

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DE LAS INTERACCIONES ROCA-FLUIDO AL REALIZAR ESTIMULACIONES QUÍMICAS TIPO ASP (ÁLCALI-SURFACTANTE-POLÍMERO) PARA RECOBRO MEJORADO DE CRUDO, EN NÚCLEOS DE ROCA DE LA FORMACIÓN LAGUNILLAS, CAMPO LA SALINA; VENEZUELA

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Lic. Rodríguez, Daniela
Para optar al Título
de Magister en Ciencias Geológicas

Caracas, 2016

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DE LAS INTERACCIONES ROCA-FLUIDO AL REALIZAR ESTIMULACIONES QUÍMICAS TIPO ASP (ÁLCALI-SURFACTANTE-POLÍMERO) PARA RECOBRO MEJORADO DE CRUDO, EN NÚCLEOS DE ROCA DE LA FORMACIÓN LAGUNILLAS, CAMPO LA SALINA; VENEZUELA

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Sandro Gasbarray
TUTOR INDUSTRIAL: Msc. Richard Márquez

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Lic. Daniela Rodríguez
para optar al Título
de Magister en Ciencias Geológicas

Caracas, 2016

Caracas, Enero de 2016

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Facultad de Ingeniería, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Licenciada Daniela Rodríguez, titulado:

“Evaluación de las interacciones roca-fluido al realizar estimulaciones químicas tipo ASP (Álcali-Surfactante-Polímero) para recobro mejorado de crudo, en núcleos de roca de la Formación Lagunillas, Campo La Salina; Venezuela”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Magíster en Ciencias Geológicas, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

Jurado
Dra. Liliana López

Jurado
Dr. José Centeno

Prof. Sandro Gasbarray
Tutor

Mcs. Richard Márquez
Tutor

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Central de Venezuela, porque fue la Casa de Estudios que me ha brindado una formación integral y gratuita, desde mi formación en pregrado hasta postgrado.

A mi tutor académico, el Prof. Ovidio Suárez por su apertura para aceptar cada vez más trabajo incondicionalmente y, por todas sus observaciones, que nos hacen reflexionar que todos los días hay algo que aprender y, que todo puede ser cada vez mejor. La mente que se abre a una nueva idea jamás volverá a su tamaño original (pensamiento anónimo).

A mi tutor industrial, Richard Márquez, quien aunque le gusta trabajar con la puerta cerrada, tiene siempre las puertas abiertas para atenderme en cada una de mis dudas y, me ayudó cuando ya mis fuerzas no eran suficiente para terminar de adecuar equipos en el laboratorio.

A mi nuevo tutor Sandro Gasbarry, por haberme aceptado y ocupar la responsabilidad de mi primer tutor el Prof. Ovidio, que espero esté lleno de la gracia de Dios en estos momentos y que todo sea tan bueno en esa otra vida que no necesite si quiera regresar.

A Dios, por darme la salud y la constancia necesaria para seguir estudiando a pesar de todas las tareas diarias de la vida cotidiana. Y como dijo Beethoven, el genio se compone de dos por ciento de talento y noventa y ocho por ciento de perseverante trabajo.

A mis compañeros Alida Veliz y Yefrenck Castro, quienes considero los primeros autores de esta tesis, porque fueron sus ideas y apoyo, las que hicieron posible el desarrollo de este trabajo. Son mis tutores de corazón y amigos de la vida.

A mi supervisora Xiomara Gutiérrez quien me ha dado todo el apoyo para estudiar y trabajar, es una persona que impulsa a la superación y realización profesional.

A mi familia y amigos, porque pasaron conmigo la prueba de las adversidades. Y aunque nos parece que el postgrado nos quita tiempo con la familia, creo que también nos abre la visión de cómo la ciencia y el conocimiento nos da mayor confianza, que a la final se refleja en las relaciones interpersonales.

A mis enemigos, a quienes haré mis amigos para derribarlos.

Rodríguez, Daniela

EVALUACIÓN DE LAS INTERACCIONES ROCA-FLUIDO AL REALIZAR ESTIMULACIONES QUÍMICAS TIPO ASP (ÁLCALI-SURFACTANTE-POLÍMERO) PARA RECOBRO MEJORADO DE CRUDO, EN NÚCLEOS DE ROCA DE LA FORMACIÓN LAGUNILLAS, CAMPO LA SALINA; VENEZUELA

Tutor Académico: Prof. Sandro Gasbarry. Tutor Industrial: Msc. Richard Márquez.

Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología. Año 2016, 123 p.

Palabras claves: Mojabilidad, Amott Harvey, Resonancia Magnética Nuclear, Difracción Rayos X.

Resumen.

La necesidad de aumentar la producción ha llevado al desarrollo de nuevas técnicas o a la optimización de tecnología de recuperación mejorada de crudos a ser aplicadas en yacimientos, que hayan sido sometidos a esquemas de recuperación secundaria mediante inyección de agua o gas. Esto va justificado por el hecho de que aproximadamente el 80% del crudo en sitio permanece atrapado en el yacimiento debido, entre otros factores, a condiciones adversas de mojabilidad. La mojabilidad es un factor muy importante en los procesos de recuperación mejorada. Esta propiedad gobierna la distribución de los fluidos en el medio poroso y es esta distribución la que determina las propiedades macroscópicas de transporte del medio, de acuerdo a cual fluido se adhiere a la roca y cual no. La mojabilidad forma parte de los estudios de interacción roca-fluido. Las interacciones roca-fluido dependen de cómo el sistema está interconectado hidráulicamente, es decir, cuantificar las fuerzas de repulsión y atracción entre la roca y los fluidos presentes (agua, gas y petróleo). En las últimas décadas adquiere gran importancia la recuperación del petróleo residual, es decir, el petróleo que no puede ser desplazado por un método de recuperación primaria, a través de la introducción de sustancias químicas, que han reconocido el potencial de la inyección de las mezclas álcali surfactante-polímero (ASP). La tecnología ASP es un proceso de recuperación mejorada que va sumando los beneficios de las propiedades fisicoquímicas de cada uno de estos componentes químicos. Estas mezclas actúan principalmente sobre las fuerzas capilares, las cuales son las principales responsables de la retención del crudo en yacimientos. Mientras mayor sean las fuerzas capilares más retenido estará un fluido, según sea la viscosidad del fluido desplazante, la velocidad intersticial y la tensión entre los

fluidos desplazado y desplazante. La acción principal de una inyección ASP es lograr el máximo de solubilidad entre el crudo y el agua, es decir, disminuir la tensión interfacial (TIF) entre, la activación de surfactantes naturales y el mejoramiento de la capacidad desplazante del fluido inyectado (control de movilidad).

En la industria del petróleo existe el diseño de formulaciones químicas que tienen el menor grado de adsorción y alteración de la mojabilidad de la roca, con el propósito de mantener inalteradas las concentraciones a lo largo del recorrido en el yacimiento y mejorar así la recuperación de petróleo.

El objetivo de esta investigación es evaluar la mojabilidad de la superficie de las rocas para diferentes yacimientos Venezolanos a partir de tres técnicas: Amott-Harvey, Resonancia Magnética Nuclear (RMN) y Espectroscopía de Fotelectrón de Rayos X (XPS) cuando son sometidas a inyección de ASP, a fin de disponer de una estrategia de recuperación basada en la evaluación de la mojabilidad de la roca que maximice el factor de recobro. Para el desarrollo de este estudio fueron utilizados núcleos de arena no consolidada de un yacimiento al occidente del país y fue cuantificada su mojabilidad por las técnicas mencionadas, de modo de verificar su analogía. Para establecer el incremento del recobro de petróleo, fue realizada una prueba de desplazamiento con un núcleo no consolidado a las condiciones de yacimiento (P y T) y por último, la re-evaluación de la mojabilidad a través de la técnica de XPS, por ser la más eficiente y rápida. Pudo observarse mediante la prueba de desplazamiento que la formulación optimizada de ASP, logra un aumento en el recobro de petróleo en el orden del 16,13% después de inyectada. Ensayos de interacción roca fluido en estática, fueron realizados con 16 muestras de arena en contacto, durante un mes con la formulación ASP (álcali, surfactante y polímero), y fue evaluada la adsorción de cada uno de los tres componentes, resultando altos valores de pérdida que van en detrimento a la factibilidad económica para su aplicación en una prueba piloto. El estudio de mojabilidad para estas muestras, demuestra que la formulación ASP altera la condición de mojado combinado: de mojado débilmente al crudo a mojado intermedio.

ÍNDICE

CAPÍTULO I	
INTRODUCCIÓN.....	1
OBJETIVOS.....	3
CAPÍTULO II	
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	4
CAPÍTULO III	
MARCO REFERENCIAL	
3.1.- Recuperación Mejorada.....	6
CAPÍTULO IV	
ZONA DE ESTUDIO.....	
4.1.- Ubicación geográfica del área.....	9
4.2.- Marco estratigráfico.....	10
4.3.- Marco estructural.....	13
CAPÍTULO V	
MOJABILIDAD.....	
5.1.- Tensión superficial e interfacial.....	20
5.2.- Mojabilidad uniforme.....	26
5.3.- Mojabilidad débil.....	27
5.4.- Mojabilidad intermedia.....	27
5.5.- Mojabilidad fraccional.....	27
5.6.- Mojabilidad mixta.....	28
5.7.- Factores que afectan la mojabilidad.....	28
5.7.1.- Componentes activos del crudo.....	28
5.7.2.- Química del agua de formación.....	29
5.7.3.- Mineralogía de areniscas y carbonatos.....	29
5.7.4.- Temperatura y presión del yacimiento.....	29
5.7.5.- Profundidad de la estructura del yacimiento.....	30
5.8.- Importancia de la Mojabilidad en la Industria.....	31
5.9.- Métodos para determinar la Mojabilidad de una Superficie.....	32
5.9.1.- Método USBM.....	33
5.9.2.- Método Amott.....	34
5.9.3.- Método XPS.....	39
5.9.4.- Método RMN.....	42
CAPÍTULO VI	
PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO PARA RECUPERACIÓN MEJORADA.....	
	48
CAPÍTULO VII	
METODOLOGÍA.....	
7.1.- Selección y reempaque de las muestras.....	58

7.2.- Limpieza de las muestras.....	62
7.3.- Evaluación de la mojabilidad por el método de Amott Harvey.....	64
7.4.- Restauración o añejamiento de las muestras.....	65
7.5.- Drenaje forzado.....	65
7.6.- Imbibición espontánea.....	66
7.7.- Imbibición forzada.....	67
7.8.- Drenaje espontáneo.....	65
7.9.- Cálculo del índice de mojabilidad.....	69
7.10.- Interpretación de la condición de mojado.....	69
7.11.- Evaluación de la mojabilidad por el método de resonancia magnética nuclear.....	69
7.12.- Evaluación de la mojabilidad por el método de espectroscopía fotoelectrón de rayos X.....	70
7.13.- Pruebas de desplazamiento para cuantificar factor de recobro y medir adsorción.....	71
7.13.1.- Lavado de arena.....	73
7.13.2.- Empaque de la arena.....	73
7.13.3.- Montaje del núcleo.....	73
7.13.4.- Proceso de desplazamiento.....	75
7.13.5.- Cuantificación del POES.....	75
7.13.6.- Cuantificación del factor de recobro con inyección de agua.....	76
7.13.7.- Cuantificación del factor de recobro con inyección de formulación.....	76
7.14.- Adsorción.....	76
7.14.1.- Cuantificación de la adsorción de álcali.....	77
7.14.2.- Cuantificación de la adsorción de surfactante.....	79
7.14.3.- Degradación del polímero.....	82

CAPÍTULO VIII

RESULTADOS.....	84
8.1.- Muestras.....	84
8.2.- Descripción química de los fluidos.....	84
8.3.- Análisis mineralógico.....	85
8.4.- Drenaje forzado.....	87
8.5.- Imbibición espontánea.....	87
8.6.- Imbibición forzada.....	88
8.7.- Drenaje espontáneo.....	89
8.8.- Cálculo del índice de mojabilidad de acuerdo a las ecuaciones de Amott-Harvey.....	89
8.9.- Interpretación de la condición de mojado.....	90
8.10.- Técnica de resonancia magnética nuclear.....	91
8.11.- Técnica de espectroscopía fotoelectrón de rayos X (XPS).....	93
8.12.- Pruebas de desplazamiento para cuantificar factor de recobro y medir adsorción.....	95
8.13.- Adsorción.....	96
8.13.1.- Adsorción del álcali.....	98
8.13.2.- Adsorción del surfactante.....	98
8.13.3.- Alteración del polímero.....	101

CAPÍTULO IX	
CONCLUSIONES.....	104
CAPÍTULO X	
RECOMENDACIONES.....	106
CAPÍTULO XI	
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	107
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	113
NOMENCLATURA.....	122

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación geográfica del área.....	9
Figura 2. Esquema para futura prueba piloto en unidad de flujo contenida en la Fm. Lagunillas Inferior.....	10
Figura 3. Cuadro de correlación a nivel nacional de las unidades más importantes dentro del Neógeno de Venezuela.....	10
Figura 4. Cuadro de correlación de la cuenca del Lago de Maracaibo.....	11
Figura 5. Registro tipo que asocia las unidades de flujo de la zona de estudio con la formación geológica correspondiente.....	12
Figura 6. Marco Geológico regional para la sedimentación en Venezuela (Cuenclas de Maracaibo, Falcón, Barinas-Apure y oriental) durante el Mioceno-Plioceno.....	13
Figura 7. Sección O-E de la cuenca de Maracaibo.....	14
Figura 8. Rasgos estructurales de Venezuela Occidental.....	15
Figura 9. Sistema petrolero 1 definido en la cuenca del Lago de Maracaibo, roca madre Formación La Luna, en la Fase 1 (38 M.a.).....	17
Figura 10. Sistema petrolero 2 definido en la cuenca de Maracaibo, roca madre Formación La Luna, al tiempo presente.....	18
Figura 11. Sistema petrolero 3 definido en la cuenca de Maracaibo, roca madre Grupo Orocué, al tiempo presente	18
Figura 12. Fuerzas presentes en la roca con dos o más fluidos.....	19
Figura 13. Fuerzas atractivas que actúan sobre las moléculas en el seno de un líquido y en la superficie libre.....	20
Figura 14. Diferentes fuerzas a las que están sometidas las moléculas de la interfase y del seno de cada líquido	21
Figura 15: Tendencia relativa de adhesión de un fluido sobre una superficie sólida.....	22
Figura 16. Esquema de un sistema de dos líquidos inmiscibles (agua y aceite) en contacto con una superficie mineral	23
Figura 17. Efectos de las litologías y los fluidos en las tendencias de mojado.....	25
Figura 18. Mojabilidad Uniforme: a) Roca mojada al agua. b) Roca mojada al petróleo.....	27
Figura 19. Efecto de la profundidad de la estructura del yacimiento con la mojabilidad.....	30
Figura 20. Áreas bajo las curvas de presión capilar para el cálculo del índice de mojabilidad por método USBM	34
Figura 21. Instrumentos para desplazamientos espontáneos y forzados.....	35
Figura 22. Representación triangular de índices de mojabilidad.....	38
Figura 23. Esquema de funcionamiento de método XPS.....	41
Figura 24. Espectro XPS.....	41
Figura 25. Aplicación de la transformada inversa de Laplace de la señal de T_2	43
Figura 26. Decaimiento de la magnetización en función del tamaño de poro.....	45
Figura 27. Decaimiento en función del tamaño de poro.....	45

Figura 28. Características de los diferentes mecanismos de producción.....	48
Figura 29. Comparación del barrido de un fluido desplazante con movilidades mayores y menores a la unidad.....	49
Figura 30. Esquema del efecto de la relación de movilidad M en el Barrido volumétrico.....	50
Figura 31. Reducción de la Eficiencia de Barrido resultado del incremento de la relación de movilidad M	51
Figura 32. Curva de permeabilidades relativas, Sorw (petróleo-agua) donde $S_w + S_o = 100\%$	53
Figura 33. a) Curva típica de permeabilidad relativa agua-petróleo para una roca mojada por agua. b) Curva típica de permeabilidad relativa agua-petróleo para una roca mojada por petróleo.....	54
Figura 34. Relación entre número capilar y saturación residual.....	56
Figura 35. Formación de banco de crudo por disminución de la tensión interfacial en el medio poroso.....	57
Figura 36. Pozo desplegado para la toma de tapones en el rango 3120' hasta 3140'.....	59
Figura 37. Intervalo de interés donde se han tomado las muestras de núcleo cilíndricas (1G, 2G, 3G, 1P, 2P, 3P, 4P, 5P).....	60
Figura 38. Dimensiones de tapón necesarias para realizar pruebas.....	62
Figura 39. Cambio de empaquetamiento de los núcleos de arena no consolidada.....	62
Figura 40. Equipo de destilación Sohlex.....	63
Figura 41. Celdas de imbibición/drenaje espontáneo.....	64
Figura 42. Ultracentrífuga Ultra Rock UCR 628.....	64
Figura 43. Núcleos sometidos a saturación al vacío en agua de formación.....	65
Figura 44. Diseño para drenaje forzado de crudo en el núcleo hasta S_{wi} (V_{wd}).....	66
Figura 45. Configuración de celda de centrífuga para Drenaje.....	66
Figura 46. Imbibición espontánea, V_{osp}	67
Figura 47. Celdas de imbibición para acoplar a rotor de Ultracentrífuga, para alcanzar Sor y medir V_{od}	67
Figura 48. Configuración de celda de centrífuga para Imbibición.....	68
Figura 49. Drenaje espontáneo, V_{wsp}	68
Figura 50. Equipo Resonance Instruments de la marca Maran Ultra.....	69
Figura 51. Equipo de espectroscopía fotoelectrón de Rayos X.....	71
Figura 52. Barrido de Formulación.....	72
Figura 53. Secuencia de empaquetamiento de la muestra, aseguramiento de la manga y colocación en la celda de desplazamiento.....	73
Figura 54. Válvula de contra presión y pistones dentro del horno.....	74
Figura 55. Prueba de desplazamiento.....	74
Figura 56. Esquema de la prueba de desplazamiento.....	75
Figura 57. Volúmenes de crudo equivalentes al POES y al Factor Recobro con agua	76
Figura 58. Arenas en estudio para Adsorción y solución sobrenadante.....	77
Figura 59. Coloración del indicador Fenoltaleina en presencia de carbonatos.....	78
Figura 60. Viraje de la coloración del indicador Naranja de Metilo.....	79

Figura 61. Soluciones para cuantificación del surfactante.....	80
Figura 62. Variación de la coloración durante la titulación con Hyamine 1622.....	82
Figura 63. Reómetro Physica, MCR-300.....	83
Figura 64. Reporte de análisis mineralógico por difracción de rayos X.....	86
Figura 65. Representación triangular de los índices de Amott – Harvey.....	91
Figura 66. Correlación entre tiempo ^{xi} relajación y volúmenes de agua de Formación.....	92
Figura 67. Correlación entre tiempo de relajación y volúmenes de Crudo.....	92
Figura 68. Variación del cambio de mojabilidad ante un proceso de RM con químicos.....	97
Figura 69. Gráfica de viscosidad (55°C) contra tasa de corte para la solución patrón ASP.....	103
Figura 70. Gráfica de viscosidad (55°C) contra tasa de corte para soluciones ASP luego de estar en contacto con las distintas arenas del yacimiento.....	103

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Resumen de experiencias de aplicación de ASP para RM de hidrocarburos.....	7
Tabla 2: Cuadro resumen que muestra ventana de aplicación para las tecnologías: Alkali (A), Polímero (P), Surfactante y Polímero (SP), y Alkali-Surfactante-Polímero (ASP).....	8
Tabla 3: Relación entre mojabilidad e índice de mojabilidad de Amott.....	36
Tabla 4: Clasificación mojabilidad Cuiec's basada en el índice de mojabilidad de Amott-Harvey, I_{AH}	37
Tabla 5. Definición de los diversos síndromes de mojabilidad.....	38
Tabla 6. Mojabilidad a partir del contenido de carbono orgánico vía XPS.....	41
Tabla 7. Reglas prácticas de Craig.....	54
Tabla 8. Conjunto de muestras de yacimiento.....	61
Tabla 9. Propiedades del crudo.....	85
Tabla 10. Descripción química de las aguas.....	85
Tabla 11. Volúmenes obtenidos por drenaje forzado.....	87
Tabla 12. Volúmenes obtenidos por Imbibición espontánea.	88
Tabla 13. Volúmenes obtenidos por Imbibición forzada.....	88
Tabla 14. Volúmenes obtenidos por Drenaje espontáneo.	89
Tabla 15. Índices de mojabilidad a partir de volúmenes experimentales.....	90
Tabla 16. Parámetros (t_2) para cálculos de mojabilidad por RMN.....	92
Tabla 17. Parámetros (t_2) para cálculos de mojabilidad por RMN.....	93
Tabla 18: Valores porcentuales de los distintos elementos incididos con fotones para las muestras de arena no consolidadas.....	94
Tabla 19: Resultados de la prueba de desplazamiento con núcleo real.....	95
Tabla 20. Mojabilidad por la técnica de XPS para arenas del yacimiento.....	96
Tabla 21. Mojabilidad por la técnica de XPS para arenas del yacimiento luego de interactuar con formulación ASP.....	97
Tabla 22. Resultados de los valores de adsorción del álcali.....	98
Tabla 23. Resultados de la adsorción de surfactante.....	99
Tabla 24. Reportes de adsorción de químicos para Recuperación Mejorada sobre sustratos sólidos.....	100
Tabla 25. Valores de viscosidad contra tasa de corte a 55°C para las soluciones en contacto con las arenas.....	102

© Daniela Rodríguez 2016
Hecho el Depósito de Ley.
Depósito legal lft.4612016658192

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

La cantidad de crudo presente en un medio poroso que puede ser recuperada por inyección de agua, está sujeta a las fuerzas capilares que atrapan al crudo en el yacimiento. La adición de químicos en el proceso de inyección de agua, reduce estas fuerzas capilares e incrementa la eficiencia de desplazamiento. Conocer la manera en la que el crudo está adherido a la roca, permite diseñar esquemas de explotación de crudos en los yacimientos.

Es necesario determinar la mojabilidad de la roca, ya que es este el parámetro que permitirá optimizar y expandir los proyectos de inyección de agua. Una de las técnicas más utilizadas que permiten evaluar la condición de mojado en rocas a escala de laboratorio es el método de Amott-Harvey, el cual consiste en una serie de desplazamientos de fluido de manera espontánea y forzada dentro del medio rocoso, lo cual es corroborado con la técnica de cuantificación de mojabilidad por espectroscopía de fotoelectrón de rayos X (XPS) y resonancia magnética nuclear (RMN).

Típicamente en un proceso de inyección de agua el número de capilar, que va referido a la relación entre las fuerzas que intentan desprender el crudo y las que tienden a mantenerlo retenido, es 10^{-7} (propiedad adimensional por ser relación de fuerzas) y busca incrementarse con un proceso de recuperación terciaria (hasta 10^{-1}) a partir de la reducción de las tensiones agua – crudo. Es necesario reducir la tensión interfacial del sistema entre 2 y 3 órdenes de magnitud para lograr un movimiento significativo del crudo entrampado en la roca. Por ejemplo, en el caso del campo El Furrial, el número de capilar ($N_{vc} = \mu_D \cdot V / \sigma_{ow}$) es de $1,96 \cdot 10^{-7}$, considerando una viscosidad de la fase desplazante de $2 \cdot 10^{-3}$ g/cm.s (μ_D), una velocidad del frente de inyección de 1 pie/día (V) y una tensión interfacial de su crudo con el agua del medio de 30 dinas/cm (σ_{ow}). Cuando fue propuesta una formulación que disminuía la tensión interfacial del medio a 0,629 dinas/m, el número de capilar mejoró y aumentó a $1,05 \cdot 10^{-5}$.

Para el caso del crudo del campo La Salina, Formación Lagunillas la tensión interfacial agua – crudo está en el orden 30,00 dinas/cm., por lo que es necesario bajar al menos cuatro órdenes para lograr tensiones interfaciales ultrabajas, a partir de los aditivos tipo álcali y surfactante. También adicionar polímero con el fin de obtener una relación de movilidades cerca del valor 1 (uno) que garantice un buen desplazamiento en el frente de avance del agua inyectada, desde el pozo inyector hasta el pozo productor. Los principales campos petroleros en la costa oriental del Lago de Maracaibo producen principalmente de yacimientos terciarios, como por ejemplo: Cabimas, Tía Juana, Lagunillas, Bachaquero, Mene Grande y Motatán.

A fin de incrementar el factor de recobro (FR) de crudo en un 20% adicional al factor de recobro con inyección de agua, y aumentar la producción del yacimiento

LL-03, campo La Salina, en la Formación Lagunillas, ha sido desarrollado un conjunto de pruebas de laboratorio, para lograr el aumento del número de capilar y eficiencia de desplazamiento a partir de la inyección de agua en conjunto con diferentes aditivos.

Los aspectos antes señalados serán discutidos de la siguiente manera; el Capítulo I, hace una premisa conceptual o introducción al tema a desarrollar. El Capítulo II presenta el planteamiento del problema, que es lo que da origen a este estudio. El Capítulo III, muestra una revisión de los aspectos teóricos, marco referencial y estudios previos. El Capítulo IV contiene la metodología y los tres procedimientos utilizados para la investigación y principales pasos para su ejecución y los resultados así obtenidos. Finalmente, el Capítulo V presenta las conclusiones y recomendaciones con las observaciones más significativas del trabajo y las propuestas para futuras investigaciones.

OBJETIVOS

Objetivo general:

El objetivo general de este estudio es evaluar los cambios de mojabilidad y los valores de adsorción que ocurren en la roca productora al utilizar una formulación ASP (álcali-surfactante-polímero) como método de recuperación mejorada de crudo, que garantice un factor de recobro adicional en el orden de 20% en la Formación Lagunillas, Yacimiento LL- 03, Campo La Salina, a partir de pruebas de desplazamiento en el laboratorio.

Objetivos específicos:

- Evaluar en un conjunto de muestras de roca pertenecientes al campo La Salina los posibles cambios en la mojabilidad de la roca por adsorción de los distintos químicos, a partir, del método Amott Harvey, RMN (resonancia magnética nuclear) y XPS (espectroscopía de fotoelectrón de rayos X).
- Calcular la adsorción sobre el medio poroso de las tres especies químicas involucradas en la formulación (álcali-surfactante-polímero), para establecer relación con el contenido y tipo de arcilla, además de la factibilidad económica.

CAPÍTULO II

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La mojabilidad es una propiedad roca-fluido muy importante en los procesos de recuperación mejorada que gobierna la distribución de los fluidos en el medio poroso determinando propiedades microscópicas como la permeabilidad relativa, presión capilar entre otras. La evaluación de la mojabilidad de muestras de roca de la zona en estudio permitirá visualizar a futuro la realización de un mapa de mojabilidad, que abarque las zonas susceptibles a posibles aplicaciones de proyectos de recuperación mejorada de crudo. Los cambios de mojabilidad observados con la formulación ASP inyectada a escala de laboratorio definirán si se originó algún daño o mojabilidad inadecuada, para continuar los esquemas de explotación con inyección de agua.

El estudio de la variación de la mojabilidad ocasionada en muestras de roca a partir de distintas técnicas, permite comparar los índices de mojado, inferir de manera precisa la mojabilidad y validar si las tres técnicas (XPS, RMN y Amott-Harvey) son equivalentes.

La presencia y cantidad de arcillas reflejadas a partir de esta caracterización mineralógica por difracción de rayos X permitirá relacionar y establecer de acuerdo al porcentaje de arcillas, el grado de adsorción de tensoactivos que puede tener lugar en la superficie de un medio poroso de la roca. Cabe recordar que la ventana de aplicación para la inyección de químicos en yacimientos de crudo, establece bajo contenido de arcillas, sin embargo, no ha sido establecido que cantidad de arcillas es crítico ni cual tipo de arcilla es inconveniente. Cuantificar la cantidad de sustancias químicas adsorbidas sobre la roca, es importante para determinar la concentración mínima necesaria de los compuestos químicos necesitados, a fin de lograr un factor de recobro de al menos 20% de recuperación mejorada. Una aplicación de álcali surfactante y polímero requiere la inyección mínima de entre 15 y 20% del volumen poroso del yacimiento, con concentraciones que van desde 250 a 2000 miligramos de cada químico por litro de agua de inyección. En aplicaciones masivas de campo se pueden realizar inyecciones que llegan a requerir entre uno y dos años, lo que se traduce en toneladas de reactivos. Saber si la adsorción de los compuestos más costosos (surfactante y polímero) es baja y si el álcali verdaderamente está actuando como el más fijado a la roca (o sacrificante) al adsorberse en gran cantidad, permitirá avalar la puesta de un piloto en campo y masificar dicha tecnología. A partir de los distintos ensayos propuestos, se pretende evaluar los cambios sobre la roca, ya sea cuantificando la adsorción de los químicos y los cambios de mojabilidad, todo ello puede resultar un valor importante para futuros cálculos de factibilidad económica y optimización del diseño de proyectos de inyección de agua. Se puede establecer una relación entre el contenido y tipo de arcilla de una formación y la cantidad de químico adsorbido para un proceso de inyección de químicos en un medio poroso. Además, encontrar la mejor combinación de químicos que se puedan adicionar en el agua de inyección para un yacimiento, que logre movilizar

el crudo en una formación compuesta mayormente de arenas no consolidadas, a condiciones de 55°C y 1386 lpc de presión, adecuados para este tipo de formación. Esta inyección de químicos podrá garantizar un mayor factor de recobro (FR) de crudo (Cobb, 2000), en función de la mejora de la eficiencia volumétrica (Ev) y la eficiencia de desplazamiento (Ed), recordando que el factor de recobro es función de estas dos eficiencias ($FR=Ev* Ed$).

La inyección de químicos del tipo surfactantes en un yacimiento petrolero también puede tener el propósito de estimular la producción, a través de un cambio de mojabilidad de la roca. Por tanto, conocer la mojabilidad de la superficie antes y después de una aplicación de una formulación para estimulación, se hace una tarea rutinaria, y necesaria para evaluar la efectividad de la misma. La evaluación de mojabilidad, como ya se mencionó, se puede hacer por distintos métodos, pero buscar la equivalencia de tres de estos métodos, permitirá el uso de la técnica de XPS (espectroscopía de fotoelectrón de rayos X) de manera más práctica y confiable, en vista de la simplicidad de su aplicación, es decir, será un importante ahorro de tiempo y recursos.

CAPÍTULO III

MARCO REFERENCIAL.

3.1.- Recuperación mejorada

El uso de mezclas álcali-surfactante en campo fue considerado con el fin de lograr disminuciones muy significativas de la saturación residual, sumándose un agente que movilizara este petróleo hacia los pozos inyectores, en otras palabras, era necesario mejorar la relación de movilidad, y la solución fue viscosificar el agua con polímero de manera simultánea con la solución ASP (mezcla álcali-surfactante-polímero). Una de las experiencias de campo exitosas fue a principio de los años 90 en el Yacimiento Minnelusa Cogor “B” ubicado en el Campo West Kiehl de Wyoming, USA. El yacimiento comenzó a explotarse por expansión de la roca en 1985 y para 1987 el factor de recobro se ubicaba en un 2,11% con una expectativa final de 11%, pero luego de introducir la mezcla ASP con una promesa de recobro final de 56% (Álvarez, 2006).

Posteriormente se hicieron estudios para la aplicación en China, específicamente campo Daqing, donde existe desde 1996 uno de los proyectos más grandes del mundo de inyección de polímeros, mediante el cual se produce el 20% de un total de un millón de barriles por día. Luego el proyecto además de querer acelerar la producción, también quiso combatir las fuerzas que atrapan el crudo en el yacimiento y se procedió a la aplicación de la mezcla ASP (Berger, 2006). Entre el año 2000 y 2005, se realizaron más de 5 pruebas piloto ASP exitosas en Daqing y se estima que con la aplicación de ASP es posible alcanzar un factor de recobro de hasta 7% del POES adicional (Álvarez, 2006). El Campo Daqing descubierto en 1959, es el más grande de China. Los procesos de inyección de agua se iniciaron en 1960, y en 1984 fue seleccionado candidato para procesos de recobro terciario, iniciándose dos pilotos de inyección de polímero, con lo que se logró reducir el corte de agua en 16% y triplicar la tasa de producción de petróleo.

El campo Gudong localizado al noreste de la provincia de Shandong, inició su explotación en 1985. El campo estuvo sometido a inyección de agua desde diciembre de 1987. La inyección de ASP se inició en agosto de 1992, y llegó a alcanzarse una reducción de corte de agua de 74,2%.

En el campo Cambridge Minnelusa (USA); ubicado en Crook County; Wyoming, descubierto en 1989, y con métodos de recuperación primaria se lograron producir 216,9 Mbbl de crudo entre 1989 y 1992. En enero de 1993 se inició la aplicación de ASP. Otra experiencia exitosa donde se inyectó agua mejorada con una mezcla de álcali/surfactante/polímero es en Campo VLA, Lagomar en Venezuela. En esta experiencia el recobro adicional de crudo estuvo entre 22 y 39% con la inyección de 0,3 de volumen poroso de ASP y posteriormente 0,15 volumen poroso de un postflujó de polímero (Manrique, 2000). Un resumen de estas experiencias se muestra en la tabla 1.

Tabla 1: Resumen de experiencias de aplicación de ASP para RM de hidrocarburos (modificado de presentación SNF, 2008).

Ubicación	Campo	Fecha	Tipo	API	Porosidad	Viscosidad del Petróleo cP	Recobro incremental %POES	Recuperación	Químicos
USA	West Kiehl	(1987)	Piloto	24,0	23%	17,0	20,68%	Secundaria	ASP
	West Moorcroft	(1991)	Campo	22,3	–	20,0	15,00%	Secundaria	ASP
	Cambridge	(1993)	Campo	20,0	18%	25,0	28,07%	Secundaria	ASP
	Sho-Vel-Tum	(1998)	Campo	26,4	–	41,3	16,22%	Terciaria	ASP
	Mellot Ranch	(2000)	Campo	22,0	–	23,0	33,00%	Terciaria	ASP
	Tanner	(2000)	Campo	21,0	–	11,0	33,00%	Secundaria	ASP
CHINA	Gudong	(1992)	Piloto	17,4	35%	41,3	26,51%	Terciaria	ASP
	Daqing PO	(1994)	Piloto	26,0	–	11,5	22,00%	Terciaria	ASP
	Daqing NW	(1995)	Piloto	36,0	–	3,0	20,00%	Terciaria	ASP
	Daqing XV	(1995)	Piloto	36,0	–	3,0	17,00%	Terciaria	ASP
	Karamay	(1995)	Piloto	32,0	–	52,6	24,00%	Terciaria	ASP
	Daqing BS	(1996)	Piloto	36,0	–	3,0	23,00%	Terciaria	ASP
	Daqing XF	(1997)	Piloto	36,0	–	3,0	25,00%	Terciaria	ASP
	Daqing	(1998)	Campo	–	–	–	21,52%	Terciaria	ASP
CANADA	Isenhour	(1980)	Piloto	43,1	–	2,8	11,58%	Secundaria	ASP
VENEZUELA	Lagomar Campo VLA 6/9/21	(1998)	Diseño	24,8	24%	14,7	20,11%	Terciaria	ASP
	La Salina LL-03	(1999)	Diseño	25,0	26%	14,7	24,60%	Terciaria	ASP

Para la aplicación de este método de recuperación mejorada (ASP) se sugiere cumplir con las siguientes especificaciones para el yacimiento si se desean las mayores probabilidades de éxito (Araujo, 2004):

- Temperatura inferior a 160°F (límite de estabilidad química de los polímeros comerciales: poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas y polisacáridos).
- Viscosidades de crudo menores de 100 cp, para obtener un control de la razón de movilidad a un costo razonable.
- Saturación de crudo móvil mayor del 20%.
- Relación agua/petróleo menor al 15%
- Permeabilidad promedio mayor de 100 mD, para evitar riesgos de fracturamiento hidráulico de la formación debido a alta viscosidad de la solución ASP.
- Bajo contenido de arcillas (menor al 5% preferiblemente)

- Concentraciones de iones Ca^{2+} y Mg^{2+} en aguas de formación menores a 300 ppm, ya que estos iones pueden originar precipitación del surfactante y la pérdida de viscosidad del polímero
- Espesor neto de arenas entre 40 y 80 pies, y preferiblemente deben ser formaciones homogéneas.

En el siguiente cuadro (Tabla 2) se definen por separado un mínimo de condiciones resumidas para la aplicación ASP y otras combinaciones, y si se observa en todos los casos la litología recomendada es preferiblemente para ser aplicada en campos de tipo arenisca, ya que la presencia de minerales arcillosos no es recomendable porque adsorben los productos químicos que deben actuar más bien sobre los fluidos contenidos en el sistema poroso.

Otro de los requerimientos mínimos, contempla un límite de salinidad (menor a 20.000 ppm) en el agua de formación, ya si existen altos valores, la viscosidad de los polímeros no es efectivamente desarrollada y, en el caso de los surfactantes y álcalis puede ocurrir precipitación de estos por disminución excesiva de la solubilidad en el agua. Los límites de temperatura van asociados a la estabilidad térmica de la mayoría de los compuestos químicos que se emplean para la formulación. Las permeabilidades deben ser mayores a 100 mD, cuando se emplea el uso de polímero en la formulación, en vista de que los novillos formados por las moléculas de polímero de altísimo peso molecular podrían obstruir los poros del yacimiento. Estos y el resto de los parámetros recomendados, son sugerencias para mejor desempeño, más no son limitantes y en muchos casos se puede trabajar fuera de estos límites.

Tabla 2: Cuadro resumen que muestra ventana de aplicación para las tecnologías: Álcali (A), Polímero (P), Surfactante y Polímero (SP), y álcali-Surfactante-Polímero (ASP) (modificado de Taber y Martín; 1983).

Crudo:	A	P	S-P	ASP
Gravedad API (°)	13-25	> 25	> 25	> 20
Viscosidad (cP)	< 200	< 150	< 30	< 35
Yacimiento:				
So (% VP)	> 10	> 30	> 30	> 30
Litología	Areniscas Preferiblemente			
K (mD)	> 10	> 100	> 100	> 100
T (°F)	< 200	< 200	< 175	< 200
Salinidad (ppm)	<20000			
Profundidad (pies)	< 8.000 - 9.000			
Relación de Movilidad	2 - 40			

CAPÍTULO IV

ZONA DE ESTUDIO

4.1.- Ubicación geográfica del área

El yacimiento LL-03 está ubicado en la costa Este del lago de Maracaibo y corresponde a una de las mayores acumulaciones de crudo mediano en Venezuela (Rivas, 1989). Su magnitud es tal que se estima un volumen de petróleo original en sitio del orden de 6.300 millones de barriles, de los cuales se han producido hasta ahora, el 18% por recuperación primaria y el 3,7% por recuperación secundaria. Este yacimiento ha sido explotado desde 1927, y entre 1972 y 1976 se inyectó agua por los flancos, con resultados poco satisfactorios.

En la figura 1 se muestra la ubicación del yacimiento LL-03 candidato a recuperación mejorada, se encuentra al norte del America del Sur, en el occidente de Venezuela y al norte de la cuenca del lago de Maracaibo. Pertenece a la unidad de explotación La Salina del Dto. Maracaibo. Arealmente tiene una extensión de 20 km de largo y 10 km de ancho, verticalmente tiene 10 unidades hidráulicas.

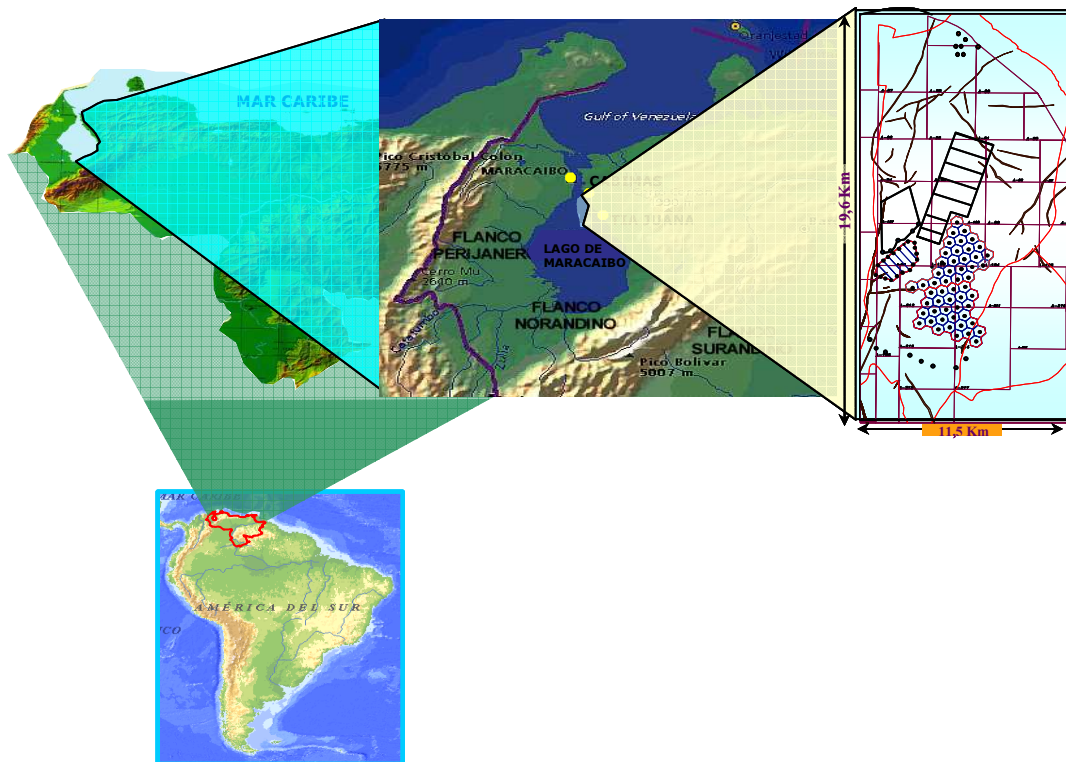


Figura 1. Ubicación geográfica del área

En la figura 2, se presenta la forma como se dispone el arreglo de pozos para la zona de interés, donde se desea inyectar el esquema de explotación propuesto con inyección de químicos que mejoren el factor de recobro. Se tiene dispuesto un pozo inyector en el centro y seis pozos productores a 150 m. de distancia.

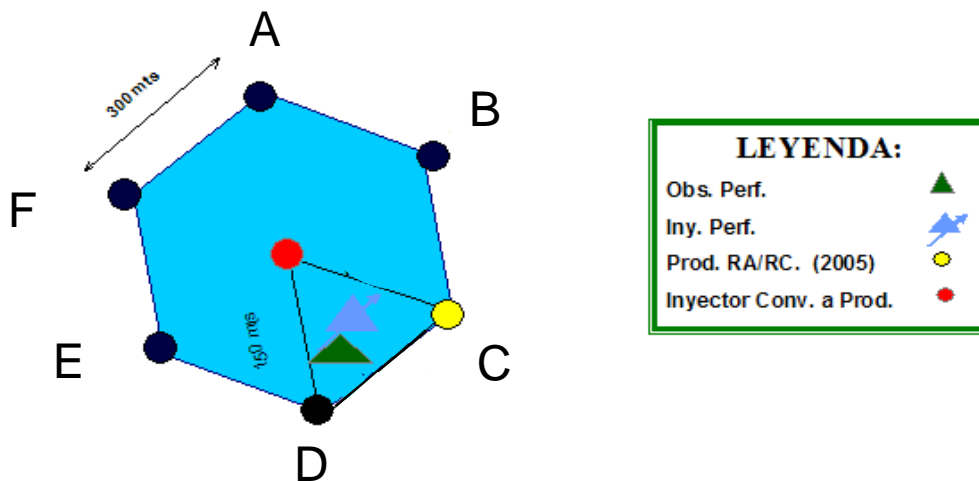


Figura 2. Esquema para futura prueba piloto en unidad de flujo contenida en la Fm. Lagunillas Inferior (modificado Guerra, 2007)

4.2.- Marco estratigráfico

El estudio de factibilidad a escala de laboratorio se realizó en unidades de flujo contenidas en la Formación Lagunillas, que forma parte de la cuenca de Maracaibo. El éxito de estas pruebas de laboratorio permitirá progresar a una futura prueba piloto a mayor escala en pozos ubicados en dicha formación. La Formación Lagunillas; de edad Mioceno, suprayace transicionalmente a la Formación La Rosa (figura 3 y 4), y está constituida por sedimentos de ambientes someros transicionales, costeros y hasta continentales, que alcanzan 1000 m de espesor hacia el centro del Lago de Maracaibo. Se considera parte de los yacimientos más importantes de la Costa Oriental, habiéndose dividido en cinco miembros, todos ellos con potencial petrolífero; su edad (Mioceno Medio a Tardío: 15-6 Ma) es correlativa con la Formación La Puerta y parte de los grupos Guayabo y El Fausto (WEC, 1997). La Formación Lagunillas del Mioceno se subdivide en cuatro miembros; Lagunillas Inferior; el más productivo; Ojeda el más lutítico; Laguna y Bachaquero.

