



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

SIMULACION A ESCALA DE
LABORATORIO DE UN PROCESO DE
CALENTAMIENTO ELECTROMAGNETICO
DE UN SISTEMA DE DOBLE POROSIDAD.

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

LILIANA ELIZABETH RODRIGUEZ HUERTA

DIRECTOR:

DR. ERICK EMANUEL LUNA ROJERO



MEXICO D.F. 2013

AGRADECIMIENTOS

A mis padres que me inculcaron buenos principios y el valor de una familia. Me enseñaron a establecerme metas y a base de esfuerzo y disciplina cumplir mis sueños. Gracias por ser los dos pilares de mi vida y por guiarme hasta donde estoy. Les agradezco habernos sacado adelante, dándonos una carrera a mí y a mis hermanos.

Mamá eres como una hermana, gracias por la confianza y por siempre dar lo mejor de ti para nosotros. Eres la mejor mamá, te quiero mucho.

Papá eres un guía y ejemplo a seguir, gracias por tus consejos que me han hecho superarme. Eres el mejor papá, te quiero mucho.

A mis hermanos Christian, Yair y German que siempre me han cuidado y se han preocupado por mí, les agradezco que siempre me motiven a seguir adelante. Dios no me pudo haber mandado mejores hermanos.

A Luis, que día con día me hace ser mejor persona y que me motiva a seguir adelante. Te quiero mucho

A mi familia que siempre me ha apoyado

A mis amigos Sebastián, Jessica, Omar y Aroldo que los adoro. Espero seguir en contacto con ustedes y les deseo mucho éxito.

A los que hicieron posible este trabajo, al Dr. Erick Emanuel Luna Rojero, al Dr. Galileo y a la Ing. Elizabeth que fueron muy amables y me compartieron su experiencia para el desarrollo de este proyecto.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, me dio la oportunidad de estudiar una carrera, y de conocer a tanta gente que me incita a ser mejor.

INDICE

Página

Resumen

Capítulo I. Conceptos Básicos

I.1 Industria Petrolera	1
I.2 Yacimientos Silisiclásticos	4
I.3 Yacimientos Carbonatados	5
I.3.1 Fracturas	5
I.3.2 Clasificación Genética de las Fracturas	6
I.3.3 Yacimientos Naturalmente Fracturados y su Clasificación	6
I.4 Caracterización Estática	9
I.4.1 Porosidad	9
I.4.2 Permeabilidad	11
I.4.3 Movilidad	12
I.4.3 Presión Capilar	13
I.4.4 Mojabilidad	14
I.4.5 Compresibilidad	17
I.5 Yacimientos Convencionales	18
I.6 Yacimientos No Convencionales	18
I.7 Aceite Pesado y Extra pesado	19
I.7.1 Origen del Petróleo Pesado	19
I.7.2 Clasificación	20
I.7.3 Viscosidad	20
I.7.4 Densidad	21
I.8 Agua Congénita	21
I.9 Explotación/Recuperación	22
I.9.1 Recuperación Primaria	23
I.9.2 Recuperación Secundaria	25
I.9.2.1 Inyección de Agua	26
I.9.2.2 Inyección de Gas	27
I.9.3 Recuperación Mejorada	28
I.9.3.1 Métodos Químicos	28
I.9.3.2 Métodos Térmicos	29
I.10 Recuperación de Crudos Pesados	30
I.11 Pozos Horizontales	30

Capítulo II. Métodos Térmicos

II.1 Calor	32
II.1.1 Convección	32
II.1.2 Radiación	32
II.1.3 Conducción	33
II.2 Inyección de Agua Caliente	33
II.3 Inyección Cíclica de Vapor	34
II.4 Inyección Continua de Vapor	36
II.5 Drene por Gravedad Asistida por Vapor	39
II.6 Combustión In situ	40
II.6.1 Combustión In situ en Seco	40
II.6.2 Combustión In situ Húmeda	41
II.6.3 Combustión In situ Invertida	42

Capítulo III. Calentamiento Electromagnético

III.1 Energía Eléctrica	43
III.1.1 Corriente Alterna	44
III.1.2 Corriente Directa	45
III.2 Conductividad Eléctrica	46
III.3 Resistividad Eléctrica	48
III.4 Ley de Ohm	49
III.5 Tipos de Calentamiento Electromagnético	50
III.5.1 Calentamiento con Microondas	50
III.5.2 Calentamiento por Inducción	52
III.5.3 Calentamiento Resistivo	55
III.5.3.1 Aplicación con Pozos Horizontales	55
III.5.3.2 Pruebas Piloto	56
III.6 Comparación de los tipos de Calentamiento Electromagnético	59

Capítulo IV. Simulación de Escenarios

IV.1 Simulador de Yacimientos	61
IV.2 Simulación de Yacimientos Naturalmente Fracturados	64
IV.3 Simulador STARS	67
IV.3.1 Modelo Matemático (Stars) para el Calentamiento Resistivo	69
IV.4 Desarrollo de la Simulación	71
IV.5 Modelo a Simular	72
IV.5.1 Definición de la Malla	74
IV.5.2 Declaración de Yacimiento Fracturado	75
IV.5.3 Conductividades Térmicas	76
IV.5.4 Tipo de Fluido	76
IV.5.5 Numero de Pozos	77
IV.5.6 Habilitar el Calentamiento Electromagnético Resistivo	79

Capítulo V Resultados

V.1 Escenario 1 Modelo de Laboratorio	80
V.2 Escenario 2 Recuperación Secundaria por Inyección de agua	82
V.3 Escenario 3 Recuperación por Calentamiento por Efecto Joule	84
V.4 Escenario 4 Recuperación por Calentamiento por Efecto Joule e Inyección de Agua	86
Conclusiones y Recomendaciones	87

Referencias

Apéndice 1 CALCULO DE LA DENSIDAD CON LA ECUACIÓN DE ESTADO

Apéndice 2 CODIGO TXT PARA LA SIMULACION DE CALENTAMIENTO ELECTROMAGNETICO A ESCALA DE LABORATORIO EN UN MEDIO DE DOBLE POROSIDAD.

Apéndice 3 ANALISIS DE SENSIBILIDAD

LISTA DE FIGURAS

	Página
1.1 Producción de crudo por trimestre (PEMEX,2013)	1
1.2 Volumen Remanente de Aceite en México, (PEMEX, 2013)	2
1.3 Activos con Aceite Extra Pesado, (PEMEX,2013)	3
1.4 Producción de Hidrocarburos Líquidos en miles de Barriles Diarios, (PEMEX)	4
1.5 Wacalítica	4
1.6 Carbonatos	5
1.7 Afloramiento con un Set de Fracturas.	6
1.8 Clasificación de Yacimientos Fracturados, (Nelson)	8
1.9 Tipos de Porosidad en Carbonatos (Schlumberger, 2008)	11
1.10 Permeabilidades Relativas para diferentes saturaciones	12
1.11 Medio Poroso con Salmuera y Crudo	13
1.12 Curva de Presión Capilar contra Saturación de Agua, (Paris de Ferrer)	14
1.13 Mojabilidad de una Roca	14
1.14 Ángulo de contacto entre superficie, agua y petróleo.	15
1.15 Tipos de Mojabilidades en el yacimiento por agua, mixta y por aceite	17
1.16 Petróleo extra pesado	19
1.17 Gráfica del comportamiento de la Viscosidad contra Temperatura	20
1.18 Ciclo de Recuperación Tradicional, (CNH, 2012)	22
1.19 Factor de Recuperación de Aceite contra la Caída de Presión para cada Mecanismo de Producción Primaria, (Paris de Ferrer)	24
1.20 Desplazamiento de Petróleo por Agua, (Paris de Ferrer)	26
1.21 Desplazamiento de Petróleo por Gas ,(Paris de Ferrer)	27
1.22 Métodos Térmicos de Recuperación Mejorada, (CNH, 2012)	29
2.1 Formas de Transporte de Calor	32
2.2 Perfil de Temperatura en un Proceso de Inyección de Agua Caliente, (Paris de Ferrer)	34
2.3 Diagrama de Inyección Cíclica de Vapor, (CNH, 2012)	35
2.4 Gastos de Producción vs Tiempo para cada ciclo	36
2.5 Diagrama de Inyección de Vapor Continúa, (CNH, 2012)	37
2.6 Distribución de la Temperatura y la Saturación con respecto a la distancia	38
2.7 Mecanismos Esperados en el SAGD, (Buttler)	39
2.8 Perfil de Temperatura y Saturación en el Proceso de Combustión in situ en Seco	41
2.9 Diagrama de Combustión In-situ húmeda, (CNH, 2012)	42
3.1. Movimiento de las Cargas Móviles	43
3.2 Representación de la Corriente Alterna	44
3.3 Representación de la Corriente Directa	45

3.4	Gráfica del Comportamiento de la Conductividad Eléctrica contra la Temperatura	47
3.5	Gráfica del Comportamiento de la Conductividad Eléctrica contra la Saturación de Agua Congénita	48
3.6	Configuración de un Pozo con Herramientas para el Calentamiento Inductivo	51
3.7	Configuración para la Producción de Aceite por medio del Calentamiento Resistivo	51
3.8	Configuración para el Calentamiento Electromagnético Resistivo	52
3.9	Diagrama de Calentamiento del Sistema Roca-Fluidos	55
3.10	Calentamiento Eléctrico con Pozos Horizontales,(B.C.W. McGree)	55
3.11	Arreglo de pozos en Campo Frog Lake, (B.C.W. Mc Gree)	56
3.12	Potencial Eléctrico Aplicado y Gastos Producidos, (Pizarro)	58
3.13	Respuesta de Producción de un Método Resistivo	59
3.14	Respuesta de Producción de un Método Inductivo	59
3.15	Balance Económico de los Métodos Resistivos e Inductivos	60
4.1	Modelo de Yacimientos Fractados, (Barenblatt)	64
4.2	Modelo de Doble Porosidad, (Warren and Root)	64
4.3	Variación del Factor de Recuperación con respecto al Tamaño y Forma de los bloques de la Matriz	66
4.4	Celda de Vidrio, Medidas del Modelo de Laboratorio	72
4.5	Estudio Experimental del Calentamiento por Efecto Joule en un Medio de Doble porosidad	73
4.6	Sistema de Coordenadas, en Enmallado tipo Radial	74
4.7	Plano r, θ (i,j) de la Malla	74
4.8	Arreglo de Porosidades y Permeabilidades de la Malla	75
4.9	Distribución de los Pozos Horizontales	77
4.10	Flujo de Corriente Eléctrica en el Modelo	78
4.11	Flujo de Corriente Eléctrica en el Yacimiento	79
5.1	Distribución de la Saturación de los Fluidos, Escenario 1	80
5.2	Gráfica del Incremento de Temperatura y Saturación de Vapor, Escenario 1	81
5.3	Disminución de la Saturación de Aceite contra el Tiempo.	82
5.4	Vista de Perfil, del Avance del Frente de Agua contra el Tiempo, Escenario 2	83
5.5	Gastos de Producción contra Tiempo, Escenario 3	84
5.6	Producción Acumulada, Escenario 2 y 3	85
5.7	Viscosidad del Aceite contra la Temperatura, Escenario 3	85
5.8	Gastos de Inyección, Escenario 3 y 4	86
5.9	Gastos de Producción, Escenario 3 y 4	87
5.10	Perfil de Temperatura para Ambas Pruebas	87

LISTA DE TABLAS

	Página
1.1 Clasificación de Crudos de Acuerdo a su Densidad	20
4.1 Conductividades del Agua Connata según su Salinidad	76
5.1 Tabla de Resultados	88
A.1 El valor de la constante R en distintas unidades	

RESUMEN

En México, existe un volumen de aceite remanente 3P que representa el 77% con respecto al volumen original. Enfocándonos en yacimientos carbonatados con aceite pesado, el volumen de aceite remanente supera los 68 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente (PEMEX, 2013).

Ante un panorama conservador, si sólo se explotará el 10 % del volumen remanente en los próximos 10 años, la producción por obtener equivaldría al 120% de la producción actual. Por ello es necesario el desarrollo de métodos de recuperación mejorada capaces de maximizar la producción de estos yacimientos.

Los métodos térmicos tradicionales involucran la inyección de vapor, aire, o agua caliente a la formación, desafortunadamente pueden generar problemas graves de canalizaciones en las fracturas y un barrido de aceite pobre en las rocas almacenadoras de petróleo. Además de dañar la formación.

El calentamiento con energía eléctrica es una técnica relativamente nueva, que puede recuperar el aceite extra pesado a costos muy bajos y sin dañar a la formación. Además de que al ser fácilmente controlada y conducida, representa mínimas pérdidas de energía. Se puede desarrollar de tres maneras, de acuerdo a la frecuencia de la corriente eléctrica utilizada.

El calentamiento a alta frecuencia por microondas se genera debido a los dipolos del agua que reaccionan ante las microondas generando un movimiento de rotación que produce calor. Sin embargo, este método puede presentar calentamiento heterogéneo, limitado y muy costoso. Por lo que su aplicación no es viable en la industria petrolera.

El calentamiento inductivo se desarrolla a partir de la instalación de herramientas de inducción en el pozo. Se genera un campo magnético, la variación del campo magnético genera corrientes eléctricas secundarias, las cuales calientan las vecindades del pozo.

El calentamiento a baja frecuencia también llamado calentamiento por efecto joule, es una técnica que se realiza a partir de dos electrodos uno determinado como cátodo y el otro como ánodo ubicados a una cierta distancia en el yacimiento. A los cuales se les induce una corriente eléctrica que viaja a través de la formación por medio del agua congénita. Los electrones chocan con los átomos del agua congénita y parte de la energía cinética de los electrones se transforma en calor. Es decir, la corriente eléctrica calienta el agua congénita, y el aceite se calienta por convección y conducción térmica.

En este trabajo de tesis, mediante el uso de la simulación matemática de yacimientos, se modeló la efectividad del método electromagnético resistivo en medios con doble porosidad a escala de laboratorio, evaluando su capacidad para calentar el medio, disminuir la viscosidad del aceite e incrementar la producción del yacimiento.

Los resultados demostraron que el método es exitoso, y que el incremento de temperatura en el yacimiento depende fuertemente del número de electrodos, los voltajes aplicados, así como de la saturación y la salinidad del agua en el medio poroso.

Concluyendo que el método de calentamiento electromagnético por efecto joule funciona elevando la temperatura de la formación homogéneamente. Y puede considerarse factible en los siguientes casos:

- Como un método alternativo para la formación de vapor in situ. En aquellos yacimientos muy profundos donde las pérdidas de calor son severas.
- Para yacimientos donde ya se aplicó una recuperación secundaria por inyección de agua. El calentamiento electromagnético incrementará la movilidad del aceite.
- Para yacimientos muy delgados, en los cuales los métodos térmicos convencionales no son económicamente rentables.

CAPITULO I. CONCEPTOS BÁSICOS

Este capítulo se centra en la necesidad actual de la industria petrolera de enfocarse en la investigación de métodos de recuperación mejorada.

I.1 Industria Petrolera

A nivel mundial, la industria del petróleo ha sido de las principales abastecedoras de energía y es de vital importancia para una civilización industrializada.

De acuerdo a un estudio realizado por la Agencia Internacional de Energía [2]¹, los hidrocarburos seguirán siendo la fuente de energía dominante. Para el 2035 contribuirán con el 60% de la demanda mundial.

En México, el comportamiento de la producción en los últimos años refleja que el 80% de los campos que actualmente producen se encuentran en estado avanzado de explotación [26], ya que el 90% de la producción del 2012 provino de campos descubiertos hace 20 años. En lo que va del 2013, se ha incorporado producción de los campos Kambesah, Onel y el Gasifero del Activo Veracruz. Sin embargo la producción disminuyó el 1.1% con respecto al mismo trimestre del 2012.

Figura 1.1

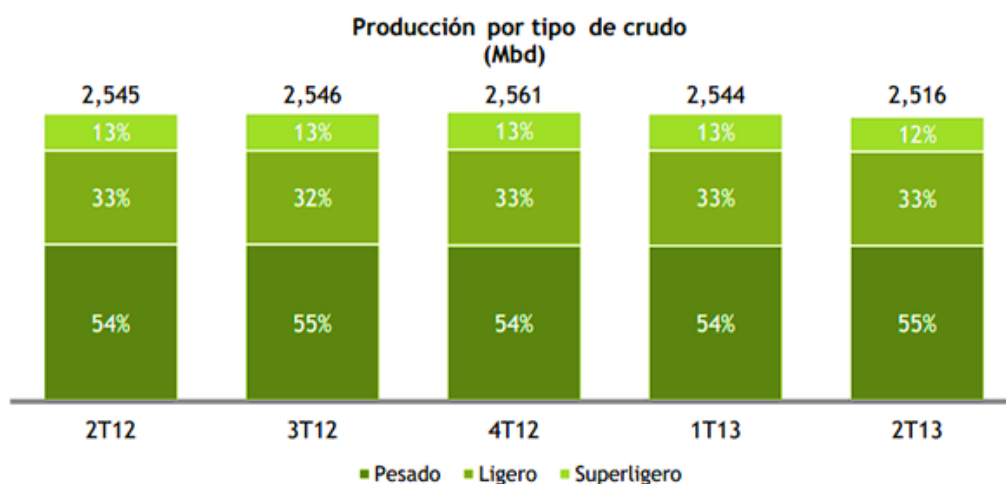


Figura 1.1 Producción de crudo por trimestre, (PEMEX ,2013).

PEMEX estimó que el volumen original total de crudo 3P equivale a 263 mil millones de barriles, de los cuales tan solo se han producido 41 millones de barriles es decir el 15% del volumen original [26].

Mientras que el volumen prospectivo alcanza los 18,530 millones de barriles lo que equivale al 7%. Por lo que se puede asegurar que existe un volumen de aceite remanente de 203,744 millones de barriles de petróleo. Es decir el 77% de aceite en México está en espera de ser recuperado. Figura 1.2.

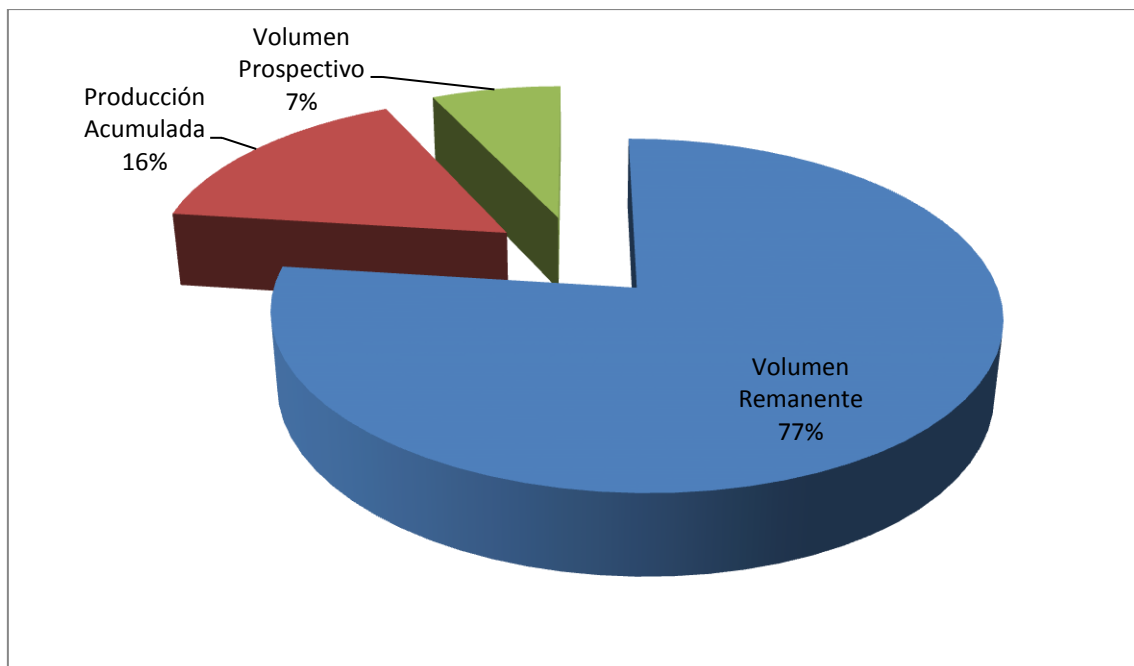


Figura 1.2 Volumen Remanente de Aceite 3P en México,(PEMEX, 2013).

De los 203,744 millones del volumen remanente, 13,868 millones corresponden a las reservas probadas 1P. Por lo que solo el 5% se tiene la certeza de que será desarrollada.

Por otro lado, el volumen de aceite remanente en México [1], está distribuido en 129 yacimientos principales que se pueden clasificar geológicamente en:

- Yacimientos carbonatados
- Yacimientos siliciclasticos

Los principales activos que producen aceite proveniente de yacimientos carbonatados tienen un volumen de aceite remanente 3P promedio del 80%. Figura 1.3.

A los cuales si se les aplicaran procesos de recuperación mejorada capaces de obtener un 10% del volumen remanente, se recuperarían 11,117 millones de barriles de aceite. Aunado a que parte de estos yacimientos contienen aceite pesado.

	Volumen original de Reserva remanente		Producción Acumulada de enero de 2013 mmb
	Crudo MMb	Crudo MMb	
Cantarell	38,801.30	5,042.40	14,062.20
Ku-Maloob-Zaap	39,047.60	6,498.10	3,880.90
Abkatún-Pol-Chuc	17,565.60	1,240.00	5,635.60
Litoral de Tabasco	11,762.30	2,796.00	823.90
Poza Rica-Altamira	32,646.00	919.60	5,465.80

Figura 1.3 Activos con aceite pesado (PEMEX, 1/Enero/2013)

Para dimensionar dicho volumen, durante el 2013 PEMEX ha mantenido una producción promedio de 2,523 barriles de aceite diarios, Figura 1.4 que equivaldría a 920 millones de barriles anuales. Entonces, si se explotará el volumen de aceite remanente 3P bajo proyectos de recuperación mejorada en los próximos 10 años, la producción de crudo sería capaz de sustituir e incrementar un 20% su producción con respecto a la actual [22].

	Total crudo	Por tipo			
		Pesado	Ligero	Superligero	
2013	2,523	1,372	838	312	← Promedio Mensual
Enero	2,562	1,383	847	331	Producción Mensual
Febrero	2,555	1,383	849	324	Producción Mensual
Marzo	2,516	1,358	836	322	Producción Mensual
Abril	2,518	1,375	829	314	Producción Mensual
Mayo	2,510	1,375	833	302	Producción Mensual
Junio	2,519	1,385	838	295	Producción Mensual
Julio	2,482	1,350	835	297	Producción Mensual

Figura 1.4 Producción diaria de hidrocarburos líquidos, en miles de barriles (PEMEX, 1/Agosto/2013)

Por otro lado, la continua alza de los precios de la energía está incentivando a PEMEX a invertir en métodos de recuperación mejorada para yacimientos carbonatados con petróleo pesado, en donde México tiene la oportunidad de ser pionero, ya que a nivel mundial pocos países cuentan con este tipo de yacimientos.

I.2 Yacimientos Siliciclásticos

Las rocas siliciclásticas son predominantemente areniscas y lutitas que contienen una gran variedad de minerales, partículas y restos de plantas o animales. Se forman “*in situ*” por procesos de meteorización, erosión, transporte y depósito. Tras su enterramiento sufren una serie de procesos diagenéticos, cuya consecuencia es que la roca se litifica, como se observa en la Figura 1.5.

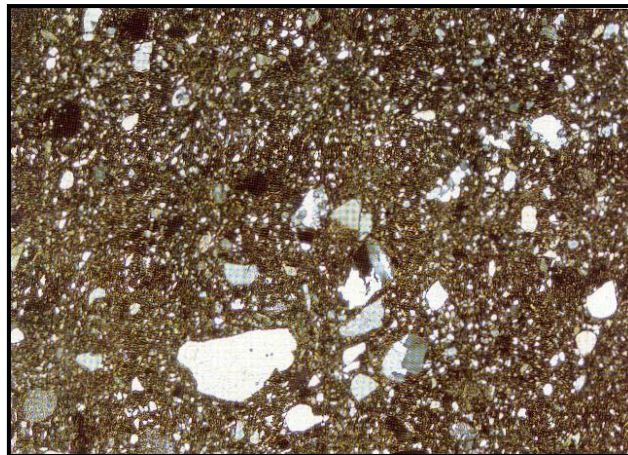


Figura 1.5. Wacalítica

I.3 Yacimientos Carbonatados

Los yacimientos carbonatados están conformados preferentemente de calcita y dolomita, que contienen fragmentos de organismos marinos, esqueletos, corales y algas.

Se desarrollan a partir de sedimentos formados por actividad biológica, como la creación de arrecifes, la evaporación del agua de las cuencas poco profundas y la acumulación de restos de organismos en el fondo marino.

Una diferencia clave entre las rocas clásticas y las rocas carbonatadas es la distancia existente entre el sitio donde se creó el sedimento y aquel en donde se depositó. Ya que los granos que componen los sedimentos carbonatados se depositan normalmente muy cerca del lugar en que se crearon, lo que contribuye a la heterogeneidad de los granos de carbonato, como se observa en la Figura 1.6.



Figura 1.6 Carbonatos

I.3.1 Fracturas

Las fracturas son las discontinuidades en el material que componen a la roca, pueden ser microscópicas o macroscópicas. Son generadas debido a los esfuerzos de confinamiento a los que ha estado sometida la roca, Figura 1.7.

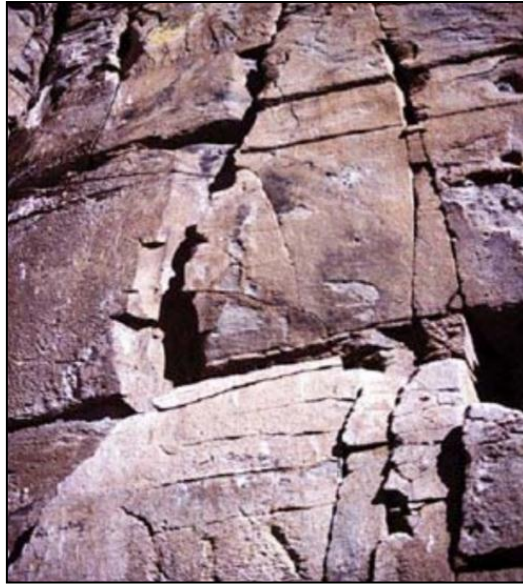


Figura 1.7. Afloramiento con un set de fracturas.

I.3.2 Clasificación Genética de las Fracturas

Las fracturas se pueden clasificar según su origen de la siguiente manera:

- Fracturas endógenas

Están relacionadas con los esfuerzos presentes durante la sedimentación.

- Fracturas exógenas

Se forman después de la sedimentación y la litificación, usualmente a partir de los esfuerzos tectónicos generados por el desarrollo de pliegues y fallas.

I.3.3 Yacimientos Naturalmente Fracturados y Clasificación

Los yacimientos naturalmente fracturados son los yacimientos cuya producción de hidrocarburos está asociada a la presencia de fracturas. El grado en que la fractura afecta en el flujo de fluidos, ha sido analizado y caracterizado por Nelson de la siguiente manera [21]:

➤ Yacimientos tipo 1

Las fracturas proveen tanto la porosidad primaria como la permeabilidad primaria, por lo que requieren menos pozos para su desarrollo. Muestran regímenes de producción iniciales altos, sujetos a la rápida declinación de la producción e irrupción temprana de agua.

➤ Yacimientos tipo 2

Poseen baja porosidad y baja permeabilidad en la matriz por lo que las fracturas proveen la productividad. Pueden presentar regímenes de producción iniciales muy buenos, pero dificultades durante la recuperación secundaria por la pobre comunicación entre la fractura y la matriz.

➤ Yacimientos tipo 3

Su alta porosidad y permeabilidad en la matriz con presencia de fracturas, generan regímenes de producción sostenidos buenos, pero pueden presentar dificultades durante la fase de recuperación secundaria.

➤ Yacimientos tipo 4

Cuentan con alta porosidad y permeabilidad en la matriz sin embargo las fracturas suelen constituir barreras para el flujo, por lo que las fracturas en dichos yacimientos representan una pérdida de fluidos.

➤ Yacimientos tipo M

Poseen alta porosidad y permeabilidad matricial, las fracturas abiertas pueden mejorar la permeabilidad, pero también pueden complicar el flujo de fluidos en estos yacimientos a través de la formación de barreras. Por lo que en ocasiones resultan ser heterogéneos, lo que hace que su desempeño sea inferior a las estimaciones de producibilidad iniciales y que la efectividad de la recuperación secundaria sea variable dentro del mismo campo.

➤ Yacimientos tipo G

Los yacimientos tipo G, describen el comportamiento típico para yacimientos de gas fracturados. Representan un comportamiento muy parecido a los yacimientos tipo 2.

La grafica de Nelson es una herramienta útil [21], ya que se puede obtener un panorama del comportamiento de la producción esperada en un yacimiento fracturado, Figura 1.8.

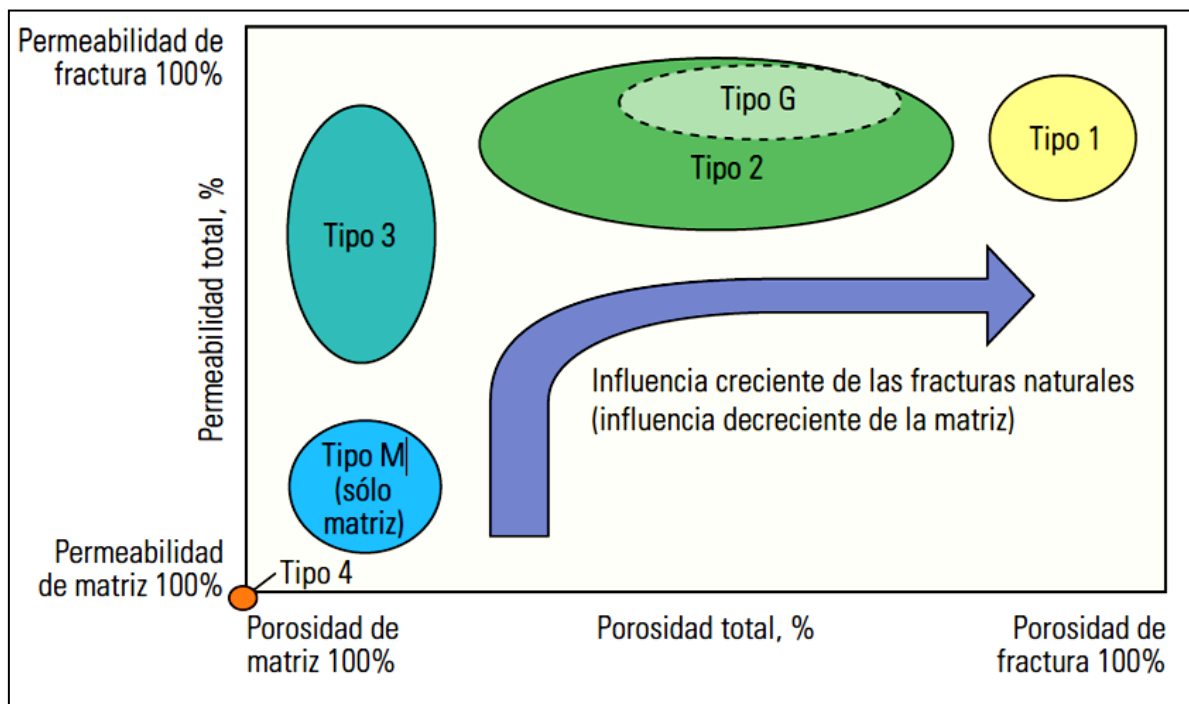


Figura 1.8. Clasificación de yacimientos fracturados, (Nelson)

Posteriormente Nelson hace una segunda clasificación de los Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF), catalogándolos de acuerdo al flujo de fluidos que presentan entre el sistema matriz- matriz y fractura-matriz, de la siguiente manera:

➤ Modelo de Simple Porosidad

Puede ser sólo un sistema de matriz o uno sólo de fracturas, o un sistema de matriz con fracturas juntas. Su característica principal es que representan un solo medio de flujo de fluidos.

➤ Modelo de Doble Porosidad

Dos medios de flujo de fluidos bien definidos como matriz y fractura, en los cuales las fracturas fluyen hacia otras fracturas y los bloques de la matriz pueden fluir únicamente por las fracturas.

➤ Doble Porosidad – Doble Permeabilidad

Dos medios de flujo de fluidos de igual manera bien definidos como matriz y fractura, en donde las fracturas fluyen hacia otras fracturas y los bloques de matriz fluyen hacia las fracturas. Con un flujo de fluidos extra entre los bloques de matriz que fluyen directamente hacia otros bloques de matriz.

