

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

Metodología para el desplazamiento de la inyección de agua inteligente a través de un equipo convencional de coreflooding.

María Fernanda Vargas Camargo y Camilo Antonio Gómez Rey

Trabajo de grado para optar al título de ingenieros de petróleo

Director

Julio Cesar Pérez Angulo

M.Sc. Ingeniería de Hidrocarburos

Codirectora

Jimena Lizeth Gómez Delgado

Magíster en Ingeniería de Petróleos y Gas

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingeniería Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga

2021

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

Dedicatoria

Este trabajo se lo dedico a mi madre Janeth y a mi padre Antonio, por ser mi ejemplo a seguir y cuidar siempre de mí. Me siento orgulloso que sean mis padres.

A mi hermana Laura y mi hermano Daniel, por estar siempre pendientes de mí. Gracias por aconsejarme todo este tiempo, esto me ha llevado a ser la persona que soy hoy en día.

Camilo Antonio Gómez Rey.

Agradecimientos

Quiero dar mis agradecimientos a mi familia por su compañía y su incondicional apoyo. Este logro es para ustedes.

A mis amigos de la Universidad, gracias por compartir este tiempo conmigo, por dejarme conocerlos. Las experiencias vividas durante la Universidad fueron únicas, de alegrías, de tristezas, de traspasadas, de madrugadas, de habilitaciones, de triunfos, suerte y muchas otras que se me pasan, sin embargo, fue la mejor época hasta ahora. Gracias amigos.

A la Escuela de Petróleos, por medio de sus profesores y sus empleados, gracias por hacer de la escuela un excelente lugar para nosotros los estudiantes.

A la oficina de Posgrados de la Escuela gracias por su apoyo e inagotable paciencia. Gracias chicas.

A la División de Gestión de Talento Humano de la universidad (DGTH), por brindarme la oportunidad de ser auxiliar este último tiempo de mi vida universitaria.

Gracias a cada uno de ellos que me hicieron sentir como en casa. A la oficina de nóminas que me recibieron primero, gracias por los felices momentos vividos. A

SST, por dejarme entrar a esta oficina, grandes personas me encontré y me enseñaron valores muy importantes para mi vida.

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

A María Fernanda mi compañera de tesis, por acompañarme en este último paso de la Universidad, por aguantarme y recordarme lo que estaba pendiente.

Gracias Mafe.

Camilo Antonio Gómez Rey.

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

Dedicatoria

Este trabajo va dedicado a mi mamá Nelly Camargo y mi papá Alexander Murillo, por estar en todos los momentos de mi vida, Dios no pudo darme unos mejores padres para acompañarme en esta vida, ustedes son mi motor.

Maria Fernanda Vargas Camargo

Agradecimientos

Quiero dar gracias a mis padres Nelly y Alexander por todo el apoyo que me dieron este tiempo, sin ustedes no hubiera sido posible alcanzar este logro. No tengo las palabras para describir lo que significan para mí.

Gracias a mi familia, a mi abuela Flor Elva y a Iker por ese constante apoyo y compañía.

A mis amigos Tadeo, Leidy, Julio, Bayron, Avella y Diego, gracias por estar ahí cada vez que necesitaba una risa, un consejo o un regaño o simplemente su compañía. Los momentos que pase con cada uno de ustedes o todos juntos no se me van a olvidar.

A cada una de las personas que me brindó su apoyo en algún momento, mis compañeros de universidad, siempre estaré agradecida por su apoyo.

A mi compañero de tesis Camilo, gracias por trabajar conmigo y por siempre tener esa energía positiva ante cada dificultad que se presentaba. Gracias camilin.

María Fernanda Vargas Camargo

Tabla de contenido

Introducción.....	12
1. Objetivos	16
1.1 Objetivo general	16
1.2 Objetivos específicos	16
2. Pruebas de caracterización y evaluación de propiedades petrofísicas antes de realizar un coreflooding con agua inteligente	17
2.1 Caracterización de yacimientos.....	17
2.1.1 Escalas de caracterización	17
2.1.2 Tipos de caracterización	19
2.1.3 Porosidad	27
2.1.4 Pruebas de obtención	30
2.1.5 Permeabilidad	34
2.1.6 Saturación de fluidos.....	43
2.1.7 Tensión interfacial.....	46
2.1.8 Mojabilidad.....	47
2.1.9 Prueba de difracción de Rayos X (XRD).....	50
3. Evaluar las diferentes técnicas usadas en la industria para el desplazamiento de fluidos en medio poroso	51
3.1 Inyección de agua de baja salinidad.....	57
3.2 Efectos del agua inteligente en rocas carbonatadas	58
3.3 Efectos del agua inteligente en rocas areniscas	61

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

3.4	Propiedades interfaciales afectadas cuando el sistema roca- fluido entra en contacto con agua de baja salinidad (LSW).	63
3.4.1	Cambio en la mojabilidad.	64
3.4.2	Modificación del pH	65
3.4.3	Migración de finos	65
3.4.4	Intercambio iónico multicomponente (mie)	66
3.5	Técnicas usadas en la industria para el desplazamiento de fluidos en medio poroso. 51	
3.6	Prueba de desplazamiento.....	53
4.	Evaluación de los diferentes tipos de equipos usados en la industria para realizar pruebas de desplazamiento y seleccionar el más conveniente para desplazar agua inteligente. 68	
4.1	Coreflooding System.....	68
4.1.1	Corebarrel convencional	71
4.1.2	Corebarrels convencionales de alta resistencia.	73
4.1.3	Revestimiento de corebarrel	73
4.1.4	Corebarrel interno de un solo uso	74
4.1.5	Corazonamiento en un pozo horizontal o de un ángulo elevado.....	75
4.1.6	Equipo de desplazamiento radial.....	76
4.1.7	Equipo de desplazamiento lineal	78
5.	Protocolo de prueba para el desplazamiento de agua inteligente en un medio poroso 81	
6.	Conclusiones	86
7.	Recomendaciones	87
	Referencias Bibliográficas	88

Lista de figuras

Figura 1. Caracterización de rocas según Haldorsen	18
Figura 2. Caracterización de rocas según Lake.....	19
Figura 3. Etapas de madurez textural según Folk	23
Figura 4. Escala de tamaño de grano de Udden-Wentworh	23
Figura 5. Estructura y forma de los granos.....	24
Figura 6. Estructura de las rocas sedimentarias	25
Figura 7. Procedimiento para determinar porosidad por saturación	30
Figura 8. Esquema de la division de núcleos.....	31
Figura 9. Porosímetro de helio	32
Figura 10. Proceso para la medición de porosidad, según Porosímetro de helio	33
Figura 11. Representación de la ley de Darcy	35
Figura 12. Concepto de la Ley de Darcy en un medio poroso	35
Figura 13. Corrección de Klinkenberg con diferentes gases	38
Figura 14. Curvas de permeabilidad relativas.....	39
Figura 15. Permeámetro al gas Ruska	41
Figura 16. Procedimiento para el análisis de la permeabilidad al gas Ruska	41
Figura 17. Saturación de fluidos en un medio poroso	43
Figura 18. Procedimiento para la determinación de saturación de fluidos en muestras cilíndricas.....	45
Figura 19. Comportamiento de la tensión interfacial con la temperatura	47
Figura 20. Mojabilidad en petróleo y agua	48
Figura 21. Clasificación de la mojabilidad	42

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

Figura 22. Experimento de recuperación de petróleo en núcleos de afloramiento de tiza realizado a 90 °C	59
Figura 23. Experimento de recuperación de petróleo realizado a 100 °C en un sistema restaurado de núcleos de caliza compuestos.....	61
Figura 24. Experimento de recuperación de petróleo realizado a 100 °C en un sistema restaurado de núcleos de caliza compuestos.....	63
Figura 25. Comportamiento de agua de baja salinidad en un medio poroso	64
Figura 26. Test de recuperación de petróleo en laboratorio. Se evidencia el aumento de pH y de %OOIP al utilizar LSW	66
Figura 27. Tipos de intercambio asociados al MIE.....	66
Figura 28. Comportamiento de agua de baja salinidad en un medio poroso.....	51
Figura 29. Test de recuperación de petróleo en laboratorio.	52
Figura 30. Esquema de un equipo para pruebas de desplazamiento	55
Figura 31. Equipo de desplazamiento radial.....	77
Figura 32. Portanúcleos del equipo de desplazamiento radial (EDR).....	78
Figura 33. Equipo de desplazamiento COREPET	79
Figura 34. Equipo de permeabilidad relativa Vinci RPS700.....	80
Figura 35. Valores de pH de las muestras de agua baja salinidad (LS) y agua de mar (SW) durante un proceso de inyección	84

Lista de tablas

Tabla 1. Clasificación de la porosidad	29
Tabla 2. Reglas para determinar la mojabilidad de acuerdo con las gráficas de la permeabilidad relativa w-o	40
Tabla 3. Clasificación de valores de permeabilidad.....	43
Tabla 4. Valores determinados por la prueba de Amott que indican tipo de mojabilidad	53
Tabla 5. Resumen de los principales sistemas de saturación existentes utilizados a nivel mundial	69
Tabla 6. Sistema de corazonamiento convencional	72
Tabla 7. Tipos de corecatcher	74
Tabla 8. Composición de salmueras	83

Resumen

Título: Metodología para el desplazamiento de la inyección de agua inteligente a través de un equipo convencional de coreflooding. *¹

Autores: : Maria Fernanda Vargas Camargo y Camilo Antonio Gómez Rey **²

palabras claves: Pruebas de Desplazamiento, Agua Inteligente, EOR, Mojabilidad, inyección de agua.

Descripción: La inyección de agua inteligente es un método de recuperación mejorada de petróleo (EOR), que mejora la recuperación de crudo mediante la alteración de la mojabilidad por una perturbación del equilibrio químico que existe en el yacimiento. Durante este proceso aumenta las fuerzas capilares y se da la imbibición de agua generando así una mayor eficiencia de barrido microscópico. La mojabilidad inicial del yacimiento, la mineralogía de la roca, composición iónica del agua de formación y la del crudo son las variables que dependen en el aumento del factor de recobro. Este método tiene suficientes razones para ser usado porque es económico en comparación a otros y puede ser utilizado combinando otros métodos como inyección de polímeros. Por ser relativamente nuevo, se tiene poca experiencia en proyectos de campo, sin embargo, las pruebas de desplazamiento que se han realizado mostraron resultados prometedores en rocas areniscas y carbonatos, el uso en conjunto de diferentes técnicas de desplazamiento puede mostrar instantáneamente una alta o baja recuperación de petróleo cuando se usa agua inteligente. Para realizar un proyecto de agua inteligente aplicado a un campo, se tienen que desarrollar pruebas de desplazamiento en un equipo de coreflooding. El objetivo de esta investigación es realizar una guía metodológica donde se evidencien los pasos adecuados que requiere una prueba de desplazamiento, con el fin de facilitar e incentivar la realización de nuevas pruebas de agua inteligente.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Julio Cesar Pérez Angulo, Ingeniero de Petróleos.

Abstract

Title: Methodology for displacement of smart water injection through conventional coreflooding equipment. *³

Authors: Maria Fernanda Vargas Camargo y Camilo Antonio Gómez Rey **⁴

Keywords: Coreflooding tests, Smart Water, EOR, Wettability, Water flooding.

Description: Smart water injection is a method of enhanced oil recovery (EOR), which improves oil recovery by altering the wettability by disturbing the chemical equilibrium in the reservoir. During this process, capillary forces increase and water imbibition occurs, thus generating a higher microscopic sweep efficiency. The initial wettability of the reservoir, the mineralogy of the rock, the ionic composition of the formation water and that of the crude oil are the variables that depend on the increase of the recovery factor. This method has enough reasons to be used because it is economical compared to others and can be used in combination with other methods such as polymer injection. Being relatively new, there is little experience in field projects, however, the displacement tests that have been performed showed promising results in sandstone and carbonate rocks, the joint use of different displacement techniques can instantly show high or low oil recovery when using smart water. To realize a smart water project applied to a field, displacement tests have to be developed in a coreflooding rig. The objective of this research is to make a methodological guide where the proper steps required for a displacement test are evidenced, in order to facilitate and encourage the realization of new smart water tests.

*Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Julio Cesar Pérez Angulo, Ingeniero de Petróleos.

Introducción

La inyección de agua es el método más común de la recuperación secundaria de crudo. Su principal uso es de mantener la presión en el yacimiento y obtener una mejor eficiencia de barrido por medio de la interacción de fuerzas viscosas, capilares y gravitacionales. Estudios han comprobado que el cambio en la salinidad del agua de inyección incrementa la recuperación de petróleo. Este método de recobro mejorado es la inyección de agua de baja salinidad (LSW). El primer efecto del incremento de la recuperación de petróleo con la inyección de agua inteligente en areniscas fue identificado hace más de 70 años (Martin, 1959) donde se observó que la inyección de agua de baja salinidad en un core con contenido de arcillas tenía una mayor recuperación de petróleo con respecto a una inyección de salmuera.

Varias pruebas de desplazamiento que se han realizado, mostraron que las condiciones ideales para se desarrolle un proceso efectivo de inyección de agua de baja salinidad en rocas areniscas debería tener la presencia de: caolinita, un mineral que se encuentra en las arcillas, iones divalentes en el agua y componentes polares en el petróleo (Tang y Morrow, 1999; Lager et al., 2006), pero esto no es del todo acertado, ya que también se ha podido evidenciar que no es indispensable lo anterior para que se dé la recuperación de crudo. Se presenta el ejemplo de un estudio donde se manifestó recuperación de petróleo utilizando LSW a un core sin presencia de caolinita o iones divalentes en el agua de inyección (Cissokho et al., 2009). Estos resultados fueron observados cuando se realizó una inyección de agua de baja

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

salinidad, sin embargo, no se tiene una única causa para dar explicación a la recuperación de crudo. Por medio de esta investigación se pretender evidenciar las principales pruebas de caracterización de la roca, evaluar los diferentes equipos usados para realizar prueba de desplazamiento de fluidos. Adicionalmente, se elaborará una metodología para la prueba de inyección de agua inteligente en un equipo convencional de coreflooding.

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

1. **Objetivos**

1.1 Objetivo general

Diseñar una metodología para el desplazamiento de la inyección de agua inteligente a través de un equipo convencional de coreflooding.

1.2 Objetivos específicos

Determinar las pruebas requeridas de caracterización y evaluación de propiedades petrofísicas antes de realizar un coreflooding con agua inteligente.

Evaluar las diferentes técnicas usadas en la industria para el desplazamiento de fluidos en medio poroso.

Evaluar los diferentes tipos de equipos usados en la industria para realizar pruebas de desplazamiento y seleccionar el más conveniente para desplazar agua inteligente.

Realizar el protocolo de prueba para el desplazamiento de agua inteligente en un medio poroso.

2. Pruebas de caracterización y evaluación de propiedades petrofísicas antes de realizar un coreflooding con agua inteligente

2.1 Caracterización de yacimientos

Caracterizar un yacimiento brinda información acerca de cuáles son las propiedades que poseen las rocas productoras que hacen parte de la formación, así mismo se pueden obtener las características del fluido que se encuentra acumulado en estas mismas. De acuerdo al volumen de la roca existen diferentes escalas de caracterización.

2.1.1 Escalas de caracterización

2.1.1.1 Escala según Haldorsen: La clasificación Expuesta por Haldorsen propone cuatro escalas de caracterización: Microscópica, haciendo referencia a volúmenes muy pequeños, como los que puede presentar una arena en sus poros y granos; macroscópica, la cual toma las medidas convencionales que se usan en las muestras de los núcleos que se llevan al laboratorio; Megascópica, esta hace alusión a la dimensión de los bloques que se presentan en los modelos de simulación; y Gigascópica, para rocas de volúmenes muy grandes. La figura 2 muestra la caracterización descrita anteriormente (Carmona & Fernández, 2014).

2.1.1.2 Escala según Lake: Lake expuso una clasificación semejante a la anterior:

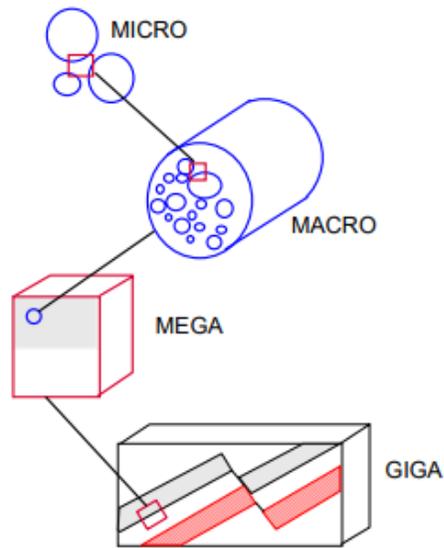
Microscópica: Considera cientos de granos contenidos en un volumen muy pequeño de la roca, generalmente son analizados en el laboratorio como redes a través de microscopios.

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

Macroscópica: Hace referencia al espacio que hay entre los pozos, esto generalmente se obtiene mediante correlaciones geológico-petrofísicas o por medio de pruebas de cambios de presión en los pozos.

Figura 1.

Caracterización de rocas según Haldorsen.



Nota: Tomado de Carmona & Fernández, (2014). Caracterización integrada de yacimientos petroleros. Universidad Nacional Autónoma de México.

Mesoscópica: Considera aspectos petrofísicos o geológicos como lo son la variación vertical de la porosidad, límites verticales u otros que manejen una escala pequeña. Estos datos por lo general se logran por medio de registros o analizando núcleos que fueron tomados de los límites verticales de las capas.

