



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**CALENTAMIENTO ELÉCTRICO A YACIMIENTOS
PETROLEROS PARA INCREMENTAR LA
PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

TESIS

PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:
ROMERO HERNÁNDEZ RAZIEL JOAB

DIRECTOR DE TESIS
M. EN I. TOMÁS EDUARDO PÉREZ GARCÍA



MÉXICO, D.F., OCTUBRE 2011

AGRADECIMIENTOS

Agradecimientos

Para empezar, le agradezco a la vida misma y a Dios la oportunidad de estar vivo y haberme colocado con familiares, amigos y gente tan maravillosa; así como brindarme la fuerza y la esperanza para continuar bajo cualquier circunstancia.

Mami, te agradezco infinitamente todo el amor y el apoyo que me has profesado, el esfuerzo que has hecho a lo largo de mi vida para brindarme todo lo necesario para mi desarrollo. La voluntad para inculcarme los valores que hoy hacen de mí un hombre. Te AMO, jamás podría terminar de expresarte mi gratitud. Eres el motor que impulsó nuevamente mi vida.

Karla, ¿quién dijo que la familia no se escoge?, si tuve la fortuna de elegirte como mi hermana, porque eso has representado en mi vida. Te AMO y tengo la fortuna de contar contigo. Gracias por todo lo que has hecho por mí. De verdad, haz sido también una luz en mi camino cuando aparentemente atravieso penumbras.

Toñito, gracias por brindarme también tu apoyo cuando lo he necesitado, te AMO hermanito. Espero que explotes tu potencial, recuerda que tienes todo para hacerlo y lograr mucho éxito.

Isra, gracias hermanito por todos los momentos en los que también has estado conmigo, siempre serás “mi peque” y mi protegido, te AMO, también deberás explotar el potencial que posees eh!!!

Nanyo, gracias por los momentos que has compartido conmigo...hermano debes hacer el esfuerzo por recuperar tu curso, siempre he pensado que también tienes un gran potencial, explótalo, el tiempo no perdona, te AMO aún cuando lo dudes.

Ferni (piru), muchas gracias por haber estado en tantos momentos tan gratos como impactantes. Te AMO.

Gracias a toda mi familia que ha estado conmigo en mi camino a lo largo de mi vida, pero en especial a aquellos familiares que fueron clave también en mi desarrollo: mi tía Tere, mi prima Ely, mi primo Abel y su pareja Anabel al igual que a mi primito Iván, mi primas Caro y Mary, mis primitas Jaque y Gisel al igual que Sofi, mi primo Víctor y mi

AGRADECIMIENTOS

prima Adriana y a mi prima Kari; a mi tía Rosa que también forjó parte de mi vida y pese a la distancia la tengo presente. Los AMO.

A mi tía Susy y mi primo Brian (Britani), gracias tía por asistirme en esta etapa, la AMO; primo, para mí eres otro hermanito.

Orki, gracias por ser mi amiga y haberme tendido la mano en momentos difíciles, te AMO, eres de mis mejores amigas, te deseo mucho éxito a lo largo de tu vida.

Gaby, también eres una de mis mejores amigas, pese a la distancia te tengo muy presente. Te AMO amiga y me da mucho gusto que has logrado tus objetivos y estoy convencido que vas por más.

Ricki, eres mi mejor amigo, y siempre lo serás, te AMO, y aún con la distancia y el tiempo, pienso en ti y te deseo lo mejor.

Isma, también eres uno de mis mejores amigos, te deseo mucho más éxito del que ya tienes, te AMO.

Arturo Villegas, gracias por ser un gran amigo conmigo, eres una persona que está presente en mi mente y corazón pese al tiempo y la distancia. Gracias.

También gracias a mis grandes amigos en toda mi trayectoria: Olvera, Jessica, Tadeo, Itzel (mi marida), Lau Mancilla, Lau Martínez, Erik (Jaimico), Cristina, Lau Heredia, Orlando Fabela, Lulis (Jamit); con ustedes he pasado momentos fantásticos...los adoro y quiero mucho. También gracias a mis compañeros y amigos: Jonathan Monterrubio, Sharen, Yaniak y todos aquellos que han formado parte de mi vida.

Gracias a mis grandes profesores que me forjaron y brindaron su conocimiento: Tomás Pérez, Ángel Cabrera, Mario Becerra, Ulises Neri, Octavio Steffani, Isabel Villegas, Luis Soto, Leonardo Cruz, Israel Castro y Rafael Nieto por mencionar algunos, gracias a todos ustedes porque además me brindaron su amistad.

De igual modo, agradezco a mis cinco sinodales, los ingenieros: Ángel Cabrera, Tomás Pérez, Mario Becerra, Felipe Lucero y Ulises Neri, por otorgarme parte de su tiempo y atenderme cuando se los solicité, de verdad muchas gracias; pero sobre todo, gracias a mi Director, el Maestro Tomás Pérez por haber confiado en mí.

AGRADECIMIENTOS

A mi amada Universidad Nacional Autónoma de México, mi segundo hogar por un gran periodo, por permitir incorporarme en ella para lograr ser un profesionalista, es un gran orgullo para mí. Hemos de volvernos a ver, dado que en mis planes está seguir creciendo académicamente. Gracias UNAM, mi alma mater.

Y no podías faltar tú Juanito (bananito) por tu apoyo y todo lo que me has brindado, mil gracias. Eres muy especial para mí, lo sabes.

Y por último gracias a esas personas que han formado parte de mi vida: Hil Vilchis, Héctor Pérez, Gil Hernández, Miguel, Omar López y demás amigos.

RESUMEN

Resumen

El siguiente trabajo escrito es una recopilación de información acerca del método de Calentamiento Eléctrico como un proceso térmico de recuperación de hidrocarburos.

El objetivo de esta tesis es describir qué es el Método de Calentamiento Eléctrico, cómo funciona y cuál es su utilidad; así como informar qué se ha hecho en algunos sitios del mundo para abrir el panorama en el cual está situado.

En México, la SENER y el CONACYT están demandando a PEMEX una tecnología para explotar yacimientos de hidrocarburos pesados por el potencial que éstos representan. He aquí la importancia del Calentamiento Eléctrico como una alternativa técnica y económica para explotarlos.

CALENTAMIENTO ELÉCTRICO A YACIMIENTOS PETROLEROS PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

INTRODUCCIÓN	1
I. ANTECEDENTES	8
1.1 Termodinámicos	8
1.1.1 Termodinámica	8
1.1.2 Energía	8
1.1.3 Calor	8
1.1.4 Entalpía	9
1.1.5 Temperatura	9
1.1.6 Capacidad calorífica	9
1.1.7 Conductividad térmica	10
1.1.8 Difusividad térmica	11
1.1.9 Calor latente de vaporización	11
1.1.10 Mecanismos de transferencia de calor	12
1.1.10.1 Conducción	12
1.1.10.2 Convección	12
1.2 Electromagnéticos	14
1.2.1 Electromagnetismo	14
1.2.2 Corriente Eléctrica	15
1.2.3 Diferencia de potencial eléctrico	15
1.2.4 Corrientes de Foucault	15
1.2.5 Conductividad eléctrica	15
1.2.6 Resistencia eléctrica	16
1.2.7 Resistividad eléctrica	16
1.2.8 Microondas	17
1.2.9 Doble capa eléctrica de Helmholtz	19
1.2.10 Número de Prandtl	19
1.3 Petrofísicos y Propiedades de los fluidos	20
1.3.1 Porosidad	20
1.3.2 Saturación	20
1.3.3 Permeabilidad	21
1.3.4 Mojabilidad	21
1.3.5 Relación de movilidad	22
1.3.6 Ecuación de Archie	23
1.3.7 Resistividad de las Rocas Porosas Saturadas	23
1.3.8 Viscosidad	24
1.3.9 Efecto Joule-Thompson	27

II. MÉTODOS TÉRMICOS DE RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS	28
2.1 Generalidades	28
2.2 Recuperación Mejorada	28
2.3 Métodos Térmicos	29
2.3.1 Calentadores de fondo	30
2.3.2 Inyección de fluidos calientes	31
2.3.2.1 Inyección de agua caliente	31
2.3.2.2 Inyección de vapor	31
2.3.3 Combustión In Situ	33
2.3.4 Calentamiento Eléctrico	34
III. CALENTAMIENTO ELÉCTRICO A YACIMIENTOS PETROLEROS	35
3.1 Generalidades	35
3.2 Calentamiento Joule	38
3.3 Electro-Migración	39
3.4 Electro-Fóresis	39
3.5 Electro-Ósmosis	39
3.6 Reacciones Electro-Químicamente Mejoradas	39
3.7 Papel de la Doble Capa de Helmholtz	40
3.8 Calentamiento Eléctrico por Resistividad Eléctrica	42
3.9 Calentamiento Eléctrico por Microondas	46
3.10 Calentamiento Eléctrico por Inducción Eléctrica	48
3.11 Generalidades sobre el escalamiento físico	49
3.12 Metodología empleada para el desarrollo de un modelo de Calentamiento Eléctrico	50
IV. CRITERIOS DE ESCRUTINIO PARA EL CALENTAMIENTO ELÉCTRICO	51
4.1 Yacimientos candidatos para Calentamiento por Resistividad	51
4.2 Yacimientos candidatos para Calentamiento por Microondas	52
4.3 Yacimientos candidatos Para Calentamiento por Inducción	53
V. ESTADO DEL ARTE DEL CALENTAMIENTO ELÉCTRICO	54
5.1 Investigadores relevantes	54
5.2 Breve Historia de la Implementación del Calentamiento Eléctrico	54
5.3 Desarrollos actuales y campos prometedores	59
VI. CASO HISTÓRICO	61
6.1 Desarrollo del Campo Santa María en el cual se realizó <i>EEOR</i>	61
6.2 Cambios químicos en los fluidos producidos	65
6.3 Comparaciones tecnológicas	66
6.4 Comparación entre la eficiencia de <i>EEOR</i> y la eficiencia de la inyección de vapor	68

ÍNDICE

6.5 Comparación entre el costo de <i>EEOR</i> y el costo de la inyección de vapor	68
6.6 Comparación entre la <i>EEOR</i> y otras tecnologías de <i>EOR</i>	68
VII. REPORTE DE PRUEBAS EN CAMPOS PROMETEDORES	70
7.1 Pruebas de campo	70
7.2 Energía equivalente	70
7.3 Pérdida de la conductividad eléctrica	71
7.4 Pérdida de calor en la zona productora y la integridad del pozo	71
7.5 Ventajas del Calentamiento Eléctrico sobre la inyección de vapor	72
7.6 Pruebas en campos prometedores y resultados	72
7.7 Comparación de corriente eléctrica AC vs. DC	79
7.8 Electrocinética y Permeabilidad Efectiva	80
7.9 Simuladores numéricos y resultados de campo para Calentamiento Eléctrico	81
7.10 Tabla comparativa del Método de Calentamiento Eléctrico vs Inyección de Vapor (cíclico y continuo), Inyección de Surfactantes, Inyección de CO₂ y Combustión In-Situ	82
CONCLUSIONES	83
Recomendaciones	85
Apéndice A	
Nomenclatura	86
Apéndice B	
Conversiones	89
BIBLIOGRAFÍA	90

INTRODUCCIÓN

La amplia demanda de crudo y la notable disminución de las reservas convencionales, han generado un gran interés en la búsqueda y explotación de yacimientos de crudo pesado. Sin embargo, aunque estas fuentes alternas sean atractivas y numerosas, en estos tiempos, su recuperación se hace cada día más compleja debido a la alta viscosidad que presentan algunos de sus fluidos. Diversos métodos de recuperación han sido desarrollados entre los que se destacan los procesos térmicos.

Las reservas mundiales de petróleo se vuelven más escasas cada día y su extracción se vuelve más compleja.

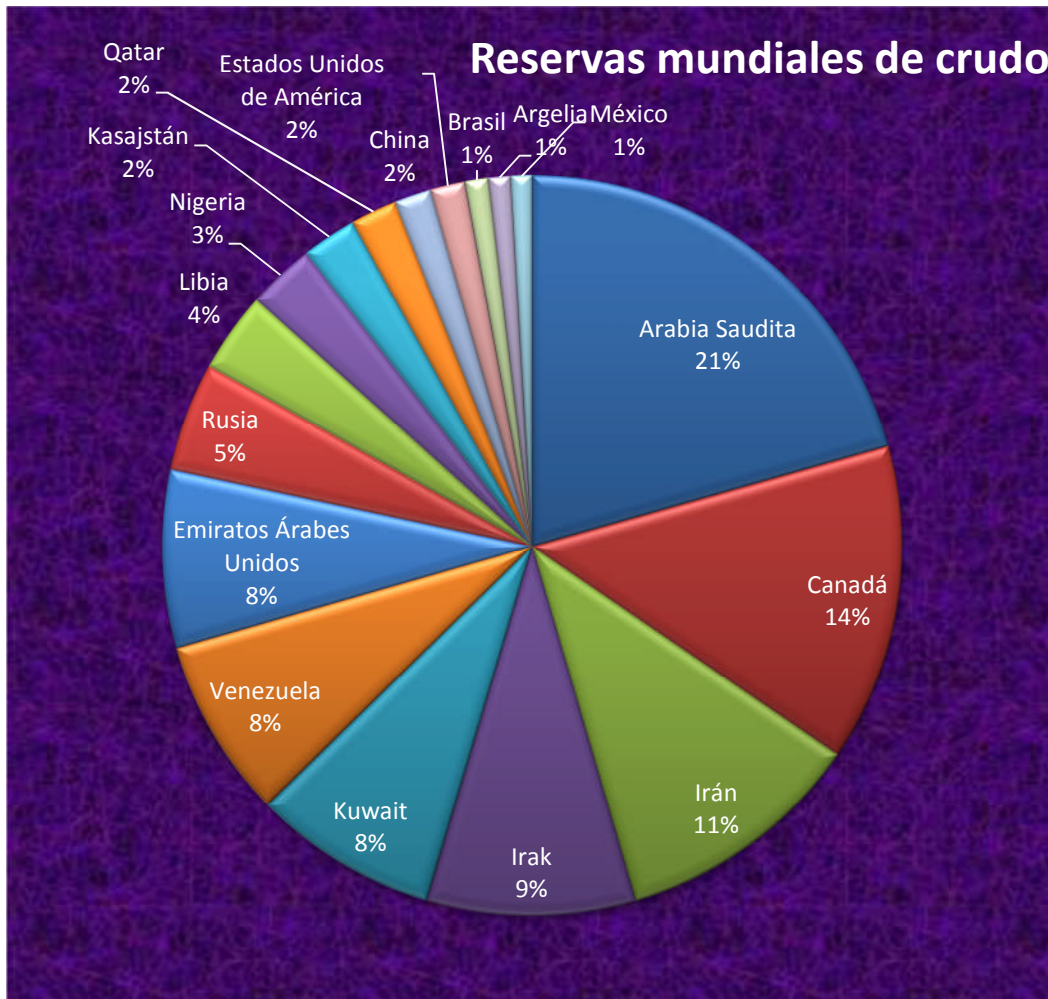
México contó con una reserva probada de 11,691 MMB de crudo y 11,966 MMMPC de gas seco al 1 de Enero de 2010 (Tabla I.1), de acuerdo a *Oil & Gas Journal*.¹

Posición	País	Crudo ^a MMB
1	Arabia Saudita	259900
2	Canadá	175214
3	Irán	137620
4	Irak	115000
5	Kuwait	101500
6	Venezuela	99377
7	Emiratos Árabes Unidos	97800
8	Rusia	60000
9	Libia	44270
10	Nigeria	37200
11	Kasajstán	30000
12	Qatar	25410
13	China	20350
14	Estados Unidos de América	19121
15	Brasil	12802
16	Argelia	12200
17	México	11691

Tabla I.1 Principales reservas mundiales de crudo.

Fuente: México, Pemex Exploración y Producción, *Oil & Gas Journal*, 1 de Enero de 2010

a: Incluye condensados u líquidos del gas natural.¹



Gráfica I.1 Comparación de las principales reservas mundiales de crudo al 1 de Enero de 2010.¹

Las reservas de hidrocarburos se clasifican en dos grupos principalmente de acuerdo a su certidumbre de existencia y recuperación. Ésto es en: 1) reservas probadas (que a su vez se dividen en desarrolladas y no desarrolladas) y 2) reservas no probadas (que a su vez se dividen reservas probables y reservas posibles).¹

1) Las reservas probadas de hidrocarburos son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos de geociencias y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas comercialmente en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales existentes a una fecha específica. Las reservas probadas se pueden clasificar en: a) desarrolladas o b) no desarrolladas.

INTRODUCCIÓN

a) Las reservas desarrolladas son aquellas que se esperan sean recuperadas de pozos existentes, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión.

b) Las reservas no desarrolladas son aquellas que se espera que sean recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere una inversión relativamente grande para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones para iniciar la producción y transporte.

2) Las reservas no probadas son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de certidumbre razonable, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que prevalecen al momento de la evaluación.

a) Las reservas probables son aquellas no probadas para las cuales el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento, sugiere que son factibles de ser comercialmente recuperables.

b) Las reservas posibles son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos factible su recuperación comercial que las reservas probables.

Para el caso del empleo de Calentamiento Eléctrico, las reservas de interés son las reservas probadas debido a los altos costos que representa cualquier método de recuperación mejorada y el grado de certidumbre que contemplan dichas reservas, ya que las reservas no probadas tienen un mayor riesgo económico.

INTRODUCCIÓN

Por otra parte, el aceite se puede clasificar de acuerdo su peso específico cuando éste está estabilizado a las condiciones atmosféricas, y, de acuerdo al Instituto Estadounidense del Petróleo (API, American Petroleum Institute), la escala comúnmente conocida (y empleada mundialmente) como densidad API o como grados API se muestra en la Tabla I.2:

Aceite crudo	Densidad “ ρ_r ”	°API
Extrapesado	> 1.0	< 10.0
Pesado	1.01 – 0.92	10.1 – 22.3
Mediano	0.91 – 0.87	22.4 – 31.1
Ligero	0.86 – 0.83	31.2 – 39
Superligero	< 0.83	> 39

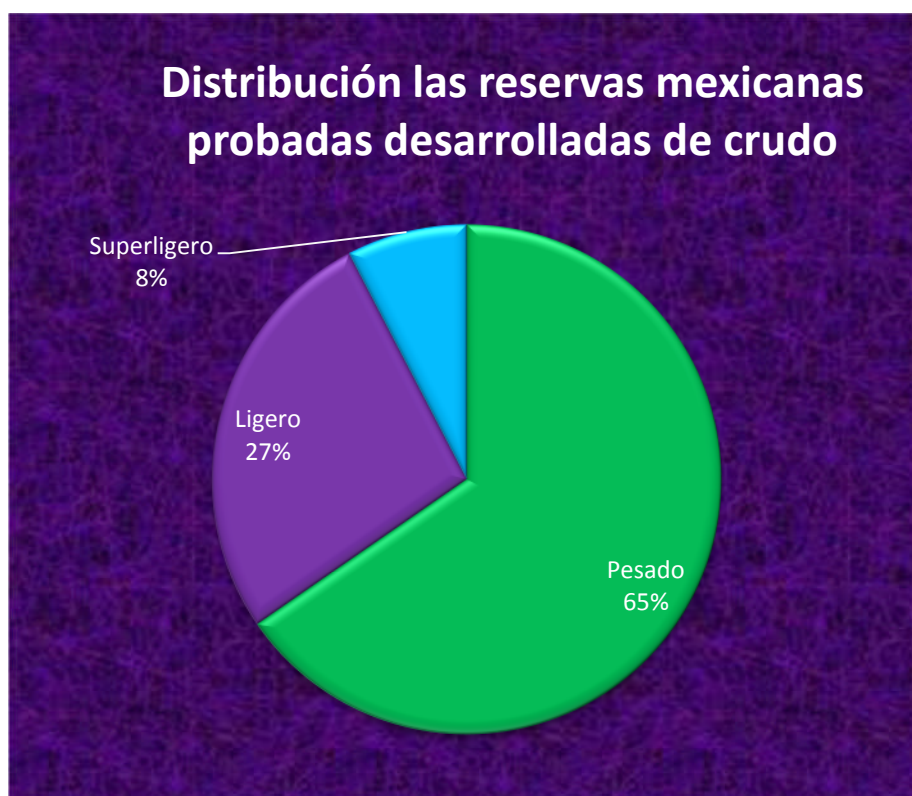
Tabla I.2 Clasificación de Aceite de acuerdo a su densidad.¹

Esta escala se calcula con la Ecuación I.1:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\rho_r} - 131.5 \dots (\text{Ecuación I.1})$$

Donde: ρ_r es la densidad relativa del aceite con respecto al agua, ambas medidas a una temperatura de 60 °F y 14.7 psia. Igualmente en la clasificación se considera el contenido de azufre del petróleo crudo. El crudo debe contener menos de 0.5% mol de azufre; en la industria petrolera los crudos con bajo contenido de éste se denominan “dulces” y los de alto contenido se denominan “amargos”.

En las Gráficas I.2 e I.3 se presentan las reservas probadas en México al 1 de Enero de 2010.



Gráfica I.2 Comparación de las reservas mexicanas probadas desarrolladas de crudo al 1 de Enero de 2010.¹

Fuente: México, Pemex Exploración y Producción, Oil & Gas Journal, 1 de Enero de 2010.¹

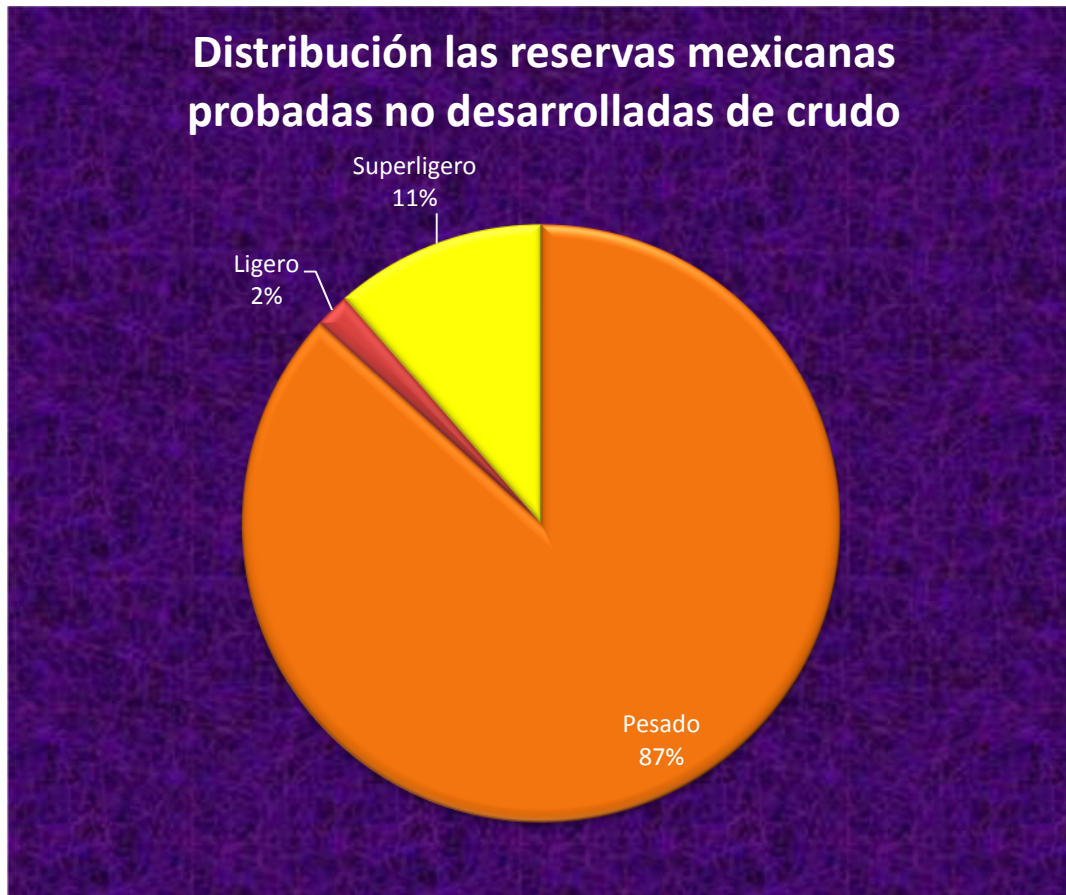
En la tabla I.2 se muestra la distribución de las reservas probadas desarrolladas:

Región	Aceite		
	Pesado MMB	Ligero MMB	Superligero MMB
Total	4814.3	1986.5	563.4
Marina Noreste	4645.2	13.4	0
Marina Suroeste	0	523.6	124.2
Norte	144.4	130.5	0
Sur	24.7	1319	439.2

Tabla I.2 Distribución de las reservas mexicanas probadas desarrolladas de aceite al 1 de Enero de 2010.

Fuente: México, Pemex Exploración y Producción, Oil & Gas Journal, 1 de Enero de 2010.¹

Y:



Gráfica I.3 Comparación de las reservas mexicanas probadas no desarrolladas de crudo al 1 de Enero de 2010.
 Fuente: México, Pemex Exploración y Producción, Oil & Gas Journal, 1 de Enero de 2010.¹

En la tabla I.3 se muestra la distribución de las reservas probadas no desarrolladas:

Región	Aceite		
	Pesado MMB	Ligero MMB	Superligero MMB
Total	3055.4	66.7	401.9
Marina Noreste	1432.4	24.6	28.5
Marina Suroeste	522	13.1	117.9
Norte	338.6	2	40.7
Sur	762.4	27	214.8

Tabla I.3 Distribución de las reservas mexicanas probadas no desarrolladas de aceite al 1 de Enero de 2010.
 Fuente: México, Pemex Exploración y Producción, Oil & Gas Journal, 1 de Enero de 2010.¹

Con esto se puede observar el potencial que tiene el desarrollo de la explotación de reservas de crudo pesado en México.

INTRODUCCIÓN

El objetivo del Calentamiento Eléctrico es reducir la viscosidad del fluido (aceite pesado) que está dentro del yacimiento. Este método se lleva a cabo de tres maneras: por resistividad, por microondas o por inducción.

