

**ANÁLISIS DE VARIACIÓN DE MOJABILIDAD EN LA ROCA POR ACCIÓN DE
TRAZADORES UTILIZADOS PARA TOMOGRAFÍA AXIAL COMPUTARIZADA
(TAC)**

**SUSAN ALEXANDRA CACUA LEAL
FABIAN ANDRÉS FRANCO MORENO**

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

2018

**ANÁLISIS DE VARIACIÓN DE MOJABILIDAD EN LA ROCA POR ACCIÓN DE
TRAZADORES UTILIZADOS PARA TOMOGRAFÍA AXIAL COMPUTARIZADA
(TAC)**

**SUSAN ALEXANDRA CACUA LEAL
FABIÁN ANDRÉS FRANCO MORENO**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero
de Petróleos**

Director

Hernando Buendía Lombana

M.Sc.

Co-Director

Julio Cesar Pérez Angulo

M.Sc.

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

2018

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a todas esas personas que directa e indirectamente contribuyeron a que este trabajo fuera posible. Queremos agradecer a nuestro director HERNANDO BUENDÍA LOMBANA, codirector JULIO CESAR PEREZ ANGULO y al ingeniero LUIS FELIPE CARRILLO MORENO quienes con su gran experiencia en la industria petrolera y como parte de la Escuela de Ingeniería de Petróleos y de la Universidad Industrial de Santander UIS, nos permitieron desarrollar esta idea, nos orientaron y apoyaron durante el transcurso del presente proyecto. También queremos agradecer a los ingenieros JORGE ALBERTO ROJAS PLATA y PEDRO JUAN ROJAS MEDINA de los laboratorios de análisis petrofísicos especiales del Instituto Colombiano del Petróleo, quienes nos brindaron su experiencia, información y apoyo durante pruebas realizadas en el ICP, además de ofrecernos la posibilidad de trabajar en conjunto y lograr un trabajo de investigación de calidad. Adicionalmente quisiéramos incluir en nuestros agradecimientos al director de la Escuela de Química, el doctor ARNOLD RAFAEL ROMERO BOHORQUEZ, quién nos donó uno de los productos dopantes utilizados y nos colaboró con su experiencia en la parte de diluciones y concentración de productos químicos de alta pureza. Finalmente agradecemos a todas esas personas que con sus aportes materiales e intelectuales nos ayudaron a que este proyecto fuera posible.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. GENERALIDADES	18
1.1 OBJETIVOS.....	18
1.1.1. Objetivo general.....	18
1.1.2. Objetivos específicos.....	18
1.2. JUSTIFICACIÓN.....	18
1.3. ALCANCE DEL PROYECTO	19
2. PRINCIPIO TEÓRICO DE TOMOGRAFÍA AXIAL COMPUTARIZADA (TAC)...	20
3. PRINCIPIO TEÓRICO DE MOJABILIDAD.....	28
3.1. MOJABILIDAD DE LA ROCA	28
3.2. TIPOS DE MOJABILIDAD PRESENTES EN LA ROCA	30
3.2.1. Mojabilidad homogénea.....	30
3.2.2. Mojabilidad heterogénea o mixta.....	30
3.2.3. Mojabilidad fraccional.....	31
3.2.4. Mojabilidad neutra.....	31
3.3. INFLUENCIA DE LA MOJABILIDAD EN MÉTODOS DE RECOBRO MEJORADO.....	31
3.4. MÉTODOS PARA DETERMINACIÓN DE LA MOJABILIDAD DE LA ROCA .	32
3.4.1. Métodos cuantitativos.....	32
3.4.1.1. Método de Amott.....	33
3.4.1.2. Método de Amott-Harvey (Modificación del método de Amott convencional).....	36
3.4.1.3. Método U.S.B.M.....	37

3.4.1.4. Método del ángulo de contacto.	38
3.4.2. Métodos cualitativos.	39
3.4.2.1. Método de imbibición.	39
3.4.2.2. Método de mojabilidad visual o de flotación.....	39
3.4.2.3. Método de presiones capilares	40
3.4.2.4. Método de permeabilidad relativa.	42
3.5. MODIFICACIÓN DE LA MOJABILIDAD	44
3.5.1. Modificación de mojabilidad por asfaltenos.....	44
3.5.2. Modificación de mojabilidad por fluidos de perforación y reacondicionamiento de pozos.	45
3.5.3. Modificación de mojabilidad por PH y sólidos en suspensión.	45
3.5.4. Modificación de mojabilidad por mineralogía.	45
3.5.5. Modificación de mojabilidad por temperatura.....	46
4. GENERALIDADES DE CAMPO SAN FRANCISCO	47
4.1. RESEÑA HISTÓRICA.....	47
4.2. LOCALIZACIÓN.....	47
4.3. DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA.....	49
4.4. PROPIEDADES PETROFÍSICAS BÁSICAS DEL CAMPO	52
5. DISEÑO EXPERIMENTAL: DETERMINACIÓN DE MOJABILIDAD MEDIANTE MÉTODO DE AMOTT-HARVEY	58
5.1. MÉTODO DE AMOTT-HARVEY	58
5.2. DISEÑO EXPERIMENTAL.....	60
5.2.1. Preparación de muestras.	62
5.2.1.1. Limpieza de muestras.	62
5.2.1.3. Restauración de mojabilidad.....	66
5.2.2. Propiedades del aceite mineral y salmuera sintética, (fluidos utilizados en las pruebas para determinación de mojabilidad).	71
5.2.2.1. Propiedades aceite mineral.....	71

5.2.2.2. Propiedades salmuera sintética - Campo San Francisco	72
5.2.3. Desplazamientos	73
5.2.3.1. Desplazamientos Espontáneos.....	73
5.3. PREPARACIÓN DE FLUIDOS DOPADOS.....	81
5.3.1. Preparación aceite dopado.	81
6. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	89
6.1. RESULTADOS DE INVESTIGACIÓN.....	89
6.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	94
7. CONCLUSIONES	97
8. RECOMENDACIONES.....	98
BIBLIOGRAFÍA.....	99
ANEXOS.....	103

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Muestra de núcleo de perforación ubicado en el tomógrafo de la Escuela de Ingeniería de Petróleos.	21
Figura 2. Corte muestra de núcleo en Plano Coronal.	24
Figura 3. Corte muestra de núcleo en Plano Sagital.....	24
Figura 4. Corte muestra de núcleo en Plano Axial.....	25
Figura 5. Método de Mojabilidad de Amott.	34
Figura 6. Ángulos de contacto roca-fluido según el tipo de mojabilidad.	38
Figura 7. Método capilarimétrico Johansen y Dunning.	41
Figura 8. Roca mojada por agua.....	43
Figura 9. Roca mojada por aceite.....	44
Figura 10. Localización campo San Francisco.....	49
Figura 11. Columna estratigráfica valle superior del Magdalena.	50
Figura 12. Estructura Sub-cuenca Neiva – valle superior del Magdalena.....	52
Figura 13. Ubicación pozos corazonados campo San Francisco.....	55
Figura 14. Limpieza muestra de roca Campo San Francisco pozo 60 y muestra Berea.	63
Figura 15. Muestra de roca SF60 – 3387.3 y Berea 2.	64
Figura 16. Saturación de muestras con salmuera de campo San Francisco.	64
Figura 17. Crudo San Francisco - Filtrado.....	68
Figura 18. Sistema free piston para restauración de mojabilidad.	70
Figura 19. Salmuera Campo San Francisco.....	72
Figura 20. Montaje de muestras en celdas de Amott.....	74
Figura 21. Desplazamiento espontáneo – celdas de Amott.....	75
Figura 22. Ampliación desprendimiento de gota de aceite – desplazamiento espontáneo.	76
Figura 23. Avance desplazamiento espontáneo de aceite – celdas de Amott.....	76

Figura 24. Fin desplazamiento espontáneo de aceite – celdas de Amott.	77
Figura 25. Equipo de desplazamiento forzado – core holder.	78
Figura 26. Yodo Analítico (I ₂) – Grado de pureza 99.9% - Merck.	82
Figura 27. Preparación aceite mineral dopado con yodo (I ₂).	83
Figura 28. Aceite dopado con yodo (I ₂) – máxima concentración	84
Figura 29. Filtración aceite dopado.	85
Figura 30. Dopante para salmuera – Yoduro de Sodio (NaI) de Merck	86
Figura 31. Salmuera Campo San Francisco.	87

LISTA DE GRAFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Imbibición espontanea muestra San Francisco.....	95
Gráfica 2. Drenaje espontaneo muestra San Francisco.	95
Gráfica 3. Imbibición espontanea muestra Berea.	96
Gráfica 4. Drenaje espontaneo muestra Berea.....	96

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Dopantes para Salmuera.	26
Tabla 2. Dopantes para crudo.....	27
Tabla 3. Propiedades Básicas Campo San Francisco.	52
Tabla 4. Dopantes para salmuera.....	61
Tabla 5. Dopantes para Aceite - Crudo.....	61
Tabla 6. Solventes seleccionados.....	62
Tabla 7. Propiedades petrofísicas básicas de las muestras de roca SF60 – 3387.3 y Berea 2.	64
Tabla 8. Saturación de Muestras con Salmuera	66
Tabla 9. Viscosidad crudo San Francisco a temperatura de yacimiento.....	71
Tabla 10. Composición salmuera campo San Francisco.	72
Tabla 11. Condiciones de operación para desplazamientos forzados.	77
Tabla 12. Índices de mojabilidad Amott-Harvey.....	80
Tabla 13. Composición salmuera campo San Francisco.	87
Tabla 14. Determinación de mojabilidad con fluidos de campo sin ningún aditivo.....	90
Tabla 15. Determinación de mojabilidad con fluidos de campo dopados.	91
Tabla 16. Desplazamiento imbibición (ingresa salmuera).....	92
Tabla 17. Desplazamiento drenaje (ingresa aceite).....	93

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. REGISTRO FOTOGRÁFICO	103

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS DE VARIACIÓN DE MOJABILIDAD EN LA ROCA POR ACCIÓN DE TRAZADORES UTILIZADOS PARA TOMOGRAFÍA AXIAL COMPUTARIZADA (TAC)*

AUTORES: SUSAN ALEXANDRA CACUA LEAL
FABIÁN ANDRÉS FRANCO MORENO**

Palabras Clave: Mojabilidad, método de Amott-Harvey, restauración de mojabilidad, tomografía computarizada, dopantes, trazadores, saturación de aceite residual, saturación de agua irreducible, índice de mojabilidad.

Descripción:

La técnica para generación de imágenes, Tomografía Axial Computarizada (TAC), es en la actualidad una tecnología ampliamente utilizada en el estudio de rocas yacimiento (núcleos de perforación); ya que tiene la capacidad de mostrar de forma detallada la estructura interna de la roca permitiendo el estudio no destructivo de la misma y la cuantificación indirecta de algunas de sus propiedades básicas. Adicionalmente se ha convertido en una popular herramienta de investigación en ingeniería petrolera para caracterizar medios porosos y distribución de fluidos. Sus imágenes altamente detalladas han sido implementadas para la construcción de mapas de porosidad, permeabilidad, saturación, interconexión poral y para visualizar el desplazamiento de fluidos. Los estudios llevados a cabo con TC se basan en calibraciones adecuadas que relacionan atenuaciones y saturaciones de fluidos con ayuda de productos dopantes o trazadores los cuales permiten la diferenciación de dichas fases.

El presente estudio busca conocer si los trazadores ocasionan algún cambio en la mojabilidad de la roca, teniendo en cuenta que dichos productos son utilizados para generar diferencias de contrastes entre los fluidos y de esta manera poder identificar e interpretar de forma correcta los datos obtenidos de una prueba de TC.

Para lograr determinar si existe variación, se realiza un análisis comparativo de las mojabilidades obtenidas antes y después de aplicar dopantes en las muestras de roca, dicha evaluación de mojabilidad se hace mediante el método cuantitativo de Amott-Harvey.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ciencias Físico Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Hernando Buendía Lombana. Co-Director Julio Cesar Pérez Angulo

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF VARIATION OF MOJABILITY IN ROCK BY ACTION OF PLOTTERS USED FOR COMPUTERIZED AXIAL TOMOGRAPHY (TAC) *

AUTHORS: SUSAN ALEXANDRA CACUA LEAL
FABIÁN ANDRÉS FRANCO MORENO **

Key Words: Wettability, Amott-Harvey method, wettability restoration, computerized tomography, dopant, tracers, residual oil saturation, irreducible water saturation, wettability index.

Description:

The technique for imaging, Computerized Axial Tomography (TAC), is currently a widely used technology in the study of reservoir rocks (drilling nuclei); since it has the ability to show in detail the internal structure of the rock allowing the non-destructive study of it and the indirect quantification of some of its basic properties. Additionally, it has become a popular research tool in petroleum engineering to characterize porous media and fluid distribution. His highly detailed images have been implemented for the construction of maps of porosity, permeability, saturation, polar interconnection and to visualize the displacement of fluids. The studies carried out with CT are based on adequate calibrations that relate attenuations and saturations of fluids with the help of dopant or tracer products which allow the differentiation of said phases.

The present study seeks to know if the tracers cause any change in the wettability of the rock, taking into account that these products are used to generate differences of contrasts between the fluids and in this way to correctly identify and interpret the data obtained from a TC test.

In order to determine if there is variation, a comparative analysis is made of the wettings obtained before and after applying dopant in the rock samples, said wettability evaluation is done by the Amott-Harvey quantitative method.

* Degree work

** Faculty of Physical Chemistry Sciences. School of Petroleum Engineering. Director Hernando Buendía Lombana. Co-Director Julio Cesar Pérez Angulo

INTRODUCCIÓN

La aplicación de la tecnología Tomografía Axial Computarizada (TAC), fue creada inicialmente para aplicación en medicina, años después de forma secreta se empezó a dar uso en el campo petrolero y hasta hace pocos años fue aceptada como método válido para la determinación de ubicación, distribución de los fluidos presentes en el yacimiento, estructura poral y geometría de poro en la roca; buscando de esta manera realizar estimaciones de forma más acertada y lograr recuperar mayor porcentaje del crudo in situ.

Actualmente el método Tomografía Computada (TC), es ampliamente utilizado en el área de recobro mejorado de hidrocarburos, siendo una tecnología poco explorada pero que ha despertado el interés de la industria petrolera en su afán por optimizar la producción de hidrocarburos y obtener un mayor factor de recobro; partiendo de esto se hace necesario el amplio conocimiento de esta técnica y para ello es imperativo realizar pruebas experimentales e investigativas que permitan tener una clara idea de cómo se da la interacción de la roca yacimiento y los fluidos con dopantes o trazadores utilizados para la obtención de imágenes por contraste en el tomógrafo. En el caso del presente estudio la investigación se encamina hacia el análisis de si hay o no variación de la mojabilidad de la roca al contacto con los fluidos trazadores.

1. GENERALIDADES

1.1 OBJETIVOS

1.1.1. Objetivo general.

- Determinar la variación de la mojabilidad de la roca al contacto con los trazadores utilizados para Tomografía Axial Computarizada en muestras de núcleos.

1.1.2. Objetivos específicos.

- Analizar el tipo de roca y propiedades petrofísicas básicas del campo elegido para este proyecto.
- Seleccionar los fluidos trazadores a utilizar.
- Realizar simultáneamente análisis de variación de mojabilidad en muestra de Berea con propiedades petrofísicas conocidas a fin de validar los resultados obtenidos con la muestra de campo.
- Determinar si hay o no variación en la mojabilidad de la roca al contacto con cada uno de los dopantes elegidos para este estudio.
- Evaluar mojabilidad antes y después de la aplicación de trazadores mediante el método cuantitativo Amott-Harvey.

1.2. JUSTIFICACIÓN

En la Actualidad se han estado implementando técnicas avanzadas para el análisis y caracterización de fluidos del yacimiento, la herramienta de Tomografía Axial Computarizada (TAC), que inicialmente se planteó con objetivos médicos ha tomado gran importancia en la industria del petróleo y permite dar descripciones más exactas acerca de los fluidos presentes en la roca del yacimiento, su respectiva distribución en el mismo, y la posibilidad de una vista de poro más

detallada, además de la obtención de imágenes que permiten conocer la interconexión poral dentro de la roca, siendo un método no intrusivo que posibilita mediante modelos matemáticos lograr predicciones más acertadas es una tecnología prominente a fines de poder mejorar los factores de recobro alcanzados actualmente en Colombia.

Para la generación de imágenes por contraste son utilizados una serie de trazadores o dopantes algunos de los cuales se tomarán como materia de estudio para llevar a cabo la investigación objeto de este proyecto, en cuanto a su afectación en la mojabilidad de la roca, como una de las propiedades petrofísicas más importantes a nivel de reservorio.

1.3. ALCANCE DEL PROYECTO

El alcance de este proyecto es determinar si la mojabilidad en una muestra de roca del campo petrolero Colombiano, Campo San Francisco, antes y después de la aplicación de los fluidos dopantes o trazadores utilizados para Tomografía Axial Computarizada (TAC), es modificada o presenta algún tipo de variación debido al contacto con los dopantes; y adicionalmente se hace un análisis comparativo con una muestra de Berea para verificar y comparar si se presenta variación de la mojabilidad en la roca de estudio al contacto con un trazador determinado.

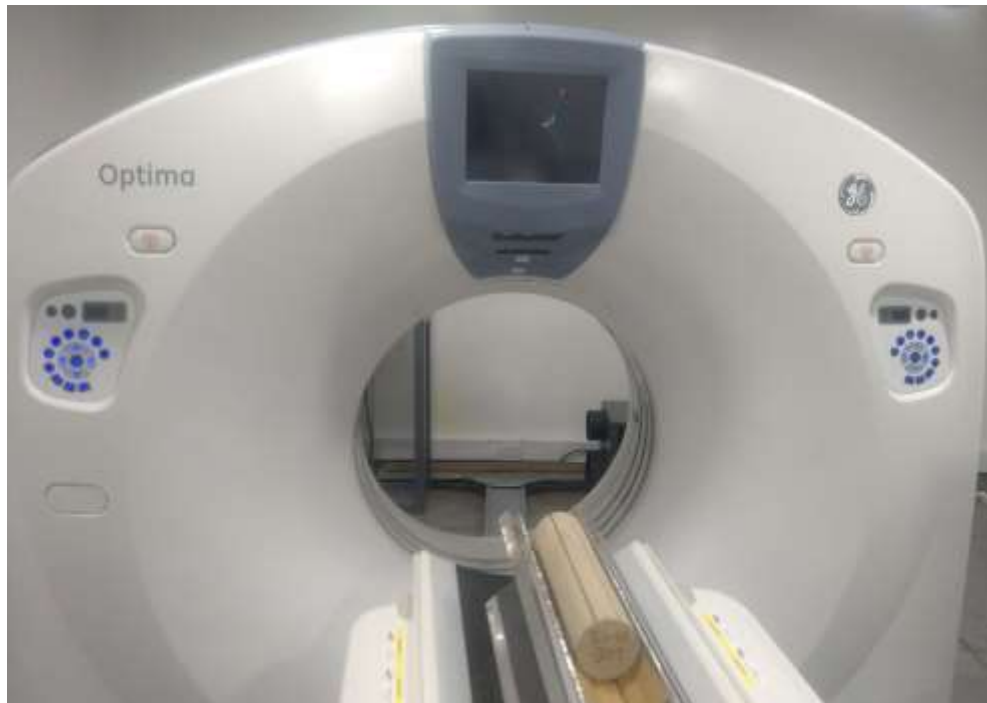
2. PRINCIPIO TEÓRICO DE TOMOGRAFÍA AXIAL COMPUTARIZADA (TAC)

Para llegar a conocer propiedades determinantes del yacimiento como saturación, porosidad, permeabilidad, mineralogía y textura de la roca entre otras propiedades petrofísicas, es necesario la extracción de una muestra que no en todos los casos resulta significativa, la extracción de dichas muestras (núcleos), no solo resulta costosa sino que además es complejo lograr tomar una muestra que describa explícitamente características generales y reales del yacimiento en su totalidad.

