



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS PESADOS
UTILIZANDO MÉTODOS TÉRMICOS DE
RECUPERACIÓN MEJORADA**

**TESIS QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
PRESENTA:**

MARTÍNEZ GÓMEZ VICTOR HUGO

DIRECTORA DE TESIS:

DRA. ROCÍO GUADALUPE DE LA TORRE SÁNCHEZ

MÉXICO, D. F. Agosto del 2011





UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN

Designación de sinodales de Examen Profesional

A los señores profesores:

Presidente	DR. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO	
Vocal	DRA. ROCIO GUADALUPE DE LA TORRE SANCHEZ	
Secretario	DR. ERICK EMANUEL LUNA ROJERO	
1o. suplente	DR. SERGIO QUIÑONES CISNEROS	
2o. suplente	ING. ENRIQUE SERRANO SALDAÑA	

Me permito informar a ustedes que han sido designados sinodales del Examen Profesional del señor MARTINEZ GOMEZ VICTOR HUGO registrado con número de cuenta 09822430-4 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA quien ha concluido el desarrollo del tema que le fue autorizado.

Ruego a ustedes se sirvan revisar el trabajo adjunto y manifestar a esta Dirección, si es el caso, la aceptación del mismo.

Con el fin de asegurar el pronto cumplimiento de las disposiciones normativas correspondientes y de no afectar innecesariamente los tiempos de titulación, les ruego tomar en consideración que para lo anterior cuentan ustedes con un plazo máximo de **cinco días hábiles** contados a partir del momento en que ustedes **acusen recibo de esta notificación**. Si transcurrido este plazo el interesado no tuviera observaciones de su parte, se entendería que el trabajo ha sido aprobado, por lo que deberán **firmar el oficio de aceptación del trabajo escrito**.

Doy a ustedes las más cumplidas gracias por su atención y les reitero las seguridades de mi consideración más distinguida.

Atentamente,

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F. a 3 de Marzo de 2011.

EL DIRECTOR

Mtro. José Gonzalo Guerrero Zepeda

Justificación

En los últimos años aumentar las reservas recuperables de hidrocarburos es una cuestión que ha tomado un papel importante, por la demanda mundial de combustibles la cual aumenta, y el desarrollo de formas alternas de energía no satisface las necesidades. México al ser un país en el que la producción de hidrocarburos es una actividad económica que aporta gran cantidad de recursos económicos, las ventas de hidrocarburos equivalen al 10% del PIB y representa el 37% de los ingresos del sector público. El INEGI reporta que cerca del 80 % de la energía que se consume en el país proviene de la combustión de hidrocarburos.

En los últimos años se ha avanzado en las tecnologías de extracción de hidrocarburos lo cual abre nuevas posibilidades para aumentar el factor de recuperación, los hidrocarburos pesados debido a sus características tiene un bajo factor de recuperación cuando se extraen por medio de métodos convencionales. Los métodos para extraer hidrocarburos pesados son sofisticados y caros por lo cual se debe hacer una evaluación de la relación costo –beneficio.

A lo largo de este trabajo se estudia los métodos térmicos de recuperación mejorada que en yacimientos de Venezuela y Canadá han dado buenos resultados en campos de hidrocarburos pesados y extrapesados, incluso en bitumen. Por lo cual se considera la posibilidad de poder ser aplicados estos mismos métodos en campos de México, tanto en yacimientos nuevos como en abandonados. Los métodos expuestos no son los únicos, pero son los mas conocidos y los que en la bibliografía consultada se menciona como los de mayor aplicación a nivel mundial. Además existen combinaciones de diferentes métodos de recuperación mejorada que incluyen los métodos tratados en este trabajo, estos no son desarrollados debido a la falta de información y la aplicación muy limitada.

El objetivo de este trabajo es generar material que sirva como referencia bibliográfica para alumnos de ingeniería petrolera a nivel licenciatura principalmente en cuanto a información de métodos térmicos de extracción de hidrocarburos pesados. Así como los algunos cálculos para caracterizar los principales parámetros para evaluar la factibilidad tanto técnica como económica de los métodos.

CONTENIDO

JUSTIFICACIÓN	i
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 Conceptos generales	
1.2 Flujo atreves de medios porosos	
1.3 Etapas de producción de un yacimiento	
2. RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA	26
2.1 Clasificación de métodos de recuperación secundaria y mejorada	
2.2 Descripción de métodos de recuperación secundaria y mejorada	
2.3 Criterios de selección	
2.4 Aplicación alrededor del mundo	
3. INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE	39
3.1 Descripción del método	
3.2 Caracterización de la inyección de agua caliente	
3.3 Equipo y herramientas necesarias para la aplicación de la inyección de agua caliente	
4. INYECCIÓN DE VAPOR	53
4.1 Inyección continua de vapor	
4.2 Inyección cíclica de vapor “Huff and Puff”	
4.3 Inyección de vapor asistida por gravedad	
4.4 Caracterización de la inyección de vapor	
4.5 Equipo y herramientas necesarias para la aplicación de la inyección de vapor	
5. COMBUSTIÓN IN-SITU	76
5.1 Combustión In-Situ seca	
5.2 Combustión in-Situ inversa	
5.3 Combustión In-Situ húmeda	
5.4 Caracterización de la combustión In-Situ	
5.5 Equipo y herramientas para la aplicación de la combustión In-Situ	
6. CONSIDERACIONES PARA LA APLICACIÓN DE PROYECTOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA POR MÉTODOS TÉRMICOS	98
6.1 Consideraciones técnicas	
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	109
8. BIBLIOGRAFÍA	111
9. LISTA DE FIGURAS Y TABLAS	114

1.1 Conceptos generales

Para facilitar la comprensión de este trabajo se han definido los siguientes conceptos para poder entender los mecanismos y fuerzas que intervienen en la recuperación mejorada por métodos térmicos.

Porosidad

La porosidad es una propiedad muy importante de la roca porque de esto depende la capacidad de almacenamiento del yacimiento. Está definida como la relación del volumen de poros y el volumen total del medio (usualmente se expresa como fracción ó porcentaje):

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_T} = \frac{V_T - V_s}{V_T}$$

donde:

\emptyset =Porosidad

V_p = Volumen de poros

V_T = Volumen total

V_s = Volumen de sólidos

Se debe distinguir entre la porosidad absoluta de la porosidad media la porosidad efectiva. En los poros de la roca existirán un número de poros no conectados. Básicamente se puede distinguir una diferencia entre los dos tipos de porosidad:

- Porosidad total (los poros aislados también son considerados)
- Porosidad efectiva (en la cual solo se toman en cuenta los poros que se encuentran hidráulicamente conectados)

La porosidad depende de la geometría de las partículas depositadas y de la compactación y estas a la vez dependen en gran parte de la profundidad a la cual se encuentra la roca en su consolidación.

La porosidad se puede también clasificar por su origen como primaria y secundaria

- La porosidad primaria es aquella que se forma durante la depositación de sedimentos e incluye la porosidad interparticular e intraparticular. La porosidad secundaria se forma después de la depositación y se desarrolla durante la diagénesis por disolución, dolomitización y a través de la formación de las fracturas en las rocas.
- La porosidad interparticular (incluso la porosidad intraparticular) es formada entre los granos durante la depositación y es la cantidad de espacio poroso entre los granos y partículas. La porosidad intraparticular es aquella dentro de las partículas o granos individuales. Esta se presenta con mucha frecuencia en sedimentos carbonatados y pueden ser una parte importante de la preservación de la porosidad en rocas carbonatadas. Puede ser distinguida entre porosidad selectiva y no selectiva producida y no producida. La porosidad selectiva producida incluye la primaria (porosidad interpartículas e intraparticular) y la secundaria (intercristalina). La

porosidad selectiva no producida secundaria incluye la porosidad Vuggy y las fracturas.

- La porosidad intercrystalina es la que existe entre los cristales de tamaño similar y es restringida por cristales que se desarrollan en el sitio, como sucede en las dolomitas, evaporitas y los carbonatos recristalizados. El tamaño de los poros en general es controlado por el tamaño de los cristales. La porosidad intercrystalina puede ser tanto primaria o secundaria en su origen.

Saturación

La saturación de un fluido se refiere a la fracción del volumen de este fluido, con respecto a la porosidad efectiva del medio, la saturación de un fluido i se puede expresar como:

$$S_g + S_w + S_o = 1$$

La suma de la saturación de todos los fluidos en el medio poroso debe ser igual a 1.

Mojabilidad

La mojabilidad se define como la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible en dicho sólido. La mojabilidad esta en función del tipo de fluido y de la superficie sólida.

En base a la mojabilidad, los fluidos pueden clasificarse en:

- Fluido mojante: Es aquel que tiene la mayor tendencia a adherirse a la roca, por lo general es el agua ya que la mayoría de las rocas del yacimiento son preferencialmente mojadas por agua.
- Fluido no mojante: Es aquel que no se adhiere a la roca o lo hace parcialmente.

En el estudio de la mojabilidad se utiliza ángulo de contacto (θ) el cual es definido como el ángulo formado entre la superficie y la línea tangente al punto de contacto entre la gota de líquido con la superficie. Este ángulo depende de la energía superficial del sólido, la energía interfacial y la tensión superficial del líquido.

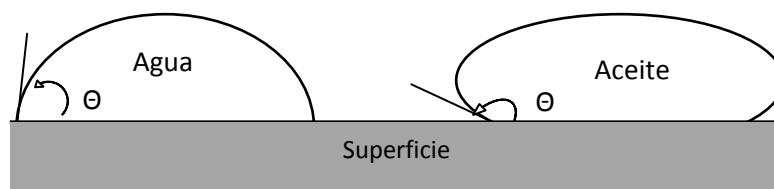


Figura 1.1 Diagrama de mojabilidad.

Cuando θ menor a 90° el fluido es no mojante y mayor a 90° el fluido es mojante. Una tensión de adhesión de cero indica que los fluidos tienen igual afinidad por la superficie. La mojabilidad tiene sólo un significado relativo. Teóricamente, debe ocurrir mojabilidad o no mojabilidad completa cuando el ángulo de contacto es 0° o 180° respectivamente. Sin embargo, un ángulo de cero es obtenido sólo en pocos casos.

Con referencia a la mojabilidad, los yacimientos pueden ser clasificados en: yacimientos hidrófilos y yacimientos oleófilos.

Yacimientos hidrófilos:

- Poseen un ángulo de contacto θ menor a 90°
- El agua es la fase mojante.
- En los canales de flujo más pequeños del yacimiento, habrá solo desplazamiento de agua.
- El petróleo se desplaza por los canales de flujo más grandes.
- La mayoría de los yacimientos petrolíferos son hidrófilos.

Yacimientos oleófilos:

- Presentan un ángulo de contacto $\theta > 90^\circ$
- El petróleo es la fase mojante.
- En los canales de flujo más pequeños habrá solo desplazamiento de petróleo, el agua se desplaza por los canales más grandes.
- Pocos yacimientos son oleófilos.

Existen diversos factores que pueden ser afectados por la mojabilidad:

- La localización y saturación de agua irreducible.
- La distribución de los fluidos en el yacimiento, es decir, localización de petróleo y agua en el espacio poroso.
- El valor y la localización del petróleo residual.
- El mecanismo de desplazamiento.

El hecho de que una roca sea mojable por petróleo o por agua, incide en numerosos aspectos del desempeño del yacimiento, particularmente en las técnicas de inyección de agua y recuperación mejorada del petróleo. Suponer que una formación es mojable por agua, cuando en realidad no lo es, puede ocasionar daños irreversibles en el yacimiento.

Existen diferentes métodos para la medición de la mojabilidad algunos de los cuales son:

- **Métodos cualitativos:** Se realiza con las mediciones obtenidas de los núcleos incluyen mediciones de imbibición y de presión capilar por centrifugado. Una prueba de imbibición compara la imbibición espontánea del aceite y del agua con el cambio de saturación total obtenido mediante un proceso de inundación.
- **Medición del ángulo de contacto:** El ángulo de contacto puede medirse al sumergir dos placas suaves de minerales paralelas en agua y, después se introduce una gota de aceite entre las placas. Cuando las placas se mueven una con respecto a la otra, se forma un ángulo de contacto. El ángulo máximo se obtiene pulsando el líquido sobre la superficie, mientras que el mínimo se obtiene pulsando el líquido de

vuelta. Los ángulos máximos y mínimos, medidos a través del mismo líquido se conocen como el ángulo de contacto de avance y el ángulo de contacto de retroceso, respectivamente.

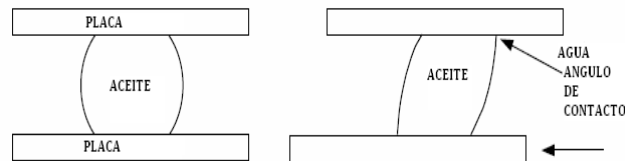


Figura 1.2 Medición del ángulo de contacto.

Morrow afirma que el avance de agua y los ángulos de contacto son reportados como la definición de mojabilidad porque estos son considerados relevantes para la inyección de agua. Una variedad de ángulos de contacto se medirá en la mayoría de los sistemas, sin embargo, con valores máximos y mínimos relativamente reproducibles.

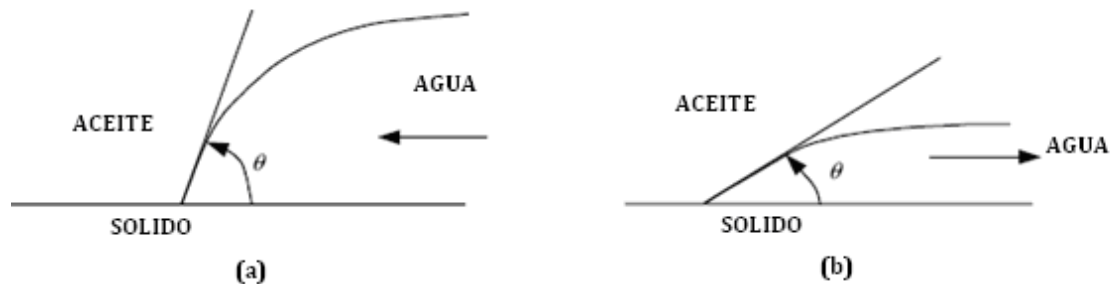


Figura 1.3 Histéresis en ángulo de contacto en un medio poroso mojado por agua (a) incremento en la fase mojante (imbibición) y (b) decremento en la fase mojante (drene).

La diferencia entre los dos ángulos es la histéresis del ángulo de contacto, que puede ser mayor que 60° . Hay tres causas de histéresis de ángulo de contacto: superficie de rugosidad, la superficie de la heterogeneidad y la inmovilidad de superficie en una escala macro-molecular. La histéresis del ángulo de contacto es uno de los factores causando histéresis entre las presiones capilares medidas con incrementos contra decrementos de saturaciones en la fase mojante. El valor medido del ángulo de contacto también puede depender fuertemente del tiempo de exposición del sólido a ambos fluidos, como puede ocurrir que se altere la mojabilidad de la superficie. El concepto de mojabilidad explicado en base al ángulo de contacto, no es muy útil, dado que se basa en una superficie plana para medirse.

- Método de Amott: combina imbibición espontánea y forzada, para medir la mojabilidad promedio de un espécimen. El método es basa en el hecho de que la fase mojante generalmente imbibite espontáneamente en el espécimen y desplaza a una no mojante. La proporción de la imbibición espontánea y forzada se utiliza para reducir la influencia de otros factores tales como la permeabilidad, viscosidad y la saturación inicial del espécimen. Basado en el método Amott-Harvey, el índice de mojabilidad puede calcularse. El índice compara el potencial de imbibición de

agua y aceite y varía de + 1 para los especímenes fuertemente mojados por agua a - 1 para los especímenes fuertemente mojados por aceite.

En el primer paso del método de Amott, el espécimen se centrifuga primero en agua y después en aceite para reducir la saturación de agua irreducible S_{wir} del espécimen. Después consta de los siguientes cuatro pasos: (1) sumergir el espécimen en el agua y medir el volumen de aceite desplazado espontáneamente, (2) centrifugar el espécimen en agua hasta que alcance la saturación residual del aceite S_{orw} y medir la cantidad de aceite desplazado en virtud de la fuerza, (3) sumergir el espécimen en aceite y medir el volumen de agua desplazado espontáneamente y (4) Centrifugar el espécimen en aceite hasta que se alcanza S_{wir} y medir la cantidad de agua desplazada en virtud de la fuerza. El espécimen puede ser impulsado a S_{wir} y S_{orw} por el flujo, en lugar de hacerlo con una centrifugadora.

El cálculo por el método de Amott-Harvey utiliza tres índices de mojabilidad. El índice mojado por agua WWI es la proporción desplazada por agua, es decir, la proporción de la saturación espontánea cambia para el cambio de saturación total y puede ser definida para la imbibición espontánea de agua ΔS_{Wimb} y maneja el de cambio de saturación de agua ΔS_{Wdrv} .

$$WWI = \frac{\Delta S_{Wimb}}{(\Delta S_{Wimb} + \Delta S_{Wdrv})}$$

El índice mojado por aceite OWI se define del mismo modo para la imbibición espontánea de aceite, maneja el cambio de ΔS_{Oimb} a la saturación de aceite ΔS_{Odrv} , es decir, la proporción desplazado por aceite. En el método de Amott, el coeficiente de desplazamiento por agua es cero para neutral y en especímenes mojados por aceite y aumenta aproximadamente 1 para mojados por agua. Del mismo modo, el coeficiente de desplazamiento-por-aceite es cero para neutral y para especímenes mojados por agua y aumenta aproximadamente a 1 para los mojados por aceite.

El índice de mojabilidad Amott-Harvey es la proporción de desplazamiento por agua menos la proporción de desplazamiento-por-aceite. Esto combina las proporciones de dos en un índice único de mojabilidad:

$$WI = WWI - OWI$$

- Método USBM: incluye medición de curvas de presión capilar de drene y la imbibición, normalmente mediante el uso de una centrifuga. El método compara el trabajo necesario de un fluido para desplazar a otro. Debido al favorable cambio de energía libre, el fluido requiere trabajo para desplazar de la fase mojante a la no mojante para el espécimen es menor trabajo para un desplazamiento opuesto. Se

ha demostrado que el trabajo requerido es proporcional al área bajo la curva de presión capilar. Basado en el método USBM, se puede calcular el índice de mojabilidad USBM.

Este índice es ilimitado. Aunque experimentalmente, el índice por lo general cae dentro de $-1 + 1$. De acuerdo con el Man y Jing (Man & Jing 2000), el espécimen es preferentemente mojado por agua si el índice es mayor que cero. Si el índice es menor que cero, el espécimen es preferentemente mojado por aceite. El espécimen es mojado neutralmente si el índice es aproximadamente de cero.

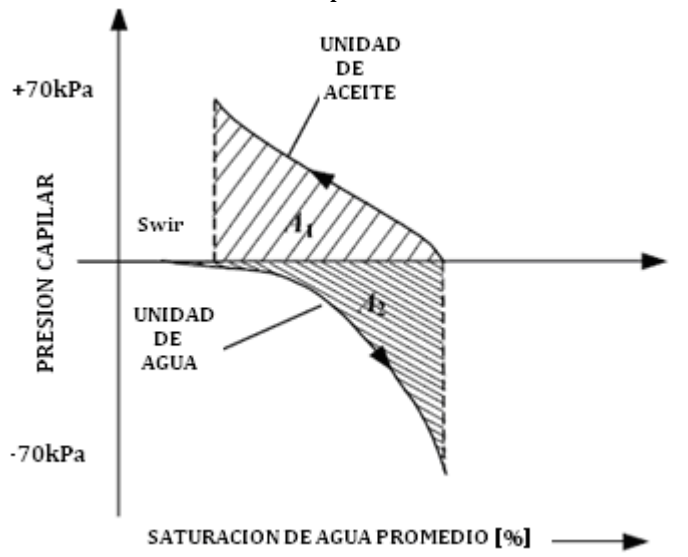


Figura 1.4 Grafica de la medición de la mojabilidad mediante el método USBM para un sistema mojado- mixto.

Antes el método USBM, el espécimen es preparado por centrifugación en primer lugar en agua y después en aceite a Sw_{ir} . En el primer paso del método USBM, el espécimen se coloca en el agua y se centrifuga en forma incremental cada vez más rapidez. Este paso es conocido como la unidad de agua, porque el agua desplaza aceite desde el espécimen. A cada incremento de velocidad, la saturación promedio del espécimen se calcula a partir del volumen de aceite expulsado y la presión capilar se calcula a partir de la aceleración rotacional. En el segundo paso, el espécimen se coloca en aceite y centrifuga. Durante esta unidad de aceite, se calculan las presiones capilares y saturaciones promedio. Tanto en la unidad de agua y en la unidad de aceite son realizadas hasta que se alcanza una presión capilar de 70 kPa (10 psi). En cada caso (unidad de agua y aceite), las curvas son extrapoladas linealmente o truncadas si la última presión no es exactamente 70 kPa. El método USBM utiliza la proporción de las áreas bajo las dos curvas de presión capilar para calcular un índice de mojabilidad (Anderson 1986a). En la figura 1.46, se muestra la grafica de la determinación del índice mojabilidad por el método USBM para un sistema mojado- mixto.

¹ Mehdi Honarpour, Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, CRC Press Inc. Boca Raton, Florida

El índice USBM es el registro de la relación de las zonas bajo la parte de la unidad de agua y el aceite de las curvas de presión capilar para una presión capilar entre 70 kPa y 70 kPa:

$$\text{Índice USBM} = \ln(A1/A2)$$

Donde A1 es el área bajo la curva de la unidad de aceite, y A2 es el área por encima de la curva de la unidad de agua.

- Método USBM modificado: Es una combinación del método de Amott y USBM que permite el cálculo de los índices de mojabilidad tanto de Amott-Harvey como los de USBM. Existen dos ventajas de combinar estos métodos. En primer lugar, la resolución del método USBM se ha mejorado por la contabilidad para que los cambios de saturación que se producen en cero, presión capilar, y en segundo lugar, el índice de Amott-Harvey se calcule bien. El procedimiento consta de cinco pasos: (1) el espécimen es preparado por centrifugación primero en agua y, a continuación, en aceite a Swir, (2) imbibición espontánea de agua, (3) unidad de agua, (4) imbibición espontánea de aceite y (5) unidad de aceite. En el segundo paso, el espécimen se sumerge en agua, y se mide el volumen de agua que imbibes espontáneamente. Durante la unidad de agua, la saturación promedio del espécimen se determina por el volumen de aceite expulsado en cada presión capilar incremental que se calcula a partir de la aceleración de la rotación. Al final de la unidad de agua, se deja el espécimen en Sorw. En el cuarto paso, el espécimen se encuentra inmerso en aceite, y se mide el volumen de aceite que imbibes espontáneamente. El paso final es la unidad de aceite, donde el espécimen nuevamente está impulsado a Swir. Una grafica de las mediciones de mojabilidad establecido por el método USBM modificado para un sistema mojado- mixto.

Las zonas bajo las curvas de la unidad de agua y aceite se utilizan para calcular el índice USBM, mientras que el índice de Amott-Harvey utiliza los volúmenes de desplazamientos de agua y aceite, espontáneos y totales.

El método USBM modificado se ilustra mejor para un sistema húmedo no homogéneo, pero como el Amott-Harvey y los índices de mojabilidad USBM son una medida de la mojabilidad promedio de un espécimen, estos índices no son muy representativos para especímenes con mojabilidad no homogénea.

Para la Método USBM y el método USBM modificado, el índice USBM original se encuentra desde el área bajo la presión capilar frente a la curva de la saturación promedio.

Un índice USBM modificado se encuentra desde el área bajo la presión capilar frente a la curva de la saturación de cara a la final. En este informe, la saturación promedio del espécimen es usada para la determinación del índice USBM, es decir, se calcula el índice USBM original. En contraste, las curvas de presión capilar se

basan en la saturación en la cara-final de los especímenes, que se calcula a partir de la saturación promedio.

El método USBM parece ser superior al método de Amott, que es insensible cerca de mojabilidad neutral. Es posible tener un índice de mojabilidad de Amott Harvey de alrededor de cero, ya sea porque el material imbibes ni agua ni aceite fuertemente, o porque lo imbibes un poco de ambos en el mismo grado.

Sin embargo, la Método USBM no puede determinar si un sistema tiene mojabilidad homogéneo o no, mientras que el Método de Amott a veces es sensible. En algunos sistemas mojados fraccional o mixto, tanto el agua y el aceite imbiben espontáneamente. El método de Amott tendrá proporciones de desplazamiento-por-agua y desplazamiento-por-aceite positivos, indicando que el sistema mojado es no homogéneo.

Así pues, existen dos ventajas del método combinado de Amott y USBM. Se ofrece una sensibilidad cerca de mojabilidad neutral y a veces indicará si un sistema es no homogéneo.

Densidad del crudo.

A nivel mundial en la industria de hidrocarburos líquidos se clasifica el petróleo de acuerdo a su densidad API, para referencia la densidad API de agua es de 10°API.

Aceite Crudo	Densidad (g/ cm3)	Densidad grados API
Extrapesado	>1.0	10.0
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Superligero	< 0.83	> 39

Tabla 1: clasificación de crudo por densidad².

Para obtener la densidad API de un fluido se utiliza:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\rho(\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3})} - 131.5$$

México exporta 3 principales tipos de crudo:

- Istmo: Es un crudo ligero con un rango de densidad de 0.87 – 0.83 y 33.6 °API
- Maya: Es un crudo pesado con una rango de densidad entre 1.0 – 0.92 y 22 °API
- Olmeca: Es un crudo superligero con un rango de densidad < 0.83 y 39.3 °API

Estas son mezclas que se realizan de la producción de varios campos, la mezcla se realiza con el objetivo de cumplir con normas de comercialización. La mayor parte de los hidrocarburos

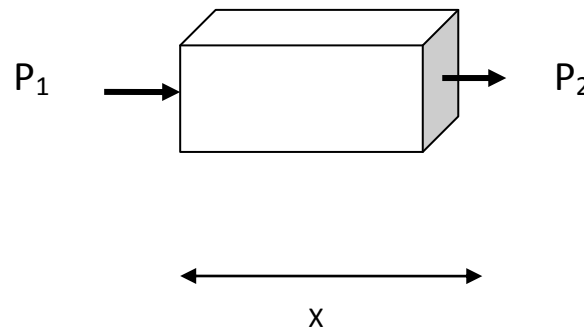
² Tabla tomada www.imp.mx

producidos en México son pesados y gran parte de las reservas no desarrolladas también lo son.

1.2 Flujo a través de medios porosos

Ecuación de Darcy

La ecuación de Darcy es una relación empírica desarrollada para un flujo vertical a través de arena empacado. El modelo obtenido por Darcy fue extrapolado para resolver problemas de la ingeniería de yacimientos. La ecuación de Darcy nos ayuda a conocer la velocidad aparente del flujo de un fluido a través de un medio poroso, esto es proporcional a un gradiente de presión (dP/dx) y se asume que esto es proporcional al recíproco de la viscosidad (μ). Darcy agregó una constante particular para el medio poroso, la permeabilidad (k):



1.7 Caída de presión a través en un medio poroso.

$$v' = -k \frac{1}{\mu} \frac{P'}{x'}$$

El signo negativo se agrega porque si x' es medido en dirección del flujo, la presión p' ira en decremento mientras x aumenta. Si se sustituye la velocidad aparente (v') por (q'/A') se obtiene la ecuación en función del gasto:

$$q' = -\frac{kA' \Delta p'}{\mu \Delta x'}$$

Donde:

q' = gasto [cm^3/seg]

A' = área del a sección transversal [cm^2]

dp'/dx = gradiente de presión [atm/cm]

μ = viscosidad [cp]

La ecuación de flujo de Darcy fue modificada para adaptarla a diferentes geometrías de flujo quedando de la siguiente manera.

Flujo lineal

$$q_o = \frac{1.127kA(P_1 - P_2)}{\mu L}$$

Flujo radial

$$q_o = \frac{2\pi k r h \Delta P}{\mu \Delta r}$$

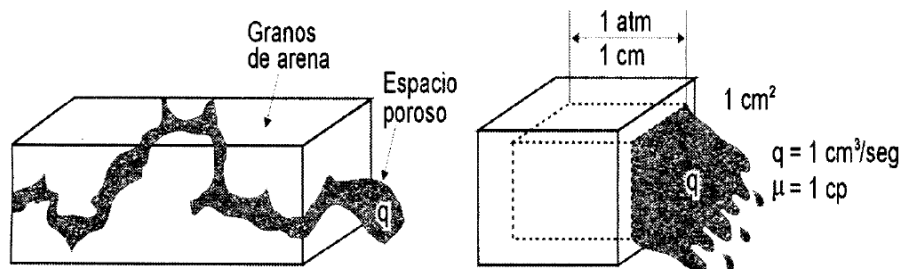
Flujo hemisférico

$$q_o = \frac{7.08 k h (P_1 - P_2)}{\mu \left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2} \right)}$$

Permeabilidad

La permeabilidad de una roca se puede definir como la capacidad que tiene un medio poroso para permitir el flujo. Para esto los poros deben estar interconectados teniendo una relación directa entre la porosidad efectiva y la permeabilidad.

La unidad de la permeabilidad es el Darcy, lo cual equivale a tener un medio poroso con un fluido con viscosidad de un centipoise, el cual avanza a una velocidad de un centímetro por segundo, con una caída de presión de una atmosfera por centímetro.



1.6 Diagrama de la permeabilidad en un medio poroso.

La permeabilidad se puede clasificar como:

- Permeabilidad absoluta. Es aquella que se determina cuando un fluido satura 100 % el espacio poroso. Normalmente, el fluido de prueba es aire o agua.
- Permeabilidad efectiva. Es la medida de la permeabilidad a un fluido que se encuentra en presencia de otro u otros fluidos que saturan el medio poroso. La permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluidos, siempre las permeabilidades relativas son menores que la permeabilidad absoluta.
- Permeabilidad relativa. Es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Esta medida es muy importante en ingeniería de yacimientos, ya que da una medida de como un fluido se desplaza en el medio poroso.

El concepto de Permeabilidad Relativa es muy simple. Sin embargo, la medición y la interpretación de la permeabilidad relativa contra la saturación no lo es. Por ejemplo, hay evidencia de que la permeabilidad relativa puede ser una función de muchos más parámetros que la saturación de fluido. La temperatura, velocidad de flujo, historia de saturación, los cambios de mojabilidad y el comportamiento mecánico y químico del material de la matriz pueden todos jugar un papel en el cambio de la dependencia funcional de la permeabilidad relativa en saturación. La mejor definida de estas dependencias es la variación de la

permeabilidad relativa con la historia de saturación; las curvas de permeabilidad relativa muestran histéresis entre los procesos de drenaje (fase mojante disminuyéndose) y los procesos de imbibición (fase mojante incrementándose).

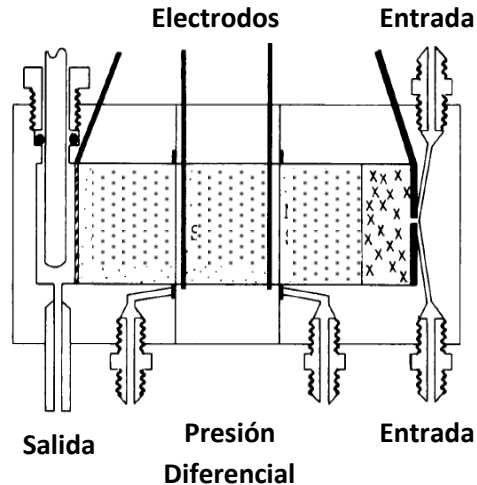
Hay dos métodos básicos de obtener datos de Permeabilidad Relativa: estado estable o régimen permanente y estado inestable o régimen variable. Para el método de estado estable y un sistema de dos fluidos, las dos fases se inyectan a cierta relación volumétrica hasta que la caída de presión a través del núcleo y la composición del efluente se estabilicen. Las saturaciones de los dos fluidos en el núcleo son luego determinadas, típicamente pesando el núcleo o realizando cálculos de balance de masa para cada fase. La Permeabilidad Relativa se calcula de las ecuaciones de flujo.

El método de estado inestable está basado en interpretar un proceso de desplazamiento inmisible. Para un sistema bifásico, un núcleo, en estado nativo (preservado) o restaurado a las condiciones de saturación que existan en el yacimiento, se inunda con una de las fases. Típicamente la fase de la inundación es agua o gas puesto que en el yacimiento una u otra de estas fases desplaza el aceite

Una porción de fluido es forzada a través de un núcleo hasta que se establece un equilibrio de presión y saturación. Numerosas técnicas han sido utilizadas con éxito para obtener una saturación uniforme la principal preocupación en el diseño del experimento es eliminar o reducir el gradiente de saturación el cual es causado por los efectos de la presión capilar en el límite de salida del núcleo.

Método Penn State .este método para medir la permeabilidad diseñado por Morse, en este método con el fin de reducir los efectos debidos a las fuerzas capilares la muestra a analizar es montada entre 2 muestras similares, este arreglo promueve la homogenización de la mezcla de las 2 fases en estado liquido antes de entrar en la muestra.

En el laboratorio el procedimiento consiste en saturar la muestra con un fluido y ajustar el gasto de este a través de este hasta lograr un gradiente de presión determinado, entonces se inicia la inyección del segundo fluido a una tasa baja y el fluido de la primera fase se reduce ligeramente de manera que el gradiente de presión se mantiene constante en todo el sistema. Después se alcanza un equilibrio, la tasa de de los fluidos se registra y es el porcentaje de la saturación de cada fase dentro de la muestra es determinado por la eliminación de la muestra y por el peso de ella.



1.7 Arreglo de núcleo en 3 secciones.

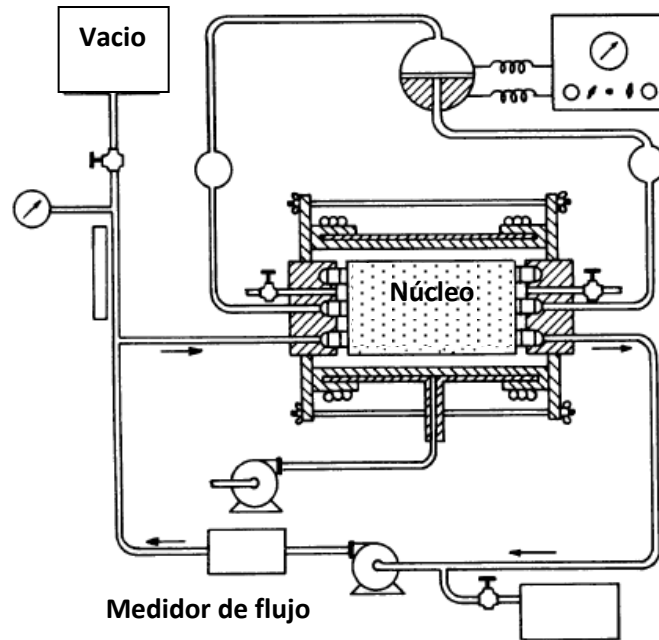
El método de Penn-State puede ser utilizado para determinar la permeabilidad relativa en ambos casos en incremento o decremento de la saturación de la fase mojante y esto puede ser aplicada para sistemas liquido-liquido y gas-liquido.

Método de una muestra dinámica, esta técnica para la medición en estado estacionario a diferencia del método de Penn-State, la muestra colocado este otras dos muestras es inyectada con los 2 fluidos en forma simultánea a través de un núcleo, el efecto final es minimizado por el uso de de flujos relativamente altos.