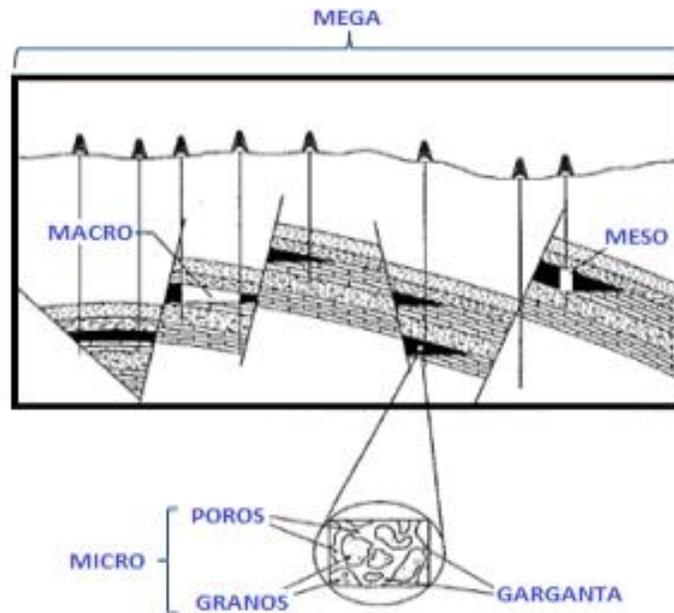
Megascópica: Toma como referencia el volumen total del yacimiento, se deduce por medio de pruebas de variación, datos sísmicos o con correlaciones de tipo geológico o petrofísico.

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

Con los datos cualitativos y cuantitativos obtenidos previamente y la caracterización correspondiente a diferentes escalas, se puede generar un modelo ya sea estático o dinámico, el primero se obtiene teniendo conocimiento sobre cuáles son las propiedades geológicas, petrofísicas y geofísicas de la roca, lo que permite caracterizar el sistema de esta forma. El modelo dinámico necesita del anterior y de información obtenida por medio de pruebas de trazadores, producción y presión para poder caracterizarlo. En conjunto estos dos modelos ayudan a establecer que método de explotación es el más conveniente y a dar una estimación de la producción, así como cuál sería el movimiento de los fluidos en el yacimiento, esto traería como consecuencia un buen desarrollo técnico y económico del proyecto.

Figura 2.

Caracterización de rocas según Lake.



Nota: Tomado de Carmona & Fernández, (2014). Caracterización integrada de yacimientos petroleros. Universidad Nacional Autónoma de México.

2.1.2 Tipos de caracterización

Hay 3 tipos de caracterización que permiten hacer una descripción completa del yacimiento.

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

2.1.2.1 Caracterización de los fluidos. Agua, aceite y/o gas son los fluidos encargados de saturar el espacio poroso de las rocas en un yacimiento, por lo tanto, el conocimiento de cuáles son las características termodinámicas, físicas y químicas de estos además de sus propiedades, dará una posible idea de cuál será el comportamiento que tendrá el reservorio.

2.1.2.2 Caracterización del agua. La importancia del conocimiento de las características del agua se debe a que siempre se encuentra presente en las rocas que conforman el yacimiento, ya sea acompañada de hidrocarburo o de manera exclusiva, al ser generalmente un fluido que le aporta energía al yacimiento para su producción, ocurre que en algunos casos esta llegue a superficie de manera conjunta con el aceite y/o gas. Su caracterización se da con muestras que son estudiadas en el laboratorio y por medio de registros geofísicos. Generalmente se obtienen valores de salinidad, resistividad eléctrica, viscosidad, factor de volumen, densidad, composición química y relación de la solubilidad gas-agua.

2.1.2.3 Caracterización de los hidrocarburos. La caracterización de los hidrocarburos se lleva a cabo mediante análisis de laboratorio o campo. En estas pruebas se puede obtener densidad, viscosidad, composición, presiones de rocío y burbuja. Esta caracterización es de vital importancia a la hora de elegir el método de recuperación adecuado en el subsuelo, como su transporte y almacenamiento en superficie.

2.1.2.4 Caracterización de la roca. La roca almacén es la encargada de guardar todo el hidrocarburo, esta debe ser caracterizada de acuerdo con diferentes variables.

Caracterización geológica. Para poder conocer las características del yacimiento como lo son el tipo de trampa, sus límites, relieve, geometría y profundidad o información de la roca como la textura, clasificación, tamaño entre otras, se debe tener toda la información

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

geológica del subsuelo que sea posible, esta generalmente se consigue por medio de muestra de rocas, registros geofísicos y datos sísmicos. Algunas propiedades como la redondez, madurez o esfericidad de los granos se obtienen mediante estudios granulométricos y petrográficos que se le hacen a la roca, ya que estas son de carácter microscópico, aunque también se pueden obtener mediante métodos estadísticos. Algunos instrumentos que se utilizan para obtener lo anterior son: el microscopio eléctrico, microscopio petrográfico y mallas. Los modelos aplicados a esta caracterización son:

- **Modelo estratigráfico:** Rama de la geología aplicada a las rocas estratigráficas que nos va a permitir identificar la columna estratigráfica, ciclos de sedimentación, espesor, calidad, distribución, horizontes, edad entre otras características. Este proceso consta de 3 etapas que son: Descripción de los estratos, una correlación local y una interpretación de secuencias.

- **Modelo estructural:** Con este modelo se podrá construir mapas, ya que ofrece una representación geométrica en 3 dimensiones de cuál es la organización geología que está en el subsuelo, Estos mapas tienen el objetivo de estimar cual será el volumen de hidrocarburo que estará presente en el yacimiento y cuál es el área por convenir para realizar la perforación. Este modelo se enfoca principalmente en las fallas, plegamientos y fracturas y las características de estas

- **Modelo sedimentológico:** Para realizar este modelo el factor principal será el análisis y descripción del núcleo, este se considera como el método más confiable al momento de querer rehacer cuales fueron las condiciones bajo las cuales ocurrió la deposición y consolidación de las rocas presentes en el yacimiento. Así mismo al momento de realizar este análisis se pueden integrar varios parámetros y concluir cuál es la relación entre estos, posteriormente determinar cuál es el ambiente sedimentario de los pozos de interés y

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

finalmente generar el modelo de sedimentación del área. En la mayoría de los casos el análisis de un solo núcleo no permite obtener los datos para realizar el modelo, a menos que haya material específico que facilite esta descripción, como lo son la presencia de fósiles. A pesar de esto se podría conocer cuál es el ambiente de origen de la muestra realizando un análisis petrográfico y bioestratigráfico. Un factor esencial para lo anterior sería el análisis de facies que da como resultado la descripción, origen y clasificación de cualquier roca sedimentaria, así como cuales fueron los ambientes y los procesos que ayudaron a su formación, con la información anterior se describe cuál es la secuencia estratigráfica que optimizaran los procesos de recuperación secundaria.

- Caracterización geofísica: Conocer estos datos permitirán disminuir de una manera considerable los problemas que se pueden presentar en el momento de la perforación de las zonas de interés. Esta caracterización necesita de otra previamente, que es la caracterización sísmica.

- Caracterización sísmica: Esta nos brinda una representación gráfica de los diferentes cambios laterales de la formación que se está analizando, fallas presentes y plegamientos, también se pueden generar mapas 2D, 3D y en algunas ocasiones 4D, la resolución de estos va a depender de la longitud, amplitud y frecuencia de la onda que se va a usar para generarlos, ya que los cambios de estas variables permitirán obtener diferentes características sísmicas. En la caracterización geológica se deben tener en cuenta varias propiedades, algunas de estas son:

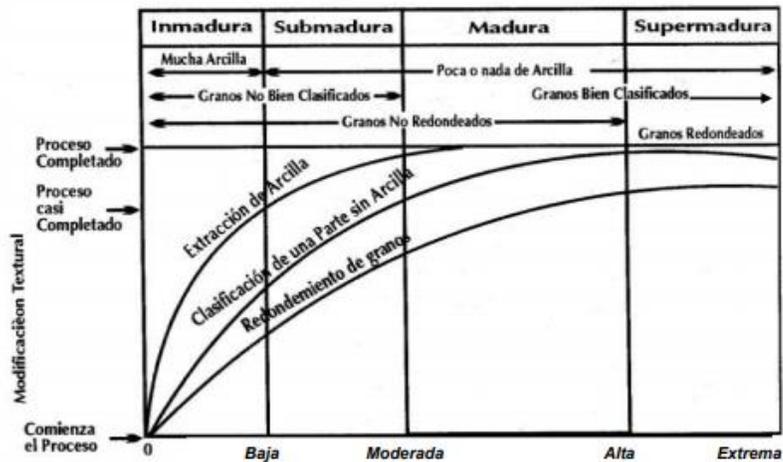
- Madurez textural: Es una medida que se determina cualitativamente y se puede entender como un grado de desarrollo alcanzado por los procesos que dieron origen a la roca en estudio, pueden presentarse de 2 formas, una madurez mineralógica o una textural. R.L Folk muestra una representación acerca de las etapas que se presentan (figura 3).

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

➤ Tamaño de grano: El tamaño de grano brinda principalmente información geológica acerca de cómo fue el transporte y las condiciones energéticas a las cuales fue expuesta la roca, de acuerdo con la textura de esta misma. La escala de tamaño de grano que se usa actualmente es la de Udden-Wentworth (figura 4).

Figura 3.

Etapas de madurez textural según Folk.



Nota: Tomado de Carmona & Fernández, (2014). Caracterización integrada de yacimientos petroleros. Universidad Nacional Autónoma de México.

Figura 4.

Escala de tamaño de grano de Udden-Wentworth.

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

CLASIFICACION DE SEDIMENTOS			
Límites de Clases (milímetros)	Clases de tamaño		Término para roca
256 16 4 2	G r a v a s	Peñascos	Conglomerado Brecha Rudita Rocas rudáceas
		Mataténas	
		Guijarros	
		Gránulos	
1 0.05 0.25 0.125 0.0625	A r e n a s	Arenas muy gruesas	Arenisca Arenita Rocas arenáceas
		Arenas gruesas	
		Arenas medianas	
		Arenas finas	
		Arenas muy finas	
0.0312 0.0156 0.0078 0.0039	L i m o s	Limo grueso	L i m o l i t a Argilita Rocas argiláceas Lodolita Rocas Lodosas Lutita
		Limo medio	
		Limo fino	
		Limo muy fino	
		Arcilla	

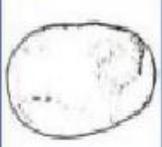
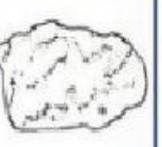
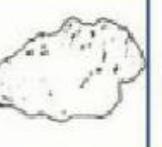
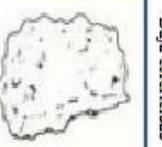
Nota: Tomado de Switzer, Adam. (2013). Measuring and Analyzing Particle Size in a Geomorphic Context. *Treatise on Geomorphology*. 14. 224-242. 10.1016/B978-0-12-374739-6.00385-7.

➤ Redondez del grano: Hace referencia a la angularidad de las esquinas de la roca, considerando la existencia de bordes en la misma, esta propiedad es de carácter cualitativo, y se puede seleccionar su grado de acuerdo con la figura 5. Los granos se pueden clasificar como muy angulosos, subangulosos, subredondeados, redondeados y muy redondeados. Lo anterior se manifiesta en los granos de la roca como consecuencia al desgaste que esta tuvo durante el transporte.

Figura 5.

Estructura y forma de los granos.

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

Muy redondeado	Redondeado	Subredondeado	Subanguloso	Anguloso	Muy anguloso	
						Baja esfericidad
						Alta esfericidad

Nota: Tomado de Beltrán, E (2012). Estudio Sedimentológico Comparativo entre las Formaciones Mugrosa y Colorado; Y Modelamiento de los Niveles de las Arenas A2 de la Formación Colorado en el Campo Casabe en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Santander.

➤ **Matriz:** Es un material muy pequeño que se encuentra rodeando a granos más grandes que están sedimentados en los intersticios del armazón, esta propiedad se determina de forma cualitativa.

➤ **Cemento:** Este está formado principalmente por minerales que se han depositado entre el espacio poroso de los granos. El proceso de formación de este, se da después de que los sedimentos se han depositado, como causa de una interacción química entre los granos de la roca que son inestables y el agua de formación o debido a la precipitación de minerales que se encuentren en suspensión con el agua circulante entre los poros.

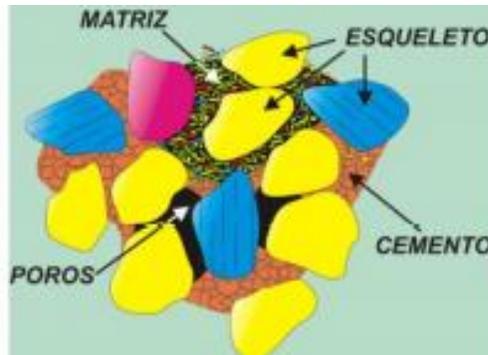
➤ **Armazón:** Son los granos que soportan la roca y se caracterizan por ser los más numerosos y los de mayor tamaño.

➤ **Poros de la roca:** Es un espacio vacío de la roca que puede ser ocupado por agua, aire o hidrocarburo.

Figura 6.

Estructura de las rocas sedimentarias.

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE



Nota: Tomado de Arandia, (2018). caracterización petrofísica y sedimentológica de las arenas del mioceno temprano como potencial gasífero presentes en la cuenca de La Guajira, campo Chuchupa en el área de influencia del pozo “C1”. Universidad Pedagógica Y Tecnológica De Colombia.

➤ Composición de los minerales: Se pueden presentar dos tipos de minerales en las rocas; los alogénicos y los autigénicos, los primeros se originan en un lugar diferente de donde se depositó el sedimento y son trasladados por un agente externo que puede ser agua, hielo o viento, el segundo tipo de mineral tiene su origen como consecuencia de la precipitación química que se da en la misma cuenca donde se depositó. El método lineal de análisis micrométrico o método *Delesse- Rosiwal*, es el proceso cuantitativo más sencillo para analizar los porcentajes de cada mineral que se encuentra presente en la roca, ya que la mayoría de estas son mezclas son una mezcla de componentes los alogénicos y los autigénicos.

➤ Caracterización petrofísica: En esta caracterización se busca obtener cuales son las propiedades de la roca y cómo interactúan con los fluidos que se encuentran in situ. Se debe tener en cuenta algunos parámetros para realizar lo anterior y estos son: la porosidad, permeabilidad, espesor de la capa permeable y las saturaciones de los fluidos. Estas mediciones se pueden hacer de dos maneras, la primera es usando los registros geofísicos del

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

pozo en estudio y la segunda es obtener la información por medio de pruebas que se realizan a los núcleos en el laboratorio.

2.1.2.5 Caracterización del sistema roca-fluido. La caracterización se debe hacer de forma conjunta, tomando la información por aparte de los componentes del sistema y la que se obtenga de las muestras de rocas que estarán saturadas de fluido. Datos como tensión interfacial, presión capilar, mojabilidad, permeabilidades relativas y efectivas y saturaciones que son obtenidos de pruebas de formación, variación de presión o registros geofísicos. Se debe tener en cuenta que aplicar los dos métodos tendrá como resultado que se pueda hacer una mejor calibración de la información obtenida. Algunos de los parámetros petrofísicos que vamos a obtener con las pruebas anteriores son: Saturación de roca, Porosidad, Permeabilidad, Viscosidad, Angulo de contacto, Presión de Saturación, Salinidad. A continuación, se hará referencia a algunas propiedades petrofísicas y como es el proceso en el laboratorio para poder obtenerlas, el cual ayudara a caracterizar la roca para poder realizar cualquier prueba de coreflooding.

2.1.3 Porosidad

Se define como la fracción de volumen que posee la roca para almacenar hidrocarburo o cualquier fluido, la medida de esta propiedad se puede hacer una forma directa o indirecta mediante el uso de *plugs* o con registros de pozos. La porosidad puede ser expresada en porcentaje o fracción, mediante la siguiente expresión:

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} \quad (1)$$

Donde:

$$\emptyset = \text{Porosidad}$$

$$V_p = \text{Volumen poroso (ft}^3\text{)}$$

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

$$V_t = \text{Volumen total (ft}^3\text{)}$$

El valor de porosidad teórico que resulta del uso de la *ecuación 1* utiliza datos que se obtienen en el laboratorio, en cambio cuando los valores se dan mediante el análisis de registros se usa la *ecuación 2*, la cual si toma como variable los fluidos que puede contener la roca.

$$\Phi_t = V_{fl} + V_{ag} \quad (2)$$

Donde:

$$\Phi_t = \text{Porosidad total}$$

$$V_{ag} = \text{Volumen de agua irreducible (ft}^3\text{)}$$

$$V_{fl} = \text{Volumen de fluidos libres (ft}^3\text{)}$$

De lo anterior se considera como fluidos libres aquellos que no se encuentran adheridos a la pared del poro, por lo tanto, estos se producirán al momento de iniciar la producción. El agua irreducible es aquella que permanece adherida a la roca después de acabar con la migración. Podemos clasificar la porosidad de acuerdo con la tabla 1.

Hay diferentes variables que afectan la porosidad como lo son el empaquetamiento, tamaño de grano, la cementación, contenido de arcilla y la forma de la roca. Todas estas variables van a hacer que el valor de esta propiedad aumente o se reduzca. La porosidad se puede dividir en 3 grupos:

➤ Porosidad absoluta: Se puede definir como una relación de volumen total de los poros con respecto al volumen total de la roca, aquí no se toma en cuenta si estos poros se encuentran comunicados o no.

$$\Phi_a = \frac{V_{pc} + V_{pnc}}{V_r} \quad (3)$$

Donde:

$$\Phi_a = \text{Porosidad absoluta}$$

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

$$V_{pc} = \text{Volumen de poros comunicados (ft}^3\text{)}$$

$$V_{pnc} = \text{Volumen de poros no comunicados (ft}^3\text{)}$$

$$V_r = \text{Volumen de la roca (ft}^3\text{)}$$

Tabla 1.