En 1972, Godfrey Newbold Hounsfield, dio inicio a la implementación de Tomografía Computarizada (TC), en el campo médico, para investigar las estructuras internas del cuerpo humano, y tiempo después se incorporó en el ámbito de la industria petrolera como técnica de barrido para una descripción más detallada de una muestra de núcleo de perforación, con el fin de obtener predicciones más exactas de las zonas de interés prominentemente productivas.

Esta tecnología permite tomar imágenes con muy poco espaciamiento, a escala de micrones, partiendo de que a mayor cantidad de imágenes en un menor espacio se obtendrá un registro mucho más detallado con características importantes para la caracterización del yacimiento. Adicionalmente, este método es no intrusivo, no afecta propiedades relevantes de la roca, de hecho, con este proyecto se busca validar dicha afirmación y observar si es posible o no la variación en una propiedad petrofísica tan importante como lo es la mojabilidad de la roca.

Figura 1. Muestra de núcleo de perforación ubicado en el tomógrafo de la Escuela de Ingeniería de Petróleos.



Fuente: Laboratorio de Tomografía – Parque Tecnológico Guatiguará, Universidad Industrial de Santander.

La buena identificación de la estructura interna de la roca, mediante esta técnica, se ve representada por la atenuación diferencial de los rayos X, la cual se produce por las diferencias de densidad que generan contrastes en la imagen, debidos a la reducción de la energía, a menor energía mayor atenuación en la imagen TC.

La tecnología de Tomografía Computada (TC) se introduce importantemente en 1980 en cuanto a aplicaciones en la industria petrolera, inicialmente para la determinación cuantitativa de la densidad volumétrica de las muestras de roca. Adicional a esto el barrido por TC fue adaptado para ver la desulfuración

microbiana del carbón, el desplazamiento del petróleo pesado y el flujo de petróleo a través de núcleos de carbonatos.¹

Para realizar una prueba de tomografía axial computarizada (TAC), en una muestra de roca, ésta se debe colocar sobre una plataforma ubicada entre la fuente de rayos X y el centellador. Los rayos X emitidos desde la fuente se atenúan a través de dispersión (efecto compton), directamente relacionado con la densidad del material de análisis; o absorción (efecto fotoeléctrico), relacionado con el número atómico del material y la energía del rayo emitido; a los datos obtenidos se aplican algoritmos de Tomografía Computada (TC) para reconstruir la estructura interna de la muestra.

A partir de TC se obtienen imágenes de secciones transversales del núcleo de perforación, las cuales a su vez también permiten reconstruir la estructura interna de la muestra; partiendo del principio de atenuación, se hace necesario el uso de trazadores o dopantes para lograr diferenciar gráficamente las fases (agua y crudo) ya que presentan atenuaciones similares para el tomógrafo.

El coeficiente de atenuación que se genera en TC se define por la ley de Beer:

$$\frac{I}{I_0} = \exp(-\mu h)$$

I → Intensidad remanente después de la emisión de rayos X.

I₀ → Intensidad de incidencia del rayo X.

μ → Coeficiente de atenuación lineal.

h → Espesor.

¹ KAYSER A, KELLNER A, HOLZAPFEL H-W, VAN DER BILT G, WARNER S Y GRAS R: "3D Visualization of a Rock Sample," en Doré AG y Vining BA (eds): Petroleum Geology: North-West Europe and Global Perspectives-Memorias de la 6ª Conferencia sobre Geología del Petróleo. Londres: The Geological Society 2005: 1613-1620.

$$\mu = \rho \left(a + \frac{bZ^{3.8}}{E^{3.2}} \right)$$

μ → *Coeficiente de atenuación lineal.*

ρ → *Densidad.*

a → *Coeficiente de energía Independiente. (aproximación).*

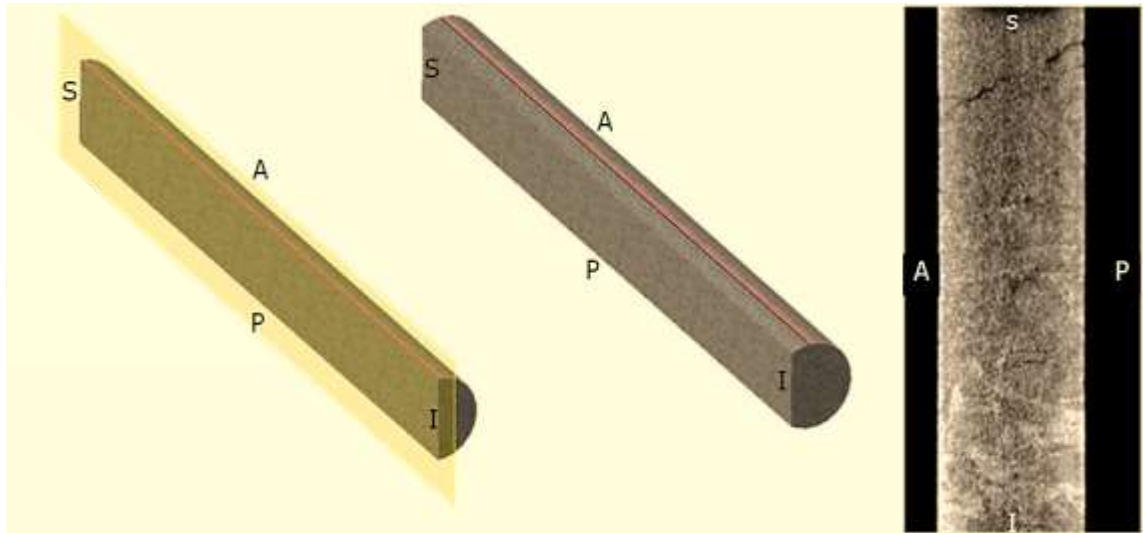
b → *Constante de Evans.*

Z → *Número atómico.*

E → *Energía.*

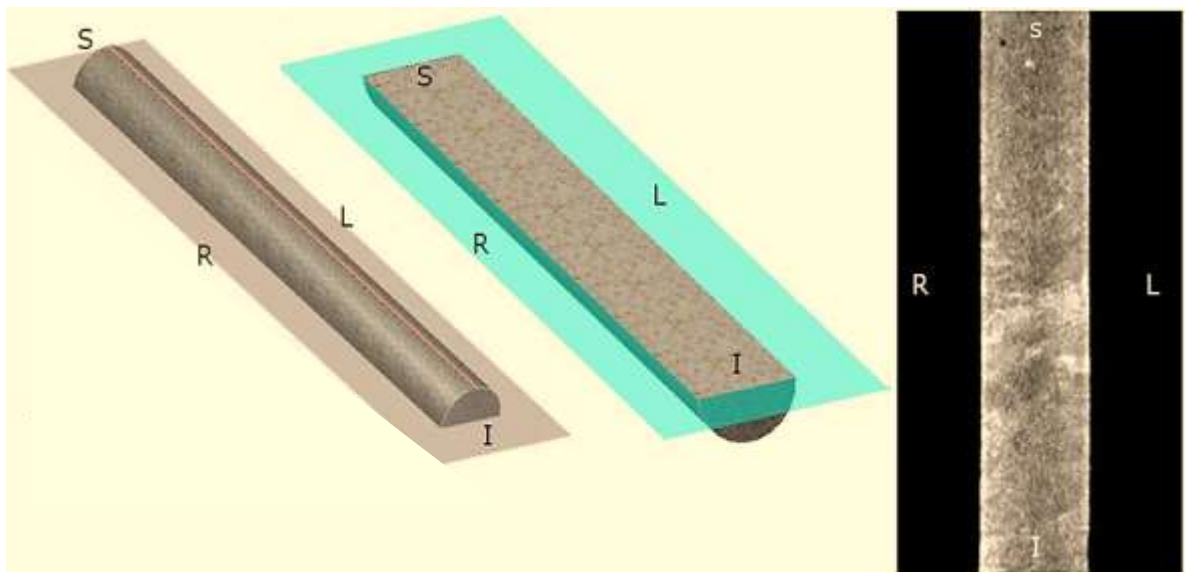
En cuanto a la preparación de una muestra de roca o núcleo de perforación para la obtención de imágenes por TC se deben seguir los siguientes lineamientos demarcados de acuerdo con la Norma API RP40, la cual refiere que cada segmento de núcleo debe estar marcado con dos líneas paralelas longitudinalmente, una línea roja (derecha) y una línea negra (izquierda). Estas dos líneas permiten identificar el corazón de tope a base. La ubicación de la muestra en el tomógrafo se hace colocando la línea roja de marcación tope-base hacia la parte superior del núcleo y alineando el eje longitudinal del núcleo de perforación con los rayos laser de orientación del tomógrafo, una vez ubicada la muestra se pueden generar cortes en planos coronal, sagital y axial.

Figura 2. Corte muestra de núcleo en Plano Coronal.



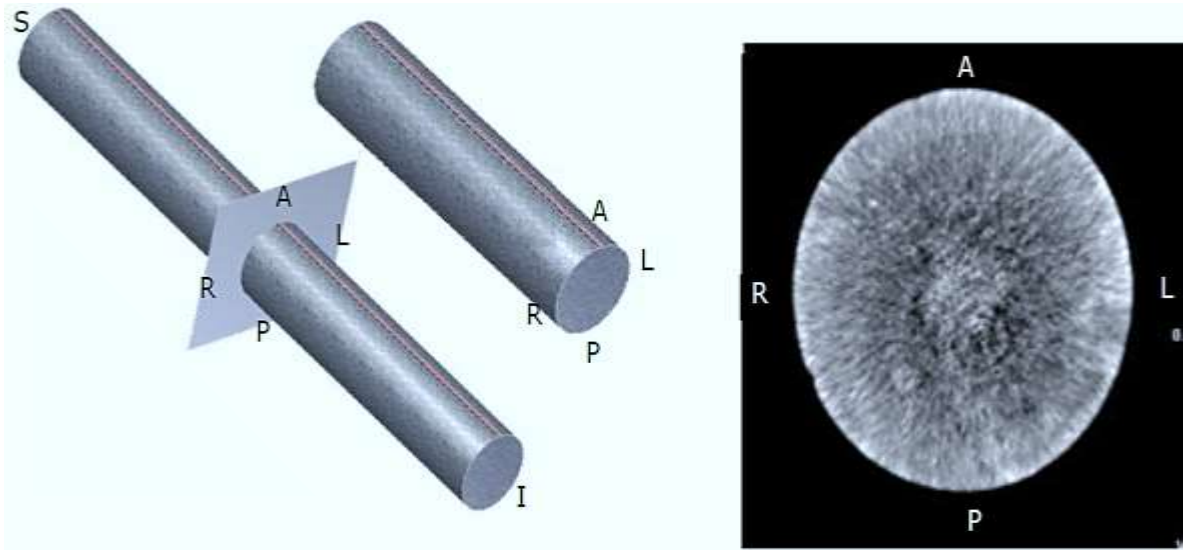
Fuente: Imagen facilitada por ECOPETROL- ICP- Instructivo Técnico de Ensayo Tomografía de Núcleos; Área de Petrofísicos y Plantas Piloto.

Figura 3. Corte muestra de núcleo en Plano Sagital.



Fuente: Imagen facilitada por ECOPETROL- ICP- Instructivo Técnico de Ensayo Tomografía de Núcleos; Área de Petrofísicos y Plantas Piloto.

Figura 4. Corte muestra de núcleo en Plano Axial.



Fuente: Imagen facilitada por ECOPETROL- ICP- Instructivo Técnico de Ensayo Tomografía de Núcleos; Área de Petrofísicos y Plantas Piloto.

Para la generación de imágenes y respectiva visualización del flujo de fluidos desplazados en el núcleo de perforación, es necesario el uso de dopantes o trazadores (sustancias de levado número atómico), que poseen la capacidad de conseguir distintas atenuaciones para lograr diferenciar crudo de agua, ya que presentan contrastes similares, caso diferente al gas, este por su diferencia de densidad no requiere estrictamente de un dopante para diferenciarse en la imagen, logra una atenuación característica por sí sólo.

Debido a que los números CT del crudo y el agua son similares, es necesario agregar a uno o ambos fluidos, sustancias con mayor coeficiente de absorción de la energía emitida por los rayos X. El criterio para usar uno o dos dopantes está determinado por el diseño experimental a realizar y por los resultados que se buscan obtener de dicho análisis.

Según (Vinigar² y Wellington, 1986)³, cuando se habla de un sistema de saturación bifásico no es necesario utilizar dos trazadores ya que con sólo uno se mejora notablemente el contraste. Comúnmente se hace dopaje doble cuando se tiene un sistema de saturación trifásico (crudo, agua y gas) y en este caso se recomienda el uso de dopantes con diferente energía de absorción KeV, mientras mayor sea la diferencia de energía entre un dopante y otro, mayor será la sensibilidad del tomógrafo al momento de la prueba y de la generación de imágenes.

Los dopantes más utilizados y recomendados según la literatura se muestran a continuación:

Tabla 1. Dopantes para Salmuera.

DOPANTES PARA SALMUERA			
<i>Dopante</i>	<i>Fórmula</i>	<i>Solubilidad (g/100 g de H2O)</i>	<i>KeV</i>
Bromuro de sodio	NaBr	90	13,2
Molibdato de Sodio	Na ₂ MoO ₄	65	20
<i>Yoduro de Sodio</i>	<i>NaI</i>	178	33,2
Tungstato de Sodio	Na ₂ WO ₄	73	69,5
Fluoruro de Talio	TlF	78	85,5
Nitrato de Plomo	Pb(NO ₃) ₂	54	88

Fuente: VINEGAR H.J., "X-Ray CT and NMR Imaging of Rocks", Journal of Petroleum Technology, March 1986, pp 257-259.

² VINEGAR H.J., "X-Ray CT and NMR Imaging of Rocks", Journal of Petroleum Technology, March 1986, pp 257-259.

³ WELLINGTON S.L., VINEGAR H.J., "X-Ray Computerized Tomography", Journal of Petroleum Technology, August 1987, 885-898.

Tabla 2. Dopantes para crudo.

DOPANTES CRUDO	
<i>Dopante</i>	<i>KeV</i>
Bromo	13,2
<i>Yodo</i>	33,2
(C ₂ H ₅) ₄ Pb	88
(CH ₃) ₄ Pb	88

Fuente: VINEGAR H.J., "X-Ray CT and NMR Imaging of Rocks", Journal of Petroleum Technology, March 1986, pp 257-259.

Para el desarrollo del presente trabajo se utilizó Yoduro de Sodio (NaI) como dopante para agua de formación o salmuera y Yodo Analítico (I₂) como dopante para aceite o crudo. La energía de absorción de estos dos trazadores es la misma 33,2 KeV. Se usaron estos dos productos con la misma energía de absorción y en la mayor concentración recomendada para verificar en dos muestras de roca diferente con características petrofísicas similares si existe o no, variación en la humectabilidad de la roca, por acción de estos productos dopantes.

3. PRINCIPIO TEÓRICO DE MOJABILIDAD

La mojabilidad es una propiedad de la roca que indica si prefiere ser contactada por agua, por aceite o por ambos parcialmente y además de lo anterior es el factor más importante en cuanto a control de la ubicación, distribución y características del flujo de fluidos en un yacimiento. Se ha demostrado que los cambios en las condiciones de humectación de las muestras en el análisis de núcleos a nivel de laboratorio, afectan las propiedades de transporte de un yacimiento, tales como la permeabilidad relativa, la presión capilar, la recuperación terciaria, la saturación de agua irreducible, la saturación de aceite residual y las propiedades eléctricas de la roca, siendo entonces la mojabilidad factor determinante en el comportamiento de la roca yacimiento y su respuesta ante estímulos o ataques (daño de formación), con el fin de recuperar la mayor cantidad de aceite es crucial conocer con exactitud la preferencia de la roca y poder actuar según su comportamiento.

3.1. MOJABILIDAD DE LA ROCA

El término mojabilidad se puede definir como el gusto o la afinidad que tiene la roca a ser mojada en su superficie por un fluido (agua o aceite) o dos fluidos si es el caso (agua y aceite), este comportamiento está definido por el equilibrio de las fuerzas superficiales e interfaciales, a mayor afinidad de la roca por el fluido que la mojará inicialmente esta interacción logrará un mayor ángulo de contacto es decir la forma de la gota será achatada dependiendo de qué tan fuerte es la atracción o preferencia de la roca por este fluido, pero si después de ser mojada por primera vez con un fluido específico se pone en contacto con otro diferente al mojante inicial ella mostrará una repulsión que se reflejara en la formación de una gota casi esférica perfecta con el menor ángulo de contacto posible, adicionalmente se puede presentar el caso de que la roca no muestre una preferencia definitiva por

algún fluido con respecto a otro, en esta situación se dice que tiene mojabilidad intermedia o neutra y por consiguiente tendrá un ángulo de contacto intermedio.

La mojabilidad de la roca influye fuertemente en la economía de cualquier proyecto de recobro porque afecta la eficiencia del desplazamiento del aceite, altera el tiempo de ruptura previsto y las cantidades requeridas de fluido inyectado para lograr una reducción dada en la saturación de aceite, se utiliza para especificar el tipo de productos químicos a ser utilizados en un proceso de recuperación mejorado y afecta las reservas estimadas del yacimiento. Por lo tanto, es de gran importancia conocer la mojabilidad del yacimiento para predecir el comportamiento del reservorio en estudio. Una evaluación in situ de la mojabilidad del yacimiento es una alternativa atractiva para lo cual se puede implementar el uso combinado de las pruebas de laboratorio y de pozo siendo este el método más probable para producir resultados definitivos y confiables. El único método conocido hasta el momento para determinación de mojabilidad in situ es el de Desbrandes y Bassiouni⁴, quienes propusieron utilizar un probador de formación mediante wireline. Generalmente el estudio de la mojabilidad se realiza mediante muestras de roca (núcleos de perforación) en laboratorio, se determina mediante métodos cualitativos y cuantitativos que permiten una construcción completa de las características petrofísicas de la roca.