Edad	Perija y Lago de Maracaibo	Andes	Barinas-Apure	Falcón	Sub-Cuenca de Guárico	Sub-Cuenca de Maturín (N) (S)	Serranía del Interior Oriental
Pleistoceno	El Milagro	Terrazas	Guanapa			Mesa	
Plioceno	LA PUERTA (*)		Río Yuca	San Gregorio/Coro		Las Piedras	Las Piedras/Quirquire
Mioceno Tardío	La Villa, Los Ranchos, Lagunillas	Betijoque		LA PUERTA/Codora/ La Vela/Urumaco/ Caujarao		La Pica	Quiamare
Mioceno Medio	EL FAUSTO/ La Rosa	Isnotú	Parángula	Socorro Cerro Pelado		Freites	Uchirito/ Capircual
Mioceno Temprano		Palmar		AGUA SALADA Castillo/Agua Clara Pedregoso/San Luis	Chaguaramas	Carapita Oficina	Carapita
				Guacharaca		Merecure	

	Yacimiento (Carbonático)		Pares Arena / Sello		Roca Madre
	Yacimiento (Arenoso)		Sello		

Figura 3. Cuadro de correlación a nivel nacional de las unidades más importantes dentro del Neógeno de Venezuela (WEC, 1997)

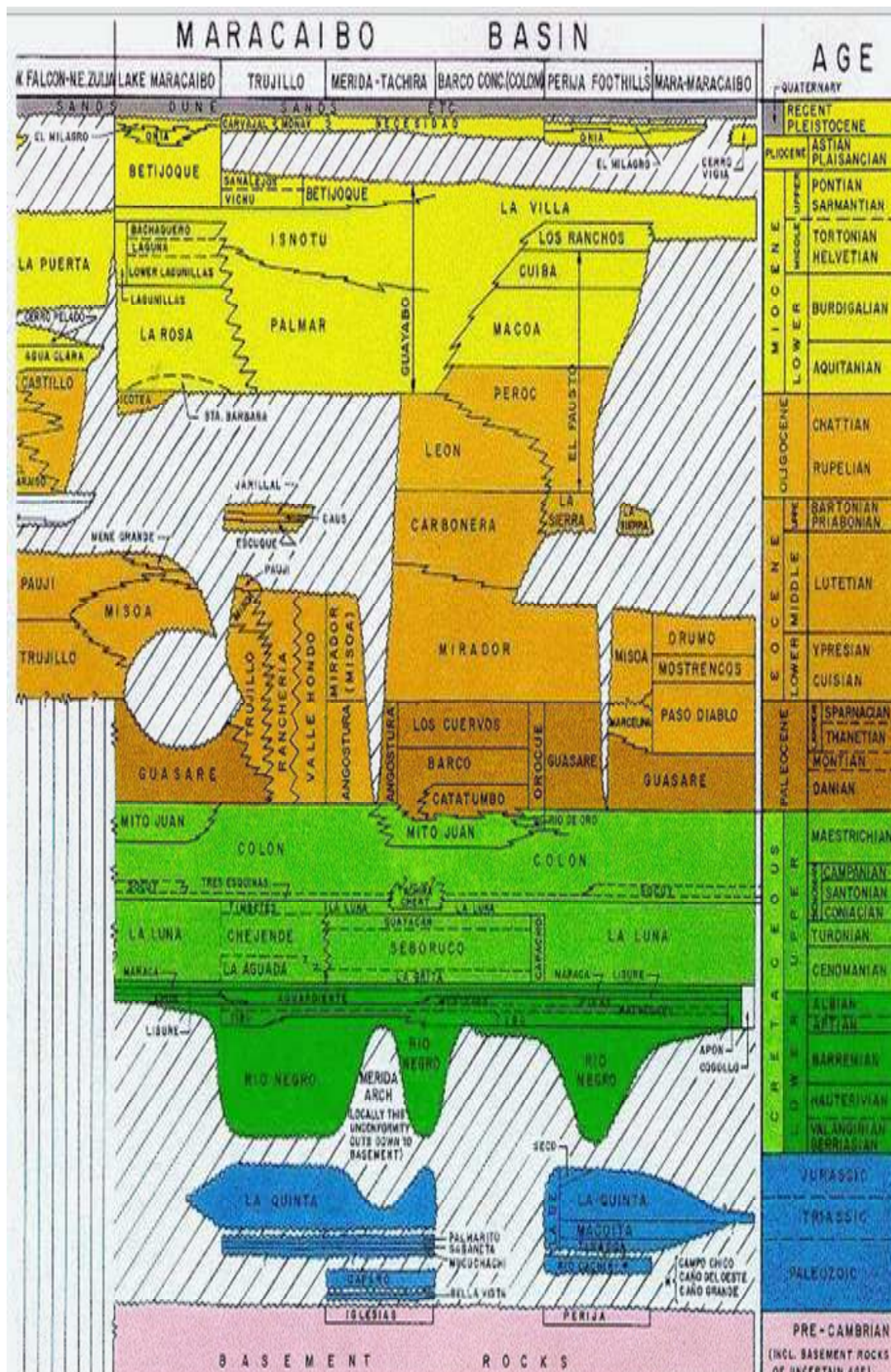


Figura 4. Cuadro de correlación de la cuenca del Lago de Maracaibo (código estratigráfico de las cuencas petroleras de Venezuela, PDVSA, 1997)

En la figura 5 se muestra un registro típico de la unidad de flujo de interés (Unidad LL), considerando nuevamente la Formación Lagunilla que suprayace a la Formación La Rosa, ambas de edad Mioceno y ambas arenas productoras importantes del campo.

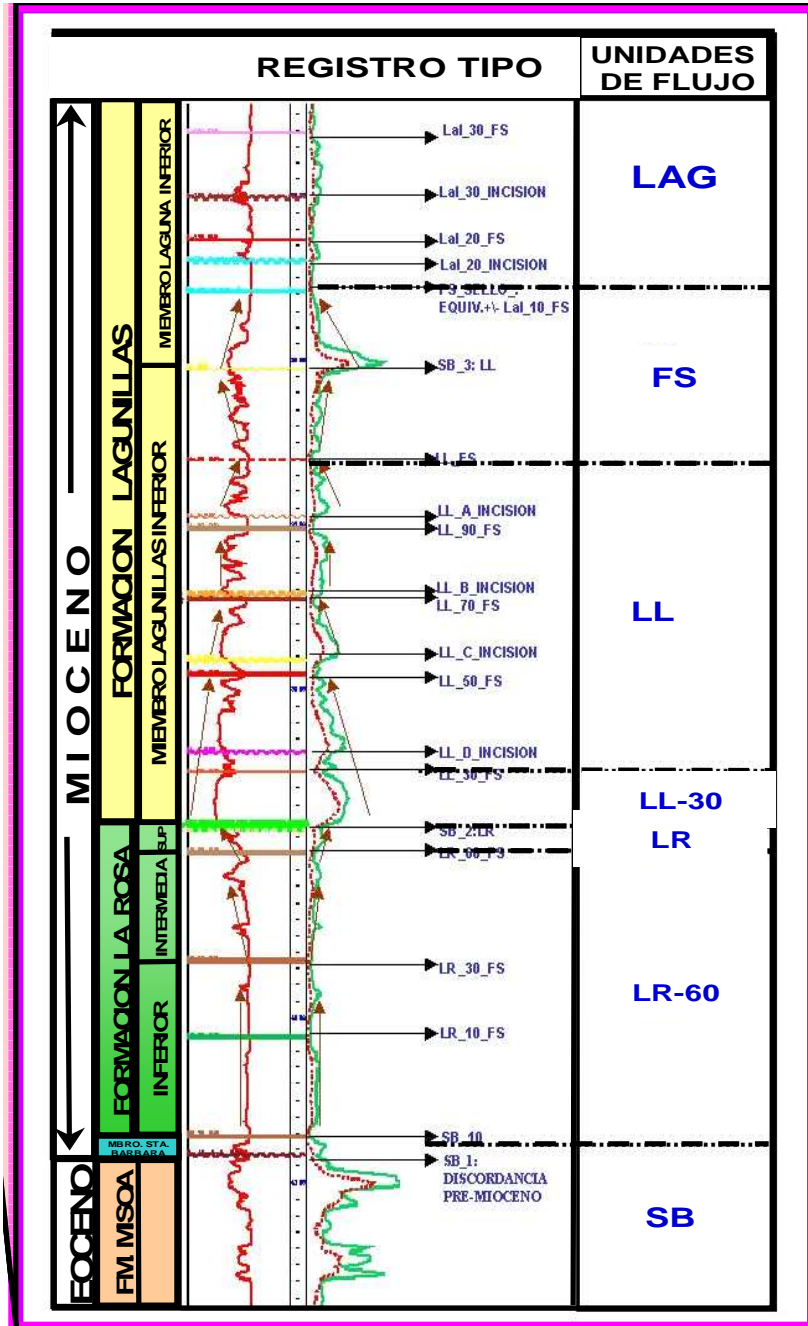


Figura 5. Registro tipo que asocia las unidades de Flujo de la zona de estudio con La Formación Geológica correspondiente (Guerra, 2007)

4.3.- Marco estructural

En la siguiente figura se observan que las mayores acumulaciones de sedimentos continentales se dan en los flancos de la cadena Andina y la cordillera de La Costa. Durante el Mioceno-Plioceno son depositadas las rocas yacimiento más importantes de Venezuela occidental y oriental: las formaciones La Rosa, Lagunillas, Isnotú (Grupo Guayabo) en el Occidente, Carapita, Oficina, Chaguaramas y Merecure en el Oriente.

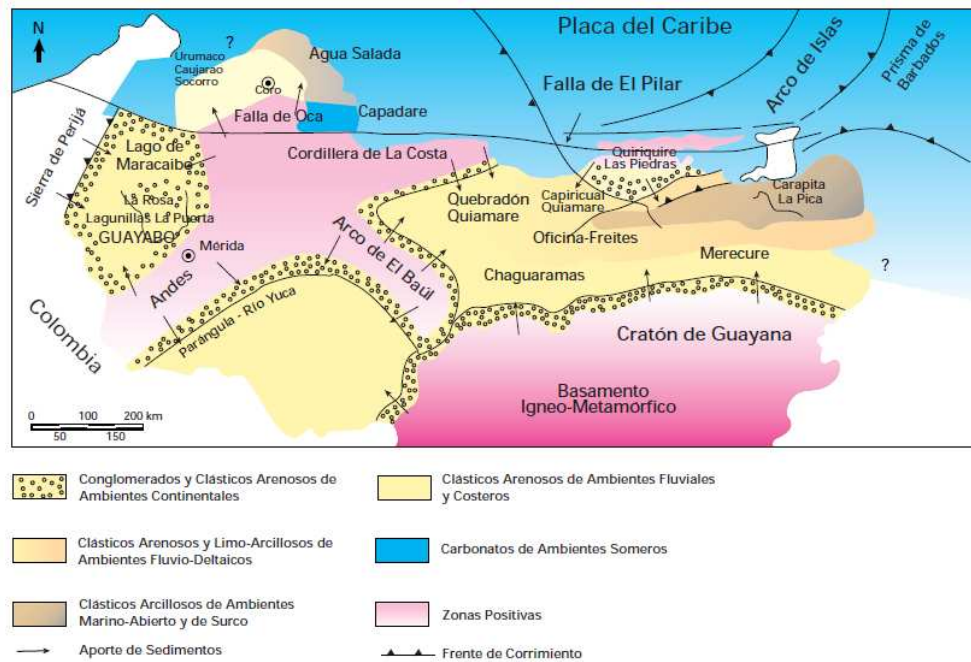


Figura 6. Marco Geológico regional para la sedimentación en Venezuela (Cuencas de Maracaibo, Falcón, Barinas-Apure y oriental) durante el Mioceno-Plioceno, (WEC, 1997)

El Neógeno (Plioceno-Mioceno) en Venezuela está signado por importantes períodos de formación de montañas, los cuales son una consecuencia directa de la interacción de las placas del Caribe y Suramérica. Durante este lapso se produjo la generación de cuencas de tipo extensional (Cuenca de Falcón) y de tipo antepaís; estas últimas, en el occidente del país (Cuenca de Barinas-Apure) reciben la influencia de la orogénesis andina en Colombia y Venezuela; en el oriente del país son el resultado de la colisión oblicua de la Placa del Caribe con el borde noroeste de la Placa Suramericana. En el Plioceno (figura 6), la orogénesis en todo el norte de Venezuela terminó de definir las cuencas petrolíferas actuales y levantó extensas zonas constituyendo el Sistema de Montañas del Caribe y el ramal de los Andes Venezolanos, el cual separa a las cuencas de Maracaibo y Barinas-Apure. La figura 6 resume las unidades estratigráficas del Neógeno, indicando su potencialidad como roca madre, sello o roca yacimiento. En el Occidente, el levantamiento andino genera la sedimentación de importantes espesores de molasa (Grupo Guayabo; Formaciones La Villa, La Puerta y El Milagro), los cuales llegan a alcanzar los 5 kilómetros (más de 15000 pies) en algunas localidades, tanto en el flanco norandino como el surandino. En la Sierra de Perijá, el Grupo El Fausto es la unidad equivalente molásica, relacionada en este

caso con las montañas de los frentes de deformación en el límite occidental de la Cuenca de Maracaibo. Hacia el centro y oeste del Lago de Maracaibo, unidades como las Formaciones La Rosa y Lagunillas anteceden a los ambientes distales de las molasas andina y perijanera (WEC, 1997).

Durante el Mioceno en la zona occidental ocurre deformación de la plataforma de Maracaibo, el bloque Maracaibo sufre la mayor deformación *pull-apart*, originando incursión marina, la transgresión migra hacia el este y ocurre rápida subsidencia de las cuencas *foreland*. Ocurre una invasión marina desde Falcón, se deposita una arena basal (Sta. Bárbara) y lutitas, con ciertos horizontes locales productores de petróleo, de la Formación La Rosa cuya parte superior grada y pasa lateralmente a ambientes más someros y continentales con arenas, correspondientes a la Formación Lagunillas, que producen en los campos de la costa Bolívar. La Formación Lagunillas es productora del petróleo proveniente de las rocas de la Formación La Luna, depositadas en el ambiente pelágico de este intervalo (Cretácico Tardío) con un alto contenido de materia orgánica durante el Cenomaniense al Campaniense del Período Cretácico (Pérez, Kiser, Maximowitsch y Young, 1978). Hacia fines del período se encuentran en un ciclo regresivo tanto la cuenca Maracaibo–Falcón como la de Barinas-Apure, por ello en la época sucesiva (Plioceno), las cuencas de Maracaibo y Falcón se van rellenando, con una sedimentación que tiene cada vez más influencia continental y ocurren numerosos movimientos y levantamientos que terminaron de diferenciar las cordilleras de los Andes y Perijá, y afectaron todas las estructuras, con erosión de probables secciones productoras. En la figura 7 se reflejan algunas de estas estructuras.

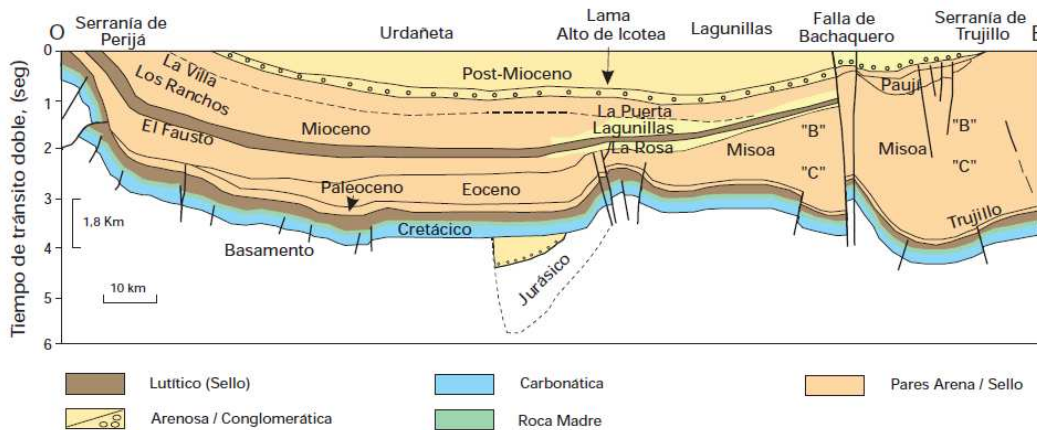


Figura 7 Sección O-E de la cuenca de Maracaibo (WEC, 1997)

La cuenca de Maracaibo queda entonces definida por un levantamiento transpresional de los Andes de Mérida al SO, la Serranía de los Motilones (o Macizo Santander) al SE, la Serranía de Perijá al NO, y la Serranía de Trujillo al este. Fisiográficamente está abierta al norte por el Golfo de Venezuela, y profundiza al SE (*foredeep* de los Andes). En la figura 8 se resume los rasgos estructurales de Venezuela occidental, y la cuenca de Maracaibo.

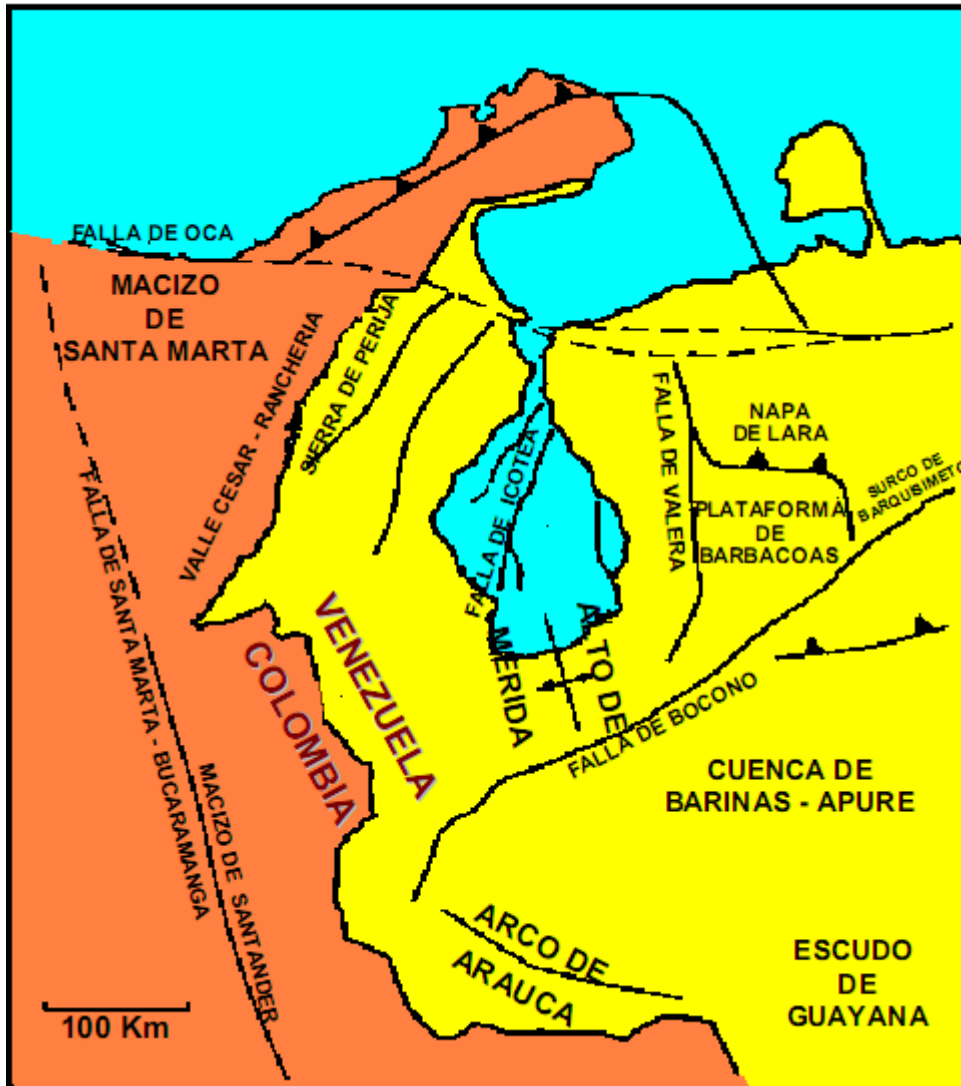


Figura 8. Rasgos estructurales de Venezuela Occidental
 (<http://geologiavenezolana.blogspot.com/p/mapas-geologicos.html>,2013)

Los Miembros Laguna y Lagunillas Inferior consisten principalmente de sedimentos fluviodeltaicos con menores cantidades de sedimentos marinos próximo-costeros, mientras que la Formación La Rosa es predominantemente marina. En general, el Miembro Laguna representa una progradación más débil que la de Lagunillas Inferior, puesto que en él se encuentran menos arenas y más delgadas, y la sedimentación fluvial no parece haberse extendido tan lejos hacia el oeste y el suroeste, como ocurre en el Miembro Lagunillas Inferior. Las arenas del Miembro Laguna y de la Formación La Rosa no tienen propiedades petrofísicas tan atractivas como la del Miembro Lagunillas ni tampoco tan buena continuidad lateral (WEC, 1997).

El petróleo entrampado en estas arenas, proviene de la materia orgánica acumulada durante el Cretácico Tardío en la formación La Luna, principalmente de tipo marino, y querógeno tipo II, con cantidades menores de querógeno tipo III. Lutitas calcáreas, ricas en algas se extendieron en toda la parte norte de Venezuela

durante esta época. Se trataba entonces de un margen pasivo, donde ocurre la invasión marina Albiense, de máxima transgresión (highstand Turoniense). El ambiente anóxico, y las profundidades que van de 100 a 800 m concibieron las condiciones para acumular la materia orgánica que sería después generadora de hidrocarburos. Su contenido de carbono orgánico total original fue superior al 10%, especialmente en la Formación La Luna, y sus espesores están en el rango de los 195 m. (650 pies) al suroeste y 120 m. (400 pies) hacia el este. El índice de hidrógeno pueden alcanzar valores de hasta 500 mg/g con respecto al carbono orgánico total (Audemard y Serrano; 2001). En Venezuela las condiciones para la acumulación durante el Cretácico como ya fue mencionado, demuestran que existía un margen pasivo, con una distribución de facies indicativo de una plataforma carbonática (Grupo Cogollo-formaciones Barranquín superior-El Cantil-Borracha) asociada a una profundización progresiva, regional con pico de máxima transgresión (formaciones La Luna, La Morita, Querecual), correlativos con unidades del golfo de México (formaciones Eagleford y Agua Nueva) y Trinidad (Formación Naparima Hill). El pico de máxima incursión marina del Cretácico se reconoce como una sección condensada diacrónica de oeste a este, del Santoniense-Campaniense en la cuenca de Maracaibo (miembros Socuy – Tres Esquinas).

La máxima transgresión marina (de edad Cretácico Tardío) que permitió la acumulación de materia orgánica y dio origen a la formación La Luna de carácter lutítico, transferirá luego estos fluidos a otras formaciones arenosas, que generan la importante cuenca petrolífera del lago de Maracaibo. Cada migración de fluidos desde la roca madre (La Luna) hasta otras formaciones rocosas permeables, define un sistema petrolero.

La roca madre por excelencia es la Formación La Luna; sin embargo, se tienen rocas madres de importancia secundaria en los grupos Cogollo (Miembro Machiques de la Formación Apon) y Orocué (Formación Los Cuervos). El petróleo contenido en esta cuenca, fue generado, migrado y acumulado en diversos pulsos, siendo el más importante el ocurrido durante el levantamiento andino. A continuación se resume el desarrollo de los tres sistemas petroleros en las figuras 9, 10 y 11 (WEC 1997):

Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3
Sistema generado a partir de la Formación La Luna al noreste del Lago de Maracaibo. Generación al noreste. Migración y acumulación (Eoceno Tardío) al suroeste. Entrampamiento en yacimientos cretácicos y eocenos, hacia el alto de Icotea.	Sistema Generado por la roca madre cretácica (principalmente Formación La Luna) en la mayor parte de la actual cuenca hidrográfica. Migración y acumulación durante el levantamiento andino, migrando a lo largo de toda la columna. Constituye el evento más importante de acumulación para los yacimientos terciarios.	Sistema constituido por el Grupo Orocué, al suroeste del Lago de Maracaibo. Generación, Migración, y acumulación ocurre en el clímax del levantamiento andino (Plioceno), que separa completamente las cuencas Maracaibo y Barinas-Apure. La roca yacimiento es la secuencia clástica paleógena (Paleoceno, Eoceno, Oligoceno).

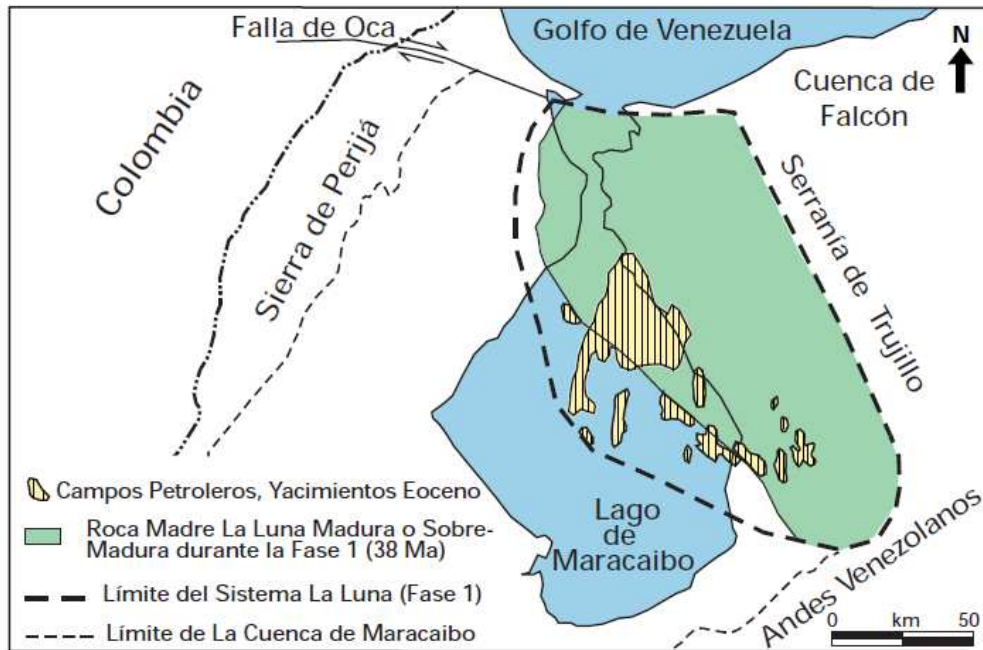


Figura 9. Sistema petrolero 1 definido en la cuenca del Lago de Maracaibo, roca madre Formación La Luna, en la Fase 1 (38 M.a.) (WEC, 1997)

A diferencia del esquema anterior y según Taludar y Marcano (1994); existen dos grandes sistemas petroleros, el primero contribuye al 98% de las reservas. A este sistema ha migrado a partir del Cretácico tardío desde la fuente rocosa La Luna a los yacimientos:

- 1.- Formación Misoa del Eoceno (50% el más eficiente)
- 2.- Formación Lagunillas del Mioceno (44%)
- 3.- Formación La Rosa (<1%) y otros.

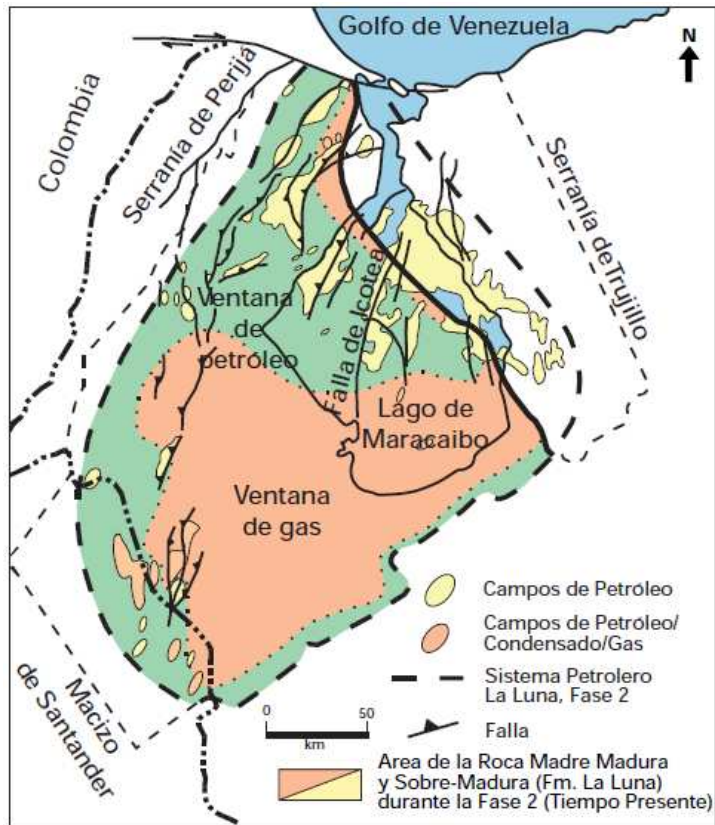


Figura 10. Sistema petrolero 2 definido en la cuenca de Maracaibo, roca madre Formación La Luna, al tiempo presente, (WEC, 1997)

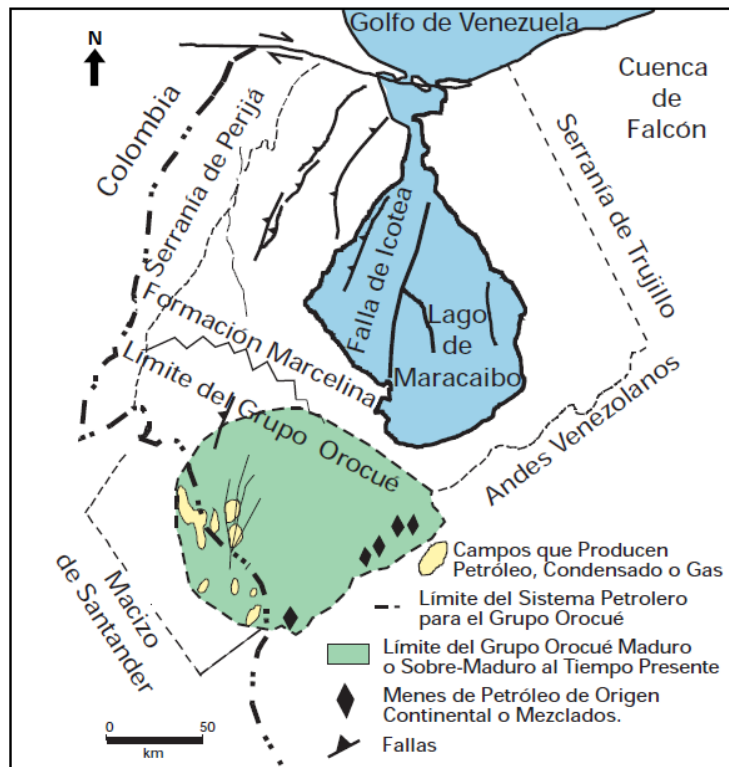


Figura 11. Sistema petrolero 3 definido en la cuenca de Maracaibo, roca madre Grupo Orocué, al tiempo presente (WEC, 1997)

CAPÍTULO V

MOJABILIDAD

En un yacimiento de petróleo, la mojabilidad es una medida adimensional de la afinidad de la superficie de la roca por la fase petróleo o por la fase acuosa (u otras fases) y determina la ubicación relativa de cada una de estas fases dentro del medio poroso. La mojabilidad por tanto, va a reflejar la tendencia de un fluido a adherirse o adsorberse a una superficie sólida en presencia de otro fluido inmisible, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible con dicho sólido (Castro y Guzmán; 2006).

El espacio poroso puede estar ocupado por múltiples fluidos, agua, crudo y gas, inclusive en algunos casos fases sólidas como asfaltenos que son propios de algunos yacimientos. Los asfaltenos son la fracción pesada encontrada en el crudo, y que tiene una compleja estructura molecular, generalmente aromáticos policondensados, con ciertas características de solubilidad. Cuando existe una sola fase presente en las rocas, solo se puede hablar de un grupo de fuerzas, pero considerar un par de fluidos en el poro implica al menos tres grupos de fuerzas activas que necesitan ser consideradas (Dandekar, 2006):

Fluido 1 ↔ Fluido 2

Fluido 1 ↔ Roca

Fluido 2 ↔ Roca

La existencia de estas fuerzas son las que enmarcan las propiedades fundamentales, tanto de mojabilidad como de tensión interfacial en el sistema. Adicional a estas dos propiedades fundamentales, cuando existen dos o mas fluidos en el espacio poroso, también es importante introducir el concepto de propiedades como presión capilar y permeabilidad relativa, necesarias para conocer y describir las características y el potencial de producción de un yacimiento dado.

El primer grupo de fuerzas a considerar son las fuerzas superficiales o tensión interfacial. Esto debido a que la mojabilidad depende de la tensión interfacial, la presión capilar depende de la tensión interfacial y la mojabilidad, mientras que las permeabilidades relativas dependen de la tensión interfacial, mojabilidad y presión capilar entre otras. El siguiente esquema resume la dependencia de estas fuerzas (figura 12):

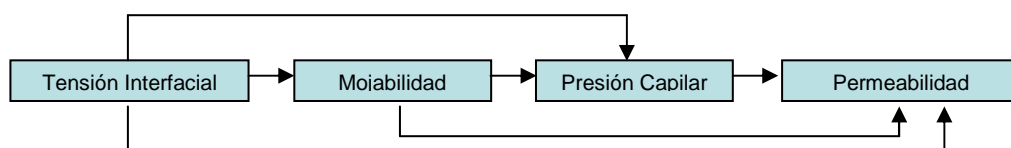


Figura 12. Fuerzas presentes en la roca con dos o más fluidos

5.1.- Tensión superficial e interfacial

En los yacimientos petroleros, pueden coexistir varios fluidos, gas, crudo y agua. Todos estos fluidos son inmiscibles, a menos que las condiciones de yacimiento lo permiten, es decir, que tengamos una presión mayor a la presión de burbuja. De lo contrario cuando estas fases inmiscibles están en contacto en el yacimiento, cada fluido está separado por una interfase bien definida entre: gas-crudo, gas-agua, y crudo-agua. Esta particular interfase es de un espesor de solo tamaño molecular. El término tensión superficial (TS) es normalmente usado cuando se caracterizan las fuerzas superficiales gas-liquido (Figura 13). Valores de TS a distintas concentraciones de un surfactante, permite cuantificar el parámetro de concentración micelar crítica de dichos tensoactivos cuando está disuelto en fase agua o en fase aceite.

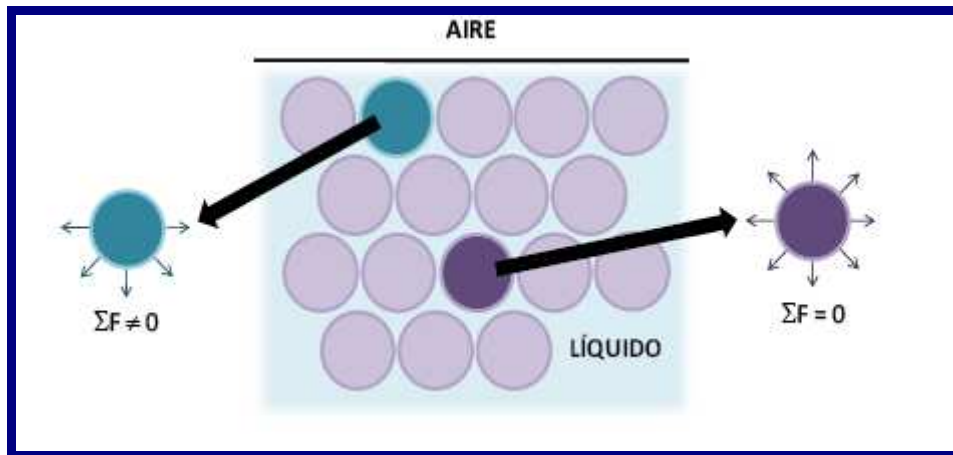


Figura 13. Fuerzas atractivas que actúan sobre las moléculas en el seno de un líquido y en la superficie libre (Anton, 1992)

En el caso de dos líquidos inmiscibles, el término de tensión interfacial (TIF) es usado cuando se describen fuerzas interfaciales líquido-líquido. Técnicamente en los yacimientos petroleros que contienen normalmente tres fases: -gas, crudo y agua- tres diferentes valores de TS y TIF son significativos: TS gas-crudo, TS gas-agua, y TIF crudo-agua. Para entender el concepto de tensión interfacial, se considera un sistema de dos fluidos inmiscibles, agua – crudo como el mostrado en la figura 14. En este sistema una molécula de agua o agregado molecular de crudo, lejos de la interfase, está rodeada por otras moléculas de agua o crudo similares. La resultante neta de fuerzas atractivas de la molécula central resulta ser cero por el empuje simétrico en todas las direcciones. Sin embargo, en el caso de una molécula en la interfase, se tiene una fuerza actuando por encima de ésta, proveniente de la capa de crudo y moléculas de agua por debajo de la interfase. El resultado de las fuerzas no está balanceado porque las magnitudes de las fuerzas son diferentes, dando como resultado una tensión interfacial. Generalmente la tensión interfacial de dos líquidos es menor que la más alta tensión superficial de uno de los dos líquidos, porque la atracción mutua es moderada por todas las moléculas involucradas. Por lo tanto, la tensión interfacial y superficial, tienen

dimensiones de fuerza por unidad de longitud usualmente expresadas como mN/m o 10^{-3} mN/m (dinas/cm) y comúnmente denotadas por los símbolos griegos γ y σ (Dandekar, 2006).

Las medidas de tensión interfacial y superficial proveen un índice cuantitativo del comportamiento molecular en una interfase, y permiten cuantificar la energía libre de superficie específica entre dos fases de diferente composición. A diferencia de otras propiedades específicas de los fluidos, así como densidad, punto de ebullición, viscosidad, y conductividad térmica que son propiedades de la mayoría de los fluidos, tensión interfacial y tensión superficial son las mejores propiedades conocidas para fluidos en la interfase. A pesar de que la tensión superficial e interfacial son conceptos asociados enteramente a los fluidos y no es una propiedad asociada con el yacimiento de petróleo, estos valores tienen significativa influencia sobre otras propiedades de la roca como es la mojabilidad, presión capilar y permeabilidades relativas, todas ellas con un efecto en la recuperación de hidrocarburos en los yacimientos de petróleo (Dandekar, 2006).

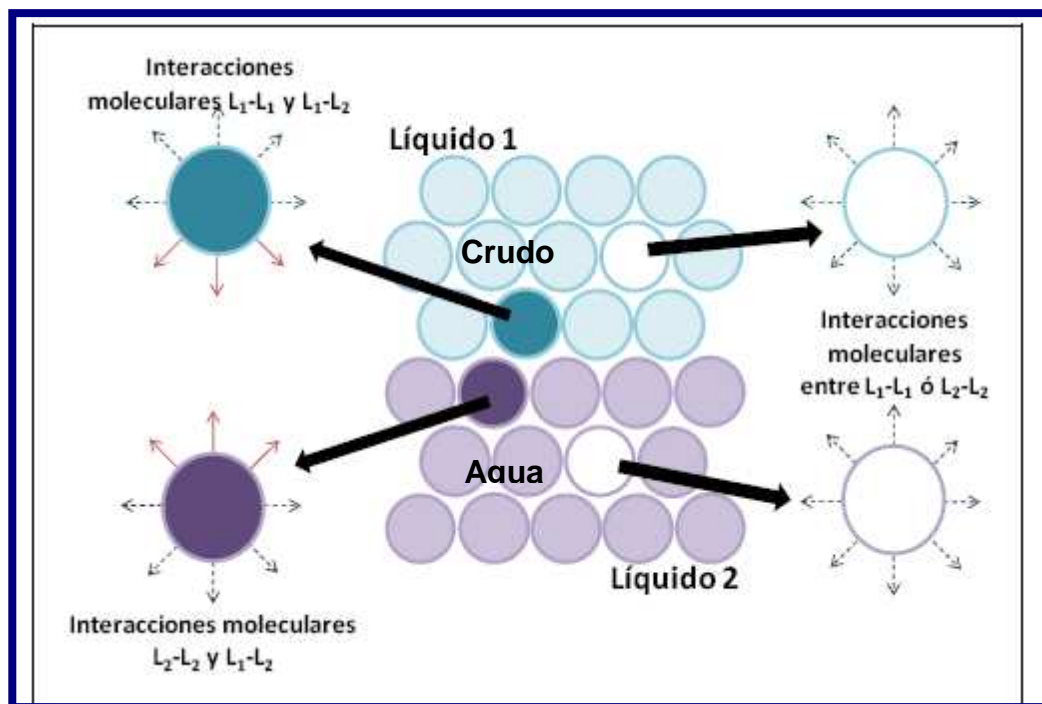


Figura 14. Diferentes fuerzas a las que están sometidas las moléculas de la interfase y del seno de cada líquido (Anton, 1992)

Ciertamente en el caso de los yacimientos petroleros, es necesario no sólo considerar las fuerzas superficiales entre el gas y el líquido y las fuerzas interfaciales entre dos líquidos inmiscibles, sino también las fuerzas que están activas en la interfase entre los líquidos y los sólidos. La combinación de todas estas fuerzas activas son las que determinan la mojabilidad de la roca.

La mojabilidad es un parámetro clave que afecta las propiedades petrofísicas de los yacimientos rocosos. El conocimiento de la mojabilidad de un yacimiento es

crítico porque influye en sus propiedades, así como en la distribución del gas, crudo y agua dentro de la roca, presión capilar y permeabilidad relativa, y en consecuencia la producción de hidrocarburos.

El tema de la mojabilidad de un yacimiento, esta asociado a una vasta naturaleza, y ha sido ampliamente debatido y discutido en la literatura relacionada con ingeniería de petróleo. Para aclarar importantes aspectos de esta propiedad del yacimiento, se discute a continuación algunos conceptos fundamentales.

La mojabilidad representa la facilidad de un fluido para esparcirse o adsorberse sobre una superficie sólida en presencia de otro fluido, de forma que se fija una preferencia a ser mojada por un tipo de fase. Esta tendencia espontánea de un fluido para recubrir una superficie en presencia de otro(s) fluido(s) inmisible está determinada por complejas condiciones, en el límite de la interfase dentro del espacio poroso (Dandekar, 2006). Las complejidades pueden ser causadas por interacciones electrostáticas, formaciones de enlaces covalentes, enlaces tipo hidrógeno, interacciones tipo Van der Waals, características físico-químicas de la roca, pH de los fluidos del yacimiento, tipo y composición química del surfactante y la temperatura entre otros mecanismos.

La definición de mojabilidad es valida y cobra significado básicamente en situaciones multifásicas, donde uno de los fluidos tiene mayor grado de afinidad hacia la superficie sólida de la superficie de la roca, es decir, entre el fluido y la superficie el ángulo de adhesión es cada vez más cercano cero. Ciertamente la tendencia de un fluido a extenderse sobre la superficie de un sólido es un indicador de la característica de mojabilidad del fluido por el sólido (figura 15).