I.4 Caracterización Estática

La caracterización estática de un yacimiento tiene por objetivo cuantificar las propiedades geológicas y petrofísicas del sistema roca y roca-fluidos. Además de las propiedades físicas, químicas y termodinámicas del fluido.

I.4.1 Porosidad, ϕ

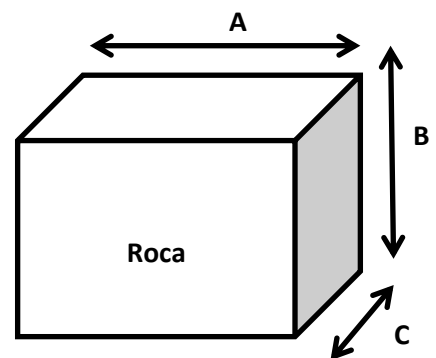
La porosidad de una roca se define como la fracción del volumen total de una roca que está vacía, en un yacimiento este volumen está ocupado por algún fluido (agua, aceite o gas), y se expresa como porcentaje o fracción. Analíticamente se puede determinar que el volumen de roca es:

$$V_{roca} = A * B * C$$

$$V_{roca} = V_{matriz} + V_{poros}$$

$$\phi = \frac{V_{poros}}{V_{roca}}$$

$$V_p = V_{roca} * \phi$$



En los yacimientos naturalmente fracturados, el volumen total de la roca está compuesto por el volumen de sólidos, el volumen poroso matricial y el volumen poroso secundario. La expresión que integra lo anterior es la siguiente:

$$\begin{aligned} & \textit{Volumen total de la roca} \\ & = \textit{Volumen de solidos} + \textit{Volumen poroso matricial} \\ & + \textit{Volumen poroso secundario} \end{aligned}$$

Por lo tanto, la porosidad total es el volumen poroso entre el volumen de la roca:

$$\begin{aligned} \phi_t &= \frac{\textit{Vol. poroso total}}{\textit{Vol. total de la roca carbonatada}} \\ &= \frac{\textit{Vol. poroso matricial} + \textit{Vol. poroso secundario}}{\textit{Vol. de solidos} + \textit{Vol. poroso matricial} + \textit{Vol. poroso secundario}} \end{aligned}$$

En las rocas carbonatadas la porosidad se puede agrupar en tres tipos[5]:

➤ **Porosidad Conectada**

Formada entre los granos de carbonato, es un tipo de porosidad primaria, típica de areniscas y carbonatos, caracterizada por presentar buena conectividad y permeabilidad.

➤ **Porosidad Vesicular**

Causada por los poros desconectados resultantes de la disolución de la calcita en el agua durante la diagénesis.

➤ **Porosidad por Fracturamiento**

Causada por los esfuerzos presentes luego de la depositación. Se presenta en cualquier roca que sea frágil a los esfuerzos.

Como se observa en la Figura 1.9 las tres porosidades crean un camino muy complejo para los fluidos lo que afectan la productividad de los pozos y representa un impacto sobre la respuesta de las pruebas de presión.



Figura 1.9 Tipos de porosidad en carbonatos

1.4.2 Permeabilidad, k_a

La permeabilidad absoluta es la capacidad de la roca de permitir el flujo de un fluido cuando está 100% saturado por un éste. La ecuación que representa el flujo de fluidos es la de Darcy y es la siguiente:

$$k_a = \frac{q\mu L}{A\Delta P}$$

donde:

k_a = permeabilidad absoluta, [Darcies]

q = gasto de flujo, [cm^3/s]

μ = viscosidad del fluido, [cp]

L = longitud, [cm]

A = area transversal al flujo, [cm^2]

ΔP = caída de presión, [atm]

La permeabilidad efectiva, es la capacidad de la roca para transportar a un fluido cuando dos o más fases están saturando el medio poroso y en ocasiones pueden estar fluyendo simultáneamente en la roca. Dicho valor es menor que la permeabilidad absoluta y está en función de la saturación.

La permeabilidad relativa, es la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta:

$$k_{ro} = \frac{K_o}{k_a} \quad ; \quad k_{rw} = \frac{K_w}{k_a} \quad ; \quad k_{rg} = \frac{K_g}{k_a}$$

El comportamiento de las permeabilidades relativas contra las saturaciones se desarrolla de la manera descrita en la Figura 1.10. Donde se puede observar que la permeabilidad relativa de un fluido disminuye cuando se incrementa la saturación del otro fluido.

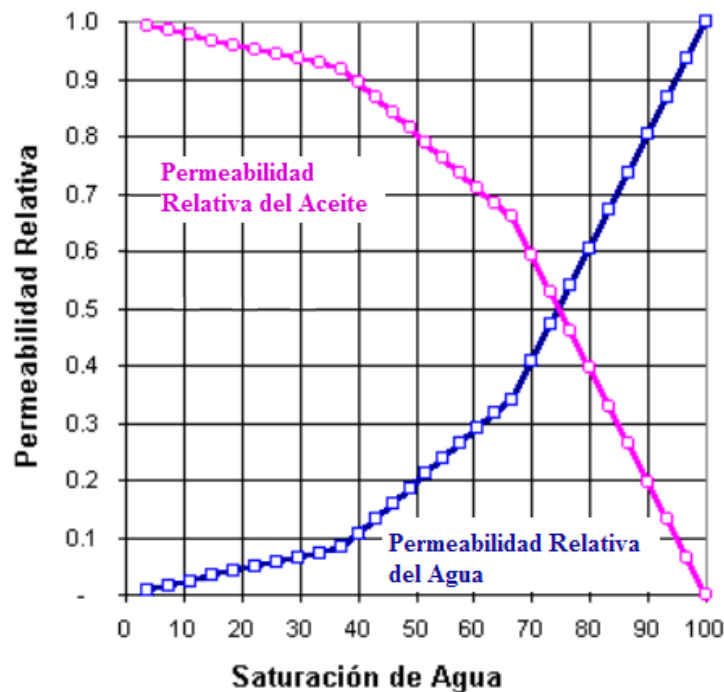


Figura 1.10 Permeabilidades relativas para diferentes saturaciones

I.4.3 Movilidad

La movilidad es la relación entre la permeabilidad relativa al fluido y la viscosidad del fluido. La cual se describe de la siguiente manera:

$$M = \frac{kr}{\mu}$$

I.4.4 Presión Capilar

Relaciona la diferencia de presión entre los lados de una interface que separa a fluidos no miscibles. La expresión matemática para definir la presión capilar es la siguiente:

$$P_c = \text{presión en la fase no mojanete} - \text{presión en la fase mojane}$$

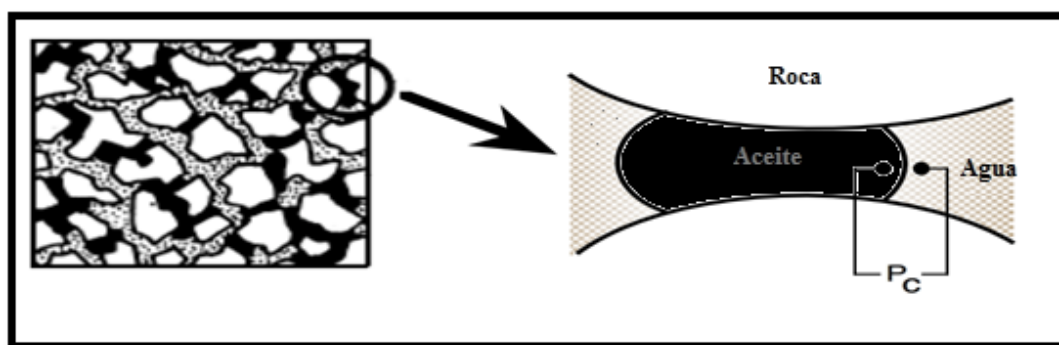


Figura 1.11 Medio poroso con salmuera y crudo

De la Figura 1.11, la presión es superior del lado de la concavidad en este caso en la gota de aceite. Es entonces que se grafica la presión capilar contra la saturación de agua para un yacimiento. Ilustrada en la Figura 1.12.

La curva típica se construye a partir de un proceso de imbibición y drene, donde la imbibición implica la saturación de la fase mojanete en el medio poroso. Mientras que el proceso de drene se refiere a la disminución de la saturación de la fase mojanete.

De dicha gráfica se obtiene la presión de desplazamiento, la cual es la presión mínima para que el fluido mojanete sea desplazado por el fluido no mojanete.

La distribución del tamaño de poros se determina a partir de la horizontalidad de la curva de drene. La saturación de agua irreductible es el valor al cual la presión capilar aumenta sin modificar la saturación de agua y nos indica en donde se termina el intervalo productor. Mientras que la ubicación del intervalo donde se encuentran los contactos agua-aceite gráficamente se determinan donde la presión capilar es igual a 0.

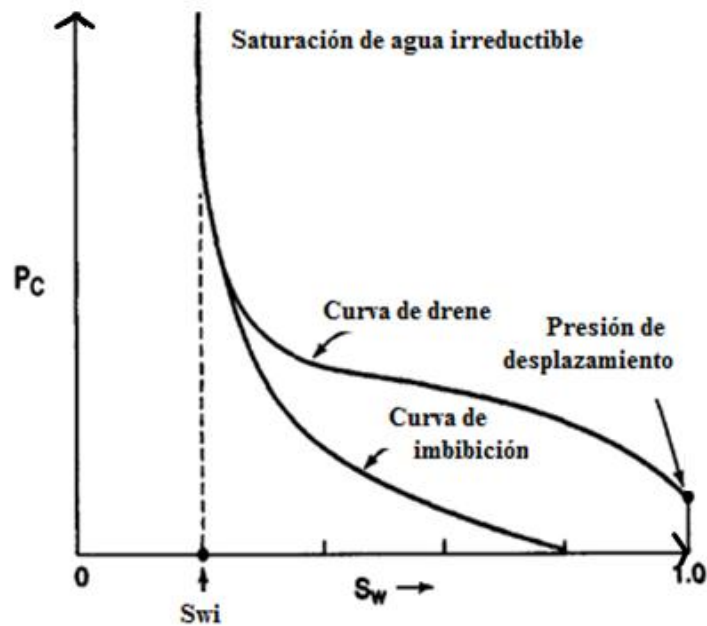


Figura 1.12 Curva de presión capilar vs saturación de agua, (Paris de Ferrer)

1.4.5 Mojabilidad

El término mojabilidad se refiere a la preferencia de un sólido por estar en contacto con un fluido en lugar de otro [5], es decir cuando una gota de un fluido mojante cae sobre una superficie éste desplazará a otro fluido o se dispersará por toda la superficie.

En el caso contrario, si un fluido no mojante se lleva a una superficie ya cubierta por el fluido mojante éste formará gotas reduciendo el contacto con la superficie. En un punto medio donde no es fuertemente mojable por agua ni por petróleo, habrá un equilibrio entre las fuerzas del sistema petróleo-agua-sólido dando como resultado un ángulo de contacto θ , entre los fluidos en la superficie sólida. Figura 1.13.

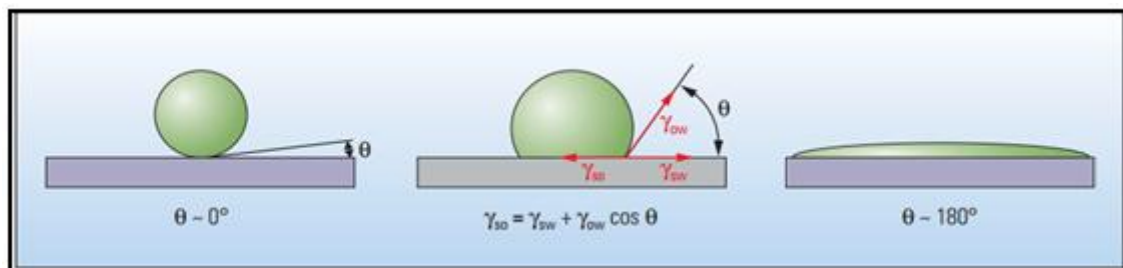


Figura 1.13 Mojabilidad de una roca

Del lado izquierdo se observa una superficie mojable por agua, donde la gota de aceite apenas y tocará a la roca. Del lado derecho, es una superficie mojable por aceite en la cual una gota de aceite se dispersará, generando un ángulo de contacto de aproximadamente 180° . Y en el centro con ángulo de contacto de aproximadamente 90° no muestra preferencia por alguno, por lo que se considera de mojabilidad mixta.

El ángulo de contacto está dado por la interacción de tensiones interfaciales que existen entre el aceite y la superficie (γ_{so}), entre el agua y la superficie (γ_{sw}), y entre el aceite y el agua (γ_{ow}).

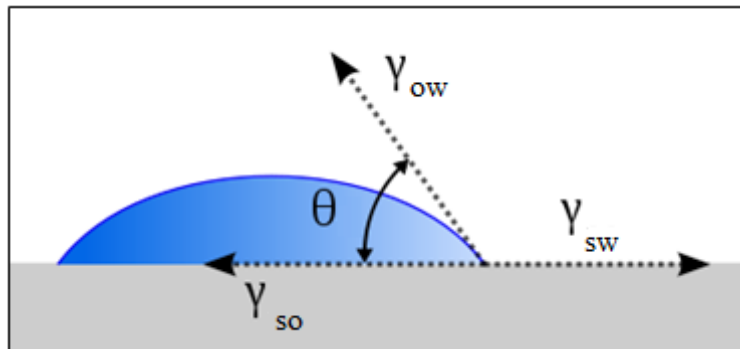


Figura 1.14 Ángulo de contacto entre superficie, agua y petróleo.

Para llegar a una simplificación matemática, se supone un sólido de superficie plana en el punto de contacto y se usa la condición de equilibrio también llamada condición de Neuman:

$$\gamma_{sw} = \gamma_{so} + \gamma_{wo} \cos \theta$$

Al simplificarlo se reconoce el ángulo de contacto de la fase agua:

$$\cos \theta = \frac{\gamma_{sw} - \gamma_{so}}{\gamma_{wo}}$$

Los métodos del tipo resistivo que se utilizan actualmente, calculan de forma indirecta los valores de la saturación de agua a lo largo de la formación. Ya que en 1942, Archie demostró que la resistividad de una formación saturada de agua y la resistividad del agua pueden relacionarse por medio de un factor de resistividad de la formación.

De acuerdo a la siguiente ecuación:

$$R_o = F \times R_w$$

donde:

R_o = Resistividad de la formación saturada al 100% de agua,[ohm-metro]

F = Factor de resistividad de la formación

R_w = Resistividad del agua,[ohm-metro]

El factor de resistividad de la formación se relaciona con la porosidad por medio de la siguiente ecuación:

$$F = 1.0/\phi^m$$

Donde:

ϕ = porosidad

m = exponente de cementación

El exponente de cementación depende de la distribución y tamaño de grano, así como de la tortuosidad de la formación. La saturación de agua es determinada por la resistividad de la formación llena de agua (R_o) y la resistividad de la formación (R_t), de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$S_w = (R_o / R_t)^{\frac{1}{n}}$$

Donde el exponente n , está relacionado con la mojabilidad y su valor va de 1.8 a 2.5. Donde n es igual a 2 en yacimientos mojados por agua y n es mayor que 2 en yacimientos mojados por petróleo. Esto se debe a que en una formación mojable por aceite, el agua puede no ser continua como se muestra en la Figura 1.15.

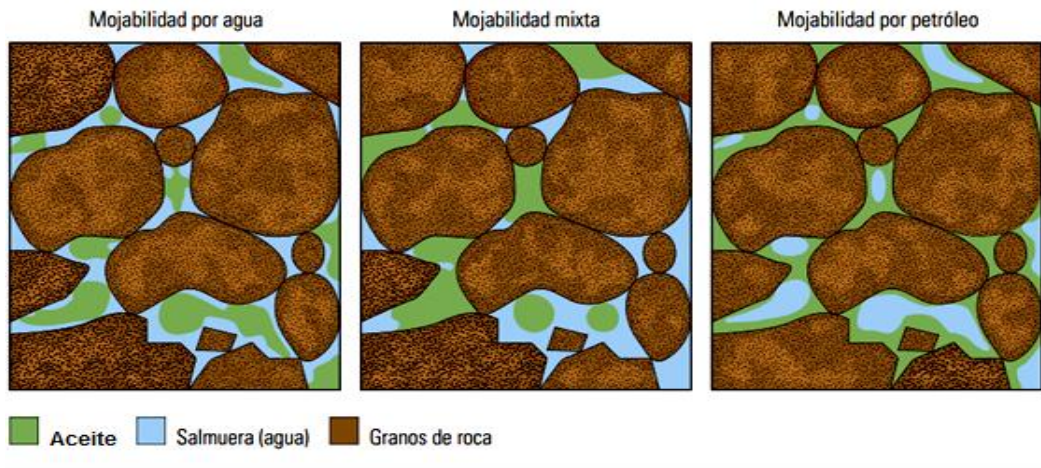


Figura 1.15 Tipos de mojabilidades en el yacimiento: por agua, mixta y por aceite

Para el caso de un yacimiento preferentemente mojado por agua, el petróleo se ubica en los poros grandes, por lo puede quedar entrampado en los poros, debido a la falta de presión capaz de superar la presión capilar de entrada.

I.4.6 Compresibilidad

La compresibilidad se define como el cambio de volumen con respecto a la variación de presión de un volumen determinado, a temperatura constante:

$$c = -\frac{1}{v} \frac{dV}{dP} = \frac{1}{v} \frac{(v_1 - v_2)}{(p_1 - p_2)}$$

Dónde:

- c es la compresibilidad del fluido o sólido, $(\text{kg}/\text{cm}^2)^{-1}$
- v es el volumen, $[\text{cm}^3]$
- p es la presión, $[\text{kg}/\text{cm}^2]$

Las compresibilidades de los componentes de los yacimientos tienen los siguientes rangos:

Compresibilidad de la formación.....	4-14 X10 ⁻⁵ (kg/cm ²) ⁻¹
Compresibilidad del agua de formación.....	3-6 X10 ⁻⁵ (kg/cm ²) ⁻¹
Compresibilidad del aceite	7-140 X10 ⁻⁵ (kg/cm ²) ⁻¹
Compresibilidad del gas a 70 kg/cm ²	1300 -1800 X10 ⁻⁵ (kg/cm ²) ⁻¹
Compresibilidad del gas a 350 kg/cm ²	70 -300 X10 ⁻⁵ (kg/cm ²) ⁻¹

I.5 Yacimientos Convencionales

En la industria petrolera, otra clasificación que se les da a los yacimientos es la siguiente:

- Yacimientos Convencionales
- Yacimientos No convencionales

Los yacimientos convencionales se caracterizan porque pueden ser producidos sin necesidad de recibir tratamientos mayores de estimulación o procesos especiales de recuperación.

I.6 Yacimientos No Convencionales

En términos generales cualquier yacimiento de hidrocarburos que requiera tecnologías de producción considerablemente diferentes a las prácticas comunes de explotación se le considera no convencional.

A nivel mundial, se estima que un volumen cercano a los 2×10^{12} barriles de aceite convencional, más otros 5×10^{12} barriles de aceite no convencional permanecerá almacenado en los yacimientos del planeta después de que los métodos de recuperación convencional se hayan utilizado.

Es por ello que el desarrollo tecnológico actual apunta a que una gran cantidad de este aceite remanente será extraído por métodos de recuperación mejorada “Enhanced Oil Recovery”, (EOR, por sus siglas en inglés).

La producción proveniente de los recursos y técnicas no-convencionales, tal como la recuperación mejorada (EOR), es muy sensible a los precios del crudo.

Generalmente estos proyectos requieren altos precios del hidrocarburo para ser rentables, debido a que los costos para su implementación son elevados. Además de que los materiales a inyectar en los yacimientos deben ser apropiados para ciertas condiciones de presión y temperatura lo que incrementa su costo.

I.7 Aceite Pesado y Extra pesado

El aceite pesado, extra pesado, y bitumen son recursos petrolíferos no convencionales que se caracterizan por viscosidades altas (es decir, resistencia al flujo) y altas densidades en comparación con el aceite convencional, Figura 1.16.

I.7.1 Origen del Petróleo Pesado

Se originó como aceite convencional en formaciones profundas [3] , los expertos en geoquímica coinciden en que casi todos los petróleos crudos comienzan con densidades de entre 30° y 40° API, pero migraron a la región cercana de la superficie donde son degradados por una variedad de procesos biológicos, químicos y físicos.

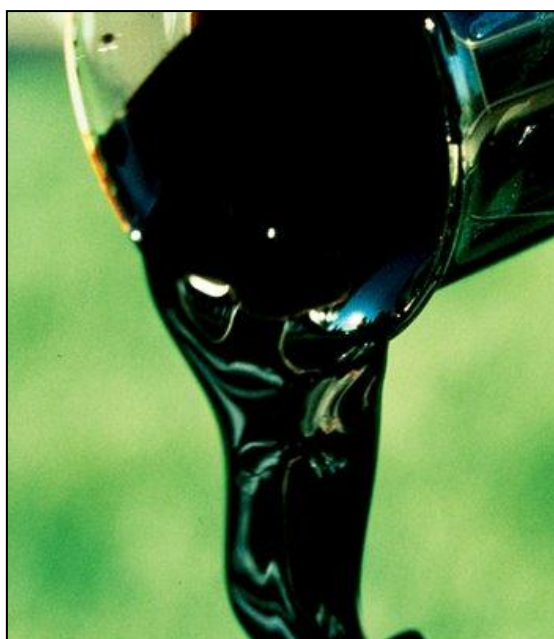


Figura 1.16 Petróleo extra pesado

La bacteria transportada por el agua superficial metaboliza los hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos en moléculas más pesadas. Las aguas de formación también remueven hidrocarburos por solución, eliminando los compuestos de menor peso molecular, los cuales son más solubles en agua. Otro causal es que el petróleo crudo también se degrada por volatilización cuando un sello de pobre calidad permite que las moléculas más livianas se separen y escapen.

1.7.2 Clasificación

Durante el Congreso Anual de Petróleo (WPC), celebrado en 1983 se acordó clasificar los crudos P (Pesados) y XP (Extra pesados) según los rangos de la Tabla 1.1.

Tabla 1.1 Clasificación de crudos de acuerdo a su densidad

Tipo de Crudo	°API	Densidad (gr/cm ³)
Liviano	> a 31,1	< a 0,870
Medio	22,3 - 31,1	0,920 - 0,870
Pesado	10,0 - 22,3	1,000 - 0,920
Extra Pesado	< a 10	> a 1,000

1.7.3 Viscosidad

La viscosidad es la resistencia de un líquido a fluir, las unidades de la viscosidad absoluta es el Poise. A medida que aumenta la temperatura en un líquido las fuerzas de cohesión entre sus moléculas se reducen con una disminución de la resistencia al movimiento.

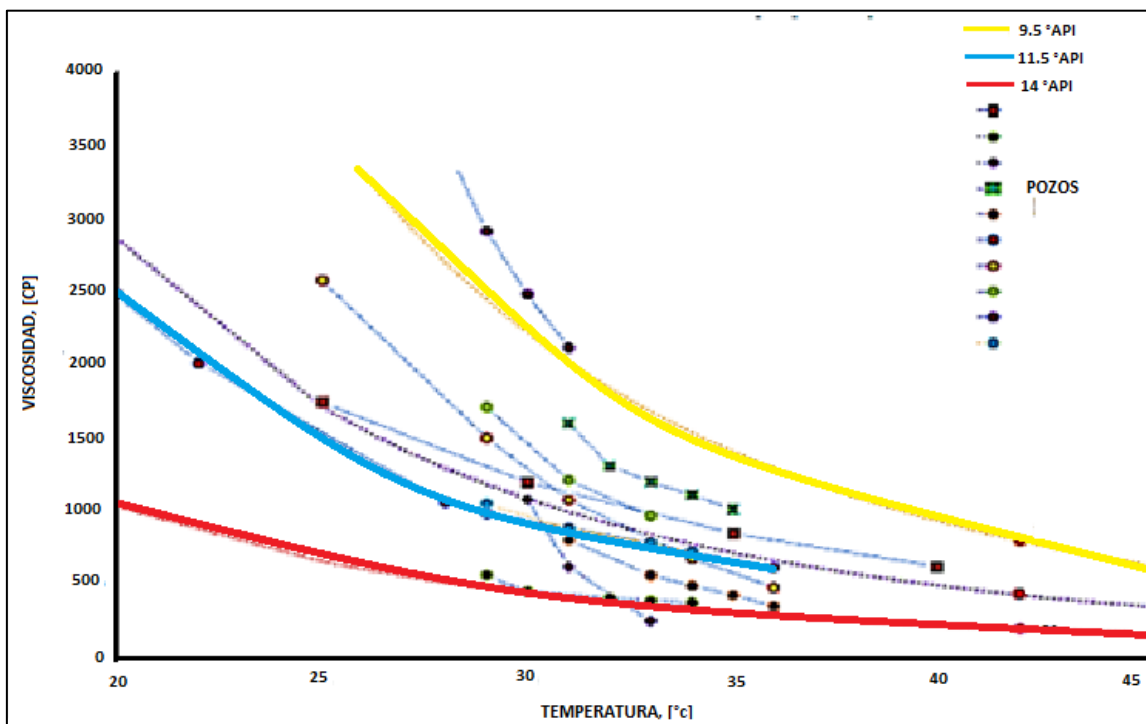


Figura 1.17 Gráfica del comportamiento de la viscosidad contra temperatura

Por lo que se puede concluir que la viscosidad disminuye al aumentar la temperatura en un líquido. Y su cambio es más drástico en aceites más densos. Figura 1.17.

I.7.4 Densidad

La densidad es la masa de una unidad de volumen de cualquier material.

$$\rho = \frac{m}{V}$$

donde:

$$\rho = \text{densidad, } \left[\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3}\right]$$

$$m = \text{masa, [gr]}$$

$$V = \text{volumen, [cm}^3\text{]}$$

Al ser una propiedad que se puede medir con facilidad y las veces que sean necesarias, se ha hecho de la densidad la propiedad más útil para clasificar crudos Pesados y Extrapesados como primer criterio. El petróleo pesado es ligeramente menos denso que el agua con densidad API entre 10° y 20°, lo que significa que su densidad relativa es superior a 0.93.

I.8 Agua Congénita

La salinidad del agua congénita por lo general aumenta conforme aumenta la profundidad. Sin embargo, existen casos asociados a fenómenos geológicos donde esto no se cumple. Se ha encontrado que la salinidad del agua asociada a los yacimientos petroleros va de los 1000 ppm a los 50,000 ppm.

La salinidad del agua de formación y la conductividad están relacionadas porque la cantidad de iones disueltos aumentan los valores de ambas. Las sales disueltas en el agua se descomponen en iones cargados positivamente y negativamente. Los iones positivos son sodio (Na⁺), calcio (Ca⁺²), potasio (K⁺) y magnesio (Mg⁺²) y los iones negativos son cloruro (Cl⁻), sulfato (SO₄⁻²) y carbonato de calcio (CaCO₃).

I.9 Explotación /Recuperación

Tradicionalmente los procesos de recuperación se han dividido en tres categorías: primaria, secundaria y terciaria. Como se muestra en la Figura 1.18.

Sin embargo, en los yacimientos no convencionales de aceite extra pesado, no se lleva a cabo la explotación en el orden especificado. Siendo que se pone a producir el campo mediante recuperación mejorada por procesos no convencionales.

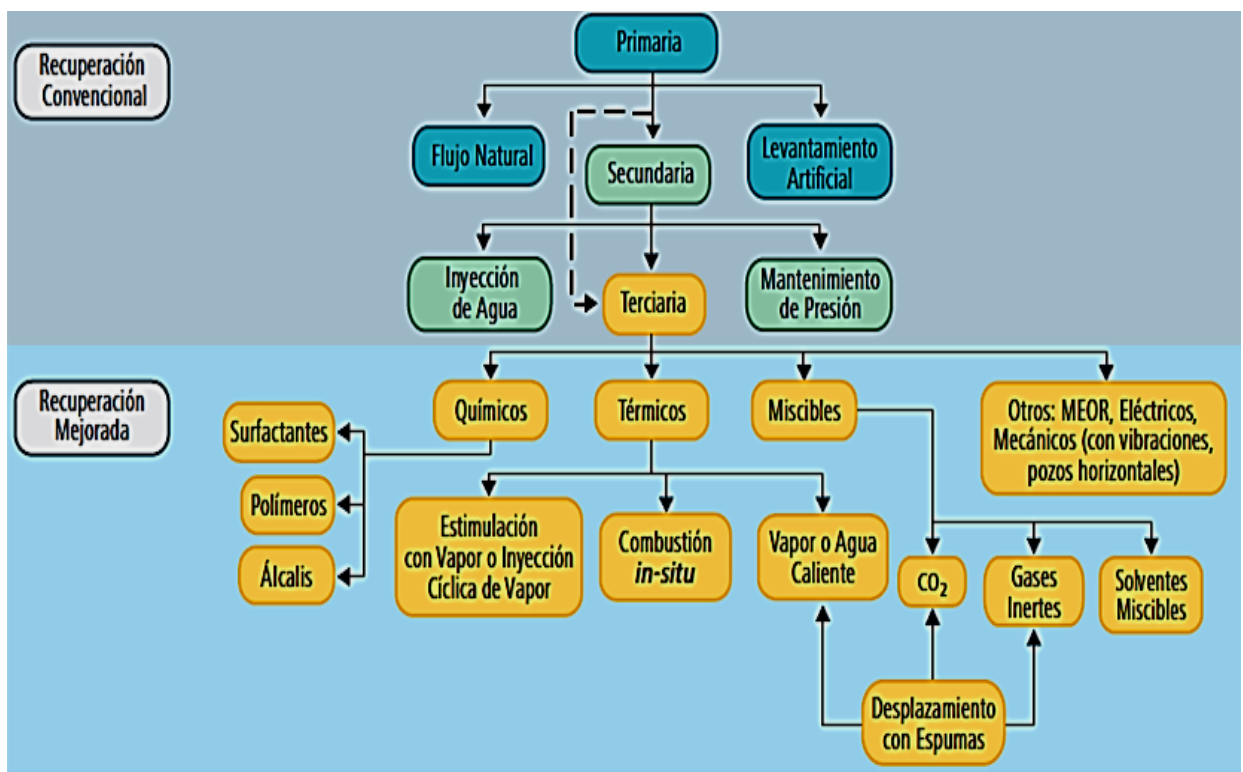


Figura 1.18 Ciclo de recuperación de hidrocarburos tradicional, (CNH)

En estos yacimientos, la recuperación primaria es muy baja, del orden del 5 por ciento del volumen original, por lo que se requieren procesos alternativos de producción, que incluyan métodos térmicos o no-térmicos.

I.9.1 Recuperación Primaria

Durante la recuperación primaria, el hidrocarburo es producido con la energía natural del yacimiento [18]. El gradiente de presión obliga al aceite a fluir hacia los pozos, pero ese movimiento ocurre únicamente si otro material llena el espacio desocupado por el aceite. En cierto modo el aceite no fluye del yacimiento por sí solo, sino que es expulsado mediante un proceso de desplazamiento, siendo los principales agentes desplazantes el agua y el gas. Los principales mecanismos de empuje en una recuperación primaria son:

➤ **Expansión roca- fluidos**

Este proceso de desplazamiento ocurre en los yacimientos Bajo saturados, hasta que se alcanza la presión de saturación, el aceite, el agua congénita y la roca se expanden.

➤ **Empuje por gas disuelto**

Al alcanzarse la presión de saturación, comienza la liberación del gas disuelto en el aceite. El mecanismo de desplazamiento del aceite se deberá primordialmente al empuje de gas disuelto liberado. Ya que si bien es cierto que tanto el agua intersticial y la roca continuarán expandiéndose, su efecto resulta despreciable.

➤ **Empuje por casquete de gas**

El empuje por casquete de gas consiste en una invasión progresiva de la zona de aceite por gas, acompañada por un desplazamiento direccional del aceite fuera de la zona de gas libre y hacia los pozos productores, para ello es necesario que exista un casquete de gas y que éste continúe agrandándose.

➤ **Empuje por acuífero**

El desplazamiento por invasión de agua es similar al del casquete de gas. En este proceso, el agua invade y desplaza al aceite paulatinamente, desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores.

➤ Segregación Gravitacional

La segregación gravitacional es la tendencia del aceite, agua y gas a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades.

Existe la posibilidad de que más de un mecanismo actúe a la vez, y que presenten comportamientos característicos con respecto a las caídas de presión en el yacimiento. Figura 1.19.

El empuje hidráulico (4) presenta caídas de presión muy sensibles a los gastos de producción de agua, aceite y gas. En cambio los asociados al gas, los cuales son gas en solución (2) y la presencia de un casquete gas representan caídas de presión muy rápidas. De igual manera la expansión de la roca y los fluidos (1) está asociada a caídas de presión abruptas.