Cuando se determina que la roca esta mojada por un fluido y a su vez se incrementa la saturación con dicho fluido se habla de imbibición, y el proceso de imbibición puede ser espontáneo o forzado, pero si por el contrario se satura la muestra con un fluido no mojante, se estaría refiriendo el proceso de drenaje. En el caso de la imbibición, al inyectar a la roca el fluido mojante este desplaza por completo el no mojante de forma eficiente y con poco esfuerzo gracias al beneficio de la mojabilidad.

⁴ DESBRANDES Robert (Louisiana State U.) Z.A. Bassiouni (Louisiana State U.) Jorge Gualdron (Empresa Colombiana De Petroleos); "In Situ Rock Wettability determination with Wireline Formation tester data"; SPWLA Journal Paper SPE 21182-1988.

3.2. TIPOS DE MOJABILIDAD PRESENTES EN LA ROCA

Algunas rocas yacimiento pueden estar en contacto con agua y con petróleo simultáneamente, esto se conoce como mojabilidad mixta, este hecho puede depender de la geometría de poro, gargantas de poro y rugosidad de la superficie, provocando que en algunos sectores la roca tenga afinidad por el petróleo y en sectores vecinos tenga afinidad por el agua; otro factor que interviene dicha clasificación de la mojabilidad es la estabilidad de la película de agua, cuando esta película no es estable la mojabilidad tiende a cambiarse, lo que puede ocasionar que la roca tenga mojabilidad mixta. No se puede aislar el caso en que no existe preferencia marcada por ningún fluido es entonces cuando se habla de mojabilidad neutra.

3.2.1. Mojabilidad homogénea. Se refiere a la mojabilidad homogénea cuando la roca idealmente se encuentra mojada por un solo fluido y solo siente preferencia a este fluido en la totalidad de su superficie.

3.2.2. Mojabilidad heterogénea o mixta. Existen formaciones con mojabilidad heterogénea, que a lo largo de su espacio poroso presentan sectores mojados por agua y otros sectores aledaños a estos mojados por aceite, esto se debe en gran parte a la presencia de diferentes tipos de minerales los cuales a su vez presentan distintas humectabilidades según condiciones de presión y temperatura, adicional a esto la ubicación del crudo puede tener lugar en los poros más grandes, permitiendo con esto valores altos de permeabilidad relativa a saturaciones bajas de petróleo, siendo buena característica al momento de la implementación de algún método de recobro por inyección de fluidos.

Dependiendo de la rugosidad y geometría de las gargantas de poro la película de agua puede no ser estable, y al presentarse esta situación, la humectabilidad de la roca puede modificarse dando lugar a tener mojabilidad mixta.

3.2.3. Mojabilidad fraccional. En 1956, (Robert Brown e Irving Fatt)⁵, definieron que las variaciones en la mojabilidad de la roca yacimiento pueden ser el resultado de diferencias en la fracción de superficie total, que puede ser preferentemente mojada por agua y preferentemente mojada por aceite. Las mediciones de relajación magnética nuclear proporcionan un método para determinar la fracción de preferencia por agua y la fracción de preferencia por aceite en medios porosos, describiendo así una mojabilidad fraccionada.

Mojabilidad fraccional se define como la tendencia que puede presentar una superficie de roca a ser mojada por un fluido (agua), en regiones específicas de su estructura interna; mientras que en las regiones o fracciones restantes tiende a ser mojada por otro fluido (aceite).

3.2.4. Mojabilidad neutra. Se da cuando la roca yacimiento no muestra una preferencia marcada a ser mojada por un fluido o por más de un fluido, también puede referirse a ser débilmente mojada por un fluido a condiciones de mojabilidad homogénea es decir débilmente mojada por agua o débilmente mojada por aceite.

3.3. INFLUENCIA DE LA MOJABILIDAD EN MÉTODOS DE RECOBRO MEJORADO

Las fuerzas de imbibición y la tendencia de una formación a captar una fase mojante determinan el tipo de recobro que puede ser aplicado. Por ejemplo, la mojabilidad afecta el desempeño del método de inyección de agua, la irrupción de agua tiene lugar en las etapas tardías de un proceso de inyección, en un yacimiento mojado por agua la producción de agua se hace mayor ya que el agua desprende el aceite adherido a su superficie para tomar el agua como fluido de su

⁵ BROWN, Robert J.S., Fatt, Irving, "Measurements of Fractional Wettability of Oil Fields' Rocks by the Nuclear Magnetic Relaxation Method", California Research Corp. SPE Conference Paper 743-G – 1956.

preferencia, esto se ve reflejado en un aumento del flujo en el pozo productor. La mojabilidad también puede influir en el desempeño de la inyección de gas. En el caso del frente de inyección de gas puede desplazar el agua, si es móvil, generando nuevamente una variación de flujo dependiendo de las preferencias de la mojabilidad presentes en la formación. Si existe presencia de asfaltenos en el hidrocarburo al contacto con el gas de inyectado alteran las condiciones de equilibrio y provocan precipitación de asfaltenos lo cual puede cambiar la mojabilidad de la superficie de los poros. En algunos casos como técnica de recuperación alternativa se genera modificación de la mojabilidad de formación mediante la adición de productos químicos para superar las fuerzas que mantienen el petróleo aferrado a la roca y adicionalmente eliminar entrapamientos de gas y/o petróleo crudo como álcalis, surfactantes y polímeros por ejemplo.

3.4. MÉTODOS PARA DETERMINACIÓN DE LA MOJABILIDAD DE LA ROCA

Actualmente se cuenta con varios métodos para determinación de mojabilidad de la roca, el método a elegir depende de las características y estado de preservación de la roca, procedimiento con el cual se facilite trabajar y resultados esperados, también se determina teniendo en cuenta si se quiere obtener un informe detallado (cualitativo) o un informe con especificación numérica mediante métodos de interpretación de datos (cuantitativo). En ambos casos se busca simular las condiciones a las que se encuentra la roca originalmente dentro del yacimiento, para tener certeza de que la caracterización arroje resultados confiables y de utilidad para estudios posteriores.

3.4.1. Métodos cuantitativos. Los métodos cuantitativos permiten la obtención de datos específicos mediante modelos matemáticos, previamente establecidos, por técnicas desarrolladas en investigaciones de laboratorio y por linealización de resultados, con el fin de obtener una ecuación que permita el ajuste de datos.

Dentro de las técnicas más utilizadas para la determinación de mojabilidad por métodos cuantitativos se encuentran:

- Método de Amott.
- Método de Amott-Harvey.
- Método U.S.B.M.
- Método del ángulo de contacto (mide la mojabilidad de una superficie específica).

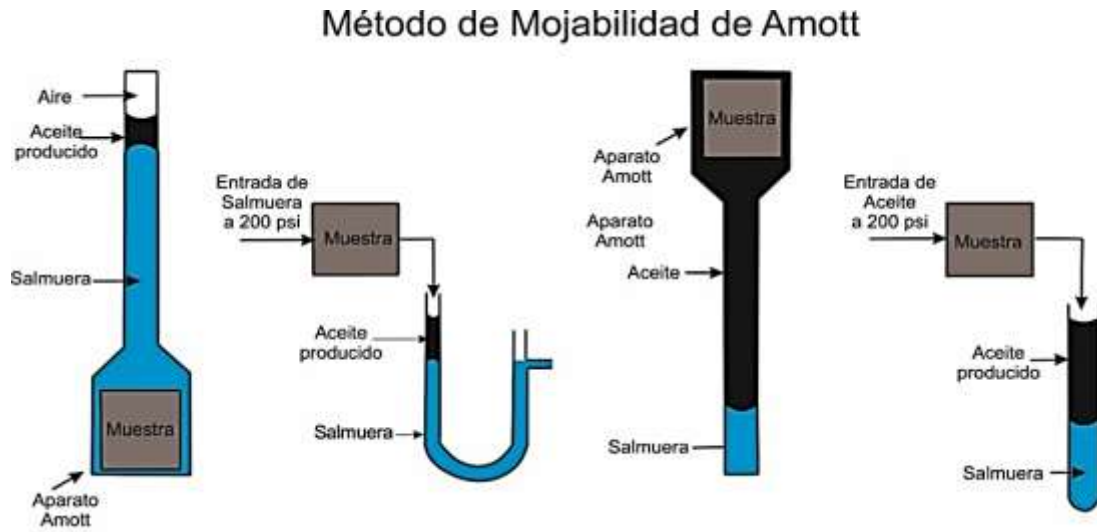
Para efectos de este proyecto las mediciones de mojabilidad se harán bajo lineamientos de la técnica de Amott y Amott-Harvey.

3.4.1.1. Método de Amott. El método de Amott⁶ se rige bajo el principio de que el fluido mojante se imbibе espontáneamente en la muestra, desplazando al fluido no mojante, adicionalmente el índice de Amott relaciona la imbibición espontánea con la imbibición forzada. Las mediciones de mojabilidad por éste método dan una guía acerca de las tendencias relativas de mojabilidad en la muestra de roca. La desventaja del método de Amott es la baja sensibilidad a mojabilidades cercanas a la neutra.

En éste método la muestra se centrifuga con agua de formación o salmuera hasta alcanzar la saturación de aceite residual (Sor), y una vez a condiciones de Sor y totalmente saturada con salmuera se procede a:

⁶ AMOTT, E., "Observations Relating to the Wettability of Porous Rock"; Trans., AIME, v.216, pp. 156-62, 1167-G SPE General, T.P. 8069 – 1959.

Figura 5. Método de Mojabilidad de Amott.



Procedimiento:

- a) Se Sumerge la muestra en aceite, y posteriormente medir el volumen de salmuera desplazada naturalmente por aceite. (tiempo recomendado 20 días).

- b) Se centrifuga o se desplaza la muestra con aceite hasta alcanzar la saturación de agua irreducible (S_{wirr}), y seguidamente medir la cantidad de salmuera desplazada forzada.

Seguidamente se suma la cantidad total de salmuera recuperada (vol. espontáneo + vol. forzado).

- c) Se introduce la muestra en salmuera, y posteriormente se mide el volumen de aceite desplazado espontáneamente. (tiempo recomendado 20 días).

- d) Se centrifuga o se desplaza la muestra con salmuera hasta alcanzar la saturación de aceite residual S_{or} , seguidamente se mide la cantidad total de aceite desplazado mediante la centrifugación, y se suma con el volumen de aceite desplazado espontáneamente.

Para la cuantificación de los datos obtenidos con los desplazamientos se aplica la siguiente relación:

Relación de desplazamiento por Agua o Salmuera (I_w): Relaciona el volumen de aceite desplazado espontáneamente (V_{Osp}) sobre el volumen de aceite total desplazado (V_{OT}), es decir el volumen forzadamente desplazado (V_{Ofor}) más el volumen espontáneamente desplazado.

$$I_w = \frac{V_{Osp}}{V_{Osp} + V_{Ofor}}$$

$$I_w = \frac{V_{Osp}}{V_{OT}}$$

Relación de desplazamiento por Aceite (I_o): Relaciona el volumen de salmuera desplazada espontáneamente (V_{Wsp}) sobre el volumen total de salmuera desplazada (V_{WT}), es decir el volumen de salmuera forzadamente desplazada (V_{Wfor}) más el volumen de salmuera espontáneamente desplazada.

$$I_o = \frac{V_{Wsp}}{V_{Wsp} + V_{Wfor}}$$

$$I_o = \frac{V_{Wsp}}{V_{WT}}$$

$$\text{Índice de Amott} = I_w - I_o$$

Una tendencia a ser fuertemente mojado por un fluido se muestra con un valor cercano a 1 y una débil preferencia se muestra con un valor cercano a cero, una muestra de roca con mojabilidad neutra muestra un valor para I_w e I_o igual a cero.

3.4.1.2. Método de Amott-Harvey (Modificación del método de Amott convencional). Para la aplicabilidad del método de Amott-Harvey, las muestras son saturadas con salmuera inicialmente, y luego desplazadas con aceite para obtener saturación de agua irreducible (S_{wirr}), el procedimiento para la determinación de mojabilidad de la roca consiste en los mismos cuatro pasos descritos en el ítem anterior por el Método de Amott⁷, el cuál refiere dos desplazamientos naturales o espontáneos y dos desplazamientos forzados; los desplazamientos forzados se realizan con ayuda de presión externa mediante un equipo de desplazamiento core holder.

Una vez realizado el procedimiento se calculan las relaciones de desplazamiento por agua (I_w) y las relaciones de desplazamiento por aceite (I_o), y la diferencia entre estas dos relaciones respectivamente es conocida como el índice de desplazamiento relativo de Amott-Harvey.

$$\text{Índice de Amott – Harvey} = I_w - I_o$$

Los índices de mojabilidad se suelen citar al 0,1 más próximo y se reducen a débil, moderado o fuertemente mojado. Cuanto más cerca de la unidad, más fuerte es la tendencia.

- Cuando el índice de Amott-Harvey está entre 0,3 y 1 se dice que es fuertemente mojado por agua.

⁷ AMOTT, E., "Observations Relating to the Wettability of Porous Rock"; Trans., AIME, v.216, pp. 156-62, 1167-G SPE General, T.P. 8069 – 1959.

- Cuando el índice de Amott-Harvey está entre 0 y 0,3 se dice que es débilmente mojado por agua.
- Cuando el índice de Amott-Harvey está entre -0,3 y 0 se dice que es débilmente mojado por aceite.
- Cuando el índice de Amott-Harvey está entre -1 y -0,3 se dice que es fuertemente mojado por aceite.

En este trabajo, la determinación de mojabilidad antes y después de aplicar productos dopantes se realiza mediante el Método de Amott-Harvey; el procedimiento de preparación de las muestras y las respectivas pruebas realizadas se apoyan en la literatura concerniente a este método y a la Norma API RP 40.

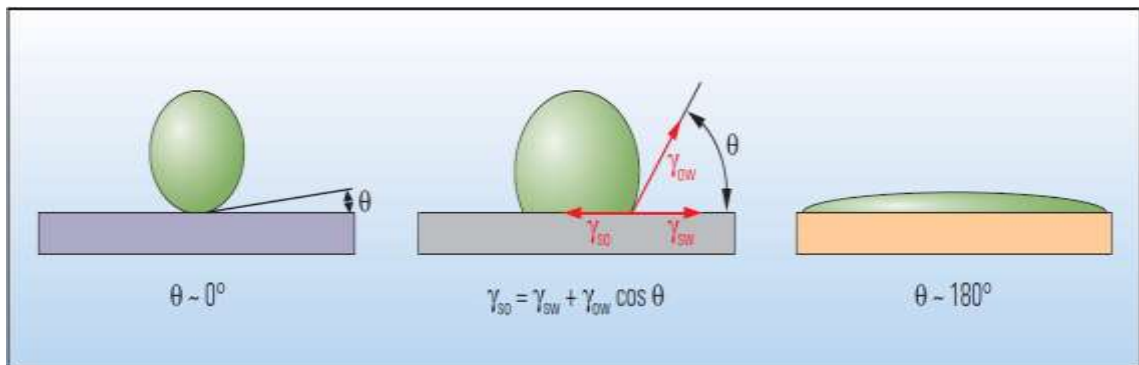
3.4.1.3. Método U.S.B.M. Esta prueba consiste en introducir una muestra en un centrifugador y hacerla girar, aumentando la velocidad de forma gradual. La muestra inicialmente se encuentra en estado de saturación de agua irreducible Swirr, se introduce en un tubo lleno de agua, después de girar a varias velocidades y por determinada cantidad de tiempo se alcanza la saturación de aceite residual Sor, y al igual que con el agua se coloca en el tubo, pero esta vez lleno de aceite (petróleo), y posteriormente se registran las mediciones obtenidas. Seguidamente se calculan las áreas entre cada curva de presión capilar obtenida y la curva de presión capilar cero, el logaritmo de esta relación, área de incremento del agua y área de incremento del aceite, da como resultado el índice de mojabilidad U.S.B.M. Al igual que en el método de Amott Harvey el rango de mediciones se encuentra entre -1(fuertemente mojado por aceite) y +1(fuertemente mojado por agua).

El método U.S.B.M o método de la centrífuga como es conocido habitualmente, requiere de poco tiempo para su realización y es una ventaja considerable a comparación con otros métodos para determinación de mojabilidad, pero en

contraposición a esto las saturaciones obtenidas deben corregirse ya que la centrifuga induce un gradiente de presión capilar no lineal en la muestra considerándose esta situación como una posible desventaja del método.

3.4.1.4. Método del ángulo de contacto. En esta prueba, un cristal de cuarzo o calcita es limpiado, el paso a seguir es sumergirlo en una salmuera de formación sintética, seguidamente se pone una gota de petróleo sobre la superficie. Se utilizan diversos métodos para crear líneas de contacto móviles, desde las cuales se miden ángulos de contacto correspondientes al avance o retroceso del agua. La hipótesis de esta prueba es que el petróleo crudo cambiará la configuración del sistema y la tensión interfacial entre los fluidos presentes en el sistema, bajo condiciones de temperatura, pH, y diferentes concentraciones de salmuera de formación.

Figura 6. Ángulos de contacto roca-fluido según el tipo de mojabilidad.



Fuente: Wael Abdallah Edmonton, Alberta, Canadá; los fundamentos de la mojabilidad, Oilfield review, Tomo 18, 2007.

Para un sistema donde la gota verde representa el aceite, cuando el ángulo de contacto es aproximadamente 0° ($\Theta \approx 0^\circ$), se dice que la superficie es preferencialmente mojada por agua, si el ángulo de contacto es aproximado a 90° ($\Theta \approx 90^\circ$), se habla de mojabilidad neutra y finalmente cuando el ángulo de contacto

de la gota sobre la superficie es mayor a 90° ($\Theta \approx 180^\circ$), se refiere que la superficie es preferencialmente mojada por aceite.

Algunos métodos de recobro mejorado de hidrocarburos, pretenden movilizar el petróleo mediante la reducción de tensión interfacial o modificación del ángulo de contacto. Por ejemplo, los surfactantes, incluyendo los generados por la acción microbiana, pueden reducir la tensión interfacial entre los fluidos y modificar el ángulo de contacto lo que a su vez se traduce en reducción de la presión capilar de entrada lo cual facilita la movilización del hidrocarburo de interés.

3.4.2. Métodos cualitativos. La determinación de mojabilidad mediante métodos cualitativos no arroja valores con los cuales se puedan hacer cálculos matemáticos en realidad lo que permite es observar comportamientos y características observadas entre la roca y los fluidos durante el desarrollo de las pruebas. Dentro de los métodos más utilizados se encuentran el método de imbibición, el método de presiones capilares y el método de permeabilidad relativa.