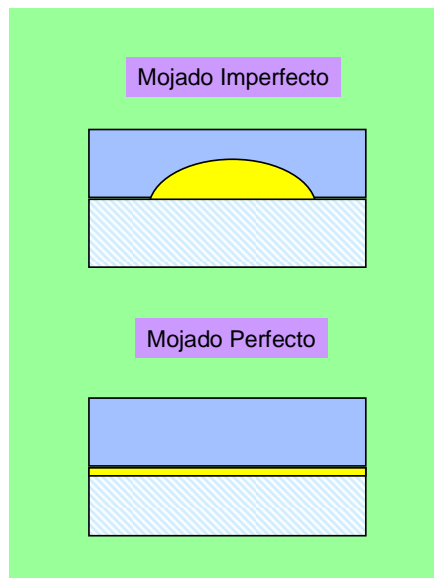


Figura 15: Tendencia relativa de adhesión de un fluido sobre una superficie sólida

La tendencia a esparcirse de un fluido puede ser expresada como tensión de adhesión, A_T . La tensión de adhesión es una función de la tensión interfacial y determina cuál fluido moja preferencialmente al sólido. Para entender el concepto

de mojabilidad en términos de tensión de adhesión, se requiere considerar un sistema de dos líquidos, así como aceite y agua, que están en contacto con un sólido, como se ilustra en la figura 16. Las energías interfaciales sólido-líquido y líquido-fluido son responsables por la forma en que las gotas se adhieren a un sólido (Dandekar, 2006).

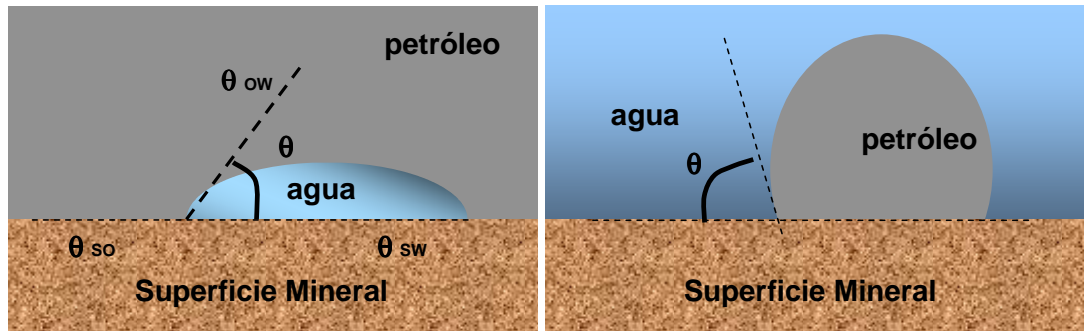


Figura 16. Esquema de un sistema de dos líquidos inmiscibles (agua y aceite) en contacto con una superficie mineral (Dandekar, 2006).

De acuerdo a este sistema, la tensión de adhesión es definida como:

$$A_T = \sigma_{SO} - \sigma_{SW}. \text{ (Ecuación 1)}$$

Donde σ_{SO} es la tensión interfacial entre el sólido y la fase más ligera (fase oleica) y σ_{SW} es la tensión interfacial entre el sólido y el fluido más denso, que en este caso es el agua.

El ángulo de contacto, θ entre el líquido y la superficie sólida es mostrado en la figura 16. Este ángulo de contacto, por convención, es medido en la fase líquida más densa y puede estar en un rango de 0° hasta 180° . Por lo tanto, por definición el coseno del ángulo de contacto θ es:

$$\text{COS}\theta_{ow} = \frac{\sigma_{so} - \sigma_{sw}}{\sigma_{ow}} \text{ (Ecuacion 2)}$$

Combinando las ecuaciones 1 y 2:

$$A_T = \sigma_{ow} \text{COS } \theta_{ow}. \text{ (Ecuación 3)}$$

Para determinar la tensión de adhesión que define la mojabilidad del sistema mostrado en la figura 16, conocer el valor de la tensión interfacial agua petróleo (fase oleica) y medir el ángulo de contacto es necesario. El valor de la TIF agua-petróleo puede ser obtenido por el método de la gota colgante o por la técnica de gota giratoria, mientras que el ángulo de contacto puede ser determinado por un medidor estándar de ángulos de contacto, en el cual se coloca una gota del líquido sobre la superficie y una cámara captura el perfil de la gota, que luego será trabajada por un software. De este modo se calcula la tangente de la forma de la gota y el ángulo de contacto. Como se ha visto en muchos casos, el valor de TIF agua-petróleo está en el rango de 25 mN/m, y la magnitud de la adhesión es

definida por el ángulo de contacto, lo cual determina una magnitud importante en la medida de mojabilidad.

De acuerdo a la ecuación 3, una tensión de adhesión positiva indica que la fase densa (en este caso el agua) moja preferencialmente la superficie, mientras que un valor negativo indica una preferencia de mojado por la fase menos densa (petróleo o aceite en este caso). Una tensión de adhesión igual a 0 indica que ambas fases (petróleo y agua) tienen igual afinidad por la superficie sólida. Las preferencias de mojado calculadas por tensión de adhesión pueden ser expresadas en términos de ángulo de contacto; un valor de 0° indica una completa adhesión y el sistema está mojado al agua, mientras que un ángulo de 180° indicaría un sistema mojado al petróleo. Un ángulo de contacto de 90° indica un sistema de mojabilidad neutra, que es, que ambas fases tienen la misma afinidad por la superficie. En algunos casos un sistema de mojabilidad neutra es también llamado sistema de mojabilidad intermedia. Los límites para definir una mojabilidad neutra no están definidos, sin embargo, un rango de alrededor 70 a 110° es considerado como promedio.

Basados en el ángulo de contacto y asumiendo un valor constante de TIF, se ha determinado una terminología equivalente llamada índice de mojabilidad (WI). Para un ángulo de contacto de 0° y 180° , WI es $+1.0$ y -1.0 , mojado al agua y mojado al aceite, respectivamente. Para un ángulo de contacto de 90° , WI es 0 , que significa nuevamente que el sistema es de mojabilidad intermedia o neutra. Todas estas escalas y límites de mojabilidad, no consideran la mineralogía o litología del sólido o superficie rocosa.

Es imperativo el estudio de sistemas que consideren diferentes fluidos y superficies sólidas para comprender la causa de las preferencias de mojado. Al suponer un esquema hipotético con cuatro diferentes crudos (petróleo), agua y variación de la litología (arenisca y carbonatos) como el visto en la figura 17; se puede inferir que el efecto de la composición química del crudo y la litología de la roca, alteran la condición de mojabilidad de un yacimiento. Al observar los ángulos de contacto se ve ilustrado tal efecto, por ejemplo, con el petróleo A y agua, el agua es la fase preferencial que moja tanto la superficie de arenisca como la superficie de carbonato. En el caso del petróleo D y agua, la fase acuosa moja la superficie de arenisca con un ángulo de contacto de 35° , mientras que el petróleo moja preferencialmente la superficie de carbonato con un ángulo de contacto de 105° . El sistema de petróleo B y agua, muestra ligera mojabilidad al agua, mientras que el mismo sistema para carbonatos presente mayor grado de mojabilidad al agua. El comportamiento del sistema de petróleo C es contrario al sistema con petróleo D, de modo que resulta, la arenisca mojada al crudo y el carbonato mojado al agua (Dandekar, 2006).

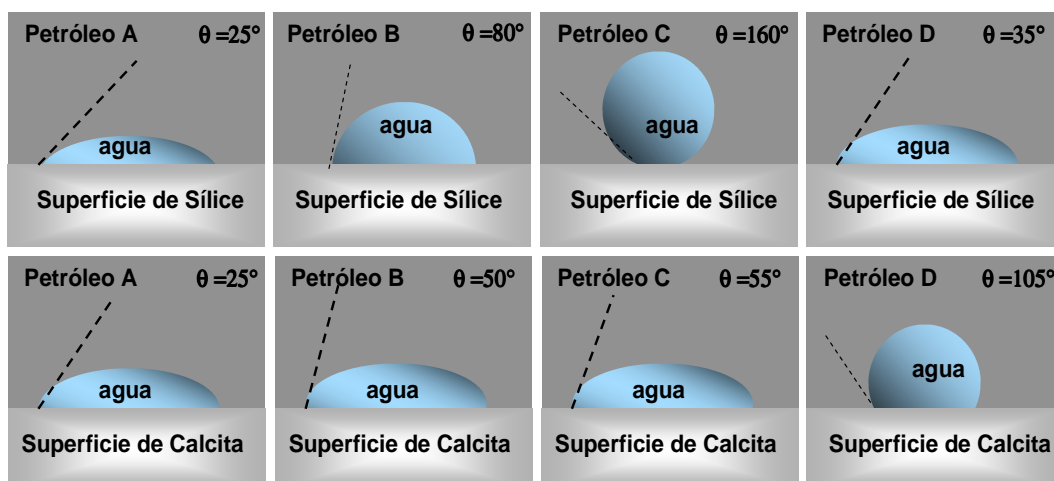


Figura 17. Efectos de las litologías y los fluidos en las tendencias de mojado (modificado Dandekar, 2006).

En resumen, dependiendo de la composición química de los fluidos involucrados y de la roca, tanto un mojado al agua como un mojado al petróleo es posible. Esta discusión de mojabilidad es enfocada sólo a la fase crudo y agua, en vista de que las características de mojabilidad de un yacimiento están definidas por la competencia entre estas dos fases líquidas, mientras que la fase de gas hidrocarburo es siempre la fase no mojantera.

En la época del nacimiento de la ingeniería del petróleo, se asumía que todos o la mayoría de los yacimientos, de petróleo fueron considerados fuertemente mojados al agua ($\theta=0$) y que el agua cubría completamente la superficie. Esta creencia de yacimientos fuertemente mojados al agua fue atribuida a la historia de saturación de los yacimientos debido a que la roca estuvo completamente saturada con agua previa a la migración del crudo en la roca. Básicamente por largos períodos de tiempo, la roca yacimiento siempre estuvo en contacto con agua y nunca contactó con hidrocarburos hasta que ocurrió la migración, y por lo tanto, no hubo razón para asumir que esta condición de mojado (la cual ha sido establecida originalmente por el agua) fuera alterada.

Esta concepción de yacimientos fuertemente mojados al agua permite que frecuentemente ciertos problemas surjan para entender su comportamiento. Debido a esto surgieron preguntas acerca de la mojabilidad natural de yacimientos de hidrocarburos y de la existencia de numerosos ejemplos de mojabilidad, que no sea fuertemente mojado al agua fueron encontrados.

Para enfatizar la ocurrencia de yacimientos no mojados al agua, Cuiec (1984) evaluó la mojabilidad de al menos 20 yacimientos de Europa, Norte América, África y Medio Oriente, confirmando la existencia de yacimientos no mojados al agua. También se identificaron muchos yacimientos parcialmente mojados por agua y crudo o mojabilidad intermedia. Esto demuestra que yacimientos fuertemente mojados por agua, o yacimientos mojados por aceite pueden existir,

muchos investigadores, expertos en materia de mojabilidad reconocieron que no muchos, sino la mayoría de los yacimientos tienen una mojabilidad intermedia entre mojado al agua y mojado al crudo. Esto básicamente significa, que la mojabilidad de un yacimiento no es una propiedad simple que se puede sobre simplificar. Esto generalmente concuerda con que no se trata de un valor discreto, sino que más bien es un rango continuo entre los dos extremos (Dandekar, 2006).

Estos aspectos prácticos tienen gran implicación para la ingeniería de yacimiento, porque la mojabilidad en el medio poroso gobierna la distribución relativa de los fluidos y esto ejerce importante influencia en las condiciones en las cuales el fluido fluye, dejando consecuencias en la recuperación de los hidrocarburos. Específicamente en los estudios de ingeniería de yacimiento en los cuales los estudios de núcleos son el análisis crítico, propiedades como presión capilar, permeabilidades relativas, saturación de agua irreducible y saturación de crudo residual son medidas rutinarias. Sin embargo, mojabilidad es una característica de un fluido y de una roca dada.

La mojabilidad muchas veces es utilizada como un juicio cualitativo, ya que describe o explica el comportamiento de los procesos en cierta manera, así como la distribución de los fluidos en el espacio poroso, curvas de presión capilar y características de permeabilidad relativa, o forma en que ocurre el desplazamiento de agua en los procesos de inyección de fluidos. No obstante, para una buena definición a nivel de poro, es necesario relacionar las características de mojado de un yacimiento. El conocimiento de la manera como el petróleo se adhiere a la roca, permite diseñar las estrategias para obtener una mejor recuperación del mismo.

Para los yacimientos de petróleo pueden existir varios estados de mojabilidad, y esto depende principalmente tanto de las características de la roca como del fluido. Se ha demostrado teórica y experimentalmente que existe un amplio espectro de condiciones de mojado (Dandekar, 2006):

5.2.- Mojabilidad uniforme

Son superficies minerales que presentan una afinidad marcada por un fluido en particular. Se utilizará el término fuertemente mojada al agua o fuertemente mojada al petróleo para referirse a los sistemas donde se observe este tipo de mojabilidad (figura 18). Si se trata de una roca mojada fuertemente al agua, la superficie de la roca tiene preferencia por la fase acuosa más que por la fase de hidrocarburo. Por lo que para este caso, la fase de hidrocarburo está contenida en el centro de los poros y por lo tanto, no contacta la superficie de la roca. Si la superficie es mojada fuertemente al crudo, el caso es contrario al anterior. Se cree que los componentes asfálticos son la causa de este tipo de mojado.

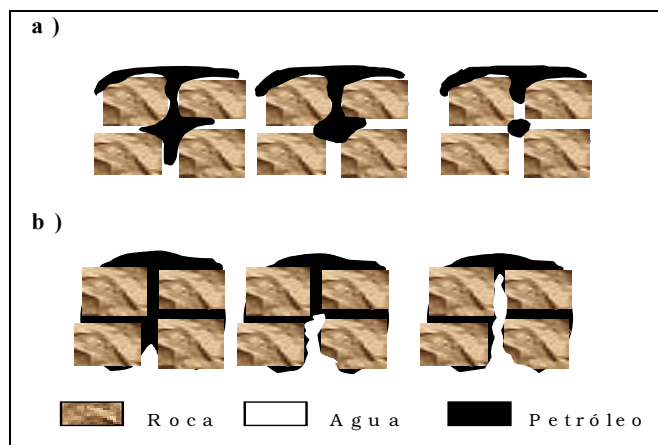


Figura 18. Mojabilidad Uniforme: a) Roca mojada al agua. b) Roca mojada al petróleo (Castro y Guzmán; 2006)

5.3.- Mojabilidad débil

Este tipo de condición se define en superficies minerales que no poseen una fuerte afinidad por un fluido, pero sí significativa, si se compara con la afinidad hacia otros fluidos. Si el nivel de presión capilar lo permite, los fluidos comparten los espacios porosos separados por interfaces o meniscos cuya intersección con la superficie mineral origina un ángulo de contacto (Dandekar, 2006).

5.4.- Mojabilidad intermedia o neutra

Existe cuando se observan superficies minerales que no presentan una fuerte preferencia por un fluido u otro, es decir, la roca puede ser igualmente mojada por algunos de los fluidos (agua o petróleo), existe una igual tendencia que se refleja en un ángulo de contacto igual a 0° . El origen preciso de mojabilidad intermedia no está definido; por lo tanto, ésta puede comprender la clasificación de mojabilidad fraccional como mixta (Dandekar, 2006).

5.5.- Mojabilidad fraccional

La mojabilidad fraccional ocurre cuando la superficie de la roca está compuesta por distintos minerales que tienen propiedades químicas diferentes, presentándose diferentes condiciones de mojabilidad. En este caso, algunas porciones de la roca son fuertemente mojadas al petróleo; y las zonas restantes, son fuertemente mojadas al agua. Un caso particular de esta condición de mojado es la llamada mojabilidad dalmatiana, la cual ocurre a escala de poro. Nótese que la diferencia con respecto a la mojabilidad neutra, implica que todas las porciones de la roca tienen igual preferencia por la fase oleica y la fase acuosa (Dandekar, 2006). Generalmente, la superficie interna de la roca del yacimiento está compuesta por minerales con diferente superficie química y distintas propiedades de adsorción, lo cual implica variaciones de mojabilidad. Brown y Fatt además de llamar a este tipo de mojabilidad Dalmatiana, también la llamaron heterogénea. Los componentes del crudo están por tanto adsorbidos de manera distinta sobre la roca (Anderson, 1986).

5.6.- Mojabilidad mixta

Este tipo de mojabilidad fue propuesta por Salathiel (1973). Esta mojabilidad sucede cuando los poros pequeños están ocupados por agua, siendo el agua la fase mojante, y los poros grandes son mojados por petróleo, existiendo una película continua de petróleo por todos los poros grandes. Se cree que la condición de mojado mixto está asociada con la invasión original de crudo preferiblemente dentro de los poros grandes, seguido por la depositación de compuestos asfálticos que convierten la superficie mojada al petróleo (Dandekar, A. 2006). Este tipo de condición permite el drenaje continuo de crudo durante la inyección de agua en el yacimiento hasta alcanzar bajas saturaciones de crudo. Nótese que la principal distinción entre mojabilidad mixta y fraccional es que esta última no especifica la localización de las superficies mojadas al crudo y las zonas no continuas mojadas al agua. Todavía se cuestiona a Salathiel por no explicar como el crudo migró primero en la roca, y como el agua permaneció en los poros más pequeños, sin permitir el contacto del crudo con la superficie. Sin embargo, se ha observado que bajo ciertas condiciones, agua puede separarse del crudo y colocarse en la superficie mineral. También se han desarrollado modelos, donde capas delgadas de agua pueden estar entre la roca y el crudo y es estabilizada por fuerzas electrostáticas alcanzadas con la generación de doble capa eléctrica en la interfase crudo/agua y agua/roca. Ya cuando el espesor de la película es crítico (aumenta en los poros grandes), esta situación es inestable y el crudo puede contactar entonces la roca. (Anderson, W., 1986).

5.7. Factores que afectan la mojabilidad

La mojabilidad de un yacimiento depende de las características de los fluidos involucrados y de la litología de la roca en cuestión. Obviamente estos son los factores primarios que afectan la mojabilidad. Existen otros factores adicionales que pueden jugar un importante rol en la mojabilidad de determinada superficie. Sin embargo, aún hay mucha incertidumbre de cual es la importancia relativa de estos varios factores. A continuación se numeran y discuten los principales factores que influyen al respecto:

5.7.1.- Componentes activos en el crudo:

La condición más común es que el agua ocupe los poros más pequeños en una roca mojada al agua, formando una película delgada sobre la superficie de la roca, mientras que el petróleo (fase no mojante generalmente), ocupa el centro de los poros más grandes. Esta condición ocurre, debido a que es la más favorable energéticamente. Sin embargo la mojabilidad puede ser alterada por ciertos factores, por ejemplo al adsorber componentes polares y/o por la deposición de materia orgánica presente originalmente en el crudo.

La presencia de componentes activos en el crudo puede afectar también la mojabilidad. Cuando el crudo contiene oxígeno, nitrógeno y/o sulfuros, éstos actúan como compuestos polares. Estos compuestos contienen un terminal polar y una cadena de hidrocarburo. El terminal polar se adsorbe sobre la superficie de la roca, exponiendo la cadena de hidrocarburo, causando que la superficie sea afín al petróleo. Ejemplo de esto es la presencia de componentes asfálticos en el crudo, los cuales son fácilmente adsorbibles por la superficie mineral. Tang y

Morrow (1997), estudiaron el efecto de los asfáltenos con la mojabilidad. Sus experimentos se basaron en núcleos de arena de Berea en los cuales se desplazaron tres crudos distintos. A uno de los crudos le fue modificada su composición por remoción de los componentes livianos o por adición de alcanos así como pentano, hexano y decano, para investigar el efecto de los cambios de la mojabilidad con la composición del crudo. Ellos concluyeron que la remoción de los componentes livianos del crudo resulta en un incremento de mojabilidad al agua, mientras la adición de alcanos al crudo reduce la mojabilidad al agua.

5.7.2.- Química del agua de formación:

Otro parámetro importante en la determinación de la mojabilidad es la composición química y el pH del agua de formación, ya que afectan fuertemente la carga en la superficie de la roca y en la interfase entre los fluidos. Pueden existir cationes multivalentes en el agua de los yacimientos, los cuales aumentan la adsorción de surfactantes sobre la superficie mineral, haciendo que la roca sea preferencialmente mojada al agua.

Experimentos realizados por Vijapurapu y Rao (2003), evaluaron los efectos de la dilución del agua salada de formación sobre la mojabilidad de un sistema crudo-agua-roca (dolomita). Sus resultados indicaron que la naturaleza inicial de mojado al agua del sistema cambió a mojabilidad intermedia simplemente por dilución del agua de formación con agua desionizada. Tang y Morrow (1997) llevaron a cabo pruebas de desplazamiento en núcleos de Berea y varios sistemas de aguas de formación de distinta salinidad, para evaluar el efecto en el factor de recobro y en la mojabilidad. Estos resultados mostraron que la salinidad del agua inyectada altera significativamente la mojabilidad y el factor de recobro a la temperatura del yacimiento. Ellos observaron que incrementó el factor de recobro con la dilución del agua de formación y del agua de inyección. Sin embargo no logran correlacionar directamente los cambios de mojabilidad (por un solo parámetro, tal como el índice de mojabilidad Amott) que ocurren con la dilución de la salmuera inyectada.

5.7.3.- Mineralogía de areniscas y carbonatos:

El tipo de superficie mineral en un yacimiento es también importante en la determinación de la mojabilidad. Por ejemplo, las arenas de cuarzo puras o superficies de sílice son preferiblemente mojadas por el agua, sin embargo, la presencia de ciertas arcillas en estas arenas, puede favorecer la preferencia al petróleo (Araujo, 2004). Estudios anteriores han demostrado que los yacimientos de carbonatos son típicamente más mojados por el petróleo que los yacimientos de areniscas.

5.7.4.- Temperatura y presión del yacimiento

El efecto de la temperatura y la presión del yacimiento en la mojabilidad pueden ser vistos de diferentes maneras. Los efectos mayormente son reflejados a través de los cambios en la composición del crudo que puede ocurrir por precipitación de asfáltenos, en el caso del crudo. Similarmente la mojabilidad puede variar en función de la temperatura y presión al cambiar los valores de tensión interfacial, sobre todo con los cambios de temperatura, en vista de que es ésta una variable de formulación. Sin embargo, Wang y Gupta (2003), midieron ángulos de contacto

para superficies de calcita y cuarzo y no encontraron fuerte correlación con temperatura y presión.

El efecto en los ángulos de contacto ha sido también estudiado por otros investigadores, y en resumen sus resultados indican un coeficiente de variación en el ángulo de contacto vs. temperatura de aproximadamente $-20^{\circ}/^{\circ}\text{C}$. En promedio se ha observado en específicos sistemas que la disminución del ángulo de contacto con el incremento de la temperatura es real, pero pequeño, lo que indica que el sistema se transforma progresivamente más mojado al agua. Sin embargo, la tasa de incremento de mojado al agua con el incremento de la temperatura no muestra ser significativo.

Judhunandan y Morrow (1995) presentaron datos de índices de mojabilidad como una función de la temperatura de envejecimiento para dos tipos de sistemas roca-agua-crudo. Los dos crudos fueron tomados de West Texas y Mar del Norte respectivamente, mientras que los núcleos son arenas de Berea (que son sistemas rocosos ideales utilizados para pruebas de laboratorio de acuerdo a la permeabilidad que se necesite). Estos sistemas roca-crudo-agua, fueron envejecidos en un rango de temperaturas entre 20 a 80°C . Seguidamente cuando se representó el índice de mojabilidad vs. temperatura para ambos sistemas, se observó una tendencia a disminución de fuerza de mojado al agua con el incremento de la temperatura. Por lo que se revela un efecto dominante de la temperatura sobre la mojabilidad.

5.7.5.- Profundidad de la estructura del yacimiento

La ubicación del contacto agua-petróleo en un yacimiento puede presentar un potencial control sobre la mojabilidad (Dandekar, 2006). Por ejemplo en el caso de yacimientos con gravedad capilar equilibrada, si se grafica índice de mojabilidad Amott-Harvey contra altura de la columna de roca sobre el contacto agua-petróleo, como se muestra en la figura 19, la mojabilidad puede cambiar desde ligeramente mojada al crudo en la columna de petróleo hasta mojada al agua cerca del contacto agua-petróleo.

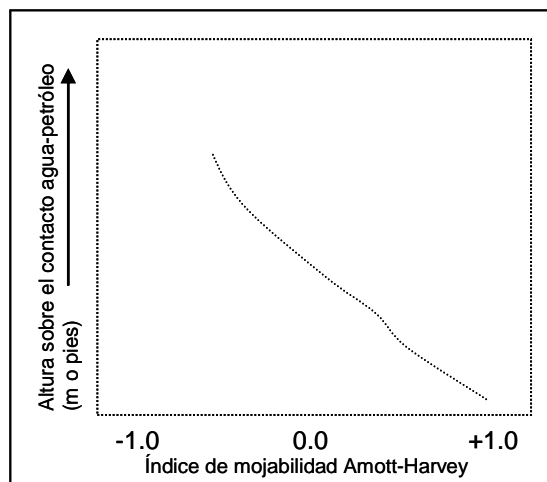


Figura 19. Efecto de la profundidad de la estructura del yacimiento con la mojabilidad (Dandekar, 2006)

Jerauld y Rathmell (1997) documentaron la mojabilidad del yacimiento Bahía Prudhoe en función de la profundidad de la estructura. Se recolectaron muestras de núcleos a diferentes profundidades y su mojabilidad fue determinada por el método de Amott. Un gráfico del índice de mojabilidad contra profundidad revela la existencia de rocas completamente mojadas al agua cerca del contacto agua-petróleo (base de la estructura), y una mojabilidad mixta en las rocas cerca del contacto agua petróleo (tope de la estructura). Sin embargo, las muestras tomadas a varias profundidades por encima del contacto agua-petróleo indican progresivamente un comportamiento más mojado al crudo con el aumento del largo de la columna del crudo. Esto demuestra la existencia de una transición de mojabilidad dentro del campo, con comportamiento mojado al agua en la base de la estructura, y comportamiento de mojabilidad mixta en el tope de la estructura, tendiendo hacia mojado al crudo en relación al contacto agua-petróleo.

5.8.- Importancia de la mojabilidad en la industria.

Relación entre mojabilidad y saturación de agua irreducible y saturación de crudo residual

Es bien sabido que la mojabilidad de un yacimiento afecta la distribución relativa de los fluidos dentro del medio poroso., lo cual puede afectar fuertemente la forma del desplazamiento, características de permeabilidad relativa, y en consecuencia la producción del yacimiento de hidrocarburos. La saturación de agua irreducible (S_{wi}) y la saturación de crudo residual (S_{or}), representan los puntos finales de cualquier curva de permeabilidad (durante un proceso de recuperación mejorada, por ejemplo). La cantidad máxima de hidrocarburos que pueden ser recuperados en un yacimiento va representada por $1-S_{wi}$, mientras que S_{or} la cantidad de hidrocarburos remanentes en el espacio poroso después de un proceso de recuperación.

La relación entre mojabilidad y saturación de agua inicial o saturación de agua irreducible es algunas veces como regla de oro, que el agua que moja las rocas tenga saturación de agua connata mayor que 20 a 25% del volumen de poro, mientras que en rocas mojadas al aceite el agua connata se encuentra en un orden menor que 15% del volumen de poro e incluso frecuentemente menos al 10% (Dandekar, 2006).

Jadhunandan y Morrow (1995), estudiaron varios sistemas y graficaron índice de mojabilidad contra saturación de agua inicial. La saturación de agua inicial tiende a decrecer con el incremento de la mojabilidad al aceite o al crudo. Jerauld y Rathmell (1997), también presentaron una base de datos, donde graficaron índice de mojabilidad contra saturación de agua inicial, para sistemas de la Bahía Prudhoe y concluyeron, que existe una fuerte correlación entre saturación de agua inicial y el índice de mojabilidad de Amott, de modo que a mayor tendencia de mojado al agua, mayor es la saturación inicial de agua. El comportamiento observado en estos trabajos puede ser considerado consistente con el hecho que, en rocas mojadas al agua, el agua cubre la superficie de los poros y ciertamente

existe una película continua comparada con los lóbulos pequeños y discontinuos cuando se trata de mojado al aceite.

Estudios para recuperación mejorada de petróleo a partir de inyección de agua, fueron simulados en areniscas de Ohio por Amott, con la finalidad de comparar el efecto de la mojabilidad y la saturación de crudo residual y crudo producido (factor de recobro). Los resultados indicaron que bajos factores de recobro o altas saturaciones de crudo residual (Sor) fueron obtenidas a ambas mojabilidades extremas, mientras que los máximos valores de recobro o bajas saturaciones de crudo (Sor) son obtenidas en situaciones de débilmente mojado al agua hasta condiciones de mojabilidad neutra. Similares resultados fueron encontrados por Jadhunandan y Morrow (1995), con areniscas de Berea, alto recobro con mojabilidades neutras o cercanas a mojabilidad al agua, y bajo recobro en situaciones extremas.

Trabajos realizados por Lorenz et al. (1974), presentan medidas de saturaciones residuales de crudo por desplazamientos en centrífuga, variando la mojabilidad de las muestras, con adición de organoclorosilicanos. Se vuelve a dar por hecho, un comportamiento similar al de los trabajos anteriores, alta saturación de crudo residual 30% (bajo recobro) cuando la roca tiene mojabilidades extremas, mientras que mínimos valores de saturación de crudo residual 20% (o alto recobro) alrededor de la región de régimen de mojado neutro.

5.9.- Métodos para determinar la mojabilidad de una superficie

Existen varios métodos para evaluar la mojabilidad de las superficies sólidas, cuantitativos (medición de ángulos de contacto, técnicas analíticas de superficie como XPS, método de Amott Harvey, U.S. Bureau of Mines o USBM) y cualitativos (curvas de permeabilidad, imbibición espontánea de agua o petróleo, pruebas de adhesión, tiempo de inmersión/hundimiento, pruebas de avance capilar, etc.). Para el estudio a considerar se calculará la mojabilidad a partir de los índices de Amott-Harvey, RMN y XPS que figuran como métodos cuantitativos.

Los métodos cualitativos para definir mojabilidad son indirectamente inferidos por otras medidas, por ejemplo, curvas de presión capilar o curvas de permeabilidad relativa. Sin embargo, con las curvas de permeabilidad relativa se puede solo discriminar entre fuertemente mojada al agua y fuertemente mojada al crudo. Un pequeño cambio de mojabilidad, por ejemplo, fuertemente y moderadamente mojado al agua, no puede ser detectado por este método.

Los métodos cuantitativos o métodos directos, donde la mojabilidad es medida en la roca utilizando núcleos del yacimiento y sus fluidos, para luego reflejar un índice de mojabilidad, que significa el grado de agua, crudo o mojado intermedio. El método del ángulo de contacto mide la mojabilidad de una determinada superficie, mientras que el método de Amott y USBM miden el promedio de una muestra de núcleo. El método del ángulo de contacto es el método más directo,

porque esta medida del ángulo es representativa de la roca del yacimiento, cuando se incluyen también sus fluidos, de la cual la tensión de adhesión puede ser calculada si el valor de TIF entre el crudo y el agua ya son conocidos. Para el caso de los otros dos métodos, Amott y USBM, la mojabilidad es evaluada con base a características muestras de núcleo. Para medidas de mojabilidad fraccional, son utilizadas técnicas de teñido y relajación magnética nuclear, mientras que mojabilidad mixta es evaluada por técnicas de placas de vidrio y otras técnicas más avanzadas como fuerzas microscópicas atómicas.

Mientras la técnica de medida de ángulo de contacto es hecha sobre una superficie específica, los métodos Amott y USBM miden un ponderado de la mojabilidad en un (o varios) núcleo(s) de roca, que debe(n) ser representativo(s) del yacimiento. El método de Amott-Harvey es una variación de la metodología denominada USBM (United States Bureau of Mines), que utiliza datos generados de la curva de presión capilar para obtener un índice que infiere la mojabilidad. Para cuantificar la mojabilidad a partir del método USBM (United States Bureau of Mines), es necesario construir una curva de presión capilar. En el caso de la metodología de Amott-Harvey, se busca cuantificar el trabajo requerido de un fluido en desplazar otro dentro de la muestra de roca.

5.9.1.- Método USBM

La metodología USBM (United States Bureau of Mines), fue desarrollada por Donaldson, es apropiada para medir en promedio la mojabilidad de una muestra de núcleo. Este es uno de los métodos más comunes para medir mojabilidad de núcleos de roca. El método necesita como herramienta principal una centrífuga. La prueba comienza estableciendo la condición de saturación de agua irreducible, y este estado de saturación es obtenido centrifugando la muestra saturada con agua con crudo a altas velocidades. El desplazamiento de agua por crudo es monitoreado y la centrifugación continúa hasta que se alcance el equilibrio, el cual es indicado por cero producción fraccional de agua o por el alcance de un Plateau en la curva de acumulación de producción de agua vs. Tiempo. El valor de saturación de agua irreducible es calculado tanto por balance de volúmenes o por balance de masas.

Una vez preparada la muestra a saturación de agua irreducible, comienza la determinación de la mojabilidad en su primera etapa en la cual los núcleos son colocados en agua de formación y son centrifugadas a velocidades incrementales hasta alcanzar una presión efectiva (diferencia de presión entre las dos fases) de -10 lpc. En esta etapa el agua de formación desplaza el crudo del núcleo. Durante esta etapa la presión efectiva es calculada por la ecuación de Slobod, mientras que la cantidad de agua saturada es calculada de la cantidad de crudo desplazado. Es de hacer notar que las presiones efectivas para el agua de formación son negativas. Esta distinción es hecha por consideración a las diferencias entre la fase no mojante y mojante, que es, en este caso el agua de formación, si el agua es considerada como fase mojante entonces: $-P_{\text{efectiva}} = P_{\text{agua}} - P_{\text{crudo}}$, resultando valores negativos. El segundo paso es el emplazamiento de crudo, allí el crudo

desplaza al agua del núcleo. La saturación de agua y las presiones efectivas son calculadas con velocidades incrementales en la centrífuga.

Luego de estas dos etapas, la presión efectiva para ambos fluidos (agua y crudo) son graficadas contra saturación de agua. Seguidamente es necesario calcular el área bajo la curva de la curva de imbibición (A_o) y de la curva de drenaje (A_w) bajo algún método numérico (figura 20) para obtener los índices de Mojabilidad (Castro y Guzmán; 2006). El índice de mojabilidad USBM (I_{USBM}) es calculado de la relación del área entre las dos curvas de presión efectiva de acuerdo ala siguiente ecuación:

$$I_{USBM} = \log \left[\frac{A1}{A2} \right] \quad (\text{Ecuación 4})$$

Donde A1 es el área bajo la curva de crudo (A_o) y A2 es el área bajo la curva de agua de formación (A_w). La mojabilidad del núcleo es cualificada de acuerdo al siguiente criterio: Si $I_{USBM} > 0$ el núcleo es mojado al agua; y cuando $I_{USBM} < 0$, el núcleo es mojado al aceite, mientras que valores cercanos a cero indican mojabilidad neutra. Las muestras de núcleos aquí utilizadas, se recomienda (Dandekar, A., 2006) sean envejecidas en el crudo a temperatura y presión del yacimiento por un largo período de tiempo, que puede alcanzar hasta las 1000 h., o incluso más. Esto se recomienda con el objetivo de reestablecer la mojabilidad que se desarrolló en tiempos geológicos. Sin embargo, se puede observar, que no existen métodos específicos o pautas sobre como la mojabilidad debe ser restaurada. Más aún, la medida de mojabilidad hecha en los núcleos restaurados no pueden ser realmente comparados con la mojabilidad real del yacimiento, de hecho, la mojabilidad natural no es conocida (todo esto bajo la asunción de que ha sido alterada por los lodos de perforación por filtración).

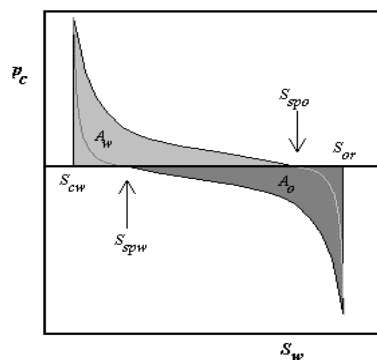


Figura 20. Áreas bajo las curvas de presión capilar para el cálculo del índice de mojabilidad por método USBM (Castro y Guzmán; 2006)

5.9.2.- Método Amott

En la metodología de Amott, la más comúnmente utilizada, la determinación es realizada en núcleos de roca con base a las propiedades de desplazamiento del sistema agua-aceite. Los núcleos empleados deben ser de 1,0 o 1,5 pulgadas de

diámetro y de 2,0 a 3,0 pulgadas de largo. Esta técnica contempla desplazamientos de agua y aceite (petróleo), de forma natural y forzada en un dado núcleo. La prueba comienza con una saturación de crudo residual en la muestra de núcleo, la cual es obtenida por desplazamiento forzado de crudo. Seguidamente, las medidas ponderadas de la mojabilidad característica de la muestra de núcleo se obtienen al cumplir las siguientes cuatro etapas de desplazamiento (figura 21):

- 1.- Inmersión de la muestra de núcleo en crudo para observar el desplazamiento espontáneo de agua por el crudo (Drenaje espontáneo).
- 2.- Desplazamiento forzado de agua por crudo en la misma muestra por la aplicación de desplazamiento a alta presión (Drenaje forzado).
- 3.- Inmersión de la muestra de núcleo en agua para observar el desplazamiento de crudo por agua (Imbibición espontánea).
- 4.- Desplazamiento forzado de crudo por agua (Imbibición forzada).

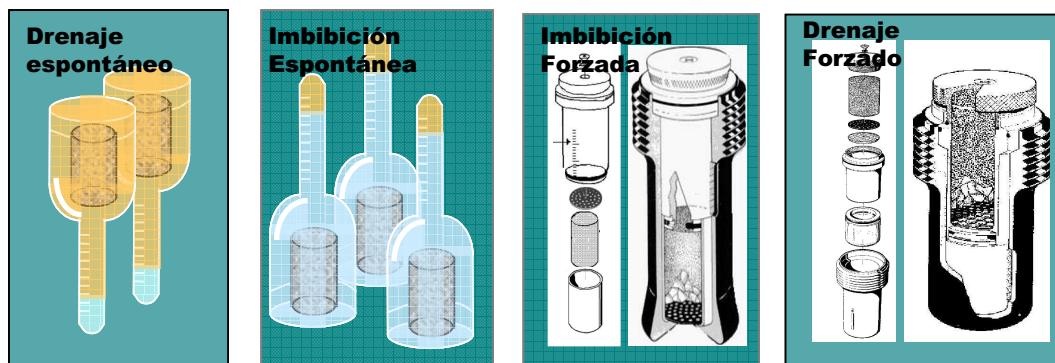


Figura 21: Instrumentos para desplazamientos espontáneos y forzados

En cada una de estas etapas el volumen de agua y de crudo cedido en los desplazamientos espontáneos y forzados es registrado. Cuando se hace referencia al término imbibición, esto significa “adsorción de un líquido por un sólido”, por ello va referido a los procesos donde el fluido desplazante es la fase mojante y por tanto el proceso está favorecido. Los desplazamientos forzados con crudo y agua pueden ser llevados a cabo con equipos de desplazamiento. Amott, en sus experimentos, dejó las muestras para desplazamientos espontáneos por un período de 20 horas y en la centrifuga se utilizaron fuerzas que alcanzaban hasta 1800 veces la fuerza de gravedad. Aunque en los experimentos de Amott, el tiempo límite de 20 horas fue cambiado para desplazamientos espontáneos, el mejor esquema puede ser revisar periódicamente y graficar la cantidad de fluido desplazado esperando el equilibrio, hasta que se obtenga un valor estable.

La mojabilidad de la muestra de núcleo por el método de Amott es determinada como sigue: Tomar como V_{ws} el volumen de agua espontáneamente desplazado por crudo, V_{wf} el volumen de agua liberado por desplazamiento forzado de agua por causa del crudo, $V_{wt} = V_{ws} + V_{wf}$ es el volumen de agua proveniente de los desplazamientos forzados y espontáneos, V_{os} es el volumen de crudo espontáneamente desplazado por agua, V_{of} es el volumen de crudo liberado por

desplazamiento forzado de crudo a causa del agua, y $V_{ot} = V_{os} + V_{of}$ es el volumen de crudo proveniente de los desplazamientos espontáneos y forzados.

En función de estas medidas de volúmenes en cada etapa, se tienen dos conceptos, desplazamiento por la relación de aceite (crudo), δ_o ; y desplazamiento por la relación de agua, δ_w ; tal como se define en las siguientes ecuaciones:

$$\delta_o = \frac{V_{ws}}{V_{wt}} \quad (\text{Ecuación 5}) \quad \text{y} \quad \delta_w = \frac{V_{os}}{V_{ot}} \quad (\text{Ecuación 6})$$

La relación de volúmenes de desplazamiento espontáneo con respecto al volumen total, como se define en las ecuaciones 5 y 6, son utilizadas como índices de mojabilidad. Luego de acuerdo a los valores obtenidos, se interpreta de acuerdo a los criterios de la siguiente tabla:

Tabla 3: Relación entre mojabilidad e índice de mojabilidad de Amott

Relación de desplazamiento	Mojabilidad al agua	Mojabilidad Neutra	Mojabilidad al aceite
δ_o	Cero	Cero	Positivo
δ_w	Positivo	Cero	Cero

Adicionalmente a este criterio, se puede hacer también una distinción entre fuerte y débil mojado al agua o al aceite. Por ejemplo, un valor de δ_o cercano a 0 indica preferencia débil por mojabilidad al aceite. Similarmente, un valor de δ_w cerca de 1 indica una preferencia débil por mojado al agua. Con base a estos criterios, Amott ha reportado una gran variedad de categorías de mojado; fuertemente mojado, débilmente mojado y mojabilidad neutral.

La distribución de fluidos en el medio poroso está controlada por la mojabilidad, y esto favorecerá en mayor o menor grado la facilidad con que es posible mover en la roca un determinado fluido.

El método de Amott Harvey se basa en pruebas de desplazamiento espontáneo y forzado, ya sea a partir de procesos de centrifugación, o celdas de imbibición. A partir de valores obtenidos de acuerdo al volumen desplazado de crudo y volumen desplazado de agua, y empleando las ecuaciones de Amott-Harvey se podrá encontrar una situación de mojado al agua, mojado intermedio y mojado al aceite. La prueba de Amott-Harvey permite identificar los diversos síndromes de mojabilidad de rocas, particularmente la mojabilidad fraccional que escapa a la interpretación clásica.

Parecido a la prueba de Amott, este procedimiento comienza con un desplazamiento de crudo en la muestra de núcleo hasta alcanzar saturación de agua irreducible, lo cual se logra en una centrífuga. La secuencia de desplazamiento utilizada en la prueba de Amott original, es revertida en este caso; la muestra de núcleo que se encuentra a saturación de agua irreducible es

primero sometida a desplazamiento espontáneo y forzado de crudo por el agua y seguidamente es sometida a desplazamiento forzado y espontáneo de agua por el crudo. Basado en los registros de volúmenes, las relaciones de desplazamiento por agua y aceite (crudo) son entonces calculadas por el método de Amott como se mostró en las ecuaciones 5 y 6. Usando estas relaciones, la mojabilidad de Amott-Harvey es calculada como:

$$I_{AH} = \delta_w - \delta_o \quad (\text{Ecuación 7})$$

La ecuación 7 combina las relaciones de desplazamiento dentro de un solo índice de mojabilidad que varía desde +1 para completamente mojado al agua, hasta -1 para completamente mojado al aceite (crudo). Como se muestra en la siguiente tabla, se tiene una escala refinada de mojabilidad y se propone una clasificación basada en el rango de valores de I_{AH} de Amott-Harvey (Cuiec's, L.; 1984).

