperatura de yacimiento

Tabla 5.21 permeabilidad absoluta al agua por mínimos cuadrado

	Pendiente	Permeabilidad (darcy)	
Media	0,08	0,02	Media
desviación estándar	0,00	0,0	Propagación del error

Propiedades físicas del núcleo 2.

Tabla 5.22 Datos del empaque del segundo núcleo

Datos de Empaque de nucleo		
Longitud de papel (cm)	12,8	
Ancho de papel (cm)	6,8	
Peso de papel + mallas (g)	4,258	
Peso nucleo mojado (g)	128,36	
Peso Nucleo Seco (g)	116,947	
Peso de arena empacada (g)	112,689	
Longitud del nucleo (cm)	5,967	
Diametro del nucleo (cm)	3,800	
Porosidad, Φ		
Volumen inicial (ml)	175,69	
Volumen Final (ml)	153,75	
Volumen Muerto (ml)	4,82	
Volumen Poroso (ml)	20,34	20,343
Volumen Nucleo (ml)	67,68	
Porosidad (%)	30,06	

Tabla 5.23. Datos para determinar la permeabilidad absoluta al nitrógeno.

Q2 (mL/min)	Apreciación	Q2 (cm ³ /s)	Prop. del error	ΔP (psi)
0,0	0,1	0,00	-	-
69,7	0,1	1,162	0,002	0,141
144,0	0,1	2,400	0,002	0,290
215,0	0,1	3,583	0,002	0,430
289,0	0,1	4,817	0,002	0,577
360,0	0,1	6,000	0,002	0,722

Tabla 5.24 Permeabilidad absoluta al nitrógeno por mínimos cuadrados

	Pendiente	Permeabilidad (darcy)
Media	119,6	1,13
Desviación estándar	0,3	0,01

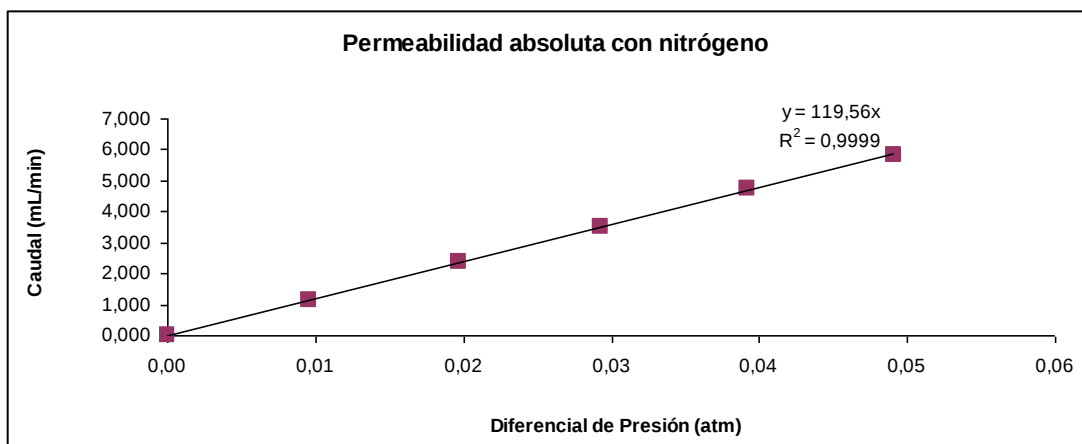


Figura 71 Permeabilidad absoluta al nitrógeno

Tabla 5.25 Datos para determinar la permeabilidad absoluta al agua a temperatura de laboratorio

Q2 (mL/min)	Apreciación	Q2 (mL/s)	Prop. del error	%ΔP
0,0	0,1	0,000	0,002	0,0
0,5	0,1	0,008	0,002	2,2
1,0	0,1	0,017	0,002	4,5
1,5	0,1	0,025	0,002	6,4

Tabla 5.26 Datos para determinar la permeabilidad absoluta al agua a temperatura de Laboratorio

ΔP (psi)	ΔP (atm)
0,0000	0,00
0,6220	0,04
1,4500	0,10
2,3000	0,16

Tabla 5.27 Permeabilidad absoluta al agua a temperatura de laboratorio por mínimos cuadrado

	Pendiente	Permeabilidad (darcy)
Media	0,16	0,073
Desviación estándar	0,00	0,0

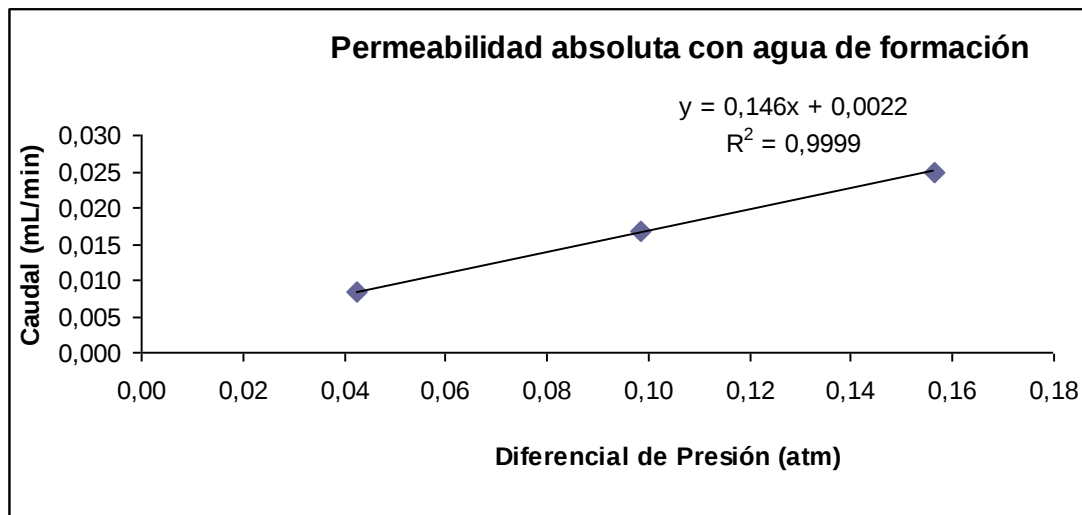


Figura 72 Permeabilidad absoluta al agua de inyección a temperatura de laboratorio

Tabla 5.28 Datos para determinar la permeabilidad absoluta al agua a temperatura de yacimiento (68,3°C)

Q2 (mL/min)	Apreciación	Q2 (mL/s)	Prop. del error	%ΔP
0,0	0,1	0,000	0,002	0,0
0,5	0,1	0,008	0,002	9,4
1,0	0,1	0,017	0,002	19,0
1,5	0,1	0,025	0,002	25,9
2,0	0,1	0,033	0,002	31,9
10,0	0,1	0,167	0,002	37,0

Tabla 5.29 Datos para determinar la permeabilidad absoluta al agua a temperatura de yacimiento (68,3°C)

Apreciación	ΔP (psi)	Prop. del error	ΔP (atm)
0,1	0,0000	-	0,00
0,1	0,8800	0,3	0,06
0,1	1,1500	0,3	0,08
0,1	1,4200	0,4	0,10
0,1	1,6100	0,4	0,11
0,1	6,0000	0,5	0,41

Tabla 5.30 Permeabilidad absoluta al agua a temperatura de yacimiento por mínimos cuadrado

	Pendiente	Permeabilidad (darcy)
Media	0,38	0,109
Desviación estándar	0,02	0,01

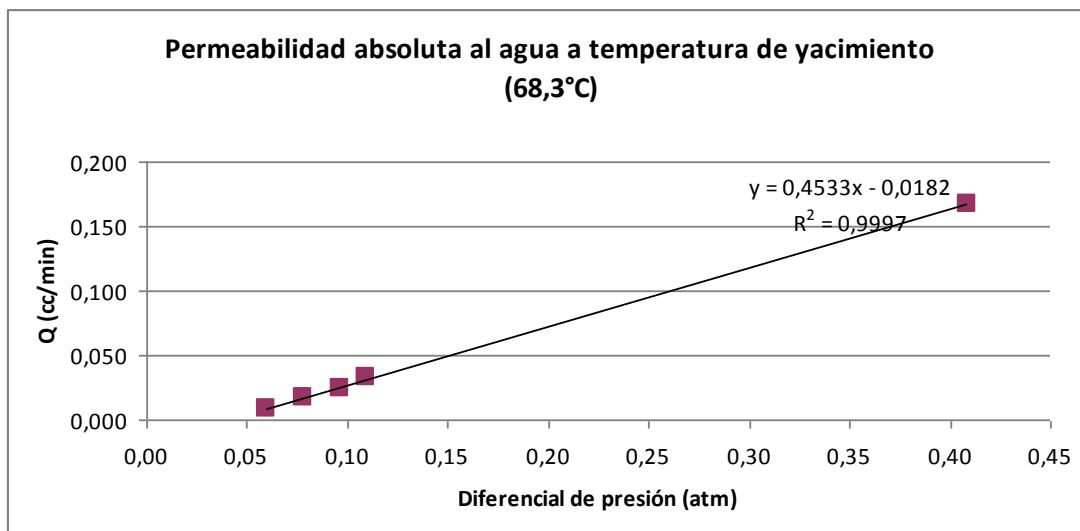


Figura 73 Permeabilidad absoluta al agua de inyección a temperatura de laboratorio

Propiedades física del núcleo 3

.Tabla 5.31 Datos del empaque del núcleo

Datos de Empaque de nucleo	
Longitud de papel (cm)	12,8
Ancho de papel (cm)	6,8
Peso de papel + mallas (g)	4,2241
Peso nucleo mojado (g)	126,61
Peso Nucleo Seco (g)	115,7605
Peso de arena empacada (g)	111,5364
Longitud del nucleo (cm)	5,904
Diametro del nucleo (cm)	3,801
Porosidad, Φ	
Volumen inicial (ml)	379,99
Volumen Final (ml)	356,01
Volumen Muerto (ml)	4,82
Volumen Poroso (ml)	19,16

Volumen Nucleo (ml)	67,00
Porosidad (%)	28,60

Tabla 5.32 Datos para cálculo de permeabilidad absoluta al nitrógeno

Q2 (mL/min)	Apreciación	Q2 (cm ³ /s)	Prop. del error
0,0	0,1	0,00	-
50,9	0,1	0,848	0,002
130,3	0,1	2,172	0,002
176,6	0,1	2,943	0,002
260,3	0,1	4,338	0,002
329,5	0,1	5,492	0,002

Tabla 5.33 Datos para cálculo de permeabilidad absoluta al nitrógeno

Apreciación	ΔP (psi)	ΔP (atm)
0,001	0,000	0,00
0,001	0,136	0,01
0,001	0,348	0,02
0,001	0,480	0,03
0,001	0,714	0,05
0,001	0,908	0,06

Tabla 5.34 Permeabilidad absoluta al nitrógeno por mínimos cuadrados

	Pendiente	Permeabilidad (darcy)
Media	86,9	0,81
desviación estándar	0,6	0,01

Tabla 5.35 Datos para determinar la permeabilidad absoluta al agua de inyección a temperatura de laboratorio.