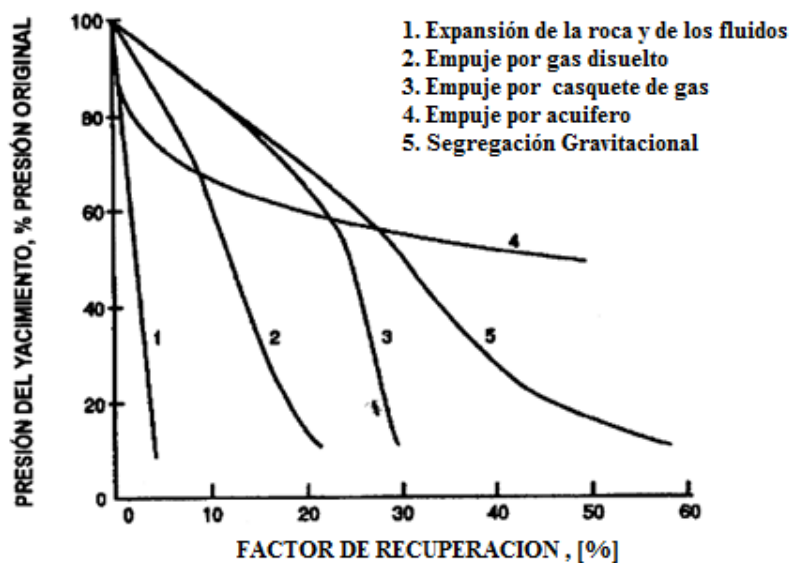


Figura 1.19 Factor de recuperación de aceite contra la caída de presión para cada mecanismo de producción primaria (Paris de Ferrer)

Todos los mecanismos de recuperación primaria se desarrollan como producto de una caída de presión, por ello cuando se implementa una recuperación secundaria se toma en cuenta que se afectará la participación de los mecanismos primarios [20]. Por lo que es de suma importancia, evaluar el momento óptimo para iniciar un proceso de inyección de fluidos.

I.9.2 Recuperación Secundaria

Cuando la presión en el yacimiento disminuye a tal punto que ésta no proporciona un empuje suficiente para mover a los fluidos hacia los pozos productores, entonces otros fluidos como agua o gases no miscibles pueden ser inyectados para aumentar la presión existente en el yacimiento.

Para determinar qué tan aceptable es un proceso de recuperación secundaria en un determinado yacimiento es necesario considerar:

- Geometría del yacimiento
 - Estructura, profundidad y estratigrafía
- Litología
 - Porosidad
 - Contenido de arcillas
 - Grado de Heterogeneidades
- Saturación y distribución de los fluidos
- Permeabilidad
- Movilidad del aceite, y del agua
- Mojabilidad
- Tensión Interfacial
- Presión Capilar
- Propiedades de los fluidos
 - Densidades (ρ)
 - Viscosidades (ν)
 - RGA
 - RWO

En términos generales para yacimientos convencionales, el porcentaje de recuperación de aceite al final de ambos procesos de recuperación se puede ubicar en un rango de entre 20 y 50 por ciento, dependiendo de las propiedades del aceite y del yacimiento.

I.9.2.1 Inyección de Agua

Actualmente más de la mitad de la producción mundial de petróleo se debe a la inyección de agua. Idealmente el proceso se desarrolla de acuerdo a la Figura 1.20.

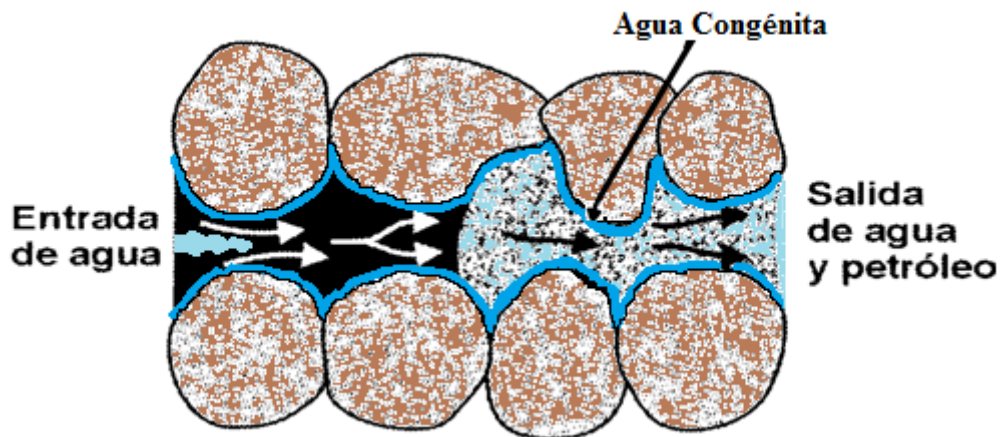


Figura 1.20. Desplazamiento de petróleo por agua, (Paris de Ferrer)

Se clasifica de dos tipos: interna o externa, de acuerdo al punto de inyección y a la dirección que va a fluir dentro del yacimiento:

➤ Inyección Externa

Consiste en inyectar el agua en el acuífero o cerca del contacto agua/aceite. Para este método se utilizan pocos pozos. Pero en ocasiones no toda el agua desplaza el aceite y no se tiene información detallada del frente de invasión.

➤ Inyección Interna

Consiste en inyectar agua en el intervalo productor, y para obtener un barrido uniforme, los pozos inyectoros se distribuyen entre pozos productores formando arreglos geométricos. Dentro de las ventajas se considera que la invasión de agua es más rápida y que tiene mayor eficiencia de barrido que la inyección externa. Sin embargo requiere de mayor inversión.

I.9.2.2 Inyección de Gas

Al ser menos denso que el petróleo tiende a formar una capa artificial de gas bien definida. Dicho método puede considerarse ya que el gas inyectado se conserva para el comercio a futuro. De igualmente manera el proceso se idealiza de acuerdo a la Figura 1.21.

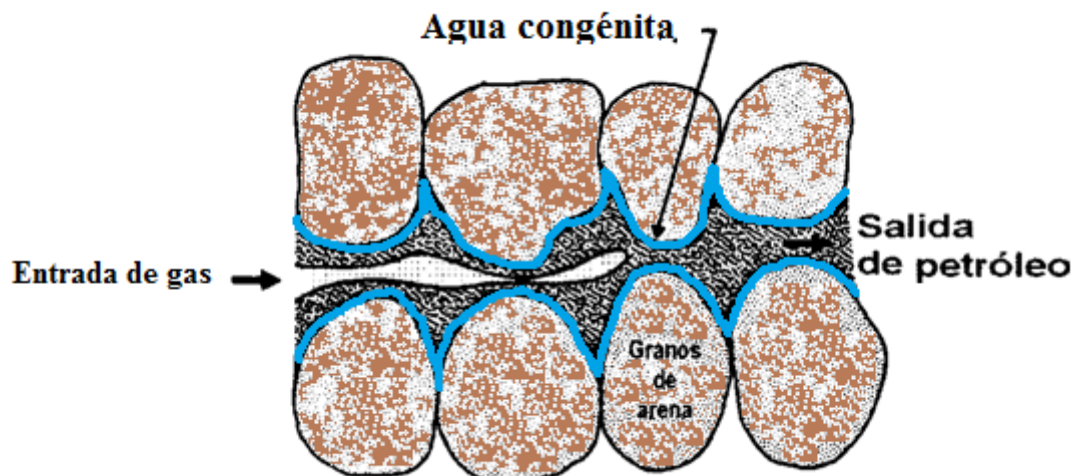


Figura 1.21 Desplazamiento de petróleo por gas, (Paris de Ferrer)

Las operaciones de inyección de gas de igual manera se clasifican en dos tipos:

➤ Inyección Interna

Se realiza dentro de la zona de aceite, desde donde se dirige hacia las zonas donde no haya tendencia a desarrollar una capa de gas secundaria. Sin embargo, su eficiencia es inferior que en la inyección externa.

➤ Inyección Externa

Se realiza en el casquete de gas, es decir la parte superior del yacimiento, obteniendo mayores beneficios de la segregación gravitacional que en inyección interna, además de que requiere de menos pozos de inyección que en la interna.

I.9.3 Recuperación Mejorada

Se refiere a la recuperación de aceite mediante la alteración del comportamiento físico-químico de los fluidos del yacimiento a partir de la inyección de fluidos que normalmente no están presentes en el yacimiento o inyectados a condiciones específicas. También son llamados por sus siglas en inglés EOR “Enhanced Oil Recovery”.

Estos métodos de recuperación permiten extraer volúmenes de aceite que normalmente no se podrían obtener por los métodos convencionales de recuperación.

Los métodos de recuperación mejorada, se pueden clasificar en dos grandes grupos principales:

- No-térmicos: inyección de químicos como surfactantes, polímeros y álcalis e inyección de gases miscibles
- Térmicos: inyección de vapor, agua caliente, combustión in situ

I.9.3.1 Métodos Químicos

La inyección de químicos, o gases es más compleja y, por lo tanto, tiene un mayor grado de incertidumbre, pero si la formulación del químico es apropiadamente diseñada y controlada para las condiciones de flujo en el yacimiento, los químicos pueden llegar a tener alto potencial para alcanzar excelentes recuperaciones de aceite.

Sus principales objetivos se basan en reducir la tensión interfacial, cambiar la mojabilidad del medio o reducir la presión capilar. Para incrementar la movilidad del aceite.

I.9.3.2 Métodos Térmicos

Los métodos térmicos se han usado ampliamente para el desplazamiento de aceites pesados, mientras que los procesos de desplazamiento con productos químicos y gases miscibles son usados en aceites que van de intermedios a ligeros.

De todos los métodos de EOR, los térmicos tienen la menor incertidumbre y proporcionan cerca del 70 por ciento de la producción mundial proveniente de métodos de EOR. En la Figura 1.22 se muestran los métodos térmicos existentes y las modalidades en que pueden ser aplicados. Sin embargo, en este trabajo de tesis únicamente se abordarán los métodos tradicionales.

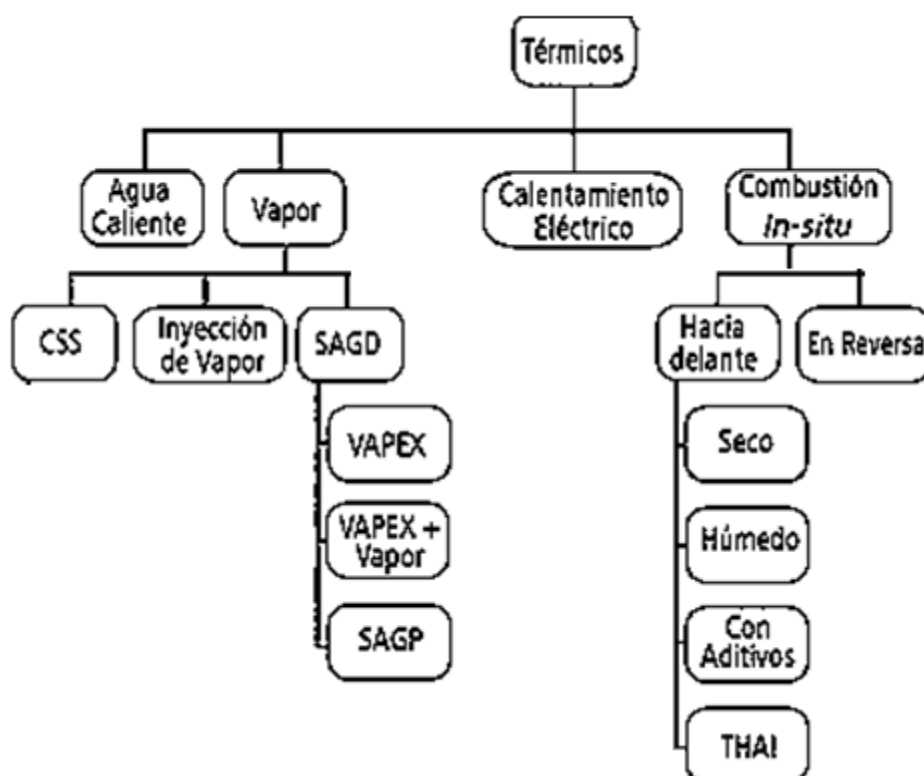


Figura 1.22 Métodos térmicos de recuperación mejorada, (CNH, 2012)

donde:

CSS.- Inyección cíclica de vapor en el mismo pozo

SAGD.- Inyección de vapor con químicos, con la implementación de dos pozos horizontales

THAI.- Combustión in situ y aplicación de químicos, con arreglos pozos horizontales

I.10 Recuperación de Crudos Pesados

Los métodos de recuperación de petróleo pesado y extra pesado se dividen en dos tipos según la temperatura. Los métodos de producción en frío por lo general se llevan a cabo con pozos horizontales y pueden ser usados solo cuando la viscosidad del petróleo pesado en condiciones de yacimiento es lo suficientemente baja como para permitir que el petróleo fluya a regímenes económicos.

Una técnica usada actualmente en Canadá es también llamada Minería a cielo abierto, la cual consiste en recolectar el hidrocarburo por medio de grúas. Dicha técnica se limita a yacimientos no muy profundos.

Por lo general, los factores de recuperación típicos para la producción en frío varían de 1 a 10 %. Una vez que la producción en frío ha alcanzado su límite económico, el próximo paso es, generalmente, la recuperación asistida termalmente.

I.11 Pozos horizontales

Los pozos horizontales son aquellos que son perforados con ángulos de inclinación menor de 86° respecto a la horizontal. Dentro de sus ventajas se reconocen las siguientes:

- Aumentan el índice de productividad de 3 a 5 veces para una misma caída de presión
 - Incrementan el área de drene por pozo en el yacimiento
 - Aceleran el factor de recuperación debido a los altos gastos de producción, además de que se reduce el número de pozos requeridos para desarrollar un yacimiento. Lo que hace a los pozos horizontales más rentables que a los pozos verticales.
-
-

Capítulo II. MÉTODOS TÉRMICOS

En los métodos térmicos, como su nombre lo dice, el mecanismo de producción consiste principalmente en la transferencia de energía térmica hacia el yacimiento. La temperatura del aceite se eleva drásticamente por lo que se expanden los fluidos, se evapora algo de líquidos y se reducen las viscosidades [20].

En general, se clasifican en dos tipos: los que se asocian con la inyección de fluidos en la formación y los que involucran la generación de calor en el yacimiento.

La recuperación de aceite incrementa debido al aumento de la movilidad del aceite (permeabilidad/ viscosidad) resultado de la reducción de su viscosidad, y a la reducción de la saturación de aceite residual a altas temperaturas ya que existe una alteración de la tensión interfacial.

De la participación de EOR en la producción mundial, los métodos térmicos contribuyen con un 67% aproximadamente en yacimientos convencionales. En el caso de los yacimientos fracturados la eficiencia de los procesos de recuperación mejorada se ve altamente afectada por las heterogeneidades que estos presentan. Además de que las fracturas pueden representar problemas de canalización, con un barrido pobre en la zona de alta porosidad.

Ante estos principios, también se sabe que el mecanismo de “segregación gravitacional” promete ser uno de los más apropiados y de mejor rendimiento en términos de recuperación en este tipo de yacimientos.

Es importante entender los mecanismos de transferencia de calor que ocurren en el yacimiento, para posteriormente profundizar en cómo actúan los diferentes métodos térmicos.

II.1 Calor

El calor está definido como la forma de energía que se transfiere entre diferentes cuerpos o diferentes zonas de un mismo cuerpo que se encuentran a distintas temperaturas.

Existen tres formas de transmisión de calor: Convección, Conducción y Radiación. Las cuales se muestran en la figura 2.1. Cabe mencionar que en el yacimiento se desprecia la radiación como mecanismo de transferencia de calor al no superar contar con temperaturas muy altas.

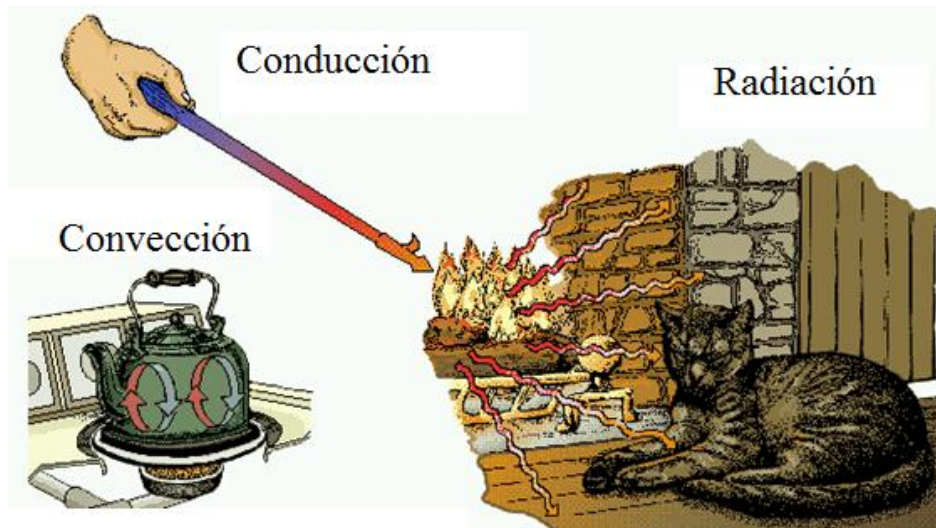


Figura 2.1 Formas de transporte de calor

II.1.1 Convección

Es el transporte de calor por medio de las corrientes o movimientos de una sustancia. Es decir a través del movimiento de un líquido o un gas en contacto con un cuerpo de temperatura diferente.

II.1.2 Radiación

La emisión de radiación puede ser el proceso dominante para cuerpos relativamente aislados del entorno o para muy altas temperaturas. Un cuerpo muy caliente como norma general emitirá gran cantidad de ondas electromagnéticas.

II.1.3 Conducción

Es la forma de transmitir el calor mediante interacciones a escala microscópica. Ya que las moléculas que reciben directamente el calor aumentan su vibración hasta que todas las moléculas del cuerpo se agitan.

II.2 Inyección de Agua Caliente

La inyección de agua caliente, es también un proceso de desplazamiento, que consiste en inyectar agua caliente a través de un cierto número de pozos inyectoros y producir petróleo por los pozos productores.

En su forma más sencilla, la inyección de agua caliente involucra solamente el flujo de dos fases: agua y petróleo. Cuando se inyecta agua caliente a través de un pozo, la formación en la vecindad del pozo es calentada, y parte del calor inyectado se pierde hacia las formaciones adyacentes.

Como se aprecia en la Figura 2.2 el agua caliente se mueve alejándose del pozo de inyección, ésta se mezcla con los fluidos de los yacimientos formando así una zona caliente, en la cual la temperatura varía, desde la temperatura de inyección en el pozo inyector hasta la temperatura original del yacimiento a una cierta distancia del pozo.

Debido a la desventaja del agua caliente con respecto al vapor como agente transportador de calor, la estimulación con agua caliente ha sido reportada en muy pocos casos.

Además se piensa que la inyección de agua caliente puede causar daños a la formación debido al incremento en la saturación de agua alrededor del pozo, y a la formación de emulsiones que pueden reducir su capacidad productiva luego que se disipan los efectos térmicos.

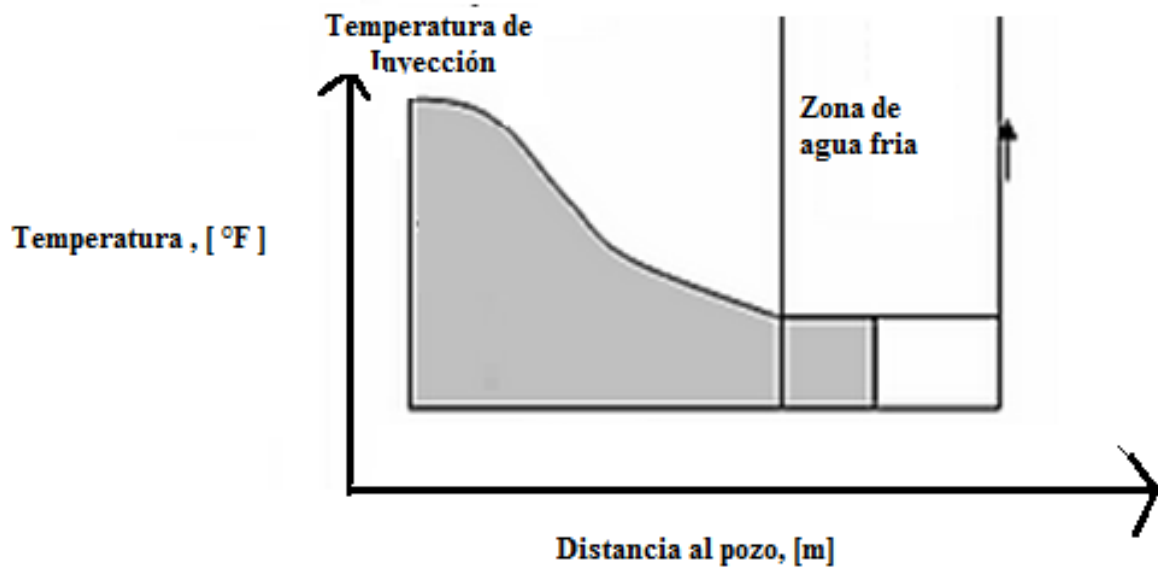


Figura 2.2. Perfil de temperatura en un proceso de inyección de agua caliente, (Paris de Ferrer)

La inyección de agua caliente, tiene ventajas donde las formaciones tienen alta permeabilidad, suficiente para mantener una tasa de inyección alta con el objetivo de minimizar las pérdidas de calor. Sin embargo, los datos de campo demuestran que el agua caliente es susceptible a formar canales y digitarse.

II.3 Inyección Cíclica de Vapor

La estimulación cíclica de vapor (CSS) se realiza en un pozo que opera alternadamente como inyector y productor. Este proceso incluye ciclos que consisten en tres etapas:

➤ Fase de inyección

En la primera etapa se inyecta vapor en el pozo por un período de tiempo que va de días, semanas o meses. Dicho vapor calienta la roca y los fluidos alrededor del pozo, que se canaliza en la formación por efecto de la segregación gravitacional, Figura 2.3.

➤ Fase de remojo

El pozo es cerrado durante la segunda etapa mientras el calor se disipa en la vecindad del pozo durante un tiempo adicional (semanas), pretendiendo alcanzar un punto de condensación parcial del vapor para calentar la roca y los fluidos.

➤ Fase de producción

En el último paso se abre el pozo y se deja produciendo hasta que es necesario reanudar el ciclo. A medida de que el aceite calentado es producido, parcialmente es remplazado por aceite “frio” de la formación adyacente.

En la Figura 2.3, se muestra un diagrama del ciclo descrito. Con respecto a los mecanismos de producción que se presentan, se tiene que al transferir calor al yacimiento e incrementar la temperatura del aceite, se reduce la viscosidad de éste y se re-presiona a la vecindad del pozo, mejorando así la productividad del pozo. Este método puede proporcionar factores de recuperación del orden de 10 a 40 por ciento del volumen original in-situ y se aplica en aceites altamente viscosos.

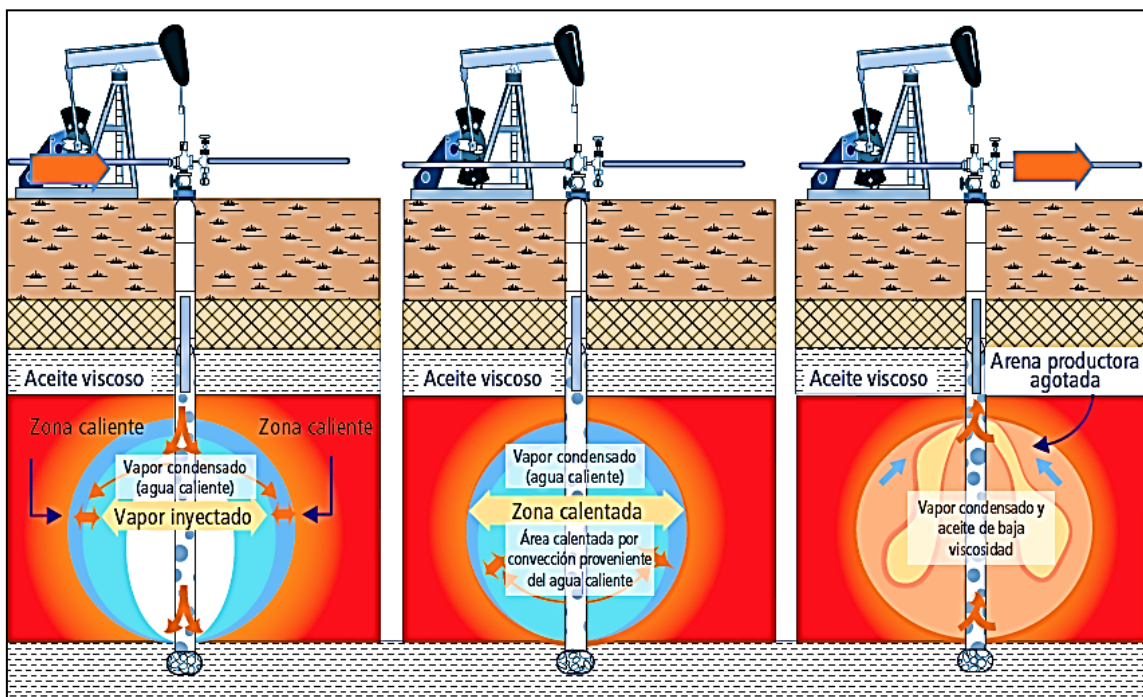


Figura 2.3 Diagrama de inyección cíclica de vapor, (CNH, 2012)

Este ciclo de tres etapas es repetido hasta que los ritmos de producción alcancen un límite económico, ya que el efecto de la estimulación con vapor se va volviendo cada vez menos efectiva, tal como se ilustra en la Figura 2.4.

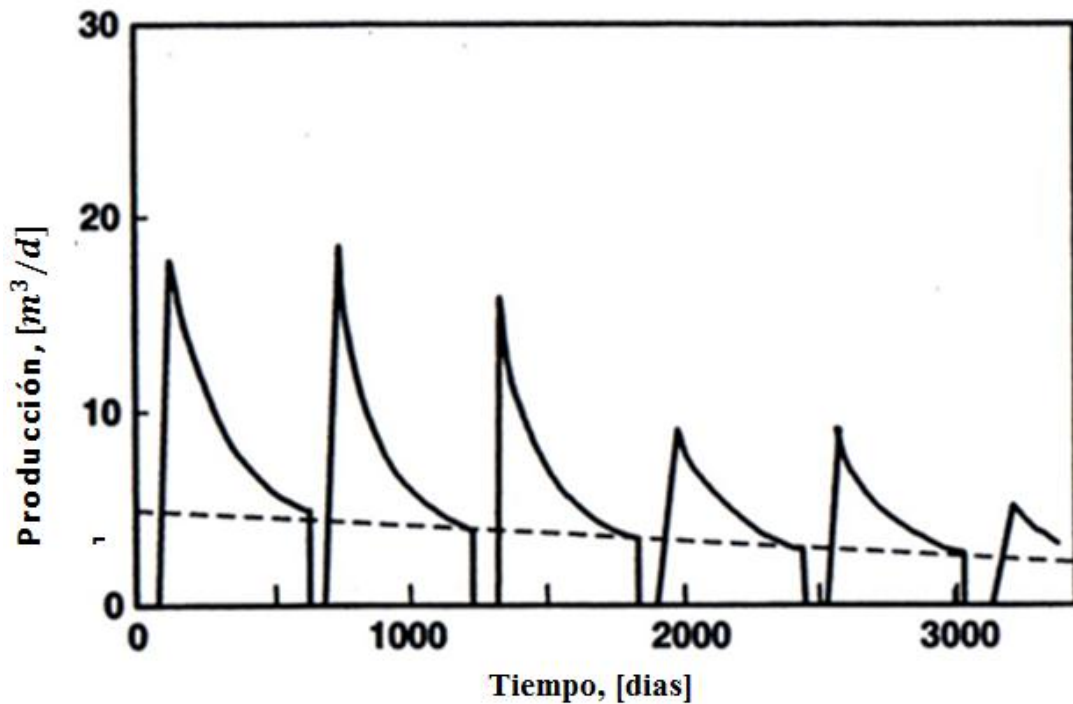


Figura 2.4 Gastos de producción vs tiempo para cada ciclo

II.4 Inyección Continua de Vapor

Este proceso, como su nombre lo dice, consiste en la inyección continua de vapor al yacimiento, formando una zona de vapor que avanza lentamente hacia las zonas productoras. Figura 2.5.

El aceite es movilizado principalmente por la reducción de su viscosidad resultado de la transferencia de calor, ya que el aceite ubicado en la vecindad del pozo inyector se vaporiza y fluye hacia adelante (lado contrario al pozo inyector), una fracción del aceite no se vaporiza y se queda atrás.

El vapor que avanza eventualmente se condensa por las pérdidas de calor hacia la formación por lo que se genera un banco de condensado caliente, el cual empuja el aceite al frente a medida que este se mueve, enfriándose hasta llegar a la temperatura del yacimiento.

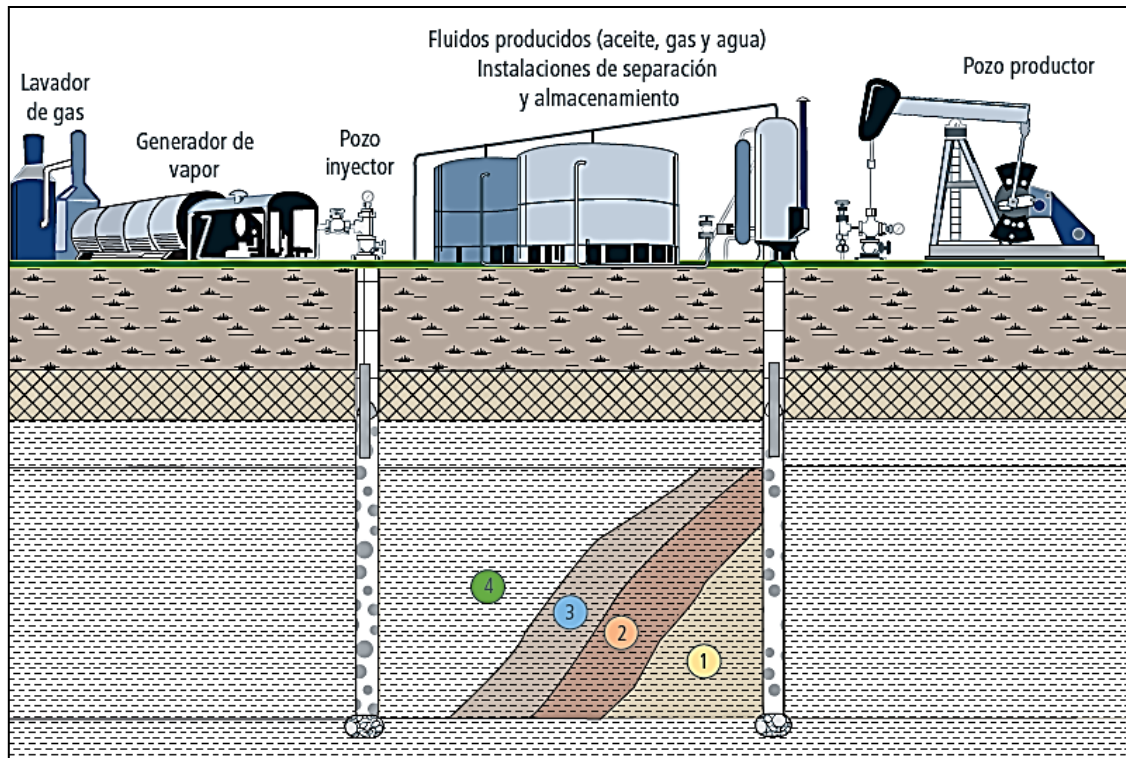


Figura 2.5 Diagrama de inyección de vapor continua, (CNH, 2012)

Las cuatro zonas que se presentan en el yacimiento durante dicho proceso son, se distinguen en la Figura 2.5

1. La zona virgen
2. El banco de aceite
3. La zona de condensado caliente
4. La zona de vapor

La saturación de aceite en las zonas barridas por el vapor puede reducirse aproximadamente hasta en un 10 por ciento, resultando en factores de recuperación típicos que pueden estar en el rango de 50 a 60 por ciento del volumen original.

Es importante mencionar que tanto para estimulación con vapor como para inyección continua de vapor, la longitud del pozo representa una limitante en los casos de yacimientos muy profundos, ya que las pérdidas de calor en el pozo se hacen excesivas e incosteables para un proyecto, una medida promedio para descartar este proceso es que se aplica a yacimientos de menos de 5000 pies de profundidad.