Método de Hassler este método método utiliza un sistema que contiene unas membranas las cuales son instaladas estas mantiene las 2 fases separadas en la entrada y a la salida del núcleo, pero las 2 fases fluyen simultáneamente a través del núcleo la presión en cada se medida por separado a través de una barrera semipermeable para ajustar el gasto de la fase no mojante el gradiente de presión en ambas fases puede ser igualado, igualando las presiones capilar en la entrada y en la salida del la muestra. Este procedimiento esta diseñado para para generar una saturación uniforme a lo largo del nucleo, incluso a gasto bajos y asi eliminar los efectos finales de la presión capilar.

Este método funciona bien bajo condiciones donde el medio poroso es fuertemente mojado por uno de los fluidos, pero algunas dificultades han sido reportadas cuando ha sido utilizado bajo condiciones intermedias de mojabilidad.

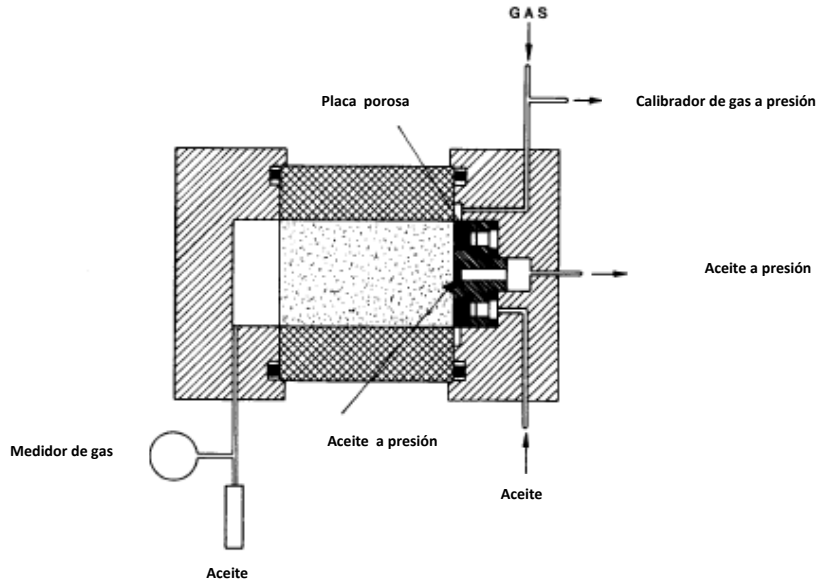
³ Gates, J. I. and Leitz, W. T., Relative permeabilities of California cores by the capillary-pressure method, Drilling and Production Practices, American Petroleum Institute, Washington, D.C. 1950, 285.



1.8 Arreglo de medición de permeabilidad relativa de 2 fases

Métodos de Hafford en este método la fase no mojante es inyectada directamente en la muestra y la fase mojante es inyectada a través de un disco el cual es permeable a la fase no mojante. En la porción central del disco semipermeable. La parte central del disco semipermeable esta aislada del resto del disco por una pequeña manda de metal, esta porción central es utilizada para medir la presión del fluido mojante a la entrada de la muestra. La fase no mojante es inyectada directamente a la muestra y su presión es directamente medida. La diferencia de presión entre la fase mojante y la no mojante es medida de la presión capilar al final de la inyección.

Método de alimentación dispersa este método de medición de la permeabilidad relativa es similar a la de Hafford y el método dinámico de una sola muestra. El fluido mojante entra en la muestra pasando a través de una sección de dispersión la cual esta hecha de un material poroso similar al de la muestra. La sección de dispersión distribuye el fluido mojante para que este se introduzca en la muestra de una manera mas o menos uniforme en la cara de inyección. La fase no mojante es introducida en las ranuras radiales las cuales fueron realizadas en la cara de salida de la sección de dispersión, en la unión entre el material dispersante y la muestra. El gradiente de presión utilizado para la prueba es lo suficientemente grande para que el efecto en la frontera en la cara de salida sea insignificante.



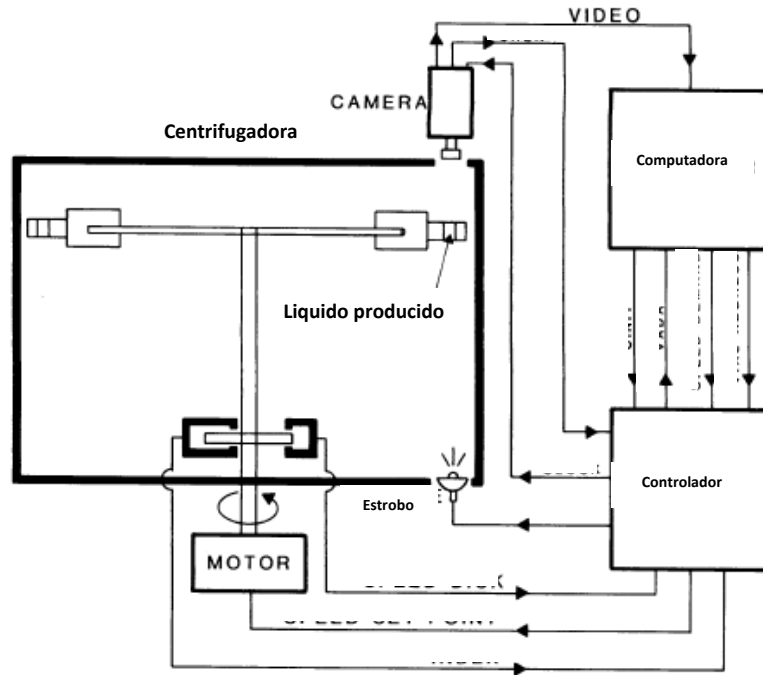
1.9 sistema para medición de permeabilidad relativa propuesto por Hafford.

Método no estático con este método se puede realizar mediciones de manera mas rápida que los métodos estáticos, pero el análisis matemático resulta mas complicado. La teoría desarrollada por Buckley y Leverett y después extendida por Welge es generalmente usado para la medición de la permeabilidad relativa en condiciones no estacionarios.

Método de presión capilar es usado para calcular la permeabilidad relativa a partir de los datos de presión capilar que fueron desarrolladas para situaciones de drene. Donde la fase no mojante(gas) desplaza a la fase mojante(aceite o agua). Por lo tanto el uso de esta técnica es generalmente limitado a sistemas gas-aceite o gas agua, donde el yacimiento produce por el efecto de drene. Sin embargo es posible calcular la permeabilidad relativa en sistemas aceite-agua con datos de presión capilar, la exactitud de esta técnica es incierta: el desplazamiento de aceite por el agua en una roca mojada por agua es un proceso de imbibición en lugar de un proceso de drene.

Método centrifugo para medición de permeabilidad relativa envuelve el monitoreo de liquido producido de la muestra de roca la cual fue inicialmente saturada uniformemente con una o dos fases. Los líquidos se recogidos en tubos transparentes conectados a la roca y la producción es monitoreada a lo largo de la prueba.

El método de centrifugado no es ampliamente usado, aunque ofrece algunas ventajas sobre técnicas alternativas: los métodos de centrifugación son sustancialmente mas rápidos. Por otro lado el método de centrifugado esta sujeto a efectos de capilaridad y no proporciona un medio para la determinación de la permeabilidad relativa de la fase de invasión.



1.10 Sistema de centrifugación automática.

Fuerzas viscosas

Las fuerzas viscosas se reflejan en la magnitud de la caída de presión que ocurre como resultado del flujo de un fluido a través de un medio poroso. Una de las aproximaciones más simples utilizada para calcular dichas fuerzas considera que el medio poroso está formado por un conjunto de tubos capilares paralelos. Con esta suposición, la caída de presión para flujo laminar a través de un solo tubo vendrá dada por la ley de Poiseuille:

$$\Delta p = - \frac{8\mu LU}{r^2}$$

Donde:

$\Delta p = p_2 - p_1$ es la caída de presión a través del tubo capilar, lbf/pie²

L = longitud del tubo capilar, pies

r = radio del tubo capilar, pies

U = velocidad promedio en el tubo capilar, pies/seg

μ = la viscosidad del fluido fluyente, lbm/ (pie-seg)

g_c = factor de conversión.

Ecuación de flujo fraccional

Leveret⁴ combinó la ley de Darcy con la definición de presión capilar y en forma diferencial obtuvo lo siguiente:

⁴ Buckley, S. E. and Leverett, M. C., Mechanism of fluid displacement in sands, Trans. A IME, 146,107, 1942.

$$f_w = \frac{1 + \frac{k_o}{q_t \mu_o} A \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} - g \Delta \rho \sin \theta \right)}{1 + \frac{k_o}{k_w} \cdot \frac{\mu_w}{\mu_o}}$$

Donde:

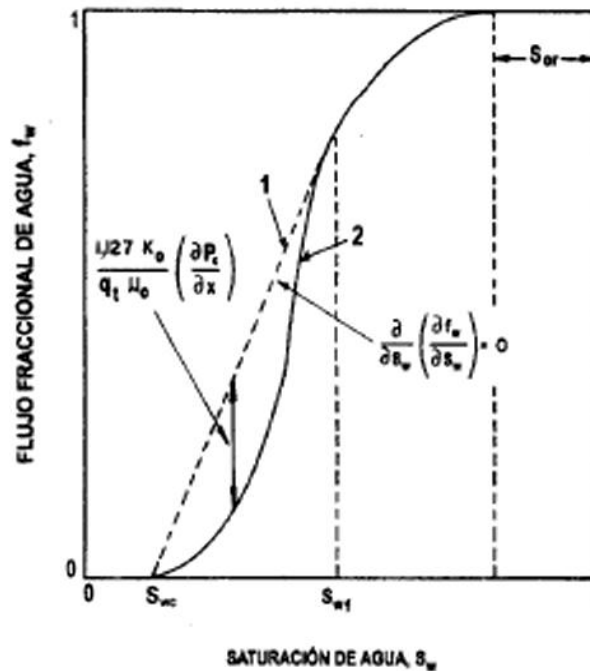
f_w es la fracción de agua en la corriente de salida.

q_t es la velocidad superficial del fluido total.

θ es el ángulo entre la dirección del flujo y la horizontal

$\Delta \rho$ es la diferencia de densidades entre el fluido desplazante y el fluido desplazado

A es el area



1.10 Curva de flujo fraccional considerando o no los efectos capilares².

Donde S_{wc} representa el valor de agua congénita, S_{wf} el valor de saturación de agua del flujo fraccional y S_{or} es la saturación de aceite remanente.

Aceite residual, S_r

Es el aceite que queda en el yacimiento en la zona barrida, después de un proceso de desplazamiento. Depende principalmente de la mojabilidad de la roca y del tipo de fluido desplazante:

- Rocas preferencialmente mojadas por agua: En el desplazamiento con agua, S_r es generalmente alto, en el orden del 35% del volumen poroso.
- Rocas preferencialmente mojadas por petróleo: El desplazamiento de petróleo con agua no es eficiente. El petróleo residual toma el lugar del agua connata y k_{ro} es pequeño para altas saturaciones de petróleo.

⁵ Buckley, S. E. and Leverett, M. C., Mechanism of fluid displacement in sands, Trans. AIME, 1942

- Rocas con mojabilidad intermedia: En este caso las fuerzas que retienen al petróleo en los poros son muy pequeñas y por lo tanto también lo es S_{or} .

Los valores típicos de aceite residual según la mojabilidad el sistema es sugería de la siguiente manera según Paris.

- Sistemas de humectabilidad intermedia: 20%.
- Sistemas mojados por agua: 35%
- Sistemas mojados por petróleo: 15%.

Conducción de calor en un medio continuo

La conducción del calor ocurre como resultado de la transferencia de energía a nivel molecular en un medio estático no isotérmico. Por lo tanto la teoría molecular de la transferencia de energía entre moléculas y átomos puede proveer una descripción rigurosa de la transferencia de energía por conducción.

La descripción matemática de la conducción de calor esta basado en la ley de Fourier. En un régimen de estado estacionario puede ser mostrado experimentalmente que un gasto de transferencia de calor por unidad de área, $\vec{\phi}$, y el gradiente de temperatura son proporcionales:

$$\vec{\phi} = -\lambda \vec{\nabla} T$$

Donde el escalar, λ , es la conductividad térmica del medio en la dirección del gradiente de temperatura. Generalmente el flujo de calor por conducción en un medio continuo es expresado en una relación lineal con el gradiente de temperatura.

Donde $\bar{\lambda}$ es la conductividad térmica en esta ecuación, el desarrollo para condiciones de estado estacionario, es algunas veces usado para dar una descripción matemática de un régimen de transferencia.

La conducción de calor esta bien entendida para elementos puros o para mezclas en sus diferentes estados de físicos. Sin embargo los cálculos teóricos para la conductividad térmica proveen valores satisfactorios solo para la fase gaseosa a baja presión. Los cálculos están basados en la teoría cinética de los gases.

Tabla de propiedades de sustancias en estado liquido a 20°C y 1 atmósfera

	Density ρ (kg/m ³)	Viscosity μ (mPa . s)	Specific heat c_p (kJ . kg ⁻¹ . K ⁻¹)	Thermal conductivity λ (W . m ⁻¹ . K ⁻¹)
Water	999.8	1.003	4.182	0.602
Hexane	660	0.326	2.251	0.124
Heptane	684	0.409	2.226	0.128
Decane	730	0.92	2.193	0.140
Cyclohexane	779	1.02	1.821	0.124
Benzene	876	0.652	1.722	0.146
Toluene	867	0.590	1.701	0.136

Tabla de propiedades de sustancias en estado sólido a 20°C y 1 atmosfera

Conducción y convección

La transferencia de calor por conducción molecular en un fluido en movimiento no isotérmico es diferente que el observado en fluidos estacionario, debido a la existencia de una velocidad de distribución, la convección ocurre en el primer caso; por lo tanto, la transferencia de calor resulta de una combinación de la conducción y el transporte de energía por el movimiento de partículas fluidas.

Ecuación de balance de materia

Turner propone el siguiente modelo para el balance de materia, la fórmula para el modelo de balance de materia en un yacimiento es:

$$N = \frac{N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)] - (W_e + W_l - W_p) - G_l B_g}{m B_{oi} \left[\frac{B_g}{B_{gi}} \right] + B_g (R_{si} - R_s) - (B_{oi} - B_o)}$$

Donde:

N= Petróleo original @C.Y.

m = volumen inicial del casquete de gas/ volumen de la zona de hidrocarburos líquidos(N)

N_p = Petróleo producido acumulado @ C.Y.

W_p = Agua producida acumulada @ C.Y.

R_p = Relación gas- aceite acumulada

R_s = Relación gas-aceite

B_o = Factor de volumen del aceite

B_g = Factor de volumen de agua

B_w = Factor de volumen de gas

W_e = Volumen de agua de entrada

W_l = Volumen de agua inyectada

W_p = Volumen de agua producida

G_l = Volumen de gas inyectado

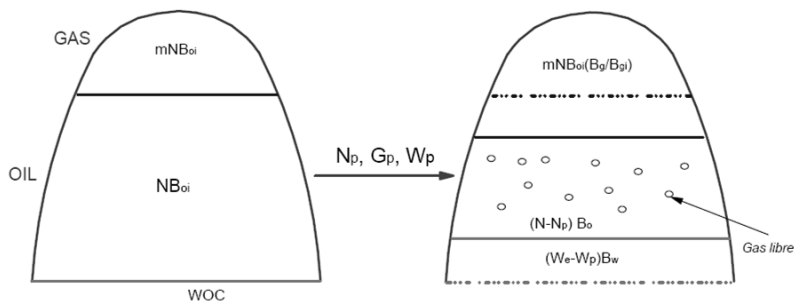


Figura 1.8 Esquema de yacimiento inicial y un yacimiento con gas liberado debido a la producción.

⁶ Paris de Ferrer Magdalena, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, Ediciones Astra Data, Maracaibo Venezuela. 2001

La ecuación de balance de materia fue desarrollada por Schilthuis en 1936 para crear modelos multidimensionales, lo cual tuvo una gran aplicación para la ingeniería de yacimientos. El principio básico de la ecuación de balance de materia.

Empuje por acuífero activo

Un yacimiento con empuje de agua tiene una conexión hidráulica entre el yacimiento y una roca porosa saturada con agua denominada acuífero, que puede estar por debajo de todo el yacimiento o de parte de él. A menudo los acuíferos se encuentran en el margen del campo.

El agua en un acuífero está comprimida, pero a medida que la presión del yacimiento se reduce debido a la producción de petróleo, se expande y crea una invasión natural de agua en el límite entre el yacimiento y el acuífero. La energía del yacimiento también aumenta por la compresibilidad de la roca en el acuífero. Cuando éste es muy grande y contiene suficiente energía, todo el yacimiento puede ser invadido con esa agua. En algunos yacimientos con empuje hidráulico se pueden obtener eficiencias de recobro entre un 30 y un 50% del petróleo original in situ. La geología del yacimiento, la heterogeneidad, y la posición estructural son variables importantes que afectan la eficiencia de la recuperación.

La extensión del acuífero y su capacidad energética no se conoce hasta que se tienen datos de la producción primaria, a menos que se cuente con una extensa información geológica sobre él proveniente de perforaciones o de otras fuentes. Una medida de la capacidad del empuje con agua, se obtiene de la presión del yacimiento a determinada tasa de extracción de los fluidos, lo cual permite calcular el influjo de agua.

Si el acuífero no puede suministrar suficiente energía para alcanzar las tasas deseadas de extracción de los fluidos, manteniendo la presión del yacimiento, se puede implementar un programa de inyección de agua en el borde de éste para suplementar su energía natural. Este programa se denomina mantenimiento de presión con inyección de agua.

Se concluye que yacimientos con un fuerte acuífero son por su naturaleza invadidos por esta agua. No obstante, la heterogeneidad del yacimiento puede limitar el efecto del empuje natural de agua en algunas porciones del mismo.

Empuje por gas disuelto.

El petróleo crudo bajo ciertas condiciones de presión y temperatura en los yacimientos puede contener grandes cantidades de gas disuelto. Cuando la presión del yacimiento disminuye, debido a la extracción de los fluidos, el gas se desprende, se expande y desplaza el petróleo del yacimiento hacia los pozos productores.

La eficiencia de este mecanismo de empuje depende de la cantidad de gas en solución, de las propiedades de la roca y del petróleo y de la estructura geológica del yacimiento. La recuperación que se logra es baja, en el orden de un 10 a 30% del aceite original in situ, debido a que el gas en el yacimiento es más móvil que la fase petróleo. A medida que la presión declina, el gas fluye a una tasa más rápida que la del petróleo, provocando un rápido agotamiento de la energía del yacimiento, lo cual se nota en el incremento de las relaciones

gas-petróleo del campo. Los yacimientos con empuje por gas disuelto son usualmente buenos candidatos para la inyección de agua.

Expansión del sistema roca y fluidos

Un petróleo crudo es bajosaturado cuando contiene menos gas que el requerido para saturar el petróleo a la presión y temperatura del yacimiento. Cuando el petróleo es altamente bajosaturado, mucha de la energía del yacimiento se almacena por la compresibilidad de la roca y de los fluidos; como consecuencia, la presión declina rápidamente a medida que se extraen los fluidos hasta que se alcanza la presión de burbujeo. Entonces, el empuje por gas en solución se transforma en la fuente de energía para el desplazamiento de los fluidos.

Un yacimiento bajosaturado se puede identificar por los datos de presión del yacimiento, realizando un análisis de los fluidos del yacimiento o mediante un comportamiento PVT. Estos yacimientos son buenos candidatos para la inyección de agua con el fin de mantener alta la presión del yacimiento y para incrementar la recuperación de petróleo.

Empuje por casquete de gas

Cuando un yacimiento tiene un casquete de gas muy grande debe existir una gran cantidad de energía almacenada en forma de gas comprimido, el cual provoca la expansión del casquete a medida que los fluidos se extraen del yacimiento, de modo que el petróleo se desplaza por el empuje del gas ayudado por el drenaje por gravedad. La expansión del casquete de gas está limitada por el nivel deseado de la presión del yacimiento y por la producción de gas después que los conos de gas llegan a los pozos productores.

Los yacimientos con capa de gas muy grande no se consideran como buenos candidatos para la inyección de agua; en su lugar, se utiliza la inyección de gas para mantener la presión dentro de la capa. Cuando en tales yacimientos existe una zona de agua en el fondo, se puede aplicar un programa combinado de inyección de agua y gas.

Drenaje por gravedad

El drenaje por gravedad puede ser un método primario de producción en yacimientos de gran espesor que tienen una buena comunicación vertical y en los que tienen un marcado buzamiento. El drenaje por gravedad es un proceso lento porque el gas debe migrar a la parte más alta de la estructura o la cima de la formación para llenar el espacio formalmente ocupado por el petróleo y crear una capa secundaria de gas. La migración del gas es relativamente rápida comparada con el drenaje del petróleo, de forma que las tasas de petróleo son controladas por la tasa del drenaje del petróleo.

Un aspecto común a todos los mecanismos de agotamiento o de recuperación primaria es el hecho de que para que los mismos actúen debe existir una reducción de presión en el yacimiento; por esta razón, cuando en algún momento de la vida de un yacimiento se inicia un proceso de inyección de fluidos que mantiene total o parcialmente la presión promedio del yacimiento, se está reemplazando, total o parcialmente según el grado de mantenimiento de presión, un mecanismo primario por uno de recuperación secundaria o adicional, basado principalmente en el desplazamiento inmiscible del fluido en el yacimiento (petróleo) por el

fluido inyectado (agua o gas). La efectividad y rentabilidad de este reemplazo de mecanismo en cualquier etapa de la vida de un yacimiento, determina el momento óptimo en que se debe iniciar un proceso de inyección de fluidos.

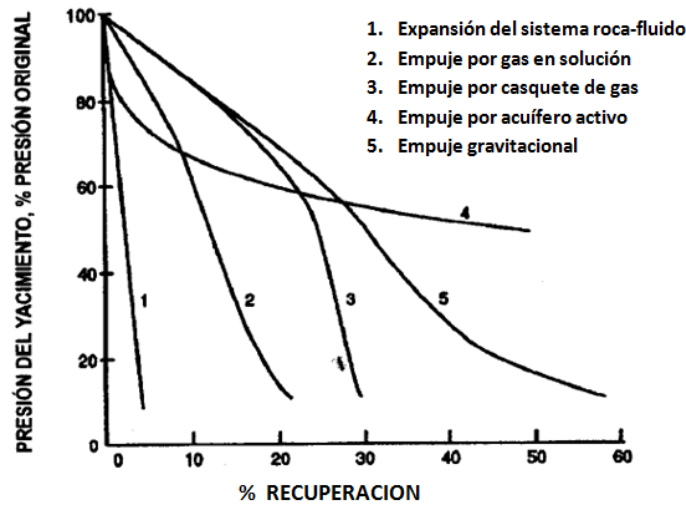


Figura 1.9 Esquema de comparación de los mecanismos de producción, porcentaje de recuperación contra porcentaje de presión original del yacimiento.

1.3 Etapas de producción de un yacimiento

Un yacimiento es la acumulación continua de hidrocarburos en una roca porosa, que actúa como almacenadora delimitado por una roca impermeable o sello que impide el paso de los hidrocarburos.

La recuperación de hidrocarburos se ha dividido en tres etapas: primaria, secundaria y terciaria. La etapa primaria, de producción inicial, resulta del desplazamiento por la energía natural existente en el yacimiento. La secundaria implementa dos procesos de recuperación que son: inyección de agua y gas.

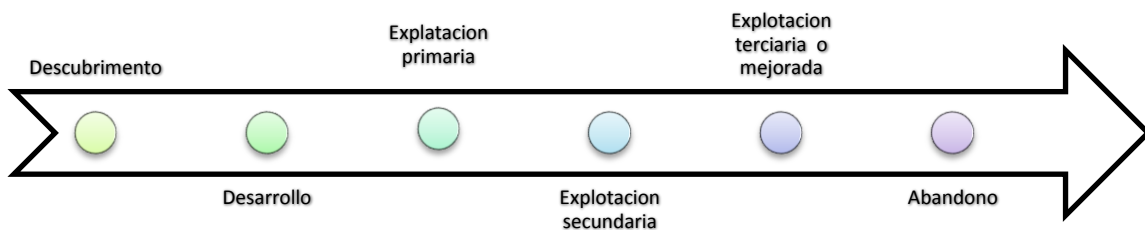


Figura 1.10 Etapas de producción de un yacimiento.

El **comportamiento primario** usa la energía del gas natural presente en la formación para llevar al aceite a través de la compleja red de poros hasta el pozo productor sin añadir ninguna fuerza externa, para forzar la salida de los hidrocarburos a la superficie. La energía que desplaza al aceite puede provenir de uno o más de los siguientes mecanismos:

Liberación de gas disuelto: la mayor parte del petróleo contiene una cantidad significativa de gas disuelto, que se mantiene así debido a las altas presiones del yacimiento. Esta expansión, junto con la dilución de la columna de petróleo por el gas hace que el petróleo salga a la superficie. A medida que se continúa la extracción de hidrocarburos líquidos, el gas disuelto disminuye y por consecuencia, la presión baja en el yacimiento. Esto hace que la velocidad de flujo del líquido hacia el pozo productor sea menor y se libere menos gas. Al ocurrir esto se pueden emplear sistemas artificiales de producción en el pozo para continuar extrayendo los hidrocarburos.

El porcentaje de recuperación primaria del crudo original en el sitio es en promedio del orden de 10-15% pero puede ser tan bajo como 5 % en yacimientos sin gas disuelto o alcanzar 20% y aún más en yacimientos que poseen una baja permeabilidad y una bolsa de gas o un acuífero activo.

La eficiencia de la recuperación primaria es general mente baja cuando el gas es el que aporta la energía pero cuando la energía es aportada por acuíferos activos la recuperación es alta. Cuando existe una segregación gravitacional se puede tener también una recuperación alta. Eventualmente la energía del gas se disipa, cuando esto ocurre, se debe adicionar energía al yacimiento.

Un yacimiento con empuje de agua tiene una conexión hidráulica entre el yacimiento y una roca porosa saturada con agua denominada acuífero, que puede estar por debajo de todo el yacimiento o parte de él. El agua en un acuífero está comprimida, pero a medida que la presión del yacimiento disminuye debido a la producción de petróleo, se expande y crea una invasión natural de agua en el contacto agua-aceite.

Expansión de la roca y de los fluidos: Un petróleo crudo es bajo-saturado cuando contiene menos gas que el requerido para saturar el petróleo a la presión y temperatura del yacimiento. Cuando el petróleo es altamente bajo-saturado, mucha de la energía del yacimiento se almacena por la compresibilidad de la roca y de los fluidos hasta que se alcanza la presión de burbujeo.

Empuje por casquete de gas: Cuando un yacimiento tiene un casquete de gas muy grande debe existir una gran cantidad de energía almacenada en forma de gas comprimido, el cual provoca la expansión de la capa a medida que los fluidos se extraen del yacimiento, de modo que el petróleo se desplaza por el empuje del gas ayudado por el drenaje gravitacional.

Los yacimientos con casquete de gas muy grande no se consideran como buenos candidatos para la inyección de agua; en su lugar, se utiliza la inyección de gas para mantener la presión dentro del casquete. Cuando en tales yacimientos existe una zona de agua en el fondo, se puede aplicar un programa combinado de agua y gas.

Este método primario de producción se presenta en yacimientos de gran espesor que tienen una buena comunicación vertical y en los que tienen un marcado buzamiento. Este es proceso es lento ya que el gas debe migrar a la parte más alta de la estructura o al tope de la formación para llenar el espacio normalmente ocupado por el petróleo y crear un casquete secundario de gas. La similitud en todos los mecanismos de recuperación primaria es el hecho de que, para que actúen debe existir una reducción de presión en el yacimiento.

La recuperación secundaria consisten en inyectar dentro del yacimiento un fluido menos costoso que el petróleo para mantener un gradiente de presión, implica la introducción de

energía en el yacimiento por medio de la inyección de agua o gas a presión generalmente se utilizan por separado pozos de inyección y de producción. Al agregar energía al yacimiento se estimula el movimiento del aceite, provocando que la recuperación aumente.

La recuperación primaria y secundaria se espera que produzca una tercera parte del volumen de aceite original. La recuperación en cada yacimiento puede estar ente un rango de 5- 80 % del aceite original. Este rango en la variación del factor de recuperación se debe a la diferencia de las propiedades y características de las rocas y fluidos de la formación, también influye el tipo de empuje con el que cuenta el yacimiento. La inyección de gas es limitada debido a su baja efectividad en el desplazamiento del aceite y a su demanda para el consumo en el mercado. Cuando la segregación gravitacional es efectiva el mantenimiento de la presión por medio de la inyección de gas. La inyección de gas es el principal método de producción secundaria

Después del de la recuperación convencional el aceite se encuentra e los poros en una menor concentración que la original, la producción de aceite es remplazada por la producción de agua y gas. El aceite residual esta atrapado en los poros. Bajo ciertas circunstancias la recuperación secundaria no es factible por lo que se debe aplicar lo que se conoce como recuperación terciaria. En este proceso a diferencia de los métodos de recuperación secundaria se afectan las propiedades del sistema roca fluido.

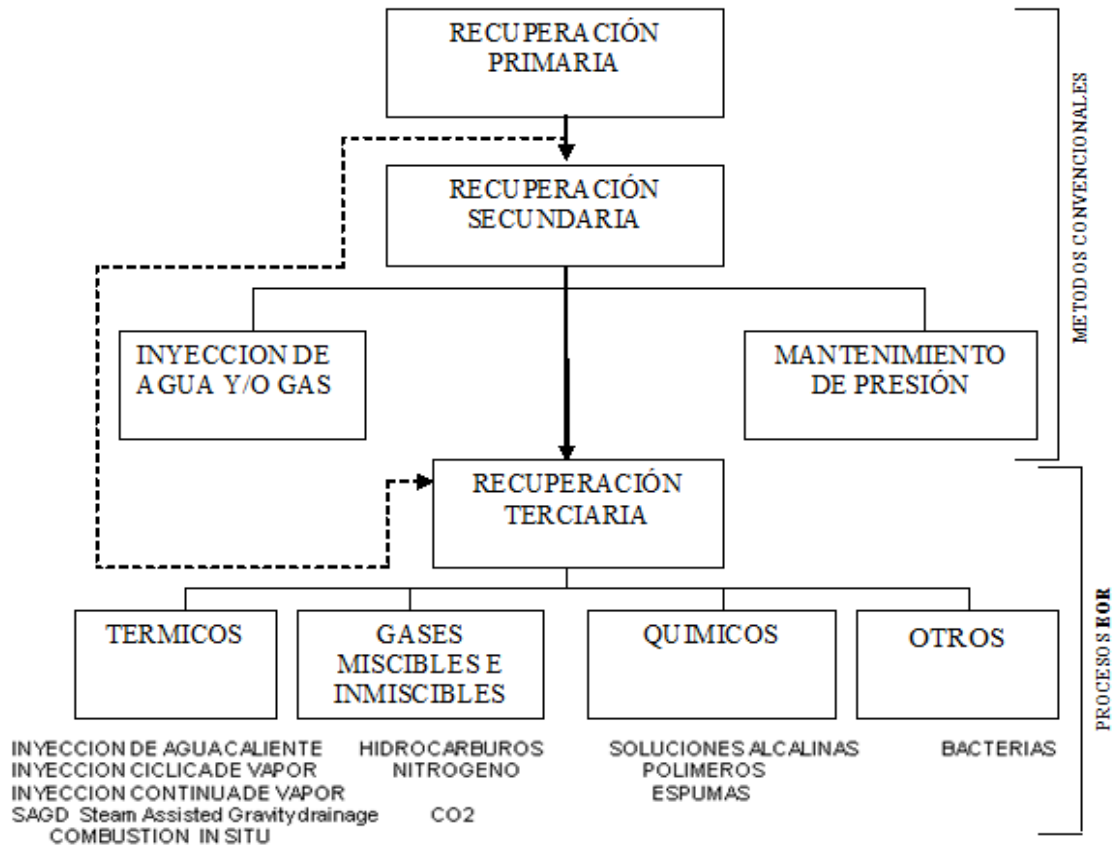
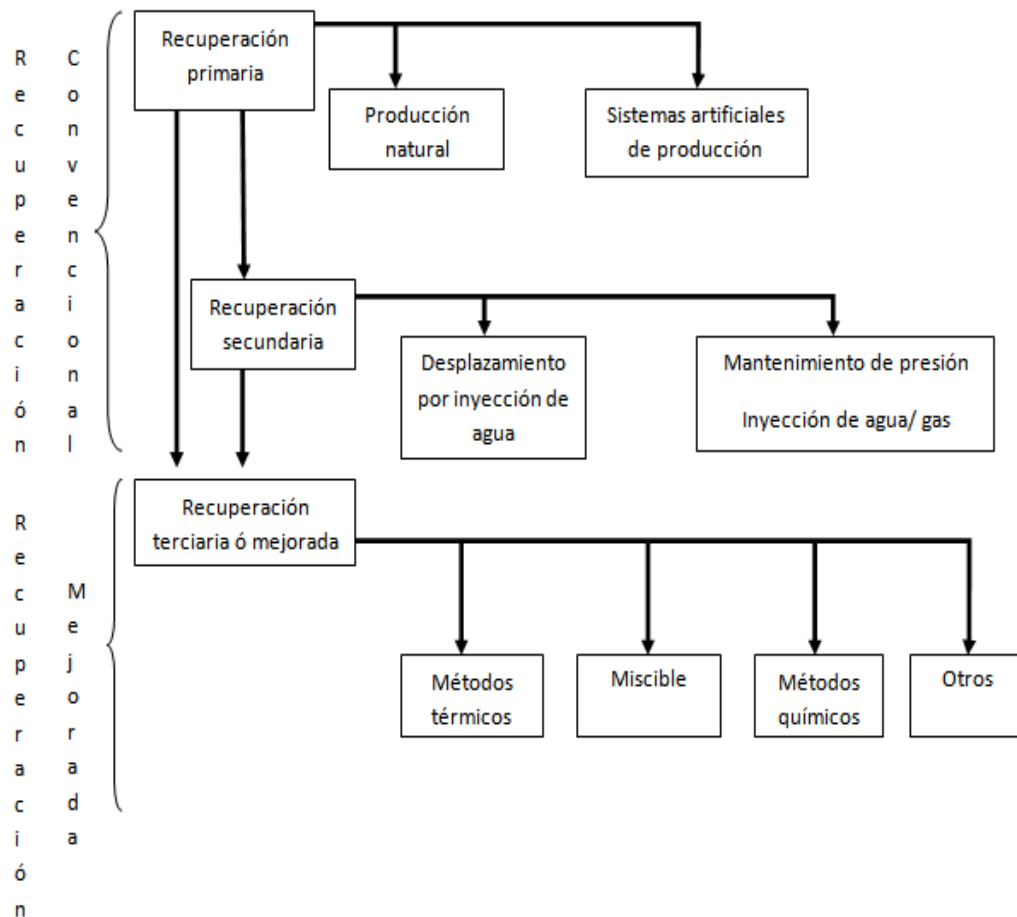


Figura 1.11 Esquema de la clasificación de las etapas de explotación de un yacimiento y la clasificación de métodos de recuperación mejorada.

2.1 Clasificación de métodos de recuperación secundaria y mejorada

Los métodos de recuperación mejorada se clasifican en diferentes tipos dependiendo el proceso que se lleva a cabo. Dependiendo los autores se manejan diferentes clasificaciones.

Una de las más aceptadas se divide en 4 grandes grupos los métodos de recuperación.