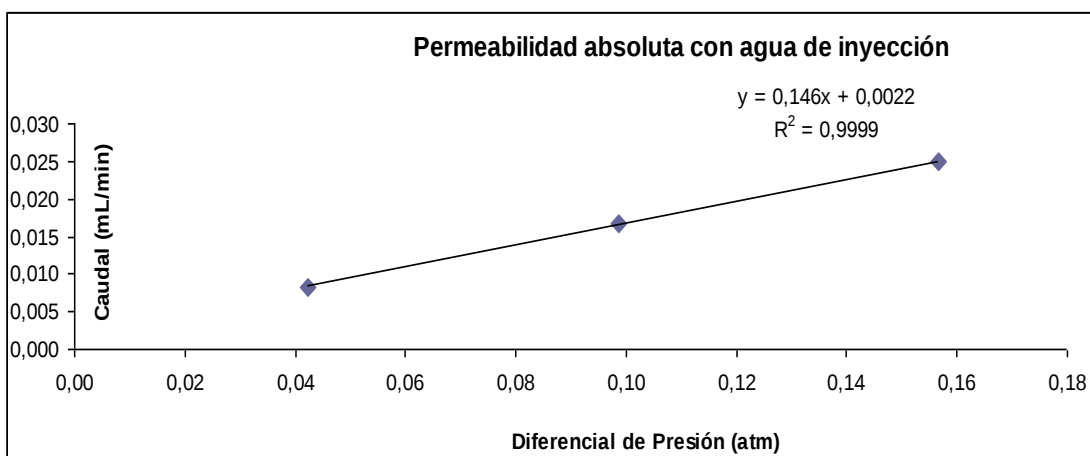
Q2 (mL/min)	Apreciación	Q2 (mL/s)	Prop. del error	% ΔP
0,0	0,1	0,000	0,002	0,0
0,5	0,1	0,008	0,002	2,2
1,0	0,1	0,017	0,002	4,5
1,5	0,1	0,025	0,002	6,4

Tabla 5.36 Datos para determinar la permeabilidad absoluta al agua de inyección a temperatura de laboratorio.

Apreciación	ΔP (psi)	Prop. del error	ΔP (atm)	Prop. del error
0,1	0,0000	0,0	0,00	0,00
0,1	0,6220	0,2	0,04	0,01
0,1	1,4500	0,2	0,10	0,01
0,1	2,3000	0,2	0,16	0,02

Tabla 5.37 Permeabilidad absoluta al agua a temperatura de laboratorio

	Pendiente	Permeabilidad (darcy)
Media	0,16	0,073
desviación estándar	0,00	0,0



Gráfica 74 permeabilidad absoluta al agua de inyección a temperatura de laboratorio

Tabla 5.38 Datos para determinar la permeabilidad absoluta al agua de inyección a temperatura de yacimiento (68,3°C).

Q2 (mL/min)	Apreciación	Q2 (mL/s)	Prop. del error	%ΔP
0,0	0,1	0,000	0,002	0,0
0,5	0,1	0,008	0,002	9,4
1,0	0,1	0,017	0,002	19,0
1,5	0,1	0,025	0,002	25,9

2,0	0,1	0,033	0,002	31,9
10,0	0,1	0,167	0,002	37,0

Tabla 5.39 Datos para determinar la permeabilidad absoluta al agua de inyección a temperatura de yacimiento (68,3°C).

Apreciación	ΔP (psi)	Prop. del error	ΔP (atm)	Prop. del error
0,1	0,0000	0,0	0,00	0,00
0,1	0,8800	0,3	0,06	0,02
0,1	1,1500	0,3	0,08	0,02
0,1	1,4200	0,4	0,10	0,03
0,1	1,6100	0,4	0,11	0,03
0,1	6,0000	0,5	0,41	0,03

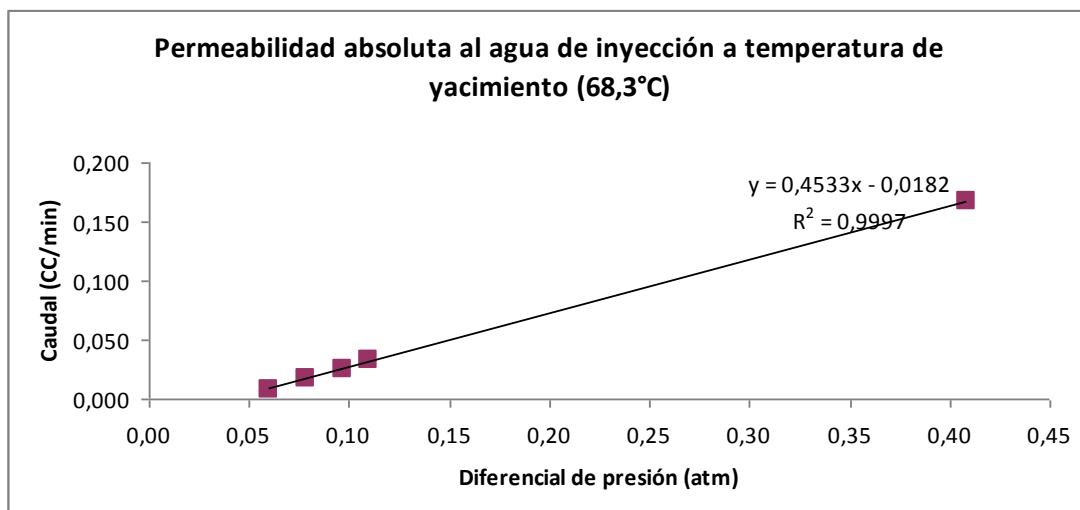


Figura 75 Permeabilidad absoluta al agua de inyección a temperatura de yacimiento (68,3 °C)

Tabla 5.40 permeabilidad absoluta al agua de inyección a temperatura de yacimiento (68,3 °C)

	Pendiente	Permeabilidad (darcy)
Media	0,38	0,108
desviación estándar	0,02	0,01

En cada uno de los núcleos (núcleos1,2,3) se puede observar una disminución de la permeabilidad absoluta al agua a temperatura de

yacimiento (63,8°C) con respecto a temperatura de laboratorio (23°C) esto debido a sensibilidades que pudiera manifestarse en los instrumentos de medición.

5.4.2 Pruebas monofásicas Inyección de polímero Flopaam 3630S para la estimación del factor de resistencia FR, y factor de resistencia residual FRR

Tabla 5.41 Estimación del factor de resistencia y factor de resistencia residual.

Volumen Poroso de referencia	Diferencial de presión, $\Delta P(\text{psi})$		Concentración, C(ppm)	Diferencial de presión Durante el polímero	FR	FRR
	Antes	Después				
3	0,141	1,79	505	1,452	10,2978723	12,6950355
3		1,347	798	2,023	14,3475177	9,55319149
3		2,093	1003	3,239	22,9716312	14,8439716

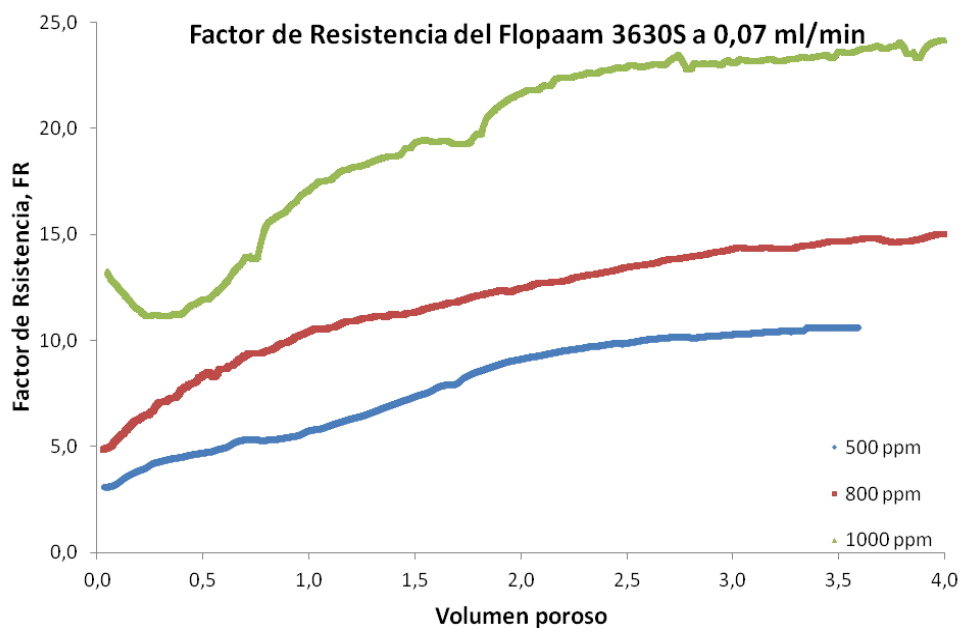


Figura 76 Factor de resistencia a medida que se incrementa el volumen poroso inyectado de polímero Flopaam a concentraciones de 500ppm ,800 ppm y 1000 ppm.

5.4.3 Pruebas monofásicas Inyección del polímero híbrido para la estimación del factor de resistencia FR, y factor de resistencia residual FRR

Tabla 5.42 Estimación del factor de resistencia y factor de resistencia residual del polímero híbrido. I

ETAPA	Volumen Poroso de referencia	Diferencial de presión, ΔP (psi)	Diferencial de presión Durante el polímero	FR	FRR	FRR
		Antes	Después (desorción)			
1			17,600	21,722	17,643	14,295
2			27,470	37,560	30,506	22,311
1			37,450	32,377	26,297	30,417
2	3	1,231	40,515	43,810	35,583	32,907
1			70,505	72,474	58,864	57,265
2			70,194	109,900	89,262	57,012