El perfil de temperatura, saturación y presión se desarrolla de acuerdo a la Figura 2.6. En donde la temperatura en las vecindades del pozo inyector es similar a la temperatura de inyección de vapor, la cual prevalece hasta el punto en donde el vapor se condensa, delante de la zona de condensación en la zona de agua caliente la temperatura cae.

En este método es que se debe cuidar el comportamiento de la viscosidad cinemática del vapor μ y la densidad del vapor ρ ya que estos valores pueden afectar la eficiencia de barrido.

Con la baja densidad del vapor éste tiende a subir, causando un efecto donde la velocidad del vapor se incrementa y disminuye el contacto con la fase de aceite, por lo que hay una reducción de la eficiencia de volumétrica de barrido.

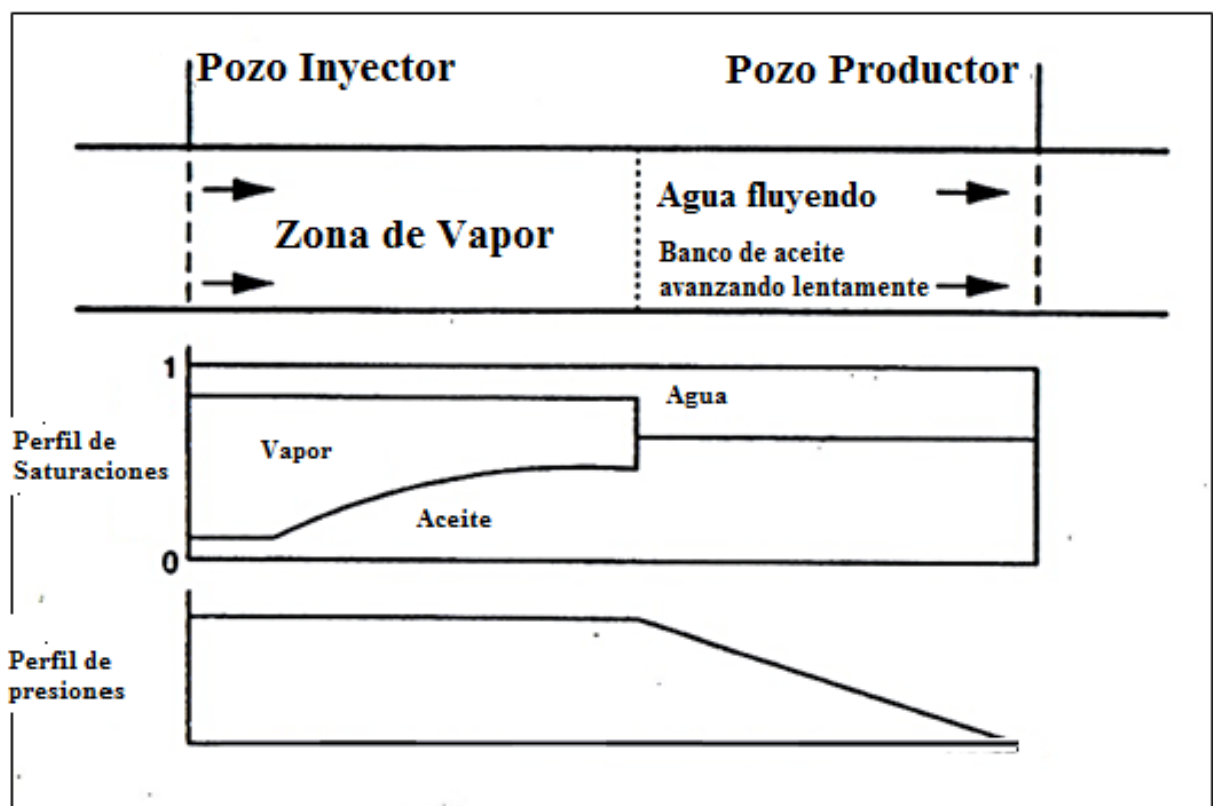


Figura 2.6 Distribución de la saturación y la presión con respecto a la distancia

II.5 Drene por Gravedad Asistida por Vapor

El drene por gravedad asistido por vapor (SAGD) se lleva a cabo mediante dos pozos horizontales que son perforados paralelos entre sí y separados por una distancia vertical constante, típicamente de 5 m.

Se inyecta vapor en el pozo superior preferentemente ubicado cerca del fondo del yacimiento, el vapor tiende a subir y calentar al aceite.

Así se produce el aceite desde la parte inferior, formando una cámara de vapor en la cima (por segregación gravitacional). De manera teórica el proceso considera que el calor liberado es conducido en el aceite frío. A medida que el aceite es producido, la cámara de vapor crece hacia arriba y hacia los lados. Figura 2.7. Sin embargo dado que el drene por gravedad es un proceso lento, las tasas de petróleo pueden ser muy lentas.

Para esta técnica la permeabilidad vertical es un factor importante. Los factores de recuperación con este método pueden llegar a ser del orden de 60 por ciento.

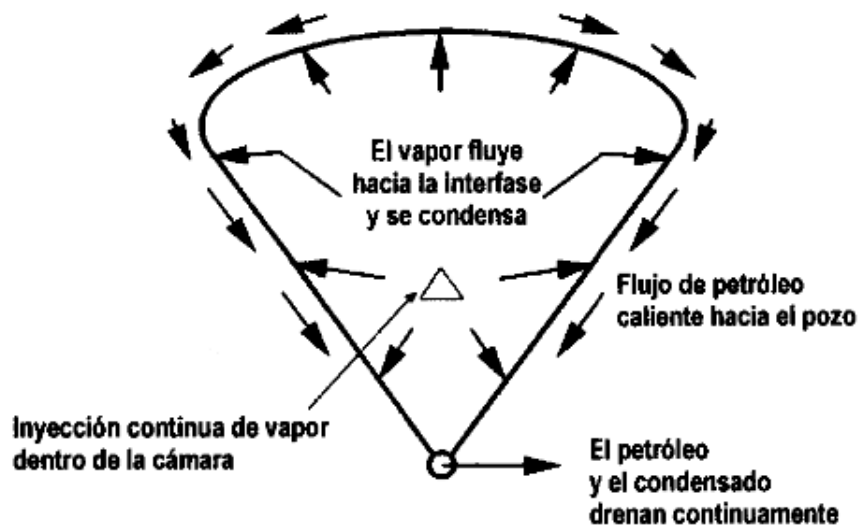


Figura 2.7. Mecanismos esperados en el SAGD, (Buttler)

II.6 Combustión In Situ

Involucra la combustión parcial del aceite para generar calor dentro del mismo yacimiento, cerca del 10% del petróleo se quema para generar calor. Se puede inyectar aire, aire enriquecido con oxígeno (O_2) o solamente O_2 .

Este proceso se inicia cuando se logra un encendido en el yacimiento, el cual puede ser mediante el uso de un quemador. Una vez calentado el pozo y sus alrededores se sigue con la inyección de aire para mantener el avance del frente de combustión.

En la combustión in situ se ha tenido menos éxito que en el uso vapor, debido a la dificultad en el control del proceso, los frentes de fuego tienden a avanzar mucho más irregular que los frentes de vapor, y es mucho más difícil de obtener incluso un barrido del yacimiento.

II.6.1 Combustión In Situ en Seco

El calor es generado dentro del yacimiento por ignición del aceite de la formación. Comienza desde el pozo inyector de aire y avanza mediante la inyección de aire continua hacia el pozo inyector. El frente de combustión se mueve consumiendo y desplazando los fluidos.

Aproximadamente 30% del calor se disipa en la parte inferior y superior de la formación. El éxito de este método radica en controlar la zona de combustión y el ritmo de generación de calor, ya que la temperatura nunca debe ser menor que la temperatura de ignición del aceite.

En la Figura 2.8 se aprecia el perfil de temperatura y de saturación desarrollado en un proceso de combustión in situ en seco. Donde se observa que la mayor temperatura se alcanza en el frente de ignición. La parte anterior en la zona de ignición es la zona que previamente se calentó.

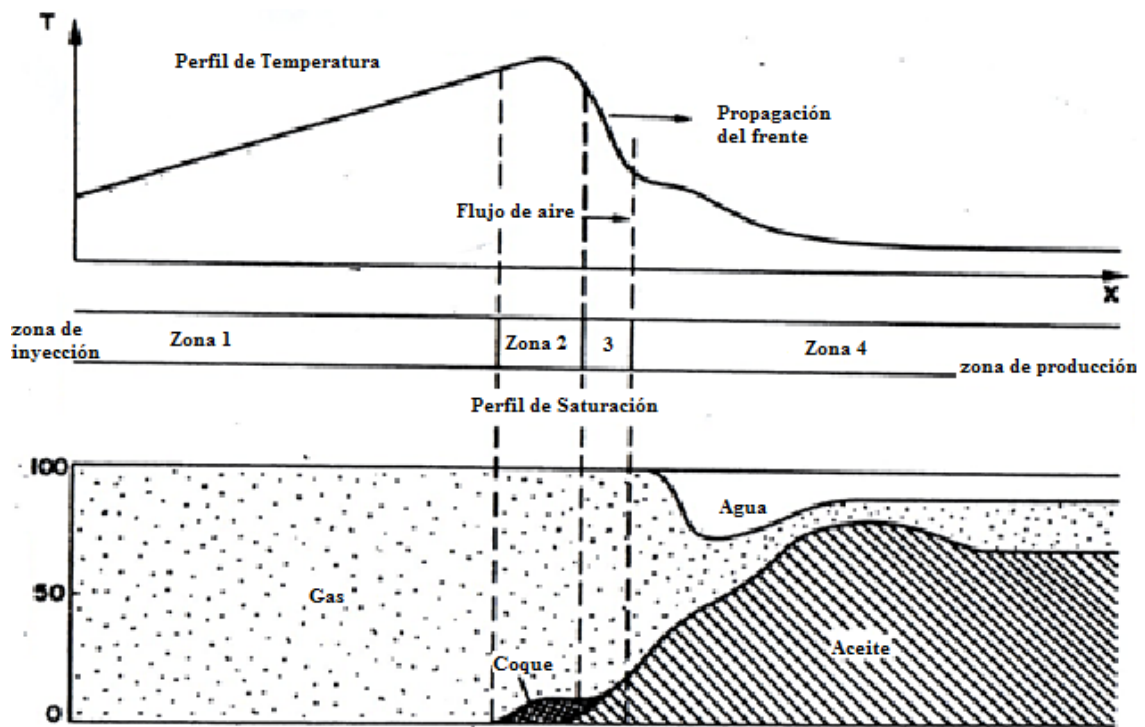


Figura 2.8 Perfil de temperatura y saturación en el proceso de combustión in situ en seco

Sin embargo, debido a la baja capacidad calorífica del aire el ritmo de las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes es alto.

II.6.2 Combustión In Situ Húmeda

Para incrementar la recuperación de aceite y mejorar el proceso se propuso inyectar agua con aire. Debido a que el vapor de agua tiene una capacidad calorífica 100 veces mayor que el aire por lo que transporta mucho más calor.

El agua inyectada junto con el aire desde el pozo inyector, avanza por la zona previamente calentada hacia el pozo productor, llegando al frente de combustión ya en forma de vapor, por lo que desplaza los fluidos.

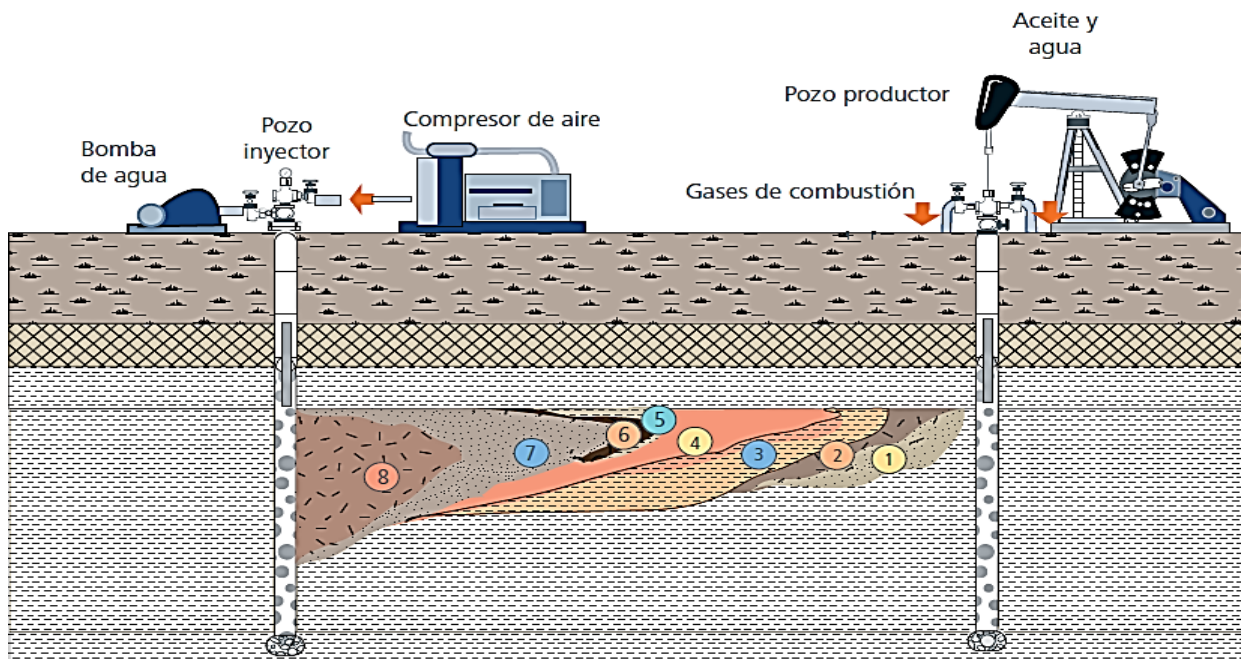


Figura 2.9. Diagrama de combustión in-situ húmeda, (CNH 2012)

En la Figura 2.9 se ilustra un proceso de combustión in situ húmeda, el cual produce zonas como:

- 1.-Gases de combustión fríos
- 2.-Banco de aceite a temperatura inicial
- 3.-Zona de agua caliente o de condensación a 50-200 °F
- 4.-Zona de vapor
- 5.-Region de coque
- 6.-Zona de combustión a 600-1200 °F
- 7- Zona de aire y agua vaporizada
- 8.-Zona de inyección de aire y agua (quemado)

Ambos métodos, realizan la combustión en una sola dirección que se rige por el flujo de aire. Dando lugar a un tercer método.

II.6.3 Combustión In Situ Invertida

En la combustión invertida el aceite comienza a hacer ignición en las vecindades del pozo productor dirigiéndose hacia el pozo inyector.

A pesar de que este método presenta ventajas sobre los anteriores, no ha sido exitosa en pruebas de campo porque la ignición espontanea ha ocurrido en los pozos inyectores.

Capítulo III. CALENTAMIENTO ELECTROMAGNETICO

En este capítulo se define los conceptos básicos de energía eléctrica, corriente eléctrica, circuito eléctrico así como la diferencia entre la corriente alterna y corriente directa.

Además se detallan los métodos de calentamiento eléctrico que se han desarrollado en yacimientos de hidrocarburos, y se procederá con el desarrollo de calentamiento electromagnético resistivo.

III.1 Energía Eléctrica

Es la energía que resulta del movimiento de las cargas eléctricas ante la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos que permite establecer una corriente eléctrica cuando se les pone en contacto por medio de un conductor eléctrico. Figura 3.1.

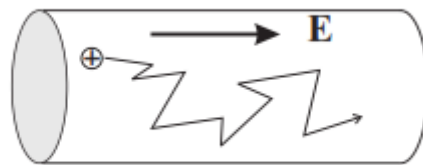


Figura. 3.1 Movimiento de las cargas móviles

Por convención el movimiento de los electrones libres se produce desde el polo negativo hasta el polo positivo cerrando el circuito y siempre es el mismo que el del campo eléctrico aplicado.

De acuerdo al movimiento que poseen las cargas se les clasifica en corriente continua y corriente alterna. La medida de la corriente eléctrica se calcula con la intensidad de corriente, I , que se define como:

$$I = \frac{dQ}{dt}$$

Es decir, la carga total [Q] por unidad de tiempo que atraviesa cierta superficie. Mientras que la unidad de intensidad de la corriente eléctrica es ampere [A]:

$$1 \text{ Ampere} = \frac{1 \text{ Colombio}}{1 \text{ segundo}}$$

Se ha idealizado lo que sucede en un material conductor, en donde las cargas móviles del conductor responden a la aplicación de un campo eléctrico externo. La ganancia continua de energía cinética se compensa por la pérdida de energía debida a los choques continuos que sufren las cargas móviles con los restos atómicos fijos del material conductor.

III.1.1 Corriente Alterna

La corriente alterna (CA) es la corriente eléctrica en la que la magnitud y el sentido varían periódicamente en un conductor, su forma de oscilación más comúnmente utilizada es la de una oscilación sinusoidal, ya que se consigue una transmisión más eficiente de la energía.

La variación del tipo armónica:

$$I(t) = I_o \cos(\omega t + \varphi)$$

El uso de la corriente alterna es muy conveniente debido a que ésta es muy fácil de generar. Figura 3.2

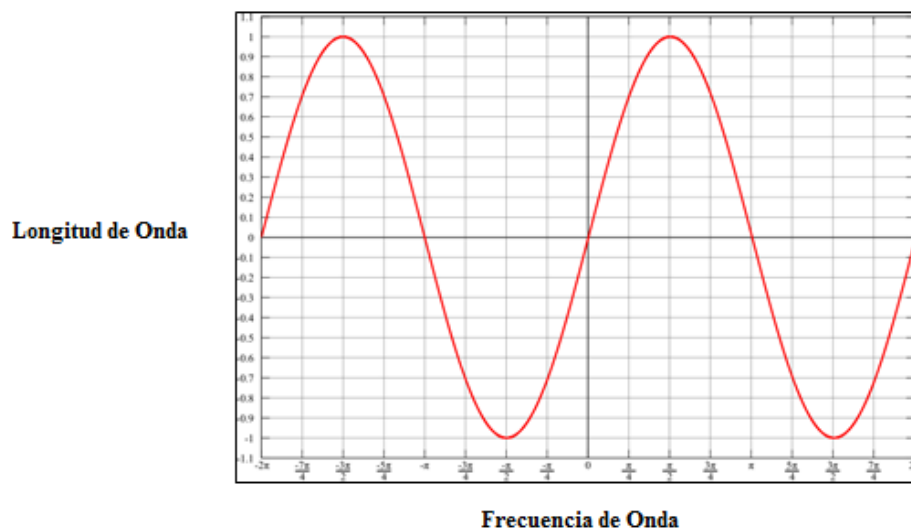


Figura 3.2 Representación de la corriente alterna

El estudio de la corriente alterna implica la introducción de los fasores asociados a estas funciones. La resistencia se puede expresar en forma fasorial como:

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

Estableciendo que son las mismas reglas para corriente continua, considerando que en corriente alterna se incluyen fasores e impedancias en vez de números reales y resistencias.

III.1.2 Corriente Directa

Se le llama corriente continua o directa al flujo continuo de electrones a través de un conductor entre dos puntos de distinto potencial. A diferencia de la corriente alterna en la corriente continua las cargas eléctricas circulan siempre en la misma dirección, como se muestra en la Figura 3.3.

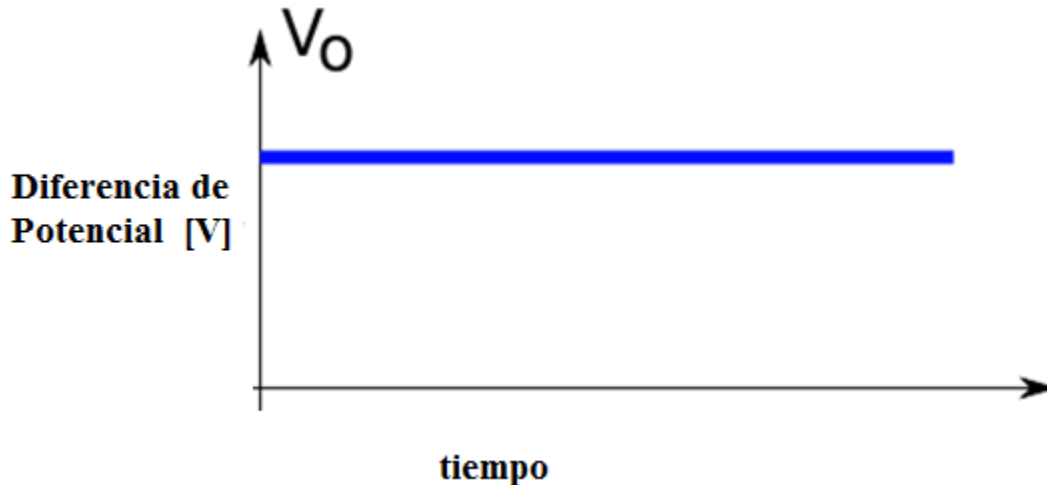


Figura 3.3 Representación de la corriente directa

Los circuitos de corriente continua se resuelven a partir de las reglas de Kirchhoff, que es una igualdad basada en la conservación de energía. En forma general determinan que en cualquier nodo la suma de las corrientes que entran es igual a la suma de las corrientes que salen.

III.2 Conductividad Eléctrica

La conductividad eléctrica es la capacidad de un material para permitir el paso de la corriente eléctrica y dejar circular libremente las cargas eléctricas, depende de la estructura atómica y molecular del material. Los metales son buenos conductores porque tienen una estructura con muchos electrones con vínculos débiles y esto permite su movimiento. La conductividad también depende de otros factores físicos del propio material y de la temperatura.

Dado que la conductividad es la inversa de la resistividad, su unidad es el S/m (siemens por metro) o $\Omega^{-1} \cdot \text{m}^{-1}$.

Cabe destacar que la conductividad eléctrica en medios líquidos está relacionada con la presencia de sales en solución llamados electrolitos, cuya disociación genera iones positivos y negativos capaces de transportar la energía eléctrica si se somete el líquido a un campo eléctrico.

En la industria petrolera; Hiebert [16] desarrolló estudios para determinar el comportamiento de la conductividad eléctrica en arenas bituminosas con diferentes temperaturas, presiones, densidades de fluidos que saturaban a la muestra así como con diferentes saturaciones de fluidos. Encontró que ante un incremento de temperatura de los 24 a los 100°C, la conductividad eléctrica de la roca aumentaba linealmente, pero al superar los 100 °C su valor se vuelve casi constante, Figura 3.4

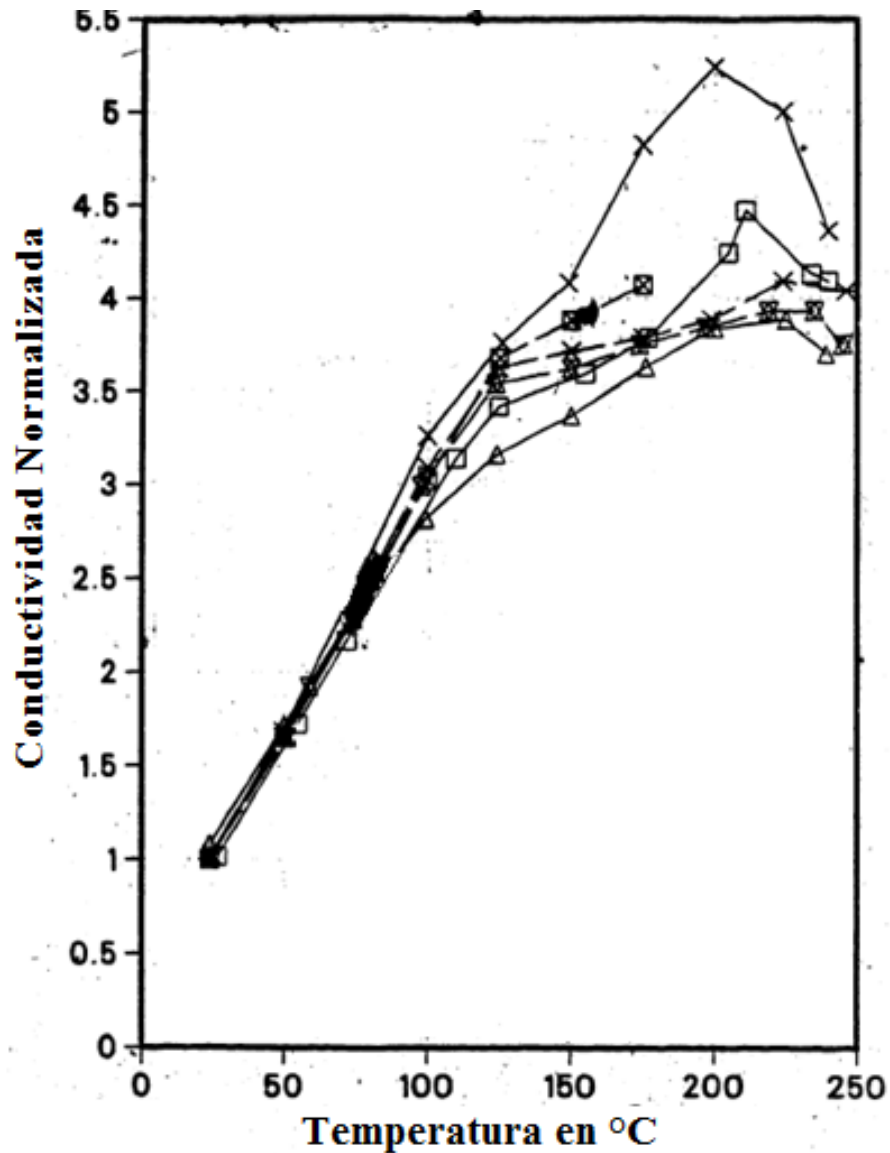


Figura 3.4 Grafica del comportamiento de la conductividad eléctrica normalizada contra la temperatura

Con respecto a la presión, Hiebert [16] no encontró una variación significativa de la conductividad eléctrica, ya que dichos valores apenas se modificaban 1% ante las variaciones de presión.

Para el caso de la saturación de agua, los valores de la conductividad eléctrica aumentaban conforme incrementaba el volumen de agua, como se muestra en la gráfica de la Figura 3.5.

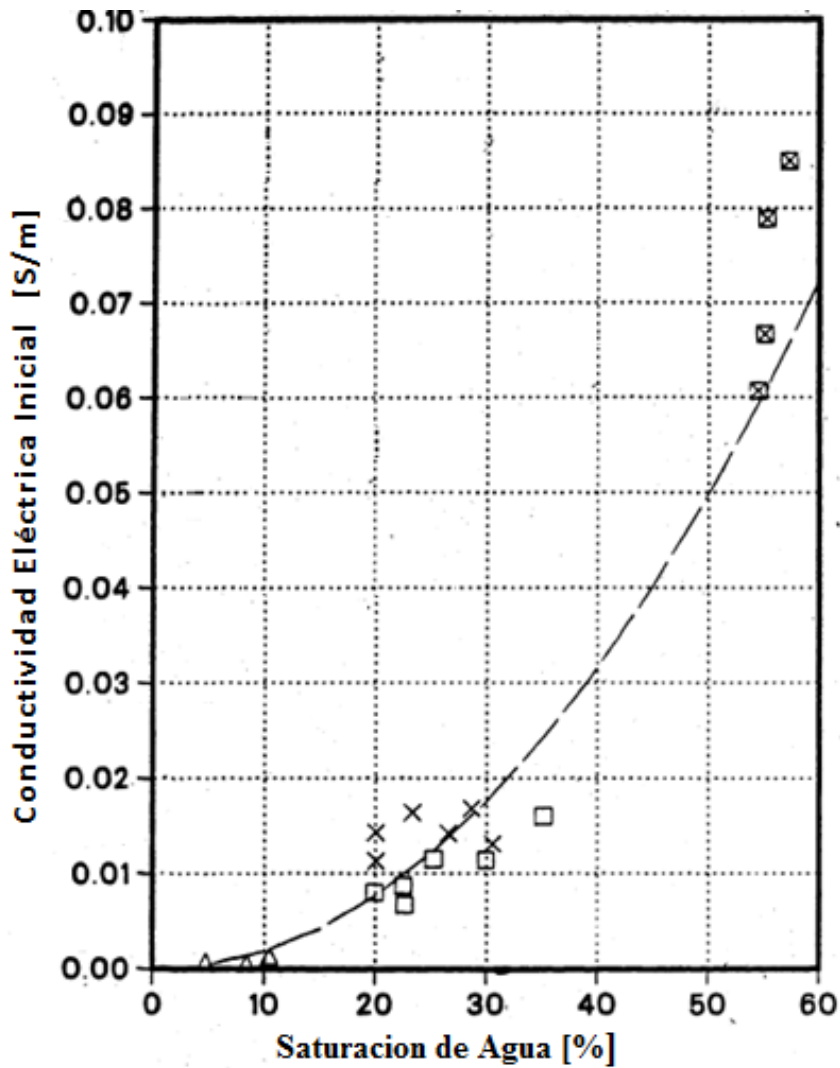


Figura 3.5 Gráfica del comportamiento de la conductividad eléctrica contra la saturación de agua congénita

III.3 Resistividad Eléctrica

La resistividad eléctrica es una característica de cada conductor que depende de su constitución y su geometría y se mide como la mayor o menor oposición que tienen los electrones para desplazarse a través de un conductor. La unidad en el Sistema Internacional es el ohmio(Ω), siendo.

$$1 \text{ ohmio} = \frac{1 \text{ voltio}}{1 \text{ ampere}}$$

La presencia de una resistencia se manifiesta en una caída de potencial, a lo largo de la trayectoria de una corriente. Por ello, se deduce que la resistencia de un material es directamente proporcional a su longitud (aumenta conforme es mayor su longitud) y es inversamente proporcional a su sección transversal (disminuye conforme aumenta su grosor o sección transversal).

En la corriente alterna así como en la corriente directa la energía mecánica se transforma en eléctrica. Una resistencia real en corriente continua (CC) se comporta transformando la energía eléctrica en calor por efecto Joule. En el caso de la corriente alterna (CA), a bajas frecuencias se observa que una resistencia real se comportará de forma muy similar a como lo haría en CC.

III.4 Ley de Ohm

De acuerdo con la ley de Ohm la resistencia de un material puede definirse como la razón entre la diferencia de potencial eléctrico y la corriente en que atraviesa dicha resistencia.

$$R = \frac{V}{I} \quad \text{ó} \quad I = \frac{V}{R}$$

Donde R es la resistencia en ohmios, V es la diferencia de potencial en voltios e I es la intensidad de corriente en amperes. También puede decirse que "la intensidad de la corriente que pasa por un conductor es directamente proporcional a la longitud e inversamente proporcional a su resistencia".

III.5 Tipos de Calentamiento Electromagnético

El principal objetivo de la aplicación de energía eléctrica en un yacimiento es aumentar la temperatura del aceite. Los métodos eléctricos se pueden dividir en tres tipos, de acuerdo a la corriente eléctrica usada.

III.5.1 Calentamiento por Microondas

Las microondas son ondas de alta frecuencia de entre 300 y 300 000 MHz y tienen una longitud de onda corta. Por lo que las microondas interactúan con las moléculas de agua, las moléculas polares del agua se ponen en movimiento circulatorio y chocan rápidamente con otras moléculas generando colisiones. Su velocidad será proporcional a la frecuencia aplicada por la microonda.

Sin embargo, el poder de penetración de las microondas es limitado y depende principalmente de la frecuencia de operación, ya que al aumentar la frecuencia hay una disminución de la longitud de onda, lo que puede repercutir en un calentamiento heterogéneo en la formación. Aunado a que el equipo necesario para obtener ondas de alta frecuencia es muy costoso, lo que hace a esta tecnología no apta para el calentamiento de yacimientos de hidrocarburos.

III.5.2 Calentamiento Inductivo

También llamado por su nombre en inglés “Radio Frequency Heating”. Donde la corriente alterna que fluye a través de un conjunto de conductores induce un campo magnético en el medio circundante. La variación del campo magnético, a su vez, induce corrientes secundarias, cuya circulación en el medio genera calor.

En este caso se coloca herramienta de inducción en la parte inferior de la tubería de producción, a la altura del intervalo de productor. La tubería actúa calentando la zona por conducción térmica. El diagrama se ilustra en la Figura 3.6.