Clasificación de la porosidad.

Porosidad (%)	Calidad
Muy buena	>20
Buena	15-19
Moderada	10-14
Pobre	5-9
Muy Pobre	>5

Nota: Tomado de Carmona, Gabriela y Fernández, Víctor. Caracterización integrada de yacimientos petroleros. Tesis (Ingeniero Petrolero). México, D.F. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 2014. 144 p.

➤ Porosidad efectiva: Es el volumen total de la roca que puede estar ocupado por algún fluido y a su vez esta comunicado con demás espacios de esta. Dependiendo el volumen poroso que se encuentra intercomunicado se puede conocer cuál será la cantidad de fluido a extraer, por este motivo, es el tipo de porosidad más importante al momento de la explotación del yacimiento.

$$\phi_e = \frac{V_{pc}}{V_r} \quad (4)$$

Donde:

$$\phi_e = \text{Porosidad efectiva}$$

$$V_{pc} = \text{Volumen de poros comunicados (ft}^3\text{)}$$

$$V_r = \text{Volumen de la roca (ft}^3\text{)}$$

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

➤ Porosidad no efectiva Se puede definir como el volumen de roca que podría almacenar fluidos, pero no está comunicado con los otros espacios de la roca.

2.1.4 Pruebas de obtención de las propiedades petrofísicas.

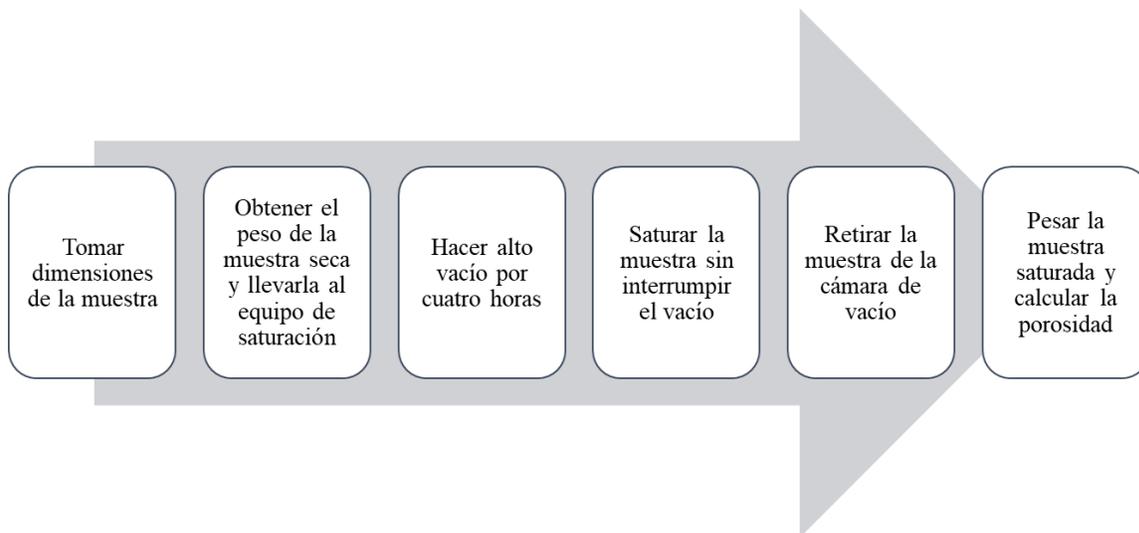
La obtención de la porosidad se puede hallar de forma directa por medio de pruebas de laboratorio como el desplazamiento de mercurio o gas e indirectamente se puede hallar mediante análisis de registros de pozo. Al momento de cuantificar esta propiedad en el laboratorio lo más importante es el análisis de núcleos, estos se dividen en plugs a los que se le harán pruebas para obtener la información necesaria.

La determinación de la porosidad efectiva sirve para determinar la cantidad de petróleo en el yacimiento, estimar reservas, entre otras aplicaciones, para esto se usa el método de saturación.

2.1.4.1 Procedimiento del método de saturación. En la figura 7, se presenta el procedimiento para la saturación de fluidos en muestras de rocas.

Figura 7.

Procedimiento para determinar porosidad por saturación.

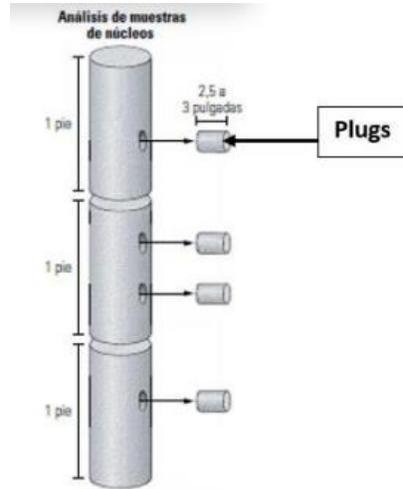


DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

Nota. Tomado de Mateus & Arenas (2010). Metodología Para El Análisis E Interpretación De Resultados Del Laboratorio De Análisis Petrofísicos De La Escuela De Ingeniería De Petróleos. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Santander.

Figura 8.

Esquema de la división de núcleos



Nota. Tomado de Switzer, Adam. (2013). Measuring and Analyzing Particle Size in a Geomorphic Context. Treatise on Geomorphology. 14. 224-242. 10.1016/B978-0-12-374739-6.00385-7.

2.1.4.2 Cálculo de la porosidad por el método de saturación

Se hace uso de la siguiente expresión matemática:

$$\phi = \frac{W_{ms} - W_{md}}{\rho_{ls} * V_b} \quad (5)$$

Donde:

ϕ = Porosidad de la muestra, %

W_{ms} = Peso de la muestra 100% saturada, (g)

W_{md} = Peso de la muestra seca, en gramos

ρ_{ls} = Densidad del liquido saturante, gr/cm^3

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

$V_b = \text{Volumen total de la muestra, en cm}^3$

2.1.4.3 Cálculo de la densidad de la salmuera

$$\rho_{salm} = 1.0 + 0.73N$$

Donde:

$$\rho_{salm} = \text{densidad de la salmuera en } \frac{gr}{cm^3}$$

$$N = ppm \text{ de NaCl} * 10^{-}$$

De acuerdo con el valor obtenido de porosidad por medio del método por saturación, se pueden hacer varias conclusiones acerca de la roca; un valor alto de porosidad se traduce en que las muestras contienen arenas limpias y el tamaño del grano es grande. Sin embargo, un resultado bajo de porosidad significa arenas sucias y mala selección en tamaño de grano.

2.1.4.4 Método del porosímetro de helio (API RP-40)

Según la norma API RP-40 establece que se puede hallar el valor de porosidad de una muestra por medio de un porosímetro de Helio. El porosímetro de Helio funciona para hallar el volumen poroso en una muestra por medio de la ley de Boyle. Este método funciona desplazando un gas inerte como Nitrógeno o Helio a una cámara previamente presurizada con un volumen conocido. Luego, este gas se desplaza por medio de una conexión a la Matrix Cup, que es donde se encuentra la muestra (*plug*) generando una presión de equilibrio menor, de la cual se obtendrá el volumen de grano de la roca.

Figura 9.

Porosímetro de helio.

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE



Nota. Tomado de Mateus & Arenas (2010). Metodología Para El Análisis E Interpretación De Resultados Del Laboratorio De Análisis Petrofísicos De La Escuela De Ingeniería De Petróleos. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Santander.

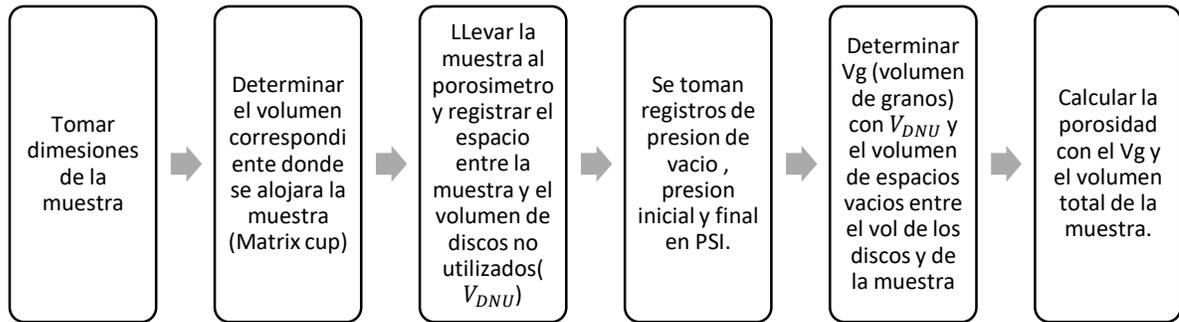
➤ Procedimiento para hallar porosidad por medio del porosímetro de helio (basado en la ley de Boyle)

Figura 10.

Proceso para la medición de porosidad, según Porosímetro de helio.

- Determinar el volumen correspondiente donde se alojara la muestra (Matrix cup)

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE



Nota. Tomado de Mateus & Arenas (2010). Metodología Para El Análisis E Interpretación De Resultados Del Laboratorio De Análisis Petrofísicos De La Escuela De Ingeniería De Petróleos. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Santander.

2.1.5 Permeabilidad

Se define la permeabilidad como una característica de la roca la cual indica cual es la facilidad que tiene esta para permitir el movimiento de fluidos a través del medio poroso que se encuentra conectado. Esta propiedad es directamente proporcional con el radio de la garganta de poro.

La permeabilidad es afectada por diferentes factores como lo son: El tamaño de grano, contenido de arcillas, geometría de los poros, tamaño de garganta de poro y el empaquetamiento. En el año 1857 Henry Darcy estableció una ecuación matemática que determina cual será el gasto de agua y la caída de presión, cuando atraviesa una columna de arena con una determinada área transversal.

$$K = \frac{q * \mu * L}{A * \Delta P} \quad (6)$$

Donde:

$Q = \text{Caudal}$

$K = \text{Permeabilidad, coeficiente de proporcionalidad de Darcy}$

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

$\Delta P =$ Diferencial de presión (psi)

$A =$ Área (ft^2)

$\mu =$ Viscosidad (Cp)

$L =$ Longitud (ft)

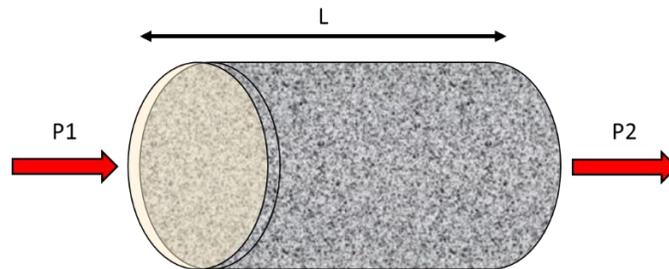
2.1.5.1 Tipos de permeabilidad

➤ Permeabilidad absoluta (K_{abs}): Se presenta cuando solo un tipo de fluido está desplazándose a través de la muestra. Las figuras 11 y 12 describen la ley de Darcy, la cual es utilizada, mayormente, para la medición de la permeabilidad absoluta.

➤ Permeabilidad efectiva (K_{eff}): Se presenta cuando en el medio poroso hay presencia de más de un fluido. En esta se considera diferentes valores para la saturación de cada fluido.

Figura 11.

Representación de la ley de Darcy.

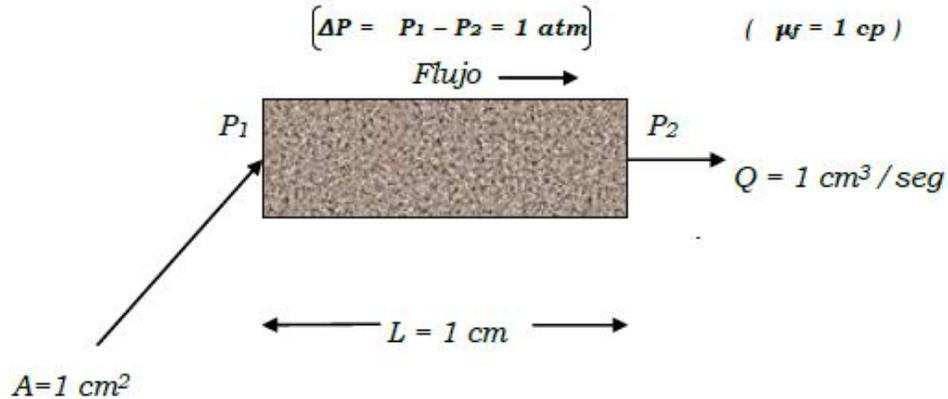


Nota. Tomado de Rojas, C. (S.F) Esquema Ley de Darcy. Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la Zona C-Formación Mugrosa en el área la Cira-Este del Campo La Cira.

Figura 12.

Concepto de la Ley de Darcy en un medio poroso.

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE



Nota. Tomado de Pérez, 2014. Influencia de parámetros petrofísicos en la determinación indirecta de la permeabilidad absoluta en rocas de yacimientos petrolero. Universidad Nacional Autónoma De México.

2.1.5.1.3 Permeabilidad relativa (k_r): Es una medida directa de la capacidad de un medio poroso para conducir un fluido en presencia de uno o más fluidos. Con esta relación se cuantifica como un fluido se mueve a través del medio poroso. (Escobar, F. S. F). Depende principalmente de las viscosidades, saturaciones, medio poroso y la mojabilidad de la roca.

$$k_r = \frac{k_{efec}}{k_{abs}} \quad (7)$$

Donde:

k_r : Permeabilidad Relativa

k_{efec} : Permeabilidad Efectiva

k_{abs} : Permeabilidad Absoluta

2.1.5.2 Obtención de la permeabilidad

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

➤ Permeabilidad absoluta: Para obtener el valor de la permeabilidad absoluta o a un fluido, se toma una muestra de roca que tenga una geometría regular y un área transversal, esta será saturada por aceite, agua o gas (se debe conocer el valor de su viscosidad), posteriormente se pondrá a circular por el espacio poroso el mismo fluido elegido anteriormente y se mide el caudal y la variación de presión tomando como referencia una longitud (L), haciendo uso de la *ecuación 6*. Si el fluido que se utilizó para saturar la roca es agua, se obtiene el valor de k_w y si la roca es mojada por esta misma, entonces $k_w = k_{absoluta}$.

El método de extrapolación de Klinkenberg es el método de preferencia para la obtención de la permeabilidad. Este método funciona con un fluido como el aire, hace que se obtengan valores mayores de permeabilidad, debido a que el gas es un fluido compresible, y se ve afectado por los cambios de presión va a presentar cierta movilidad al estar en contacto con la roca. Klinkenberg también observó que al aumentar la presión promedio en un medio poroso determinado la permeabilidad hallada disminuye.

Para aplicar esta corrección a una muestra de roca, esta debe estar limpia y seca, se debe someter a mínimo 5 tomas de medida de permeabilidad al gas, manejando diferentes presiones de flujo, posteriormente los datos obtenidos deben ser graficados, para así extrapolar la recta hasta el origen del eje. Para lo anterior se debe tener conocimiento del valor de la viscosidad del aire o del fluido que se va a utilizar, a temperatura del laboratorio y el movimiento a través del núcleo el cual se le estará aplicando un diferencial de presión. Generalmente los núcleos son de forma cilíndrica con un diámetro de 1.5 pulgadas. Donde la ecuación de la recta es:

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

$$K_L = k_g - m \frac{1}{P_m} \quad (8)$$

Donde:

K_L : Permeabilidad medida con un líquido.

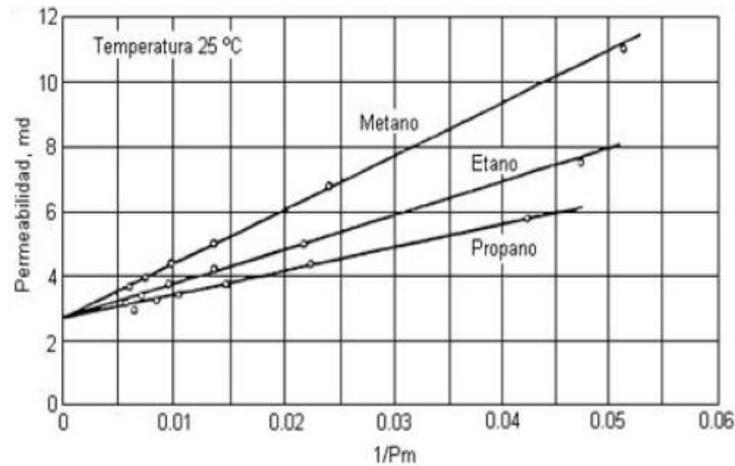
k_g : Permeabilidad medida con un gas (Permeabilidad absoluta).

m : Pendiente de la recta.

P_m : Presión promedio.

Figura 13.

Corrección de Klinkenberg con diferentes gases.



DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

Nota. Tomado de Mateus & Arenas (2010). Metodología Para El Análisis E Interpretación De Resultados Del Laboratorio De Análisis Petrofísicos De La Escuela De Ingeniería De Petróleos. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Santander.

