



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO.

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO EXPERIMENTAL DE RECUPERACIÓN
MEJORADA POR EFECTO JOULE EN UN
YACIMIENTO FRACTURADO.**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

SALAS SAUCEDO ALFREDO

DIRECTOR:

DR. ERICK EMANUEL LUNA ROJERO



MÉXICO D.F. 2012

AGRADECIMIENTOS.

Este trabajo es la conclusión de una meta muy importante en mi vida personal, pero es la consecuencia de un logro al cual eh podido llegar solo gracias al apoyo constante de muchas personas a quienes agradezco por toda su dedicación en mi formación como profesionista.

Primeramente quiero agradecer a mis padres no solo por darme la vida, sino por enseñarme que todo en esta vida se gana a base de esfuerzo, dedicación y constancia, a mi madre María Cristina Saucedo Rodríguez por su incansable lucha por sacar adelante a la familia y darnos a mis hermanos y a mí una buena formación tanto profesional como humana que es el regalo más grande que se puede recibir de los padres, a mi padre Mariano Alfredo Salas Díaz que nos enseñó a ver el valor de la educación y a comprender la gran oportunidad que teníamos de poder estudiar, a mis hermanos Julio Cesar Salas Saucedo y Mariana Guadalupe Salas Saucedo que siempre me han demostrado su apoyo y brindado su confianza, para dar con firmeza cada paso en mi recorrido por esta vida, y a mi familia en general que siempre me han impulsado a superarme, no solo con palabras sino que en algunos casos siendo ellos mismos el ejemplo a seguir.

Un profundo agradecimiento al Dr. Erick Luna y a todas las personas que durante el periodo en el que conviví con ellos al elaborar este trabajo me brindaron no solo su apoyo y conocimientos, sino también su amistad.

A mis profesores, porque de todos ellos me llevo no solo los conocimientos transmitidos, si no también el fruto de sus años de experiencia y todos sus consejos que sin duda serán de ayuda para mi desempeño como profesionista.

A mis amigos que son parte fundamental para que hoy este en este punto de mi vida, por todo su apoyo y por todos estos años en los que hombro a hombro todos salimos adelante, a todos ellos les agradezco por su valiosa amistad y les deseo éxito en su vida profesional.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y su Facultad de Ingeniería por darme la oportunidad de formarme como profesionista, siempre me he sentido y me sentiré orgulloso de pertenecer a esta institución, es por ello que se que el camino no termina aquí sino que recién comienza, y que mi obligación y compromiso como egresado de la máxima casa de estudios es poner en alto el nombre de esta gran institución.

Salas Saucedo Alfredo.

Índice.

Introducción	1
Capítulo 1 Antecedentes	
1.1 Ciclo de vida del Yacimiento.	2
1.2 Procesos de recuperación secundaria y mejorada.	4
1.3 Inyección de agua con Químicos.	15
1.4 Procesos Térmicos.	18
1.4.1 Inyección de vapor.	18
1.4.2 Combustión IN SITU.	19
1.4.3 Calentamiento Electromagnético.	21
Capítulo 2 Calentamiento Electromagnético.	
2.1 Fenómenos físicos involucrados.	22
2.2 Calentamiento Electromagnético	35
2.3 Factores que intervienen en el calentamiento electromagnético.	41
2.4 Ventajas y desventajas del método electromagnético.	44
Capítulo 3 Yacimientos Fracturados.	
3.1 Tipos de Yacimientos.	46
3.2 Yacimientos Homogéneos.	49
3.3 Yacimientos Naturalmente Fracturados.	50
3.4 Clasificación de Yacimiento Naturalmente Fracturados.	52
3.5 Propiedades de los Yacimientos Fracturados.	57
3.6 Simulación de Yacimientos Naturalmente Fracturados.	61

Capítulo 4 Diseño y Construcción del Dispositivo Experimental.

4.1 Consideraciones.	65
4.2 Calculo de las dimensiones del Dispositivo experimental.	66
4.3 Diseño de la celda mediante el uso de software.	70

Capítulo 5. Desarrollo experimental y Resultados.

5.1 Etapas experimentales	76
5.1.1 Prueba de la celda sin núcleo.	76
5.1.2 Limpieza y caracterización de la muestra de roca.	77
5.1.3 Prueba de la celda en presencia de la roca saturada de agua.	79
5.1.4 Saturación de la roca con aceite.	81
5.1.5 Prueba en celda con roca saturada de agua y aceite.	82
5.2 Resultados.	83
Conclusiones.	87
Bibliografía.	89

Introducción.

Actualmente el 70% de las reservas de hidrocarburos del país se encuentran en yacimientos naturalmente fracturados, de forma paralela a esto, se suma el hecho de que en México la mayoría de los campos se encuentran en etapas de madurez por lo cual la producción de los mismos se encuentra en declive.

Aunado a esto los volúmenes mundiales estimadas son de 1 billón de barriles de aceite convencional y 7 billones de barriles de aceite pesado, es decir el 87.5% del aceite en el mundo son aceites pesados.

Por tal motivo los métodos de recuperación mejorada jugaran un papel muy importante en la producción de hidrocarburos del país de ahora en adelante, muy especialmente los métodos térmicos.

Se estima que si tan solo pudiéramos recuperar el 10% del volumen de aceite remanente en nuestros yacimientos, se tendrían aproximadamente 26 mil millones de barriles de aceite de recobro, para darse una idea de la cantidad de aceite que se podría recuperar, ese 10% representaría un volumen del orden de las reservas 2P (probadas y probables) del país, lo cual hace evidente el potencial que tiene la recuperación mejorada en México.

El presente trabajo tiene por objetivo el estudio experimental del método de recuperación mejorada por efecto Joule (o Calentamiento Electromagnético) en yacimientos fracturados, para ello se pretende construir una celda de vidrio que permita simular las condiciones de dichos yacimientos y el efecto de la fractura en el método de calentamiento electromagnético.

A partir de esto se realizaran corridas experimentales, se registraran y analizaran los resultados con el fin de determinar los factores que influyen en el método en estudio, así como el potencial que tiene el método para ser utilizado a futuro como alternativa para recuperar el aceite remanente en los yacimientos del país.

Capítulo 1: Antecedentes.

1.1 Ciclo de vida del Yacimiento

Un yacimiento petrolero puede definirse como un volumen poroso que contiene agua, petróleo y en algunas ocasiones una fase gaseosa.

Su ciclo de vida comienza desde que este es descubierto y estudiado con la finalidad de: Delimitarlo, determinar el volumen de su reserva, caracterizar el sistema roca-fluidos, para posteriormente pasar a su explotación y desarrollo.



Fig. 1-1 Ciclo de Vida de un Yacimiento Petrolero

Tradicionalmente durante la vida productiva de un Yacimiento Petrolero se distinguían únicamente dos periodos de explotación:

- Explotación por Comportamiento Primario.
- Explotación por Recuperación Secundaria.

A partir de los años 70's el sustancial incremento en el precio de los hidrocarburos, en particular del aceite permitieron la aplicación de métodos de recuperación más avanzados y costosos en la recuperación del aceite (SALAGER, 2005), con lo cual comenzó a reconocerse una tercera etapa de recuperación conocida como

- Explotación por Recuperación Terciaria o (Secundaria) Mejorada.

Explotación por Comportamiento Primario. Durante este periodo el aceite es drenado hacia los pozos naturalmente por efecto del gradiente de presión que existe entre el fondo del pozo (P_{wf}) y la presión existente en el Yacimiento (P_{ws}),

a medida que el Yacimiento es explotado los fluidos contenidos en la roca comienzan a expandirse y la presión tiende a bajar de forma proporcional al ritmo de producción y a los mecanismos involucrados, en tal caso la energía del Yacimiento comienza a ser insuficiente para llevar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, por lo cual se hace necesario el uso de Sistemas Artificiales de Producción (SAP), estos le proporcionan energía adicional al pozo para poder llevar los fluidos a la superficie incrementando de esta forma la producción.

La recuperación Primaria termina cuando la presión del yacimiento ha bajado demasiado o cuando se producen cantidades importantes de otros fluidos (gas y agua). El porcentaje de recuperación en esta etapa es del orden del 10-15% pero puede ser mayor o menor dependiendo de la cantidad de gas que posea el fluido y de los mecanismos de empuje del Yacimiento (SALAGER, 2005).

Explotación por Recuperación Secundaria. Cuando termina la etapa de explotación primaria y la presión del Yacimiento comienza a decaer se aplican métodos de recuperación Secundaria estos consisten en inyectar fluidos dentro del Yacimiento con la finalidad de mantener dentro de este un gradiente de presión (Mantenimiento de Presión). Estos fluidos son inyectados por ciertos pozos a los cuales se es conoce como pozos inyectores y su función es desplazar o arrastrar los hidrocarburos hacia los pozos productores.

Hasta los años 70's el precio de los hidrocarburos hacia que los únicos fluidos que fueran económicamente factibles para ser inyectados fueran el agua y en algunas ocasiones el gas natural (SALAGER, 2005).

El drenado de aceite por agua permite elevar el factor de recuperación de aceite hasta un promedio de 25-30%, con variaciones desde 15 hasta 40% dependiendo las las propiedades tanto de la roca como del fluido.

Explotación por Recuperación Terciaria o (Secundaria) Mejorada. Después de las anteriores dos etapas de recuperación en el Yacimiento aun queda entre un 60 y un 80 % (72% Promedio) del crudo originalmente en sitio. Esto se debe a que la eficiencia de los métodos de recuperación primaria y secundaria se encuentran limitados por 2 factores principalmente:

- A escala de poro, el crudo alcanza una saturación residual suficientemente baja para encontrarse en forma de glóbulos discontinuos, atrapados por las fuerzas Capilares.

- A escala Yacimiento existen ciertas zonas en las cuales el fluido inyectado durante la recuperación secundaria no penetra, por la baja permeabilidad de estas zonas, debido a esto el fluido sigue caminos de flujo preferenciales.

La Recuperación Mejorada consiste en una serie de métodos enfocados en resolver principalmente estos dos problemas con el fin de lograr un mayor factor de recuperación de Hidrocarburos.

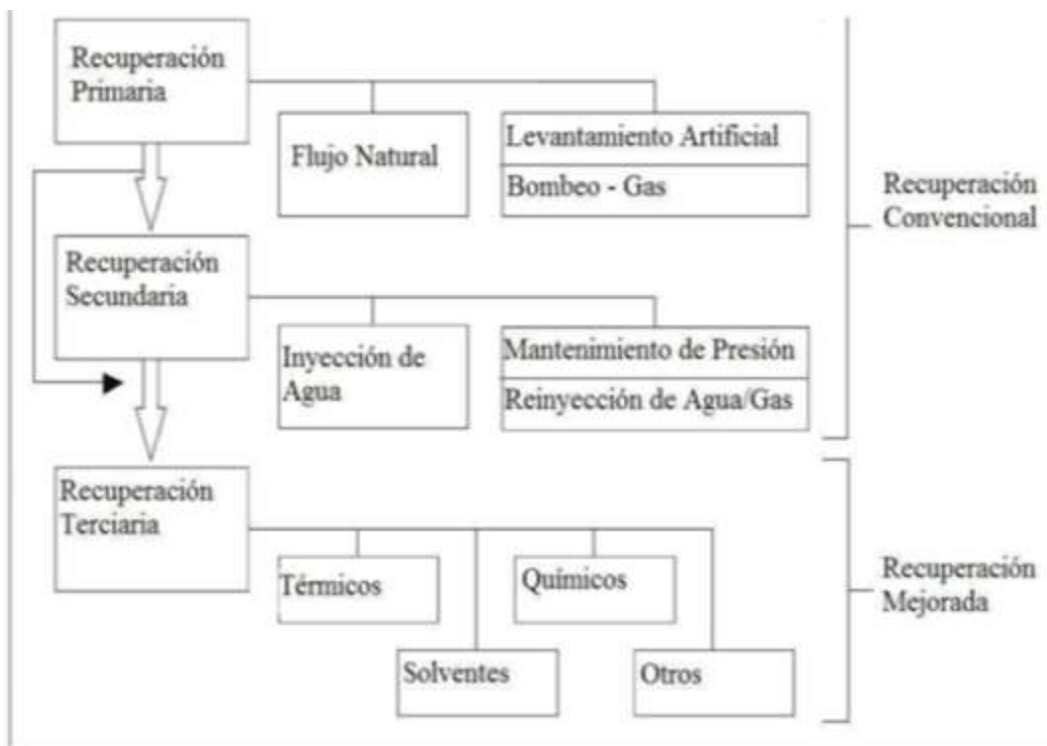


Fig. 1- 2 Clasificación de la recuperación de aceite (LATIL, 1980).

1.2 Procesos de recuperación secundaria y mejorada

Los métodos de recuperación secundaria o mejorada son métodos aplicados directamente al yacimiento con la finalidad de incrementar la productividad de este y en consecuencia elevar su factor de recuperación.

Estos se aplican cuando se han agotado todas las alternativas para mejorar la producción a nivel pozo (estrangulamiento, cambio de TP, uso de SAP, etc.) y es necesario intervenir en el yacimiento para lograr mejores niveles de recuperación.

La diferencia entre recuperación secundaria y mejorada es que la primera consiste básicamente en procesos de mantenimiento de presión en el yacimiento en los cuales no se alteran las propiedades de este, mientras que la segunda busca reducir las fuerzas capilares, viscosas y de tensiones interfaciales, etc. con el fin de mejorar el flujo de fluidos en el yacimiento.

Procesos de Recuperación Secundaria.

Inyección de Agua.

Es un proceso donde el aceite es llevado hacia los pozos de producción por acción de la presión ejercida por el agua, esta operación fue realizada por primera vez en la ciudad de Pithole, al oeste de Pennsylvania, en el año 1985.

Esta técnica ocurrió “accidentalmente” cuando el agua, proveniente de algunas arenas acuíferas poco profundas o de acumulaciones de aguas superficiales, se movía a través de las formaciones de aceite, entrando al intervalo productor en los pozos perforados e incrementando la producción de petróleo en los pozos vecinos.

Para la inyección se utiliza el agua salada dado que se prohíbe desde el punto de vista contractual el uso de agua fresca la cual debe presentar ciertas características:

- El agua de inyección NO debe ser corrosiva.
- El agua debe tratarse para eliminar compuestos minerales que puedan causar obstrucciones en el pozo.
- NO debe ser reactiva con respecto a los minerales y arenas de la formación.
- Debe presentar características similares al agua encontrada en el yacimiento para que sean compatibles y pueda funcionar el método (pruebas de compatibilidad).

Hoy en día el método de inyección de agua es el más utilizado de los métodos de recuperación secundaria, cubriendo así más de la mitad de la producción de los pozos a nivel mundial.

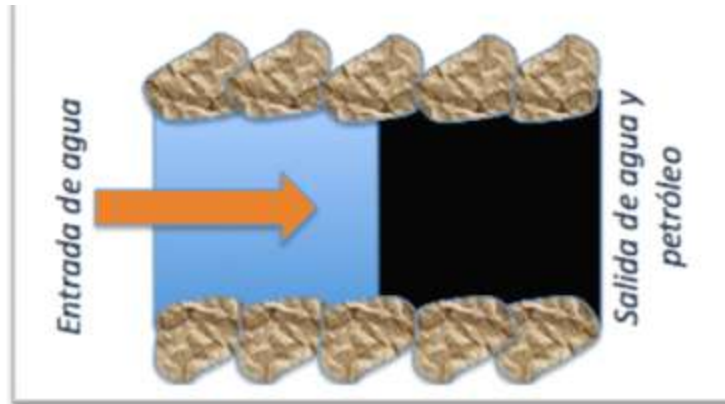


Figura 1- 3 Esquema de desplazamiento de petróleo por agua en un canal de flujo (París, 2001)

Tipos de inyección

Se puede llevar a cabo de dos formas dependiendo de la posición de los pozos productores e inyectores, tales como:

Inyección periférica o externa.

Se basa en inyectar agua fuera del lugar donde se ubica el crudo, en la periferia del yacimiento. Este método es conocido como inyección tradicional en donde el agua se inyecta en el acuífero que se encuentra junto al contacto agua-petróleo.

Características:

- Es utilizado cuando se desconocen las características del yacimiento.
- Los pozos de inyección son ubicados en el acuífero, alejados del lugar donde se encuentra el petróleo.

Inyección en arreglos o dispersa.

Se encarga de inyectar agua en el lugar donde se encuentra el crudo. Esto trae como consecuencia que los fluidos existentes en el yacimiento sean desplazados hasta el pozo productor. Se le conoce con el nombre de inyección interna.

Características:

- Para utilizar este método se debe tomar en cuenta la estructura y límites del yacimiento, la continuidad de las arenas, la permeabilidad, la porosidad así como el número y posición de los pozos existentes.
- Es usado en yacimientos con poca inclinación y con un área extensa.
- Se organizan los pozos productores e inyectores de tal manera que queden arreglados como en la primera etapa de recuperación.

Inyección de Gas.

La inyección de gas es un proceso inmisible a menos que el gas inyectado se efectúe a alta presión o enriquecido con hidrocarburos livianos.

Un proceso de alta presión se refiere a la combinación del petróleo existente en el yacimiento y el gas inyectado, que produce la formación de una fase homogénea simple, la menor presión para que ocurra la movilización del crudo, es aproximadamente 3.000 psi, por lo que la profundidad queda restringida en un valor mínimo de 5000 pies. El proceso enriquecido de hidrocarburos varía según el proceso de inyección de gas a alta presión principalmente, por la manera que los hidrocarburos son transferidos de una fase a otra, este proceso puede ser aplicado a menores presiones que la del proceso de alta presión.

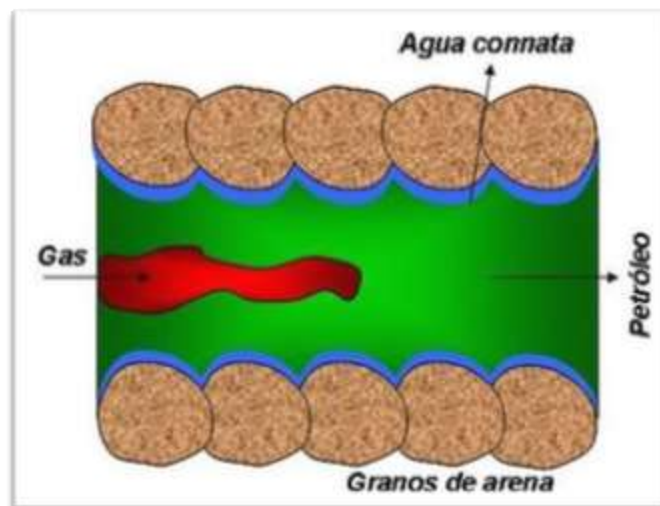


Fig. 1- 4 Desplazamiento de petróleo por gas en medio poroso (París, 2001)

Tipos de Inyección.

La inyección del gas se clasifica en dos tipos que son: la inyección de gas interna o dispersa y la inyección de gas externa.

Inyección de gas interna o dispersa

Consiste en inyectar el gas en el lugar donde se encuentra el crudo, dicha inyección se utiliza en yacimientos sin capa de gas inicial, por empuje por gas disuelto y donde no hay tendencia a desplegarse una capa de gas secundaria.

Características:

- Se utiliza en yacimientos homogéneos, con poca inclinación y con poco espesor.
- Se necesita un gran cantidad de puntos de inyección, los cuales son ordenados de tal manera que el gas inyectado se distribuya por toda la zona de producción. El ordenamiento estará sujeto al tipo de yacimiento.
- La permeabilidad efectiva del gas debería ser baja.

Inyección de gas externa

Es el proceso de inyección de gas cerca del borde o cresta de producción del yacimiento, lugar donde está la capa de gas, bien sea primaria o secundaria, de tal manera que el crudo es desplazado hacia abajo.

Características:

- Se utiliza en yacimientos de espesor apreciable, para lograr el desplazamiento del petróleo mediante el empuje por la capa de gas.
- Se aplica en yacimiento con buena permeabilidad vertical.
- Deben tener alto buzamiento.
- Se ubican los pozos de producción de tal manera que cubran gran parte del área donde es inyectado el gas.

Factores importantes que intervienen en la cantidad de petróleo que se puede extraer mediante la inyección de gas y agua:

- Las propiedades de los fluidos del yacimiento.
- El tipo de empuje.
- La geometría del yacimiento.
- La continuidad de la arena.
- El relieve estructural.
- Las propiedades de la roca.
- Temperatura y presión del yacimiento.
- Homogeneidad de las propiedades de la roca.

Procesos de Recuperación Mejorada.

Después de las recuperaciones primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía 60-80% (promedio 72%) del crudo originalmente en sitio. Esto se debe a que la eficiencia de los métodos de recuperación primaria y secundaria está limitada por dos factores:

- A la escala de los poros, el crudo alcanza una saturación residual suficientemente baja para encontrarse en forma de glóbulos discontinuos, atrapados por las fuerzas capilares.

- A la escala del yacimiento existen ciertas zonas en las cuales el fluido inyectado durante la recuperación secundaria no penetra, por la baja permeabilidad de estas zonas, porque siguen caminos preferenciales, o porque la geometría de implantación de los pozos no es favorable.

Fenómenos Involucrados.

Para comprender el alcance de los diferentes métodos de recuperación mejorada es indispensable entender la naturaleza de los fenómenos involucrados.

Capilaridad y Adsorción. Suponiendo para simplificar que el medio poroso contiene solamente una salmuera (W) y crudo (O), estas dos fases se distribuyen según las leyes de la hidrostática y de la capilaridad

La ley fundamental de la capilaridad o ecuación de Laplace relaciona la diferencia de presión entre los lados de una interfase (presión capilar P_c) con la curvatura:

$$P_c = \Delta P = P_o - P_w = 2 \gamma H$$

Donde γ es la tensión interfacial y H la curvatura promedio de la interfase. Para una superficie hemisférica la curvatura promedio es el inverso del radio. Para una

superficie cualquiera H se expresa como la mitad de la suma de los inversos de los radios de curvatura principales (el mayor y el menor).

La presión es superior del lado de la concavidad, es decir, en el interior de las gotas de aceite como se muestra en la Fig. 1-5.

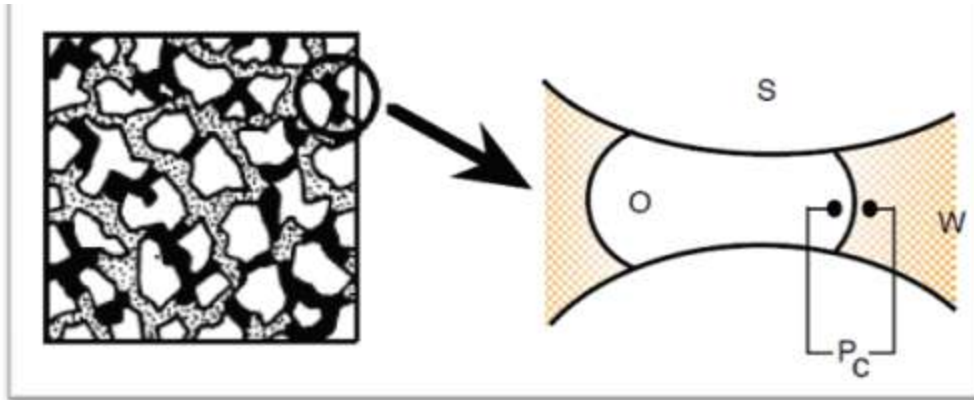


Fig. 1-5 Entrampamiento de Aceite por capilaridad (SALAGER, 2005).

La tensión interfacial se define como la energía libre de Gibbs por unidad de área y depende de las sustancias adsorbidas en la interfase. Para agua en equilibrio con una fase hidrocarburo es del orden de algunas decenas de dina/cm (ó mN/m). En presencia de un surfactante se reduce generalmente a 1 ó 0,1 dina/cm, pero en ciertos casos muy particulares puede llegar a 0,001 dina/cm.

El contacto trifásico agua (W), crudo (O) y sólido (S) está caracterizado por los ángulos de contacto. En la Fig. 1-6 se indica la definición de los ángulos de contacto θ_o y θ_w .

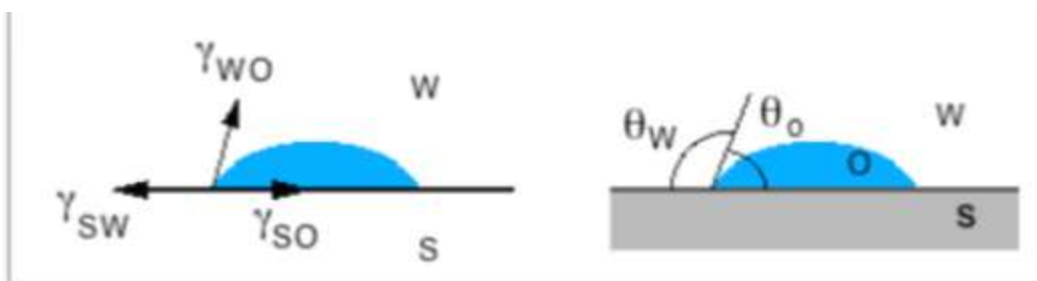


Fig. 1-6 Equilibrio de las fuerzas de tensión y ángulos de contacto.

En general y para evitar confusiones se llama ángulo de contacto θ el ángulo θ_w que corresponde a la fase agua.

$$\cos \theta = (\gamma_{SO} - \gamma_{SW}) / \gamma_{WO}$$

El valor de θ depende de la tensión interfacial entre O y W (γ_{WO}) y también de las energías libres interfaciales del sólido con los dos fluidos (γ_{SW} y γ_{SO}), es decir de la naturaleza de los fluidos y de la superficie del sólido.