Tabla 4: Clasificación Mojabilidad Cuiec's basada en el índice de mojabilidad de Amott-Harvey,

I_{AH}	
Rango I_{AH}	Mojabilidad
+0.3 hasta +1.0	Mojado al Agua
+0.1 hasta +0.3	Débilmente mojado al agua
-0.1 hasta +0.1	Neutral
-0.3 hasta -0.1	Ligeramente mojado al aceite
-1.0 hasta -0.3	Mojado al aceite

Para la interpretación clásica de los índices de mojado, se utiliza una ecuación donde δ_n es el índice de mojabilidad neutra, δ_o índice de mojabilidad al aceite y δ_w el índice de mojabilidad al agua, todas sumadas resultan igual a 1 ($\delta_n + \delta_o + \delta_w = 1$). Cuando $\delta_n = 0$, la roca tiene fuerte afinidad con el agua, con el aceite o con ambos. Cuando es igual a 1, la roca no tiene afinidad ni con el agua ni con el aceite. Una representación triangular de los índices permite identificar los diversos síndromes de mojabilidad, particularmente aquellos de gran impacto técnico en la recuperación de petróleo, como la mojabilidad neutra, intermedia y fraccional. A continuación se muestra la tabla 5 y el gráfico 22 (gráfico triangular), donde se muestran los distintos síndromes de mojabilidad conociendo estos tres índices de mojado.

Tabla 5. Definición de los diversos síndromes de mojabilidad

Mojabilidad	Condiciones		
Fuerte al Agua	$0,7 \leq \delta_w \leq 1$	$0 \leq \delta_o \leq 0,3$	
Fuerte al Aceite	$0 \leq \delta_w \leq 0,3$	$0,7 \leq \delta_o \leq 1$	
Débil al Agua	$0 \leq \delta_w \leq 0,3$	$0,3 \leq \delta_o \leq 0,7$	
Débil al Aceite	$0,3 \leq \delta_w \leq 0,7$	$0 \leq \delta_o \leq 0,3$	
Neutra	$0 \leq \delta_w \leq 0,3$	$0 \leq \delta_o \leq 0,3$	$0,7 \leq 1 - \delta_w - \delta_o$
Intermedia	$0 \leq \delta_w \leq 0,3$	$0 \leq \delta_o \leq 0,3$	$0,4 \leq 1 - \delta_w - \delta_o \leq 0,7$
Fraccional	$0,3 \leq \delta_w \leq 0,7$	$0,3 \leq \delta_o \leq 0,7$	

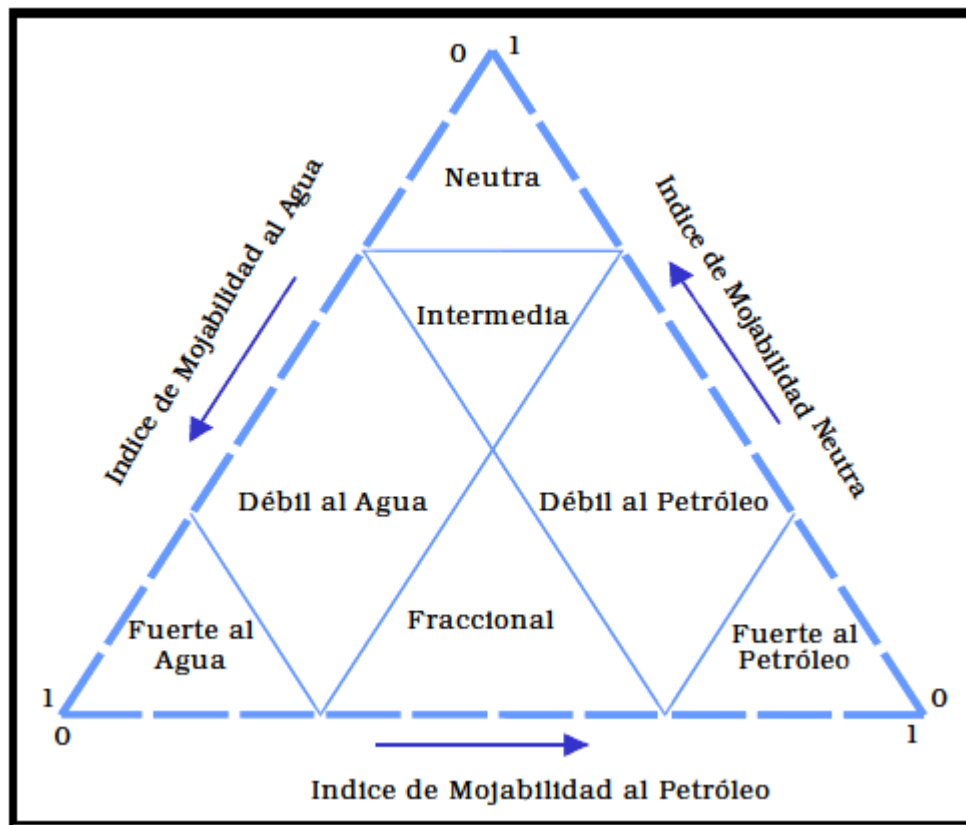


Figura 22. Representación triangular de índices de mojabilidad (Castro y Guzman; 2006)

5.9.3.- Método XPS

La técnica espectroscopía de fotoelectrón de rayos X (XPS) es una técnica analítica de superficie que conociendo el contenido de carbono orgánico en la superficie se puede inferir la condición de mojado.

La técnica de XPS es empleada frecuentemente para estudiar la estructura y composición de superficies, en realidad es un microanálisis de superficies, a nivel atómico. La técnica de análisis por XPS o espectroscopía de fotoemisión por irradiación X (X ray Photoelectron Spectroscopy), también conocida como ESCA o espectroscopía electrónica para análisis químico (Electron Spectroscopy for Chemical Analysis), está basada en el efecto llamado por Albert Einstein con el nombre de: efecto fotoeléctrico bajo la hipótesis de que la luz o radiación electromagnética, está constituida por partículas o corpúsculos a los que él identificó por primera vez bajo la denominación de fotones en 1905.

El efecto fotoeléctrico consiste en ionizar sistemas atómicos mediante el empleo de radiación electromagnética. Los electrones emitidos a consecuencia de ionización en sólidos, se les denomina electrones secundarios. El efecto fotoeléctrico se entiende bajo la concepción corpuscular de la radiación electromagnética (luz). La energía de cada uno de los fotones, de magnitud $h\nu$, se emplea en parte para ionizar el átomo en su ambiente fisicoquímico y, la restante, para impartir energía cinética al electrón una vez que éste ha abandonado al sistema atómico. Dada la naturaleza cuántica de la estructura atómica, la energía necesaria para ionizar un determinado átomo dependerá de su identidad, lo que permite que, si la energía del fotón es conocida, la energía cinética de escape del fotoelectrón quedará automáticamente determinada, lo que resulta útil para la identificación de elementos químicos.

El principio en el cual se basa la técnica XPS se puede expresar bajo la forma de la siguiente ecuación:

$$h\nu = E_f - E_i + E_c + E_r + \phi \quad (\text{Ecuación 8})$$

donde, por conservación de momentum y de energía se tendrá que:

E_f = Energía final del ión con N-1 electrones

E_i = Energía inicial del sistema atómico

E_c = Energía cinética del fotoelectrón (entendido también como electrón secundario)

E_r = Energía cinética de ión (por efecto de la conservación del momentum)

ϕ = Función trabajo al considerar sólido en donde se encuentra el sistema atómico a ionizar, así como su conexión eléctrica con el espectrómetro usado.

La ecuación 8 puede ser reescrita sustituyendo E_b por $E_f - E_i$, diferencia que puede ser definida como energía de ligadura al sistema atómico, y despreciando E_r , porque a las frecuencias típicas de los rayo X con las que se trabaja, y dado que son fases condensadas la hacen una magnitud muy pequeña; quedando entonces:

$$h\nu \cong E_b + E_c + \phi \quad (\text{Ecuación 9})$$

En la práctica, para buscar cuantificar la energía fotoelectrónica E_c ($E_c \cong h\nu - E_b - \phi$), se aplica alto vacío en la cámara de análisis (de orden de 10^{-7} a 10^{-8} mmHg) junto a una cuidadosa calibración del instrumento para que la diferencia $h\nu - \phi$ quede bien determinada. Para el perfecto conocimiento de la energía fotónica, se emplea la emisión de las líneas $K\alpha$ del Magnesio (1253,6 eV) o del Aluminio (1486,6 eV), radiaciones X que penetran en un sólido hasta la profundidad de unos 10 μm induciéndose la emisión de fotoelectrones con energías cinéticas en el intervalo comprendido entre 1 a 200 eV.

La técnica de XPS se caracteriza como una de las técnicas exclusivas para el análisis de superficies, ya que la información que se recopila con ella corresponde a profundidades muy pequeñas a la escala macroscópica, siendo esta técnica idónea para el estudio de películas delgadas. La energía de ligadura es una función del estado cuántico en el cual se encuentra inicialmente al sistema atómico a ser ionizado, es por esta razón que la técnica XPS permite la identificación de elementos químicos presentes. Así, mediante la determinación experimental de E_c es posible conocer, con el uso de la ecuación (9), la energía de ligadura E_b la cual será una magnitud única para cada elemento químico, en cada uno de sus posibles estados cuánticos asociados a sus diferentes estados de oxidación (Cabrera, C. 1991).

El principio experimental es simple. Una radiación electromagnética de energía $h\nu$ penetra una superficie de prueba y es absorbida por electrones con energías de ligadura E_b por debajo del nivel de vacío. Que entonces son liberados desde el sólido con energías cinéticas dadas por:

$$E_c = h\nu - E_b - e \cdot W_{sp} \quad (\text{Ecuación 10})$$

donde ν es la influencia de la radiación por excitación y W_{sp} es la función trabajo propia del espectrómetro. Estas energías son características de las especies atómicas de donde se emiten los electrones. El análisis energético de los electrones fotoemitidos es usado para determinar E_b y a partir de ésta determinar la especie atómica (figura 23). La respuesta energética de la superficie se puede obtener como un espectro donde se obtienen las distintas energías de enlace vs. Cuentas por segundo (figura 24).

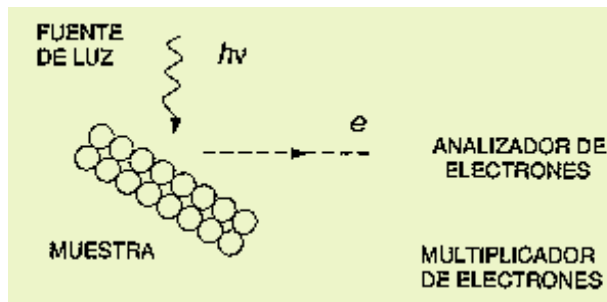


Figura 23. Esquema de funcionamiento de método XPS (Castro y Guzman; 2006)

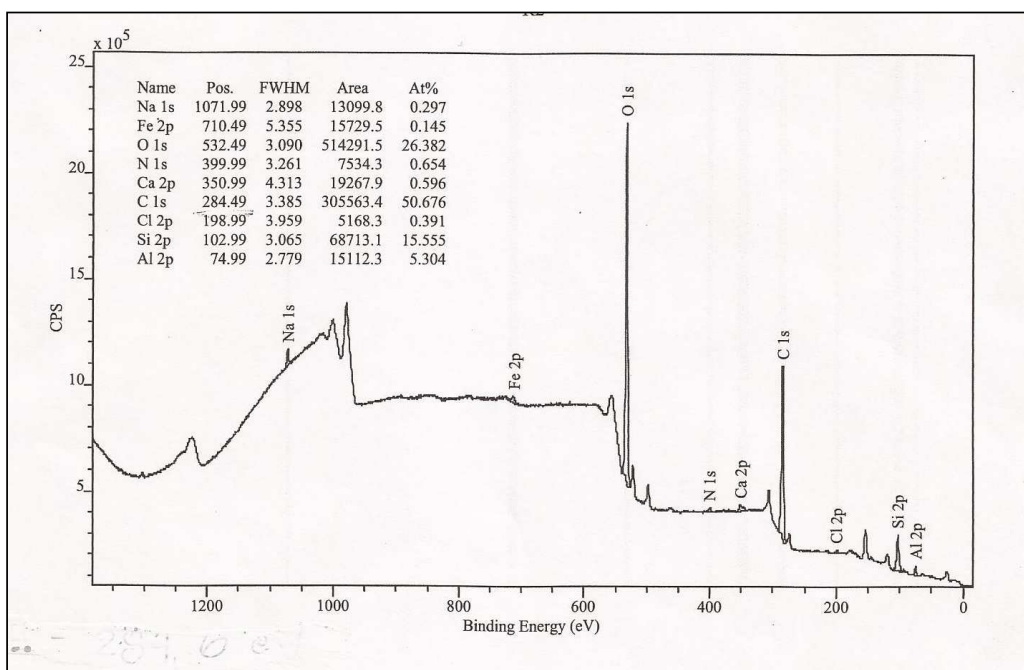


Figura 24. Espectro XPS (conteos por segundo contra energía del enlace)

La correlación entre el contenido de carbón orgánico (C.H) superficial y el índice de mojabilidad convencional (determinado a través de la prueba de Amott-Harvey) clasifica las superficies minerales como:

Tabla 6. Mojabilidad a partir de contenido de carbono orgánico vía XPS (Castro, 2008)

Condición de Mojado	Carbono Orgánico en superficie
Fuertemente mojada al crudo	$C-H \geq 50\%$
Débil al crudo	$49\% \geq C-H \geq 37\%$
Mojado intermedio	$36\% \geq C-H \geq 25\%$
Débil al agua	$24 \geq C-H \geq 19\%$
Fuertemente mojada al agua	$18 \geq C-H$

En el caso que la señal del carbono aparezca en la posición 284,6 eV, el criterio anterior es lo más adecuado. De lo contrario ($>284,6$ eV), ya no corresponde a enlaces orgánicos del carbono (C-H), sino más bien carbono inorgánico, y por tanto, la mojabilidad se infiere a partir de la relación Silicio/Oxígeno (Si/O):

Si/O $>0,5$ mojabilidad Intermedia

Si/O $<0,5$ mojabilidad al crudo

Si/O $=0,5$ mojado al agua

5.9.4.- Método RMN

La técnica de Resonancia Magnética Nuclear o RMN es utilizada en una variedad de aplicaciones cada vez más numerosas para caracterizar los fluidos de las formaciones y determinar la productividad de la misma. Esta técnica es no ionizante, no destructiva y no invasora. La resonancia implica la adsorción de energía por un núcleo en giro en presencia de un campo magnético. Magnética va asociada a los movimientos nucleares controlados mediante campos magnéticos, y Nuclear porque es relativo al núcleo de un átomo, compuesto por protones y neutrones o, en el caso del hidrógeno, por un solo protón. Toda partícula cargada al girar crea un campo magnético conocido como momento magnético. En los núcleos éste se relaciona directamente con su número cuántico de spin.

Hoy en día, las aplicaciones de la tecnología de RMN, permiten: la determinación del grado de etoxilación en Surfactantes, la determinación de contenido de hidrógeno en destilados medios, la elucidación de estructuras orgánicas (polímeros, oligómeros, compuestos etoxilados, compuestos orgánicos), el estudio de los catalizadores involucrados en los procesos, describir los yacimientos de petróleo y gas (porosidad de las rocas, permeabilidad de fluidos, etc.). Ya existen estudios que validan la capacidad de obtener información confiable sobre la porosidad y la permeabilidad de la formación, además de la caracterización de los fluidos contenidos dentro de la misma (Castro, Y., Veliz, A. 2008).

Estas mediciones se realizan a través del análisis multivariable de las curvas de distribución del tiempo de relajación transversal T_2 , basadas en la manipulación de los núcleos de hidrógeno contenidos en los fluidos, una vez sometidos a la influencia de campos magnéticos en la que se produce una señal denominada relajación magnética transversal. Esta señal es producto de la interacción de los momentos magnéticos de los núcleos de hidrógeno con las paredes del poro y con propiedades intrínsecas de los fluidos. La primera provee información acerca del tipo de roca y del tamaño de poros; la segunda está vinculada con la generación de campos magnéticos en el seno del fluido, relacionados con su densidad y viscosidad.

A partir de la función multi exponencial se obtiene, por medio de la transformada inversa de Laplace, la distribución de los tiempos de relajación magnética

transversal (Figura 25). Esta distribución es la base para el estudio de las propiedades de rocas y fluidos a través de RMN.

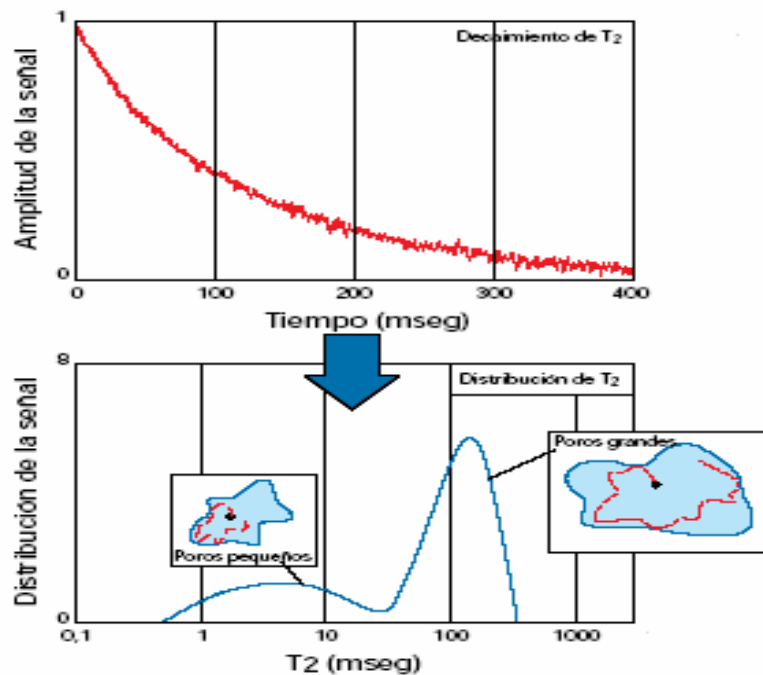


Figura 25. Aplicación de la transformada inversa de Laplace de la señal de T_2 (Castro, Y, Veliz, A. 2008)

Las compañías petroleras utilizan las mediciones de RMN en una variedad de aplicaciones cada vez más numerosas, caracteriza los fluidos de las formaciones y determinar la productividad de la misma.

Las muestras destinadas para este tipo de análisis deben ser lavadas con el solvente tolueno y metanol, para eliminar el contenido de impurezas o restos de crudo, se utiliza el equipo "Soxhlet" por cuatro horas. Luego se colocan en el horno para evaporar el solvente que contiene su espacio poroso en un horno al vacío con una temperatura de secado de 100 °F (38°C). Cuando las muestras han sido secadas, van introducidas en un recipiente denominado desecador, en el cual alcanzan la temperatura ambiente en forma gradual y sin absorber humedad del medio ambiente que las rodea.

Posteriormente se procede a empacar las muestras de arenas en celdas especiales de plexiglás de forma cilíndricas, y las caras de las mismas deben ser protegidas con papel de filtro o filtro de vidrio para evitar la salida de los granos pequeños. Luego se saturaran los tapones con una solución salina que simula el agua de formación. Esto se realiza sumergiendo en salmuera dentro de un saturador conectado a una bomba de vacío, con el objetivo de extraer todo el aire de la muestra y alcanzar la máxima saturación. Luego de la saturación, se conoce el peso saturado de cada una. Se calcula la porosidad por pesada, con la fórmula conocida de porosidad:

$$\phi = \frac{V_{poroso}}{V_{total}} = \frac{P_{saturado} - P_{seco}}{V_{total}} \quad (\text{Ecuación 11})$$

donde, $P_{saturado}$ es el peso de la muestra saturada, P_{seco} es el peso de la muestra seca, V_{total} es el volumen neto de la muestra.

Las mediciones de resonancia magnética nuclear se realizan en el equipo de laboratorio MARAN ULTRA de Resonance Instruments la cual tiene una frecuencia de resonancia de 2 MHz. Los datos adquiridos por el equipo MARAN ULTRA, se hace a través de un software denominado RiNMR de *Resonance Instruments*, con este software se puede realizar un ajuste exponencial de la curva de decaimiento del tiempo T_2 , además, se cuenta con otro software el cual procesa los datos y se realiza un ajuste multi-exponencial a los mismos, llamado: WinDXP, el cual se basa en la transformada inversa de Laplace (Castro, Y., Veliz, A. 2008).

El momento magnético del protón tiende a alinearse con el campo estático. Al aplicar el pulso de radio frecuencia (RF) de amplitud y duración establecida, se puede rotar la magnetización neta 90° de la dirección estática del campo. Este primer pulso RF es seguido de una secuencia combinada de pulsos RF que induce a los protones a precesar en el campo magnético estático, emitiendo una señal, hasta que los protones retornan a su estado original. El período entre los pulsos se conoce como espacio inter-eco ó TE. Esta secuencia de pulsos y ecos se llama *spin-eco*. Las señales adquiridas de estos spin-eco son integradas y sus picos de amplitud conforman la curva de decaimiento T_2 .

La amplitud de la señal se incrementa con el número de hidrógenos (protones) movibles y es proporcional al contenido de fluidos en la roca. En la medida que la señal decae, o una vez que se genera la distribución de tiempos de relajación (T_2), las medidas del tiempo de decaimiento transversal o T_2 , permiten inferir en la granulometría y tamaño de los poros según la ecuación:

$$\frac{1}{T_2} = \rho \frac{S}{V} \quad (\text{Ecuación 12})$$

donde S es la superficie del poro, V el volumen del mismo y ρ es la relaxividad. Suponiendo S/V inversamente proporcional a R se tiene:

$$\frac{1}{T_2} \propto \rho \frac{1}{R} \quad (\text{Ecuación 13})$$

donde T_2 es el tiempo de relajación y R es el radio del poro (Figura 26).

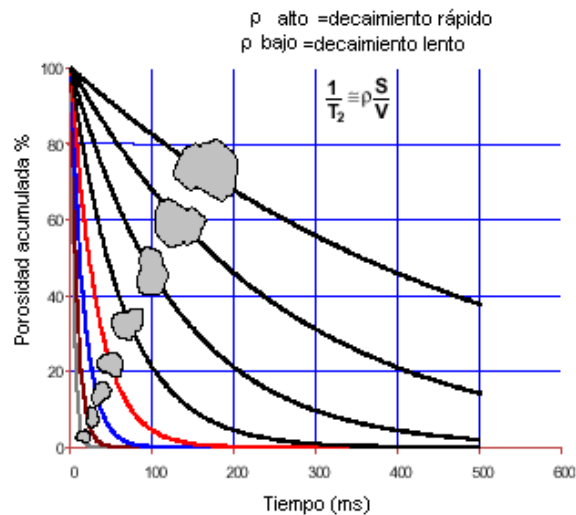


Figura 26. Decaimiento de la magnetización en función del tamaño de poro (Castro, Y., Veliz, A. 2008).

La posible existencia de una relación entre el radio de garganta de poro y el radio del poro implica una relación entre T_2 y el ángulo de contacto θ , lo cual sugiere un método alternativo para inferir mojabilidad en menos tiempo que con métodos convencionales, los cuales son complicados y requieren de una cantidad de tiempo significativa para su realización. Las distribuciones de T_2 están relacionadas con las propiedades petrofísicas de las rocas como por ejemplo: porosidad, tamaño y forma de los poros, permeabilidad, además de las características y propiedades de los fluidos atrapados en el espacio poroso.

Se ha demostrado mediante análisis de laboratorio, que al realizar mediciones de RMN en rocas mojadas y saturadas con agua, a cada tamaño de poro le corresponde un tiempo de relajación T_2 . A medida que el tamaño poral es menor (relación s/v más pequeña) el T_2 disminuye y viceversa (Figura 27).

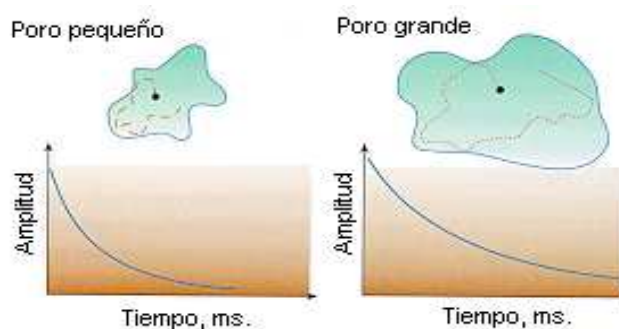


Figura 27. Decaimiento en función del tamaño de poro (Castro y Veliz, 2008)

Para la evaluación del parámetro de mojabilidad se realizan las medidas del tiempo de relajación transversal T_2 de las muestras, en diversos estados de saturación:

- Saturación de las muestras 100% de agua de formación
- Desplazamiento forzado con crudo por método de la centrifuga hasta alcanzar la saturación irreducible de agua (S_{wi}) y medida (V_{wd}) del volumen de agua desplazado
- Desplazamiento forzado por método de la centrifuga con agua de formación hasta alcanzar la saturación residual de crudo (S_{or}) y medida del volumen del crudo desplazado (V_{od}).
- Saturación de muestras 100% Petróleo

El índice de mojabilidad por la técnica de resonancia magnética nuclear se realiza por el propuesto por Fleury y Deflandre, basado en la idea que la distribución de fluidos en el medio poroso puede dar información directa de la condición de mojado de la roca.

La propuesta de medida de índice de mojabilidad por RMN está basado en la idea de que la distribución de fluidos en el medio poroso está dada por el concepto de mojabilidad, Esta está definida como:

$$I_{RMN} = \frac{SW_w - SW_o}{SW_w + SW_o} \quad (\text{Ecuación 14})$$

donde SW_w y SW_o son las superficies mojadas por el agua y el crudo, respectivamente. Para una superficie de poro mojada por agua y cualquier saturación agua-crudo ($SW_o = 0$, $I_{NMR} = +1$), las moléculas de crudo no tendrán acceso a la superficie porosa y el crudo por lo tanto tendrá un tiempo de relajación igual al tiempo de relajación del crudo puro. Para un sistema de mojabilidad intermedia, tanto las moléculas de agua y crudo tendrán acceso a la superficie del poro y el tiempo de relajación dependerá de la cantidad de superficie mojada y la fuerza de las interacciones:

$$\frac{1}{T_{1f,2f}} = \frac{1}{T_{1Bf,2Bf}} + \rho_{1f,2f} \frac{SW_f}{Vf} \quad (\text{Ecuación 15})$$

donde $f = o, w$ designa el fluido (crudo o agua). La ecuación 15 es válida tanto para tiempo de relajación longitudinal (T_1) como transversal (T_2) si se desestima el gradiente térmico. Tomando las ecuaciones 14 y 15 y combinándolas, resulta:

$$I_{RMN} = \frac{S_{wi} \left(\frac{1}{T_w} - \frac{1}{T_{bw}} \right) - C_p \cdot S_{or} \left(\frac{1}{T_o} - \frac{1}{T_{bo}} \right)}{S_{wi} \left(\frac{1}{T_w} - \frac{1}{T_{bw}} \right) + C_p \cdot S_{or} \left(\frac{1}{T_o} - \frac{1}{T_{bo}} \right)} \quad (\text{Ecuación 16})$$

donde, T_w : Tiempo de relajación T_2 de la muestra a saturación de agua irreducible (S_{wi}), T_o : Tiempo de relajación T_2 de la muestra a saturación de crudo residual (S_{or}), T_{bw} : Tiempo de relajación T_2 del volumen de agua necesario para llevar la muestra a saturación de agua irreducible (S_{wi}), T_{bo} : Tiempo de relajación T_2 del volumen de petróleo necesario para llevar la muestra a saturación de petróleo residual (S_{or}). C_p es la relación de relajación agua-aceite en la superficie y se define como:

$$C_p = \frac{\rho_w}{\rho_o} = \frac{\frac{1}{T_{w100}} - \frac{1}{T_{bw}}}{\frac{1}{T_{o100}} - \frac{1}{T_{bo}}} \quad (\text{Ecuación 17})$$

donde T_{w100} : Tiempo de relajación T_2 de la saturada 100% de agua y T_{o100} : Tiempo de relajación T_2 de la muestra saturada 100% de crudo.

CAPÍTULO VI

PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO PARA RECUPERACIÓN MEJORADA

A partir del estudio de las pruebas de desplazamiento que cuantifican factores de recobro, se espera observar una reducción sustancial de la saturación de crudo residual en las arenas del Yacimiento LL-03, Formación Lagunillas, Campo La Salina, después de realizar un desplazamiento con agua mejorada desde un pozo inyector a un pozo productor.

La recuperación de crudo con inyección de agua (recuperación secundaria), figura como la técnica de producción en yacimientos de petróleo con el mayor factor de recobro en comparación con los otros mecanismos de producción primaria (Satter y Thakur; 1994) dependiendo de la presión en el yacimiento (Figura 28).

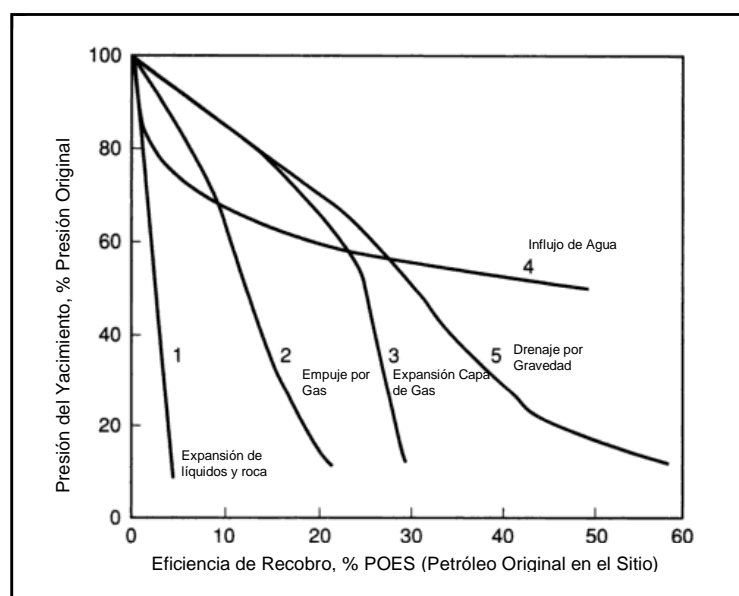


Figura 28. Características de los diferentes mecanismos de producción (Satter y Thakur, 1994)

Posterior a la inyección de agua puede implementarse un método de Recuperación Mejorada de crudo. Entiéndase por Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH) la “Extracción de petróleo por inyección de materiales no presentes normalmente en el yacimiento” (Lake, 1989). Se puede decir que la recuperación mejorada de crudo inyecta energía al yacimiento, de modo que facilita la extracción de sus fluidos.

Este aumento en la cantidad de crudo a recuperar en un yacimiento que es definido como factor de recobro (FR), o porcentaje del Petróleo Original en Sitio (POES) que es recuperable (Álvarez, 2006), está completamente relacionado a las eficiencias de barrido areal y vertical y a la eficiencia de desplazamiento o microscópica.

- La eficiencia de desplazamiento o microscópica es una medida de cuanto puedan vencerse las fuerzas que atrapan el petróleo en el medio poroso, para convertirse en crudo móvil y desplazarse hacia las zonas productoras.

- La eficiencia de barrido areal y vertical se cuantifica y es proporcional al volumen contactado de crudo en condiciones de movilidad para ser desplazado hacia los pozos productores.

En el caso de la aplicación de la tecnología ASP como método de recuperación mejorada, sería una etapa posterior a la recuperación de crudo simplemente con inyección de agua, donde se busca mejorar ambas eficiencias.

En procesos de recuperación mejorada, tanto la eficiencia de barrido areal como horizontal y por ende la volumétrica, están afectadas por un factor denominado Relación de Movilidad. En la ley de Darcy existe un factor de proporcionalidad que relaciona la velocidad de un fluido con el gradiente de presión. Este factor de proporcionalidad, denominado movilidad del fluido es la permeabilidad efectiva de la roca a ese fluido dividida por la viscosidad del fluido. En consecuencia, la movilidad del agua será entendida como K_{rw}/μ_w y la movilidad del petróleo es K_{ro}/μ_o . Dado que la permeabilidad relativa a un fluido es función de la saturación de dicho fluido, entonces la movilidad también es función de la saturación (Craig, 1982). El término que actualmente se conoce como relación de movilidad fue tratado desde 1937, sin embargo fue en 1957 cuando la adopción de “Estándar Setter Symbols” para Ingeniería de Yacimientos estableció como concepto de movilidad (Araujo, 2001).

$$M = \frac{\text{Movilidad - de - Fluido - Desplazante}}{\text{Movilidad - de - Fluido - Desplazado}} = \frac{K_{rd} * \mu_o}{K_{ro} * \mu_d} \quad (\text{Ecuación 18})$$

Donde el índice “d” denota el fluido desplazante agua, gas u otro fluido y “o” al desplazado que para el caso en estudio es el petróleo. En términos cuantitativos la eficiencia de barrido areal y vertical de un yacimiento, por cualquier fluido inyectado, mejora con valores bajos (iguales o menores a uno) de la reducción de movilidad y se reduce con altos valores (figura 29).

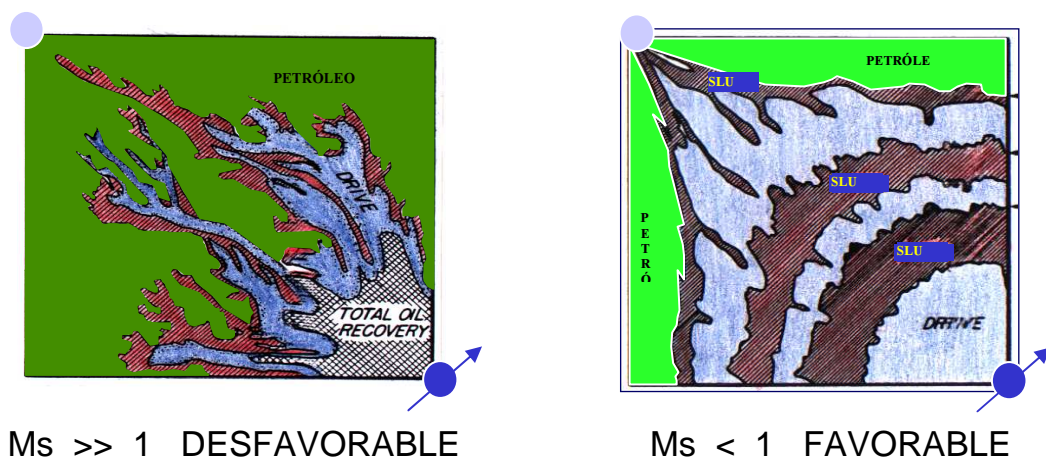


Figura 29: Comparación del barrido de un fluido desplazante con movilidades mayores y menores a la unidad (Álvarez, 2006)

En el ejemplo mostrado de la figura 30; se ilustra el concepto de movilidad en la eficiencia volumétrica. Nótese que se trata de dos arenas separadas por una capa impermeable, del mismo espesor y porosidad pero la arena superior tiene mayor permeabilidad que la arena inferior. Para el caso donde la movilidad es igual a 1, al inyectar agua (desplazante), ésta preferiblemente entra a la arena superior con el doble de la tasa con la que entra en la arena inferior, y cuando el agua irrumpe en el pozo productor ya tres cuartas parte del volumen poroso han sido contactadas y la eficiencia volumétrica es de $E_v = 75\%$.

Cuando la relación de movilidad es mayor a la unidad (relación desfavorable), el agua que entra a la arena superior se mueve con más facilidad que el fluido desplazado, por lo que alcanza el pozo productor antes que el frente de barrido en esta arena haya alcanzado si quiera la mitad del trayecto. La eficiencia de barrido es por lo tanto mucho menor a 75% . Y por último en el caso de movilidad favorable ($M < 1$), el agua que debe entrar en la arena superior, encuentra mayor resistencia que en los casos anteriores, y cuando aparece la primera señal de agua de inyección en el pozo productor, la arena inferior ha sido ampliamente barrida. En este caso la eficiencia volumétrica para las dos arenas es mayor al 75% (Satter y Thakur; 1994).

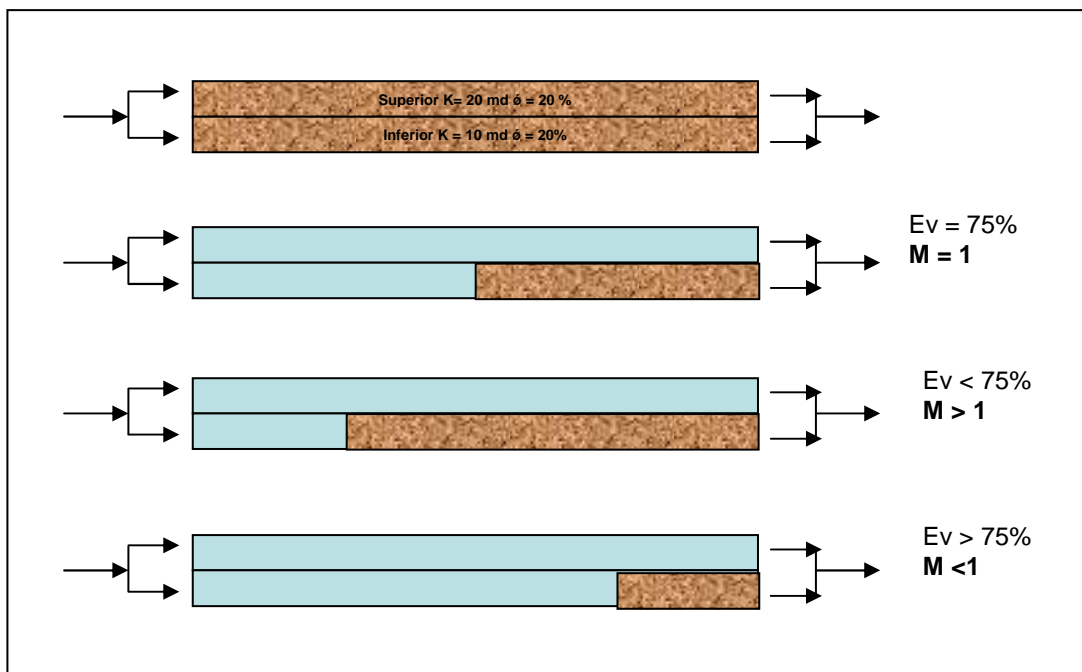


Figura 30: Esquema del efecto de la relación de movilidad M en el Barrido volumétrico (modificado de Álvarez, 2006)

La resistencia para lograr que el fluido desplazante se mueva casi a la par que el petróleo atrapado en la unidad de flujo o arena, depende tanto de la permeabilidad de ésta como de la viscosidad del fluido que se inyecta (agua). La viscosidad del agua de inyección en la mayoría de los casos tiene un valor cercano a la unidad, de manera que a condiciones de permeabilidad relativa máxima, la relación de movilidad se hace superior a la unidad para crudos con viscosidad superior a 5 cP

(condiciones P y T de yacimiento), disminuyendo drásticamente la eficiencia de barrido volumétrica. De acuerdo a la eficiencia de barrido realizada con un fluido desplazante dentro de un medio rocoso, se tendrá un valor de movilidad, obsérvese en la figura 31, que a medida que aumenta la movilidad, empeora la eficiencia de barrido.

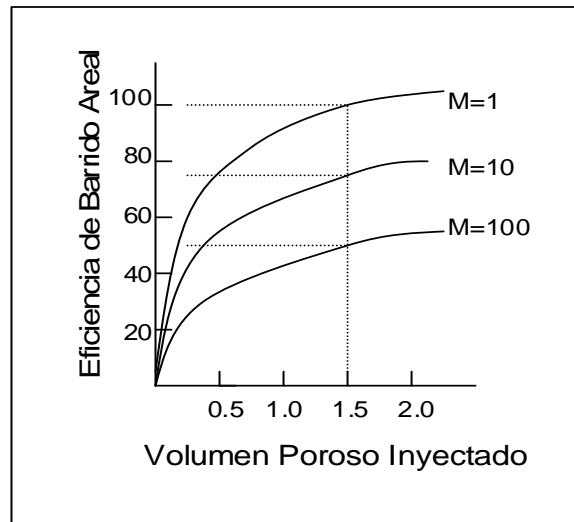


Figura 31. Reducción de la Eficiencia de Barrido resultado del incremento de la relación de movilidad M (Álvarez, 2006)

La inclusión del polímero funciona como control de la relación de movilidad (eficiencia volumétrica) mediante aditivos químicos. Los polímeros son macromoléculas, que en solución aumentan la viscosidad del agua. Para aplicaciones en campo se utilizan preferiblemente los denominados “poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas o HPAM”, y con menos frecuencia los polisacáridos o biopolímeros (básicamente por su alto costo). La acción de viscosificar la solución acuosa dentro de la corriente del agua de inyección, mejora la relación de movilidad entre el fluido desplazante y el desplazado.

En cuanto a la eficiencia de desplazamiento o microscópica es mejorada normalmente por la adición de agentes tensoactivos que pueden luchar con las interacciones roca-fluido propias del yacimiento, que tienden a atrapar cierta cantidad de crudo en los espacios porosos de la roca. La relación que define la eficiencia de desplazamiento es:

$$E_d = \frac{\text{Volumen de Petróleo desplazado}}{\text{Volumen de Petróleo del Arreglo}} \quad (\text{Ecuación 19})$$

La eficiencia de desplazamiento E_d es expresada por los puntos extremos de la curva de permeabilidad relativa obtenida de un desplazamiento de crudo en núcleos reales a partir de la inyección de agua (o gas). Esto a consecuencia de que las fuerzas que influyen en el fenómeno, se manifiestan de manera física como una mayor o menor cantidad de hidrocarburo que ha quedado atrás del frente de invasión o de desplazamiento, a esta cantidad de crudo se le denomina saturación

residual al fluido desplazante o Sord donde la “d” es reemplazada por “w” o “g” según el fluido desplazante sea de naturaleza acuosa o gaseosa respectivamente. De acuerdo a la ley de Darcy, que define el desplazamiento de los fluidos, la tasa de agua que atraviesa un empaque de arena es proporcional a la caída de presión a través del empaque (Araujo, 2004). La ley de Darcy en su forma elemental se expresa como:

$$Q = \frac{-kA(\Delta P + g\rho h)}{\mu L} \quad (\text{Ecuación 20})$$

Donde se relaciona el flujo volumétrico de agua Q (cm^3/s), en movimiento a través de un lecho vertical de sección transversal A (cm^2) y longitud L (cm) que es directamente proporcional a la carga hidrostática del fluido aumentada por la Presión P (atm) ejercida sobre la superficie libre del fluido es decir, $(P+d\rho h)$, y ρ corresponde a la densidad del fluido, g es la aceleración de gravedad y h es la altura medida desde un nivel constante de referencia. Trabajos posteriores establecen que la tasa de flujo Q , era inversamente proporcional a la viscosidad del fluido, μ (cP).

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso (más no del fluido). La permeabilidad de un medio poroso dado es la habilidad que presenta éste para dejar pasar un fluido a través de sus poros interconectados y/o red de fracturas, es decir, es una característica de la roca que está determinada por la capacidad que tiene un fluido de moverse a través de sus poros interconectados. La permeabilidad del medio poroso debería ser un valor constante, si las interacciones de los fluidos con este medio son iguales, independientemente de la densidad o viscosidad. Por ello al comparar la permeabilidad de distintas rocas se utiliza un mismo fluido como referencia, y que preferiblemente no interaccione con la superficie de la roca, por ejemplo, con aire. Cuando se inyecta crudo o agua, existen valores de permeabilidad diversos para cada caso porque se trata de fluidos que si interaccionan con la roca, es allí cuando se hablaría de permeabilidad relativa al fluido.