1

2.1 Clasificación de métodos de recuperación mejorada

Métodos químicos

Los métodos químicos son caracterizados por la adicción de químicos al agua de inyección, esto busca reducir la movilidad del agente desplazante y/o disminuir la tensión interfacial. En estos procesos los principales son llamados procesos micelar/capilar, esto se basa en los químicos inyectados que consiste en agentes surfactantes. Esta mezcla, usualmente llamado miscelar o microemulsiones, usualmente contienen: surfactantes, cosurfactantes, hidrocarburos, agua y electrolitos. En muchos casos polímeros son agregados para incrementar la viscosidad. En el proceso, la inyección de la solución miscelar usualmente es seguido por una solución acuosa al cual se le han agregado polímeros para mantener un control de la movilidad.

¹ Cruz Juana, Criterios de Selección para Métodos de Recuperación Secundaria y Mejorada Version 1.0, IMP, 2006.

Variaciones de los procesos micelar/capilar reciben diferentes nombres, incluido micelar, microemulsiones, surfactantes, reductor de tensión, soluble en aceite y la inyección de químicos, las diferencias son la composición química y la inyección del bache primario, el reductor de la tensión usando una concentración relativamente pequeña de surfactante (aproximadamente de 2 a 3 % en peso) y usualmente ningún hidrocarburo. Los químicos alcalinos frecuentemente son agregados para promover la reducción de la tensión interfacial y la reducción de la adsorción de surfactante. El volumen del bache usualmente es mucho mayor que el volumen para el proceso usando una relativamente alta concentración de surfactante.

Un proceso diferente pero relacionado es la inyección de alcalinos. En estos procesos una solución inyectada de alto pH reacciona con el aceite para formar surfactante in-situ. Varios mecanismos pueden ser efectivos en el aumento de la recuperación. La disminución de la tensión interfacial entre la solución desplazante y el aceite es una de esos mecanismos. En la inyección estándar de alcalinos, no son inyectados surfactantes.

Métodos miscibles

Estos métodos tienen un gran potencial para la recuperación mejorada de aceites de baja viscosidad, en estos procesos se reduce la tensión interfacial entre los fluidos y así aumenta la eficiencia del desplazamiento. Algunos de los fluidos inyectados con este propósito son: CO₂, gas de combustión y nitrógeno.

En un proceso de desplazamiento inmiscible la eficiencia de desplazamiento microscópico es generalmente menor a la unidad, parte del crudo en el yacimiento en la zona de contactos del fluido de desplazamiento es atrapado como gotas aisladas, dependiendo de la mojabilidad. Cuando estas condiciones son alcanzadas la permeabilidad relativa del aceite es reducida esencialmente a cero y la inyección continua del fluido desplazante es inefectiva porque el fluido desplazante simplemente fluye alrededor del aceite atrapado. El aceite no se mueve en la corriente debido a las fuerzas capilares.

Estas limitaciones de la recuperación de aceite pueden ser superadas con la aplicación de procesos de desplazamiento miscible en los cuales el fluido desplazado es miscible con el fluido desplazante a las condiciones existentes en la interface de los fluidos desplazado y desplazante, la tensión interfacial (IFT) es eliminada.

Si el proceso es aplicado como proceso de recuperación secundaria el aceite es desplazado eficientemente en el frente de un bache, dejan una pequeña cantidad de aceite residual, la mezcla y la dispersión ocurrirá con los solventes en la interface del aceite y ocurrirá una zona de mezcla con un desarrollo de un gradiente de concentración.

Si el proceso es usado como proceso de recuperación terciaria o mejorada, al aceite residual, los solventes inyectados deben desplazar suficiente de la fase de agua en contacto con el aceite residual y entonces desplaza el aceite como una sola fase mezclada con el solvente. La mezcla del solvente y aceite resulta como una mezcla con mayor viscosidad que el solvente puro el cual hace el desplazamiento del agua más eficiente. La mezcla influye en la creación de un banco de aceite, seguido por un banco de una mezcla aceite/solvente que es rica en aceite en la parte frontal y rica en solvente detrás. Como proceso de desplazamiento, el banco

de aceite continua creciendo y el aceite es desplazado a través del yacimiento siempre y cuando la integridad del bache del solvente inyectado se mantenga. Esto es siempre y el banco del fluido desplazante sea miscible con el aceite, los resultados microscópicos de la eficiencia de desplazamiento es mucho mayor que en los procesos inmiscibles y pueden aproximarse al 100%.

En la práctica los solventes que son miscibles con el aceite crudo son más caros que el agua o el gas, y por lo tanto el bache del solvente inyectado debe ser relativamente pequeño por razones económicas, por esta situación el primer bache de solvente debe ser seguido por un gran volumen de un fluido más económicos, como agua o gas empobrecido.

Cuando el agua, la cual no es miscible con el solvente, es usada como el fluido siguiente a una saturación residual del solvente se retendrá en la roca y el bache primario será deteriorado como este es desplazado en dirección a un pozo productor por el agua.

En el proceso de múltiple contacto miscible el aceite y el solvente inyectado son no miscibles al primer contacto el cual se da a condiciones de yacimiento. El proceso depende de la modificación del aceite o de la composición del solvente inyectado a tal grado que el fluido se vuelve miscible mientras el solvente se mueve a través del yacimiento.

Métodos térmicos

Estos se aplican principalmente para aceites con gravedad específica menor a 25 grados. Estos procesos proveen fuerzas de empuje y adicionan energía en forma de calor al yacimiento para reducir la viscosidad del aceite y/o vaporizar el aceite, esto hace que el aceite tenga una mayor movilidad, ya si poder ser dirigido de manera más efectiva a los pozos productores.

Los procesos térmicos pueden ser subdivididos en:

- Inyección de agua caliente
- Inyección de vapor
- Combustión In-situ

2.2 Descripción de métodos de recuperación secundaria y mejorada

Métodos térmicos

Los procesos térmicos consisten en añadir energía al yacimiento en forma de calor. Los principales métodos que entran en esta clasificación son:

Inyección de vapor continua: Consiste en la inyección de vapor por un pozo “pozo inyector” y producir por otro pozo vecino “pozo inyector”. Con esto se trata de realizar un desplazamiento no miscible e incrementar la movilidad del aceite al cedérsela energía térmica.

Inyección cíclica de vapor: Es un método se lleva a cabo con un solo pozo, por el cual se inyecta vapor como primera etapa, después se cierra el pozo y se espera a que el vapor transfiera la energía a la vecindad del pozo, como última etapa se abre el pozo a producción. El número de ciclos que se puede realizar se decide en base al límite que sea económicamente factible.

Oxidación de baja temperatura: A temperaturas menores a los 343 °C, los compuestos orgánicos oxigenados son los principales productos de la reacción. Estos productos parcialmente oxigenados de generalmente consisten de ácidos carboxílicos, aldehídos, cetonas, alcoholes e hidroperóxidos.

Combustión In-Situ: esta consiste en la inyección de aire comprimido y de algunos gases que se encuentran presentes en el yacimiento, para este proceso se requiere tener un yacimiento lo mas homogéneo posible y también una buena identificación de las propiedades y características del sistema roca-fluido. El propósito de esta operación es llevar a cabo una destilación en el yacimiento para la separación de hidrocarburos ligeros además de romper las cadenas largas de hidrocarburos. Existen diferentes métodos de combustión In-situ.

- Combustión seca: En este tipo de combustión, el aire es inyectado para quemar parte de los hidrocarburos. El gas de combustión y una zona de vapor delante del frente de combustión desplazan al aceite hacia el pozo productor.
- Combustión con aire enriquecido: Es una modificación de la combustión in situ. El aire inyectado a el yacimiento es enriquecido con oxígeno , el aire enriquecido en general se refiere a una mezcla que contiene 95% oxígeno o bien de una mezcla 20% de nitrógeno y 80% de oxígeno. Esto favorece a la combustión.
- Combustión húmeda: En este proceso se inyecta agua junto con el aire para recuperar algo del calor atrás del frente de combustión. A un gasto de inyección de aire constante, el aceite puede ser producido más rápido con inyección de agua que sin ella debido al movimiento más rápido de la zona de combustión, el incremento en la utilización de la energía y el incremento de volumen de fluido inyectado.
- Combustión inversa. Este proceso muy utilizado para carbón y arenas bituminosas. La combustión inversa desarrolla una trayectoria de alta permeabilidad entre los pozos productor e inyector de aire, como consecuencia existe una producción de gas. En este método los hidrocarburos son prendidos en el pozo productor, mientras que el aire es introducido en el pozo de inyección. El frente de combustión sigue las fisuras naturales hacia la fuente de oxígeno y desarrolla una trayectoria permeable y caliente de hidrocarburos carbonizados. Una vez que la comunicación inyector-productor es establecida, el frente de combustión se mueve hacia el pozo inyector a lo largo de la trayectoria permeable.

Miscibles

El principio de estos métodos es mezclar los hidrocarburos presentes en la formación con una sustancia de densidad menor, con la finalidad de obtener una mezcla que tenga una menor densidad y menor viscosidad, como consecuencia directa se obtiene una mayor movilidad. Algunos de los métodos de recuperación miscible se describen acontunuación.

Inyección de CO₂: La inyección de gases que se encuentran presentes en el yacimiento es una buena opción ya que estos gases se encuentran disueltos en los hidrocarburos. Una opción muy factible es la inyección de gas CO₂, de las cuales puedes ser:

- Inyección de CO₂ miscible: Si se puede alcanzar una presión de miscibilidad con el aceite, La profundidad por estar asociado a la fractura de la formación.
- Inyección de CO₂ no miscible al 100%: en algunos casos las condiciones para que el gas se disuelva completamente, pero los beneficios que se obtienen por el método son los suficientes para que se desplacen los hidrocarburos.

Desplazamiento con gas enriquecido: Se inyecta gas condensado el cual es enriquecido con 2% propano y 1% butano, este desplazamiento se considera miscible al 100%

Métodos químicos

Los métodos químicos consisten en la introducción de agentes que afectan las propiedades del los fluidos presentes en la formación ó de los fluidos que son inyectados a la formación.

Surfactantes: el principal objetivo de la inyección de estas sustancias es disminuir la tensión interfacial entre la fase dispersa y la continua ya que cuanto menor es la tensión interfacial entre las dos fases de una emulsión, es más fácil la emulsificación. Por lo que el aceite atrapado se disuelve en la fase acuosa en forma de una emulsión.

Emulsiones: Son sistemas dispersos o suspensiones líquido - líquido, constituidos por dos líquidos inmiscibles, en el cual la fase dispersa se encuentra en forma de pequeñas gotas contenidas en una fase externa denominada fase continua. Los tipos más comunes de emulsiones son aquéllas en las que un aceite se dispersa en agua, en cuyo caso el sistema se conoce como emulsiones óleo acuoso ó cuando el agua se dispersa en el aceite para formar emulsiones hidro-oleosas.

Inyección de polímeros: este método consiste en agregar polímeros al agua llana que se inyecta en la formación, estos polímeros causan que la movilidad del agua de inyección sea menor, por lo tanto se tiene una mejor eficiencia de barrido. Por lo tanto el volumen de hidrocarburos recuperados es mayor por lo cual se justifica la inversión, en algunos casos se pueden inyectar los polímeros en secuencia de baches esto es debido al alto costo de los polímeros. También en forma de tratamiento en las cercanías del pozo.

Gelación in situ: Este método es usado para taponar zonas de alta permeabilidad a una distancia prudencial del pozo. Esta técnica involucra la inyección de la solución polimérica con un catión metálico inorgánico que efectuará una unión entre las moléculas del polímero inyectado y las moléculas que rodean la superficie de la roca.

Otros métodos de recuperación mejorada

La recuperación mejorada ha ido evolucionando por lo cual se han agregado diferentes técnicas, para esto se llevan estudios y algunos descubrimientos parecen ser prometedores, algunos todavía se encuentran en fase de prueba pero pueden ser considerados para futuras operaciones

Recuperación microbiana: La tecnología de la recuperación de petróleo a partir de microbios está se ha demostrado que algunos microorganismos producen químicos que pueden incrementar la movilidad del petróleo en el yacimiento. Estos organismos pueden ser

desplazados a través del medio poroso y que se pueden adaptar a vivir bajo una variedad de condiciones

La estrategia a seguir en una tecnología de recuperación microbiana consiste básicamente en la inyección de nutrientes y fuentes de carbono que favorezcan la actividad microbiana nativa de un pozo. Así mismo, la adición de microorganismos exógenos que puedan llevar a cabo sus actividades metabólicas bajo las condiciones específicas y extremas de los pozos puede ser otra alternativa. La aplicación de enzimas, biosurfactantes y biopolímeros que mejoren las condiciones del yacimiento o actúen de forma que favorezca la liberación del petróleo es muy importante.

Algunos proyectos de recuperación microbiana han sido realizados en los Estados Unidos, Australia, China, Rumania y Rusia. Estos proyectos reportan resultados benéficos en la mayoría de los casos y el porcentaje de recuperación fue del 13% al 65 %. Además de mejorar la producción de petróleo, algunos proyectos permitieron disminuir la producción de agua en el pozo.

Producción de gases, ácidos orgánicos y surfactantes: Debido a las actividades metabólicas de los microorganismos y del aceptor final de electrones disponible, estos producen gases tales como metano, nitrógeno y bióxido de carbono. Estos gases mejoran las características de flujo del aceite y es forzado a salir de los poros, arrastrando los residuos que taponan los poros de las rocas. Como resultado, las fuerzas capilares son reducidas.

De la misma forma, los microorganismos producen ácidos orgánicos, que resultan en la disolución de carbonatos de la roca madre e incrementan la permeabilidad del yacimiento. También producen solventes que reducen la tensión interfacial, mejorando la movilidad del aceite.

Taponamiento de zonas de alta permeabilidad: El taponamiento en la recuperación de petróleo consiste en el bloqueo físico de los estratos de roca altamente permeables que ya han sido drenados. El principal objetivo es alcanzar profundidad en las zonas de alta permeabilidad. Los microorganismos pueden ofrecer una alternativa factible a los métodos actuales debido a que ellos pueden penetrar profundamente en los yacimientos, formando biobarreras que bloquean las zonas permeables. Las biobarreras se pueden formar introduciendo microorganismos en estado de estrés y/o estimulando la microflora autóctona mediante la adición de medios constituidos por nutrientes y fuentes de carbono. Estos medios estimulan el desarrollo y crecimiento microbiano in situ y la producción de polímeros extracelulares, reduciendo de esta forma la permeabilidad de la zona.

Existen microorganismos involucrados en la recuperación mejorada pero los más apropiados son aquellos que sobreviven y prosperan en ambientes como los que están presentes en el pozo y el yacimiento. Este tipo de microorganismos recibe el nombre de extremófilos.

- **Hipertermófilos y Termófilos:** Los microorganismos hipertermófilos son capaces de desarrollarse a temperaturas entre 80-115°C. La baja solubilidad de O₂ a altas temperaturas y la presencia de gases reductores causan que la mayor parte de estos ambientes sean anaerobios. Por lo que es necesario este tipo de organismos.
- **Halófilos:** Los microorganismos halófilos son resistentes a medio con altos niveles de salinidad. El tipo de organismos en estos ambientes está determinado por parámetros

como salinidad. Los microorganismos halófilos presentan un gran potencial para ser aplicados en procesos industriales ya que presentan las siguientes ventajas: potencial para su manipulación genética, fáciles de crecer y de mantener en el laboratorio, disminución en las condiciones asépticas, producen osmoreguladores y acumulan altas concentraciones de iones. Las aguas congénitas de los yacimientos contienen diferentes concentraciones de sales.

- **Alcalófilos:** Los microorganismos alcalófilos son aquellos cuyo crecimiento óptimo se encuentra en medios con pH superiores a 8.5 y pertenecen a los procariones, eucariotes y Archaea. La mayoría de estos microorganismos se consideran para aplicarlos en ambientes alcalinos. La mayor parte de ellos se clasifican dentro del género Bacillus.

2.3 Criterios de selección

Para la aplicación correcta de un método de recuperación secundaria o mejorada depende en gran parte de la información sobre las características tanto como del yacimiento como de los fluidos. El propósito de los criterios de selección es dar una guía práctica para conocer las opciones de método de recuperación secundaria o mejorada que son aplicables al campo en estudio.

La producción de petróleo para proyectos de recuperación mejorada continúa sustituyendo e incrementando las reservas de hidrocarburos en el mundo. Es por esto que la selección correcta del mejor método de recuperación se vuelve más importante para los poder obtener el máximo factor de recuperación de un yacimiento.

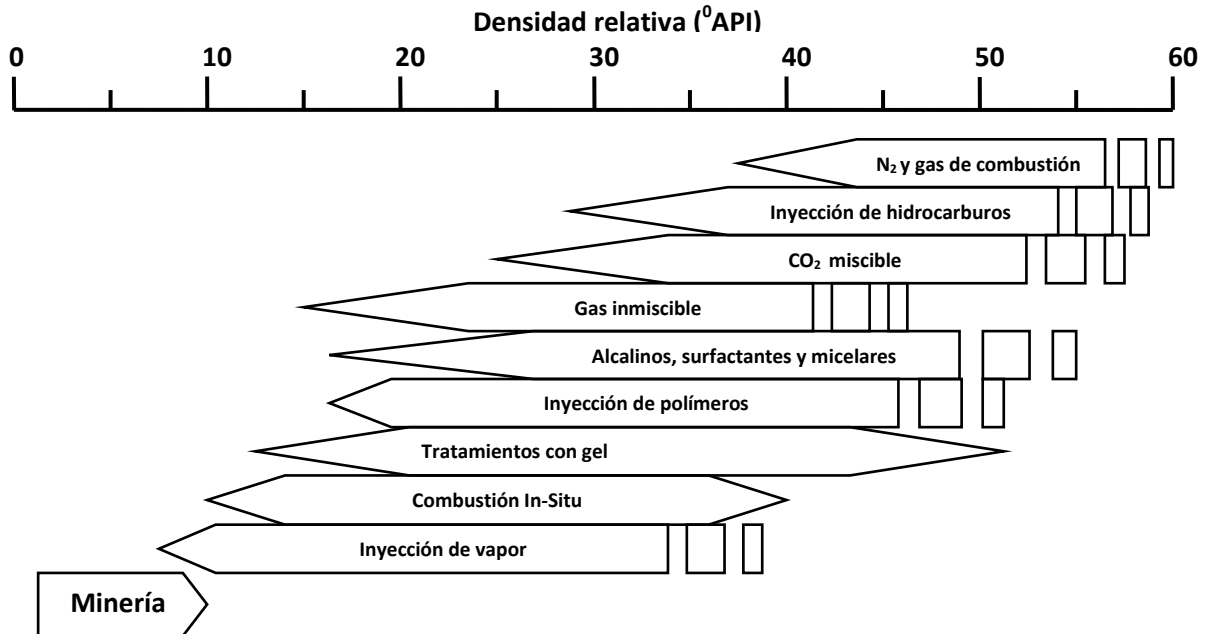
Algunos de los métodos de recuperación mejorada al ser solo experimentales o con baja aplicación, no se han podido encontrar un rango en el cual estos métodos resultan exitosos. Dependiendo el autor se manejan diferentes rangos y características tanto de la formación como de los fluidos los cuales pueden afectar el factor de recuperación.

	Proceso	Efectividad	
		E_D	E_V
Métodos térmico	Inyección de vapor cíclico	Afecta poco	Afecta mucho
	Inyección de vapor continuo	No es efectivo	Afecta medianamente
	Combustión In-Situ	Afecta medianamente	Afecta mucho
Métodos miscible	Inyección de dióxido de carbono	Afecta mucho	No afecta
	Inyección de gas natural	Afecta mucho	No afecta
	Inyección de nitrógeno	Afecta mucho	No afecta
	Inyección de gases de combustión	Afecta mucho	No afecta
Métodos químicos	Miscelares	Afecta medianamente	Afecta poco
	Polímeros	No afecta	Afecta mucho
	Alcalinos	Afecta poco	No afecta

2.2 tabla de métodos de recuperación mejorada y como afecta la eficiencia de desplazamiento areal y vertical

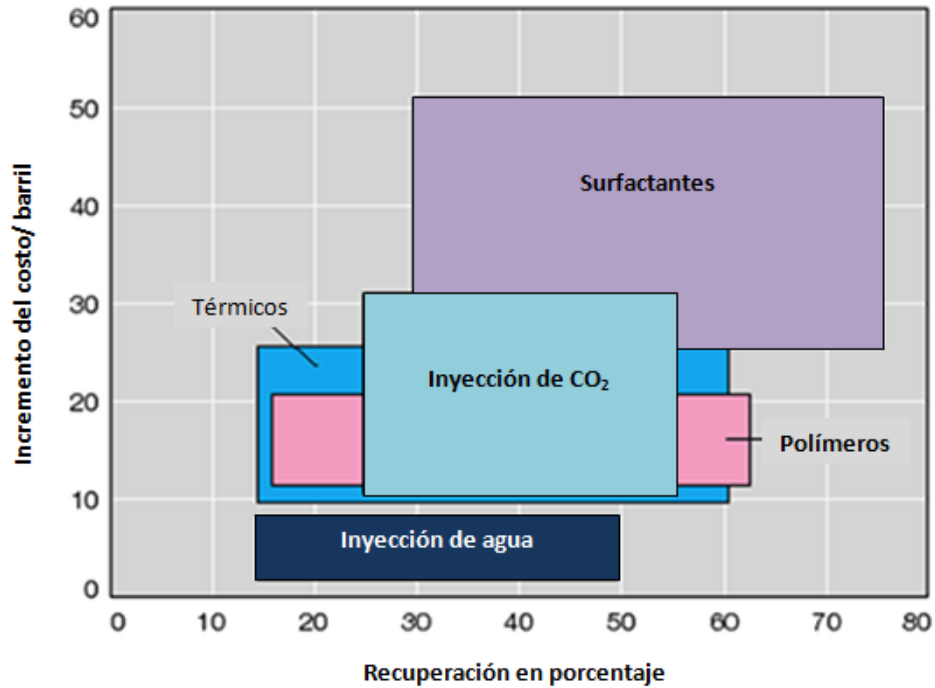
En esta tabla se muestra como la eficiencia del desplazamiento del fluido puede ser un factor para la aplicación de determinado método de recuperación mejorada. Algunos otros factores que son determinantes para la selección de los métodos son la gravedad específica del hidrocarburo.

La siguiente tabla muestra a grandes rasgos los rangos de densidades API del aceite a las cuales son efectivos los métodos de algunos de los métodos de recuperación secundaria y mejorada.



2.3 Diagrama de criterio de selección de métodos de recuperación mejorada basado en la densidad en grados API

También el factor económico resulta importante al momento de selección el método que mas convenga. Debido a que si el volumen recuperado no justifica económicamente la inversión el método propuesto la implementación de este método no es recomendado, por lo cual a continuación se muestra un cuadro que muestra el incremento del costo por barril contra el incremento del factor de recuperación.



2.4 Diagrama de criterio de selección de métodos de recuperación mejorada basado en el incremento del costo del barril de crudo.

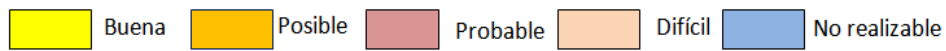
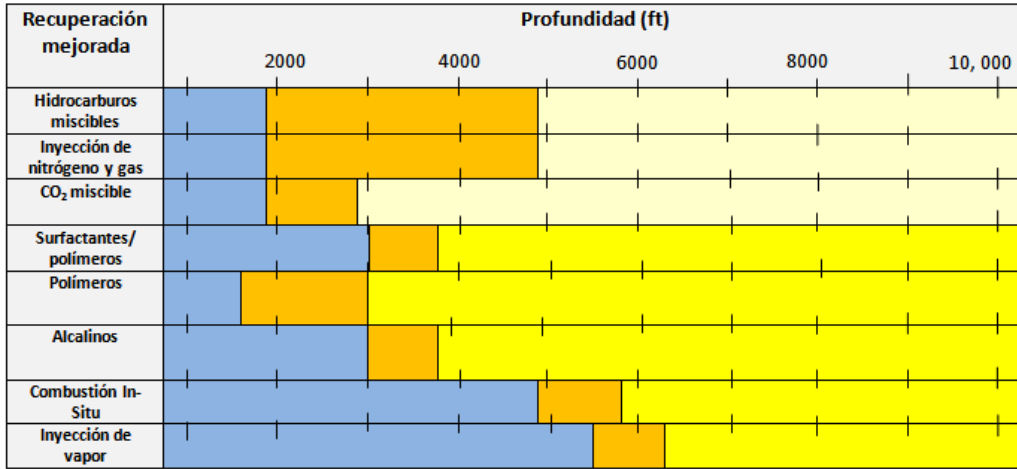
La permeabilidad es uno de los parámetros predominantes en la explotación de un campo petrolero también lo es así en el momento de la selección de algún método que pretenda incrementar el factor de recuperación.

Recuperación mejorada	Permeabilidad (mD)			
	10	100	1000	10.000
Hidrocarburos miscibles	no critica			
Inyección de nitrógeno y gas	no critica			
CO ₂ miscible	bueno para alto a gastos de inyección			
Surfactantes/ polímeros	No realizable	Possible	Buena	Buena
Polímeros	No realizable	Possible	Buena	Buena
Alcalinos	No realizable	Possible	Buena	Buena
Combustión In-Situ	No realizable	Possible	Buena	Buena
Inyección de vapor	No realizable	Possible	Buena	Buena

Buena
 Posible
 Probable
 Difícil
 No realizable

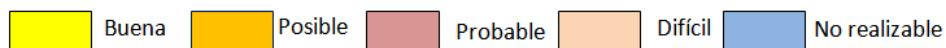
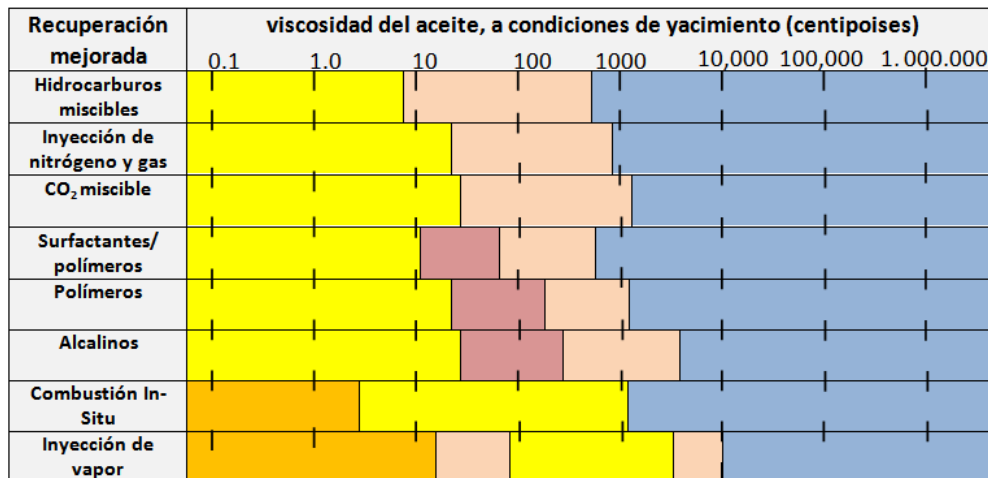
2.5 Diagrama de criterio de selección de métodos de recuperación mejorada basado en la Permeabilidad

La profundidad juega un papel importante principalmente en los métodos térmicos debido a que a mayor profundidad existe una mayor pérdida de calor en el flujo de la superficie hasta el intervalo de inyección.

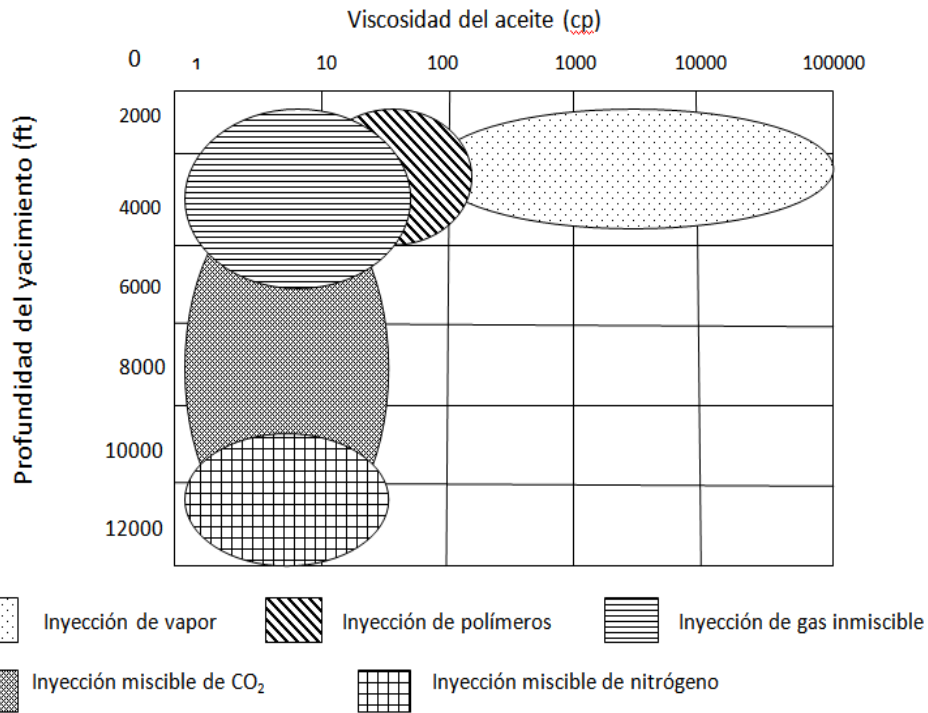


2.6 Diagrama de criterio de selección de métodos de recuperación mejorada basado en la profundidad del yacimiento

La viscosidad del aceite juega un papel importante debido a que esta ligada íntimamente al el flujo a través del medio poroso.



2.7 Diagrama de criterio de selección de métodos de recuperación mejorada basado en la viscosidad del aceite.



2.8 Diagrama de criterio de selección de métodos de recuperación mejorada basado en la densidad en grados API contra la profundidad.

Como lo muestran las graficas anteriores la recuperación depende de la profundidad del intervalo de interés, de la viscosidad del hidrocarburo, la permeabilidad de la formación etc. Sin embargo la decisión final para la aplicación o no de cierto método de recuperación es la experiencia previa.

Propiedades del aceite					Características del yacimiento			
Método de recuperación mejorada	Gravedad (°API)	Viscosidad en el yacimiento	composición	Saturación inicial de aceite (%)	Tipo de formación	Espesor (m)	Permeabilidad (mDarcí)	Profundidad (m)
Métodos por solventes								
Inyección de nitrógeno	>35	<0.4	Alto porcentaje de C ₁ -C ₇	>40	NC	NC	NC	>1800
Inyección de gases hidrocarburos	>23	<3	Alto porcentaje de C ₂ -C ₇	>30	NC	NC	NC	>1250
Inyección de CO ₂	>22	<10	Alto porcentaje de C ₅ -C ₁₂	>20	NC	NC	NC	>750
Inyección de gases inmiscibles	>12	<600	NC	>35	NC	NC	NC	>640
Métodos químicos								
Inyección de polímeros/miscelares	>20	<35	Crudos ligeros, intermedios, algunos ácidos orgánicos para fluidos alcalinos	>35	Preferentemente arenas	NC	>10	<2700
Inyección de polímeros	>15	10-150	NC	>50	Preferentemente arenas	NC	>10	<2700
Métodos térmicos								
Combustión In-Situ	>10	<5000	Algunos componentes asfáltenos	>50		>3	>50	<3450
Inyección de vapor	>8-13.5	<200000	NC	>40		>6	>200	<1350

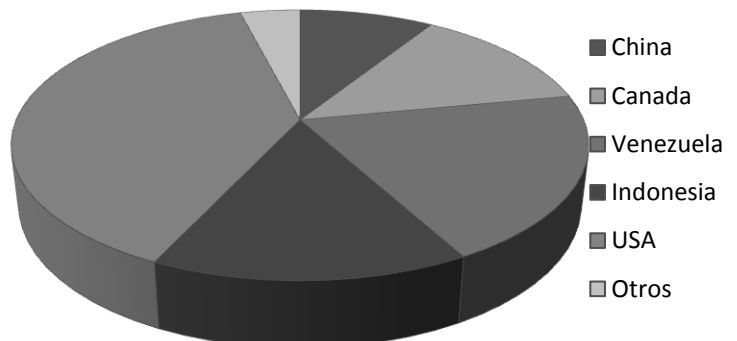
2.9 Diagrama de criterio de selección de métodos de recuperación mejorada basado en la densidad en grados API contra la profundidad.

2.4 Aplicación alrededor del mundo

Existe información sobre algunos proyectos de recuperación mejorada llevados a cabo alrededor del mundo.

aplicación de recuperación mejorada

aplicación de recuperación mejorada	
China	9 %
Canadá	13%
Venezuela	20%
Indonesia	15%
USA	39%
Otros	4%



2.10 Aplicación de métodos de recuperación mejorada

Los proyectos de recuperación mejorada se han llevado a cabo en los últimos años ha existido un incremento en la inversión de en métodos no convencionales de explotación de aceite pesado y extrapesados, principalmente en Venezuela y Canadá.

País	Métodos térmicos		Químicos		Gases	
	Nº de proyectos	Producción (BPD)	Nº de proyectos	Producción (BPD)	Nº de proyectos	Producción (BPD)
Estados Unidos	86	417.675	10	1,658	74	328,759
Indonesia	3	283,000	2	400	-	-
Venezuela	38	199,578	-	-	3	166,000
Canadá	16	193,075	-	-	34	40,314
China	18	151,651	18	13,659	2	0
Otros	28	19,114	4	509	8	48,613
Total	189	1,264,093	34	16,266	121	543,372

2.11 tabla de distribución de proyectos de recuperación secundaria y mejorada con la producción asociada a la implementación de dichos métodos.

En México existen estudios para la implementación de métodos de recuperación en el activo integral Cinco Presidentes. Se planea realizar pruebas piloto de inyección de CO₂ e inyección de aire en arenas de la formación productora el Encanto y en Cárdenas, Tabasco.

3 Inyección de agua caliente

El proceso de inyección de agua caliente se emplea en proyectos de recuperación secundaria para aumentar los gastos de inyección en operaciones convencionales de inyección de agua. En 1953 Breston y Pearman lo utilizaron con este fin, reportaron un incremento en la inyectabilidad de hasta 35%. Además disuelve depositaciones de parafinas y asfáltenos.

3.1 Descripción del método

La inyección de agua caliente es el método térmico de recuperación secundaria más simple y seguro, y dependiendo las características del yacimiento puede ser económico y ventajoso, es un desplazamiento inmiscible tanto en agua caliente y fría, durante el proceso la zona adyacente al pozo se va calentando y la aportación del calor se dispersa en los estratos cercanos. El agua disminuye su temperatura, al alejarse del pozo inyector y mezclándose con los fluidos a la temperatura inicial del yacimiento, por lo cual se forma una zona con una temperatura superior a la del resto del yacimiento.