Los crudos contienen a menudo bases nitrogenadas, es decir moléculas susceptibles de presentar una carga positiva, aún localmente. Tales moléculas pueden adsorberse sobre la superficie del sólido en los sitios negativos (oxígeno de SiO_2) y llegar a recubrirla como si fuera una capa de pintura. Visto desde fuera la superficie tendrá el aspecto de una capa de estas moléculas orgánicas y como consecuencia no será mojable por el agua sino por el aceite, y las gotas de aceites tendrán tendencia en "pegarse" en la superficie.

Estos fenómenos de **adsorción** son extremadamente importantes en los métodos de recuperación mejorada. En efecto, las sustancias surfactantes son susceptibles de adsorberse sobre los sólidos presentes (caliza, sílica, arcillas), y también pueden producirse intercambios iónicos entre los sólidos y la fase acuosa, lo que puede modificar considerablemente la composición de la misma.

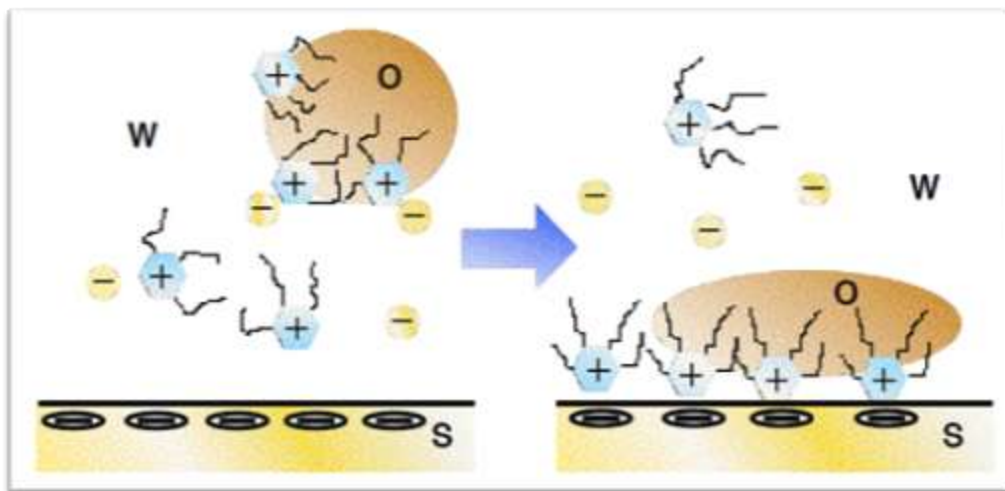


Fig.1-7 Adsorción de surfactantes y cambio de mojabilidad (SALAGER,2005)

Permeabilidad Relativa. Para definir el concepto de permeabilidad relativa es necesario definir primero los conceptos de permeabilidad absoluta y permeabilidad efectiva.

La **permeabilidad absoluta (K)** se define como la capacidad de la roca para que un fluido lo atravesase sin alterar su estructura interna cuando esta se encuentra

saturada al 100% de un solo fluido. Se afirma que un material es permeable si deja pasar a través de él una cantidad apreciable de fluido en un tiempo dado, e impermeable si la cantidad de fluido es despreciable.

Cuando más dos o más fluidos se encuentran presentes en un medio poroso (deben ser inmiscibles entre sí), la conductividad o capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de cada uno de los fluidos a través de dicho medio poroso se define como **permeabilidad efectiva (Kr)**. La permeabilidad efectiva a un fluido dado es menor que la permeabilidad absoluta y es función de la saturación del fluido.

La sumatoria de las permeabilidades efectivas siempre es menor que la permeabilidad absoluta, debido a las siguientes razones:

- Algunos canales que normalmente permiten el flujo cuando existe un solo fluido, son bloqueados cuando dos o más fluidos se encuentran presentes en el medio poroso, por ello, el número total de canales que permiten el flujo se reduce y la capacidad que tiene la roca de permitir el flujo de fluidos es menor.
- La presencia de interfases entre los fluidos que saturan el medio poroso, implica la presencia de tensiones interfaciales y presiones capilares, por lo tanto se generan fuerzas que tienden a disminuir la velocidad de flujo de los fluidos a través del medio poroso.

Finalmente la razón entre la permeabilidad efectiva y una permeabilidad absoluta se define como permeabilidad relativa. Dependiendo del propósito con el que se desean utilizar las curvas de permeabilidad relativa, se pueden usar dos bases diferentes:

$$K_{rx} = \frac{K_x}{K}$$

Donde:

K_{rx} = Permeabilidad relativa de la fase x.

K_x = Permeabilidad efectiva de la fase x.

K = Permeabilidad absoluta

“x” puede ser cualquiera de los fluidos presentes en el yacimiento aceite (O), agua (W) o gas (G).

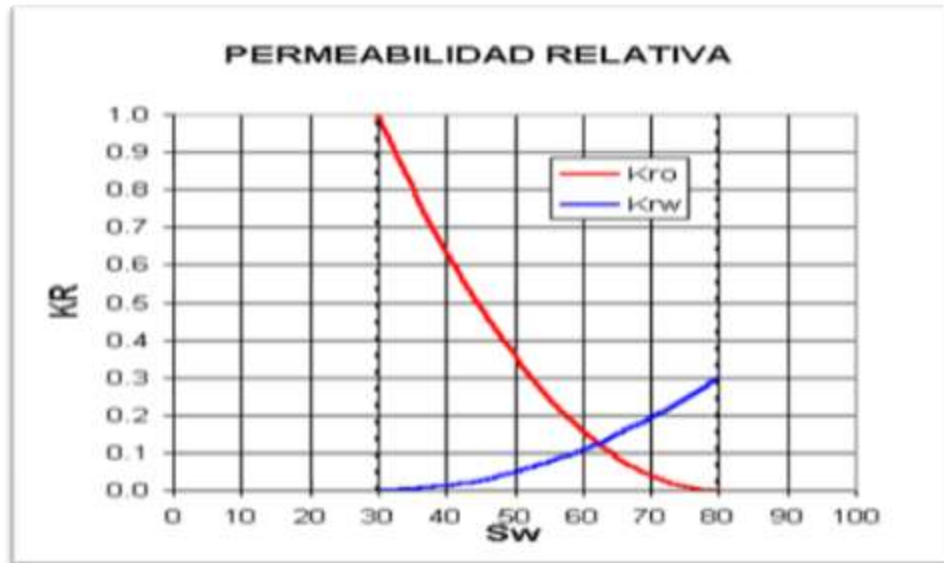


Fig. 1-8 Permeabilidad relativa en función de las saturaciones.

Histéresis del ángulo de contacto. En 1860 Jamin encontró que la presencia de una serie de burbujas en un capilar liso podía resultar en una considerable resistencia al flujo.

Si se supone que el ángulo de contacto es el mismo en ambas superficies, la ley de Laplace indica que no debe haber diferencia de presión entre los dos lados de la película.

Sin embargo, Jamin observó que al desplazarse una línea de contacto trifásico, el ángulo de contacto dependía de la dirección del movimiento.

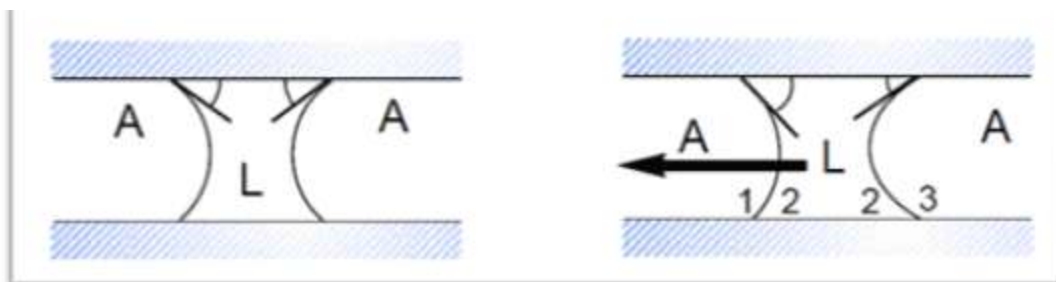


Fig. 1-9 Efecto Jamin (SALAGER, 2005)

El efecto Jamin nos dice que:

El ángulo de contacto de avance (1-2) del fluido que moja la superficie es mayor que el ángulo de contacto de la superficie (2-3), Fig. 1-9.

Teniendo en cuenta que la presión es mayor del lado de la concavidad y suponiendo que las interfases son hemisféricas. Existe por lo tanto un gradiente de presión a través de la película de líquido, por lo tanto en presencia de varias burbujas consecutivas en un capilar, todas las caídas de presión se suman y se puede producir una considerable resistencia al flujo.

Los métodos de Recuperación Mejorada se clasifican Principalmente en dos grandes clases: métodos Térmicos y métodos de Inyección de agua con químicos.

Una forma de medir si un proyecto de recuperación mejorada es exitoso o no es con el método del aceite incremental. En una gráfica se muestra como será el comportamiento del Yacimiento si este declina de forma natural del punto A al punto B, en este último punto se inicia un proceso de recuperación mejorada, si el proyecto resulta exitoso el gasto mostrara una desviación de la tendencia de declinación en algún momento después de B. El aceite incremental es la diferencia entre lo recuperado actualmente (B a D) y lo que se recuperaría si no se hubiese iniciado el proceso de recuperación mejorada.

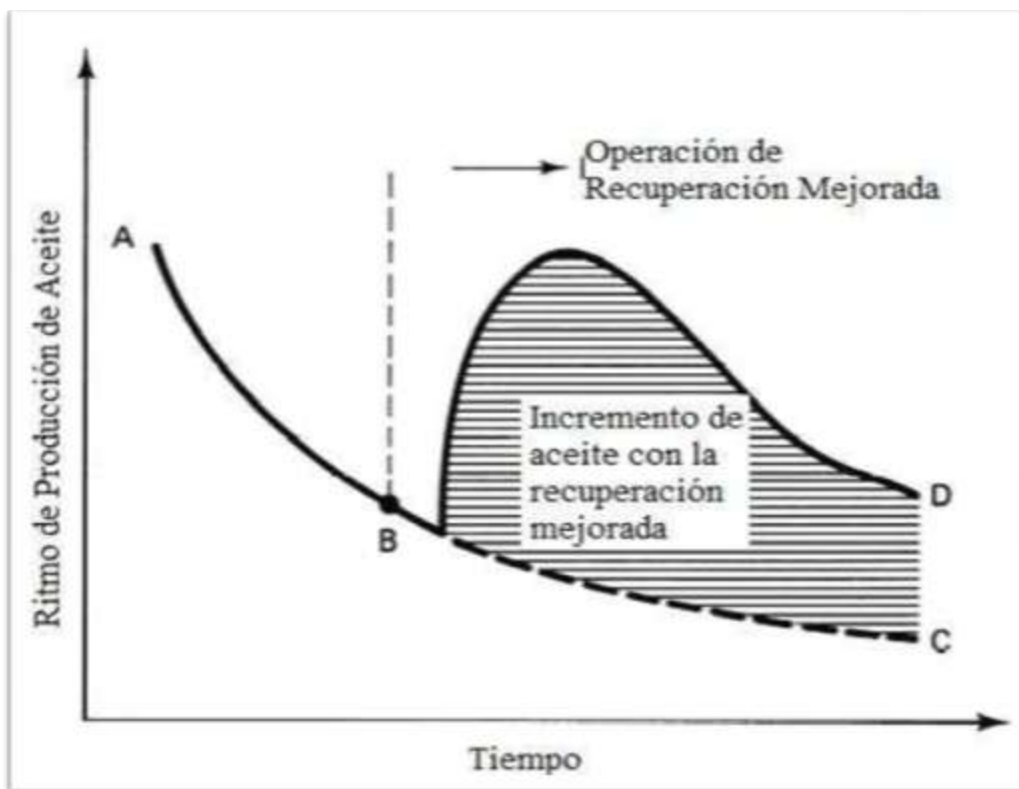


Fig. 1-10 Respuesta a un proceso de Rec Mejorada (LATIL, 1980)⁵.

1.3 Inyección de Agua con Químicos

Los métodos de recuperación mejorada por métodos químicos incluyen:

1. Inyección de polímeros y soluciones micelares poliméricas.
2. Procesos de inyección de surfactante.
3. Inyección de soluciones alcalinas o aditivos alcalinos combinados con mezclas de álcali-surfactante o álcali-surfactante-polímero (ASP).

Debido a que cada yacimiento es único en lo que se refiere a las propiedades de los crudos y del medio poroso, se deben diseñar sistemas químicos característicos para cada tipo de Yacimiento.

Los reactivos químicos empleados, sus concentraciones en los procesos de inyección y el tamaño de los mismos, dependerán de las propiedades de los fluidos y del medio poroso de la formación, así como, de las consideraciones económicas correspondientes (PDVSA-CIED, 1998). Sin embargo, se pueden mencionar algunos criterios básicos de selección para el desarrollo de proyectos de este tipo:

Método	°API	Viscosidad (cP)	Permeabilidad (mD)	Temperatura (°F)
Inyección de Polímeros	15-40	< 35	> 10	< 160
Inyección de Surfactantes	25-40	< 15	< 500	< 150
Inyección de Soluciones Alcalinas	15-35	< 150	< 1000	< 200

Tabla 1-1 Criterios para la selección de métodos químicos de Recuperación Mejorada (PDVSA-CIED, 1998).

Inyección de Polímeros.

El principio básico que sigue este método es el agua puede hacerse más viscosa a partir de la adición de un polímero soluble en agua, lo cual conduce a una mejoría en la relación de movilidad agua/petróleo y de esta manera se puede mejorar la eficiencia de barrido y por tanto se logra un mayor porcentaje de recuperación.

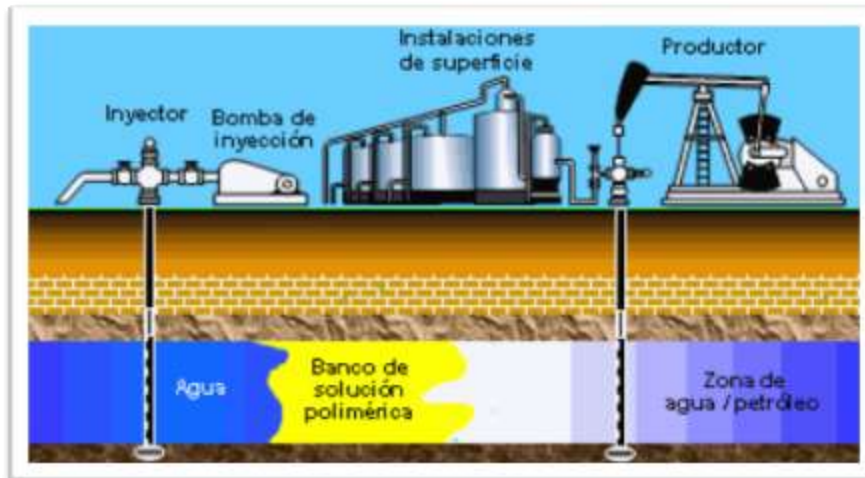


Fig. 1-11 Esquema del proceso de inyección de polímeros.

Entre los polímeros usados para este método se encuentran los polisacáridos o biopolímeros y las poliacrilamidas (PAA) y sus derivados, a bajas salinidades, las PAA presentan una mayor relación de movilidad por medio del incremento de la viscosidad del agua y de la disminución de la permeabilidad al agua de la formación.

Inyección de Surfactantes.

Este método consiste en un proceso de inyección agentes químicos con actividad superficial (tensoactivos o surfactantes) en el agua. Dichos aditivos químicos reducen las fuerzas capilares que atrapan el crudo en los poros de la roca de formación. El tapón de surfactante desplaza la mayoría del crudo del volumen contactado del yacimiento, formando un banco fluyente de agua/petróleo que se propaga delante del tapón de surfactante

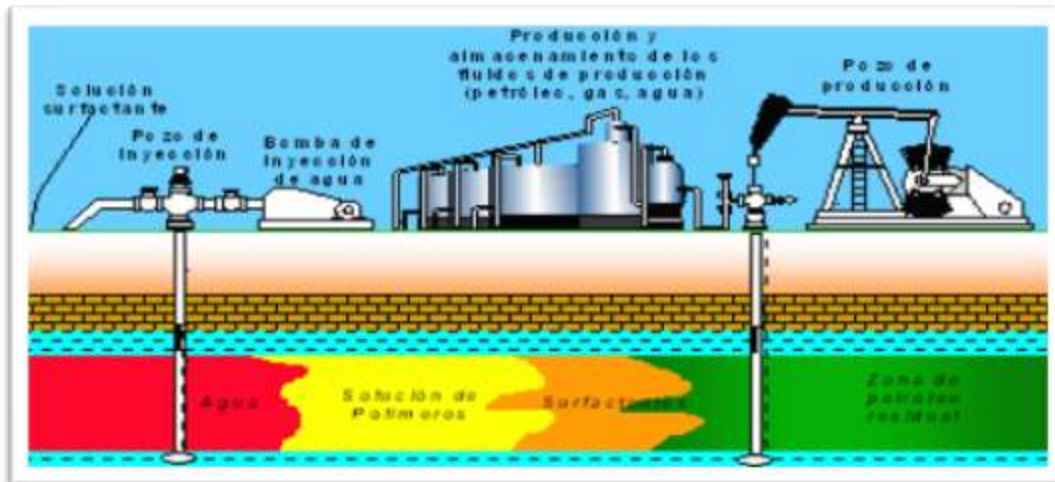


Fig. 1-12 Esquema del proceso de inyección de surfactantes.

Los surfactantes más empleados a nivel de campo son los sulfanatos de petróleo o sintéticos, los cuales pueden ser empleados en un amplio intervalo de temperaturas, a bajas salinidades por lo general se emplean sulfatos oxialquilados y sulfanatos en combinación con sulfanatos de petróleo.

Inyección de soluciones alcalinas.

Este método consiste en la inyección de soluciones cáusticas o alcalinas en la formación. Estos reactivos químicos reaccionan con los ácidos orgánicos presentes naturalmente en los crudos con lo cual se logra generar o activar surfactantes naturales que traen como consecuencia directa mejoras en la movilidad del crudo a través del yacimiento y hacia los pozos productores, bien sea por reducción de la tensión interfacial, por un mecanismo de emulsificación espontánea o por cambios en la mojabilidad.

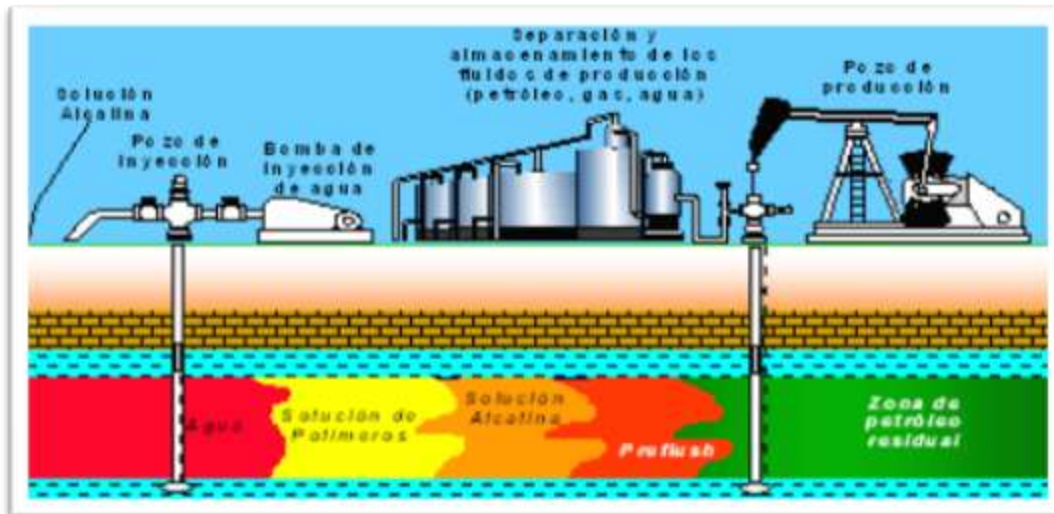


Fig. 1-13 Esquema del proceso de inyección de soluciones alcalinas.

1.4 Procesos Térmicos

1.4.1 Inyección de vapor

El proceso es simple en un comienzo. El vapor es generado en la superficie e inyectado por la TP de manera que el contenido del pozo se disipe hacia el espacio anular y emerja a la superficie.

Este método se basa en una combinación de condiciones térmicas, reducción de la viscosidad del fluido y presión (la presión con que el fluido es disipado hacia los conductos periféricos.). El mecanismo del desplazamiento del petróleo es una combinación de cambios físicos, tales como la reducción de la viscosidad y la destilación del vapor. Sin embargo un esfuerzo considerable es requerido para tratar al agua hirviente y a los gases resultantes de la combustión del crudo procesado, que frecuentemente contiene compuestos de nitrógeno y sulfuros.

Una segunda técnica de recuperación asistida se basa en un simple pozo de inyección y un pozo de producción o extracción. En el primero, se inyecta vapor permitiendo que se transfiera calor a las proximidades del depósito, que anteriormente poseía una buena producción de aceite, antes que se comenzara a bombear. El bombeado se realiza hasta que la producción decline debajo de un nivel aceptable, en este momento se debe repetir el ciclo de inyección de vapor.

1.4.2 Combustión IN SITU

Este método consiste básicamente en quemar una porción del aceite presente en el yacimiento para generar calor, esta porción es aproximadamente el 10%.

Se reconocen principalmente tres tipos de Combustión IN SITU y se muestran en la Fig. 1-14



Fig. 1–14 Tipos de Combustión IN SITU (París 2001)

Procedimiento General.

Generalmente el procedimiento se inicia bajando un calentador o quemador dentro del pozo inyector, posteriormente se inyecta aire hacia el fondo del pozo y se pone en marcha el calentador hasta lograr el encendido.

Luego, de que la vecindad del pozo se calienta, se saca el calentador y se continúa con la inyección de aire para mantener el avance del frente de combustión.

Combustión convencional o "hacia adelante"

Es también llamada combustión seca ya que no existe inyección de agua junto con el aire. La combustión es hacia adelante debido a que la zona de combustión avanza en la misma dirección del flujo de fluidos, es decir desde el pozo inyector hasta el pozo productor.

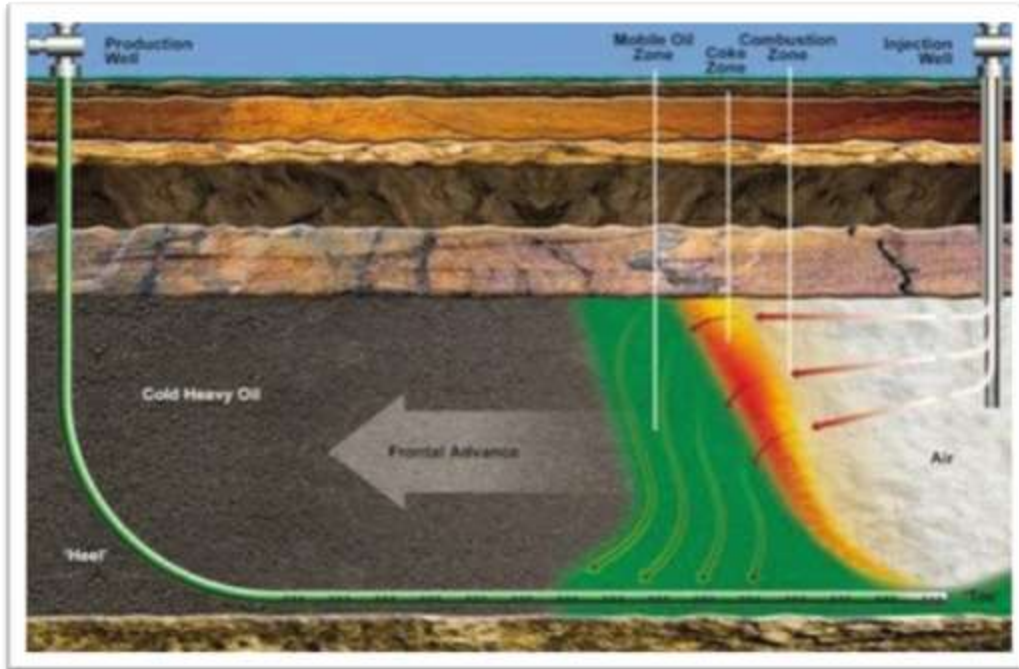


Fig. 1-15 Combustión Convencional.

Como se observa en la Fig. 1-15, el aire es inyectado con la finalidad de que la reacción de combustión se lleve a cabo, sin embargo, se producen grandes volúmenes de gases residuales los cuales causan problemas mecánicos. El calor se va generando a medida que el proceso de combustión avanza dentro de una zona de combustión muy estrecha hasta una temperatura alrededor de 1200° F.

La zona de combustión actúa como un pistón y desplaza todo lo que se encuentra delante de su avance.

Combustión en reverso

En este tipo de combustión la zona del frente de combustión se mueve en dirección opuesta a la dirección del flujo de fluidos y la combustión se enciende en los pozos productores. Como se puede apreciar en la Fig. 1 - la zona de combustión se mueve en contra del flujo de aire, los fluidos producidos fluyen a través de las zonas de altas temperaturas (500 – 700° F) hacia los pozos productores, originándose así una reducción en la viscosidad del petróleo y por consiguiente aumento de la movilidad.

Combustión húmeda

Consiste en inyectar agua en forma alternada con aire, creándose vapor que contribuye a una mejor utilización del calor y reduce los requerimientos de aire, esto se logra gracias a que al inyectar la agua parte de ésta o toda se vaporiza y pasa a través del frente de combustión transfiriendo así calor delante del frente.