La permeabilidad efectiva va referida a saturaciones específicas, cuando están presentes dos fluidos o más (petróleo, gas o agua). El parámetro de permeabilidad refleja la facilidad que ofrece el medio poroso interconectado para el movimiento, de un punto a otro, de un fluido dado en presencia de al menos otro fluido en el sistema. Las unidades son las mismas para la permeabilidad absoluta. Se encuentra que:

$$0 \leq k_o, k_g, k_w \leq k_{(\text{absoluta})}$$

La permeabilidad relativa relaciona la permeabilidad efectiva a una cierta saturación y la absoluta, $k_{ri} = k_i/k$, constituye la fracción de la permeabilidad efectiva del fluido i (petróleo, gas o agua) entre la permeabilidad absoluta. También se encuentra que:

$$0 \leq k_{ro}, k_{rg}, k_{rw} \leq 1$$

La figura 32, muestra una curva de permeabilidad relativa para un sistema agua – crudo y sus movimientos dentro de un medio poroso. La permeabilidad del crudo depende del grado de saturación de agua y viceversa. Por ejemplo, al encontrarse con un medio saturado al máximo de crudo y mínimo de agua ($S_{cw} \approx 0\%$) y se comienza a inyectar agua (A), se tiene progresivamente un flujo de crudo a consecuencia de la inyección de agua. Cuando se desplaza crudo con agua, la permeabilidad al crudo disminuye, aunque la presión se haga constante, porque se tiene cada vez más poros llenos de agua que impiden su paso (B y C) y, aumenta la permeabilidad al agua. Es similar al caso de un pozo donde la producción va disminuyendo aunque se inyecte agua, en vista de que la permeabilidad al crudo disminuye, y por ello un pozo que comienza produciendo solo crudo puede terminar produciendo solo agua. Las curvas de permeabilidad son distintas para rocas de distintos ambiente, y la historia de productividad también será diferente. Cuando se satura al máximo de agua (punto D), se alcanza el estado **Sorw**, y allí la permeabilidad del crudo es la menor.

De manera contraria, si se tiene un medio rocoso saturado inicialmente con el máximo de agua y mínimo de crudo (S_{orw}); la permeabilidad al agua es inicialmente alta (inicio de la curva k_{rw}), y a medida que aumenta la presencia de crudo en el medio, la permeabilidad al agua va disminuyendo, hasta que llega un momento que el agua no se mueve (A) y la permeabilidad es cero. Esta cantidad de agua no móvil es retenida por presión capilar, y el crudo continuará moviéndose por los caminos más fáciles.

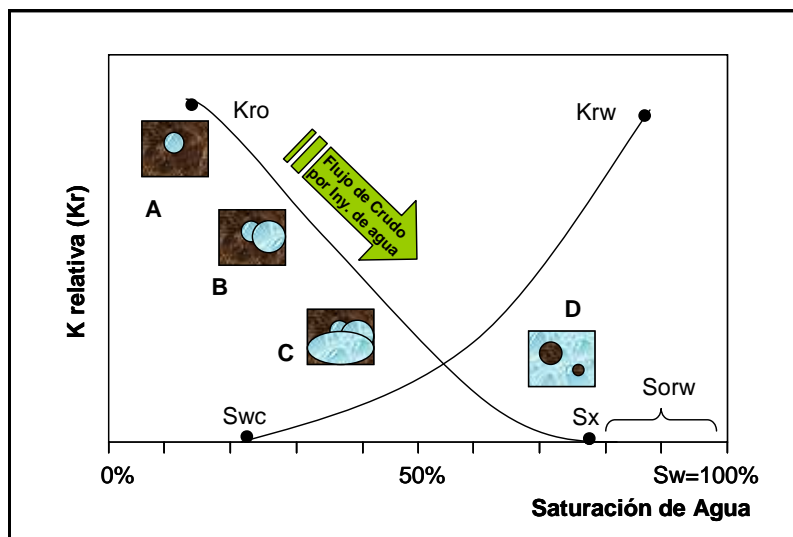


Figura 32. Curva de permeabilidades relativas, S_{orw} (petróleo-agua) donde $S_w + S_o = 100\%$

A partir de la realización de las curvas de permeabilidad relativa vs. saturación de agua también es posible conocer la tendencia de mojado del sistema rocoso sobre el cual se hace la prueba de desplazamiento. Es un método cualitativo y sólo puede diferenciar entre condiciones de mojado fuerte al agua y fuerte al petróleo.

Las Figuras 33.a y 33.b muestran las curvas típicas de permeabilidad relativa para muestras mojadas por agua y mojadas por petróleo.

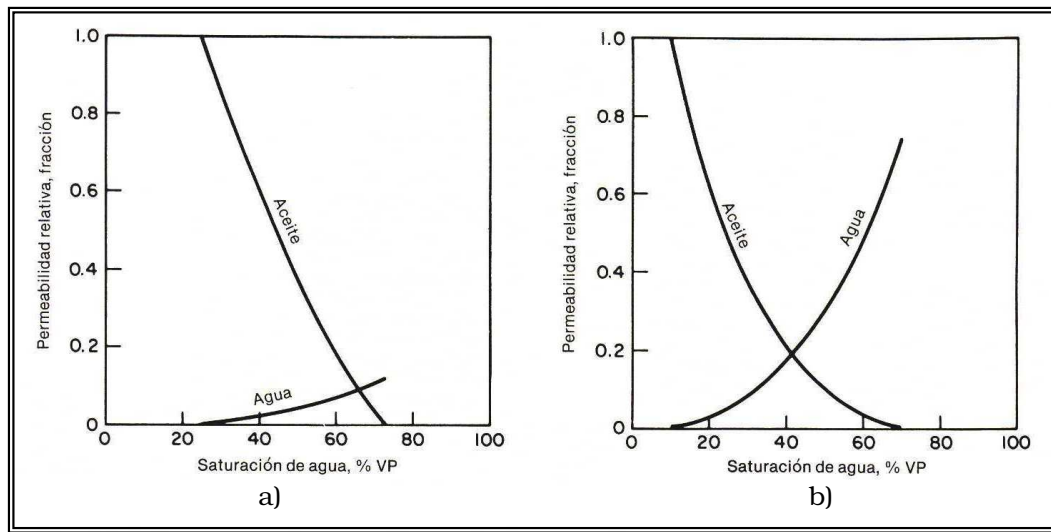


Figura 33. a) Curva típica de permeabilidad relativa agua-petróleo para una roca mojada por agua.
b) Curva típica de permeabilidad relativa agua-petróleo para una roca mojada por petróleo.

Craig propuso unas reglas prácticas para diferenciar entre las condiciones de mojado, a partir de las curvas de permeabilidad relativa (Araujo, Y., 2001). Estas reglas se presentan en la Tabla 2.

Tabla 7. Reglas prácticas de Craig.

Condición	Mojadas por Agua	Mojadas por Petróleo
Saturación irreducible de agua	Generalmente mayor del 20% a 25% del Vp	Generalmente menos del 15% del Vp
Saturación a la cual K_{ro} y K_{rw} son iguales	Más del 50% de saturación de agua	Menos del 50% de saturación de agua

Otra información obtenida de las curvas de permeabilidad relativa es la medida de la eficiencia de desplazamiento E_d , que es expresada por los puntos extremos de las curvas de permeabilidad relativa (la S_{orw}). La S_{orw} es la saturación de crudo residual al barrido con agua, y es la mínima saturación físicamente alcanzable luego de un desplazamiento con agua (nunca es posible desplazar con agua 100% del crudo en el medio poroso).

La S_{wc} es la saturación de agua congénita o “connata”, es la que existe en el yacimiento en el momento del descubrimiento (Álvarez, 2006). Las curvas correspondientes al sistema petróleo-agua, la saturación residual de crudo luego del barrido con agua (S_{orw}) se observa en el extremo derecho donde la permeabilidad relativa al petróleo (K_{ro}) se hace cero, a saturación de agua (S_x). En este punto ya el crudo no tiene movilidad alguna cuando la correspondiente al fluido desplazante (agua K_{rw}) es máxima.

El segmento entre el punto de movilidad cero del crudo y el extremo de saturación de agua 100% es una medida de la saturación residual:

$$\%Sorw = (100\% - Sx\%) \rightarrow Sorw = (1-Sx)$$

Cuando el punto Sx se mueve a la derecha, la Sorw se hace menor y por lo tanto ha disminuido el porcentaje de crudo atrapado en el medio poroso. De acuerdo a este parámetro, la eficiencia de desplazamiento o microscópica, será mejor en la medida que se minimice la Sorw.

Utilizando los valores de los puntos extremos a partir de las pruebas de desplazamiento se tiene:

$$Ed = \frac{\text{Volumen de Petróleo Desplazado}}{\text{Volumen de petróleo del Arreglo}} = \frac{1 - Swc - Sorw}{1 - Swc} \quad (\text{Ec. 21})$$

Si se considera el agua como inmóvil, sirviendo solamente para reducir el espacio poroso, (1-Swc) define el volumen del arreglo y (1-Swc-Sorw) el volumen contactado movilizado, finalmente se puede re escribir una ecuación general para Ed:

$$Ed = \frac{1 - Sorw}{Soi} \quad (\text{Ecuación 22})$$

donde: Soi, es la saturación de petróleo inicial, que al inicio de la explotación de un yacimiento es (1-Swc). Esta ecuación se puede tomar como la más general para el concepto de eficiencia microscópica, ya que vale para cualquier fluido desplazante en cualquier momento de la fase de explotación del yacimiento (considerando que el término 1- Swc para etapas posteriores es menos y puede medirse mediante registros especiales o correlaciones).

La eficiencia microscópica está estrechamente relacionada con el término de saturación residual de crudo luego del barrido con agua (Sorw), y a su vez influenciado por el número de capilar (Nvc). El término Nvc, va definido como la relación entre las fuerzas que intentan desprender el crudo y las que tienden a mantenerlo atrapado en el medio poroso, y es un valor adimensional (Álvarez, 2006).

$$Ncv = \frac{\mu_d * v}{\sigma_{od}} = \frac{\text{Fuerzas viscosas del desplazante}}{\text{Fuerzas interfaciales entre desplazado y desplazante}}$$

(Ecuación 23)

donde:

μ_d = viscosidad del desplazante (N/m²)

v = velocidad intersticial (m/s)

σ_{od} = tensión interfacial entre fluidos desplazado y desplazante (mN/m)

la velocidad intersticial es la velocidad aparente del desplazante cuando atraviesa los diámetros de poros. Matemáticamente está definida como:

$$v = \frac{q}{A * \Phi} \quad (\text{Ecuación 24})$$

q = flujo total del desplazante (cm^3/s)

Φ = Porosidad de la arena (fracción)

A = área de la arena perpendicular al flujo (cm^2)

Como se observa en la figura 34, a partir de un compendio de muchos estudios, se graficó una relación entre número capilar y la saturación residual de crudo. Para un proceso de inyección de agua el número de capilar se puede situar en el rango de 10^{-7} a 10^{-5} . Cuando se quiere aplicar un método de recuperación mejorada, la meta es aumentar el número capilar al rango entre 10^{-3} a 10^{-1} , para que la saturación residual sea mínima, y el desplazamiento máximo.

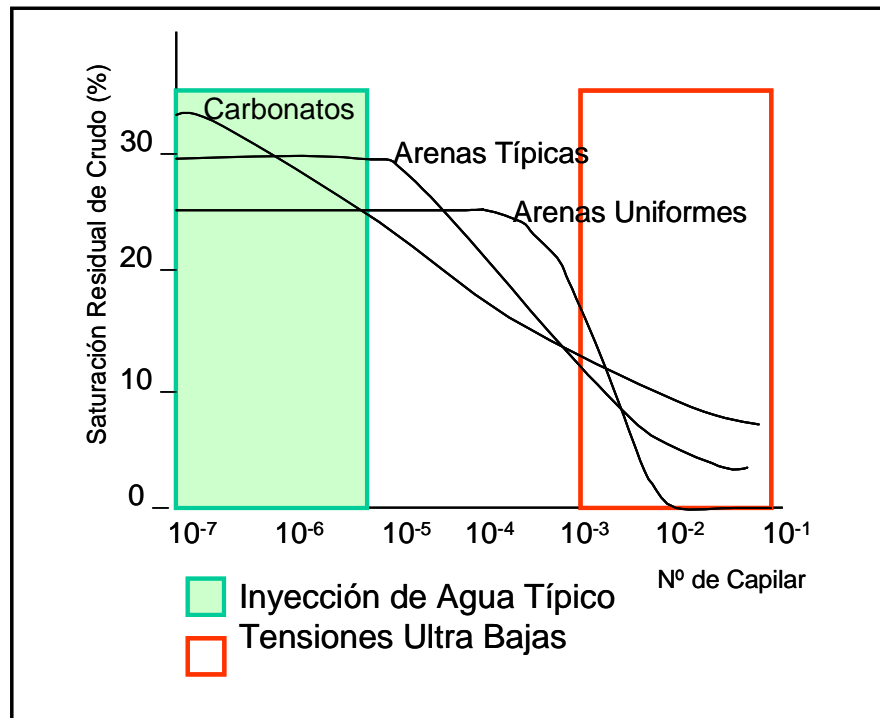


Figura 34. Relación entre número capilar y saturación residual (modificado de Álvarez, 2006)

Analizando el concepto de Nvc, número de capilar; existen tres variables con las que se puede alterar este valor con respecto a una situación inicial de un yacimiento. Una manera podría ser incrementando la velocidad intersticial, pero esto es físicamente imposible, porque las formaciones tienen un límite de inyectividad para no fracturar, además de las limitaciones propias de los equipos. Otra opción es incrementar la viscosidad del desplazante, pero para alcanzar valores altos de capilar, significa incrementar en tres órdenes de magnitud la viscosidad del desplazante, lo que haría muy difícil inyectarlo. La mejor opción es

la reducción de la tensión interfacial en tres o más órdenes de magnitud (10^{-3} mN/m), lo cual es económica y físicamente factible.

Al incluir surfactantes y/o álcalis en el agua de inyección, disminuyen las fuerzas interfaciales que atrapan al crudo en el medio poroso, y gotas de crudo que antes no se contactaban pueden unirse gracias a la facilidad por alongarse, haciéndose miscible en el agua, construyéndose poco a poco un gran banco de crudo que avanza en la dirección del flujo idealmente hacia el pozo productor (figura 35).

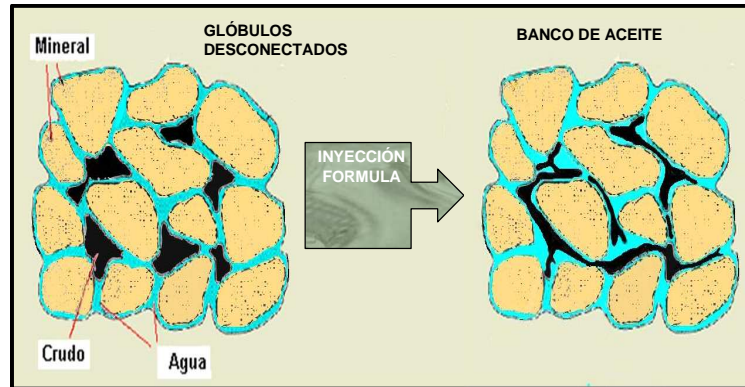


Figura 35. Formación de banco de crudo por disminución de la tensión interfacial en el medio poroso (Rodríguez et al., 2006)

CAPÍTULO VII

METODOLOGÍA

Las rocas de la Formación Lagunillas fueron evaluadas para determinar su mojabilidad antes (para avalar la factibilidad de la inyección de soluciones acuosas para recuperación mejorada de crudo) y después de un proceso de inyección de químicos (ASP), con el fin de saber si fue alterada la mojabilidad inicial a favor o en contra de la continuidad de la explotación del Yacimiento con base a la inyección de sistemas acuosos.

La mojabilidad refleja la preferencia de un fluido de adsorberse sobre una superficie en presencia de otro fluido inmisible y su evaluación a escala de laboratorio, proporciona información acerca de la ubicación relativa de los fluidos en la red de poros. De acuerdo al valor de mojabilidad obtenido para un sistema (roca+fluidos), es definido el fluido con mayor adherencia que ocupa gran parte de la superficie mineralógica y seguramente las gargantas porales que son las que permiten la conexión continua de un tipo de fluido. Por ejemplo, una alta mojabilidad al agua, propone un escenario donde el entorno de los poros estará impregnado de agua y, también rodeará los cuellos que comunican dichos poros, haciendo que el otro fluido, el petróleo estén en el medio de los poros y desconectado de un poro a otro. Esto es un escenario con crudo mucho más difícil de producir, ya que no hay un efecto de conexión del fluido oleíco.

El conocimiento de la condición de mojado de un yacimiento permite a los profesionales del área en planificar esquemas de explotación óptimos para la recuperación de petróleo.

Todos los elementos de yacimiento deben ser conocidos. Los fluidos son caracterizados: para el caso del crudo, es realizada la deshidratación y cuantificación del contenido de iones en esta agua de formación. Luego en el crudo deshidratado es evaluada su densidad, ° API, viscosidad dinámica a la temperatura del yacimiento, número ácido y contenido de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos. En el agua de inyección también es cuantificado el contenido de iones. Una vez obtenidas todas las muestras es posible realizar las pruebas de mojabilidad.

7.1.- Selección y reempaque de las muestras

La mojabilidad será estudiada sobre una superficie sólida, en nuestro caso la roca yacimiento, por lo que el primer paso para dar inicio a los estudios es la selección de la muestra de roca, su reempaquetamiento y limpieza. La roca yacimiento fue solicitada a la nucleoteca de La Concepción en el estado Zulia, y se solicitó la zona arenosa con mayor impregnación de crudo, que corresponde a la zona productora, descartándose por ende las arenas con baja o nula impregnación y las lutitas que representan los sellos en la columna. Esto se hizo con varios pozos perforados de la zona, de los cuales se tienen columnas estratigráficas.

Para la obtención de muestras fueron ubicados pozos de la zona o del campo que contengan roca del yacimiento (figura 36). En la nucleoteca País de La Concepción la sección de interés comprende arenas no consolidadas, de las cuales se poseen muestras de núcleo en el intervalo de 3116' hasta 3134' aprox. (Nucleoteca País La Concepción). Adicionalmente se tienen muestras disgregadas de arena de pozos del mismo yacimiento en bolsas plásticas, pero en cantidades insuficientes (13 g y 80 g.) para poder construir un núcleo cilíndrico, por lo que no serán estas últimas, destinadas para pruebas de desplazamiento. Las muestras disgregadas y contenidas en bolsa plásticas van numeradas de la 1 a la 15 como se indica en la tabla 8.

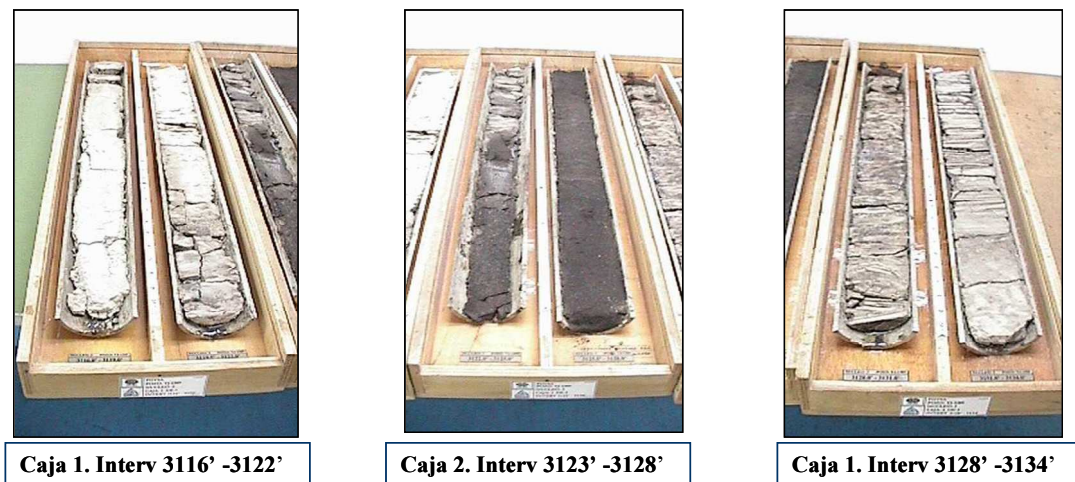


Figura 36. Pozo desplegado para la toma de tapones en el rango 3120' hasta 3140'

De las cajas de columnas estratigráficas (figura 37); se tomaron 8 muestras cilíndricas de arena, congelando con nitrógeno líquido para conservar lo máximo posible el arreglo de los granos. También se tienen muestras de arena no empaquetadas, que corresponden a distintas profundidades. A continuación en la Tabla 8 se listan las muestras en cuestión.

Durante la revisión y despliegue del pozo de interés, se observó la presencia de tres zonas de características distintivas. Existe un primer intervalo 3128' -3134' donde la sección no presenta saturación de crudo, es bastante compacta la estructura, con intercalación de lutitas y areniscas, y solo una pequeña región (5'') con saturación de crudo. En una segunda sección 3123' - 3128' se observa una roca no consolidada de grano fino con altas saturaciones de crudo, lo que la hace el intervalo de interés. En una tercera sección 3116' - 3122' nuevamente la sección es bastante compacta, se trata de una arenisca de grano fino con intercalaciones de lutita, sin presencia de saturaciones de crudo.

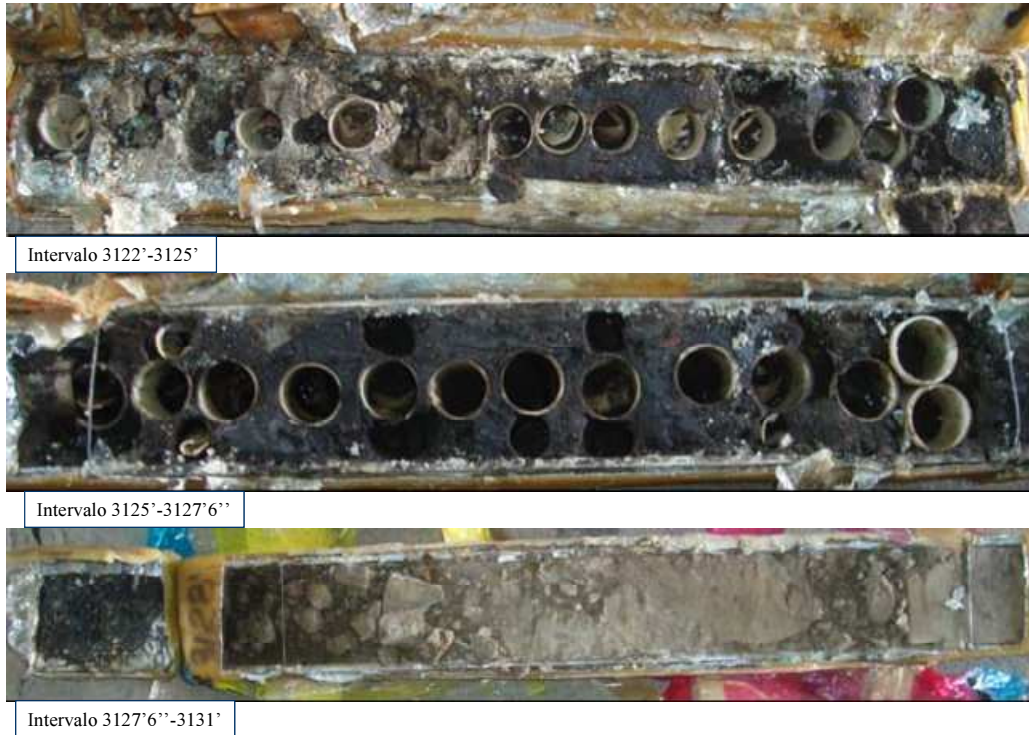


Figura 37. Intervalo de interés donde se han tomado las muestras de núcleo cilíndricas (1G, 2G, 3G, 1P, 2P, 3P, 4P, 5P)

En la tabla 8 se resumen las características de las muestras de roca no consolidadas empleadas para el estudio de la zona de interés: profundidad, dimensiones y la forma de presentación de la muestra, es decir, si se obtuvo en forma de cilindro por congelamiento, o si se obtuvo como una disgregación, encontrándose dos tipos de muestras.

Tabla 8. Conjunto de muestras del yacimiento

Muestra	Profundidad (pies) Formación Lagunillas 3092,7' - 3397,9'	Tipo de Muestra	Dimensiones /Cantidades
1G	3127,58'	núcleo	1,5' x 2,0'
2G	3127,75'	núcleo	1,5' x 2,0'
3G	3127,83'	núcleo	1,5' x 2,0'
1P	3127,58'	núcleo	1' x 1,5'
2P	3127,67'	núcleo	1' x 1,5'
3P	3127,75'	núcleo	1' x 1,5'
4P	3127,83'	núcleo	1' x 1,5'
5P	3127,90'	núcleo	1' x 1,5'
1	3123,00'	arena disgregada	20,2 g
2	3123,33'	arena disgregada	65,1 g
3	3123,50'	arena disgregada	69,6 g
4	3123,66'	arena disgregada	13,1 g
5	3123,75'	arena disgregada	80,4 g
6	3124,10'	arena disgregada	46,9 g
7	3124,50'	arena disgregada	18,8 g
8	3125,42'	arena disgregada	20,9 g
9	3125,80'	arena disgregada	21,3 g
10	3125,80'	arena disgregada	35,4 g
11	3126,00'	arena disgregada	22,5 g
12	3126,20'	arena disgregada	27,8 g
13	3126,41'	arena disgregada	33,9 g
14	3126,67'	arena disgregada	45,1 g
15	3127,10'	arena disgregada	51,6 g

Fueron seleccionados tapones o secciones de diferentes tamaños dependiendo de la prueba a realizar. Para los ensayos de XPS es necesario solo como mínimo 0,1 g de muestra de roca (en caso de no consolidada) o cortar una lámina fina (en caso de rocas consolidadas) y debe estar completamente libre de hidrocarburos. Para Amott Harvey y RMN se necesitan tapones de 1½" de diámetro por 2" de longitud por especificaciones de la celda de centrifugación. Para los ensayos de desplazamiento para cuantificar factores de recobro con crudo y adsorción se utilizan cilindros de roca de similares de 1½" de diámetro por 2" de longitud o más si se puede (figura 38).

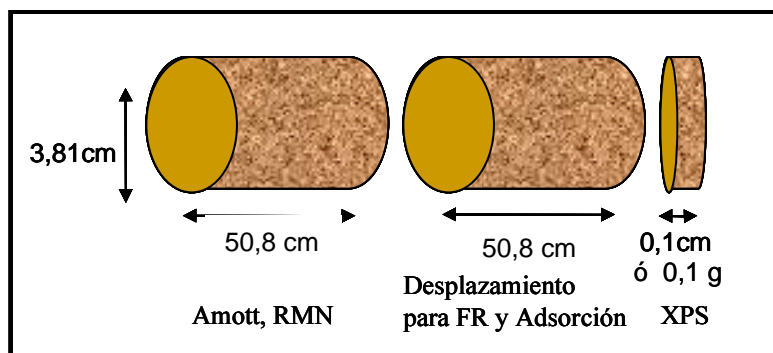


Figura 38. Dimensiones de tapón necesarias para realizar pruebas (modificado de Castro, 2008)

Los núcleos traídos de la nucleoteca al laboratorio, vienen sujetos a un envoltorio laminar de metal, que interfiere con seguridad en las lecturas del equipo de resonancia magnética nuclear, el cual posee un gran imán dentro de su configuración. Por ello se deben congelar, para desempacar y reempacar con material plástico termoencogible, tapas plásticas que no refleje ninguna señal que se suma a las lecturas con dicha técnica.

Esta es la primera vez que se diseñan tapas plásticas con agujeros que toman el lugar de las rejillas metálicas de los toques y, se adopta como camisa del cuerpo arenoso un plástico termoencogible que se adhiere a la muestra rocosa aplicando calor con una pistola secador por poco período de tiempo, ya que el núcleo está congelado y no es conveniente perder la adhesión por congelación. Las tapas plásticas permiten la circulación de fluidos de igual manera que el diseño anterior. Cada muestra luego es estudiada colocándolas en una bolsa plástica antes de introducirlas al equipo cuando corresponda el cálculo de mojabilidad por RMN (figura 39).



Figura 39. Cambio de empaquetamiento de los núcleos de arena no consolidada

7.2.- Limpieza de las muestras

La limpieza de las muestras de rocas es realizada con el fin de remover de manera efectiva los fluidos en la roca para una posterior restauración de condiciones originales de yacimiento. El método tradicional utilizado es Destilación-Extracción donde la muestra se coloca en un equipo Sohlex (figura 40) y se limpia mediante reflujo continuo con solvente caliente (tolueno) hasta que el líquido de reflujo es cristalino. En esta técnica el solvente es destilado a 115°C, condensado y distribuido sobre la parte superior de la muestra en un tiempo de 12

a 24 horas. Luego, las sales inorgánicas son extraídas del sistema usando metanol como solvente a una temperatura de 70°C. El secado de las muestras se realiza en un horno convencional a una temperatura de 115°C por un mínimo de 16 horas. Parte de la muestra de roca ya limpia se caracteriza mineralógicamente (difracción de rayos X).



Figura 40. Equipo de destilación-extracción Soxhlet

El análisis mineralógico por difracción de rayos X, se fundamenta en la identificación de fases en el material cristalino de acuerdo a las propiedades físicas de la materia. Para el análisis en cuestión la muestra de roca es disgregada o pulverizada dependiendo del análisis en cuestión. Se pulverizan 2-3 g de muestra para el análisis de los minerales en la roca, esta muestra se cuartea, para garantizar la representatividad de la fracción objeto en estudio (Galán, 2007). La pulverización se realiza en un mortero de ágata. Luego fue tamizada (tamiz N° 80), y el residuo es nuevamente pulverizado, a fin de evitar la formación de fragmentos de muestra orientados en hojas, tomando en cuenta el carácter arcilloso de las mismas. Finalmente es colocada en un portamuestras que va al equipo de DRX.

Para poder estudiar las arcillas se toman 20-30 g de muestra, esta solo se disgrega (no conviene pulverizarla para no confundir los granos tamaño arcilla con los minerales de arcilla al decantar) y es llevada a un procedimiento químico. El tratamiento químico consiste en eliminación de carbonatos, materia orgánica y óxido de hierro (Negrón, 2014). En este análisis se busca cualificar la presencia y cantidad de arcillas, para establecer, el grado de adsorción discretizado por tipo de arcillas. El problema es la cantidad de muestra disponible. Cabe recordar que la ventana de aplicación para la inyección de químicos en yacimientos de crudo,

establece bajo contenido de arcillas, sin embargo, no ha sido establecido que cantidad de arcillas es crítico ni cual tipo de arcilla en una cantidad límite es inconveniente.

7.3.- Evaluación de la mojabilidad por el método de Amott Harvey

Para la evaluación de la mojabilidad por el método de Amott-Harvey, es necesario realizar una serie de desplazamientos de manera espontánea y forzada para el sistema. Los desplazamientos espontáneos se realizan en una celda de vidrio como se muestra en la figura 41 y los desplazamientos son forzados en la ultracentrífuga (figura 42). La evaluación se hace con los núcleos cilíndricos 1G, 2G, 3G, 1P, 2P, 3P, 4P y 5P, adaptando los más pequeños con una manga de bitón que permita colocarlos en las celdas de la ultracentrífuga.



Figura 41. Celdas de imbibición/drenaje espontáneo



Figura 42. Ultracentrífuga Ultra Rock UCR 628

7.4.- Restauración o añejamiento de las muestras

Las muestras se hacen pasar por un proceso de restauración o añejamiento con el objetivo de reordenar la distribución de los fluidos dentro de la roca, cuando ésta estaba en el yacimiento. Para ello, los tapones cilíndricos son colocados en agua de formación sintética al vacío por un período de una semana (figura 43).



Figura 43. Núcleos sometidos a saturación al vacío en agua de formación

7.5.- Drenaje forzado

Los núcleos o tapones de roca luego de ser saturados con agua de formación sintética característica del yacimiento, se llevan a saturación irreducible de agua (S_{wi}) con crudo proveniente del yacimiento por el método de la centrifuga. En esta etapa se determinó el volumen asociado de agua que se libera del núcleo a partir de un desplazamiento forzado de crudo, V_{wd} , parámetro que es utilizado para el cálculo de índice de mojabilidad. Las celdas utilizadas para esta medida se muestran en la figura 44 y 45, y la centrifuga fue operada a temperatura ambiente ($T=25^{\circ}C$), hasta 4000 rpm, midiendo tres muestras por montaje, que es la cantidad máxima que puede acoplarse en el rotor. El dispositivo que contiene la muestra de roca con agua y crudo alrededor, dispone la roca hacia el centro de giro y el espacio para los fluidos hacia la parte más lejana al centro de giro, por lo que el agua que es más pesada, y que saldrá del núcleo al ser desplazada por crudo, se irá hacia esta parte más externa. En esta sección más externa se mide el volumen de agua desplazado, con la ayuda del visor de la centrifuga. Se toma la medida,

cuando habiendo aumentado las revoluciones, esta medida no cambie, es decir, no desplaza más agua por entrada de crudo.



Figura 44. Diseño para drenaje forzado de crudo en el núcleo hasta S_{wi} (V_{wd}).

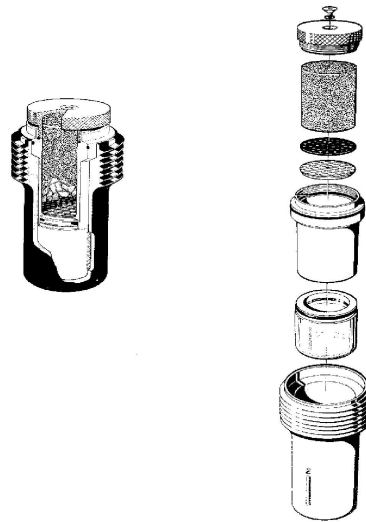


Figura 45. Configuración de celda de centrifuga para Drenaje (Castro, 2008)

7.6.- Imbibición espontánea

Cuando se realiza la imbibición espontánea; se sumerge la muestra de roca previamente envejecida (a saturación irreducible de agua, S_{wi}) en la celda de desplazamiento espontáneo (figura 46) con agua de formación sintética y se mide el volumen de crudo (V_{osp}) espontáneamente desplazado, mediante imbibición de agua de formación ($T=25^{\circ}\text{C}$). Esta etapa conlleva todo el tiempo necesario para que el volumen de crudo que se libera de los núcleos, sea invariable y el máximo.



Figura 46. Imbibición espontánea, Vosp.

7.7.- Imbibición forzada

La imbibición forzada fue realizada centrifugando las muestras de roca en agua de formación con la configuración de celda adecuada en la Ultracentrífuga Ultra Rock UCR 628 (Figuras 47 y 48) hasta alcanzar la saturación residual de crudo (Sor) y medir el volumen de crudo desplazado (V_{od}). En este caso el visor de fluidos en el sistema está hacia el centro del rotor, ya que el fluido más pesado (el agua) se irá al extremo y, el crudo que queremos cuantificar quedará en la zona cercana al centro de rotación. La medida es tomada igualmente cuando la lectura sea constante a pesar del aumento de las revoluciones.



Figura 47. Celdas de imbibición para acoplar a rotor de Ultracentrífuga, para alcanzar Sor y medir V_{od} .

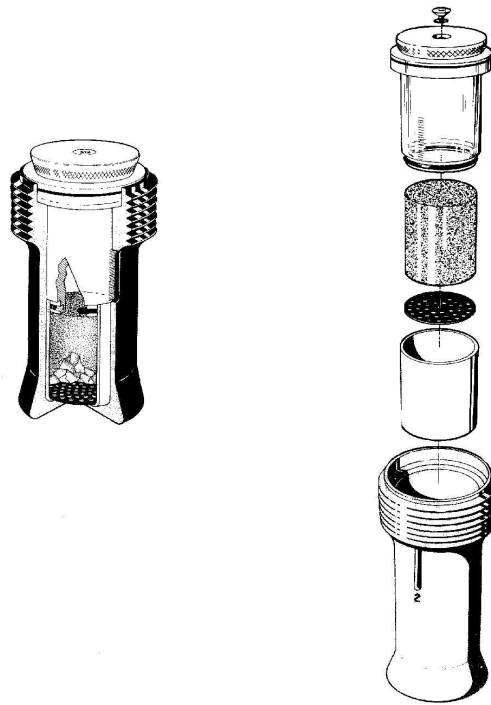


Figura 48. Configuración de celda de centrifuga para Imbibición (Castro, 2008)

7.8.- Drenaje espontáneo

También fue realizado un drenaje espontáneo, colocando las muestras de roca en la celda de desplazamiento espontáneo con crudo y se mide el volumen de agua de formación (V_{wsp}) espontáneamente desplazado (figura 49). Son colocadas en esta condición el tiempo necesario y suficiente hasta que no cambie la lectura del volumen de agua obtenido del drenaje de crudo a través de la muestra rocosa.

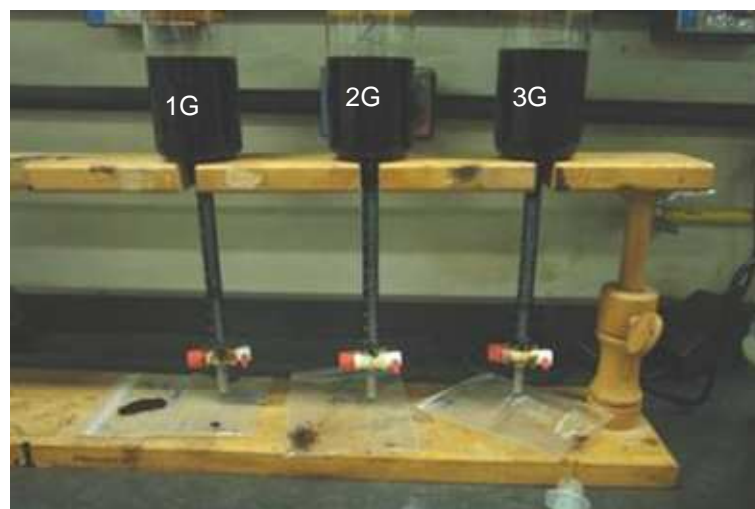


Figura 49. Drenaje espontáneo, V_{wsp} .

7.9.- Cálculo del índice de mojabilidad

Todos los datos generados, son ahora incluidos en el cálculo de Amott-Harvey que da un índice de mojabilidad para las rocas en estudio, al incluir los volúmenes evaluados en las ecuaciones antes descritas.

7.10.- Interpretación de la condición de mojado

Obtenidos los índices (índice de mojabilidad al agua, índice de mojabilidad al aceite y el índice de mojabilidad total) se puede interpretar la condición de mojado de la muestra.

7.11.- Evaluación de la mojabilidad por el método de resonancia magnética nuclear

Mojabilidad por RMN: Para evaluar y comparar los cambios de mojabilidad en una roca por la técnica de Resonancia Magnética Nuclear (RMN), se hace uso de la propiedad de los núcleos de hidrógeno contenidos en los fluidos, que al ser sometidos a la influencia de campos magnéticos, producen una señal denominada relajación magnética transversal la cual es captada por una antena (Fleury, 2003). Esta señal es producto de la interacción de los momentos magnéticos de los núcleos de hidrógeno con las paredes del poro y con propiedades intrínsecas de los fluidos. La evaluación del parámetro de Mojabilidad con RMN se realizó a partir de medidas del tiempo de relajación transversal T2 de las muestras en equipo Resonance Instruments de la marca Maran Ultra (figura 50).



Figura 50. Equipo Resonance Instruments de la marca Maran Ultra

La amplitud de la señal se incrementa con el número de hidrógenos (protones) móviles y es proporcional al contenido de fluidos en la roca. En la medida que la señal decae, o una vez que se genera la distribución de tiempos de relajación (T2), el proceso de medición de los tapones saturados se realiza en varias condiciones:

- Saturación de las muestras 100% de agua de formación (Sw100%).
- Desplazamiento forzado con crudo por método de la centrifuga hasta alcanzar saturación irreducible de agua (Swi) y medida del volumen de agua desplazado (Vwd).

- Desplazamiento forzado por método de la centrífuga con agua de formación hasta alcanzar la saturación residual de crudo (S_{or}) y medida del volumen de crudo desplazado (V_{od}).
- Saturación de muestras 100% petróleo.

Para encontrar los tiempos de relajación equivalente al volumen considerado para saturación de agua irreducible y crudo residual, se realizan curvas de calibración, donde se miden los tiempos asociados a volúmenes conocidos de cada uno de estos dos fluidos y luego a partir de estos se hace una regresión. C_p es la relación de relajación agua-aceite en la superficie y se define como se mostró en la ecuación 17. Los términos necesarios son:

- T_{w100} corresponde al tiempo de relajación del núcleo en estudio al 100% de saturación de agua (milisegundos),
- T_{bw} es el tiempo de relajación (ms) correspondiente a un volumen de agua similar al contenido de agua irreducible,
- T_{o100} corresponde al tiempo de relajación del sistema o núcleo a la condición de 100% de saturación de crudo y,
- T_{bo} es el tiempo de relajación (ms) para un volumen equivalente de crudo similar al que puede contener el sistema rocoso o núcleo (ms) a condición de crudo residual.

Todos estos tiempos obtenidos se introducen en la ecuación 16, y es calculado el índice de mojabilidad. En este cálculo se considera: T_w : Tiempo de relajación (ms) T2 de la muestra a saturación de agua irreducible (S_{wi}), T_o : Tiempo de relajación (ms) T2 de la muestra a saturación de crudo residual (S_{or}), T_{bw} : Tiempo de relajación (ms) T2 del volumen de agua necesario para llevar la muestra a saturación de agua irreducible (S_{wi}), T_{bo} : Tiempo de relajación T2 (ms) del volumen de petróleo necesario para llevar la muestra a saturación de petróleo residual (S_{or}).

7.12.- Evaluación de la mojabilidad por el método de espectroscopia fotoelectrón de Rayos X

La medida de mojabilidad por el método espectroscopia fotoelectrón de rayos x (XPS) depende el contenido de carbono orgánico en la superficie mineral. Para esto se necesitan pequeñas porciones de muestra rocosa limpia, porque cualquier traza contaminante alterará el registro del espectro.

Las muestras de roca (arena semiconsolidada) de la formación estudiada fueron lavadas en un equipo Sohlext, realizando una destilación- extracción con tolueno que arrastrara la fase orgánica y luego con metanol para la extracción de las sales. Esto es estrictamente necesario ya que la superficie debe estar especialmente limpia, ya que el sudor de las manos e incluso el carbono atmosférico, puede alterar la lectura de materia orgánica en superficie. La manipulación para luego ser colocado un gramo muestra en bolsas que se enviaron a analizar se hizo con sumo cuidado, e incluso se repitió la limpieza de algunas muestras que daban

resultados muy distintos al promedio. El equipo utilizado para este análisis se muestra en la figura 51.



Figura 51. Equipo de espectroscopía fotoelectrón de Rayos X.

7.13.- Pruebas de desplazamiento para cuantificar factor de recobro y medir adsorción

En esta etapa experimental se hará el estudio de la interacción de la roca del yacimiento con agua de inyección que contiene la formulación de álcali, surfactante y polímero, ya determinada en estudios previos (Mendoza, 2010).

La formulación que contiene una mezcla de álcali - surfactante – polímero, utilizada para el proceso de recuperación mejorada de crudo en el campo de interés, fue obtenida a partir de barridos de formulación a distintas concentraciones de álcali con crudo, estudiando el comportamiento de fases y la tensión interfacial para cada caso. El mejor escenario escogido es para 10.000 ppm de álcali con tensiones interfaciales ultrabajas hasta el punto que no fueron posibles medir, en vista de la producción de emulsificación espontánea, es decir, se tiene la producción de una microemulsión estable que hace que el crudo adquiera forma de hilos muy delgados para ser evaluados. El hecho de que gotas de crudo en contacto con la solución acuosa básica, se alarguen es muy conveniente para poder movilizar el crudo atrapado en la roca y, esto sucede cuando las tensiones interfaciales son muy bajas ($<10^{-3}$ mN/m), es por ello que se escogió 10.000 ppm de álcali de un barrido desde 500 ppm hasta 20.000 ppm. Luego de fijar la concentración de álcali, se hizo un barrido de concentración de surfactante aniónico, por encima de tres veces su concentración micelar crítica. Esto se hace para garantizar, la estabilidad de la formulación cuando es inyectada

en una proporción de un tercio con respecto al volumen poroso. El mejor escenario obtenido para la concentración fija de álcali de 10.000 ppm; fue 696 ppm de surfactante con una tensión interfacial de 0,006 mN/m (figura 52).