El uso del Calentamiento Eléctrico puede ser favorable en situaciones donde el vapor no puede ser utilizado debido a la profundidad, a la heterogeneidad de la formación, a la baja inyectividad inicial, a las pérdidas de calor excesivo o a la existencia de zonas ladronas. Además, para yacimientos cuya temperatura oscila entre 60 y 80 °C o superiores, basta con dar un pequeño estímulo térmico para incrementar la producción de aceite significativamente.

Una ventaja del Calentamiento Eléctrico es que la profundidad del yacimiento no es una limitante, como para los métodos de inyección de vapor, cíclico o continuo, ya que el vapor podría condensarse antes de llegar a la profundidad a la cual se encuentra el yacimiento.

En algunos estudios realizados se ha observado que el Calentamiento Eléctrico incrementa considerablemente el gasto de producción porque reduce la viscosidad del aceite producido, incrementa los grados API, reduce la producción de ácido sulfhídrico (H_2S), incrementa la producción de gas, incrementa la energía del gas contenido en el yacimiento, es independiente de la permeabilidad absoluta y en algunos casos aparentemente la incrementa, además de aumentar la permeabilidad efectiva del aceite.

Por lo tanto, también podría ser aplicado en yacimientos de aceite (aún si no es pesado) que tengan problemas de explotación debido a la baja permeabilidad de la formación.

Esta tesis recopila y compara resultados que se han obtenido al aplicar Calentamiento Eléctrico en algunos yacimientos. Además explica de qué consta este método, cómo funciona y cuál es su utilidad.

I. ANTECEDENTES

Para comprender cómo funciona el método de Calentamiento Eléctrico, se dará repaso a algunos conceptos útiles. Este capítulo es fundamental dado que el Calentamiento Eléctrico tiene como base la termodinámica, el electromagnetismo, la petrofísica del yacimiento y las propiedades de los fluidos que se encuentren en éste.

1.1 Termodinámicos

1.1.1 Termodinámica

La termodinámica es la rama de la física que estudia la energía en transferencia y sus efectos entre los cuerpos que interactúan durante dicho fenómeno. Para este caso es importante ya que existirá transferencia de energía en forma de calor a través de pérdidas óhmicas producidas por ondas electromagnéticas hacia la formación, y a su vez, calor conducido hacia los fluidos del yacimiento a través de conducción y convección. Esta interacción se lleva a cabo en un sistema cerrado ya que no existe un intercambio con el medio circundante (el yacimiento) sino solamente energético.

1.1.2 Energía

Es la capacidad latente o aparente que tiene un sistema o un cuerpo para producir cambios en sí mismo o en el medio ambiente. Dicha energía puede transferirse de dos maneras: 1) Calor “Q” y 2) Trabajo “W”.

1.1.3 Calor

El calor “Q” es una forma de energía en transferencia y se puede definir como la energía microscópica que precisamente se transfiere de un cuerpo a otro, o en sí mismo, mientras exista una diferencia de temperatura. El sentido de éste va, del de mayor hacia el de menor temperatura. También se puede definir como la energía electromagnética en transferencia debido a un potencial térmico producido por la energía que a nivel molecular tiene cada cuerpo.

1.1.4 Entalpía

Al calor contenido por un material, también se le conoce como entalpía, y es la cantidad de energía térmica contenida en una masa dada de ese material referenciada a una temperatura y una presión. La entalpía, por unidad de masa del material “ h ”, también conocida como la entalpía específica, es igual a su energía interna por unidad de masa “ e ” mas un término que toma en cuenta el flujo de energía, el cual es proporcional a la razón de la presión “ p ” y de la densidad “ ρ ”, como se muestra en la Ecuación 1.1:

$$h = e + \frac{p}{\rho J} - \left[e_r + \frac{p_r}{\rho_r J} \right] \dots (\text{Ecuación 1.1})$$

Donde: J es el equivalente mecánico de calor ($J = 4,186$ Joule/caloría) y el subíndice r identifica cantidades evaluadas a las condiciones de referencia. Ya que todas las formas de energía están referidas a un estado arbitrario, la condición de referencia regularmente se omite en una expresión para energía; h y e se mide en calorías, p se mide en Pascales y ρ en Kg/m^3 .

1.1.5 Temperatura

La temperatura es una manifestación de la energía cinética promedio de las moléculas de un material, debido a la agitación térmica. La temperatura no es una forma de energía sino más bien una medida del contenido de energía térmica de un material. La temperatura de un material se mide, por lo general, poniéndolo en contacto con otro sistema (tal como un termómetro) cuyo grado de agitación térmica puede relacionarse a un cambio físico medible (tal como la expansión del mercurio), después que los dos sistemas alcanzan equilibrio térmico.

1.1.6 Capacidad calorífica

La capacidad calorífica “ C ” a presión constante, también conocida como calor específico a presión constante, es la cantidad de calor requerida para aumentar la temperatura de una unidad de masa de material en un grado.

Tal como se muestra en la Ecuación 1.2:

$$C = \left(\frac{\partial h}{\partial T}\right)_p \dots (\text{Ecuación 1.2})$$

La capacidad calorífica a volumen constante se define como, Ecuación 1.3:

$$C_v = \left(\frac{\partial e}{\partial T}\right)_v \dots (\text{Ecuación 1.3})$$

Dado que la capacidad calorífica de una fase no es una función relevante de la temperatura (excepto cerca de la temperatura crítica), es a menudo conveniente expresar la entalpía específica y la energía interna como en las Ecuaciones 1.4 y 1.5:

$$h = C(T - T_r) \dots (\text{Ecuación 1.4})$$

Y

$$e = C_v(T - T_r) \dots (\text{Ecuación 1.5})$$

Donde se aprecia que las capacidades representan valores promedio en el intervalo de temperatura de interés. Algunas veces es más conveniente expresar la capacidad calorífica de una sustancia por unidad de volumen, en vez de unidad de masa. El calor específico así definido se llama capacidad calorífica volumétrica M , el cual es igual al producto ρC , donde ρ es la densidad del material.

1.1.7 Conductividad térmica

La conductividad térmica “ λ ” es una propiedad del material que indica la cantidad de calor transferida por unidad de tiempo a través del material por unidad de área transversal normal a un gradiente unitario de temperatura, bajo condiciones de estado estacionario y en la ausencia de cualquier movimiento de fluidos o partículas. A aquellos materiales que presentan conductividades térmicas altas se les llama conductores, aquellos con bajas conductividades térmicas, aisladores. En general la conductividad térmica de cualquier material varía con la presión y la temperatura.

Como se muestra en las Ecuaciones 1.6 y 1.7:

$$u_{x\lambda} = \frac{1}{A} \left(\frac{\delta Q}{\delta t} \right) \dots (\text{Ecuación 1.6})$$

O

$$\frac{1}{A} \left(\frac{\delta Q}{\delta t} \right) = -\lambda \left(\frac{\delta T}{\delta x} \right) \dots (\text{Ecuación 1.7})$$

Donde $\delta Q/\delta t$ se denomina como flujo de calor y es la velocidad a la que se transfiere el calor a través del material, A es el área transversal a la dirección del flujo, y por lo tanto u es la tasa de calor por unidad de área transversal; $\delta T/\delta x$ es la diferencial de temperatura por cada unidad de distancia que recorre el calor en dirección x.

1.1.8 Difusividad térmica

La difusividad térmica “ α ” se define como la relación entre la conductividad térmica y la capacidad calorífica volumétrica, como se muestra en la Ecuación 1.8:

$$\alpha = \frac{\lambda}{\rho C} \dots (\text{Ecuación 1.8})$$

La difusividad térmica puede determinarse a partir del valor de densidad, capacidad calorífica y conductividad térmica.

1.1.9 Calor latente de vaporización

El calor latente de vaporización “ L_v ” está definido como la cantidad de calor necesario para cambiar una unidad másica de líquido a su vapor, sin cambio de temperatura, y es numéricamente igual al calor latente de condensación. Por cada componente de un fluido, existe una cierta cantidad de calor asociado con su cambio de fase, siendo su magnitud independiente de la dirección del cambio de fase. Para mezclas el calor latente de vaporización depende de la temperatura, de la presión y de la composición. Para monoccomponentes sólo depende de la temperatura o bien de la presión.

1.1.10 Mecanismos de transferencia de calor

Existen tres mecanismos para transferir el calor: conducción, convección y radiación. Cada uno de ellos puede describirse tanto en términos físicos como matemáticos. Para este trabajo sólo estudiaremos los mecanismos de conducción y convección, que son los de interés para el desarrollo del mismo.²⁰

1.1.10.1 Conducción

Conducción de calor: es el proceso por medio del cual se transfiere calor por colisión molecular, desde una región de alta temperatura a otra de más baja temperatura, a través de materiales no fluyentes. La ley física que describe la transferencia de calor por conducción, conocida como la primera Ley de Fourier, tal como se expresa en la Ecuación 1.9:

$$u_{x\lambda} = -\lambda \left(\frac{\delta T}{\delta x} \right) \dots (\text{Ecuación 1.9})$$

donde $u_{\lambda x}$ es la tasa de transferencia de calor por conducción en la dirección positiva de x por unidad de área de sección transversal normal dicha dirección (también conocida como el flujo de calor conductivo en la dirección x), λ es la conductividad térmica del material, y $\delta T/\delta x$ es el gradiente de temperatura en la dirección x . El signo menos muestra que la transferencia tiene lugar en dirección de una temperatura decreciente. Expresiones similares se aplican al flujo de calor conductivo en las direcciones “ y ” y “ z ”.

1.1.10.2 Convección

Convección de calor: es el nombre comúnmente usado para describir el proceso por medio del cual se transfiere energía por un fluido en movimiento. Considérese un fluido caliente, fluyendo a una tasa volumétrica u , con dirección de flujo no especificada. El flujo de calor convectivo asociado, cuya dirección es siempre paralela a la del flujo del fluido, usualmente se escribe como en la Ecuación 1.10:

$$u_T = u_p C(T - T_r) \dots (\text{Ecuación 1.10})$$

Donde T_r es la temperatura de referencia. Esta expresión es una aproximación para el flujo de energía convectiva dada por la Ecuación 1.11:

$$u_T = u_p \left(h + \frac{gz}{Jg_c} \right) + \frac{|u|^2}{2\phi^2 Jg_c} \dots (\text{Ecuación 1.11})$$

Donde la expresión entre paréntesis representa la energía total del sistema por unidad de masa. El calor transferido por convección tiene componentes en las direcciones x , y , z del flujo del fluido.

La tasa de avance del frente de calor convectivo " v_T " que resulta del flujo de un líquido caliente que se mueve a una velocidad promedio v a través de una roca más fría de una porosidad dada ϕ , se expresa por la Ecuación 1.12:

$$v_T = \frac{\phi v M_f}{M_R} \dots (\text{Ecuación 1.12})$$

Aquí, M_R es la capacidad calorífica volumétrica del yacimiento lleno de fluido y M_f es la capacidad calorífica volumétrica del fluido. No se especifica la dirección del flujo y la dirección de la velocidad del frente de calor convectivo siempre es paralela a la dirección del flujo del fluido, como se puede apreciar los valores de ϕ , M_R y M_f , la relación de la velocidad v_T/v normalmente tendría un valor alrededor de 1/3 para procesos en el yacimiento. Así, aún donde no existan pérdidas de calor, la inyección de agua caliente equivalente a un volumen de poros tendría el efecto de que únicamente se elevaría la temperatura de inyección 1/3 aproximadamente del yacimiento inundado.

En la Figura 1.1 se muestra que en la ausencia de conducción no puede existir transferencia de calor más allá de la zona calentada convectivamente y que la totalidad de la zona calentada está a la temperatura de inyección. Ya que existiría un gradiente infinito de temperatura en la superficie delantera de la zona calentada, la inclusión de la transferencia de calor por conducción suavizaría el perfil de temperatura, como indica esquemáticamente la línea discontinua.

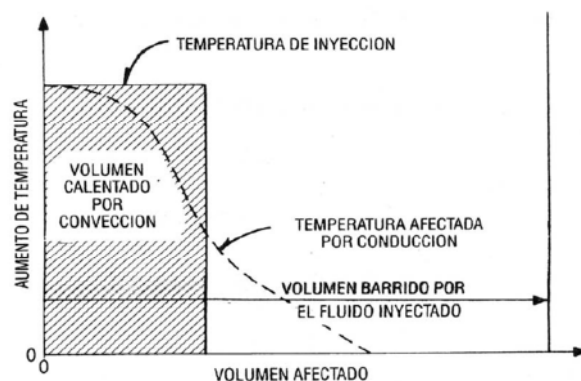


Figura 1.1 Perfiles de temperatura resultantes de la conducción y de la convección.

1.2 Electromagnéticos

1.2.1 Electromagnetismo

El electromagnetismo es una rama de la física que estudia y unifica los fenómenos eléctricos y magnéticos en una sola teoría, cuyos fundamentos fueron sentados por Michael Faraday y formulados por primera vez de modo completo por James Clerk Maxwell. La formulación consiste en cuatro ecuaciones diferenciales vectoriales que relacionan el campo eléctrico, el campo magnético y sus respectivas fuentes materiales (corriente eléctrica, polarización eléctrica y polarización magnética), conocidas como ecuaciones de Maxwell.

El electromagnetismo es una teoría de campos; es decir, las explicaciones y predicciones que provee se basan en magnitudes físicas vectoriales o tensoriales dependientes de la posición en el espacio y del tiempo. El electromagnetismo describe los fenómenos físicos macroscópicos en los cuales intervienen cargas eléctricas en reposo y en movimiento, usando para ello campos eléctricos y magnéticos y sus efectos sobre las sustancias sólidas, líquidas y gaseosas. Por ser una teoría macroscópica, es decir, aplicable sólo a un número muy grande de partículas y a distancias grandes respecto de las dimensiones de éstas, el electromagnetismo no describe los fenómenos atómicos y moleculares, para los que es necesario usar la mecánica cuántica.

El electromagnetismo considerado como fuerza es una de las cuatro fuerzas fundamentales del universo actualmente conocido.

1.2.2 Corriente Eléctrica

La corriente o intensidad eléctrica “I” es el flujo de carga por unidad de tiempo que recorre un material. Se debe al movimiento de los electrones en el interior del material. En el Sistema Internacional de Unidades se expresa en C/s (Coulomb sobre segundo), unidad que se denomina Amper (A). Una corriente eléctrica, puesto que se trata de un movimiento de cargas, produce un campo magnético.

1.2.3 Diferencia de potencial eléctrico

La diferencia de potencial eléctrico o voltaje (V) es una magnitud física que cuantifica la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos. También se puede definir como el trabajo por unidad de carga ejercido por el campo eléctrico sobre una partícula cargada para moverla entre dos posiciones determinadas.

1.2.4 Corrientes de Foucault

Las corrientes de Foucault se producen cuando un conductor atraviesa un campo magnético variable, o viceversa. El movimiento relativo causa una circulación de electrones, o corriente inducida dentro del conductor. Cuanto más fuerte sea el campo magnético aplicado, o mayor la conductividad del conductor, o mayor la velocidad relativa de movimiento, mayores serán las corrientes de Foucault y los campos opositores generados. Las corrientes de Foucault crean pérdidas de energía a través del Calentamiento Joule. Las corrientes de Foucault no requieren contacto eléctrico directo con la parte que está siendo inspeccionada.

1.2.5 Conductividad eléctrica

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

1.2.6 Resistencia eléctrica

La resistencia eléctrica de un material es una medida de su oposición al paso de corriente. La unidad de la resistencia en el Sistema Internacional de Unidades es el ohm (Ω).

Para una gran cantidad de materiales y condiciones, la resistencia eléctrica depende de la corriente eléctrica que pasa a través del material y del voltaje en las terminales de éste.

Ésto significa que, dada una temperatura y un material, la resistencia es un valor que se mantendrá constante. Además, de acuerdo con la ley de Ohm la resistencia de un material puede definirse como la razón del voltaje y la corriente, Ecuación 1.13:

$$R = \frac{V}{I} \dots (\text{Ecuación 1.13})$$

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

1.2.7 Resistividad eléctrica

La resistividad eléctrica es la resistencia eléctrica específica de un material. Se designa por la letra griega minúscula rho (ρ) y se mide en ohm por metro ($\Omega \cdot \text{m}$).

La ecuación que relaciona la resistencia eléctrica con la resistividad eléctrica es la Ecuación 1.14:

$$R = \rho \left(\frac{L}{A} \right) \dots (\text{Ecuación 1.14})$$

Donde: ρ es la resistividad en $\Omega \cdot \text{m}$, R es la resistencia en Ω , A es la sección de área transversal del material en m^2 y L la longitud del material en m.

Su valor describe el comportamiento de un material frente al paso de corriente eléctrica, por lo que da una idea de lo buen o mal conductor que es. Un valor alto de resistividad indica que el material es mal conductor mientras que uno bajo indicará que es un buen conductor.

Generalmente la resistividad de los metales aumenta con la temperatura, mientras que la resistividad de los semiconductores disminuye ante el aumento de la temperatura.

1.2.8 Microondas

Se denomina microondas a las ondas electromagnéticas definidas en un rango de frecuencias determinado; generalmente de entre 300 MHz a 300 GHz, que supone un período de oscilación de 3×10^{-9} segundos a 3×10^{-12} segundos y una longitud de onda en el rango de 1 metro a 1 milímetro.

La existencia de ondas electromagnéticas, de las cuales las microondas forman parte del espectro de alta frecuencia, fueron predichas por Maxwell en 1864 a partir de sus famosas Ecuaciones de Maxwell. En 1888, Heinrich Rudolf Hertz fue el primero en demostrar la existencia de ondas electromagnéticas mediante la construcción de un aparato para generar y detectar ondas de radiofrecuencia.

Lo que en realidad hace la radiación emitida por las microondas, es la excitación del enlace O-H. Este enlace está presente principalmente en el agua, pero también en muchos otros compuestos. La facilidad para excitar este enlace es mayor si el H está relativamente "libre" sin puentes de Hidrógeno que lo "aten", como sucede en el hielo y también en algunos hidrocarburos.

Al referirse a excitación del enlace O-H no quiere decir que la molécula gire, simplemente al absorber la energía de la microonda el enlace pasa de un estado vibracional-rotacional fundamental a uno superior "excitado". Este nuevo estado contribuye a elevar la energía traslacional media de las moléculas (medida microscópica) y por tanto su temperatura (medida macroscópica).

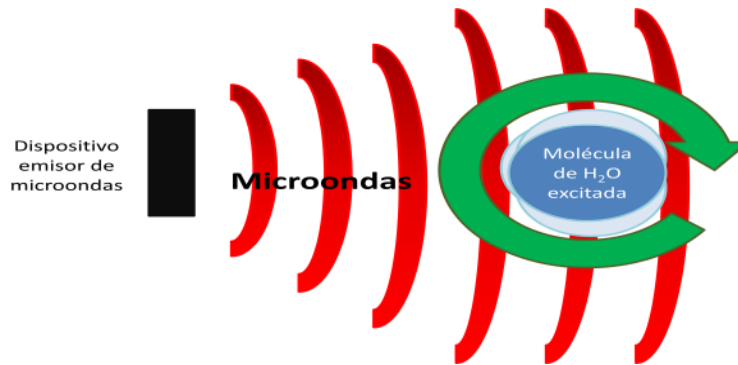


Figura 1.2 Esquema de una molécula de agua excitada por microondas.

1.2.9 Doble capa eléctrica de Helmholtz

En todos los procesos de electrodo, es decir en aquellos donde el proceso electroquímico se establece en la región que incluye la interfaz electrodo-solución se genera una distribución de cargas (aún cuando no se aplique un potencial al electrodo) conocida como doble capa eléctrica. La capacidad de la doble capa debería ser independiente del potencial. Sin embargo experimentalmente puede verificarse que no solo existe esa dependencia sino que también varía de acuerdo a la concentración iónica de la solución y a la naturaleza de sus componentes. En el tema 3.7 se ilustra ésta y su papel dentro del Calentamiento Eléctrico.

1.2.10 Número de Prandtl

El número de Prandtl “ Pr ” es un número adimensional que representa la relación que existe entre la viscosidad cinemática y la difusividad térmica, Ecuación 1.15:

$$Pr = \frac{\nu}{\alpha} \dots (\text{Ecuación 1.15})$$

O bien, como se muestra en la Ecuación 1.16:

$$Pr = \frac{\mu C}{\lambda} \dots (\text{Ecuación 1.16})$$

Donde ν es la viscosidad cinemática, μ es la viscosidad dinámica, α difusividad térmica, λ es la conductividad térmica y C es la capacidad calorífica.

I ANTECEDENTES

En el mercurio la conducción de calor es muy efectiva comparada con la convección, por tanto el número de Prandtl es bajo como en el resto de metales líquidos. En cambio para el aceite la convección es muy eficiente transfiriendo calor en comparación con la conducción, por tanto el número de Prandtl es elevado.

En la Tabla 1.1, la cual muestra valores del número de Prandtl para diferentes materiales, se puede apreciar que los metales líquidos poseen números de Prandtl muy bajos, los gases presenta la particularidad de tener un número de Prandtl en torno a 0.70, el agua tiene un valor intermedio, y finalmente los valores mayores del número de Prandtl lo presentan los fluidos viscosos. El calor se difunde con mucha rapidez en los metales líquidos ($Pr \ll 1$) y con mucha lentitud en los aceites ($Pr \gg 1$) en relación con la cantidad de movimiento.

Valores característicos del número de Prandtl	<i>Pr</i>
Metales líquidos	
Sodio	0.011
Mercurio	0.0196
Bismuto	0.0142
Gases	
Aire	0.70
Gases hidrocarburos	0.68-0.82
Dióxido de Carbono	0.75
Hidrógeno	0.70
Otros líquidos	
Agua	1.0
Líquidos viscosos	
Aceite de motor	3400
Glicerina	3060
Aceite ligero	3000-4000
Aceite pesado	>100000

Tabla 1.1 Valores del número de Prandtl para diferentes materiales.

En general, para gases y líquidos no metálicos u oleosos, el orden de magnitud del número de Prandtl es la unidad, y su magnitud varía muy poco con la temperatura o la

presión. Éste número se emplea en procesos convectivos ya que relaciona la cantidad de movimiento molecular con la cantidad de calor transferida en el fluido.

1.3 Petrofísicos y Propiedades de los fluidos

La petrofísica es una herramienta fundamental para los Ingenieros Petroleros ya que ayuda a caracterizar los yacimientos petroleros para una mejor planeación de su desarrollo y lograr la óptima recuperación de hidrocarburos. Mientras que el conocimiento de las propiedades de los fluidos complementa dicha caracterización ya que con ello se puede predecir su comportamiento al ser explotado.

1.3.1 Porosidad

La porosidad “ ϕ ” de una roca se define como la fracción del volumen total de una roca no ocupada por el esqueleto mineral de la misma, generalmente se expresa como porcentaje o fracción, tal como se muestra en la Ecuación 1.17.

$$\phi = \frac{V_{poros}}{V_{total\ de\ roca}} \dots (\text{Ecuación 1.17})$$

La porosidad que nos interesa para este caso es la porosidad efectiva ϕ_e que es la que considera solamente los poros comunicados, por los cuales fluirán los hidrocarburos y el agua.

1.3.2 Saturación

Generalmente la saturación de fluido “ s_f ” se define como esa fracción o porcentaje del volumen de poros que es ocupado por una fase de un fluido en particular: gas, aceite o agua, tal como se muestra en la Ecuación 1.18.

$$s_f = \frac{V_{fluido}}{V_{poroso}} \dots (\text{Ecuación 1.18})$$

1.3.3 Permeabilidad

La permeabilidad “k” es una medida de la capacidad de una roca para permitir el paso de un fluido a través de ella mediante un gradiente de presión, Cuando se encuentra saturada por un solo fluido, o sea al 100%, se le denomina permeabilidad absoluta. En la Ecuación 1.19 se muestra cómo se determina la permeabilidad.

$$k = -\frac{q*\mu}{A} \left(\frac{\delta L}{\delta p}\right) \dots (\text{Ecuación 1.19})$$

Donde: q es el gasto del fluido, μ es la viscosidad del fluido, A es el área transversal, δL es la distancia que se desplaza el fluido y δp es el cambio de presión.

La permeabilidad efectiva de un fluido indica la facilidad con que un fluido puede desplazarse a través de un medio poroso cuando no lo satura al 100%, es decir, en presencia de otro(s) fluido(s). La Ecuación 1.20 hace referencia a esto.

$$k = -\frac{q_f*\mu_f}{A} \left(\frac{\delta L}{\delta p}\right) \dots (\text{Ecuación 1.20})$$

Donde: q_f es el gasto del fluido, μ_f es la viscosidad del fluido, A es el área transversal, δL es la distancia que se desplaza el fluido y δp es el cambio de presión.

1.3.4 Mojabilidad

La mojabilidad es una propiedad de un sistema sólido-fluidos, que indica la afinidad relativa entre el sólido y alguno de los fluidos que están en contacto con él, o sea la habilidad de un líquido para extenderse sobre la superficie de un sólido.

En la Figura 1.3 se muestra un esquema en el cual el fluido mojante de la superficie es el agua.

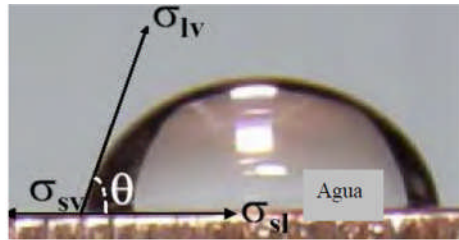


Figura 1.3 Esquema de mojabilidad en el cual el fluido mojante es el agua.

Si $\theta < 90^\circ$ → el fluido mojante es el agua.

Si $\theta = 90^\circ$ → ambos fluidos son mojantes.

Si $\theta > 90^\circ$ → el fluido mojante es el aceite.