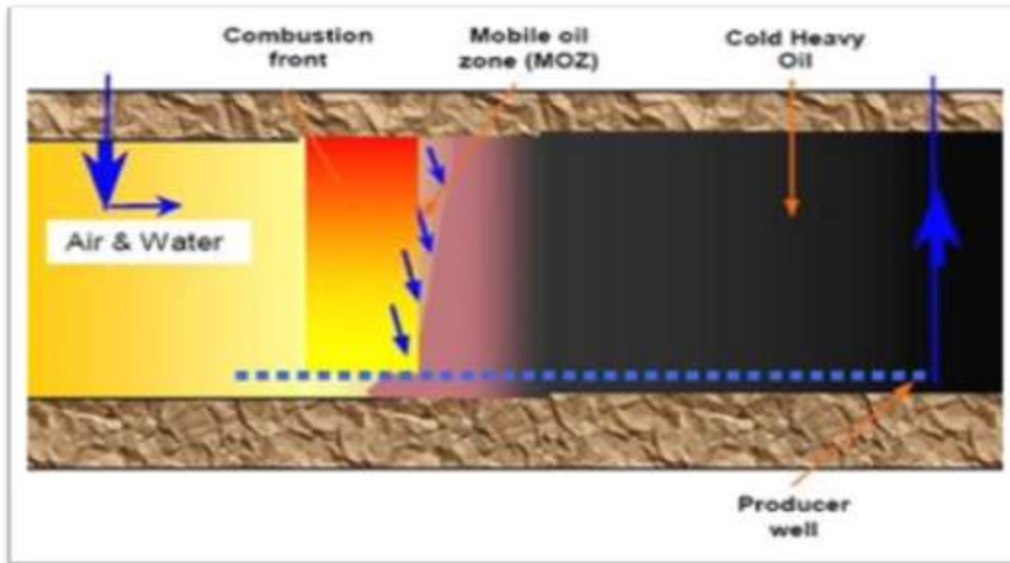


Fig. 1-16 Combustión IN SITU Húmeda

1.4.3 Calentamiento Electromagnético.

Debido a que el presente trabajo es sobre el método de calentamiento electro magnético se hablará de él en el siguiente capítulo con el propósito de explicar los diferentes fenómenos físicos que intervienen en el mismo, así como explicar de forma detallada el método.

Capítulo 2: Calentamiento Electromagnético

2.1 Fenómenos físicos Involucrados.

Para comprender el funcionamiento del calentamiento electromagnético es necesario comprender los fenómenos físicos involucrados en el funcionamiento de este método.

Efecto Joule.

El efecto Joule es uno de los principales fenómenos involucrados en el calentamiento electro magnético.

Se conoce como efecto Joule al fenómeno mediante el cual si en un conductor circula corriente eléctrica, parte de la energía cinética de los electrones se transforma en **calor** debido a los choques que sufren con los átomos del material conductor por el que circulan, elevando la temperatura del mismo. El nombre es en honor a su descubridor el físico británico James Prescott Joule.

El movimiento de los electrones en un conductor es desordenado, esto provoca continuos choques entre ellos y como consecuencia un aumento de la temperatura en el propio conductor.

Este efecto fue definido de la siguiente manera: "El calor (Q) generado por una corriente eléctrica, depende directamente del cuadrado de la intensidad de la corriente (I), del tiempo (t) que ésta circula por el conductor y de la resistencia (R) que opone el mismo al paso de la corriente".

Matemáticamente se expresa como:

$$Q = I^2 \cdot R \cdot t$$

Microscópicamente el efecto Joule se calcula a través de la integral de volumen del campo eléctrico \vec{E} por la densidad de corriente \vec{J} :

$$P = \iiint_V \vec{J} \cdot \vec{E} dV$$

La resistencia es el componente del sistema que transforma la energía eléctrica en calor

Mediante la ley de Joule podemos determinar la cantidad de calor que es capaz de entregar una resistencia. Esta cantidad de calor dependerá de la intensidad de corriente que por ella circule, del valor de la resistencia eléctrica y de la cantidad de tiempo que esté conectada, luego podemos enunciar la ley de Joule diciendo

Estudio Experimental de recuperación mejorada Por Efecto Joule en un Yacimiento Fracturado.

que la cantidad de calor desprendido por una resistencia es directamente proporcional al cuadrado de la intensidad de corriente y directamente proporcional al valor la resistencia y al tiempo.

Viscosidad.

La viscosidad se define como la resistencia que opone un líquido a fluir cuando se le aplica un esfuerzo tangencial.

Los sólidos no presentan viscosidad pero a manera de ejemplo podemos imaginar un bloque sólido (goma de borrar) sometido a una fuerza tangencial. En este caso al sólido en reposo (a), se le aplica una fuerza de forma tangencial, el material sólido opone una resistencia a dicha fuerza aplicada, no obstante sufre una deformación (b), el grado de deformación dependerá entonces de la rigidez del material.

Si imaginamos que la goma de borrar está formada por delgadas capas unas sobre otras, el resultado de la deformación es el desplazamiento relativo de unas capas respecto de las adyacentes, tal como muestra la figura (c).

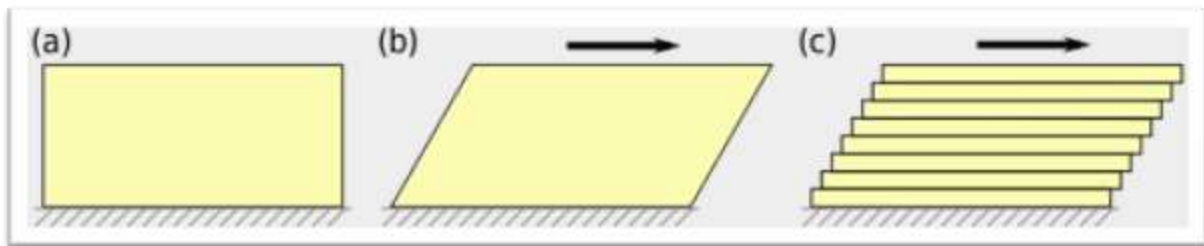


Fig. 2-1 Ejemplo viscosidad (a) Reposo, (b) Aplicación de fuerza tangencial y deformación del material, (c) Visualización del efecto de la fuerza por capas.

En los líquidos, el pequeño rozamiento existente entre capas adyacentes se denomina viscosidad.

En un yacimiento petrolero incluso un pequeño incremento en la temperatura del hidrocarburo llevaría a una reducción significativa en la viscosidad del aceite mejorando así la relación de movilidad con respecto al agua, esto explica el creciente interés en los métodos térmicos para la recuperación de aceite.

Otra forma de reducir la viscosidad del aceite es mediante la disolución de gas en el aceite, una forma de ver este efecto realmente ocurre es que cuando el yacimiento alcanza la presión de saturación del aceite el gas disuelto se libera y en consecuencia la viscosidad aumenta, por tal motivo para lograr disolver gases

en el aceite se requiere tener una presión de yacimiento que permita la disolución del gas en el aceite, resultando un proceso más complicado.

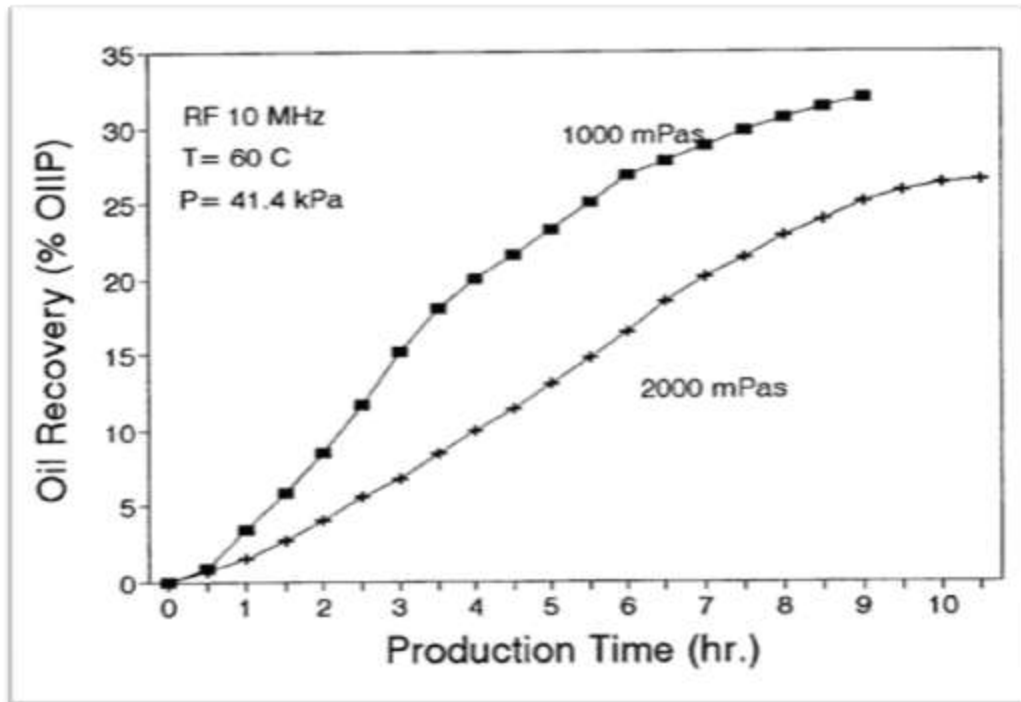


Fig. 2-2 Efecto de viscosidad en la recuperación de aceite (Chakma y Jha, 1992).

Mecanismos de Transferencia de calor.

Suele ser un error común confundir los conceptos de calor y temperatura, por lo cual empezaremos por definir cada uno de estos conceptos:

Calor. Se define como la energía cinética total de todos los átomos o moléculas de una sustancia.

Temperatura. Es una medida de la energía cinética promedio de los átomos y moléculas individuales de una sustancia. Cuando se agrega calor a una sustancia, sus átomos o moléculas se mueven más rápido y su temperatura se eleva, o viceversa si la sustancia pierde calor.

La transferencia de calor es el mecanismo mediante el cual dos cuerpos que se encuentran en contacto y a temperaturas diferentes intercambian energía en forma de calor hasta alcanzar un equilibrio térmico.

Se denomina equilibrio térmico a la temperatura que alcanzan dos cuerpos que se encuentran en contacto y que han intercambiado energía en forma de calor hasta que ambos alcanzan la misma temperatura de equilibrio (por lo cual deja de existir el intercambio de calor entre dichos cuerpos).

Para que pueda haber una transferencia de calor entre dos o más cuerpos es una condición necesaria que exista una diferencia de temperatura entre los mismos, la transferencia de energía se da siempre de un cuerpo de mayor temperatura a uno de menor temperatura. La transferencia de calor entre cuerpos puede darse mediante tres diferentes mecanismos de transferencia:

- Conducción.
- Convección.
- Radiación.

Aunque no necesariamente ocurre solo uno de ellos durante la transferencia de calor entre dos o más cuerpos, en la realidad pueden darse los tres mecanismos de transferencia de calor de forma simultánea, pero si puede ocurrir que uno de ellos sea predominante sobre los otros dos.

Conducción: La transferencia de energía se da desde cada porción de materia a la materia adyacente por contacto directo, sin intercambio de mezcla o flujo de cualquier material.

Por ejemplo, si se calienta un extremo de una varilla metálica, de forma que aumente su temperatura, el calor se transmite hasta el extremo más frío por conducción. Aun no se comprende en su totalidad el mecanismo exacto de la conducción de calor en los sólidos, pero se cree que se debe, en parte, al movimiento de los electrones libres que transportan energía cuando existe una diferencia de temperatura.



Fig. 2-3 Transferencia de calor por Conducción.

Convección: La transferencia de energía se da por la acción combinada de conducción de calor, almacenamiento de energía y movimiento de materia, existen dos formas en las que se presenta este mecanismo de transferencia de calor.

- Convección Natural. El movimiento se da por la diferencia de densidades que acarrea una diferencia de temperatura.
- Convección forzada. Cuando el movimiento es inducido externamente.

Por ejemplo, si existe una diferencia de temperatura en el interior de un líquido o un gas, es casi seguro que se producirá un movimiento del fluido. Este movimiento transfiere calor de una parte del fluido a otra por convección.

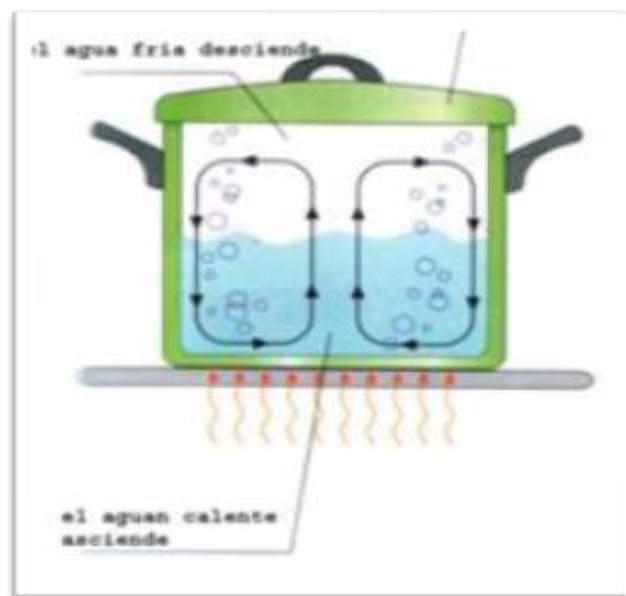


Fig. 2-4 Transferencia de calor por Convección.

Radiación: La transferencia de energía se da mediante ondas electromagnéticas, emanadas por los cuerpos calientes y son absorbidas por los cuerpos fríos.

Es el único mecanismo de transferencia de energía que no requiere del contacto directo entre los cuerpos.

Por ejemplo, la radiación del Sol proporciona energía en forma de calor sin necesidad de que exista contacto físico entre este y los cuerpos que reciben su energía, otro ejemplo puede ser una fogata que igualmente proporciona calor por radiación sin necesidad de contacto.

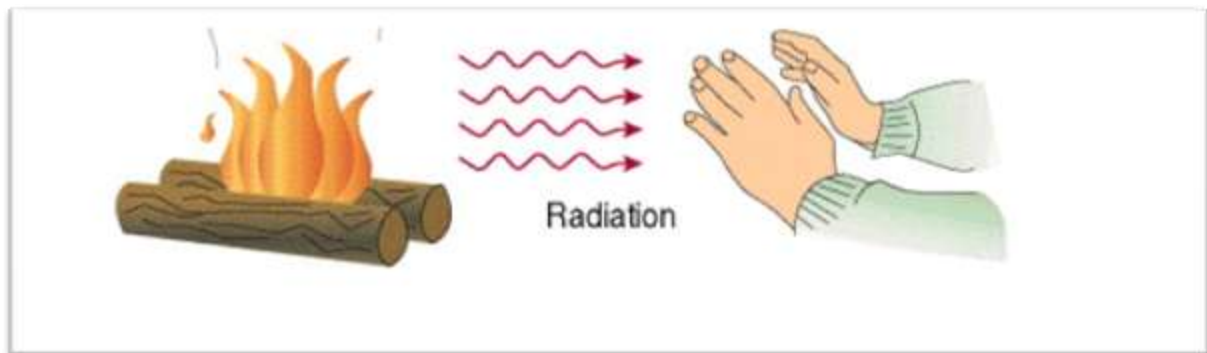


Fig. 2-5 Transferencia de calor por Radiación.

Corriente eléctrica

La corriente o intensidad eléctrica es el flujo de carga por unidad de tiempo que recorre un material. Se debe al movimiento de los electrones en el interior del conductor, en un circuito cerrado la corriente eléctrica fluye siempre del polo negativo (-) al polo positivo (+).

Ocurre cuando los extremos de un material conductor de electricidad están sometidos a potenciales eléctricos distintos (diferencia de potencial), la carga fluye de un extremo a otro. El flujo de la carga continúa hasta que ambos extremos alcanzan el mismo potencial. Si no hay diferencia de potencial, entonces no hay flujo de carga por el conductor.

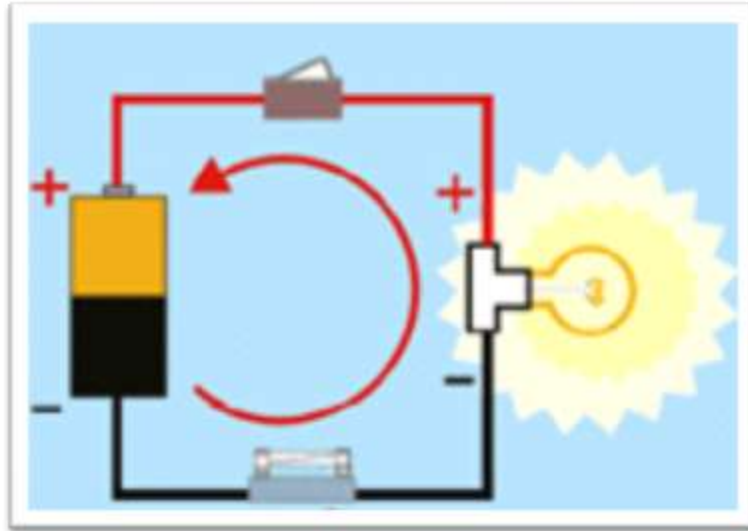


Fig. 2-6 Corriente eléctrica

La unidad en el Sistema Internacional de Unidades (SIU) de la corriente eléctrica es el Ampere (A). Un ampere es el flujo de 1 coulomb de carga por segundo (C/s). En un cable que transporta corriente la carga eléctrica neta es cero. En condiciones normales el número de electrones que hay en el cable es igual al número de protones presentes en los núcleos atómicos. Cuando fluyen electrones en un cable el número que entra por un extremo es igual al número que sale por el otro. La carga neta es normalmente cero en todo momento

Por convención la dirección del flujo de corriente eléctrica está definida en sentido contrario al flujo de los electrones.

Corriente Directa. La corriente continua (CC o DC) se genera a partir de un flujo continuo de electrones (cargas negativas) siempre en el mismo sentido, el cual es desde el polo negativo de la fuente al polo positivo. Al desplazarse en este sentido los electrones, los huecos o ausencias de electrones (cargas positivas) lo hacen en sentido contrario, es decir, desde el polo positivo al negativo.

Por convenio, se toma como corriente eléctrica al flujo de cargas positivas, aunque éste es a consecuencia del flujo de electrones, por tanto el sentido de la corriente eléctrica es del polo positivo de la fuente al polo negativo y contrario al flujo de electrones y siempre tiene el mismo signo.

La corriente continua se caracteriza por su tensión, porque, al tener un flujo de electrones prefijado pero continuo en el tiempo, proporciona un valor fijo de ésta (de signo continuo), y en la gráfica V-t (tensión tiempo) se representa como una línea recta de valor V.

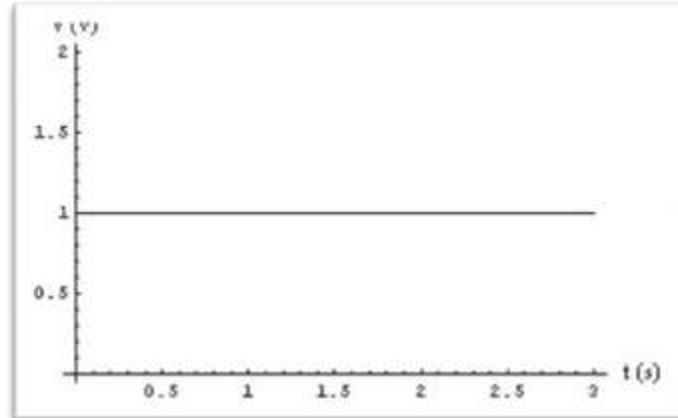


Fig. 2-7 Comportamiento de la Corriente Directa.

Corriente Alterna. En la corriente alterna (CA o AC), los electrones no se desplazan de un polo a otro, sino que a partir de su posición fija en el cable (centro), oscilan de un lado al otro de su centro, dentro de un mismo entorno o amplitud, a una frecuencia determinada (número de oscilaciones por segundo).

Por tanto, la corriente así generada (contraria al flujo de electrones) no es un flujo en un sentido constante, sino que va cambiando de sentido y por tanto de signo continuamente, con tanta rapidez como la frecuencia de oscilación de los electrones.

En una gráfica V-t, la corriente alterna se representa como una curva u onda, que puede ser de diferentes formas (cuadrada, sinusoidal, triangular) pero siempre caracterizada por su amplitud (tensión de cresta positiva a cresta negativa de onda), frecuencia (número de oscilaciones de la onda en un segundo) y período (tiempo que tarda en dar una oscilación).

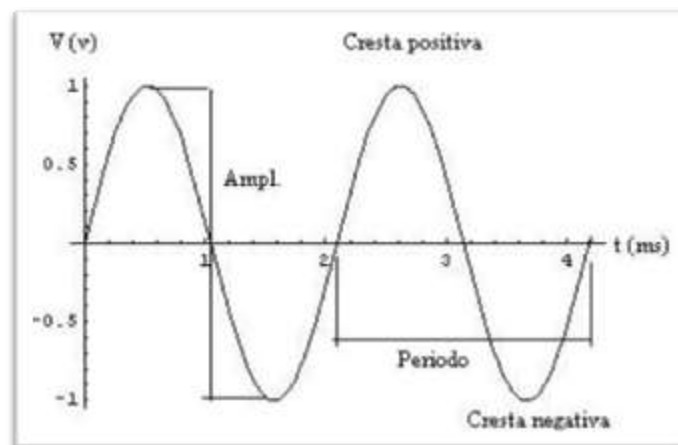


Fig.2-8 Comportamiento de la Corriente Alterna.

Resistencia

La resistencia eléctrica de un objeto es una medida de su oposición al paso de corriente.

Para una gran cantidad de materiales y condiciones, la resistencia eléctrica depende de la corriente eléctrica que pasa a través de un objeto y de la tensión en los terminales de este. Esto significa que, dada una temperatura y un material, la resistencia es un valor que se mantendrá constante. Además, de acuerdo con la ley de Ohm la resistencia de un material puede definirse como la razón de la tensión y la corriente.

$$R = \frac{V}{I}$$

Según sea la magnitud de esta medida, los materiales se pueden clasificar en conductores, aislantes y semiconductor. Existen además ciertos materiales en los que, en determinadas condiciones de temperatura, aparece un fenómeno denominado superconductividad, en el que el valor de la resistencia es prácticamente nulo.

Resistividad

La resistividad es una característica propia de un material y tiene unidades de ohmios-metro. La **resistividad** indica que tanto se opone el material al paso de la corriente.

Matemáticamente la resistividad $[\rho]$ (*rho*) se define como:

$$\rho = R \cdot A / L$$

Donde:

ρ es la resistividad medida en ohmios-metro

R es el valor de la resistencia eléctrica en Ohmios

L es la longitud del material medida en metros

A es el área transversal medida en metros²

Conductividad

La conductividad eléctrica es la capacidad de un cuerpo o medio para conducir la corriente eléctrica, es decir, para permitir el paso a través de él de partículas cargadas, bien sean los electrones, los transportadores de carga en conductores metálicos o semi metálicos, o iones, los que transportan la carga en disoluciones de electrolitos.

La conductividad es la inversa de la resistividad, por tanto $\sigma = 1/\rho$, y su unidad es el S/m (siemens por metro) o $\Omega^{-1}\cdot\text{m}^{-1}$. Usualmente la magnitud de la conductividad (σ) es la proporcionalidad entre el campo eléctrico E y la densidad de corriente de conducción J:

$$J = \sigma E$$

Conductividad del Agua Salada

Una solución iónica conduce la corriente eléctrica debido al movimiento de esos iones cuando están sometidos a la acción de un campo eléctrico.

Al igual que en un metal, en una solución iónica (electrolito) habrá una resistencia asociada a esa solución, dicha resistencia dependerá de distintos factores:

- Áreas superficiales de los electrodos
- Forma de los electrodos (las que influirán en las líneas de campo)
- Las posiciones de los electrodos (distancia entre ellos)
- El tipo de especie iónica que se tenga
- Concentración
- Temperatura

Dado que la conductividad de una solución dependerá del tipo y cantidad de todos los iones presentes en la misma, es conveniente considerar el aporte individual de cada ion, es decir cuánto aporta a la conductividad total, es así que se plantea el concepto de conductividad equivalente, representada por la letra Λ , corresponde a la conductividad por equivalente de cada ion, esta conductividad equivalente individual para el ion i se la representa como λ_i . Como la conductividad total de la solución será simplemente la suma de las contribuciones, se cumple que:

$$\Lambda = \sum \lambda_i$$

Temperatura de la muestra 25 ° C	Conductividad μS/cm
Agua ultra pura	0.05
Agua de alimentación a calderas	1 a 5
Agua potable	50 a 100
Agua de mar	53,000
5 % NaOH	223,000
50 % NaOH	150,000
10 % HCl	700,000
32 % de HCl	700,000
31 % HNO ₃	865,000

Tabla 2-1 Valores de Conductividad de algunas muestras típicas de agua.

Cabe resaltar que la conductividad es una propiedad recíproca a la resistividad por lo que a mayores valores de resistividad los valores de conductividad disminuyen y viceversa, a menores valores de resistividad los valores de la conductividad aumentan.

Dependencia de la conductividad con el tipo de compuesto iónico.