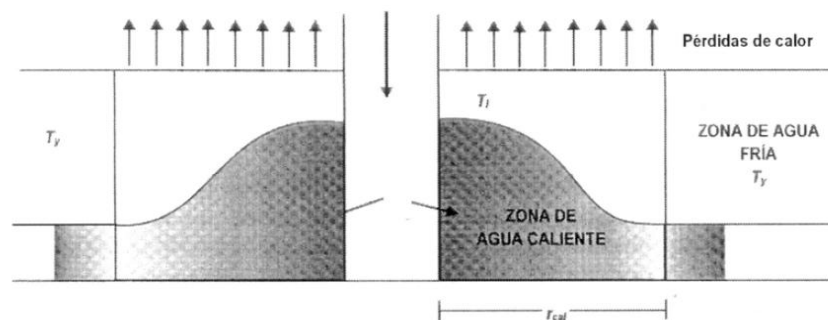


Figura 3.1. Inyección de agua caliente

1

El tamaño de la zona calentada aumenta con respecto al tiempo de inyección pero su temperatura es menor a la que de inyección, en el frente de desplazamiento se pierde calor rápidamente, de manera casi inmediata alcanza la temperatura de yacimiento por lo que en el borde de este frente de desplazamiento la movilidad es la de los fluidos no calentados. La viscosidad del agua caliente inyectada será menor que la correspondiente a una inyección de agua convencional, lo cual provoca un rompimiento más temprano del fluido inyectado, lo cual se refleja en un mejor desplazamiento en la zona calentada y un incremento en el factor de recuperación aun en la zona donde la saturación de aceite no disminuye con el aumento de la temperatura.

Los mecanismos que intervienen en el desplazamiento de agua caliente son:

- Mejora la movilidad del crudo
- Reduce la saturación residual de aceite por altas temperaturas
- Expansión térmica del crudo

¹ Green, D.W. y Willhite, G.P. Enhanced Oil Recovery, Textbook Series, SPE, Richardson, TX (1998)

Al considerar un yacimiento homogéneo, un desplazamiento unidimensional en el cual las pérdidas de calor hacia las formaciones vecinas se desprecian. El agua disminuye su temperatura en contacto con la formación y los fluidos en condiciones estacionarias, dos zonas principales pueden ser distinguidas, perfiles de temperatura y saturación.

Zona II

El aceite es desplazado por el agua a la misma temperatura, como consecuencia el desplazamiento con agua caliente se ve afectada por los mismos problemas de inestabilidad como los de la inyección de agua fría; la saturación de aceite residual corriente arriba es la misma que para la inyección de agua fría.

Zona I

A medida que nos movemos corriente arriba la temperatura aumenta constantemente mientras el aceite residual decrece. La expansión del fluido y la matriz significan que para cualquier saturación dada, la masa de aceite atrapada es reducida mientras la temperatura incrementa. Si el aceite contiene cualquier cantidad de hidrocarburos altamente volátil, algunas fracciones pueden ser desplazadas por vaporización-condensación.

En la práctica, las pérdidas de calor desde la zona caliente a las formaciones que le rodean resultan en una pérdida de temperatura más pronunciada en dirección de flujo, lo cual no afecta el avance en esta zona.

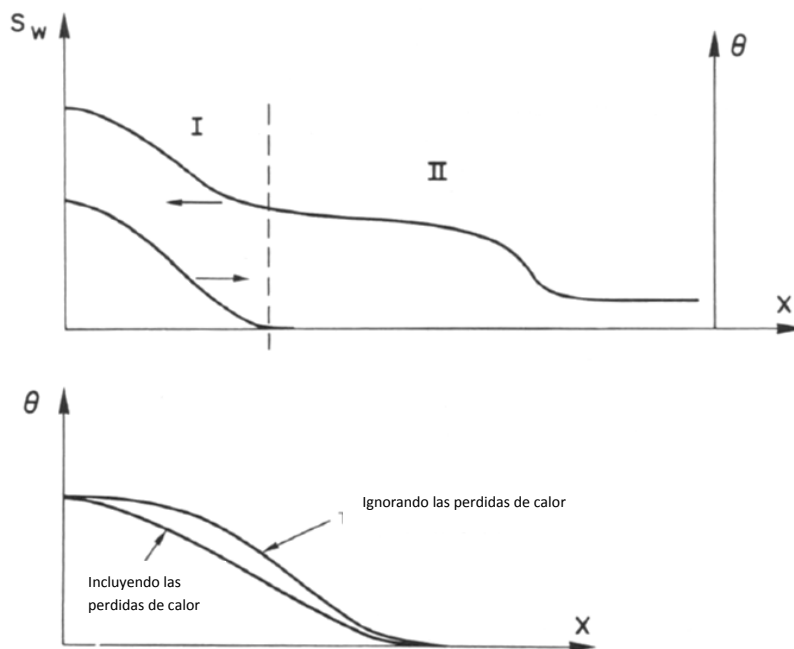


Figura 3.2 Diagrama de perfiles de temperatura y saturación.

Existen 2 beneficios causados por la introducción del agua caliente en la formación:

² Erle C. Donalson: George V. Chilingarian, Enhanced Oil Recovery I Fundamentals and Analyses, Elsevier Science Publishers, Netherlands, 1985

- Las pérdidas de calor a las formaciones superiores e inferiores causan que la caída de temperatura en el área de inyección sea menor que con la inyección de vapor
- No existen problemas de eliminación de vapor

A finales de los 40's Barton inyectó agua caliente en arenas de Bradford para incrementar la inyectabilidad, simplemente utilizó quemadores de gas bajo la línea de agua hacia el pozo inyector. La inyectabilidad aumentó considerablemente aun después de la dispersión del calor del agua.

Breston y Pearson emplearon un calentador eléctrico de 24 kw, colocado frente a la cara de la formación, esto con el mismo propósito del incremento de la inyectabilidad. Con el cual obtuvieron un incremento de orden del 35%. Las pruebas de caídas de presión fueron realizadas antes y después de la implementación de la prueba. Ellos encontraron que la respuesta de los pozos tratados fue inversamente proporcional a las tasas de consumo de original, y directamente proporcional al aumento de la temperatura.

La inyección de agua caliente es poco aplicada debido a que se considera una mejor opción la inyección de vapor, se obtiene un volumen residual de aceite menor incluso al aplicar los métodos con la misma temperatura del fluido. Esto es debido a los siguientes factores:

- La presión diferencial extra debido a la alta viscosidad cinemática del vapor. Un comparable flujo másico debido en gran parte a la mayor velocidad de flujo y mayor diferencial de presión.
- Una tendencia relativamente menor del gas a la digitación comparado con el agua.
- El efecto de destilación por el vapor, el cual permite que las fracciones ligeras de hidrocarburos y sean arrastrados por el vapor. Por lo cual existe un efecto de desplazamiento miscible por el vapor.

3.2 Caracterización de la inyección de agua caliente

Una forma de calcular la distribución de saturaciones y la recuperación por el proceso de inyección de agua caliente consiste en la aplicación de la teoría de Buckley-leverett, después que la distribución de temperatura para el tiempo de interés ha sido determinada para de un adecuado modelo de inyección de agua caliente.

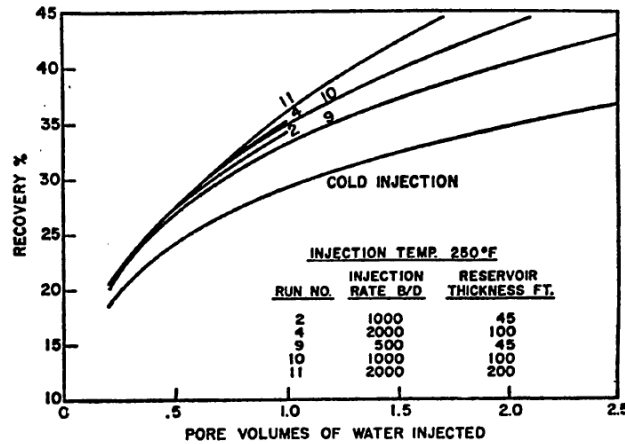


Figura 3.3 Ejemplo de recuperación por la inyección de agua caliente.

La figura anterior es el resultado de la caracterización de un yacimiento circular con un radio de 1000 ft y una porosidad de 35%. Se fijó una saturación inicial de aceite (S_{wi}) de 18% y una saturación residual de aceite (S_{or}) de 10%.

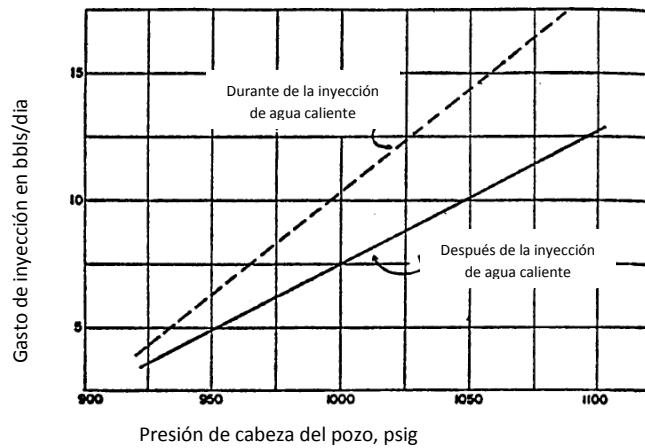


Figura 3.4 Efecto del agua caliente en la inyectabilidad de un pozo.

Algunos modelos para la predicción del comportamiento fueron desarrollados en base a un flujo unidimensional alguno de los cuales están basados no solo en el modelo de Buckley-Levertt, también se basaron en pruebas de campo y considerando diferentes condiciones y diferentes tipos de yacimientos. Pero los modelos se han ido complicando mas al tomar en cuenta el efecto de gravedad además del banco de agua caliente que se forma el frente de inyección.

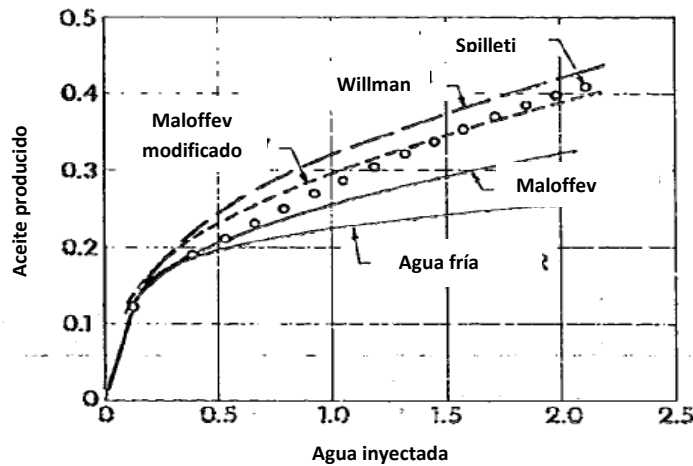


Figura 3.5 Comparativo de métodos para los modelos de para la predicción de inyección de agua caliente en sistemas unidimensionales

Un método basado en el modelo propuesto por Buckley-levrett en el cual se toma en cuenta las variaciones térmicas.

La temperatura T a cualquier punto del yacimiento x para cualquier momento T dado en el proceso de inyección de agua caliente, en términos adimensionales, Lauwerier (1955) planteo la siguiente ecuación:

$$T_D = \frac{T - T_R}{T_f - T_R} = 1 - \operatorname{erf} \left(\frac{x_D}{2(t_D - x_D)^{1/2}} \right)$$

Para $t_D > x_D$

Y

$$T = T_R$$

Para $t_D < x_D$

Donde el subíndice "f" indica las propiedades de los fluidos y x_D esta dado por:

$$x_D = \frac{4k_S M_S A}{M_S \rho_f c_f i_f h_f}$$

En donde;

i_f = gasto del agua de inyección (bbl/dia)

ρ_f = densidad de fluido (lb/bbl)

Willman (1961) propone una aproximación donde el yacimiento es discretizando en un número de zonas. Dentro de cada una de estas zonas de temperatura constante, las ecuaciones isotérmicas de desplazamiento de Buckley-Leveret son aplicables, este método es la base de los métodos de desplazamiento utilizado como recuperación mejorada, de modo que la tasa de incremento de la saturación es constante en el frente. Pero el aumento de los gastos en el área comprendida por el frente de saturación como cada zona nueva de temperatura es ingresada en la siguiente ecuación:

$$\frac{dA}{dt} = \frac{1}{\phi h_n} q \frac{\partial f_w(S, T_i)}{\partial S}$$

Donde:

ϕ = porosidad

h_n = espesor neto de arena

f_w = flujo fraccional de agua

q = gasto de inyección a condiciones de presión y temperatura de yacimiento

T_i = temperatura en la zona i

S = saturación de agua

Para los realizar los cálculos de para simular el desplazamiento se parte de la ecuación de Buckley y Leverett para un flujo radial

$$\left(\frac{\partial r^2}{\partial t}\right)_{S_w} = \frac{5.6146 i_w}{\pi \phi h} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_t$$

La cual se puede reescribir como:

$$\left(\frac{\partial r^2}{\partial t}\right)_{S_w} = \frac{5.6146 i_w}{\pi \phi h} \left(\frac{\left(\frac{\partial f_w}{\partial r^2}\right)_t}{\left(\frac{\partial S_w}{\partial r^2}\right)_t}\right)$$

Si el agua de inyección es a una temperatura (T_i) la cual es superior a la temperatura del yacimiento (T_y) entonces el flujo fraccional (f_w) el cual es agua, es función de de el agua de saturación y la temperatura del fluido para un tiempo y posición dado en el yacimiento.

La temperatura depende de el flujo fraccional como resultado de la dependencia de la temperatura de la relación de viscosidad μ_o/μ_w de el cual f_w es una función. Entonces

$$f_w = f_w(S_w, T)$$

Entonces

$$df = \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_T dS + \left(\frac{\partial f_w}{\partial T}\right)_{S_w} dT$$

Y

$$\left(\frac{\partial f_w}{\partial r^2}\right)_t = \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_T \left(\frac{\partial S_w}{\partial r^2}\right)_t + \left(\frac{\partial f_w}{\partial T}\right)_{S_w} \left(\frac{\partial T}{\partial r^2}\right)_t$$

Sustituyendo

$$\left(\frac{\partial r^2}{\partial t}\right)_{s_w} = \frac{5.6146 i_w}{\pi \theta h} \left[\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_T + \left(\frac{\partial f_w}{\partial T}\right)_{s_w} \left(\frac{\partial T}{\partial r^2}\right)_t \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_t \right]$$

Esta relación se utiliza para predecir el desplazamiento de agua caliente. Esta ecuación representa que el avance de un punto de saturación constante es proporcional a el cambio del flujo fraccional con respecto a la saturación a temperatura constante mas el producto del cambio de flujo fraccional con respecto a la temperatura a una saturación constante, el cambio de temperatura con respecto a al desplazamiento radial al cuadrado a un tiempo constante y el cambio del desplazamiento al cuadrado con respecto a la saturación a un tiempo constante.

Para evaluar esta relación debemos ser capaces de determinar la temperatura de la formación en función del tiempo y de la distancia del pozo de inyección para darle las propiedades del yacimiento y conocer el gasto de inyección de agua caliente a la temperatura especificada. Con base en el trabajo de Lauwerier se convierte en una ecuación en un caso con geometría radial, para lo cual Lauwerier asume que la distribución de la temperatura es independiente de la distribución de saturación y por lo tanto independiente del comportamiento del desplazamiento.

Fayers describe esto como un sistema disociado, con la inclusión de la pérdida de calor incorporándolas en el modelo propuesto por Lauwerier. Lauwerier además asume una conducción de calor no horizontal y convección no vertical. La zona de barrido de agua caliente se asume que tiene una conducción vertical infinita y por lo tanto la temperatura vertical es uniforme.

La conversión de Lauwerier resulta en una forma radial para simplemente redefinir la distancia como variable adimensional entonces dando la misma ecuación adimensional y por lo tanto la misma solución adimensional obtenida por Lauwerier. Se obtiene en coordenadas radiales:

$$\frac{h}{2} C_f \left(\frac{\partial T}{\partial t}\right)_r + \frac{i_w C_w}{4\pi r 4.2746} \left(\frac{\partial T}{\partial r}\right)_t - C \left(\frac{\partial T_s}{\partial y}\right) = 0$$

$$y = \frac{h}{2}$$

Donde r es el desplazamiento radial en pies y i_w es el gasto de inyección de agua en barriles por día, esto se reduce a su forma adimensional de la distancia radial.

$$r_D = \frac{4\pi C r^2}{h C_w i_w} 4.2746$$

El tiempo adimensional se expresa como:

$$t_D = \frac{4C_t}{h^2 C_f} 24$$

Normalizando la temperatura dimensional

$$T_D = \frac{T - T_R}{T_i - T_R}$$

Normalizando la saturación de agua

$$S = \frac{S_w - S_{wt}}{1 - S_{or} - S_{wt}}$$

Si definimos nuestro sistema con un radio máximo r_{max} , entonces tenemos que definir una normalización adimensional para la distancia radial

$$x = \frac{r_D}{r_{Dmax}} = \left(\frac{r}{r_{max}} \right)^2$$

Donde $r_{Dmax} = r_{D}(r_{max})$

Derivando la ecuación (6)

$$dr^2 = r_{max}^2 dx$$

$$\left(\frac{\partial r^2}{\partial t} \right)_{S_w} = \frac{4 r_{max}^2 C_{24}}{h^2 C_f} \left(\frac{\partial x}{\partial t_D} \right)_S$$

$$dS_w = (1 - S_{or} - S_{wr}) dS$$

$$\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_T = \left(\frac{1}{1 - S_{or} - S_{wr}} \right) \left(\frac{\partial f_w}{\partial S} \right)_{T_D}$$

$$dT = (T_i - T_r) dT_D$$

$$\left(\frac{\partial f_w}{\partial T} \right)_{S_w} \left(\frac{\partial T}{\partial r^2} \right)_t \left(\frac{\partial r^2}{\partial S_w} \right)_t = \frac{1}{(1 - S_{or} - S_{wr})} \left(\frac{\partial f_w}{\partial T_D} \right)_S \left(\frac{\partial T_D}{\partial x} \right)_{t_D} \left(\frac{\partial x}{\partial S} \right)_{t_D}$$

Lo podemos reescribir en forma adimensional.

$$\left(\frac{\partial x}{\partial t_D} \right)_S = \frac{h C_f i_w 0.23394}{4 \pi r_{max}^2 C \phi (1 - S_{or} - S_{wr})} \left[\left(\frac{\partial f_w}{\partial S} \right)_{T_D} + \left(\frac{\partial f_w}{\partial T_D} \right)_S \left(\frac{\partial T_D}{\partial x} \right)_{t_D} \left(\frac{\partial x}{\partial S} \right)_{t_D} \right]$$

Podemos simplificar, se obtiene la siguiente ecuación.

$$D = \frac{23394 h C_f i_w}{4 \pi r_{max}^2 C \phi (1 - S_{or} - S_{wr})}$$

y

$$F = D f_w$$

En la forma de derivadas se que da de la siguiente forma

$$\frac{\partial x}{\partial t_D} = \frac{\partial F}{\partial S} + \frac{\partial F}{\partial T_D} \frac{\partial T_D}{\partial x} \frac{\partial x}{\partial S}$$

Representación analítica

Para la resolver la ecuación anterior debemos expresar F con respecto a S y T_D y T_D con respecto a x, analíticamente. La derivada de x con respecto a S no es explícitamente expresable por lo cual solo podremos obtener por diferencias finitas.

Para el flujo fraccional de agua el cual es una función indirecta de la saturación.

$$f_w = \frac{q_w}{q_o + q_w} = \frac{\frac{k_{ro} \mu_o}{k_{ro} \mu_w}}{1 + \frac{k_{rw} \mu_o}{k_{ro} \mu_w}}$$

Por lo tanto

$$\frac{\partial F}{\partial S} = D \frac{\partial f_w}{\partial S} = D \frac{\left(\frac{k_{rw}}{k_{ro}}\right)' \frac{\mu_o}{\mu_w}}{\left(1 + \frac{k_{rw}}{k_{ro}} + \frac{\mu_o}{\mu_w}\right)^2}$$

Obtenemos una representación analítica satisfactoria de la relación entre la permeabilidad relativa la saturación normalizada de agua:

$$\frac{k_{rw}}{k_{ro}} = \frac{a_1 S^{a_2}}{(1 - S)^{a_3}}$$

En donde las constantes a_1 , a_2 y a_3 los cuales son obtenidos por el método de mínimos cuadrados, se obtiene la derivada

$$\left(\frac{k_{rw}}{k_{ro}}\right)' = \left(\frac{a_1}{S} + \frac{a_3}{1 - S}\right) \frac{k_{rw}}{k_{ro}}$$

La relación de viscosidades $\left(\frac{\mu_o}{\mu_w}\right)$ contra la temperatura normalizada se ajusta a la función.

$$\frac{\mu_o}{\mu_w} = b1 + b2 (1 - T_D)^{b3}$$

Entonces tenemos

$$\frac{\partial F}{\partial S} = \frac{D \left(\frac{\mu_o}{\mu_w} \right) \left(\frac{a2}{S} + \frac{a3}{1-S} \right) \frac{a1 S^{a2}}{(1-S)^{a3}}}{\left(1 + \frac{a1 S^{a2}}{(1-S)^{a3}} \right)^2}$$

Donde la relación de viscosidad es determinada por la ecuación (2 anteriores) utilizando el esta puede ser apropiado valor de T_D

$$\frac{\partial F}{\partial T_D} = \frac{D \left(\frac{\mu_o}{\mu_w} \right)' \frac{a1 S^{a2}}{(1-S)^{a3}}}{\left(1 + \frac{a1 S^{a2}}{(1-S)^{a3}} \right)^2}$$

Donde

$$\left(\frac{\mu_o}{\mu_w} \right)' = \frac{d \left(\frac{\mu_o}{\mu_w} \right)}{dT_D} = -b2 * b3 (1 - T_D)^{b3-1} = \left(\frac{\mu_o - b1}{T_D - 1} \right) b3$$

La derivada parcial de la temperatura adimensional con respecto a la distancia radial adimensional $\left(\frac{\partial T_D}{\partial x} \right)$ es obtenido obteniendo la diferencial de la relación propuesta por Lauwerier después de la conversión al sistema radial.

$$T_D = \operatorname{erfc} \frac{r_D}{2\sqrt{\theta(t_D - r_D)}} U(t_D - r_D)$$

Donde $\operatorname{erfc} V$ se define como:

$$\operatorname{erfc} V = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_V^{\infty} e^{-z^2} dz$$

Esto puede ser aproximado por el método numérico de Hasting

$$\frac{\partial T_D}{\partial x} = \frac{r_D \max}{\sqrt{\pi}} (-e^{-V^2}) \left[\frac{r_D \theta}{2} (\theta(t_D - r_D))^{-3/2} + (\theta(t_D - r_D))^{-1/2} \right]$$

Método de diferencias finitas

Para resolver la ecuación (19) podemos utilizar el método de Milne. La representación de diferencias finitas es representada por la formula de predicción.

$$x_{i,j+1}^* = x_{i,j} + \Delta t_D \left[\frac{\partial F}{\partial S_{i,j}} + \left(\frac{\partial F}{\partial T_D} \frac{\partial T_D}{\partial x} \right)_{i,j} \frac{\partial x}{\partial S_{i,j}} \right]$$

Y para corregir

$$x_{i,j+1} = \frac{1}{2} x_{i,j+1}^* + \frac{1}{2} x_{i,j} + \frac{\Delta t_D}{2} \left[\frac{\partial F^{**}}{\partial S_{i,j+1}} + \left(\frac{\partial F}{\partial T_D} \frac{\partial T_D}{\partial x} \right)_{i,j+1}^{**} \left(\frac{\partial x^{**}}{\partial S_{i,j+1}} \right) \right]$$

Donde i es el índice de saturación y j es el índice del tiempo.

$x_{i,j+1}^*$ Son inicialmente estimados de $x_{i,j+1}$ obtenido de la formula predictor de la ecuación (31). El operador ** son derivados inicialmente el resultado de la formula predictor a.(31) y subsecuentemente del la formula correctora (32) todas de iteraciones previas.

La derivadas parciales de x con respecto a S son aproximadas por tres puntos de la formula a condiciones de saturación y para cinco puntos inferiores a la saturación de acuerdo con Lancos

Formula de tres puntos:

$$\frac{\partial x}{\partial S_{i,j}} = \left(\frac{x_{i-1,j} - x_{i+1,j}}{2\Delta S} \right)$$

Fórmula para cinco puntos:

$$\frac{\partial x}{\partial S_{i,j}} = \left(\frac{-2X_{i-2,j} - X_{i-1,j} + X_{i+1,j} + 2X_{i+2,j}}{10\Delta S} \right)$$

Además es necesario el cálculo de la caída temperatura a lo largo de la tubería de producción. Para la caracterización de las pérdidas de calor para el agua caliente se puede aplicar la ecuación de Ramey para fase liquida de una profundidad D_1 a una D_2 :

$$T(D_2, t) = g_G D_2 + T_{su} - g_G A + [T(D_1, t) - g_G D_1 + T_{su} + g_G A] e^{-\Delta D/A}$$

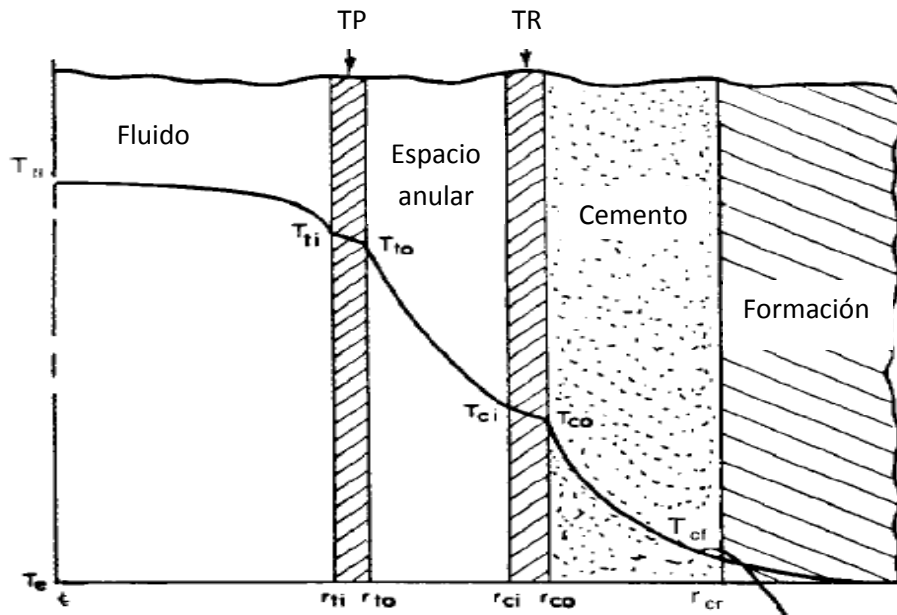


Figura 3.6 Transferencia de calor en un sistema radial infinito.

3.3 Equipo y herramientas necesarias para la aplicación de la inyección de agua caliente

Debido a que este método es poco aplicado debido a que la aplicación de métodos térmicos como la inyección de vapor resulta más atractiva se cuenta con poca información sobre el equipo e instalaciones para la aplicación de método.

Una de las principales instalaciones para la correcta aplicación del sistema de tratamiento de agua para la inyección con la cual se busca eliminar impurezas, materia orgánica o algún componente que pueda causar algún daño a la formación, equipo de inyección y al aparejo de inyección.

Uno de los arreglos sugeridos para el tratamiento de agua de ilustra enseguida:

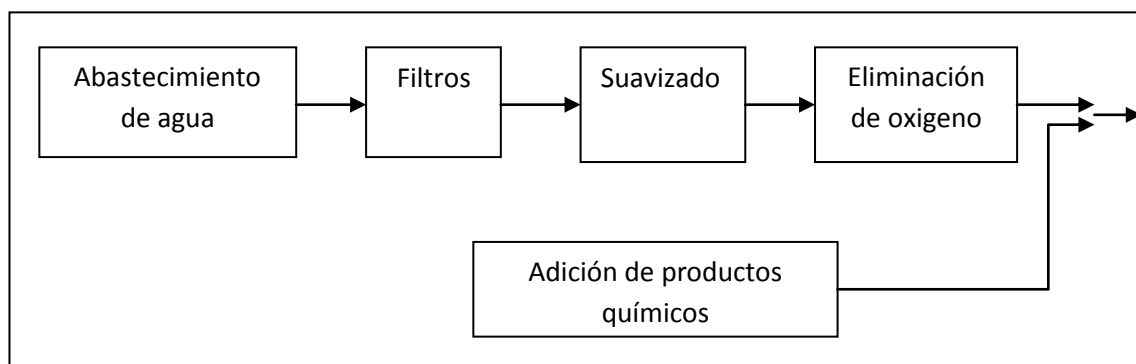


Figura 3.7 Diagrama de tratamiento sugerido para el agua de inyección.

Paris propone los siguientes tratamientos que deben ser realizados para la inyección de fluidos en el yacimiento, esto con el fin de prologar la vida útil de las instalaciones de inyección

y de producción y evitar la precipitación de sólidos tanto en las instalaciones como en el yacimiento.

Tratamientos al gas y agua de inyección

Fluido	Objetivo	Tratamiento
Gas	Eliminar los componentes corrosivos	Procesos de endulzamiento
	Eliminar los residuos carbonados	Filtración
Agua	Remover sólidos	Filtración
	Prevenir la corrosión y deposición de sales metálicas	Tratamientos químicos
	Reducir el contenido de crudos y limpiar la cara de la arena	Inyecte un tapón de detergente
	Eliminar los gases corrosivos	Aireación
	Reducir las bacterias	Tratamiento químico del agua con cloro, aminas, fenoles o compuestos amoniacales

Figura 3.8 Tabla de tratamiento de agua y gas de inyección.

3

El siguiente esquema muestra un arreglo experimental para realizar de pruebas de inyección de agua caliente.

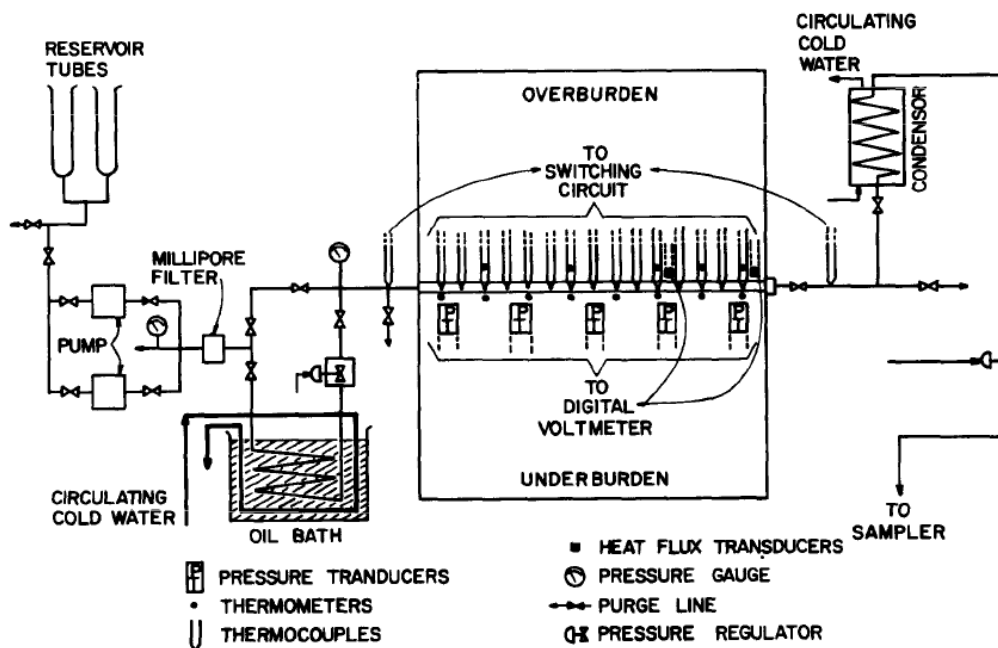


Figura 3.9 Tabla de tratamiento de agua y gas de inyección.

³ Paris de Ferrer Magdalena, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, Ediciones Astra Data, Maracaibo Venezuela. 2001

La figura 3.10 ilustra en forma general una terminación para pozo en los cuales se aplica la estimulación térmica, la cual fue aplicada en un proyecto de inyección de vapor en el campo Lago Maracaibo el equipo consiste en:

- Cabezal térmico, generalmente un OCT, serie 900, con juntas dobles.
- Tubería de revestimiento de 7" N-80 cementada hasta la superficie con cemento térmico (35% arena silica, 2% Ca Cl₂ y 0.2 retardante).
- Una tubería de producción de 3 ½" con lubricante térmico en los acoplamientos.
- Válvulas y mandriles térmicos para bombeo neumático.
- Empacador térmico con una junta de expansión incorporada.
- Liner térmico N-80 ó P-105 disparado con 64 disparos /pie, con colgador térmico.

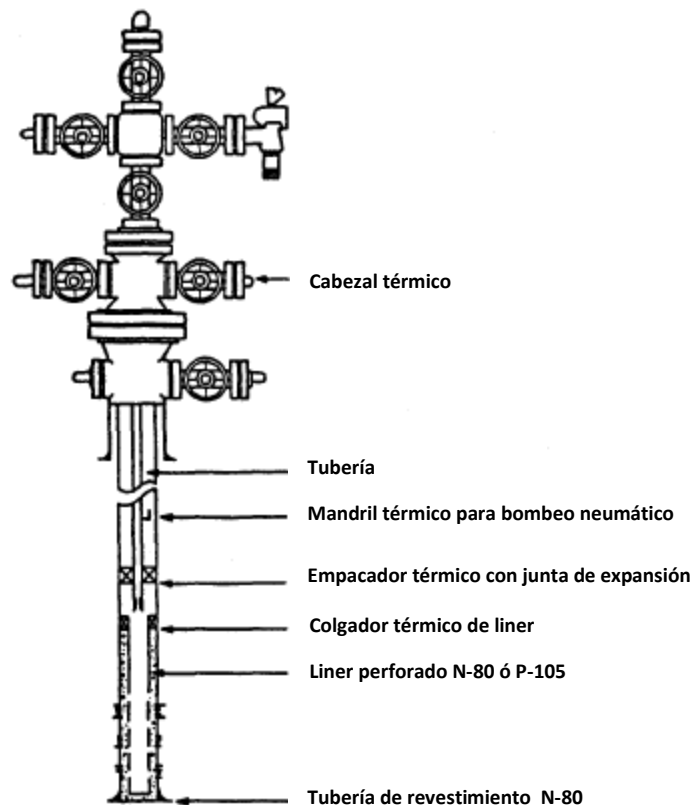


Figura 3.10 Terminación de pozo para tratamiento térmico.

Existen variaciones de el método de inyección de agua caliente una de ellas es la combinación con la inyección de vapor la cual fue publicada en 1990 por G.L. Mesaner y D.R. Stelling el cual consiste en inyectar en dos intervalos diferentes con fluidos calientes. En el intervalo más profundo se inyecta agua caliente por medio de una tubería de 2 7/8" a 200 °F, en la intervalo superior se inyecta por medio de espacio anular 5 1/2" con una calidad mayor de 55%.

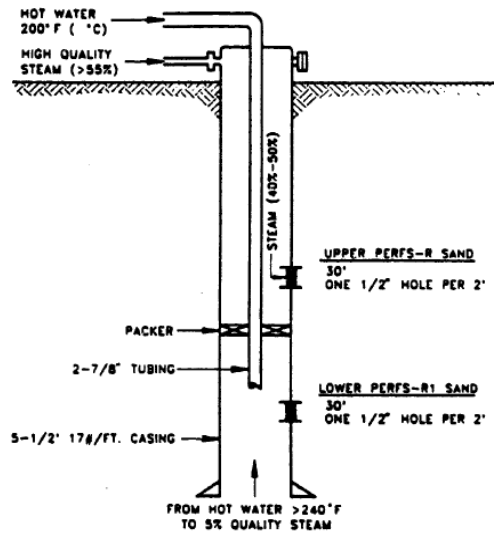


Figura 3.11 Diagrama de pozo inyector de agua caliente y vapor.