1.3.5 Relación de movilidad

La relación de movilidad (λ_f) es una medida de la capacidad que tiene un fluido para moverse en el medio poroso y es específica para cada fluido que lo satura, de esta manera podemos hablar de la movilidad del aceite, gas o agua o cualquier otro fluido extraño al yacimiento.

En términos generales, la movilidad del gas, para las mismas condiciones de presión y temperatura, es más grande que la movilidad del aceite. En la Ecuación 1.21 se muestra la relación de movilidad de un fluido.

$$\lambda_f = \frac{k_f}{\mu_f} \dots (\text{Ecuación 1.21})$$

Donde: f es el fluido (“o” aceite, “g” gas o “w” agua), k_f la permeabilidad efectiva y μ_f la viscosidad de dicho fluido.

Ahora bien, la relación de movilidades, μ_r , es la relación que existe entre la movilidad del aceite y la del agua. Ésta relación determina qué tan móvil o inmóvil puede ser el aceite a través del espacio poroso, en presencia de agua, cuando existe un abatimiento de presión. Tal como se muestra en la Ecuación 1.22.

$$\mu_r = \frac{\lambda_o}{\lambda_w} \dots (\text{Ecuación 1.22})$$

1.3.6 Ecuación de Archie

La ecuación de Archie es una ecuación que se emplea para obtener la resistividad y/o porosidad de la formación a las condiciones de saturación de agua del yacimiento, con lo que es posible conformar un paquete de datos experimentales que permitan la obtención numérica de los parámetros “a”, “m” y “n”. Ecuación 1.23.

$$s_w = \sqrt[n]{\frac{a}{\phi^m} R_w \frac{1}{R_t}} \dots (\text{Ecuación 1.23})$$

Donde:

s_w =saturación de agua

n =exponente de saturación

ϕ =porosidad

m =exponente de cementación

a =factor de formación para $f=100\%$

R_w =Resistividad del agua

R_t =Resistividad de la roca a s_w

1.3.7 Resistividad de las Rocas Porosas Saturadas

Las rocas porosas cuyos poros están llenos de electrolitos constituyen un medio heterogéneo con inclusiones de resistividad mucho menor que la de los minerales de su matriz. El caso de mayor interés es aquel en el que los poros se encuentran en contacto (porosidad efectiva) y ofrecen un camino ininterrumpido para la conducción de corriente eléctrica.

Considerando una muestra de roca electrolíticamente saturada, con un camino poroso interconectado (como una arenisca), y en la que se asume que toda la conducción eléctrica ocurre por el camino electrolítico, se puede escribir (Ecuación 1.24):

$$R = \rho_a \frac{L_c}{S_c} \dots (\text{Ecuación 1.24})$$

Donde:

ρ_a la resistividad del electrolito en $\Omega.m$.

L_c y S_c la longitud y la sección transversal del camino electrolítico equivalente en m y m^2 respectivamente.

1.3.8 Viscosidad

La viscosidad “ μ ”, o comúnmente conocida como viscosidad dinámica, es una propiedad que poseen los fluidos; es una medida de la resistencia al flujo ejercida por dicho fluido. Al recíproco de la viscosidad se le llama fluidez.

Cuando la viscosidad es referente al aceite, se acostumbra colocar el subíndice “o”, o sea, μ_o , mientras que cuando es referente al gas se acostumbra colocar el subíndice “g”, o sea, μ_g .

La viscosidad del aceite es afectada por la presión (p) y la temperatura (T) es decir, un incremento en la temperatura provoca un decremento en la viscosidad; de igual manera, una disminución en la presión provoca una disminución en la viscosidad; mientras que un decremento en la cantidad de gas en solución en el líquido provoca un incremento en la viscosidad, siendo la cantidad de gas en solución una función directa de la presión. La Figura 1.3 presenta la relación entre la viscosidad de un aceite negro respecto a la presión, a una temperatura del yacimiento constante.

Por arriba de la presión de burbuja, la viscosidad del aceite en un yacimiento decrece casi linealmente conforme la presión decrece. A presiones por debajo de la presión de burbuja, la viscosidad del aceite se incrementa conforme la presión decrece.

En el rango de $p \geq p_b$ conforme p decrece la μ_o decrece debido a que las moléculas se alejan más una de otra y se mueven más fácilmente. Conforme la presión del yacimiento decrece por debajo de la presión de burbuja, el hidrocarburo cambia su composición, el gas que se libera toma las moléculas más pequeñas (ligeras) del líquido, dejando al líquido remanente en el yacimiento con más moléculas con formas más complejas (más pesadas). Este cambio en la composición del líquido provoca un gran incremento en la

I ANTECEDENTES

viscosidad del aceite en el yacimiento conforme la presión decrece por debajo del punto de burbuja.

En un yacimiento de aceite negro conforme la producción de aceite aumenta, la presión en el yacimiento decrece y se tiene un menor empuje del aceite hacia los pozos productores debido a que el gas libre trata de ocupar el espacio para fluir, provocando que la viscosidad del aceite se incremente (como se muestra en la Figura 1.4).

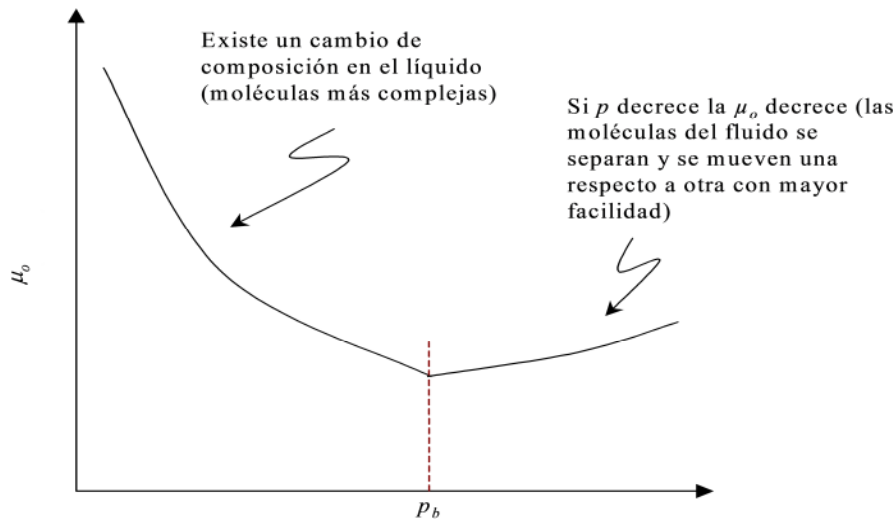


Figura 1.4 Forma común de la viscosidad del aceite como una función de la presión a una temperatura de yacimiento constante.

Mientras la viscosidad del gas se comporta de manera diferente con respecto a la presión y temperatura, decrece conforme la presión del yacimiento decrece. A baja presión las moléculas de los gases están separadas y se mueven fácilmente una sobre otra.

I ANTECEDENTES

La Figura 1.5 muestra la forma de la viscosidad del gas como una función de la presión del yacimiento para tres temperaturas diferentes de yacimiento. Se observa que a presiones bajas la viscosidad del gas se incrementa conforme la temperatura se incrementa. Sin embargo, a presiones altas la viscosidad del gas decrece conforme la temperatura incrementa.

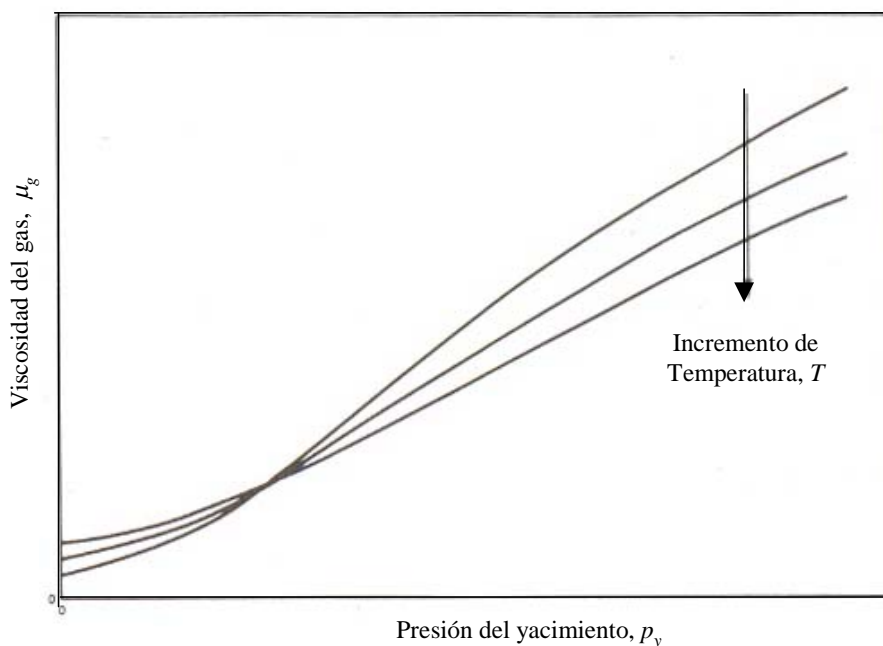


Figura 1.5 Viscosidad del gas como una función de la presión del yacimiento para tres temperaturas diferentes de yacimiento.

La viscosidad cinemática “ ν ” es una propiedad intensiva de los fluidos y resulta al dividir la viscosidad dinámica entre la densidad de dicho fluido, como se muestra en la Ecuación 1.25:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \dots (\text{Ecuación 1.25})$$

Regularmente la unidad en que se mide la viscosidad cinemática es el centistoke en donde μ es la viscosidad dinámica en cp , ρ es la densidad del fluido en gr/cm^3 y ν es la viscosidad cinemática en centistokes. Un centistoke se define como un centipoise dividido por la densidad; un centistoke es igual a $1 \text{ cm}^2/100 \text{ segundos}$ y un centipoise es igual a $1 \text{ gr}/100 \text{ s} \cdot \text{cm}$.

1.3.9 Efecto Joule-Thompson

En física, el efecto de Joule-Thompson, es el proceso en el cual la temperatura de un sistema disminuye o aumenta al permitir que el sistema se expanda libremente manteniendo la entalpía constante.

La relación entre temperatura, presión y volumen de un gas se puede describir de una forma sencilla gracias a las leyes de los gases. Cuando el volumen aumenta durante un proceso irreversible, las leyes de los gases no pueden determinar por si solas qué ocurre con la temperatura y presión del gas. En general, cuando un gas se expande adiabáticamente, la temperatura puede aumentar o disminuir, dependiendo de la presión y temperatura inicial. Para una presión constante (fijada previamente), un gas tendrá una temperatura de inversión de Joule-Thompson (-Kelvin), sobre la cual al expandirse el gas causa un aumento de temperatura, y por debajo, la expansión del gas causa un enfriamiento. En la mayoría de los gases, a presión atmosférica esta temperatura es bastante alta, mucho mayor que la temperatura ambiental, y por ello la mayoría de los gases se enfrían al expandirse. El incremento de temperatura (ΔT) con respecto al incremento de presión (Δp) en un proceso de Joule-Thompson es el coeficiente de Joule-Thompson; la Ecuación 1.26 describe la relación.

$$\mu_{JT} = \frac{\Delta T}{\Delta p} \dots (\text{Ecuación 1.26})$$

Esta expresión se puede encontrar también escrita de la siguiente forma, Ecuación 1.27:

$$\mu_{JT} = \left(\frac{\delta T}{\delta p} \right)_H \dots (\text{Ecuación 1.27})$$

El valor de μ_{JT} depende del gas específico, tanto como la temperatura y la presión del gas antes de la expansión o compresión. Para gases reales esto será igual a cero en un mismo punto llamado punto de inversión y la temperatura de inversión Joule-Thompson es aquella donde el signo del coeficiente cambia.

II. MÉTODOS TÉRMICOS DE RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS

En este capítulo se describirán los diversos Métodos Térmicos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos siendo el Calentamiento Eléctrico parte de ellos.

2.1 Generalidades

Los métodos de térmicos de recuperación proporcionan energía adicional al yacimiento buscando disminuir la viscosidad del aceite, disminuyendo así, la resistencia al flujo y, por ende, permitir que las fuerzas desplazantes presentes en el yacimiento aumenten la producción del crudo.

2.2 Recuperación Mejorada

Se le llama Recuperación Mejorada al proceso mediante el cual se adiciona energía extraña al yacimiento donde los fluidos inyectados interactúan con las propiedades roca-fluidos.

El objetivo de la Recuperación Mejorada es movilizar el aceite remanente después de la recuperación primaria (hacer móvil el aceite inmóvil) o secundaria, aunque esta recuperación se puede llevar a cabo en cualquier momento de explotación. Ésto se lleva a cabo mejorando el desplazamiento microscópico del aceite y las eficiencias de barrido volumétricas. La eficiencia de desplazamiento del aceite se incrementa reduciendo la viscosidad del aceite (proceso térmico) o mediante la reducción de fuerzas capilares o tensión interfacial (proceso químico).⁵

Los métodos de recuperación mejorada usualmente están divididos en cuatro amplias categorías, como se presenta en la Tabla 2.1.

II MÉTODOS TÉRMICOS DE RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS

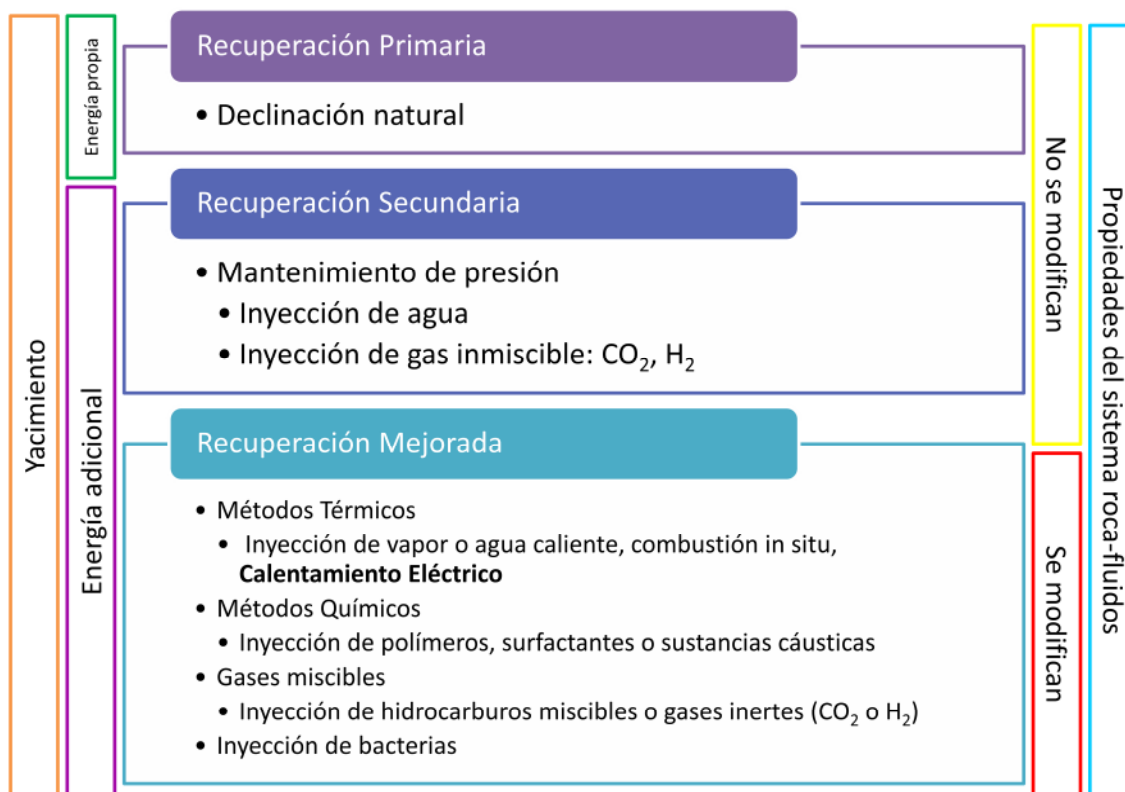


Tabla 2.1 Cuadro de métodos de recuperación de hidrocarburos.

2.3 Métodos Térmicos

La necesidad que se tiene de explotar los yacimientos de aceite en muchos países, ha originado el desarrollo de los métodos de recuperación térmica de aceite. El objetivo fundamental de estos métodos es el proporcionar energía calorífica al aceite, con el fin de disminuir su viscosidad y por lo tanto, facilitar su flujo hacia los pozos productores.⁵

Antiguamente la aplicación de calor a los yacimientos de aceite sólo se hacía con fines de limpieza, para eliminar bitúmenes o parafinas depositadas en las paredes de los pozos ya que disminuían su productividad. Estos métodos pueden clasificarse en tres grupos diferentes, de acuerdo a la forma en que se genera y proporciona el calor al yacimiento:

1. Los que usan calentadores en el fondo del pozo o corriente eléctrica.
2. La inyección de fluidos calientes, agua o vapor.
3. Los que originan la formación de un frente de combustión que se desplaza lentamente a través del yacimiento por un suministro continuo de aire (combustión in situ).

2.3.1 Calentadores de fondo

Los calentadores de fondo se han usado en operaciones de campo en la industria petrolera norteamericana desde 1865, a escasos seis años después de la perforación del pozo *Drake*; tienen la ventaja de que son fáciles de operar, pero el ritmo de generación de calor (100,000-150,000 BTU/hora) es relativamente pequeño, comparado con el que proporciona al yacimiento en un proyecto de inyección de vapor, el cual sobrepasa normalmente los 20,000,000 BTU/hora; cabe señalar que debido a esto, sólo estimula la vecindad del pozo, por lo cual, no se le considera como método de recuperación mejorada pero es el precedente del Calentamiento Eléctrico. Ocasionalmente los calentadores de fondo se utilizan para mantener el crudo por encima del punto de fluidez durante su movimiento hasta la superficie, y para remover o inhibir la formación y depositación de sólidos orgánicos, tales como parafinas y asfaltenos. La utilidad de mencionarlo es para distinguir la diferencia entre los calentadores de fondo y los dispositivos que se emplean en el Calentamiento Eléctrico.²⁰

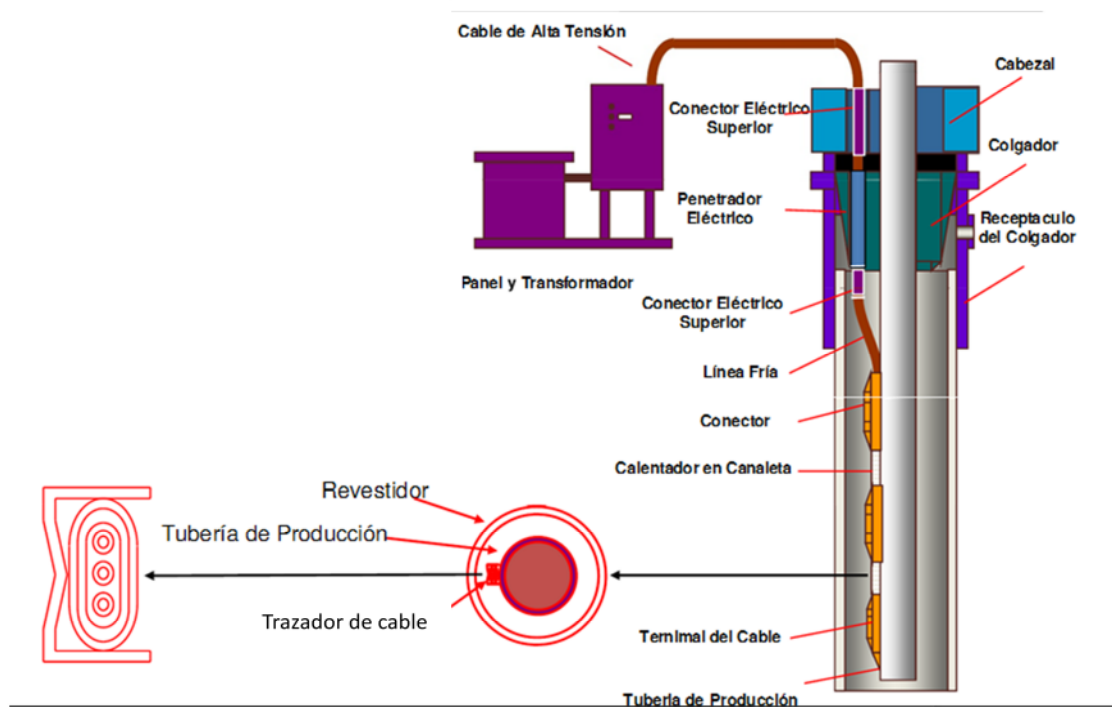


Figura 2.1 Esquema de un calentador de fondo.

2.3.2 Inyección de fluidos calientes

La inyección de fluidos calientes constituye otra forma, probablemente la más efectiva, de explotar un yacimiento de aceite viscoso. En este caso el calor es generado en la superficie e inyectado al yacimiento a través de pozos inyectoros. En la actualidad los fluidos calientes comúnmente utilizados con ese propósito son el vapor de agua y el agua caliente.²⁰

2.3.2.1 Inyección de agua caliente

El agua caliente se empleó por primera vez en proyectos de recuperación secundaria para aumentar los gastos de inyección en operaciones convencionales de inyección de agua. En 1953 *Breston y Pearman* la utilizaron con ese fin, obteniendo incrementos hasta del 35% en las inyectividades. Existe literatura técnica donde aparecen algunos datos sobre aplicaciones de campo de inyección de agua caliente como agente desplazante.²⁰

En realidad este procedimiento va dirigido a beneficiar las condiciones de relación de movilidades aceite-agua en las cercanías de los pozos inyectoros.

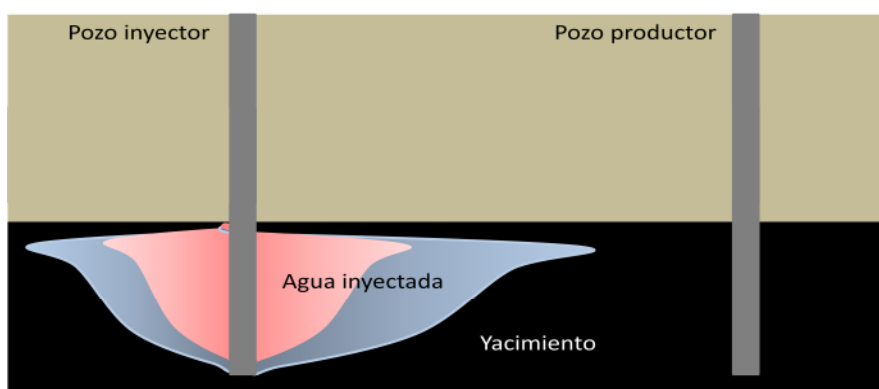


Figura 2.2 Esquema de inyección de agua caliente.

2.3.2.2 Inyección de vapor

Básicamente, existen dos procesos, inyección cíclica de vapor e inyección continua.

II MÉTODOS TÉRMICOS DE RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS

La inyección cíclica de vapor es la versión más atractiva desde el punto de vista económico de la inyección de fluidos calientes para la explotación de yacimientos de aceite viscoso y, por tanto, es el método que ha tenido mayor aplicación en el campo. Además de que respecto de los pozos se puede considerar como una técnica de estimulación, ya que, además de incrementar la recuperación de aceite al reducir su viscosidad (lo que lo hace precisamente un Método de Recuperación Mejorada), logra una limpieza en las paredes de la formación al eliminar algunos bitúmenes o parafinas que se adhieren en el fondo del pozo; lo cual disminuye el factor de daño a la formación.²⁰

La inyección cíclica de vapor consta de tres etapas: La primera corresponde a la fase de inyección, en la cual se inyecta una cantidad determinada de vapor; la segunda, es la etapa de condensación del vapor, en la cual se cierra el pozo para permitir que el vapor inyectado se condense y ceda su calor latente al aceite, reduciendo su viscosidad, y la tercera, que es la etapa en que se pone el pozo a producción. En este método, el pozo inyector sirve como productor alternadamente.

La inyección continua de vapor es un proceso de desplazamiento de aceite, en el cual el vapor es inyectado a alta temperatura (150-260 °C), el cual se inyecta en forma continua a la formación productora por uno o varios pozos inyectores. Este método no es tan empleado en la actualidad por cuestiones económicas y técnicas. Además de que es importante que los espaciamientos entre pozos sean pequeños.

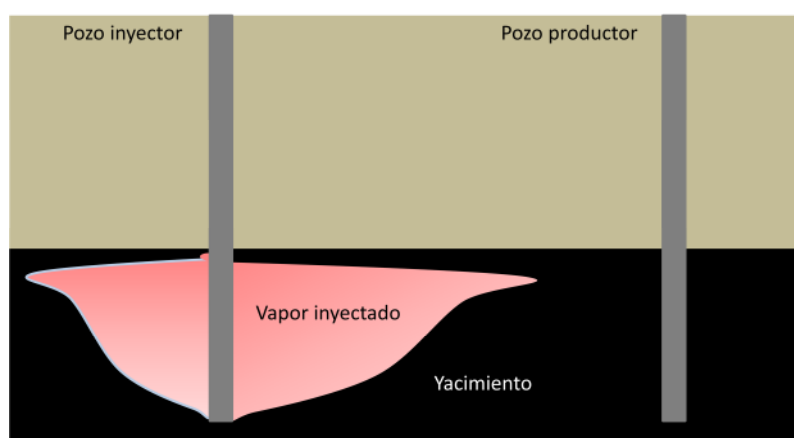


Figura 2.3 Esquema de inyección de vapor continua.

2.3.3 Combustión In Situ

La combustión in situ es un método en el que la energía calorífica que se utiliza para aumentar la recuperación de aceite, es generada en el seno del yacimiento. Este método de recuperación térmica consiste esencialmente en lograr la combustión del aceite en el medio poroso, ya sea en forma natural o por medio de un calentador de fondo, y desplazar un frente de combustión a través del yacimiento mediante inyección de aire.²⁰

La combustión que se desarrolla en el yacimiento puede ser completa o incompleta.

En lo que se refiere al sistema usado hay dos tipos de combustión:

1. Directa: La combustión va de un pozo hacia otro.
2. Inversa (a contraflujo): La combustión va del centro de la roca hacia los pozos.