La conductividad de una solución de un electrolito no solo depende de la cantidad de iones presentes sino también de la identidad de los mismos. La conductividad equivalente podría ser analizada como la sumatoria de las contribuciones iónicas individuales. En la siguiente tabla se reportan valores de conductividad equivalente (a dilución infinita) para distintos iones a 25 °C en agua:

Ion	$\lambda/S.eq.^{-1}cm^2$	Ion	$\lambda/S.eq.^{-1}cm^2$
H ⁺	349.8	OH ⁻	198.3
Li ⁺	38.6	F ⁻	55.4
Na ⁺	50.1	Cl ⁻	76.35
K ⁺	73.5	NO ₃ ⁻	71.46
NH ₄ ⁺	73.5	SO ₄ ²⁻	80.0
Ag ⁺	61.9	CO ₃ ²⁻	69.3
Cu ²⁺	53.6	CO ₃ ^{H-}	44.5
Pb ²⁺	69.5	CH ₃ COO ⁻	40.9

Tabla 2-2 Valores de Conductividad Equivalente (R.A.Robinson, 1959).

Estudio Experimental de recuperación mejorada Por Efecto Joule en un Yacimiento Fracturado.

Sólidos disueltos totales

El término sólidos disueltos totales hace referencia a la cantidad de sólidos (sales y residuos orgánicos) disueltos en un fluido, esta concentración se expresa en partes por millón (ppm) y afecta directamente a la conductividad del agua, ya que el agua por sí misma no es un conductor, sin embargo al momento de tener sólidos en solución el agua se ioniza permitiendo el flujo de corriente eléctrica a través de la misma.

Por tal motivo la medición de los sólidos disueltos totales adquiere un papel importante en la determinación de la conductividad eléctrica del agua. Como se ha mencionado anteriormente esta propiedad depende entre otras cosas del tipo de iones en solución, así como de su concentración, haciendo del cálculo exacto de esta propiedad una tarea algo difícil.

Sin embargo se ha descubierto que comúnmente la concentración de sólidos disueltos totales (en miligramos por litro) aporta el 60% de la conductividad (en micro Siemens por centímetro) de la solución.

Es decir, si una muestra de agua contiene 18 [mg/L] de sólidos disueltos totales, entonces su conductividad será de 30 [μ S/cm], dicha relación práctica se puede usar como una convención.

Capacidad Calorífica y Calor específico.

La capacidad calorífica de un cuerpo es el cociente entre la cantidad de energía calorífica transferida a un cuerpo o sistema en un proceso cualquiera y el cambio de temperatura que experimenta. En una forma menos formal es la energía necesaria para aumentar una unidad de temperatura (SI: 1 K) de una determinada sustancia, (usando el SI).¹ Indica la mayor o menor dificultad que presenta dicho cuerpo para experimentar cambios de temperatura bajo el suministro de calor. Puede interpretarse como una medida de inercia térmica. Es una propiedad extensiva, ya que su magnitud depende, no solo de la sustancia, sino también de la cantidad de materia del cuerpo o sistema; por ello, es característica de un cuerpo o sistema particular. Por ejemplo, la capacidad calorífica del agua de una piscina olímpica será mayor que la de un vaso de agua.

La capacidad calorífica no debe ser confundida con la capacidad calorífica específica o **calor específico**, el cual es la propiedad intensiva que se refiere a la capacidad de un cuerpo para almacenar calor, y es cociente entre la capacidad calorífica y la masa del objeto. El calor específico es una propiedad característica de las sustancias y depende de las mismas variables que la capacidad calorífica.

La capacidad calorífica (C) de un sistema físico depende de la cantidad de sustancia o masa de dicho sistema. Para un sistema formado por una sola sustancia homogénea se define además el calor específico o capacidad calorífica específica c a partir de la relación:

$$C = \frac{Q}{\Delta T} = c \cdot m$$

Donde:

C es la capacidad calorífica del cuerpo o sistema

c es el calor específico o capacidad calorífica específica

m la masa de sustancia considerada

La capacidad térmica del crudo de aceite es del orden de 0.45 cal /(g°C) a temperatura ambiental.

De las anteriores relaciones es fácil inferir que al aumentar la masa de una sustancia, se aumenta su capacidad calorífica ya que aumenta la inercia térmica, y con ello aumenta la dificultad de la sustancia para variar su temperatura.

Material	Calor específico kcal/kg °C	Densidad kg/m ³	Capacidad calorífica kcal/m ³ °C
Agua	1	1000	1000
Acero	0,12	7850	950
Tierra seca	0,44	1500	660
Granito	0,19	2645	529
Madera de roble	0,57	750	430
Ladrillo	0,20	2000	400
Madera de pino	0,6	640	384
Piedra arenisca	0,17	2200	374
Piedra caliza	0,22	2847	484
Hormigón	0,16	2300	350
Mortero de yeso	0,2	1440	288
Tejido de lana	0,32	111	35
Poliestireno expandido	0,4	25	10
Poliuretano expandido	0,38	24	9
Fibra de vidrio	0,19	15	2,8
Aire	0,24	1,2	0,29

Tabla 2-3 Capacidades caloríficas de areniscas, calizas y otros materiales.

2.2 Calentamiento Electro Magnético.

Mientras que la inyección de vapor y la combustión In Situ pueden ser métodos eficaces para mejorar la producción de crudos pesados, existen ciertas situaciones en las que dadas las condiciones del yacimiento pueden no funcionar muy bien.

Estas pueden ser:

- Formaciones muy profundas, donde las pérdidas de calor en el pozo son significativas y la calidad del vapor que llega a la formación es muy baja.
- Zonas de bajo espesor donde las pérdidas de calor a formaciones (no productoras de aceite) adyacentes pueden ser significativas.
- Formaciones de baja permeabilidad, donde el fluido inyectado puede tener dificultades para penetrar profundamente en el yacimiento.

- Pozos heterogéneos donde franjas de alta permeabilidad o fracturas pueden causar una temprana penetración de fluido de inyección y reducir el avance del barrido.
- Situaciones en las que la generación e inyección de vapor puede ser ambientalmente inaceptable o comercialmente no rentable (en espacios limitados o en plataformas costa fuera).
- Yacimientos donde sea complicado controlar los frentes de combustión debido a las propiedades de la roca.

En tales casos una alternativa que pudiese resultar más viable para calentar el aceite es el calentamiento electro magnético.

Este método de calentamiento consiste básicamente en convertir la energía eléctrica en energía térmica (por efecto Joule) causando una reducción en la viscosidad del fluido de formación y mejorando su movilidad dentro del mismo.

Existen dos métodos de calentamiento electromagnético los cuales son:

- Calentamiento de baja frecuencia de resistividad eléctrica (óhmica).
- Calentamiento de alta frecuencia de microondas.

El proceso involucra el uso de pozos adyacentes como electrodos los cuales actuarán como ánodos (+) y cátodos (-) por los cuales se inducirá una corriente eléctrica alterna para calentar el yacimiento.

Calentamiento de resistencia eléctrica de baja frecuencia.

El calentamiento de resistencia eléctrica o calentamiento óhmico ocurre cuando una corriente alterna de baja frecuencia fluye a través del yacimiento, y la energía eléctrica se convierte en calor.

Los principales parámetros tanto de la roca como de los fluidos que influyen durante un proceso de calentamiento electro magnético por efecto Joule son:

- | | |
|--------------------------------|-----------------------------------|
| - Viscosidad del aceite | - Conductividad térmica |
| - Viscosidad del gas | - Frecuencia eléctrica |
| - Permeabilidad relativa K_r | - Salinidad del agua de formación |
| - Expansión térmica | |

En la configuración más simple, dos pozos productores de aceite vecinos pueden actuar como el cátodo (-) y el ánodo (+) respectivamente. Una vez definido esto y colocados los electrodos se aplica una diferencia de potencial a través de los dos electrodos y la trayectoria que seguirá la corriente eléctrica a través de la formación está dada por el agua de la misma formación.

Por lo tanto, para mantener el circuito eléctrico, es necesario tener en cuenta ciertas consideraciones:

- 1.- Las temperaturas del agua de formación deben mantenerse por debajo del punto de ebullición del agua (a la presión de la formación) para evitar que esta se evapore.
- 2.- Se requiere de una saturación de agua de formación (S_{wi}) mínima que es de aproximadamente 30% para que se pueda lograr un buen efecto de calentamiento mediante este método.

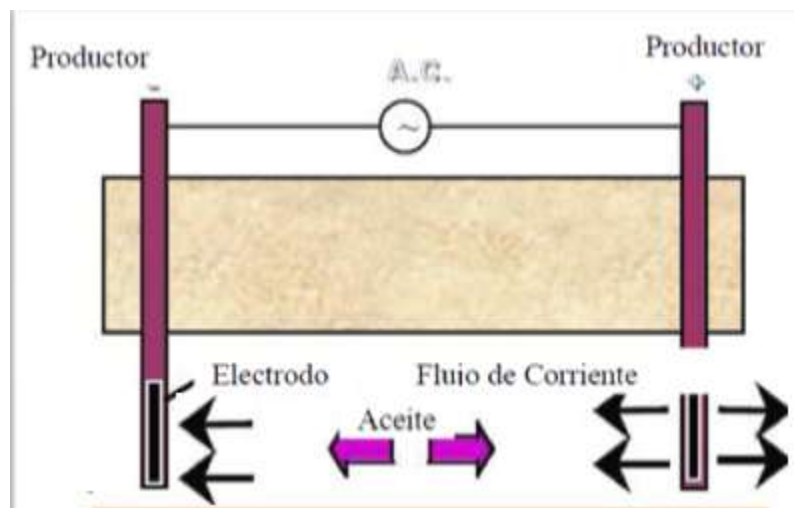


Fig. 2-9 Esquema de configuración de pozos para calentamiento por Efecto Joule (Sahni, Kumar, Knapp, 2000).

Para la conservación de la carga eléctrica se requiere que:

$$\nabla \cdot J = Q$$

Donde:

J es la densidad de corriente [A/m^2]

Q es la carga eléctrica por unidad de tiempo [C/t]

∇ es el gradiente de operación

Debido a que la variación de la densidad de corriente depende del tiempo de conducción de campo eléctrico y que esta es lo suficientemente lenta, en consecuencia los efectos capacitivos puedan ser despreciados.

Asimismo de la ley de Ohm:

$$J = -\sigma \nabla \Phi$$

Donde:

J es la densidad de corriente [A/m^2]

σ es la conductividad eléctrica [$1/\Omega \cdot m$]

Φ Potencial eléctrico [V]

El modelo de Waxman-Smits depende de la conductividad, de la temperatura, saturación y litología (A.Shani, 2000).

$$(T, S_w) = \phi S_w \frac{\phi S_w}{\rho_{ionic}(T)} + B(T) Q_{vb}$$

Donde:

ρ_{ionic} es la Resistividad del agua

B son los cationes de cambio de la conductancia equivalente

Q_{vb} es la capacidad de intercambio de cationes

De la ecuación de Waxman-Smits, es evidente que la presencia de agua es un criterio necesario para la calefacción óhmica de baja frecuencia, también se observa que con la disminución de la saturación de agua también disminuye la conductividad.

En un Procedimiento de calentamiento resistivo los componentes principales del sistema son:

- 1.- El montaje de los electrodos, que consiste en segmentos de tuberías de revestimiento (TR) y juntas de aislamiento eléctrico de fibra de vidrio, es prediseñada utilizando estudios de optimización de la potencia de gasto de flujo basados en las características del yacimiento.

2.- La unidad de acondicionamiento de potencia, que provee los medios para modificar la línea de potencia (generalmente 480V, 50/60Hz) a una forma adecuada para entregarla al yacimiento. Un rango de frecuencias pueden ser producidas para optimizar el consumo de la potencia y entregarla eficientemente. Las unidades típicas acondicionadas de potencia están disponibles en módulos de 100 KW y pueden ser conectadas en paralelo o en serie para relacionar diferentes requerimientos de cargas convenientes para una aplicación particular.

3.- El sistema de entrega de potencia, consiste en una tubería y un sistema de cableado que provee los medios para suministro de potencia eficiente de manera segura. Los objetivos del diseño del sistema de entrega de potencia son minimizar las pérdidas eléctricas, evitar la obstrucción al sistema de producción existente del pozo y evitar concentraciones locales de calor en cualquier parte de pozo.

4.- El sistema base es diseñado para regular el flujo de energía en el yacimiento.

5.- El sistema de monitoreo, provee hardware y software para un control manual o automático y monitoreo de la potencia y temperatura a través de pruebas montadas en el sistema.

La corriente viaja desde la unidad de acondicionamiento de potencia a través del sistema de entrega a un montaje de electrodos.

El electrodo está en contacto eléctrico con la formación. La corriente es forzada a fluir a través del yacimiento y regresar a la unidad de acondicionamiento de potencia mediante el sistema de regreso a tierra.

Un exceso en la potencia, puede resultar en temperaturas muy altas y llegar a dañar el ensamble de electrodos.

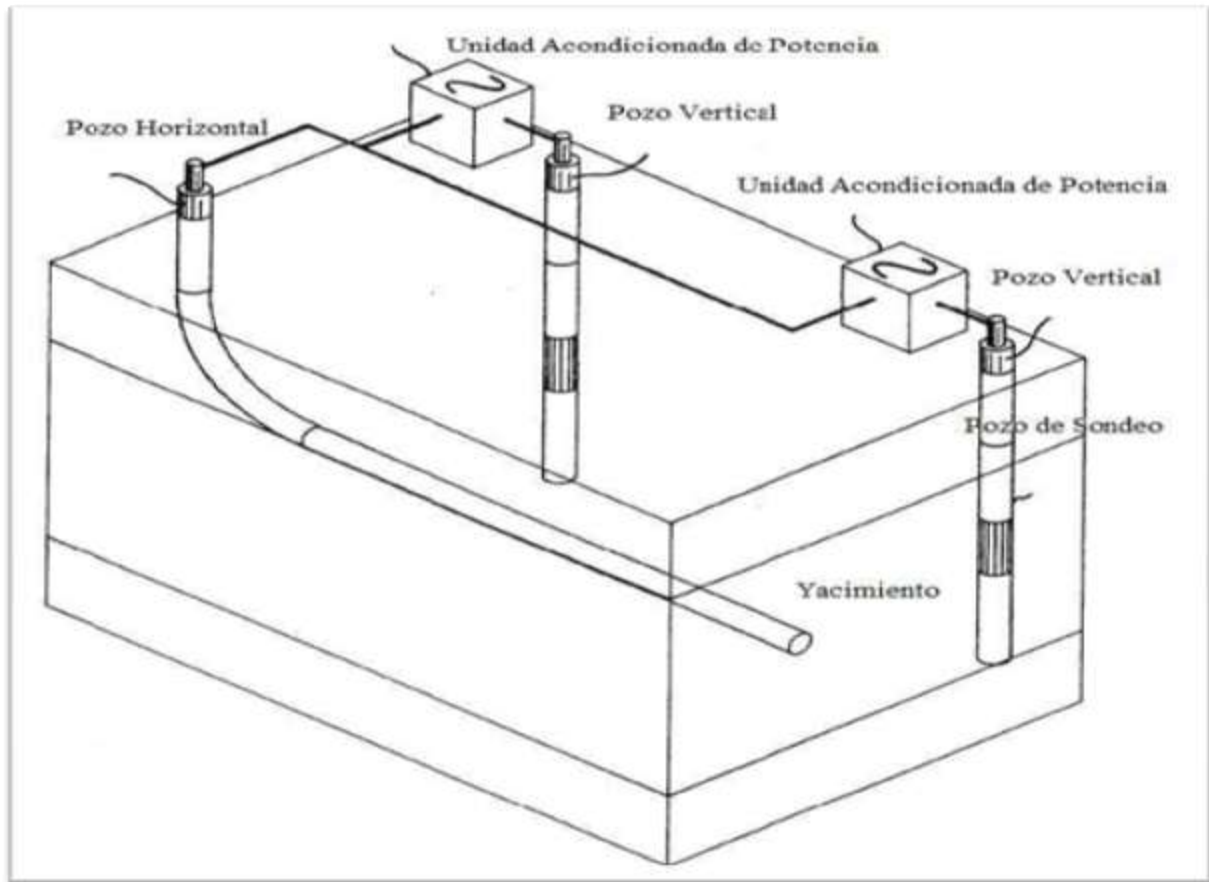


Fig. 2-10 Representación de un sistema de calentamiento resistivo en pozos verticales y horizontales (Vermeulen, Mc Gee & Yu, 1999).

En el caso de los pozos horizontales, los mecanismos de transferencia de calor son diferentes que para pozos verticales, por lo cual es necesario comprender este aspecto y tenerlo en cuenta a la hora de diseñar un sistema de calentamiento electromagnético para pozos horizontales, dichos mecanismos de transferencia de calor son:

- Calentamiento por conductividad eléctrica en el yacimiento.
- Transferencia conductiva de calor desde los pozos horizontales al yacimiento.
- Enfriamiento convectivo debido a la movilización de fluidos hacia el pozo de sondeo.

Las características que se requieren para que un proceso de calentamiento electro magnético resulte más eficiente son:

- 1) Yacimientos donde cantidades mínimas de calor pueden causar efectos considerables en la producción.
- 2) Yacimientos de aceite pesado (de entre 10 y 20 API) donde el vapor no puede ser utilizado por factores como problemas de inyectividad o profundidad
- 3) Yacimientos de aceite pesado en rocas Calizas.
- 4) Yacimientos con alta permeabilidad y/o fracturas.
- 5) Yacimientos de poco espesor (mínimo 2 metros) donde las pérdidas de calor por inyección de vapor a formaciones adyacentes es muy significativa.
- 6) Viscosidad de aceite de 100 Cp o mas
- 7) Resistividad de la formación de 30 [ohm/metro] o superior.

2.3 Factores que intervienen en el calentamiento electromagnético.

Frecuencia Electromagnética.

Los efectos de la frecuencia electromagnética son independientes de la presión y de la temperatura, el comportamiento que muestra el calentamiento del yacimiento con respecto a la frecuencia es que entre más grande sea esta, mayor será el calentamiento.

El la gráfica de la Fig. 2-11 se muestra el comportamiento del calentamiento respecto a la frecuencia electromagnética. Se observa que el calentamiento inicial es el mismo para frecuencias altas y bajas, pero conforme el tiempo de calentamiento del yacimiento avanza la diferencia en la temperatura para las diferentes frecuencias es notoria hasta que se alcanza un punto donde la temperatura se estabiliza.

Un comportamiento similar se presenta en la recuperación respecto a la temperatura.

Para temperaturas muy bajas los niveles de recuperación son bajos mientras que para temperaturas más elevadas los niveles de recuperación se incrementan, aunque cabe destacar que para los primeros momentos de la producción ya sea para altas o bajas temperaturas los niveles de recuperación son prácticamente los mismos.

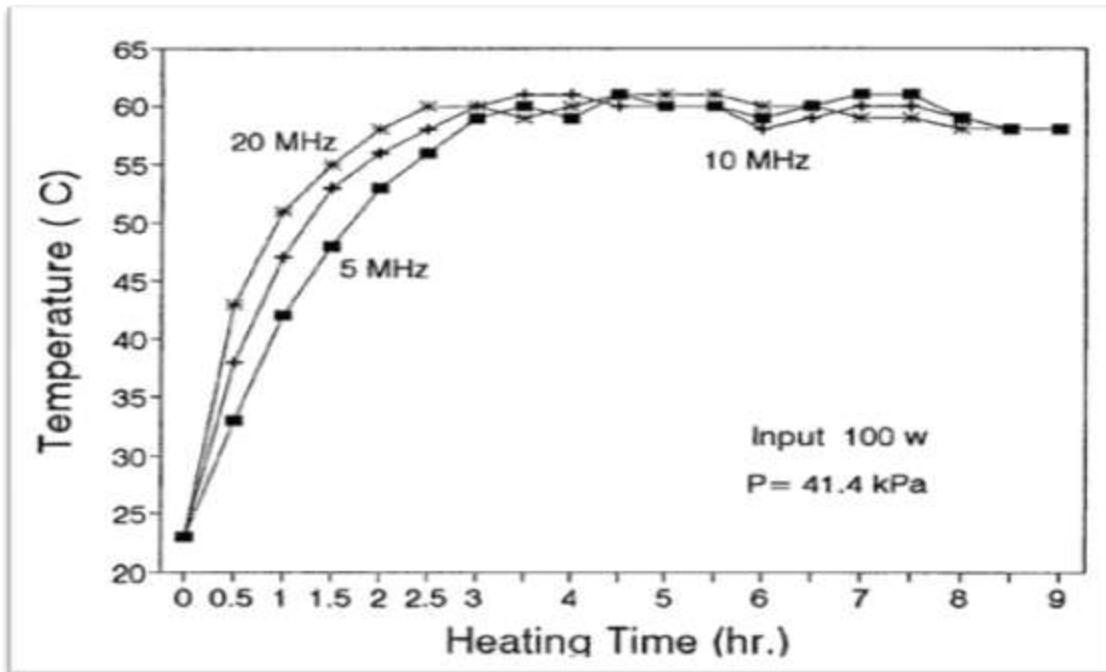


Fig. 2-11 Efecto de la frecuencia electromagnética en el calentamiento (Chakma y Jha, 1992)

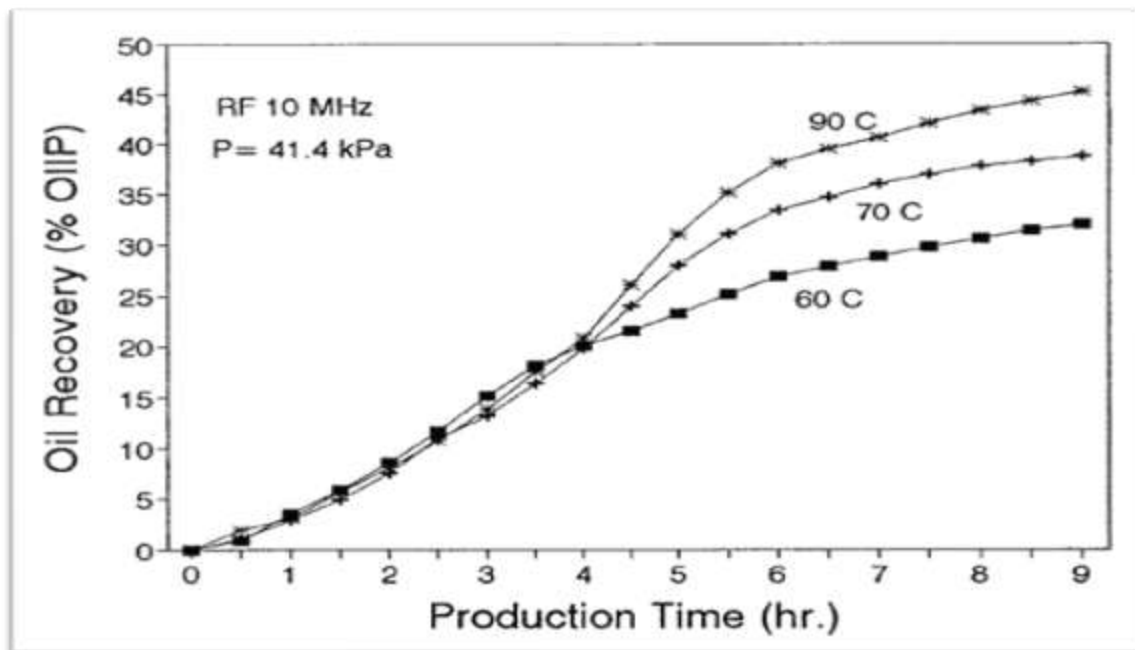


Fig. 2-12 Efecto de la temperatura en la recuperación de aceite (Chakma y Jha, 1992).

Efecto de la salinidad.

Como ya se mencionó anteriormente los efectos de la salinidad en la conductividad del agua de formación depende en parte de la cantidad de sólidos disueltos totales así como del tipo de compuestos disueltos en ella, esto adquiere importancia ya que el método electromagnético no calienta de forma directa al aceite sino que es el agua la que se calienta mediante Efecto Joule y esta a su vez calienta al aceite, ver Fig. 2-13.

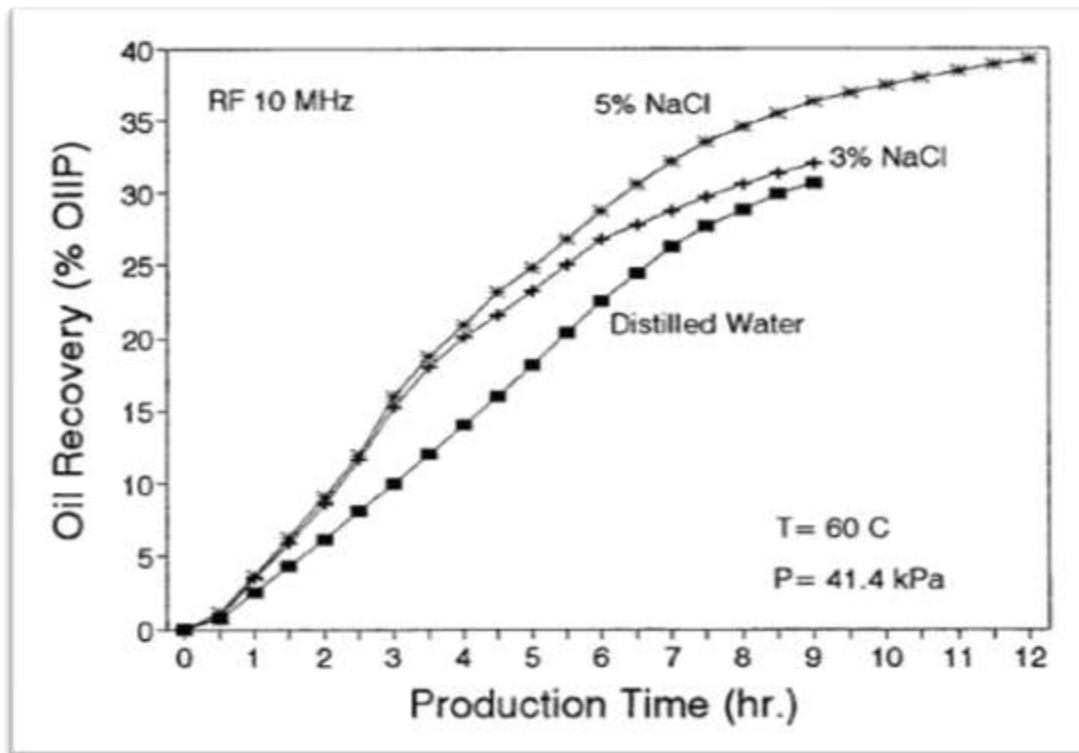


Fig. 2-13 Efectos de la salinidad del agua en la recuperación por Efecto Joule (Chakma y Jha, 1992).