Factor de Resistencia del polímero HPS a 0,07cc/min

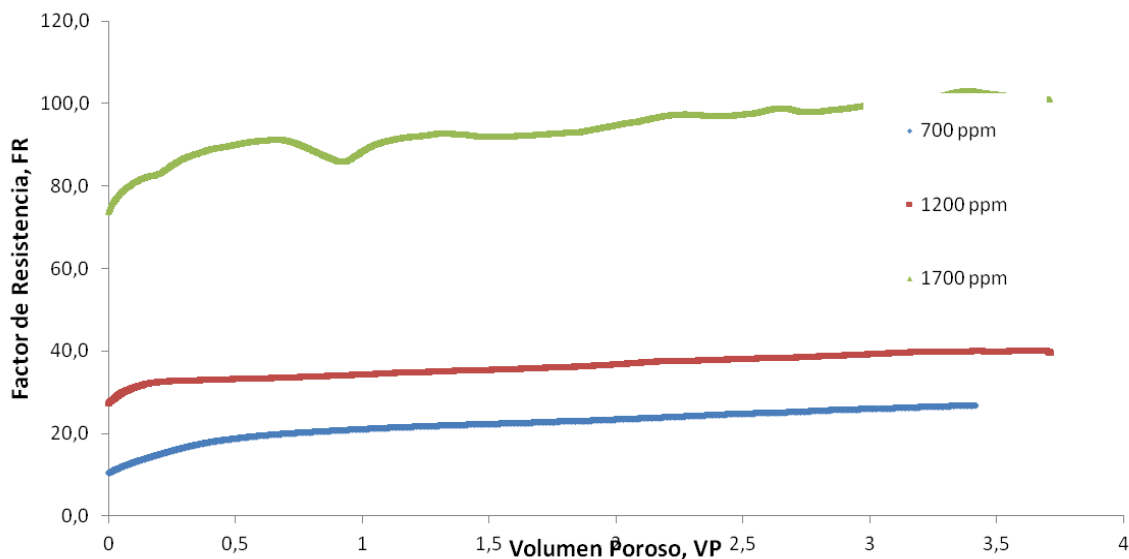


Figura 77 Factor de resistencia a medida que se incrementa el volumen poroso inyectado de polímero Flopaam a concentraciones de 700ppm ,1200 ppm y 1700 ppm

El factor de resistencia residual (FR) incrementa a medida que incrementa el volumen poroso inyectado de polímero para cada una de las

concentraciones inyectadas como se puede apreciar en las figuras 76 y 77 cuando se inyecta soluciones en el medio poroso, las moléculas tienden a retenerse en el medio poroso, esto conlleva a una disminución de viscosidad en el frente y una adsorción multicapas dejando una disminución de permeabilidad relacionado con el incremento del factor de resistencia residual y el diferencial de presión aumenta a medida que se inyecta el polímero con las otras concentraciones, aunado a que hay mayor concentración de polímero, por lo tanto genera un mayor diferencial de presión en el medio poroso.

5.4.4 Pruebas bifásicas (crudo – agua)

Tabla 5.43 Datos del núcleo y datos de la prueba

DATOS DEL NÚCLEO	Muestra 1
	Sin formulación
Longitud del núcleo (cm) =	5,95
Diámetro del núcleo (cm) =	3,80
Área del núcleo (cm ²) =	11,40
Porosidad =	28,10
Volumen poroso -V _P - (cm ³) =	24,50
Saturación agua connata -S _{wc} - (fracción) =	0,0571
Saturación petróleo residual -S _{or} - (fracción) =	0,3000
Permeabilidad absoluta @ 1000 psi -K- (mD) =	300
Permeabilidad del petróleo @ S _{wc} -k _o @S _{wc} - (mD) =	0,97
Permeabilidad del agua @ S _{or} -k _w @S _{or} - (mD) =	0,02
Viscosidad del agua -μ _w - (cP) =	0,86
Viscosidad del crudo -μ _o - (cP) =	19,00
Tasa de flujo -Q- (mL/min) =	0,001
ctte = $Q \times \mu_o \times L \times 1000 / 4.0816 \times k_o @ S_{wc} \times A$ =	167,40
Temperatura -T- (°C) =	68,30
Presión en S _{wi} @ inyección de crudo (psi) =	153
Volumen de crudo desplazado (V _{od}) (cc) =	15,75
Volumen de agua desplazado (V _{wd}) (cc) =	23,10
Peso seco (g) =	116,7000
Tasa de flujo de crudo Swc-Q-(mL/min)=	0,0670

Tabla 5.44 Saturaciones para construcción de curva de permeabilidad relativa (Imbibición).

Virr	%	Sw(Fr)	S	Kro	Krw
1,40	5,71	0,06	0,00	1,00	0,00
3,85	15,70	0,16	0,11	0,71	0,00
6,17	25,16	0,25	0,21	0,50	0,01
8,40	34,26	0,34	0,30	0,34	0,03
10,50	42,83	0,43	0,39	0,22	0,06
12,50	50,98	0,51	0,48	0,14	0,11
14,14	57,67	0,58	0,55	0,09	0,17
15,45	63,01	0,63	0,61	0,06	0,22
16,45	67,09	0,67	0,65	0,04	0,28

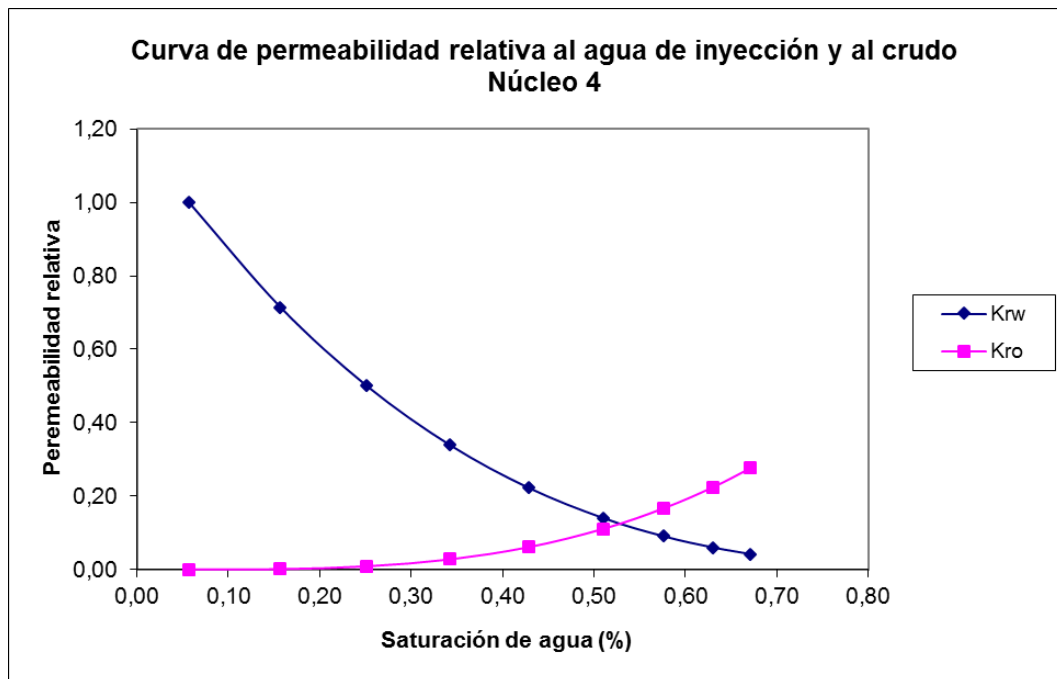
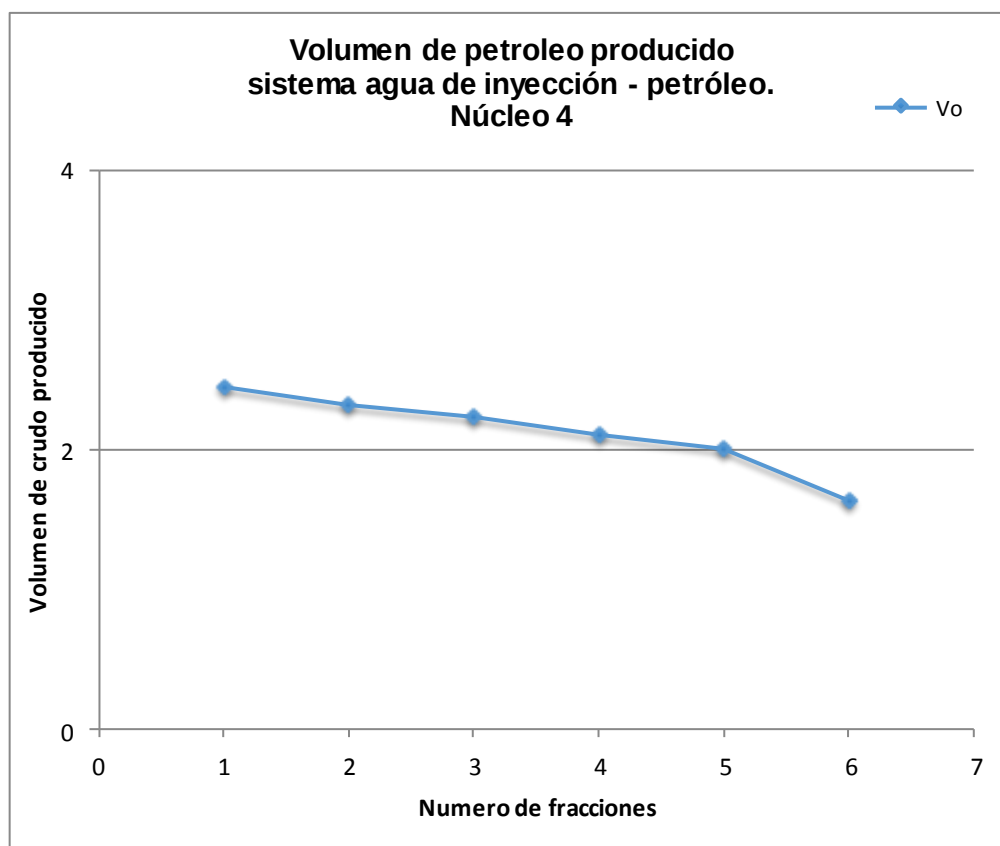


Figura 78 Curva de permeabilidad relativa sistema agua de inyección – petróleo núcleo 4



Gráfica 79. Volumen de petróleo producido a medida que se incrementa la saturación de agua dentro del núcleo

5.4.5 Prueba bifásica, agua de inyección-petróleo

Tabla 5.45 Datos del núcleo y datos de la prueba

DATOS DEL NUCLEO	Muestra 1
	Sin formulación
Longitud del núcleo (cm) =	6,02
Diametro del núcleo (cm) =	3,80
Area del núcleo (cm ²) =	11,32
Porosidad =	29,26
Volumen poroso -V _p - (cm ³) =	19,93
Saturación agua connata -S _{wc} - (fracción) =	0,1019
Saturación petróleo residual -S _{or} - (fracción) =	0,0898
Permeabilidad absoluta -K- (mD) =	240,00
Permeabilidad del petróleo @ S _{wc} -k _o @S _{wc} - (mD) =	1,19

Permeabilidad del agua @ $S_{or} - k_w @ S_{or}$ (mD) =	1,11
Viscosidad del agua $-\mu_w-$ (cP) =	0,86
Viscosidad del crudo $-\mu_o-$ (cP) =	19,00
Tasa de flujo -Q- (mL/min) =	0,067
$ctte = Q \times \mu_o \times L \times 1000 / 4.0816 \times k_o @ S_{wc} \times A =$	140,00
Temperatura -T- (°C) =	68,30
Presión en S_{wi} @ inyección de crudo (psi) =	140,00
Volumen de crudo desplazado (V_{od}) (cc) =	16,11
Volumen de agua desplazado (V_{wd}) (cc) =	17,90
Peso seco (g) =	116,7000
Tasa de flujo de crudo $Swc-Q-(mL/min)=$	0,0670

