

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



**"Aplicación del Método de
Inyección de Vapor Intermitente
para Producir Crudos Pesados"**

TESIS

Para optar el título profesional de:

INGENIERO DE PETROLEO

Gilberto Rafael Mendieta García

Promoción 1993-0

**Lima-Perú
1997**

INDICE

INTRODUCCION	1
--------------------	---

CAPITULO I

GENERALIDADES	3
1 . 1 FUERZAS PRIMARIAS DEL RESERVORIO	3
1 . 2 METODOS DE PRODUCCION	4
1 . 3 PRINCIPIO EN QUE SE BASAN LOS METODOS TERMICOS	5

CAPITULO II

CARACTERIZACION DE UN RESERVORIO PARA LA APLICACION DEL METODO DE INYECCION DE VAPOR INTERMITENTE	8
2 . 1 CONSIDERACIONES SOBRE LAS ARENAS PETROLIFERAS	9
2 . 2 CARACTERISTICAS PETROFISICAS DEL RESERVORIO	10
2 . 3 CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS	13
2 . 4 OTRAS CONSIDERACIONES A TOMAR EN CUENTA	15

CAPITULO III

AGUA	18
3 . 1 FUENTES PRINCIPALES DE AGUA	18
3 . 2 SELECCION DE LA FUENTE	22
3 . 3 TRATAMIENTO DEL AGUA	23
3 . 4 EQUIPO PARA EL TRATAMIENTO DEL AGUA	25
3 . 5 PROTECCION AMBIENTAL	27

CAPITULO IV

DESCRIPCION DEL METODO Y SU APLICACION	30
4 . 1 HISTORIA DE LA INYECCION DE VAPOR INTERMITENTE	30
4 . 2 DESCRIPCION GENERAL	32
4 . 3 METODOLOGIA DE CALCULO	37
4 . 4 FACTORES IMPORTANTES EN LA INYECCION DE VAPOR INTERMITENTE	63
4 . 5 AFECCION DE LA TEMPERATURA A LOS METALES Y OTROS ...	75

CAPITULO V

ANALISIS ECONOMICO	77
--------------------------	----

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	85
--------------------------------------	----

CAPITULO VII

ANEXOS	87
--------------	----

INTRODUCCION

En la industria del petróleo se recurre cada vez mas a nuevos métodos de recuperación para continuar la explotación de campos antiguos, éstos constituyen fuentes principales de abastecimiento, convenientes de seguir siendo explotados por las instalaciones que allí se tienen además de las ventajas en cuanto a transporte y acceso a los mercados, ventajas que se han incrementado a través del tiempo.

Si bien es cierto, que hace años que se experimenta en el campo y en el laboratorio, acerca de la recuperación del petróleo por métodos térmicos lo que se busca es encontrar un método que permita ayudar a las fuerzas naturales del reservorio, de manera tal que el fluido que no llega por si solo al fondo del pozo, pueda ser producido aplicando un método de recuperación térmica.

El Ingeniero de Petróleo deberá tener un conocimiento profundo de la Ingeniería de yacimientos y de los avances tecnológicos y su aplicación en los pozos petroleros, como también adaptarse a las restricciones y oportunidades ofrecidas por las condiciones del yacimiento y todos los factores económicos inherentes a las operaciones de la empresa.

El presente trabajo busca en primer lugar mostrar las grandes posibilidades de la aplicación de la inyección de vapor intermitente para producir crudos pesados orientadas a los campos petrolíferos ya existentes.

Como todo proyecto de desarrollo de un campo petrolífero, la aplicación de la inyección de vapor intermitente para producir crudos pesados, involucra las siguientes dos ópticas:

- Desde el punto de vista económico
- Desde el punto de vista técnico del reservorio

Desde el punto de vista económico, se toma en cuenta una evaluación económica en base a reservas de petróleo pesado, precios de comercialización, retorno de la inversión, etc.

Desde el punto de vista técnico del reservorio, se toma en cuenta el comportamiento del campo en términos de caudal de producción y cantidad de petróleo producido durante la producción primaria.

En el presente trabajo, los fundamentos teóricos y su aplicación para la inyección de vapor intermitente, así como los lineamientos generales, fundamentales y básicos de esta técnica, se muestran para una futura aplicación en un reservorio donde se cumplan las condiciones requeridas para esta aplicación.