Efecto de la distancia de los electrodos.

Los efectos de la distancia de electrodos en un perfil de recuperación de aceite, mediante el cambio de la distancia de los electrodos, muestra que, para el espaciamiento de electrodos entre más lejanos se encuentren estos, se pueden lograr mayores niveles de recuperación como se observa en la Fig. 2-14.

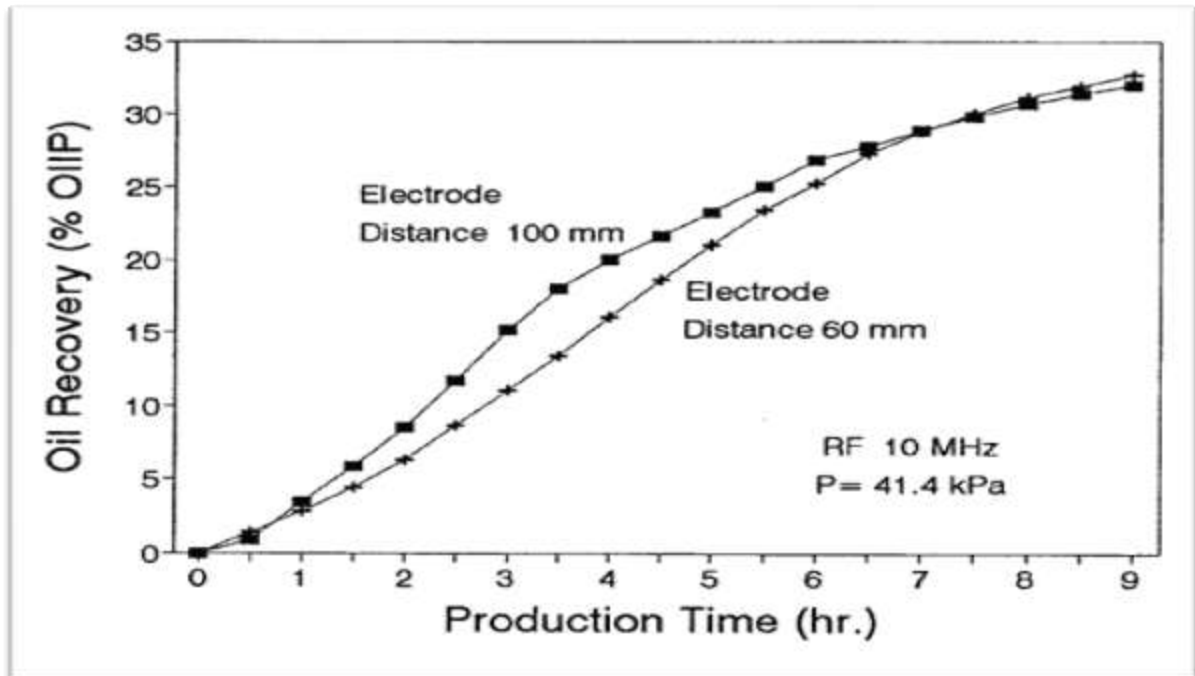


Fig. 2-14 Efectos de la distancia de electrodos en la recuperación por Efecto Joule (Chakma y Jha, 1992).

2.4 Ventajas y desventajas del método electromagnético.

Ventajas:

- No requiere de un fluido caliente de transporte.
- No requiere instalaciones mayores.
- Puede utilizarse como un método de pre-calentamiento en inyección de vapor
- Ideal para yacimientos de bajos espesores
- No se necesita un pozo adicional para inyectar fluidos o diferir producción para inyectarlos (la producción es simultánea al método).
- No daña al pozo por precipitación de asfaltenos.
- A diferencia de la combustión INSITU no se necesita quemar parte del aceite para lograr el calentamiento.
- No está limitado por la profundidad del intervalo productor.

Desventajas:

Requiere de una saturación de agua mínima

Si el contenido de agua disminuye se requiere de frecuencias mayores a 60 Hz (aumentando los costos).

Se necesita manejar temperaturas bajas para evitar que el agua de formación se evapore (bajos incrementos de temperatura del fluido).

El calentamiento excesivo en la cercanía de los electrodos podría ocasionar la evaporación del agua de la formación disminuyendo la eficiencia del método.

Capítulo 3: Yacimientos Fracturados.

3.1 Tipos de Yacimientos.

Existen diversas formas para poder clasificar a los yacimientos petroleros, una de ellas es por el tipo de fluido que almacenan (Tabla3-1), de esta forma se pueden clasificar como:

- Yacimientos de Aceite Negro (bajo encogimiento).
- Yacimientos de Aceite Volátil (alto encogimiento).
- Yacimientos de Gas y Condensado.
- Yacimientos de Gas Húmedo.
- Yacimientos de Gas Seco.

El tipo de fluido se determina principalmente por parámetros como el factor de Volumen (Boi), la relación gas aceite (RGA), la densidad del fluido ($^{\circ}$ API) entre otros.

En algunos casos estos parámetros medidos en superficie son suficientes para diferenciar en el trabajo de campo entre un tipo de yacimiento u otro, pero en otros casos es necesario realizar un análisis PVT del fluido para poder determinar con exactitud el tipo de yacimiento y la mejor alternativa de explotación, por ejemplo en el caso de un yacimiento de gas y condensado y otro de gas húmedo, la diferencia entre estos dos tipos de fluido radica principalmente en el RGA y en la presencia de fenómenos de condensación retrógrada durante la producción de estos, lo cual es sólo posible saber con exactitud mediante un análisis de laboratorio.

Otra forma de clasificar a los Yacimientos petroleros es de acuerdo a la presión, de este modo podemos reconocer dos tipos de yacimientos Fig. 3-1:

+ Yacimientos Bajosaturados: Son aquellos en los que la presión inicial del yacimiento (P_i) es mayor que la presión de saturación del fluido que contiene (P_b). Es decir $P_i > P_b$ y por lo tanto no presentan un casquete de gas.

+ **Yacimientos Saturados:** Al contrario de los anteriores, la presión inicial del yacimiento (P_i) es menor que la presión de saturación del fluido que contiene (P_b). Es decir $P_i < P_b$ y en consecuencia el gas que se encontraba disuelto comienza a liberarse y a formar un casquete de gas en la cima del yacimiento o del intervalo productor.

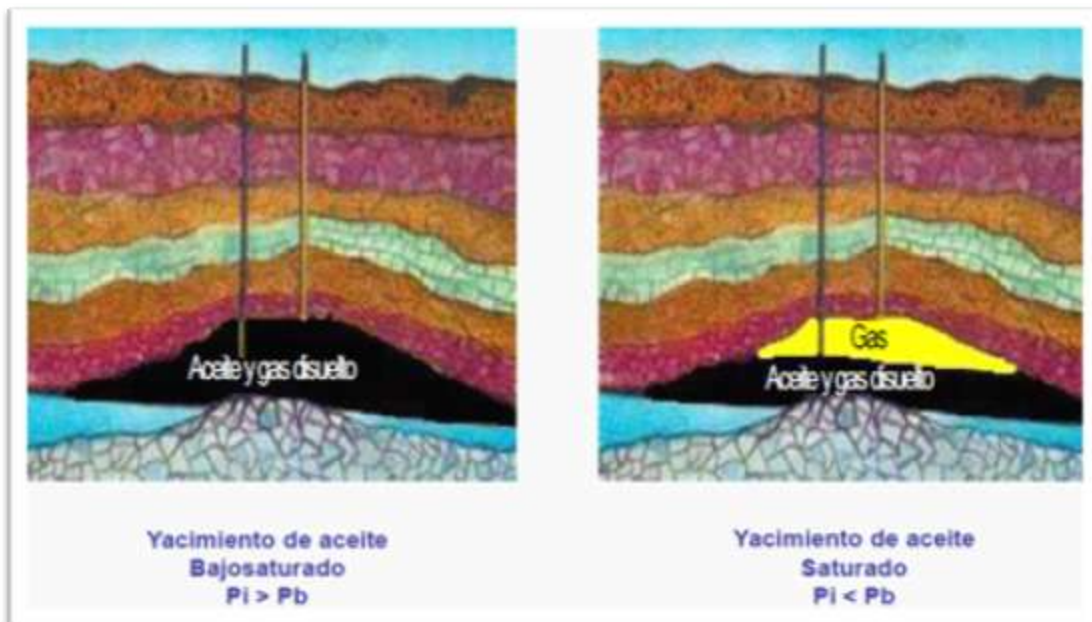


Fig. 3-1 Clasificación de Yacimientos por su Presión Inicial (P_i).

Tipo	Yacimientos de aceite y gas disuelto		Yacimientos de gas		
	Bajo encogimiento (aceite negro)	Alto encogimiento (aceite volátil)	Gas y condensado	Gas húmedo	Gas seco
Diagrama de fases					
Temperatura	$T_y < T_c$	$T_y < T_c$	$T_c < T_y < \text{cricondenbar}$	$T_y > \text{cricondenbar}$	$T_y > \text{cricondenbar}$
Punto crítico	Pc a la derecha de la cricondenbar	Pc cercano a la cricondenbar	Pc a la izq. de la cricondenbar	Pc a la izq. de la cricondenbar	Pc a la izq. de la cricondenbar
Estado en el yacimiento	Si $P > P_b @ T_y$ Yac. Bajosaturado (1 fase) Si $P < P_b @ T_y$ Yac. Saturado (2 fases)	Si $P > P_b @ T_y$ Yac. Bajosaturado (1 fase) Si $P < P_b @ T_y$ Yac. Saturado (2 fases)	Si $P > P_r @ T_y$ Yac. Bajosaturado (1 fase) Si $P < P_r @ T_y$ Yac. Saturado (2 fases)	Py nunca entra a la región de 2 fases, en el yac. siempre está en edo. gaseoso	Py nunca entra a la región de 2 fases, en el yac. siempre está en edo. gaseoso
Curvas de calidad	Muy pegada a línea de puntos de rocío	Más separadas de la línea de puntos de rocío	Tienden a pegarse a la línea de puntos de burbuja	Más pegadas a línea de puntos de burbuja	Casi pegadas a línea de puntos de burbuja
Singularidades			Fenómenos retrógrados		
Producción en superficie	Dentro región 2 fases	Dentro región 2 fases	Dentro región 2 fases	Dentro región 2 fases	Fuera región 2 fases
Composición mezcla original	$(c_7+) > 30.5 \%$	(c_7+) de 11.0 a 30.5 %	$(c_7+) < 11.0 \%$	Pequeñas cantidades de intermedios	Casi puros componentes ligeros
RGA (m^3/m^3)	< 200	200 - 1,000	500 - 15,000	10,000 - 20,000	$> 20,000$
Densidad líquido (API)	< 35	35 - 45	41 - 57	45 - 57	> 57
Color líquido	Obscuro	Ligeramente obscuro	Ligeramente coloreado	Casi transparente	Transparente

Tabla 3-1 Clasificación de Yacimientos por tipo de Fluido.

Una tercera forma de clasificar a los yacimientos petroleros es por su permeabilidad, la permeabilidad (k) es la capacidad de la roca para permitir el paso de los fluidos a través de la misma, basados en este parámetro los yacimientos se clasifican como:

- Yacimientos Homogéneos.
- Yacimientos Naturalmente Fracturados (Doble Permeabilidad)

Estudio Experimental de recuperación mejorada Por Efecto Joule en un Yacimiento Fracturado.

3.2 Yacimientos Homogéneos.

Los yacimientos petroleros son cuerpos originados durante largos procesos geológicos donde actúan diversos ambientes depositacionales tanto en tiempo como en espacio.

Como resultado de las posteriores reorganizaciones físicas y químicas, tales como los procesos de compactación, disolución, dolomitización, cementación, entre otros, las características del yacimiento van variando. Por tal motivo, la homogeneidad de un yacimiento depende en gran medida de los ambientes depositacionales y de los eventos subsecuentes mediante los cuales la roca almacenadora es formada.

Las características geológicas de las rocas que conforman los yacimientos son extremadamente variables y presentan variaciones al medirlas tanto lateralmente como verticalmente. En el caso ideal un yacimiento homogéneo es aquel en el cual las características de la roca permanecen constantes en cualquier parte del mismo y en todas las direcciones.

En este tipo de yacimientos la producción de hidrocarburos se lleva a cabo mediante:

- Expansión de los fluidos.
- Desplazamiento natural o artificial de los fluidos.
- Expulsión Capilar
- Segregación Gravitacional

El mecanismo de producción por expansión de los fluidos ocurre cuando la presión del yacimiento comienza a decaer y los fluidos dentro de la misma se expanden, el grado de la expansión y por tanto la eficiencia de este mecanismo de producción depende directamente de la relación gas aceite del fluido (RGA) dentro del yacimiento.

El mecanismo de desplazamiento se da de forma natural en yacimientos con empuje hidráulico es decir que tiene un acuífero asociado y por efectos de la expansión del casquete de gas, y se da de forma artificial en yacimientos donde se inyecta agua o gas con el fin de desplazar el fluido dentro de la formación, la eficiencia de este método depende del tamaño del acuífero o del casquete de gas cuando se da de forma natural y de los volúmenes de inyección y de la eficiencia del barrido cuando es de forma artificial.

En un yacimiento con empuje por segregación gravitacional, a medida que el gas es liberado del aceite, este se mueve hacia la cima del yacimiento, mientras que el aceite se desplaza hacia abajo, debido a la permeabilidad vertical.

Para que esto ocurra debe existir suficiente permeabilidad vertical para permitir que las fuerzas gravitacionales sean mayores que las fuerzas viscosas. Algunos de estos yacimientos no tienen capa de gas inicial, pero la recuperación será mayor si ésta existe.

En general se puede decir que en un yacimiento actúan de forma simultánea todos los diferentes tipos de empuje pero solo uno o dos son los que predominan y aportan más a la producción, sin embargo es importante señalar que no siempre predominaran los mismos si no que este predominio varía de forma dinámica y dicha variación depende de la etapa de vida en que se encuentre el yacimiento.

3.3 Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Una gran parte del volumen de hidrocarburos a nivel mundial se encuentra en yacimiento Naturalmente Fracturados, tan solo en México más del 80% de la producción proviene de este tipo de yacimientos (Ma. Eugenia y colaboradores, 2006), debido a su gran importancia es necesario realizar un estudio completo de sus características con el fin de lograr una explotación óptima de sus recursos.

Existen diversas maneras de detectar si se está en presencia o no de un yacimiento naturalmente fracturado:

- Sucede con frecuencia que un pozo produce a tasa muy altas y se registra una declinación brusca de ésta, aparentemente, sin alguna explicación de este problema; este es uno de los indicadores de la presencia de fracturas en un yacimiento.
- Uno de los aspectos más resaltantes de este tipo de yacimientos es su condición de doble porosidad, que está definida como primaria y secundaria
- Otros indicadores de la presencia de fracturas son los problemas de pérdida de circulación en un pozo al perforarse, así como también los cambios en la tasa de penetración y, a la información que se obtiene de los núcleos.

La característica principal de un yacimiento naturalmente fracturado (YNF) es que se encuentra formado por dos sistemas compuestos de material poroso con redes de fracturas de alta permeabilidad, lo cual lo hace un sistema más difícil de estudiar ya que hay que considerar no sólo el estudio del sistema roca matriz y el

sistema de fracturas, sino también la interacción entre ambos y como es que estas interacciones afectan en los mecanismos de producción del Yacimiento.

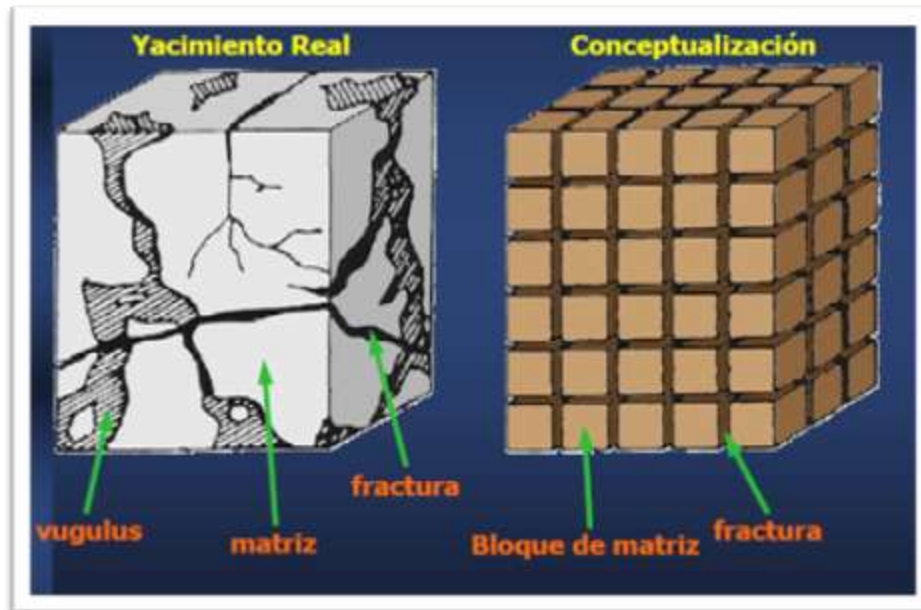


Fig. 3-2 Comparación entre un Yacimiento real y un caso Idealizado.

Una fractura se puede definir como una ruptura que ha sufrido la matriz de la roca, causando en esta una discontinuidad y pérdida de cohesión.

El hecho de que el sistema roca matriz se encuentre fracturado implica que se han formado en esta una porosidad y una permeabilidad secundaria, es decir que a los parámetros de porosidad y permeabilidad originales de la roca al momento de su depositación se le han añadido una nueva porosidad y permeabilidad incrementando así la capacidad de producción del yacimiento.

Generalmente podemos encontrar yacimientos naturalmente fracturados en rocas sedimentarias tales como dolomías, calizas, arcillas y en algunos casos en formaciones de arenas muy compactas, estas últimas son más raras ya que al ser arenas son muy deleznales por lo cual es difícil encontrar yacimientos de arenas fracturados.

El mecanismo mediante el cual se forman las fracturas en los yacimientos es a través de la aplicación de esfuerzos de pliegue o "folding", lo cual ocasiona que la roca se fracture.

Un mecanismo de fracturamiento secundario ocurre cuando existe un encogimiento en las arcillas, generando procesos diagenéticos de minerales y pérdida de agua resultando en un compactamiento de la capa arcillosa, afectando directamente a las capas que no se han encogido y en consecuencia originando fracturas.

Otro mecanismo de fracturamiento natural ocurre cuando la formación productora presenta una sobre carga.

Es importante tener en cuenta que la amplitud de las fracturas se encuentra en un rango entre 10 – 200 micrones y que por lo general la mayoría de los yacimientos naturalmente fracturados presentan fracturas de entre 10 y 40 micrones.

En base a la amplitud las fracturas se pueden clasificar como macrofracturas y microfracturas (fisuras).

Clasificación	Amplitud de fractura(A)
Microfractura	A < 100 micrones
Macrofractura	A >100 micrones

Tabla 3-2 Clasificación de Fracturas por su Amplitud.

La densidad de fracturamiento es otra forma de definir una red de fracturas y se refiere al número de fracturas por unidad de longitud. La orientación de las fracturas también forma parte de la definición de un yacimiento naturalmente fracturado y depende de la orientación del régimen de esfuerzos en la roca y está en función de la presión de sobrecarga o presión geoestática, de la presión de confinamiento y de la presión de poro.

3.4 Clasificación de Yacimiento Naturalmente Fracturados.

Existen diversas formas de clasificar a los yacimientos naturalmente fracturados relacionadas a su sistema matriz-fractura, es decir que sistema aporta más producción.

Nelson (1999) Clasifica a los yacimientos naturalmente fracturados como:

- **Tipo I.** En este tipo de YNF las fracturas proveen esencialmente la permeabilidad y la capacidad de almacenamiento del yacimiento. La matriz presenta una permeabilidad y una porosidad muy pequeña, casi nula.
- **Tipo II.** La roca matriz provee esencialmente la capacidad de almacenamiento, mientras que las fracturas proveen la permeabilidad. La roca matriz tiene muy baja permeabilidad pero su porosidad puede ser de baja a alta.
- **Tipo III.** Las fracturas sirven como ayuda a la producción en un yacimiento que ya es económicamente recuperable y que tiene buenas porosidades y permeabilidades en su roca matriz
- **Tipo IV.** Las fracturas no proveen de capacidad de almacenamiento ni de flujo (permeabilidad) de forma significativa a un yacimiento que se está produciendo, sin embargo crea barreras de flujo o anisotropía.

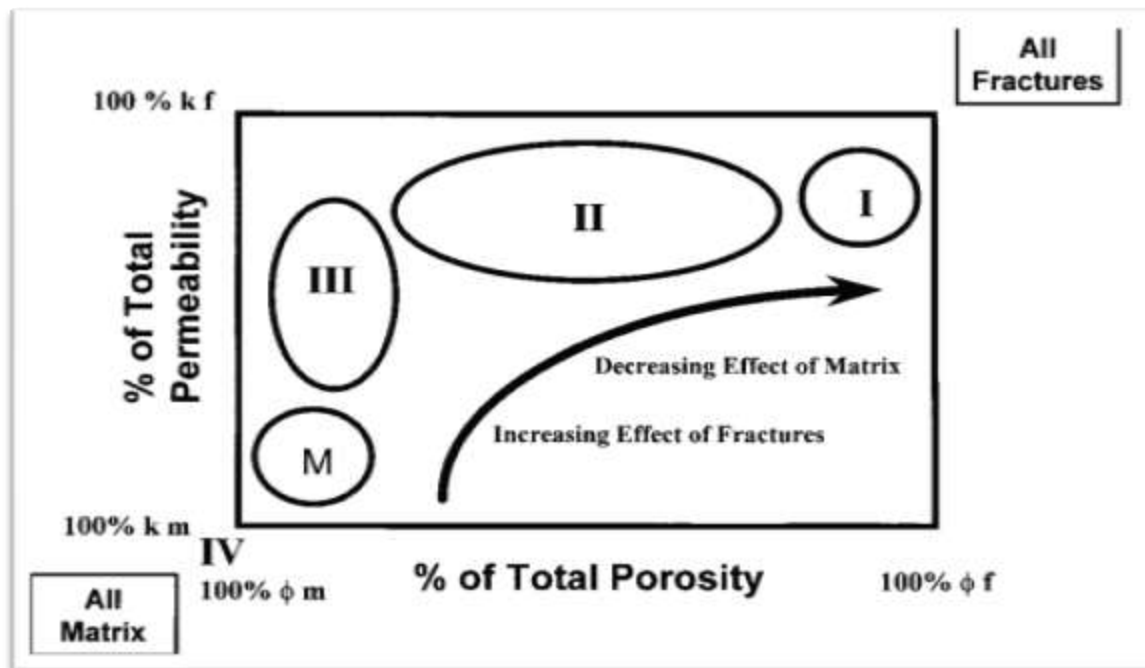


Fig. 3-3 Clasificación de YNF (Nelson, 1999)

Las ventajas de esta clasificación es que delimita los parámetros del sistema de fracturas, que son los más importantes para cuantificar un yacimiento en particular, y permite la predicción de los tipos de problemas de producción que se presentan comúnmente.

Nelson hace una segunda clasificación de los Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF) basada en la primera:

+ Simple Porosidad.

- Puede ser sólo matriz, sólo fracturas o matriz con fracturas juntas como un solo medio con propiedades de mezcla de fluidos.
- Un solo medio de flujo de fluidos.

+ Doble Porosidad.

- Dos medios de flujo de fluidos.
- Las fracturas fluyen hacia otras fracturas.
- Los bloques de la matriz pueden fluir únicamente por las fracturas.

+ Doble porosidad – Doble permeabilidad.

- Dos medios de flujo.
- Las fracturas fluyen hacia otras fracturas.
- Los bloques de matriz fluyen hacia las fracturas.
- Los bloques de matriz fluyen directamente hacia otros bloques de matriz.

Otra clasificación de los YNF fue dada por Aguilera (1995), en esta se recomienda como primer paso clasificar a los yacimientos de este tipo de forma geológica como:

- **Fracturas Tectónicas.** Se asocian a algún evento tectónico local y se deben a fallamiento o plegamiento.

- **Fracturas Regionales.** Se caracterizan por que se desarrollan a través de áreas muy grandes de la corteza terrestre

- **Fracturas Diagenéticas.** Están asociadas con una reducción en el volumen de la roca. Esta reducción en volumen puede ser resultado de secamiento (perdida de agua) de la roca, contracción térmica o dolomitización

- **Fracturas asociadas con la Superficie.** Se deben a la pérdida de carga litostática

De acuerdo a las estadísticas la mayor producción en YNF proviene de fracturas de origen Tectónico seguido de yacimientos con Fracturas de tipo regional.