El método de combustión in situ se aplica generalmente a yacimientos que ya han sido previamente explotados; ésto facilita la inyección del aire, sobre todo en el sistema inverso.

Una de las ventajas de este método con respecto al de la inyección de vapor es que aquí no se forman emulsiones en las primeras etapas productivas; en cambio en la inyección de vapor se pueden formar emulsiones desde el primer ciclo en ocasiones de tipo inverso (agua en aceite); y aunque en la batería de separación se aplican desemulsificadores puede quedar agua atrapada en el aceite lo que causa problemas en las refinерías porque hay un desequilibrio térmico en las torres fraccionadas.

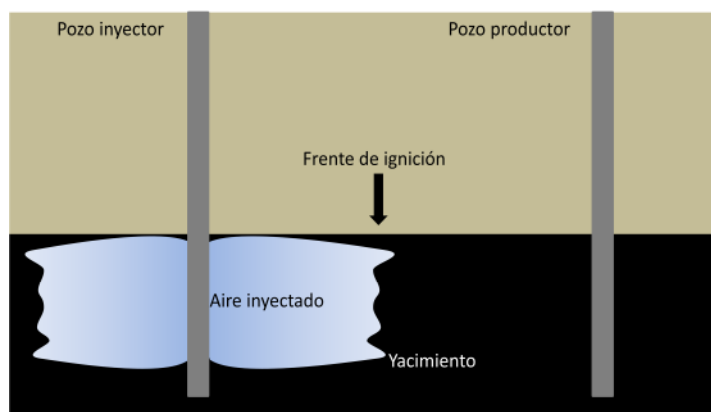


Figura 2.4 Esquema de combustión in situ directa.

2.3.4 Calentamiento Eléctrico

Dentro de los Métodos Térmicos se encuentra el Método de Calentamiento Eléctrico ya sea por Resistividad Eléctrica, por Microondas o por Inducción Eléctrica, es importante tener el conocimiento previo de los demás Métodos Térmicos para poder distinguir las ventajas y las desventajas de cada uno de ellos y conocer la viabilidad del uso de éste.

III. CALENTAMIENTO ELÉCTRICO A YACIMIENTOS PETROLEROS

En este capítulo se describirá el Método de Calentamiento Eléctrico, su funcionamiento y sus consecuencias.

3.1 Generalidades

La Electro-Recuperación Mejorada de Aceite (EEOR, por sus siglas en inglés, Electro-Enhanced Oil Recovery) es una tecnología relativamente nueva que puede mejorar significativamente la recuperación de aceite con costos inferiores a los de la Recuperación Secundaria u otros Métodos de Recuperación Mejorada, donde otras tecnologías no funcionan o no existe la demanda de agua necesaria.¹¹

Los métodos térmicos son los únicos tratamientos efectivos para yacimientos de crudo viscoso. Como los efectos están confinados alrededor del pozo, la estimulación térmica mejora rápidamente las tasas de producción de petróleo. En el caso de la inyección continua, no se pueden esperar aumentos significativos y sostenidos de las tasas de producción sino hasta que un banco petrolífero o de calor lleguen a un pozo productor. A la escala del yacimiento existen ciertas zonas en las cuales el fluido inyectado durante la recuperación secundaria no penetra, por la baja permeabilidad de estas zonas, porque siguen trayectorias preferenciales, o porque la geometría de implantación de los pozos no es favorable lo cual no es una limitante para el Calentamiento Eléctrico.⁸

El aumento del precio del crudo hace rentable inyectar fluidos diferentes al agua con el propósito de aumentar la recuperación final de hidrocarburos; por lo cual, se han realizado numerosas pruebas en torno a esto. Entre los métodos cuyo propósito es mejorar la eficiencia del desplazamiento mediante una reducción de las fuerzas capilares, se pueden citar la utilización de solventes, de surfactantes o soluciones alcalinas. Para mejorar la eficiencia de barrido se puede reducir la viscosidad del crudo mediante Calentamiento Eléctrico, la implementación de este método en combinación de otros métodos térmicos podría proporcionar mejores resultados, aunque los costos de inversión aumentarían, es por ello que es necesario una simulación numérica.¹⁶

III CALENTAMIENTO ELÉCTRICO A YACIMIENTOS PETROLEROS

El Calentamiento Eléctrico adiciona energía extraña al yacimiento propiciando que las propiedades roca-fluidos se modifiquen. Por esta razón puede considerarse como un Método de Recuperación Mejorada, ya que, concretamente⁵:

1. Reduce la viscosidad del aceite.

La viscosidad de los hidrocarburos está en función de la temperatura y es inversamente proporcional a ella. El Calentamiento Eléctrico propicia que la temperatura del yacimiento se eleve, por lo tanto, la viscosidad del aceite contenido disminuye. Éste es el principal mecanismo de acción del Calentamiento Eléctrico.

2. Hincha el aceite.

Junto con el incremento de temperatura, se manifiesta un incremento de presión que podría provocar que el aceite se hinche al hacer que fracciones de gas disuelto liberado se disuelvan nuevamente en el aceite (en el caso de yacimientos saturados), dependiendo de la presión, la temperatura y la composición del hidrocarburo. Aún si dichas fracciones de gas no se disolvieran nuevamente en el aceite, la entalpía del aceite aumentaría provocando que de igual modo sus moléculas se hinchen.

3. Incrementa la permeabilidad efectiva del aceite.

La permeabilidad efectiva del aceite incrementa gracias a los mecanismos electro-cinéticos (que se describen más adelante); por lo tanto, su movilidad aumenta y con ello, su producción.

4. Aumenta aparentemente la permeabilidad absoluta.

En el caso de yacimientos de arenas, areniscas o lutitas hidratadas, puede aumentar aparentemente la permeabilidad absoluta, mientras se aplique corriente eléctrica, gracias a la Electro-Ósmosis (mecanismo electro-cinético que se describe más adelante).

III CALENTAMIENTO ELÉCTRICO A YACIMIENTOS PETROLEROS

Las herramientas para el Calentamiento Eléctrico y sus aplicaciones pueden ser divididas en tres diferentes categorías basadas en la frecuencia de la corriente eléctrica que emplea la herramienta⁸:

- 1) Método de Calentamiento Resistivo. El cuál emplea corriente de baja frecuencia.
- 2) Método de Calentamiento por Microondas. El cuál emplea corriente de alta frecuencia.
- 3) Método de Calentamiento por Inducción Eléctrica. Cuyas herramientas tienen la habilidad de usar un amplio rango de corriente eléctrica dependiendo de los requerimientos del calentamiento y la temperatura deseada.

La corriente eléctrica de las herramientas de resistividad de baja frecuencia penetra más profundamente dentro del yacimiento que la de las herramientas RF (de Radio Frecuencias) de alta frecuencia a temperaturas por debajo del punto de vaporización del agua aunque la temperatura de la zona afectada puede ser mayor con las herramientas RF. El agua congénita provee un camino de conducción iónica en los sistemas de Calentamiento Eléctrico Resistivo gracias a la salinidad inherente permitiendo el uso de suministros de energía a menor costo que el de otros métodos térmicos. Mientras que las herramientas de Calentamiento por Inducción producen campos electromagnéticos que inducen las corrientes de Foucault en la tubería de revestimiento resultando la generación de calor; así la tubería de revestimiento calentada provee calor al yacimiento en la cercanía del pozo. Estas herramientas son muy eficientes y la tecnología de Calentamiento por Inducción ha encontrado lugar en varias aplicaciones dentro de la industria. Para yacimientos de aceite pesado, tanto el Método de Resistividad como el de Inducción se han implementado mayormente que el Método de Microondas.⁸

La EEOR involucra el paso de corriente eléctrica DC entre un cátodo (electrodo negativo) dentro del yacimiento (en la TP) y cualquier ánodo (electrodo positivo) en la superficie o dentro del yacimiento (como se muestra en la Figura 3.1).

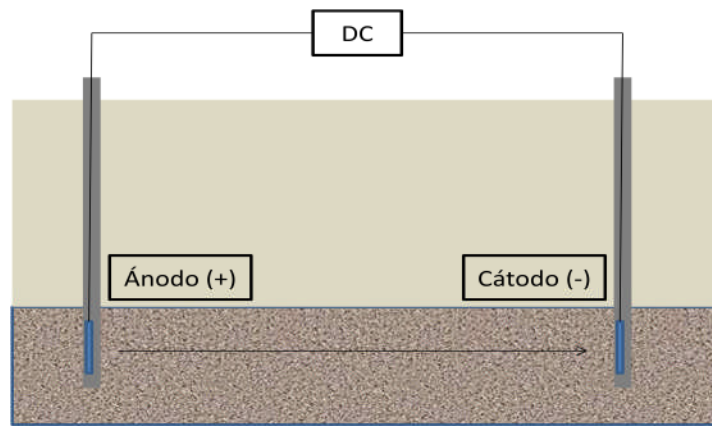


Figura 3.1 Esquema del circuito eléctrico formado entre dos pozos con electrodos.

Cuatro mecanismos son operativos, en la EEOR, basados en los datos disponibles de campo y laboratorio¹¹:

- Electro-Migración.
- Electro-Fóresis.
- Electro-Ósmosis.
- Reacciones Electro-Químicamente Mejoradas.

Estos mecanismos regularmente son llamados *Mecanismos Electro-cinéticos*¹¹.

Además se genera el Calentamiento Joule.

3.2 Calentamiento Joule

La formación es calentada por el paso de corriente eléctrica a través de los fluidos ionizados y los sólidos conductores dentro de la matriz que proporcionan la conductividad necesaria. Mientras que el Calentamiento Joule es generado en la matriz debido a su resistividad eléctrica, lo que actúa como una resistencia que a su vez disipa calor hacia los fluidos, el yacimiento eleva su temperatura y disminuye la viscosidad del aceite pesado incrementando su movilidad y por tanto haciendo más fácil su producción.¹¹

3.3 Electro-Migración

Es el movimiento de los componentes iónicos disueltos tales como los cationes y los aniones bajo la influencia de los campos magnéticos aplicados. La Electro-Migración forma la base de la Electro-refinación y la Electro-galvanización en los procesos metalúrgicos; donde los cationes metálicos migran del ánodo hacia el cátodo.¹¹

3.4 Electro-Fóresis

Son las partículas coloidales cargadas, suspendidas en solución, que migrarán bajo la influencia de un campo eléctrico; similar a la Electro-Migración. Este proceso puede limpiar la garganta de los poros bloqueados, incrementando la permeabilidad relativa del aceite, con lo cual se incrementa su movilidad y por lo tanto, la producción éste.¹¹

3.5 Electro-Ósmosis

Este mecanismo puede deshidratar las arcillas hinchadas (por hidratación), incrementando aparentemente su permeabilidad absoluta, ya que rompe la doble capa de Helmholtz, al menos mientras se aplique la corriente eléctrica.¹¹ Ésta es esencialmente la definición de Electro-Ósmosis usada por Leo Casagrande, al igual que Gray & Michell, Michell, y Tikhomolova.¹¹

3.6 Reacciones Electro-Químicamente Mejoradas

Son las reacciones entre los fluidos y los materiales de la matriz por los cambios de pH al conducir corriente eléctrica. Dichas reacciones modifican la composición de los aceites pesados, resultando hidrocarburos más simples, los cuales tienen una viscosidad menor que los componentes originales, lo que incrementa la energía del yacimiento.¹¹

3.7 Papel de la Doble Capa de Helmholtz

Se forma en las rocas mojadas por agua, por la fuerza atractiva entre las superficies negativas de los minerales y los polos positivos de las moléculas del agua congénita. No hay aniones dentro de la doble capa de Helmholtz.¹¹

Debido a la existencia de ésta, se puede reducir aparentemente la permeabilidad absoluta de la formación, ya que reduce el tamaño de la garganta de los poros. Ésto permite el flujo de moléculas de agua (cationes) pero impide el flujo de las moléculas de hidrocarburos (aniones).¹¹

Esta doble capa eléctrica es dividida en dos regiones electroquímicas:

- Una región arreglada de moléculas de agua y cationes, sostenidas por fuerzas electrostáticas cargadas negativamente en la superficie de los minerales.
- Una región móvil de cationes y moléculas de agua las cuales son protegidas de las cargas negativas de las superficies minerales, estas moléculas y cationes se pueden mover en la presencia de un campo externo.

Si la garganta de los poros son suficientemente grandes, entonces existe una tercer región electroquímica que contiene moléculas de agua tanto con cationes como con aniones. Si la garganta de los poros no es suficientemente grande, el fluido no mojante no puede entrar y solamente el fluido mojante será producido por un flujo darcyano normal. Como lo muestra la Figura 3.2.¹¹

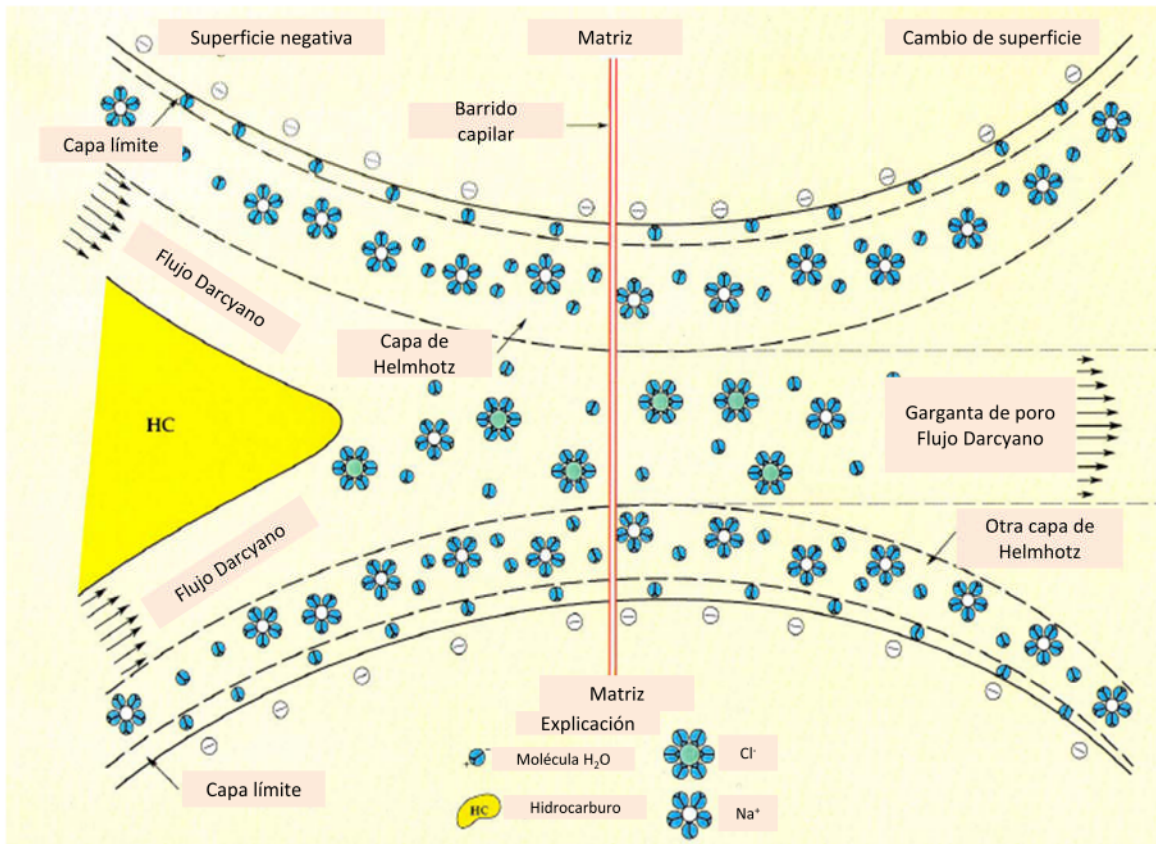


Figura 3.2 Esquema de la garganta de los poro mostrando la doble capa formada a la superficie mineral y restringiendo el flujo Darcyano al centro de la garganta de poro.¹¹

Al aplicar corriente DC, la capa móvil de Gouy (que es análoga a la capa de Helmholtz) migra en dirección del campo eléctrico hacia el cátodo. Este movimiento de las moléculas de agua y los cationes dentro de la capa de Gouy, arrastra las moléculas de agua, los cationes, los aniones y los otros fluidos (en este caso, los hidrocarburos). Tal como lo muestra la Figura 3.3.¹¹

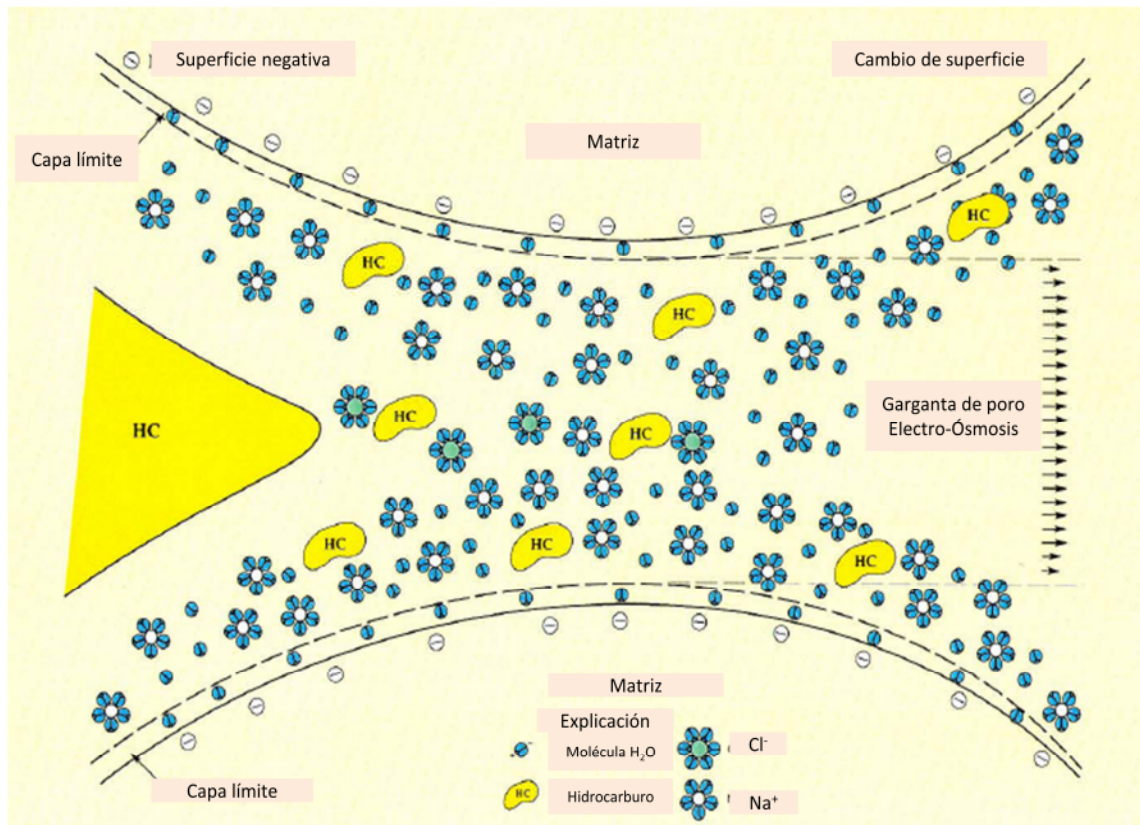


Figura 3.3 Esquema de la garganta de poro mostrando la Electro-Ósmosis, modificando el tamaño efectivo de la garganta de poro para el flujo del fluido.¹¹

3.8 Calentamiento Eléctrico por Resistividad Eléctrica

En este método, la corriente de baja frecuencia, usando el mecanismo de conducción iónica, se hace viajar a través del agua intersticial presente en el sistema matricial del yacimiento. La energía eléctrica es convertida en energía calorífica a través de las pérdidas asociadas a la resistencia en la formación. El efecto total de la generación de calor es reducir la caída de presión cerca del pozo disminuyendo la viscosidad del aceite y mejorando la movilidad de éste. La mayor parte de la conductividad eléctrica en la formación puede ser obtenida de la relación de Archie & Humble dada a continuación; la cual demuestra como para que el Calentamiento Eléctrico sea efectivo, la presencia de agua intersticial es esencial, Ecuación 3.1⁸:

$$R_t = 0.62 \frac{R_w}{\pi^{2.15}} s_w^2 \dots (\text{Ecuación 3.1})$$

III CALENTAMIENTO ELÉCTRICO A YACIMIENTOS PETROLEROS

La temperatura depende de la resistividad y está dada por la Ecuación 3.2:

$$R_w = R_t \frac{T_r - 251.65}{T - 251.65} \dots (\text{Ecuación 3.2})$$

Donde R_w y R_t está en $\Omega \cdot m$ y T_r y T está en $^{\circ}K$.

Cuando la corriente alterna AC de baja frecuencia es usada, el calentamiento eléctrico resistivo es dominante. Cuando la corriente alterna AC fluye a través de un conjunto de conductores induce un campo magnético en el medio circundante; la variación de este campo magnético induce corrientes secundarias (corrientes de Foucault) cuya circulación genera calor.¹²

Los principales componentes del Calentamiento Resistivo son⁸:

1. Ensamble del electrodo. Consiste en segmentos de la tubería de revestimiento y juntas aislantes. Es prediseñado optimizando la potencia-gasto basado en estudios de las características del yacimiento.
2. Unidad acondicionadora de energía. Provee los mecanismos para modificar la línea de poder (generalmente 480 V, 50/60 Hz) a una forma apropiada para deliberarla hacia el yacimiento. Un rango de frecuencias puede ser producido para optimizar el consumo y repartición de energía. Típicamente las unidades acondicionadoras de energía están disponibles en módulos de 100 kW y pueden ser conectadas en paralelo o en serie para igualar los diferentes requerimientos de una aplicación en particular.
3. Sistema de entrega de energía. Consiste en tuberías, cables o la combinación de ambos. Este sistema esencial provee los medios para transportar la energía de una manera eficiente y segura.
4. Sistema a tierra. Designa la regulación del flujo de energía en el yacimiento.

III CALENTAMIENTO ELÉCTRICO A YACIMIENTOS PETROLEROS

5. Sistema de monitoreo/grabación. Provee el hardware y el software para controlar y monitorear, de manera manual o automática, la energía y las temperaturas a través investigaciones montadas en el sistema.

La corriente viaja de la unidad acondicionadora de energía hacia el sistema de entrega, después hacia el ensamble del electrodo y es forzado a través de la matriz del yacimiento (empleando el agua intersticial) retornando a la unidad acondicionadora de energía, por un camino desde el sistema a tierra. La tubería de producción es aislada eléctricamente mediante una tubería concéntrica de fibra de vidrio. Las Figuras 3.4 y 3.5 muestran los esquemas para un pozo calentado por resistividad en un pozo vertical y uno horizontal respectivamente.⁸

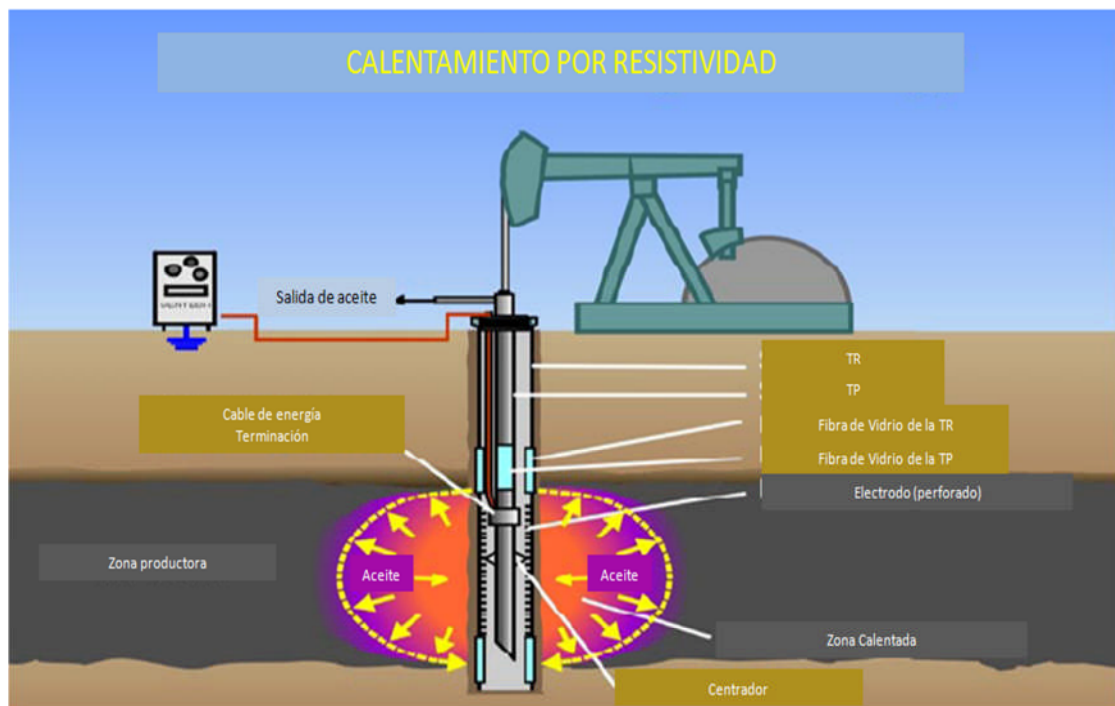


Figura 3.4 Sistema de Calentamiento por Resistividad de la Formación en un Pozo Vertical.⁸

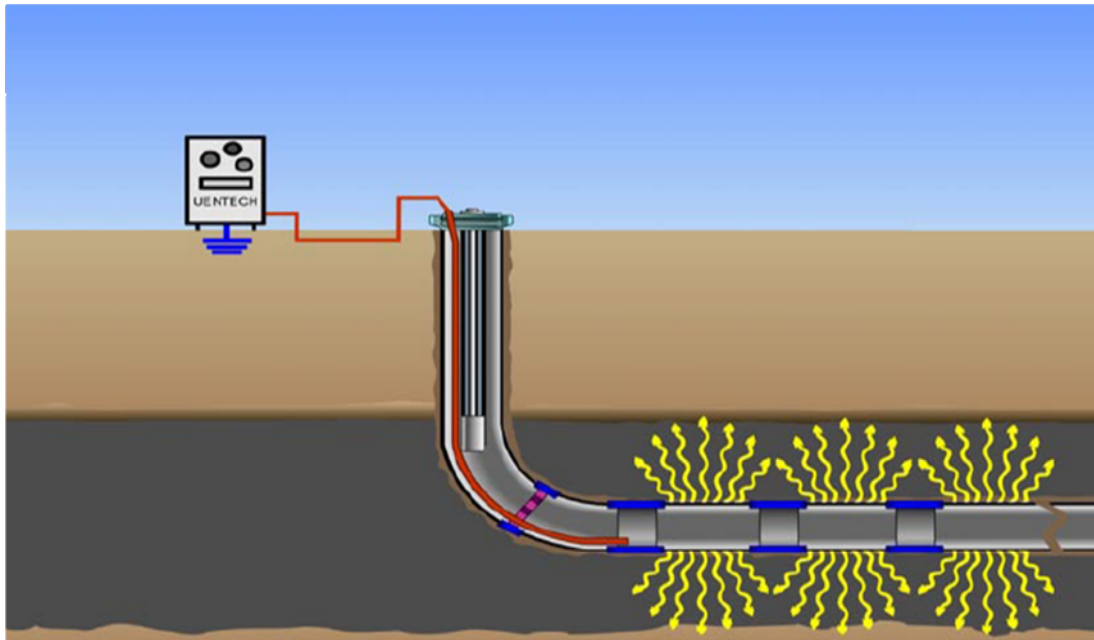


Figura 3.5 Sistema de Calentamiento por Resistividad en un Pozo Horizontal.⁸

La corriente se dispersa por la tierra más allá de la zona de calentamiento y de los fluidos semiconductores en un volumen del yacimiento. La disipación de energía eléctrica en un yacimiento causa que éste se caliente debido a que la formación funciona como una resistencia eléctrica mientras que el agua congénita funciona como conductor; en el caso de yacimientos de calizas, los minerales de su matriz también podrían mejorar la conductividad mientras estén mojados por agua.¹³

En la Figura 3.6 se muestra una configuración simple, en la cual dos pozos productores de aceite vecinos pueden actuar como cátodo y ánodo. Una diferencia de potencial es aplicada atravesando los dos electrodos lo cual provee un camino eléctrico dentro de la formación gracias a la salinidad del agua congénita. Para mantener el circuito eléctrico, la temperatura de la formación se debe mantener por debajo del punto de ebullición del agua a la presión de la formación.¹²

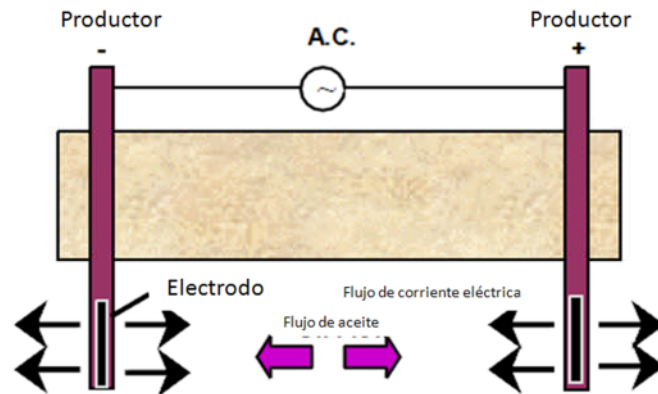


Figura 3.6 Esquema de Calentamiento Resistivo empleando dos pozos productores.