Tabla 5.46 Saturaciones para construcción de curva de permeabilidad relativa (Imbibición)

Virr	%	$Sw(Fr)$	S	Kro	Krw
2,03	10,19	0,10	0,00	1,00	0,00
4,53	22,74	0,23	0,14	0,64	0,00
6,94	34,84	0,35	0,27	0,38	0,02
9,09	45,63	0,46	0,39	0,22	0,06
11,19	56,17	0,56	0,51	0,12	0,13
13,02	65,36	0,65	0,61	0,06	0,23
14,64	73,49	0,73	0,70	0,03	0,35
15,99	80,27	0,80	0,78	0,01	0,48
17,04	85,54	0,86	0,84	0,00	0,59

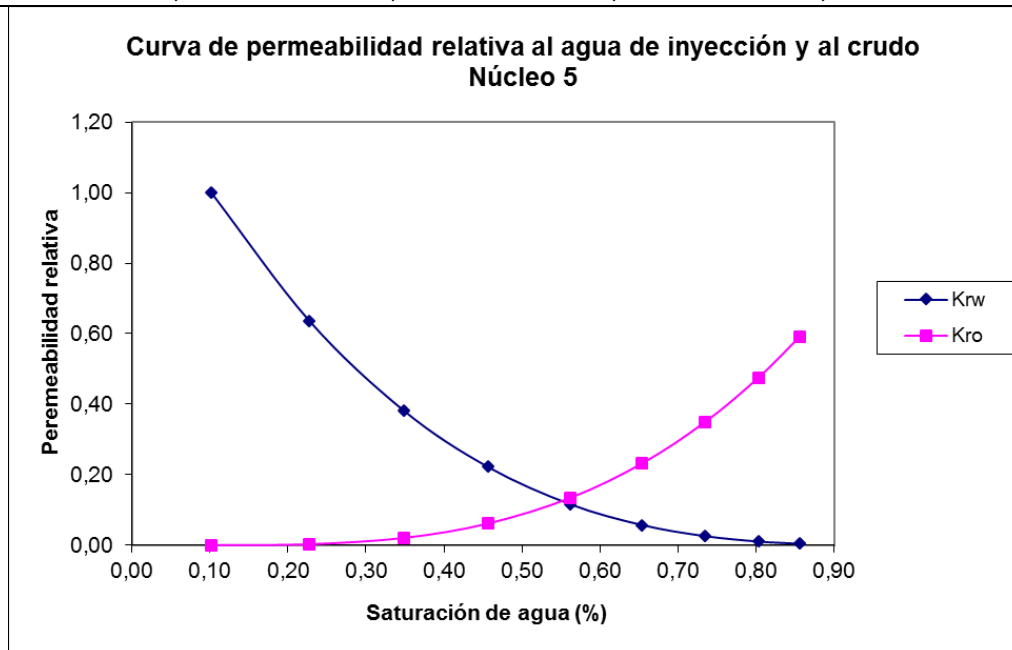


Figura 80 Curva de permeabilidad relativa sistema agua de inyección – petróleo núcleo 5

Tabla 5.47 Datos del núcleo y datos de la prueba

DATOS DEL NUCLEO	Muestra 1
Sin formulación	
Longitud del núcleo (cm) =	5,90
Diámetro del núcleo (cm) =	3,80
Área del núcleo (cm ²) =	11,34
Porosidad =	28,30
Volumen poroso -V _p - (cm ³) =	20,30
Saturación agua connata -S _{wc} - (fracción) =	0,1025
Saturación petróleo residual -S _{or} - (fracción) =	0,0921
Permeabilidad absoluta @ 1000 psi -K- (mD) =	323,00
Permeabilidad del petróleo @ S _{wc} -k _o @S _{wc} - (mD) =	1,50
Permeabilidad del agua @ S _{or} -k _w @S _{or} - (mD) =	1,09
Viscosidad del agua -μ _w - (cP) =	0,86
Viscosidad del crudo -μ _o - (cP) =	19,00
Tasa de flujo -Q- (mL/min) =	0,067
ctte = $Q \times \mu_o \times L \times 1000 / 4.0816 \times k_o @ S_{wc} \times A$ =	108,00
Temperatura -T- (°C) =	68,30
Presión en S _{wi} @ inyección de crudo (psi) =	108,00
Volumen de crudo desplazado (V _{od}) (cc) =	16,35
Volumen de agua desplazado (V _{wd}) (cc) =	18,22
Peso seco (g) =	116,7000
Tasa de flujo de crudo Swc-Q-(mL/min)=	0,0670

Tabla 5.48 Saturaciones para construcción de curva de permeabilidad relativa (Imbibición)

Virr	%	Sw(Fr)	S	Kro	Krw
2,08	10,25	0,10	0,00	1,00	0,00
5,18	25,53	0,26	0,17	0,57	0,00
7,93	39,08	0,39	0,32	0,31	0,03
10,38	51,15	0,51	0,46	0,16	0,09
12,33	60,76	0,61	0,56	0,08	0,18
14,11	69,53	0,70	0,66	0,04	0,29
15,51	76,43	0,76	0,74	0,02	0,40
16,61	81,85	0,82	0,80	0,01	0,51
17,44	85,94	0,86	0,84	0,00	0,60

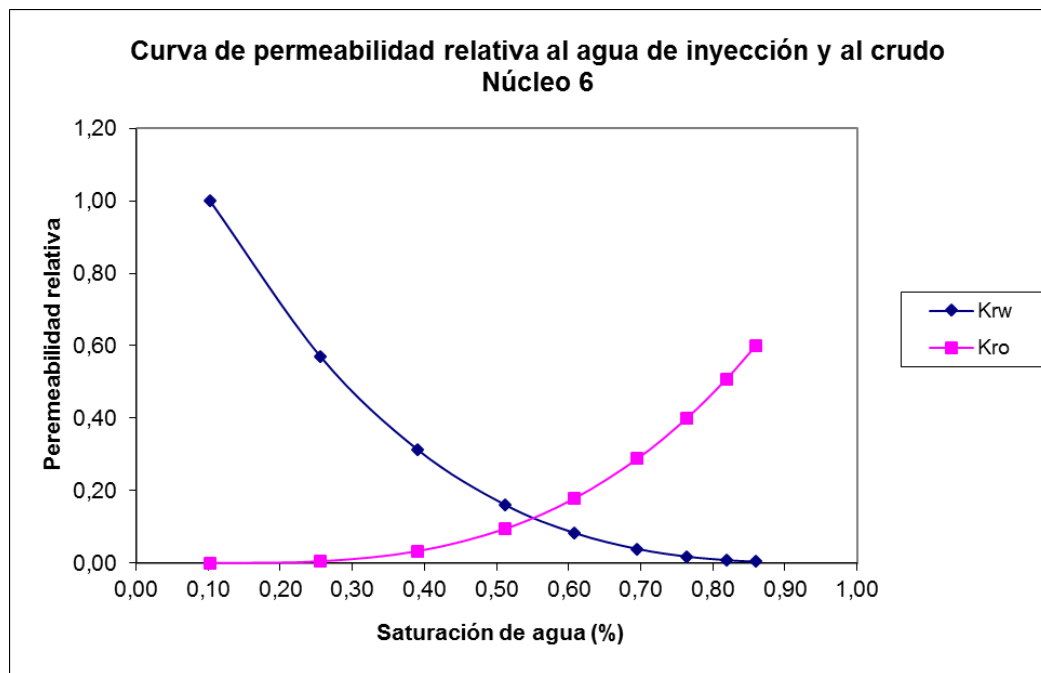


Figura 81 Curva de permeabilidad relativa sistema agua de inyección – petróleo núcleo 6

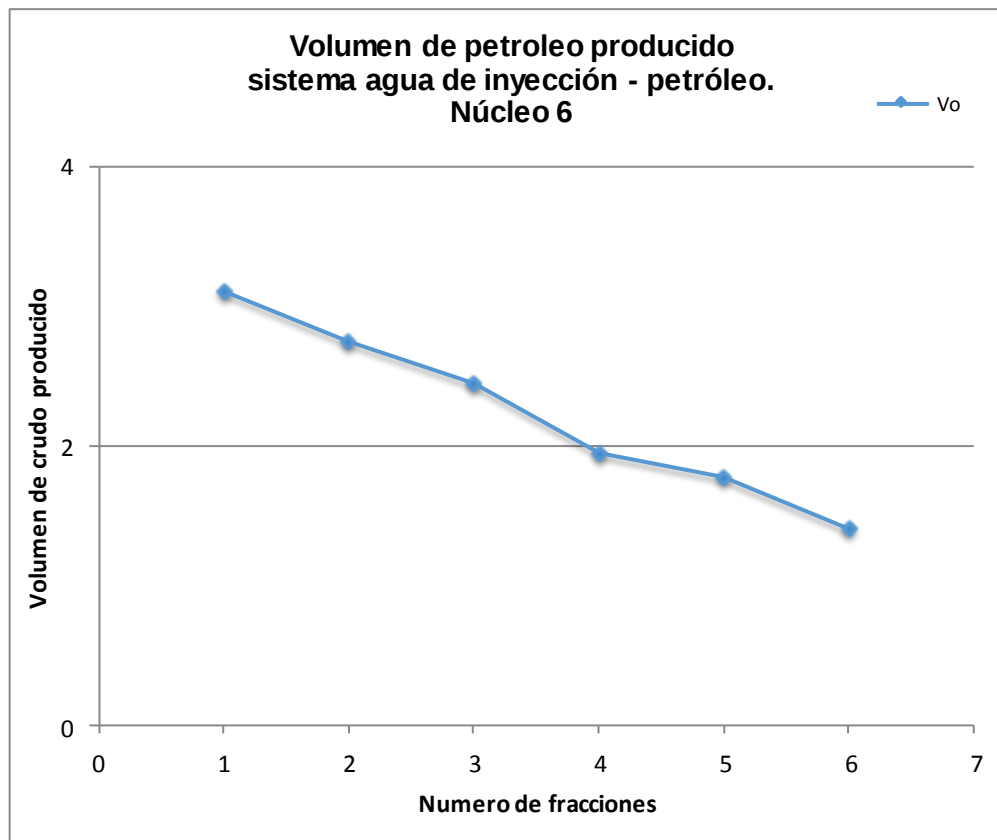


Figura 82 Petróleo producido a medida que se incrementa la saturación de agua dentro del núcleo

Las curvas de permeabilidad relativa en cada uno de los núcleos, se puede observar que la roca esta mojada al agua, y esto se debe a la naturaleza de los crudos ya que no se trata de un crudo biodegrado que pudieran afectar la mojabilidad a una tendencia hacia el crudo.