Como segundo paso se clasifica a la fracturas de forma Morfológica como:

-Abiertas. Se caracterizan porque su superficie no ha sido alterada por mineralización secundaria y se encuentran abiertas al momento de su descubrimiento.

-Deformadas. Se caracterizan por que han sido modificadas después de su formación debido a deslizamiento de cizalla a lo largo de la fractura. Esto produce caras pulidas dándole a la fractura una permeabilidad cercana a cero.

-Parcialmente Mineralizadas. Históricamente son las de mayor producción debido a que la mineralización secundaria parcial actúa como un agente que no permite el cierre de las fracturas.

-Completamente Mineralizadas. Este tipo de fracturas forman compartimientos aislados en el yacimiento lo cual nos lleva a factores de recuperación muy bajas a pesar de que los volúmenes de aceite in-situ sean grandes, se recomienda perforar pozos horizontales o direccionales que atraviesen este tipo de fracturas para mejorar su factor de recuperación.

-Fracturas Vugulares. Se caracterizan por tener porosidades muy grandes (en ciertos intervalos de hasta 100%) y permeabilidades de muchos dacies, de ellos se pueden obtener altas producciones y tienen la ventaja de que las fracturas no se cierran a medida que se produce debido a la forma irregular y redondeada de los vugulos.

El tercer paso es clasificar a los yacimientos de acuerdo al almacenamiento que proporcionan.

Desde el punto de vista del almacenamiento las fracturas se pueden clasificar del tipo A, B o C. Muchos yacimientos que de otra manera podrían ser considerados como no productivos, se hacen rentables gracias a la presencia de fracturas.

En los yacimientos de Tipo A el almacenamiento de hidrocarburos en su mayoría (o en su totalidad) se encuentra en la matriz, y una pequeña cantidad de almacenamiento en la fractura, de todas formas la matriz por lo general tiene muy baja permeabilidad mientras que las fracturas tienden a ser de mayor permeabilidad.

En los yacimientos del Tipo B aproximadamente la mitad del almacenamiento de hidrocarburos esta en la matriz y la otra mitad en la fractura. La matriz se

encuentra muy compacta y las fracturas son mucho mas permeables que la matriz.

Y por ultimo en yacimientos de Tipo C, todo el almacenamiento se da en las fracturas sin aporte de la matriz, esto hace que para este tipo de yacimiento las fracturas proporcionen tanto almacenamiento como la permeabilidad necesaria para lograr una producción que sea rentable.

Mecanismo de Producción.	Tipo A [%]	Tipo B [%]	Tipo C [%]
GS	10 – 20	20 - 30	30 – 35
GS + IG	15 – 25	25 - 30	30 – 40
GS + IA	20 - 35	25 – 40	40 – 50
GS + IG + IA	25 – 40	30 – 45	45 – 65
SG	40 – 50	50 – 60	➤ 60
GS + HA	30 – 40	40 – 50	50 – 60
GS + CG	15 – 25	25 – 35	35 – 40
GS + HA + CG	35 – 45	45 – 55	55 – 65

Tabla 3-3 Recuperación de aceite en YNF (Aguilera, 1995)

GS: Gas en Solución

SG: Segregación Gravitacional

IG: Inyección de Gas

HA: Empuje Hidráulico Natural

IA: Inyección de Agua

CG: Casquete de Gas

Mecanismo de Producción	Tipo A [%]	Tipo B [%]	Tipo C [%]
SnEA	70 – 80	80 – 90	>90
EMA	50 – 60	60 – 70	70 – 80
EAYC	20 – 30	30 – 40	40 – 50
EFA	15 – 25	25 – 35	35 – 45

Tabla 3-4 Recuperación de Gas en YNF (Aguilera, 1995)

SnEA Sin empuje de agua

EAYC Empuje de Agua y Compresión

EMA Empuje Moderado de Agua

EFA Empuje Fuerte de Agua

3.5 Propiedades de los Yacimientos Fracturados.

Geometría de los yacimientos naturalmente fracturados

Los yacimientos naturalmente fracturados son representados matemáticamente, por medio del modelo de doble porosidad, que consiste en la superposición de dos sistemas porosos con diferentes características. La porosidad matricial en el modelo, es llamada porosidad primaria, mientras que la inherente a la red de fracturas, vacuolas, estilolitas y otras; es llamada porosidad secundaria.

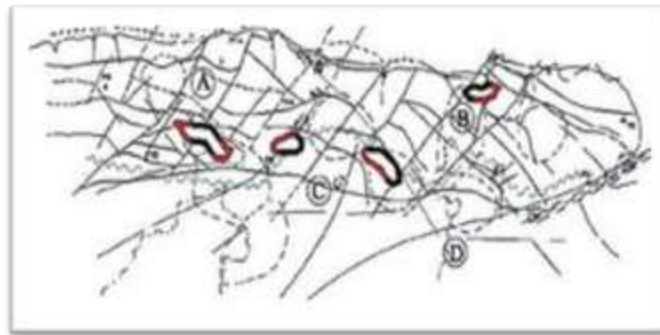


Fig. 3-4 Representación de un sistema de doble porosidad (Hartmann, 1999)

La porosidad generalmente se calcula como:

$$\phi = \frac{V_p}{V_r}$$

Donde V_p es el volumen de los poros y V_r el volumen total de la roca, el resultado se expresa siempre como un porcentaje.

Para el caso del cálculo de la porosidad en un yacimiento naturalmente fracturado se considera que este contiene fracturas verticales orientadas en una sola dirección y de apertura uniforme (w) y de espaciado igualmente uniforme (s). De esta forma tenemos que la porosidad de las fracturas se determina como:

$$\phi_f = \frac{w}{s}$$

Por otro lado la porosidad de la matriz se puede determinar cómo:

$$\phi_m = \phi_c(1 - \phi_f)$$

Considerando que por lo regular la porosidad de la fractura es menor a 1% podemos decir que la porosidad de la matriz es igual a la porosidad del núcleo.

Finalmente la porosidad total es simplemente una suma de la porosidad de la matriz y la porosidad de la fractura.

$$\phi T = \phi f + \phi m$$

Permeabilidad

La permeabilidad obtenida de los núcleos puede ser usada como la permeabilidad de la matriz

Por otro lado la permeabilidad de la fractura puede ser determinada de forma teórica mediante pruebas de variación de presión, y para su determinación de forma práctica se considera flujo laminar y lineal dentro de fracturas paralelas, con estas consideraciones Miller (2006) propone la siguiente ecuación para la permeabilidad de fracturas:

$$K_f = \frac{q_f \mu L}{A(P_{in} - P_{out})}$$

Donde A es el área de la sección donde se da el flujo y L la longitud del sistema.

Comportamiento de producción de los YNF.

A continuación se explican las características básicas del comportamiento de producción para los Yacimientos Naturalmente Fracturados.

- **Ausencia de la zona de transición**

La zona de transición, es una de las características clave de los yacimientos matriciales con permeabilidades bajas, sin embargo en el caso de los yacimientos naturalmente fracturados esta no se encuentra presente, en los casos donde la matriz es de muy baja permeabilidad o nula, de manera tal, que los efectos de presión capilar no ocurren en la zona intergranular o porosa de la matriz, gracias a la ausencia de desplazamiento de fluidos a través de ella. Todo esto es debido a que en los espacios abiertos de las redes de fracturas la presión capilar es casi nula por las dimensiones de este espacio poroso y, en consecuencia, el equilibrio entre las fases: gas, agua, petróleo, queda definido únicamente por las fuerzas

gravitacionales, es decir, forman un interface horizontal y bien delimitada en sus contactos; sin zona de transición.

Por lo tanto, los contactos originales agua-petróleo y gas-petróleo sólo pueden ser ubicados por medio del análisis de niveles de fluidos en los pozos de observación a lo largo de la historia de producción del yacimiento.

- ***Propiedades PVT respecto a la profundidad.***

Cuando se describe un yacimiento fracturado, si las fracturas tienen una buena continuidad tanto horizontal como vertical, es posible que se presente un proceso de convección como resultado de la combinación de la expansión térmica del fluido y la compresión gravitacional. En el transcurso del tiempo geológico, este proceso de convección llega a promover la uniformidad de la composición del hidrocarburo a lo largo del yacimiento, manteniéndose constante tanto la presión de burbujeo como el resto de las propiedades PVT sin importar cuál sea la profundidad a la que se esté tomando.

- ***Relación entre la caída de presión alrededor de los pozos productores***

En un yacimiento fracturado la caída de presión en las cercanías de los pozos productores es pequeña cuando se compara con el alto diferencial de presión en esas mismas zonas en los casos que no existen fracturas, debido a la baja permeabilidad de la matriz, este fenómeno se debe a:

- El flujo de fluidos hacia los pozos en un yacimiento fracturado ocurre sólo a través de la red de fracturas debido a que los bloques de la matriz únicamente alimentan a las fracturas con fluido.

- La inmensa permeabilidad intrínseca de las fracturas comparada con la de la matriz, que permite alcanzar altas tasas con caídas de presión mínimas.

- ***Casquete de gas en la red de fracturas***

A medida que fluye el hidrocarburo a través de la fracturas se presenta un gradiente de presión muy bajo, lo cual facilita la segregación del gas liberado hacia la parte superior de la red de fracturas, en las cuales se termina formando un casquete de gas en su parte superior.

- ***Patrón de declinación de presión.***

Por cada unidad de aceite producida, la tasa de declinación de presión es relativamente baja cuando se trata de un yacimiento naturalmente fracturado y saturado ($P_b > P_i$), en comparación con un yacimiento que no presenta fracturas.

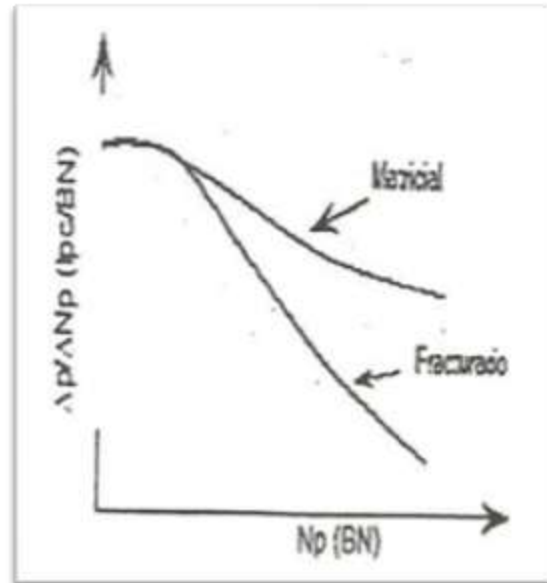


Fig. 3-5 Comparación del factor de declinación en un YNF y un yacimiento Matricial (Hartmann, 1999).

- **Relación Gas Aceite (RGA).**

Una vez más en los yacimientos fracturados se reconoce una mejora respecto a los yacimientos matriciales. En este caso se quiere hacer notar que la relación gas aceite en los yacimientos naturalmente fracturados, es menor en función a la producción, que en los yacimientos matriciales. Esta diferencia se debe básicamente a la baja presión capilar que presentan los espacios porosos de las fracturas, y como consecuencia el gas libre logra segregarse rápida y fácilmente hacia las zonas superiores de la fractura y del yacimiento en lugar de fluir hacia los pozos productores.

- **Relación Agua Aceite (WOR)**

Éste parámetro, en los yacimientos naturalmente fracturados, está en función de la tasa de producción, mientras que en los yacimientos matriciales será función de diversos factores como las características de la roca y de los fluidos, así como el comportamiento de desplazamientos de fluidos; todo esto una vez más junto con la tasa de producción.

3.6 Simulación de Yacimientos Naturalmente Fracturados.

La simulación de yacimientos se ha convertido en una poderosa herramienta para analizar el comportamiento de los yacimientos y determinar la forma óptima para explotarlos, teniendo en cuenta que a nivel mundial la mayor producción proviene de yacimientos naturalmente fracturados. Es de gran importancia tener en cuenta sus propiedades y características a la hora de simular su comportamiento. Para un estudio de simulación se divide al yacimiento en celdas, cada una de las cuales tiene sus propiedades y estados de tiempo variables (presión y saturación).

Entre las propiedades que se requieren para un estudio de simulación se encuentran:

- Propiedades del acuífero.
- Propiedades PVT del fluido vs presión.
- Permeabilidades relativas.
- Presiones capilares vs saturación.

Considerando que para un estudio de simulación se requieren miles o incluso millones de celdas y que cada una de estas es representada por una ecuación se hace evidente la importancia que tiene el avance de la tecnología y la computación en el desarrollo de la simulación de yacimientos.

Es importante tener en cuenta que tanto las computadoras como las ecuaciones que utiliza el simulador son meras herramientas y que es el ingeniero de yacimientos el encargado de utilizarlos adecuadamente (dependiendo del tipo de yacimiento, tipo de fluido, etc) así como de interpretar la información arrojada después de la simulación.

Existen varios modelos de simulación y se clasifican en base a:

- a) Procesos de recuperación.
- b) Caracterización de las propiedades del fluido.
- c) Dimensionalidad de flujo y metodología de solución.

Los diferentes tipos de simulador que existen son:

- Simuladores de una sola fase: son aquellos que modelan únicamente el flujo de una sola fase dentro de un yacimiento. Estos simuladores son a veces utilizados para estudiar resultados de pruebas de presión o algunas otras situaciones donde los efectos multifásicos de las propiedades del

Estudio Experimental de recuperación mejorada Por Efecto Joule en un Yacimiento Fracturado.

fluido o caracterización de las propiedades de flujo no sean requeridos o sean insignificantes.

- Simuladores de dos fases: son aquellos modelos donde dos fases fluyen al mismo tiempo. La mayoría de los simuladores de dos fases, evitan interacciones complejas del fluido asumiendo que no hay transferencia de masa entre las fases. Los simuladores de dos fases son, algunas veces, utilizados para estudiar los problemas que causan la invasión o inyección de agua en yacimientos de gas o aceite.
- Simuladores de Aceite negro: se refieren a aquellos simuladores que utilizan una caracterización simple de la propiedad de un fluido basado en tres fases, sistema de tres componentes que contiene agua, aceite y gas disuelto. Desde que los simuladores de aceite negro se pueden correr fácilmente en modos de una o dos fases esto es un tipo común de simuladores para paquetes comerciales disponibles en el mercado.
- Simuladores composicionales: son usados cuando una simple caracterización del fluido (aceite negro) es insuficiente. Casos comunes donde los simuladores composicionales son requeridos, son para yacimientos de aceite volátil o gas y condensado, o para proyectos de inyección de gas miscible (dióxido de carbono, CO₂). Los simuladores composiciones tienen la capacidades modelar rigurosamente la transferencia de masa de múltiples componentes entre las fases.
- Simuladores térmicos: son utilizados cuando los efectos de la energía térmica deben ser modelados, requiriendo ecuaciones de balance de energía transferencia de calor. Los simuladores térmicos tiene su principal aplicación en procesos de recuperación térmica englobando, inyección de vapor y combustión in-situ. Existen otros casos donde se inyecta agua de mar fría donde los efectos de la temperatura juegan un papel muy importante y deben ser incluidos.
- Simuladores de doble porosidad/permeabilidad: son utilizados para dar una eficiente y efectiva metodología en el modelado de ya olor tos naturalmente fracturados. Estos simuladores caracterizan al yacimiento en dos medios interactivos en un espacio.

- Simuladores de metano: fueron desarrollados para manejar algunas propiedades especiales de transporte y almacenamiento del metano. De la misma manera como en los simuladores de doble porosidad, estos simuladores incluyen efectos del metano (y otros gases), adsorción en los carbonatos de superficie y difusión a través de la estructura porosa carbonatada.
- Simuladores químicos: utilizados para modelar procesos en donde múltiples imponentes deben ser puestos, pero para cada efecto de comportamiento de fase pueden ser rechazados. Son usados en procesos químicos como inyección de surfactantes o polímeros.
- Simuladores de líneas de flujo: modelan el flujo en una manera donde principalmente se discretiza al yacimiento basado en unos patrones de flujo preferibles a la arquitectura del yacimiento. Estos simuladores se emplean para dar mayor rapidez al desarrollo en la aproximación de soluciones para el posicionamiento del pozo y el escalonamiento de la heterogeneidad.

Otros simuladores que se usan en procesos que incluyen:

- a) modelos de fracturas discretas para describir el flujo en una red de fracturas conectadas,
- b) modelos geoquímicos para describir la precipitación y disolución de fases minerales durante la inyección y producción.

Los datos que se requieren para modelos de simulación de yacimientos son:

Modelo geológico: describe la estructura, forma y continuidad de flujo del yacimiento, acompañado con otras descripciones geológicas como la estratigrafía, fallas, litofacies, plegamientos, etc.

Datos petrofísicos: proporcionan las propiedades de la roca en cada punto dentro del yacimiento (por lo tanto en cada punto de la malla)

Propiedades del fluido: Son dadas cuando hay variación de presión, pero incluye también efectos más complejos debido a los cambios en la composición y a la temperatura.

Datos iniciales: Especifica la presión inicial, saturaciones, dentro del yacimiento. Los datos iniciales son hechos en base al equilibrio de la capilaridad y la gravedad.

Datos de corridas: Utilizados para fijar parámetros de solución numérica y generar resultados deseados, ya sean numéricos o gráficos.

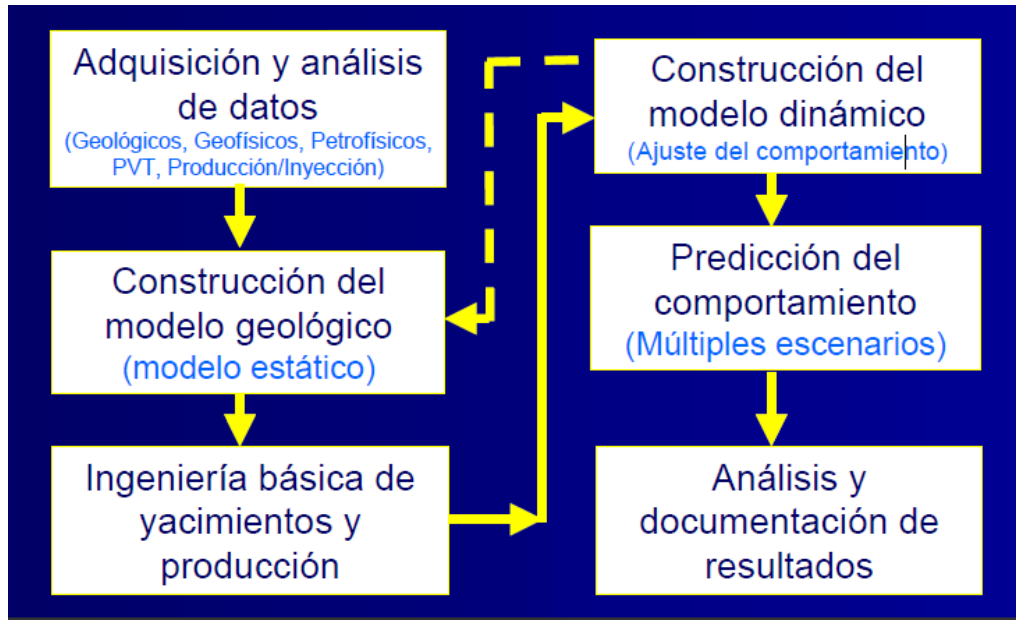


Fig. 3-6 Etapas del desarrollo de un modelo de Simulación.

Razones para efectuar un estudio de simulación.

La simulación puede proporcionar beneficios potenciales en los rubros siguientes:

- (1) Estudiar la recuperación final primaria y su comportamiento bajo diferentes modos de operación tales como deplección natural, inyección de agua y/o gas.
- (2) El tiempo en el cual debe iniciarse un proceso de recuperación mejorada a fin de maximizar la recuperación así como el tipo de patrón que debe ser usado.
- (3) El tipo de proceso de recuperación mejorada mas apropiado y cual será la recuperación final y el comportamiento con el proceso elegido.
- (4) Investigar los efectos de nuevas ubicaciones y espaciamientos de pozos.
- (5) Analizar el efecto de las tasas de producción sobre la recuperación.
- (6) Analizar qué tipos de datos tienen el mayor efecto sobre la recuperación y por lo tanto los que deben ser estudiados cuidadosamente con experimentos físicos de laboratorio

Capítulo 4: Diseño y Construcción del Dispositivo Experimental.

Se pretende construir un dispositivo experimental que nos permita simular una prueba de recuperación mejorada por efecto Joule en un yacimiento naturalmente Fracturado, reproduciendo de forma artificial algunas de las características de este tipo de yacimientos.

4.1 Consideraciones.

Dentro de las consideraciones que se deben hacer para el diseño del dispositivo Experimental se encuentran:

- El aceite de la formación NO es conductor eléctrico por lo cual lo que realmente se calienta es la salmuera de la misma.
- El agua es calentada por la corriente eléctrica mediante el efecto Joule.
- La transferencia de calor entre 2 fluidos inmiscibles (no solubles entre sí) se da por los mecanismos de conductividad térmica y convección.
- El aumento de temperatura en el agua de formación no debe rebasar el punto de ebullición de esta para evitar la formación de vapor y precipitación de sales.
- En el pozo se induce una corriente de tipo Alterna de baja frecuencia (entre 50 y 60 Hz aproximadamente).
- La conductividad del agua de formación aumenta de forma proporcional a la salinidad de la misma.
- Contrariamente la resistividad del agua de formación se reduce conforme la salinidad del agua se incrementa.
- El agua de formación por lo general tiene una salinidad muy alta, esto obliga a que los electrodos deban ser de un material resistente a la corrosión.
- El yacimiento ya ha sido previamente sometido a un proceso de recuperación secundaria por inyección de agua (salmuera), de este modo, de acuerdo a la teoría las fracturas debería estar llenas de agua que favorezca al proceso de recuperación mejorada por calentamiento electromagnético.

4.2 Calculo de las dimensiones del Dispositivo experimental.

Para el diseño del dispositivo experimental partimos del hecho que el método a utilizar depende del efecto Joule, el cual nos dice que: El calor (Q) generado por una corriente eléctrica, depende directamente del cuadrado de la intensidad de la corriente (I), del tiempo (t) que ésta circula por el conductor y de la resistencia (R) que opone el mismo al paso de la corriente, es decir:

$$Q = I^2 R t$$

El siguiente paso es considerar los elementos que componen nuestro sistema y considerar que la resistencia de estos influye en el comportamiento del mismo, en este caso en el sistema tenemos agua (w) y tenemos un Núcleo de roca (n) y las resistencias de cada uno de estos R_w y R_n respectivamente.

$$R_w = \rho_w \frac{L}{A_w} \qquad R_n = \rho_n \frac{L}{A_n}$$

Donde:

A_w área que ocupa el fluido

A_n área del núcleo

L longitud

ρ_w resistividad del agua

ρ_n resistividad de la roca

Considerando que:

$$A_w = \pi(R^2 - r^2)$$

$$A_n = \pi r^2$$

Si sustituimos A_w y A_n respectivamente obtenemos:

$$R_w = \frac{\rho_w L}{\pi(R^2 - r^2)} \quad R_n = \frac{\rho_n L}{\pi r^2}$$

Teniendo en cuenta que para poder calcular el calor generado se requiere la Resistencia Total del sistema.

$$Q = I^2 R_T t$$

Es necesario entonces sumar las resistencias del agua y la roca para obtener R_T , estas se suman como resistencias en paralelo para obtener la resistencia total del sistema

$$R_T = \frac{1}{\frac{1}{R_w} + \frac{1}{R_n}}$$

Sustituyendo en la Ecuación que describe el efecto Joule tenemos que:

$$Q = I^2 \left(\frac{1}{\frac{\pi(R^2 - r^2)}{\rho_w L} + \frac{\pi r^2}{\rho_n L}} \right) t$$

Despejando el tiempo y factorizando la Longitud y a π :

$$\frac{Q}{t} = I^2 \frac{L}{\pi} \left(\frac{1}{\frac{R^2 - r^2}{\rho_w} + \frac{r^2}{\rho_n}} \right)$$

Factorizando la resistividad del agua (ρ_w).

$$\frac{Q}{t} = I^2 \rho_w \frac{L}{\pi} \left(\frac{1}{R^2 - r^2 + \frac{r^2 \rho_w}{\rho_n}} \right)$$

Si consideramos que:

$$\rho_n = \frac{\rho_n}{\emptyset S_{wi}}$$

Sustituyendo esto último en la ecuación obtenemos lo siguiente.

$$\frac{Q}{t} = I^2 \rho_w \frac{L}{\pi} \left(\frac{1}{R^2 - r^2 + r^2 \emptyset S_{wi}} \right)$$

Por otro lado tenemos que la capacidad calorífica C:

$$C = \frac{Q}{\Delta_t} = cm$$

Donde:

C es la capacidad calorífica del cuerpo o sistema

c es el calor específico o capacidad calorífica específica

m la masa de sustancia considerada

Igualando ambas expresiones:

$$cm \frac{\Delta_t}{t} = I^2 \rho_w \frac{L}{\pi} \left(\frac{1}{R^2 - r^2 + r^2 \emptyset S_{wi}} \right)$$

Finalmente despejando obtenemos que el cambio en la temperatura es:

$$\Delta_t = I^2 \rho_w \frac{L}{\pi} \left(\frac{1}{\frac{(R^2 - r^2) + (r^2 \Phi S_{wi})}{cm}} \right) t$$

Con esta última ecuación se procedió a resolver el sistema para los siguientes datos tan solo como un parámetro de diseño:

$$I = 0.1 \text{ [A]}$$

$$L = 0.3 \text{ [m]}$$

$$\rho_w \text{ (agua de mar)} = 2.0 \times 10^{-2} \text{ [\Omega m]}$$

$$R = 1.9 \text{ [mm]}$$

$$r = 1.5 \text{ [mm]}$$

$$\Phi = 0.1 \text{ (10\%)}$$

$$S_{wi} = 0.3 \text{ (30\%)}$$

$$c \text{ (caliza)} = 711.756 \text{ [J/kg}^\circ\text{C]}$$

$$m \text{ (caliza)} = 0.25082 \text{ [kg]}$$

$$t = 3600 \text{ [s]}$$

Para los datos anteriores el resultado en el incremento de la temperatura fue de:

$$\Delta_t \approx 33.6 \text{ }^\circ\text{C}$$

Con este resultado concluimos que dicho incremento en la temperatura es suficiente para el propósito del experimento y procederemos a montar el dispositivo experimental en base a las dimensiones antes mostradas, así como a diseñar la celda en la cual se efectuara la prueba.