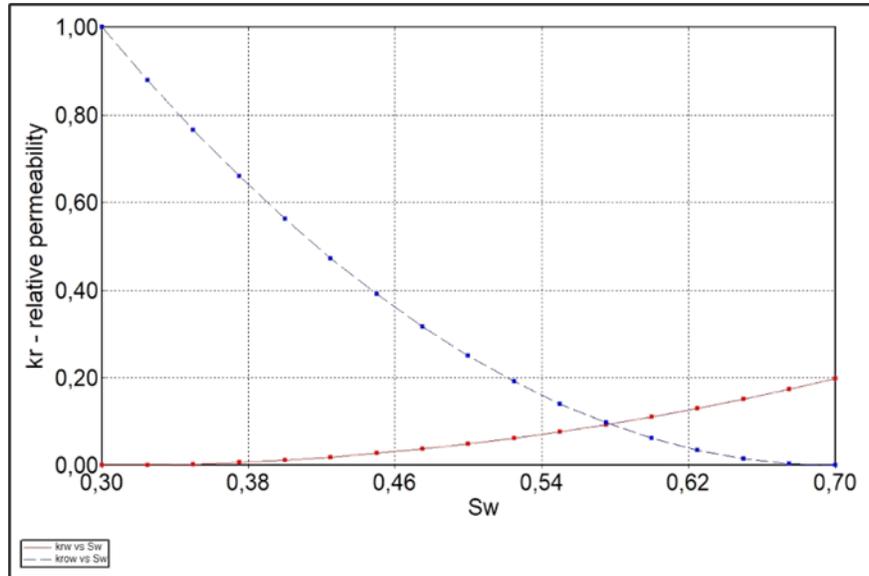
➤ Permeabilidad efectiva (K_e): Es la permeabilidad de la roca para un fluido cuando la roca esta solo llena por ese fluido. Debido a la presencia de dos o más fluidos inmiscibles en medio poroso, ocurre que un fluido afecte el flujo del otro.

➤ Permeabilidad relativa: Para su determinación también se usa una muestra con las características mencionadas anteriormente, a estas se le hacen pruebas para el cálculo de las permeabilidades efectivas a diferentes saturaciones y se hace una relación con la permeabilidad absoluta. Los resultados se presentan por medio de una gráfica, que tiene como variable: Saturación de agua, si hay presente en la roca dos fluidos o saturación de líquido si se encuentran tres (agua, aceite y gas). La figura 14 representa las curvas de permeabilidades relativas de dos fluidos. De las curvas de permeabilidad se puede conocer, de manera indirecta cuál será la mojabilidad de la roca. Craig (1971) presenta algunas reglas para llegar a esto (Tabla 2), de forma general dice que si las curvas se cruzan en el lado izquierdo de la gráfica la roca es mojada por aceite y si lo hace en el lado derecha lo hace por agua.

Figura 14.

Curvas de permeabilidad relativas.

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE



Nota. Tomado de León *et al* (2019). Efecto del uso de catalizadores sobre la recuperación mejorada de crudos pesados en procesos de inyección de vapor. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Santander

Tabla 2.

Reglas para determinar la mojabilidad de acuerdo con las gráficas de la permeabilidad relativa w-o.

Descripción	Mojabilidad al agua	Mojabilidad al aceite
Swi	Generalmente >20 a 25 %	Generalmente <15 a 10 %
Sw @ $k_{ro}=k_{rw}$	>50% de saturación de agua	<50% saturación de agua
Sor	Generalmente <30%	>50% y cerca de 100%

Nota. Tomado de Morrow, N. R. (1990, December 1). Wettability and Its Effect on Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers.

2.1.5.3 Determinación de la permeabilidad absoluta por medio del permeámetro al gas Ruska (API RP-40). Para hallar la permeabilidad a una muestra en laboratorio se utiliza el permeámetro de gas *Ruska*. Este instrumento sirve para determinar la permeabilidad absoluta en muestras de núcleos cilíndricos (*plugs*). El procedimiento se basa en desplazar un gas ya sea Nitrógeno o aire, con un valor de viscosidad conocida a través de un núcleo de

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

un área y longitud determinada. Posteriormente se toma medida de la presión, temperatura y el caudal de gas que se está desplazando.

El equipo consta de:

- Core holder o porta núcleos con un termómetro en su interior.
- Flujómetro con una válvula selectora.
- Manómetro Bourdon.
- Regulador de presión con un terminal de escape.

Figura 15.

Permeámetro a gas Ruska.

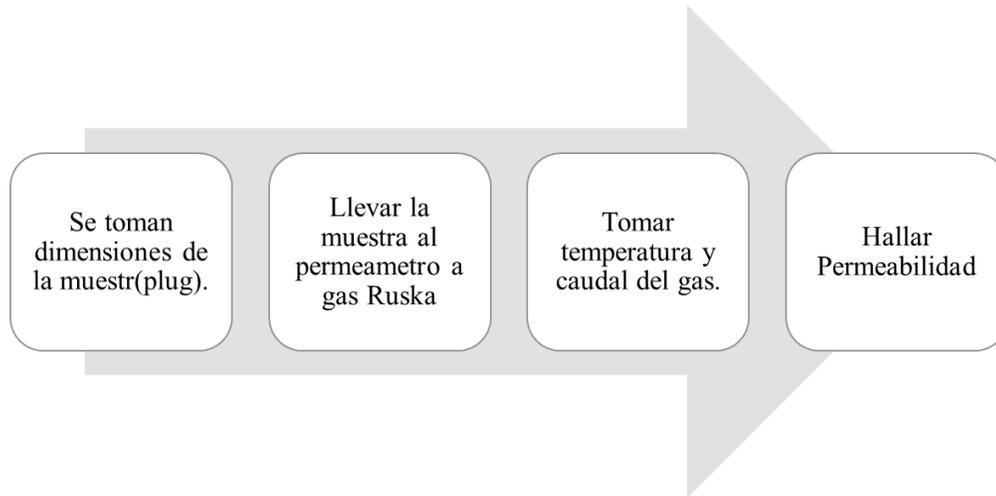


Nota. Tomado de Castillo & Pineda (2015). Estructuración Teórico- Práctica De La Guía De Laboratorio De Análisis Petrofísicos Usando Las Tecnologías De Información Y Comunicación -TIC. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Santander.

Figura 16.

Procedimiento para el análisis de la permeabilidad al gas Ruska.

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE



Nota. Tomado de Mateus & Arenas (2010). Metodología Para El Análisis E Interpretación De Resultados Del Laboratorio De Análisis Petrofísicos De La Escuela De Ingeniería De Petróleos. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Santander.

2.1.5.4 Cálculo de la permeabilidad al gas con la ecuación de Darcy.

$$K_g = \left(\frac{Q * \mu_g * L}{A * \Delta_p} \right) * 1000 \quad (9)$$

Donde:

K_g = permeabilidad de la muestra, milidarcys

Q = caudal del gas a traves de la muestra, cm^3/seg

μ_g = viscosidad del gas, cP

L = longitud de la muestra, cm

A = area transversal de la muestra, cm^2

Δ_p = delta de presion, atm.

De acuerdo con el valor obtenido en el permeámetro se pueden hacer varias conclusiones acerca de la integridad de la muestra (Tabla 3). Una muestra de roca consolidada deberá tener una permeabilidad baja, en cambio una muestra poco consolidada tendrá una permeabilidad

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

alta. Sin embargo, puede ocurrir que la muestra sea consolidada y el resultado de la permeabilidad sea alto. En estos casos pudo haber ocurrido fracturamiento de la roca o que no se haya realizado una mala manipulación de la muestra.

Tabla 3.

Clasificación de valores de permeabilidad.

Permeabilidad [mD]	Clasificación
>250	Alta permeabilidad
Entre 100 a 250	Aceptable
Entre 50 a 100	Regular
Entre 1 a 50	Mala
$K < 1$	Muy mala

Nota. Tomado de Mateus & Arenas (2010). Metodología Para El Análisis E Interpretación De Resultados Del Laboratorio De Análisis Petrofísicos De La Escuela De Ingeniería De Petróleos. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Santander.

2.1.6 *Saturación de fluidos*

La saturación de fluidos es el porcentaje del volumen poroso de una roca el cual es ocupado por un fluido (petróleo, agua y gas). También se puede definir como la relación entre el volumen de fluido en la roca y el volumen de poro de la roca. Se expresa por medio de esta ecuación:

$$S_f = \frac{\text{Volumen del fluido}}{\text{Volumen poroso}} \quad (10)$$

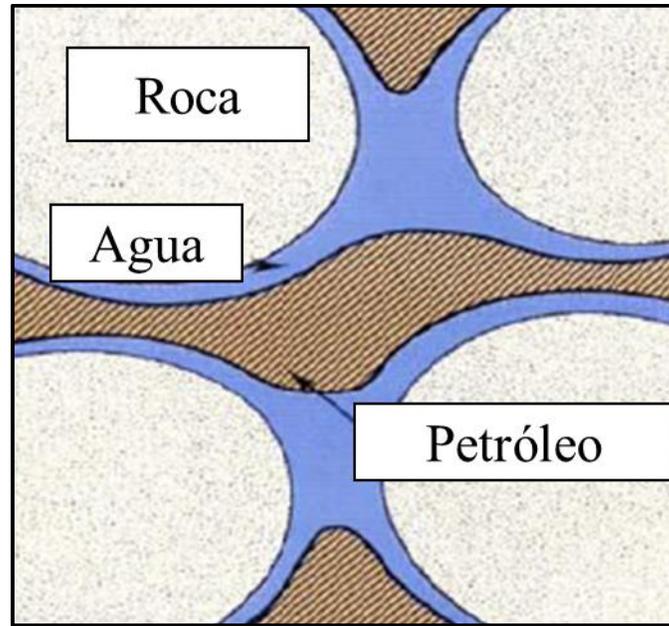
Donde:

$S_f =$ *Saturación de fluidos*

Figura 17.

Saturación de fluidos en un medio poroso.

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE



Nota. Tomado de Pérez, 2014. Influencia de parámetros petrofísicos en la determinación indirecta de la permeabilidad absoluta en rocas de yacimientos petrolero. Universidad Nacional Autónoma De México.

La saturación de fluidos en la roca es muy importante conocerla porque entrega información a la caracterización de yacimientos, importante para la cuantificación de reservas y también a la hora de elegir el método de recobro óptimo. La saturación de fluidos en la roca puede expresarse como la fracción de cada fluido en la muestra del volumen poroso. La suma de todas las saturaciones es igual a 1 y se puede expresar de la siguiente manera:

$$S_o + S_w + S_g = 1$$

Donde:

S_o = Saturación de petróleo

S_w = Saturación de agua

S_g = Saturación de gas

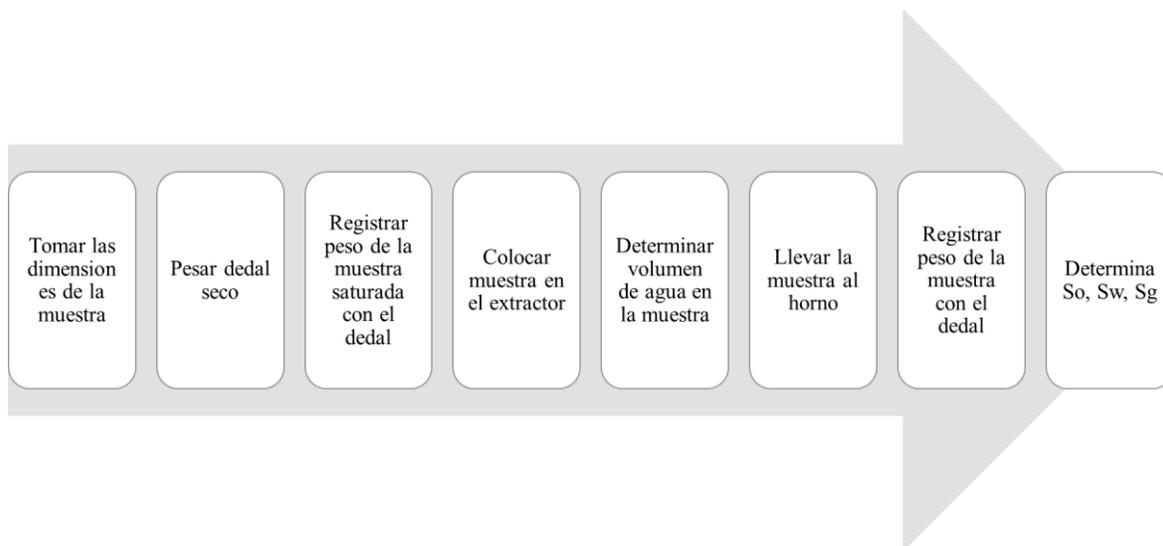
DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

2.1.6.1 Determinación de la saturación de fluidos por el método Destilación-Extracción.

Este método funciona con un solvente, como el tolueno que gotea en la muestra y hace que el petróleo se acumule en un recipiente. El solvente que contiene agua destilada después se recoge en un recipiente calibrado para determinar la saturación de agua. Este proceso puede durar alrededor de 2 días hasta que el solvente salga sin muestras de crudo. La saturación de petróleo se calcule por medio de la diferencia de pesos de la muestra antes y después de la extracción (restando el agua extraída).

Figura 18.

Procedimiento para la determinación de saturación de fluidos en muestras cilíndricas.



Nota. Tomado de Mateus & Arenas (2010). Metodología Para El Análisis E Interpretación De Resultados Del Laboratorio De Análisis Petrofísicos De La Escuela De Ingeniería De Petróleos. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Santander.

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

2.1.7 *Tensión Interfacial*

La tensión interfacial se genera por la interacción molecular en la interfaz de dos fases inmiscibles. Esta tensión se puede cuantificar y se define como la energía necesaria para mantener los fluidos en equilibrio a una presión, temperatura y masa constante, se origina debido a la tensión superficial de cada fluido y evita que estos se emulsionen de forma espontánea. Por lo tanto, la tensión interfacial tiene una relación inversamente proporcional con el punto de miscibilidad. La siguiente expresión matemática se encarga de definir esta propiedad:

$$\sigma = \left(\frac{\partial G}{\partial a} \right)_{T,P,m_{1,2}} \quad (11)$$

Donde:

G: Energía de Gibbs

a: Área de la interfaz

La magnitud de la tensión interfacial disminuye cuando hay presencia de gases inertes como lo son el nitrógeno o el dióxido de carbono, según Paris de Ferrer, cuando las concentraciones molares son mayores al 1% se obtienen valores de tensión interfacial entre 2 y 5.

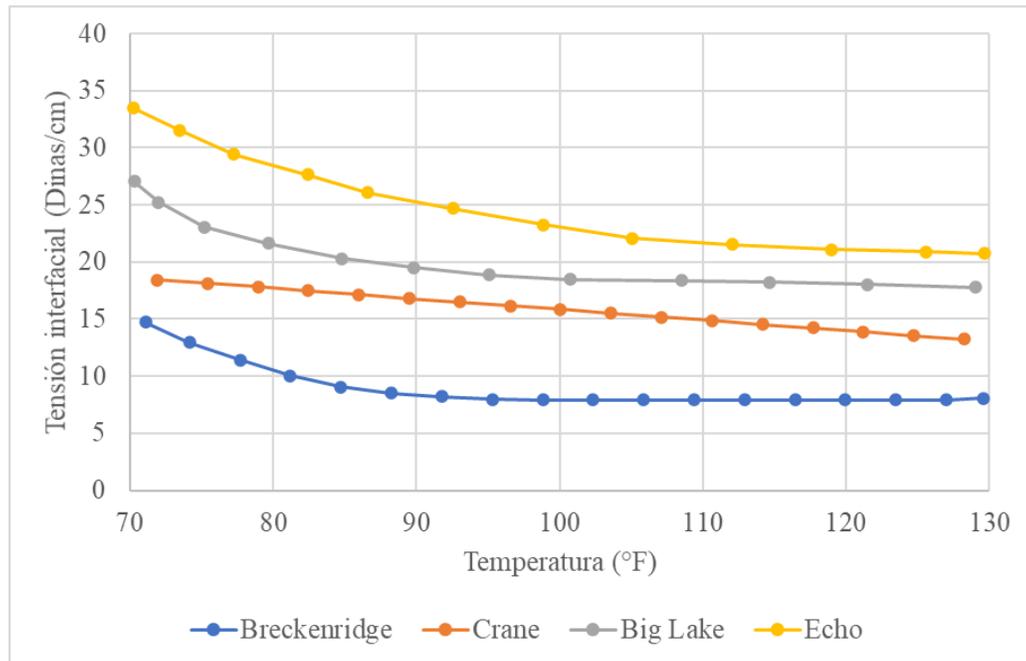
A continuación (ver Figura 19), se puede evidenciar de manera gráfica cual es el comportamiento de la tensión interfacial al variar la temperatura para diferentes crudos. La solubilidad del agua en el aceite y la temperatura tiene una relación directa, la primera aumenta de manera exponencial cuando la segunda también lo hace, esto hace que la tensión interfacial entre el la salmuera y el crudo disminuya debido a la reducción de energía libre que hay entre los dos fluidos. Aunque no es una regla

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

general, se ha observado que hay menores valores de esta propiedad en los crudos con un valor de gravedad API alto.

Figura 19.

Comportamiento de la tensión interfacial con la temperatura.



Nota. Tomado de Modificado de Willian, L., Plisga, G., y Lorenz, M. Standard. Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering. ElSevier, p. 5-35.