3.4.2.1. Método de imbibición. El método de imbibición se hace sin aplicar ningún tipo de fuerza para desplazar, consiste en observar la cantidad de fluido no mojante que es desplazado por el fluido mojante espontáneamente sólo mediante el efecto de las fuerzas capilares y de la preferencia de la roca por atrapar la fase mojante y dejar pasar la no mojante.

3.4.2.2. Método de mojabilidad visual o de flotación. Este método consiste en añadir agua, arena y aceite en un frasco de vidrio transparente que permita observar el comportamiento de las sustancias después de la agitación, si los granos de arena se depositan en su totalidad en el fondo del recipiente, esto indica que la arena es fuertemente mojada por agua, si en cambio se observan grumos de arena de diferentes tamaños cubiertos por aceite se dice que la arena es

mojada por aceite, también puede presentarse que algunos de los granos queden suspendidos entre las dos fases, estos granos también se considera son mojados por aceite.

Este método es aplicable a sistemas con mojabilidad muy definida no hay campo para determinación de mojabilidades intermedias o neutras.

3.4.2.3. Método de presiones capilares. En 1951, se sugirió que toda curva de presión capilar debería usarse para medir la mojabilidad en muestras de núcleo⁸. Las curvas de presión capilar utilizadas fueron las curvas completas de drenaje e imbibición para las presiones capilares positivas y negativas medidas por el método de placas porosas. De esas curvas se tomaron, el área total rodeada por las curvas de presión capilar de drenaje e imbibición y el área bajo la curva de aceite. Se llegó a la conclusión de que ninguna de estas áreas correlacionaba de forma correcta la mojabilidad verdadera de una muestra de roca o núcleo de perforación. Sin embargo, Donaldson⁹ luego demostró que las áreas deberían medirse con el método cuantitativo USBM.

Método Capilarimétrico

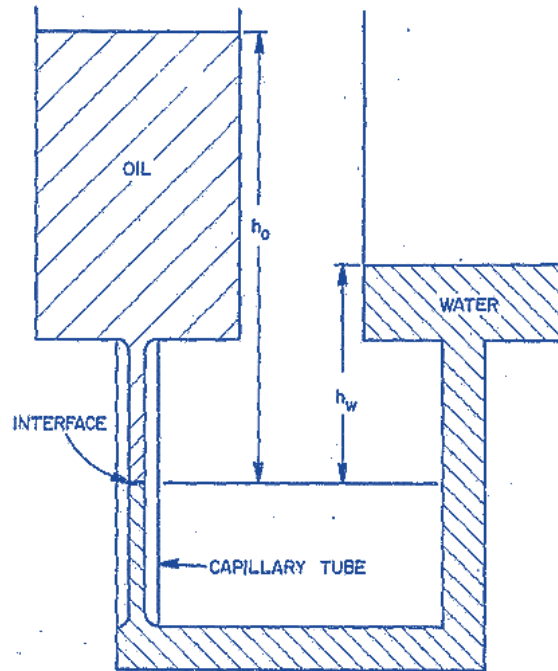
El método del tubo capilar o método capilarimétrico fue desarrollado por Johansen y Dunning¹⁰ en 1958, método que consiste en una medición cualitativa de mojabilidad que determina la tensión de adhesión, $\sigma \cos \Theta$, en un tubo capilar de vidrio. En este método capilarimétrico, la parte superior del tubo está conectada a una columna llena de aceite, mientras que la parte inferior del tubo está conectada a una columna llena de agua. La parte superior de la columna de agua se puede subir o bajar con respecto a la columna de aceite, cambiando la cabeza hidrostática.

⁸ CALHOUN, J.C.: "Criteria for Determining Rock Wettability," Oil and Gas J. (May 10, 1951) 50, No. 1, 151.

⁹ DONALDSON, E.C., THOMAS, R.D., and LORENZ, P.B.: "Wettability Determination and Its Effect on Recovery Efficiency," SPEJ (March 1969) 13-20.

¹⁰ DUNNING, H.N. and JOHANSEN, R.T.: "Capillarimetric Method for Measurement of Crude Oil Wetting Tendency," Pet. Eng. (July 1958) 30, No.7, B26-B27.- Johansen, R.T. and Dunning, H.N.: "Relative Wetting Tendencies of Crude Oil by the Capillarimetric Method," Producers Monthly (Sept. 1959)23, No. 11, 20-22.

Figura 7. Método capilarimétrico Johansen y Dunning.



Fuente: WILLIAM G. Anderson. Wettability Literature Survey – Part 2: Wettability Measurement. SPE - Journal of Petroleum Technology, November 1987.

A medida que se cambia la cabeza hidrostática, las interfaces agua/aceite aumentarán o disminuirán en el tubo hasta que las fuerzas capilares equilibren las fuerzas gravitacionales.

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} = g(\rho_o h_o - \rho_w h_w)$$

Dónde:

r = radio del tubo capilar

ρ_o = densidad del aceite

ρ_w = densidad del agua

h_o = altura de la columna de aceite sobre la interfaz agua/aceite

$h_w =$ altura de la columna de agua sobre la interfaz agua/aceite

$$E_D = \sigma \cos \theta = \frac{rg}{2} (\rho_o h_o - \rho_w h_w)$$

Dónde:

$E_D =$ Energía de desplazamiento

$r =$ radio del tubo capilar

$g =$ gravedad

$\rho_o =$ densidad del aceite

$\rho_w =$ densidad del agua

$h_o =$ altura de la columna de aceite sobre la interfaz agua/aceite

$h_w =$ altura de la columna de agua sobre la interfaz agua/aceite

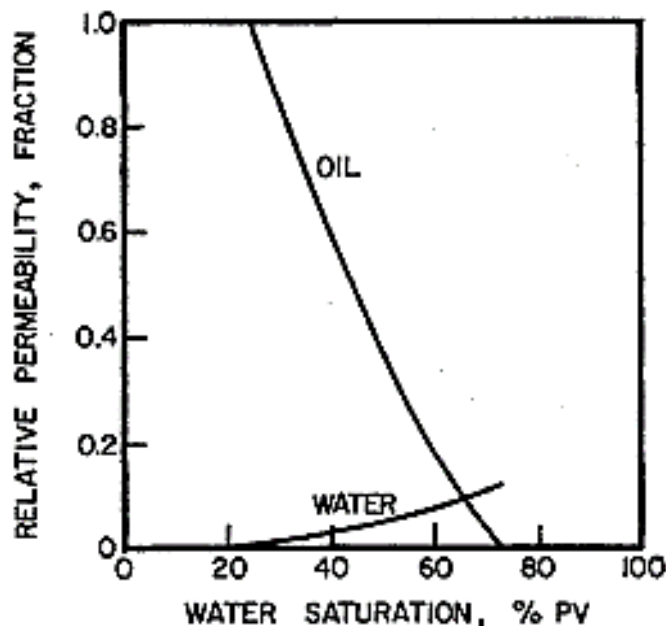
El método capilarimétrico supone que el vidrio representa la roca, entonces si la energía de desplazamiento es negativa (-), se dice que la muestra tiene mojabilidad preferencial por aceite, pero sí la energía de desplazamiento es positiva (+), se dice que la roca tiende a ser preferencialmente mojada por agua.

3.4.2.4. Método de permeabilidad relativa. Antes de analizar cómo los cambios en la humectabilidad afectan la permeabilidad relativa, examinaremos las curvas de permeabilidad relativa medidas en sistemas fuertemente mojados con agua y fuertemente mojados en aceite. El fluido humectante en un sistema uniformemente mojado generalmente se ubicará en los poros más pequeños y como una película delgada en los poros más grandes, mientras que el fluido no mojado se ubicará en los centros de los poros más grandes. En general, a una saturación dada, la permeabilidad relativa de un fluido es mayor cuando es el fluido no humectante. Por ejemplo, la permeabilidad relativa del agua es más alta en un sistema mojado

con aceite de lo que sería si el sistema estuviera mojado con agua. Esto ocurre porque el fluido humectante tiende a viajar a través de los poros más pequeños y menos permeables, mientras que el fluido no humectante viaja más fácilmente en los poros más grandes. Además, a una baja saturación de fase no humectante, la fase no humectante quedará atrapada como glóbulos discontinuos en los poros más grandes. Estos glóbulos bloquean las gargantas de los poros, disminuyendo la permeabilidad relativa de la fase humectante.

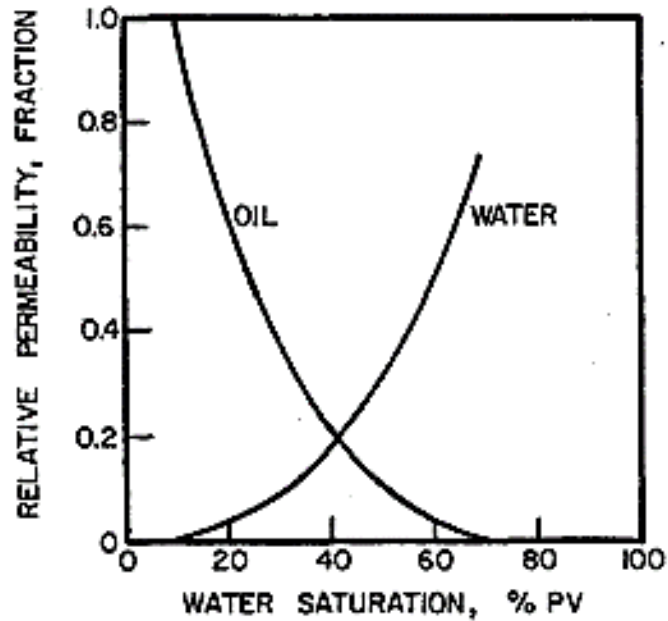
Por otro lado, la permeabilidad relativa de la fase no humectante es alta porque la fase no humectante fluye a través de los centros de los poros más grandes. A bajas saturaciones de la fase de humectación, la permeabilidad efectiva de la fase no humectante a menudo se aproximará a la permeabilidad absoluta, lo que demuestra que la fase de humectación no restringe en gran medida el flujo de la fase no humectante.

Figura 8. Roca mojada por agua.



Fuente: WILLIAM G. Anderson. Wettability Literature Survey – Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability SPE - Journal of Petroleum Technology, November 1987.

Figura 9. Roca mojada por aceite.



Fuente: WILLIAM G. Anderson. Wettability Literature Survey – Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability SPE - Journal of Petroleum Technology, November 1987.

3.5. MODIFICACIÓN DE LA MOJABILIDAD

Para que se den cambios en la mojabilidad de la roca, se deben considerar factores como composición del crudo, química de la salmuera, temperatura, presión, historial de saturación y superficie del mineral, cabe resaltar que en la composición del crudo se encuentra el punto clave en cuanto a solubilidad de los componentes polares, que causan modificación de mojabilidad de la roca, en el caso en que esta tenga afinidad por el agua, los componentes que pueden alterar dicha mojabilidad están presentes en la fase petróleo por los compuestos polares de asfaltenos y resinas cuya característica principal es poseer propiedades hidrofílicas e hidrofóbicas.

3.5.1. Modificación de mojabilidad por asfaltenos. A determinadas condiciones de presión, temperatura y composición del crudo, al sobrepasar los límites a los

cuales los asfaltenos pierden estabilidad se genera precipitación de asfaltenos y si a esto le sumamos declinación de presión o cambios en la temperatura de formación se producirá condensación de asfaltenos, lo cual conlleva a presencia de parafinas provocando así variación de la mojabilidad y daños a la formación asociados con condensación de gas y/o formación de casquetes de gas e incrustaciones; que afectan la distribución de mojabilidad en el yacimiento.

3.5.2. Modificación de mojabilidad por fluidos de perforación y reacondicionamiento de pozos. La formulación de fluidos de perforación y reacondicionamiento de pozos, como lodos base aceite ya que tienen dentro de su estructura composicional contenido de surfactantes, sustancias que como es sabido cambian la preferencia de la roca a ser mojada por agua o por aceite, incluyendo los de acción microbiana porque pueden modificar el ángulo de contacto disminuyendo la tensión interfacial agua-aceite.

3.5.3. Modificación de mojabilidad por PH y sólidos en suspensión. Las salmueras de inyección con PH diferente al del agua de formación, o mayor cantidad de sólidos en suspensión en comparación con la salmuera propia del yacimiento, también clasifican en este ranking de modificadores de mojabilidad ya que tienen la capacidad de inducir cambios en la preferencia de humectabilidad de la roca, ya que tienen la capacidad de disminuir la tensión interfacial entre los fluidos del yacimiento y ocasionar cambios en el ángulo de contacto del fluido con la roca.

3.5.4. Modificación de mojabilidad por mineralogía. El cuarzo tiende a ser fuertemente mojado por aceite a temperaturas altas, en cambio la calcita a estas mismas condiciones de temperatura tiende a mojarse por agua. A menudo en una formación productora de hidrocarburos se cuenta con la presencia de variados minerales como el cuarzo, arcilla, calcita y dolomita dentro de su espacio poroso y cada mineral a determinadas condiciones tiene un comportamiento característico

según parámetros como presión o temperatura, mostrando preferencia por el agua, por el aceite o por ambos parcialmente si se da el caso. Según investigaciones realizadas algunos métodos de recobro térmico también pueden modificar o alterar parcialmente la homogeneidad en la mojabilidad de un reservorio.

3.5.5. Modificación de mojabilidad por temperatura. Algunos métodos de recobro mejorado aplicados en la actualidad, con el fin de facilitar el flujo del hidrocarburo, provocar cambio en las densidades de los fluidos del reservorio y disminuir las fuerzas interfaciales; optan por la implementación de métodos térmicos los cuales son significativos aumentos de temperatura en el yacimiento, que a su vez alteran el equilibrio termodinámico del mismo; son estos métodos térmicos considerados como fuertes influyentes en el cambio de mojabilidad de una roca productora¹¹.

¹¹ HAMOUDA AA y GOMARI KAR: "Influence of Temperatura on Wettability Alteration of Carbonate Reservoirs," artículo SPE 99848, presentado en el Simposio sobre Recuperación Mejorada del Petróleo de las SPE/DOE, Tulsa, 22 al 26 de abril de 2006.

4. GENERALIDADES DE CAMPO SAN FRANCISCO

4.1. RESEÑA HISTÓRICA

El campo San Francisco fue descubierto por la compañía HOCOL en 1985 con la perforación del pozo exploratorio SF-001; su comercialidad fue otorgada en el mismo año después de haber perforado 3 pozos exploratorios que confirmaron la extensión del yacimiento; durante el segundo semestre de ese año se perforaron 28 pozos adicionales con cuya información se delimitó completamente el yacimiento. El área comercial inicial fue de 12228 hectáreas y se redujo a 7783 como resultado de la devolución estipulada en el contrato de asociación. En abril de 2012 finaliza el contrato de asociación y empieza a ser operado por Ecopetrol S. A.

En el área se han perforado 198 pozos aproximadamente que drenan los yacimientos de las formaciones Caballos Superior KCU y Caballos Inferior KCL y en algunos de ellos la formación Tetuán; de los cuales 98 son productores, 74 inyectores y 22 pozos inactivos.

Los sistemas de levantamiento artificial utilizados en el Campo San Francisco son Bombeo Electro-Sumergible (ESP), Bombeo Mecánico (BM) y Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP).

4.2. LOCALIZACIÓN

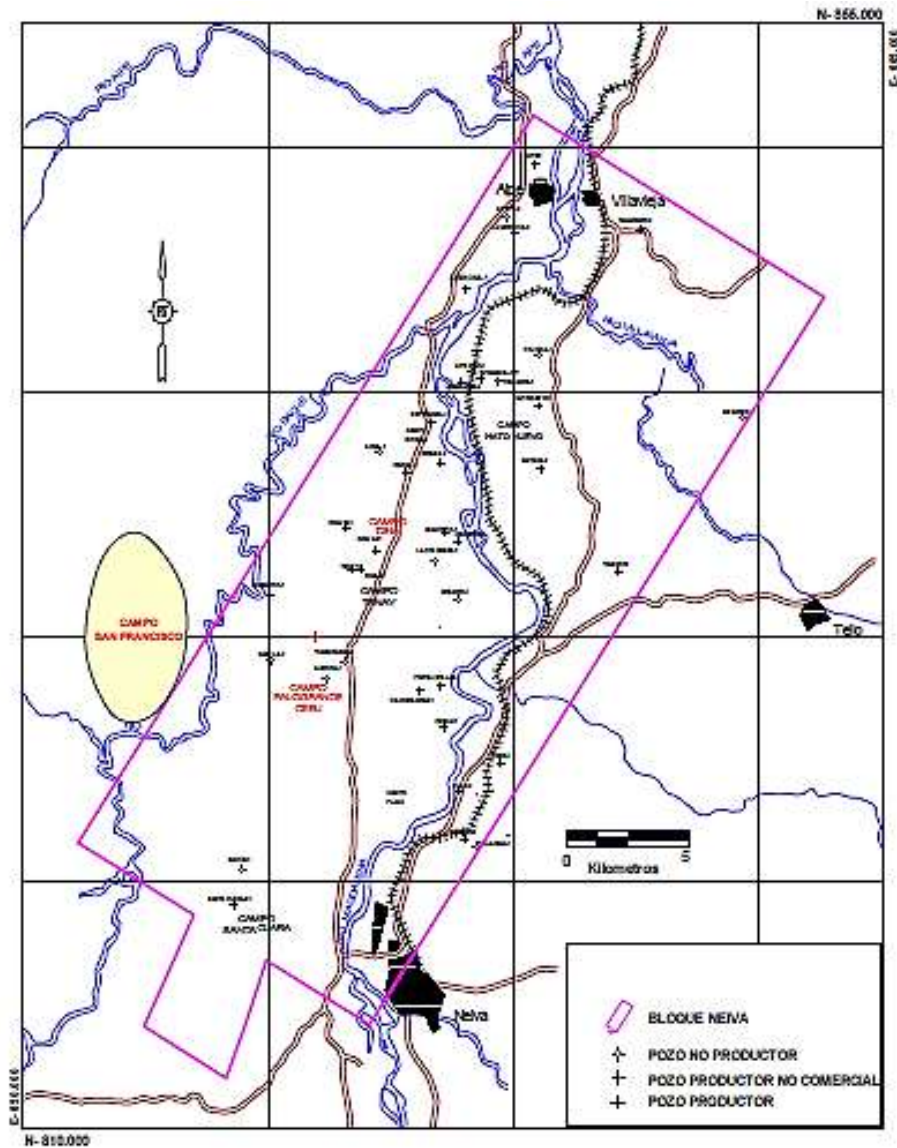
Campo San Francisco está localizado en la porción norte de la cuenca del Valle Superior del Magdalena, (Sub-cuenca de Neiva del Valle Superior del Magdalena), 26 kilómetros al norte de la ciudad de Neiva, en jurisdicción de los municipios de Neiva y Aipe en el departamento del Huila.