4.3 Diseño de la celda mediante el uso de software.

Para el diseño de la celda se utilizó el software de diseño AUTOCAD 2012, el diseño general de la celda consta de 2 piezas, el cuerpo (1 sola pieza) y una tapa.

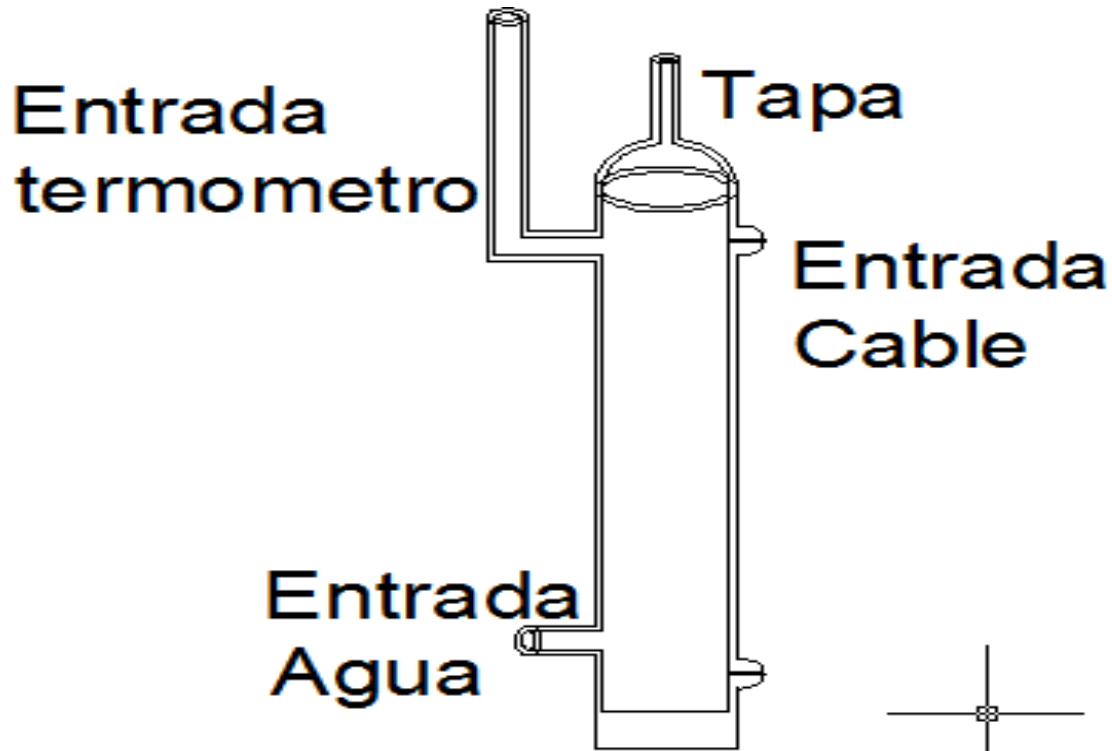


Fig. 4-1 Celda del experimento.

A continuación se muestran las partes que conforman la celda así como sus dimensiones, las dimensiones se encuentran en centímetros y el espesor de la pared del dispositivo en general es de 3 milímetros.

Partes del cuerpo (1 sola pieza).

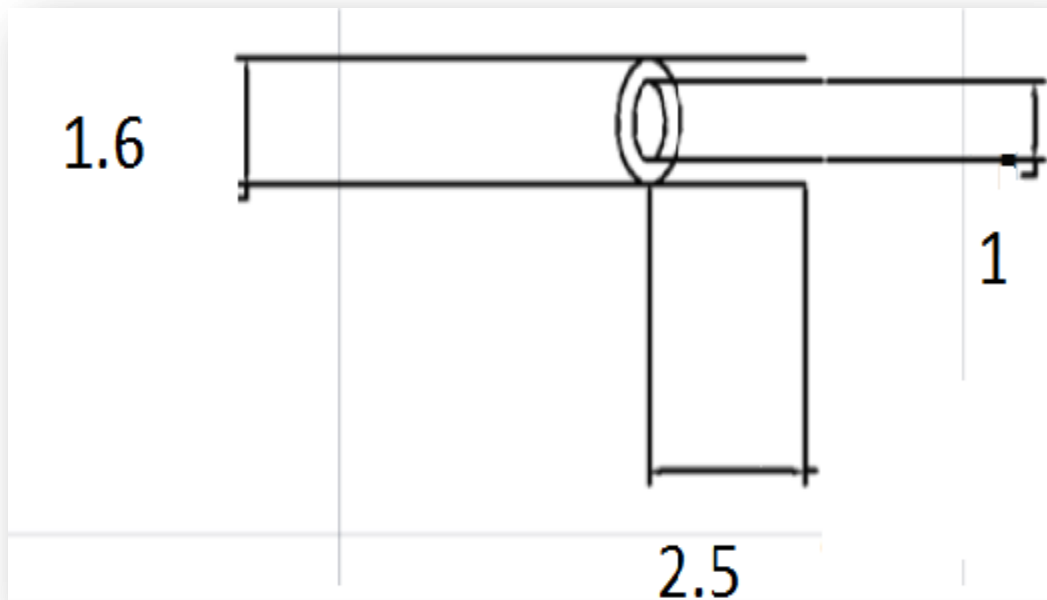


Fig. 4-2 Entrada del agua al sistema.

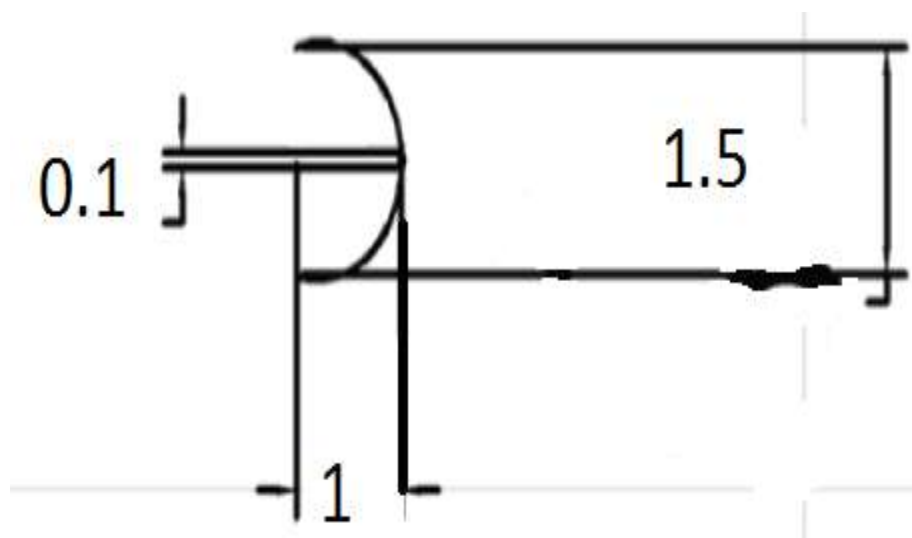


Fig.4-3 Entrada del cable eléctrico.

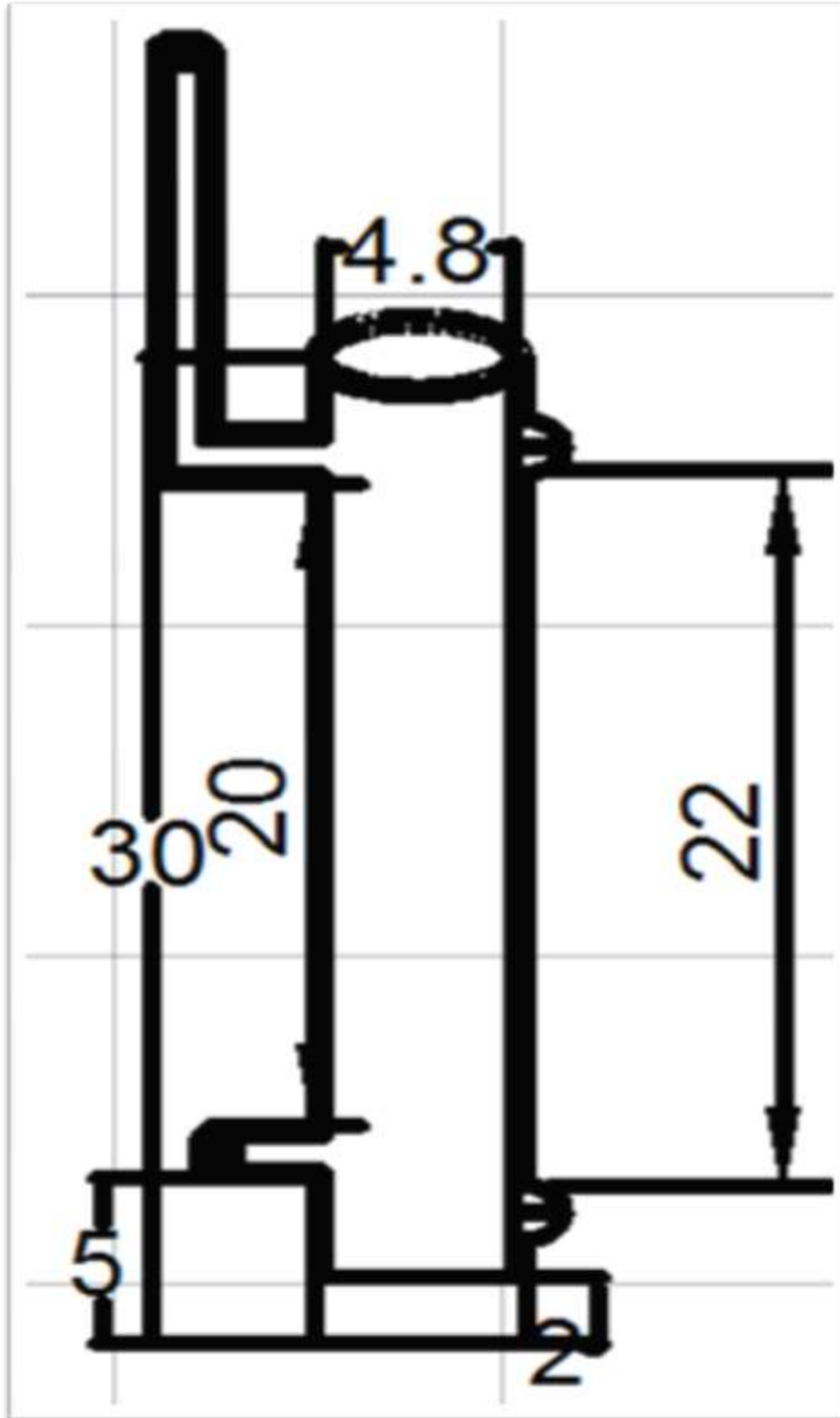


Fig4-4 Cuerpo de la celda.

La entrada para el termómetro se incluyo debido a que tratandose de un método térmico es de suma importancia registrar las variaciones en la temperatura para el desarrollo del experimento, asi como evitar que el agua se evapore ya que el método depende por completo de la misma.

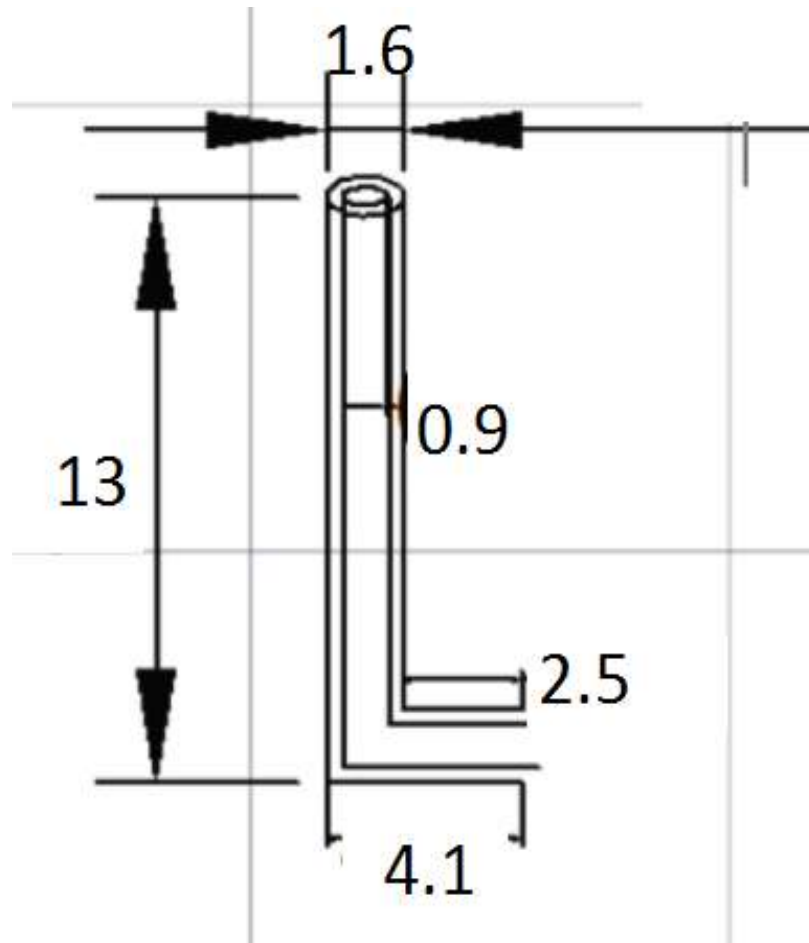


Fig. 4-5 Entrada de termómetro.

Tapa.

Debido a que la celda maneja un fluido en su interior, la tapa debe tener un buen sellado, el tubo que se localiza en la parte superior de la tapa tiene el propósito de medir la cantidad de aceite recuperado, por lo cual este deberá llevar una graduación para poder efectuar las mediciones, además este servirá también para dar desahogo al fluido en caso de que se acumule presión en el interior de la celda evitando dañar la misma, en la figura esquemática de la tapa no se muestra la longitud de este pero es de aproximadamente 20[cm].

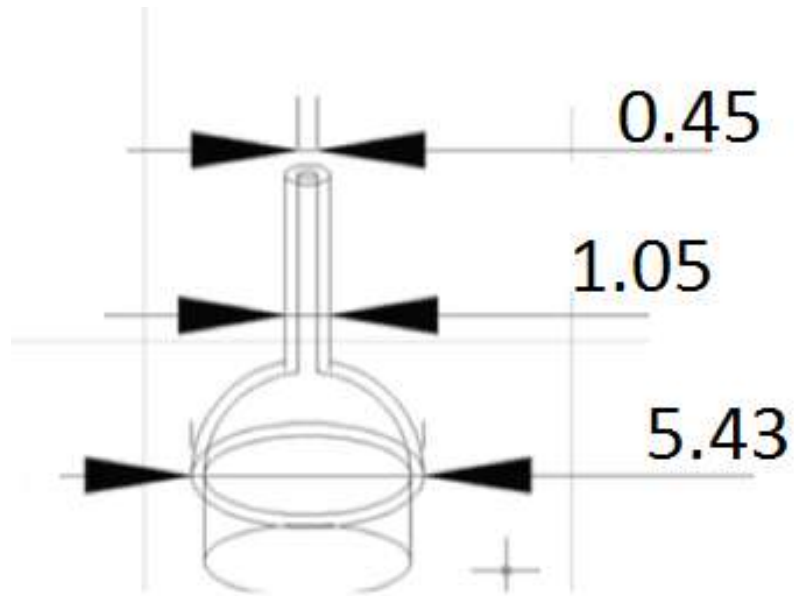


Fig. 4-6 Tapa del experimento.

Capítulo 5. Desarrollo experimental y Resultados.

El objetivo de este capítulo es describir el procedimiento mediante el cual se efectuaron las pruebas correspondientes al presente trabajo sobre recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados por efecto Joule, así como mostrar los resultados de los mismos.

Con el propósito de desarrollar las pruebas se diseñó una celda de vidrio que permitiera la aplicación del método, a la vez que nos permitiera simular un medio fracturado.



Fig. 5-1 Celda.

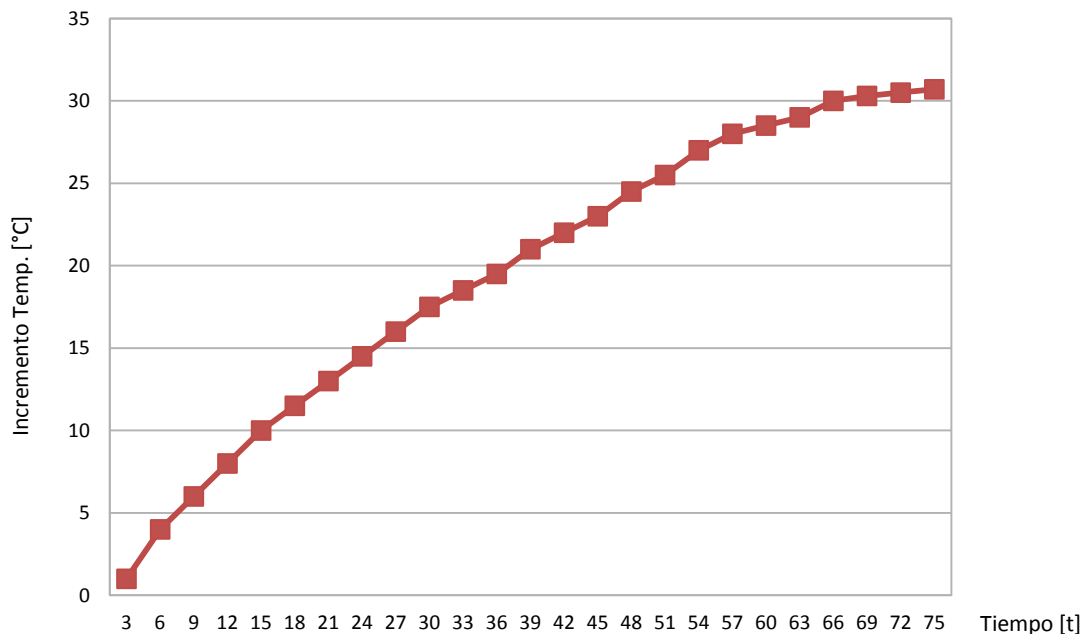
5.1 Etapas experimentales.

El desarrollo experimental se llevó a cabo en diferentes etapas, las cuales son:

- 1.- Prueba de la celda sin la presencia de la roca.
- 2.- Limpieza de la muestra de roca y saturación de la misma con agua bidestilada.
- 3.- Prueba de la celda en presencia de la roca saturada de agua.
- 4.- Saturación de la roca con aceite.
- 5.- Prueba en celda con roca saturada de agua (47%) y aceite (53%) a diferentes temperaturas.

5.1.1 Prueba de la celda sin núcleo.

Esta prueba se efectuó con el propósito de observar el comportamiento del incremento en la temperatura en la celda, para esto se utilizó una salmuera de 100,000 ppm de NaCl y un voltaje de 120 [V] al 15% (18 [V]), los resultados se muestran a continuación.



Gráfica 5.1 Incremento de temperatura vs Tiempo

De esta prueba se observa principalmente que el diseño de la celda es funcional y que se podrá utilizar para las pruebas posteriores que involucran la presencia de la muestra de roca, además, de esta misma nos damos cuenta que al calentarse el agua se expande lo suficiente como para comenzar a salirse de la celda, por lo que nos deja la enseñanza de que en posteriores pruebas la celda no debe ser llenada del todo.

5.1.2 Limpieza y caracterización de la muestra de roca.

Una vez que se tuvo la muestra de roca se procedió a la preparación de la misma para poder realizar las pruebas correspondientes, la preparación consistió en limpiar la muestra, caracterizarla y saturarla con agua bidestilada.

La roca que se utilizó es una caliza brechoide con granos de geometría angulosa sobre una matriz de cementante. Si se clasificara acorde a la escala de Dunham se podría decir que es un Packstone (**Dunham 1962**) ya que es una matriz cementante con granos dispersos sobre la matriz, además se observan muchas estructuras de calizas cristalizadas en la muestra.

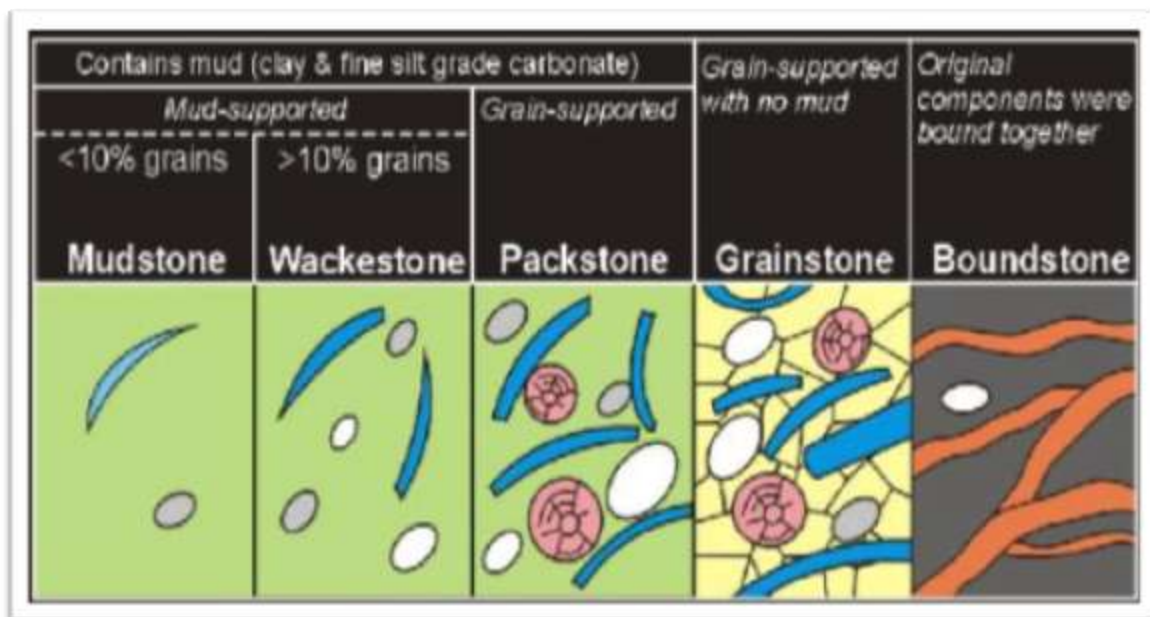


Fig. 5-2 Clasificación de Dunham(1962).

Para la limpieza de la muestra se utilizó un Core Holder y un par de bombas mediante las cuales se mantenía la muestra en confinamiento a 1500 psi dentro del Core Holder (para asegurar que el solvente pasara por el interior de la muestra).

Se inyectaba a la vez Tolueno que sirvió como solvente para limpiar nuestro núcleo. Se inyectaron alrededor de 200 ml del solvente para la limpieza de la muestra.

Después de que el núcleo se limpió, este fue extraído del Core Holder y colocado en un hornillo (aproximadamente durante una hora) para que el solvente se evaporara y el núcleo quedara libre de fluidos

Posteriormente se volvió a colocar la muestra dentro del dispositivo para saturarla con agua bidestilada.

En este punto se aprovechó para que una vez estuviera el núcleo totalmente saturado de agua se midiera mediante un diferencial de presión, las presiones de entrada y de salida pudiendo así obtener de forma indirecta la permeabilidad de la roca, además de utilizar datos como el peso de la muestra totalmente seca y de la muestra saturada (100% con agua bidestilada) para determinar la porosidad de la misma, los resultados son los siguientes.

Longitud de la muestra: 3.22 [in] 8.18 [cm]

Diámetro de la muestra: 1.5 [in] 3.81 [cm]

Peso de la muestra seca: 223.96 [gr]

Peso de la muestra saturada de agua: 244.55 [gr]

Porosidad: 22%

Permeabilidad (K): 0.35 [mD]

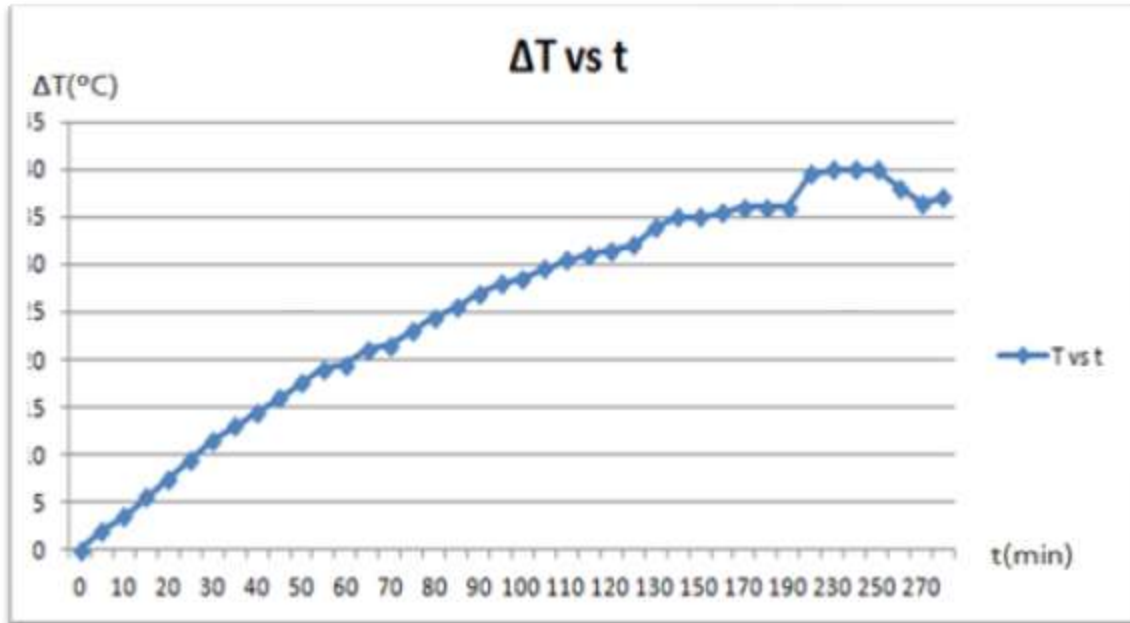


Figs. 5-3 y 5-4 Núcleo de caliza y cristales de Calcita.