3.9 Calentamiento Eléctrico por Microondas

En el rango de alta frecuencia (radio frecuencias RF y microondas) el calentamiento dieléctrico prevalece y los dipolos formados por las moléculas tienden a alinearse con el campo eléctrico. La alternación de estos campos inducen un movimiento vibracional-rotacional en los dipolos, con una velocidad proporcional a la frecuencia de alternancia. El movimiento molecular puede propiciar un calentamiento significativo, tal como se ve en los hornos de microondas. Cuando la corriente alterna AC fluye a través de un conjunto de conductores induce un campo magnético en el medio circundante; la variación de este campo magnético induce las corrientes de Foucault cuya circulación genera calor.¹²

El Calentamiento Eléctrico por Microondas usa corriente AC de alta frecuencia o de radio frecuencia RF, estas frecuencias pueden variar desde kHz hasta MHz, de este modo, el calentamiento dieléctrico domina el proceso (Kim 1987; Kumar et al. 2000, Sierra et al. 2001).¹⁰

La profundidad de penetración de las microondas es pequeña usualmente (el radio de penetración va de 30-120 ft), pero para la movilidad relativa de los fluidos del yacimiento es alta, por lo que la energía aplicada por microondas continuamente, los calienta; éstos son atraídos hacia los pozos productores. Una antena de microondas puede ser colocada en un hoyo penetrado cerca del pozo productor. En la Figura 3.8 se muestra un esquema del proceso de calentamiento por microondas.¹²

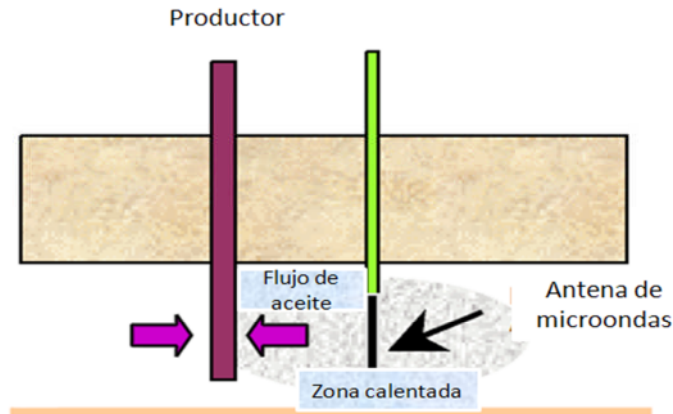


Figura 3.7 Esquema de Calentamiento por microondas empleando una antena.¹²

De igual modo, la antena se puede integrar dentro de los pozos productores, hay dos maneras de hacerlo, 1) Contra-corriente (Figura 3.8) y 2) Co-corriente (Figura 3.9).¹⁰

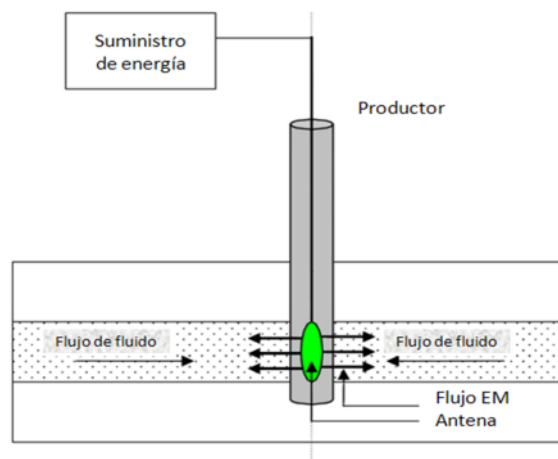


Figura 3.8 Esquema de Calentamiento por Microondas para flujo contra-corriente.

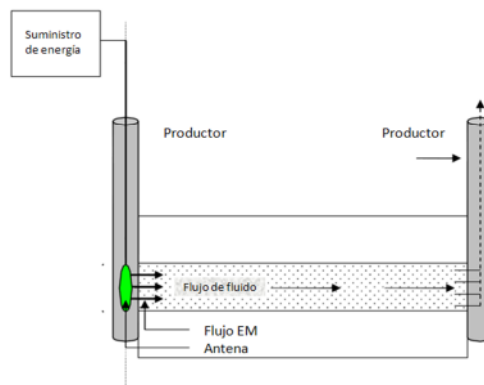


Figura 3.9 Esquema de Calentamiento por Microondas para flujo co-corriente.

El Calentamiento Eléctrico por Microondas para flujo co-corriente, tiene un mejor rendimiento en los gastos de producción de aceite que la del flujo contra-corriente.¹⁰

3.10 Calentamiento Eléctrico por Inducción Eléctrica

Esta herramienta comprende un número de inductores que son fijados al fondo de la tubería de producción y posicionados opuestamente a la zona productora. El sistema utiliza la tubería de revestimiento como un elemento de inducción eléctrica para inducir calor alrededor del pozo. En la Figura 3.10 se muestra un esquema de calentamiento por inducción. Las herramientas de inducción que han sido utilizadas principalmente en pozos verticales.⁸

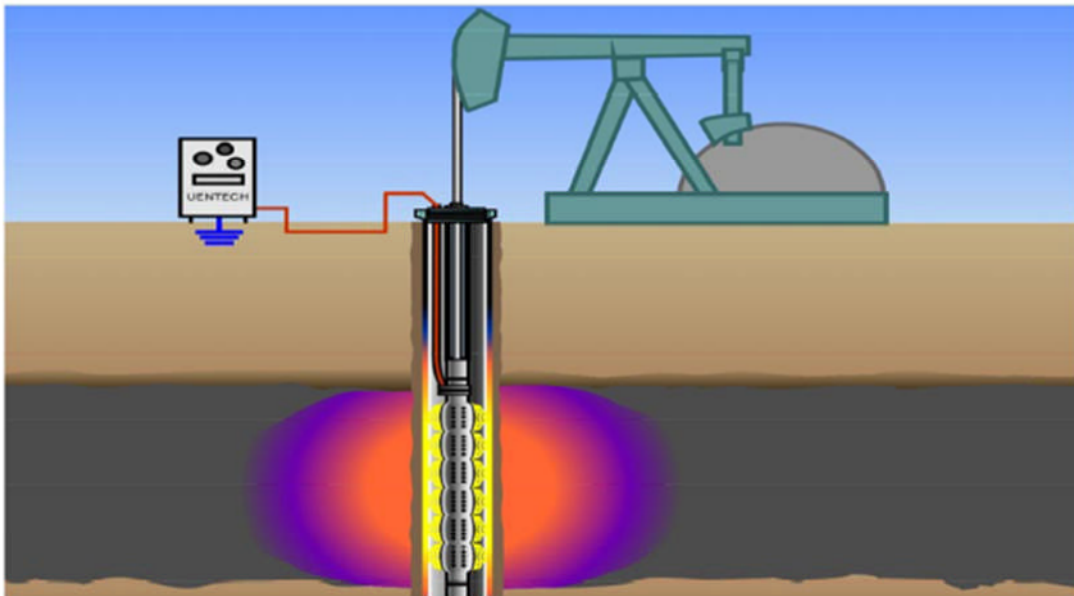


Figura 2.10 Calentamiento por Inducción en un pozo vertical.⁸

La herramienta de inducción, por una parte, hace que se produzcan los campos electromagnéticos, que inducen corrientes de Foucault hacia el interior del yacimiento cuya función total es la generación de calor para reducir la presión de rocío cerca del pozo disminuyendo la viscosidad del aceite y mejorando su movilidad.⁸

La corriente inducida crea calor debido a las pérdidas óhmicas en la tubería de acero (por lo tanto no fluye corriente eléctrica a través del yacimiento).

Cabe mencionar que la longitud de penetración de calor generado por Inducción Eléctrica puede ser menor que la longitud de penetración de calor generado por Resistividad o por Microondas. Por otra parte, como la funcionalidad del inductor no depende de la saturación de agua intersticial, podría funcionar en yacimientos cuya matriz sea mojada por aceite a diferencia de los otros dos métodos.

3.11 Generalidades sobre el escalamiento físico

En estudios de viabilidad para la implementación de procesos de recuperación mejorada es común desarrollar pruebas de laboratorio a pequeña escala conocidos como modelos físicos (a esto se le denomina escalamiento físico), los cuales son representativos del comportamiento del yacimiento, basados en principios de similitud. ¹⁷

Las dos técnicas universalmente empleadas y validadas por *Leverett, Lewis, y True* (1942), *Rapoport* (1955), *Stegemeier, Laumbach, y Volek* (1980) y *Farouq* (1993) para formular modelos físicos escalados son:

- Análisis Dimensional: Su formulación está basada en el *Teorema II de Buckingham* y en la determinación de las variables relevantes al problema en estudio.
- Análisis Inspeccional: Su formulación está basada en las ecuaciones básicas, condiciones iniciales y de frontera que describen el fenómeno.

Para *Croes y Schwarz* (1955), *Stegemeier* (1980), y *Wygol* (1963), las principales limitantes de los modelos físicos están ligadas a la escasa disponibilidad de materiales y fluidos con propiedades físicas que puedan satisfacer todos los requerimientos de escalamiento, así como la imposibilidad para reproducir exactamente la porosidad y el comportamiento de las curvas de permeabilidades relativas y presiones capilares del prototipo de campo. ¹⁷

3.12 Metodología empleada para el desarrollo de un modelo de Calentamiento Eléctrico

La metodología aplicada para obtener los grupos de escalamiento y el dimensionamiento del modelo es la siguiente:

1. Planteamiento de todas las ecuaciones que describen el comportamiento del yacimiento y el proceso de Calentamiento Eléctrico.
2. Transformación de todas las ecuaciones a la forma adimensional, las cuales emplearan números adimensionales como el número de Prandtl, y obtención de los grupos de similaridad.
3. Análisis detallado de todas las fuerzas que actúan en el yacimiento y los fenómenos a estudiar.
4. De acuerdo con los mecanismos más importantes a representar en el modelo, seleccionar la mejor aproximación de escalamiento y sus suposiciones inherentes.
5. Simplificar variables en los grupos de similaridad para obtener los grupos de escalamiento.
6. Finalmente escalar las principales propiedades del modelo.

IV. CRITERIOS DE ESCRUTINIO PARA EL CALENTAMIENTO ELÉCTRICO

En este capítulo abordaremos los criterios de escrutinio que se emplean en los yacimientos petroleros para elegir el Método de Calentamiento Eléctrico más adecuado de acuerdo a las propiedades petrofísicas y de los fluidos del yacimiento.

En general el Calentamiento Eléctrico se ha empleado en yacimientos de arenas petrolíferas, aunque se han reportado también en calizas y en lutitas petrolíferas.

4.1 Yacimientos candidatos para Calentamiento por Resistividad

Los yacimientos candidatos típicos apropiados para Calentamiento por Resistividad son⁸:

1. Yacimientos de aceite viscoso donde el vapor no puede ser usado debido a la profundidad del yacimiento, la pobre inyectividad del vapor, o si la infraestructura para la inyección de vapor no es justificable.
2. Yacimientos en los cuales una cantidad modesta de calor, producen un incremento y un cambio significativo en la producción.
3. Yacimientos cuya saturación de agua intersticial permita la conductividad eléctrica.
4. Yacimientos cuya matriz sea mojada por agua.
5. Yacimientos con permafrost o que tienen alta permeabilidad por fracturas o canalización.
6. Yacimientos de calizas o arenas con aceite pesado.
7. Yacimientos cuyo aceite tenga una gravedad API de 10 a 20 °API.
8. Yacimientos con un espesor de 2 metros de espesor o más.

9. Yacimientos con una producción de aceite de 30 BOPD/pozo o más (sin estimulación durante su explotación primaria).
10. Formaciones con una resistividad de $30 \Omega \cdot m$ o más.
11. Aceite con una viscosidad de 100 cp o más alta.

4.2 Yacimientos candidatos para Calentamiento por Microondas

Los yacimientos candidatos típicos apropiados para Calentamiento por Microondas son⁸:

1. Yacimientos de aceite viscoso donde el vapor no puede ser usado debido a la profundidad del yacimiento, la pobre inyectividad del vapor, o si la infraestructura para la inyección de vapor no es justificable.
2. Yacimientos que necesitan un aumento considerable en la temperatura para incrementar la producción.
3. Yacimientos cuya saturación de agua intersticial permita la conductividad eléctrica y que la temperatura alcanzada durante el Calentamiento no evapore dicha agua para evitar la interrupción del circuito eléctrico.
4. Yacimientos cuya matriz sea mojada por agua.
5. Yacimientos con permafrost.
6. Yacimientos con una permeabilidad pobre.
7. Yacimientos de arenas con aceite pesado.
8. Yacimientos cuyo aceite tenga una gravedad API de 8 a 20 °API.
9. Yacimientos con un espesor de 2 metros de espesor o más.

IV CRITERIOS DE ESCRUTINIO PARA EL CALENTAMIENTO ELÉCTRICO

10. Yacimientos con una producción de aceite de 30 BOPD/pozo o más (sin estimulación durante su explotación primaria).
11. Formaciones con una resistividad de 30 $\Omega \cdot m$ o más.
12. Aceite con una viscosidad de 300 cp o más alta.

4.3 Yacimientos candidatos para Calentamiento por Inducción

Los pozos candidatos típicos apropiados para el Calentamiento por Inducción son⁸:

1. Yacimientos cuyos pozos se dañen debido a la deposición de parafinas y/o asfaltenos.
2. Yacimientos de aceite pesado inmóvil que necesitan un precalentamiento antes de aplicar algún otro proceso de recuperación.
3. Yacimientos con una viscosidad de 200 cp o mayor.
4. Yacimientos con una baja saturación de agua congénita.
5. Yacimientos mojados por agua o aceite.
6. Yacimientos cuyo aceite tenga una gravedad API de 8 a 15 °API.
7. Yacimientos con pozos donde las herramientas puedan ser adaptadas.

V. ESTADO DEL ARTE DEL CALENTAMIENTO ELÉCTRICO

En este capítulo se describirá una breve historia de la implementación del Calentamiento Eléctrico en algunos campos.

5.1 Investigadores relevantes

Una de las primeras tecnologías de EEOR fue propuesta por Workman, cuya teoría proponía la electrólisis dentro del banco de agua (probablemente con Hidrógeno y Oxígeno), el cual se impregna o es absorbido por el aceite para hacerlo más ligero y móvil. Sarapuu propuso el uso de corriente eléctrica AC de alta frecuencia para *carbonizar* los hidrocarburos para mejorar su extracción a través de los pozos. Bell propuso el uso de corriente DC de alta frecuencia para conducir el aceite desde el yacimiento hasta el pozo. Gill & Crowson y Gill propusieron el uso de corriente alterna AC para calentar el aceite en el yacimiento lo cual podría disminuir su viscosidad y mejorar su recuperación. G. V. Chillingar y sus estudiantes, en la Universidad del Sur de California (USC), condujeron numerosas pruebas de laboratorio en las cuales involucraban Electro-Ósmosis, quienes sugirieron que un mecanismo de drenaje de baja potencia podría ser usado para la EEOR. Tikhomolova describió estudios con conductas similares en la Universidad de San Petesburgo, sugiriendo también la Electro-Ósmosis como una tecnología potencial de EEOR.¹¹

El calentamiento por corriente alterna AC de baja frecuencia ha sido evaluado en Campos Canadienses de aceite pesado. El electromagnetismo (EM) y la inducción por radio frecuencias (RF) han sido propuestos para calentar la cercanía de los pozos para reducir la viscosidad del aceite.¹¹

5.2 Breve Historia de la Implementación del Calentamiento Eléctrico

1. 1890- principios de los 60's: El calentamiento por calentadores de fondo de pozo fue utilizado para estimular pozos de aceite en California y antigua Unión Soviética.¹⁶

2. En 1965 varios investigadores evaluaron el Calentamiento Eléctrico cercano al pozo utilizando sistemas de calentamiento óhmico y dieléctrico de 60 Hz.¹⁶
3. El Calentamiento Eléctrico de yacimientos se empleó para el mejoramiento en la producción de hidrocarburos desde 1969, cuando un experimento en *Litle Tom*, Texas, se reportó con éxito. La producción incrementó para cuatro pozos de 1 BOPD a 20 BOPD en promedio, para el experimento, el cual incluyó fracturamiento en la vecindad del pozo. Los métodos subsecuentes atrajeron la atención de un creciente número de investigadores e ingenieros; otras pruebas de campo se reportaron en pocos años.¹⁷
4. 1970 - *Arci* y *PetroCanada* probaron individualmente sistemas de Calentamiento Eléctrico. En Estados Unidos, el Instituto de la Energía y de investigación de *IIT* de Chicago probó con éxito el calentamiento de RF en yacimientos secos del alquitrán en E.U.¹⁶
5. El primer académico en trabajar en procesos de Calentamiento Eléctrico por resistividad fue El-Fekyen (1977), él desarrolló y probó un modelo numérico basado en una formulación de presión implícita y saturación explícita en una malla 2D.¹⁴
6. En 1981 se presentó un trabajo que se realizó en *Amoco*, un campo en el oeste de Texas, donde el gas residual fue vendido a altos precios (aprox. \$0.50 por MCF, para ese año), el costo del combustible favoreció el uso del Calentamiento Eléctrico. Éste debió tener aplicación inmediata en áreas donde los tratadores de gas no podían ser comprados o no estaban disponibles, o en áreas donde no era posible realizar chequeos diarios.¹⁵
7. En 1983 el instituto de investigación de *UENTECH* (antes *ORS* de *EOR*) y de *IIT* firmó un contrato para comercializar técnicas de calentamiento en la cercanía del pozo. *UENTECH* condujo numerosos proyectos piloto con varios operadores. Nuevo equipo y nuevas técnicas fueron desarrolladas.⁸

8. Desde 1986, se crearon algunos simuladores con variables explícitas para procesos de Calentamiento Eléctrico con los cuales determinaron la saturación, voltaje, temperatura y presión. En ese mismo año, Killough y González crearon un método implícito 3D, el modelo era multicomponente y se empleó en el manejo de la vaporización de agua. Los autores se centraron en la idea de modelar el calentamiento del agua.¹³
9. En 1987, *Petrobrás*, Azevedo Travassos, y *ORS Development Co.* realizaron una prueba piloto en el campo *Rio Panon*, en *Río Grande do Norte*, Brasil. En un pozo fue implementado el Calentamiento Eléctrico y sus parámetros fueron monitoreados. Los datos muestran un incremento en la temperatura en la vecindad del pozo, acompañada por un incremento en el gasto de aceite de producción.⁸
10. En 1988, Wattanbarger y McDougal utilizaron un simulador 2D para investigar un parámetro que afectaba a la producción correspondiente al calentamiento eléctrico por resistencia. Ésta consideraba un régimen de estado pseudoestacionario para obtener un método simple de estimación del gasto de producción.¹⁴
11. En 1989 Pizarro y Trevisan presentaron datos de pruebas de campo con Calentamiento Eléctrico de baja frecuencia en campos de *Rio Panon* en Brasil, la producción incrementó de 1.2 BOPD a 10 BOPD después de 70 días de aplicar en promedio 30 kW en la vecindad de los pozos productores (separados 328 ft) en un yacimiento con un aceite bastante viscoso (2500 cp a condiciones de yacimiento).¹²
12. Entre 1989 y 1990, *EOR International* condujo una prueba de Calentamiento Eléctrico en dos pozos de aceite pesado en *Lloydminster* (A1-11-48-25 W3M: *Lashburn* y A8-6-51-27: *Northminster*) en nombre de *Canada Northwest Energy Limite*, reportando un incremento en el gasto de producción mayor al previsto, sin embargo, la prueba se detuvo por la pobre interpretación del equipo disponible en aquel entonces.⁸

13. En 1991 Davison presentó resultados de pruebas de campo de una simulación en el yacimiento de aceite pesado en *Lloydminster* (<11.4 °API). Aunque la respuesta de la producción al Calentamiento Eléctrico fue favorable, se observó que el aislamiento en la tubería de revestimiento falló, lo que provocó que la prueba terminará antes.⁹
14. De 1991 a 1998 *UENTECH/Petrobras* investigó Calentamiento Eléctrico por bloques multi-pozos en el yacimiento de *Rio Panon*, Brasil.⁸
15. En 1994 Kasevich et al. llevó a cabo un estudio de laboratorio de calentamiento de radio frecuencia, en el cual la baja permeabilidad de una muestra de dolomitas fueron calentadas con un monopolo eléctrico. Después de 49 minutos de calentamiento con una fuente de 400 W y 55 MHz, la temperatura se elevó 125 °C. Subsecuentemente una prueba de campo se llevó a cabo en el Campo *North Midway*; La prueba del pozo se localizó en un intervalo de dolomitas relativamente homogéneo, empezando a 500 ft. Un sistema móvil de calentamiento por RF fue ensamblado con un generador de alrededor de 25 kW y 13.56 MHz. La herramienta RF tuvo 25 ft de longitud a una profundidad de 620 ft, encerrada en 250 ft de fibra de vidrio transparente. La temperatura medida en el agujero a los 605 ft de profundidad, se elevó a aproximadamente 220 °F (aproximadamente 130 °F por encima de la temperatura de la formación, 90 °F) después de 40 horas de calentamiento RF.¹²
16. 1994 - El Calentamiento Eléctrico también ha tenido aplicaciones en la remediación ambiental. Una prueba de Calentamiento Eléctrico de baja frecuencia se condujo por *Lawrence Livermore National Labs* como parte de un proyecto de remediación térmicamente mejorada el cual usó energía eléctrica con inyección de vapor para calentar zonas subterráneas contaminadas.¹²
17. 1994 – McGee y Vermeulen realizaron otra prueba de calentamiento por radio frecuencias fue llevada a cabo para remediación de contaminantes.¹²

18. En 1994 se presentó un trabajo realizado en el este central de de *Neosho Country, Kansas*, Estados Unidos, la prueba del campo inicialmente se realizó entre 1979 y 1980 la cual se nombró Beachner-1, y fue expandida de 1983 a 1985 a Beachner-2 y Beachner-3. La producción de aceite en la localidad era baja e inclusive improductiva, no tenía la suficiente presión para fluir naturalmente, y el gasto era de 1 a 3 galones de aceite por día por pozo. Subsecuentemente a la estimulación eléctrica intermitente se le combinó combustión in situ, lográndose un aumento en la producción de aceite. El promedio de la producción de los pozos en prueba tuvo un mejoramiento para un gasto de 5.2 a 10.7 galones por día en los cinco lugares estratégicos donde se hizo la combustión in situ y el Calentamiento Eléctrico cíclico.¹⁶
19. En 1997 *CNRL* probó un sistema de calentamiento eléctrico por inducción por un periodo de 10 meses y reportó un éxito razonable.¹⁶
20. En el año 2004 el Dr. Rangel Germán et al. Modelaron simuladores de Calentamiento Eléctrico para yacimientos de aceite pesado.¹⁹
21. En 2006, *EPI (Electro-Petroleum Inc.)* condujo una serie de demostraciones de campo de EEOR en los yacimientos de Santa María (USA) y el este de Alberta (Canadá). Estas demostraciones de campo, pruebas de laboratorio y análisis de datos, se terminaron después de 12 años debido al colapso mundial del mercado petrolero.¹¹
22. En 2007 Acar et al. Estudiaron experimentalmente tanto calentamiento electromagnético como calentamiento por microondas para la recuperación de aceite pesado en yacimientos con zonas ladronas.¹⁹
23. En 2008 B. Hascakir, T. Babadagli y S. Akin, estudiaron la viabilidad del Calentamiento Eléctrico para la recuperación de aceite pesado de dos campos en Turquía (*Bati Raman* y *Carmulu*) en los cuales hicieron pruebas numéricas y de campo.¹⁹

24. En 2008 M.A. Carrizales, Larry W. Lake y R. T. Johns presentaron un modelo para flujo monofásico para calcular la distribución de la temperatura y la productividad del pozo cuando una fuente de calentamiento electromagnético se coloca en éste.¹⁰

25. El Proceso de Desmontaje Dinámico Electrotérmico (*Electro-Thermal Dynamic Stripping Process, ED-DST*) fue comercializado como una tecnología de remediación ambiental para remover los sólidos volátiles contaminantes. Después de casi diez años de uso, se adoptó para la recuperación de bitumen. Una prueba de campo piloto (*Mc Gee, 2008*) en la formación Mc Murray fue realizada en el 2007 y fue probada para ser aceptada. La prueba piloto demostró la efectividad de la recuperación de aproximadamente 75% de bitumen original en el lugar. La producción de arena fue minimizada y la producción de bitumen fue una emulsión libre. Se están realizando pruebas de campo para establecer la viabilidad comercial del proceso *ET-DSP* como un proceso de recuperación In situ. La validación y calibración del modelo de simulación matemática para la prueba inicial piloto fue presentada con detalle para la expansión de la prueba al campo.¹⁸

5.3 Desarrollos actuales y campos prometedores

1. Las unidades de condicionamiento de energía han sido reajustadas y probadas en campo por *UENTECH*. Estas unidades son equipadas por sistemas de adquisición de datos automáticos.⁸

2. El uso de cubiertas externas a la tubería de revestimiento continúa. Nuevas herramientas de aislamiento están disponibles.⁸

3. Vigilancia remota y sistemas de monitoreo fueron incorporados en el diseño de sistema de calentamiento de yacimientos por bloques con tecnologías de transmisión digital en datos de comunicación.⁸

4. La distribución de la energía eléctrica y el manejo de energía ahora es provisto en toda la instalación.⁸

5. Una prueba de Calentamiento por Resistividad está siendo conducida en el pozo Ardmore, Oklahoma, por *UENTECH Corporation*.⁸

VI. CASO HISTÓRICO

En este capítulo se presenta un caso histórico relevante en donde se reportan los resultados de una prueba de campo al implementar el Calentamiento Eléctrico.