4. Inyección de vapor

4.1 Inyección continua de vapor

Este método fue probado con fines comerciales a finales de los años 60 en pozos de California, sin embargo, el registro más antiguo de la aplicación de este método data de 1954, es de una prueba piloto que originalmente inicio como inyección de agua caliente. Históricamente, la inyección continua de vapor, ha dado muy buenos resultados para aumentar la recuperación de aceite en yacimientos con hidrocarburos pesados, incluso en campos con una baja movilidad como los campos canadienses de bitúmenes.

Este proceso implica la inyección continua de vapor producido en la superficie o en el fondo del pozo, para reducir las pérdidas de calor del pozo hacia el yacimiento por medio de un pozo vertical conocido como “pozo inyector”, el vapor desplaza al aceite a través del medio poroso hasta un pozo vertical llamado “pozo productor”, como se muestra en la Figura 4.1. Por este método se puede alcanzar un factor de recuperación del 50-60% y algunas veces hasta el 75% (Donalson 1989).

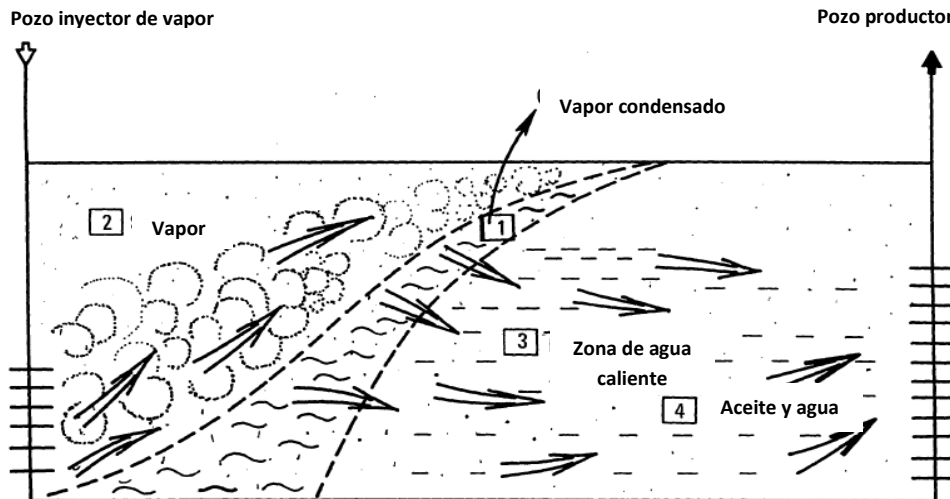


Figura 4.1. Proceso de inyección de agua y zonas formadas en el yacimiento.

La inyección de vapor está limitado a una profundidad del orden de 3000 pie (914.4 m), debido a las pérdidas de calor a través de la tubería (Don W. Green 1998) en el caso del vapor generado en superficie esto se debe a la transferencia de calor hacia la tubería y formación a lo largo del trayecto del fluido hacia la zona de inyección.

La utilidad que se obtiene a partir de la inyección de vapor son:

- Reducción de la viscosidad
- Destilación de la fracción ligera
- Reducción de la saturación residual de aceite, mejorando la permeabilidad relativa
- Empuje por vapor

¹ Don W. Green; G. Paul Willhite, Enhanced Oil recovery, Prentice-Hall Inc

- Expansión térmica
- Drene gravitacional

Cuando el vapor es inyectado en el pozo, se forma una zona de vapor, el condensado caliente deja la zona de vapor que se condensa y forma una zona de agua caliente frente a la zona de vapor, finalmente el condensado llega al pozo productor a temperatura de yacimiento. En otras palabras se generan 4 zonas entre el pozo inyector y el pozo productor: zona de vapor, zona de vapor condensado, zona de agua caliente, zona de agua y aceite.

A condiciones del yacimiento el vapor tiende a comportarse como un fluido viscoso, en un yacimiento en el cual durante la inyección de vapor se crea digitaciones que se alejan del frente de desplazamiento, el vapor se condensa, debido a la menor temperatura del yacimiento, como consecuencia la movilidad efectiva en el desplazamiento.

Además de proporcionar una mayor recuperación, con la inyección continua de vapor con la transferencia de calor, producen petróleo significativamente más rápido que puede el proceso de estimulación cíclica. Esto, también, puede tener un impacto económico significativo. Las principales desventajas de la inyección continua de vapor frente a la estimulación son los siguientes:

- Existe una menor proporción de aceite- vapor.
- La inyección de vapor es necesaria para calentar una mayor parte del crudo del yacimiento, mientras que en la estimulación, por lo menos en los primeros ciclos, la calefacción se limita a una región más pequeña alrededor del pozo.
- Hay un período de tiempo más largo antes de que comience la producción significativa.
- Frecuentemente la inyección no es posible inicialmente debido a la falta de flujo pro el medio poroso.

Durante el proceso de desplazamiento con vapor, se puede considerar que fluye más rápido el agua que el aceite hacia el pozo productor, esto debido a la disminución de la viscosidad del aceite desplazado, además, es común que el vapor avance en forma de digitación a través del aceite, este efecto es promovido por zonas heterogéneas del yacimiento, provocando que en algunos estratos el rompimiento ocurra antes, reflejándose como una menor eficiencia del barrido.

Debido a la diferencia de densidad entre el vapor de inyección y los fluidos del yacimiento se genera segregación del vapor y eventualmente así llegará los ligeros arriba y luego el vapor y luego el aceite más pesado el frente de desplazamiento al pozo productor.

4.1 Inyección cíclica de vapor “Huff and Puff”

La inyección cíclica de vapor es también conocida como “steam soak”, este método fue desarrollado en 1957 cuando la Compañía Shell de Venezuela realizó pruebas de inyección de vapor en el campo Mene Grande. Otra prueba piloto se hizo en California, por primera vez en el año de 1960 en el campo Yorba Linda.

El método consiste en 3 pasos que se repiten de manera cíclica (Figura 4.2):

- Se inyecta con los mayores gastos posibles en un pozo con un volumen preestablecido de vapor, esto para minimizar las pérdidas de calor. Esta inyección puede ser por un lapso de una a tres semanas y lo que ocurre en el subsuelo es que el vapor inyectado calienta la roca y los fluidos cercanos al pozo. Es en este intervalo de tiempo que se crea la digitación en el yacimiento a consecuencia de la segregación gravitacional, esto sucede principalmente en los estratos de altas permeabilidades y en zonas donde la relación de viscosidad es adversa. Para el cálculo del comportamiento del banco de vapor, se asume que cierto volumen de la formación se calienta a temperatura uniforme.
- La inyección de vapor está seguida de un cierre del pozo, en inglés se le conoce como “soak”, esto tiene como propósito permitir que el vapor penetre y se disperse en las cercanías del pozo por unos días y que se transfiera la energía calorífica a la formación productora, lo cual genera una condensación parcial del mismo. Existen diferentes opiniones referentes a la efectividad de este periodo, en especial cuando se inyectan baches grandes, debido a que la cantidad de vapor condensado en periodos cortos es pequeña y el periodo de cierre representa una pérdida de aceite producido los periodos de inyección y cierre, la viscosidad original se reduce drásticamente, se da la expansión térmica del aceite y el agua, siendo la del aceite la mayor expansión, la saturación del aceite aumenta. Debido a la presurización de la formaciones todo el gas libre es forzado en una solución.
- Como último paso se abre el pozo a producción. Justo antes de abrir el pozo a producción la formación calentada por el vapor contiene aceite, vapor y agua con alta movilidad. Cuando la cara de la formación represionada, la presión como resultado de la producción de los fluidos, uno de los mecanismos de empuje que ayuda a la expulsión de fluidos hacia el pozo el cual puede ser bombeado por un sistema artificial de producción.

Los mecanismos que intervienen en la durante las etapas de la aplicación de este método son los siguientes:

- Cuando un yacimiento presenta alta presión, el aceite se produce a gastos más altos que el gasto original calculado, esto debido al incremento que sufre la movilidad del aceite bajo esta condición.
- Cuando la formación tiene poco espesor además de cierta inclinación, el aceite caliente fluirá hacia el pozo a consecuencia de la gravedad. Como el aceite de la zona calentada es bombeado, alguna reposición de fluidos debe ocurrir debido al flujo de aceite de la zona fría de la formación. Este es el principal mecanismo de producción en un yacimiento de poco espesor y baja presión.
- El gas disuelto en el aceite durante el proceso de inyección de vapor puede ayudar a la producción del aceite, esto es solo efectivo en el primer ciclo. En el segundo ciclo de

inyección, se ha sido producido la mayor parte de los ligeros. Este mecanismo se manifiesta principalmente en formaciones dolomíticas, sin embargo, para que esto suceda, estas formaciones requieren ser estimuladas.

- En algunos casos se han detectado 2 mecanismos adicionales, como los presentados en campos de la costa oeste de Venezuela. El primero, los fluidos de la formación comprimidos durante la etapa de inyección de vapor, se expanden durante la etapa de producción, segundo ocurre una considerable compactación de la formación el cual ayuda a la expulsión de los fluidos de la formación.

Este proceso puede ser repetido varias ocasiones esto hasta que el proceso deje de ser rentable o el manejo del agua producida y la presión del yacimiento ya no permitan continuar con este proceso.

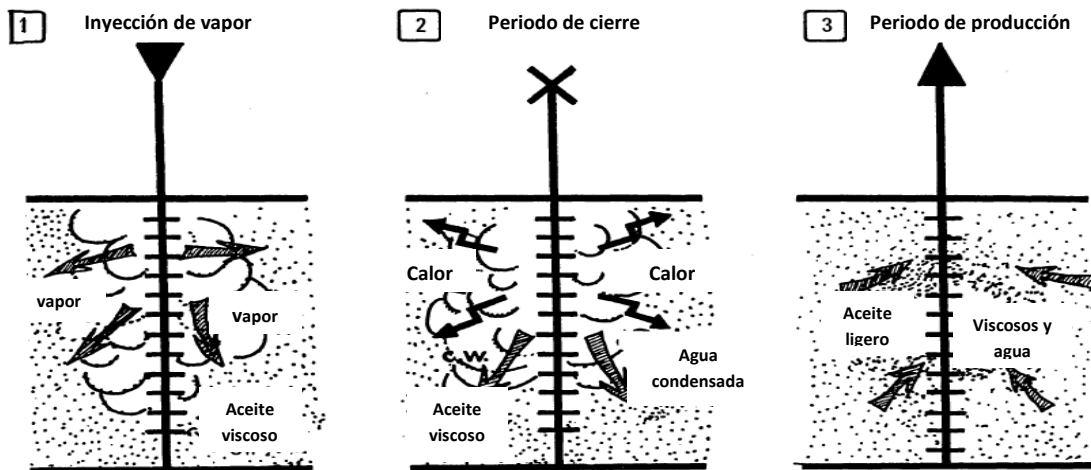


Figura 4.2 Esquema del proceso de inyección cíclica de vapor

Durante este proceso, es normal que el aceite producido decline en función del número de ciclos. Como se aprecia en la figura 4.2.1, durante el primer ciclo el volumen de agua inyectada en la zona calentada, tiende a sustituir el 100% del aceite producido y declina en cada ciclo hasta un punto en que la formación es capaz de retener el 50% del agua inyectada.

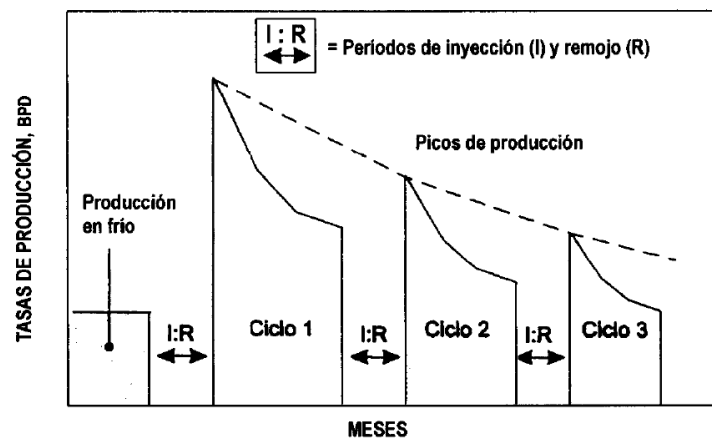


Figura 4.3 Respuesta de la producción de la inyección cíclica de vapor

La inyección de vapor, es un método de recuperación mejorada que se aplica a yacimientos que contienen crudos pesados, con el fin de aumentar el factor de recuperación. Durante la etapa de producción primaria, se reduce la viscosidad del petróleo, disminuyen las caídas de presión, lo que facilita el flujo de los hidrocarburos a través del yacimiento y por consecuencia aumenta la productividad de cada pozo.

En general, después que el pozo se abre a producción se instala un sistema artificial de producción, lo que ayuda a que la productividad del pozo aumente, hasta que la producción se vuelve poco rentable. Este proceso arroja mejores resultados cuando es aplicado a yacimientos poco profundos y pozos con poco espaciamiento.

Una vez que este proceso se vuelve poco rentable, se recomienda que la inyección de vapor se haga de forma continua, tanto para darle continuidad al calentamiento y con ello mejorar las propiedades del crudo, así como para contrarrestar la declinación de la presión en el yacimiento.

La conversión de inyección cíclica a continua requiere algunos cambios en los aparejos de producción, además de la conversión de algunos pozos inyectoros en productores, esto dependiendo del arreglo de los pozos.

La inyección cíclica de vapor reporta mejores resultados cuando se aplica en crudos altamente viscosos, que cuentan con un buen empuje en el yacimiento, sin embargo, no es recomendable para yacimiento fracturados, debido a que la viscosidad del vapor es menor que la del aceite y tiende a fluir más fácilmente.

4.2 Inyección de vapor asistida por gravedad

Este método es conocido en inglés como Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD), fue desarrollado por Butler, Mc Nab y Lo, específicamente para la recuperación in-situ de bitumen en yacimientos de arenas lutíticas. El proceso, aprovecha la segregación vertical del vapor a través de un par de pozos horizontales, los cuales se encuentran acomodados en el mismo plano vertical. En el arreglo el pozo productor se encuentra en la parte inferior mientras que el pozo inyector se encuentra localizado en la parte superior.

La inyección se hace cerca del fondo del yacimiento y tiende a irse hacia la parte superior del yacimiento, mientras que el crudo caliente tiende a acomodarse en la parte inferior del yacimiento. La cámara de vapor que se va formando encima del pozo productor se mantiene a una presión constante durante todo el proceso y se ha observado que mantener cerrado el pozo productor, permite que el área de drene sea mayor.

El proceso consiste en introducir vapor cerca del fondo del yacimiento este tiende a subir, los condensados pesados y el aceite pesado tienden a fluir hacia el fondo, un pozo horizontal está situado en el fondo, la cámara de vapor se forma por encima del pozo, el vapor es inyectado en forma continua. El pozo inyector se encuentra generalmente en la parte superior en un mismo plano vertical. Para algunas aplicaciones los pozos inyectoros pueden ser verticales, el puede ser único o pueden ser varios pozos inyectoros verticales. La presión de inyección de vapor normalmente se mantiene constante durante el proceso. La cámara de vapor está rodeada por la formación fría.

Los mecanismos que actúan en este proceso son:

- La condensación del vapor en la interface.
- El aceite y los condensados que fluyen hacia el pozo en el fondo.
- Flujo causado por la gravedad.
- La cámara de vapor la cual crece tanto hacia arriba como hacia los lados.

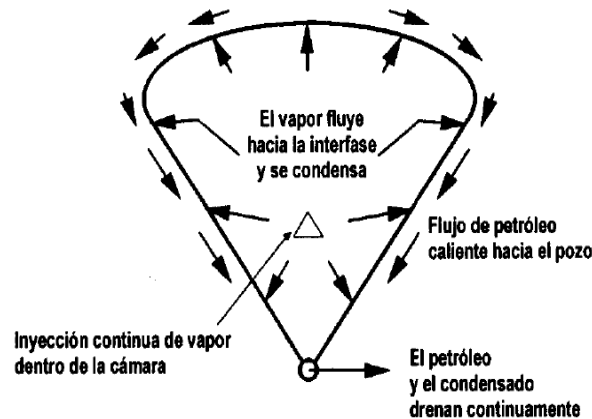


Figura 4.4 Proceso inyección de vapor asistida por gravedad

La zona saturada donde el aceite se forma, se encuentra a la misma que el vapor de inyección. El vapor fluye hacia el perímetro de la cámara de vapor y condensados. El calor del vapor es transferido por conducción térmica a las zonas cercanas del yacimiento. El agua condensada del vapor y el aceite calentado fluyen, influenciado por la gravedad, hacia el pozo productor situado debajo.

El crecimiento de la cámara de vapor, resulta irregular pero rápida, hasta el límite superior del yacimiento. El movimiento de la interface tiende a formar digitaciones con el aceite fluyendo entre ellos en manera errática.

En contraste, la interface vapor inyectado- aceite se mueve de manera lateral y hacia abajo de manera muy estable, debido a la gravedad. Esta parte del mecanismo tiende tener un ritmo limitado y más susceptible al análisis teórico que al aumento de la interfaz. La naturaleza del proceso es tal que el calentamiento sistemático y el desplazamiento del aceite frío por el vapor y el aceite permanecen calientes mientras fluye al pozo productor.

La etapa posterior de este proceso de inyección, donde la cámara de vapor ha crecido hasta la parte superior del yacimiento ya no puede crecer verticalmente así que se extiende hacia los lados.

² Paris de Ferrer Magdalena, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, Ediciones Astra Data, Maracaibo Venezuela. 2001

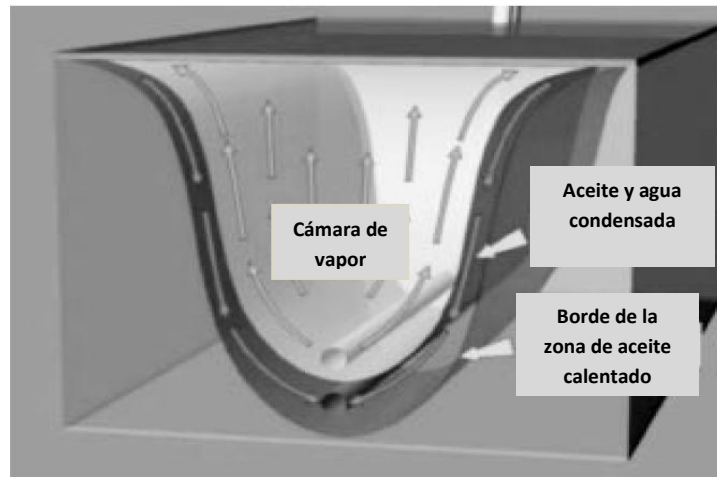


Figura 4.5 Corte de la cámara de vapor en el proceso asistido por gravedad

Una forma de evitar la producción de vapor, es que el aceite sea removido muy rápido del pozo productor horizontal, con esto la cámara de vapor se prolongará hasta el pozo. En esencia, el único empuje disponible para llevar el aceite de zonas vecinas al pozo es aquel producido por el efecto de la gravedad y el aceite móvil en las vecindades del pozo llega del efecto de gravedad y de la movilidad la cual es relativamente cercana a la cámara de vapor.

Este proceso resulta inefectivo en pozos de producción vertical por los flujos relativamente bajos que pueden lograrse bajo estas condiciones. Sin embargo, con largos pozos horizontales, flujos económicos pueden lograrse.

4.4 Caracterización de la inyección de vapor

El cálculo del volumen de hidrocarburo recuperable es un parámetro muy importante porque de esto depende directamente la rentabilidad de un proyecto de recuperación secundaria o mejorada. Durante el proceso de inyección de vapor, este cálculo puede realizarse por medio de estudios de laboratorio o por medio de un modelo numérico.

Faraq Ali³ propuso un método simple para la caracterización del comportamiento en la inyección de vapor. Esta se basa en la suposición de que la saturación de vapor de agua disminuye hasta S_{orst} y la recuperación de crudo en las zonas de inyección de agua es ignorada. Si el tiempo t , el volumen de la zona de vapor es V_s (ft^3), entonces el total de la recuperación de la STB está dada por:

$$N_p = \frac{V_s \phi (S_{oi} - S_{osrt})}{5.615} \alpha \frac{h_n}{h_t}$$

Donde α es la eficiencia de captura, debido a que V_s es calculado en base el gasto bruto (h_t), la recuperación de crudo está basado en el gasto neto (h_n), esto es fácil de calcular con la relación acumulada de aceite-vapor.

³ S.M. Farouq Ali; J.A. Jones, R.F. Meldau, Practical Heavy Oil Recovery, University of Alberta.

$$OSR = \frac{N_p}{i_s t}$$

El gasto de producción a un tiempo t , q_o , es gobernado por el ritmo de crecimiento de la zona invadida de vapor. Empleando la teoría desarrollada por Marx- Langenheim se obtiene:

$$q_o = \frac{24 \dot{Q}_i \phi (S_{oi} - S_{orst})}{5.615 M_s (T_s - T_R)} \propto \frac{h_n}{h_t} F_2$$

Donde:

$$F_1 = e^{t_D} \operatorname{erfc} \sqrt{t_D} + \sqrt{t_D}$$

$$F_2 = e^{t_D} \operatorname{erfc} \sqrt{t_D}$$

Las constantes 5.615 y 24 resultan de la conversiones del SI al sistema ingles.

Una forma sencilla para el cálculo de la relación instantánea aceite- vapor:

$$OSR(t) = \frac{q_o(t)}{i_s}$$

Para la inyección cíclica de vapor

La cantidad de de acetite recuperado por cada ciclo está en función de la cantidad de vapor inyectado, el espesor de el intervalo productor, la presión de inyección en la superficie, y la velocidad a la cual la energía es removida de la formación a través del pozo productor, el numero de ciclos anteriores, propiedades del vapor y nivel de agotamiento de los mecanismos primarios de producción.

Bogerg y Lantz proponen un método el cual está basado en el concepto de la presión de yacimiento como mecanismo de empuje y el flujo de aceite en una solo fase. Bajo la condición de flujo radial , espesor uniforme h (ft), presión constante p_e (psia) a un radio externo r_e (ft), el el gasto de aceite esta dado por:

$$q_{oc} = \frac{2\pi(1.127)hk(p_e - p_w)}{\mu_{oc} \ln \frac{r_e}{r_w}}$$

Donde p_w es la presión en el pozo (psi), r_w es el radio del pozo (ft) el subíndice “c” hace referencia a las condiciones del yacimiento sin calentar y la constante 1.127 se obtiene de la conversión del SI.

Si ahora la formación es estimulada por vapor a una distancia radial r_h , así que la viscosidad del aceite de la zona calentada se reduce a un valor μ_{oh} , entonces el sistema de flujo se compone de 2 zonas radiales de flujo y el gasto de aceite producido por la estimulación Q_{oh} está dado por:

$$q_{oh} = \frac{2\pi(1.127)hk(p_e - p_w)}{\mu_{oc} \ln \frac{r_e}{r_h} + \mu_{oh} \ln \frac{r_h}{r_w}}$$

Entonces la relación de saturación q_{oh}/q_{oc} esta dado por:

$$\frac{q_{oh}}{q_{oc}} = \frac{\frac{\mu_{oc} \ln \frac{r_e}{r_w}}{\mu_{oh}}}{\ln \frac{r_h}{r_w} + \frac{\mu_{oc} \ln \frac{r_e}{r_h}}{\mu_{oh}}} = \frac{\ln \frac{r_e}{r_w}}{\frac{\mu_{oh} \ln \frac{r_h}{r_w}}{\mu_{oc}}}$$

Si $\mu_{oc} \gg \mu_{oh}$ entonces

$$\frac{q_{oh}}{q_{oc}} = \frac{\ln \frac{r_e}{r_w}}{\ln \frac{r_e}{r_h}}$$

Asumiendo que solo la transferencia de calor se debe solo al intercambio entre el yacimiento a su temperatura original y el vapor condensado en su interface. Esta interface avanza a una velocidad U . La temperatura de distribución antes del frente depende de la difusividad térmica del yacimiento en el cual el frente se avanza.

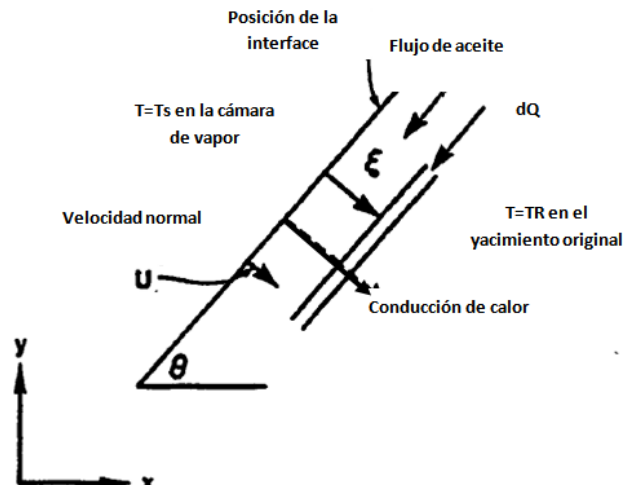


Figura 4.6 Diagrama de la interface en la inyección de vapor asistida por gravedad.

A la temperatura de distribución antes del frente corresponde a un pseudoestado. El drenaje en cada elemento del yacimiento se asume paralelo a la interface. El gasto puede ser calculado por la ley de Darcy, usando el gradiente gravitacional a lo largo del ángulo de interface y la diferencia de densidad entre el aceite fluyente y el vapor para determinar el gradiente potencial. Se asume un coeficiente de la permeabilidad absoluta. La viscosidad del aceite depende sobre todo de la velocidad del frente, el flujo de aceite depende de la temperatura de distribución y la velocidad del frente es determinada del gradiente de flujo esto es por un balance de materia.

Para el gasto drenado se propone el siguiente modelo:

$$q = 2L \sqrt{\frac{2kg \alpha \phi \Delta S_o h}{m v_h}}$$

$$\frac{1}{m v_h} = \int_{T_R}^{T_s} \left[\frac{1}{v} - \frac{1}{v_r} \right] \frac{dT}{T - T_R}$$

Donde

g = es la aceleración debida a la gravedad ($m\ s^{-2}$)

h = longitud de a cámara (m)

k = permeabilidad efectiva del aceite fluyente

L = longitud horizontal del pozo (m)

m = parámetro adimensional, típicamente entre 3-4, el cual es determinado por las características de viscosidad – temperatura del aceite, T_R y T_S como son mostrados en la ecuación

q = gasto del pozo productor ($m^3\ s^{-1}$)

a = difusión térmica del yacimiento ($m^2\ s^{-1}$)

μ = viscosidad del aceite (Pa s)

\emptyset = porosidad en fracción

ΔS_o = saturación inicial de aceite menor a la saturación residual en la cámara de aceite.

v = viscosidad cinética del aceite a T ($^{\circ}C\ m^2\ s^{-1}$)

v_R = viscosidad cinética del aceite a T_R ($^{\circ}C\ m^2\ s^{-1}$)

v_S = viscosidad cinética del aceite a T_S ($^{\circ}C\ m^2\ s^{-1}$)

Esta ecuación se encuentra en unidades del sistema internacional de unidades.

Cardwell y Parson propusieron un modelo para estimar la saturación residual promedio en la cámara de vapor:

$$\bar{S}_{or} = \frac{(b - 1)}{b} \left(\frac{v_s \emptyset Z}{bkgt} \right)^{1/(b-2)}$$

Donde:

\bar{S}_{or} = Es la saturación residual de aceite después de un tiempo t

Z = Altura de drene

k = Permeabilidad

b = Exponente de la ecuación de permeabilidad relativa del modelo de Cardwell y Parson ($k_r = S^b$)

v_s = Viscosidad cinemática del aceite a la temperatura a la que se encuentra el vapor.

Si b es considerado valor típico de 3.5 y Z es considerado el máximo valor posible de h , entonces la ecuación se puede considerar como:

$$\overline{S_{or}} = 0.43 \left(\frac{v_s \phi h}{kgt} \right)^{0.4}$$

Para el cálculo de aceite recuperable se proponen Cardwell y Parson :

$$Q_o = \frac{\pi}{2} \phi (S_{oi} - S_{or}) h \frac{W_s}{2} L$$

4.5 Equipo y herramientas necesarias para la aplicación de la inyección de vapor

Para la inyección de vapor uno de los aspectos más importantes en las instalaciones superficiales es el tratamiento del agua para la generación de vapor, en la figura 4.5.1 se muestra un esquema de el proceso que sigue el agua utilizada en la inyección de vapor, algunos arreglos utilizados tienen algunas pequeñas variaciones dependiendo de las necesidad de operación.

- Generadores de vapor
- Efectos de las impurezas del agua
- Generación y control de oxígeno

La concentración de oxígeno debe ser minimizada para reducir la corrosión, esto se realiza usualmente en el primer calentador con un desaireador que remueve los gases disueltos, además se agrega a el agua de alimentación de los generadores químicos los cuales reaccionan con el oxígeno como sulfato de sodio y se convierten en productos inocuos

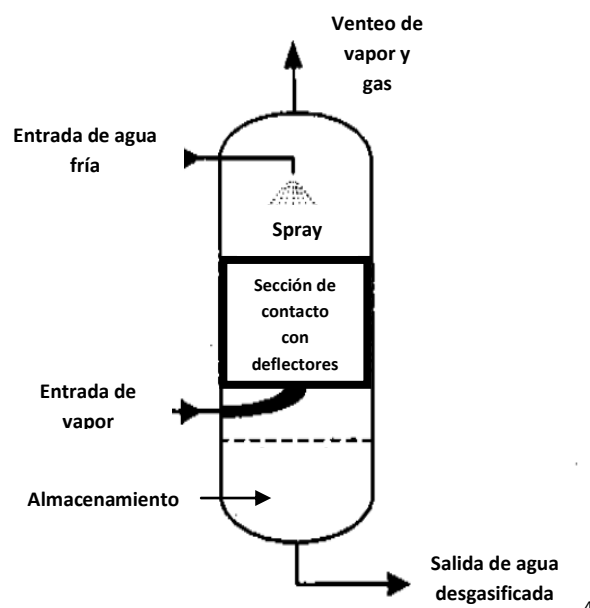


Figura 4.7 Diagrama de proceso de eliminación de gas

⁴ Teknica Petroleum Services Ltd., Enhanced Oil Recovery, Teknica, Calgary, Alberta Canada, 2001

Tratamiento del agua para los generadores de vapor

Los generadores de vapor requieren una entrada de agua limpia lo cual implica que no debe contener minerales disueltos, la alimentación debe estar en fase líquida en un 100%, debe estar libre de materia orgánica.

Básicamente no deben contener sólidos suspendidos o disueltos que puedan precipitarse o generar desgaste en la tubería del generador de vapor. Los sólidos suspendidos tienden a obstruir los descalificadores y promueven la formación de flujo bache, además de que al pasar por el generador de vapor tienden a acumularse en las paredes del intervalo productor. La presencia de aceite en el agua de alimentación promueve adherencias.

Bombas en operaciones de inyección de vapor así como en inyección de agua los 2 tipos de bombas usadas son:

Bombas reciprocantes: este tipo de bombas tiene 2 ventajas la alta eficiencia y la flexibilidad, pueden operar bajo amplios rangos de presión y de gastos. La principal desventaja es que requieren de mantenimiento frecuente, especialmente cuando se manejan fluidos corrosivos o con altos contenidos de sales. Estas operan a presiones por arriba de 200 bar o gastos alrededor de 1000 m³/día.

Bombas centrífugas: estas son menos eficientes que las reciprocantes pero generalmente son más robustas y el costo de mantenimiento es menor. Este tipo de bombas pueden tener un arreglo horizontal o vertical, generalmente son usadas con gastos de varios miles de metros cúbicos por día y requerimientos de presión de 100 bar. Incluso se usan para presiones menores de 20 bar a gastos de unos cuantos cientos de pies cúbicos al día.

Generadores de vapor

En el campo el vapor requerido para inyección hacia los pozos se utilizan generadores de vapor –húmedo. Los generadores utilizados en campo queman aceite o gas los cuales están diseñados para su operación automática con una constante circulación de agua.

Un generador de vapor húmedo es un arreglo tubular, los tubos se encuentran llenos de agua, los cuales son rodeados por gases calientes y la flama de la quema de combustible. Los tubos generalmente tienen la forma de una bobina, el agua es bombeada a través de los tubos a gran velocidad y turbulencia en dirección contraria al flujo de los gases calientes. El arreglo de los tubos también puede ser recto corriendo de atrás y hacia adelante a lo largo del generador. En este caso, la unidad tiene un economizador para precalentar el agua. La comparación entre estos dos tipos de generadores se muestra en la siguiente tabla:

Tubos llenos de agua	Bobina	Recto
ventajas	No requieren precalentamiento del agua de alimentación. Requiere una menor área para su instalación y es mas portátil Bobinas de fácil limpieza por la circulación de solución acida y enjuague	Estructura solida y menos posibilidades de sufrir daños Fácil remplazo de tubos rectos
desventajas	Temperaturas más elevadas por unidad de área calentada y mayor posibilidad de sufrir daños Dificultades en la reparación de la primera fila, externa, de la bobina	Mayor material para almacenamiento Más pesada Cargas debido a la los codos en ambos extremos de la tubería recta. La depositación de gas carbónico en los tubos del economizador

Figura 4.8 Tabla comparativa de generados de vapor de bobina contra el generador recto.

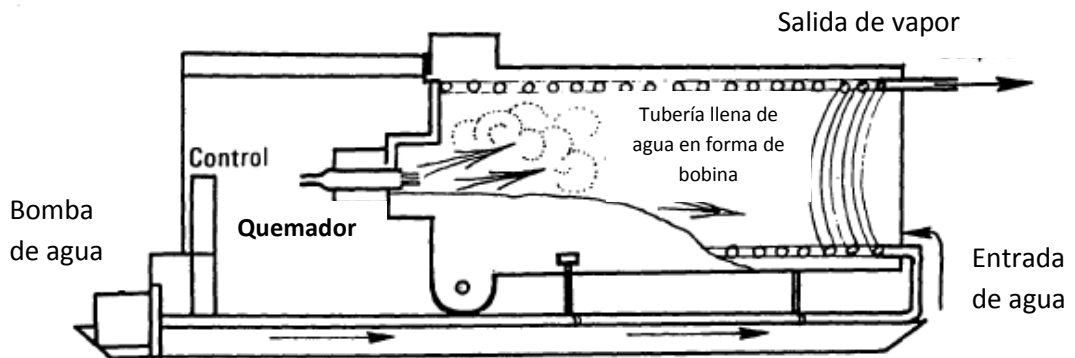


Figura 4.9 Generador de vapor húmedo con tubería en forma de bobina.

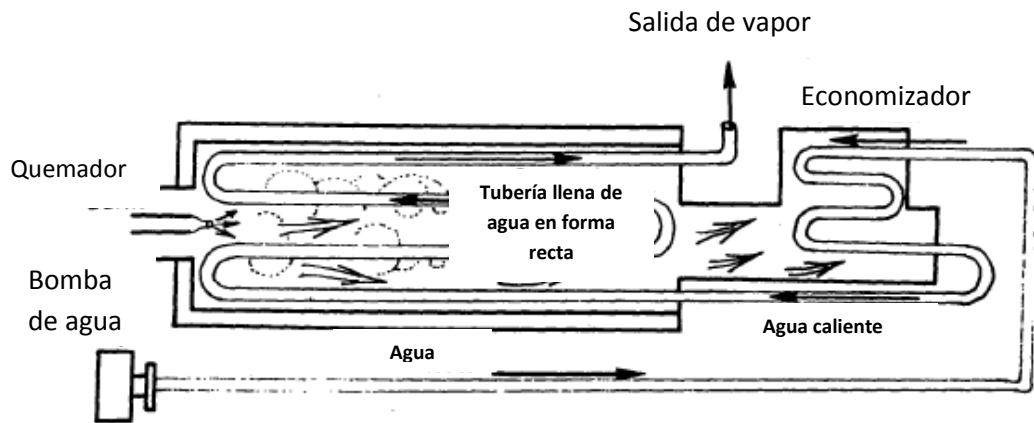


Figura 4.10 Generador de vapor húmedo con tubería recta.