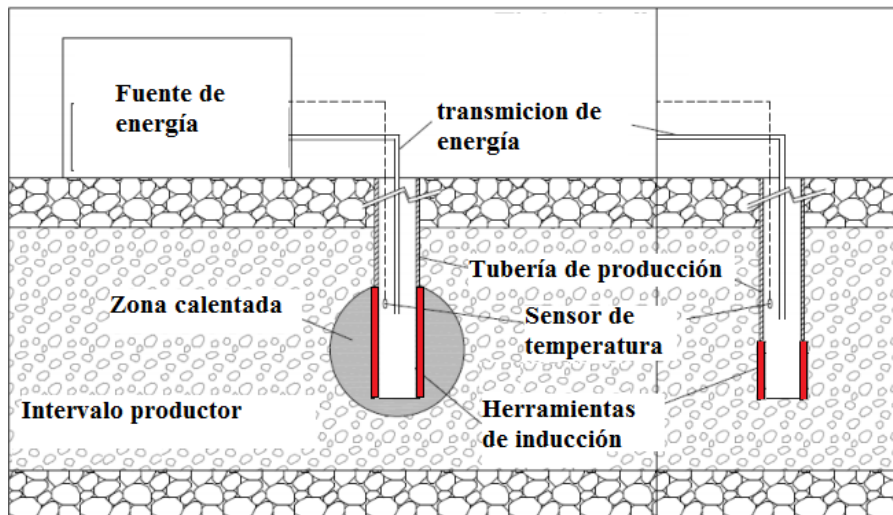


Figura 3.6 Configuración de un pozo con herramientas para el calentamiento inductivo

Una configuración para la aplicación de este proceso se presenta en la figura 3.7. Aunque también han propuesto que sea acoplado con una bomba de cavidad progresiva.

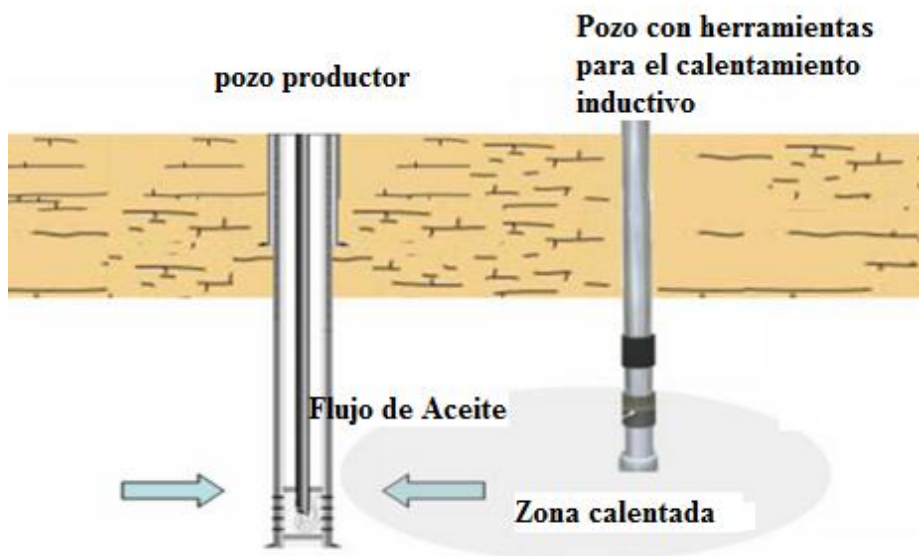


Figura 3.7 Configuración para la producción de aceite por medio del calentamiento inductivo

Al aumentar la frecuencia, la velocidad del calentamiento se puede incrementar, sin embargo las pérdidas de transmisión eléctrica y el costo de capital del equipo también aumentará. Por otro lado, esta metodología, también calienta la roca y otros materiales inorgánicos presentes en el yacimiento, por lo que hay pérdidas de energía, además de que solo puede calentar en las vecindades del pozo.

III.5.3 Calentamiento Resistivo

También llamado calentamiento electromagnético ohmico. Usa corriente eléctrica a bajas frecuencias o corriente directa. Este calentamiento se desarrolla usando dos pozos: uno como ánodo y otro como cátodo. La corriente viaja a través de la formación, en donde 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. Figura 3.8.

Esta técnica se puede adaptar a cualquier geometría de yacimiento y se puede trabajar con tantos electrodos como sean necesarios. Una limitante de este método es la cantidad de agua que se encuentra en el yacimiento ya que determinará la cantidad de calor disipado.

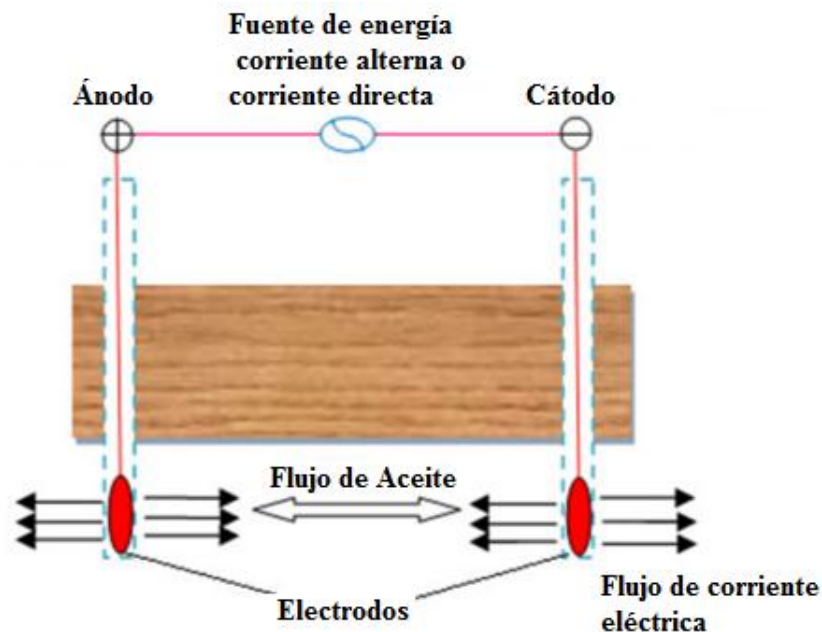


Figura 3.8 Configuración para el calentamiento electromagnético resistivo

La distancia típica entre electrodos se puede determinar entre los 50 y 100 metros. El potencial eléctrico es aplicado a una frecuencia de entre 0.1 Hz y 60 Hz.

El electrodo está en contacto eléctrico con la formación, por lo que la corriente es forzada a fluir a través del agua congénita y volver a la unidad acondicionadora de potencia a través del sistema de retorno a

tierra. La formación al ser expuesta al paso de corriente eléctrica, se calienta y por medio de un mecanismo de convección y conducción calienta al aceite, reduciendo su viscosidad.

Los componentes esenciales para el calentamiento por efecto joule son: la unidad acondicionadora de potencia, el sistema de suministro de energía, el montaje de electrodos y el sistema de retorno a tierra.

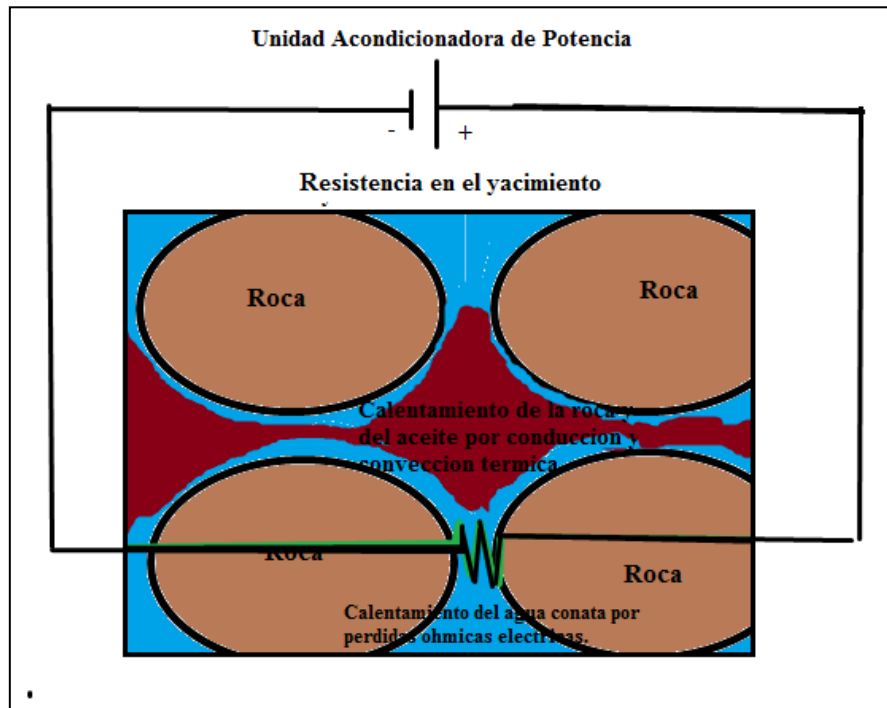


Figura 3.9 Diagrama de calentamiento del sistema roca-fluidos

Como la energía eléctrica se disipa en el yacimiento, la temperatura del sistema aumenta. La resistividad del agua disminuye y el resultado es un aumento en la corriente eléctrica, acompañado por un aumento en la cantidad de energía eléctrica disipada. Diagrama que se presenta en la Figura 3.9.

La presencia de una caída de potencial, provoca que para desplazar una diferencial de carga dq , del punto 1 al punto 2, el campo externo deba realizar un trabajo. Dicha diferencia de potencial se expresa de forma general como:

$$V = V_1 - V_2$$

Mientras que el trabajo está dado por:

$$dW = dq(V_1 - V_2)$$

Teniendo en cuenta que el elemento de carga dq , es parte de una corriente I que circula por el conductor, se puede desarrollar como:

$$dq = Idt$$

Por lo que la diferencial de trabajo puede expresarse como:

$$dW = IVdt$$

Es entonces que la potencia disipada en una resistencia estará dada por:

$$.Q = I^2R * t = \frac{V^2}{R} * t$$

Dónde:

Q = la potencia disipada en una resistencia en forma de calor

I = la intensidad de corriente, [A]

R = la resistencia del material por el que fluye la corriente, [S]

t = el tiempo, [s]

Dicha teoría fue deducida experimentalmente por J.P Joule en 1841 y establece la cantidad de energía calorífica producida por una corriente eléctrica.

III.5.3.1 Aplicación en Pozos Horizontales

Hiebert [16] mostró que el uso de múltiples electrodos por pozo, así como el uso de pozos horizontales con electrodos, podría ser eficaz para el calentamiento de formaciones de petróleo pesado, Figura. 3.10.

Los mecanismos de transferencia de calor que dominan en un proceso de calentamiento eléctrico en un pozo horizontal son:

1. Mayor transferencia de calor conductiva del pozo horizontal hacia el yacimiento.
 2. Mayor transferencia de calor convectivo debido a los fluidos que fluyen más fríos hacia el pozo.
-
-

Es por ello que la conducción térmica es el mecanismo de transferencia de calor dominante. Sin embargo en un pozo horizontal, a diferencia de un pozo vertical, las velocidades de flujo son tan pequeñas que la transferencia de calor por convección es menor en comparación con la conducción térmica.

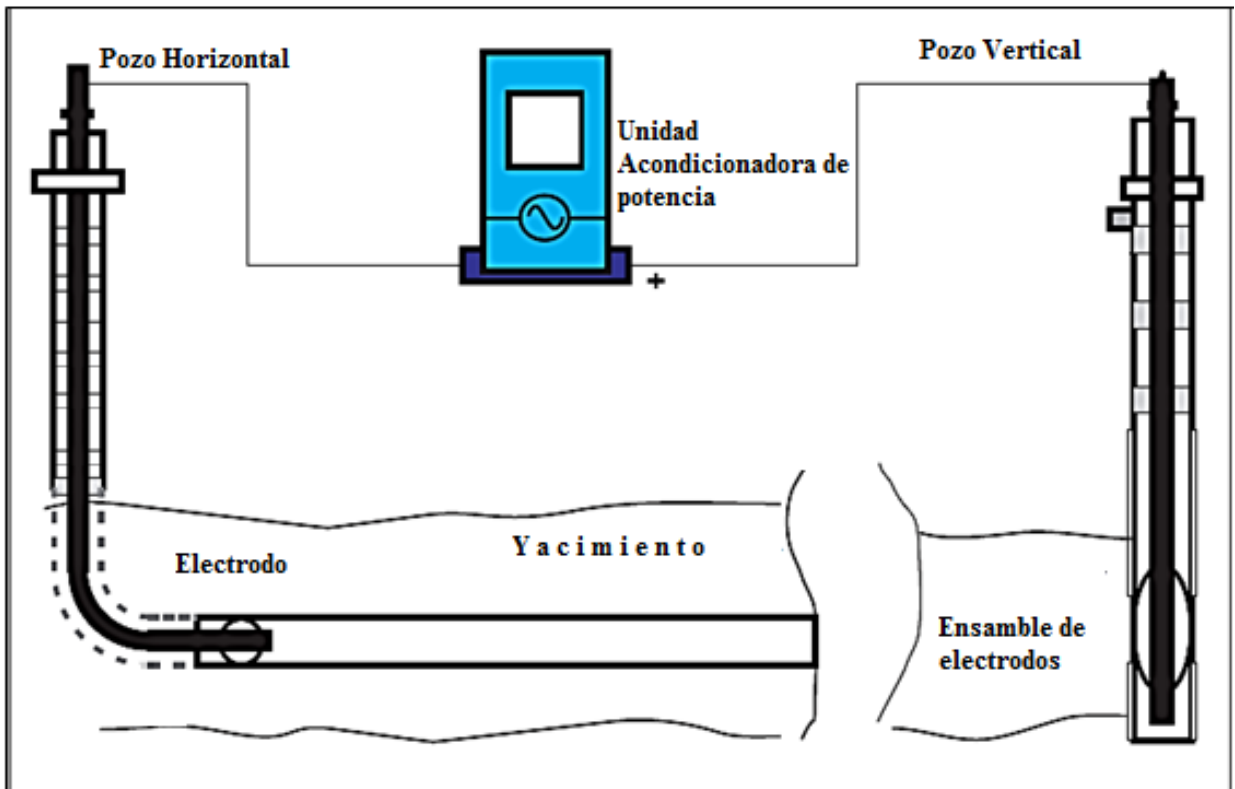


Figura 3.10 Calentamiento eléctrico con pozos horizontales, (Mcgree B.C.W)

III.5.3.2 Pruebas Piloto

Se han realizado dos pruebas piloto para el método de calentamiento electromagnético, una realizada en 1995 en Alberta, Canadá y otra en Brasil, en el campo Rio Panon en 1987.

Campo Frog Lake Lease

En la prueba realizada en Canadá, el campo Frog Lake Lease con un área de aproximadamente 16,000 hectáreas y un espesor promedio de 3 a 5 metros, reportaba gastos de producción primaria de menos de 5 m³ por día. Posteriormente la compañía TEXCAN perforó tres pozos con el diseño que se presenta en la figura 3.11.

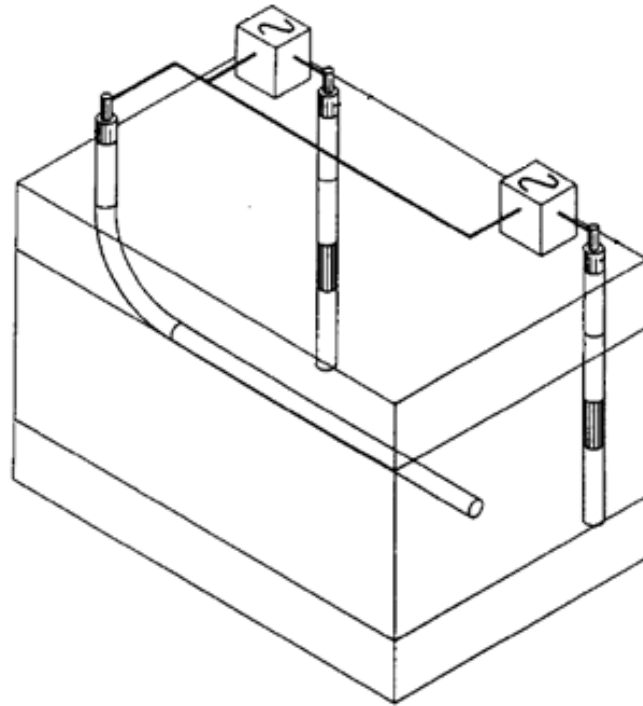


Figura 3.11 Arreglo de pozos en Campo Frog Lake Lease
(B.C.W. Mc Gree)

Realizaron 2 pruebas, una realizada del 3 al 10 de abril, con dos pozos verticales, la cual demostró un incremento de 3 a 4 veces con respecto a los gastos de producción primaria; sin embargo, se dañó la bomba de producción y al remplazarla se procedió con la producción primaria.

La prueba de calentamiento electromagnético se consideró exitosa y las fallas técnicas funcionaron para mejorar las condiciones del sistema eléctrico.

Posteriormente, se dió inicio una segunda prueba donde conectaron eléctricamente el pozo horizontal con los pozos verticales. Dicha prueba duro 6 días. El pozo horizontal reportó un incremento de temperatura de entre 3°C - 5°C, y no incrementó su respuesta de producción. Por el contrario el equipo asociado al calentamiento electromagnético tuvo un impacto negativo en la producción, por lo que la implementación del tercer pozo se consideró innecesaria.

Campo Rio Panon

En la prueba realizada en Brasil, en el yacimiento Rio Panon, el cual cuenta con la particularidad de ser un solo estrato a baja presión y con un aceite altamente viscoso de 2500 [cp] a condiciones de yacimiento. El yacimiento está formado por arenas no consolidadas, altamente permeables.

El arreglo eléctrico fue a partir de la aplicación de una potencia de 30 kW a través pozos productores vecinos (328 pies de distancia). Durante la producción primaria, de aproximadamente 60 días, se obtuvo una producción aproximada de 1.2 barriles por día. Luego de aplicar el método de calentamiento electromagnético durante 70 días el gasto incrementó a 10 barriles por día.

Dichos resultados fueron validados con un modelo de simulación numérica, los cuales concluyeron que el daño del pozo fue gradualmente removido ante la aplicación del método de calentamiento electromagnético y demostraron hipotéticamente que para el día 1500 de la operación la producción acumulada incrementaría hasta el 86 %. Los resultados de los gastos obtenidos durante la prueba fueron los demostrados mediante la Figura 3.12.

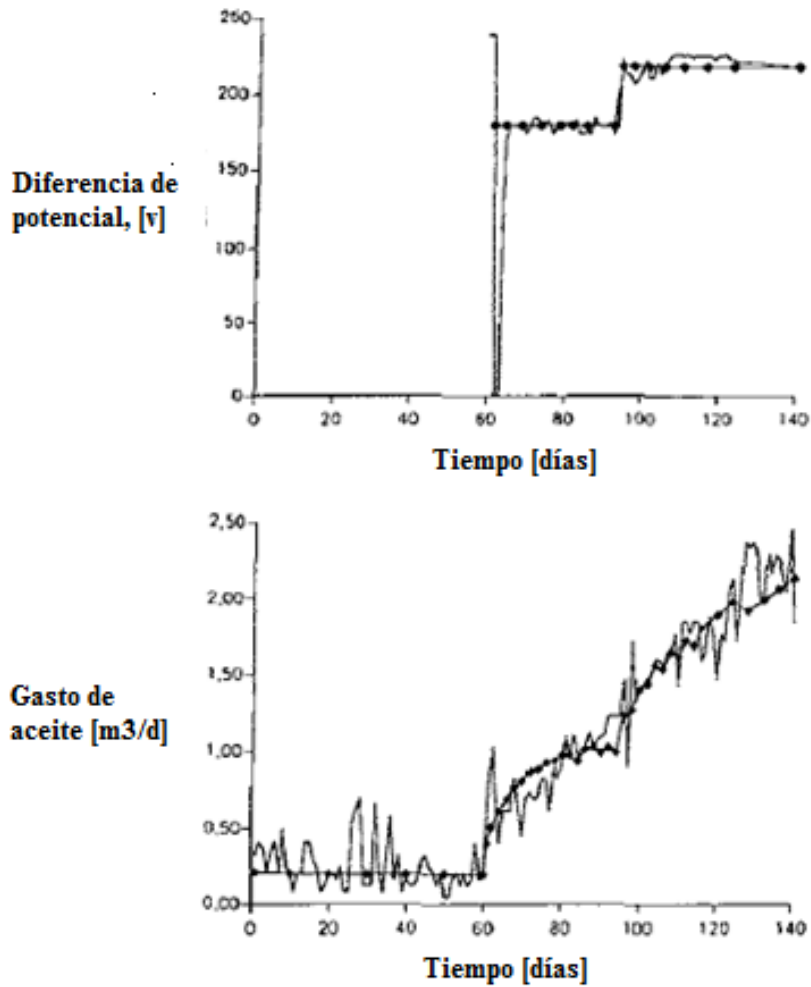


Figura 3.12. Potencial eléctrico aplicado y gastos producidos, (Pizarro)

La primera gráfica representa el voltaje aplicado al pozo y la segunda, los gastos de producción, por lo que asociaron el incremento de la producción a la aplicación de una diferencia de potencial.

Llegando a la conclusión de que la potencia eléctrica es disipada y la temperatura del sistema incrementa por lo que la resistividad del agua decrece y resulta en un incremento en la corriente eléctrica, acompañado de un incremento en la cantidad de potencia eléctrica disipada [11].

III.6 Comparación de los métodos electromagnéticos

Fred Vermeulen et. al [27], desarrollaron pruebas bajo la misma configuración para determinar la repuesta de producción ante el método de calentamiento inductivo y calentamiento resistivo, descartando el calentamiento a alta frecuencia al ser poco viable. Luego de realizar pruebas de calentamiento resistivo, se obtuvo el resultado de la Figura 3.13.

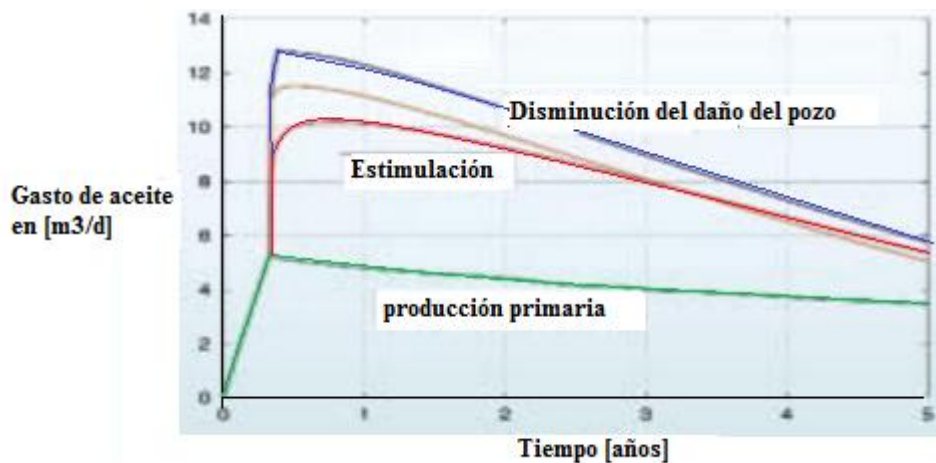


Figura 3.13 Respuesta de producción de un método de calentamiento resistivo

Mientras que en un calentamiento eléctrico inductivo se observaron los siguientes mecanismos, Figura 3.14.



Figura 3.14 Respuesta de producción de un método de calentamiento inductivo

Dichos resultados demostraron que el calor penetra de mejor manera en el yacimiento ante la aplicación de un proceso resistivo.

Con los resultados de producción obtenidos, se realizó un balance económico de ambas pruebas, considerando los costos de operación y los costos del equipo eléctrico requeridos por prueba.

DATOS DE ENTRADA	Método de Calentamiento Eléctrico	
	Inductivo	Conductivo
Costos de Capital	\$325,000	\$350,000
Costos de Operacion	\$62.31/m ³	\$63.68/m ³
Costo de la Energía	\$0.06/kW-hr	\$0.06/kW-hr
	10 kW	20 kW
Precio del Aceite	\$160/m ³	\$160/m ³
Tiempo	10 years	10 years
Produccion Acumulada	24,110 m ³	29,550 m ³
VPN @15%	\$732,180	\$919,640

Figura 3.15 Balance económico de los métodos de calentamiento electromagnético

En términos del Valor Presente Neto, demostró que el calentamiento electromagnético resistivo es una técnica económicamente más atractiva que el método inductivo, Fig.3.15.

Sin embargo, el método inductivo también representa una alternativa tecnológica para los yacimientos con aceite pesado.

Capítulo IV. SIMULACIÓN DE ESCENARIOS

Este capítulo describe las consideraciones que se tomaron en cuenta para la simulación del método calentamiento electromagnético. Así como la examinación de los principios que toma el simulador Stars para representar dicho método.

IV.1 Simulación de Yacimientos

La simulación matemática de yacimientos es una herramienta para el ingeniero de yacimientos, por medio de la cual mediante rutinas computacionales se describe con la mayor precisión posible el comportamiento de los procesos físicos presentes en el yacimiento, para predecir el comportamiento de un yacimiento y optimizar las condiciones para aumentar la recuperación de hidrocarburos.

Por lo que representa una gran herramienta tomando en cuenta que el yacimiento solo puede producirse una vez y que cualquier error dañaría la formación o generaría pérdidas económicas.

De manera general, la ingeniería de yacimientos es una rama difícil de la industria petrolera, ya que los procesos que ocurren en el interior de un yacimiento no se pueden observar de manera directa. Entonces, el trabajo del ingeniero de yacimientos es entender y predecir lo que ocurre en el yacimiento, visualizándolo de manera relativamente simple.

Además, los simuladores son incapaces de representar sistemas heterogéneos complejos, por lo que puede resultar como una herramienta peligrosa con resultados nada representativos.

Por ello es indispensable poseer datos confiables para alimentar el modelo y entender que la simulación es una herramienta para estudiar el yacimiento que posee fuerzas y debilidades.

Un modelo matemático acopla las ecuaciones que expresan el comportamiento del yacimiento, tales ecuaciones parten de:

- ✓ conservación de masa y/o energía,
- ✓ flujo de fluidos,
- ✓ transporte a través de un medio poroso.

Dichas ecuaciones son ecuaciones diferenciales en derivadas parciales no lineales y su solución es posible únicamente en forma numérica y de manera discreta, es decir, en un número de puntos preseleccionados en tiempo y en espacio, y no de una manera continua.

Una vez que se ha establecido el modelo matemático capaz de describir el proceso físico que se presenta en el yacimiento, se transforma el modelo matemático a un modelo numérico utilizando métodos de diferencias finitas. Expandiendo el polinomio de Taylor, donde representamos al tiempo actual como (n) y al tiempo futuro como (n+1).

Modelo matemático

Por ejemplo, el modelo matemático, para un modelo en una dimensión está dado por la siguiente ecuación:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\beta_c \frac{A_x k_x}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial x} \right) \Delta x + q_{sc} = \frac{V_b \phi c_o}{\alpha_c} \frac{\partial P}{\partial t}$$

Dónde:

$\beta_c = 1.127$ Constante de conversión

$\alpha_c = 5.6145$ Constante de conversión

$\frac{\partial P}{\partial x}$ = caída de presión con respecto al eje x.

$\frac{\partial P}{\partial t}$ = caída de presión con respecto al tiempo t.

Δx = área por donde fluye el fluido

B_o = factor de volumen del aceite

A_x = Area en x

k_x = Permeabilidad en x

V_b = Volumen de la roca

μ_o = Viscosidad del aceite

Modelo Numérico

Mientras que en el modelo numérico, se pueden obtener bajo dos esquemas de solución:

➤ Solución Implícita

A partir de la presión inicial, resuelve los valores de las incógnitas de manera simultánea, y con método iterativo.

$$\left(\beta_c \frac{A_x k_x}{\mu_o B_o \Delta x} \right)_{i+1/2} (P_{i+1}^{n+1} - P_i^{n+1}) - \left(\beta_c \frac{A_x k_x}{\mu_o B_o \Delta x} \right)_{i-1/2} (P_i^{n+1} - P_{i-1}^{n+1}) + q_{osc_i} = \left(\frac{V_b \phi c_o}{\alpha_c \Delta t} \right) (P_i^{n+1} - P_i^n)$$

Involucra mayor esfuerzo de cómputo para avanzar la simulación de un nivel a otro ya que para resolverlo se recurre a procesos iterativos. Permite utilizar incrementos de tiempo mayores que el esquema explícito y es más estable.

➤ Solución Explicita

La ecuación es la siguiente:

$$T_{x_{i+1/2}} (P_{i+1}^n - P_i^n) - T_{x_{i-1/2}} (P_i^n - P_{i-1}^n) + q_{osc_i} = \left(\frac{V_b \phi c_o}{\alpha_c \Delta t} \right) (P_i^{n+1} - P_i^n)$$

La cual se resuelve despejando la presión al tiempo futuro y se obtiene en función de los valores de presión en el tiempo anterior. Presenta fuertes limitaciones de estabilidad, lo que ocasiona tener que utilizar intervalos de tiempo muy pequeños.

IV.2 Simulación de Yacimientos Naturalmente Fracturados

Desde un principio se desarrolló bajo el enfoque de Barenblatt et. al. [23], quienes determinaron que las rocas fracturadas pueden ser representadas como la superposición de dos medios porosos entrecruzados continuamente. Figura 4.1

Es decir, que la roca está constituida por dos sistemas porosos: la porosidad que representa los espacios vacíos entre los granos de la roca y la porosidad formada por los espacios vacíos de las fracturas.

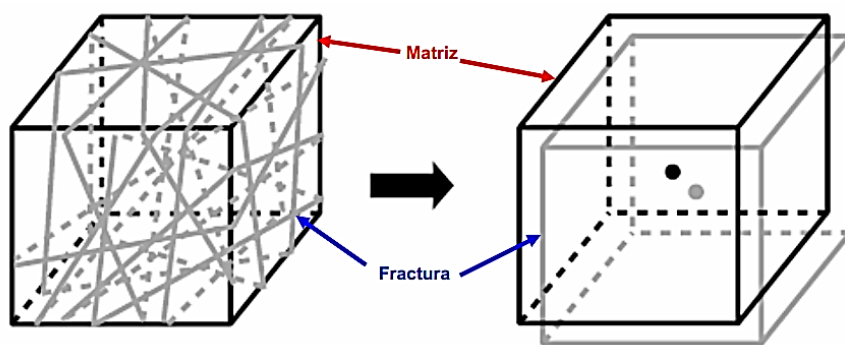


Figura 4.1 Modelo de Yacimientos Fracturados,(Barenblatt)

Posteriormente Warren and Root introdujo el concepto de doble porosidad, donde idealizaron un conjunto de fracturas uniformemente paralelas a cada eje de la permeabilidad y continuas; suministradas de fluidos por un conjunto de bloques en forma de cubos que representan a la matriz.[24] y que se encuentran entre las fracturas, Figura 4.2.

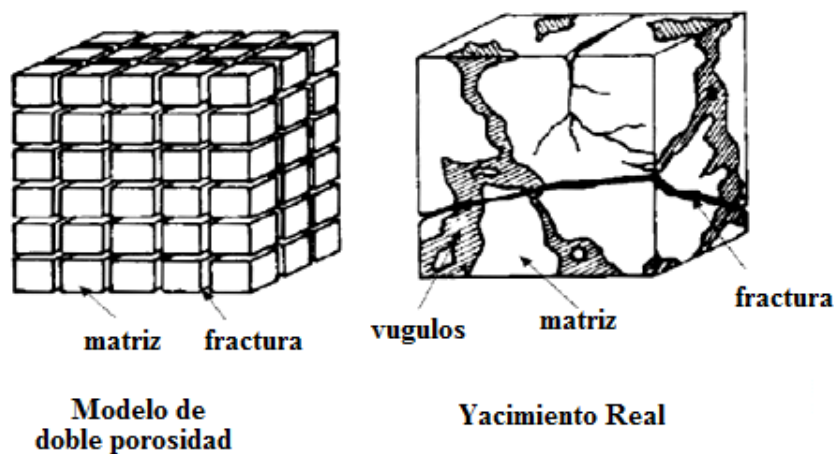


Figura 4.2 Modelo de doble porosidad (Warren and Root)

Detallando los dos medios con características de transmisibilidad diferentes como se indica a continuación:

- La MATRIZ como un medio discontinuo y la FRACTURA como el medio continuo
- La MATRIZ con una baja permeabilidad y la FRACTURA con una alta permeabilidad
- La MATRIZ con alta porosidad y la FRACTURA baja porosidad

Braester proporcionó una solución analítica en un modelo implícito, incluyendo cálculos de las fuerzas gravitacionales, viscosas así como de la presión capilar [28], para finalmente obtener las ecuaciones de flujo de fluidos para la matriz-fractura y para la fractura-fractura.