2.1.8 *Mojabilidad*

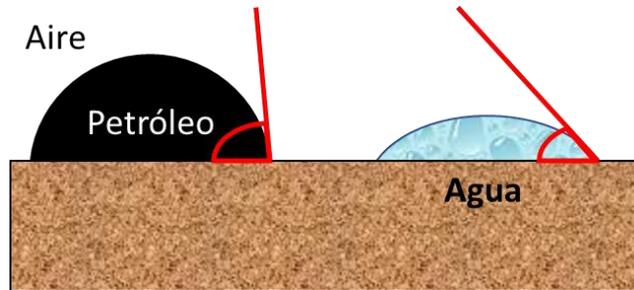
Se puede definir la mojabilidad como la preferencia que tiene un sólido por estar en contacto con un fluido, en cambio de otro. La presión capilar, Swirr, Sor y la permeabilidad relativa son propiedades para tener en cuenta en el momento de hablar de mojabilidad ya que la afectan de manera directa. La Figura 20 muestra un esquema del comportamiento de una gota de crudo y una de agua al entrar en contacto con la superficie, donde la primera tiende a tomar una forma semiesférica mientras que el agua se esparce. De lo esto se puede concluir

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

que a medida que el ángulo de contacto disminuye, el líquido va a aumentar sus características humectantes.

Figura 20.

Mojabilidad en petróleo y agua.



Nota. Tomado de Modificado de Willian, L., Plisga, G., y Lorenz, M. Standard. Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering. ElSevier, p. 5-35.

Existen unos valores de ángulo de contacto para poder definir la mojabilidad:

- Mojabilidad completa: ángulo de contacto de 0°
- No existe mojabilidad cuando el ángulo es de 180°
- Mojabilidad mixta o intermedia: ángulo de contacto entre $60^\circ - 90^\circ$.

Las fuerzas de atracción ejercen un papel importante para esta propiedad, ya que son estas las que hacen que en los poros de menor tamaño de la roca se almacene el fluido mojante y el no mojante en los espacios con poros más grandes. El ángulo de contacto se define con la siguiente ecuación:

$$A_t = \sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos \theta \quad (12)$$

Donde:

σ_{os} : Energía interfacial entre la roca y el petróleo

σ_{ws} : Energía interfacial entre la roca y el agua

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

σ_{ow} : Tension interfacial entre el petróleo y el agua

θ : Angulo de contacto

A_t : Tension de adhesion

Los valores de σ_{os} y σ_{ws} no se pueden calcular de forma directa, sin embargo σ_{ow} y θ si se pueden determinar en el laboratorio. La mojabilidad se puede interpretar cualitativamente de la siguiente forma:

➤ A_t tiene un valor positivo, se puede decir que el agua tiene una preferencia por mojar la roca, $\theta < 90^\circ$ y $\sigma_{os} > \sigma_{ws}$

➤ A_t tiene un valor negativo, se puede decir que el crudo tiene una preferencia por mojar la roca, $\theta > 90^\circ$ y $\sigma_{os} > \sigma_{ws}$

➤ $A_t = 0$ se concluye que ambos fluidos tienen igual preferencia por mojar la roca y $\theta = 90^\circ$

Figura 21.

Clasificación de mojabilidad.



Nota. Tomado de Modificado de Willian, L., Plisga, G., y Lorenz, M. Standard. Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering. ElSevier, p. 5-35.

Existen dos formas para poder evaluar esta propiedad, por medio de una medición directa usando el método cualitativo de la gota colocada y de forma indirecta que es por medio de cálculos. Los factores que afectan esta propiedad según Magdalena Paris son:

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

- El mecanismo de desplazamiento del crudo
- Ubicación del agua y crudo en el espacio poroso.
- Localización y magnitud del petróleo residual y el agua irreducible.

2.1.9 Prueba de difracción de Rayos X (XRD)

Esta prueba permite conocer cuál es la composición mineralógica del núcleo, se considera como una de las técnicas más efectivas para analizar las fases cristalinas de cualquier material natural o sintético. Este análisis se hace comparando el difractograma de una muestra desconocida con otro que está en una base de datos reconocida a nivel internacional. La muestra que se va a analizar, que generalmente es una capa delgada del núcleo, entra en contacto con disparos de rayos x y dependiendo del ángulo de difracción que se origine, se conoce cuáles son los minerales que están presentes debido a que cada uno tiene una respuesta de difracción característica.

3. Evaluación de las diferentes técnicas usadas en la industria para el desplazamiento de fluidos en medio poroso

3.1 Técnicas usadas en la industria para el desplazamiento de fluidos en medio poroso.

Pruebas de imbibición espontánea: El objetivo de esta prueba es evaluar la mojabilidad de las muestras y observar el cambio de esta en presencia de agua baja salinidad. Esta prueba entrega información acerca de las curvas de presión capilar, importantes para interpretar resultados de las pruebas de desplazamiento. Dentro de estas pruebas está la prueba de imbibición espontánea en celdas de Amott.

Básicamente esta prueba determina la mojabilidad promedio, combinando la imbibición espontánea y forzada. El objetivo de la prueba de imbibición espontánea en el equipo Amott, es determinar 4 volúmenes:

- Volumen de salmuera imbibida espontáneamente,
- Volumen de aceite mediante imbibición forzada,
- Volumen de aceite imbibido espontáneamente,
- Volumen de salmuera mediante imbibición forzada.

Cuando se obtienen los volúmenes desplazados, se puede hallar la relación de desplazamiento de aceite. Los resultados se pueden expresar también por medio de estas ecuaciones:

$$\delta_o = \frac{V_{wsp}}{V_{wt}} \quad (13)$$

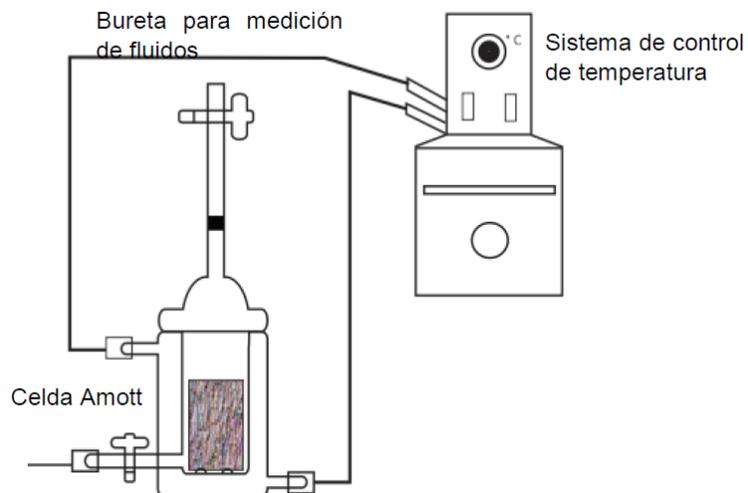
- Donde:
- $\delta_o = \text{Relacion de desplazamiento de aceite}$

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

- V_{wsp} = Volumen de agua espontaneamente desplazada por aceite
- V_{wt} = Volumen de agua de imbibición espontanea y desplazamiento forzado

Figura 21.

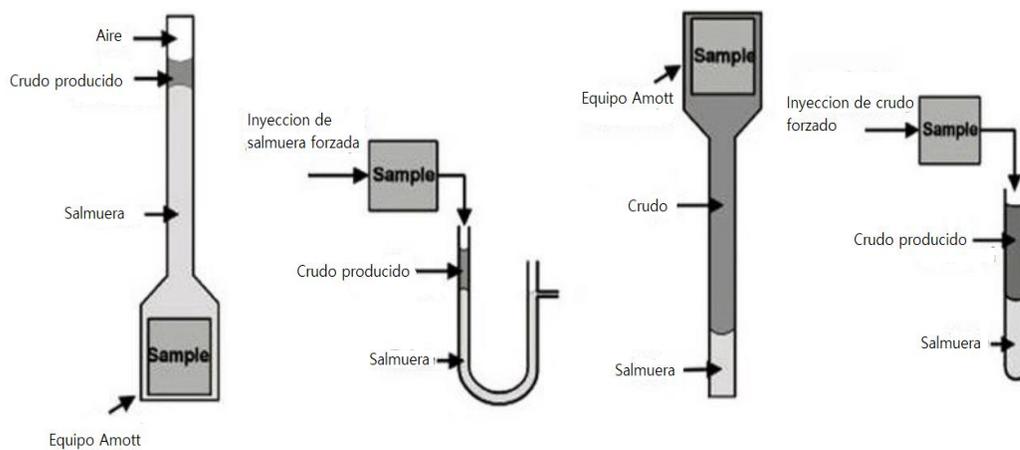
Equipo Amott utilizado para la prueba de imbibición espontanea.



Nota. Tomado de Delgado, 2016. Inyección de Agua de Baja Salinidad en Yacimientos Areno Arcillosos. Universidad Nacional Autónoma de México.

Figura 22.

Mediciones obtenidas mediante la prueba de Amott.



Nota. Tomado de Delgado, 2016. Inyección de Agua de Baja Salinidad en Yacimientos Areno Arcillosos. Universidad Nacional Autónoma de México.

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

$$\delta_w = \frac{V_{osp}}{V_{ot}} \quad (14)$$

Donde:

δ_w = Relación de desplazamiento de agua

V_{osp} = Volumen de aceite espontáneamente desplazada por agua

V_{ot} = Volumen de aceite de imbibición espontánea y desplazamiento forzado

Obtenido los datos de las relaciones de desplazamiento del crudo y del agua, se puede determinar el índice de mojabilidad Amott-Harvey.

$$I_{AH} = \delta_w - \delta_o \quad (15)$$

Tabla 4.

Valores determinados por la prueba de Amott que indican tipo de mojabilidad.

I_{AH}	Tipo de Mojabilidad
+0.3 a 1.0	Mojado por agua
+0.1 a +0.3	Ligeramente mojado por agua
-0.1 a +0.1	Neutral
-0.3 a -0.1	Ligeramente mojado por crudo
-0.1 a -0.3	Mojado por crudo

Nota. Tomado de Delgado, 2016. Inyección de Agua de Baja Salinidad en Yacimientos Arenos Arcillosos. Universidad Nacional Autónoma de México.

3.2 Prueba de desplazamiento

Las pruebas de desplazamiento en flujo transitorio indican el efecto de las salmueras inyectadas a la muestra, para verificar si aumento la producción de crudo genero un cambio en la permeabilidad relativa. Las pruebas de desplazamiento en estado estable se aplican para

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

determinar un rango más amplio de las saturaciones, obteniendo curvas de permeabilidad relativa. Se inyecta por un determinado periodo la salmuera hasta que se desplace por toda la muestra. Este desplazamiento es revisado mediante el análisis del agua efluente. Estas pruebas se hacen sobre tapones de núcleos de Berea y corazones de roca. Para lo anterior se deben simular las condiciones del yacimiento y hacer uso de crudos y soluciones salinas con el fin de poder determinar cuál será la recuperación de crudo (API, 1997).

Para conocer los valores del factor de recobro se plantea un protocolo de desplazamiento donde se debe seguir el siguiente protocolo de desplazamiento:

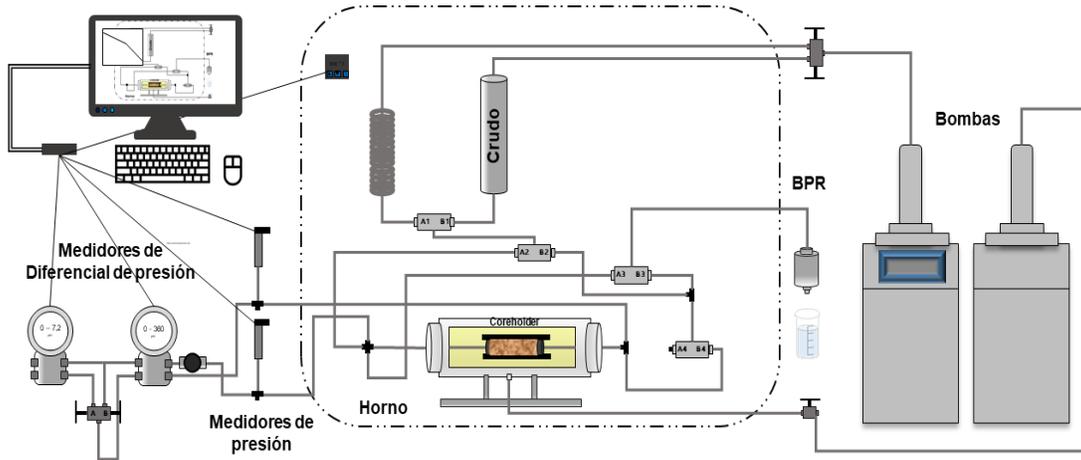
- Limpieza de los tapones,
- Determinación de propiedades petrofísicas básicas: porosidad, permeabilidad, densidad de granos.
- Saturación con agua de formación,
- Desplazamiento inmiscible de crudo para llevar las muestras a condiciones de Saturación de agua irreducible,
- Restauración de mojabilidad a condiciones dinámicas,
- Desplazamiento inmiscible de agua, agua mejorada y/o gas en núcleos de perforación: esta actividad permite generar las curvas de permeabilidad relativa, el valor de N_p y por consiguiente comparar entre diferentes métodos o esquemas de EOR. Durante los coreflooding se realiza un balance de masa, en el cual se identifican los puntos extremos de las curvas de permeabilidad relativa: saturación de agua irreducible, saturación de aceite residual, permeabilidades efectivas en los puntos extremos, etc.
- Desplazamiento de fluidos de inyección para estudiar la compatibilidad roca-fluido.

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

- Limpieza, extracción de tapones y determinación de propiedades petrofísicas básicas

Figura 23.

Esquema de un equipo para pruebas de desplazamiento.



Nota. Tomado de Grupo de Investigación en Tomografía Computarizada para Caracterización de Yacimientos (GIT). Universidad Industrial de Santander

La norma API RP-42 describe la metodología para las pruebas de desplazamiento la cual es la siguiente:

Actividad 1. Definición del diseño experimental, en donde se definen los valores de los niveles de temperatura, concentración de sal y tasas de flujo. Igualmente, definición de los valores que se mantendrán constantes como crudo, medio poroso, presión de confinamiento y presión de poro. Igualmente, definición de la composición fisicoquímica del agua de formación.

Actividad 2. Limpieza de plugs y medición de propiedades petrofísicas básicas: porosidad permeabilidad y densidad de grano.

Actividad 3. Preparación de salmuera sintética y saturación de plugs. Montaje en coreflooding a las condiciones operacionales definidas. Medición de permeabilidad absoluta al agua.

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

Actividad 4. Desplazamiento inmisible de aceite. Realizar balance de materia. Calcular Saturación de agua irreducible.

Actividad 5. Restauración de mojabilidad a condiciones de presión y temperatura desplazando crudo durante 3 semanas a una tasa muy baja, menor de 0.016 cc/min.

Al término de la restauración se mide la permeabilidad efectiva al aceite a condiciones de Swirr.

Actividad 6. Inyección de agua y/o agua de baja salinidad. Generar las curvas de permeabilidad relativa, valores de saturación de aceite residual. Estos desplazamientos se realizarán en un equipo completamente automatizado que captura las variables en tiempo real. Monitorear a lo largo del experimento tasa de flujo, Q , volumen de agua inyectada, petróleo producido, diferencial de presión, volumen de agua producida. Con estos datos se comparan los recobros de crudo y factor de recobro de acuerdo con los diferentes esquemas de EOR. Igualmente, analizar los efluentes para determinar concentración de material ferromagnético en los efluentes. Ajustar modelos de isothermas.

Actividad 7. Desmontar la muestra, limpiarla y determinar nuevamente propiedades petrofísicas básicas.

Una vez descritas las pruebas de desplazamiento de fluidos que se usan en la industria del petróleo y gas, se procedió a estudiar el foco de esta investigación: La inyección de agua de baja salinidad. Entre los parámetros más destacados se encuentran el efecto sobre las propiedades interfaciales cuando el sistema roca- fluido entra en contacto con agua de baja salinidad (LSW), la cual afectará el equilibrio químico al darse un intercambio iónico, que a su vez alterará la mojabilidad permitiendo una eficiencia de barrido y aumentando el factor de recobro.

3.3 Descripción del proceso de inyección de agua de baja salinidad.

La inyección de agua en campos de petróleo es una técnica que se ha implementado a nivel mundial, generalmente se usa para recuperar volúmenes de crudo remanentes en la roca después de la recuperación primaria. En campos costa afuera generalmente se escoge un agua de inyección que sea compatible con la que se encuentra en la formación para así evitar generar daño en la roca. Se considera a G.G. Bernard como el pionero de la inyección de agua de baja salinidad en núcleos de areniscas, Bernard observo que cuando inyectaba agua con valores de salinidad mayores a 5000 ppm la recuperación de aceite era menor que cuando usaba un agua de baja salinidad (1000-5000ppm). La hipótesis que presento para darle explicación a este fenómeno fue que el hinchamiento de las arcillas que se encuentran en el núcleo y el bloqueo de poros debido a la migración de finos generaba una mejor eficiencia de barrido.

Morrow *et al.* (1990) estudiaron el impacto de la mojabilidad en la inyección de agua, se encontró que el recobro de crudo dependía de la composición del agua que se inyectaba. Posteriormente, Vaidya & Floger (1992) demostraron que cuando había un cambio brusco en la salinidad del agua a inyectar la permeabilidad disminuía y el pH del efluente aumentaba. En 1996, Morrow y Yildiz confirmaron lo que anteriormente habían propuesto y añadieron que el crudo que se recupera depende de las condiciones del todo el sistema (roca, crudo y salmuera).