Generadores de vapor están equipadas como unidades móviles en un patín, un montados en un remolque, o como instalaciones permanentes. La práctica recomendada para instalación y operación de generadores de vapor húmedo fue creado por el Instituto Americano del Petróleo (API, 1983).

Los generadores de vapor húmedo son generalmente manejados en millones de Btu por hora de calor absorbido. Los utilizados en la recuperación mejorada se encuentran en el rango de 12 - 50 mmBtu/hr. . Pueden producir vapor de agua con la presión de saturación de hasta 2000-2500 psia y la calidad de entre 80 a 85 por ciento. La temperatura de saturación de vapor de corresponde a la presión de saturación correspondiente.

Generador de vapor de fondo de pozo

Las condiciones de falta de productos tubulares que son sometidas en la inyección de vapor los pozos y las pérdidas de calor excesivo pueden evitarse mediante la generación de vapor de fondo de pozo. Los problemas mecánicos y las pérdidas de calor eran los principales incentivos para el desarrollo de un generador de vapor de fondo de pozo. Schirmer y Eson (1985),

investigaron el concepto de usar generadores de vapor por combustión en el fondo del pozo, direct-fired downhole steam generator (DFDSG), en las operaciones de inyección de vapor.

En este tipo de generador, combustible y aire se inyectan por separado en el pozo llegan a una cámara de combustión de fondo de pozo situado frente a la formación. Después de que el combustible es encendido por medio de ignición eléctrica, el agua se inyecta en la cámara de combustión, entra en contacto con el quemador de llama y se genera el vapor.

El uso continuo de combustible y aire transportados al fondo del pozo al generador de vapor crea problemas de seguridad en la superficie, no convencionales generadores de vapor. Los peligros que se deben evitar son las fugas de combustible (gas) o el aire y la mezcla de condiciones favorables a la explosión en el pozo.

Las principales ventajas sobre los métodos convencionales de generación de vapor son:

- Se minimizan las pérdidas de calor.
- La reducción de la contaminación del aire.
- Mayor profundidad en los proyectos potenciales de inyección de vapor.
- Potencial en proyectos costa fuera (menor tamaño de las instalaciones y el uso de agua de mar)
- Presurización del depósito (presiones más elevadas de inyección de vapor para la unidad de la cercanía del pozo)

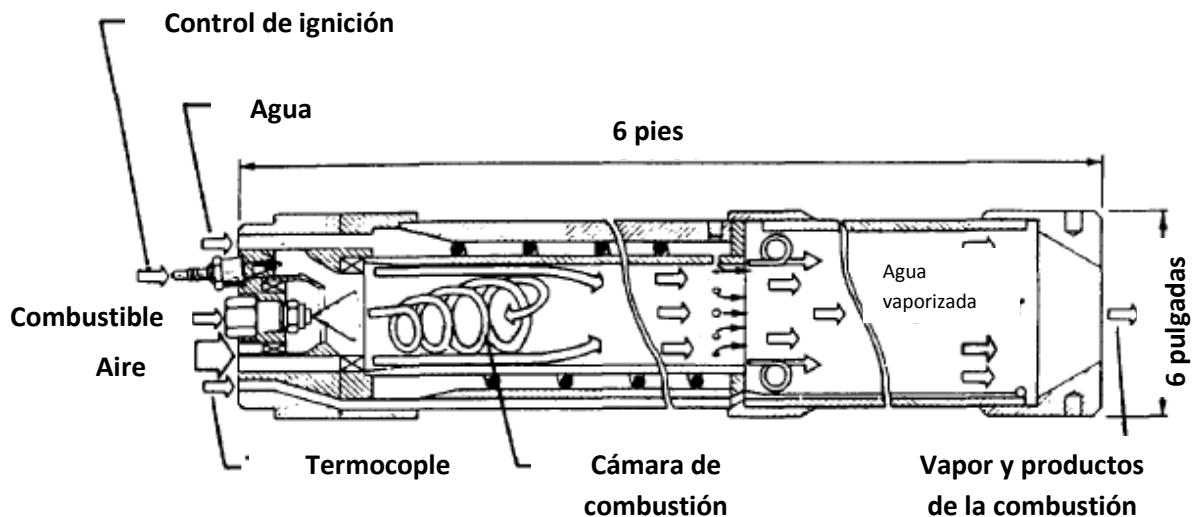


Figura 4.11 Esquema de generador de vapor en el fondo del pozo

El uso de combustible y aire transportados continuamente a generador en el fondo del pozo al generador de vapor crea problemas de seguridad no experimentados con los generadores de vapor convencional en superficie. Lo que se debe evitar son las fugas de combustible (gas) o el aire y la mezcla de condiciones favorables para la explosión en el pozo.

Terminación de de pozos para inyección de vapor

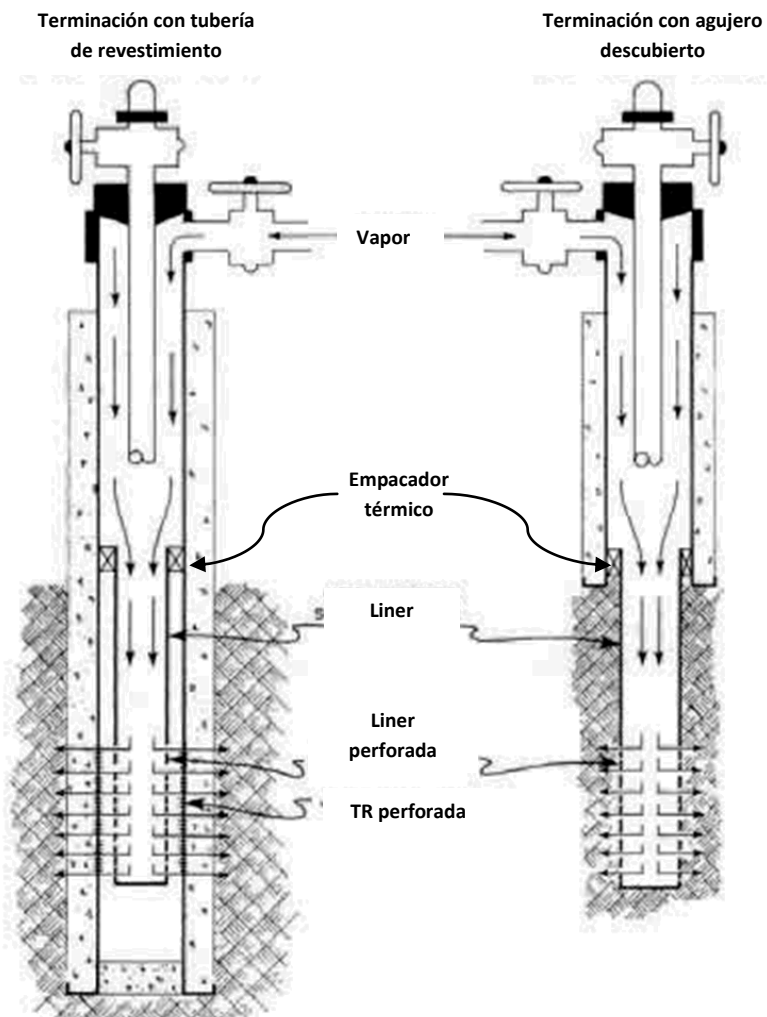
Los pozos que se utilizan para la inyección de vapor pueden ser terminados con o sin empacador, los rangos de tuberías de revestimiento que se pueden usar son 5 1/2 a 8 5/8 de pulgadas de diámetro siendo la de 7 pulgadas la más común en pozos más profundos.

La mayoría de los pozos productores en la inyección cíclica de vapor en California se terminan los pozos a agujero descubierto con un liner a través del intervalo productor, sin embargo en Canadá se dispara la tubería de revestimiento para la inyección cíclica de vapor.

Los pozos inyectoros son usualmente terminados con empacadores y juntas de expansión. Se recomienda que los pozos empleados para la inyección continua de vapor tengan una terminación con empacador para la protección de la tubería de producción además de reducir las pérdidas de calor.

Una junta de expansión es necesaria para compensar la expansión y contracción de la tubería debido a los cambios de temperatura, el sello en estas juntas es crítico debido a los movimientos generados por los cambios de presión debido a la inyección y a los considerables movimientos al inicio de la inyección a al enfriamiento del pozo al introducir agua para realizar alguna operación. Usualmente se coloca la junta de expansión junto al empacador.

En algunas ocasiones puede inyectarse el vapor directamente en la tubería de revestimiento en pozos que se encuentran a profundidades cercanas a los 500 pies, por lo cual la temperatura del vapor debe ser baja, terminadas con liner de 7" ,22lb/pie, o 5", 14 lb/pie, cementados con cemento tipo G modificado para mejor aislamiento y resistencia a la temperatura. En algunas ocasiones se inyecta el vapor en la tubería de revestimiento en pozos más profundos, el vapor puede quedar empacado en el espacio anular. Los empacadores térmicos son usualmente utilizados para evitar que el vapor sea atrapado en el espacio anular.



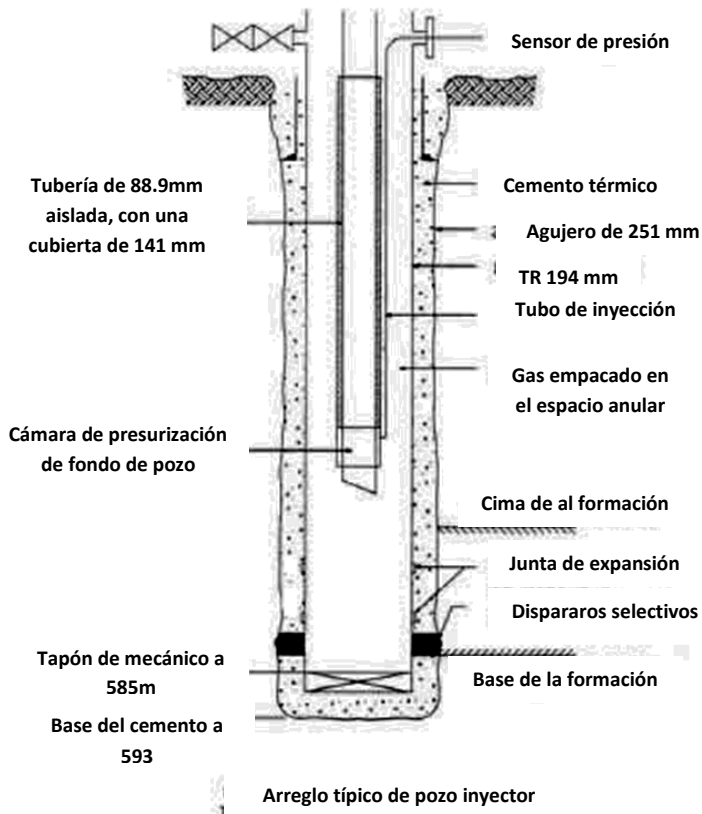
4.12 Arreglo de pozo inyector con tubería de revestimiento y con agujero descubierto.

En pozos diseñados con poco flujo en el espacio anular para aislar la tubería de revestimiento, en estos casos el empacador no es usado el gas inyectado se introduce a la formación junto con el vapor. En algunos casos puede usarse un empacador donde el gas frío inyectado circula hacia el fondo del espacio anular a través de una línea de separación. es importante notar que:

La tubería de revestimiento esta diseñada para la exposición directa a vapor a lata temperatura

La tubería de revestimiento y sus conexiones fueron seleccionadas las caras resultantes de los cambios de temperatura.

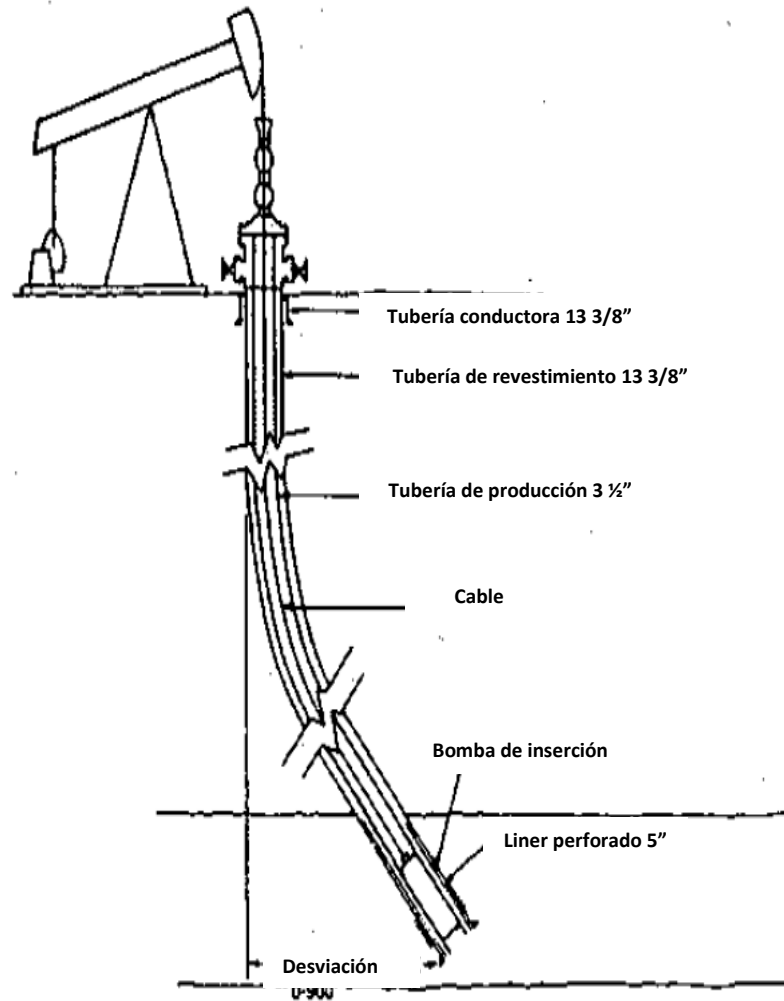
Precauciones adicionales fueron tomadas en el diseño tomando en cuenta para reducir la temperatura dela tubería de producción en la mayor parte del intervalo por el mayora aislamiento de la tubería y por la inyección de gas de forma intermitente por el espacio anular.



4.13 Esquema de pozo inyector del campo Peace River propuesto por Fraser 1982.

Una vez que se abre los pozos a producción y llevar la el aceite aportado por la formación hasta la superficie en ocasiones se necesita un sistema artificial de producción, el sistema mas recurrido es el bombeo mecánico, este sistema es eficiente para pozos productores de aceite pesados y pozos poco profundos. La desventaja del bombeo mecánico es la intermitencia en la producción.

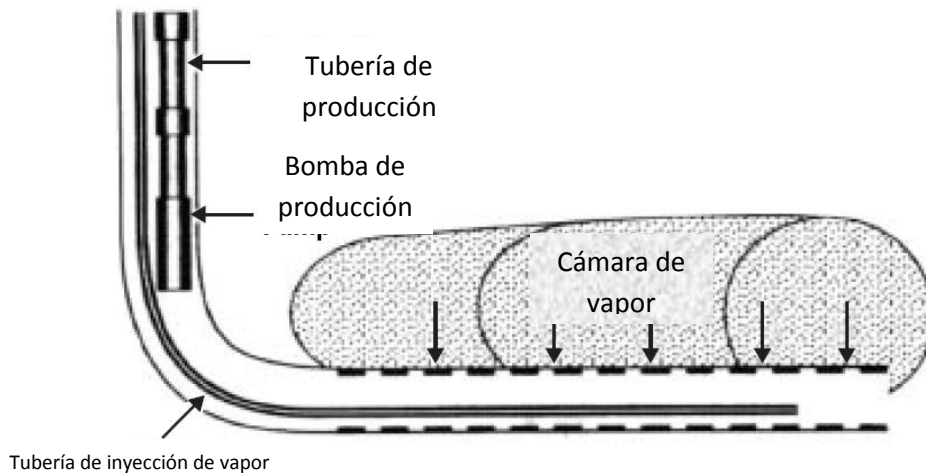
Este aparejo de producción también debe tolerar altas temperaturas y contar con empacadores térmicos y juntas de expansión



4.14 Aparejo de producción productor para inyección de vapor

El arreglo tradicional para la inyección de vapor puede ser modificado para mejorar la eficiencia del proceso, el arreglo propuesto en la siguiente figura propone inyección de vapor por el espacio anular y por la tubería de inyección simultáneamente con lo cual se puede inyectar en dos intervalos diferentes además de disminuir las pérdidas de temperatura a lo largo de la tubería.

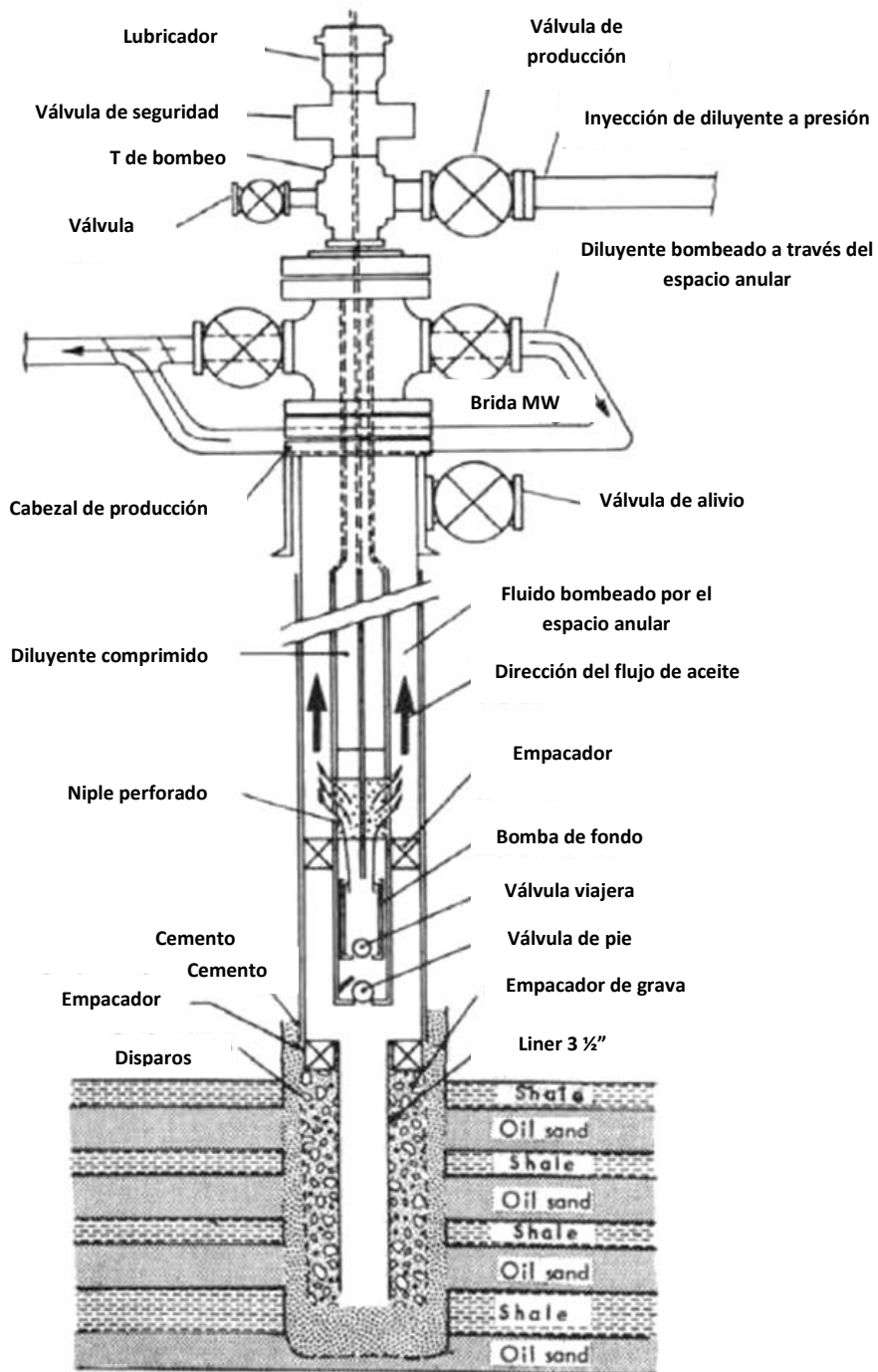
Una variación del método convencional de inyección de vapor es la inyección de vapor en un solo pozo, Eliot 199, inyecta vapor a través de un pozo horizontal con una terminación de tuberías concéntricas con numerosos orificios, una porción del vapor se condensa y regresa a través del espacio anular donde es desalojado usualmente con ayuda de un sistema artificial de producción.



4.17 Inyección de vapor asistido por gravedad arreglo de un solo pozo

Sistemas artificiales de producción

Cuando el aceite ha sido producido hacia el fondo del pozo este debe ser bombeado a la superficie de la manera más eficiente posible en el cual se puede utilizar sustancias para disminuir la viscosidad del aceite, el cual puede ser bombeado por el espacio anular como el arreglo propuesto por Ballard (1977). esta sustancia pueden ser componentes ligeros del crudo esto para mejorar la compatibilidad. Se propone un arreglo de bombeo mecánico el cual, por lo cual se limita la profundidad de los pozos en los cuales puede ser aplicado este arreglo. La alta temperatura a la cual son producidos.



4.18 Arreglo de pozo productor con sistema de bombeo mecánico, con inyección de diluyente por espacio anular

Quando se inyecta alguna sustancia para disolver el crudo en el fondo del pozo, la presión debe ser la suficiente para que las sustancias puedan entrar en la tubería de producción, si se utiliza el bombeo neumático, la presión de inyección es difícil de calcular debido a la expansión que existe a lo largo de la tubería de producción en su camino a la superficie

5 Combustión In-Situ

Los primeros procesos de oxidación in-situ de crudos de yacimiento probablemente ocurrieron durante los proyectos de inyección de aire a principios del siglo XX para mejorar la recuperación de petróleo. En 1917 Lewis reportó los análisis de gas de diferentes proyectos de inyección de aire, en los que la concentración de oxígeno era deficiente con respecto a la del nitrógeno. En estos proyectos, se encontró además un contenido pobre de CO₂ indicando la existencia de un proceso de oxidación. Sin embargo en estos proyectos no se tenía la intención de generar y utilizar el calor producido en el yacimiento.

Fue hasta 1920 que Wolcott y Howard incluyeron la inyección de aire con el fin de producir una oxidación de alta temperatura en una parte del crudo del yacimiento, para generar calor, producir cambios en la viscosidad del petróleo y aprovechar los gases generados para desplazar el petróleo del yacimiento. El primer intento de este proceso a gran escala en un yacimiento petrolero se realizó en 1934 en la Unión Soviética.

La combustión In-situ también se puede encontrar en la bibliografía como fireflood. Existen 3 principales variantes del proceso de combustión in-situ. Es un método único debido a que se utiliza cerca del 10% del aceite residual del yacimiento para realizar una combustión con el propósito de generar calor dentro del yacimiento, lo cual implica una alta eficiencia térmica.

El proceso de combustión In-situ se inicia general mente bajando un calentador o quemador que se coloca en el pozo inyector, después se inyecta aire a través del pozo y se pone a funcionar el calentador hasta que inicia la combustión. Después que se ha iniciado la combustión se continua con la inyección de aire.

5.1 Combustión In-Situ seca

Al inicio de la implementación de esta técnica fue la mas utilizada, esto significa que la inyección de aire sin agua, en este proceso la combustión inicia en el pozo inyector y el frente de combustión avanza en dirección del flujo de aire.

En la figura 5.1 es una figura esquemática del proceso de combustión In-situ seca. En la parte superior se muestra la distribución de temperaturas a lo largo de la sección transversal que va del pozo inyector que se encuentra en el lado izquierdo y se desplaza hacia el pozo productor en el lado derecho. En el principio del proceso la temperatura en las cercanías del pozo productor la temperatura es la misma que la original del yacimiento.

Si existe aceite sin calentar muy viscoso, no puede ser desplazado por el petróleo que se encuentra en la parte posterior el cual ha sido calentado lo cual ha mejorado su movilidad debido a la alta temperatura en la zona de combustión, esto provoca un bloqueo por liquido. La temperatura en la región detrás de la zona de combustión es alta, indicando la gran cantidad de calor que se almacena en la región, el cual no se utiliza con eficiencia.

En la parte inferior del esquema muestra la distribución de la saturación de fluidos en el yacimiento como consecuencia del proceso de combustión. Fuera del la zona de combustión la formación se encuentra limpia. Para quemar la fracción indeseable del aceite (la fracción más

pesada) es una de las ventajas de este proceso de combustión con respecto al proceso de combustión inversa.

El aire antes de la inyección si es posible es enriquecido con oxígeno, se inyecta para oxidar los hidrocarburos, dando como resultado grandes cantidades de gases residuales los cuales pueden causar problemas mecánicos como: baja eficiencia de bombeo, abrasión, erosión, etc. Otro problema que puede relacionarse con la combustión es la restricción de flujo debido a la saturación de gas. A medida que el proceso de combustión avanza, se genera calor dentro de la zona de combustión, hasta una temperatura muy elevada alrededor de los 1200 ° F. Después de la zona de combustión ocurre el rompimiento de las cadenas largas de hidrocarburos (cracking) lo cual origina la depositación de las fracciones pesadas también conocida como coque las cuales se queman para mantener la combustión.

La zona de combustión actúa como un pistón. Pero generalmente existe una segregación por gravedad significativa en la zona de combustión por lo cual el frente de combustión tiende a ser más horizontal que vertical. Una vez que ocurre la ruptura en el pozo productor la temperatura en el pozo lo cual aumenta la dificultad y el costo de producción

La viscosidad del crudo se reduce notablemente, de manera que la productividad del pozo aumenta.

Zona de aire inyectado y agua, esta zona se consume a medida que el frente de combustión avanza.

Zona de aire y vapor de agua, el agua de la formación se convierte en vapor en esta zona debido al calor residual. Este vapor fluye hacia la zona no quemada del yacimiento ayudando a calentarla.

Zona de combustión esta zona avanza a través de la formación hacia los pozos productores. La velocidad con que se mueve esta zona depende de la cantidad de hidrocarburos involucrado en la combustión y el gasto de inyección de aire, en esta zona la temperatura varía de entre los 600 y 1200 °F.

Zona de crackeo las temperaturas que se desarrollan frente a la zona de combustión causan que las fracciones ligeras se separen y dejen una fracción de carbón residual formado por la fracción más pesada.

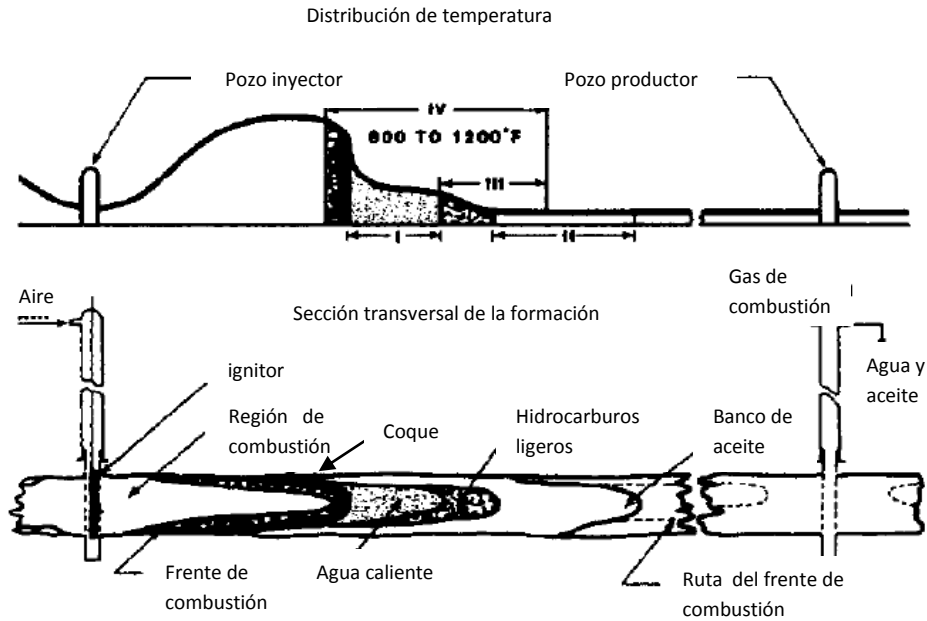


Figura 5.1 Distribución de temperatura durante la combustión In-Situ Nelson and McNeil, 1961

5.2 Combustión in-Situ inversa

Este proceso es importante para carbón y arenas bituminosas. La combustión inversa es usada primero para desarrollar una trayectoria de alta permeabilidad entre los pozos productor e inyector de aire. En una segunda etapa, la combustión es usada como método de producción de gas. En el concepto de pozos verticales comunicados, la comunicación entre los pozos (productor e inyector) a través de la trayectoria de alta permeabilidad es lograda por el ligado térmico.

En este método los hidrocarburos son encendidos en el pozo productor, mientras que el aire es introducido en el pozo de inyección. El frente de combustión sigue las fisuras naturales hacia la fuente de oxígeno y desarrolla una trayectoria permeable y caliente de hidrocarburos carbonizados. Una vez que la comunicación inyector-productor es establecida, el frente de combustión se mueve hacia el pozo inyector a lo largo de la trayectoria permeable.

Después de la ignición, el frente de combustión se mueve del pozo productor hacia el pozo inyector. En la sección transversal se pueden distinguir 4 zonas en este proceso.

¹ Erle C. Donalson: George V. Chilingarian, Enhanced Oil Recovery I Fundamentals and Analyses, Elsevier Science Publishers, Netherlands, 1985

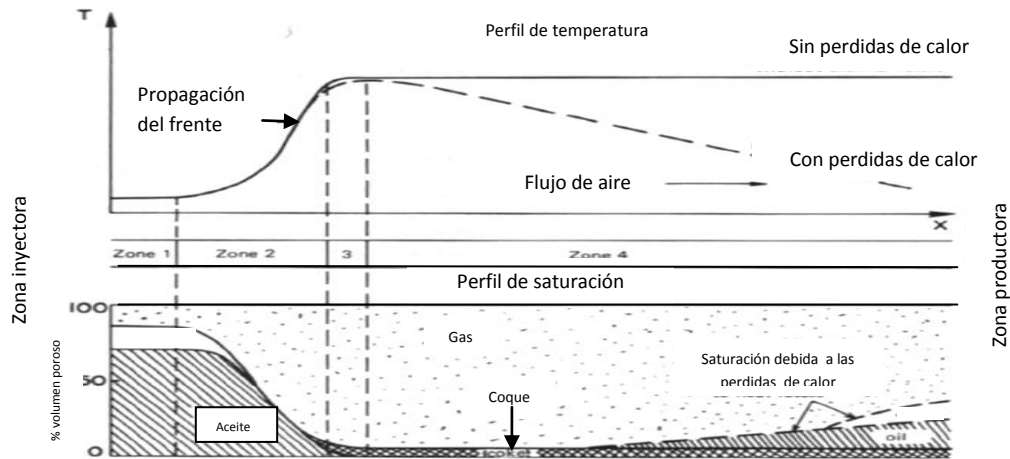


Figura 5.2 Combustión In- situ inversa

2

Zona 1. La formación está a condiciones originales sin embargo está siendo barrido por el aire y si la temperatura de la formación, la capacidad de oxidación de los hidrocarburos son altas cierta reacción de oxidación puede ocurrir.

Zona 2. En esta zona la temperatura incrementa por la conducción desde la zona caliente, el inicio de la oxidación también contribuye al aumento en la temperatura, en esta zona los siguientes fenómenos ocurren:

- Vaporización del agua de formación
- Destilación de las fracciones ligeras de hidrocarburos
- Rompimiento de cadenas de hidrocarburos en presencia del oxígeno

La fracción líquida y la fracción vapor son desplazadas, mientras ciertos componentes forman un depósito de carbón o coque.

Zona 3. Esta es la zona de combustión. En esta zona la temperatura alcanza su valor máximo. Las reacciones de combustión y oxidación involucran a las moléculas de hidrocarburos más reactivas consumen todo el oxígeno que no reacciona en la región que la precede.

Zona 4. Los restos de coque no quemado son depositados en la matriz mientras las fases líquida y vapor fluyen. Si no hay pérdidas de calor, las caídas de temperatura se mantendrá igual al del frente de combustión. La temperatura disminuye con la distancia de la zona de combustión. La condensación de la fracción destilada de hidrocarburo es producida y posiblemente también el vapor.

5.3 Combustión In-Situ húmeda

² Erle C. Donalson: George V. Chilingarian, Enhanced Oil Recovery I Fundamentals and Analyses, Elsevier Science Publishers, Netherlands, 1985

Durante la combustión la entalpía almacenada en la matriz es parcialmente usada para precalentar el aire inyectado y el resto se pierde en las formaciones las cercanías de la formación. Por lo cual se considero la idea de combinar la inyección de agua y aire después de la ignición del proceso de combustión. Con esto se busca aprovechar la alta capacidad térmica del agua la cual puede usarse para recuperar la entalpía remanente detrás del frente de combustión y transportarla hacia el pozo productor.

La sección transversal entre el pozo inyector y el pozo productor puede dividirse esquemáticamente en 5 zonas:

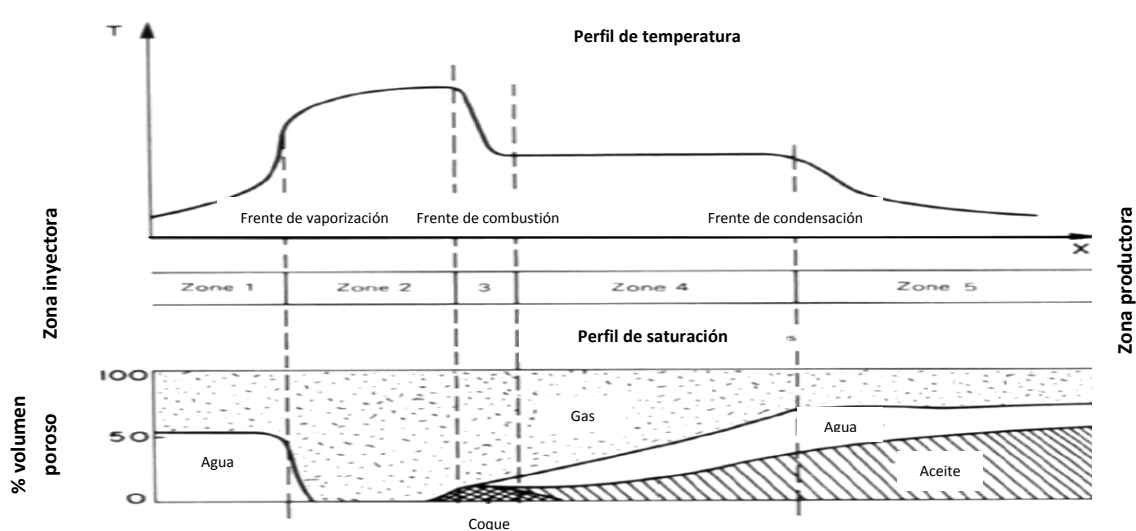


Figura 5.3 combustión In- situ húmeda.

Zona 1. Esta zona ha sido barrida por el frente de combustión y contiene poco o nada de hidrocarburos. Sin embargo dado que la temperatura es menor a la del punto de ebullición de agua, los poros están saturados de agua en forma líquida, los espacios remanentes están ocupados por el aire inyectado que no reacciona.