La ecuación para el flujo a lo largo de la fractura se describe con la siguiente ecuación:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k}{\mu B} \frac{\partial P}{\partial x} \right)_f + q'_{mf} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi}{B} \right)_f$$

Y para la matriz:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k}{\mu B} \frac{\partial P}{\partial x} \right)_m + q'_{mf} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi}{B} \right)_m$$

Dónde la permeabilidad y la porosidad son valores relativos para el sistema matriz y fractura. Y q'_{mf} representa el intercambio de flujo de fluidos entre los bloques del sistema fractura y matriz. El cual se desarrolla con la siguiente ecuación:

$$q'_{mf} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\phi}{B} \right)_m$$

También descrito bajo la siguiente ecuación:

$$-q'_{mf} = \sigma\lambda(P_m - P_f)$$

donde:

σ es un factor geométrico representa el área de un bloque de matriz entre unidad de volumen y longitud característica asociada con el flujo.

$$\sigma = \frac{A}{LV_b} = \frac{36.6}{L^2}$$

λ es el término de la movilidad, P_m es la presión de la matriz y P_f es la presión de la fractura.

Mediante experimentos se sabe que el tamaño y la forma de los bloques de una matriz afectan fuertemente el flujo entre la matriz y la fractura, como lo indica la Figura 4.3.

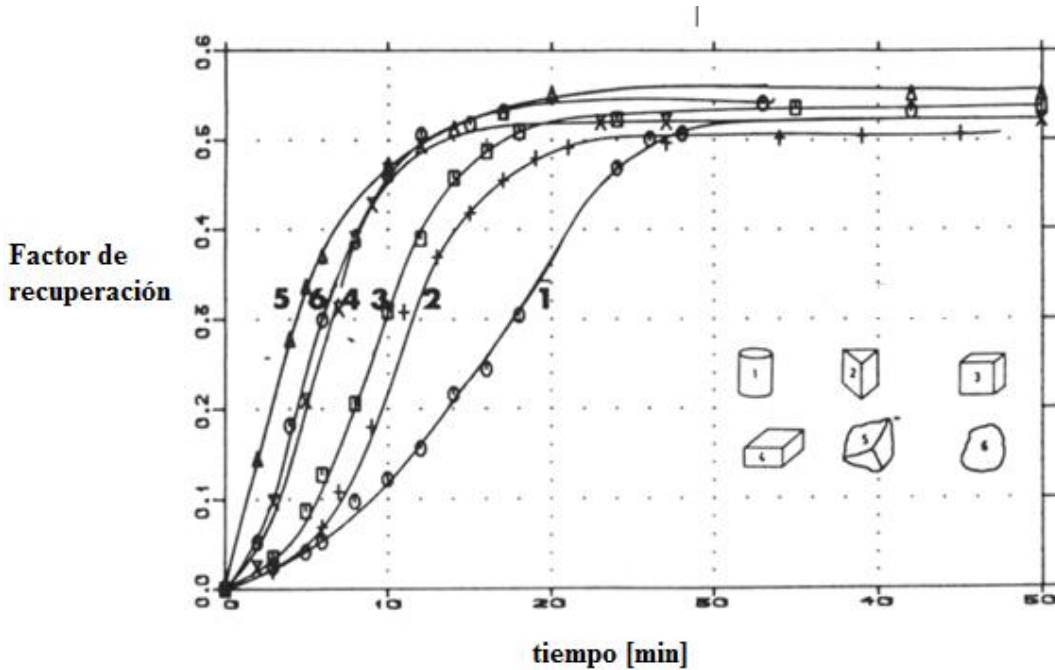


Figura 4.3 Variación del factor de recuperación con respecto al tamaño y forma de los bloques de la matriz

IV.3 Simulador STARS

El simulador STARS es parte de los simuladores de procesos avanzados desarrollados por CMG (Computer Modelling Group). Este simulador se considera como uno de los mejores para representar el comportamiento de yacimientos de crudo pesado y extrapesado sometido a procesos térmicos.

En este trabajo de tesis se ocupó el simulador STARS, ya que tiene la posibilidad de usar sistemas de enmallado cartesianos, cilíndricos o de profundidad variable/espesor variable. Además de que es capaz de simular un calentamiento eléctrico resistivo.

STARS es capaz de simular el flujo en yacimientos fracturados naturalmente, idealizando el yacimiento fracturado como que las fracturas tienen poca capacidad de almacenamiento, siendo los conductos primarios del flujo de fluido, mientras que las matrices de la formación tienen poca conductividad de fluido pero mayor capacidad de almacenamiento.

STARS utiliza el conjunto de datos que el usuario crea inicialmente, dichos datos están divididos en ocho apartados y se ocupan para describir tanto las condiciones iniciales y de frontera, como los procesos de recuperación mejorada a los que será sometido.

Los apartados son:

- Control de E/S

En este apartado se puede especificar las unidades que se usarán (SI, campo, laboratorio), así como los datos que se imprimirán en los archivos de salida.

➤ Descripción del yacimiento

Define la geometría del enmallado (cartesiana, radial o de espesor variable), así como sus dimensiones. Asimismo, se debe definir la porosidad y permeabilidad, para el caso de yacimientos fracturados será representado por un modelo de doble porosidad por lo que será necesario definir sus propiedades para la matriz y posteriormente para la fractura. Por otro lado, es necesario declarar los valores de la compresibilidad de la formación, así como las conductividades eléctricas de cada fase (roca, agua, aceite y gas).

➤ Propiedades de los componentes

En esta parte se tomaron las propiedades del fluido a simular, representados en el número de componentes, su peso molecular, sus propiedades críticas (T_c y P_c) y la compresibilidad del fluido. Mientras que el comportamiento de la viscosidad se determinó en función de la temperatura.

➤ Datos de roca-fluidos

Se define el modelo dinámico del yacimiento, que incluye las tablas de permeabilidades relativas entre el agua-aceite, ya que serán las únicas dos fases que intervienen en este método de recuperación.

➤ Condiciones iniciales

Especifica las condiciones de presión, temperatura y saturación de fluidos en que se encuentra el modelo a simular, antes de la implementación del método de recuperación.

➤ Control por métodos numéricos

Define los parámetros que controlan las actividades numéricas del simulador, tales como la opción de utilizar el método directo (de Gauss) o de LU iterativo incompleto (ILU).

➤ Modelo geomecánico

Este apartado es opcional, y dado que no se ocupara en la simulación del calentamiento electromagnético, solo se definirá. En el módulo de geomecánica se resuelve el equilibrio de fuerzas de la formación y se calcula la dilatación/compresión volumétrica como resultado de la deformación tanto elástica como plástica del yacimiento.

➤ Datos de pozos y datos recurrentes

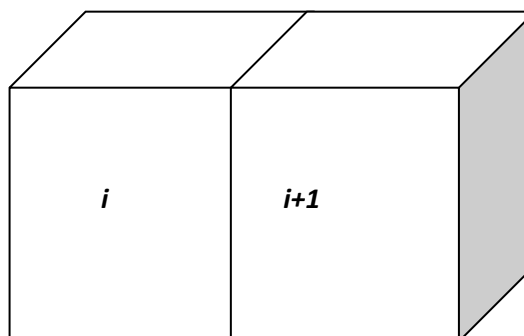
Esta sección se debe dar de alta la información general de los pozos, es decir su ubicación y el estado en que se encuentran (productor, inyector o pozo cerrado), además de sus gastos o presiones y temperaturas de operación. Para el caso de la simulación del calentamiento electromagnético resistivo, se declara la ubicación de los electrodos así como sus condiciones y límites de operación.

IV.3.1 Modelo matemático para el calentamiento electromagnético resistivo

Para desarrollar el modelo matemático de un proceso de calentamiento resistivo STARS realiza las siguientes consideraciones:

- ❖ La corriente fluye a través de los diferentes materiales en paralelo en cada dirección horizontal pero en serie en dirección vertical.
- ❖ Las conductividades no dependen de la intensidad del campo eléctrico o magnético.

Considerando el flujo de corriente entre la celda i , $i+1$



La resistencia en la celda i esta dado por :

$$R_i = \frac{T_i}{\sigma_i}$$

donde:

T_i = distancia entre la celda i y la celda $i+1$ dividida entre dos

σ_i = conductividad eléctrica en masa de la celda i

Mientras que el flujo de corriente desde el centro de la celda i hasta el centro de la celda $i+1$ está dado por:

$$I_{i,i+1} = \frac{V_i - V_{i+1}}{R_i + R_{i+1}}$$

STARS resuelve estas ecuaciones de corriente simultáneamente para todos los bloques junto con las ecuaciones de flujo de fluidos.

Tomando en cuenta que la diferencia de potencial puede tener un componente imaginario y uno real, $\psi_R + j\psi_I$, mientras que la conductividad en masa corresponde a un tensor diagonal sin ningún componente imaginario, ya que la formación no cuenta con capacitancia ni inductancia.

Finalmente la tasa de generación de calor en un bloque del enmallado corresponde a la suma de todas las corrientes que fluyen en ese bloque.

$$Q = \sigma_x \left[\frac{\partial \psi_R}{\partial x} \right]^2 + \sigma_y \left[\frac{\partial \psi_R}{\partial y} \right]^2 + \sigma_z \left[\frac{\partial \psi_R}{\partial z} \right]^2 + \sigma_x \left[\frac{\partial \psi_I}{\partial x} \right]^2 + \sigma_y \left[\frac{\partial \psi_I}{\partial y} \right]^2 + \sigma_z \left[\frac{\partial \psi_I}{\partial z} \right]^2$$

Se utilizan las mismas fórmulas para ambos casos de corriente continua y corriente alterna.

IV.4 Desarrollo de la Simulación de Yacimientos

En el estudio de la simulación del calentamiento electromagnético fue necesario seguir un procedimiento básico:

➤ Definición del problema

La necesidad de un simulador capaz de estudiar el comportamiento de un yacimiento fracturado frente a un proceso de calentamiento electromagnético; fue resuelta con el simulador STARS.

➤ Revisión y Adquisición de Datos

Ya que los datos disponibles fueron insuficientes, fue necesario el uso de datos como la permeabilidad, porosidad de núcleos de pruebas similares.

Mientras la descripción del modelo a simulador en cuanto a su geometría y su longitud, fueron datos que se midieron de manera directa. Al igual que los valores de saturaciones de fluidos.

➤ Calibración y ajuste histórico

Dado que, los gastos de producción en el laboratorio fueron muy pequeños no se alcanzaron a percibir en el simulador. Dicho dato se trató de corregir mediante un análisis de sensibilidad de las variables de alto impacto.

Finalmente, no se logró ajustar los gastos de producción. Por lo que se llegó a la conclusión de que el simulador maneja errores en escalas pequeñas.

IV.5 Modelo a Simular

El procedimiento detallado se describe a continuación:

Se han desarrollado, tanto estudios experimentales como modelos matemáticos, que representan el proceso de recuperación mejorada por calentamiento eléctrico resistivo también llamado calentamiento por efecto joule en yacimientos fracturados, por lo que el objetivo principal de este trabajo fue simular en el simulador de yacimientos STARS el proceso que se llevó a cabo en el laboratorio, para comparar los resultados con el modelo matemático, y con los resultados obtenidos en el laboratorio. Figura 4.4.

Dado que el estudio en el laboratorio fue el proceso a simular es preciso definirlo, en el laboratorio se diseñó una celda de vidrio capaz de simular un medio fracturado y registrar cambios de temperatura.

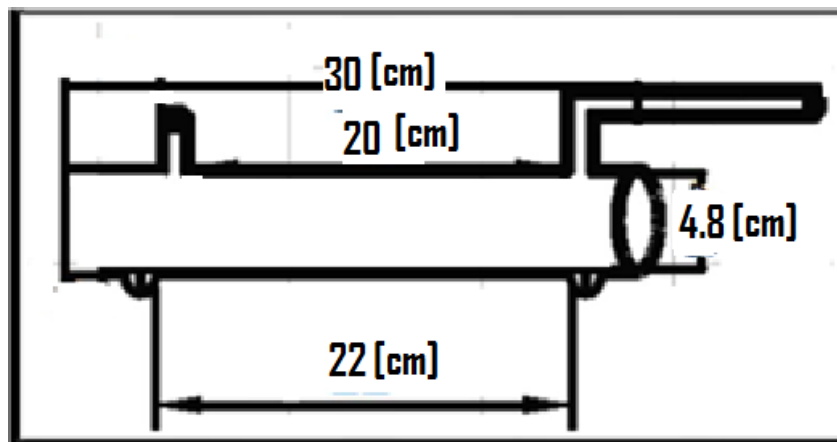


Figura 4.4. Celda de vidrio, medidas del modelo de laboratorio

Posteriormente se tomó un núcleo, que previamente se caracterizó determinando que es una caliza brechoide con granos de geometría angulosa sobre una matriz de cementante y de acuerdo a la clasificación de Dunham (1962), se catalogó como Packstone es decir una matriz cementante con granos dispersos sobre la matriz,

Se saturó el núcleo al 47% de agua y 53% de aceite, y se determinó su porosidad, finalmente se introdujo el núcleo a la celda de vidrio y se comenzó a inducir corriente eléctrica a un voltaje de 120 [V].



Figura 4.5 Estudio experimental del calentamiento por efecto joule en un medio fracturado

Las dimensiones y propiedades de la muestra fueron las 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]



. IV.5.1 Definición de la malla

La construcción de la malla utilizada se desarrolló en enmallado cilíndrico radial-angular, cuyo sistema de coordenadas se dan en la siguiente manera: (radial, theta(convertidos a radianes), z).

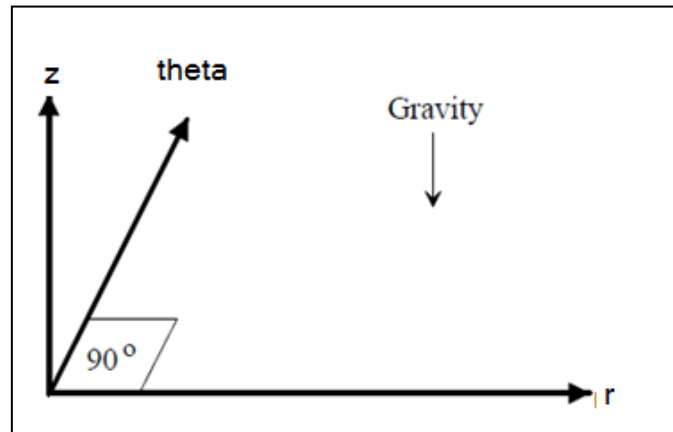


Figura 4.6 Sistema de coordenadas, en enmallado tipo radial.

Las dimensiones de la malla, se tienen definidas por la celda de vidrio así como por el modelo en el laboratorio, que son los siguientes:

$r=4.8$ [cm]

Theta= 90° (4 cuadrantes)

$z=30$ [cm]

Se dividió la malla en 400 celdas, $r=10$, $\theta=4$ y $z=10$.

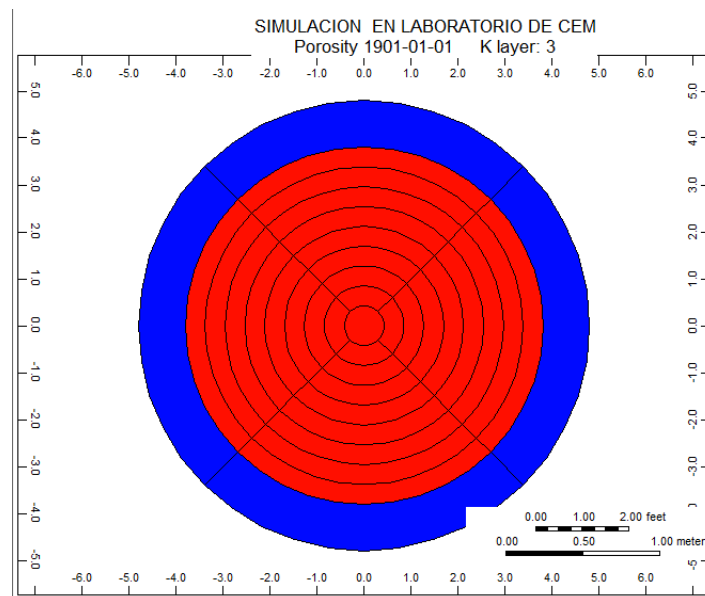


Figura 4.7 Plano r, theta (i,j) de la malla

IV.5.2 Declaración de yacimiento fracturado

Para representar un yacimiento fracturado, es necesario definir un modelo de doble porosidad o doble permeabilidad. Estas opciones permiten tener hasta sistemas de porosidad para cada bloque del simulador, uno denominado la porosidad de la matriz y el otro denominado la porosidad de la fractura.

Se decidió tomar el modelo de doble porosidad descrito en Capítulo 4 con el modelo de Warren and Root. Desarrollando la descripción de las propiedades por zonas, tomando en cuenta que las tendencias de baja porosidad y alta permeabilidad se consideran hidráulicamente como fracturas y las tendencias de mayor porosidad y menor permeabilidad a clases matriciales.

Los valores tomados fueron los que se ilustran en la Figura 4.8.

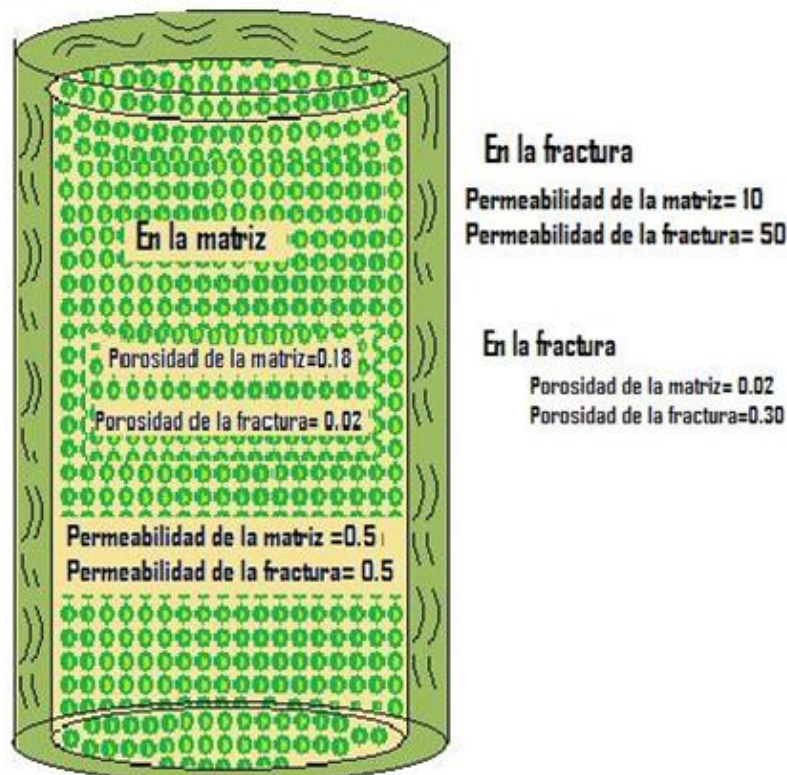


Figura 4.8 Arreglo de porosidades y permeabilidades de la malla

Es entonces que los valores de porosidad, permeabilidad, saturación de los fluidos, presión y temperatura se declararon para el sistema matriz (el núcleo) y posteriormente el sistema fractura (el espacio anular entre el núcleo y la celda de vidrio), fueron valores tomados como parámetros considerando que la capacidad de flujo en el núcleo será bastantes veces menor que en la fractura.

IV.5.3 Conductividades térmicas

Cabe aclarar que son valores independientes de la conductividad eléctrica. Estos valores están asociados a la capacidad de transferir calor mediante un proceso convectivo, dichos valores se declaran para la roca, agua, aceite y gas tomando en cuenta que los valores típicos de conductividad son los siguientes:

Conduc. Térmica de la Roca	$74 \cdot 10^5$ J/m-día-C (44 Btu/pies-día-F)
Conduc. Térmica del Agua	$5.35 \cdot 10^4$ J/m-día-K (8.6 Btu/pies-día-F)
Conduc. Térmica del Petróleo	$1.15 \cdot 10^4$ J/m-día-K (1.8 Btu/pies-día-F)
Conduc. Térmica del gas	6000 J/m-día-C (0.3 a 1.0 Btu/pies-día-F)

IV.5.4 Tipo de fluido

El uso del software WINPROP perteneciente a CMG funciona caracterizando el hidrocarburo por medio de sus componentes, mejorando la predicción de su comportamiento durante todo el proceso, sin embargo en el experimento realizado en el laboratorio solo se usaron dos fases (agua y aceite negro), cuidando el punto de ebullición del agua.

Tabla 4.1. Conductividades eléctricas del agua connata según su salinidad

Salinidad [ppm]	Conductividad [S/m]
0-700	0-1.40
700-1500	1.40-3.00
1500-2500	3.00-5.00
25000-32000	5.00-6.40
32000-50000	6.40-8.40
>50000	>8.4

Por esta razón no fue necesario el uso de WINPROP, las salinidades del agua se simularon través del cambio de conductividades, tomando como referencia la tabla anterior. Mientras que la densidad del fluido es definida a partir de los valores de entrada de peso molecular, temperatura crítica y presión crítica, con las ecuaciones descritas en el APENDICE 1.

IV.5.5 Número de Pozos

Se determinó que la ubicación de 4 pozos horizontales productores en la parte superior del modelo simulado y 4 pozos horizontales inyectores en la parte inferior, son la mejor manera de simular el modelo de laboratorio, donde cada pozo está ubicado uno de otro de manera paralela al otro en el plano horizontal. Como se ilustra en la Figura 4.9.

Para cada pozo se declaró una presión en la cabeza fija para los pozos productores. Y en el caso de los pozos de inyección, el agua inyectada es a temperatura ambiente con gastos de acuerdo al escenario planeado.

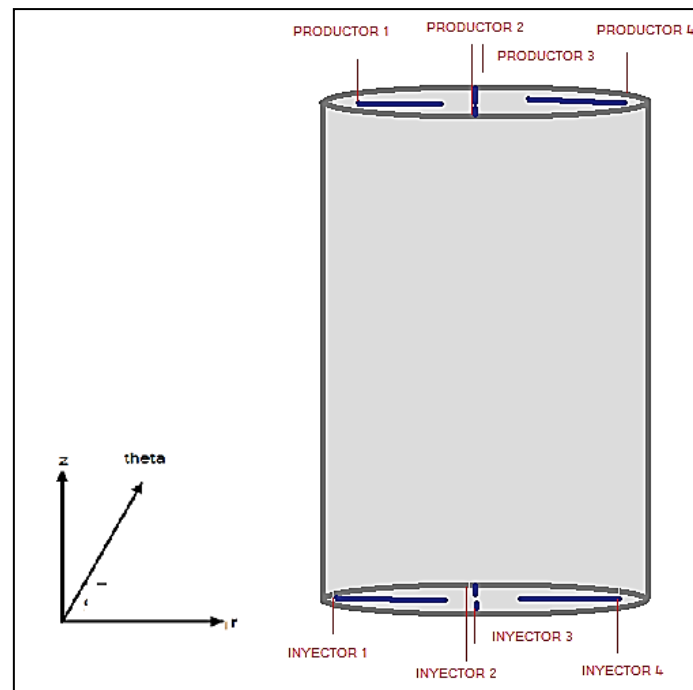


Figura 4.9 Distribución de los pozos horizontales

Además de que cada pozo contiene 8 electrodos distribuidos de la siguiente manera. Por ejemplo:

*Pozo productor 1, con 8 electrodos a lo largo del pozo, (1 por celda de 3 a 10 sobre el eje x). Ubicación: de la celda 3,1,1 a 10,1,1.

*Pozo inyector 1, con 8 electrodos a lo largo del pozo, (1 por celda de 3 a 10 sobre el eje x). Ubicación: de la celda 3,1,10 a 10,1,10.

Los voltajes se designaron (+) positivos a los pozos productores y con voltajes negativos a los pozos inyectores. Con el objetivo de que la corriente eléctrica vaya de la zona más saturada de agua a la menos saturada de agua, como se observa en la Figura 4.10.

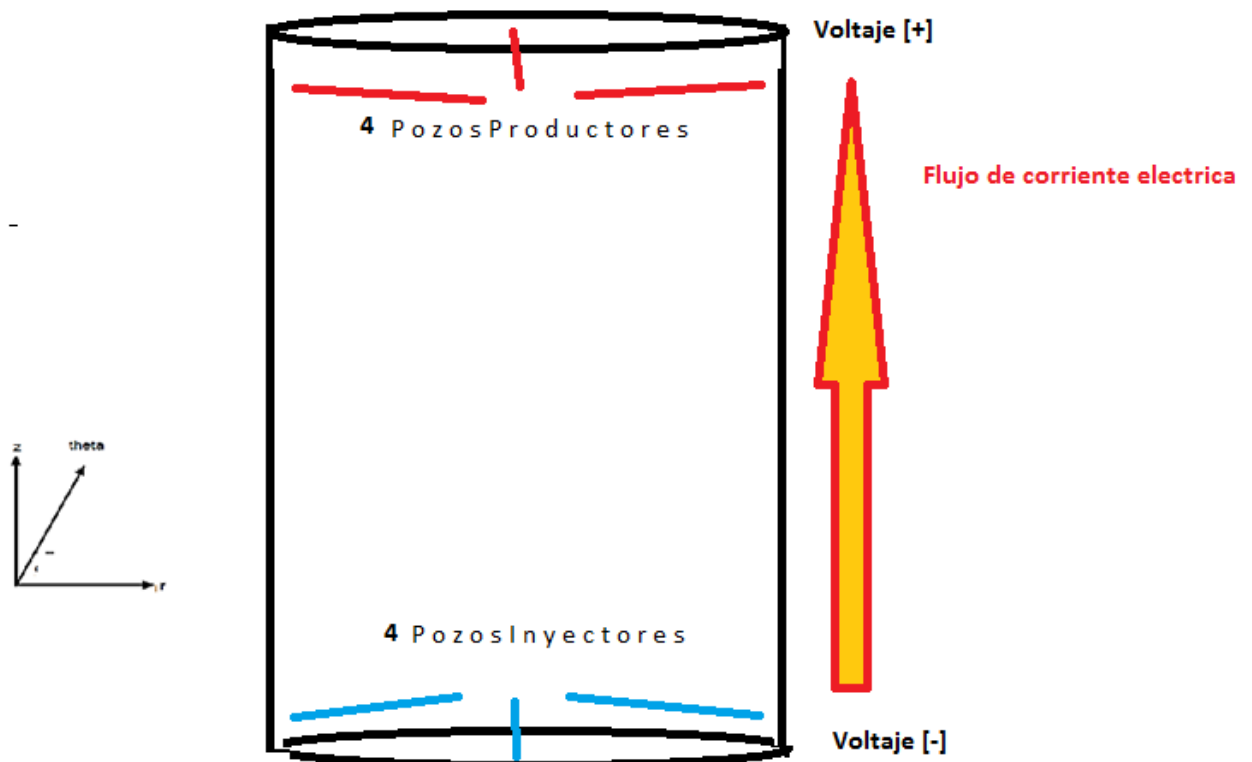


Figura 4.10 Flujo de corriente eléctrica en el modelo

IV.5.6 Habilitar el calentamiento electromagnético resistivo

Para habilitar la opción de calentamiento electromagnético resistivo en el simulador STARS, se debe especificar la palabra clave *ELECHEAT y las conductividades eléctricas de la roca, aceite, agua congénita y gas, que pueden ser constantes o en función de la temperatura o la composición del fluido. A los electrodos se les debe especificar su ubicación así como sus condiciones de funcionamiento.

Para modelar el experimento se declararon 9 electrodos a lo largo de cada pozo, es decir uno por cada celda, con voltajes negativos a los electrodos declarados en los pozos inferiores y voltajes positivos a los electrodos declarados en los pozos superiores, tomando en cuenta que por convención la corriente eléctrica fluye del polo negativo al positivo.

La diferencia de potencial, se distribuyó en 110 voltios y -110 voltios, que se estableció con base en el modelo de laboratorio.

De acuerdo a las consideraciones tomadas por el simulador, el siguiente diagrama muestra el flujo de corriente eléctrica en dirección vertical y horizontal. Tomando en cuenta que en dirección horizontal el flujo de corriente se desarrolla en paralelo y en serie en dirección vertical. Para el modelo a simular con 10 estratos (celdas en z), 10 celdas en la coordenada r, y 4 en la coordenada θ , como se muestra en la Figura 4.11.

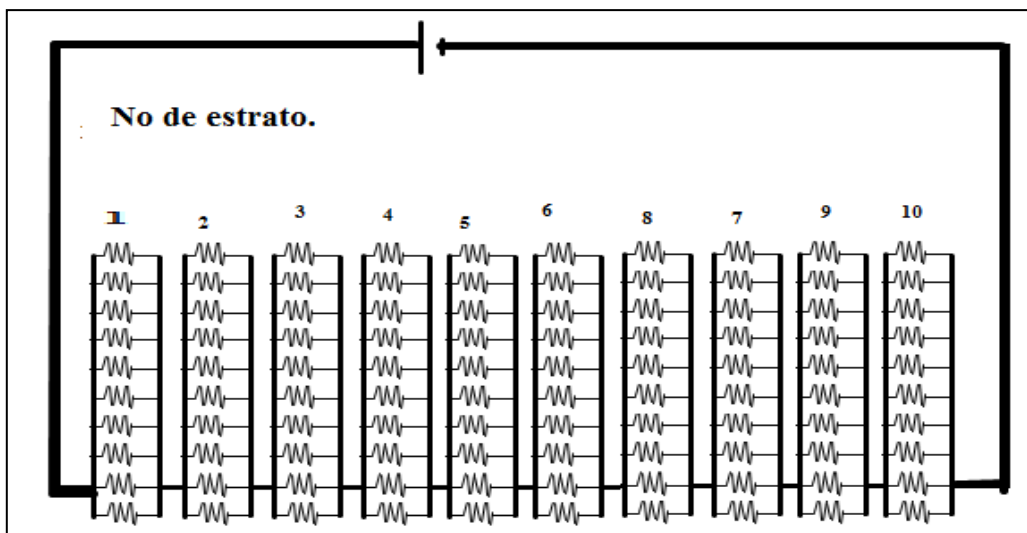


Figura 4.11 Flujo de Corriente eléctrica en el yacimiento



Capítulo V. RESULTADOS

Los resultados de la simulación del método de recuperación térmico por calentamiento electromagnético en un medio de doble porosidad a escala de laboratorio, se muestran a continuación. Se desarrollaron varios escenarios de perfiles de saturación, ya que de acuerdo a la saturación de agua del medio poroso es la capacidad de calentar el medio poroso, al incrementar la resistividad de la formación.

V.1 Escenario Modelo de Laboratorio

En el primer caso se simuló una saturación de agua inicial en la fractura del 100% y en la matriz del 45%, tal como las saturaciones en el modelo de laboratorio. Figura 5.1.

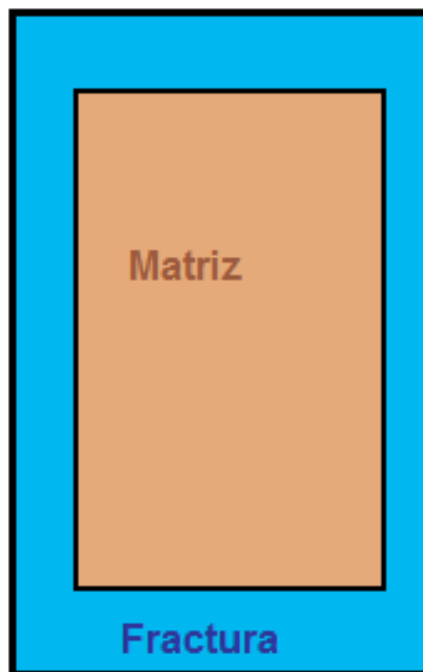


Figura 5.1 Distribución de las saturaciones, Escenario 1

Se declararon pozos de inyección de agua con gastos muy bajos con el objetivo único de evitar el sobrecalentamiento en las vecindades de los electrodos. (El código para este modelo se puede consultar en el apéndice 2).