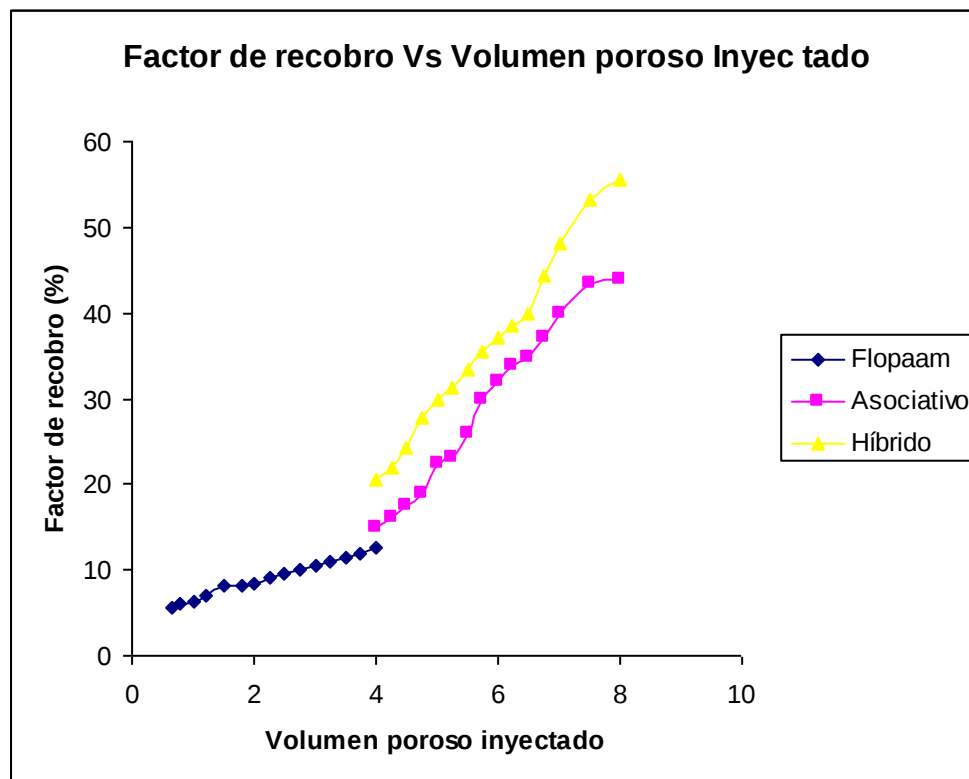


Figura 83 Factor de recobro para cada uno de los sistemas poliméricos inyectados

Como se puede apreciar en la figura 84, el comportamiento de la gráfica indica que a medida que se incrementa el volumen poroso inyectado el factor de recobro incrementa, después de 4 volúmenes porosos inyectados 81.2 cc se obtiene mayor factor de recobro con el sistema híbrido (55,6%), posteriormente el asociativo con un factor de recobro de 44% y por último el Flopaam con 12,5 % de factor de recobro.

Tabla 5.49 Densidad del agua de formación según ASTM D4052

Período (s)	Densidad (g/mL)	Densidad relativa
2652,924	1,006	1,009
2652,929	1,006	1,009
2652,926	1,006	1,009
Media	1,006	1,009
Desv. Estand.	3,21218E-05	3E-05

Tabla 5.50 Densidad del agua de formación a 68,3 °C según ASTM D4052

Período (s)	Densidad (g/mL)	Densidad relativa
2660,180	0,9987	1,011
2660,181	0,9988	1,011
2660,177	0,9987	1,011
2660,179	0,9987	1,011
2660,181	0,9988	1,011
2660,179	0,9987	1,011
2660,181	0,9988	1,011
2660,180	0,9987	1,011
2660,179	0,9987	1,011
2660,183	0,9988	1,011
2660,179	0,9987	1,011
2660,179	0,9987	1,011
2660,183	0,9988	1,011
2660,180	0,9987	1,011
2660,179	0,9987	1,011
2660,180	0,9987	1,011
2660,179	0,9987	1,011
2660,181	0,9988	1,011
2660,183	0,9988	1,011
2660,176	0,9987	1,011
2660,180	0,9987	1,011
2660,176	0,9987	1,011
Media	0,9987	1,011
Desv. Estand.	0,00002	3E-05

La densidad disminuye mínimo debido al efecto dilatante de las moléculas con el incremento de la energía cinética producto del incremento de la temperatura.

Tabla 5.51 Densidad del agua de inyección según ASTM D4052

Período (s)	Densidad (g/mL)	Densidad relativa
2653,184	1,006	1,009
2653,182	1,006	1,009
2653,179	1,006	1,008
2653,181	1,006	1,009
2653,177	1,006	1,008
2653,179	1,006	1,008
2653,178	1,006	1,008
Media	1,006	1,009
Desv. Estand.	3,09203E-05	2,87037E-05

Tabla 5.52 Densidad del agua de inyección a 68,3 °C según ASTM D4052

Período (s)	Densidad (g/mL)	Densidad relativa
2661,635	0,9934	1,005
2661,636	0,9934	1,005
2661,636	0,9934	1,005
2661,639	0,9934	1,005
2661,636	0,9934	1,005
2661,636	0,9934	1,005
2661,636	0,9934	1,005
2661,636	0,9934	1,005
2661,636	0,9934	1,005
2661,636	0,9934	1,005
2661,637	0,9934	1,005
2661,637	0,9934	1,005
2661,637	0,9934	1,005
2661,637	0,9934	1,005
2661,637	0,9934	1,005
2661,637	0,9934	1,005
2661,637	0,9934	1,005
2661,638	0,9934	1,005
2661,638	0,9934	1,005
2661,638	0,9934	1,005
2661,638	0,9934	1,005
2661,638	0,9934	1,005
2661,640	0,9934	1,005
Media	0,9934	1,005
Desv. Estand.	1,49996E-05	1,51963E-05

CONCLUSIONES

Los resultados del estudio de inyección de químicos aplicado en la tesis del yacimiento de crudo pesado localizado en el Norte de Junín conducen a las siguientes conclusiones:

PARTE I: Estudio monofásicos de las soluciones poliméricas Flopaam, asociativo e híbrido con agua de inyección con salinidad de 3,25 g/L NaCl, mostraron:

- El estudio del comportamiento reológico de las soluciones poliméricas nos permitió determinar la tasa de corte del polímero en el yacimiento para cada uno de los sistemas (Flopaan, asociativo e híbrido) y esto nos permite determinar tanto el rango de factibilidad de la aplicación de polímero como el régimen viscoso en el cual se encuentra la solución polimérica, en tal sentido cualquiera que sea el escenario en la recuperación mejorada de hidrocarburo utilizando cualquiera de los sistemas, la tasa de inyección de polímero que debe emplearse corresponde a 0,067 cc/min para que la solución se encuentra en régimen viscoelástico, es decir el rango de factibilidad de inyección de los sistemas poliméricos no presenta degradación mecánica para una velocidad en el frente de 1ft/día. .
- A medida que se incrementa la concentración del polímero se incrementa la retención del polímero en el medio poroso. A mayor concentración hay mayor relación de movilidad.
- El efecto de la filtración debe ser tomada en cuenta en los procesos de inyección del polímero en el escalamiento de la viscosidad del polímero a escala de campo, debido a que hay una pérdida de polímero y por ende una disminución en la viscosidad, también evita los problemas de inyectividad.

PARTE II Pruebas bifásicas (agua-crudo)

- Se puede apreciar en las curvas de permeabilidad relativa que la roca se encuentra mojada al agua debido a que el crudo no se encuentra fuertemente biodegradado y por ende la concentración de asfáltenos es menor y es en los asfáltenos donde se encuentran los componentes polares como los ácidos carboxílicos posibles responsables de un cambio de mojabilidad preferencialmente al crudo.
- Las pruebas de laboratorio evidencia que un nuevo sistema de polímero híbrido puede beneficiar a la recuperación mejorada de hidrocarburos de crudos pesados, basado en un polímero desplazante (HPAM) más un polímero de bajo peso molecular, baja salinidad y tolerante.
- El sistema híbrido, no simplemente mejora la recuperación de crudo por efecto del incremento de la viscosidad de la solución acuosa, es derivada por la combinación de factores que simultáneamente mejora la eficiencia de barrido y la eficiencia de desplazamiento.
- El polímero asociativo resultó ser el sistema más eficiente con respecto al polímero convencional Flopaam 3630S debido al mejoramiento de la eficiencia de desplazamiento. .
- El polímero asociativo sintetizado en PDVSA Intevep en conjunto con el Flopaan 3630S (sistema híbrido), resultó ser un sistema que permite la recuperación de crudo en mayor proporción a un polímero convencional como la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (Flopaam 3630S) actuando por sí solo.
- El polímero asociativo sintetizado en PDVSA Intevep resultó ser un polímero que presentó un incremental de 32 % con respecto al polímero Flopaan 3630S, por lo que demuestra su buen comportamiento como químico en la Recuperación Mejorada de Hidrocarburo debido a su mejoramiento en la eficiencia microscópica y macroscópica.

PARTE III Evaluación de las propiedades fisicoquímicas del polímero.

- La utilización del agua de inyección del pozo supliador NZP-256 utilizada para preparar las soluciones poliméricas evidencia que el contenido de iones divalentes como el calcio (Ca^{+2}) y el magnesio (Mg^{+2}) y sólidos totales disueltos no genera degradación del polímero que pudiera afectar la viscosidad de la solución
- Otra fuente de degradación química pudiera ser la posible presencia de oxígeno y la presencia de hierro. Por lo tanto la degradación química del polímero podría venir desde el agua, desde el crudo y posiblemente desde la roca.
- No es necesario el uso de Inhibidor de arcillas, ya que las mismas obedecen al conjunto de arcillas no expansivas.

PARTE IV Roca

- La caracterización de la roca yacimiento de la zona seleccionada, donde la inyección de polímero mejora la producción de crudo podría ser posible, mostrando arenas con heterogeneidades (facies heterolíticas, arena de grano fino, intercalaciones de arcillas, moderadas bioturbación) lo cual podría afectar la propagación del polímero a lo largo del yacimiento (eficiencia de barrido y eficiencia microscópica). Sin embargo la recuperación de petróleo es eficiente y se puede observar por efecto del incremental de crudo con la inyección de polímero demuestra su factibilidad de aplicación en este tipo de arenas.

RECOMENDACIONES

1. A fin de mitigar la declinación de presión generada por los pozos existentes en el yacimiento NZZ0035 y cumplir con la volumetría proporcionada se recomienda dar inicio a la simulación de campo utilizando los datos de entrada obtenidos en las pruebas de laboratorio, y una vez obtenido el cotejo poder iniciar la inyección de polímero en el cuarto trimestre del 2017.
2. Se sugiere utilizar la inyección de polímero como técnica de recuperación secundaria, es decir, previo a la inyección de agua y evitar algún posible efecto de adedamiento que pudiera ocurrir con inyección de agua.
3. Propagar el desarrollo del polímero asociativo sintetizado en PDVSA Intevep con el fin de escalarlo a nivel comercial y poder usar este polímero como producto Nacional y poder así minimizar costos en importación.
4. Se recomienda el uso del sistema Híbrido para obtener mayor factor de recobro en cada una de las arenas en estudio producto.
5. Se recomienda correlacionar las características petrofísicas de los otros miembros que involucra a cada unas de las arenas con el fin de minimizar tiempo de ejecución en pruebas en medio poroso y avanzar al modelado dinámico asumiendo la inyección de polímero como técnica de Recuperación Mejorada de Petróleo.