Zona 2. El agua se encuentra en forma de vapor en esta zona, los poros están saturados con una mezcla entre vapor y el aire de inyección. El frente del agua inyectada ha sido evaporada y esta entre el límite entre la zona 1 y 2.

Zona 3. Esta zona es la zona de combustión, en esta sección el oxígeno es consumido por la combustión de los hidrocarburos y como producto de esa combustión se deposita el coque.

Zona 4. Zona de vaporización – condensación, la temperatura en esta zona es cercana a la de vaporización del agua, progresivamente la condensación del vapor y la combustión tienen lugar en esta zona. Además algunas fracciones ligeras e intermedias se evaporan y se segregan a la parte baja del yacimiento. Si la temperatura es lo suficientemente alta algunas reacciones químicas pueden ocurrir en esta zona.

Zona 5. Esta zona se encuentra a alta presión, debido a la formación de un banco de agua precedido de un banco de aceite.

5.4 Caracterización de la combustión In-Situ

El volumen de inyección de aire es un parámetro muy difícil de calcular para poder diseñar los equipos. En el proceso de combustión In-situ seca la ignición del aceite es espontáneo, la combustión

De acuerdo con los autores Tadema y Weijidema (1970) el tiempo de la ignición puede ser estimado con el siguiente modelo matemático.

$$t_i = \frac{\rho_i c_i T_o \left(1 + \frac{2T_o}{B}\right) e^{\frac{B}{T_o}}}{86400 \frac{\phi S_o \rho_o H A_o P_x^n B}{T_o}}$$

Donde:

t_i = tiempo de ignición (días)

ρ_i = densidad de la formación (kg/cm³)

ρ_o = densidad del aceite(kg/cm³)

c_i = calor específico de la formación (Kcal/kg °C)

T_o = temperatura inicial (K)

A_o = constante (sec⁻¹ atm⁻ⁿ)

B = constante (K)

n = exponente de presión

S_o = saturación de aceite

ϕ = porosidad

H = calor de reacción (Kcal/ kgO₂)

Las constantes A_o y B_o y n son determinados por la medición de la oxidación de los diferentes tipos de crudo en mezclas de arena a diferentes temperaturas y presiones. El gasto de oxidación K (mg O₂ / kg aceite, seg) son relacionados con la presión parcial del oxígeno p_x y la temperatura del aceite T_o por la siguiente ecuación:

$$K = A_o p_x^n e^{\frac{-R}{T_o}}$$

Los autores Tadema y Weijdema (1970) proponen valores para A_o , B y n los cuales se presentan en la siguiente tabla:

Valores representativos de A_o , B y n			
Crudo	A_o	B	n
A	3080	8860	0.46
B	925	8640	0.57
C	498	8880	0.79
D	84800	10270	0.48
E	1210	8680	0.45
F	7380	9480	0.31

Una variable importante en el proceso de combustión In-Situ es el flujo de aire hacia el frente de combustión y a temperatura de este. Ramey (1959) propone que al existir un gran flujo de aire, entonces las pérdidas de calor serán relativamente pequeñas con la fracción total, el frente de combustión se aproxima a un proceso adiabático. En estas circunstancias el calor de la reacción por unidad de volumen del yacimiento será igual al calor sensible ganado por la formación. Lo cual se representa con el siguiente modelo:

$$T_{max} - T_i = \frac{\Delta HW}{\rho C}$$

Donde:

T_{max} : es la temperatura adiabática máxima

T_i : es la temperatura inicial

ΔH : el calor de la combustión del las hidrocarburos

ρC : capacidad calorífica del yacimiento por cada unidad de volumen

W : Concentración de Hidrocarburo por unidad de volumen

La relación agua-aire puede ser usada para en la combustión In-situ húmeda y depende de la concentración de combustible, el agua presente en el yacimiento y la introducida al frente de combustión. En un principio la cantidad de agua que debe inyectarse puede ser calculada con el balance de calor y masa.

La relación agua-aire empleada fue planteada por Chiu (1982) donde si el gasto de agua adicionada es bajo, el agua inyectada va llenando parcialmente los poros detrás del frente de combustión. La relación mínima requerida para la evaporación puede ser estimada por el siguiente modelo:

$$R_{wa} = \frac{0.8\phi\rho_w B_g}{B_g R_{ar} + 0.2\phi}$$

Donde

R_{wa} : masa de agua por unidad de volumen de aire

R_{ar} : volumen de aire requerido para reaccionar en cada unidad de volumen del yacimiento

ϕ : porosidad

B_g : factor de volumen de la formación detrás del frente de inyección de aire.

ρ_w : densidad del agua

El calor específico de la formación se puede calcular de la siguiente manera:

$$\rho_1 c_1 = (1 - \phi)\rho_s c_s + \phi S_o \rho_o c_o + \phi S_w \rho_w c_w$$

Donde:

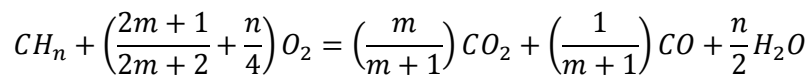
ρ_s = densidad de la matriz (kg/m³)

c_s = calor específico de la matriz
(Kcal/ kg °C)

c_o = calor específico del aceite
(Kcal/kg °C)

S_w = saturación de agua

Como resulta de la combustión se deposita el coque el cual tiene una composición de CH_n , teniendo como relación de átomos de hidrogeno y carbono igual a "n", de los componentes CO_2 , CO y H_2O lo cual puede ser descrito por la siguiente relación estequiometrica.



Donde:

n = Es la relación entre el numero de átomos de hidrogeno (H) y los átomos de carbono (C) en el coque residual

m = Es la relación entre el numero de moles de bióxido de carbono (CO_2) y los moles de monóxido de carbono (CO).

La relación entre el número de moles de O₂ y el número de moles de coque

$$\left(\frac{2m+1}{2m+2} + \frac{n}{4}\right)$$

Si la masa molecular del coque residual es (12+n) y el volumen de 1 kg-mol de aire equivale a 22.4 m³, entonces para 1 kg de coque residual la cantidad de O₂ en metros cúbicos será:

$$\frac{22.4 \left(\frac{2m+1}{2m+2} + \frac{n}{4}\right)}{12+n}$$

Con la experiencia de campo se sabe que el rango de del volumen de aire de inyección se encuentra entre los 20 -250 mil (m³/ día), en algunas ocasiones mas, a presiones de 20 a 90 kg/cm². La cantidad total de aire que debe ser inyectado durante la operación de la combustión puede ser determinado con la siguiente ecuación:

$$Q_{aire} = A_v V_z \delta_{aire}$$

Donde:

V_z=volumen de la zona de combustión saturada de aceite

A_v=coeficiente de volumen.

δ_{aire}= Calor específico del requerimiento de aire de inyección en el proceso de combustión

En varios yacimientos se asume el valor de A_v es igual a 30-50%, esta es un valor entre el rango de valores de A_v= 0.3-0.5. Para la mayoría el gasto específico de aire fluctúa entre 200y 500 m³/m³ de el volumen del yacimiento bajo condiciones cercanas a la optimización del oxígeno presente en la inyección de aire. Por experiencia en operaciones de combustión in-situ cuando se inyectan grandes gasto de aire aparentemente no todo participa en el proceso de combustión.

La presión de inyección de aire depende de la suma total de todas las resistencias encontradas por el flujo de aire desde el compresor pasando por el fondo del pozo inyector, en el yacimiento y finalmente al fondo del pozo productor. La formula general usado para determinar la presión de inyección

$$P_{ce} = 1.2(P_{pl} + P_{wl} + P_{bh})$$

Donde:

P_{ce}=presión a la salida del compresor (kg/cm²)

P_{pl}=caídas de presión desde la salida del compresor hasta el cabezal del pozo.

P_{wl}= caídas de presión a lo largo de la columna de inyección (kg/cm²)

P_{bi}= requerimientos de presión en el fondo del pozo inyector (kg/cm²)

Las caídas de presión P_{pl} y P_{wl} se a la fricción y a la resistencia local al flujo del aire, y pueden ser determinadas rápidamente usando las formulas conocidas. La presión requerida en el fondo del pozo inyector depende de varios factores, pero con el siguiente modelo matemático se puede hacer aproximar el valor.

$$P_{bi} = 1.15 \sqrt{P_p^2 + \frac{\delta_i \mu_a t_f}{7.4 k_f h} \left(\ln \left(\frac{l_2}{r_p W_{c_{max}} \tau_1} - 1,238 \right) \right)}$$

Donde:

P_p = presión en el fondo del pozo productor (kg/cm²)

Nelson y McNeil (1961) describen los siguientes parámetros los cuales son claves en el diseño de un proyecto de combustión In-Situ

La carga total de combustible medida en un tubo de combustión es ajustada para permitir la que la porosidad del yacimiento pueda ser comparada con un arena empacada en el laboratorio.

$$\text{Lb de combustible/ acre-pie quemado} = 43560WF$$

Donde:

W : lb de combustible/ pie³ en laboratorio

F : $(1-\phi_R) / (1-\phi_p)$

ϕ_R : porosidad del yacimiento

ϕ_p : porosidad en el arena empacada

El requerimiento de aire en el laboratorio esta expresado en pies cúbicos por libra de combustible y esto es utilizado para estimar el requerimiento de aire por unidad de volumen del yacimiento.

$$A = \frac{V_a}{W_F} WF$$

Donde:

A: pies cúbicos de aire a condiciones estándar / pies cúbicos de yacimiento.

V_a : pies cúbicos de aire a condiciones estándar en la prueba del laboratorio.

W_f : libras totales de combustible quemado en la prueba de laboratorio.

Para el cálculo de la eficiencia de barrido de un proyecto de recuperación por combustión In – Situ Nelson y Mc Neil para un arreglo de 5 pozos sugieren una eficiencia de barrido del 62.6% la cual deberá ser empleada, lo cual se aplica en el siguiente modelo:

$$\text{Aire por cada acre-pie} = 27\,269^{\text{a}}/10^6 \text{ M ft}^3 / \text{acre-pie}$$

La velocidad a la cual el aire es inyectado controla la velocidad de la combustión lo cual es representado de la siguiente forma:

$$U = Av$$

Donde:

U : flujo de aire ft^3 estándar/ ft^2 - día

A : ft^3 estándar de aire/ ft^3 del yacimiento

v : avance de frente de combustión, $\text{ft}/\text{día}$

Una baja velocidad en la velocidad de reacciones suficiente para mantener la combustión y las muy altas velocidades causan problemas de erosión en los pozos productores. Una velocidad recomendable es de 0.5 $\text{ft}/\text{día}$ y un gasto de inyección máximo de entre 500 000-600 000 ft^3 estándar/ día.

La presión de inyección es necesario mejores obtenidos a partir de los datos reales de pruebas de campo de la inyección. Como una forma de hacer una estimación previa, Nelson y McNeil recomienda la ecuación 9.10. Esto requiere una estimación de la permeabilidad de la formación en frío para el flujo de gas, es decir, la permeabilidad de la formación, multiplicado por la relación permeabilidad. Si no hay información específica, que sugieren que una permeabilidad relativa del 5% puede ser utilizado. La siguiente ecuación de la presión en el momento en el aire-tipo de la primera inyección alcanza el valor máximo. Este es el punto donde la presión alcanza su máximo valor.

Para el cálculo de la presión de inyección en el fondo del pozo Nelson y Mc Neil proponen un modelo para el cual presión es la máxima, lo cual es cuando el gasto alcanza su valor máximo, si no se cuenta con un permeabilidad especificada se sugiere usar una permeabilidad relativa de 5%.

$$P_{iw}^2 = P_w^2 + \left(\frac{i_a \mu_a T_f}{0.703 k_g h} \right) \left[\ln \left(\frac{a^2}{r_w v_1 t_1} \right) - 1.238 \right]$$

Donde:

P_{iw} : presión de inyección en el fondo del pozo, psia.

P_w : presión de producción en el fondo del pozo, psia.

i_a : gasto máximo de aire, ft^3 estándar/día.

μ_a : viscosidad del aire a T_f , cp

T_f : temperatura absoluta de la formación, R.

a: espaciamiento entre pozos para un arreglo de 5 pozos.

Donde:

S_o : saturación de aceite, fracción

ϕ_R : porosidad promedio del yacimiento

43 560 : ft^2/acre

5.61 : ft^3/B

350 : lb combustible /B

Gates y Raymen señalan que a un tiempo intermedio, la acumulación de aceite producido puede ser mayor o menor que la cantidad de aceite desplazado de las zonas detrás del frente de combustión, esto se debe:

1. Petróleo delante del frente de combustión se puede desplazar a los pozos productores por diferentes mecanismos, desplazamiento por agua caliente, desplazamiento por vapor, desplazamiento de a fase miscible, expansión y segregación gravitacional, estos mecanismos funcionan en forma mas eficiente a la tas temperaturas.
2. De petróleo puede formar un bache delante de la zona de combustión, a fin de llenar algunos de la saturación de gas que está presente inicialmente en el depósito.

En base con estas consideraciones y en datos experimentales Gates y Ramey desarrollaron la siguiente grafica. La cual predice la acumulación de aceite como función en la fracción de la reserve que ha sido quemada y la saturación inicial de aceite.

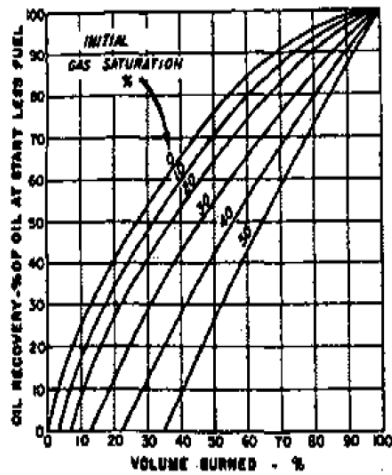


Figura 5.4 Gráfica para la estimación de aceite recuperado en función del porcentaje de crudo quemado (Gates y Ramey)

En el uso de la correlación es necesario conocer la concentración de combustible, si ésta no está disponible, las figuras que puede ser utilizado para estimar la demanda de aire para quemar el combustible.

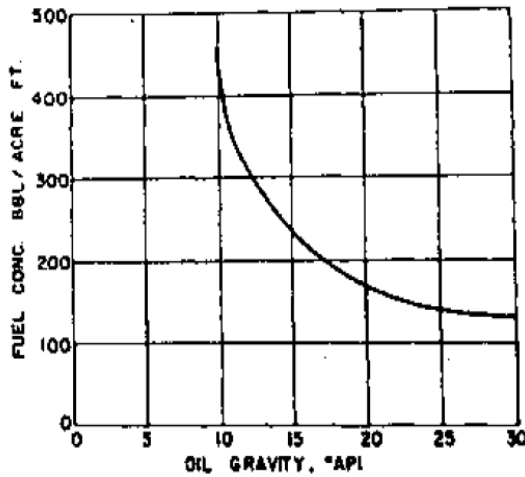


Figura 5.5 Gráfica para predecir la concentración de combustible (Gates y Ramey)

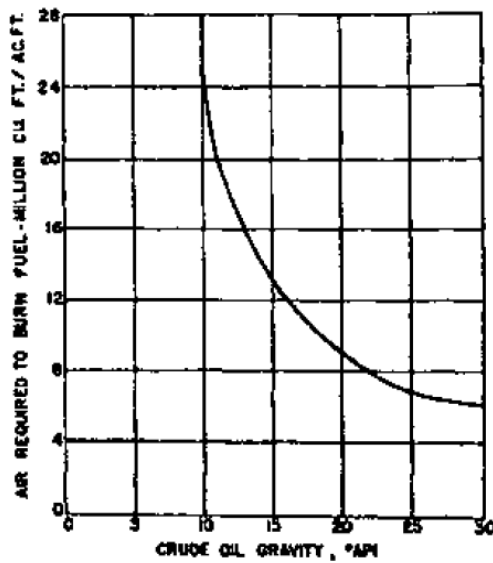


Figura 5.6 Gráfica para el cálculo del requerimiento de aire por cada acre-pie del yacimiento (Gates y Ramey)

5.5 Equipo y herramientas para la aplicación de la combustión In-Situ

Debido a que las pruebas piloto implican una gran inversión existe una forma de conocer la reactividad del aceite en diferentes medios poroso además del mecanismo de reacción. La celda de oxidación consiste un núcleo saturado con aceite, al cual se le inyecta aire constantemente, se calienta a 940 °F. la temperatura en el núcleo se incrementa linealmente con respecto al tiempo, este incremento es medido por medio de termopares. El oxígeno es consumido en la combustión y los gases resultantes son analizados.

Tubos de combustión

Los experimentos de combustión también pueden ser realizados en cortos o largos tubos de acero inoxidable en los cuales se crean condiciones adiabáticas.

La arreglo consiste en una cilindro de alta presión (1000 a 2000 psi), de 3 a 7 pies de largo y 6 a 10 pulgadas de diámetro. El tubo de combustión, lleno de una mezcla de arena del yacimiento, aceite y agua, está instalado en el interior del cilindro y rodeado por los collares o calentador de bandas. Un material aislante protege el tubo de la combustión de las pérdidas de calor en el anillo, que es el gas a presión. La orientación de la sonda, se puede horizontal o vertical.

El arreglo horizontal ayuda a evitar el efecto de la segregación gravitacional, el cilindro es soportado por unos radillos de acero que permiten a al celda girar. Tras la ignición del crudo Se inyecta aire para mantener el frente de combustión, Los gases de emitidos se miden y analizan continuamente, el aceite y el agua de producción se separan y su registro de producción es determinado.

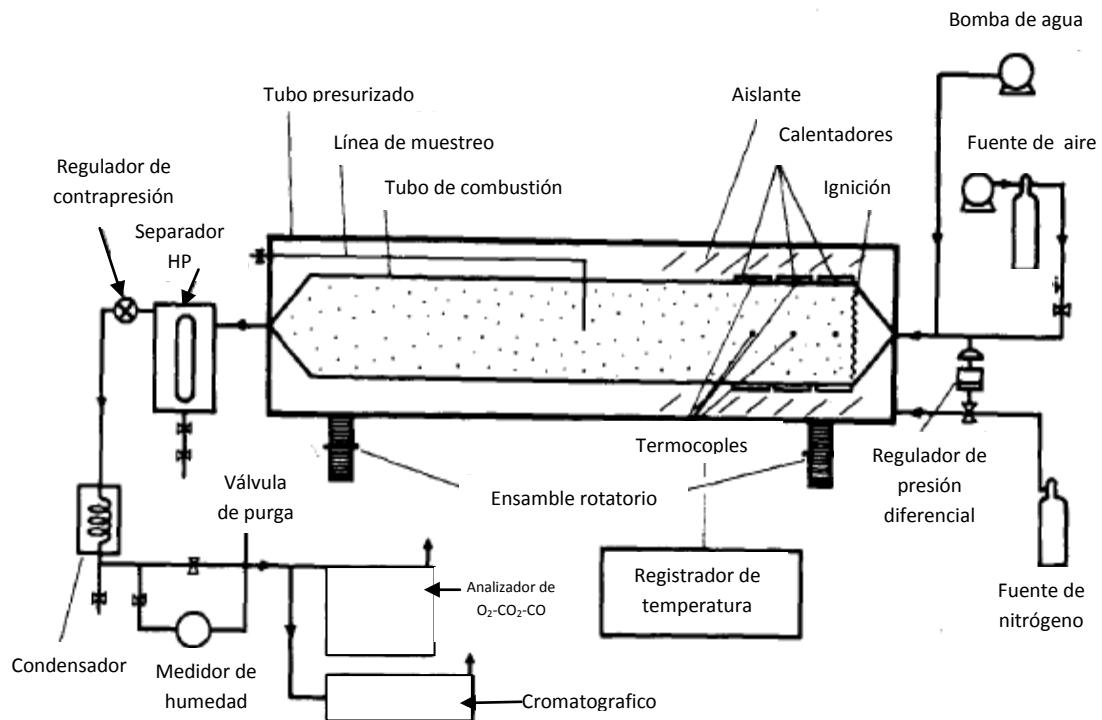


Figura 5.7 Equipo de laboratorio para pruebas de combustión In-Situ (Burger y Sahuquet)

En el arreglo vertical de tubo de combustión, el aire es inyectado desde la parte superior y las corrientes salen por la parte inferior del tubo.

La cámara de combustión de un gas como combustible del quemador (dispositivo de Aldea y Petcovici, 1968; Burger y Sourie, 1985) se puso en la parte superior de la formación. Un elemento de calefacción eléctrica se utiliza para encender una mezcla de gas combustible y de aire primario, el aire secundario se inyecta a través del anillo. El aire inyectado se combina con la quema de gas caliente en la salida de la cámara de combustión y se calienta la formación alrededor del pozo. La ignición del aceite se logra y se mantiene mediante la inyección de aire continuo.

En otros métodos de ignición también se utilizaron, como la de encendido eléctrico con uno de 30 KW eléctrica calentador encendido químico o con aceite de linaza. En este último caso un trago de 6-12 de barriles de petróleo con una tasa de oxidación de alta se coloca en la parte inferior del bien en frente de la formación y es seguida por la inyección de aire. El aumento de la temperatura de formación y el aceite alrededor del pozo se enciende.

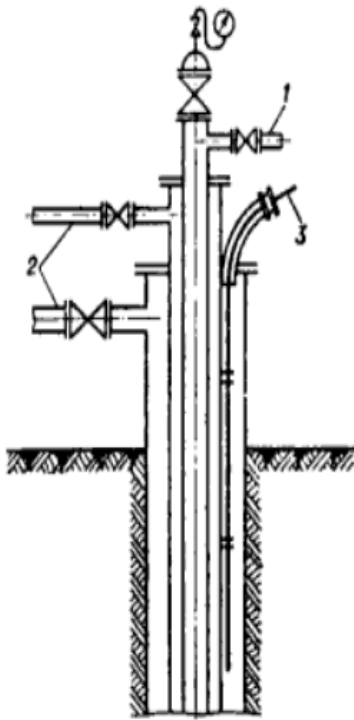


Figura 5.8 Mecanismo de ignición en cabeza de pozo.

- 1.- Inyector de gas.
- 2.- tanque de oxidante (aire).
- 3.- Cable del termocople.

Los dispositivos de ignición

Cuando se logra la relación aire combustible deseada en el yacimiento, se inicia la combustión por medio de un dispositivo de ignición. Para poder controlar el momento de la ignición y garantizar una mejor eficiencia en el barrido del frente de combustión, existen diferentes aparejos de producción para este fin por lo cual se presentan algunos de que han sido reportados en los proyectos de Combustión In-situ.

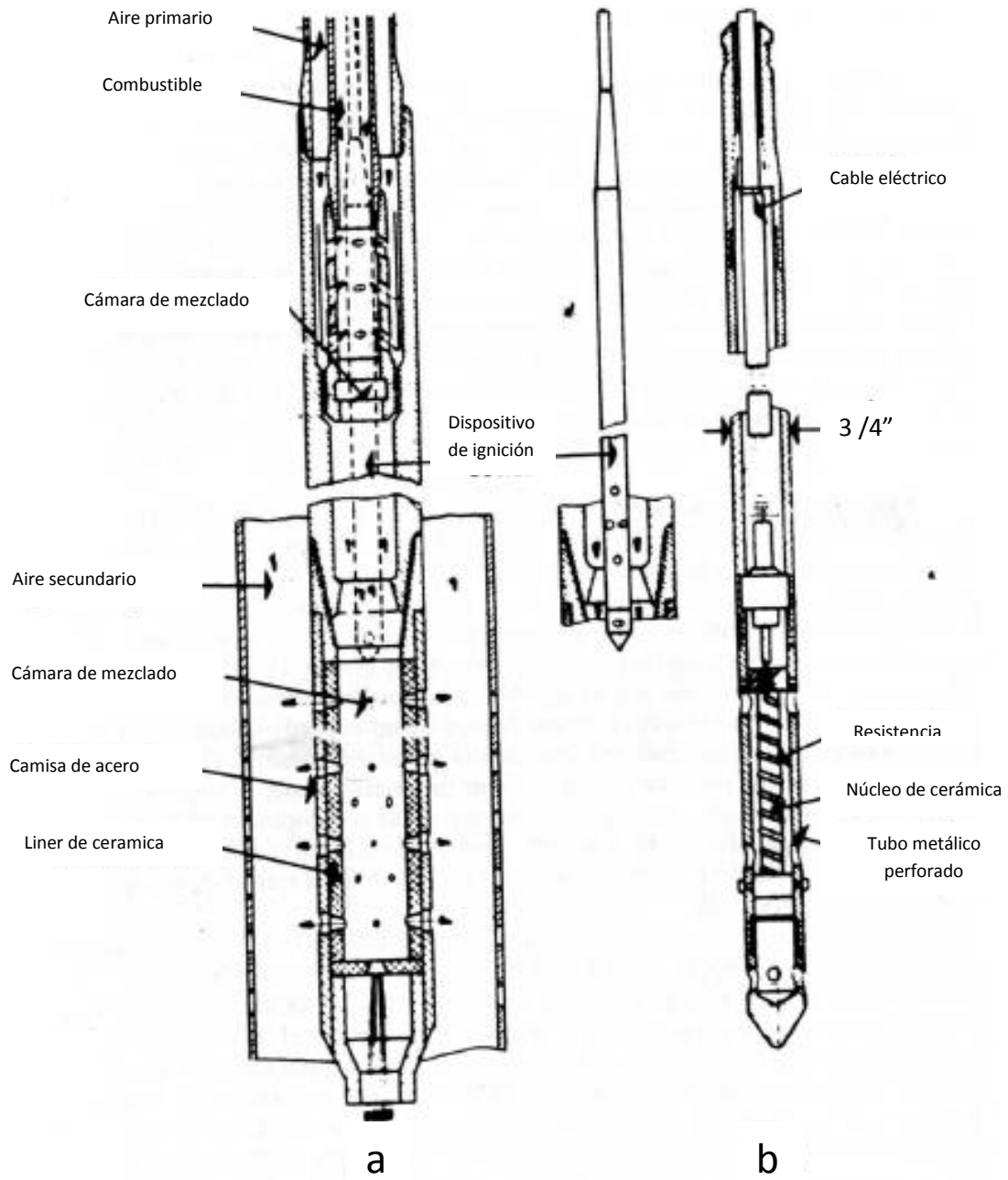


Figura 5.9 Diagrama de quemador, a) diagrama general, b) Diagrama detallado del dispositivo de ignición.

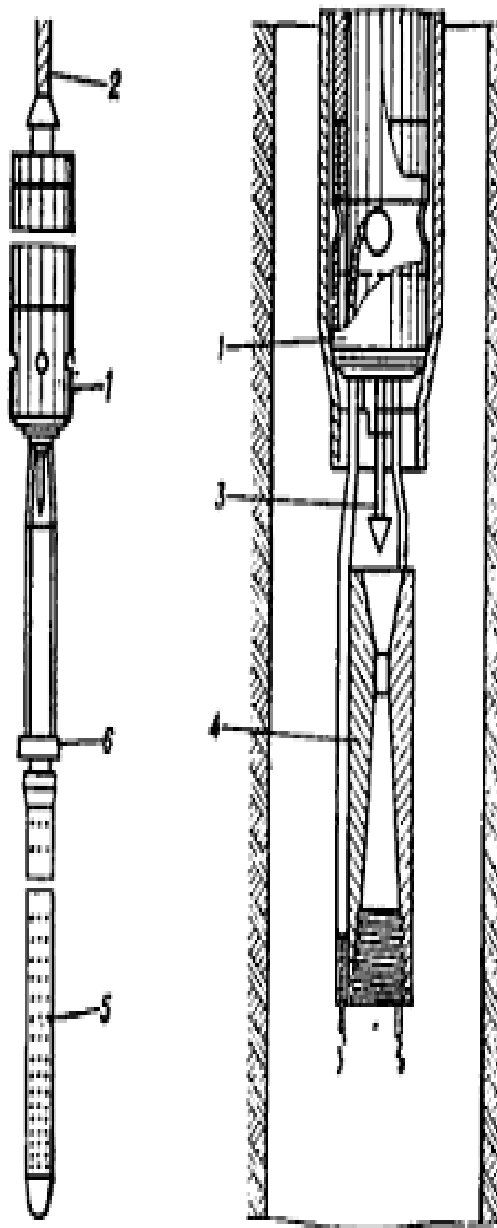


Figura 5.10 Calentador de fondo de flama aire-gas

1.-Camara de gas provista con entrada con apertura

2.-Cable.

3.- Boquilla.

4.- Eyector

5.-Tuberia perforada de longitud 4.5m dentro de una camisa de metal perforada

6.- Dispositivo de ignición colocado en el extremo superior del tubo de escape

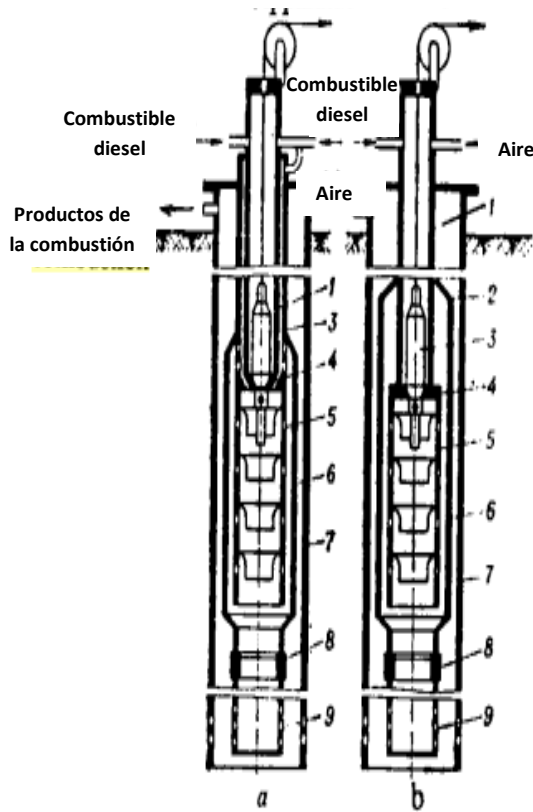


Figura 5.11 Calentador de fondo con flama construido por Borislav Oil and Gas

a) Hilera doble

b) Hilera simple

1.-Junta de compresión (producción).

2.-Separador aire combustible.

3.- Sistema de ignición de combustible.

4.- Cono de asiento

5.- Cámara de combustión.

6.- Cubierta.

7.-Tubería de producción.

8.- Empacador

9.- Filtro.

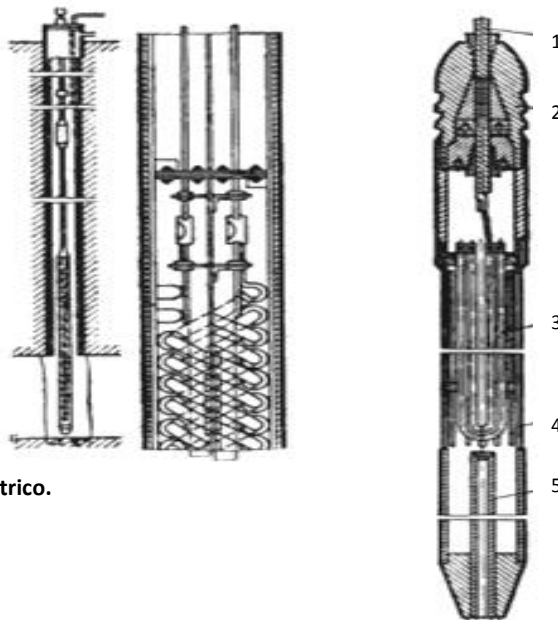


Figura 5.12 Calentador eléctrico.

1.- Cable

2.- Sección superior.

3.- Elemento tubular

4.- Cubierta.

5.- termómetro.

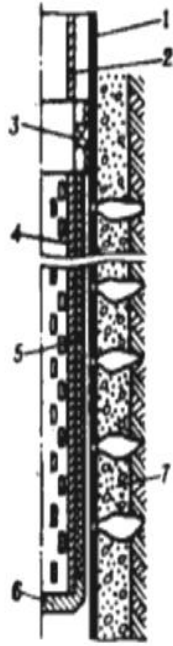


Figura 5.13 Equipo de fondo de pozo con filtro de cerámica

- 1.-Junta de la tubería.
- 2.-Tubería de producción.
- 3.- Empacador perforable resistente al calor.
- 4.- Rejilla en la tubería de producción.
- 5.-Filtro de cerámica.
- 6.- Asiento de la tubería.
- 7.-Cemento.

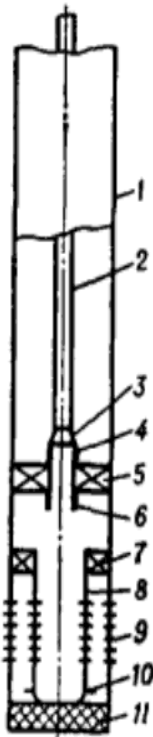


Figura 5.14 Equipo de fondo de un pozo inyector.

- 1.-Tuberis de revestimiento de 178mm..
- 2.- Columna inyectora de 76mm.
- 3.- Expansor.
- 4.- Camisa deslizable.
- 5.-Empacador.
- 6.- Conector de pie.
- 7.- Empacador del liner.
- 8.-Tubería ranurada.
- 9.- Disparos.
- 10.-Pie del liner.
- 11.- Conector.

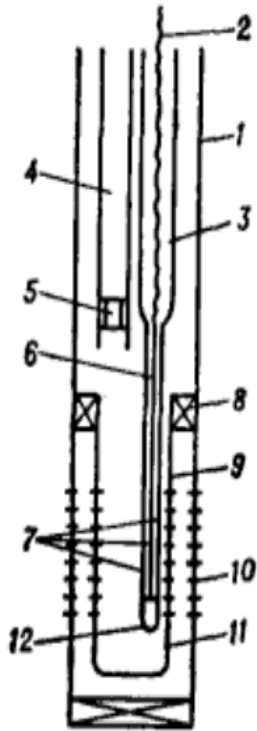


Figura 5.15 Fondo de pozo productor

- 1.-Tubería de revestimiento de 245mm.
- 2.-Cable para correr registros con termocople.
- 3.- Tubería de control de observación de 73 mm.
- 4.- Tubería de producción de 63mm.
- 5.- Bomba empacada.
- 6.- Termocople de la tubería
- 7.-Termocople
- 8.-Empacador el liner
- 9.- Filtro del liner.
- 10.- Zona disparos
- 11.- Base del liner.
- 12.- Conexión.

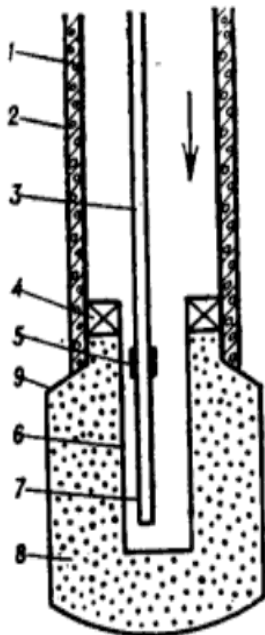


Figura 5.16 Arreglo de fondo de pozo productor

- 1.-Tubería de revestimiento de 178mm.
- 2.-Cemento resistente al calor calculado en 29.8 kg de cemento por cada metro de profundidad.
- 3.- Tubería de producción de 73mm.
- 4.- Anclaje de liner.
- 5.- Niple de asiento para bomba de fondo.
- 6.- Liner disparo hecho de acero inoxidable.
- 7.- Sección resistente a la corrosión de la tubería de producción frente al liner.
- 8.-Empacador de grava.
- 9.- Cima de la zona impregnada de hidrocarburos.