La Sub-cuenca de Neiva, es una depresión amplia orientada en sentido NE, de aproximadamente 400 Km de longitud, ubicada entre las cordilleras central y occidental en un marco de placa continental intramontañosa, originada durante el (Eoceno-Oligoceno).

El acceso al campo es por la vía que conduce de Neiva a Bogotá; se desvía al occidente en el Km 17, hacia la vereda San Francisco por una carretera pavimentada de 14.5 Km hasta la zona administrativa El Monal. Hay una vía alterna destapada que se desprende de la vía Neiva-Bogotá en el Km 9 con una longitud de 6.5 Km hasta el puente antiguo sobre el río Baché, donde inicia el campo San Francisco.

Durante su inicio, y pasando por distintas figuras de concesión y accionistas nacionales e internacionales, fue operada por un considerable periodo de tiempo por HOCOL S.A, empresa que desde el 2009 pertenece al grupo empresarial ECOPETROL S.A, siendo operada por HOCOL se logró una producción de aproximadamente 50.000 BOPD (Barriles de Aceite por día), para el año de 1995, gracias a este pico de producción fue considerado como el más importante campo petrolero del Huila. Desde 1993 y hasta tiempos actuales se ha implementado inyección de agua como método de recobro secundario, en el año 2000 se inició el método de recobro terciario Inyección Alternada de Agua y Gas (WAG) y posteriormente inyección ASP (Álcali-Surfactante-Polímero), a partir del 13 de diciembre del 2013.

Figura 10. Localización campo San Francisco.



Fuente: Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPEROL).

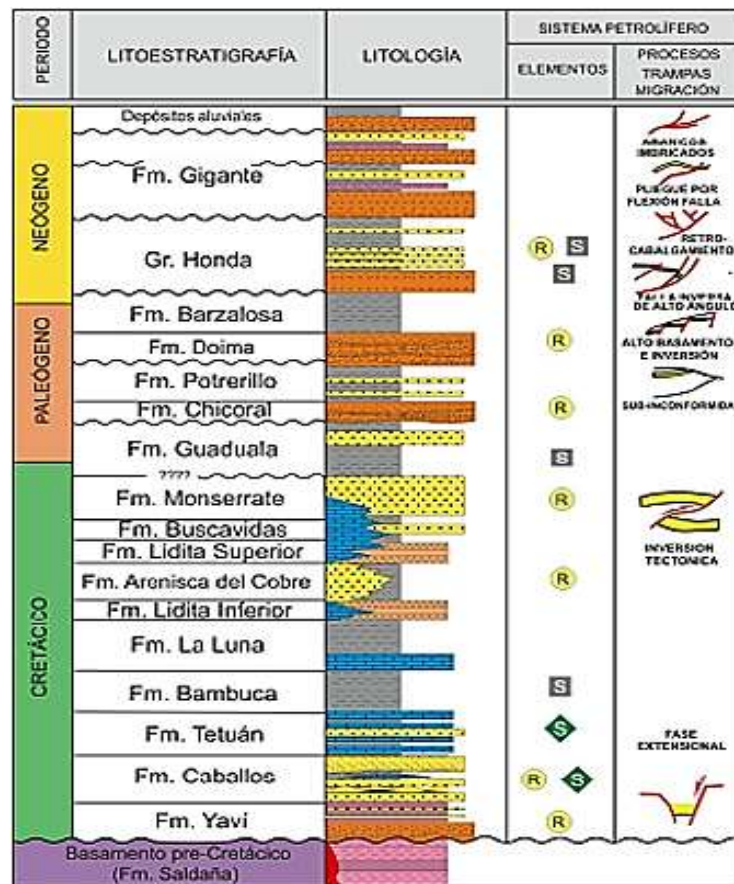
4.3. DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA

El Campo petrolero San Francisco se define como un anticlinal asimétrico, con buzamientos de 12 , compuesto principalmente de Cuarzoarenitas con intercalaciones de Shale, de edad cretácica. Reservorio Formación Caballos (rocas cretáceas de Albiano-Aptiano). El Grupo Villeta es el sello de la estructura y

es la formación generadora de hidrocarburo. Los intervalos Superior (KCU) e Inferior (KCL) de la Formación Caballos están separados por 100 pies de shales ricos en materia orgánica, denominados Caballos Medio (KCM).

La parte occidental de la Cuenca de Neiva se caracteriza por el Sistema de Fallas de Cabalgamiento de Chusma con orientación noreste-suroeste y por el anticlinal de San Francisco. En la parte central de la cuenca de Neiva se ha desarrollado un cinturón de cabalgamientos imbricados que están progresivamente truncados hacia el oriente por la discordancia de edad del Mioceno y por las formaciones supra-yacentes Barzalosa y Honda.

Figura 11. Columna estratigráfica valle superior del Magdalena.



Fuente: ANH, 2009.

Al norte, estas formaciones supra-yacen directamente sobre el basamento en el Alto de Natagaima/Patá, las cuales separan la sub-cuenca Neiva de la sub-cuenca de Girardot.

En los sinclinales y en el bloque subyacente del Sistema de Cabalgamientos de Chusma se preserva completa la sección del Cretáceo y del Eoceno / Oligoceno. La formación Caballos y otras rocas más antiguas afloran en la parte sur de la cuenca. La parte oriental está formada por el cinturón de cabalgamiento Magdalena – Alpujarra – Garzón (post-Mioceno) con divergencia al oeste.

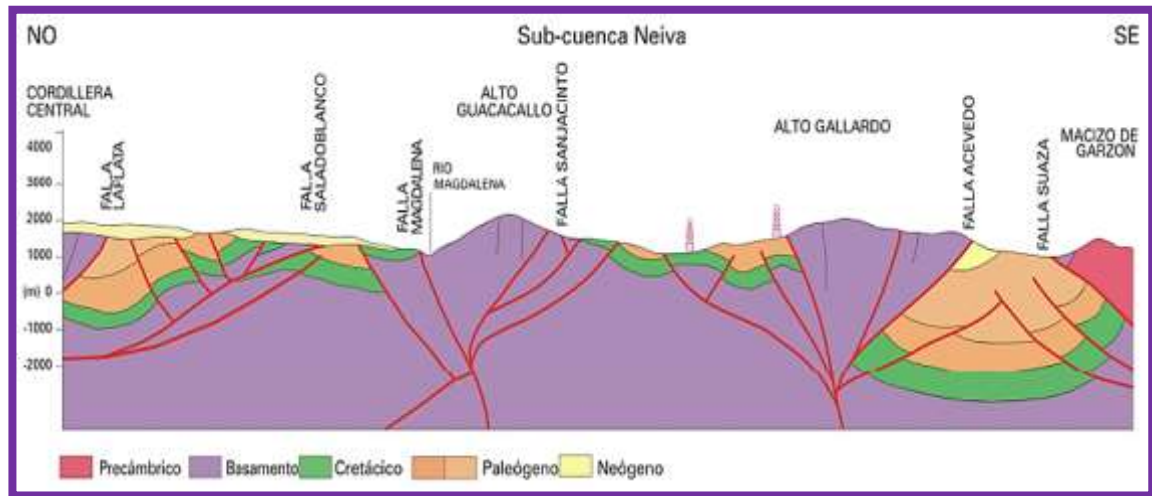
El campo produce de la formación Caballos Superior e Inferior, la formación Villeta es el sello de la estructura y es la formación generadora de hidrocarburos. Los intervalos Superior (KCU) e Inferior (KCL) de la formación Caballos están separados por 100 pies de shales ricos en materia orgánica, denominados Caballos Medio (KCM).

Se le da el nombre de formación Caballos al conjunto de facies transicionales entre el continente y la plataforma abierta que incluye facies de estuarios o deltas estuarinos típicos de un ambiente transgresivo, islas de barrera y frentes de playa donde son comunes las arenas transgresivas producto del re-trabajamiento de las facies continentales que van siendo inundadas por este mar cretácico que en el Valle Superior tiene su máxima expresión de profundización en la formación Villeta así como en el Valle Medio lo es la formación La Luna.

La estructura norte de los campos San Francisco y Balcón forma parte de la falla de cabalgamiento de Dina – Tello y San Jacinto, de 150 Km de longitud que se encuentra presente en toda la sub-cuenca de Neiva. Esta es una falla de empuje por basamento, que corre con una orientación noreste - suroeste, la cual muestra un desplazamiento divergente al este – noreste del orden de 5 kilómetros en el área de San Francisco y Balcón, aumentando unos 20 km hacia el sur. Este

anticlinal de superficie refleja la estructura de fondo, la cual es un anticlinal con tendencia N-S sobre el basamento vulcano-sedimentario, relacionado con la orogenia Calima del Eoceno.

Figura 12. Estructura Sub-cuenca Neiva – valle superior del Magdalena.



Fuente: Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPEROL).

4.4. PROPIEDADES PETROFÍSICAS BÁSICAS DEL CAMPO

Tabla 3. Propiedades Básicas Campo San Francisco.

PROPIEDADES CAMPO SAN FRANCISCO	
Profundidad Promedio (pies), TVD	2600 - 3300
Espesor total/neto Promedio (pies TVT)	480/100
Saturación de Aceite Residual (%)	30-40 %
Temperatura del Yacimiento (°F)	120-123 °F
Mecanismo primario de producción	Gas en solución
Pozos Perforados/Productores/Inyectores	194/98/74
FR actual/ FR Secundario %	31% - 7.5%
Corte de Agua promedio %	97.5%
Porosidad promedio %	14%

PROPIEDADES CAMPO SAN FRANCISCO	
Permeabilidad Promedio (mD)	665
Gravedad API del Aceite	26.7
Viscosidad Aceite/gas (cP) @ 125 °F	10-12
Salinidad del agua de formación (ppm Cl)	5000

Fuente: Empresa Colombiana de Petróleos ECP – Instituto Colombiano del Petróleo ICP

Formación Caballos Superior

La distribución del yacimiento es variable. El mejor desarrollo es en el área norte del campo, donde los cuerpos de arena apilados alcanzan 100 pies de espesor. En el área occidental y central, el yacimiento tiene un menor desarrollo con arenas netas, entre 11 y 50 pies. Hacia el área sur del campo mejora con desarrollos de arenas mayores de 50 pies. La cobertura de corazones en Caballos Superior es 893 pies de 9 pozos. Se presentan dos clases de arenisca en esta unidad:

- *Areniscas localmente conglomeráticas granuladas, masivas y gruesas con porosidades de núcleos entre el 14% y el 20% y permeabilidades de 150 a 4000 mD.*
- *Areniscas granuladas medias, con porosidades de núcleos entre 14% y 19% y permeabilidades de 50 a 1750 mD.*

Las litofacies restantes son arenas de grano fino a muy fino, en capas de 2 a 10 pies de espesor y granos de arena fina a media con espesores de 15 pies, presentes en el heterolítico, dominio limoso, en la parte más baja de Caballos Superior. Sus propiedades son variables con porosidades entre 10% y 16% y permeabilidades en algunos casos mayores de 200 mD.

Formación Caballos Medio

Estas unidades arcillosas transgresivas de ambiente marino presentan un espesor de 75 a 100 pies, que forman un sello efectivo entre los yacimientos de Caballos Superior e Inferior. Estas calizas se han usado como marcadores estratigráficos para el Valle Alto del Magdalena. La unidad es un sello efectivo entre los yacimientos del Caballos Superior e Inferior; es el único dato confiable reconocido actualmente para las correlaciones de las arenas que supra-yacen el paquete de Caballos Superior.

Formación Caballos Inferior

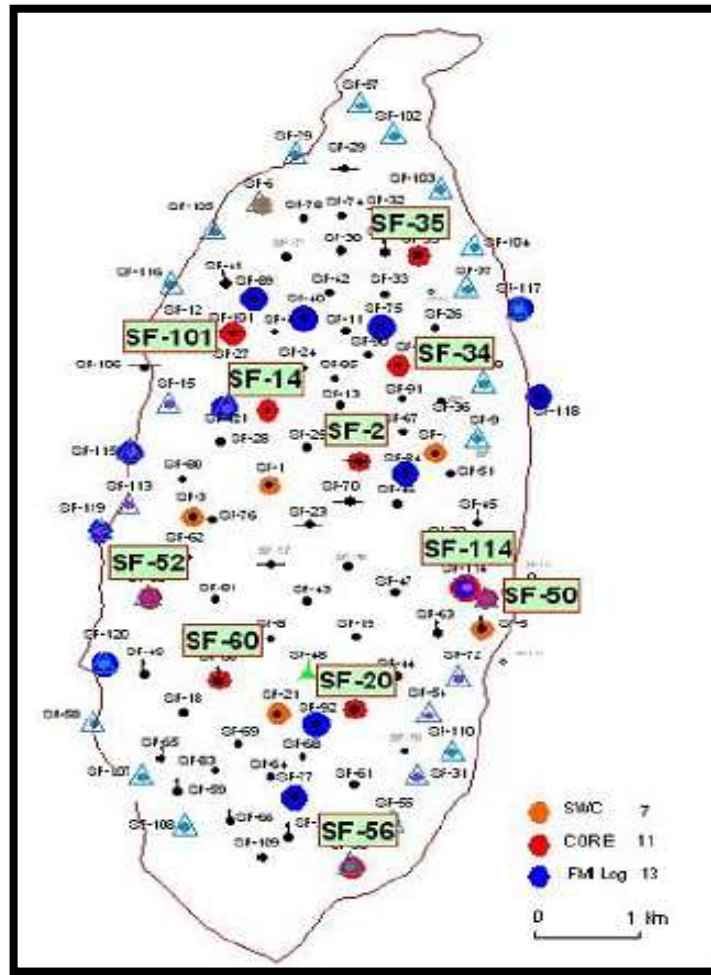
La cobertura de corazones en la unidad Caballos Inferior es de 1353 pies en 11 pozos. Un número de marcadores de capas arcillosas han sido tentativamente identificados en esta secuencia fluvial, permitiendo la subdivisión en tres unidades informales.

El KCL contiene areniscas fluviales lateralmente heterogéneas con intercalaciones de shale y carbones de menor importancia. Estas areniscas han sido interpretadas como depósitos de ríos trezados. Las lodolitas asociadas, las areniscas de grano fino y las limolitas que contienen abundante siderita, representan facies de llanuras de flujo (floodplains). La relación total de arena/arcilla es del 50%. La calidad del yacimiento es variable con pobre clasificación de areniscas. Las porosidades de la base se encuentran en un rango de 9% - 13% y las permeabilidades exceden raramente los 200 mD. La baja calidad del yacimiento es debida al alto contenido detrítico de la arcilla combinado con la cementación temprana.

En el campo San Francisco se han corazonado 11 pozos en la formación Caballos y 1 en la formación Tetuán. En Caballos se han adquirido 2609 pies: 926 en Caballos Superior, 261 en Caballos Medio, 1353 en Caballos Inferior y 69 pies en

el basamento. A todos los núcleos se les ha tomado GR y se ha hecho el ajuste de profundidades con los registros de pozo.

Figura 13. Ubicación pozos corazonados campo San Francisco.



Fuente: Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPEROL).

Se han realizado varios estudios para estimar el contenido de asfaltenos y parafinas dado que se han detectado componentes orgánicos en las líneas de producción, en los separadores y otros puntos de las facilidades de producción. El primero de ellos en 1991, determinó una variación del contenido de asfaltenos entre 1.7 a 4.0 % y de parafinas entre 6.1 a 9.2% en peso; también se observó un

incremento en el contenido de asfaltenos y parafinas con la profundidad sugiriendo segregación composicional debido a la gravedad.

En 1999 y 2000 se realizó una nueva evaluación del contenido de asfaltenos y parafinas (realizado por Corelab) en los crudos de San Francisco y Balcón para evaluar el daño de formación. Se concluyó que aunque el crudo de estos campos tiene alto contenido de asfaltenos y parafinas, presenta una relación favorable resinas/asfaltenos por lo cual no deberían existir problemas de precipitación. Sin embargo, se han observado problemas de taponamiento de la formación por depositación de orgánicos en el comportamiento de los pozos productores, debido a esto se ha requerido la implementación de técnicas de estimulación para disolver compuestos orgánicos las cuales han demostrado ser efectivas.

La salinidad del agua de formación en el campo San Francisco se tomó inicialmente de las pruebas de producción de varios pozos en la unidad KCL y otros en la unidad KCU, obteniendo valores de ± 6000 ppm de contenido de Cl para Caballos Superior y $\pm 10,000$ ppm en Caballos Inferior. Este parámetro se ha utilizado como guía para monitorear la tendencia de inyección en el campo, detectando las variaciones en la salinidad del agua de producción dependiendo de los patrones utilizados. En el año 2000 aún se tenían en la parte central del campo o cresta de la estructura salinidades altas o similares a las presentes en el agua de formación original, mientras que en los flancos las salinidades eran similares a la del agua utilizada en el proceso de inyección. Posteriormente (2003) hacia el área norte de la estructura y como consecuencia de la implementación del proyecto de inyección de agua que se inició en 1993, los rangos de salinidad bajaron a entre 3500 y 5000 ppm. Es posible notar con base en el comportamiento de este parámetro la dirección y alcance actual del agua inyectada. Al centro de la estructura como es de esperarse se presentan niveles de salinidad más cercanos a los niveles del agua de formación original debido a un menor efecto de la inyección de agua, sin embargo, los pozos más cercanos a los pozos inyectoros

(periferia) presentan ya salinidades cercanas a los 3400 ppm, valor de salinidad del agua de inyección.

Según resultados de una investigación desarrollada por los laboratorios KSEPL de SHELL en varias muestras de núcleos del campo San Francisco, se determinó que la mojabilidad es mixta, lo cual puede únicamente ser medido bajo condiciones de estado restaurado. Para los estudios de simulación se planteó que la roca del yacimiento era inicialmente mojada por agua, pero ésta cambió a mojada por petróleo, debido a los efectos de compuestos polares en el crudo. Un estudio para generar curvas de permeabilidades relativas bajo condiciones de yacimiento se utilizó como base para la selección de saturaciones. El Sor reportado para estos estudios de simulación es más bajo que el reportado inicialmente, las curvas de permeabilidades relativas son bajas a saturaciones de petróleo bajas y esto indica un flujo tipo película en un yacimiento mojado por petróleo.¹²

¹² ECOPETROL Plan de Desarrollo Integrado Campo San Francisco, 2013. Exploración y producción vicepresidencia técnica y de desarrollo ECP.

5. DISEÑO EXPERIMENTAL: DETERMINACIÓN DE MOJABILIDAD MEDIANTE MÉTODO DE AMOTT-HARVEY

5.1. MÉTODO DE AMOTT-HARVEY

Este método relaciona la imbibición espontánea con la imbibición forzada. Es una modificación al método de Amott planteado en 1959, el paso adicional que se debe tener en cuenta para la determinación de mojabilidad mediante Amott-Harvey es que la muestra debe saturarse 100% con salmuera al inicio de la prueba y posteriormente desplazarse con crudo asegurando que la muestra quede a saturación de agua irreducible (Swirr).