La concentración de polímero fue obtenida a partir del método de Gogarty y desplazamientos en núcleos de Berea a varias concentraciones de polímero, que garanticen una movilidad igual entre la fase acuosa y el petróleo, es decir una relación de movilidades igual a uno. Esta condición dio como resultado una cantidad de 2.100 ppm de poliacrilamida requerida.

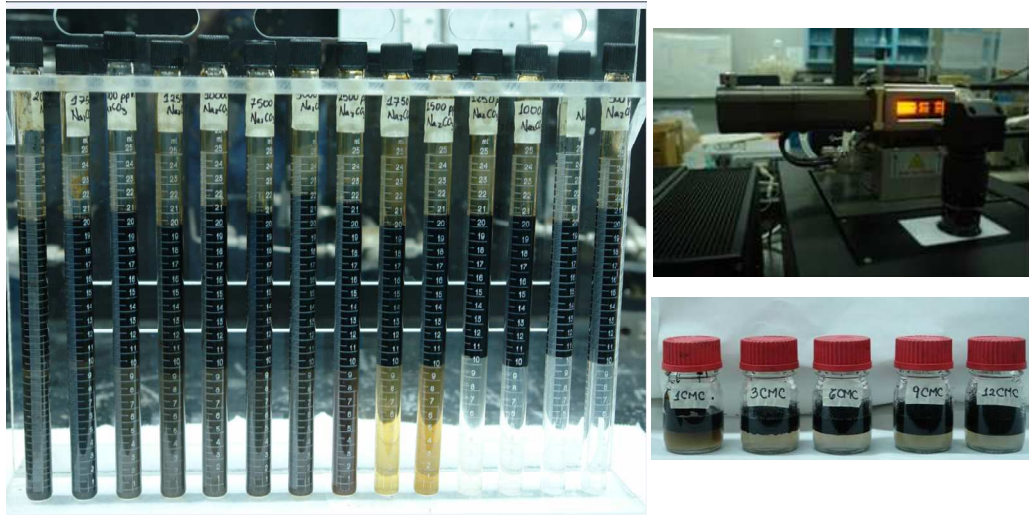


Figura 52. Barrido de Formulación (Mendoza, 2010)

Keyli Mendoza aplica esta formulación en dos pruebas de desplazamiento con núcleos de Berea y crudo de gravedad API 17.8°, que contiene 1,81 mgKOH/g, viscosidad a 55°C de 71 cP, y densidad 0.9472 (g/mL). En la prueba de desplazamiento se inyectó la formulación ASP, equivalente a un tercio del volumen poroso, y los factores de recobro obtenidos con respecto al POES fueron de 23,73 y 26,37%, lo cual es excelente. Se debe revisar la misma prueba pero ahora con arena propia del yacimiento.

En este estudio, se realizó una prueba de desplazamiento con los mismos fluidos del yacimiento y, bajo las mismas condiciones de presión y temperatura, pero con un núcleo real. Además se hace interaccionar arena del yacimiento con la formulación en pruebas de botella (pruebas estáticas), para cuantificar la adsorción de los componentes de la fórmula en el tiempo.

La prueba de desplazamiento (pruebas dinámicas) trata de emular la vida del yacimiento, es decir, se trabaja con una porción de roca del yacimiento que debe contener inicialmente una cantidad de agua y petróleo igual a la del yacimiento antes de comenzar su explotación, con todo el petróleo original in situ, luego se inyecta agua para producir petróleo, es decir, una recuperación primaria de crudo tal cual como se hace hoy día en muchos pozos del lago. Alcanzado este nivel de agotamiento de crudo (aprox. 20%), se experimenta con la formulación ASP para

ver posibles resultados en la extracción de petróleo por este método. Durante la prueba de desplazamiento fue necesario adecuar el núcleo (muestra de roca de la formación), a condiciones semejantes a las encontradas al nivel de yacimientos a partir de una serie de etapas, las cuales se numeran a continuación:

7.13.1.- Lavado de arena: fue necesario remover los fluidos adheridos a la roca en estudio (petróleo, lodo, entre otros) con equipo de destilación-extracción Sohlex, ya que al iniciar toda prueba de desplazamiento se necesita conocer exactamente cuanta agua y cuanto petróleo está entrando en el sistema rocoso. Cabe recordar que los núcleos han sido previamente utilizados para medir mojabilidad y se encontraban a este punto impregnados de petróleo y agua de formación. La prueba de desplazamiento hace la inyección de los fluidos originales ocurridos en el yacimiento (agua de formación y crudo), pero ahora cuantificando la entrada de un fluido a la vez con los balances de masa.

7.13.2.- Empaque de la arena: para el caso de arena no consolidada consistió en recubrir y compactar la arena con un material termo-encogible, que posee características deformables al aplicársele calor y su contacto directo con los puntos de inyección evita la formación de canales en las paredes del núcleo empacado (figura 53).



Figura 53. Secuencia de empaquetamiento de la muestra, aseguramiento de la manga y colocación en la celda de desplazamiento.

7.13.3.- Montaje del núcleo: luego de empacado, el tapón de roca se colocó dentro de una celda de confinamiento y fue sometido a la presión de trabajo (1386 lpc) con la ayuda de una bomba ISCO. La presión de trabajo corresponde a la

presión del yacimiento. Además, se mantiene una presión de salida con la ayuda de una VCP a 600 lpc, que es la presión de poro (figura 54). La celda que contiene el núcleo presurizado es colocada dentro de un horno a 55°C o temperatura de yacimiento, junto a pistones que contienen el agua de formación, el agua de inyección y el crudo (figura 55). La formulación a inyectar va colocada fuera del horno en un pistón pequeño (figura 56). Con la ayuda de una segunda bomba ISCO, se hace la inyección de los fluidos a una tasa constante, y equivalente a la velocidad promedio de los fluidos en el yacimiento, que corresponde a 1 pie/día. Durante los barridos para recuperación de crudo, tanto con agua de Inyección como con la formulación ASP, en la prueba de desplazamiento se simuló una tasa de inyección de 1 pie/día en medio poroso o tasa de corte $11,02 \text{ seg}^{-1}$ (Der Sarkissian, J.,1996), que es un promedio del movimiento de muchos frentes de desplazamientos en otros campos petroleros. Esta extrapolación de velocidades de un frente en campo a nivel de laboratorio se rige por la siguiente ecuación: $Q_{\text{lab}} = V_{\text{yac}} * V_{\text{poroso}} / L_{\text{núcleo}}$ (Taller, 2005).



Figura 54: Válvula de contra presión y pistones dentro del horno



Figura 55. Prueba de desplazamiento

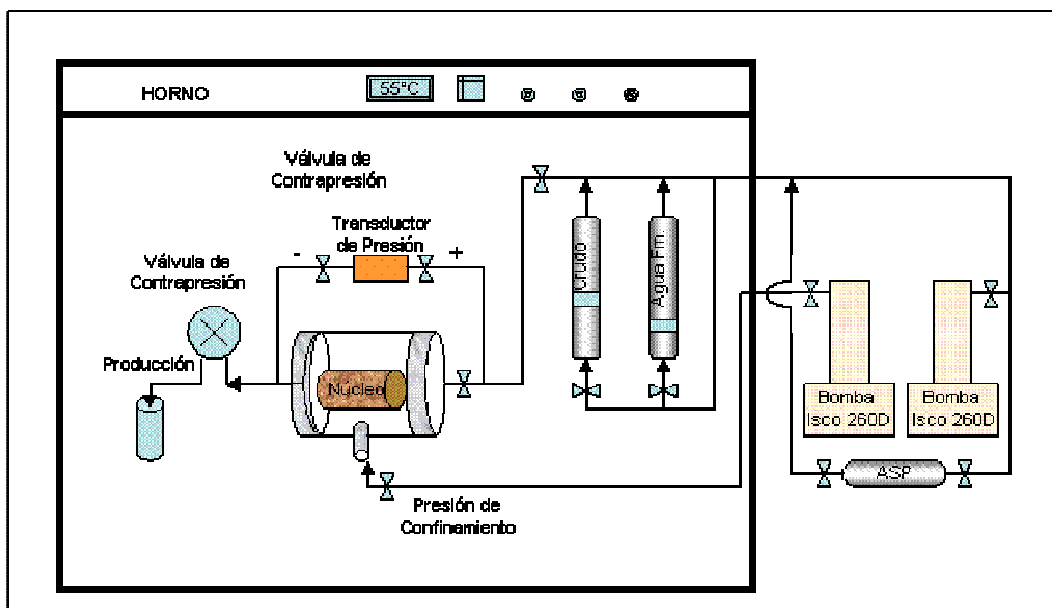


Figura 56. Esquema de la prueba de desplazamiento

7.13.4.- Proceso de desplazamiento: una vez que el núcleo está empacado, se ajustaron las condiciones de temperatura del yacimiento (55°C), presión de poro correspondiente a la presión del yacimiento (600 lpc); y presión de confinamiento alrededor del núcleo (1386 lpc), que simuló la carga litostática. Se inyectó agua en el núcleo hasta obtener una lectura constante y se obtiene a partir de este dato la permeabilidad absoluta con agua (2,71 Darcy).

7.13.5.- Cuantificación del POES: Se procedió a inyectar crudo hasta obtener la saturación irreducible de agua de formación que alcance el núcleo; por balance volumétrico, la cantidad de petróleo que entra al núcleo es igual a la cantidad de agua desplazada (figura 57) y de esta forma se obtiene el Petróleo Original en Sitio (POES). Con esta experiencia es posible obtener la permeabilidad efectiva al crudo a saturación de agua irreducible. El núcleo fue dejado en esta condición un tiempo prolongado, con el fin de que los fluidos interactúen entre ellos y con el medio poroso, para que alcanzara un equilibrio de fases (añejamiento del núcleo) y/o hasta que no desplazó más agua del medio poroso y las lecturas de diferencia de presión entre la salida y la entrada permanecieron constantes.



Figura 57. Volúmenes de crudo equivalentes al POES y al Factor Recobro con agua

7.13.6.- Cuantificación del factor de recobro con inyección de agua: La etapa posterior simuló un proceso de inyección de agua para desplazar el petróleo contenido en el núcleo, y aquí es posible cuantificar bien la producción para estimar recobro de crudo (figura 57), en esta etapa primaria. Cuando se alcanzó la saturación de petróleo residual se estimó la permeabilidad efectiva al agua.

7.13.7.-Cuantificación del factor de recobro con inyección de formulación: Posterior al desplazamiento con agua comenzó la inyección de químicos, se inyectó una cantidad de mezcla ASP (0,3 VP), seguida de una cantidad de polímero (0,3 VP), luego se continuó inyectando agua detrás del polímero y se recolectaron los efluentes para evaluar los recobros adicionales obtenidos, con la inyección del químico (16,13% con respecto al POES) y la adsorción de los componentes tensoactivos inyectados.

7.14.- Adsorción: Para estudiar la adsorción de la formulación en las arenas del yacimiento, se tomó una población de 16 muestras de arenas disgregadas, correspondientes a distintas profundidades. Las muestras son igualmente lavadas con un equipo de destilación-extracción Soxhlet (con tolueno y metanol). Una porción de 0,1 g de estas muestras lavadas son llevadas a analizar por la técnica de XPS y también muestra del núcleo, con el cual se realizó la prueba de desplazamiento, la cual se ha nominado como muestra 17.

Se colocaron 5 gramos de cada muestra en botellas de vidrio y se adicionaron 30 mL de la formulación ASP, todo esto en condiciones anaeróbicas hasta sellarlas. Luego se mantienen a temperatura de yacimiento por un período de un mes y se toma la solución sobrenadante para cuantificar en ella la cantidad de álcali, surfactante y degradación del polímero (figura 58).



Figura 58. Arenas en estudio para Adsorción y solución sobrenadante.

Estas 17 muestras, son lavadas nuevamente por Soxhlet (tolueno-metanol) y, fueron analizadas con la técnica de XPS, que ofrece resultados más rápidamente y de tendencia de mojado confiable.

7.14.1.- Cuantificación de la adsorción de álcali:

Las muestras de arena disgregadas en contacto con la formulación ASP, durante un mes, interaccionaron y, por ello se evalúa la variación de la concentración de Na_2CO_3 en la solución sobrenadante. Para cuantificar el carbonato disuelto (antes y después de la interacción) en la solución se utilizó un método volumétrico de titulación, con cambios visuales a partir de un indicador.

Para saber si la titulación valora una o más especies, es necesario medir el pH de la solución acuosa. Cabe recordar que la especie carbonato (CO_3^{2-}) es estable a condiciones de pH mayor a 8,3, la especie bicarbonato o carbonato ácido (HCO_3^-) es estable a pH entre 4 y 8,3; mientras que la especie ácido carbónico (H_2CO_3) es estable a pH menor a 4.

Al considerar las muestras acuosas para su valoración, se puede saber el rango de pH de la solución y que especie puede dominar determinando su pH y utilizando los siguientes indicadores:

- Indicador de fenoltaleína (viraje alrededor del pH 8,3)
- Indicador naranja de metilo (viraje entre 3,1 y 4,4)

Si la solución no colorea con Fenoltaleína (violeta) la solución tiene un pH menor a 8,3 y no tiene carbonato en solución y viceversa (figura 59). Si la solución colorea naranja su pH está en el rango 4 y 8,3; por tanto existe, la especie bicarbonatada principalmente, y si la coloración de la solución es rosada, el pH es inferior a 4,3; por tanto, existe principalmente la especie ácido carbónico.

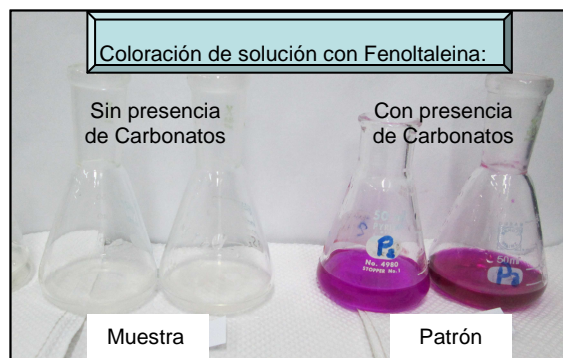


Figura 59. Coloración del indicador Fenoltaleína en presencia de carbonatos.

A las muestras se les realizó una titulación volumétrica con ácido clorhídrico estandarizado para determinar la concentración de álcali adsorbido en la fracción de arena. Para ello, se llevó a cabo el siguiente procedimiento.

- Se preparó una solución de HCl de 0,01 M y se estandarizó con Na_2CO_3 .
- Se colocó en un beacker un agitador magnético y se le agregó 10 mL de la solución a titular (solución de ASP).
- Seguidamente se agregan gotas del indicador fenoltaleína, para colorear de violeta la solución, sin embargo, ninguna de las muestras coloreó, por lo que la especie carbonatada no existe en solución. En efecto el pH de las distintas soluciones oscila entre 5 y 7.
- En una segunda etapa se agregan gotas del indicador naranja de metilo, y todas las soluciones colorearon naranja, por lo que existe la especie bicarbonatada. A este punto se comenzó agregar volúmenes de HCl a través de una bureta, hasta que la solución virara a un color rosado, de manera que se neutralizara toda la base. Se realizó por triplicado (figura 60).
- En relación al volumen gastado de ácido se cuantifica la cantidad de base o álcali en la solución, y por diferencia con respecto al contenido de álcali de la solución original, se conoce la adsorción de este compuesto en la arena.

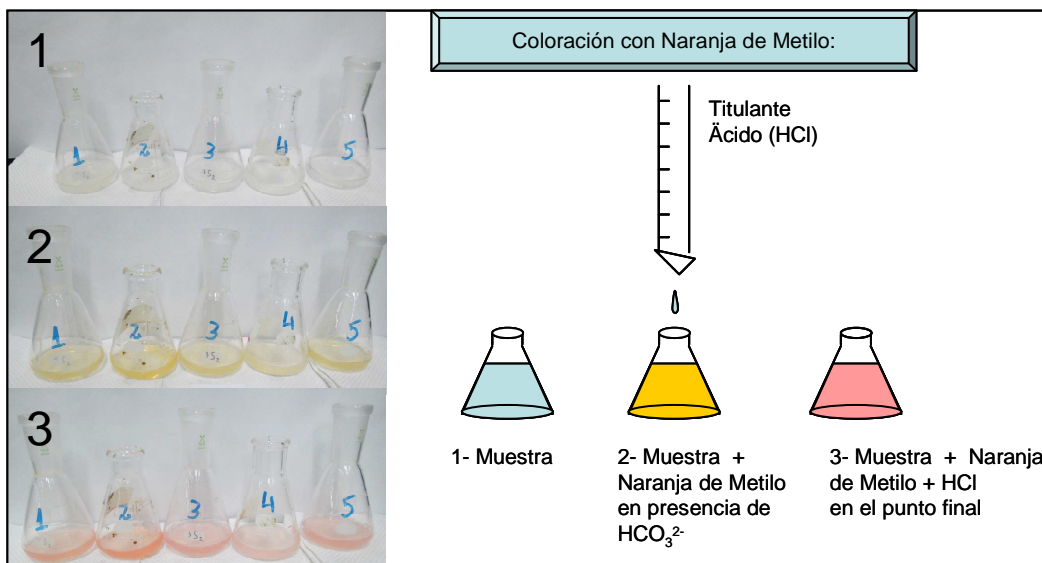


Figura 60. Viraje de la coloración del indicador Naranja de Metilo.

7.14.2.- Cuantificación de la adsorción de surfactante

Para determinar el porcentaje de adsorción del surfactante aniónico sobre las arenas del yacimiento en estudio, se empleó el método ASTM D 304–89 (2003).

Esta norma está basada en la reacción estequiométrica de los surfactantes aniónicos con otras especies monoiónicas (dimidium bromide y disulphine blue), para producir una sal 1:1, la cual es insoluble o parcialmente soluble en hidrocarburos clorados. La reacción se cuantifica mediante la titulación del surfactante en presencia de dos fases inmiscibles. Se emplea un solvente orgánico inmiscible en agua (frecuentemente cloroformo) y un indicador del punto final que será descrito a continuación.

El indicador mixto empleado en la titulación de especies surfactantes aniónicos, está compuesto del colorante aniónico Disulphine Blue VN150 (4',4''diaminoetiltrifenilmetano-2,4 disulfonato) y el colorante catiónico dimidium bromide (2', 7-diamino-9 fenil-10- metilfanatridinium bromide). Se emplean diferentes titulantes catiónicos, por lo general con un peso molecular alrededor de 300g/mol. Uno de los más empleados es p-ter-octil-(fenoxietoxictil-imetilbencil) cloruro de dimetil bencilamonio, conocido comercialmente como Hyamine 1622 (figura 61).

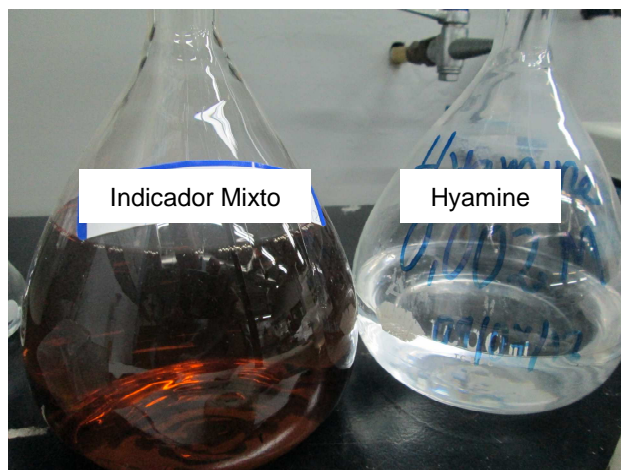
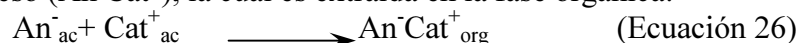


Figura 61. Soluciones para cuantificación del surfactante.

El cambio de color ocurre en la fase orgánica; inicialmente reacciona uno de los componentes del indicador mixto (D^+), dimidium bromide en este caso, con el surfactante aniónico (An^-) para formar un complejo ($An^- D^+$) de color rosado pálido, el cual es extraído en la fase orgánica:



Durante la titulación, el titulante (Cat^+) forma una sal 1:1 con el surfactante aniónico en exceso ($An^- Cat^+$), la cual es extraída en la fase orgánica:



Cuando se agota el anión libre, el catión titulante desplaza al indicador de la sal $An^- D^+$ y la fase orgánica pierde color, retornando el indicador a la fase acuosa:



En el punto final de la titulación, cuando se agrega Hyamine adicional, ésta reacciona con el colorante aniónico (D^-), Disulphine blue, para formar un complejo de color azul soluble en la fase orgánica:



Se toma como punto final la transición de la coloración rosada a azul, lo cual corresponde a una tonalidad gris clara aproximadamente (figura 62).

La aplicación de esta técnica se basa en las siguientes consideraciones:

1. El complejo $An^- D^+$ es perfectamente soluble en la fase orgánica y prácticamente insoluble en la fase acuosa.
2. El complejo $An^- Cat^+$ es completamente extraído en la fase orgánica, y no se disocia en iones.

3. El complejo An^-D^+ intercambia rápidamente al catión D^+ por el titulante Cat^+ , pero ello no ocurre sino hasta que se ha agotado el surfactante An^- libre.
4. El complejo Cat^+D^- es esencialmente más soluble en la fase orgánica que en la acuosa, pero no se forma sino hasta que el titulante ha reaccionado con todo el surfactante aniónico disponible.

De acuerdo a la norma ASTM D 304-89, se siguió la metodología descrita a continuación.

- Se preparó un litro de una solución de Hyamine 1622, pesando 0,92 g de Hyamine y agregándole 0,4 mL de NaOH al 50%, la cual, se diluyó hasta un litro para llevarla a una concentración de 0,002M.
- Preparación del indicador ácido: Se pesaron 0,5 g de Dimidium Bromide el cual fue disuelto en 50 mL de una solución de etanol al 10 % caliente. (Solución A). Se pesaron 0,25 g de Disulphine Blue VN el cual fue disuelto en 50 ml de una solución de etanol al 10 %. (Solución B). Ambas soluciones, A y B, fueron transferidas a un balón de 250 mL y se enrasaron con agua destilada. (Indicador Mixto). Con el indicador mixto se preparó el indicador ácido, añadiendo a un matraz aforado de 1 litro, 40 mL de indicador mixto y 40 mL de ácido sulfúrico a 2,5 M, enrasado con agua destilada.
- La Hyamine se estandarizó con una solución de Lauril Sulfato Sódico 0,01M, esto se hizo colocando 25 mL de lauril sulfato de sodio en un cilindro graduado de 100 mL, 15 mL de Cloroformo y 10 mL de indicador ácido. La Hyamine se agregó poco a poco, agitando fuertemente la solución de lauril sulfato, después de cada adición para lograr la extracción del complejo coloreado hacia la fase orgánica; se agregó Hyamine hasta que la coloración de la fase oleica cambió de rosado fuerte a un color ligeramente azul, como se puede observar en la siguiente figura 62.
- Para determinar la concentración del surfactante aniónico en los efluentes, se siguió un procedimiento similar al empleado en la estandarización de la Hyamine. Se tituló 10 mL de la dilución del surfactante aniónico con la solución de Hyamine 1622 a 0,002M.

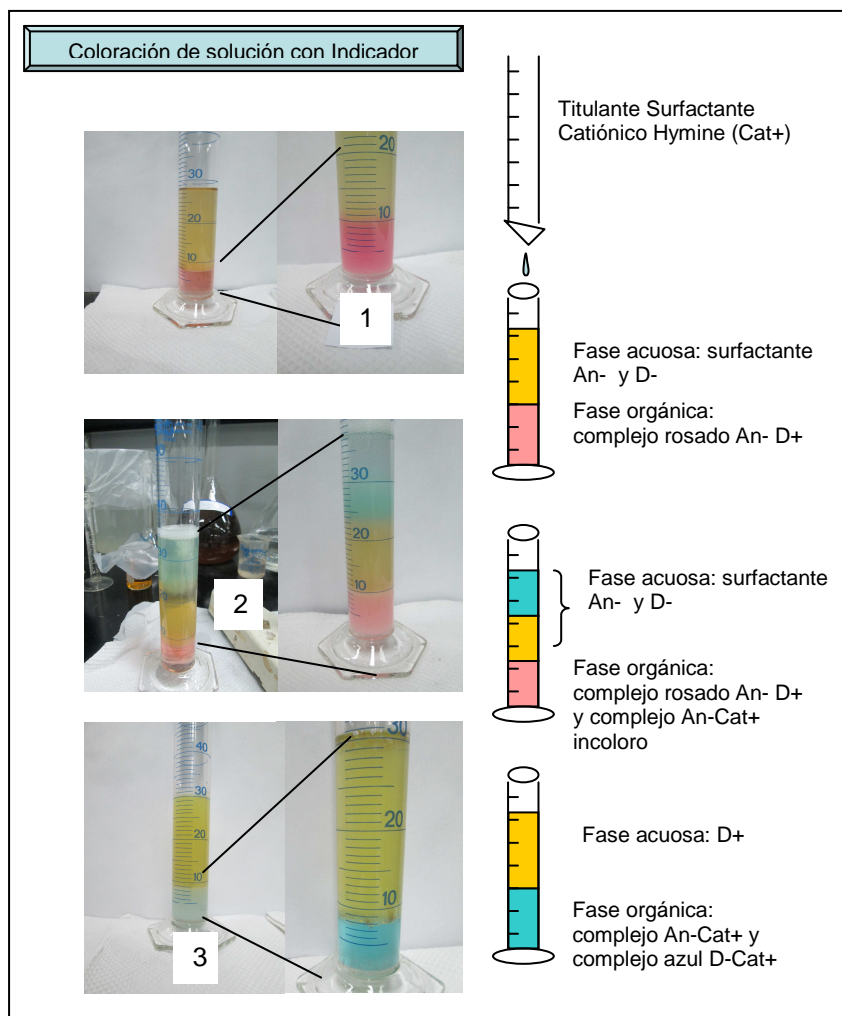


Figura 62. Variación de la coloración durante la titulación con Hyamine 1622

7.14.3.- Degradación del polímero

14.3.- Para el caso de la evaluación de cambios en el contenido de polímero para la formulación ASP en contacto con arenas del yacimiento LL-03, se revisó la viscosidad a la temperatura del yacimiento (55°C) en las 16 muestras generadas luego de un mes de interacción con las arenas, y se cuantificó la viscosidad a la tasa de 11 seg^{-1} , que corresponde a una velocidad de frente de inyección de alrededor 1 pie/día (Flaaten, A. et al, 2008). El equipo utilizado es un Reómetro Physica, Modelo MCR-300 (figura 63), con la geometría CC-27 y contiene un “peltier” o calentador por resistencia que ayudado por un baño conserva la muestra a la temperatura del yacimiento. La viscosidad de la muestra original o formulación de ASP a 55°C es 43,9 cP.



Figura 63. Reómetro Physica, MCR-300.

CAPÍTULO 8

RESULTADOS

8.1.- Muestras

De la zona a estudiar, se obtuvieron muestras de agua de inyección a los pozos, agua de formación, agua del Lago de Maracaibo, crudo y muestras de roca. Los fluidos se lograron obtener en una visita a los pozos en el Lago de Maracaibo. El petróleo fue conservado en bidones, el agua del lago en condiciones idóneas de acuerdo al análisis requerido, es decir, se refrigeraron y otras se acidificaron para poder ser cuantificadas sus especies iónicas; el agua de formación se obtuvo por decantación de la fase acuosa del crudo muestreado y; el agua de inyección es la que actualmente se inyecta de las plantas de tratamiento cercana a los pozos, y que son reportadas confiablemente por el Distrito. Se lograron bajo congelación criogénica, obtener 8 muestras de roca de la formación Lagunillas en forma de cilindros (1G, 2G, 3G, 1P, 2P, 3P, 4P y 5P), tres con dimensiones de 1,5' x 2,0' y cinco de ellas de menor tamaño 1,0' x 1,5'. La variación de los tamaños de estos cilindros, sucedió debido a que se tenía muy poca disponibilidad para la toma, ya el núcleo del pozo de interés que se logró ubicar en la nucleoteca, había sido perforado en múltiples oportunidades para otros estudios. Otras quince muestras de pozos cercanos se lograron ubicar pero en forma disgregada y en cantidades menores, que no permiten la conformación de una estructura de núcleo (ver tabla 8).

8.2.- Descripción química de los fluidos

Seguidamente fueron caracterizados los fluidos del yacimiento: crudo, agua de formación y agua de inyección. En las tablas 9 y 10 se muestra el contenido iónico de las distintas aguas y las propiedades del crudo en estudio. Los iones allí reportados, son los considerados iones mayoritarios y, a partir de esta composición es posible reproducir de manera artificial en el laboratorio cualquiera de esos medios acuosos, siempre que se replique la misma concentración, haciendo cumplir el equilibrio iónico ya sea compensando con sodio o con cloruro. Obsérvese que el número ácido del crudo es mayor a 0,5 mg KOH/g de crudo, lo cual garantiza la presencia de surfactantes naturales que pueden ser activados con la adición de una base o álcali en el medio acuoso. Una acidez de 1,81 mg KOH/g crudo, se considera alto, tres veces mayor al necesario para que un crudo sea catalogado como una fuente natural de ácidos. Esta cualidad se aprovechó durante la elaboración de la formulación ASP, ya que solo con la adición del álcali fue posible obtener suficiente surfactante y, una relación interfacial óptima entre el crudo y el agua. La adición de surfactante comercial y polímero ayudaron a optimizar esta relación, pero ya es un ahorro importante, hacer uso de los surfactantes naturales.

La viscosidad del crudo a la temperatura del yacimiento (55°C) y una tasa de corte de 11 seg^{-1} , fue de 197 cP (tabla 9), lo que supera los límites para una aplicación de una formulación con polímero; recordando que se tiene un crudo pesado (10-

21°API). Sin embargo, estamos cerca de los límites y se consideró igualmente el polímero en la formulación desplazante.

Tabla 9. Propiedades del Crudo

Crudo	
Densidad	
(g/mL)	0,9472
°API	17,8
% Agua	10,95
N°Acido	
(mg KOH/g)	1,81
N° Acido	
deshidratado	
(mg KOH/g)	1,59
Saturados	31,49
Aromáticos	40,19
Resinas	22,19
Asfaltenos	6,12
Viscosidad	
(cP)	197

Tabla 10. Descripción química de las aguas

	Agua de Formación	Agua de Inyección	Agua de Formulación
Ión	mg/L	mg/L	mg/L
Na ⁺	2220	867,2	763,3
K ⁺	37,8	0	80,3
Ca ⁺²	11,3	37,6	41,3
Mg ⁺²	13,5	99,8	128
Cl ⁻	1133	1519,2	1694
SO ₄ ⁻²	8,57	196,7	223,7
HCO ₃ ⁻	4106,5	64,3	54
CO ₃ ⁻²	95,61	0	10
NO ₃ ⁻	0	0	10
Salinidad	7626,28	2784,8	3004,6

8.3.- Análisis mineralógico

Para el conjunto de muestras en cuestión, se consignaron 5 g de cada sección, y con esta cantidad se identificaron todos los minerales presentes. Para identificar en la fracción de arcillas cada tipo, se necesitaba una cantidad de muestra de 100 gramos aproximadamente, por ser muy bajo el contenido total de arcillas. Por ello

no fue posible hacer el segundo estudio, donde se especifican los tipos de arcillas existentes, por lo que las correlaciones que puedan existir en el momento de la adsorción de algún químico, sólo se harán por porcentaje total de contenido de arcilla, el cual oscila entre 6% y 18%, con un promedio de 9,8%. El tipo de arcilla es independiente del porcentaje de arcilla, es por ello importante saber cuales están presentes para imponer límites críticos cuando ciertas arcillas se encuentren presente en los yacimientos. El contenido de minerales en las muestras analizadas de la Formación Lagunillas reflejan un alto contenido de cuarzo entre 58 y 79% principalmente, feldespatos del tipo plagioclasa entre 7 y 20%, feldespato de potasio u ortosa entre 5 y 12%, pequeñas fracciones de dolomita entre 1 y 2%, y minerales de arcilla entre 6 y 18% como máximo (figura 64).

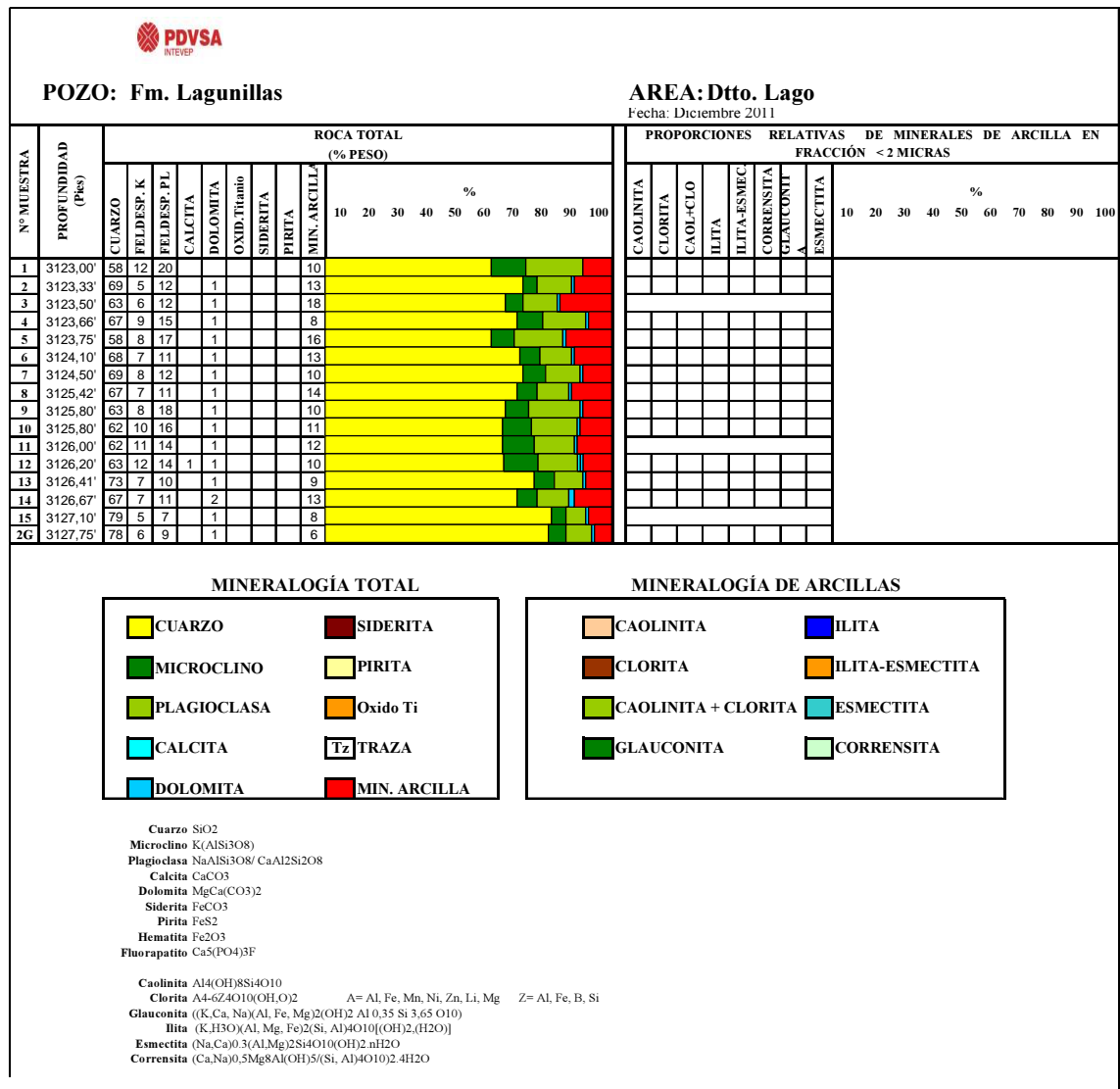


Figura 64. Reporte de análisis mineralógico por difracción de rayos X, Laboratorio de mineralogía PDVSA-Intevep.

La presencia de dolomita, a pesar de ser en bajo porcentaje, es un aporte seguro de calcio y magnesio en solución, que desfavorece la actuación del surfactante en la actividad interfacial agua-crudo. De hecho, el agua del Lago de Maracaibo

utilizada para hacer la formulación ASP, es tratada antes de ser utilizada. La prueba piloto prevista para otros arreglos en el mismo distrito, considera una planta con resina de intercambio iónico, que al contactar al agua del lago de Maracaibo, realiza un intercambio catiónico, donde todo el calcio y magnesio es sustraído y cambiado por iones sodio. En el laboratorio se hace la misma simulación y en una torre con resina de intercambio iónico, se hace fluir el agua sintética del Lago de Maracaibo, y se verifica la dureza con negro de eriocromo T (por medio de una coloración) si el contenido de iones divalentes es ciertamente menor a 5 ppm.; de lo contrario el agua no puede ser utilizada para mezclas con surfactantes. Por ello es muy importante conocer la mineralogía del medio poroso, ya que puede contribuir a desequilibrar la formulación por el aporte de iones divalentes.

8.4.- Drenaje forzado

A continuación se muestran los volúmenes de agua obtenidos al forzar la entrada de crudo a los distintos núcleos mediante la centrifuga Ultra Rock UCR 628. Los núcleos se encuentran inicialmente saturados con agua de formación (Tabla 11).

Tabla 11. Volúmenes obtenidos por drenaje forzado

Drenaje forzado Condición Swi	
Muestra	Volumen en mL de agua desplazada (Vwd)
1G	18,6
2G	12,4
3G	16,8
1P	6,0
2P	4,0
3P	6,2
4P	ND
5P	ND

8.5.- Imbibición espontánea.

Las muestras sometidas a imbibición espontánea, necesitaron varios meses para alcanzar una lectura constante de crudo liberado. En el caso de las muestras 1G, 2G y 3G, se pasaron 6 meses, para que el agua de formación a condiciones de Swi, dejaran entrar en sus poros espontáneamente este fluido y liberar crudo. En el caso de los núcleos más pequeños, 1P, 2P y 3P, durante 4 meses no se observó desplazamiento de crudo alguno, se cree que es debido a la manga de bitón que pueda estar haciendo mucha presión y no permite el flujo libre de los fluidos. En la tabla 12 se muestran estos resultados.

Tabla 12. Volúmenes obtenidos por Imbibición espontánea.

Imbibición Espontánea	
Muestra	Volumen en mL de crudo desplazado (Vosp)
1G	11,0
2G	6,5
3G	8,6
1P	0,0
2P	0,0
3P	0,0
4P	ND
5P	ND

8.6.- Imbibición forzada

Esta medida se realizó con los núcleos 1G, 2G y 3G, en vista de que son los que responden a la imbibición espontánea. Estos distintos volúmenes de crudo son cuantificados y se muestran en la tabla 13. Para el caso de la Imbibición forzada se trabajó igualmente a 25°C, y se alcanzó constancia en la lectura de los volúmenes al llegar a 5000 rpm en la centrifuga, es decir, ya era la fuerza máxima y suficiente para el movimiento de los fluidos dentro del núcleo, donde las muestras colocadas en agua de formación, permiten la entrada forzosa de este fluido y la salida de crudo.

Tabla 13. Volúmenes obtenidos por Imbibición Forzada

Imbibición forzada Condición Sor	
Muestra	Volumen en mL de crudo desplazado (Vod)
1G	3,5
2G	5,0
3G	1,8
1P	ND
2P	ND
3P	ND
4P	ND
5P	ND

8.7.- Drenaje espontáneo

Los núcleos colocados en un medio saturado de crudo, permiten o no la entrada de este fluido al núcleo y la salida de agua de formación. Esta cantidad de agua es cuantificada y recopilada en la tabla 14. Esta medida se hizo con los núcleos 1G, 2G y 3G, y se observaron por tres meses, hasta que no varió el volumen de agua desplazada.

Tabla 14. Volúmenes obtenidos por Drenaje espontáneo.

Drenaje Espontáneo	
Muestra	Volumen en mL de agua desplazada (Vwsp)
1G	0,0
2G	0,0
3G	0,0
1P	ND
2P	ND
3P	ND
4P	ND
5P	ND

8.8.- Cálculo del índice de mojabilidad de acuerdo a las ecuaciones de Amott-Harvey

A partir de los cuatro ensayos anteriores se pudo cuantificar los distintos volúmenes asociados con la entrada o salida de los fluidos mojantes y no mojantes a la superficie rocosa en estudio. En la tabla 15 se muestran estos índices. En la primera columna que muestra la cantidad de agua (V_{wid} o V_{wd}) que es desplazada al centrifugar la muestra con crudo, se observan las mayores cantidades de movimiento de fluidos, se podría pensar que es fácil la entrada de crudo que la entrada de agua, como se ve en la columna de crudo desplazado (V_{od}) por la entrada de agua. Sin embargo, estos volúmenes obtenidos por desplazamiento forzado, en las ecuaciones de cálculo de índice de mojabilidad, son considerados en el denominador, por lo que no son indicativos a primera vista de la mojabilidad. Más bien, los volúmenes reflejados en las columnas V_{osp} y V_{wsp} , referidos a la producción espontánea de crudo y agua respectivamente, ya son un indicativo cierto de la tendencia de mojado de la roca en estudio. Si se observa la columna V_{osp} , tenemos volúmenes tangibles de crudo producido por la entrada espontánea de agua, es decir, el agua sin intervención de fuerza adicional alguna, puede sustituir el crudo entrampado en la roca de estudio hasta producirlo, lo que refleja una afinidad visual y rápida. Si se observa más bien la columna V_{wsp} , se tiene la situación contraria, es decir, el crudo de manera espontánea no registra la producción de ningún volumen de agua visible, claro indicio de que el

crudo no es afín por naturaleza a la roca no consolidada en estudio. Esto debería ser ensayos preliminares para ver de manera rápida las tendencias de mojado de una superficie, y luego completar los otros ensayos para precisar numéricamente cual es el índice de mojabilidad si se desean ver cambios o valores más exactos.

Tabla 15. Índices de mojabilidad a partir de volúmenes experimentales (mL).

Muestra	V _{wid}	V _{osp}	V _{od}	V _{wsp}	$\delta_w = \frac{V_{osp}}{(V_{osp} + V_{od})}$	$\delta_o = \frac{V_{wsp}}{(V_{wsp} + V_{wd})}$	$I = \delta_w - \delta_o$
1	18,6	11,0	3,5	0,0	0,8	0,0	0,8
2	12,4	6,5	5,0	0,0	0,6	0,0	0,6
3	16,8	8,6	1,8	0,0	0,8	0,0	0,8

8.9.- Interpretación de la condición de mojado

En el caso de estos núcleos, y partiendo del índice de mojabilidad al agua se infiere que se tienen superficies rocosas mojadas fuerte y débilmente al agua como se diversifica en las tablas 4 y 5. En la representación triangular (figura 65) se observa su ubicación en las zonas antes mencionadas, considerando que se alimenta de tres índices que deben ser sumados de acuerdo a la escala de los tres ejes correspondientes. Estos tres índices colocados en el diagrama triangular utiliza la ecuación $\delta_n + \delta_o + \delta_w = 1$; donde δ_n es el índice de mojabilidad neutra, δ_o índice de mojabilidad al aceite y δ_w el índice de mojabilidad al agua, todas sumadas resultan igual a 1.