6.1 Desarrollo del Campo Santa María en el cual se realizó *EEOR*

Electro Petroleum Inc. (EPI) condujo una serie de demostraciones de campo de *EEOR* en campos de aceite pesado en el yacimiento de Santa María, California (*USA*). Estas demostraciones de campo, pruebas de laboratorio y análisis de datos duraron más de 12 años.¹¹

Cuenca de Santa María, California (*USA*)

Cuenca de Santa María, California (*USA*); demostraciones de *EEOR* en campo, incluyendo los intervalos para los análisis de datos y pruebas de laboratorio, tomadas por arriba de 6 años.

El yacimiento de la cuenca de Santa María tiene un grosor de 30 m de arena no consolidada a una profundidad por debajo de 850 m aproximadamente. Las tecnologías anteriores fracasadas de *EOR* para este campo fueron: la inyección de vapor y la inyección cíclica de vapor.¹¹

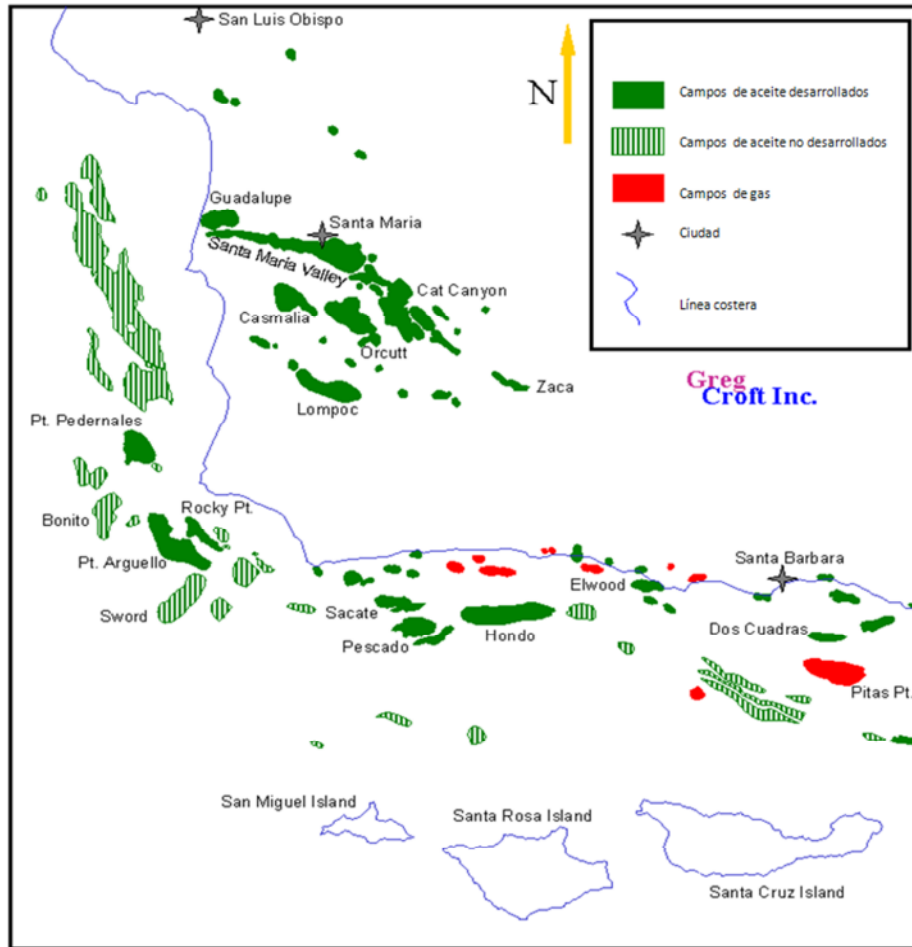


Figura 6.1 Localización del Yacimiento de Santa María, California, Estados Unidos.

Los resultados mostrados en la Figura 6.2 y la Tabla 6.1 son representativos de las demostraciones de campo con *EEOR*. Se aplicó corriente DC. El gasto de producción inicial (no estimulada) fue aproximadamente de 5 *BOPD* de 8.1°API, con un 45% de corte de agua en bomba; 1,750 – 2,000 *PCGPD*, con 1,197 *BTU/PC* de contenido energético de gas producido y 2,290 ppm de H₂S. El gasto de producción promedio de *EEOR* fue de 50 *BOPD* de aceite de 10.7 °API, con un 12% de corte de agua en bomba; 3,800 *PCGPD* con 1,730 *BTU/PC* de contenido energético; y de 2-40 ppm de H₂S.¹¹

VI CASO HISTÓRICO

Medición de	Índice inicial	EEOR
Producción de aceite (BOPD)	5	50
Corte de agua	45%	12%
Densidad del aceite °API	8.1	10.7
Producción de gas (PCGPD)	1 750 - 2 000	3 800
Contenido energético del gas producido (BTU/PC)	1.197	1.730
Contenido de H ₂ S (ppm)	2 290	2 – 40

Tabla 6.1 Comparación de la cuenca de Santa María, California (USA), Demostración de campo usando EEOR*¹¹.

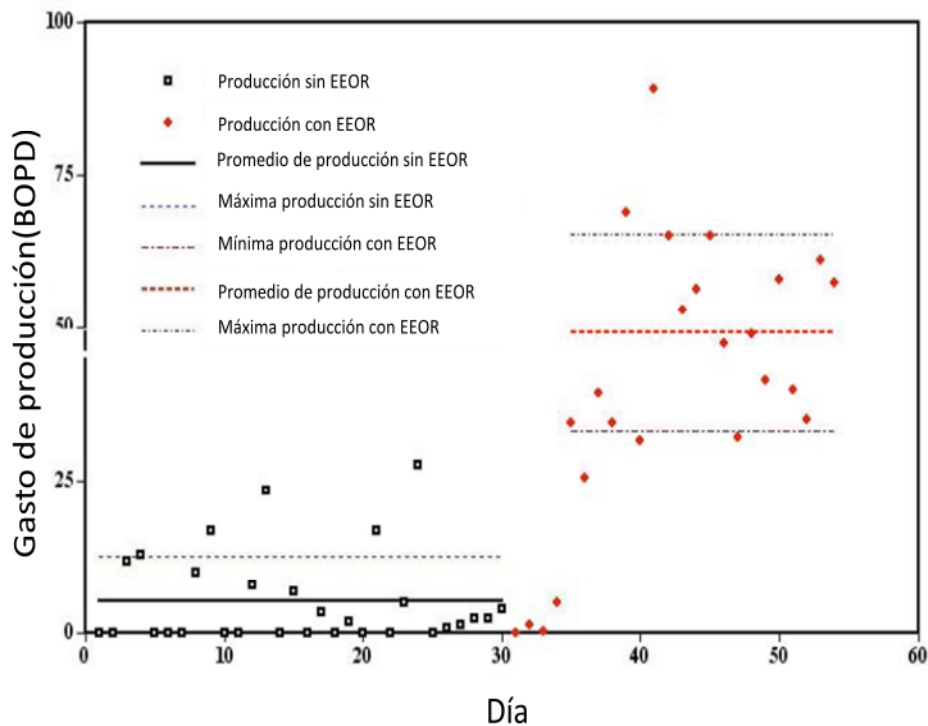


Figura 6.2 Demostración de EEOR a corto plazo en Santa María, California*¹¹

La Tabla 6.1 resume la demostración de *EEOR* en el campo Santa María. Para este campo, la *EEOR*, incrementó la producción de aceite pesado en un orden de diez veces, mientras que el corte de agua cayó de un 45% a un 12%. Adicionalmente, la *EEOR* aumentó aproximadamente al doble la producción de gas, con cerca de uno y medio el

VI CASO HISTÓRICO

incremento de *CEGP* (contenido energético del gas producido), mientras casi se eliminó la producción de H_2S .

La Tabla 6.2 compara la composición inicial de gas C_1 - C_9 y H_2S con la demostración de *EEOR* de la cuenca de Santa María. Exhibiendo un incremento de H_2S y un cambio en el gas hidrocarburo desde el más ligero hasta el más pesado como resultado del *EEOR*. Estos resultados son consistentes con el incremento *CEGP*.

Compuesto	Índice inicial (%)	EEOR (%)
C1	85.4	45.89
C2	2.06	4.22
C3	2.60	10.02
I-C4	0.53	2.65
C4	1.35	6.93
I-C5	0.69	3.76
C5	0.63	3.42
C6	0.79	3.99
C7	0.57	2.57
C8	0.29	0.56
C9	0.46	0.19
H₂S	-	12.90

Tabla 6.2. Cuenca de Santa María, California (USA), Cambios en la composición de gas producido el campo por *EEOR**¹¹.

La tabla 6.3 compara la eficiencia de la producción de aceite para *EEOR*, inyección cíclica de vapor (*huff and puff*), e inyección de vapor, para la demostración en el yacimiento de Santa María. La *EEOR* fue aproximadamente 185 veces más eficiente que la inyección cíclica de vapor y de 613 a 1,083 veces más efectiva que la inyección de vapor continua. Este yacimiento se encuentra a una profundidad de 850 m aproximadamente, una profundidad mayor al límite de la inyección de vapor que es de 600 – 750 m.

Método de recuperación	BTU/Barril producido
EEOR	7 014
Inyección cíclica de vapor	1 300 000
Inyección de vapor	4 300 000 – 7 600 000

Tabla 6.3. Comparación de la cuenca de Santa María, California (USA), Eficiencias de tres métodos*¹¹.

La demostración de *EEOR* de la cuenca de Santa María terminó cuando el pozo se invadió de arena debido a la producción de finos, el operador fue incapaz de rescatar el pozo.

6.2 Cambios químicos en los fluidos producidos

Los datos resumidos de la demostración de Santa María se encuentran en la tabla 6.1, y sugiere que la *EEOR* puede cambiar la composición química de los fluidos producidos. Estos resultados no fueron esperados, el incremento de la producción de aceite y la reducción del corte de agua estaban previstos pero los cambios de composición no lo estaban. La gravedad API más alta, el incremento de producción de gas y el incremento del contenido energético (*BTU*) de los gases producidos fueron atribuidos inicialmente al calentamiento propiciado por el efecto *Joule-Thompson* (descrito en el capítulo 1); pero dicho efecto no pudo explicar la dramática reducción de H_2S producido.¹¹

El descubrimiento reciente de una tecnología de corriente eléctrica de baja densidad llamada *Geo-oxidación Electroquímica (ECGO)*, por sus siglas en inglés) proporciona una explicación perspicaz de los resultados de *EEOR* en Santa María. Dicha tecnología produjo que las moléculas de hidrocarburos más complejas fueran reducidas, mientras las más simples se incrementaron después de un periodo de tratamiento electroquímico.

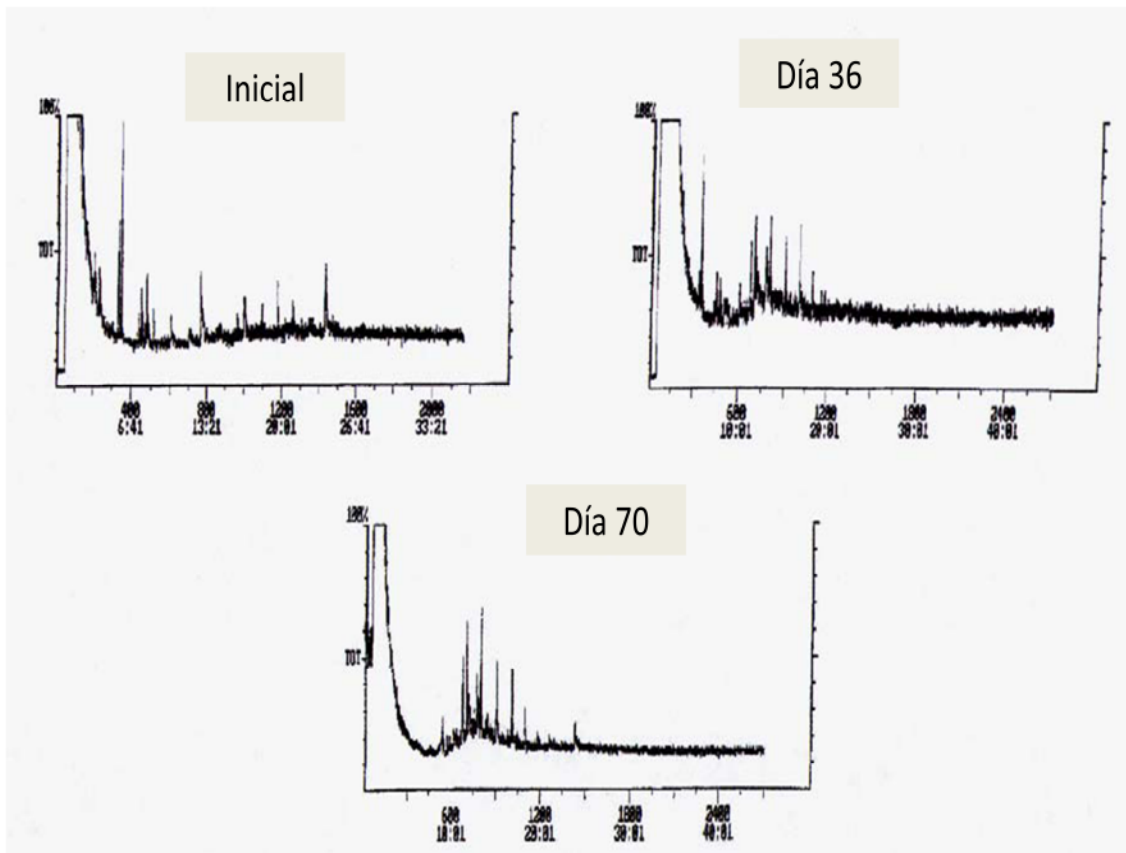


Figura 6.3 Cambios de hidrocarburos-Poliaromáticos durante el tratamiento ECGO.¹¹

La Figura 6.3 muestra los cambios de viscosidad durante una prueba de laboratorio de *EEOR* en un periodo similar empleando el crudo de dos campos de aceite pesado de California, habiendo una declinación significativa durante el periodo de prueba.

6.3 Comparaciones tecnológicas

Cualquier tecnología emergente necesita ser comparada. Esto está reflejado en las tablas 6.3 – 6.5.

VI CASO HISTÓRICO

Carácter	Inyección de vapor ¹	EEOR ²
Capital, costos de instalación y diseño (USD) ³	\$3,400,000	\$3,125,300
Costos anuales de energía (USD) ⁴	\$620,800	\$86,200
Costos no-energéticos (USD/barril)	\$2.23	\$0.45
Expectativas de vida del equipo	7	10

Tabla 6.4. Comparación de costos estimados entre la inyección de vapor y EEOR, dichos costos están en términos del año 1998 sin estimar la inflación*¹¹

¹Inyección de vapor con 8 pozos inyectoros y 15 pozos productores en el valle de San Joaquín, California. ²Extrapolación de EEOR 6 convertidores de poder y arreglos de ánodos en superficie con 23 cátodos subterráneos localizados en 20 pozos productores. ³Costos de pozos de producción. ⁴Inyección de vapor: 155,200,000 PC/año de gas natural a US\$ 0.004/PC. EEOR: 862,000 kW-hr/año a US\$ 0.10/kW-hr..

Limitación del proceso	EEOR	Inyección de vapor	Inyección de CO ₂	Combustión in situ	Inyección de surfactante	Inyección de Solventes
Costos finales	Suministro de poder, cables, electrodos	Vapor, Generador, Compresor, Líneas de transmisión	Suministro de CO ₂ , compresor, líneas de transmisión	Compresor, líneas de transmisión	Tanques de mezclado, bombas, líneas de transmisión	Tanques de mezclado, bombas, líneas de transmisión
Barrido uniforme	Sí	Zonas no-ladronas	Zonas no-ladronas	Zonas no-ladronas	Zonas no-ladronas	Zonas no-ladronas
Limitaciones de profundidad	No	≤2,500 ft	No	No	No	No
Demanda de agua	Cero	Muy alta	ninguna	ninguna	alta	Variable
Limitaciones operacionales	ninguna	Limitaciones de suministro de agua y emisiones	ninguna	ninguna	Químicos peligrosos	Químicos peligrosos
Tipo de yacimiento	Alta y baja permeabilidad	Alta permeabilidad, matriz no reactiva	Alta permeabilidad	Alta permeabilidad	Alta permeabilidad	Alta permeabilidad
Madurez	Demostración de campo	Comercial	Comercial	Comercial	Pruebas piloto	Pruebas piloto

Tabla 6.5. Madurez tecnológica de EOR en aceite pesado y comparación de las limitaciones*¹¹.

6.4 Comparación entre la eficiencia de *EEOR* y la eficiencia de la inyección de vapor

La tabla 6.3 compara la eficiencia (energía/incremento del aceite producido) en la cuenca de Santa María, a través de *EEOR*, inyección de vapor e inyección cíclica de vapor (*huff & puff*) en dicho campo. Para este campo en particular fue considerablemente más eficiente el empleo de *EEOR* que las otras dos alternativas debido a la profundidad en la cual se encuentra el yacimiento, 850 m.

6.5 Comparación entre el costo de *EEOR* y el costo de la inyección de vapor

La tabla 6.4 compara entre el costo de las operaciones del empleo de *EEOR* y la inyección de vapor en el valle de San Joaquín, California (*USA*). Dichos costos están en dólares en el año 1998 sin ajustes por la inflación.

Mientras el capital para ambas tecnologías era cercano aparentemente, la *EEOR* resultó más rentable dado que la inyección de vapor debido a la vida de ambos proyectos. Los costos de mantenimiento y operación resultaron mucho más bajos que los de la inyección de vapor. El equipo de *EEOR* prácticamente está libre de mantenimiento y puede ser monitoreado remotamente. Dicha conveniencia también se puede ver reflejada en la expectativa de vida de ambos equipamientos.

6.6 Comparación entre la *EEOR* y otras tecnologías de *EOR*

La tabla 6.5 compara la *EEOR* y otras *EOR*, en la cual podemos observar que la *EEOR* tiene las siguientes ventajas:

- El calentamiento es generado in situ a través del Calentamiento Joule.
- No emplea ningún fluido de trabajo.
- No necesita un suministro significativo de agua.
- Reduce el corte de agua.
- No depende de la permeabilidad.

VI CASO HISTÓRICO

- No hay complicaciones por zonas ladronas.
- No hay preocupaciones por el empleo de químicos peligrosos.
- Incrementa la permeabilidad relativa del aceite.
- La electrocinética influye positivamente en el flujo y los fluidos producidos.

La más grande limitación de *EEOR*, a la fecha, parece ser su limitado empleo en campo ya que no se cuenta con gran experimentación implementada y sus pruebas han sido cortas relativamente.

VII. REPORTE DE PRUEBAS EN CAMPOS PROMETEDORES

7.1 Pruebas de campo

Aunque el Calentamiento Eléctrico en un pozo de aceite parece ser un concepto atractivo, hasta la fecha, no ha sido implementado más allá de pruebas de campo. Todas las pruebas de campo han sido relativamente cortas por el pobre potencial eléctrico, el cual ha tenido algunos problemas incluyendo la corrosión del fondo del pozo, la fuga de corriente y la regulación de voltaje. Todas las pruebas realizadas reportaron resultados positivos pero ninguna ha tenido gastos por arriba de 80 BOPD, la mayoría tuvo un incremento menor de 10 BOPD.¹²

Petrobras condujo una prueba de laboratorio durante 70 días entre 1988 y 1989. Esta prueba fue conducida en el yacimiento *Rio Panon*, el cual contiene aceite de 15 °API con una viscosidad por encima de 3,000 cp a condiciones de yacimiento. El gasto de producción incrementó de 1 a 6 BOPD con un nivel de 20 kW. El gasto de producción aumentó a 20 BOPD tras incrementar el poder a 40kW. La prueba fue terminada por problemas en el control de voltaje y fugas de potencia causadas por fallas del recubrimiento externo de la tubería de revestimiento en el fondo del pozo. En 1991, Petrobras expandió esta prueba a un programa de cuatro pozos, estos pozos equipados eléctricamente fueron colocados en una configuración *five spot* alrededor del pozo productor como pozos inyectores que actuaron como tierra para los pozos cargados. Los resultados del balance de energía mostraron un balance de 1 a 11, lo cual significa que 1 barril de energía eléctrica gastada equivalente sirve para producir 11 barriles de petróleo.¹²

7.2 Energía equivalente

La cantidad de calor que puede ser liberada por la formación por Calentamiento Eléctrico puede ser bastante limitado. Comparando la cantidad de energía consumida por el Calentamiento Eléctrico con el equivalente del vapor para producir el mismo efecto, 100 kW de poder es equivalente a la cantidad de calor latente deliberado por la

condensación de 3 m³/d de vapor; por lo tanto 1 MW para Calentamiento Eléctrico es el equivalente a 30 m³/d de vapor. Debería notarse que la deliberación de la misma cantidad de calor transferido durante la circulación de vapor en un SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage), tiene mayores requerimientos de energía y podría ser mayor a los 2 MW. De igual modo debería notarse que debido a la eficiencia en la generación de electricidad, la cantidad de combustible consumido para producir la energía eléctrica equivalente es del doble que la energía deliberada por el vapor.¹²

7.3 Pérdida de la conductividad eléctrica

Aunque en general la resistencia eléctrica en la formación es baja, podría existir una pérdida de conductividad eléctrica alrededor del electrodo debido a que la concentración de calor podría evaporar el agua congénita en la vecindad del pozo. A esto se le llama *punto caliente* y causa que el electrodo falle en algunas pruebas de campo, especialmente alrededor de la zona productora ya que el agua puede llegar a su punto de ebullición, ésto también puede ocasionar que el aceite sobrepase su punto de burbuja, lo que ocasionaría un rompimiento en el circuito eléctrico y detendría el calentamiento electromagnético; lo cual sugiere que se inyecte agua necesariamente para mantener la saturación de agua alrededor del electrodo cuando se estima que la temperatura alcanzada será mayor o igual que la temperatura de ebullición del agua a dichas condiciones.¹²

7.4 Pérdida de calor en la zona productora y la integridad del pozo

Aunque la pérdida de calor en la sección vertical es prevista es menor comparada con la de los procesos de vapor, aunque la pérdida de calor inducida, si la corriente AC es usada, podría ser significativa. En adición para el confinamiento del flujo de corriente a través de la formación productora puede cambiar si hay lutitas conductoras. Aunque también el uso de corriente DC puede debilitar el material del pozo si es susceptible a la corrosión por galvanización.¹²

El calentamiento en la formación podría ser limitado porque el espaciamiento entre pozos debe ser muy estrecho, alrededor de 60 ft, para que sea efectivo, en el caso de Calentamiento por Resistividad.¹²

7.5 Ventajas del Calentamiento Eléctrico sobre la inyección de vapor

El flujo eléctrico depende de la presencia de salmuera conductora pero no del flujo del fluido; por esa razón, la inyektividad no necesita ser establecida previamente para obtener el calentamiento, adicionalmente, el calentamiento eléctrico tiene la ventaja tanto sobre la inyección de vapor como sobre la inyección cíclica de vapor de que el calentamiento y la producción se lleva a cabo simultáneamente. La eficiencia de barrido volumétrico puede ser mejor para el calentamiento eléctrico en áreas de baja permeabilidad donde el fluido no puede ser desplazado sin el calentamiento.¹²

Hay muchas otras ventajas del Calentamiento Eléctrico sobre la inyección de vapor; una aplicación primordial del Calentamiento Eléctrico podría ser en lutitas hinchadas, en estos casos, la inyección de vapor reduce la inyektividad del vapor y por tanto la producción de aceite; la aplicación de corriente eléctrica puede subsanar esta situación e inclusive puede incrementar aparentemente la permeabilidad absoluta de la formación (como se explicó por el mecanismo de Electro-Ósmosis). La deliberación de calor por medio de la inyección de vapor en yacimientos profundos se vuelve ineficiente debido a las pérdidas de calor que éste sufre en la sección vertical y empeora en la sección horizontal mientras que por medio del calentamiento eléctrico, se puede obtener una distribución de calor más uniforme y eficiente. Y peor aún, en yacimientos demasiado profundos (cuya profundidad es mayor de 2,500 ft) la única opción podría ser el Calentamiento Eléctrico.¹²

7.6 Pruebas en campos prometedores y resultados

A continuación se enumera un resumen de pruebas en campos prometedores y sus resultados correspondientes.