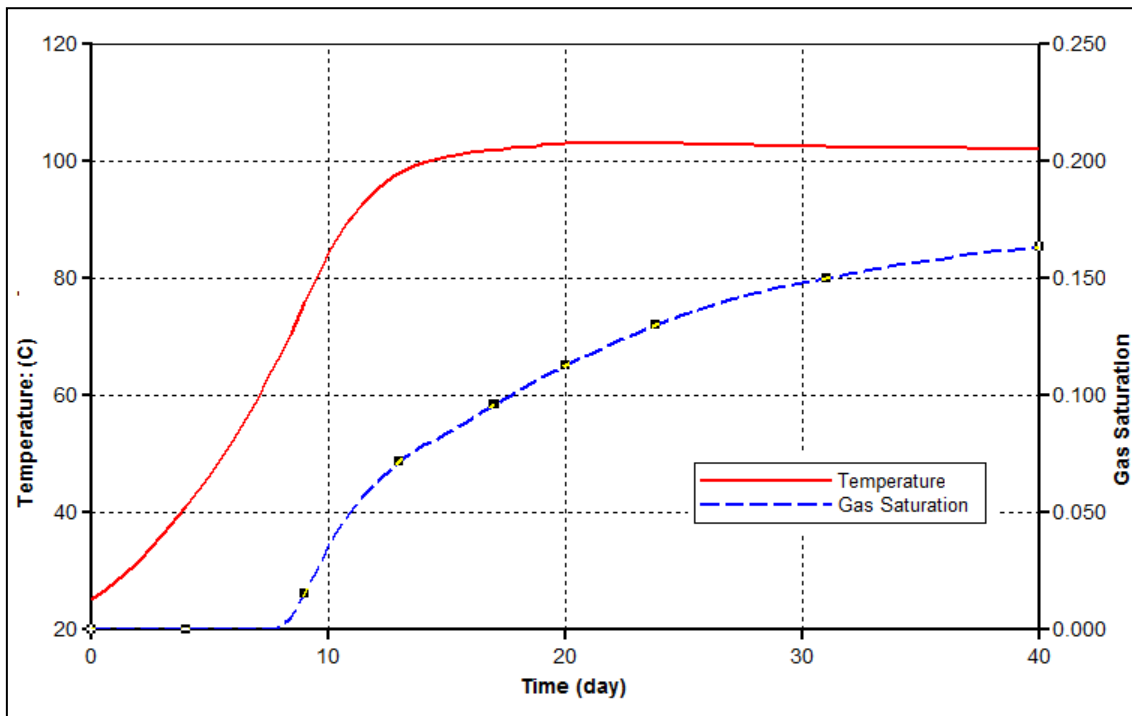


Figura 5.2 Grafica del incremento de temperatura y saturación de vapor.

El resultado mostró un incremento de temperatura lineal hasta alcanzar el punto de ebullición del agua; formando una nube de vapor que va incrementando su volumen, Figura 5.2.

La comparación de los resultados en ambas metodologías demostró, que en el método experimental se obtuvo una temperatura máxima de 65 °C mientras que en el simulador Stars superó los 100 °C. Dicha divergencia se le atribuyó a que el modelo de laboratorio no es considerado isotérmico por lo que las pérdidas de energía en forma de temperatura disminuyen la solidez de los resultados. Por otro lado, la idealización de un yacimiento fracturado completamente isotérmico igualmente carece de sentido lógico.

La recuperación de aceite también representó una divergencia, por un lado en el modelo experimental se reportó un factor de recuperación del orden del 7.82 %, mientras que el simulador no se alcanzó a producir el aceite.

En este caso, la saturación de aceite si reduce su valor de 0.60 a 0.5950 como lo indica la Figura 5.3. Sin embargo llega a ser despreciable al no superar el valor de la saturación de aceite crítica en la fractura.

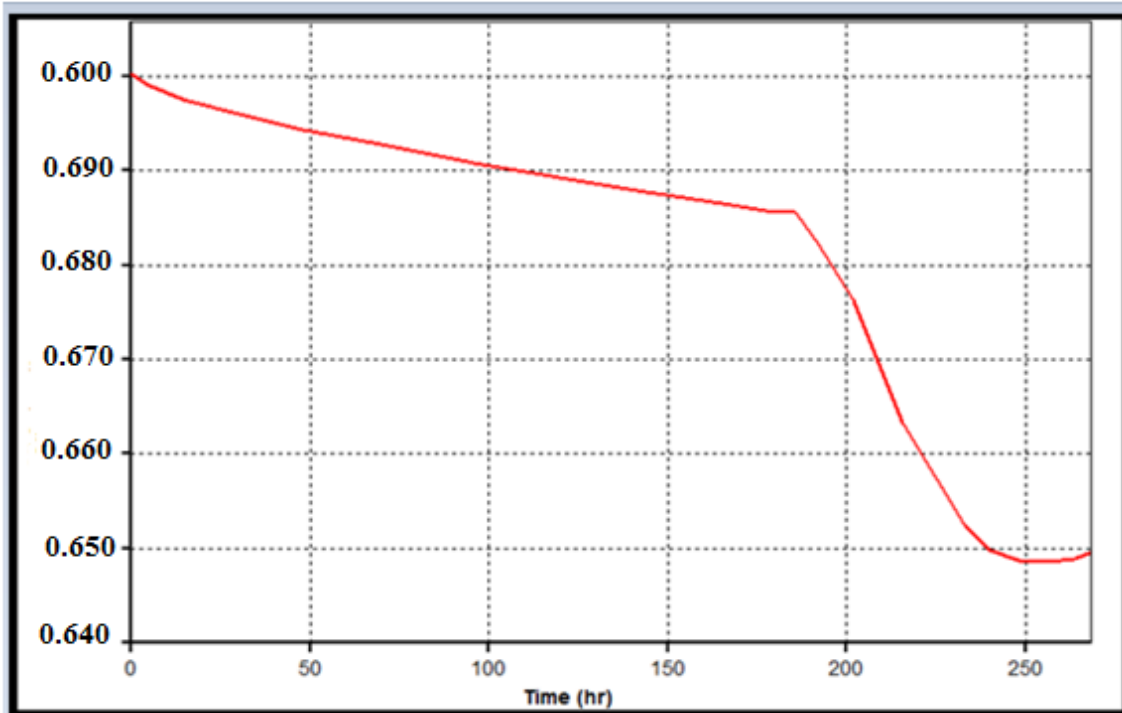


Figura 5.3 Disminución de la saturación de aceite vs el tiempo

V.2 Escenario Recuperación Secundaria por Inyección de agua

En un segundo escenario las saturaciones se designaron homogéneas de 40% agua y 60 % de aceite. Simulando una recuperación secundaria por inyección de agua de la manera tradicional, previamente descrita en el capítulo 2.

En los resultados cuantitativos, se observa que el valor de la saturación de aceite promedio es del 41% luego de 150 días, mientras que la producción acumulada de aceite es de 1.08 m^3 . Es decir el método de recuperación secundaria por inyección de agua a temperatura ambiente tendría como resultado un factor de recuperación de aproximadamente el 33%. Dicho valor se consideró tomar de referencia como dato base para comparar con el resultado del proceso de calentamiento electromagnético.

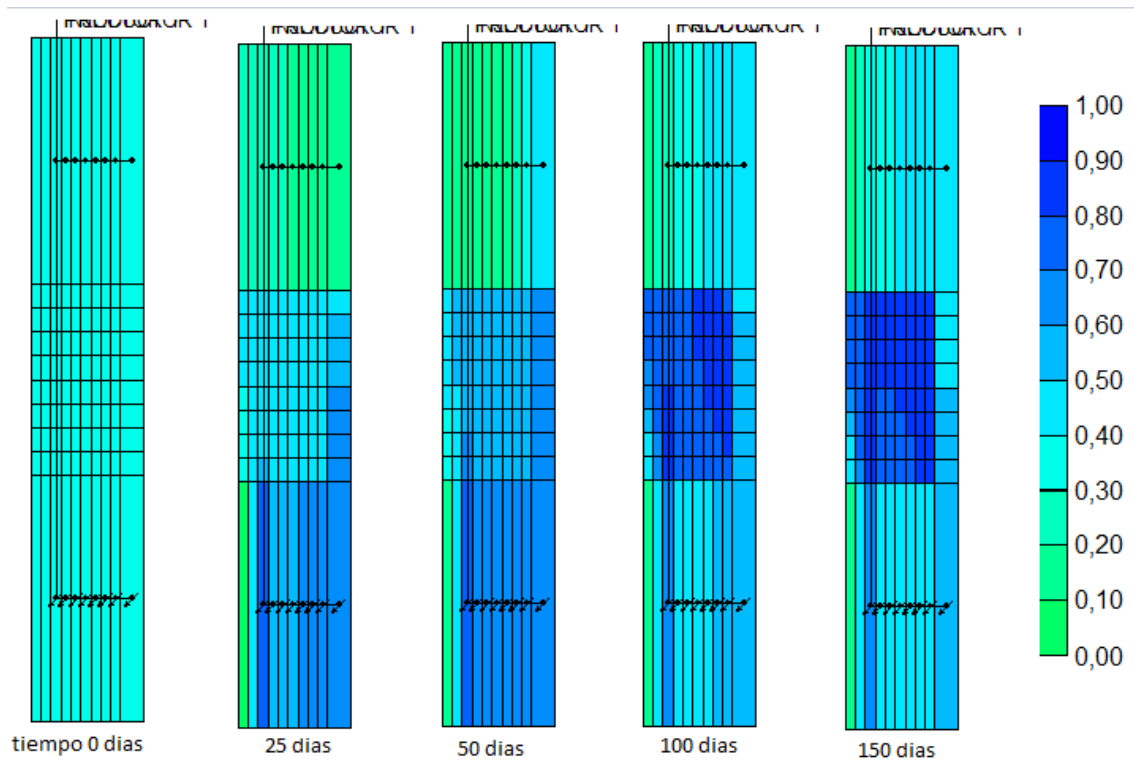


Figura 5.4 Vista de perfil del avance del frente de agua con el tiempo

La Figura 5.4 muestra el avance de la inyección de agua, cuyos resultados validan los datos de las propiedades de la malla. Ya que las condiciones iniciales (tiempo 0) existe una saturación de agua homogénea, al paso de tiempo se observa un mayor flujo de fluidos en el área de determinada hidráulicamente como una fractura (25 días). Y finalmente una saturación de agua mayor en el área determinada como el núcleo, producto de la capacidad de almacenaje que el núcleo presenta (100 - 150 días).

En esta prueba, la temperatura incrementa hasta 8°C sin alterar la viscosidad del aceite, esto como efecto del incremento de presión.

V.3 Escenario Recuperación por calentamiento electromagnético

En un tercer escenario, con saturaciones de 40% de agua y 60% de aceite, se habilitó el calentamiento electromagnético e inyección de agua continua, el gasto de inyección se determinó constante.

Se presentaron tres mecanismos de empuje; un primer empuje de aceite se asoció al incremento de presión debida a la inyección de agua. Un segundo empuje se relacionó al incremento de temperatura causado por el calentamiento electromagnético. Y finalmente cuando se superó la temperatura de 231°C se generó vapor resultando en una producción adicional. Lo cual se muestra a continuación.

Respecto a la generación de vapor, los resultados demostraron que inicialmente se generó vapor en la fractura incrementando la producción de aceite proveniente de la matriz y posteriormente se formó el vapor en la matriz; lo cual resultó favorecedor al método, Figura 5.5.

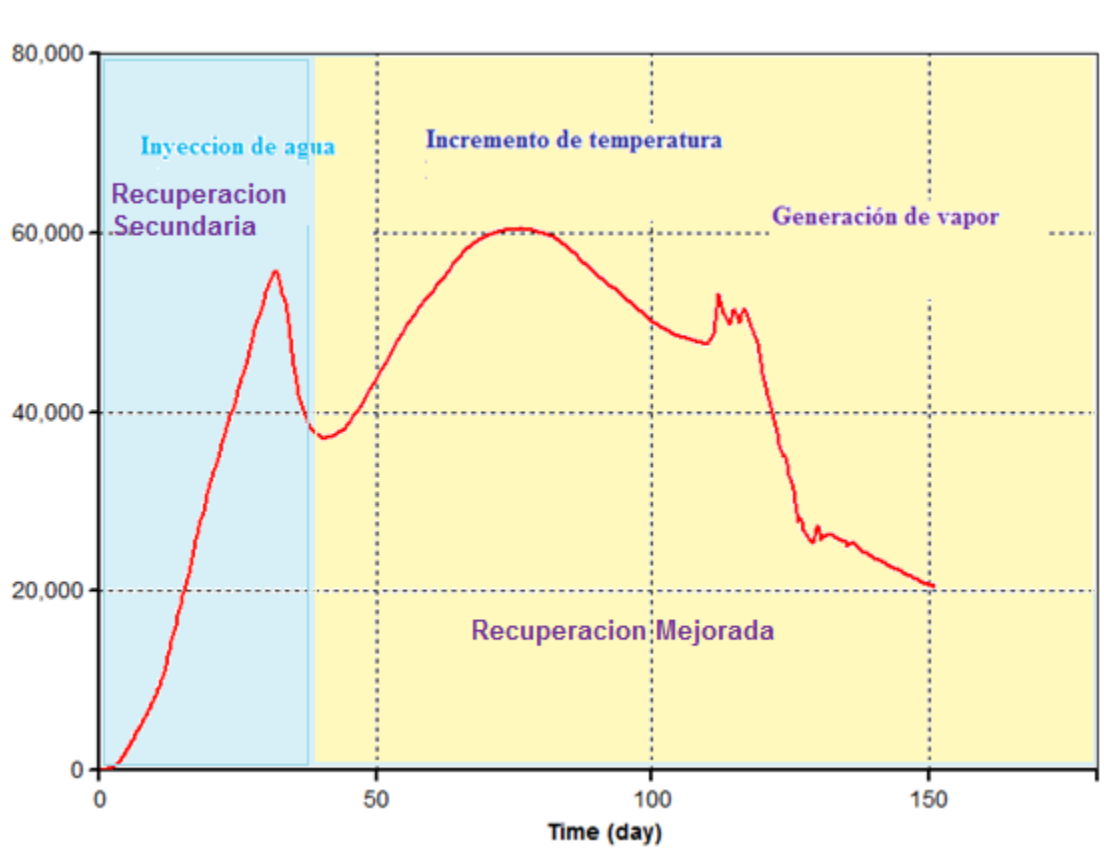


Figura 5.5 Grafica de gastos de producción de aceite contra tiempo, Escenario 3

El incremento de la producción de aceite al calentar la formación se hace evidente al aumentar de 1.08 m^3 a 6.07 m^3 el volumen de aceite recuperado.

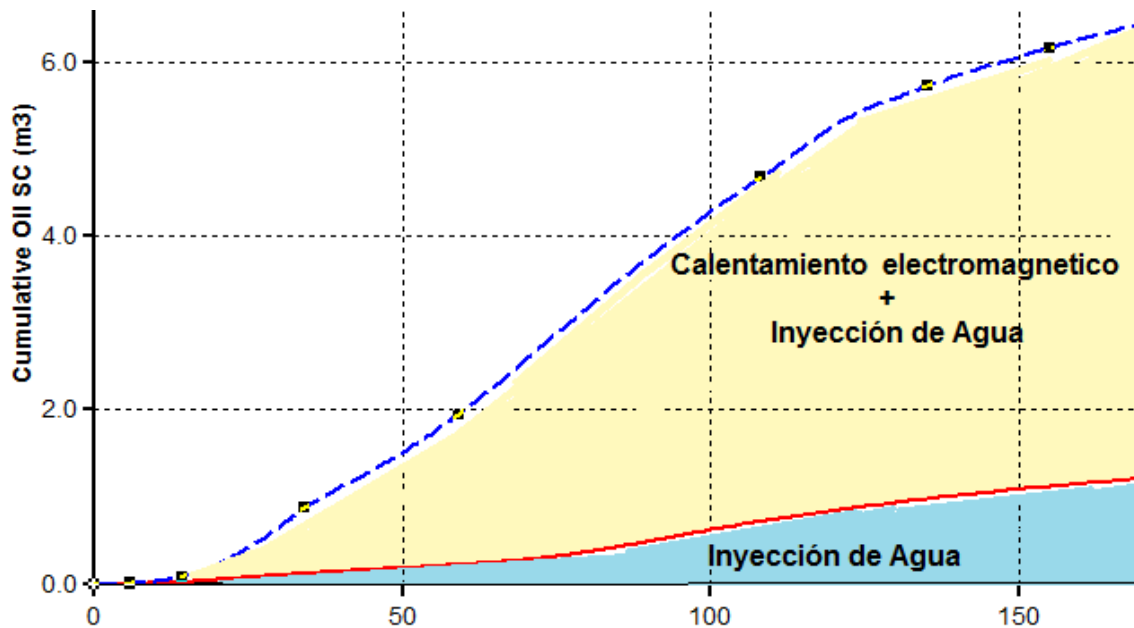


Figura 5.6 Producción Acumulada, Escenario 1 y 3

El motivo principal del aumento de producción, se debe a la reducción de la viscosidad del aceite que se presenta hasta los 90 días, ante el incremento de temperatura. Figura 5.7

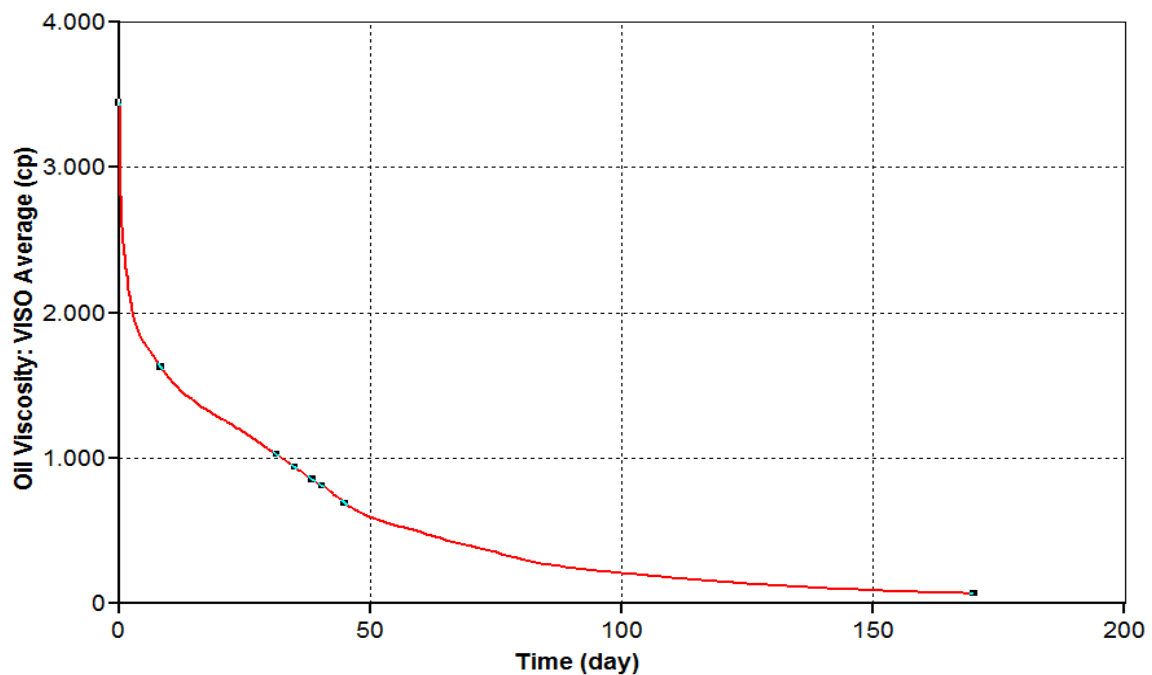


Figura 5.7 Viscosidad del Aceite contra la temperatura

V.4 Escenario de Calentamiento electromagnético con inyección a gastos variables

La combinación de los procesos de inyección de agua y calentamiento electromagnético para desarrollar este método representa la consideración a nivel microscópica de un yacimiento fracturado.

Partiendo del estudio de Hiebert [16], que afirma que a mayor saturación de agua mayor conductividad eléctrica presenta el medio. Lo que resulta en mejores condiciones en la formación para el calentamiento electromagnético; se simuló una inyección de agua como método de recuperación secundaria con el objetivo de saturar la fractura de agua, para posteriormente habilitar el calentamiento electromagnético. Como se muestra en la Figura 5.8.

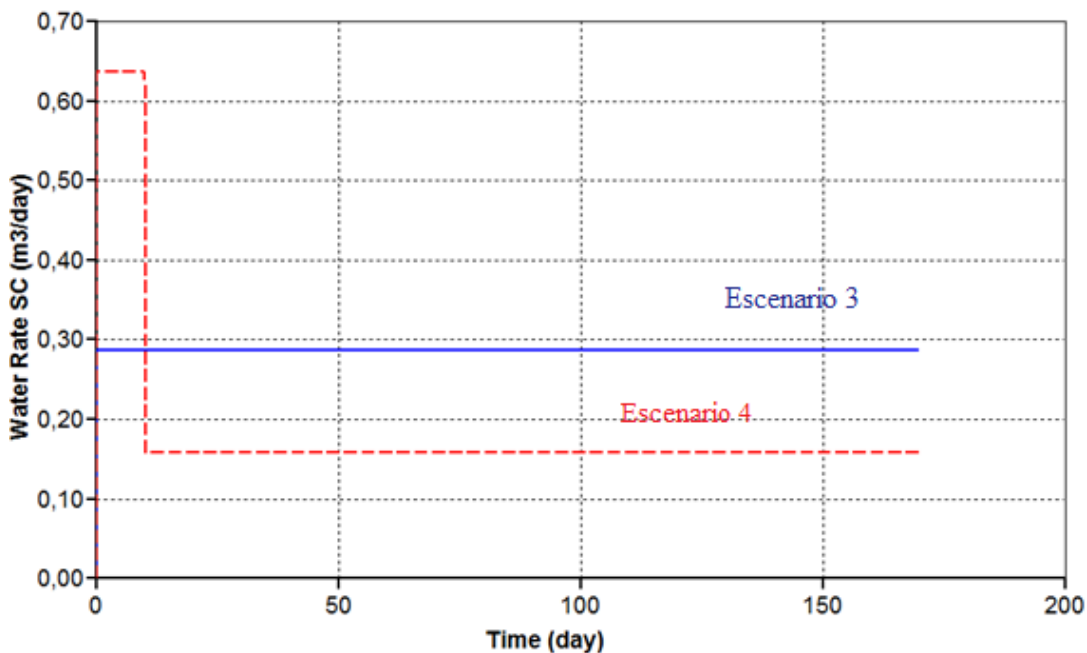


Figura 5.8 Gastos de inyección programados para el Escenario 3 y 4

Al incrementar la temperatura en la fractura y en la matriz el aceite reduce su viscosidad, logrando incrementar la movilidad del aceite.

Ante dicha teoría, el último escenario se desarrolló con gastos de inyección altos como etapa de recuperación secundaria para posteriormente inyectar a gastos bajos agua para evitar el sobrecalentamiento de los electrodos.

La figura 5.7 muestra los gastos de inyección del Escenario 3 y 4. El resultado fue una mayor producción de aceite que en el escenario anterior, el incremento fue de los 6.4 m³ a 8.5 m³ de aceite producido. Y en términos de saturación de aceite hubo una mejora de 0.34 a 0.24%. Figura 5.9.

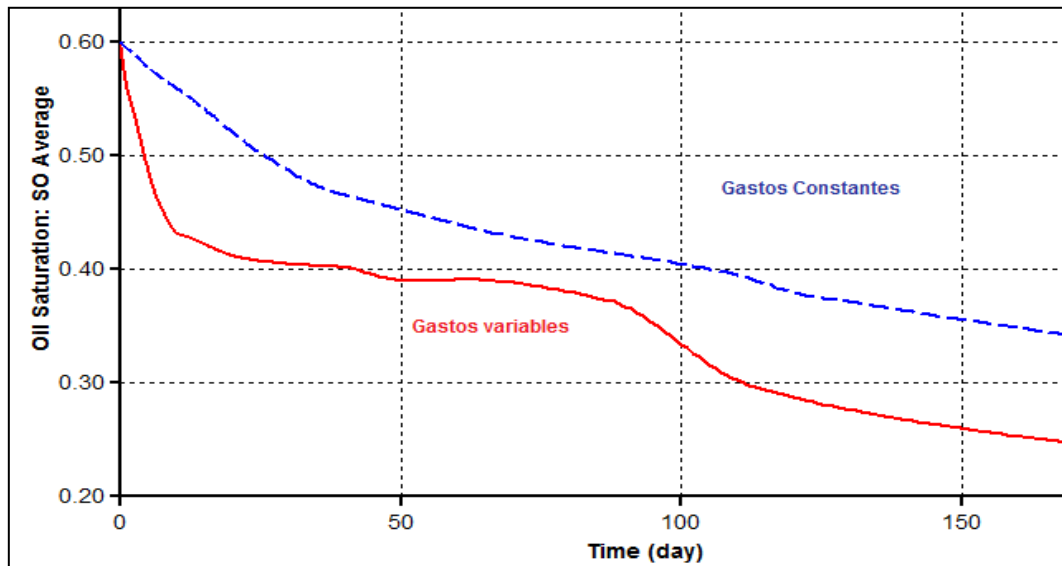


Figura 5.9 Gastos de producción Escenario 3 y 4

La grafica de temperatura comprueba la teoría descrita anteriormente.

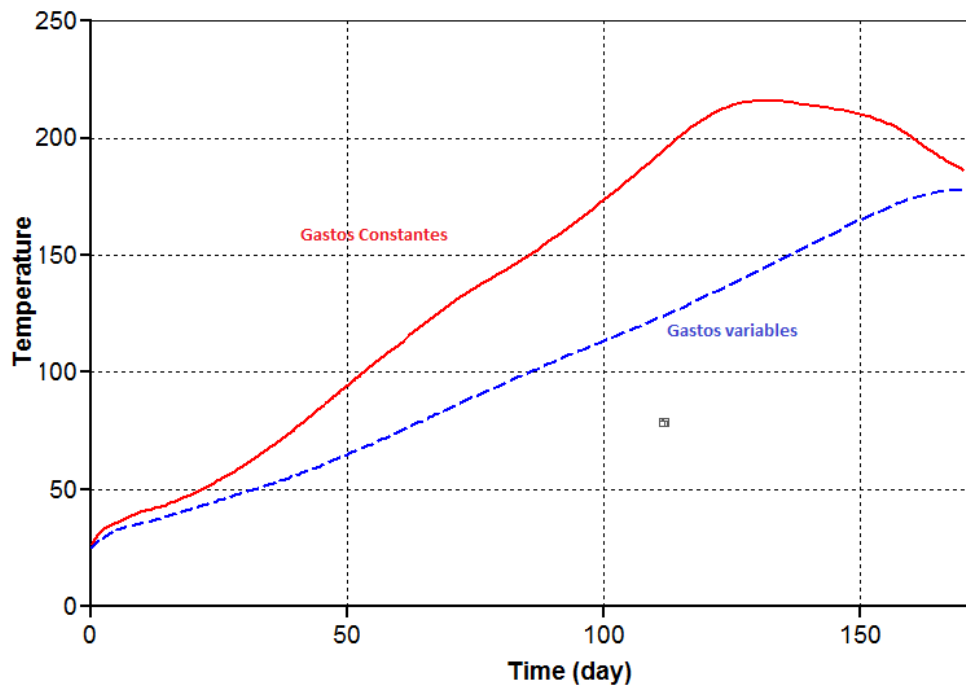


Figura 5.10 Perfil de temperatura para ambas pruebas.

La tabla siguiente resume los resultados obtenidos durante el desarrollo de este trabajo de tesis.

Tabla 5.1 Tabla de resultados

Nombre	Especificaciones	Resultados
Escenario 1 Modelo de laboratorio	La fractura saturada al 100% de agua y la matriz de 45 % agua.	Aunque si redujo la saturación de aceite en la matriz, no hubo producción de aceite.
Escenario 2 Recuperación Secundaria por Inyección de agua	Saturaciones homogéneas de 40% agua y 60 % de aceite. Inyección de agua continúa a 25 °C.	La producción acumulada de aceite se incrementó hasta 1.21 m ³ .
Escenario 3 Recuperación por calentamiento electromagnético	Saturaciones homogéneas de 40% agua y 60 % de aceite. Inyección de agua continúa a 25 °C y calentamiento electromagnético.	La producción acumulada de aceite se incrementó hasta 4.61 m ³ . Incremento más del 300% comparado con el escenario 2.
Escenario 4 Calentamiento electromagnético con inyección a gastos variables	Saturaciones homogéneas de 40% agua y 60 % de aceite. Inyección de agua a gastos variables a 25 °C y calentamiento electromagnético.	La producción acumulada de aceite se incrementó hasta 5.90 m ³ . Incremento más del 400% comparado con el escenario 2.



Conclusiones y Recomendaciones

La simulación matemática de yacimientos tiene como objetivo optimizar las condiciones de producción para maximizar y aumentar la recuperación de hidrocarburos. Dichos objetivos se vieron cumplidos durante la realización de este trabajo de tesis al evaluar de manera detallada los mejores escenarios para desarrollar un proceso de calentamiento electromagnético en un medio de doble porosidad.

Al representar en el simulador Stars el proceso de calentamiento electromagnético en un medio de doble porosidad a escala de laboratorio, se demostró que el método es considerado exitoso. Al incrementar la producción de aceite hasta un 300 % con respecto a una prueba con recuperación secundaria.

Se han realizado pruebas pilotos como método de mejoramiento para un proceso de inyección de vapor en yacimientos de areniscas, el proceso involucró el calentamiento electromagnético como método inicial realizando un precalentamiento, para posteriormente inyectar un vapor y establecer la comunicación entre el pozo inyector y el productor.

En este trabajo se comprobó que en un modelo de doble porosidad, el método térmico se comporta diferente. En este caso es necesario, en primera instancia, tener una saturación de agua en la matriz, capaz de conducir la corriente eléctrica a la matriz y a su vez mejorar el aceite in situ.

Por otro lado al incrementar la saturación de agua en la fractura se logra un barrido del aceite producido de la matriz, a la misma vez que establecer la conexión entre el pozo inyector y productor.

Con lo anterior, se concluye que el método de calentamiento electromagnético es recomendable para yacimientos de aceite extra pesado sin presencia de gas para no perder la continuidad eléctrica del agua. Así como, que sean mojados por agua.



Referencias

- 1.- Comisión Nacional de Hidrocarburos, El futuro de la Producción de Aceite en México Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR, 2012
 - 2.- Agencia Internacional de Energía , World Energy Outlook 2010 OECD/IEA, Paris.
 - 3.- Lijó, José Alberto. y Sotomayor, Juan Carlos., Los petróleos Pesados en Argentina: Un encuentro entre las altas densidades, viscosidades y las macromoléculas, G.PA Estudios y Servicios Petroleros S.R.L Argentina. Julio 2010.
 - 4.- Abdallah, Waell y Buckley, Jill. Los fundamentos de la mojabilidad, Oilfield Review, Otoño del 2007
 - 5.- Schlumberger, Yacimientos Carbonatados: Enfrentando sus desafíos singulares para maximizar la recuperación. 2008
 - 6.- Salas, Alfredo Saucedo, Tesis: Estudio Experimental de Recuperación Mejorada por Efecto Joule en un Yacimiento Fracturado, Dr Erick Emanuel Luna Rojero, 2012.
 - 7.- A. Sahni, M. Kumar and R.B. Knapp, Electromagnetic Heating Methods for Heavy Oil Reservoir. SPE 62550 , Long Beach, CA. Mayo 2000
 - 8.- R.J. Davison, Electromagnetic Stimulation of Lloydminster Heavy Oil Reservoir: Field Test Results, publicado en The Journal of Canadian Petroleum Technology, Volumen 34, No.4 Abril 1995.
 - 9.- Saleh A. Amba. y Chilingar, George V., Application of Electrical current for increasing flow rate of oil and wáter in porous media. SPE 542 University of Southern California.
 - 10.- J. C. Tood y E.P. Howell , Numerical simulation of in situ electrical heating to increase oil mobility , publicado en Technology abril-junio 1978, Compañía Atlantic Richfield en Dallas, Texas.
 - 11.- Pizarro J.O.S ,SPE, Petrobras y O.V. Trevisan, Electrical Heating of Oil Reservoirs: Numerical Simulation and Field Test Results , publicado en JPT octubre de 1990.
 - 12.- B.C.W.Mcgee y F.E. Vermeulen, Field Test of Electrical Heating with Horizontal and Vertical Wells., publicada en Journal of Canadian Petroleum Technology, Volumen 38 No. 3 Marzo 1999.
 - 13.- Computer Modelling Group Ltd. Guia para el usuario STARS, simulador de procesos avanzados y aplicaciones para yacimientos, Version 2011.
-

14.-Sánchez Flores ,Laura Beatriz Estudio Regional de Fracturamiento en Carbonatos del Kimmeridgiano de la Región Marina, Congreso Mexicano del Petróleo 2012.

15.-Herrera Morín, Juan Loyola et. al. Factibilidad de Inyección de Vapor en los Carbonatos Arcillosos Naturalmente Fracturados del Sector EPC, Congreso Mexicano del Petróleo 2012.

16.-Hiebert, Allan David. Tesis Numerical Simulation of the Electric pre-heat and steam drive bitumen recovery process for the athabasca oil sands. Universidad de Alberta. Canada

17.-Salager, Jean Louis. Recuperación Mejorada del Petróleo. Cuaderno FIRP S357-C

18.-Garaicochea P. Francisco. Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos. Facultad de Ingeniería. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra. UNAM.

19.-Buttler M. Roger Thermal Recovery of Oil & Bitumen. Departament of Chemical. Capiulo. 4, 5, 6 y 9.

20.-Paris de Ferrer, Magdalena. Inyeccion de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Segunda Edición. Maracaibo, Venezuela.

21.- Nelson, Ronal A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs , Segunda Edición, 2001.