El método de Amott-Harvey sugiere que el desplazamiento natural sea realizado hasta alcanzar el equilibrio espontáneo es decir hasta cuando no se perciba cambio de nivel en el volumen medido, del fluido que está siendo desplazado; o hasta un tiempo límite de 20 días de desplazamiento natural. También se recomienda el uso de un equipo core holder para llevar a cabo los desplazamientos forzados, el cual permita evaluar mojabilidad en muestras no consolidadas y adicionalmente simular condiciones de presión y temperatura de yacimiento, por ejemplo, para el procedimiento de restauración de mojabilidad.

Para que la saturación en muestras de núcleo (plug); nativos y restaurados, simule condiciones de yacimiento, se deben sustituir fluidos del reservorio por fluidos sintéticos a condiciones establecidas previamente. Es decir, se satura la muestra con salmuera sintética y seguidamente se desplaza con aceite mineral hasta alcanzar saturación de agua irreducible (Swirr) y máxima saturación de aceite.

El procedimiento para determinación de mojabilidad mediante el método de Amott-Harvey está dado por las siguientes cuatro (4) fases o etapas de pruebas, en laboratorio:

- a) Se introduce la muestra en la celda de Amott llena con salmuera, y se mide el volumen de aceite desplazado espontáneamente por salmuera. (Tiempo recomendado 20 días o hasta observar que no cambia la medida de volumen desplazado).
- b) Se desplaza salmuera en la muestra hasta alcanzar la saturación de aceite residual (S_{or}), se mide la cantidad de aceite desplazado forzadamente. Una vez determinado dicho volumen, se suma la cantidad total de aceite recuperado (espontáneo + forzado). Se utiliza equipo core holder para desplazamientos forzados.
- c) Se sumerge la muestra en la celda de Amott, con aceite, y posteriormente se mide el volumen de salmuera desplazada espontáneamente por el aceite. (Tiempo recomendado 20 días o hasta observar que no cambia la medida de volumen desplazado).
- d) Se desplaza aceite en la muestra, con equipo core holder, hasta desalojar la mayor cantidad de salmuera y alcanzar la saturación de agua irreducible S_{wirr} , seguidamente se mide la cantidad total de salmuera producida forzadamente, más la cantidad de salmuera desplazada espontáneamente.

Para la cuantificación de los datos obtenidos con los desplazamientos se aplica la siguiente relación:

Relación de desplazamiento por Agua o Salmuera (I_w): Relaciona el volumen de aceite desplazado espontáneamente (V_{osp}) sobre el volumen de aceite total desplazado (V_{OT}), es decir el volumen forzadamente desplazado (V_{ofor}) más el volumen espontáneamente desplazado.

$$I_w = \frac{V_{osp}}{V_{osp} + V_{ofor}}$$

$$I_W = \frac{V_{Osp}}{V_{OT}}$$

Relación de desplazamiento por Aceite (I_0): Relaciona el volumen de salmuera desplazada espontáneamente (V_{Wsp}) sobre el volumen total de salmuera desplazada (V_{WT}), es decir el volumen de salmuera forzadamente desplazada (V_{Wfor}) más el volumen de salmuera espontáneamente desplazada.

$$I_0 = \frac{V_{Wsp}}{V_{Wsp} + V_{Wfor}}$$

$$I_0 = \frac{V_{Wsp}}{V_{WT}}$$

$$\text{Índice de Amott – Harvey} = I_W - I_0$$

5.2. DISEÑO EXPERIMENTAL

El diseño experimental del presente trabajo se plantea buscando determinar si existe cambio en la mojabilidad de la roca, después del desplazamiento de trazadores; para llegar a tener datos representativos se hacen procedimientos avalados según la literatura concerniente al área de análisis petrofísicos especiales y de tomografía computarizada en núcleos de perforación.

El propósito con el cuál se plantea este diseño experimental es poder apoyarnos en pruebas que permitan llegar a un análisis comparativo y de esta manera poder determinar si hay o no cambio en dicha propiedad petrofísica (mojabilidad).

El estudio en este caso se hace con dos trazadores uno para salmuera **Yoduro de Sodio (NaI)** y uno para crudo **Yodo Analítico (I2)**, esto argumentando que los trazadores o dopantes son productos importados de difícil adquisición y con altos costos. Motivo por el cual quedará como recomendación al culminar el presente trabajo de grado continuar pruebas utilizando otros trazadores referidos en las siguientes tablas:

Tabla 4. Dopantes para salmuera.

DOPANTES PARA SALMUERA			
Dopante	Fórmula	Solubilidad (g/100 g de H2O)	KeV
Bromuro de sodio	NaBr	90	13.2
Molibdato de Sodio	Na2MoO4	65	20
Yoduro de Sodio	NaI	178	33.2
Tungstato de Sodio	Na2WO4	73	69.5
Fluoruro de Talio	TlF	78	85.5
Nitrato de Plomo	Pb(NO3)2	54	88

Fuente: VINEGAR H.J., "X-Ray CT and NMR Imaging of Rocks", Journal of Petroleum Technology, March 1986, pp 257-259.

Tabla 5. Dopantes para Aceite - Crudo

DOPANTES CRUDO	
Dopante	KeV
Bromo	13.2
Yodo	33.2
(C2H5)4Pb	88
(CH3)4Pb	88

Fuente: VINEGAR H.J., "X-Ray CT and NMR Imaging of Rocks", Journal of Petroleum Technology, March 1986, pp 257-259.

5.2.1. Preparación de muestras.

5.2.1.1. Limpieza de muestras. La limpieza de las muestras se hace mediante el método de destilación por extracción, según capítulo 3, numeral 3.6 de la Norma API-RP 40 de 1998; en la cual se utiliza un extractor tipo soxhlet con solventes Tolueno y Metanol, proporción 50/50¹³ en volumen. La extracción se hace en un colector para que el solvente cargado de contaminantes de la muestra pase a través de un sifón que conduce hacia un destilador desde el cual se destila, condensa y se distribuye de nuevo el solvente fresco al extractor.¹⁴

La limpieza de la muestra se determina cuando el color del solvente que pasa a través del sifón desde el extractor sea claro o idealmente transparente.

A menudo se puede lograr una limpieza de núcleos más eficaz con la combinación de solventes, en este caso se hizo con:

Tabla 6. Solventes seleccionados.

SOLVENTES SELECCIONADOS		
Solvente	Punto de Ebullición [°C]	Solubilidad
<i>Metanol</i>	64.7	Agua, Sal
<i>Tolueno</i>	110.6	Aceite

Fuente: Norma API-RP 40 de 1998

¹³ GANT, PRESTON L., ANDERSON, WILLIAM G., Conoco Inc.; "Core Cleaning for Restoration of Native Wettability", 14875-PA SPE Journal Paper – 1988.

¹⁴ Norma API-RP 40 de 1998.

Figura 14. Limpieza muestra de roca Campo San Francisco pozo 60 y muestra Berea.



Secado (Norma API RP 40 de 1998)

Antes de colocar las muestras de roca en el horno de secado, se ventilan en una cabina de extracción para disminuir vapores generados por los solventes. Las muestras de núcleos son secadas en un horno convencional a 80°C durante 6 horas.

Tabla 7. Propiedades petrofísicas básicas de las muestras de roca SF60 – 3387.3 y Berea 2.

Muestra	Profundidad		Presión de Confinamiento		Peso gramos	Longitud cm	Diámetro cm	Volumen Poroso cm ³	Volumen de Granos cm ³	Densidad de Granos g/cm ³	Porosidad %	Permeabilidad al Aire mD	Permeabilidad Klinkenberg mD
	ft	m	psi	Mpa									
SF60-3387.3	3387,3	1032,4	800	5,516	163,44	6,674	3,835	15,512	60,646	2,816	20,4	697	569
	3387,3	1032,4	1200	8,274	163,44	6,674	3,835	15,419	60,646	2,816	20,3	686	558
SF60-3387.3	3387,3	1032,4	800	5,516	163,44	6,45	3,835	15,347	58,774	2,778	20,7	225	209
	3387,3	1032,4	1200	8,274	163,44	6,45	3,835	15,222	58,817	2,776	20,6	218	203
BEREA 2 (WEATHERFORD 4B)	-	-	800	5,516	156,31	6,73	3,79	16,130	59,605	2,622	21,3	560	535
	-	-	1200	8,274	156,31	6,73	3,79	16,101	59,552	2,625	21,3	560	534

Propiedades petrofísicas básicas, datos medidos en el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) (franja gris) y posteriormente medidos en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación UIS (franja rosa).

Figura 15. Muestra de roca SF60 – 3387.3 y Berea 2.



5.2.1.2. Saturación de muestras con salmuera de campo. La saturación de las muestras se realiza mediante el procedimiento de vacío.

Figura 16. Saturación de muestras con salmuera de campo San Francisco.



- a)** Inicialmente se pesan las muestras secas, seguidamente se les aplica vacío durante 2 horas aproximadamente, utilizando un desecador sellado herméticamente y una bomba de vacío.
- b)** Posteriormente se aplica vacío a la salmuera de campo con la cual se saturan las muestras, y se procede a sumergir los plugs en salmuera libre de aire.
- c)** Se activa la bomba de vacío en ciclos de dos horas, una vez generado el vacío completo del sistema, se deja durante tres días.

- d) Se toma su peso después de la saturación, para calcular porcentaje de saturación final de las muestras.



Tabla 8. Saturación de Muestras con Salmuera

SATURACION DE MUESTRAS CON SALMUERA									
MUESTRA	VP mL	PESO SECO (g)	PESO HÚMEDO (g)	PESO AGUA(g)	VOLUMEN DE AGUA mL	VT	Ø por Sat. (%)	SATURACION %	
SF60-3387.3	15.35	163.136	178.516	15.38	15.331	74.310	20.631	99.876	
BEREA 2	16.13	156.321	172.432	16.11	16.060	75.925	21.152	99.564	
Densidad de la salmuera San Francisco						1.0032 g/mL			

Después de haber saturado las muestras con salmuera se procede a desplazar aceite mineral, el cual tiene la viscosidad del crudo en yacimiento, este procedimiento se realiza con el propósito de evitar que se genere emulsión del crudo de campo con la salmuera. Seguidamente se prepara la muestra para restauración, se desplaza crudo (San Francisco), y desde ese punto se inicia el proceso de restauración de mojabilidad en muestras de núcleo (plugs).

5.2.1.3. Restauración de mojabilidad. El procedimiento de restauración de mojabilidad se describe a continuación:

- 1) Limpiar la superficie del sólido para remover los productos que han sido utilizados.

- 2) Filtración del fluido de yacimiento por saturación con salmuera, seguido de flujo de crudo para simular las condiciones en el yacimiento, y madurez bajo temperatura y presión de yacimiento, durante el tiempo requerido para lograr equilibrio de absorción y se encuentre correctamente estabilizado. Cuiec¹⁵ propone de 200 a 1000 horas basado en diferentes ensayos realizados. Varios Investigadores han encontrado que el tiempo de restauración puede ser significativamente menor a 1000 horas; por ejemplo Mungan¹⁶ encontró un tiempo de 6 días como el tiempo necesario para restaurar la mojabilidad, Salathiel¹⁷ hizo restauración en tres días, Cuiec y algunos otros autores tuvieron casos en los cuales la mojabilidad fue restaurada en unas pocas horas, sin cambios significativos a los vistos cuando el tiempo fue de 1000 horas. El tiempo de restauración es ajustado según criterio propio de cada prueba experimental.

Procedimiento para restauración de mojabilidad:

- Saturación de las muestras con salmuera de Campo. (3 días)
- Desplazamientos de aceite mineral. (Tasa de desplazamiento: 1 mL/min. Volumen desplazado 10 VP) obteniendo 11 mL de salmuera.
- Desplazamientos de crudo San Francisco. (Tasa de desplazamiento: 1 mL/min. Volumen desplazado 10 VP), seguido a esto montaje de la muestra en el equipo de restauración.
- Restauración de mojabilidad mediante método de Cuiec.

¹⁵ CUIEC L.A. "Restoration of the Natural State of Core Samples", Institut Francais du Petrole, Society of Petroleum Engineers of AIME, Paper SPE 5634; 1975.

¹⁶ MUNGAN, N. EMERY, L.W., and NICHOLSON, R.W. "Caustic Slug Injection in the Singleton Field" .J. Pet. Tech. 22, Pag. 1569 – 1576, 1970.

¹⁷ SALATHIEL, H.A. "Oil Recovery by Surface Film Drainage in Mixed-Wettability Rocks," J.Pet.Tech. 25, pp.1216-1224, October 1973.

Figura 17. Crudo San Francisco - Filtrado



Si las muestras de núcleo ya fueron puestas en condiciones de saturación de agua irreducible, Swirr, al desplazar forzadamente la salmuera con aceite mineral, y a máxima saturación de aceite, al desplazar crudo del yacimiento en las muestras de roca; entonces se asume que las muestras ya están listas para realizar el montaje del sistema de restauración, el cual consta de:

- ✓ Core Holder Free Piston.
- ✓ Manga para plugs de 1.5 pulgadas de diámetro.
- ✓ Manta de calentamiento ajustable con termocupla (medidor de temperatura digital).
- ✓ Bomba Rasca con manómetro.
- ✓ Muestras de roca
- ✓ Crudo de Campo San Francisco con gravedad °API de 27, determinada mediante método del hidrómetro de acuerdo con lineamientos de las normas ASTM D 287, API 2544, ASTM D 1298 y ASTM D 1250.
- ✓ Aceite mineral comercial de 25 cP

El core holder free piston se llena 75% con crudo (arriba del pistón, fluido en el cual se introduce la muestra de roca) y el 25% restante es llenado con aceite mineral (abajo del piston, para control de presión).

Ajustada al core holder se encuentra la manta de calentamiento encargada de mantener la temperatura del sistema durante toda la restauración de mojabilidad, para medición y control de la temperatura se hace uso de una termocupla (medidor digital).

Para control del punto de presión se utiliza una bomba Ruska con perilla, con la cual se realiza monitoreo de presión mediante un manómetro de precisión anexo a la Ruska.

Figura 18. Sistema free piston para restauración de mojabilidad.



Adicionalmente las condiciones de operación refieren presión de **1000 psi** y temperatura de **125 °F (~60 °C)**; son las condiciones de presión y temperatura del Campo San Francisco.

Se realizó procedimiento de restauración de mojabilidad a las muestras **SF60-3387.3** y **Berea 2 (Weatherford 4B)**, con características petrofísicas muy similares a las de la muestra de Campo San Francisco, se hace restauración durante un tiempo aproximado de 1000 horas, según procedimiento avalado por la norma API RP 40 de 1998 y artículo de restauración de mojabilidad – Cuiec 1975. El procedimiento consiste en introducir la muestra de roca en el core holder lleno con crudo del Campo San Francisco en este caso, dicho sistema se ajusta a temperatura y presión de yacimiento durante 40 días (1000 horas). Se debe asegurar que las condiciones de presión y temperatura no sean alteradas es decir que los valores ajustados permanezcan constantes durante todo el tiempo de prueba.

5.2.2. Propiedades del aceite mineral y salmuera sintética, (fluidos utilizados en las pruebas para determinación de mojabilidad).


5.2.2.1. Propiedades aceite mineral

Se mide viscosidad del crudo a temperatura de yacimiento, con el fin de encontrar un aceite mineral que, a condiciones estándar de temperatura, tenga la misma viscosidad que la del crudo en el reservorio.

Se determinó viscosidad dinámica del crudo a 60 °C (120-130 °F), en el **Viscosímetro Rotacional Brookfield DV2T – LV**, del laboratorio de análisis petrofísicos y daño a la formación – Parque Tecnológico Guatiguará.

Tabla 9. Viscosidad crudo San Francisco a temperatura de yacimiento.

Viscosidad Dinámica - Brookfield (@60 °C)			
Corrida 1	Corrida 2	Corrida 3	Corrida 4
24,95	25,02	25,05	25,12
24,87	25,06	25,05	25,04
24,77	25,04	24,99	25,07
24,89	25,04	24,99	25,04
25,06	24,92	25,11	25,98
25,01	24,92	25,17	25,04
24,83	24,92	25,11	25,09
24,99	25,8	25,17	25,04
24,92	25	25	25,18

A photograph of a Brookfield DV2T-LV rotational viscometer. It is a white, upright device with a digital display screen at the top showing various data points and a control panel. The device is mounted on a black, curved base with four feet. The entire image is framed with a green border.

La viscosidad del crudo a 60 °C es de 25 cP aproximadamente, partiendo de esto se utilizó Aceite Mineral Comercial con viscosidad de 25 cP a condiciones

estándar de presión y temperatura (P=1 atm y T=25 °C ± 2 °C); para el desarrollo de las pruebas planteadas en este trabajo de investigación.

5.2.2.2. Propiedades salmuera sintética - Campo San Francisco

Tabla 10. Composición salmuera campo San Francisco.

Composición Salmuera Campo San Francisco	
Tipo de Sal	Concentración [ppm]
Cloruro de Sodio (NaCl)	5493,2
Cloruro de Potasio (KCl)	149,6
Cloruro de Calcio Dihidratado (CaCl₂ 2H₂O)	1664,7
Cloruro de Magnesio Hexahidratado (MgCl₂ 6H₂O)	496,1
Total	7803,6

Densidad de la salmuera Campo San Francisco: 1.0032 g/cm³

Fuente: UIS-ECOPETROL – ICP

Figura 19. Salmuera Campo San Francisco



La preparación de la salmuera se lleva a cabo teniendo en cuenta los siguientes parámetros: Para preparar un litro de salmuera se realiza la dilución en un balón aforado de 1000 mL, se pesa cada una de las sales en una balanza gravimétrica y se afora con agua destilada hasta completar el litro (1000 cm³) de solución. El paso a seguir es agitar vigorosamente la salmuera hasta observar completa dilución de las sales que la componen.

Es muy importante verificar que el balón aforado de 1 L se encuentre completamente limpio y seco, una vez revisado es recomendable purgar el balón con agua destilada y desde este punto iniciar la preparación de la salmuera.

Para almacenamiento de la salmuera se sugiere un recipiente de vidrio con tapa (frasco shot de 1L, previamente purgado con salmuera), la conservación o almacenamiento de la salmuera se hace en un tiempo de 24 a 72 horas a fin de observar si se presenta algún tipo de precipitado.

5.2.3. Desplazamientos

5.2.3.1. Desplazamientos Espontáneos. Los desplazamientos espontáneos suceden sin influencia de presión externa al sistema, se dan solo por efecto de las fuerzas capilares y las moviidades según preferencia de la roca por atrapar el fluido mojante y dejar ir el no mojante.

Al finalizar el proceso de restauración de mojabilidad las muestras quedan saturadas de crudo, el paso a seguir es hacer un desplazamiento simple tipo pistón con aceite mineral de características equivalentes a las del crudo en yacimiento, con el fin de poder colocar las muestras en las celdas de Amott y evitar emulsificación del crudo con el agua de formación o salmuera (sintética), además de preservar las celdas evitando mancharlas con crudo.