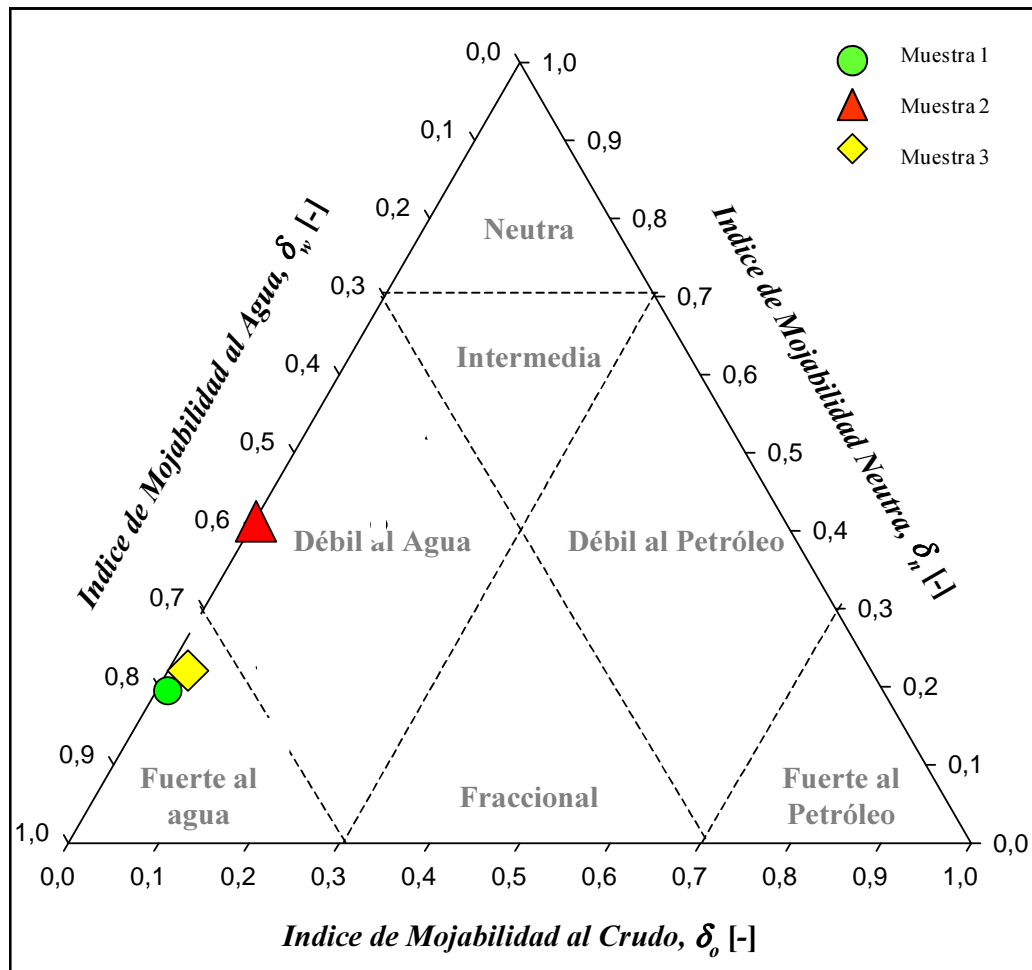


Figura 65. Representación triangular de los índices de Amott – Harvey.

El índice de mojabilidad neutra para las muestras 1 y 3 corresponde a la diferencia de 0,2 y para la muestra 2 el valor de la mojabilidad neutra es 0,4. Como la mojabilidad neutra no es 1, entonces las muestras tienen una mojabilidad definida, de lo contrario no habría afinidad alguna. Se tienen presente rocas de mojabilidad preferente al agua, lo que indica que este es el fluido mayormente presente en la superficie de la roca y en los cuellos por donde se traslada el crudo que interesa explotar, lo que facilita su explotación y poca adhesión a las gargantas porales.

8.10.- Técnica de resonancia magnética nuclear

En esta segunda técnica utilizada para la estimación de la mojabilidad de la roca se necesita conocer la respuesta en cuanto

a tiempo de relajación para los fluidos que puedan estar contenidos en la roca para varios estados de saturación. En las gráficas 66 y 67 se muestran las curvas de calibración para contenido de agua y crudo según tiempo de relajación T2 en milisegundos obtenidos por la técnica de resonancia magnética nuclear.

Estas gráficas son necesarias para considerar el tiempo correspondiente para un determinado volumen de estos fluidos (t_{hw} y t_{ho}), que es parte del cálculo del

índice de mojabilidad. Cuando se conoce el volumen equivalente de crudo o agua presente en un determinado estado de saturación de la roca (por ejemplo agua irreducible o crudo residual), este volumen se puede interpolar en estas gráficas para conocer su respuesta en milisegundos al someterse a un campo magnético.

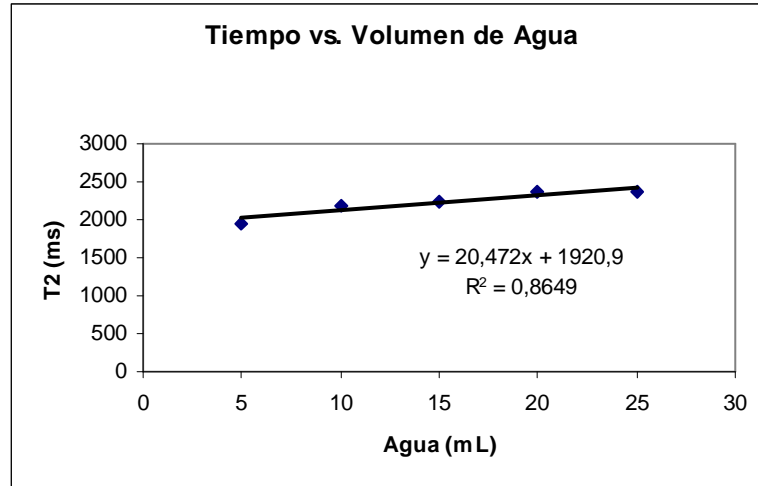


Figura 66: Correlación entre tiempo de relajación y volúmenes de agua de formación

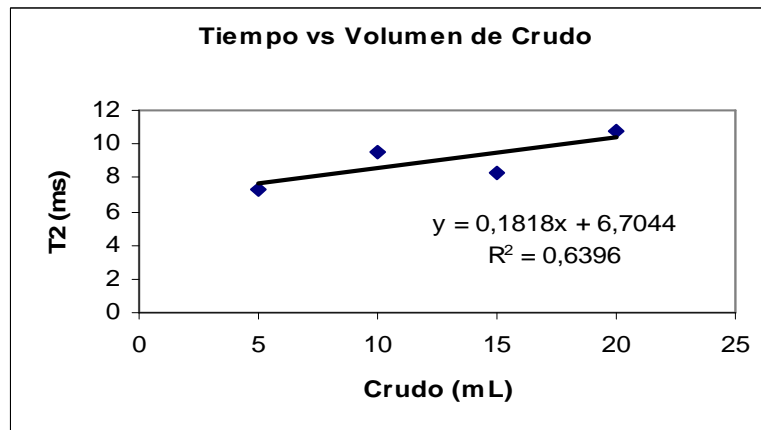


Figura 67: Correlación entre tiempo de relajación y volúmenes de crudo

En la tabla 16 y se reflejan los volúmenes asociados al agua irreducible y crudo residual que contuvo cada núcleo en los estados de saturación correspondientes.

Tabla 16. Parámetros (t_2) para cálculos de Mojabilidad por RMN

Muestra	Agua Irreducible (mL)	Swi	Crudo Residual (mL)	Sor
1G	7,62	0,29	4,10	0,22
2G	11,37	0,48	0,90	0,07
3G	10,26	0,38	6,40	0,38

En la tabla 17, se muestran los valores de los tiempos de relajación T2 para distintos estados de saturación y los cálculos de los valores de relajación con el

índice de mojabilidad obtenido para cada muestra. El índice de mojabilidad así calculado es equivalente al índice de mojabilidad total de Amott, y se interpretan como muestras *mojadas fuertemente al agua*.

Tabla 17. Parámetros (t_2) para cálculos de Mojabilidad por RMN

Parámetro	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3
S100%w - tw100 (ms)	153,393	90,496	133,650
Swi - tw (ms)	4,831	4,560	5,610
Sor - to (ms)	131,987	37,416	98,708
thw (ms)	4622,938	2686,880	3941,650176
tho (ms)	847,1545	495,179248	723,296402
$\rho_w = 1/Tw100 - 1/Thw$	0,0060	0,0106	0,0070
$\rho_o = 1/To100 - 1/Tho$	0,0728	0,0737	0,0512
$C_p = \delta w / \delta o$	0,0830	0,1436	0,1371
$I = (Swi(1/Tw-1/Tbw) - Cp.Sor.(1/To-1/Tbo)) / (Swi(1/Tw - 1/Tbw) + Cp.Sor.(1/To-1/Tho))$	0,957	0,985	0,924

Los valores de thw y tho son valores de tiempo de relajación t_2 obtenidos de las gráficas 65 y 66, y corresponden a volúmenes equivalentes de agua y de crudo de la formación respectivamente. El tiempo de precesión de los protones es proporcional al contenido de estos en el fluido, y si se observa thw es siempre mayor a tho, ya que el agua en proporción al crudo tiene mayor concentración de hidrógenos (protones). Por la misma razón el tiempo calculado para el caso de la roca saturada 100% agua también es mayor al resto a los otros estados de saturación (Swi y Sor). Para este tipo de resultados, el índice de mojabilidad obtenido es equivalente al índice total de Amott Harvey. Las mojabilidades parciales no se han podido calcular por este método. Al no ser posible tener los componentes de mojado al agua y al crudo, no se pueden ubicar las muestras en el gráfico triangular de costumbre, como en el análisis de Amott Harvey. Por ello solo se hace la interpretación del resultado total de mojabilidad directamente, que por ser cercano a la unidad corresponde a una tendencia de mojado preferible al agua.

8.11.- Técnica de espectroscopía fotoelectrón de rayos X (XPS)

Las muestras antes de ser contactadas por la formulación ASP, son estudiadas con esta tercera técnica de estimación de la mojabilidad de superficies. Se puede observar en la tabla 18 los resultados de mojabilidad por el método espectroscopia de fotoelectrón de rayos X (XPS). Se presenta el contenido de cada elemento en la muestra de roca, en función de la respuesta de la radiación electromagnética emitida por la muestra. El elemento clave para discernir el mojado de la roca es el Carbono (C), y se considera que para rangos entre 19% y 24% la roca o la superficie es mojada débilmente al agua (muestras 1 y 3), y para el rango de contenido de carbono entre 25% y 36% se trata de un mojado intermedio.

Nuevamente las muestras 1 y 2 presentan valores de mojabilidad cercanos y tendencias parecidas, mientras que la muestra 3 es menos mojada al agua en comparación con las muestras 1 y 2 igual como se vio con el método de Amott

Harvey. Las tres muestras han disminuido su tendencia de mojado al agua al calcularla por esta técnica, lo que parece indicar que hay un tratamiento en común que pudo interferir en este pequeño desplazamiento.

Según la técnica XPS el grupo de muestras poseen una condición de mojado en su mayoría entre débil al agua y mojabilidad intermedia. Esta tendencia es parecida a la mojabilidad al agua obtenida por las dos anteriores técnicas (Amott-Harvey y RMN), sin embargo es probable que pequeños errores en la manipulación alteren significativamente el resultado, inclusive se puede tener influencia del carbono en el aire, de residuos de crudo y muestras ajenas en el mismo horno de secado.

Tabla 18: Valores porcentuales de los distintos elementos incididos con fotones para las muestras de arena no consolidadas.

Elemento (%At Conc)	Muestras		
	1 (%At)	2 (%At)	3 (%At)
Na 1s	0,50	0,37	0,41
O 1s	41,09	42,37	46,79
C 1s	23,41	26,42	19,55
K 2p	0,33	1,17	0,31
Si 2s	19,11	20,57	19,44
Al 2p	13,88	8,32	12,72
N 1s	0,50	0,38	0,33
Fe 2p	0,58	0,40	0,47
Mojabilidad	Débil al agua	Intermedia	Débil al agua

Las mojabilidades obtenidas para los tres núcleos de roca por varios métodos: método analítico de superficie o espectroscopía de fotoelectrón de rayos X (XPS), y los dos métodos semi-dinámicos como Amott- Harvey y RMN (los cuales pueden ser aplicados utilizando una misma metodología de trabajo de laboratorio), permiten cualificar una misma tendencia de mojado entre las tres muestras, resultando mojado al agua preferentemente.

Los resultados obtenidos por el método Amott-Harvey califican las 3 muestras de roca de un mismo yacimiento como mojadas al agua. La técnica de resonancia magnética nuclear (NMR), también reproduce el mismo resultado, es decir, rocas mojadas al agua, lo que quiere decir que la distribución de t_2 al ser una función de la cantidad de crudo y agua, es un parámetro sensible a la mojabilidad de la muestra. Por ultimo, la técnica XPS, muestra valores de mojabilidad al agua de grado débil (en vez de fuerte) y una muestra de mojado intermedio, la cual también muestra valores de carbono orgánico (26,42%) en superficie cercanos al límite de mojado al agua (24-25%). Los resultados siguen una tendencia similar a las dos técnicas anteriores, en menor tiempo experimental.

8.12.- Pruebas de desplazamiento para cuantificar factor de recobro y medir adsorción

En la tabla 19 se resumen las características más relevantes de la prueba de desplazamiento realizada con el núcleo 2G (muestra 17), donde se evalúa el efecto de la formulación ASP y se cuantifica el factor de recobro. Se simulan las condiciones del yacimiento, donde la presión de poro dada por la válvula de contrapresión es 600 Lpc, una presión de confinamiento de 1386 Lpc, y secuencias de desplazamiento en el siguiente orden: Saturación del núcleo con agua de formación, medida de permeabilidad con agua Kabs agua, saturación del núcleo con crudo hasta Swi, medida del POES, medida de permeabilidad con crudo Ko, desplazamiento con agua de inyección para recuperación de crudo por método primario (RA) o recuperación con agua, medida de permeabilidad al agua a esta condición Ka, desplazamiento con la formulación ASP o inyección de químicos, se cuantifica factor de recobro con formulación (RQ) y la saturación de crudo final (Sor final).

Tabla 19: Resultados de la prueba de desplazamiento con núcleo real

Parámetro	Valores
Longitud (cm)	3,95
Diámetro (cm)	3,863
Volumen poroso (mL)	16,77
Porosidad (%)	34,7
POES (mL)	12,4
Kabs agua (D)	2,71
Ko@Swr (mD)	4,08
Kw@Sor (D)	4,76
Swi (%)	47,96
Soi(%)	52,16
Sor (%)	27,97
RA (%)	46,37
RQ (%)	16,13
Recuperación Total (%)	62,50
Sor final (%)	0,20
Presión de confinamiento (Lpc)	1386
Presión de poro (Lpc)	600
Temperatura (°C)	55

La recuperación de crudo con agua fue bastante elevada, mientras que la recuperación con la inyección de la formulación ASP es solo de 16% aprox. Para este tipo de procesos se estima obtener FR mayores y en el orden de mínimo 20%. Sin embargo el proceso es bastante bueno ya que lograría aumentar en buena parte la cantidad de crudo a recuperar adicionalmente al proceso primario de recuperación con agua que se realiza actualmente por la influencia de un acuífero.

Este resultado indica que no basta con obtener una formulación ideal que baje las tensiones interfaciales a niveles ultrabajos, sino que también se necesita estudiar la interacción con la roca, ya que puede darse algún fenómeno que disminuya la eficiencia, y este fenómeno puede ser la adsorción de algunos o todos los componentes de la fórmula. Los simuladores al estudiar estos procesos, solicitan como dato principal para evaluar la eficiencia de una formulación, la adsorción de sus componentes, por ello es un paso final que se convierte en el mayor filtro para aceptar o no una formulación en este tipo de recuperación mejorada.

8.13.- Adsorción

Se estudió para 17 muestras, la superficie de la roca yacimiento mediante la técnica de espectroscopía de fotoelectrón de rayos X (XPS) antes de ser contactada por la formulación ASP. En la tabla 20 se muestran los resultados del porcentaje de los elementos presentes en dicha superficie. Se coloca la profundidad de obtención de la muestra, la posición de la señal del carbono, su contenido y, adicionalmente las señales del Silicio (Si), el oxígeno (O), y su relación (Si/O) para aquellos casos donde la señal del carbono no aparezca en 284,6 eV. Esto es importante para adicionar un criterio de interpretación que ayude a dar la condición de mojado. Si la señal del carbono está por encima de su valor normal, ya no corresponde a enlaces orgánicos del carbono (C-H), sino más bien carbono inorgánico, y por tanto, la mojabilidad se infiere a partir de la relación Silicio/Oxígeno (Si/O). Si la relación $Si/O > 0,5$ es una mojabilidad Intermedia, si $Si/O < 0,5$ la mojabilidad es al crudo y cuando $Si/O = 0,5$ es mojado al agua. Para esta primera etapa todas las señales del carbono aparecieron en la escala con 284,6 mV, por lo tanto no es necesario aplicar criterio adicional de mojabilidad y por ello se coloca N/A (No Aplica). La mojabilidad es dada entonces solo por el porcentaje de carbono, y varía de débil al agua hasta débil al crudo.

Tabla 20. Mojabilidad por la técnica de XPS para arenas del yacimiento.

Muestras	Prof.	Posición C	% AT	Observación Mojabilidad	Si (%At)	O (%At)	Si (%At) /O (%At)	Observación Mojabilidad
1	3123,00'	284,6	23,41	Débil al agua	19,11	41,09	0,47	N/A
2	3123,33'	284,6	42,61	Débil al crudo	16,60	30,36	0,55	N/A
3	3123,50'	284,6	34,26	Intermedia	17,93	34,60	0,52	N/A
4	3123,66'	284,6	38,04	Débil al crudo	17,02	32,52	0,52	N/A
5	3123,75'	284,6	38,66	Débil al crudo	16,66	32,47	0,51	N/A
6	3124,10'	284,6	35,99	Intermedia	18,59	33,50	0,55	N/A
7	3124,50'	284,6	42,37	Débil al crudo	16,98	30,27	0,56	N/A
8	3125,42'	284,6	39,17	Débil al crudo	18,00	31,95	0,56	N/A
9	3125,80'	284,6	39,34	Débil al crudo	17,95	31,90	0,56	N/A
10	3125,80'	284,6	37,59	Débil al crudo	18,80	33,07	0,57	N/A
11	3126,00'	284,6	41,59	Débil al crudo	17,05	30,61	0,56	N/A
12	3126,20'	284,6	39,44	Débil al crudo	17,89	31,98	0,56	N/A
13	3126,41'	284,6	39,69	Débil al crudo	18,60	31,11	0,60	N/A
14	3126,67'	284,6	42,95	Débil al crudo	17,50	29,47	0,59	N/A
15	3127,10'	284,6	35,66	Intermedia	18,74	33,94	0,55	N/A
16	3127,30'	284,6	36,38	Intermedia	20,29	33,56	0,60	N/A
17	3127,75'	284,6	32,66	Intermedia	20,53	35,26	0,58	N/A

Luego del tratamiento con la formulación ASP se vuelve a realizar el estudio con la técnica de XPS, para las 17 muestras, obteniéndose las tendencias mostradas en la tabla 21. La muestra 17 pertenece a la prueba de desplazamiento, y el resto son

muestras de arena disgregada. En esta segunda etapa ocho muestras tienen la señal del carbono corrida del valor normal y se aplicó el criterio de la relación sílice y oxígeno para revisar con mayor precisión la mojabilidad, sin embargo, ambos criterios arrojan la misma tendencia.

Tabla 21. Mojabilidad por la técnica de XPS para arenas del yacimiento luego de interactuar con formulación ASP

Muestras	Prof.	Posición C	% AT	Observación Mojabilidad	Si (%At)	O (%At)	Si (%At)/O (%At)	Observación Mojabilidad
1 ASP	3123,00'	284,6	39,65	Débil al crudo	12,61	31,93	0,39	N/A
2 ASP	3123,33'	284,6	37,76	Débil al crudo	16,81	32,74	0,51	N/A
3 ASP	3123,50'	284,6	35,93	Intermedia	16,31	33,43	0,49	N/A
4 ASP	3123,66'	284,6	35,11	Intermedia	17,24	33,89	0,51	N/A
5 ASP	3123,75'	284,6	35,92	Intermedia	17,06	33,43	0,51	N/A
6 ASP	3124,10'	284,6	33,10	Intermedia	19,70	35,22	0,56	N/A
7 ASP	3124,50'	284,6	37,14	Débil al crudo	18,84	33,14	0,57	N/A
8 ASP	3125,42'	284,6	33,68	Intermedia	19,99	34,99	0,57	N/A
9 ASP	3125,80'	284,6	32,70	Intermedia	21,05	35,47	0,59	N/A
10 ASP	3125,80'	286,3	32,70	Intermedia	19,47	33,27	0,59	Intermedia
11 ASP	3126,00'	286,3	34,56	Intermedia	19,97	34,24	0,58	Intermedia
12 ASP	3126,20'	286,4	35,04	Intermedia	19,23	34,50	0,56	Intermedia
13 ASP	3126,41'	286,4	35,94	Intermedia	20,03	33,39	0,60	Intermedia
14 ASP	3126,67'	286,4	33,76	Intermedia	20,61	34,67	0,59	Intermedia
15 ASP	3127,10'	286,3	31,59	Intermedia	20,61	36,38	0,57	Intermedia
16 ASP	3127,30'	286,3	32,39	Intermedia	22,10	35,77	0,62	Intermedia
17 ASP	3127,75'	286,4	28,89	Intermedia	23,08	37,40	0,62	Intermedia

Obsérvese que las arenas del yacimiento poseen originalmente una mojabilidad promedio de débil al crudo a intermedia, y luego de estar en contacto con una formulación que mezcla álcali, surfactante y polímero, su tendencia es a alcanzar una ligera variación de mojabilidad a intermedia principalmente y débilmente mojada al crudo. La formulación está disminuyendo la tendencia de mojado al crudo (figura 68).

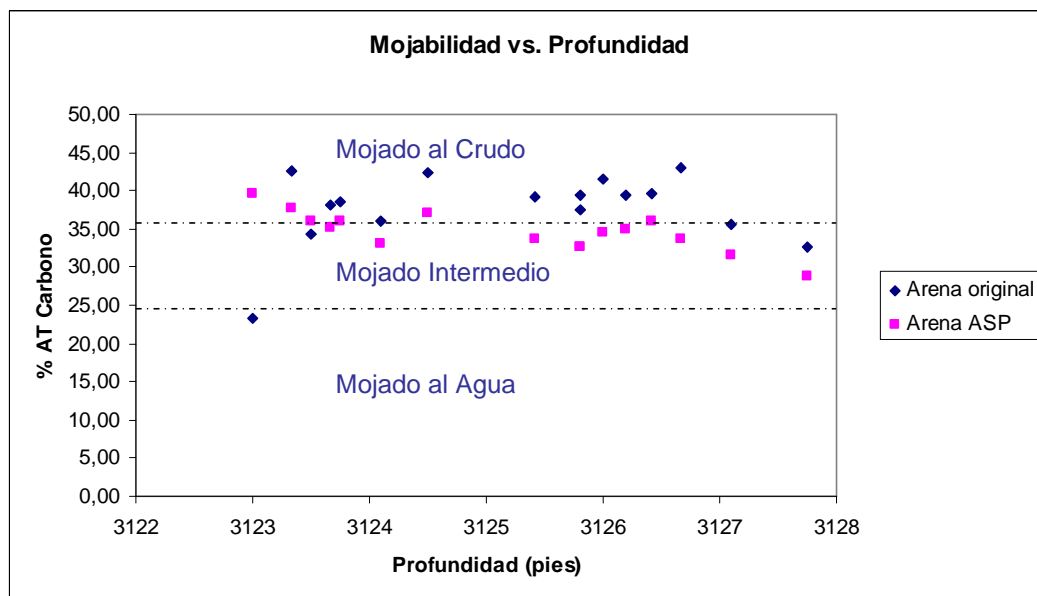


Figura 68: Variación del cambio de mojabilidad ante un proceso de Recuperación Mejorada (RM) con químicos

El cambio moderado de mojabilidad podría ser positivo, en vista de que se tienen mejor distribución de los fluidos cuando la mojabilidad es intermedia, ya que ninguno de los dos fluidos (agua o petróleo) bloquearía las gargantas porales para el paso de crudo mezclado con agua (como se puede ver en la figura 18).

8.13.1.- Adsorción del álcali

La cantidad de álcali adsorbida de la formulación ASP por cada muestra de arena disgregada (muestras 1-16) y del núcleo de la prueba de desplazamiento (muestra 17) son mostradas en la tabla 22.

Tabla 22. Resultados de los valores de adsorción del álcali

Muestras	pH	V HCl (mL)		V Muestra (mL)	Na ₂ CO ₃ (M)		Na ₂ CO ₃ (ppm) proveniente de NaHCO ₃	Adsorción (%)
		Fenoltaleína	Naranja de Metilo		Fenoltaleína	Naranja de Metilo		
1	5,03	N/A	0,10	5	0	0,0019	204,96	97,95
2	5,42	N/A	0,40	5	0	0,0077	819,82	91,80
3	5,60	N/A	0,40	5	0	0,0077	819,82	91,80
4	5,91	N/A	0,40	5	0	0,0077	819,82	91,80
5	5,62	N/A	0,30	5	0	0,0058	614,87	93,85
6	5,95	N/A	0,30	5	0	0,0058	614,87	93,85
7	6,47	N/A	0,35	5	0	0,0068	717,35	92,83
8	6,71	N/A	0,50	5	0	0,0097	1024,78	89,75
9	6,12	N/A	0,40	5	0	0,0077	819,82	91,80
10	5,92	N/A	0,30	5	0	0,0058	614,87	93,85
11	5,78	N/A	0,30	5	0	0,0058	614,87	93,85
12	7,01	N/A	0,40	5	0	0,0077	819,82	91,80
13	7,11	N/A	0,50	5	0	0,0097	1024,78	89,75
14	6,53	N/A	0,40	5	0	0,0077	819,82	91,80
15	6,00	N/A	0,40	5	0	0,0077	819,82	91,80
16	6,39	N/A	0,50	5	0	0,0097	1024,78	89,75

Los valores de adsorción de álcali en la arena (o de pérdida de carbonatos por generación de CO₂), en las muestras analizadas muestran valores de adsorción bastante altos, entre 89% y 97%. Cabe recordar que se parte desde una concentración de 10.000 ppm de álcali para llegar en un mes a una concentración entre 1.000 y 200 ppm. Estos valores representados en unidades de mg de álcali por gramo de roca oscilan entre 53,75 y 58,67 mg/g de roca. Aún sabiendo que los álcalis son mayormente colocados en las formulaciones como sacrificante al puesto de otros químicos más costosos como el surfactante y el polímero, en este caso el álcali es el principal activador de surfactantes naturales del crudo, y por si solo (sin el surfactante) logra disminuir la tensión interfacial en varios ordenes hasta niveles ultrabajos. Esto se logra gracias al contenido ácido del crudo, que implica una alta cantidad de ácidos grasos en los alfatenos principalmente, asumido por el valor alto de acidez 1,81 mg KOH/g crudo. Por lo general la fracción de asfáltenos es la que contiene en mayor proporción los grupos funcionales acídicos. Por esta razón, es crítica la pérdida del álcali disuelto en la solución acuosa, porque pasa a ser el principal elemento en la formulación ASP.

8.13.2.- Adsorción del surfactante

Los resultados de la cuantificación de la concentración del surfactante aniónico en solución después de interactuar con la roca se muestran en la tabla 23 (concentración original de surfactante era de 696 ppm).

Tabla 23. Resultados de la adsorción de surfactante

Muestra	Muestra ASP (mL)	Volumen Hyamine (mL)	Surf. (M)	Surf. (ppm)	%Adsorción	g de Roca	mg/gRoca
1	10	0,9	0,00017	74,23	88,46	5,008	3,72
2	10	1,9	0,00036	156,70	75,64	5,008	3,23
3	10	2,7	0,00052	222,68	65,38	5,006	2,84
4	10	1,5	0,00029	123,71	80,77	5,014	3,42
5	10	1,7	0,00033	140,21	78,21	5,009	3,33
6	10	1,8	0,00035	148,45	76,92	5,014	3,28
7	10	2,4	0,00046	197,94	69,23	5,007	2,98
8	10	2,2	0,00042	181,44	71,79	5,004	3,09
9	10	2,1	0,00040	173,20	73,08	5,007	3,13
10	10	2,6	0,00050	214,43	66,67	5,008	2,89
11	10	2,4	0,00046	197,94	69,23	5,009	2,98
12	10	2,3	0,00044	189,69	70,51	5,003	3,04
13	10	2,1	0,00040	173,20	73,08	5,010	3,13
14	10	2,4	0,00046	197,94	69,23	5,006	2,98
15	10	2,3	0,00044	189,69	70,51	5,005	3,03
16	10	2,8	0,00054	230,93	64,10	5,005	2,79

La variación de la concentración del surfactante utilizado muestra una disminución de 696 ppm hasta 175 ppm en promedio. Nuevamente se encuentran valores altos para la adsorción del químico estudiado, en este caso el surfactante. La adsorción está en el orden de 64% hasta 80%. Este valor con relación a la cantidad de arena presente se puede representar como: 3,11 mg/g de roca en promedio. El surfactante en esta formulación ayuda a estabilizar la combinación de los otros dos elementos (álcali-polímero), haciendo más estable la fórmula y el tiempo en que se mantiene la tensión interfacial ultrabaja, por ello es incluido. Bajar de la concentración establecida, menor a su concentración micelar crítica, no garantiza la formación de micelas que son la clave para que todo jabón funciones arrastrando la fase oleica de un sistema. Puede también haber ocurrido alguna interferencia en el método de cuantificación para que estos valores sean tan elevados, se recomienda revisar otro procedimiento o estudiar la adsorción por separado.

La adsorción del surfactante en la roca probablemente responde a interacciones no polares entre cadenas del surfactante y sitios hidrofóbicos en el sólido (que es mojado débilmente al aceite). La contribución a estas fuerzas de atracción entre otras variables depende del mineral. Se considera que las fuerzas de interacción lateral (y electrostáticas) en minerales no metálicos son las que tienen el mayor peso en la adsorción de surfactantes, y estas arenas son principalmente silíceas. Esto va avalado por el cambio de mojabilidad con tendencia hacia mojado al agua (de mojado débil al crudo a mojado intermedio).

De acuerdo a evaluaciones de formulaciones para recuperación mejorada por métodos químicos, en simuladores, la retención de surfactante debe ser baja, preferiblemente menor a 0,2 mg/g roca, para reducir los costos y minimizar el gradiente de presión (Flaaten, *et al* 2008). Al observar los valores de adsorción en trabajos encontrados de recuperación mejorada con inyección de químicos, también se puede inferir que en este caso los valores sobrepasan las estadísticas, obsérvese (tabla 24) a continuación.

Tabla 24: Reportes de adsorción de químicos para Recuperación Mejorada sobre sustratos sólidos.

Características del Ensayo	Referencia	Tipo de Químico	Adsorción Registrada mg/g roca
Núcleos de Berea	Flaaten, A. et al, 2008	Surfactante No iónico	0,11
		Surfactante No iónico	0,232
Núcleos de Berea	Levitt, D. et al, 2008	Surfactante Aniónico	0,24
95% Silice 5% Caolinita	Moreau, P. et al, 2010	Surfactante Aniónico	1,2 - 9,0
Arena Yac. La Salina, Lago de Maracaibo. Vzla	Hernández, C. et al, 2001	Surfactante Aniónico	73,6
		Polímero	0,02
		NaOH	165
		Na ₂ CO ₃	306
Nucleos de Berea	Shah, D. 1977	Surfactante Aniónico	0,357
Núcleos Yac. Seeligson		Surfactante Aniónico	0,648
Arena Cottage Grove		Surfactante Aniónico	0,903
Nucleos South Texas		Surfactante Aniónico	1,32
Arenisca cuarzosa	Zaitoun, A. 1987	Polímero	0,015
Medio Poroso SiC	Broseta, D. et al, 1995	Polímero xanthan	0,011 - 0,073
		Polímero HPAM	0,001 -0,09
Nucleo de Yac VLA 1325	Rojas, F. et al, 2001	Surfactante 1	0,055
		Surfactante 2	0,058
		Surfactante 3	0,063
		Carbonato	0,072
		Polímero	0,066-0,077
Núcleos Yac. Mangala	Pandey, A. et al, 2008	Álcali NaOH	2,77
		Álcali Na ₂ CO ₃	1,31
		Surfactante	0,42 - 0,43
		Polímero	0,11 - 0,14
Arenisca Yac. Acu, Brasil	Curbelo, F. et al, 2006	Surfactante No iónico	8,47 - 13,15
Núcleos de Berea	Green, D.1998	Surfactante aniónico	0,1 - 1,2
Núcleos Yac. Dalia, Angola	Morel, D. et al, 2008	Polímero	0,03
Núcleos Yac. Malasia	Ibrahim, Z. et al, 2006	Álcali NaOH	4,59
		Álcali Na ₂ CO ₃	9,26
		Surfactante	0,23 - 4,02
Núcleos de Berea	Guerra, E. et al, 2007	Álcali orgánico	0,69

8.13.3.- Alteración del polímero

En la tabla 25 se resumen los distintos valores de viscosidad para las soluciones sobrenadante que estuvieron en contacto con las arenas, en frascos sellados, sistemas anaeróbicos, en un horno a la temperatura del yacimiento. En las figuras 69 y 70 se muestran gráficamente estos comportamientos. La viscosidad de la solución ASP, a temperatura de yacimiento y a la tasa de corte de un pie por día aprox. es de 46 cP, originalmente (figura 68). Esta viscosidad es suficiente para lograr movilidades alrededor de la unidad, que garanticen velocidades de movimiento de los fluidos en el yacimiento bastante cercanas, es decir, un movimiento tipo pistón. Esta cantidad de polímero fue establecida por un estudio previo, utilizando núcleos de berea y, no se había verificado su buen efecto con núcleos reales, hasta esta prueba.

Las soluciones que contienen la muestra ASP (álcali-surfactante-polímero), adquieren un carácter viscoso que mejora la movilidad en el yacimiento por el aporte de polímero en solución. Sin embargo, luego de las interacciones roca-fluido desarrollada en estático por un tiempo de un mes, se observa una reducción marcada de la viscosidad, disminuyendo entre 77% y 98%, o lo que es equivalente a una adsorción en el mejor de los casos de 8,6 mg/g de roca, que si se compara en la tabla 24 (valor máximo de adsorción de polímero 0,14 mg/g de roca).

Considerando que la temperatura del yacimiento (55°C) es menor temperatura de máxima estabilidad de las poliacrálamidas (90°C), es difícil pensar que se trate de una degradación térmica, además de que se le incluyó un conservante. Es posible que algo de oxígeno haya entrado en los envases de prueba y descompuso el polímero, o quizás la adsorción también fue alta para este aditivo químico, al igual que la del álcali y la del surfactante, al punto que de 46 cP se llegue a tener viscosidades tan bajas entre 1 y 14 cP (figura 69).

Tabla 25. Valores de viscosidad contra tasa de corte a 55°C para las soluciones en contacto con las arenas

T[-1] = 55 °C																	
Shear Rate	Arena 1	Arena 2	Arena 3	Arena 4	Arena 5	Arena 6	Arena 7	Arena 8	Arena 9	Arena 10	Arena 11	Arena 12	Arena 13	Arena 14	Arena 15	Arena 16	PATRON
[1/s]	Viscosity	Viscosity	Viscosity	Viscosity	Viscosity	Viscosity	Viscosity	Viscosity	Viscosity	Viscosity	Viscosity	Viscosity	Viscosity	Viscosity	Viscosity	Viscosity	Viscosity
	[cP]	[cP]	[cP]	[cP]	[cP]	[cP]	[cP]	[cP]	[cP]	[cP]	[cP]	[cP]	[cP]	[cP]	[cP]	[cP]	[cP]
0,10	5,46	5,02	4,03	3,59	4,83	10,00	16,40	12,70	4,23	5,98	2,68	8,27	11,10	4,50	4,85	17,30	206,00
0,33	0,66	5,40	3,01	3,96	4,12	10,20	16,90	12,00	3,46	6,13	2,92	8,10	10,50	4,98	5,05	20,30	178,00
0,55	0,54	5,50	3,17	3,53	4,29	10,50	17,20	12,20	3,16	6,31	2,73	8,47	10,80	5,27	4,84	21,20	159,00
0,78	0,69	5,13	2,98	3,28	4,25	10,50	17,20	11,90	3,03	6,26	2,42	8,46	11,20	5,48	4,12	38,50	145,00
1,00	1,02	5,33	3,23	3,43	4,57	10,30	17,00	11,90	3,28	6,14	2,56	8,22	11,00	5,17	4,28	19,10	135,00
1,50	0,54	5,42	3,24	3,43	4,45	10,40	17,00	11,90	3,13	6,29	2,55	8,42	11,00	5,39	4,35	18,10	118,00
2,25	0,61	5,56	3,38	3,53	4,52	10,40	16,80	11,90	3,17	6,24	2,61	8,33	10,90	5,30	4,45	18,00	101,00
3,00	0,64	5,54	3,39	3,51	4,54	10,30	16,60	11,90	3,17	6,24	2,58	8,32	10,90	5,31	4,37	18,10	90,20
3,75	0,71	5,50	3,38	3,52	4,57	10,30	16,40	11,80	3,19	6,21	2,57	8,26	10,90	5,28	4,32	17,40	82,00
4,50	0,71	5,52	3,41	3,52	4,57	10,20	16,30	11,70	3,18	6,22	2,58	8,25	10,80	5,29	4,35	16,70	75,60
5,00	0,65	5,51	3,42	3,53	4,57	10,20	16,10	11,70	3,19	6,23	2,59	8,25	10,80	5,29	4,36	16,60	72,00
6,11	0,64	5,51	3,44	3,53	4,58	10,20	15,90	11,70	3,20	6,23	2,59	8,23	10,70	5,29	4,37	16,30	65,60
7,22	0,66	5,48	3,44	3,53	4,59	10,10	15,60	11,60	3,21	6,22	2,59	8,19	10,70	5,29	4,37	16,10	60,60
8,33	0,65	5,47	3,45	3,54	4,59	10,00	15,40	11,50	3,22	6,21	2,60	8,17	10,60	5,29	4,37	15,80	56,60
9,44	0,65	5,45	3,46	3,54	4,59	9,98	15,20	11,40	3,23	6,20	2,60	8,14	10,50	5,30	4,38	15,60	53,20
10,60	0,66	5,43	3,47	3,55	4,59	9,91	15,00	11,30	3,24	6,18	2,61	8,09	10,40	5,30	4,38	15,40	50,40
11,70	0,67	5,41	3,47	3,55	4,59	9,83	14,80	11,20	3,24	6,17	2,62	8,03	10,40	5,30	4,38	15,20	47,90
12,80	0,67	5,40	3,49	3,55	4,60	9,77	14,60	11,10	3,24	6,16	2,63	7,98	10,30	5,30	4,38	15,00	45,80
13,90	0,67	5,38	3,49	3,55	4,60	9,72	14,40	11,00	3,24	6,15	2,63	7,93	10,20	5,30	4,38	14,80	43,90
15,00	0,68	5,37	3,50	3,55	4,59	9,64	14,20	11,00	3,24	6,14	2,64	7,89	10,20	5,31	4,39	14,60	42,20
15,00	0,68	5,36	3,50	3,55	4,60	9,64	14,20	11,00	3,24	6,14	2,64	7,89	10,20	5,31	4,39	14,60	42,20
24,40	0,70	5,29	3,51	3,54	4,55	9,13	13,00	10,30	3,25	6,03	2,66	7,57	9,61	5,26	4,37	13,40	33,00
33,90	0,72	5,20	3,51	3,54	4,49	8,71	12,20	9,83	3,28	5,93	2,69	7,30	9,16	5,19	4,35	12,50	28,00
43,30	0,72	5,13	3,50	3,53	4,44	8,38	11,50	9,43	3,29	5,84	2,70	7,08	8,79	5,15	4,33	11,80	24,90
52,80	0,73	5,06	3,50	3,52	4,38	8,08	10,90	9,10	3,29	5,76	2,73	6,90	8,48	5,11	4,32	11,20	22,60
62,20	0,74	5,01	3,50	3,52	4,34	7,85	10,50	8,80	3,31	5,69	2,74	6,73	8,23	5,07	4,30	10,80	20,90
71,70	0,76	4,95	3,49	3,51	4,30	7,64	10,10	8,54	3,33	5,61	2,76	6,59	8,00	5,03	4,29	10,40	19,50
81,10	0,85	4,90	3,48	3,50	4,27	7,46	9,80	8,33	3,33	5,55	2,76	6,46	7,82	4,99	4,26	10,00	18,40
90,60	0,96	4,85	3,46	3,50	4,23	7,30	9,51	8,12	3,34	5,49	2,78	6,34	7,64	4,95	4,25	9,73	17,40
100,00	1,03	4,81	3,45	3,50	4,21	7,16	9,27	7,95	3,34	5,44	2,78	6,23	7,48	4,92	4,23	9,47	16,60
Tasa Yac.	0,67	5,38	3,49	3,55	4,60	9,72	14,40	11,00	3,24	6,15	2,63	7,93	10,20	5,30	4,38	14,80	43,90
% Pérdida de Viscosidad	98,49	87,74	92,05	91,91	89,52	77,86	67,20	74,94	92,62	85,99	94,01	81,94	76,77	87,93	90,02	66,29	0,00
Promedio	0,87	5,30	3,43	3,53	4,48	9,46	14,33	10,83	3,28	6,05	2,65	7,77	9,98	5,20	4,39	15,80	69,05
% Pérdida de Viscosidad	98,74	92,33	95,04	94,89	93,51	86,30	79,24	84,32	95,26	91,24	96,16	88,75	85,55	92,47	93,64	77,12	0,00

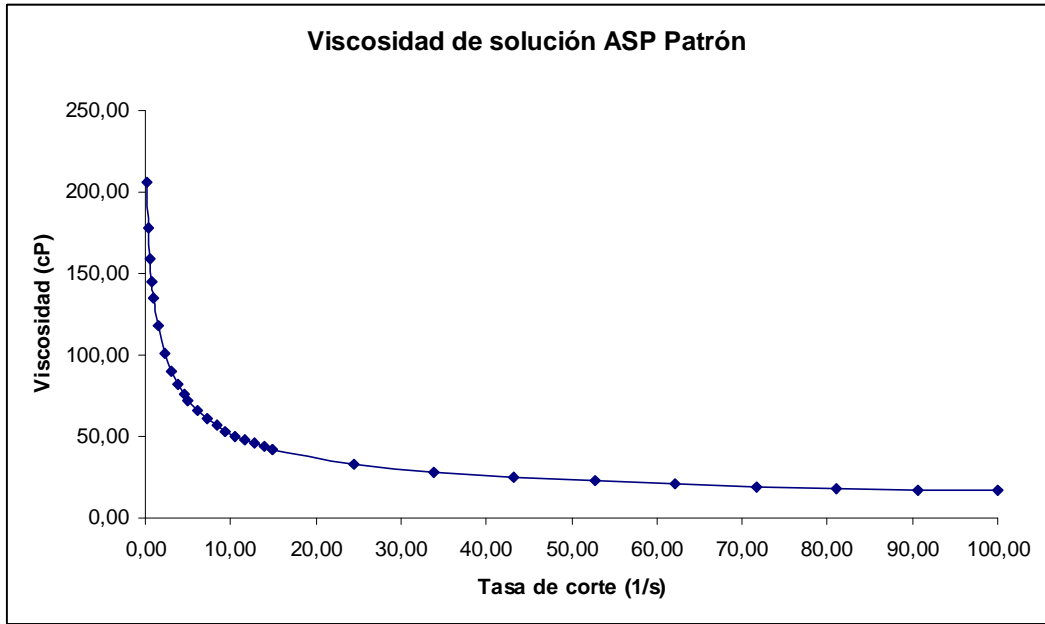


Figura 69. Gráfica de viscosidad (55°C) contra tasa de corte para la solución patrón ASP

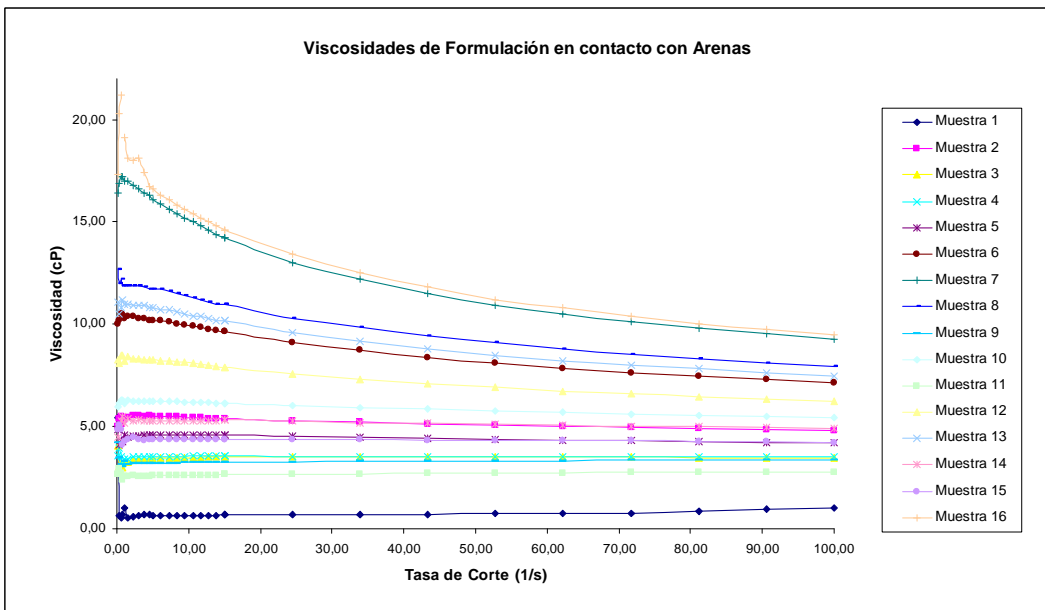


Figura 70. Gráfica de viscosidad (55°C) contra tasa de corte para las soluciones de ASP luego de estar en contacto con las distintas arenas del yacimiento

CAPÍTULO IX

CONCLUSIONES

Para conocer la mojabilidad de las rocas no consolidadas se pueden utilizar técnicas tales como: Amott- Harvey, Resonancia Magnética Nuclear (RMN) y espectroscopía de fotoelectrón de rayos X (XPS), ya que han mostrado tendencia similar (mojabilidad al agua) al estudiar muestras de yacimiento no consolidadas de la Fm. Lagunillas, previstas para inyección de químicos y recuperación mejorada de crudos.