La diferencia entre el *waterflooding* y la inyección de agua de baja salinidad se basa principalmente en la escala a la cual cada uno actúa, el primero lo hace a nivel macroscópico y el segundo por el contrario lo hace a nivel microscópico. La eficiencia de barrido a nivel macro es la misma para los dos métodos y se va a obtener una recuperación de crudo adicional, pero con la inyección de agua de baja salinidad se tendrá una reducción de la

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

tensión interfacial y cambios en la mojabilidad lo que mejora la eficiencia de barrido microscópico, debido a que esto se da a causa de procesos químicos, como el intercambio iónico, se considera una técnica EOR que puede ser usada en campo maduros como en nuevos. En el método de LSW se ven involucrados varios mecanismos los cuales ayudan a mejorar la recuperación de aceite tanto en areniscas o carbonatos, algunos son:

- Cambio de mojabilidad (2010),
- Modificación de pH (2005),
- Migración de finos (1999),
- Intercambio iónico (2006),
- Adsorción y desorción de grupos carboxilos (2007),
- Disolución mineral (2012).

Aunque estos mecanismos aun presentan controversia debido a su dificultad para poder identificarlos, se considera que la técnica de inyección de agua de baja salinidad tiene un gran potencial ya que se demostró que genera un mayor factor de recuperación en comparación con la inyección de agua convencional. El uso de esta salmuera se puede realizar en areniscas o carbonatos, aunque para el segundo caso las pruebas y análisis son limitados a pesar de esto se han podido obtener resultados favorables donde se muestra que el aumento de la recuperación de crudo puede ocurrir por el cambio de mojabilidad, pero por procesos diferentes a los de las areniscas.

3.4 Efectos del agua inteligente en rocas carbonatadas

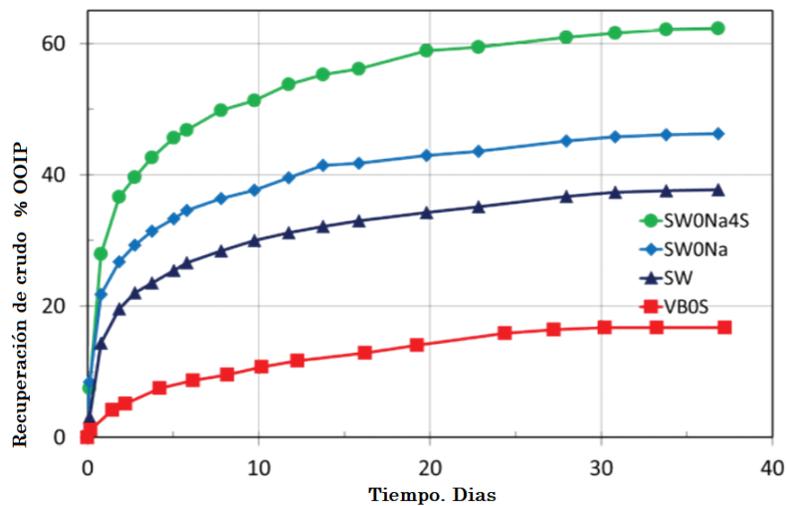
Para ver el efecto en este tipo de rocas nos basaremos en las pruebas que realizó el grupo EOR SmartWater que hace parte de la universidad de Stavanger. En carbonatos a

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

temperaturas altas, usualmente mayores a 70 °C el agua de mar (SW) se comporta como agua inteligente, como se puede ver en la figura 25.

Figura 24.

Experimento de recuperación de petróleo en núcleos de afloramiento de tiza realizado a 90 °C.



Nota. Tomado de Sarker, N., Fakhruddin, A.N.M. Removal of phenol from aqueous solution using rice straw as adsorbent. Appl Water Sci 7, 1459–1465 (2017). <https://doi.org/10.1007/s13201-015-0324-9>

Aquí se ha tomado como muestra una roca caliza de un afloramiento ubicado en el mar del norte, las pruebas de recuperación de crudo se hicieron mediante imbibición espontánea con 4 núcleos que tienen la misma mojabilidad inicial. Para la salmuera VB0S representada con la línea roja no se espera que ocurra una alteración de la mojabilidad, de estudios anteriores se puede confirmar que la roca está inicialmente mojada por agua, con una recuperación de crudo de 16% en relación con el OOIP después de un lapso de 30 días.

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

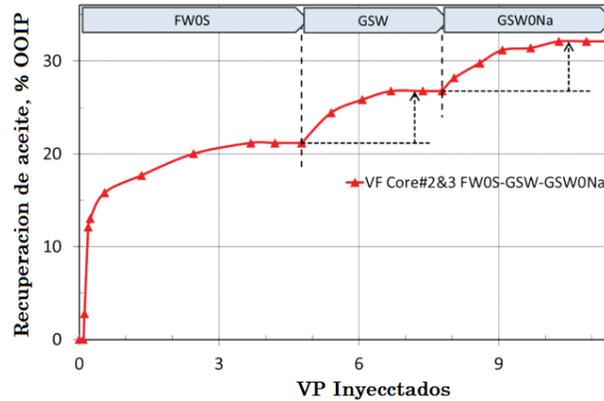
Al momento de la imbibición espontánea del núcleo con el agua de mar se ve un aumento en la recuperación de crudo alcanzando un valor final de 37% después de 34 días, lo que confirma que el agua de mar se comporta como un agua inteligente ya que altera la mojabilidad. Si se altera el agua de mar, reduciendo la concentración de NaCl (SW0Na) línea azul, la recuperación aumenta de un 37% a un 47% OOIP, sin embargo, si a la salmuera anterior (SW0Na) sufre un aumento en el ion sulfato (SO_4^{2-}), vemos como el aumento es mayor dando un valor final de 62% de OOIP, representado con la línea verde. De lo anterior podemos concluir que el agua de mar se puede modificar cuando se cambia su composición iónica y actuar como un agua inteligente, la cual va a optimizar los procesos.

La figura 23 muestra núcleos con una saturación de agua inicial de 10%, $S_{wi} = 0.1$, estos fueron restaurados con agua de formación FW (FW0S) y petróleo del mismo yacimiento, posteriormente se les inyectó de manera sucesiva agua de mar del golfo (GSW) y esta misma agua, pero con menor concentración de NaCl (GSW0Na), el resultado representado en la gráfica nos confirma que se da una mejoría en la recuperación de aceite, así como se obtuvo mostraron las pruebas de imbibición espontánea. También podemos concluir que los iones SO_4^{2-} tienen una gran influencia al momento de querer generar un cambio en la mojabilidad que presenta la roca, lo que nos hace ver los efectos de recuperación mejorada (EOR) que produce el agua inteligente en carbonatos.

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

Figura 25.

Experimento de recuperación de petróleo realizado a 100 °C en un sistema restaurado de núcleos de caliza compuestos.



Nota. Tomado de Sarker, N., Fakhrudin, A.N.M. Removal of phenol from aqueous solution using rice straw as adsorbent. Appl Water Sci 7, 1459–1465 (2017). <https://doi.org/10.1007/s13201-015-0324-9>

3.5 Efectos del agua inteligente en rocas areniscas

Efecto EOR de baja salinidad (LS), es el nombre que se le da al resultado ocasionado por el uso de agua inteligente en areniscas, donde variables como el tipo y la cantidad de minerales son de suma importancia ya que estos van a influir en el proceso de cambio de mojabilidad y por lo tanto en la respuesta EOR usando el agua inteligente. Se ha demostrado en estudios de adsorción y en pruebas de inyección, que la mojabilidad del agua en la superficie de las areniscas llega a un valor menor cuando hay presencia de valores pequeños de pH ácido. Aunque el pH en este tipo de yacimientos generalmente es ácido, lo que hace que se favorezca una mojabilidad fraccional, esta no es la única variable a tener en cuenta, la cantidad de compuestos orgánicos presentes en el crudo, el agua de formación y su composición, la temperatura del yacimiento y los minerales, son parámetros que pueden afectar la mojabilidad de la roca.

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

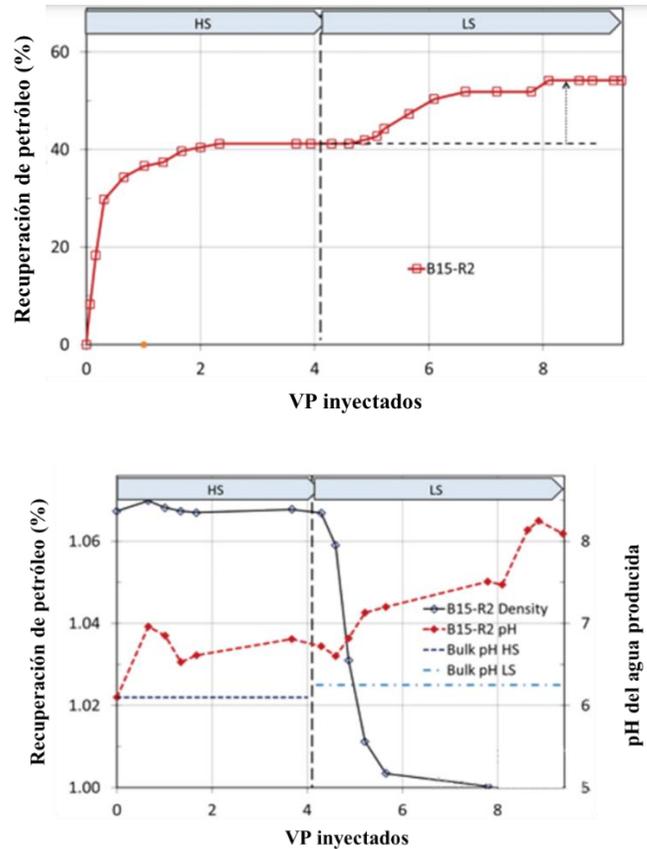
Los primeros trabajos acerca de la respuesta EOR en areniscas se dieron en los años 90 y por lo general hacían referencia a como la recuperación de crudo aumentaba cuando posteriormente a la inyección de un agua de alta salinidad se usaba una con un mucho más bajo. En la figura 24 se puede ver este fenómeno, donde se tiene un núcleo con una saturación de agua inicial del 10% FW, el cual de manera secuencial se le inyecta un agua de alta salinidad (10000 ppm) y posteriormente una de baja salinidad (750ppm) lo que hace que la recuperación de crudo aumente. La composición mineralógica aproximada de esta muestra era: 10% arcillas, 30% de feldespatos y 60% cuarzo. En la gráfica también observamos que durante la inyección de HS se llega a un valor promedio de 41% OOIP cuando se tiene un 2,5 de volumen de poro saturado, pero al cambiar a LS se evidencia un incremento constante, hasta llegar a un valor final de 51% OOIP en un valor de 7 VP.

Por otro lado, mientras se usaba la salmuera de alta salinidad HS (FW), el pH de la primera muestra y el natural no tenían una gran diferencia, (Figura 27b), pero cuando se comienza a usar agua de baja salinidad LS, se evidencia un aumento gradual de este, el cual hizo posible que se diera un cambio en el valor de la mojabilidad. A su vez se dieron resultados EOR con agua inteligente donde se aumentó aproximadamente un 25% OOIP de petróleo si lo comparamos con el que se recuperó con HS. (Figura 27a). Todos estos cambios se dan debido a las reacciones entre la salmuera y los minerales que se encuentran en el medio poroso.

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

Figura 26.

Experimento de recuperación de petróleo a 40 °C en un núcleo proveniente de un afloramiento de areniscas



Nota. Tomado de Piñerez Torrijos (2018). Recuperación mejorada de petróleo en areniscas y carbonatos con Smart Water.

3.6 Propiedades interfaciales afectadas cuando el sistema roca- fluido entra en contacto con agua de baja salinidad (LSW).

Numerosos mecanismos han sido propuestos para descifrar el efecto de la salinidad y su compasión iónica en la recuperación de petróleo, sin embargo, la causa del incremento en la recuperación de petróleo, varía en estos mecanismos.

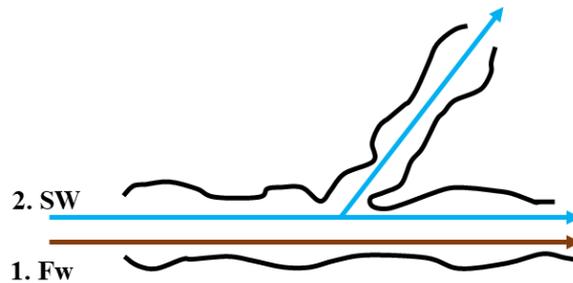
DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

3.6.1 Cambio en la mojabilidad.

La mojabilidad se define como la adhesión relativa de dos fluidos a una superficie sólida. En un medio poroso, es una medida de la tendencia preferencial de uno de los fluidos a mojar la superficie. Un medio poroso normalmente contiene dos o más fluidos (Tiab y Donaldson 2010).

Figura 27.

Comportamiento de agua de baja salinidad en un medio poroso.



Alteración de la mojabilidad hacia más mojada por agua
 $P_c > 0 \rightarrow$ Imbibición
Aumento microscópico de la eficiencia de barrido

Nota. Adaptado de Austad, Tor & Rezaeidoust, Alireza & Puntervold, Tina. (2010). Chemical Mechanism of Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs. SPE Improved Oil Recovery Symposium. 1. 10.2118/129767-MS.

Según Strand *et al.* (2008) y Zhang *et al.* (2007), el cambio de la mojabilidad es debido a la interacción de los Iones Mg^{2+} , Ca^{2+} , SO_4^{2-} que se encuentran en el agua de inyección de baja salinidad y el material de la superficie de la roca. A nivel de poro, los iones sulfato entran en contacto con cargas positivas presentes en la roca, generando una reducción en la carga positiva de la superficie de la roca. Esto hace que la repulsión electrostática disminuya y halla un exceso de iones de calcio, repartiéndose sobre toda la superficie de la roca. Los iones Ca^{2+} , reaccionan con los grupos carboxílicos presentes en la roca, generando el cambio de

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

mojabilidad de la roca hacia el agua para que finalmente halla un desprendimiento del crudo atrapado en los poros.

3.6.2 *Modificación del pH*

Según Piñerez Torrijos (2017), el pH ha sido relacionado como la variable principal del mecanismo de alteración de la mojabilidad con la inyección de agua de baja salinidad en yacimientos clásticos. Las inyecciones de agua de baja salinidad tienen un comportamiento similar a la inyección alcalina, por que modifican la mojabilidad, aumentan el pH y reduce la tensión interfacial entre el crudo y el agua. (McGuire et al 2005). La composición del crudo y su pH, así también como la composición de salmuera son variables que influyen en la presión de separación positiva que mantiene las interfaces separadas. Al momento en que la película de agua se desestabiliza, los componentes polares del petróleo se adhieren a la superficie de la roca, generando una mojabilidad preferente al crudo, sin embargo, en la comparación de la salmuera de un agua de inyección de baja salinidad (recobro terciario), también ocasiona el debilitamiento de esta película.

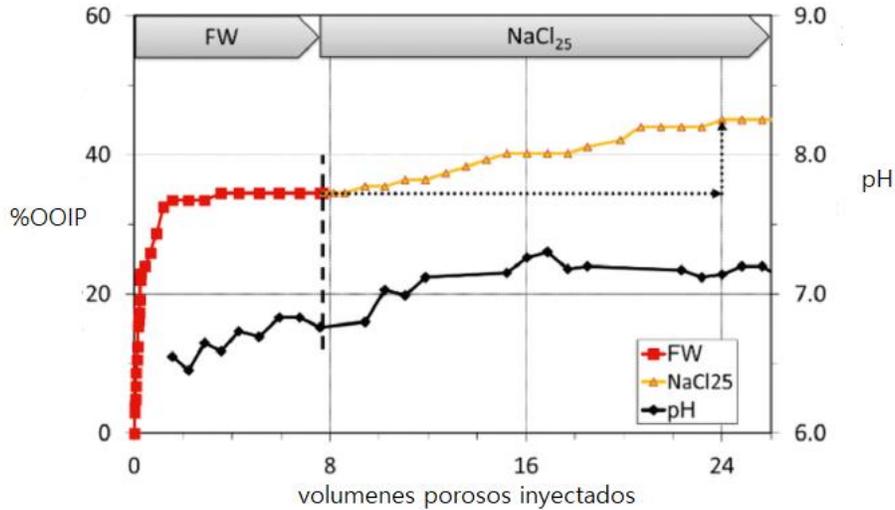
3.6.3 *Migración de finos*

El incremento en la recuperación de petróleo cuando es inyectada agua de baja salinidad es relacionado a la separación de finos de arcilla que están en la superficie de la roca (Tang y Morrow 1999). Algunas gotas de petróleo inmóvil son liberadas debido a la expansión de la doble capa entre los finos de arcilla. El restante de petróleo recuperado se obtiene por el cambio de mojabilidad, debido a la aglomeración de finos en las paredes de los poros generando una disminución de la permeabilidad relativa al agua. Esto hace que la eficiencia de barrido mejore.

Figura 28.

Test de recuperación de petróleo en laboratorio.

En esta grafica (ver Figura 29) se evidencia el aumento de pH y de %OOIP al utilizar LSW.



Nota. Tomado de Piñerez Torrijos (2018). Recuperación mejorada de petróleo en areniscas y carbonatos con Smart Water.