Figura 20. Montaje de muestras en celdas de Amott.



Las celdas son llenadas con salmuera, seguidamente las muestras a Swirr (saturación de agua irreducible) y S_o (máxima saturación de aceite), son introducidas en las celdas de Amott, las cuales se encuentran graduadas en escala desde 0.1 cm^3 hasta 6 cm^3 . Debido a diferencias de densidad la cantidad de aceite que es desplazado espontáneamente, por la salmuera que va ingresando naturalmente al plug, se observa en la parte superior de la celda; motivo por el cual se debe asegurar que el nivel de salmuera en la celda sea el suficiente (dentro de la escala de medición), y así lograr medir de forma exacta el volumen de aceite desplazado espontáneamente V_{osp} .

Figura 21. 2° día de desplazamiento espontáneo – celdas de Amott



Figura 22. Ampliación desprendimiento de gota de aceite – desplazamiento espontáneo.



Figura 23. Avance a los 15 días de desplazamiento espontáneo de aceite – celdas de Amott



Figura 24. Fin del desplazamiento espontáneo de aceite – celdas de Amott.



5.2.3.2. Desplazamientos Forzados. Los desplazamientos forzados son la segunda fase de la prueba de mojabilidad mediante el método de Amott-Harvey, en esta fase se desplazan fluidos forzadamente en las muestras de roca con ayuda de un equipo core holder a condiciones de presión y tasa de flujo determinadas.

Tabla 11. Condiciones de operación para desplazamientos forzados.

CONDICIONES DE OPERACIÓN PARA DESPLAZAMIENTOS FORZADOS	
Presión de Confinamiento	1100 psi
Tasa de Flujo	1-2 mL/min
Volúmenes Porosos Desplazados	20 VP

Las muestras de núcleo vienen de estar en desplazamiento espontáneo, sumergidas en un fluido desplazante, y saturadas con el fluido desplazado naturalmente, en la primera parte de la prueba. Para la segunda fase (desplazamientos forzados), se mantiene la misma relación: fluido desplazante que desaloja al fluido con el que aún se encuentran saturadas las muestras (fluido desplazado).

Figura 25. Equipo de desplazamiento forzado – core holder.



En esta segunda fase se inyecta salmuera a las muestras, como fluido desplazante, para producir o desplazar el aceite que satura la roca. El volumen de aceite producido es equivalente al volumen de salmuera desplazada, y se obtiene

con ello el valor de V_{ofor} que al ser sumado con el volumen obtenido del desplazamiento espontáneo (primera fase) V_{osp} , permite calcular el **I_w (relación de desplazamiento por agua - salmuera Campo San Francisco)**.

$$I_w = \frac{V_{osp}}{(V_{osp} + V_{ofor})}$$

$$I_w = \frac{V_{osp}}{V_{or}}$$

Una vez inyectada la salmuera y desplazado el aceite, la muestra queda a saturación de aceite residual (S_{or}) y con máxima saturación de agua (S_w).

- ✓ Una vez terminada la segunda fase, se hace nuevamente desplazamiento espontáneo (fase 3), pero ahora la muestra es colocada en la celda de Amott llena con aceite (fluido desplazante para esta tercera fase), el cual desplaza espontáneamente la salmuera que se encuentra saturando la muestra de núcleo. La medición del fluido desplazado naturalmente (salmuera), se hace en la parte inferior de la celda ya que por diferencias de densidad el agua ira hacia el fondo, en donde se determinará el volumen de salmuera desplazada $V_{w_{sp}}$.
- ✓ Fase 4, desplazamiento forzado. En esta última fase se desplaza aceite forzadamente, desalojando la salmuera que satura la roca; se realiza el desplazamiento con un core holder a condiciones de presión y tasa de flujo ya establecidas. En este caso el volumen de agua desalojada o producida forzadamente $V_{w_{for}}$ es la misma cantidad de aceite desplazado o inyectado en el plug. Una vez finalizado este procedimiento (fase 4), nuevamente la muestra queda a saturación de agua irreducible (S_{wirr}) y (S_o) saturación de aceite.

Adicionalmente ya se tienen los datos requeridos para calcular **I_o (relación de desplazamiento por aceite)**.

$$I_o = \frac{V_{W_{sp}}}{(V_{W_{sp}} + V_{W_{for}})}$$

$$I_o = \frac{V_{W_{sp}}}{V_{WT}}$$

Finalmente se halla el índice de mojabilidad de Amott – Harvey:

$$\text{Índice de Amott – Harvey} = I_w - I_o$$

Si el índice de Amott-Harvey está cercano a la unidad, se puede inferir que la roca es fuertemente mojable por agua (1.0) o fuertemente mojable por aceite (-1.0).¹⁸

Tabla 12. Índices de mojabilidad Amott-Harvey.

ÍNDICES DE MOJABILIDAD AMOTT-HARVEY	
Mojable por Agua	$0.3 \leq I \leq 1.0$
Mojabilidad Neutra	$-0.3 < I < 0.3$
+Mojable por Aceite	$-1.0 \leq I \leq -0.3$

Fuente: ANDERSON, W.G.: “Wettability Literature Survey – Part 2: Wettability Measurement”. Paper SPE 13933; JPT (Nov. 1986) 1246-62.

¹⁸ ANDERSON, W.G.: “Wettability Literature Survey – Part 2: Wettability Measurement”. Paper SPE 13933; JPT (Nov. 1986) 1246-62.

5.3. PREPARACIÓN DE FLUIDOS DOPADOS

Partiendo de la premisa de que lo que se busca con este trabajo de investigación es determinar si hay variación de mojabilidad en la roca por acción de los dopantes utilizados para generar contrastes, en las imágenes obtenidas a partir de la técnica de Tomografía Axial Computarizada, en muestras de núcleos de perforación, se plantea un análisis comparativo de mojabilidades medidas antes y después de aplicar fluidos dopados.

Anteriormente se describió el procedimiento para evaluar la mojabilidad mediante el método de Amott-Harvey con fluidos de campo sin ningún aditivo, en este punto se indica la preparación de fluidos de campo con trazadores y medición de mojabilidad mediante el método de Amott-Harvey, con el fin de obtener resultados comparables, ya que se hallaron mediante el mismo método, a fin de obtener resultados que permitan determinar de forma cuantitativa si existe variación de mojabilidad en las muestras de roca.

5.3.1. Preparación aceite dopado. Yodo Analítico (I₂) de Merck, dopante para aceite, nivel de pureza 99.9%.

Propiedades físicas y químicas de YODO ANALÍTICO (I₂):

- Aspecto: hojuelas grises brillo metálico.
- Olor: Olor picante.
- Peso específico: 4,98
- pH: 5,4 (solución saturada)
- Punto de ebullición: 184 °C (363 °F) (sublima)
- Punto de fusión: 114 °C (237 °F)
- Densidad: 4.93 g/cm³ a 20 °C
- Densidad de vapor (Aire = 1): 8,8

- Presión de Vapor (mm Hg): 0.4 @ 25°C (77 °F)
- Peso molecular: 253.81 g / mol
- Gravedad específica: 4.93 (Agua = 1)
- Solubilidad en agua ligera: (0,3 g/1 L de agua @ 20 °C).
- Solubilidad agua/aceite: El producto es más soluble en aceite; se registra (aceite/agua) = 2,5
- Solubilidad en aceite: (0.8g/1 L de aceite @ 20 °C).
- Coloración violeta en disolvente apolar. (aceite)
- Coloración naranja en disolvente polar. (salmuera)

Figura 26. Yodo Analítico (I₂) – Grado de pureza 99.9% - Merck



Preparación: Para la preparación del aceite dopado es importante contar con todos los elementos de seguridad y haber revisado previamente la ficha de seguridad de la sustancia química con la cual se va a trabajar en este caso la ficha técnica de seguridad para Yodo Analítico de alta pureza (Merck).

Se recomiendan máscara completa con filtros (full face), guantes de nitrilo gruesos, bata, botas de seguridad y conocer los riesgos a los que se está expuesto al manipular dicha sustancia química.

Los pasos a tener en cuenta son:

- 1) En un mortero de porcelana se colocan 10 gramos de Yodo Analítico (I_2), se macera hasta quedar disminuido a polvo muy fino.

Figura 27. Preparación aceite mineral dopado con yodo (I_2)



- 2) Se agrega el yodo a un frasco shot que contiene 1000 mL de aceite mineral con viscosidad 25 cP a temperatura ambiente, se agita vigorosamente con una bagueta o varilla de agitación en material de vidrio; una vez añadido todo el yodo, se tapa el frasco shot de 1000 mL y se agita de 10 a 20 minutos, hasta ver que se ha disuelto por completo el yodo (se puede hacer prueba para confirmar completa disolución con ayuda de luz led).

Figura 28. Aceite dopado con yodo (I_2) – máxima concentración.



- 3) Para asegurar el proceso se recomienda filtrar con malla muy fina (2-4 μm) y papel filtro (celulosa); verificando que no queden grumos ni sólidos suspendidos en el aceite ya que esto afectaría el desarrollo de las pruebas. En caso de tener una disolución parcial, repetir agitación hasta obtener una disolución total de los productos.

Figura 29. Filtración aceite dopado



- 4) Después de tener la mezcla totalmente homogénea y filtrada se debe dejar en reposo de 24 a 72 horas, asegurando que no se presente precipitación de productos.

5.3.2. Preparación salmuera dopada. Salmuera sintética del Campo San Francisco, dopada con **Yoduro de Sodio (NaI)** de Merck.

Figura 30. Dopante para salmuera – Yoduro de Sodio (NaI) de Merck.



Tabla 13. Composición salmuera campo San Francisco.

COMPOSICIÓN SALMUERA CAMPO SAN FRANCISCO	
Sal	Concentración [ppm]
Cloruro de Sodio (NaCl)	5493.2
Cloruro de Potasio (KCl)	149.6
Cloruro de Calcio Dihidratado (CaCl₂ 2H₂O)	1664.7
Cloruro de Magnesio Hexahidratado (MgCl₂ 6H₂O)	496.1
Total	7803.6

Figura 31. Salmuera Campo San Francisco.



La preparación de la salmuera dopada se hace a concentración recomendada por empresa fabricante del Tomógrafo, adquirido por la Escuela de Ingeniería de Petróleos UIS; durante la capacitación, se recomendó como máxima concentración la proporción 1/100 de dopante en salmuera; es decir 10 gramos de **Yoduro de Sodio (NaI)** por litro de salmuera preparada previamente.

Como paso final de la preparación se recomienda agitar manualmente de la salmuera durante 5 minutos, en balón aforado de 1000 mL y verificación visual de disolución total de los productos y almacenamiento de la salmuera dopada por 24 horas para observar si se presenta alguna precipitación de las sales disueltas incluido el producto dopante (NaI).

Una vez preparados y verificados los productos dopados se inicia la prueba para determinación de mojabilidad mediante el método de Amott-Harvey. Procedimiento detallado anteriormente. Es muy importante haber restaurado la mojabilidad en las muestras de roca antes de realizar la evaluación de mojabilidad con fluidos de campo dopados.

NOTA ACLARATORIA: Para la muestra San Francisco se utilizó salmuera dopada y aceite mineral sin dopar y para la muestra Berea se utilizó aceite dopado y salmuera de campo sin dopar. Con el fin de evaluar por separado el posible cambio ocasionado por cada fluido en muestras diferentes con propiedades petrofísicas similares (tabla adjunta: Tabla7. Propiedades petrofísicas básicas de las muestras de roca **SF60 – 3387.3** y **Berea 2**).

6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

6.1. RESULTADOS DE INVESTIGACIÓN

A continuación, se registran los resultados obtenidos a partir del método para determinación de mojabilidad de Amott-Harvey:

Relación de desplazamiento por Agua o Salmuera (I_w): Relaciona el volumen de aceite desplazado espontáneamente (V_{Osp}) sobre el volumen de aceite total desplazado (V_{OT}), es decir el volumen forzadamente desplazado (V_{Ofor}) más el volumen espontáneamente desplazado.

$$I_w = \frac{V_{Osp}}{V_{Osp} + V_{Ofor}}$$

$$I_w = \frac{V_{Osp}}{V_{OT}}$$

Relación de desplazamiento por Aceite (I_o): Relaciona el volumen de salmuera desplazada espontáneamente (V_{Wsp}) sobre el volumen total de salmuera desplazada (V_{WT}), es decir el volumen de salmuera forzadamente desplazada (V_{Wfor}) más el volumen de salmuera espontáneamente desplazada.

$$I_o = \frac{V_{Wsp}}{V_{Wsp} + V_{Wfor}}$$

$$I_o = \frac{V_{Wsp}}{V_{WT}}$$

$$\text{Índice de Amott – Harvey} = I_W - I_O$$

Determinación de mojabilidad con fluidos de campo sin dopante

Tabla 14. Determinación de mojabilidad con fluidos de campo sin dopante.

MUESTRA	Vosp mL	MUESTRA	Vofor mL
SF-3387.3	2.7	SF-3387.3	2.5
B2	2.1	B2	5.8

MUESTRA	Vwsp mL	MUESTRA	Vwfor mL
SF-3387.3	0.9	SF-3387.3	4.0
B2	0.3	B2	5.0

Muestra	Vosp (mL)	Vofor (mL)	Vwsp (mL)	Vwfor (mL)	Índice de Amott-Harvey
SF-3387.3	2.7	2.5	0.9	4.0	0.336
B2	2.1	5.8	0.3	5.0	0.209

ÍNDICES DE MOJABILIDAD AMOTT-HARVEY	
Mojable por Agua	$0.3 \leq I \leq 1.0$
Mojabilidad Neutra	$-0.3 < I < 0.3$
Mojable por Aceite	$-1.0 \leq I \leq -0.3$

Fuente: ANDERSON, W.G.: "Wettability Literature Survey – Part 2: Wettability Measurement". Paper SPE 13933; JPT (Nov. 1986) 1246-62.

Determinación de mojabilidad con fluidos de campo dopados

Tabla 15. Determinación de mojabilidad con fluidos de campo dopados.

MUESTRA	Vosp mL		MUESTRA	Vofor mL
SF-3387.3	1.0		SF-3387.3	0.43
B2	2.4		B2	0.9

MUESTRA	Vwsp mL	MUESTRA	Vwfor mL
SF-3387.3	0.5	SF-3387.3	1.0
B2	1.0	B2	1.5

Muestra	Vosp (mL)	Vofor (mL)	Vwsp (mL)	Vwfor (mL)	Índice de Amott-Harvey
SF-3387.3	1.0	0.43	0.5	1.0	0.366
B2	2.4	0.9	1.0	1.5	0.327

ÍNDICES DE MOJABILIDAD AMOTT-HARVEY	
Mojable por Agua	$0.3 \leq I \leq 1.0$
Mojabilidad Neutra	$-0.3 < I < 0.3$
Mojable por Aceite	$-1.0 \leq I \leq -0.3$

Fuente: ANDERSON, W.G.: "Wettability Literature Survey – Part 2: Wettability Measurement". Paper SPE 13933; JPT (Nov. 1986) 1246-62.

Tabla 16. Desplazamiento imbibición (ingresa salmuera).

Desplazamientos -Imbibición (ingresa salmuera)			
Fluidos de Campo - Sin Dopantes			
Espontáneo- SF60 - 3387.3		Espontáneo - Berea	
Tiempo (días)	Vol. Desplazado (mL)	Tiempo (días)	Vol. Desplazado (mL)
1	0.5	1	0.1
2	0.7	2	0.3
3	1.2	3	0.4
4	1.3	4	0.7
5	1.5	5	1
10	1.7	10	1.5
15	2	15	1.8
20	2.5	20	2
25	2.7	25	2.1
30	2.7	30	2.1
Fluidos Dopados			
Espontáneo- SF60 - 3387.3		Espontáneo - Berea	
Tiempo (días)	Vol. Desplazado (mL)	Tiempo (días)	Vol. Desplazado (mL)
1	0	1	0.5
2	0.07	2	0.7
3	0.1	3	0.9
4	0.15	4	1
5	0.3	5	1.3
10	0.5	10	1.7
15	0.8	15	2
20	1	20	2.3
25	1	25	2.4
30	1	30	2.4

Tabla 17. Desplazamiento drenaje (ingresa aceite).

Desplazamientos -Drenaje (ingresa aceite)			
<i>Fluidos de Campo - Sin Dopantes</i>			
Espontáneo- SF60 - 3387.3		Espontáneo - Berea	
Tiempo (días)	Vol. Desplazado (mL)	Tiempo (días)	Vol. Desplazado (mL)
1	0	1	0
2	0.1	2	0
3	0.2	3	0.05
4	0.2	4	0.08
5	0.3	5	0.08
10	0.5	10	0.1
15	0.7	15	0.2
20	0.9	20	0.3
25	0.9	25	0.3
30	0.9	30	0.3
<i>Fluidos Dopados</i>			
Espontáneo- SF60 - 3387.3		Espontáneo - Berea	
Tiempo (días)	Vol. Desplazado (mL)	Tiempo (días)	Vol. Desplazado (mL)
1	0	1	0
2	0	2	0.1
3	0	3	0.15
4	0	4	0.15
5	0.05	5	0.2
10	0.3	10	0.5
15	0.4	15	0.7
20	0.5	20	0.9
25	0.5	25	1
30	0.5	30	1

6.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS

La muestra Berea paso de tener mojabilidad neutra a tener mojabilidad preferencial por el agua. Se observa variación en la tendencia de mojabilidad en la muestra de Berea por adición de yodo como dopante de la fase aceite, posiblemente debido a la alta concentración utilizada. Valdría la pena evaluar otras variaciones de concentración para determinar la viabilidad de obtener imágenes representativas y poder determinar la posible alteración, de la mojabilidad, a dichas concentraciones.