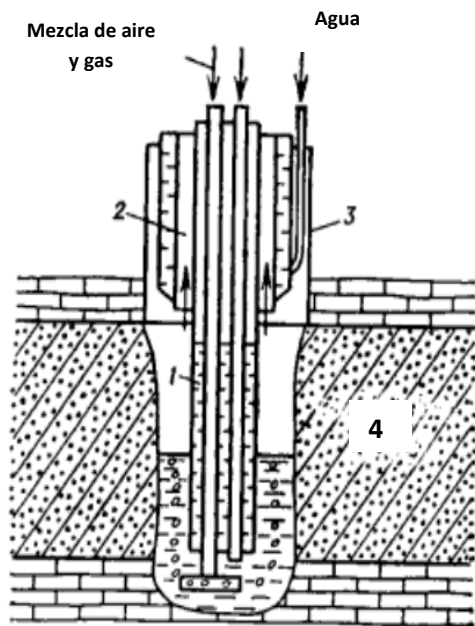


Figura 5.17 Mecanismo de ignición de fondo de pozo que emplea agua como refrigerante.

- 1.-Tubo interior para inyección de la mezcla aire-gas
- 2.-Tubería de salida de gas de combustión
- 3.- Tubería de revestimiento.
- 4.- Zona de hidrocarburos

6. Consideraciones para la aplicación de proyectos de recuperación mejorada por métodos térmicos

Generación eficiente de vapor

El vapor se produce por medio de generadores de vapor convencionales de un paso o mediante instalaciones de cogeneración, que producen vapor y energía eléctrica. El cual monitorea todas las operaciones de los generadores de vapor convencionales. Parámetros críticos, como el flujo de gas combustible y aire para la combustión, el exceso de oxígeno y la calidad del vapor son constantemente medidos y controlados; así mismo, todos los datos se registran. Los generadores de vapor tienen una configuración altamente eficiente con recirculación de gases de escape y con quemadores de combustión escalonados para reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno.

Distribución efectiva de vapor

El vapor que se inyecta en los campos petroleros es saturado (húmedo) y tiene dos fases – líquido y vapor, lo que lo hace difícil de medir y controlar. Además, los sistemas de distribución de vapor regularmente lo suministran a cientos de pozos de inyección.

El flujo de vapor debe ser medido y controlado, tanto en la superficie como en el yacimiento, y la calidad del vapor también debe ser medida y controlada conforme el vapor se distribuye a través del campo.

El método de estranguladores de orificio fijo en flujo crítico es el preferido para el control y medición del flujo de vapor. La medición de la calidad de vapor en el cabezal de pozo se realiza combinando una placa de orificio y un estrangulador fijo. Las ecuaciones para la combinación de placa y estrangulador se resuelven simultáneamente para el flujo y la calidad de vapor. La instrumentación de medición es simple, compacta y de bajo costo. Puede ser operada mediante el uso de paneles solares como fuente de energía y movilizadas fácilmente de pozo a pozo por una persona.

El control de la calidad de vapor en sistemas de distribución superficiales complejos se realiza mediante un dispositivo, denominado Splitigator. Este dispositivo suministra el vapor, de una calidad específica, a los ramales del sistema de distribución y que se coloca en las interconexiones de dicho sistema. De esta manera, el dispositivo impactará el desempeño del yacimiento e influirá de forma positiva en la economía del proyecto.

Ahora, considerando el subsuelo, la distribución apropiada de vapor a las zonas individuales es importante si se quiere alcanzar una recuperación y un desempeño económico óptimo de inyección de vapor en arenas múltiples. Se han desarrollado herramientas de pozo para controlar la distribución de calor y el desempeño del campo y se han demostrado los beneficios de una distribución apropiada del mismo.

Diseño de prueba piloto

Para poder tomar la decisión de llevar a cabo una prueba de recuperación mejorada la cual implica una inversión de tiempo dinero y recursos humanos y materiales , se debe realizar una prueba piloto.

La prueba piloto será completamente instrumentada, pues su objetivo fundamental es la recopilación de información a lo largo de toda su vida útil, de datos de todas las corrientes generadas (producción de hidrocarburos, emisiones, efluentes y desechos), con el objeto de tener una base de datos robusta para precisar las bases de diseño de los procesos y tecnologías.

En una prueba piloto se debe considerar el tipo de pozos y el arreglo que es necesario para su implementación

Dentro del estudio de la prueba piloto se debe realizar un estudio integral del yacimiento para identificar las zonas en las cuales es factible aplicarles algún proceso de recuperación secundaria y mejorada y cual es el mas factible y con cual a obtendríamos una mayor recuperación de aceite In- Situ.

1. Recopilación y validación de la información del campo.
2. Definir criterios de selección.
3. Caracterización estática del yacimiento.
4. Selección del yacimiento para efectuar la prueba piloto.
5. Acondicionamiento y/o perforación de pozos en el área piloto
6. Diseño y ejecución de prueba de inyectividad y pruebas de interferencia de pozo.
7. Estudio de laboratorio (compatibilidad de fluidos, pruebas de en tubos de combustión, etc.).
8. Modelo de simulación para generar pronósticos de producción, volumen de inyección y factor de recuperación.
9. Modelo de simulación de alternativas.
10. Evaluación de la inyección de agua de las arenas sujetas a este proceso.
11. Proceso de arrendamiento de equipos e instalación.
12. Elaboración de procedimientos operativos.
13. Plan integral de calidad, seguridad industrial y protección ambiental.
14. Inicio de la primera etapa.
15. Plan de monitoreo.
16. Infraestructura para la masificación (diseño, implantación y acondicionamiento de las líneas y plantas de inyección).

En el proceso de simulación del intervalo al que se va a aplicar el proceso de recuperación implica el ajuste del histórico de producción y el histórico de presiones de fondo del pozo.

En el proceso de simulación numérica puede llevarse a cabo con el apoyo de software especializado en yacimientos para la recuperación mejorada con métodos térmicos entre los más conocidos se encuentran ECLIPSE de la compañía Schlumberger y STARS de la compañía CMG los cuales son capaces de realizar pronósticos de las condiciones durante y después de la aplicación de métodos térmicos en el yacimiento.

Antes de poder realizar pronósticos de las condiciones futuras del yacimiento se debe poder reproducir el historial de presiones y presiones del yacimiento, por lo cual resulta necesario sensibilizar las propiedades del sistema roca-fluido, curvas de permeabilidades relativas, composición de los fluidos en el yacimiento, etc.

Arreglo de pozos

Para la el desplazamiento por medio de la inyección de fluidos al yacimiento se con base en los resultados obtenidos en campo se recomienda:

- Usar la inyección en arreglos de 5,7 y 9 pozos en yacimientos con poco buzamiento y cierto grado de heterogeneidad. En estos casos resultan más convenientes los arreglos en línea.
- Utilizar arreglos en línea en yacimientos inclinados, con esto se logra un buen control del frente de barrido.
- De acuerdo con la movilidad de los fluidos desplazante y desplazados por lo cual se recomienda:
 - Un arreglo de pozos invertidos, si la movilidad del fluido desplazante es mayor que la del petróleo.
 - Un arreglo de 7 pozos normal, si la movilidad del fluido desplazante es mayor que la del petróleo.
 - Un arreglo de 5 pozos cuando las movilidades sean iguales.
- Se recomienda el uso de arreglos de 7 pozos sobre los de 5 pozos por las siguientes razones.
 - Mayor eficiencia de barrido areal.
 - Menor número de pozos inyectoros

En la práctica, la selección del tipo de arreglos de pozos depende más de la distribución geométrica de los pozos existentes y de los análisis económicos de los planes de explotación.

El número óptimo de pozos para desarrollar un yacimiento es proporción a la cantidad del petróleo remanente y a la productividad individual de cada pozo, por lo cual los yacimientos con mayor espesor se deben desarrollar con un espaciamiento menor al de los yacimientos de menor espesor. Mientras más adversa sea relación de movilidades ($M > 1$), más pequeño debe ser el espaciamiento para incrementar la eficiencia de barrido.

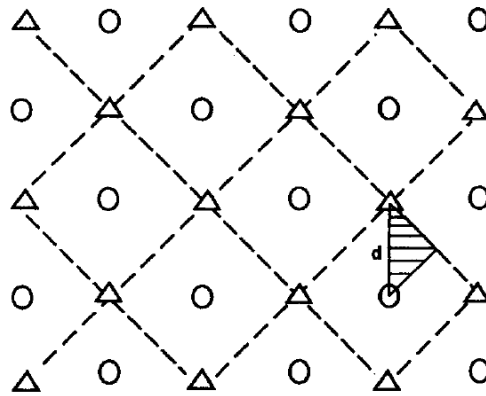


Figura 6.1 Arreglo de 5 pozos

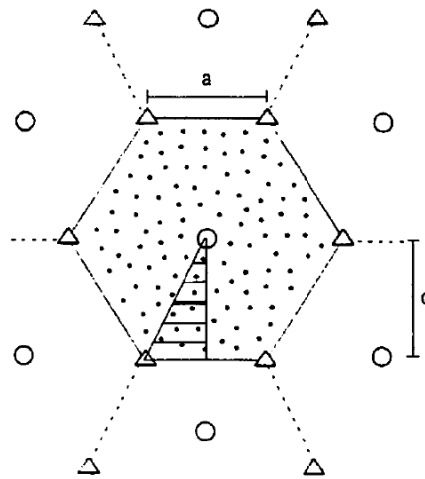


Figura 6.2 Arreglo de 7 pozos

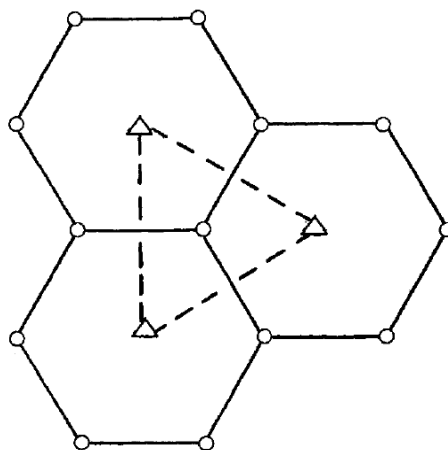


Figura 6.3 Arreglo de 7 pozos invertido ó también conocido como arreglo de 4 pozos

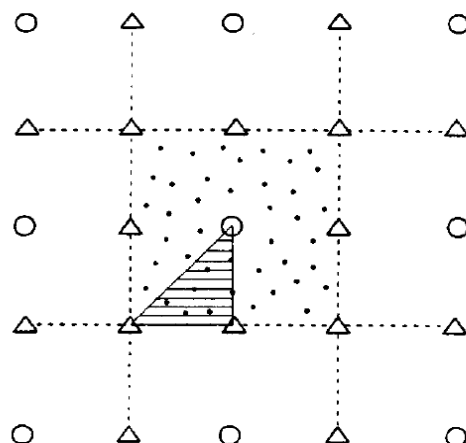


Figura 6.4 Arreglo de 9 pozos

- ▲ Pozo de inyección
- Pozo de producción
- Límite del arreglo

Pozos productores e inyectores

Los pozos productores o inyectores requieren de consideraciones especiales cuando se trata de inyección de fluidos al yacimiento se pueden presentar los siguientes problemas:

- Altas tasas de producción de agua y gas en los pozos de inyección.
- Ruptura de revestidores.
- Fallas mecánicas.
- Perforaciones
- Conificación de agua y gas
- Fallas en el cemento que originan baja eficiencia de barrido y alta producción de los fluidos inyectados

Para remediar estos problemas se utilizan métodos mecánicos, químicos y/o de cementación, además se debe tener en cuenta el tipo de yacimiento.

En los pozos inyectores se colocan herramientas mecánicas colocadas en el fondo para el control de la inyección en las zonas de interés, los empacadores y las válvulas reguladoras se utilizan. Además de requerirse también controles superficiales para fijar la tasa de inyección. Generalmente se utilizan reguladores y válvulas que actúan a través de una restricción dentro del al válvula. Los cueles son de menor precio y mas fáciles de instalar que los colocados en el fondo del pozo.

Dependiendo el tipo de fluido inyectados y de su calidad, pueden depender los problemas que se presenten como la incompatibilidad y/o precipitación de sólidos que originan reducción de permeabilidad y disminución de la inyectabilidad de los fluidos. Los casos de expansión de

¹ Paris de Ferrer Magdalena, Inyeccion de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, Ediciones Astra Data, Maracaibo Venezuela. 2001

arcillas, floculación de asfáltenos y formación de emulsiones son los mas frecuentes. para identificar estos problemas se puede utilizar los graficas de Hall, a partir de las cuales es posible decidir si los pozos se están comportando normalmente, si existe daño o estimulación, o si el agua se esta dirigiendo fuera de la zona de interés.

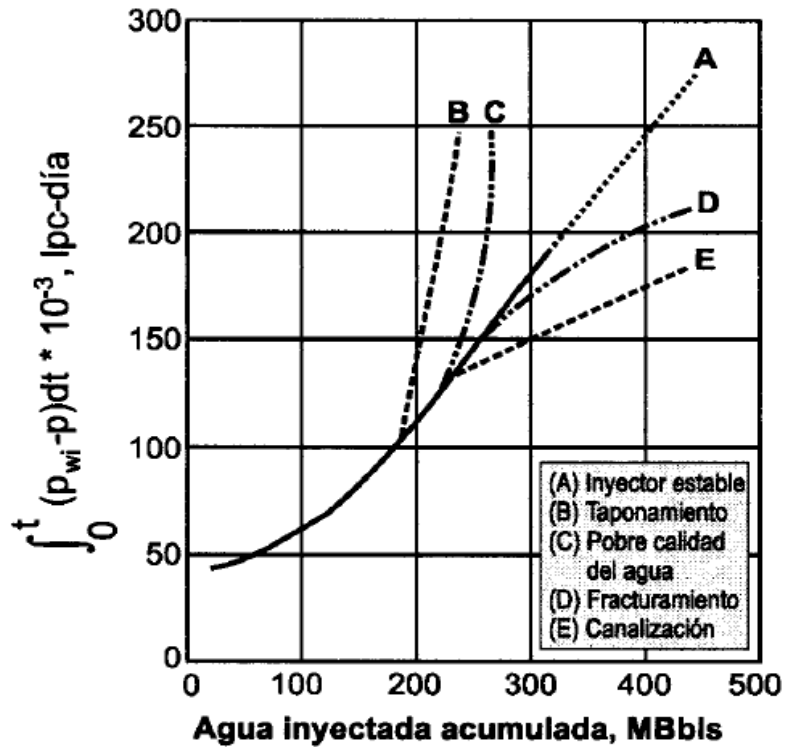


Figura 6.5 Grafico de Hall para varias condiciones de inyección (Smith y Cobb)

El análisis de las graficas de hall permite realizar cambios en las prácticas de operación o la adición de nuevos pozos.

Dependiendo de sus condiciones mecánicas, se recomienda usar pozos inyectores viejos si están bien ubicados para le proceso de invasión y poseen venas condiciones mecánicas, a fin de minimizar la perforación de pozos nuevos.

Otro aspecto importante a cuidar para la aplicación la inyección de fluidos a un yacimiento es la calidad de los fluidos. Los problemas que se pueden originar por un a bajan calidad del fluido son:

- Requerimiento de altas presiones de inyección
- Reducción de eficiencia del barrido lo que implica una disminución la recuperación de aceite In Situ.
- Corrosión de los pozos de inyección
- Taponamiento de la formación y reducción de la inyectabilidad
- Incremento de los trabajos de reacondicionamiento de los pozos de inyección.

En el diseño de las instalaciones de producción también depende del tipo de fluido que se produce, en caso de tratarse de agua se debe tener en cuenta instalaciones para romper las emulsiones y deshidratar el crudo.

Monitoreo efectivo de la producción

La optimización de procesos costosos de recuperación mejorada demanda un excelente monitoreo de producción. Estos datos son utilizados para optimizar el tiempo de las operaciones de remediación en los pozos y analizar el desempeño del yacimiento.

La identificación del vapor, la saturación de crudo y los registros de temperatura provenientes de pozos de observación se utilizan para desarrollar geomodelos de variaciones temporales de saturación de petróleo y temperatura. Esta información se utiliza posteriormente para identificar las áreas que necesitan vapor adicional o las que han alcanzado un estado de maduración de la inyección de vapor. En otros campos, donde resulta apropiado, se han utilizado métodos de monitoreo indirecto. Estos incluyen medidores de inclinación, sensores remotos por satélite y monitoreo de sísmica 4D.

Cuando se refiere a la inyección de fluidos al yacimiento por lo cual se debe contar con datos los cuales son esenciales para la toma de decisiones, con una correcta planeación se pueden lograr pozos inyectores y productores con una alta eficiencia y bajo costo.

El inicio de un proyecto de inyección de fluidos esta en función de diferentes variables como los mecanismos de producción inicial, la presencia y tamaño de acuífero y/o casquete de gas, además de las propiedades de los fluidos, de las cuales la presión de burbuja es una de las mas importantes.

Craig (1971) recomienda para optimizar la recuperación de aceite crudo, que la presión optima para iniciar la invasión de fluidos en el yacimiento es antes que se alcance el punto de burbuja .la presión debes ser entre 200 y 300 psi por encima de la presión de burbuja. Con lo cual se logran las siguientes ventajas:

- El crudo remanente tiene la máxima cantidad de gas disuelto, lo cual genera un factor volumétrico máximo.
- La viscosidad del petrolero es mínima por lo cual la relación de movilidad y la eficiencia de desplazamiento y barrido.
- Los pozos productores tienen un máximo índice de productividad
- No existe retraso de la respuesta en la respuesta del yacimiento a la invasión debido a que se encuentra el yacimiento lleno de líquido.

Algunas desventajas de la realización bajo estas condiciones:

- Se requiere de altas presiones de inyección que incrementa los costos.
- Exigencia de grandes inversiones al comienzo de la vida productiva del yacimiento, cuando resulta mas económico producir con energía propia del yacimiento.

En realidad no existen métodos para calcular directamente el tiempo óptimo para el inicio de un proyecto de inyección de fluidos, por lo cual debe hacerse después de diferentes estrategias de explotación que consideren las diferentes etapas de explotación y luego de un análisis económico correspondiente.

Hay cuatro factores clave para una operación efectiva y eficiente de recuperación mejorada:

- Generación eficiente de vapor
- Distribución efectiva de vapor, en la superficie y en el subsuelo.
- Monitoreo efectivo de la producción.
- Monitoreo efectivo del calor y la saturación en el yacimiento.

En el caso de la implementación de un proyecto de Combustión In-situ se debe tomar en cuenta las instalaciones y procesos a nivel de superficie comprenden:

- Manejo e inyección del fluido ignitor.
- Compresión, manejo e inyección de aire.
- Instalaciones para el sistema de levantamiento.
- Instalaciones para el manejo, separación, tratamiento y transferencia de la producción hacia la estación de Flujo correspondiente.
- Centro de adquisición, control y transmisión automatizado de operaciones.

El programa de estas prueba piloto contemplan varias etapas algunas de las cuales son simultaneas por lo que se debe cuidar la logística.

Al momento de el rompimiento en el pozo productor de debe contar con una planta para tratar y procesar los fluidos producidos. La planta contará con sistemas para el manejo y disposición de los efluentes líquidos y desechos sólidos generados en los procesos de separación, deshidratación y almacenamiento, a fin de dar cumplimiento a la normativa ambiental vigente.

Esta clase de proyectos también precisa de la perforación de un pozo de agua que tendrá como propósitos:

- Servir de línea base y monitoreo del acuífero más cercano dentro del área de influencia directa.
- Suministro de agua a la prueba piloto para fines de operación, restauración ecológica de áreas de deforestadas durante la construcción.

La localización geográfica del campo al cual se realizara el proyecto es muy importante debido a la necesidad de transportar equipo y la construcción de de instalaciones, además se debe cuidar la cercanía con asentamientos humanos debido al riesgo que implica las operaciones del proyecto.

Consideraciones económicas

La evaluación de proyectos de inversión tiene como finalidad, analizar la conveniencia o inconveniencia en el uso de recursos destinados a la ejecución de un proyecto, dirigido a la

solución de un problema o a la satisfacción de necesidades. Los criterios que se utilicen deben garantizar, la eficiencia financiera y económica

Para que un proyecto de inyección sea económicamente viable debe generar ganancias que satisfagan las metas de producción. Por lo cual se requiere una evaluación económica por lo cual se deben formar equipos multidisciplinarios para fijar los objetivos económicos, formular los escenarios, recopilar los datos de producción, operación y rentabilidad, ejecutar los cálculos y análisis de riesgos, así como seleccionar la estrategia de explotación óptima, usando los criterios de valor presente neto, tasa interna de retorno, eficiencia de la inversión.

Tal vez el parámetro que tiene mayor relevancia en la implementación de un método de recuperación mejorada es la cantidad de hidrocarburos recuperables por medio de la implementación de este método contra los costos de operación e implementación.

El precio del petróleo es predominante para la decisión de iniciar un proceso de recuperación mejorada, entre mayor sea el precio del crudo mayor es la rentabilidad al invertir en aumentar al factor de recuperación. el cual es menor en los yacimientos de aceite pesado y extrapesado.

Wilson y Root (1966) proponen un método basado en el modelo bidimensional presentado por Chu, compara el costo del calentamiento del yacimiento. La principal consideración es considerar el costo del calentamiento del yacimiento de las mismas dimensiones para la inyección de vapor o para la combustión in-situ. De lo cual se concluye:

- La combustión In-situ es favorecido por sobre la inyección de vapor en intervalos de poco espesor y en presiones altas.
- Entre mayor sea la depositación de coque , mayores son la ventajas de la inyección de vapor sobre la combustión In-Situ
- A mayor profundidad del intervalo, la combustión In situ resulta mas favorable a comparación de la inyección de vapor.
- A gasto de inyección bajos es más económica a la inyección de vapor con respecto a la inyección de aire.
- A mayores pérdidas de calor por la profundidad favorecen a la combustión.

Una de las consideraciones económicas que deben ser consideradas es la del cálculo de volumen recuperable atribuido al la recuperación mejorada.

La estimación de las cantidades de crudo y gas originales en sitio, es realizado a través de la ingeniería de yacimientos la cual es una rama de la ingeniería de petróleo. Esta se apoya en técnicas probabilísticas y de cálculos matemáticos y físicos con lo cual se ha logrado alcanzar métodos de alta confiabilidad que permiten estimar y predecir los comportamientos del yacimiento durante la producción y/o incluso antes de ella.

Los datos geológicos y físicos de un yacimiento para el momento en que este es descubierto, no son necesariamente conocidos por lo tanto es necesario idear un plan que permita de forma redituable, la explotación del yacimiento teniendo así el mayor margen de recobro posible.

Entre los métodos más importantes para estos cálculos son:

- Método por analogía: este es utilizado principalmente en la etapa exploratoria, cuando se descubren yacimientos de los cuales no se dispone información apropiada y se requiere estimar el volumen de aceite In- situ y reservas para tener una idea de su potencial, el mismo toma en consideraciones las características similares existentes con los yacimientos que se encuentran cercanos al de interés además de la información que aporta una comparación entre pozos.
- Método volumétrico: este es empleado en las etapas iniciales donde se empieza a conocer el campo o yacimiento, se fundamenta en la estimación de las propiedades petrofísicas de la roca y de los fluidos que se encuentra en el yacimiento aún cuando no se ha empezado a producir. Este es uno de los métodos más utilizado comúnmente.

Para el cálculo de de volumen de aceite residual, se deben tomar en cuenta ciertos parámetros que permiten mejorar la estimación e reservas de hidrocarburos, ya que los mismos contribuyen de manera directa a una mayor exactitud de estos cálculos.

Estos parámetros pueden ser:

- Determinación del volumen de roca.
- Determinación de la porosidad promedio.
- Eficiencia de recobro o factor de recuperación.

Métodos basados en el análisis del comportamiento de yacimientos:

- Balance de materiales: se fundamenta en la premisa que dice que el volumen poroso de un yacimiento permanece constante o cambia de una manera pronosticable cuando la presión del yacimiento disminuye como consecuencia de la producción de fluidos, como el volumen poroso permanece constante esto está indicando que los fluidos remanentes en el yacimiento se están expandiendo, ocupando así el volumen dejado por la salida de los fluidos producidos, también permite conocer el comportamiento de los fluidos dentro del yacimiento.
- Análisis de curvas de declinación de producción: se define como la declinación de un pozo mediante la disminución progresiva y continua de su producción partiendo de su valor máximo inicial.
- Análisis del mecanismo: Una vez analizada y comprendida la historia de la declinación histórica en términos de los mecanismos, es posible inclusive ajustar los pronósticos o extrapolación futura para acomodar cambios posibles en condiciones operacionales.
- Factor o grado de agotamiento: Es un dato que permite relacionar presiones iniciales y finales dentro del yacimiento y así poder determinar cual será la presión de abandono en que se detendrá la producción.
- Análisis estadístico: es otra forma de realizar un análisis de declinación de producción (tasa contra tiempo ó contra la producción acumulada).
- Método de simulación y modelación computarizada de yacimientos: es utilizado como herramienta fundamental de ecuaciones y aspectos físicos relacionados con el método volumétrico y de balanceo de materiales.
- Método probabilístico para la determinación de reservas: se basa en la revisión de datos geológicos, ingenieriles y económicos de un campo que se encuentra parcialmente perforado.

La técnica Monte Carlo es usada en diferentes campos de estudios, pero enfocándonos en el área que nos interesa que es de Ingeniería de Petróleo, la misma es utilizada a nivel de análisis de yacimientos, consistiendo su uso en tomar muestras de la distribución de probabilidad de cada uno de los parámetros considerados estadísticos y sustituirlos en la ecuación del método volumétrico para obtener un valor de N.

Conclusiones y recomendaciones

Por la demanda de hidrocarburos se hace necesario incrementar la investigación de recuperación mejorada que pueda incrementar el volumen recuperable de hidrocarburos. Por la experiencia en otros países como Canadá y Venezuela se conoce el gran potencial que representan los métodos térmicos, los cuales no han sido ampliamente aplicados en campos de México.

Es recomendable analizar las propiedades de los campos y los fluidos que contienen como lo son profundidad del yacimiento densidad del aceite, permeabilidad, porosidad, etc., para que sean comparados con los criterios de selección generados por la experiencia en campos en los cuales la aplicación de los métodos ha resultado. Con esto se conocerá los campos que tiene un potencial real para el aumento del volumen recuperable.

La tecnología es una limitante para poner en marcha un proyecto de este tipo debido a que tal vez no se encuentre disponible o no exista un especialista para llevar a cabo desde la caracterización, dimensionamiento de equipo y aplicación del proyecto. Por lo cual es necesaria la capacitación de expertos y técnicos para que los proyectos resulten sin complicaciones.

Otra alternativa es el análisis de técnicas derivadas de métodos mas específicos, como la combinación de 2 ó más métodos de recuperación mejorada, algunos de los cuales están descritos a grandes rasgos en esta trabajo.

Con las aplicaciones y software especializado se puede realizar simulaciones mas rápidas y mas confiables de los procesos de recuperación mejorada y con base en esto tener una mejor caracterización del el proceso, con lo cual se puede tomar mejores decisiones.

La combustión In-Situ se encuentra en etapa de pruebas. Por lo cual las pruebas en laboratorio juegan un papel muy importante en la decisión de la implementación de un proyecto.

Las principales características del campo que deben ser tomadas en cuenta para la aplicación de un proyecto de recuperación mejorada por alguno de los métodos térmicos tratado en este trabajo son:

- Arreglo de pozos de pozos existentes.
- Instalaciones superficiales de producción y de tratamiento de los fluidos producidos.
- Abastecimiento de tanto de fluido de inyección como de combustible para la maquinaria requerida.

La terminación en los nuevos pozos debe ir orientada no solo para la explotación por la energía del yacimiento se debe considera la aplicación de la recuperación mejorada, en caso de que estos puedan ser aplicadas y resulten económicamente rentables.

La relación costo beneficio tal vez el rol más importante en la toma de decisión de la aplicación del proyecto. El análisis económico debe tener como base principal el precio del barril de petróleo y el volumen de aceite recuperable con la aplicación del método de recuperación térmico debía a que la combustión In-situ se encuentra en fase de pruebas.

El análisis de la explotación del yacimiento es básico para la explotación, pero este se debe apoyar en el área de producción de pozos, porque el ritmo y técnicas de aplicación dependen del momento en el que se debe iniciar con la aplicación de la recuperación mejorada, además que esta íntimamente ligado con el volumen de aceite recuperado a lo largo de la vida productiva del yacimiento.

Existe investigación sobre los métodos de recuperación mejorada en México la cual esta siendo principalmente llevada por el Instituto Mexicano del Petróleo, la cual debes ser difundida para que a un corto plaza pueda ser llevada a la práctica.

1. Abdul-Jaleel; Abdullah Al-Khalifah, Determination of Absolute and Relative Permeability Using Well Test Analysis. Department of Petroleum Engineering, Stanford University USA, 1988.
2. Alkhatha'ami Mohammad, Permeability, Porosity and Skin Factor
3. Aranda Suarez Edgar Octavio; Loreto Mendoza Eduardo G., Apuntes de Recuperación Mejorada, Facultad de Ingeniería, DCT, UNAM, México, D.F. 2004.
4. Aurel Carcoana, Applied Enhances Oil Recovery, New Jersey, Estados Unidos, 1992.
5. Brownscombe, E. R., Slobod, R. L., and Caudle, B. H., Laboratory determination of relative permeability, Oil Gas J., 48, 98, 1950.
6. Buckley-Leveret Flow Including Tracers, Society of Petroleum Engineers Journal.
7. Buckley, S. E. and Leverett, M. C., Mechanism of fluid displacement in sands, Trans. AIME, 1942.
8. Caudle, B. H., Slobod, R. L., and Brownscombe, E. R. W., Further developments in the laboratory Determination of relative permeability, Trans. AIME, 1951.
9. Cobb William M.; Smit James T., Waterflooding,
10. Corey, A. T., Rathjens, C. H., Henderson, J. H., and Wyllie, M. R. J., Three-phase relative permeability, J. Pet. Technol., Nov., 63, 1956
11. Cruz Juana, Criterios de Selección para Métodos de Recuperación Secundaria y Mejorada Version 1.0 , IMP, 2006.
12. Deniz Sumnu-Dindoruk, 2008, Analytical Solution of Nonisothermal
13. Don W. Green; G. Paul Willhite, Enhanced Oil recovery, Prentice-Hall Inc.,
14. Erle C. Donalson; George V. Chilingarian, Enhanced Oil Recovery I Fundamentals and Analyses, Elsevier Science Publishers, Netherlands, 1985
15. Erle C. Donalson; George V. Chilingarian, Enhanced Oil Recovery II Processes and Operations, Elsevier Science Publishers, Netherlands, 1985.
16. Farouq Alí, S.M. y Thomas, S. The Promise and Problems of Enhanced Oil Recovery Methods, JCPT (Sept. 1996) Vol. 35, N° 7.
17. Fournier K.P., 1965, A Numerical Method for Computing Recovery of Oil by Hot Water Injection in a Radial System, Society of Petroleum Engineers Journal. Union Oil co. of California, Brea California
18. Gates, J. I. and Leitz, W. T., Relative permeabilities of California cores by the capillary-pressure method, Drilling and Production Practices, American Petroleum Institute, Washington, D.C. 1950, 285.

19. Geffen, T. M., Owens, W. W., Parrish, D. R., and Morse, R. A., Experimental investigation of factors affecting laboratory relative permeability measurements, Trans. AIME, 1951.
20. Green, D.W. y Willhite, G.P. Enhanced Oil Recovery, Textbook Series, SPE, Richardson, TX (1998)
21. Hassler, G. L., U.S. Patent 2,345,935, 1944.
22. Henderson, J. H. and Yuster, S.T., Relative Permeability study, World Oil, 3, 139, 1948.
23. H. K: Van Poolen, Fundamental of Enhanced Oil recovery, PennWell Books, Tulsa, Oklahoma
24. Josendal, V. A., Sandiford, B. B., and Wilson, J. W., Improved multiphase flow studies employing radioactive tracers, Trans. AIME, 195, 65, 1952.
25. M. Muskat; R.D. Wyckoff, The Flow of Homogeneous Fluids Thorough Porous Media, Mc Graw-Hill, Michigan, USA. 1946.
26. Mehdi Honarpour, Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, CRC Press Inc. Boca Raton, Florida.
27. Mungan, N., Petroleum Consultants Ltd., personal communication, 1982.
28. Paris de Ferrer Magdalena, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, Ediciones Astra Data, Maracaibo Venezuela. 2001
29. Morse, R. A., Terwilliger, P. L., and Yuster, S. T., Relative permeability measurements on small samples, Oil Gas J., 46, 109, 1947.
30. National Institute for Petroleum and Energy Research (NIPER): Enhanced Oil Recovery Information, Bartlesville-Okiahoma (Abril 1986).
31. Latil Marcel, Enhanced oil Recovery, Instituto Frances del Petroleo, 1980.
32. Leas, W. J., Jenks, L. H., and Russell, Charles D., Relative permeability to gas, Trans. AIME, 189, 65, 1950.
33. Leverett, M. C., Capillary behavior in porous solids, Trans. AIME, 1941.
34. Loomis, A. G. and Crowell, D. C., Relative Permeability Studies: Gas-Oil and Water-Oil Systems, U.S. Bureau of Mines Bulletin Bartlesville, Okla., 1962, 599.
35. Osoba, J. S., Richardson, J. G., Kerver, J. K., Hafford, J. A., and Blair, P. M., Laboratory relative.
36. Permeability measurements, Trans. AIME, 192, 47, 1951.
37. Partha S. Sarathi, In-Situ Combustion Handbook-Principles and Practice, National Petroleum Technology office U.S. Department of Energy, Tulsa, Oklahoma, 1999.

38. Pope A. Gary, 1980, The Application of Fractional Flow Theory to Enhanced Oil Recovery, SPE, University of Texas.
39. Rapoport, L. A. and Leas, W. J., Relative permeability to liquid in liquid-gas systems, Trans. AIME, 1951.
40. Richardson, J. G., Kerver, J. K., Hafford, J. A., and Osoba, J. S., Laboratory Determination of Relative Permeability, Trans. AIME, 1952.
41. Roger M. Butler, Thermal Recovery of Oil and Bitumen, GravDrain Inc. Calgary Alberta Canada, 1997.
42. Rose, W., Some problems in applying the Hassler relative permeability method, J. Pet. Technol., 8, 1161, 1980.
43. Salager Jean Louis, Recuperación Mejorada del Petróleo, Universidad de los Andes, Merida, Venezuela, 2005.
44. Satter, A. y Thakur, G. Integrated Petroleum Reservoir Management, PennWell Publishing Company, Tulsa-Oklahoma (1994).
45. S.M. Farouq Ali; J.A. Jones, R.F. Meldau, Practical Heavy Oil Recovery, University of Alberta.
46. Teknica Petroleum Services Ltd., Enhanced Oil Recovery, Teknica, Calgary, Alberta Canada, 2001.
47. Thakur, G. y Satter, A. Integrated Waterflood Asset Management, Pennwell Publishing Company, Tulsa-Oklahoma (1998).
48. Welge H.J. A simplified method for computing recovery by gas or water drive, Trans. AIME, 1952.
49. Willhite, G.P. Waterflooding, Textbook Series, SPE, Richardson, TX (1986).
50. Zhangxin Chen, Reservoir Simulation Mathematical Techniques in Oil Recovery, University of Calgary, 2007.
51. Zoltan E. Heinemann, Petroleum Recovery, Textbook Series, Volumen 3, Petroleum Engineering Department, Montanuniversität Leoben, Leoben, 2003