REFERENCIAS

- Aktas, F., Clemens, T., Castanier, L., Kovscek, A. (2008) Viscous oil displacement with aqueous associative polymers. SPE113264.
- Álvarez, C. (2006) Mecanismo implícitos en procesos de recuperación mejorada, Gerencia técnica de esquemas de explotación PDVSA Intevep.
- Araujo, Y. (2004). *Interacciones roca fluido para Ingeniería de Yacimientos*. Los Teques: Gerencia Técnica de Esquemas de Explotación, PDVSA Intevep.
- Alboudware,H. Felix, J Highlight heavy oil oilfield review (2006).
- Asghari, K., Nakutnyy, P., (2008). Experimental Results of polymer Flooding of Heavy Oil Reservoirs. Canadian International Petroleum Conference*SPE Gas Technology Simponsium (2008).
- Ayirala, S.C., Yousef, A.A., (2015). A state of the Art Review to develop injection-Water-Chemistry Requirement Guidelines for IOR/EOR Projects. SPE Production & Operations (SPE 169048), febrero 2015.
- Atkinson,H., (1927). Recovery of Petroleum from Oil Bearing Sands.US Patente N1,651,311.
- Ait-Kadi, A., Carreau P.J., y Chaveteau G., (1987). Rheological Properties of Partially Hydrolyzed Polyacrylamide solutions. Journal of Rheology. 537-561.
- Bai, J., Wassmuth, F., Jost, R., Zhao, L. (2012) Hydrophobically modified cellulosic polymers for heavy oil displacement in saline conditions. Paper SPE 157917 presentado en la conferencia de crudo pesado. Calgary, Alberta, Canadá, 12-14 Junio de 2012
- Baviere (1981). Basic Concepts in Enhanced Oil Recovery Process. SCI, Elsevier applied science.
- Bock, J.,Valint, P., Pace, S., Siano, D.B., Schulz, D.N., Turner, S.R. (1988) Hydrophbically Associating Polymers in Water-Soluble Polymers for Petroleum Recovery. stahl, G.A., and schulz ,D.N., Eds., Plenum Press, NY ,1988, pp.147-160.
- Bowman, C.H and Gilbert, S., 1969. A Successful Cyclic Steam Injection Proyect in the Santa Barbara field. Paper SPE- 2290

- Burger, J., Sourieau, P., y Combarous, m., (1985). Thermal Methos Oil recovery. Institut Fracais du Petrole Publications. Editions Technip, Paris, France.
- Butter, R., Sthenens, D.J.,M 1981. The Gravity Drainage of Steam-Heated Heavy Oil to Parallel Horizontakl Wells. Jornada Petroléra Canadiense. Abril-Junio. 1981. Canadá.
- Buchgraber, M. (2008) Determination of the reservoir behaviour of associative polymers at various polymer concentrations. Master's thesis, University of Leoben, Austria.
- Caram, Y., Bautista, F., Puig, J. (2006). On the rheological modeling of associative polymers. Rheologica Acta, 46:45-57.
- Carpio, G., Rodriguez, F., Modelo de distribución de fluidos para estructuras complejas de yacimiento en EL Carito Mulata y campo Santa Barbara, venezuela. Paper SPE 107948.
- Carreau, P.J., 1972. Rheological Equations from Molecular Network Theories. Trans. Soc. Rheol. 16 (1), 99–127 (Ph.D. dissertation, University of Wisconsin, Madison, 1968)
- Carrero, J. (2012). Instrucción de Trabajo: Preparación de Agua de Formación Sintética. EYEE-IT-002. Los Teques, Miranda, Venezuela: Gerencia Técnica Esquemas de Explotación, PDVSA Intevep
- Carrero, J. (2012). Instructivo Técnico: Empaque de Muestras no consolidadas. EYEE-IT-002. Los Teques, Miranda, Venezuela: Gerencia Técnica Esquemas de Explotación, PDVSA Intevep
- Centro de Estudios Integrados de Yacimiento-Oriente. (2009). Informe Final Proyecto San Cristóbal. Puerto La Cruz.
- Civan Faruck. (2016) Reservoir Formation Damage. Fundamental, Modeling, Assessment and Mitigation. Elsevier.
- CMGL (2015). [Página Web en Línea]. Disponible: http://www.cmgl.ca/uploads/files/pdf/SOFTWARE/2015%20Product%20Sheets/STARS_Product_Sheet_15-ST-03.pdf [Consulta: 2016, Febrero 15]
- Cohen, Y., Christ, F., (1986). Polymer retention and adsorption in the flow of polymer solutions through porous media. Paper SPE 12942 (Trabajo original publicado en 1984)

- Connan, J., (1984). Biodegradation of Crude oils in Reservoirs. Societe Nationale Elf- Aquitaine (propuction), Pau, France. Advances in Petroleum Geochemistry Vol. 1
- Chauveteau, G., Kohler, N., 1974. Polymer flooding: The essential elements for laboratory evaluation. Paper SPE 4745 presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, 22–24 April.
- Chauveteau, G., Kohler, N., 1984. The influence of microgels in xanthan polysaccharide solutions on their flow through porous media. SPEJ (June), 361–368
- Chauveteau, G., Tabary R y Kohler,N (1997). Rheology of Polyacrilamide Based System under Near-Well Bore Conditions. Paper SPE 37299. Presentado en la SPE en la Conferencia Internacional de química en campos de petróleo. Houston,Texas,18-21 Febrero.
- Chugh, S., Baker, R. (2000) Mainstream Options for Heavy Oil. Part I Cold Production. JCPT, April 2000, Volume 39,N°4.
- Claridge, E,L and Prats, M.A, 1995. Proposed Model and Mechanism for Anomalous Foamy Oil Behavior. Paper SPE 29343 Presentado en el Symponsium Internacional de crudo pesado en Calgary, Canada 19-21 Junio 1995.
- Dao, L., Wei, M. and Bai, B., 2014. Data Analysis and Updated Screening Criteria For Polymer Flooding Based on oilfield data. Paper SPE 168220. SPE Reservoir Evaluation and Engineerring, febrero 2014.
- Dang, C.T.Q., Chen, Z., Nguyen, N.T.B., Phung, T.C.M, (2011). Development of Isotherm Polymer/Surfactant Adsorption Models in Chemical Flooding. Paper SPE 147872 Presentado en la SPE Asia pacific Oil.
- Delamaide, E., IFP Techonologies (Canada) INC., Zaitoun, A., Renard, G., Tabary René, IFP Energies Nouvelles (2013) Pelican Lake field: First successful application of polymer flooding in a heavy oil reservoir. Paper SPE 165234 presentado en la Conferencia de recuperación mejorada de hidrocarburo. Kuala, Lumpur, Malasia, 2-4 Julio de 2012.
- Delshad, M., Bruyan, D., Pope, G.A (1986) Effect of Capillary Number on the Residual Saturation on a three-Phase Micellar Solution. SPE 1491. Presentado en la SPE/DOE fith Simponsium on Enhanced Oil Recovery of the Society Petroleum Engineering. Tulsa, Abril 20-23, (1986)

- Denys, K., Fichen, C., Zaitoun, A. (2001). Bridging adsorption of cationic polyacrylamides in porous media. Paper SPE 64984 presentado en el Simposio Internacional de Campos de Crudo. Houston, Texas, 12–16 Febrero de 2001.
- Doorwar, S. and Mohanty, K., (2015). Fingering Function for Unstable Immiscible Flow. Paper SPE 173290, Presentado en la SPE Houston.
- Dupuis, G., (2010). Polymères associatifs pour la récupération améliorée des hydrocarbures. PhD Thesis. Université de Pau et des Pays de l'Adour.
- Dyer, S.B., Farouq Ali., 1994. Linear Model Studies on the immiscible CO₂ WAG Process for Heavy Oil Recovery. SPE Reservoir Engineering, Mayo 1994.
- Eun, T. J.C. Materials Selection for Bitumen with Heavy Naphtenic Acid in Canadian Oil Sands. Proceeding of the Eighteenth (2008). International Offshore and Polar Engineering Conference Vancouver Canada, Julio 2008 SPE.
- Ekwere, P., Donald, F (1981). Paper SPE The Onset of Instability During Two-Phase Immiscible Displacement in Porous Media.
- Fan, T and Buckley, J.S Acid Number Measurements Revisited. Paper SPE 99884 Presentado en el 2006 en el Symposium on improved Oil Recovery
- Farouq Ali, S.M., 2003. Heavy oil Evermore Mobile. H.O.R. Heavy Oil Recovery Technologies Ltd, Edmonton
- Fletcher, P, S Cobos, C. Jaska, J Forsyth, M Crabtree (2012) Improving Heavy oil recovery using an enhanced polymer system. Paper SPE 154045. presentado en el XVIII simposio de recuperación mejorada de hidrocarburo. Tulsa, Oklahoma, USA, 14-18 de abril de 2012
- Fortenberry, R., Suniga, P., Pope., G.a., (2015) Selection of a Chemical EOR Strategy in a heavy Oil Reservoir Using Laboratory Data and Reservoir Simulation. Paper SPE-174520-MS presentado en la SPE conferencia de Crudo pesado en Canadá
- Green, D.W., Willhite, G.P., 1998. Enhanced Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers, Dallas.
- Gramain, P., Myard, P., 1981. Adsorption studies of polyacrylamides in porous media. Journal of Colloid and Interface Science (J. Coll. Int. Sci.), 84 (1), 114–126.