1. La Figura 7.1 muestra los resultados de una prueba en el campo *MAZZEI*. El yacimiento contiene aceite de 13 °API y tiene una profundidad de 423 m. La prueba fue realizada durante 8 meses y la producción de aceite se triplicó.⁸

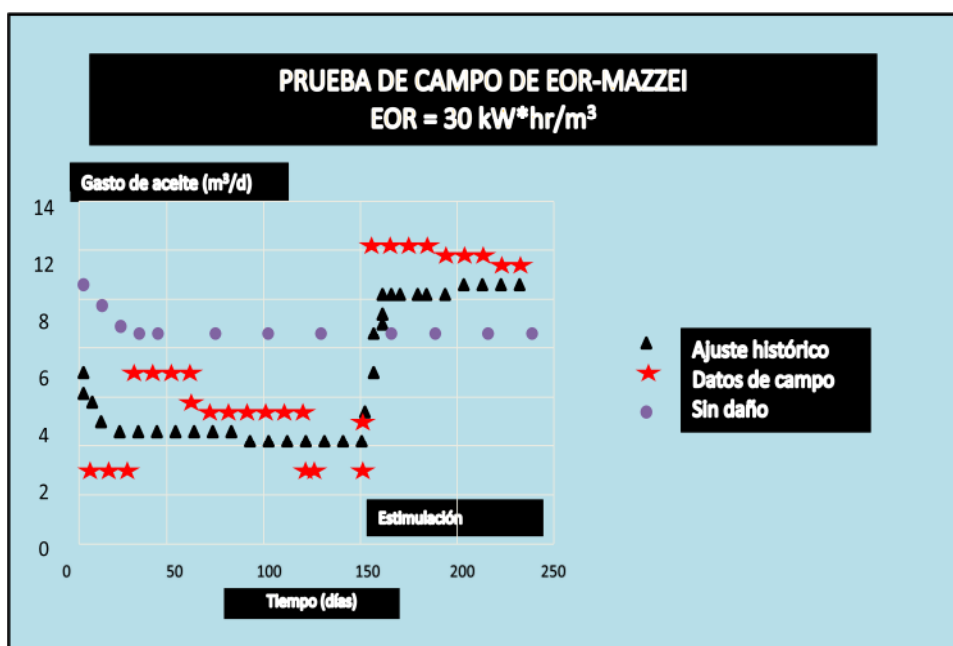


Figura 7.1, Predicción de la Simulación y Resultados de la Prueba de Campo para EOR-Mazzei Aplicación de Calor por Resistividad*⁸.

- Una prueba de Calentamiento Eléctrico por resistividad fue realizada por *EOR international* del 10 de noviembre de 1989 hasta agosto de 1990 en el pozo SCH-280 del yacimiento de *Bentheim* del campo de *Schoonebeek* en Países Bajos. La arena del yacimiento abarca 31 m de espesor con una porosidad de 0.3 y la permeabilidad 200 a 4000 mD. El aceite tiene una viscosidad a condiciones de yacimiento de 160 cp y es un aceite ceroso con un punto de opacidad muy cercano a la temperatura del yacimiento de 40 °C la cual se midió antes de ser intervenido, el gasto de la producción de aceite antes del Calentamiento Eléctrico fue de 13 m³/d con un corte de agua del 35%. Mientras que el suministro superficial de energía se aumentó a 60 kW, se observó un repunte del gasto de producción al doble. La temperatura en el fondo del pozo estaba en un rango de 54 a 60 °C en la tubería de revestimiento a lo largo del montaje del electrodo. Al elevar la energía no se observó ningún incremento significativo en la producción. La prueba de Calentamiento Eléctrico de SCH-280 se muestra en el Figura 7.2.⁸

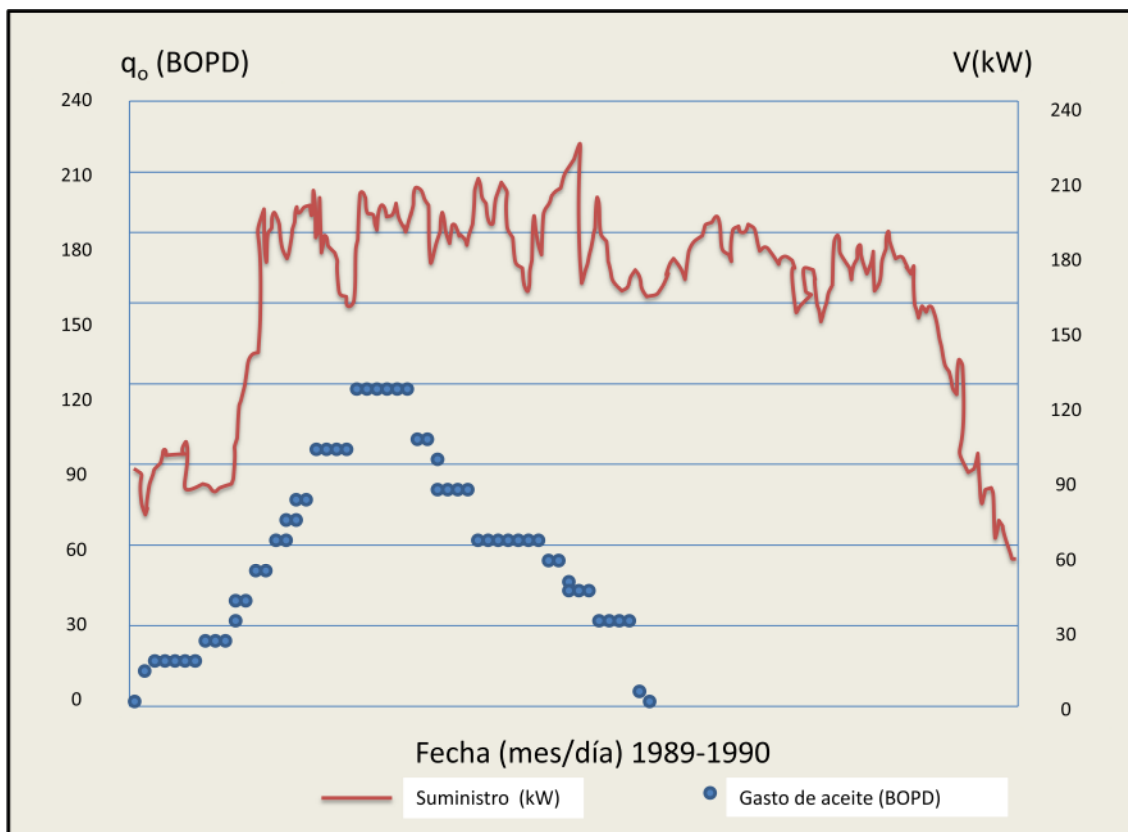


Figura 7.2, Pozo Schoonebeek (Países bajos), Resultados de la Prueba*⁸.

3. *EOR International* realizó una prueba de Calentamiento Eléctrico en dos pozos de aceite pesado de *Lloydminster* (A1-11-48-25 W3W: *Lashburn* y A8-6-51-27: *Northminster*) a nombre de *Canada Northwest Energy Limited* entre 1989-90. El yacimiento contenía aceite pesado de 14 °API. Aunque la prueba falló debido al sistema de suministro de energía y problemas de producción de arena, hubo una respuesta positiva de la producción obtenida al aplicar Calentamiento Eléctrico.⁹

Los proyectos piloto (*Northminster* y *Lashburn*) tuvieron un pico en el gasto después de la estimulación de 1.27 y 3.75 respectivamente. Ambos proyectos indicaron una respuesta rápida a una baja entrada de energía. Hasta el momento en el que la prueba falló, las características del flujo mejoraron. Ningún proyecto de

VII REPORTE DE PRUEBAS EN CAMPOS PROMETEDORES

Calentamiento Eléctrico en estos campos tuvo un periodo de prueba extenso (*Lashburn*: 2 meses, *Northminster*: 3 semanas). Los resultados se muestran en las Figuras 7.3 (a) y 7.3 (b).

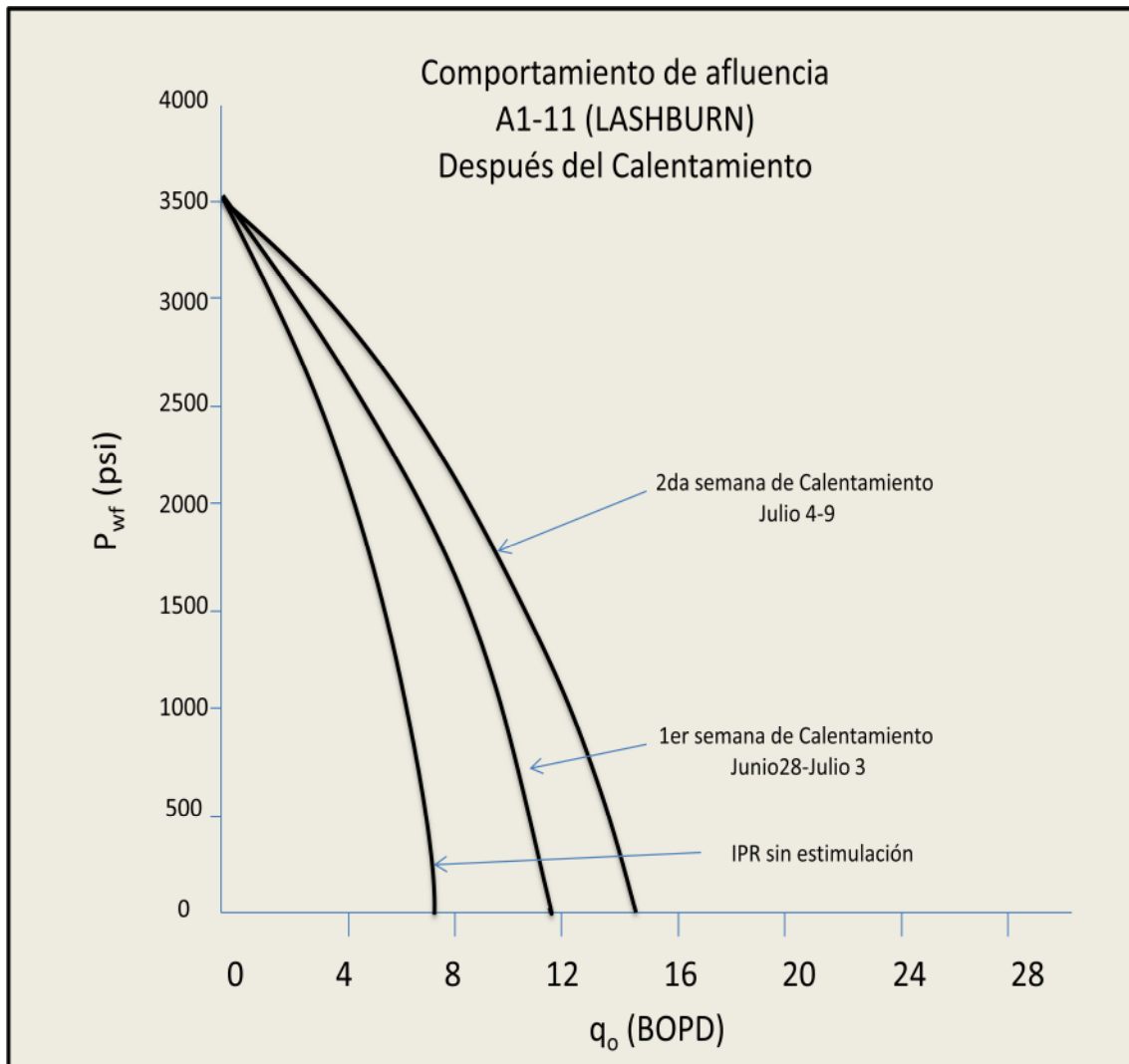


Figura 7.3 (a) Resultados de campo aplicando Calentamiento Eléctrico a Lloydminster-Lashburn.⁹

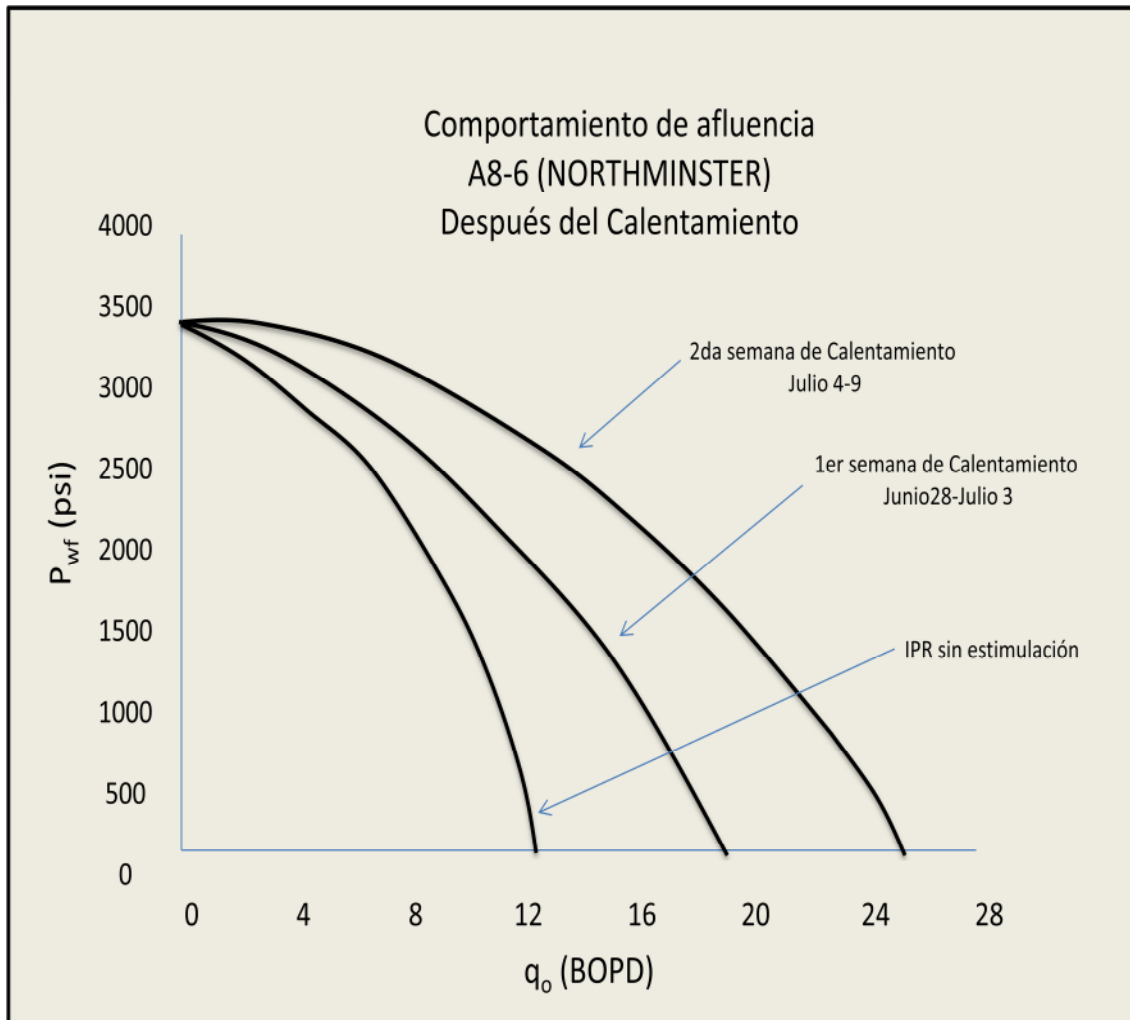


Figura 7.3 (b) Resultados de campo aplicando Calentamiento Eléctrico a Lloydminster-Northminster.⁹

- El Calentamiento Eléctrico por bloque en un yacimiento con pozos múltiples del campo *Rio-Panon* fue investigado por *UENTECH/Petrobras* en el periodo de 1991-1998¹⁴. El yacimiento contiene aceite de 15 °API con una viscosidad de 2450 cp a una temperatura de yacimiento de 100 °F. El reporte dio un promedio de porosidad de 27% y una permeabilidad de 1200 mD. El yacimiento esta una profundidad de 210 m y tiene un espesor de 8.5 m. El resultado indicó un

VII REPORTE DE PRUEBAS EN CAMPOS PROMETEDORES

incremento de la producción de 200% debido al Calentamiento Eléctrico por bloques, lo cual se muestra en la Figura 7.4.⁸

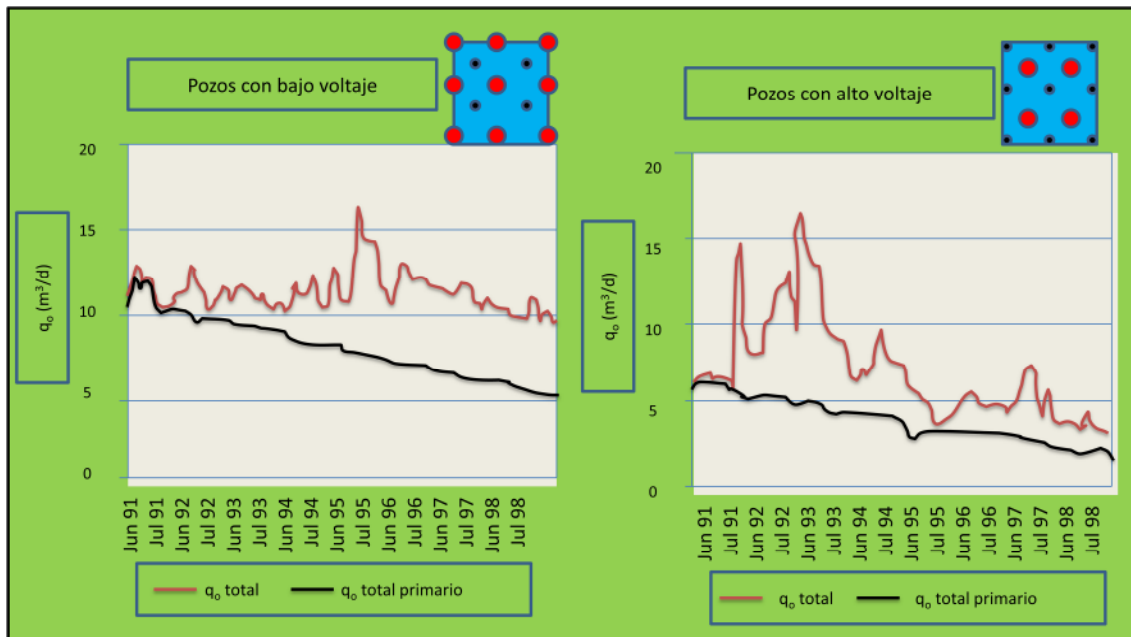


Figura 7.4 Resultados de la prueba con Calentamiento Eléctrico en un bloque de Rio-Panon⁸.

5. Varios Inductores de Calor se instalaron desde 1997 hasta 2001. Los Inductores de Calor fueron manufacturados por *Madis Engineering*. La siguiente información fue reportada⁸:
 - a) *CNRL* probó un sistema de Inducción de Calor para un periodo de diez meses en 1997 y se reportó exitosa. El aceite tenía 10 °API y el yacimiento se encontraba a una profundidad de 534 m.
 - b) En 1998, un inductor fue instalado por *Bahrain Petroleum Company* en un yacimiento situado a una profundidad de entre 450-480 m, los recortes contenían aceite de 12-18 °API. La viscosidad de aceite fue de 350 CP a 40 °C. Se observó un aumento de la producción de aceite de dos a tres veces para las entradas de energía. La prueba se llevó a cabo en un pozo, el cual contaba con un sistema de Bombeo Neumático instalado antes del Inductor de Calor.

VII REPORTE DE PRUEBAS EN CAMPOS PROMETEDORES

- c) Se reportó un incremento en la producción de aceite y una disminución en el corte de agua para prueba de Calentamiento Eléctrico por Inducción en un pozo horizontal por *Renaissance Energy Ltd.*
 - d) Otras dos pruebas que implican sistemas de Inducción de Calor realizadas por *AEC* en el campo *Pelican* y otras realizadas por *Ranger Oil* en el campo Elk Point no han sido exitosas.
 - e) Dos pruebas adicionales están en curso en California y Egipto. No hay información disponible hasta ahora.
6. Ardmore, Oklahoma: Una prueba de calentamiento por resistividad se condujo en un pozo de Ardmore por *Uentech Corporation*. El yacimiento tiene un aceite de 15 °API a una profundidad de 270 ft. Se perforaron algunos pozos de observación para investigar el comportamiento de la temperatura a diferentes radios. La prueba reportó un incremento en la temperatura en una distancia horizontal al electrodo en la zona productora. La Figura 7.5 muestra el resultado.⁸

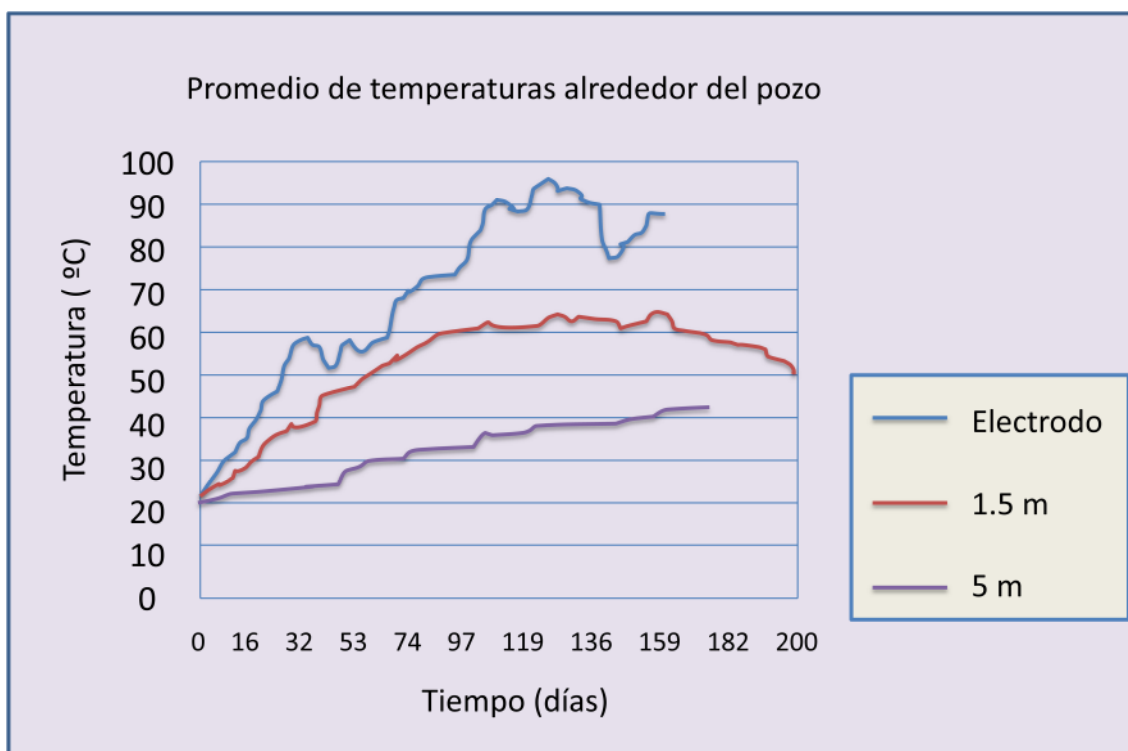


Figura 7.5 Perfiles de temperatura en un pozo de Ardmore, Oklahoma.