Los resultados obtenidos por el método Amott-Harvey califican las 3 muestras de roca de un mismo yacimiento como mojadas al agua. La técnica de resonancia magnética nuclear (NMR), también reproduce el mismo resultado, es decir, rocas mojadas al agua, lo que quiere decir que la distribución de t_2 al ser una función de la cantidad de crudo y agua, es un parámetro sensible a la mojabilidad de la muestra aún siendo arenas no consolidadas.

Con la metodología XPS se pudo obtener una tendencia de mojado de las muestras de roca entre débilmente mojada al agua e intermedia. Los resultados siguen una tendencia similar a las dos técnicas anteriores, en menor tiempo experimental (horas).

El cambio de mojabilidad en las 16 muestras de arena no consolidada, pertenecientes al yacimiento, a partir de pruebas estáticas, pudo observarse a partir del análisis XPS antes y después de las interacciones roca-fluido durante un período de un mes. La mojabilidad cambia de predominantemente mojada débil al crudo a mojado intermedio. La tendencia va a *grosso modo* a ser cada vez más polar o mojado al agua. Es probable que los surfactantes se hayan adherido a la superficie rocosa por su cadena hidrofóbica (oleofílica), en vista de la similitud polar, quedando expuesta la cabeza polar del tensoactivo, haciendo que aumente la polaridad de la superficie, y por tanto variando la mojabilidad en sentido hacia el agua. Esta consecuencia es una condición favorable para siguientes inyecciones de formulaciones en base agua.

El cambio de mojabilidad de la muestra utilizada en la prueba de desplazamiento (núcleo no consolidado), permaneció antes y después de la prueba en un mojado intermedio, sin embargo, el contenido de carbono orgánico en superficie cambió de 32,66% a 28,80%, evidenciando también una tendencia de variación hacia mojabilidad al agua.

La técnica XPS permitió evaluar en arenas no consolidadas (ya limpias) con un tiempo de respuesta más corto (un día) la mojabilidad preferencial de las rocas con sólo conocer el contenido de carbono orgánico en la superficie del mineral. La inyección de una formulación donde se combinan álcali-surfactante-polímero (ASP), a condiciones de presión y temperatura en arenas propias del yacimiento, permitió obtener factores de recobro adicional de crudo con respecto al POES en

el orden 16,13%, lo cual es bueno, pero menor a lo obtenido en los ensayos en blanco, con núcleos de Berea, donde el factor de recobro se encontró entre 23% a 26%.

El cambio de la mojabilidad de la arenas por efecto de la adsorción de los componentes de la mezcla en el mejor de los caso, es del orden de 53,75 mg/g de roca para el álcali; 2,79 mg/g para el surfactante aniónico y 8,6 mg/g para el polímero. Los tres componentes son adsorbidos por encima de los límites sugeridos y de las estadísticas para aplicaciones similares.

La adsorción de surfactantes es probable que haya ocurrido por adherencia a la superficie rocosa a través de su cadena hidrofóbica (oleofilica), en vista de la similitud polar, quedando expuesta la cabeza polar del tensoactivo, haciendo que aumente la polaridad de la superficie, y por tanto variando la mojabilidad en sentido hacia el agua. Esta consecuencia es una condición favorable para siguientes inyecciones de formulaciones en base agua.

CAPÍTULO X

RECOMENDACIONES

Mejorar la formulación ASP que permita alcanzar factores de recobro alrededor del 20%, solo así se podrá soportar económicamente la implementación de la tecnología. Considerar las interacciones roca-fluido de esta formulación antes de cualquier aplicación, ya que esta interacción puede cambiar la calidad de la mezcla.

Estudiar la adsorción por separado, en las arenas en cuestión, porque es muy probable que haya interferencias entre los componentes para cuantificarlos cuando se encuentran los tres compuestos químicos juntos. Se tiene experiencia de cálculos de adsorción de una formulación similar para un yacimiento vecino, con los mismos componentes químicos, en concentraciones distintas, con magnitudes bastante aceptables (Álcali: 0,3514 mg/g de roca, Surfactante: 0,0724 mg/g de roca y Polímero: 0,00026 mg/g de roca), pero en este caso, los componentes fueron estudiados por separado (Espinoza, J.; *et al.* 2008). De ser similar la adsorción de los componentes ASP al estudiarlos por separado, la formulación no debería ser aplicada en vista de los límites económicos que esto implica.

Se sugiere realizar esta cualificación y cuantificación para determinar exactamente el tipo de arcillas presentes, ya que en caso de ser de tipo expandibles, es posible justificar los altos valores de adsorción. En la literatura (Taber, J. et al, 1997) se sugiere bajo contenido de arcillas, anhidrita y yeso, pero no está determinado un valor. Se puede postular que para contenidos de arcilla en el orden de 11%, ya se espere valores de adsorción significativos, pero hay que identificarlas.

CAPÍTULO XII

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Álvarez, C. (2006). Introducción a los Mecanismos implícitos en Procesos de Recuperación Mejorada. Taller dictado en la Gerencia técnica de Esquemas de Explotación PDVSA, Intevep. Enero 2006.
- Anderson, William. (1986). Wettability Literature Survey – Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability. *Journal of Petroleum Technology*, 1125-1144.
- Antón R. (1992). Tensión Interfacial. Cuaderno de Laboratorio FIRP 203. Universidad de Los Andes-Venezuela.
- Araujo, Y. y Araujo, M. (2001). Taller de Interacción Roca Fluido. PDVSA, Intevep. Págs. 45.
- Araujo, Y. (2004). Rol de las Interacciones Roca-Fluido en la Recuperación de Petróleo. Curso Nivel Básico dictado en PDVSA – Intevep. Dpto. de Esquemas de Explotación de Yacimientos. Gerencia General de Exploración y Producción. Primera Edición. Pags. 121.
- Arihara, N. y otros. (1999). Oil recovery mechanisms of Alkali- Surfactant-Polymer flooding. Society of Petroleum Engineers International. SPE 54330.
- Audemard, F. y Serrano, I. (2001). Future Petroliferous Provinces of Venezuela.
- M. W. Downwy, J. C. Threet, and W.A. Morgan, eds. Petroleum provinces of the twenty first century: AAPG Memoir 74, Chapter 18, p 353-372.
- Berger, P. y Lee, C. (2006). Improved ASP Process using Organic Alkali. SPE International. SPE 99581.
- Broseta, D. y otros. (1995). Polymer Adsorption/Retention in porous media: effects of core Wettability and residual oil. Society of Petroleum Engineers. SPE 24149.
- Cabrera, C. y Franco, H. (1991). Técnicas para análisis químico y topográfico de superficies: XPS, AUGER y SEM. Nota Técnica RPPP-NT0002,91. Proyecto 9091 “Aditivos para lubricantes”. Departamento de Productos del Petróleo, RPPP.
- Castro, Y. y Guzmán, H. (2006). Evaluación de la Mojabilidad en Pozos MUC-96, MUC-97, MUC-99 y MRC-3 Campo Carito. Informe Técnico, PDVSA, Intevep. INT-11211,06.

- Castro, Y. (2008). Mojabilidad Método Amott-Harvey. Procedimiento Técnico de Laboratorio. EP-EPEE-PTL-04.
- Castro, Y. y otros. (2008). Metodología para evaluar la Mojabilidad a partir de la Técnica de Resonancia Magnética Nuclear en Rocas de Yacimiento. Jornadas de Investigación de la Facultad de Ingeniería. JIFI.
- Cobb, W. (2000). Lake Maracaibo Waterflood Project Review. Prepared for PDVSA.
- Cobb, William M. Associates, INC. Lake Maracaibo Waterflood Project Review. September 18-22, 2000. Págs. 8.
- Constant, N. y Stelzner, K. (1983). Improved Recovery. Oil and Gas Production Series. The University of Texas at Austin. Chapter 3 and 4, p. 35.
- Craig, F. Jr. (1982). Aspectos de la Ingeniería de Inyección de Agua. SPE Monografía.
- Cuiec, L. (1984). Rock/Crude-oil interactions and wettability: an attempt to understand their relation. Society of Petroleum Engineers SPE paper number 13211.
- Curbelo, F. y otros.(2007). Adsorption of nonionic surfactants in sandstones. Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects 293 (2007) 1-4.
- Dandekar, Abhijit (2006). Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties.
- Der Sarkissian, J. y otros. (1996). Formulación de una mezcla álcali-polímero-sulfonato de petróleo, para procesos de recuperación mejorada de petróleo. Informe Técnico PDVSA. INT-03295,96.
- Di Lorenzo, M. (2000). Los Surfactantes y sus aplicaciones en la Industria Petrolera. PDVSA-Intevep.
- Espinoza, J.; y otros. (2008). Pruebas Experimentales de Adsorción de las Especies Álcali, Surfactante y Polímero en Roca del Yacimiento LL-03, Rosa Mediano. Informe Técnico INT-11881,2008. PDVSA-Intevep.
- Fiore, S. (2005). Argille e Minerali delle Argille. VII Corso de Formazione. Associazione Italiana per lo Studio delle argille.
- Flaaten, A. y otros. (2008). ASP Chemical Flooding without the need for soft water. Society of Petroleum Engineers. SPE 116754.
- Fleury, M. y Deflandre, F. (2003) Quantitative evaluation of porous media wettability using NMR relaxometry. Magnetic Resonance Imaging 21, 385-387.

- Forrest, C. Jr. (1993). The Reservoir engineering Aspects of Waterflooding. Society of Petroleum Engineers of AIME. Fourth Printing.
- Galan, E. (2007). Mineralogía y Geología de arcillas. Dpto. Cristalografía, Mineralogía y Q. Agrícola. Universidad de Sevilla.
- Green, D. y Willhite, G. (1998). Enhance Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers- SPE Textbook Series Vol. 6.
- Goodlett, M. y otros. (1986). The Role of Screening and Laboratory Flow Studies in EOR Process Evaluation. Society of Petroleum Engineers. SPE 15172.
- Guerra, E., y otros. (2007). Improved ASP design using Organic compound-surfactant-polymer (OCSP) for La Salina Field, Maracaibo Lake. Society of Petroleum Engineers. SPE 107776.
- Hernández, C. y Chacon, L. (2003). ASP System design for an Offshore Application in La Salina Field, Lake Maracaibo. Society of Petroleum Engineers International. SPE 84775.
- Hernández, C., y otros. (2001). ASP System design for an Offshore Application in La Salina Field, Lake Maracaibo. Society of Petroleum Engineers International. SPE 69544.
- Ibrahim, Z., y otros. (2006). Laboratory aspect of chemical EOR processes evaluation for Malaysian oilfields. Society of Petroleum Engineers. SPE 100943.
- Jerauld y Rathmell (1997). Wettability and relative permeability of Prudhoe Bay: a case study in mixed-wet reservoirs. Society of Petroleum Engineers SPE paper Number 28576.
- Judhunandan and Morrow (1995). Effect of wettability on waterflood recovery for crude-oil/brine/rock Systems. Society of Petroleum Engineers SPE paper Number 22597.
- Lake, L. (1989). Enhanced Oil Recovery. Prentice Hall, Inc. USA. 550 p.
- Levitt, D. y otros. (2009). Identification and evaluation of High-Performance EOR Surfactants. Society of Petroleum Engineers. SPE 100089.
- Lorenz, P., Donaldson, E. y Thomas, R. (1974). Use of centrifugal measurements of wettability to predict oil recovery, U.S. Bureau of Mines, Bartlesville Energy Technology Center, Report 7873.
- Manrique, E. y otros. (2000). Alkali, Surfactant, Polymer at VLA 6/9/21 Field in Maracaibo Lake : Experimental Results and Pilot Project Design. SPE International. SPE 59363.

- Mendoza, K. (2010). Optimización de los componentes de una formulación Álcali, Surfactante y Polímero (ASP) con potencial empleo en recuperación Mejorada en un yacimiento al Occidente del país. Tesis de Grado. Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ciencias, Caracas.
- Moore, D., Reynolds, R. Jr. (1996). X-Ray diffraction and the identification and analysis of clay minerals. Oxford University Press.
- Moreau, P. y otros. (2010). An integrate workflow for chemical EOR pilot design. Society of Petroleum Engineers. SPE 129865.
- Morel, D. y otros. (2008). Polymer injection in deep offshore field: the Dalia Angola case. Society of Petroleum Engineers. SPE 116672.
- Negrón, F. (2014). Metodología para el análisis de las muestras por difracción de rayos X. PDVSA – Intevep.
- Pandey, A. y otros. (2008). Evaluation of chemical flood potential for Mangala field, Rajasthan, India – Laboratory Experiment design and results. International Petroleum Technology Conference. IPTC 12636.
- PDVSA, 19. Código Estratigráfico de las cuencas petroleras de Venezuela. Comité Interfiliar de Estratigrafía y Nomenclatura (CIEN).
- Pérez de Mejía, D. y otros. (1978). Geología de Venezuela. Schlumberger Surencó S.A. Publicado en Venezuela.
- Pérez, R., y otros. (2008). Pruebas de desplazamiento para cuantificación del recobro de petróleo con mezclas ASP en el yacimiento LL-03, Arreglo 1, Prueba Piloto ASP, La Salina. Informe Técnico 11883,08. PDVSA, Intevep.
- Pitts, M. y Clark, S. (1989). West Kiehl Field Alkaline-Surfactant-Polymer oil recovery system design and application. III Simposio Internacional sobre Recuperación Mejorada de Crudo. SRM 3 134. Maracaibo, Venezuela, del 19-22 de febrero de 1989.
- Pitts, M. y Qi, J. (2000). Addendum to Laboratory Design of an Alkaline-Surfactant-Polymer System for The Salina Field. September.
- Rivas, O. (1989). Investigación y Desarrollo en Intevep sobre los métodos de recuperación mejorada de petróleo. Revista Técnica Intevep 9, (2), 195-216, Julio-Diciembre 1989.
- Rodríguez, D., y otros. (2006). Metodología para el desarrollo de formulación Álcali-Surfactante-polímero. Jornadas de Investigación de la Facultad de Ingeniería, JIFI. UCV.

- Rojas, F. y otros. (2001). Medida de la retención de álcali (A), polímero (P) y surfactante (S) en mezclas Álcali-Surfactante y álcali-Surfactante-Polímero en núcleos reales del yacimiento VLA 1325. Intevep – PDVSA.

- Salager, J. (1999). Formulación, Composición y Fabricación de Emulsiones para obtener las propiedades deseadas. Estado del Arte parte C. Efectos de la formulación. Cuaderno FIRP S747-C. Laboratorio de Formulación, Interfases, Reología y Procesos. Mérida- Venezuela Versión # 2.

- Salager, J. (2005). Recuperación Mejorada de Petróleo. Cuaderno FIRP S357-C. Laboratorio de Formulación, Interfases, Reología y Procesos. Mérida- Venezuela.

- Salatiel, R. (1973). Oil recovery by surface film drainage in mixed-wettability rocks. Journal Petroleum Technology, 1216-1224.

- Satter , A. y Thakur, G. (1994). Integrated Reservoir Managment. PennWell Books. Tulsa Oklahoma.

- SNF (2008). The World Leader in Polymer Flooding & ASP Technology. SNF Overall. Presentation Repsol. SNF Meeting Buenos Aires, July 25, 2008.

- Taber, J. y Martin, F.(1983). Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery. Society of Petroleum Engineers of AIME. SPE 12069.

- Taber, J. y Martin, F.; Seright, R. (1997). EOR screening criteria revisited, Part.2. Society of Petroleum Engineers of AIME. SPE 39234.

- Taller Gerencia del Agua en Producción: Una Visión Integral. (2005). Intevep. Pdvsa.

- Tan and Morrow (1997). Effect of temperature, salinity and oil composition on wetting behavior and oil recovery by waterflooding. Society of Petroleum Engineers SPE paper Number 36680.

- Toledo, P. y otros. (1995). Sobre la interpretación del índice de Mojabilidad. Visión Tecnológica Vol. 2. N° 2.

- Veliz, A. (2006). Estudio de Resonancia Magnética Nuclear a muestras no Consolidadas. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, 2006.

- Vijapurapu y Rao (2003). Effect of brine dilution and surfactante concentration on spreading and wettability. Society of Petroleum Engineers SPE paper Number 80273.

- Wang, W. y Gupta, Y. (2003). Experimental Studies of the Detection and reuse of produced chemicals in alkaline/surfactant/polymer floods. Society of Petroleum Engineers International. SPE 84075.

- WEC, Venezuela (1997). Evaluacion de Pozos. Schlumberger. Geologia de Venezuela.
- Weiss, W. Oilfield Surfactants Improve Recovery by Imbibition. Society of Petroleum Engineers SPE paper Number 106402.
- Zaitoun, A. y Kohler, N. (1987). The role of adsorption in Polymer propagation through reservoir Rocks. Society of Petroleum Engineers. SPE 16274.
- Zhang, D. y otros. (2006). Favorable attributes of Alkali-Surfactant-Polymer flooding. Society of Petroleum Engineers International. SPE 99744.

GLOSARIO

Agua Irreducible: Agua que no puede producirse o que no puede ser desplazada por hidrocarburos. El agua irreducible incluye el agua retenida por capilaridad y también el agua asociada con la arcilla.

Alóctono: formado o producido fuera del lugar donde ahora se encuentra. Para la connotación tectónica del término, se refiere éste a porciones de corteza terrestre que han sido desprendidas de su basamento original y transportadas tectónicamente grandes distancias, para finalmente ser emplazadas como "Terrenos Alóctonos".

Autóctono: formado o producido en el lugar donde se encuentra. Para la connotación tectónica del término, se refiere éste a porciones de corteza terrestre las cuales se encuentran enraizadas a su basamento original.

Batial: profundidades pertenecientes al talud continental. Se ha llegado a dividir en "superior", "medio" e "inferior". La profundidad promedio del límite con la plataforma es cercana a los 180 m y el pie de los taludes continentales se encuentra cercano a los 2000 m.

Caída de Inducción Libre (FID): Forma de la señal de resonancia magnética nuclear que resulta del decaimiento de la magnetización transversal.

CBW: Clay Bound Water (Volumen de agua ligada a las arcillas).

Caliza: roca sedimentaria constituida por más del 50 % de carbonato de calcio (calcita). Los componentes secundarios determinan las diferentes variedades; ej: caliza arenosa (cuarzosa), caliza conchífera (bioclástica), etc.

Capa: Unidad litoestratigráfica formal más pequeña, de origen sedimentario, que puede distinguirse litológicamente de otras. Cuerpo de roca tabular - sedimentaria, ígnea o metamórfica - con rasgos distintivos en composición, textura o estructura del material constituyente, y cuyo espesor alcanza desde un centímetro hasta pocos metros.

Cinturón de cabalgamiento: ocurre en zonas tectónicamente activas, y corresponden a escamas sobre escamas, acumulación que flexiona la lámina que está por debajo, generando foredeep o foreland.

Correlación - Correlation

Establecimiento de correspondencia en carácter y posición estratigráfica entre dos unidades geológicas.

Corrientes de turbidez: corrientes que están asociadas a movimientos de masas de agua cuya densidad es mayor que la del cuerpo de agua circundante; suelen producirse en taludes continentales y frentes deltaicos, donde se producen entradas repentinas de gran cantidad de sedimentos en suspensión por crecidas en los ríos, tormentas o por deslizamientos submarinos.

CPMG: Secuencia de pulsos Carr, Purcell, Meiboom y Gill. Una secuencia de pulsación utilizada para medir el tiempo de relajación es T₂. La secuencia comienza con una pulsación a 90° seguida por una serie de pulsaciones a 180°. Las primeras dos pulsaciones están separadas por un periodo de tiempo t, mientras que las pulsaciones restantes están espaciadas 2τ. los ecos tienen lugar a la mitad del camino entre pulsaciones de 180° en los tiempos 2τ, 4τ, ..., siendo 2τ igual a TE, el espaciamiento entre ecos. Esta secuencia de pulsación compensa los efectos de la heterogeneidad del campo magnético.

Cuenca antepaís (foreland): placas que al chocar, porciones se montan sobre corteza continental y se ejerce peso sobre esta lámina generando subsidencia. Colisión de arco de islas con corteza continental que genera cuenca flexural. La litósfera subsidie por el peso de la imbricación y suceden depósitos antes del frente de deformación.

Cuencas Episuturales: Cuenca generada en dominio indeformado del frente de deformación, alejado de los imbricados (foreland).

Cuencas Perisuturales: Cuenca generada en dominio deformado del frente de deformación, en la megasutura (hinterland).

Cuña orogénica: orógeno con geometría de gran cuña, cuya base es el despegue basal, comprende: zona interland, falle frontal y parte de la cuenca foreland.

Diacronismo: dícese de un proceso sedimentario que va depositando un mismo tipo de roca a lo largo del tiempo y el espacio, dando por resultado que el mismo grupo de rocas (ej: areniscas de línea de playa) tenga edad geológica (ej: biozona) diferente en sitios alejados entre sí. El concepto básico del diacronismo es el de que los cuerpos de roca "cruzan líneas de tiempo", lo cual no es otra cosa que el decir "tiene edad diferente dependiendo del sitio" o "la secuencia se hace más joven hacia el sur". El concepto de diacronismo también se ha extendido a otros tipos de procesos, como los ígneos (ej: "el vulcanismo es diacrónico hacia el este", o sea, la edad de las erupciones es más joven hacia el este) y hasta los tectónicos: "el eje del surco avanza diacrónicamente hacia el sureste", o sea: la edad de los sedimentos del surco es más joven en las muestras a medida que éstas procedan de localidades cada vez más al sureste.

Eco: Forma de la señal de resonancia magnética que resulta del reenfoque de la magnetización transversal

Espín: Momento magnético propio del núcleo de hidrógeno caracterizado por el movimiento rotacional alrededor de su mismo eje.

Espín-Eco: Secuencia de RMN cuya señal es un eco resultante de la relocalización de la magnetización después de la aplicación de pulsos de RF de 90° y 180°.

Estratificación - (1) Layering (2) Stratification

Estructuración o arreglo en capas de una roca determinada. 2. Proceso de arreglo de las rocas sedimentarias, originado por algún cambio en la naturaleza de los materiales que están siendo depositados o en las condiciones del ambiente de sedimentación.

Estratigrafía - Stratigraphy

Ciencia derivada de la geología que trata de la descripción de los estratos que forman la corteza terrestre y su organización en unidades distintivas, útiles, reconocibles, sobre la base de sus propiedades o atributos inherentes.

Estrato - Stratum

Capa de roca de origen sedimentario, generalmente tabular, que posee determinadas propiedades o atributos que la distinguen de las capas adyacentes por planos de estratificación visibles.

Euxinico: ambiente que prevalece en las aguas aisladas del fondo de una cuenca reuctora donde está presente el H_2S .

Fallas lístricas: se forman por movilización de sedimentos y colapso gravitacional y a diferencia de las fallas normales de los rift, estas fallas no cortan la litósfera.

Fallas transcurrentes: bloques con movimientos transversales al plano de la falla.

FFI: Free Fluid Index (Índice de Fluido Libre). Es la fracción del volumen de formación ocupada por fluidos que pueden fluir libremente. Puede ser agua, petróleo, gas, o una combinación.

FID: Free Induction Decay (Caída de Inducción Libre). Es una forma de la señal de resonancia magnética que resulta del decaimiento de la magnetización transversal. La constante de tiempo característica para la señal FID se llama $T2^*$. $T2^*$ es siempre considerablemente más corta que $T2$.

Frecuencia Larmor (f): Frecuencia de resonancia de un spin en un campo magnético, a la cual los giros nucleares hacen presión alrededor del campo magnético estático, o la frecuencia a la cual se puede excitar la resonancia magnética. Esta frecuencia se determina a partir de la ecuación de Larmor.

Frente de deformación: Falla frontal inversa generada en un choque de placas.

Flujo - Flow

Unidad litoestratigráfica formal más pequeña, compuesta de rocas volcánicas extrusivas y que se distingue por su textura, composición, orden de superposición, paleomagnetismo u otros criterios objetivos.

Formación - Formation

Unidad litoestratigráfica formal fundamental de rango intermedio, que se encuentra constituida por estratos de rocas sedimentarias, ígneas intrusivas o extrusivas, o rocas metamórficas, o asociaciones de éstas.

Fosa: depresión cortical alargada asociada generalmente a un límite de placa tipo zona de subducción o límite transformal (ej: Fosa de las Marianas, en el Océano Pacífico); también pueden desarrollarse fosas (también: surcos) adyacentes a cinturones de corrimiento, los cuales flexionan la litósfera adyacente con su peso, creando depocentros alargados paralelamente a dichos frentes

Frente de Corrimientos: son regiones de la litósfera terrestre asociadas al emplazamiento de napas; normalmente constituyen cadenas de montañas o serranías y se encuentran cercanas a límites colisionales de placas. Por ejemplo, en Venezuela, la Serranía del Interior tanto en su parte central como oriental, se considera un Frente de Corrimientos asociado al emplazamiento de napas por la colisión entre las placas Caribe y Suramericana (hinterland).

Gondwana: el continente del Hemisferio Sur durante el Paleozoico Tardío. El término procede de un sistema de rocas de la India: Gondwana, de edad Carbonífero a Jurásico, que incluye sedimentos de origen glacial.

Graben: unidad de corteza alargada, relativamente deprimida respecto a las zonas circundantes y limitada por fallas de extensión en la dirección de su alargamiento. Son estructuras típicas de zonas de expansión continental.

Gradiente: Variación de alguna cantidad respecto a la otra. En el contexto de RMN, un gradiente del campo magnético es una variación en el campo magnético con respecto a la distancia y se expresa normalmente en gauss/cm o Hz/mm.

Unidad litoestratigráfica formal de rango inmediatamente superior al de una formación, que está conformada, en general, por una sucesión de dos o más formaciones asociadas contiguas con rasgos litológicos importantes en común.

Laurasia: Equivalente de Gondwana en el Hemisferio Norte, y del cual se derivaron los continentes del mismo hemisferio. Su nombre es la combinación etimológica de Laurentia o nombre con el que se refieren paleogeográficamente muchos autores a las rocas del Escudo Canadiense y Eurasia o la masa continental de Europa y Asia, excluyendo a la India.

Magnetización (M): es una cantidad vectorial macroscópica que resulta de la alineación del momento magnético nuclear con el campo magnético estático. Esta es la cantidad observada por la medida RMN.

Magnetización Longitudinal (M_z): Componente Z de la magnetización, a lo largo del campo magnético estático B_0 (o B_z).

Magnetización Transversal: Componente XY de la magnetización, es decir proyección perpendicular al campo magnético estático B_0 .

Megasutura: Zona que incluye todos los productos de actividad ígnea y orogénica asociados a deformación predominantemente compresiva, con fallamiento inverso que crece y avanza el cabalgamiento frontal.

Miembro - Member

Unidad litoestratigráfica formal de rango inmediatamente inferior al de la formación, que forma parte de ésta y presenta caracteres litológicos que la identifican y distinguen de partes adyacentes.

Molasa: sedimentos de gran extensión areal, post-orogénicos, que resultan de la denudación de las montañas adyacentes, durante o después del paroxismo de dicho levantamiento. Suelen tener grandes espesores. Corresponden a areniscas calcáreas, por lo general esta roca sedimentaria detrítica es de color verdoso y origen marino, y abundan en las fosas marginales de las cordilleras.

Momento magnético: Es una medida de las propiedades magnéticas de un objeto o partícula (por ejemplo, un protón) que hace que el objeto o partícula se alinee con el campo magnético estático.

Monograma: Herramienta gráfica que permite resolver una ecuación, ajustando una línea recta a través de los parámetros conocidos.

Napas: porciones o "láminas" de litósfera, las cuales han sido desprendidas de sus basamentos originales y transportadas sobre terrenos continentales; el mecanismo final de transporte suele ser del tipo inverso y al sistema de fallas principal de la base de la lámina se le llama "corrimiento principal" o "superficie de despegue".

NECH: Número de Ecos en la secuencia de pulsos CPMG.

NS: Número de Scans en los experimentos de Resonancia Magnética Nuclear.

Olistostromo: se definen con este término intervalos estratigráficos en los cuales se encuentran bloques (Olistolitos), a veces de dimensiones kilométricas, los cuales se acumularon al deslizarse pendiente abajo en taludes de regiones tectónicamente activas o de pendiente inestable. El arreglo de los bloques y su composición suele ser caótica, con mezcla de muchas litologías.

Orogénesis: literalmente, el proceso de formación de montañas. En la columna geológica, la época de formación de grandes cadenas montañosas fueron resaltadas con nombres como: Orogenia

Pangea: supercontinente que existió hace unos 200-300 Ma (millones de años) e incluyó la mayor parte de la corteza terrestre en ese momento. De este supercontinente se separaron los actuales a través de la Deriva Continental o ruptura de los mismos y posterior migración hasta sus posiciones actuales.

Parautoctono: han sido transportados pero aún suprayacen al basamento sobre el cual se acumularon.

Placa Tectónica: porción de litósfera terrestre, sin ningún tipo de actividad sísmica (actual) importante en su interior sino solamente hacia sus bordes. A lo largo del tiempo geológico, se ha postulado que las placas se mueven sobre la Astenósfera gracias a mecanismos como los de las celdas de convección del manto.

Precesión: Movimiento rotacional de un vector alrededor del eje de un sistema de coordenadas donde el ángulo polar está fijo y el ángulo azimutal cambia, similar al trazado de un cono. Está causado por la aplicación de un momento de torsión que tiende a cambiarla dirección del eje rotatorio. La precesión del eje rotatorio de un protón alrededor del eje del campo B_0 ocurre a la frecuencia de Larmor.

Pull-Apart: término inglés que se emplea para aquellas cuencas extensionales que se forman entre dos fallas transcurrentes.

Pulsación a 180° : Una pulsación de RF diseñada para rotar el vector magnetización neta 180° en el marco rotatorio de referencia. Idealmente, la amplitud de una pulsación a 180° multiplicada por su duración es el doble de la amplitud de una pulsación de 90° multiplicada por su duración. Cada pulsación a 180° en la secuencia CPMG crea un eco.

Pulsación a 90° : Una pulsación de RF diseñada para rotar el vector de magnetización neta 90° respecto de su dirección inicial en el marco rotatorio de referencia. Si los giros están inicialmente alineados con el campo magnético estático, esta pulsación produce magnetización transversal y decaimiento de inducción libre (FID).

Pulso de Radio Frecuencia: Destello corto de energía de Radio Frecuencia que tiene una forma específica.

Radio Giromagnético (γ): Relación entre frecuencia de resonancia y la magnitud de campo magnético para un núcleo dado.

RD: Es el tiempo necesario para recuperar la magnetización total en un experimento de T₂, representa el tiempo máximo de medición.

Radio Frecuencia (RF): Banda de frecuencia en el espectro electromagnético con frecuencias en los millones de ciclos por segundo (MHz).

Regresión: retroceso del mar y por ende, aumento de las áreas expuestas a la exposición sub-aérea. Una secuencia sedimentaria es regresiva cuando la paleopropundidad de sus sedimentos disminuye de manera continua a medida que éstos son mas jóvenes.

Relajación Transversal: Retorno de la magnetización transversal a su valor de equilibrio (eco).

Relajación Longitudinal: Retorno de la magnetización longitudinal a su valor de equilibrio a lo largo del eje Z.

Relaxividad (Capacidad de relajamiento) de una superficie ρ : Una medida de la capacidad que tiene una superficie para hacer que los protones se relajen, es decir, que pierdan orientación o coherencia de fase. Esta cantidad depende de la intensidad de las interacciones entre fluido y matriz. También varía según la mojabilidad de la superficie de la roca.

Resonancia: Intercambio de energía entre dos sistemas con frecuencias específicas. Vibración en un sistema mecánico o eléctrico causada por un estímulo periódico, cuando el estímulo tiene una frecuencia igual o muy parecida a la frecuencia natural del sistema.

Resonancia Magnética Nuclear: Técnica de espectroscopía usada por los científicos para dilucidar estructura química y dinámica molecular. RMN, como fenómeno físico, es la adsorción o emisión de energía electromagnética por núcleos en un campo magnético estático, tras la excitación por un campo magnético de RF estable. RMN, como herramienta de investigación, es un método que usa el fenómeno RMN para observar aspectos estáticos y dinámicos del magnetismo nuclear. El método requiere un campo estático para orientar los momentos rotacionales de los núcleos, y un campo oscilatorio ortogonal (a frecuencia de RF) para excitar los husos nucleares. La frecuencia del campo oscilatorio debe satisfacer la condición de resonancia de Larmor.

SCANS: Número de veces que se realiza un experimento de resonancia magnética nuclear.

Sedimentos clásticos: son aquellos conformados por partículas derivadas de la erosión/meteorización de rocas y sedimentos, y que son posteriormente transportados por el agua o el viento. Las fracciones clásticas son: arcilla (menor de 1/256 mm de diámetro), limo (1/256 - 1/16 mm), arena (1/16 - 2 mm) y grava (> 2 mm). La fracción de limo y arcilla, da origen a las lutitas y lodolitas; la de limo puro, a las limolitas; la de arena a las areniscas y la grava a los conglomerados.

Secuencia - Sequence

Sucesión original de capas relacionadas genéticamente, desde la inferior más vieja a la superior más joven, limitada por inconformidades.

Secuencia de Pulsos: Serie de pulsos de radio frecuencia (RF) y/o gradientes de campo magnético aplicados a un sistema de espines para producir una señal cuyo comportamiento proporciona información acerca de algunas propiedades del sistema de espines.

Sedimentos hemipelágicos: constituyen los sedimentos típicos de los taludes continentales. Los conforman mezclas de material terrígeno (limo fundamentalmente) con material pelágico (plancton) y hasta béntico; sin embargo, la fracción terrígena mayor de 5 micras debe ser superior al 25%; debido a su ubicación, se encuentran propensos al transporte lateral por las corrientes

oceánicas que bordean los continentes.

Sedimentos neríticos: son aquellos sedimentos depositados en un ambiente marino, entre la línea de la marea baja y el quiebre de la plataforma hacia el talud. Los ambientes del entorno citado se dicen pertenecientes al "ambiente nerítico". Ha sido dividido por algunos autores en "interno", "medio" y "externo".

Sedimentos pelágicos: sedimentos que proceden principalmente de partículas que se encuentran en suspensión en los mares. Estas partículas pueden proceder del plancton marino (calcáreo o silíceo) e incluso ser de arcillas, en cuyo caso se generan las "arcillas abisales" de algunos fondos oceánicos profundos. El término pelágico también se emplea en oceanografía para indicar todo lo relativo al ambiente oceánico, es decir, al ambiente fuera de las plataformas continentales; lo anterior no contradice el hecho de que puedan formarse "calizas pelágicas" por ejemplo, a partir de conchas de foraminíferos planctónicos en aguas plataformales (particularmente en las zonas más profundas), ya que estos organismos no están restringidos al océano o a los mares plataformales.

Semi-graben: llámase así a una de las porciones laterales de un graben, paralela a su alargamiento máximo. Suelen llamarse así a las porciones-reliquia de los antiguos grábenes jurásicos de Venezuela Occidental en los que actualmente aflora la Formación La Quinta, y que se encuentran involucrados en la deformación Andina, habiéndose preservado sólo una de las mitades del graben.

Subsidencia: es el aumento de la distancia entre un datum y el basamento de una cuenca, por unidad de tiempo. El aumento de la subsidencia en una cuenca se ve reflejado en el aumento de su capacidad de aceptar sedimento. Si la cuenca es alargada, a manera de surco, "el eje de la cuenca" indica los lugares donde la subsidencia es mayor. El eje de una cuenca puede permanecer estable en el tiempo, crecer en una dirección dada o incluso desplazarse sobre la litósfera; todos estos cambios forman parte de la historia de evolución de las cuencas sedimentarias, las cuales son muy dependientes de los procesos tectónicos que se llevan a cabo en sus inmediaciones.

TAU: Mitad del tiempo inter-eco en la secuencia de pulsos CPMG.

Tectonosecuencia: paquetes genéticos acumulados bajo el mismo proceso.

Terreno: llámase así cualquier extensión de la superficie terrestre con ciertas características físicas, ecológicas o de alguna actividad planificada por el hombre. Para el caso de este libro, las características son físicas (geológicas). Ej: Terrenos Paleozoicos.

Tiempo Inter-Eco: Tiempo entre pulso de 90° y el máximo del eco en una secuencia de pulsos spin-eco.

Tiempo de Relajación Longitudinal (T1): Tiempo para reducir la diferencia entre la magnetización longitudinal y su valor de equilibrio en un factor de e . Esta constante de tiempo caracteriza el alineamiento de los momentos rotacionales con el campo magnético estático externo.

Tiempo de Relajación Longitudinal (T2): Tiempo para reducir la magnetización transversal en un factor de e o e^{-1} .

Tiempo de relajación Transversal (T2): Tiempo de relajamiento transversal, o momento-momento. Esta constante de tiempo caracteriza la pérdida de coherencia de fase que ocurre con los usos orientados a un ángulo de campo magnético principal y que se debe a interacciones entre momentos rotacionales. T2 nunca es mayor a T1. Tanto T2 como T1 han sido exitosamente relacionados con propiedades petrofísicas de interés, tales como: tamaño poral, relación superficie-volumen, permeabilidad de una formación, y presión capilar.

Tiempo de Relajación Transversal * (T2*): Constante de tiempo que caracteriza la pérdida de coherencia de fase que ocurre entre giros orientados a un cierto ángulo respecto del campo magnético principal y que se debe a una combinación de heterogeneidad del campo magnético y de interacción magnética T2* es siempre mucho más corto que T2.

Transgresión: invasión del mar en zonas donde antes había exposición sub-aérea. Una secuencia sedimentaria transgresiva es aquella en la que la paleoprofundidad de sus sedimentos aumenta de manera continua, a medida que éstos son mas jóvenes.

Turbiditas: sedimentos depositados a partir de corrientes de turbidez.

Unidad estratigráfica - Stratigraphic unit

Estrato o conjunto de estratos adyacentes, con determinados caracteres y atributos, ue los identifican como unidad en la sucesión estratigráfica.

Unidad litoestratigráfica - Lithostratigraphic unit

Cuerpo de estratos constituido por rocas sedimentarias, ígneas y metamórficas, o asociaciones de éstas, que se caracterizan por presentar una forma estratificada o tabular, ser consolidadas o no consolidadas, y seguir la ley de Superposición.

Vergencia: dirección del movimiento de las masas litosféricas involucradas en los corrimientos; también es la dirección en la cual se inclinan los planos apicales de los pliegues asociados a éstos. Originalmente, fue definida como “la dirección en la que las capas de la zona apical de un pliegue se hacen más jóvenes”.

NOMENCLATURA

ASP	Álcali-Surfactante-Polímero
Ao	imbibición
At	tensión de adhesión
Aw	drenaje
BFV	Bulk Fluid Volume (Volume de Fluido Ligado).
COS	coseno
CPS	conteos por segundo
cp	centipoise
Ec	energía cinética del fotoelectrón
Ed	Eficiencia de desplazamiento
Ef	energía final
Ei	energía inicial
Er	energía cinética del ión
ESCA	Electron Spectroscopy for Chemical Analysis
Ev	Eficiencia volumétrica
eV	electrón voltio
Fm.	Formación
FR	Factor de Recobro
h	constante de Planck
HPAM	poliacrilamida parcialmente hidrolizada
I _{AH}	Índice de mojabilidad Amott Harvey
I _{USBM}	Índice de mojabilidad USBM
K	permeabilidad absoluta
K _r	permeabilidad relativa
K _{rd}	permeabilidad relativa al fluido desplazante
K _{ro}	permeabilidad relativa al crudo
K _{rw}	permeabilidad relativa al agua
M	movilidad
N _{cv}	número de capilar
NO	nor oeste
mD	miliDarcy
mN/m	miliNewton/ metro
P	presión
POES	Petróleo Original en Sitio
ppm	partes por millón
RMH	Recuperación Mejorada de Hidrocarburos
RMN	Resonancia Magnética Nuclear
SO	sur oeste
Soi	Saturación de crudo inicial
Sor	Saturación de crudo residual
Sorw	Saturación residual de crudo por barrido con agua
Swi	Saturación de agua irreducible
T	temperatura
TIF	Tensión interfacial
TS	Tensión Superficial

T_{bo}	Tiempo de relajación T_2 del volumen de petróleo necesario para llevar la muestra a saturación de petróleo residual (S_{or})
T_{bw}	Tiempo de relajación T_2 del volumen de agua necesario para llevar la muestra a saturación de agua irreducible (S_{wi})
T_o	Tiempo de relajación T_2 de la muestra a saturación de crudo residual (S_{or})
T_w	Tiempo de relajación T_2 de la muestra a saturación de agua irreducible (S_{wi})
T_{o100}	Tiempo de relajación T_2 de la muestra saturada 100% de crudo
T_{w100}	Tiempo de relajación T_2 de la saturada 100% de agua
UBSM	United States Bureau of Mines
VP	volumen poroso
Vof	volumen de crudo forzado
Vos	volumen de crudo espontáneo
Vot	volumen de crudo total
Vwf	volumen de agua forzado
Vws	volumen de agua espontáneo
Vwt	volumen total de agua
WI	Índice de Mojabilidad
XPS	Espectroscopía de fotoelectrón de rayos X
σ_{ow}	tensión crudo agua
σ_{so}	tensión superficie crudo
σ_{sw}	tensión superficie agua
δ_o	desplazamiento por la relación de crudo
δ_w	desplazamiento por la relación de agua
ν	Frecuencia
μ_d	viscosidad del fluido desplazante
μ_o	viscosidad del crudo
μ_w	viscosidad del agua