22.- PEMEX, Producción de hidrocarburos líquidos por tipo. Indicadores Petroleros.

23.- Barenblatt G.I. Zheltov, Basic Concepts in the Theory of Seepage of Homogeneous Liquids in Fissured Rocks, PMM vol. 14 Año 1960.

24.- Warren E. J. and Root P. J. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. Pittsburgh. P.A. SPE 426

25.-Mesa Ledesma, Francisco. Fundamentos Físicos de la Informática. Universidad de Sevilla 2002. E.T.S. DE Ingeniería Informática

26.-PEMEX, Reservas de Hidrocarburos al 1 de Enero del 2013.

27.- Fred Vermeulen , Bruce McGee , Electromagnetic Heating for Hydrocarbon Recovery and Environmental Remediation , Journal of Canadian Petroleum Technology, Agosto 2010 Volumen 29 No. 8

28.- Jon Kleppe ,Introduction to Fractured Reservoir Simulation, Norwegian University of Science and Technology. Reservoir Simulation 2013

APÉNDICE 1 CÁLCULO DE LA DENSIDAD CON LA ECUACION DE ESTADO

Supongamos una prueba de laboratorio realizada a una muestra con la siguiente composición:

Tabla A.1 Tabla de componentes de una mezcla tipo.

Componente	Composición (fracción mol)	M (lbm/lbm-mol)	M_j (lbm/lbm-mol)	T_{cj} (°R)	P_{cj} (lb/pg ² abs)	$y_j T_{cj}$ (°R)	$y_j P_{cj}$ (lb/pg ² abs)
Metano, C_1H_4	0.75	16.040	12.030	343.50	673.00	257.63	504.75
Etano, C_2H_6	0.07	30.070	2.105	550.10	708.00	38.51	49.56
Propano, C_3H_8	0.05	44.100	2.205	666.20	617.00	33.31	30.85
n-Butano, nC_4H_{10}	0.04	58.120	2.325	765.60	551.00	30.62	22.04
n-Pentano, nC_5H_{12}	0.04	72.150	2.886	847.00	485.00	33.88	19.40
Hexano, C_6H_{14}	0.03	86.180	2.585	914.60	434.00	27.44	13.02
Heptano, C_7H_{16}	0.02	100.204	2.004	972.80	397.00	19.46	7.94
Total	1.00		$M_a = 26.14$			$T_{pc} = 440.84$	$P_{pc} = 647.56$

Normalmente la composición de un fluido hidrocarburo, se proporciona con todos los componentes más pesados que el hexano a través del agrupamiento de varios componentes en un solo componente denominado heptano plus o pseudocomponentes.

El procedimiento es el siguiente:

1.- Se calculan las propiedades pseudorreducidas, con la siguiente ecuación, a partir de la temperatura crítica y la presión crítica de la mezcla.

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} = \frac{(560) \text{ } ^\circ\text{R}}{440.84 = R}$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} = \frac{1000 \text{ lb/pg}^2}{647.56 \text{ lb/pg}^2}$$

2.- Apartir del grafico desarrollado por Standing y Katz, incluido en la figura A1, o con la correlación de Standing para el cálculo de la compresibilidad el cual es un proceso iterativo, se obtiene el factor de compresibilidad, $z = 0.725$

3.- Finalmente la densidad de la mezcla, con la ecuación de estado teniendo como dato los valores de presión, peso molecular de la mezcla, factor de compresibilidad Constante universal de los gases (incluidos en la tabla A1) así como la temperatura.

$$\rho = \frac{1}{v} = \frac{PM}{zRT} = \frac{(1000 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs}) \left(\frac{26.14 \text{ lb}}{\text{lb} - \text{mol}} \right)}{(0.725) \left(\frac{10.732 \text{ lb}}{\text{pg}^2 \text{ abs} - \text{ft}^3} \right) (560 \text{ }^\circ\text{R})}$$

Nota. En estos cálculos es importante tener especial cuidado en las unidades empleadas.

Tabla A.2 El valor de la constante R en distintas unidades

$$0.08205746 \left[\frac{\text{atm} \cdot \text{L}}{\text{mol} \cdot \text{K}} \right]$$

$$62.36367 \left[\frac{\text{mmHg} \cdot \text{L}}{\text{mol} \cdot \text{K}} \right]$$

$$1.987207 \left[\frac{\text{cal}}{\text{mol} \cdot \text{K}} \right]$$

$$8.314472 \left[\frac{\text{J}}{\text{mol} \cdot \text{K}} \right]$$

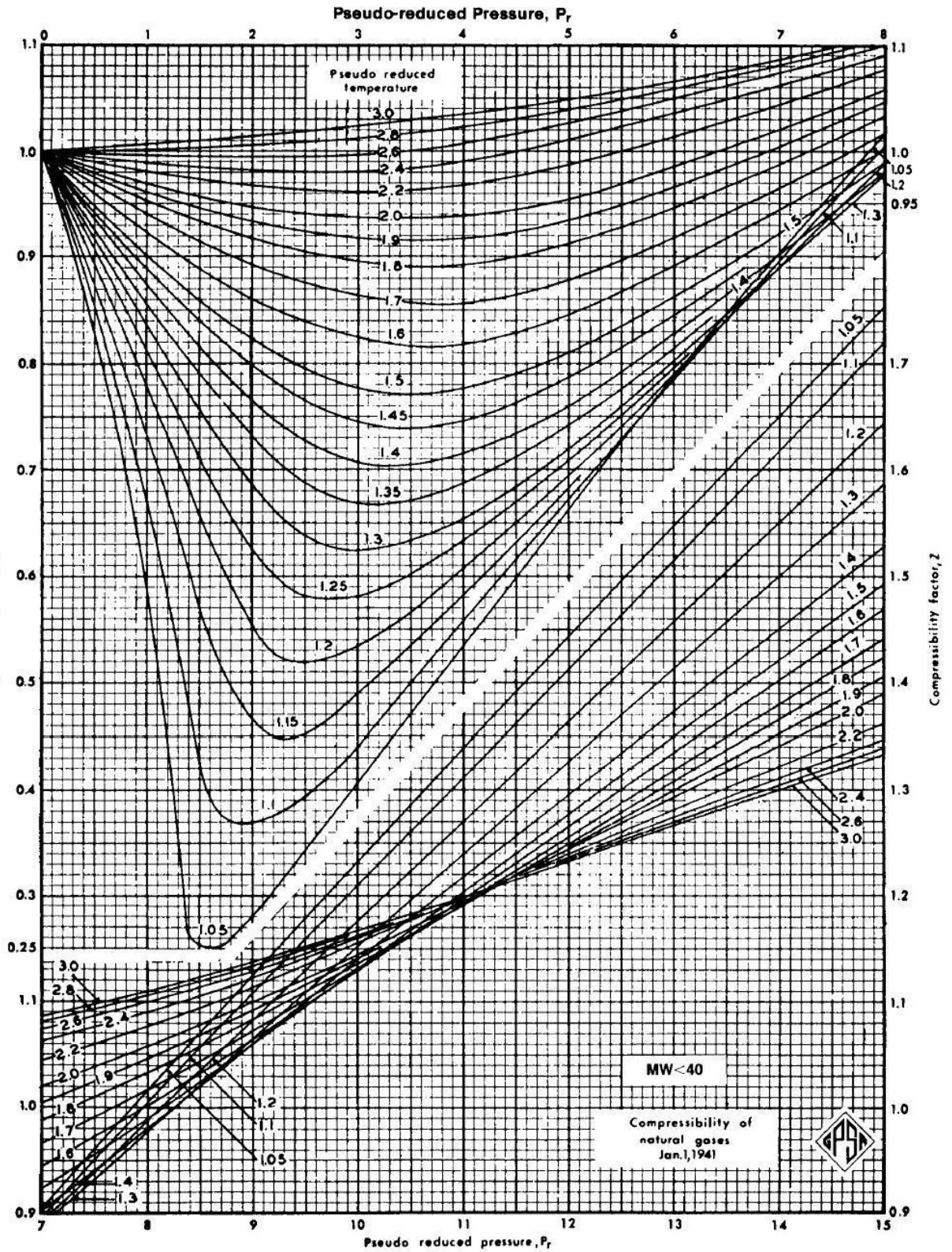


Figura A1. Grafico Standing y Katz para la determinación del factor de compresibilidad, a partir de las condiciones pseudorreducidas de la mezcla

APÉNDICE 2 CODIGO TXT PARA LA SIMULACION DE CALENTAMIENTO ELECTROMAGNETICO A ESCALA DE LABORATORIO EN UN MEDIO DE DOBLE POROSIDAD

** 2013-03-13, 22:16:26, Liliana

RESULTS SIMULATOR STARS 200900

*interrupt *stop

*TITLE1 'SIMULACION EN LABORATORIO DE CEM'

*TITLE2 'DE UN PROCESO DE CALENTAMIENTO EM EN UN SISTEMA DE DOBLE POROSIDAD '

*INUNIT *FIELD *EXCEPT 4 1

*EXCEPT 1 0

*OUTUNIT *LAB *EXCEPT 1 0

*OUTPRN *GRID PRES SW SO SG TEMP Y X W SOLCONC OBHLOSS VISO VISG

OUTPRN GRID ELCONDUCT ELPOTENT ELPOWER ELPOWERDEN ELCUMENRGY

*OUTPRN *WELL *ALL

*WRST 200

*WPRN *GRID 200

*WPRN *ITER 200

WRST 1

OUTSRF SPECIAL BLOCKVAR PRES 2,3,1

BLOCKVAR SO 2,1,1

BLOCKVAR SO 2,1,10

BLOCKVAR SG 2,1,1

BLOCKVAR SG 2,1,10

BLOCKVAR SW 2,1,1

BLOCKVAR SW 2,1,10

BLOCKVAR TEMP 2,1,1

BLOCKVAR TEMP 2,1,10

BLOCKVAR PRES 2,1,1

BLOCKVAR PRES 2,1,10

BLOCKVAR SO 5,2,1

BLOCKVAR SO 5,2,10

BLOCKVAR SG 5,2,1

BLOCKVAR SG 5,2,10

BLOCKVAR SW 5,2,1

BLOCKVAR SW 5,2,10

BLOCKVAR TEMP 5,2,1

BLOCKVAR TEMP 5,2,10

BLOCKVAR PRES 5,2,1

BLOCKVAR PRES 5,2,10

ELHEAT RATE

ELHEAT CUM

EBNDSTAT 1 POTENTIAL

EBNDSTAT 2 POTENTIAL

EBNDSTAT 1 CURRENT

EBNDSTAT 2 CURRENT

EBNDSTAT 1 CUMCURRENT

EBNDSTAT 2 CUMCURRENT

EBNDRESIS 1 2

EPOTGRADB 1,1,10 1,2,10

EPOTGRADB 1,1,6 1,1,7

OUTSRF GRID PRES SG SO TEMP

OUTSRF GRID ELCONDUCT ELCUMENRGY ELCUR ELCURDEN ELPOTENT ELPOWER ELPOWERDEN

OUTPRN ITER NEWTON

WPRN ITER 1

** ===== GRID AND RESERVOIR DEFINITION =====

*GRID *RADIAL 10 4 10
*KDIR *DOWN
*DUALPOR

*DI *IVAR 9*0.423 0.99
*DJ *CON 90
*DK *KVAR 10.51 8*1.022 10.51

*NULL MATRIX CON 1
*NULL FRACTURE CON 1

*DIFRAC CON 1.86
*DJFRAC CON 1.86
*DKFRAC CON 1.86

*POR *MATRIX *IJK
1:10 1:4 1:1 0.02
1:9 1:4 2:9 0.30
10:10 1:4 2:9 0.02
1:10 1:4 10:10 0.02

*POR *FRACTURE *IJK
1:10 1:4 1:1 0.40
1:9 1:4 2:9 0.02
10:10 1:4 2:9 0.40
1:10 1:4 10:10 0.40

*PERMI *MATRIX *IJK
1:10 1:4 1:1 0.50
1:9 1:4 2:9 0.5
10:10 1:4 2:9 0.50
1:10 1:4 10:10 0.50

*PERMJ *MATRIX *IJK
1:10 1:4 1:1 0.50
1:9 1:4 2:9 0.5
10:10 1:4 2:9 0.50
1:10 1:4 10:10 0.50

*PERMK *MATRIX *IJK
1:10 1:4 1:1 0.50
1:9 1:4 2:9 0.5
10:10 1:4 2:9 0.50
1:10 1:4 10:10 0.50

*PERMI *FRACTURE *IJK
1:10 1:4 1:1 50
1:9 1:4 2:9 10
10:10 1:4 2:9 50
1:10 1:4 10:10 50

*PERMJ *FRACTURE *IJK
1:10 1:4 1:1 50
1:9 1:4 2:9 10
10:10 1:4 2:9 50
1:10 1:4 10:10 50

*PERMK *FRACTURE *IJK
1:10 1:4 1:1 50
1:9 1:4 2:9 10
10:10 1:4 2:9 50
1:10 1:4 10:10 50
*END-GRID

*CPOR 5E-4
*PRPOR 75
*ROCKCP 35
*THCONR 44
*THCONW 8.6
*THCONO 1.8
*THCONG 0.3
**HLOSSPROP OVERBUR 35 24 UNDERBUR 35 24

** ELECTRICAL HEATING

** -----

*ELECHEAT

*ELCONTAB *WATERI *WATERK *ROCKI *ROCKK

75 0.83 0.83 0.1 0.1

150 1.6 1.6 0.2 0.2

250 2.4 2.4 0.3 0.3

** ===== FLUID DEFINITIONS =====

*MODEL 2 2 2 ** COMPONENTS ARE WATER AND DEAD OIL. MOST WATER

** PROPERTIES ARE DEFAULTED (=0). DEAD OIL K VALUES

** ARE ZERO, AND NO GAS PROPERTIES ARE NEEDED.

*COMPNAME 'WATER' 'OIL'

** -----

*CMM 18.02 600

*PCRIT 3206.2 0

*TCRIT 705.4 0

*CPL1 0 300

*MOLDEN 0 0.10113

*CP 0 5.E-6

*CT1 0 3.8E-4

*VISCTABLE

** TEMP

45 0 5780

75 0 5780

100 0 1380

150 0 187

200 0 47

250 0 17.4

300 0 8.5

350 0 5.2

500 0 2.5

600 0 2.0

700 0 2.0

800 0 2.0

900 0 2.0

1000 0 2.0

*PRSR 14.7

*TEMR 68

*PSURF 14.7

*TSURF 68

** ===== ROCK-FLUID PROPERTIES =====

*ROCKFLUID

RPT 1

*SWT ** WATER-OIL RELATIVE PERMEABILITIES

** SW KRW KROW

** -----

0.45 0.0 0.4

0.47 0.000056 0.361

0.50 0.000552 0.30625

0.55 0.00312 0.225

0.60 0.00861 0.15625

0.65 0.01768 0.1

0.70 0.03088 0.05625

0.75 0.04871 0.025

0.77 0.05724 0.016

0.80 0.07162 0.00625

0.82 0.08229 0.00225

0.85 0.1 0.0

*SLT ** LIQUID-GAS RELATIVE PERMEABILITIES

** SL	KRG	KROG
** ---	-----	-----
0.45	0.2	0.0
0.55	0.14202	0.0
0.57	0.13123	0.00079
0.60	0.11560	0.00494
0.62	0.10555	0.00968
0.65	0.09106	0.01975
0.67	0.08181	0.02844
0.70	0.06856	0.04444
0.72	0.06017	0.05709
0.75	0.04829	0.07901
0.77	0.04087	0.09560
0.80	0.03054	0.12346
0.83	0.02127	0.15486
0.85	0.01574	0.17778
0.87	0.01080	0.20227
0.90	0.00467	0.24198
0.92	0.00165	0.27042
0.94	0.0	0.30044
1.	0.0	0.4

** ===== INITIAL CONDITIONS =====

*INITIAL
VERTICAL OFF

INITREGION 1

*PRES *MATRIX *CON 30
*PRES *FRACTURE *CON 20
*SW *MATRIX *CON 0.00 ** SO BY DIFFERENCE, SINCE SG = 0
*SW *FRACTURE *CON 1.0

*TEMP *MATRIX *CON 77
*TEMP *FRACTURE *CON 77

** ===== NUMERICAL CONTROL =====

*NUMERICAL ** ALL THESE CAN BE DEFAULTED. THE DEFINITIONS
** HERE MATCH THE PREVIOUS DATA.

*SDEGREE GAUSS
*DTMAX 90

*NORM PRESS 200 SATUR 0.2 TEMP 65 Y 0.2 X 0.2

*RUN

** ===== RECURRENT DATA =====

date 2013 9 25.5

*DTWELL 0.2

**

** *WELL 1 'PRODUCTOR 1'

**\$

WELL 'PRODUCTOR 1'

*PRODUCER 'PRODUCTOR 1'

*OPERATE *BHP 30

GEOMETRY K 0.3 0.5 1. 0.

PERF WI 'PRODUCTOR 1'

**\$ UBA wi Status Connection

- 3 1 1 2.24 OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
- 4 1 1 2.24 OPEN FLOW-TO 1
- 5 1 1 2.24 OPEN FLOW-TO 2
- 6 1 1 2.24 OPEN FLOW-TO 3
- 7 1 1 2.24 OPEN FLOW-TO 4
- 8 1 1 2.24 OPEN FLOW-TO 5
- 9 1 1 2.24 OPEN FLOW-TO 6
- 10 1 1 2.24 OPEN FLOW-TO 7

** *WELL 2 'PRODUCTOR 2'

**\$

WELL 'PRODUCTOR 2'

*PRODUCER 'PRODUCTOR 2'

*OPERATE *BHP 30

GEOMETRY K 0.3 0.5 1. 0

PERF WI 'PRODUCTOR 2'

**\$ UBA wi Status Connection

3 2 1 2.24 OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER

4 2 1 2.24 OPEN FLOW-TO 1

5 2 1 2.24 OPEN FLOW-TO 2

6 2 1 2.24 OPEN FLOW-TO 3

7 2 1 2.24 OPEN FLOW-TO 4

8 2 1 2.24 OPEN FLOW-TO 5

9 2 1 2.24 OPEN FLOW-TO 6

10 2 1 2.24 OPEN FLOW-TO 7

**

** *WELL 3 'PRODUCTOR 3'

**\$

WELL 'PRODUCTOR 3'

PRODUCER 'PRODUCTOR 3'

*OPERATE *BHP 30

*GEOMETRY K 0.3 0.5 1. 0

PERF WI 'PRODUCTOR 3'

**\$ UBA wi Status Connection

3 3 1 2.24 OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER

4 3 1 2.24 OPEN FLOW-TO 1

5 3 1 2.24 OPEN FLOW-TO 2

6 3 1 2.24 OPEN FLOW-TO 3

7 3 1 2.24 OPEN FLOW-TO 4

8 3 1 2.24 OPEN FLOW-TO 5

9 3 1 2.24 OPEN FLOW-TO 6

10 3 1 2.24 OPEN FLOW-TO 7

**

** *WELL 4 'PRODUCTOR 4'

**\$

WELL 'PRODUCTOR 4'

PRODUCER 'PRODUCTOR 4'

*OPERATE *BHP 30

*GEOMETRY K 0.3 0.5 1. 0

PERF WI 'PRODUCTOR 4'

**\$ UBA wi Status Connection

3 4 1 2.24 OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER

4 4 1 2.24 OPEN FLOW-TO 1

5 4 1 2.24 OPEN FLOW-TO 2

6 4 1 2.24 OPEN FLOW-TO 3

7 4 1 2.24 OPEN FLOW-TO 4

8 4 1 2.24 OPEN FLOW-TO 5

9 4 1 2.24 OPEN FLOW-TO 6

10 4 1 2.24 OPEN FLOW-TO 7

**

** *WELL 5 'INJECTOR 1'

**\$

WELL 'INJECTOR 1'

INJECTOR 'INJECTOR 1'

TINJW 77

INCOMP WATER 1 0

*OPERATE MAX STW 1E-2

GEOMETRY K 0.3 0.5 1. 0

PERF WI 'INJECTOR 1'

**\$ UBA wi Status Connection

3 1 10 2.24 OPEN FLOW-FROM 'SURFACE' REFLAYER

4 1 10 2.24 OPEN FLOW-FROM 1

5 1 10 2.24 OPEN FLOW-FROM 2

6 1 10 2.24 OPEN FLOW-FROM 3

7 1 10 2.24 OPEN FLOW-FROM 4

8 1 10 2.24 OPEN FLOW-FROM 5

9 1 10 2.24 OPEN FLOW-FROM 6

10 1 10 2.24 OPEN FLOW-FROM 7

```

**
** *WELL 6 'INJECTOR 2'
**$
WELL 'INJECTOR 2'
INJECTOR 'INJECTOR 2'
TINJW 77
INCOMP WATER 1 0
*OPERATE MAX STW 1E-2
*GEOMETRY K 0.3 0.5 1. 0
PERF WI 'INJECTOR 2'
**$ UBA   wi   Status Connection
   3 2 10 2.24 OPEN  FLOW-FROM 'SURFACE' REFLAYER
   4 2 10 2.24 OPEN  FLOW-FROM 1
   5 2 10 2.24 OPEN  FLOW-FROM 2
   6 2 10 2.24 OPEN  FLOW-FROM 3
   7 2 10 2.24 OPEN  FLOW-FROM 4
   8 2 10 2.24 OPEN  FLOW-FROM 5
   9 2 10 2.24 OPEN  FLOW-FROM 6
  10 2 10 2.24 OPEN  FLOW-FROM 7

```

```

**
** * WELL 7 'INJECTOR 3'
**$
WELL 'INJECTOR 3'
INJECTOR 'INJECTOR 3'
TINJW 77
INCOMP WATER 1 0
*OPERATE MAX STW 1E-2
*GEOMETRY K 0.3 0.5 1. 0
PERF WI 'INJECTOR 3'
**$ UBA   wi   Status Connection
   3 3 10 2.24 OPEN  FLOW-FROM 'SURFACE' REFLAYER
   4 3 10 2.24 OPEN  FLOW-FROM 1
   5 3 10 2.24 OPEN  FLOW-FROM 2
   6 3 10 2.24 OPEN  FLOW-FROM 3
   7 3 10 2.24 OPEN  FLOW-FROM 4
   8 3 10 2.24 OPEN  FLOW-FROM 5
   9 3 10 2.24 OPEN  FLOW-FROM 6
  10 3 10 2.24 OPEN  FLOW-FROM 7

```

```

**
** * WELL 8 'INJECTOR 4'
**$
WELL 'INJECTOR 4'
INJECTOR 'INJECTOR 4'
TINJW 77
INCOMP WATER 1 0
*OPERATE MAX STW 1E-2
GEOMETRY K 0.3 0.5 1 0
PERF WI 'INJECTOR 4'
**$ UBA   wi   Status Connection
   3 4 10 2.24 OPEN  FLOW-FROM 'SURFACE' REFLAYER
   4 4 10 2.24 OPEN  FLOW-FROM 1
   5 4 10 2.24 OPEN  FLOW-FROM 2
   6 4 10 2.24 OPEN  FLOW-FROM 3
   7 4 10 2.24 OPEN  FLOW-FROM 4
   8 4 10 2.24 OPEN  FLOW-FROM 5
   9 4 10 2.24 OPEN  FLOW-FROM 6

```

```

ELBOUND 'ELECTRODE 1' 3:10 1 1 -K
ELTARGET POTENTIAL 'ELECTRODE 1' 110 0
ELTARGET CURRENT 'ELECTRODE 1' 60

```

```

ELBOUND 'ELECTRODE 2' 3:10 1 10 +K
ELTARGET POTENTIAL 'ELECTRODE 2' -110 0
ELTARGET CURRENT 'ELECTRODE 2' 60

```

```

ELBOUND 'ELECTRODE 3' 3:10 2 1 -K
ELTARGET POTENTIAL 'ELECTRODE 3' 110 0
ELTARGET CURRENT 'ELECTRODE 3' 60

```

```

ELBOUND 'ELECTRODE 4' 3:10 2 10 +K
ELTARGET POTENTIAL 'ELECTRODE 4' -110 0
ELTARGET CURRENT 'ELECTRODE 4' 60

```

ELBOUND 'ELECTRODE 5' 3:10 3 1 -K
ELTARGET POTENTIAL 'ELECTRODE 5' 110 0
ELTARGET CURRENT 'ELECTRODE 5' 60

ELBOUND 'ELECTRODE 6' 3:10 3 10 +K
ELTARGET POTENTIAL 'ELECTRODE 6' -110 0
ELTARGET CURRENT 'ELECTRODE 6' 60

ELBOUND 'ELECTRODE 7' 3:10 4 1 -K
ELTARGET POTENTIAL 'ELECTRODE 7' 110 0
ELTARGET CURRENT 'ELECTRODE 7' 60

ELBOUND 'ELECTRODE 8' 3:10 4 10 +K
ELTARGET POTENTIAL 'ELECTRODE 8' -110 0
ELTARGET CURRENT 'ELECTRODE 8' 60

eltarget power 25

TIME 1
TIME 2
TIME 3
TIME 4
TIME 5
TIME 6
TIME 7
TIME 8
TIME 9
TIME 10
TIME 11
TIME 12
TIME 13
TIME 14
TIME 15
TIME 16
TIME 17
TIME 18
TIME 19
TIME 20
TIME 21
TIME 22
TIME 23
TIME 24
TIME 25
TIME 26
TIME 27
TIME 28
TIME 29
TIME 30

STOP

APENDICE 3 ANALISIS DE SENSIBILIDADES

Durante la simulación de yacimientos fue necesario ajustar las variables tomadas de forma indirecta, por lo que se realizó un análisis de sensibilidades para cada una de ellas.

Donde la distribución de las fracturas, los gastos de inyección, la longitud de los pozos; entre otras variables fueron ajustadas para el modelo.

Sensibilidades No. De electrodos

Dentro de las sensibilidades realizadas, el número de electrodos colocados por pozo fue una de las variables que se ajustó:

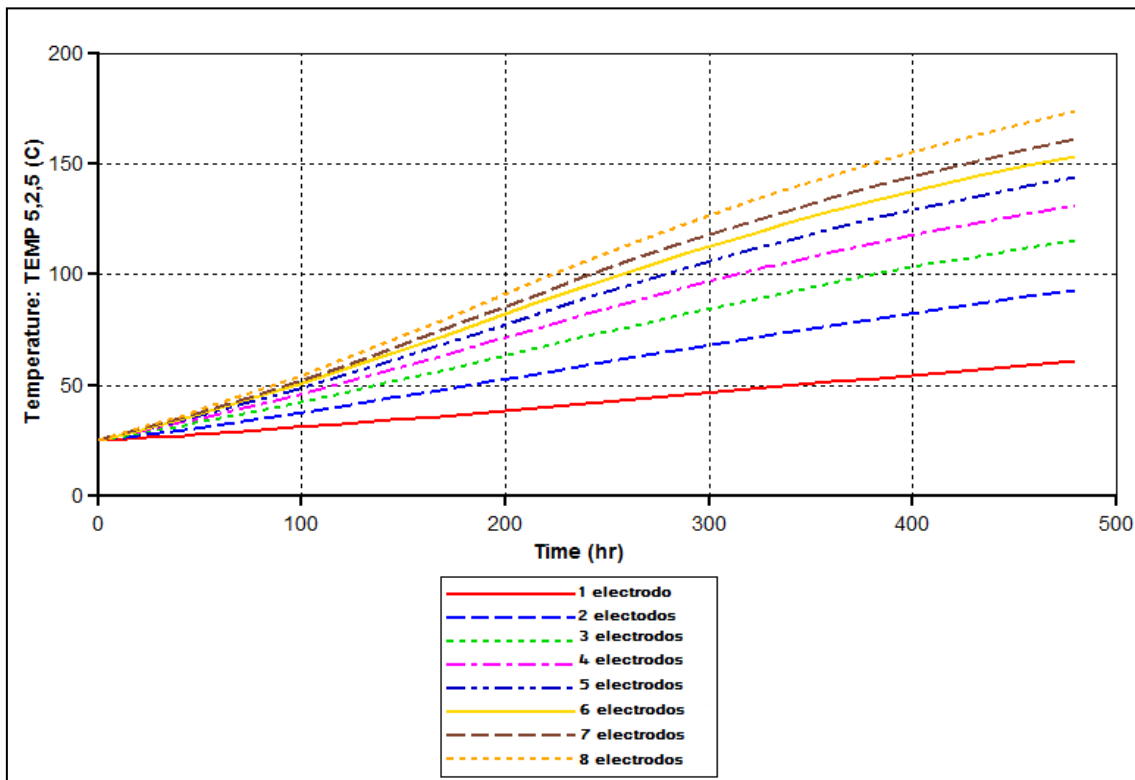


Figura A.1. Incremento de la temperatura en la matriz con respecto al tiempo, para cada número de electrodos.

Determinando que el número de electrodos es directamente proporcional a la temperatura máxima alcanzada.

Sensibilidad de los voltajes

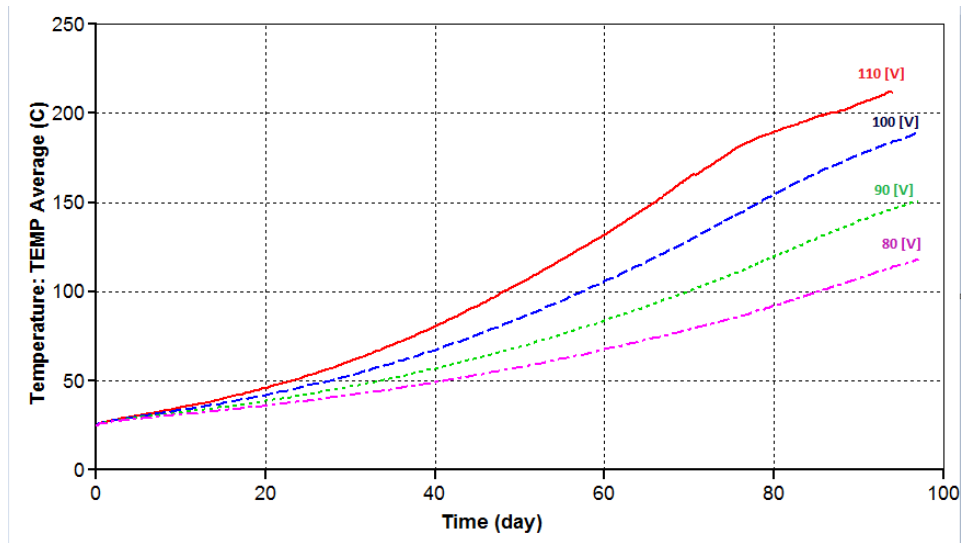


Figura A.2. Incremento de la temperatura en la matriz con respecto al tiempo, para cada diferencia de potencial aplicado.

El voltaje aplicado por electrodo, igualmente es directamente proporcional a la tasa de incremento de temperatura.

Sensibilidad de la conductividad del agua connata

La conductividad del agua está asociada a la salinidad, y la salinidad está dada en ppm.

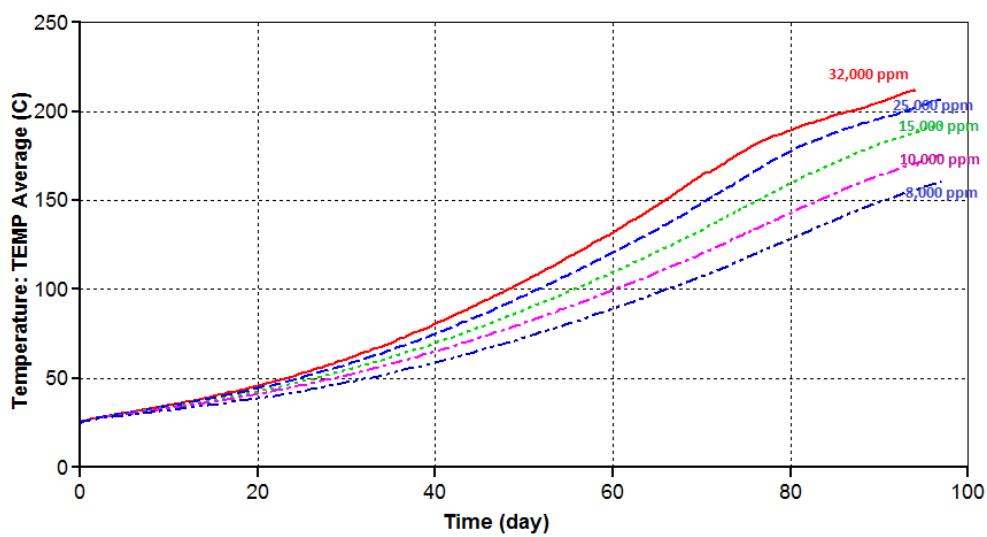


Figura A.3. Incremento de la temperatura en la matriz con respecto al tiempo, para cada número de electrodos.