5.1.3 Prueba de la celda en presencia de la roca saturada de agua.

La siguiente prueba que se efectuó consistió en colocar la muestra de roca saturada sólo con agua bidestilada dentro de la celda y comenzar a inducir corriente eléctrica.

Las condiciones fueron las mismas que la prueba anterior, una salinidad de 100,000 ppm con NaCl y un voltaje de 120 [V] a 15% (18 [V]), los resultados se muestran a continuación.



Gráfica 5.2 Incremento de temperatura vs tiempo en celda con núcleo 100% saturado de agua.

De esta prueba se puede obtener que la temperatura máxima que alcanza el agua cuando se encuentra el núcleo dentro de la celda ronda los 65 °C ($T_{amb} + \Delta T$), se puede ver también que la temperatura no sube tan rápidamente como en el caso de la celda sin la muestra de roca ya que se necesitó aproximadamente cuatro veces más tiempo y se alcanzó una temperatura menor, además que en el punto de los 65 °C las pérdidas de temperatura al medio ambiente ocasionaron que incluso la temperatura bajara en vez de incrementarse.

Con la cámara térmica se puede observar el comportamiento de la temperatura en las diferentes partes de la celda. Se observa que la temperatura se concentra inicialmente entre los electrodos y principalmente en el centro que es donde se encuentra el núcleo, posteriormente la temperatura comienza a ser más uniforme hasta que alcanza a ser completamente uniforme en toda la celda.

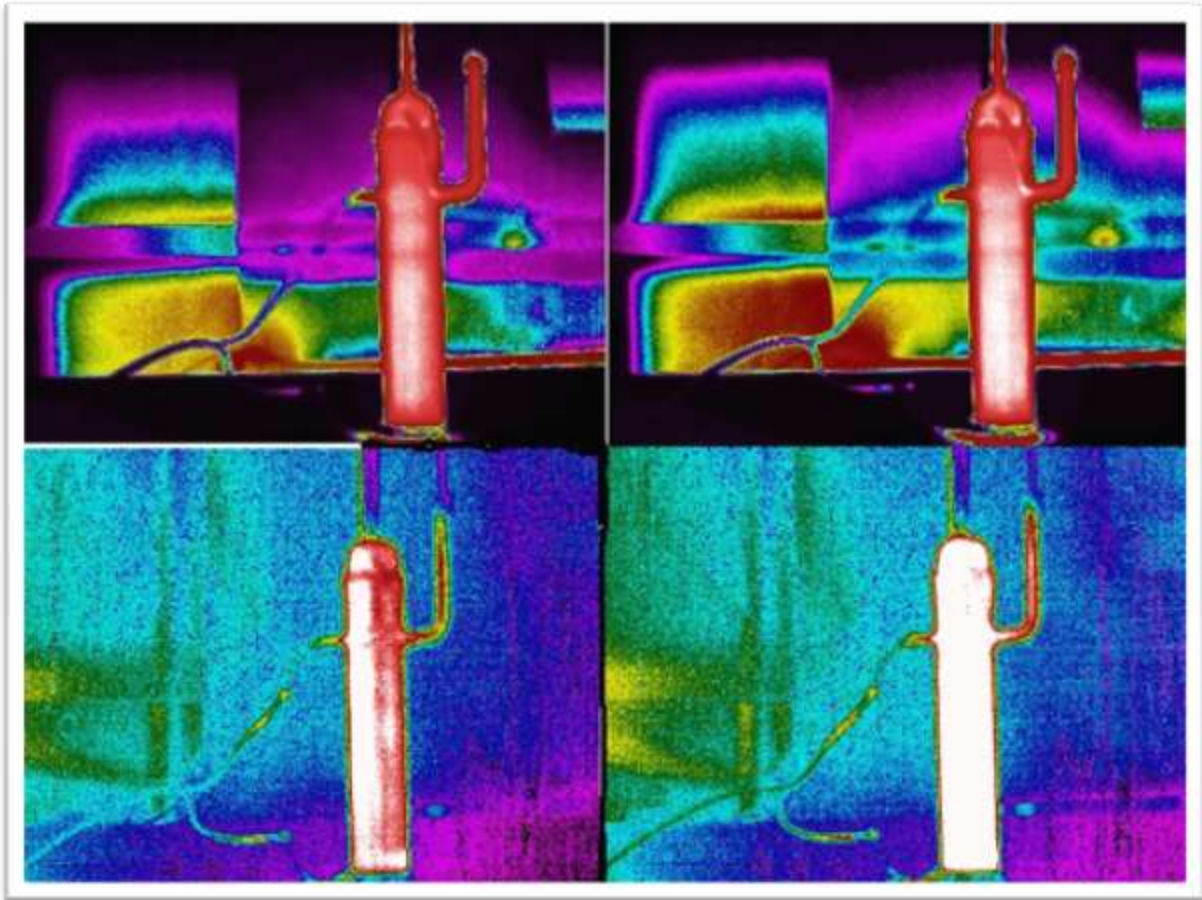


Fig 5.5 Comportamiento de la temperatura dentro de la celda a diferentes tiempos.

5.1.4 Saturación de la roca con aceite.

Luego de las pruebas con el núcleo dentro de la celda, se volvió a poner la roca en el Core Holder para poder saturarlo con aceite, el aceite se seleccionó por varias razones, entre ellas que se contaba con el comportamiento de la viscosidad con respecto a la temperatura y la densidad del mismo, el aceite no es muy viscoso lo cual fue ideal ya que la permeabilidad del núcleo es muy baja (0.35 [mD]) lo cual no permitiría utilizar un aceite mas viscoso y el comportamiento de la viscosidad respecto a la temperatura permitiría ver un comportamiento como el que se esperaba.

Para poder saturar el núcleo primero se inyectó agua para garantizar que estuviera nuevamente 100% saturado de ésta, en caso que durante la anterior prueba algo de agua hubiera sido liberada por la roca, posteriormente se inyectó el

aceite a un gasto muy bajo y utilizando un controlador de temperatura a 70 °C para que el aceite redujera su viscosidad y pudiera entrar en la roca por imbibición.

Siguiendo este método para saturar el núcleo, se logró una saturación del núcleo de aproximadamente 47% de agua y 53% de aceite. Esto equivale a un estimado de:

Aceite: 10.7 [ml]

Agua: 9.81 [ml]

Temperatura °C	Temperatura K	Viscosidad dinámica mPa.s	Densidad g/cm ³
20	293	9.71	0.8605
30	303	6.92	0.8534
40	313	5.18	0.8462
50	323	4.01	0.8392
60	333	3.18	0.8324
70	343	2.63	0.8256
80	353	2.16	0.8186
90	363	1.84	0.8114
100	373	1.52	0.8043
API a 20°C	32.6		
API a 60°F	32.2		

Tabla 5-1 Propiedades del aceite.

5.1.5 Prueba en celda con roca saturada de agua (47%) y aceite (53%) a diferentes temperaturas.

Cuando se realizó la prueba de la celda con el núcleo pudimos observar que el tiempo para poder llegar a la temperatura de 65 °C era muy amplio por lo cual sería difícil monitorear la prueba de forma adecuada, por tal motivo se optó por incrementar la temperatura hasta un punto predeterminado y estabilizarla hasta que dejara de producir; llegado este punto se volvería a incrementar la temperatura nuevamente, para ésto utilizamos diferentes temperaturas.

5.2 Resultados.

Los resultados de la prueba de recuperación mejorada por efecto Joule se muestran a continuación en la Tabla 5-2.

Temperatura [°C]	Np [ml]	Fr %
25 (Amb)	0	0
40	0.198	1.85
55	0.424	3.96
70	0.837	7.82

Tabla 5-2 Resultados prueba de recuperación por efecto Joule.

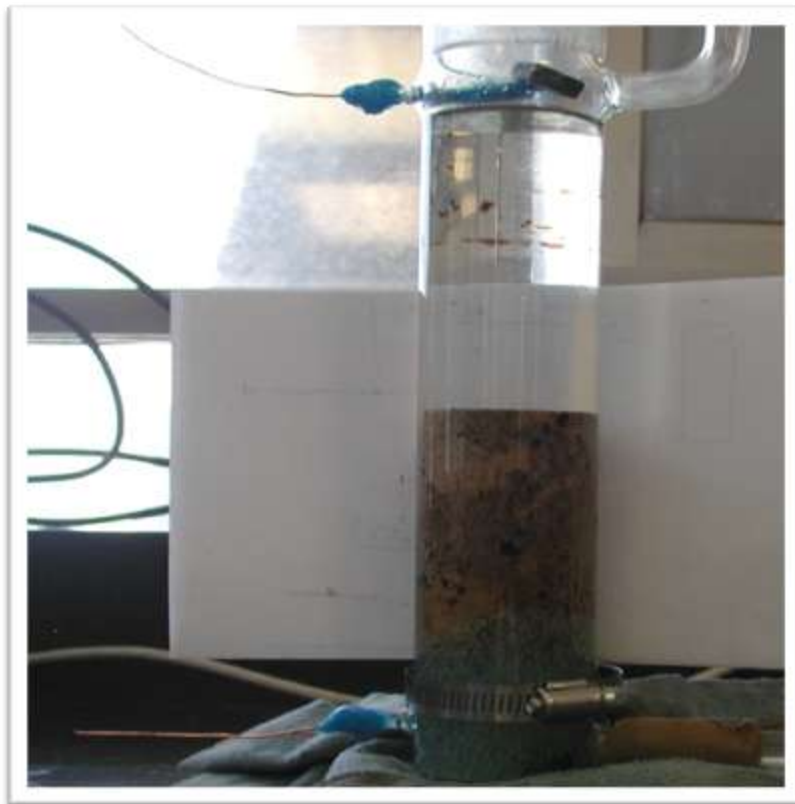


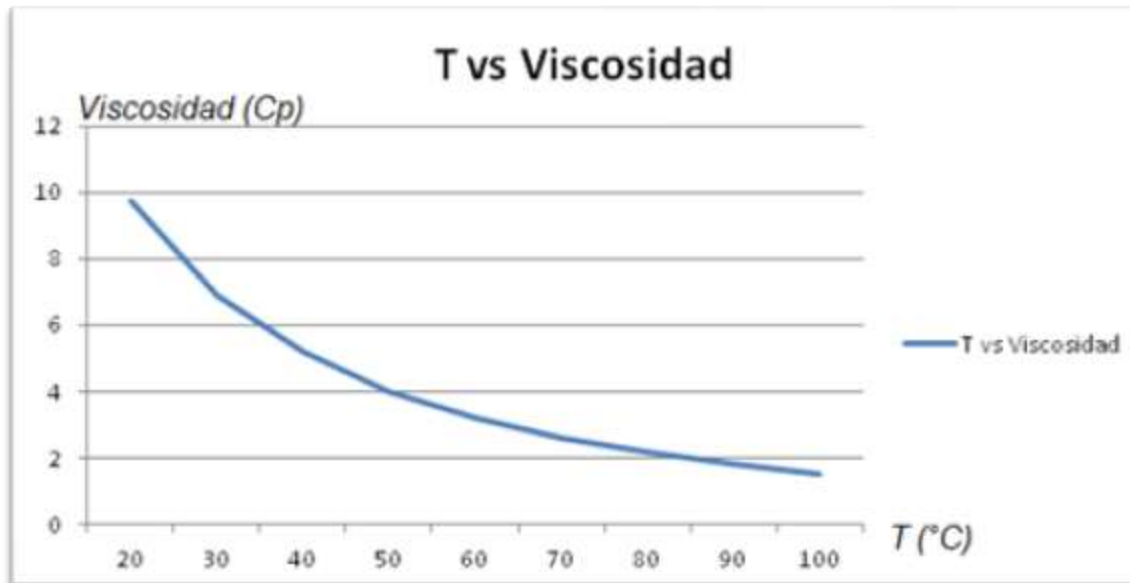
Fig. 5-6 Celda con núcleo saturado de salmuera y aceite



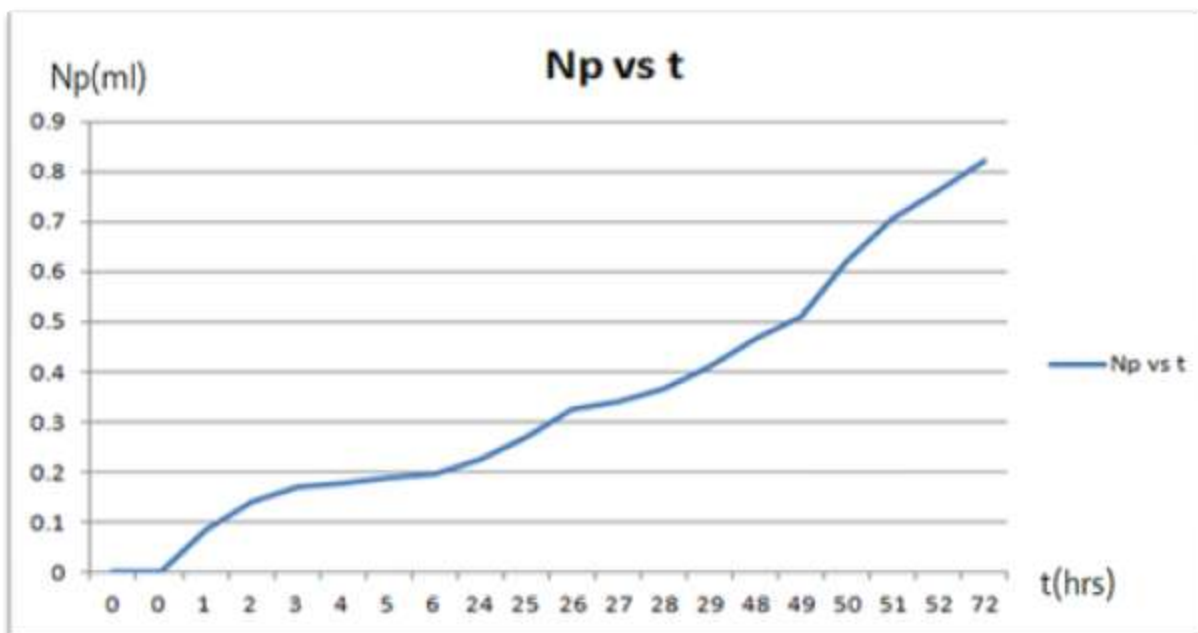
Fig. 5-7 Gotas de aceite apunto de desprenderse de la roca.



Figs. 5-8 y 5-9 Producción de Aceite.

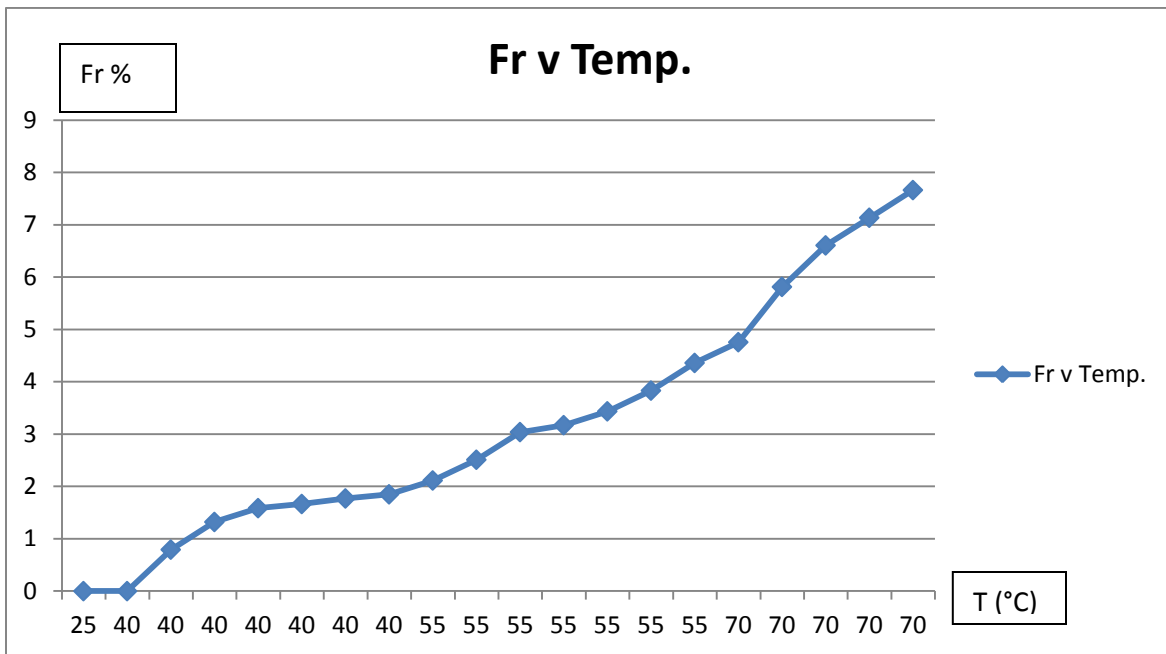


Gráfica 5-3 Comportamiento de la viscosidad del aceite a diferentes temperaturas.



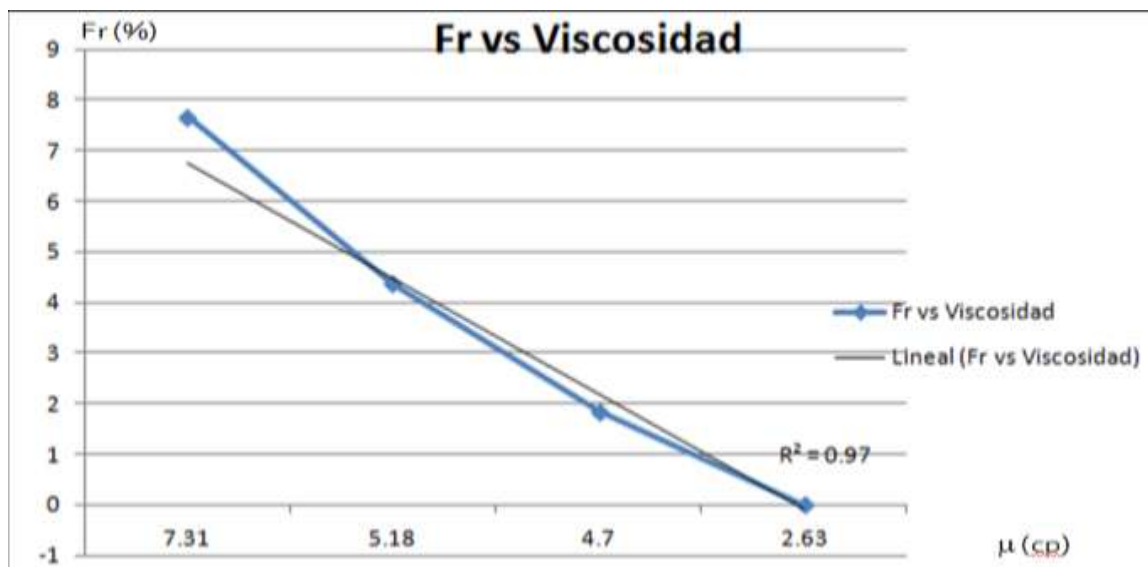
Gráfica 5-4 Producción acumulada vs tiempo.

En la gráfica anterior observamos el comportamiento de la producción acumulada con respecto al tiempo, en la que se alcanzan a diferenciar levemente los incrementos en la producción en los cambios de temperatura.



Gráfica 5-5 Factor de recuperación contra temperatura.

La gráfica muestra la relación existente entre el factor de recuperación y la temperatura.



Gráfica 5-6 Factor de recuperación vs Viscosidad.

En esta última gráfica se puede observar que la relación que existe entre la viscosidad y el factor de recuperación durante la prueba es prácticamente lineal.

Conclusiones.

Para el presente estudio experimental se diseñó una celda de vidrio que nos permitiera aplicar el método de recuperación mejorada por efecto Joule y simular las condiciones de un yacimiento naturalmente fracturado. Ésta celda, de acuerdo con las pruebas realizadas, probó ser eficiente para los objetivos de este trabajo.

En el método de recuperación mejorada por efecto Joule influye de manera determinante la saturación de agua y su salinidad, ésta se convierte a la vez en una limitante para la eficiencia del método; sin embargo, para el caso de un yacimiento naturalmente fracturado, el agua que queda dentro de la fractura después de un proceso de recuperación secundaria, nos ayuda en gran medida a incrementar la eficiencia del método.

En la prueba los mecanismos que intervienen para la producción de aceite son:

- Segregación gravitacional.
- Posibles cambios de mojabilidad debido a la temperatura.
- Posibles cambios del ángulo de contacto debido a la temperatura.
- Reducción de la viscosidad.
- Imbibición.

En la realización de las pruebas no intervienen algunos mecanismos de producción que en un yacimiento natural si se encuentran presentes, tales como expansión del gas, empuje hidráulico, presión del yacimiento.

El incremento total en el factor de recuperación fue de 7.82%.

Considerando la baja permeabilidad de la roca (0.35 mD) y las complicaciones que se tuvieron para inyectar el aceite dentro de la misma a temperatura ambiente, se puede considerar que a pesar de que el incremento en el factor de recuperación es bajo es a la vez bueno dadas las condiciones adversas, además de la ausencia de mecanismos de producción importantes.

Dado que el agua es de vital importancia para el método, es necesario cuidar la temperatura para no convertirla en vapor, lo cual podría romper la comunicación entre los electrodos.

Una de las cosas que pudimos observar durante las pruebas fue que bajo estas condiciones el material de los electrodos es de suma importancia, este debe ser resistente a la corrosión ya que el agua salada puede dañarlos, además de

Conclusiones

ocasionar la depositación de óxido en los poros de la roca y disminuyendo la eficiencia del flujo.

Al analizar la curva de factor de recuperación contra viscosidad se observa que el factor de correlación existente entre estos parámetros es casi lineal (0.97) por lo que se puede decir que el incremento en el factor de recuperación es directamente proporcional a la disminución de la viscosidad.

En la curva de producción acumulada contra temperatura se observa que al final de la misma el factor de recuperación seguiría incrementándose, pero debido a fallas en el equipo, concretamente en los electrodos por efectos de la corrosión no fue posible continuar con la prueba.

Bibliografía.

Jean-Louis SALAGER. "Recuperación Mejorada Del Petróleo". Universidad de los Andes. Mérida–Venezuela 2005

LATIL, Marcel, Charles Bardon, Jacques Burger, Pierre Sourieau. "Enhanced Oil Recovery". 1980 Editions Technip. Institut Francais Du Pétrole

SHAHNI, Akshay, Mridul Kumar, Richard B. Knapp. "Electromagnetic Heating Methods for Heavy Oil Reservoirs". SPE 62550, 2000SPE/AAPG Western Regional Meeting held in Long Beach, California, 19-23 June 2000.

Paris de Ferrer, Magdalena. "Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos". Ediciones Astro Data S.A. Segunda edición. Maracaibo, Venezuela. 2001.

PDVSA-CIED, "*Métodos de Recuperación Mejorada con Aditivos Químicos*", Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico, Caracas, 1998.

Sahni, M Kumar and R.B. Knapp. "Electromagnetic Heating Methods for Heavy Oil Reservoirs" SPE/AAPG (UCRL-JC-138802) Western Regional Meeting. Long Beach CA.2000

CHAKMA, Amit, K.N. Jha, "Heavy-Oil Recovery From Thin Pay Zones by Electromagnetic Heating", SPE 24817 October 1992.

Ma. Eugenia Miranda Martinez, Klaudia Oleschko, Jean-Francois Parrot, Fernando Castrejon-Vacio, Hind Taud y Fernando Brambila- Paz. "Revista Mexicana de Ciencias Geológicas", v. 23, 2006, pag 199-214

Nelson Ronald A. "Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs". Gulf Professional Publishing. Secon Edition. Houston, TX,1999.

Aguilera R. "Naturally Fractured Reservoirs". Segunda edición, Penn Well Books, Toulsa, Oklahoma 1995.

Dan J. Hartmann y Edward A. Beaumont. "Predicting Reservoir System Quality and Performance". 1999

Bibliografía

Miller, Mark A. "Naturally fractured reservoirs engineering", Lucid reservoir technologies. Austin, TX, 2006

Raymond A. Serway "Cuarta Edición" McGraw-Hill

R.A. Robinson and R.H. Stokes. "Electrolyte Solutions", Butterworths Scientific Publications, London, 1959

Dunham,"Clasificación de rocas carbonatadas", 1962