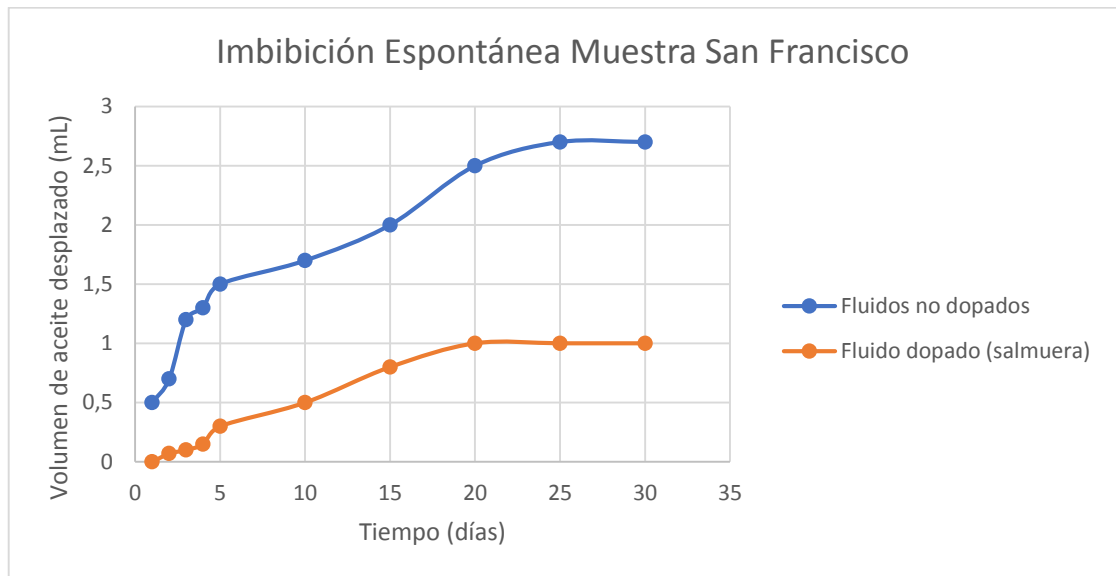
Con respecto a la tendencia mostrada en los desplazamientos espontáneos, se puede ver que en la muestra San Francisco siempre se logró recuperar mayor volumen, de los fluidos no dopados. Mientras que en la muestra de Berea aumentó el volumen recuperado cuando se aplicaron los fluidos dopados, se podría decir que el dopante si realizó una modificación del comportamiento roca-fluido, logrando variar la humectabilidad de la roca y aumentando el factor de recuperación de los fluidos que se encontraban dentro de la muestra de roca de Berea.

El yodo analítico con alto grado de pureza (99.9%), y en altas concentraciones tiende a cambiar la mojabilidad de la roca, se puede plantear como una posible hipótesis que el cambio de dicha propiedad está relacionado con la diferencia molecular del dopante con respecto a los fluidos de campo (salmuera y crudo). La estructura química de esta sustancia (yodo), genera cambios en la interacción de la roca con los fluidos desplazados.

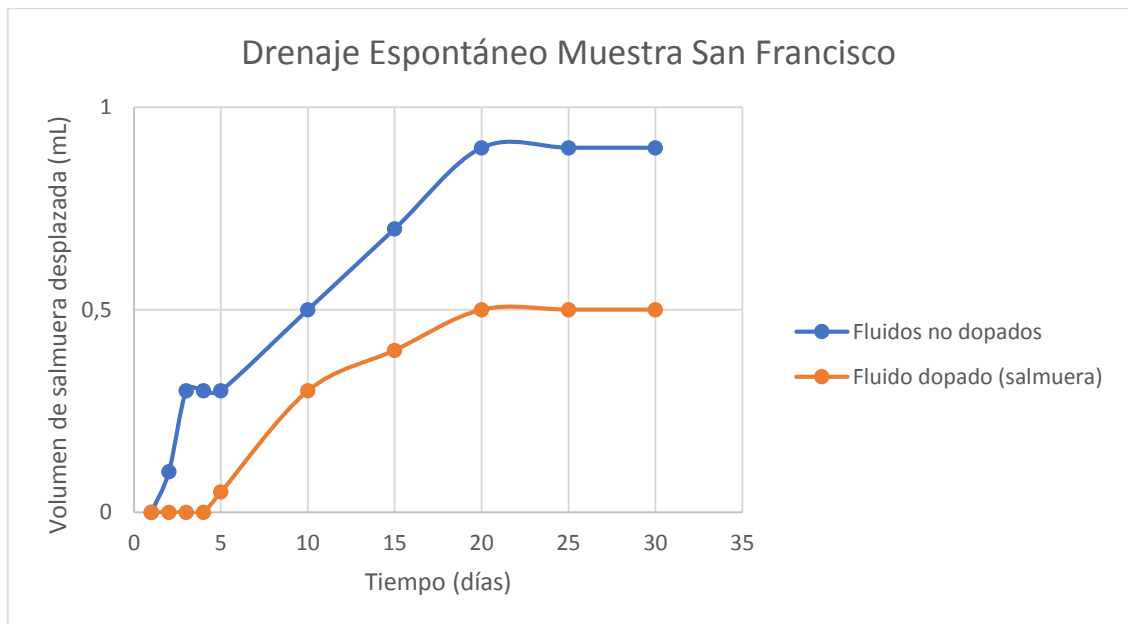
La salmuera dopada en alta concentración de NaI (yoduro de sodio), no mostró variación alguna en la propiedad de mojabilidad de la roca, por lo que se recomienda la aplicación de dopantes en la salmuera ya que no representa

implicaciones importantes en las propiedades petrofísicas de la roca para este caso específico (mojabilidad).

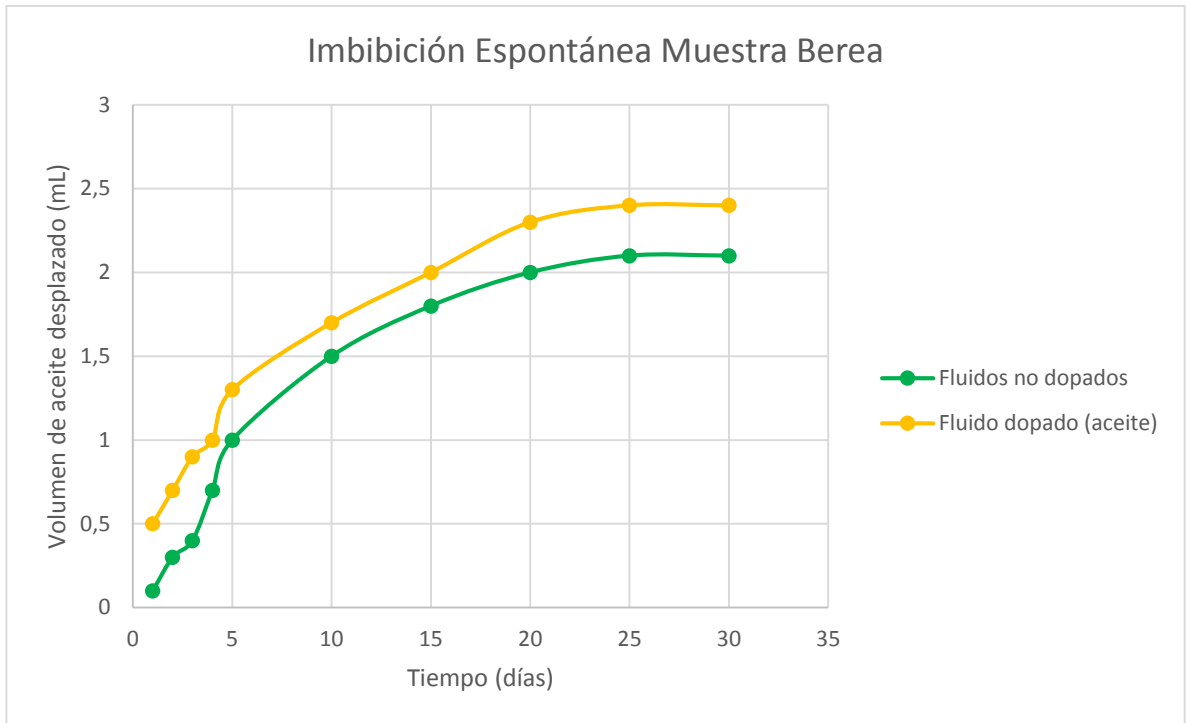
Gráfica 1. Imbibición espontánea muestra San Francisco.



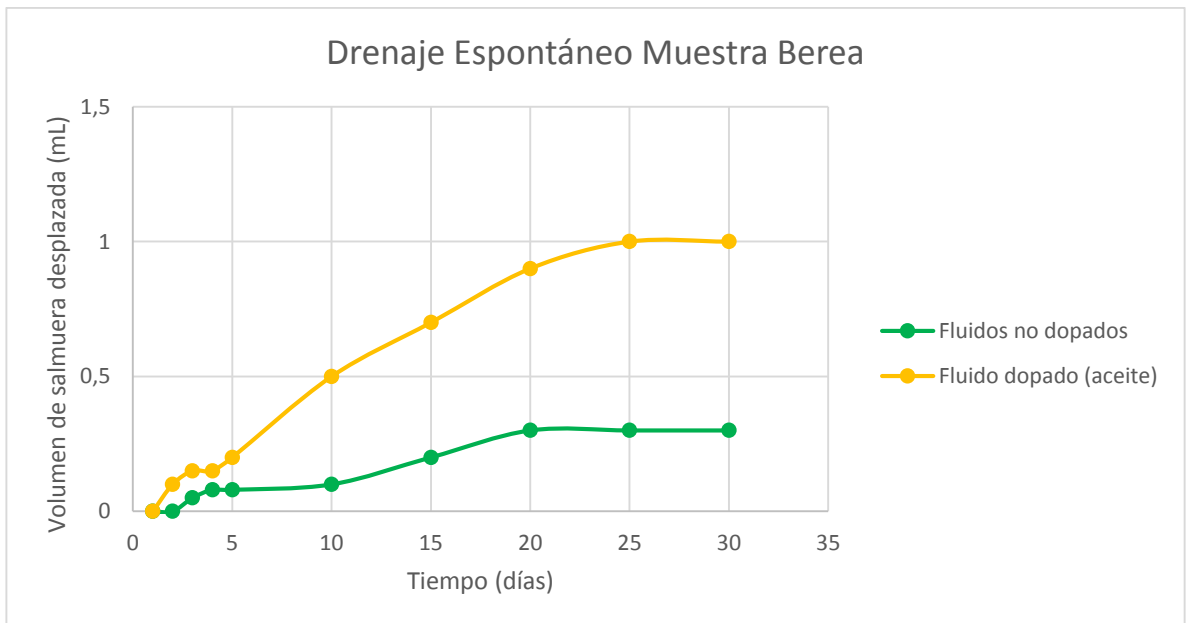
Gráfica 2. Drenaje espontáneo muestra San Francisco.



Gráfica 3. Imbibición espontánea muestra Berea.



Gráfica 4. Drenaje espontáneo muestra Berea.



7. CONCLUSIONES

- ✓ Los resultados reportados en este trabajo permiten establecer un precedente de variación de mojabilidad al aplicar productos dopantes en altas concentraciones a muestras de roca con determinadas propiedades petrofísicas.
- ✓ Este Trabajo de Grado recopila información básica sobre el uso de trazadores y deja un aporte importante en cuanto a conocer el efecto y reacción de los dopantes (yodo y NaI), con los fluidos (salmuera y aceite), en las muestras objetos del presente estudio (SF60-3387.3 y Berea), con respecto a la variación de la propiedad petrofísica de mojabilidad.
- ✓ Las pruebas experimentales para evaluación de mojabilidad antes y después de la aplicación de trazadores se realizaron mediante el método cuantitativo de Amott-Harvey, ya que como es sabido es uno de los métodos más confiables para evaluación de mojabilidad en muestras de roca. Al comparar los valores obtenidos de las pruebas, se puede observar numéricamente las variaciones generadas después de dopar los fluidos.
- ✓ El Yodo Analítico (I_2), dopante para aceite, si realizó modificación de mojabilidad en la muestra de roca Berea y aumentando el factor de recuperación de los fluidos que se encontraban dentro de la muestra de roca.
- ✓ EL dopante para salmuera Yoduro de Sodio (NaI), no generó ninguna variación en la mojabilidad, aun cuando se aplicó en alta concentración. (máxima concentración recomendada).

8. RECOMENDACIONES

- ✓ Se recomienda probar más dopantes, según los recomendados por (Vinegar y Wellington, 1986) y otros referidos en la literatura concerniente a Tomografía Axial Computarizada.
- ✓ Probar a menores concentraciones.
- ✓ Aplicar a otros Campos Petroleros Colombianos.
- ✓ Considerar las medidas de protección necesarias en cada fase de los proyectos que involucren la manipulación de materiales radioactivos (dopantes) y equipos de alta radiación (tomógrafo).
- ✓ Se recomienda ampliar la información existente sobre la técnica tomografía de núcleos de perforación y la aplicación de trazadores, en la industria petrolera, a fin de enriquecer y confirmar el conocimiento sobre su influencia en la recuperación de crudo.
- ✓ Este trabajo es el inicio de un tema que se puede indagar y experimentar más a fondo y con mayor cantidad de muestras en un tiempo mucho más extenso a fin de, a largo plazo, poder realizar una validación estadística y generar una tendencia en base a experimentos realizados.

BIBLIOGRAFÍA

AMOTT, E., "Observations Relating to the Wettability of Porous Rock"; Trans., AIME, v.216, pp. 156-62, 1167-G SPE General, T.P. 8069 – 1959.

ANDERSON, W.G.: "Wettability Literature Survey – Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the effects of Core Handling on Wettability". Paper SPE 13932; JPT (Oct. 1986) 1125-44.

ANDERSON, W.G.: "Wettability Literature Survey – Part 2: Wettability Measurement". Paper SPE 13933; JPT (Nov. 1986) 1246-62.

ANDERSON, W.G.: "Wettability Literature Survey – Part 3: The effects of Wettability on the Electrical Properties of Porous Media". Paper SPE 13932; JPT (Dec. 1986) 1371-78.

ANDERSON, W.G.: "Wettability Literature Survey – Part 4: The effects of Wettability on Capillary Pressure". Paper SPE 13932; JPT (Oct. 1987)1283-1300.

ANDERSON, W.G.: "Wettability Literature Survey – Part 5: The effects of Wettability on Relative Permeability". Paper SPE 13932; JPT (Nov. 1987) 1453-68.

ANDERSON, W.G.: "Wettability Literature Survey - Part 6: Effects of Wettability on Waterflooding" JPT (Dec. 1987) 1605-22.

BROWN, Robert J.S., Fatt, Irving, "Measurements of Fractional Wettability of Oil Fields' Rocks by the Nuclear Magnetic Relaxation Method", California Research Corp.743-G SPE Conference Paper – 1956.

CALHOUN, J.C.: "Criteria for Determining Rock Wettability," Oil and Gas J. (May 10, 1951) 50, No. 1, 151.

CAUSIN Emilio and BONA Nicola, AGIP SpA "In-Situ Wettability Determination: Field Data Analysis", 28825-MS SPE Conference Paper – 1994.

CUIEC L.A. "Restoration of the Natural State of Core Samples", Institut Francais du Petrole, Society of Petroleum Engineers of AIME, Paper SPE 5634; 1975.

CUIEC, L.E., Rock/Crude Oil Interactions and Wettability: An Attempt to Understand their Interrelation; paper SPE 13211, SP Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, September 16 – 19, 1984.

DESBRANDES Robert (Louisiana State U.) Z.A. Bassiouni (Louisiana State U.) Jorge Gualdron (Empresa Colombiana De Petroleos); "In Situ Rock Wettability determination with Wireline Formation tester data"; SPWLA Journal Paper SPE–1988.

DESBRANDES Robert, BASSIOUNI Zaki - LOUISIANA STATE UNIVERSITY and Jorge Gualdron - EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS; "In Situ Formation Wettability Determination in Depleted Zones" - SPE 21182 - SPE Latin America Petroleum Engineering Conference, 14-19 October, Rio de Janeiro, Brazil 1990.

DONALDSON, E.C., THOMAS, R.D., and LORENZ, P.B., "Wettability Determination and its Effect on Recovery Efficiency"; SPEJ, pp. 13-20, March 1969.

DUNNING, H.N. and JOHANSEN, R.T.: "Capillarimetric Method for Measurement of Crude Oil Wetting Tendency," Pet. Eng. (July 1958) 30, No.7, B26-B27-

Johansen, R.T. and Dunning, H.N.: "Relative Wetting Tendencies of Crude Oil by the Capillary Method," Producers Monthly (Sept. 1959)23, No. 11, 20-22.

ECOPETROL-HOCOL S.A. - PALERMO ASSOCIATION, San Francisco Field, Mary Foley and John Whitworth, Cartagena, March 1989.

GANT, Preston L., Anderson, William G., Conoco Inc.; "Core Cleaning for Restoration of Native Wettability", 14875-PA SPE Journal Paper – 1988.

HOUNSFIELD, G. N.: "A Method of and Apparatus for Examination of a Body by Radiation such as x- or Gamma radiation," British Patent No. 1,283,915, 1972.

HOUNSFIELD, G.N. Computerized transverse axial scanning (tomography). Part 1: Description of system. British Journal of Radiology, 46, 1973. 1016-22.

JADHUNANDAN, P.P., and MORROW, N.R., Effect of Wettability on Waterflood Recovery for Crude Oil/Brine/Rock Systems; paper SPE 22597, Annual Technical Conference and Exhibition of SPE, Dallas, TX, October 6 – 9, 1991, published SPE Reservoir Engineering, pp. 40-46, February 1995.

MORROW, N.R., and Mc CAFFERY, F.G., Displacement Studies in Uniformly Wetted Porous Media; in Wetting, Spreading and Adhesion, J.F. Padday (ed.) Academic Press, New York, pp. 289-319, 1978.

MORROW, N.R., LIM, H.T., and WARD, J.S., Effect of Crude-oil-Induced Wettability Changes on Oil Recovery; SPEFE, pp. 89-103, February 1986.

MORROW, Norman R., "Wettability and Its Effect on Oil Recovery", 21621-PA SPE Journal Paper – 1990.

MUNGAN, N.: "Certain Wettability Effects in Laboratory Waterfloods," JPT (Feb. 1966) 247-52; Trans., AIME, 237.

MUNGAN, N. EMERY, L.W., and NICHOLSON, R.W. "Caustic Slug Injection in the Singleton Field" .J. Pet, Tech. 22, Pag. 1569 – 1576, 1970.

Norma API RP 40 de 1998, Recommended Practices for Core Analysis. Exploration and Production Department - RECOMMENDED PRACTICE 40, SECOND EDITION, FEBRUARY 1998.

Plan de Desarrollo Integrado Campo San Francisco – ECOPETROL, EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN VICEPRESIDENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO 2013.

SALATHIEL, H.A. "Oil Recovery by Surface Film Drainage in Mixed-Wettability Rocks," J.Pet.Tech. 25, pp.1216-1224, October 1973.

VINEGAR, H. J. and WELLINGTON, S. L.: "Tomographic Imaging of Three-Phase Flow Experiments," Rev. Sci. Instrum. (1987) 58, 96-107.

WANG, S. Y., AYRAL , S. & GRYTE, C. C., 1984. Computer assisted tomography for the observation of oil displacement in porous media. SPE, Volume 4, pp. 53-55.

WELLINGTON S.L., VINEGAR H.J., "X-Ray Computerized Tomography", Journal of Petroleum Technology, August 1987, 885-898.

WITHJACK, E. D. The Role of X-Ray Computed Tomography in Core Analysis. 2003

WITHJACK, E. M., Computed tomography for rock-property determination and fluid flow visualization. SPE, 1988. pp. 183-196.

ANEXOS

ANEXO A. REGISTRO FOTOGRÁFICO