7.7 Comparación de corriente eléctrica AC vs. DC

Las pérdidas de energía dependen únicamente de la resistencia o resistividades para la corriente eléctrica DC. Para la corriente eléctrica AC, también dependen de las pérdidas de capacitancia e inductancia. Las pérdidas de capacitancia en la EEOR, usualmente involucran fugas de corriente hacia la formación y generalmente no es de preocupación significativa. Las pérdidas de inductancia para la corriente AC pueden llegar a ser considerables por la longitud de los cables y/o la tubería de revestimiento entre el generador, en la superficie, y los electrodos en el fondo del pozo. La Figura 7.6 compara las pérdidas de energía al emplear corriente AC y DC a 60 Hz para diferentes líneas de transmisión y profundidades usando una escala (de pérdidas energéticas) vertical común. Todas las corrientes DC (por encima de 500 A) cayeron sobre el eje horizontal, con insignificantes pérdidas de energía incluso para profundidades de 10,000 ft. Por el contrario, para un pozo de 10,000 ft, la corriente AC de 500 A y 60 Hz, las pérdidas de energía sobrepasan los 850 kW; frecuencias más altas podrían empeorar la pérdida de energía.¹¹

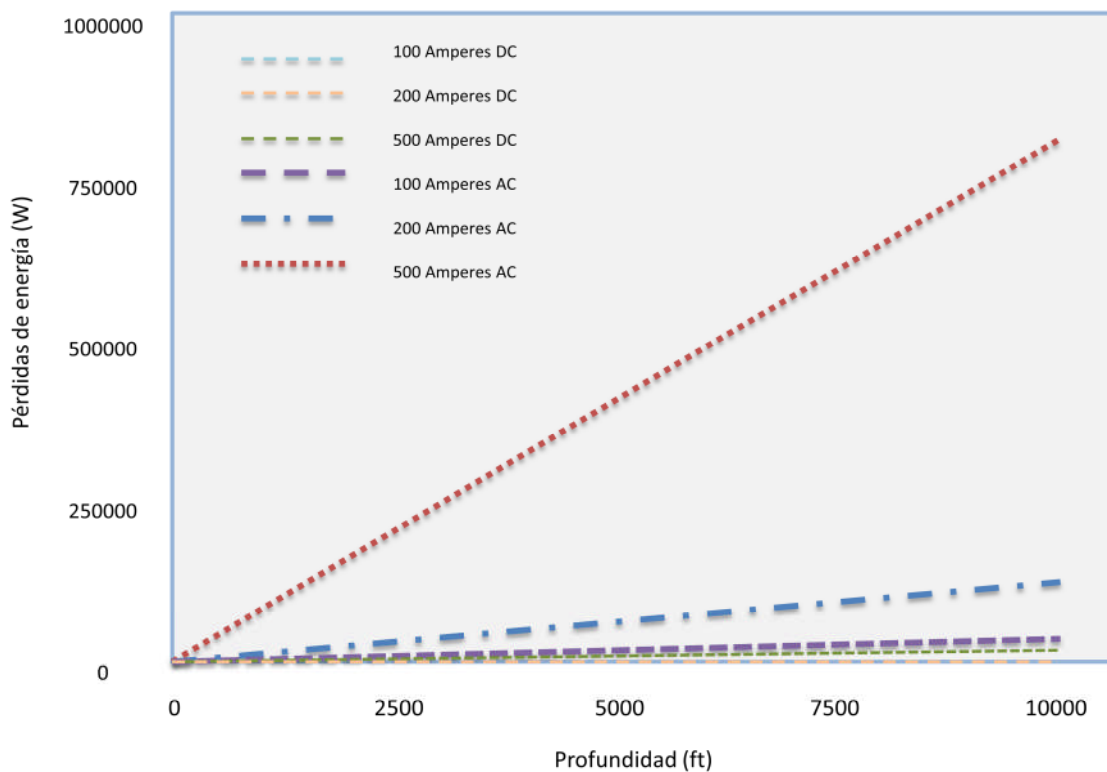


Figura 7.6 Resultados de la simulación de EEOR: Comparación de las pérdidas de energía de AC vs. DC para varias profundidades de la tubería de revestimiento.¹¹

7.8 Electrocinética y Permeabilidad Efectiva

La Figura 7.7 ilustra el efecto tras aplicar corriente DC en el fluido en una arcilla de 1 mD, la permeabilidad efectiva, en dicha prueba de laboratorio, incrementó de 1 a 1.5 en magnitud; ésto es congruente con los 60 m levantados en el nivel del fluido de un pozo monitoreado durante las pruebas de campo de la EEOR en el este de California.¹¹

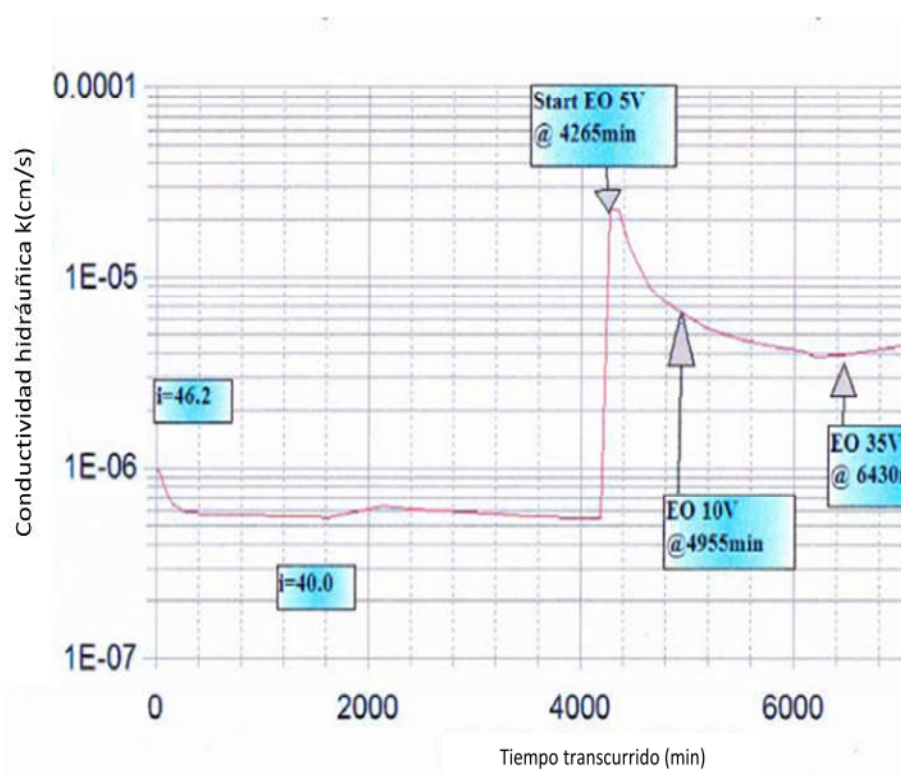


Figura 7.7 Cambios en la permeabilidad efectiva debido al paso de corriente DC.¹¹

Muchas pruebas exitosas de campo y de laboratorio, usando simultáneamente corriente eléctrica DC e introducción de bacterias y nutrientes dentro de los sedimentos, fueron llevados a cabo por la Universidad del Sur de California. Éste proceso térmico es llamado *Electro-Bio-Remediación*, ya que el uso de corriente DC fuerza a las bacterias y los nutrientes dentro de los poros de las rocas para remediar la contaminación de hidrocarburos ligeros (gasolinas y diesel) causados por los derrames.¹¹

7.9 Simuladores numéricos y resultados de campo para Calentamiento Eléctrico

En décadas más recientes los avances computacionales han permitido el desarrollo de nuevos programas y el mejoramiento de otros ya existentes, los investigadores *J. O. S. Pizarro* y *O. V. Trevisan*, desarrollaron un modelo numérico de simulación EOR para Calentamiento In situ que divulgaron a través de la SPE, a principios de la década de los 90's; compararon la producción de aceite y el consumo de energía para diferentes esquemas de electrodos para la simulación de *Rio Panon*, Brasil; En un modelo 2D de simulación, para dos fases, desarrollado para simular el Método de Calentamiento por Resistividad Eléctrica para recuperación de aceite pesado, y bajo diferentes configuraciones en una prueba piloto, concluyeron que tras 1500 días de operación, el incremento en la producción acumulada podría ser del 86%, además de remover el daño a la cercanía del pozo.¹⁴

En el año de 1986 *Hiebert, Vermeulen, Chute, Capjack* desarrollaron un Simulador Numérico para Calentamiento Eléctrico para la formación de arenas bituminosas de Athabasca, Canadá; propusieron que el precalentamiento eléctrico supera muchos problemas inherentes al uso de inyección de vapor en yacimientos de aceite viscoso. El simulador numérico fue desarrollado para estudiar los procesos de Calentamiento Eléctrico en un yacimiento de aceite el cual consistía de varias capas con diferentes resistividades, este simulador fue utilizado para estudiar los efectos del electrodo a la temperatura de yacimiento. El simulador *MAGAERA* se utilizó para predecir el Calentamiento Eléctrico en formaciones multicapas de arenas petrolíferas donde las propiedades eléctricas varían en magnitudes muy distintas.¹⁷

VII REPORTE DE PRUEBAS EN CAMPOS PROMETEDORES

7.10 Tabla comparativa del Método de Calentamiento Eléctrico vs Inyección de Vapor (cíclico y continuo), Inyección de Surfactantes, Inyección de CO₂ y Combustión In-Situ

Limitación del proceso	EEOR	Inyección de vapor	Inyección de CO ₂	Combustión in situ	Inyección de surfactante	Inyección de Solventes
Costos finales	Suministro de poder, cables, electrodos	Vapor, Generador, Compresor, Líneas de transmisión	Suministro de CO ₂ , compresor, líneas de transmisión	Compresor, líneas de transmisión	Tanques de mezclado, bombas, líneas de transmisión	Tanques de mezclado, bombas, líneas de transmisión
Barrido uniforme	Sí	Zonas no-ladronas	Zonas no-ladronas	Zonas no-ladronas	Zonas no-ladronas	Zonas no-ladronas
Limitaciones de profundidad	No	≤2,500 ft	No	No	No	No
Demanda de agua	Cero	Muy alta	ninguna	ninguna	alta	Variable
Limitaciones operacionales	ninguna	Limitaciones de suministro de agua y emisiones	ninguna	ninguna	Químicos peligrosos	Químicos peligrosos
Tipo de yacimiento	Alta y baja permeabilidad	Alta permeabilidad, matriz no reactiva	Alta permeabilidad	Alta permeabilidad	Alta permeabilidad	Alta permeabilidad
Madurez	Demostración de campo	Comercial	Comercial	Comercial	Pruebas piloto	Pruebas piloto

Tabla 7.1 Comparación entre diferentes Métodos de Recuperación

CONCLUSIONES

1. La recuperación de aceite pesado es severamente limitada por las dificultades que se presentan debido a la alta viscosidad que éste posee.
2. El Calentamiento Eléctrico, ya sea por resistividad, por microondas o por inducción, podría representar una alternativa para incrementar la producción de hidrocarburos de acuerdo con esta recopilación de información.
3. El Calentamiento Eléctrico disminuye la viscosidad de los hidrocarburos lo cual puede implementarse favorablemente a yacimientos de aceite pesado, sin embargo, no es exclusivo para estos yacimientos.
4. Los métodos de inyección de fluidos calientes sólo mejoran la movilidad aceite-agua mientras que el Calentamiento Eléctrico, además, aumenta aparentemente la permeabilidad absoluta de en yacimientos de arenas, areniscas o lutitas hinchadas (por hidratación) con baja permeabilidad, debido a la Electro-Ósmosis; por lo tanto, también podría implementarse en yacimientos de aceite (ya sea pesado o ligero) donde la permeabilidad sea un obstáculo para la producción.
5. El Calentamiento Eléctrico incrementa la permeabilidad relativa del aceite en yacimientos donde el aceite pesado no puede fluir a través de los poros de la matriz, gracias a los mecanismos Electro Cinéticos.
6. El Calentamiento Eléctrico reduce el contenido de H₂S en el aceite producido y cambia la composición de la mezcla de gases hidrocarburos producidos favoreciendo el aumento de su contenido energético; aunque hay que supervisar que el incremento de H₂S en la mezcla de gases producidos (en caso de que ésta aumente), no corroa las instalaciones y las tuberías por donde fluirá.
7. El Calentamiento Eléctrico no tiene restricciones de profundidad de acuerdo con las pruebas documentadas en el caso histórico y el estado del arte.

CONCLUSIONES

8. El Calentamiento por Microondas (o RF) puede causar el sobrecalentamiento de los electrodos, formando *puntos calientes*, lo que podría propiciar que el agua intersticial se evapore y se pierda la conductividad del circuito eléctrico, por lo tanto es necesario la inyección de agua (en la cercanía de los electrodos) si es que se prevé que la temperatura exceda el punto de ebullición del agua a esas condiciones.
9. El Calentamiento Eléctrico tiene problemáticas con el suministro de energía eléctrica por largos periodos, ésto ha causado que aún no se haya implementado en muchos lugares, lo cual ha propiciado que no haya mucha documentación acerca de este tema.
10. Campos de California han demostrado un aumento de hasta diez veces la producción de hidrocarburos con una densidad de 8 °API. Investigaciones recientes han demostrado que el proceso de EEOR es capaz de cambiar la composición del aceite producido, produciendo un aceite más ligero. La EEOR puede funcionar a profundidades por debajo de los 3,500 m, o sea, por debajo de los 750 m que es prácticamente el límite para la operación de inyección de vapor.
11. Los cambios observados en los fluidos producidos incluyen:
 - Incremento en la producción de aceite.
 - Reducción de la viscosidad del aceite producido (incrementando los grados API).
 - Reducción en el corte del agua producida.
 - Reducción en la producción del H₂S.
 - Incremento en la producción de gas.
 - Incremento en la energía contenida del gas producido.
 - Reducción en la producción de hidrocarburos poli-aromáticos.

Todos estos cambios fisicoquímicos observados en los fluidos pueden ser explicados por el uso de tecnología de corriente directa DC.

12. La Electro-Recuperación Mejorada de Aceite, es una tecnología relativamente nueva que puede mejorar significativamente la recuperación de aceite con costos inferiores a los de la recuperación Secundaria u otros Métodos de Recuperación Mejorada, donde otras tecnologías no funcionan o no existe la demanda de agua necesaria.

CONCLUSIONES

13. El Calentamiento Eléctrico por Inducción puede proteger a las tuberías contra helamiento, formación de hidratos, la deposición de parafinas y asfaltenos, y la *coagulación* de hidrocarburos pesados.
14. El Calentamiento Eléctrico también podría funcionar como un Método de Remediación Ambiental para contaminación por derrame de hidrocarburos ligeros, dado que, asistido por la inyección de bacterias y nutrientes, fuerza a éstas hacia el interior de los poros de la matriz del yacimiento para que cumplan su función; de acuerdo al reporte de una prueba que se llevó a cabo por la Universidad del Sur de California, documentada en esta tesis.
15. Al parecer en México no se ha implementado el Calentamiento Eléctrico debido a que es una tecnología experimental, y aunque ha sido exitosa en algunas demostraciones de campo que se han llevado a cabo, las demostraciones no han sido duraderas, lo cual implica un riesgo económico elevado. Además en México solamente ha implementado la inyección de N_2 como Método de Recuperación Secundaria, difícilmente implementará un Método de Recuperación Mejorada por cuestiones políticas y económicas.

Recomendaciones

- Documentar como país y empresa casos de pruebas realizadas que se asemejen a yacimientos petroleros mexicanos para verificar la compatibilidad del Calentamiento Eléctrico y evaluar la implementación de este método.
- Realizar pruebas de laboratorio con las condiciones de yacimientos semejantes a los que tenemos y en los cuales deseemos implementar dicho método.
- Realizar simulación numérica de Calentamiento Eléctrico cuando no sea posible realizar pruebas de laboratorio y/o predecir el comportamiento del yacimiento.
- Evaluar el Calentamiento Eléctrico a yacimientos petroleros independientemente del fluido que contengan para enfocarnos en los verdaderos beneficios que puedan resultar de éste método.

Apéndice A

Nomenclatura

°API	Grados API (American Institute Petroleum).
°C	Grados Centígrados.
°F	Grados Fahrenheit.
A	Amper.
AC	Corriente Alterna.
bbl/d	Barriles por día.
BOPD	Barriles de aceite por día.
BTU	Unidad de energía inglesa (British Thermal Unit). Un BTU representa la cantidad de energía que se requiere para elevar en un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua en condiciones atmosféricas normales.
C	Capacidad calorífica.
CO ₂	Dióxido de Carbono.
cp	Centipoise.
cstoke	Centistoke.
CEGP	Contenido energético del gas producido.
D	Darcys.
DC	Corriente Directa.
EEOR	Electro-Recuperación Mejorada de Aceite (Electro-Enhanced Oil Recovery).
<i>e</i>	Energía interna por unidad de masa.
ft	Pies (foot).
GHz	Gigahertz.
h	Entalpía.
hr	Hora.
H ₂ S	Ácido Sulfhídrico.

Apéndice A - Nomenclatura

I	Intensidad de corriente eléctrica.
J	Equivalente mecánico de calor.
k	Permeabilidad.
kW	Kilowatts.
m	Metros.
m ³	Metros cúbicos.
mD	Milidarcys.
MHz	Megahertz.
MMB	Millones de barriles.
MMMPC	Miles de millones de pies cúbicos.
MW	Megawatts.
p	Presión.
PC	Pie cúbico.
PCGPD	Pies cúbicos de gas por día.
ppm	Partes por millón.
psia	Libras sobre pulgada cuadrada absolutas.
Q	Calor.
q	Gasto.
R	Resistencia eléctrica.
RF	Radio Frecuencias.
T	Temperatura.
t	Tiempo.
USD	Dólares Estadounidenses.
V	Volumen.
V	Voltaje (en electromagnetismo).
α	Difusividad térmica.
λ	Conductividad térmica.

Apéndice A - Nomenclatura

λ_f	Relación de movilidad de un fluido.
μ	Viscosidad dinámica.
μ_{JT}	Coefficiente de Joule-Thompson.
μ_r	Relación de movilidades entre aceite y agua.
ν	Viscosidad cinemática.
ρ	Densidad (en física general).
ρ	Resistividad (en electromagnetismo).
ρ_r	Densidad relativa.
ϕ	Porosidad.
Ω	Ohm.
$\Omega.m$	Ohm por metro.

Apéndice B

Conversiones

Densidad relativa del aceite en grados
API

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\rho_r} - 131.5$$

Donde ρ_r está referenciada a 60 °F y
14.7 psia.

Gasto

$$1BOPD = 0.1589m^3 / d$$

$$1PCGPD = 0.0283m^3 / d$$

Longitud

$$1ft = 0.3048m$$

Presión

$$1psi = 0.6805atm = 0.0703kg / cm^2$$

Temperatura

$$^{\circ}F = 1.8(^{\circ}C) + 32$$

$$^{\circ}C = \frac{^{\circ}F - 32}{1.8}$$

$$^{\circ}R = ^{\circ}F + 459.69$$

$$K = ^{\circ}C + 273.16$$

Termodinámica

$$1BTU = 2.928 \times 10^{-4} kW - hr$$

Volumen

$$1bbl = 0.1589m^3$$

$$1PC = 0.0283m^3$$

BIBLIOGRAFÍA

1. PEMEX Exploración y Producción, Las Reservas de Hidrocarburos de México, 1 de Enero de 2010, México, 2010.
2. William D. McCain Jr. "Properties of the petroleum fluids", 2^{da} ed., Ed. PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1990.
3. Kennet Wark, Donald E. Richards, "Termodinámica", 6^{ta} ed., Ed. McGraw-Hill/Interamericana de España, S.A. 2001.
4. Schroeder, Daniel V. (2000). "Thermal Physics", Addison Wesley Longman.
5. Aranda Suárez Edgar Octavio, "Apuntes de Recuperación Mejorada", UNAM, México, 2004.
6. Islas Castelán María Rufina, "Conceptos Básicos del Comportamiento de Yacimientos", UNAM, Junio, 2006.
7. Cruz Martínez Carlos, Rodríguez Partida Arturo, "Petrofísica en la Caracterización de Yacimientos Petroleros", UNAM, Abril 2009.
8. R. Sierra, Uentech International Corp; B. Tripathy, Computer Modeling Group; J. E. Bridges, JEB. Research; S. M. Farauq Ali, Pearl Laboratories Canada Limited, "Promising Progress in Field Application of Reservoir Electrical Heating Methods", SPE, 12-14 March 2001.
9. Akshay Sahni, Mridul Kumar, Chevron Petroleum Technology Company, Richard B. Knapp, Lawrence National Laboratory "Electromagnetic Heating Methods for Heavy Oil Reservoirs", SPE, June 2000.

BIBLIOGRAFÍA

10. M. A. Carrizales, Larry W. Lake & R. T. Johns, University of Texas Austin, "Production Improvement of Heavy-Oil Recovery by Using Electromagnetic Heating", SPE, 2008.
11. J.K. Wittle, Electro-Petroleum, Inc.; D.G. Hill, and G.V. Chilingar, University of Southern California, "Direct Current Electrical Enhanced Oil Recovery in Heavy-oil Reservoirs to Improve Recovery, Reduce Water Cut, and Reduce H₂S Production While Increasing API Gravity", SPE, 31 March-2 April 2008.
12. Swapan Das, Marathon Oil Corporation, "Electro-Magnetic Heating in Viscous Oil Reservoir", SPE, October 2008.
13. Sierra R., Tripathy, B. Da Mata, W., Farouq Ali, S. M., Briges. J., "Evolutions of Reservoir Electrical Heating New Promise in Field Applications", SPE, presented at the World Petroleum Congress, Alberta, Canada, June 2000.
14. J. O. S. Pizarro, SPE, Petrobás, and O. V. Trevisan,, U. of Campinas, "Electrical Heating of Oil Reservoirs: Numerical Simulation and Field Test results", SPE, October 1990.
15. James E. Palastak, *Amoco Production Co., Member SPE-AIME, "Use of Electric Immersion Heating Elements In Oilfield Heater-Treaters" Noviembre 4-6, 1981.
16. Shapour Vossoughi, *U of Kansas, and Erich Sarapuu and R.H. Crowther, Electrofrac Bio Electric Inc., "Field Demonstration of the Electrofrac Heatflood Process", SPE, Septiembre 1994.
17. A. D. Hiebert, U. of Alberta, F.E. Vermeulen, U. of Alderta, F.S. Chute, U. of Alberta, C.E. Capjack, U. of Alberta, "Numerical simulation Results for the Electrical Heating of Athabasca Oil-Sand Formations", SPE, Mayo, 1984.

BIBLIOGRAFÍA

18. Bruce C. W., Mc Gee & Craig W. McDonald, “Electro-Thermal Dynamic Stripping Process”, SPE, 2008.
19. B. Hascakir, Middle East Technical University, T. Babadagli, University of Alberta, and S. Akin, Middle East Technical University, “Experimental and Numerical Modeling of Heavy-Oil Recovery by Electrical Heating”, SPE, 2004.
20. Samuel Camacho Romero, “Metodología para la evaluación técnico-económica de la explotación de yacimientos de aceite pesado usando simulación térmica”, UNAM, 2010.

BIBLIOGRAFÍA

1. PEMEX Exploración y Producción, Las Reservas de Hidrocarburos de México, 1 de Enero de 2010, México, 2010.
2. William D. McCain Jr. "Properties of the petroleum fluids", 2^{da} ed., Ed. PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1990.
3. Kennet Wark, Donald E. Richards, "Termodinámica", 6^{ta} ed., Ed. McGraw-Hill/Interamericana de España, S.A. 2001.
4. Schroeder, Daniel V. (2000). "Thermal Physics", Addison Wesley Longman.
5. Aranda Suárez Edgar Octavio, "Apuntes de Recuperación Mejorada", UNAM, México, 2004.
6. Islas Castelán María Rufina, "Conceptos Básicos del Comportamiento de Yacimientos", UNAM, Junio, 2006.
7. Cruz Martínez Carlos, Rodríguez Partida Arturo, "Petrofísica en la Caracterización de Yacimientos Petroleros", UNAM, Abril 2009.
8. R. Sierra, Uentech International Corp; B. Tripathy, Computer Modeling Group; J. E. Bridges, JEB. Research; S. M. Farauq Ali, Pearl Laboratories Canada Limited, "Promising Progress in Field Application of Reservoir Electrical Heating Methods", SPE, 12-14 March 2001.
9. Akshay Sahni, Mridul Kumar, Chevron Petroleum Technology Company, Richard B. Knapp, Lawrence National Laboratory "Electromagnetic Heating Methods for Heavy Oil Reservoirs", SPE, June 2000.

BIBLIOGRAFÍA

10. M. A. Carrizales, Larry W. Lake & R. T. Johns, University of Texas Austin, "Production Improvement of Heavy-Oil Recovery by Using Electromagnetic Heating", SPE, 2008.
11. J.K. Wittle, Electro-Petroleum, Inc.; D.G. Hill, and G.V. Chilingar, University of Southern California, "Direct Current Electrical Enhanced Oil Recovery in Heavy-oil Reservoirs to Improve Recovery, Reduce Water Cut, and Reduce H₂S Production While Increasing API Gravity", SPE, 31 March-2 April 2008.
12. Swapan Das, Marathon Oil Corporation, "Electro-Magnetic Heating in Viscous Oil Reservoir", SPE, October 2008.
13. Sierra R., Tripathy, B. Da Mata, W., Farouq Ali, S. M., Briges. J., "Evolutions of Reservoir Electrical Heating New Promise in Field Applications", SPE, presented at the World Petroleum Congress, Alberta, Canada, June 2000.
14. J. O. S. Pizarro, SPE, Petrobás, and O. V. Trevisan,, U. of Campinas, "Electrical Heating of Oil Reservoirs: Numerical Simulation and Field Test results", SPE, October 1990.
15. James E. Palastak, *Amoco Production Co., Member SPE-AIME, "Use of Electric Immersion Heating Elements In Oilfield Heater-Treaters" Noviembre 4-6, 1981.
16. Shapour Vossoughi, *U of Kansas, and Erich Sarapuu and R.H. Crowther, Electrofrac Bio Electric Inc., "Field Demonstration of the Electrofrac Heatflood Process", SPE, Septiembre 1994.
17. A. D. Hiebert, U. of Alberta, F.E. Vermeulen, U. of Alderta, F.S. Chute, U. of Alberta, C.E. Capjack, U. of Alberta, "Numerical simulation Results for the Electrical Heating of Athabasca Oil-Sand Formations", SPE, Mayo, 1984.

BIBLIOGRAFÍA

18. Bruce C. W., Mc Gee & Craig W. McDonald, “Electro-Thermal Dynamic Stripping Process”, SPE, 2008.
19. B. Hascakir, Middle East Technical University, T. Babadagli, University of Alberta, and S. Akin, Middle East Technical University, “Experimental and Numerical Modeling of Heavy-Oil Recovery by Electrical Heating”, SPE, 2004.
20. Samuel Camacho Romero, “Metodología para la evaluación técnico-económica de la explotación de yacimientos de aceite pesado usando simulación térmica”, UNAM, 2010.