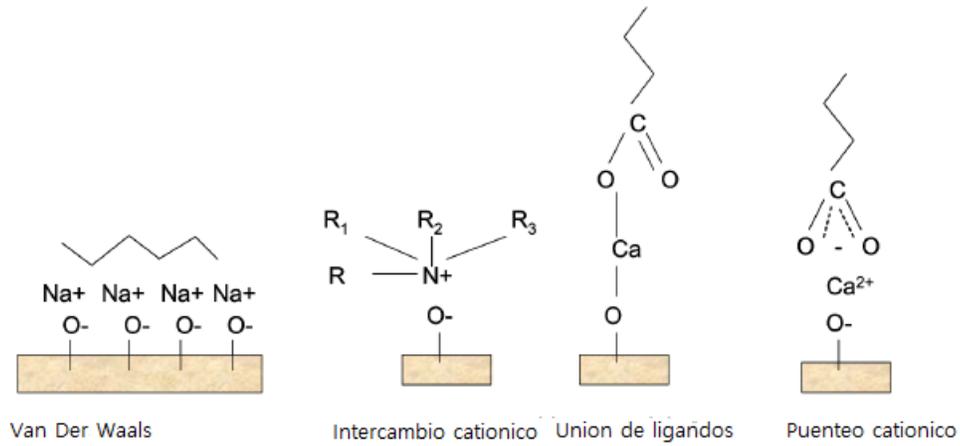
3.6.4 Intercambio iónico multicomponente (mie)

Por sus siglas en inglés (MIE, Multi Ion Exchange), describe la relación entre el aumento de la recuperación de petróleo debido a la obtención de gotas de crudo de los sitios potenciales de intercambio en material arcilloso. Este mecanismo fue descrito por Lager et al (2006). Cuando el agua de baja salinidad entra en contacto con la superficie de la roca, el intercambio iónico ocurre desprendiendo compuestos orgánicos polares y reemplazándolos por cationes no complejos presente en la LSW.

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

Figura 29.

Tipos de intercambio asociados al MIE.



Nota. Adaptado de Lager, Arnaud & Webb, K. & Black, C. & Singleton, Mike & Sorbie, Kenneth. (2008). Low Salinity Oil Recovery - An Experimental Investigation1. Petrophysics. 49.

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

4. Evaluación de los diferentes tipos de equipos usados en la industria para realizar pruebas de desplazamiento y seleccionar el más conveniente para desplazar agua inteligente.

Las empresas en la industria de los hidrocarburos siempre han buscado la optimización de los procesos, así como la reducción de los gastos al momento de realizar algún proyecto sea de perforación, producción o diseño. Para lo anterior se hace uso de equipos y sistemas que ayuden a poder predecir cuál será el comportamiento del yacimiento y el valor de algunas propiedades de la roca.

4.1 Coreflooding System

Este sistema tradicional está compuesto básicamente por 3 componentes: la corriente ascendente (upstream), el bloque central (Core block) y la corriente descendente (downstream).

- **UPSTREAM:** Se encarga de suministrar los fluidos de saturación e inyección al bloque central usando bombas de jeringa y acumuladores de pistón.
- **CORE BLOCK:** Es donde se simula las condiciones del yacimiento, como el medio poroso, la presión de sobrecarga y la temperatura. Está conformado por el coreholder, los sensores de presión en línea y los de diferencial de presión.
- **DOWNSTREAM:** Se encarga de recoger el fluido del bloque central mediante el uso de separadores de 2 o 3 fases, el análisis de estos datos generalmente brindan información acerca de cuál será la eficiencia del método que se está estudiando y un valor aproximado de la recuperación de aceite.

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

Todo el sistema está conectado a un módulo de adquisición de datos a través del cual el usuario puede comunicarse, este se define como el módulo de control. Esta técnica experimental tiene un buen desarrollo en fluidos monofásicos como lo son el agua o el aceite y ciertos sistemas bifásicos. Al momento de analizar fluidos más complejos como las emulsiones se deben hacer unas modificaciones al sistema de coreflooding.

Tabla 5.

Resumen de los principales sistemas de saturación existentes utilizados a nivel mundial.

AUTOR	AÑO	UPSTREAM	DOWNSTREAM	FLUIDOS USADOS
Hornof y Morrow	1987	Bombas de medición	N/A	Iso-octano, salmuera, agua y aceite
Chang and Grigg	1994	Bombas de jeringa con AP.	Válvula rotativa multipuerto con tubos	CO ₂ , salmuera, aceite y solución de surfactante
Legowo y Pratomo	1999	Bombas de desplazamiento y PA	Colector de fracción separador	Agua, aceite y cultivos microbianos
Bagci	2001	Bombas de jeringa	Colector de fracciones	Agua, aceite y cultivos microbianos
Sedae	2004	Bombas de desplazamiento y AP.	Condensador colector	Vapor, CH ₄ y aceite pesado
Nobakht	2007	Bombas de jeringa con AP.	Colector de muestras de aceite con medidor de flujo de gas	Aceite y CO ₂
Hadia	2007	Bombas de jeringa de doble pistón con AP	Colector de fracciones	Aceite y CO ₂
Mandal	2010	Bombas de jeringa y AP.	Colector de fracciones	Emulsión de agua-aceite, aceite y agua

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

Samanta	2012	Bombas de jeringa y AP.	Colector fracciones	de	Aceite, salmuera y químicos
Veerabhadra ppa	2013	Bombas de jeringa y AP.	Colector muestras efluente	de	Aceite, agua y polímeros
Ko	2014	Bombas de jeringa y AP.	Colector fracciones tubos centrifugación	de con	Salmuera, aceite y surfactante

Nota. Tomado de Aleksey, Baldygin. Nobes, David. Mitra, Sushanta K. New Laboratory Core Flooding Experimental System. I& EC Research. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2014.

En la tabla 5 se ve un resumen de los componentes del sistema de coreflooding que se usan para investigación académica o para aplicaciones industriales alrededor del mundo. Se puede ver que la mayoría de sistemas están conformados por bombas de jeringa que se acoplan a acumuladores de pistón, el primer equipo limita el tipo de fluidos que pueden ser inyectados en el núcleo debido a que la superficie interna de la bomba de jeringa es propensa a presentar corrosión y el tamaño del segundo controlara el volumen de fluido que puede ser inyectado de forma continua durante la prueba, se debe hacer cálculos a priori para poder determinar cuál será el tamaño y la referencia del pistón que se va a usar. También muestra que el colector de fracciones es el más usado para la corriente descendiente en la mayoría de los sistemas de coreflooding, el cual puede brindarnos una aproximación del crudo y el efluente para realizar las curvas de recuperación. Además, es necesario un análisis experimental para poder determinar la fracción de cada fase efluente que se acumuló en cada tubo del colector de fracciones.

Para mezclas con 3 fases, donde cada una se puede diferenciar entre sí, en algunos casos se ha utilizado un separador ultrasónico para poder recolectar y analizar los efluentes. Por

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

ejemplo, para pruebas de inyección donde se utilice aceite, agua o gas, estos pueden ser separados dentro de una columna de un separador trifásico usando la ultrasonificación y posteriormente se pueden cuantificar por volumen. Se sugiere que estos sistemas tradicionales deben ser modificados para poder usar una amplia gama de fluidos de inyección como surfactantes, polímeros o emulsiones, otra razón es debido a que en algunos casos durante el proceso es necesario el cálculo de fracciones de volumen de los fluidos, lo que hace necesario un sistema de manejo de fluidos moderno para aumentar la funcionalidad del sistema de coreflooding tradicional.

Con algunas excepciones, básicamente los sistemas de corazonamiento consisten en un corebarrel interno que se encuentra suspendido por un equipo giratorio dentro de un corebarrel exterior y este a su vez está unido a una barra de perforación. Una broca saca núcleos se encuentra adherida al fondo del corebarrel exterior y un corecatcher lo hace al corebarrel interior. El fluido de perforación es bombeado por la barra de perforación a través del swivel, del anular entre el corebarrel interior y exterior y por fuera del núcleo.

4.1.1 Corebarrel convencional

Se dispone de herramientas convencionales para poder extraer núcleos con un diámetro entre 1.75 – 5.24 pulgadas. La longitud puede ir desde los 1.5 pies para aplicaciones en pozos horizontales de radio pequeño a más de 400 pies para formaciones consolidadas, gruesas y uniformes. El tamaño, ángulo, resistencia y litología de la roca es lo que va a determinar cuál será el diámetro y longitud del núcleo que se ve a extraer en un viaje. Las últimas variables de selección para un sistema en particular, van a depender del tipo de formación, localización y los objetivos que se tengan con el programa de extracción de núcleos. En la tabla número

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

6 podemos ver un resumen de algunas opciones convencionales que se encuentran disponibles para una la extracción de núcleos.

Tabla 6.

Sistema de corazonamiento convencional.

Barril interior	longitud	Características
Acero delgado	30 a 120 pies (9.14 a 36.5 m)	Preservación de núcleos. Resiste altas temperaturas.
Acero delgado	1.5 pies (0.46 m)	Especial para corazones de radio pequeño.
Acero de alta resistencia	120 a 400 pies (36.4 a 122 m)	Barril de alta resistencia. Incluye núcleo interior y exterior.
Fibra de vidrio	30 a 90 pies (9.14 a 27 m)	Preservación de núcleo. Hecha para formaciones consolidadas y no consolidadas.
Aluminio	30 a 90 pies (9.14 a 27 m)	Preservación de núcleo. Máxima temperatura 350 °F.
Acero con revestimiento de plástico	30 pies (9.14 m)	Preservación de núcleo. Reduce el diámetro del core en ½ in. Temperatura máxima 180 °F.
Acero con revestimiento de fibra de vidrio.	30 pies (9.14 m)	Preservación de núcleo. Reduce el diámetro del core en ½ in. Temperatura máxima 250°F
Acero con revestimiento de aluminio	30 pies (9.14 m)	Preservación de núcleo. Reduce el diámetro del core en ½ in. Temperatura máxima 350 °F

Nota. Tomado de American Petroleum Institute. (1977). API RP 42 Recommended Practices for Laboratory Testing of Surface-Active Agents for Well Stimulation (2nd ed.). Washington.

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

4.1.2 *Corebarrels convencionales de alta resistencia.*

Se han desarrollado unas herramientas de alta resistencia para la extracción de núcleos que poseen una dureza mayor a la de las formaciones normales. Los hilos de alta resistencia permiten que se pueda aplicar más torque a la broca y mejorar el factor de seguridad para una posible falla de la herramienta. Están diseñadas para extraer núcleos de hasta 5.25 pulgadas de diámetro y son usadas en su mayoría de veces para situaciones donde se prevé cargas de torsión mayores a las normales y cuando los núcleos tienen longitudes más largas en formaciones homogéneas.

4.1.3 *Revestimiento de corebarrel*

El uso de un revestimiento en el corebarrel interno tiene dos funciones principales: mejorar la calidad del núcleo debido al soporte físico que va a tener este al momento de la manipulación y servir como un sistema de preservación del núcleo. Fibra de vidrio, PVC, aluminio y plástico ABS son los materiales que han sido usados como revestimientos para el corebarrel interno. Estos revestimientos se deslizan dentro del corebarrel convencional interno y mantienen su lugar debido a la fricción y al montaje del corecatcher, suelen tener medidas de 30 pies de largo como máximo, debido a las limitaciones del material y la fabricación, pero pueden ser cortados con una medida menor para aplicaciones especiales. Los revestimientos se usan con mayor frecuencia cuando los núcleos son extraídos de formaciones no consolidadas o fracturadas, también son apropiados para extraer roca en locaciones costa afuera o lugares remotos y se necesita preservar el núcleo de forma inmediata.

Los revestimientos de plástico son adecuados para temperaturas de hasta 180 °F, los de fibra de vidrio para temperaturas de hasta 250°F, si se usa una resina especial de alta

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

temperatura pueden hacerlo a 350°F y se recomienda el aluminio cuando se esperan temperaturas mayores a 250°F. Una desventaja de los revestimientos del corebarrel es que estos reducen el diámetro efectivo del corebarrel interno en aproximadamente 0.5 pulgadas.

El corecatcher es el dispositivo que mantiene el núcleo en el interior, este se adapta al corebarrel interno y a la litología que se espera encontrar, en algunos casos se usan varios core catcher o captadores de núcleo como por ejemplo la arenisca blanda con esquistos puede necesitar captadores de tipo slip y flapper. En la tabla 7 se muestra una lista de estos con sus nombres y usos más comunes.

Tabla 7.

Tipos de corecatcher.

TIPO	USO RECOMENDADO
Anillo dividido o resorte	Formaciones Consolidadas
Coronillas	Cuando las características de las formaciones son desconocidas
Slip	Formaciones consolidadas, normalmente se ejecutan con un flapper o con cuchillas de orientación
Flapper	Formaciones consolidadas, fracturadas y no consolidadas donde la geología es desconocida
Cesta	Formaciones no consolidadas, normalmente se ejecutan con otro tipo de captador
Cierre completo	Formaciones frágiles o no consolidadas para dar un cierre completo.

Nota. Tomado de American Petroleum Institute. (1977). API RP 42 Recommended Practices for Laboratory Testing of Surface-Active Agents for Well Stimulation (2nd ed.). Washington.

4.1.4 Corebarrel interno de un solo uso

Su función es la misma que la de los revestimientos del corebarrel interno, estos mejoran la calidad del núcleo ya que brindan apoyo físico a éste durante su manipulación y también

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

sirven como un sistema de preservación de este, además, el diámetro exterior del núcleo no se reduce como si lo hiciese con un revestimiento interno. Estos están se encuentran en diferentes materiales como aluminio, acero ligero y fibra de vidrio y se fabrican en una variedad de tamaños para que se puedan adaptar a la mayoría de sistema de corazonamiento convencional. Asimismo, el corebarrel interno tiene un bajo coeficiente de fricción que hace que el núcleo se deslice más fácilmente dentro del corebarrel, reduciendo el riesgo que el núcleo se atasque.

4.1.5 *Corazonamiento en un pozo horizontal o de un ángulo elevado*

Con un radio promedio de 290 a 700 pies y una longitud extendida, estos núcleos pueden ser cortados con un corebarrel convencional que será impulsado por la mesa giratoria o por un motor ubicado en el fondo del pozo. La mayoría de los núcleos se van a extraer sin el uso de un motor de fondo, pero surgirán casos en los que si se necesite uno de lodo. Al usar un motor en el fondo de pozo se permite la extracción de la muestra sin necesidad de hacer rotar la sarta de perforación. Los motores de lodo producen grandes torques a una baja velocidad de rotación para una potencia optima al momento de la extracción de núcleos. El diámetro y la longitud del corebarrel pueden variar para acomodarse a las limitaciones de la perforación. En algunos casos durante la extracción de núcleos puede ser necesario un control muy estricto del ángulo del pozo, para esto el no usar un motor en el fondo puede ser muy conveniente. Se puede usar un drop ball especial entre el motor y el corebarrel para permitir que el fluido de perforación se desplace a través del corebarrel interno, limpiando los escombros antes de sacar el núcleo. Cuando se activa el desví el pozo el fluido de perforación se mueve entre el corebarrel interior y exterior para el corazonamiento.

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

4.1.6 *Equipo de desplazamiento radial*

El equipo de desplazamiento radial tiene como principal función simular cual será el comportamiento físico cuando se realiza un proceso de inyección de vapor o agua por medio de pruebas de desplazamiento. En términos generales estas pruebas se realizan en el laboratorio para poder estudiar un hecho en particular de forma cualitativa y cuantitativa, donde primeramente, se satura el medio poroso con 100% de agua, esto se hace con el fin de reproducir cual es la mojabilidad que tiene el yacimiento, después se repite lo anterior pero ahora con aceite, para simular el movimiento de éste hacia el yacimiento, por último se realiza el proceso de inyección ya sea de agua o vapor, que generará una presión al medio poroso y con esto lo que se busca es aumentar la eficiencia de desplazamiento del aceite y a su vez el factor de recobro.

El equipo de desplazamiento radial se define como un modelo físico el cual se conforma por 2 secciones (figura 31) las cuales se ensamblan entre sí, en la primera se encuentran los sistemas hidráulicos de control y la segunda está el portamedio poroso que como su nombre lo indica contiene el medio poroso.

- **Generador de vapor:** Este equipo genera vapor a una temperatura de saturación de 433 K y una presión de 690 KPa aproximadamente, manejando un rango de caudales entre $0,1 - 4 \text{ cm}^3 / \text{min}$ de agua, esto por medio de un sistema el cual puede controlar la presión y el nivel de fluido que se encuentra en el equipo.
- **Sistema hidráulico:** Este sistema consta de: líneas de flujo que pueden ser de acero inoxidable o teflón, medidores analógicos o digitales, quipos mecánicos, que se encargan de poner en desarrollo las instrucciones que da el usuario desde el sistema de control.

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

- Sistema de control: Es un software que se encarga de monitorear y controlar, el cierre o apertura de válvulas, el sentido de flujo de los fluidos, guardar los datos de temperatura y diferencial de presión e indicar la información de la prueba.
- Modelo físico radial: Su función es retener el medio poroso, en el cual se harán los procesos de desplazamiento, se representa como un cuarto de un patrón de 5 puntos y está formado por un portamedio poroso y una tapa que tiene un pozo productor y otro inyector ubicados cada uno en esquinas opuestas, como se ve en la figura #2.

Figura 30.

Equipo de desplazamiento radial.



Nota. Tomado de Grupo de investigación Recobro Mejorado (GRM-UIS).
http://grmuis.net/?weblizar_timeline=patente-equipo-de-desplazamiento-radial-edr

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

Figura 31.

Portanúcleos del equipo de desplazamiento radial (EDR).



Nota. Tomado de Grupo de investigación Recobro Mejorado (GRM-UIS). http://grmuis.net/?weblizar_timeline=patente-equipode-desplazamiento-radial-edr

4.1.7 *Equipo de desplazamiento lineal*

Las pruebas de desplazamiento lineal permiten conocer condiciones dinámicas de flujo en inyección de fluidos y en la producción en un medio poroso. El fin de este procedimiento es realizar pruebas de compatibilidad de fluidos en el yacimiento, daño a la formación y métodos de recobro como el de la inyección de agua inteligente. En esta tesis se describirán dos equipos de desplazamiento lineal, el equipo de desplazamiento CORE PET y el equipo de permeabilidad relativa RPS700 marca Vinci Technologies.