- Henthorne, L., Pope, G.A., Weerasoolya, U., Llano, V., (2014). Impact of water Softening on Chemical Enhanced Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, USA, 12-16 Abril.
- Hincapie, R., Tovar, F y Alvarez, C., 2011. Factibilidad para la aplicación de la Combustión In Situ en La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO). SPE 144027. Presentado en la Conferencia de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos. Malasya. 19-21 Julio
- Hirasaki, G.J., Pope, G.A., 1974. Analysis of factors influencing mobility and adsorption in the flow of polymer solution through porous media. SPEJ (August), 337–346.
- Huc, (2011) Heavy Crude oils. Editions Technic. France.
- Islam, M.R., Chakma, Ay Farouq Ali, S. 1989. Estado del Arte de modelaje de Combustion In Situ. Paper. SPE 18755. Presentado en la SPE de California, 5-7 Abril.
- Jennings, R.R., Rogers, J.H., West, T.J., 1971. Factors influencing mobility control by polymer solutions. JPT (March), 391–401; Trans. AIME, 251.
- Jha, K.N., Chakma, A., 199. Nitrogen injection with Horizontal Wells for Enhancing heavy Oil Recovery. Paper SPE 23029. Presentado en la Conferencia de la SPE Asia. Australia 4-7 Noviembre.
- Kopperud, H., Hansen, F., Nystrom, B. (1998) Effect of surfactant and temperature on the rheological properties of aqueous solutions of unmodified and hydrophobically modified polyacrylamide. Macromol. Chem. Phys. 199, 2385.
- Koh, H., Lee, V.B., and Pope, G.A., (2016). Experimental investigation of the effect of polymers on Residual Oil Saturation. Paper SPE- 179683-MS presentado en la SPE Improved Oil Recovery Conference held in Tulsa, Oklahoma, USA, 11 Abril.
- Knight, S., Rhudy, J (1977). Recovery of High-Viscosity Crudes by polymer flooding. The journal of Canadian Petroleum.
- Mai, A. & Kantzas, A., (2009). Heavy Oil Waterflooding. Effects of flow Rate and Oil Viscosity. Journal of Canadian Petroleum Technology, 48 (3)
- Márquez, R., Díaz, L., & Cabrera, M. (2014). Methodology for determining Relative Permeability Curves in unconsolidated systems in heavy and extra heavy oils. *HOLA Memory* , 14-128.

- Meredith, W., Kelland S.J. Influence of Biodegradation on Crude Oil Acidity and Carboxylic Composition. *Organic Geochemistry* (2000) 1059-1073.
- Morel, D.C., Zaugg, E., Jouenne, S., Danquigny, J.A (2015) Polymer injection in Deep Offshore Field Angola Learnings and in Situ Polymer Sampling Results. Paper SPE-174699-MS Presentado en la SPE Enhanced Oil Recovery Conference held in Kuala Lumpur, Malasya. Agosto.
- Morrow, N.R., 1990. Wettability and its Efecct on Oil Recovery. SPE Distinguished Author Series. JPT, December 1990.
- Norman, J.H (1991). Dictionary of Petroleum Exploration, Drilling & Production Exploration, Tulsa Oklahoma
- McCormick, C., Nonaka, T., Johnson , C. (1988) Water-soluble copolymers :27. Synthesis and aqueous solution behaviour of associative Acrylamide/N-Alkylacrylamide copolymers, *Polymer*, pp.731 - 739.
- Lake, L. (1989). Enhanced Oil Recovery. Prentice Hall. USA.
- Le page, J.F (1992) Resid and Heavy Oil Processing. Edtions technip, Paris, France.
- Levitt, D., Jouenne. S., Bondino, I (2012). Paper SPE. Polymer Flooding of Heavy Oil under adverse mobility conditions. Presentado en la conferencia Internacional de crudos pesados en Malasia.
- Litmann, (1988). Recuperación mejorada del Petróleo, FIRP S310-C
- Litmann, W., (1988). Polymer Flooding. Elsevier Science Publishers B.V. U.S.A, pp 126-127
- Li, s., Li, Z., (2012). Experimental Study on Foamy oil Flow in medio Porous Media with Orinoco Oil beltj Heaviy Oil. *Energy fuels*.
- Lu, X.G., Sun, S.Q., (2010). Aplication of thermal Recovery and Waterflood to heavy and Extra heavy Oil Reservoirs: Paper SPE 130758 presentado en la CPS/SPE International Oil.
- Oliveros, D., Rodriguez, D (2013). Laboratory evaluations for the first pilot polymer flooding in a heavy oil field from Faja Petrolífera del Orinoco (FPO). Conferencia latinoamericana de crudos Pesados. Mexico.
- Ogunberu, A.L. & Asghari, K., 2006. Curtailing water production in oil wells: A case for anionic polymers. , 50, pp.176–194.
- Pancharoen, M., (2009) Physical properties of associative polymer solutions. Tesis publicada:
<https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/pereports/MS/Pancharoen09.pdf>
 [Consultado: 2014, Febrero 28]

- PDVSA. (2012). [Página Web en Línea]. Disponible: http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/readmenu.tpl.html&newsid_obj_id=544&newsid_temas=96 [Consulta: 2015, Febrero 22]
- Phys, R.A.J., Gramain, P., Myard, P. (1981). Elongational deformation by shear flow of flexible polymers adsorbed in porous media. 184(12), pp.180–184.
- Qintero, C., Armas, F., (2012) Cyclic Steam Injection Statistical Analysis en el distrito San Tome, FPO. Paper WHOC 12-214. Presentado en el Congreso Mundial de crudos Pesados 2012.
- Qi, P., Ehrenfried, D.H., Koh, H. (2016). Reduction of Residual Oil Saturation in Sandstone cores using viscoelastic Polymers. Paper SPE- 179689-ms presentado en la SPE Improved Oil Recovery Conference held in Tulsa, Oklahoma, USA. Abril 2016.
- Raney, K., Ariyala, S., Chin, R y Verbeek, P., (2011). Surface and Subsurface Requirements for successful implementation of offshore Chemical Enhanced Oil Recovery
- Rambeau, O., Alves, M.E., Passade-Boupat, N (2015) Chemical Solutions to handle Viscosified Back Produced Water en case of Polymer Flooding paper SPE-177501-MS Presentado en la Abu Dhabi International Petroleum Exhibition. 9-12 Noviembre.
- Rojas, M., Fuentes, N., Vásquez, C. (2014). Proyecto de incremento de presión por inyección de agua yacimiento OFIF,G NZZ 0035 campo Norte Zuata, área San Cristóbal
- Romero, D.J., Fernandez, B., Rojas, D., (2001). Thermodynamic Characterization of a PVT of Foamy Oil. Paper SPE 69724 presentado en la SPE International thermal operation and Heavy Oil Symposium held in Port of Spain, Margarita Island, Venezuela, 12-14 marzo.
- Saboorian-Jooybari, H., Dejam, M., (2015). Half- Century of Heavy Oil Polymer Flooding from laboratory Core Floods to Pilot and Field Applications. Paper SPE-174402 presentado en la SPE. Canada Heavy Oil.
- Salager, J. (2005). Recuperación Mejorada del Petróleo. FIRP S357-C.
- Samanta, A., Bera, A., Ojha, K., Mandal, A. (2012) Comparative studies on enhanced oil recovery by alkali–surfactant and polymer flooding.

Publicado en Journal Petroleum Exploration Production Technologies.
Doi 10.1007/s13202-012-0021-2

Seright, R.S., (2010). Potential for Polymer Flooding Reservoirs with viscous oils. Paper SPE 129899 Presentado en la SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, USA. 24-28 Abril.

Seright, R.S., (2014). Course on polymer Flooding reservoirs with viscous Oils. Paper SPE 129899 Preesentado en la SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, 24-28 Abril 2010. SPE Journal, March 2011.

Shabib-Asi, A., Ayoub, M.A., Saaid, I.M (2014)

Sheng, J (2011). Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice.

Shen C., (2015). A Practical Approach for the modeling of foamy Oil drive Proces. Paper SPE -174431-MS Presentado a la SPE Canada Heavy oil.

Slumberger oilfield glossary, 2016. <http://www.glossary.oilfield.slb.com>.

Schlumberger (2016) [Página Web en Línea]. Disponible: <https://www.software.slb.com/products/eclipse/chemicaleor> [Consulta: 2016, Febrero 15]

Sorbie, K. (1991) Polymer Improved Oil Recovery. Blackie-Glasgow, Londres.

Sun, H.Q., Zhang, Y.G., Cao, X.L. (2002) Polymer enhanced oil recovery technology. University of Petroleum Publishing, China, pp 282–289.

Taylor K.C., Nasr El Din H. A (1995). Water-soluble hydrophobically associating polymers for improved oil recovery: a literature review. Paper SPE 29008. Presentado en el simposio internacional de química de campo de crudo. San Antonio, Texas, USA, 14-17 de febrero de 1995

Universidad Pedagógica Experimental Libertador. (2012). Manual de Trabajo de Grado de Especialización y Maestria y Tesis Doctorales. Fondo Editorial de la Universidad Pedagógica Experimental Libertador. 4^a edición. Caracas (p. 21)

Urdaneta, M.C.; Castellanos, E (2012) Potential aplication of termal processes to improve Extra heavy oil Recovery.

Verzaro, F., Bourrel, M., Garnier, O., Zhou, HG (2002). Heavy Acidic Oil Transportation by Emulsion in Water. Paper SPE 78959. Presentado en la SPE Internacional Operaciones Térmicas, conferencia Canda, noviembre.

- Wang, J., Dong, M (2007). Paper 2007-178 A Laboratory Study of Polymer Flooding for Improving Heavy Oil Recovery. Presentado en la Conferencia Internacional de Petróleo Alberta, Canada 12-14 Junio (2007)
- Wenger, L.M., Davis, C.L (2002). Multiple Controls on Petroleum Biodegradation and Impact on Oil Quality. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. October 2002.
- Wyatt, K., Pitts, M.J (2002). Mature Waterfloods Renew Oil Production by Alkaline-Surfactant-Polymer Flooding. Paper SPE 78711 Presentado en la SPE Eastern Regional Meeting held in Lexington. U.S.A. Octubre 2002.
- Witte, J., Hill, D.G. 2008 Direct Current Electrical Enhanced Oil Recovery in heavy Oil Reservoirs to improve Recovery, Reduce Water Cut, and reduce H₂S Production while increasing API Gravity. SPE 114012. Presentado en California, U.S.A Abril 2008.
- Willhite, G.P., Dominguez, J.G., 1977. Mechanisms of polymer retention in porous media. In: Shah, D.O., Schechter, R.S. (Eds.), Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding. Academic Press, pp. 511–554.
- Willhite, G.P., Uhl, J.T., 1986. Correlation of the mobility of biopolymer with polymer concentration and rock properties in sandstone. Proceedings of the ACS Division of PMSE Fall Meeting, Anaheim (September) 55, 577
- Wassmuth, F.R., Arnold, W., Green, K., (2007). Paper 2007-184 JCPT. Polymer Flood Application to Improve Heavy Oil Recovery at East Bodo
- Zinszner, B. and Pellerin, F.M. (2007). A Geoscientist Guide to Petrophysics. Editions Technip, Paris, France, 2007.
- ZITHA, P.L.J., OS, K.G.S. VAN & DENYS, K.F.J., (1998). SPE 39675 Adsorption of Linear Flexible Polymers During Laminar Flow Through Porous Media: Effect of the Concentration
- Zhang, Y.P., Sategh, S. and Huang, S., 2006. Enhanced Heavy Oil Recovery by immiscible WAG Injection. Paper SPE 2006-014. Conferencia Internacional de Petróleo. Canadá
- Zhou, W., Zhang, J., Hang, M (2007). Application of Hydrophobically associating Water-Soluble polymer for polymer flooding in China. Conferencia Internacional de Tecnología Petrolera (IPTC). Presentado en Dubai 4-6 Diciembre.