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

Figura 32.

Equipo de desplazamiento COREPET.



Nota. Tomado de Chavarría *et al.* (2010). Evaluación del Daño a la Formación por precipitación de Parafinas y Asfaltenos en el Campo Colorado. Universidad Industrial de Santander.

El equipo de desplazamiento *RPS700 Vinci* (ver figura 34), se encuentra en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación en el Parque Tecnológico de Guatiguará. Este equipo opera bajo un software de operación automática, que tiene en su control las medidas de fluidos, válvulas, controladores de presión, control de interfase y registro cronológico de datos. Este equipo cuenta con:

- 2 Hornos
- 1 Coreholder
- Separador bifásico
- Bombas de desplazamiento positivo (3 para agua, 3 para aceite, 2 para gas, 1 de presión y 1 de confinamiento)
- Medidores de diferencial de presión
- Back Pressure
- Medidores de diferencial de presión
- Sistema de control

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

- Sistema de cámaras y control de interfase.

Figura 33.

Equipo de permeabilidad relativa Vinci RPS700.



Nota. Tomado de Buitrago *et al.* (2016). Análisis Experimental del Desplazamiento de un Crudo Colombiano con una Solución polimérica en Medios Porosos como método de recuperación Mejorada. Universidad Industrial de Santander.

5. Protocolo de prueba para el desplazamiento de agua inteligente en un medio poroso

Basado en los artículos consultados y lo descrito anteriormente, el objetivo de esta capítulo es seleccionar el equipo de desplazamiento más adecuado para la inyección de agua inteligente. Debido a su óptimo desempeño el Vinci RPS700 es el seleccionado para este tipo de prueba, ya que cuenta con características especiales que garantizan un resultado más preciso. A continuación, se hará un recuento de actividades para realizar desplazamientos de agua inteligente en equipos tipo *coreflooding*:

Actividad 1: Determinar dimensiones de la muestra.

Actividad 2: Determinar las propiedades petrofísicas básicas de la roca, tales como permeabilidad, porosidad, etc.

Actividad 3: Preparación de las muestras:

➤ Previo a una prueba de desplazamiento se debe realizar una limpieza a las muestras. En estos casos se debe realizar un procedimiento que consta de 3 pasos. La inyección de un solvente no agresivo como queroseno, el cual se inyectará en la muestra hasta que el líquido efluente se torne claro, después se inyecta heptano para desplazar el queroseno. Finalmente se desplaza una salmuera sintética la cual desplaza el agua de formación (FW) y remueve sales disolubles. Las muestras se secan en horno.

➤ **Actividad 4:** Inyectar agua de formación (FW) a tasas bajas de inyección, esto con el fin de garantizar una saturación completa en la muestra. Después se tienen que dejar las muestras en agua de formación (FW) varios días.

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

1. **Actividad 5:** Inyectar crudo, a la misma tasa de inyección del agua de formación (FW), esto con el fin de llegar a la saturación de agua irreducible S_{wir} . Después la muestra se deja en envejecimiento por varios días o incluso semanas. Previamente a este procedimiento, se debe determinar la viscosidad y densidad del crudo.
2. **Actividad 6:** Restauración de la mojabilidad a condiciones dinámicas.
3. **Actividad 7:** Desplazamiento de agua inteligente: este procedimiento es muy importante porque permite determinar curvas de permeabilidad relativa, valores de N_p , permitiendo que varios métodos de recobro mejorado sean aplicados. En las pruebas de coreflooding se realiza un balance de masa, en el cual se identifican saturación de petróleo residual, saturación de agua irreducible, determinar puntos extremos en los puntos extremos de las curvas de permeabilidad relativa, entre otras propiedades.

Cuando se trata de un método de recobro como la inyección de agua inteligente, lo más importante es conocer la composición de la salmuera a utilizar ya sea utilizada en campo o en pruebas de laboratorio. La tabla 8 muestra los tipos de salmuera y su composición para una prueba de coreflooding de un campo costa afuera. El agua de formación (FW) tiene una salinidad medio de 63000 ppm, con una composición típica en areniscas. El agua de mar modificada (mSW) es un tipo de salmuera reducido en SO_4^{2-} , Mg^{2+} y Ca^{2+} . La salmuera de baja salinidad (LS) esta 20 veces diluida en el agua de mar modificada (mSW).

Para entender los efectos de la inyección de agua inteligente como método de recobro mejorado la mayoría de los estudios realizan un programa de inyección consecutivo, de una inyección secundaria a una terciaria. Sin embargo, esto puede cambiar dependiendo de las propiedades del yacimiento. En ciertos campos los cuales fueron estudio de la inyección de

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

agua inteligente en pruebas de laboratorio, apuntan que se deben utilizar desde el primer día agua de baja salinidad como método de recobro mejorado.

Tabla 8.

Composición de salmueras.

Iones	FW	SW	Msw	LS
	mM	mM	mM	Mm
Na^+	929.8	450.1	477.2	23.9
K^+	17.8	10.1	8.1	0.4
Ca^+	44.2	13.0	8.2	0.4
Mg^{2+}	7.0	44.5	13.5	0.7
Ba^{2+}	5.2	0.0	0.0	0.0
Sr^{2+}	3.0	0.0	0.0	0.0
Cl^-	1058.8	525.1	527.9	26.4
HCO_3^-	7.7	2.0	0.3	0.02
SO_4^{2-}	0.0	24.0	0.4	0.02
pH	6.8	7.7	7.0	6.4
TDS, mg/kg	63000	33390	30725	1536
Densidad, g/cm ³	1.042	1.023	1.020	0.999

Nota. Tomado de Aghaeifar, Z., Strand, S., Puntervold, T., Austad, T., Sajjad, F.M., Smart Water injection strategies for optimized EOR in a high temperature offshore oil reservoir, Journal of Petroleum Science and Engineering (2018), doi: 10.1016/j.petrol.2018.02.021.

4. Actividad 8: Limpieza de muestras y análisis de resultados

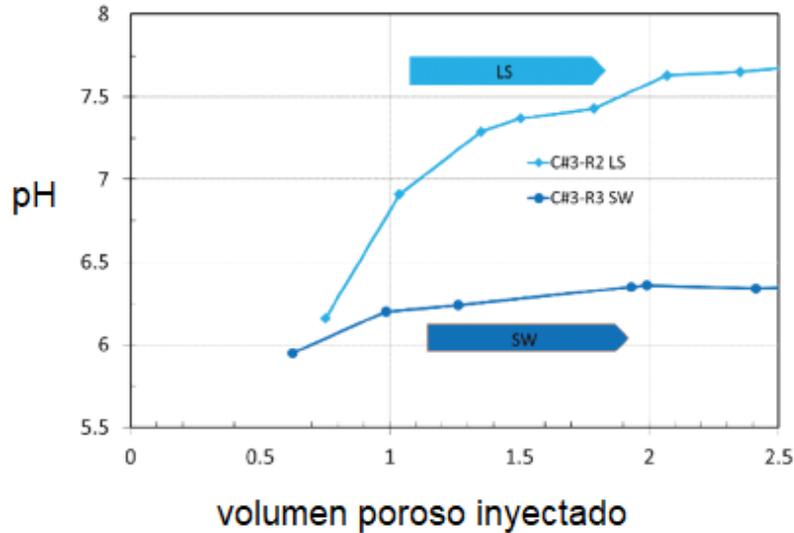
Después de que se realizan las pruebas de desplazamiento, se pueden observar los efectos de la inyección de agua inteligente. La respuesta de los efectos del agua inteligente en areniscas depende de las propiedades mineralógicas de yacimiento, esto afecta directamente la mojabilidad inicial. Los crudos al contener compuestos orgánicos polares interactúan con las superficies minerales que están cargadas negativamente y esto genera una especie de anclaje para la fase oleosa. La mojabilidad depende no solo de la composición del petróleo

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

sino también de la composición del agua de formación, los tipos de minerales presentes en la superficie de la roca y de la temperatura del yacimiento.

Figura 34.

Valores de pH de las muestras de agua baja salinidad (LS) y agua de mar (SW) durante un proceso de inyección.



Nota. Tomado de Piñerez Torrijos (2018). Recuperación mejorada de petróleo en areniscas y carbonatos con Smart Water.

Estudios han demostrado que, durante la inyección de una salmuera de alta salinidad, como la del agua de formación, el pH efluente era ácido y estaba cerca al pH natural de esta salmuera. A medida que se inyecta agua de baja salinidad, se ve un aumento gradual en el pH lo que facilitó una modificación de mojabilidad y aumento de las fuerzas capilares, generando una recuperación de petróleo mayor que cuando se inyecta agua de alta salinidad. Cuando el pH aumenta cerca de la superficie de la roca donde se encuentran los compuestos polares del petróleo, las interacciones COBR separan estos compuestos polares y crea una preferencia de mojabilidad al agua. Según Piñerez Torrijos (2017), el pH ha sido relacionado

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

como la variable principal del mecanismo de alteración de la mojabilidad con la inyección de agua de baja salinidad en yacimientos clásticos.

6. Conclusiones

Los modelos desarrollados de recobro mejorado con agua de baja salinidad para rocas carbonatadas y areniscas envuelven todas las fases presentes en un yacimiento, por esta razón exige una exhausta caracterización de la roca.

Los principales factores que se deben tener en cuenta son: 1. Minerales presentes en la superficie del medio poroso; 2. Composición iónica del agua de formación; 3. Propiedades de las salmueras y de los minerales previas a la presencia de petróleo en el yacimiento; 4. La mojabilidad inicial del yacimiento. Esto generaría que la salmuera utilizada tenga los valores más adecuados para un proceso óptimo, generalmente se selecciona que para areniscas se elija un valor menos a 5000ppm y para rocas carbonatadas se maneje un rango entre 20000 y 50000ppm

El aumento de petróleo recuperado en una prueba de inyección de agua inteligente no siempre se debe a una salmuera con baja salinidad. Estudios han comprobado que una de las razones que influye es la proporción en concentración que exista de las sales presentes en la salmuera.

De acuerdo a lo descrito en la presente investigación, el equipo Vinci RPS700 es el de mayor viabilidad operativa, si se desea realizar una prueba de desplazamiento lineal a la hora de evaluar el factor de recobro incremental en presencia de agua de baja salinidad, debido a que es un equipo muy completo.

7. Recomendaciones

Realizar pruebas de coreflooding con agua inteligente en los laboratorios de la universidad.

Estudiar la composición iónica de las salmueras para tener un programa de inyección de agua inteligente aplicado a campos colombianos.

Elaborar una evaluación sobre los mecanismos que alteran la mojabilidad de la roca cuando entra en contacto con una salmuera de baja salinidad.

Realizar un estudio de inyección de agua inteligente como método terciario aplicado a un campo colombiano el cual utilice la inyección de agua como método de recobro secundario.

Referencias Bibliográficas

- Abubacker, J., Al-Attar, H., Zekri, A. et al. Selecting a potential smart water for EOR implementation in Asab oil field. *J Petrol Explor Prod Technol* 7, 1133–1147 (2017).
<https://doi.org/10.1007/s13202-017-0315-5> Chemical and petroleum engineering
- Aghaeifar, Z., Strand, S., Puntervold, T., Austad, T., Sajjad, F.M., Smart Water Injection Strategies for Optimized Eor In A High Temperature Offshore Oil Reservoir, *Journal of Petroleum Science And Engineering* (2018), Doi: 10.1016/J.Petrol.2018.02.021.
- Alsofi, A.M., Wang, J., Kaidar, Z.F., Aramco, S., Smartwater Synergy with Chemical Eor: Effects On Polymer Injectivity, Retention And Acceleration, *Journal Of Petroleum Science And Engineering* (2018), Doi: 10.1016/J.Petrol.2018.02.036.
- An experimental study of the impact of injection water composition on oil recovery from carbonate rocks. Authors: Mohammed j. Alshakhs, Stanford University. June 2015
- Arandia (2018) Caracterización petrofísica y sedimentológica de las arenas del mioceno temprano como potencial gasífero presentes en la cuenca de la guajira, campo Chuchupa en el área de influencia del pozo “C1”. (trabajo de grado). Universidad pedagógica y tecnológica de Colombia
- Ardila & Arenas, (2010). Metodología Para El Análisis E Interpretación De Resultados Del Laboratorio De Análisis Petrofísicos De La Escuela De Ingeniería De Petróleos. [Trabajo De Grado]. Universidad Industrial De Santander, Bucaramanga, Santander.
- Austad, T., Puntervold, T., Strand, S., & Piñeres Torrijos, I. D. (2017). Smart Water EOR: Beneficios y Aplicaciones en Reservorios Clásticos y Carbonatos. June.

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

- Ávila (2017). Inyección de agua de baja salinidad: un nuevo método EOR por estudiar en Colombia. Universidad industrial de Santander, escuela de ingeniería de petróleos. 2017
- Baldygin, Alexey & Nobes, David & Mitra, Sushanta. (2014). New Laboratory Core Flooding Experimental System. Industrial & Engineering Chemistry Research. 53. 13497–13505. 10.1021/ie501866e. 2014
- Bizhan Honarvar, Ali Rahimi, Mehdi Safari, Samaneh Khajehahmadi, Mohammad Karimi, (2019). Smart water effects on a crude oil-brine-carbonate rock (cbr) system: further suggestions on mechanisms and conditions. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2019.112173>
- Buitrago & Suárez (2016). análisis experimental del desplazamiento de un crudo colombiano con una solución polimérica en medios porosos como método de recuperación mejorada. (Trabajo De Grado). Universidad Industrial De Santander, Escuela De Ingeniería De Petróleos
- Causil (2019). Mejoramiento De La Inyección De Agua De Baja Salinidad Mediante Nanopartículas Aplicado Al Recobro Mejorado De Petróleo. Universidad Nacional De Colombia Facultad De Minas, Departamento De Procesos Y Energía Medellín, Colombia
- Chavarría & Sandoval, (2010). evaluación del daño a la formación por precipitación de parafinas y asfaltenos. Trabajo de grado. Universidad industrial de Santander, escuela de ingeniería de petróleos, Bucaramanga
- Darvish Sarvestani, A., Ayatollahi, S. & Bahari Moghaddam, M. Smart water flooding performance in carbonate reservoirs: an experimental approach for tertiary oil

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

recovery. J Petrol Explor Prod Technol 9, 2643–2657 (2019).
<https://doi.org/10.1007/s13202-019-0650-9>

Delgado, (2016). Inyección de agua de baja salinidad en yacimientos areno arcillosos (trabajo de grado). Universidad nacional autónoma de México- facultad de ingeniería

Hybrid enhanced oil recovery using smart waterflooding. Chapter 1 - history of low-salinity and smart waterflood. Doi: <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-816776-2.00001-5>
authors: Kun Sang Lee, ji ho lee. 2019

Kilybay, A.; Ghosh, B. (2017). A Review on the Progress of Ion-Engineered Water Flooding. Journal of Petroleum Engineering. <https://doi.org/10.1155/2017/7171957>

Liévano & Sandoval (2005). Diseño de un equipo de desplazamiento para realizar pruebas de análisis petrofísicos en núcleos de roca. (Trabajo De Grado). Universidad Industrial De Santander, Escuela De Ingeniería De Petróleos, Escuela De Ingeniería Mecánica.

Londoño Galvis, F., Naranjo Suarez, C., & Muñoz Navarro, S. (2013). Simulación de un proceso de inyección de agua en un modelo físico escalado 3D. Fuentes: El Reventón Energético, 11(2), 9.

Mcguire P. L., Chatham J. R., Paskvan F. K., Sommer D. M., Carinu F. H., 2005, Low Salinity Oil Recovery: An Exciting New Eor Opportunity For Alaska's Noth Slope, Spe 93903.

Morrow, Norman R.. "Wettability and Its Effect on Oil Recovery." J Pet Technol 42 (1990): 1476–1484. doi: <https://doi.org/10.2118/21621-PA>

Nair, Remya & Protasova, Evgenia. (2016). Smart Water for Enhanced Oil Recovery by Nano-Filtration. Journal of Petroleum & Environmental Biotechnology. 07. 10.4172/2157-7463.1000273. 2016

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE

- Pérez (2019). Análisis de petrofísica básica en núcleos de roca y pruebas de desplazamiento. tesis de grado, universidad nacional autónoma de México, 2019.
- Pérez, (2011). Influencia de parámetros petrofísicos en la determinación indirecta de la permeabilidad absoluta en rocas de yacimientos petroleros (trabajo de grado). Universidad nacional autónoma de México- facultad de ingeniería
- Piñérez, (2018). Recuperación Mejorada De Petróleo En Areniscas Y Carbonatos Con Smart Water.
- Reed, Jules. (2015). Core Analysis: A Best Practice Guide. 10.1016/B978-0-444-63533-4.09989-3.
- Sandoval & Roa (2014). Análisis De Sensibilidad De Un Proceso De Inyección De Agua De Baja Salinidad (Lsw) Para Un Sector Del Campo Nutria. (Trabajo De Grado). Universidad Industrial De Santander, Escuela De Ingeniería De Petróleos
- Tang, g.-q., Morrow, n. R. 1999. Influence of brine composition and fines migration on crude oil/brine/rock interactions and oil recovery. J. Pet. Sci. Eng. 24, 99- 111. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(99\)00034-0](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(99)00034-0)
- Zhang, y., n.r. Morrow. 2006. Comparison of secondary and tertiary recovery with change in injection brine composition for crude oil/sandstone combinations, 2006 spe/doe symposium on improved oil recovery. Tulsa, oklahoma. Spe 99757.

DESPLAZAMIENTOS CON AGUA INTELIGENTE