APÉNDICE

Apéndice A columna Sedimentalógica del Pozo NZP-173

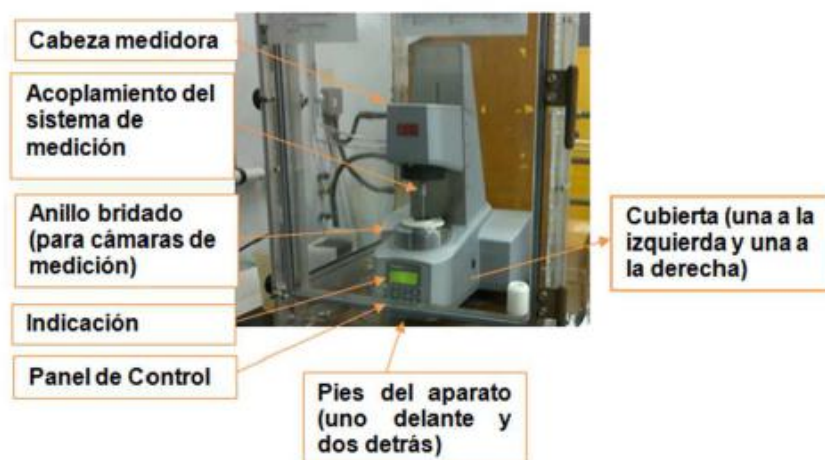
Reómetro physica MCR serie 301 (Anton Paar)



Es un instrumento de laboratorio que se usa para determinar el comportamiento reológico y las propiedades viscoelásticas de fluidos, polímeros fundidos, sólidos y materiales reactivos. El reómetro physica MCR serie 301 (Anton Paar) es un reómetro de cojinete de aire diseñado para productos de desarrollo industrial y de investigación básica. El rango de su torque y la resolución angular son ideales para un amplio rango de muestras.

Es posible cualquier tipo de combinación de ensayos reológicos, tanto en modo rotativo como oscilatorio en un campo de medición de -200°C hasta 650°C . Además, la modularidad del sistema permite la integración de dispositivos de temperatura y accesorios específicos de las aplicaciones.

Éste posee un compresor JUN-AIR modelo OF302-25M para proporcionar el aire necesario para el funcionamiento del cojinete de aire que posee el rotor, el cual a su vez posee dos filtros clearpoint modelo S040, debido a que los cojinetes de aire requieren un suministro regular de aire limpio, seco y libre de aceite, con una presión de entrada recomendada de 5 bar (máx. 10 bar). También posee una membrana de secado, versión tubular drypoint, a fin de eliminar la humedad presente en el aire, igualmente posee un baño termostatzado JULA F25-MC, que emplea agua como medio líquido, con un rango de temperatura entre 5°C y 80°C para dicho medio líquido. Actualmente se emplea como refrigerante a temperatura ambiente.



Baño termostatzado

El baño termostatzado JULABO modelo F25-MC se emplea para la aplicaci3n de temperatura a determinados medios lquidos contenidos en un recipiente. Actualmente se emplea como un bafo refrigerante, a temperatura ambiente, el medio lquido empleado en la actualidad es agua.



Filtros clearpoint

Los filtros clearpoint que se encuentran integrados al equipo están contruidos para la separación de partículas sólidas, aerosoles, vapores de aceites y olores, en el aire comprimido suministrado por el compresor, debido a que el reómetro physica serie 301 (Anton Paar) trabaja con cojinete de aire y los equipos con cojinete de aire requieren un suministro regular de aire limpio, seco y libre de aceite. La alimentación de aire debe cumplir los requerimientos según la ISO 8573.1 categoría 1.2.1. Con un tamaño de partícula $< 0,1 \mu\text{m}$ y un contenido de aceite de $0,01 \text{ mg/m}^3$.

Los filtros clearpoint utilizados cumplen con este aspecto, ya que son del tipo S040 (con un elemento filtrante super fino para la separación de partículas sólidas de hasta $0,01 \mu\text{m}$ y $0,01 \text{ mg/m}^3$ en contenido de aceite).



Secador de membrana drypoint rohr versión tubular

El objetivo más importante del secador de membrana drypoint rohr versión tubular es el tratamiento del aire comprimido, eliminando las impurezas y la humedad, lo cual es de suma importancia ya que el aire comprimido con un alto contenido de humedad puede causar fallas importantes, puesto que la condensación de agua en redes de aire comprimido origina corrosión, propicia el crecimiento de microorganismos y supone un peligro constante para el funcionamiento de cualquier instalación.

Las exigencias respecto al grado de secado (punto de rocío) varían en función de la aplicación, en este caso los datos de capacidad y las reducciones del punto de

Geometrías empleadas



DG26 Doble gab:

Se utiliza para colocar la muestra a utilizar durante el ensayo de la determinación de la viscosidad dinámica en función de la tasa de corte por reometría específicamente para fluidos con viscosidades cercanas a del Agua (H_2O), (aproximadamente 1cp).



Geometría CC27:

Se utiliza para colocar la muestra a utilizar durante el ensayo de la determinación de la viscosidad dinámica en función de la tasa de corte por reometría, específicamente empleada para fluidos con viscosidades menores o iguales a 100 cp.



Geometría CC17:

Se utiliza para colocar la muestra a utilizar durante el ensayo de la determinación de la viscosidad dinámica en función de la tasa de corte por reometría, específicamente para fluidos con viscosidades mayores a 100 cp.

APENDICE C

Modelo híbrido (MDC) propuesto para el cálculo de permeabilidades relativas asociadas a sistemas de yacimientos de roca no consolidada y crudos pesados y extrapesados.

Método JBN

Se trata de un método que determina las permeabilidades relativas a partir de datos experimentales obtenidos en pruebas de desplazamiento de tipo dinámico (no estacionario). Este método se basa en el trabajo realizado por Welge y la teoría de Buckley y Leverett, que se refiere al desplazamiento de dos fluidos incomprensibles e inmiscibles a través de un medio poroso homogéneo aplicó y fue desarrollado por Johnson, Bossler y Naumann en 1959 (Contreras & García, 2001). Este método tiene en cuenta una serie de variables que tienen un alto impacto en el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa, como la inyección de fluidos de flujo, la diferencia de presión del sistema y la viscosidad del fluido.

Las ecuaciones que se presentan en el método IBN para un sistema de dos fases son (Glover):

Saturación de agua irreducible (S_{wirr})

$$S_{wirr} = \frac{V_p - V_{ad}}{V_p} \quad \text{Ecuación 1}$$

Saturación de agua promedio (S_{wp})

$$S_{wp} = \frac{V_o}{V_p} + S_{wirr} \quad \text{Ecuación 2}$$

Agua inyectada acumulada (WID)

$$WID = \frac{V_o}{V_p}$$

Ecuación 3

Radio de Inyección (I_R)

$$I_R = \frac{\Delta p_i}{\Delta p}$$

Ecuación 4

Delta 1 (Δ_1)

$$\Delta_1 = \frac{1}{WID_n} - \frac{1}{WID_{n-1}}$$

Ecuación 5

Delta 2 (Δ_2)

$$\Delta_2 = \frac{1}{WID_n} * I_{R_n} - \frac{1}{WID_{n-1}} I_{R_{n-1}}$$

Ecuación 6

Flujo fraccional de crudo (f_o)

$$f_o = \frac{V_o}{V_T}$$

Ecuación 7

Saturación de agua final (S_w)

$$S_w = S_{wp} - (f_o * WID)$$

Ecuación 8

Permeabilidad Relativa del crudo (K_{ro})

$$K_{ro} = f_{out} \frac{\Delta_2}{\Delta_1}$$

Ecuación 9

Permeabilidad Relativa del agua (K_{rw})

$$K_{rw} = K_{ro} * \frac{\mu_w * (1 - f_{out})}{\mu_o * f_{out}}$$

Ecuación 10

donde μ_o , viscosidad del crudo; μ_w , viscosidad de agua; Δp_i , diferencial de presión en las condiciones iniciales; Δp , diferencial de presión en cada fracción; V_p , volumen poroso; V_{ad} , volumen de agua desplazado.

Correlaciones de Willie

Para arenas no consolidadas con grano pobremente clasificado (Escobar, 2008):

Saturación (S)

$$S = \frac{S_w - S_{wirr}}{1 - S_{wirr}}$$

Ecuación 11

Permeabilidad Relativa del crudo (K_{ro})

$$K_{ro} = (1 - S)^2$$

Ecuación 12

Permeabilidad Relativa del agua (K_{rw})

$$K_{rw} = S^{3.5}$$

Ecuación 13

donde S_w , saturación de agua; S_{wirr} , saturación de agua irreducible.

Correlación de Corey y Asociados

- Para arenas no consolidadas durante procesos de drenaje (Escobar, 2008):

Saturación (S)

$$S = \frac{S_o}{1 - S_{wirr}} \quad \text{Ecuación 14}$$

Permeabilidad Relativa del crudo (K_{ro})

$$K_{ro} = S^3 \quad \text{Ecuación 15}$$

Permeabilidad Relativa del agua (K_{rw})

$$K_{rw} = (1 - S)^2 \quad \text{Ecuación 16}$$

donde S_o , saturación de crudo; S_{wirr} , saturación de agua irreducible.

Para arenas no consolidadas durante procesos de imbibición (Escobar, 2008):

Saturación (S)

$$S = \frac{S_w - S_{wirr}}{1 - S_{wirr}} \quad \text{Ecuación 17}$$

Permeabilidad Relativa del crudo (K_{ro})

$$K_{ro} = (1 - S)^3 \quad \text{Ecuación 18}$$

Permeabilidad Relativa del agua (K_{rw})

$$K_{rw} = S^3$$

Ecuación 19

Cálculo de tasa de cortes en el núcleo:

La viscosidad aparente del bulk versus tasa de corte fueron analizadas realizando análisis de regresión lineal por el Software (V3.2) que modela Carreau y modelo de ley de potencia ecuación 20.

$$\mu_{app} = K * (\dot{\gamma})^{(n-1)}$$

Ecuación 20

$$\dot{\gamma}_{core} = \alpha_1 \cdot \left(\frac{3n+1}{4n} \right)^{\frac{n}{n-1}} \left(\frac{4u}{\sqrt{8k\phi}} \right)$$

Ecuación 21

Después de la inyección de polímero a Q fijo, la caída de presión del polímero fue obtenida a tasa de inyección constante (Qp) y entonces la viscosidad del núcleo fue calculada usando la permeabilidad absoluta y la ley de Darcy.

$$\mu_{core} = \left(\frac{k \cdot A \cdot \Delta P_p}{L \cdot Q_p} \right)$$

Ecuación 22

Igualando viscosidad aparente y viscosidad en el núcleo y sustituyendo dentro de la ecuación 21 es obtenida la constante α_1

$$\alpha_1 = \left(\frac{\mu_{core}}{K} \right)^{\frac{1}{n-1}} \cdot \frac{1}{\dot{\gamma}_c}$$

Ecuación 23