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1 FUERZAS PRIMARIAS DEL RESERVORIO

Las fuerzas naturales existentes en el reservorio, las cuales contribuyen en la expulsión del petróleo de la formación hacia el pozo, que controlan y son responsables del comportamiento de los fluidos dentro del reservorio son :

- a) Fuerza resistiva de viscosidad**
- b) Fuerza de la gravedad**
- c) Fuerza de acción capilar**

Las fuerzas resistivas de viscosidad actúan en forma directamente proporcional a los diferenciales de presión presentes dentro del reservorio y son dependientes del tipo de fluido (viscosidad) y del tipo del reservorio. Estas fuerzas son restrictivas por que tienen que ser superadas para que los fluidos puedan ser producidos.

La fuerza de la gravedad puede considerarse como una fuerza que actúa en dos sentidos, como impulsora que se manifiesta ayudando a la segregación de los fluidos dentro del reservorio facilitando el drenaje de las estructuras, y como restrictiva dado a que se opone al flujo vertical de los fluidos.

Las fuerzas capilares son las que permiten al reservorio la retención de cierta cantidad de agua connata dentro de la zona de petróleo contra la tendencia de la gravedad de llevarla al fondo del reservorio y es , en gran parte, responsable de la retención del petróleo dentro del espacio poroso contra la acción favorable de una diferencial de presión. Estas fuerzas están en relación directa con las áreas involucradas y pueden considerarse como fuerzas retentivas.

Durante la etapa de producción de cualquier reservorio, todas estas fuerzas primarias están activas. Pero en ciertas etapas un grupo de ellas puede ser dominante mientras que las otras se convierten en insignificantes.

1.2 METODOS DE PRODUCCION

En los primeros años del desarrollo de la industria del petróleo los yacimientos se explotaban sin control alguno ni racionamiento de la producción, y cuando un pozo dejaba de fluir, a un régimen económicamente rentable era cerrado y abandonado pues ya había otorgado ganancias a su propietario.

Con el paso de los años se hizo necesario el estudio de las reservas con respecto a su mecanismo de empuje, límites, petróleo in-situ, etc. Posteriormente se hicieron trabajos que permitieran recuperar el petróleo que aún permanecía sin ser producido por que los reservorios no eran capaces de llevar el petróleo hasta la superficie por su propia energía.

Con el progreso de la industria se desarrollaron procesos térmicos y otros mas o menos convencionales mediante los cuales se trató de recuperar mayores porcentajes del petróleo original in-situ.

En lo concerniente a los métodos convencionales, se han hecho análisis de sus teorías, ecuaciones en las que se basan y factores que afectan la recuperación. La mayor parte de estos métodos es producto de investigaciones realizadas en el laboratorio simulando las condiciones de campo.

En los procesos térmicos, el objetivo es reducir la viscosidad del petróleo en el reservorio para mejorar así su movilidad

La movilidad está definida como la relación entre la permeabilidad de la roca dividida por la viscosidad del fluido, un análisis simple, para la variación de la movilidad, y por ende, mayor factibilidad de producción, nos indica que será necesario la disminución de la viscosidad, ya que la permeabilidad efectiva es una característica inherente de la roca respecto al fluido.

1.3 PRINCIPIO EN QUE SE BASAN LOS METODOS TERMICOS

La aplicación de los métodos térmicos en la recuperación de petróleo se basa en la disminución de viscosidad de éste debido al aumento de la temperatura, lo que incrementa su movilidad si las otras condiciones no varían, aunque se emplean mas frecuentemente para producir crudos de gravedad A.P.I. muy baja, en los cuales la viscosidad es tan alta que no puede fluir del reservorio al pozo a grandes regímenes de producción.

El efecto que el aumento de temperatura causa en la viscosidad y eficiencia de desplazamiento de crudos pesados lo podemos apreciar en la fig. 1, basado en datos de laboratorio para dos crudos de 13° A.P.I. y de 32° A.P.I., que demuestra el aspecto inherente a los métodos térmicos que los hace únicos entre los procedimientos de recuperación.

La recuperación térmica se clasifica en 2 grupos los cuales se originan

- a) Cuando el calor es generado in-situ y
- b) Cuando el calor es inyectado al reservorio

1.3.1 COMBUSTION IN-SITU

El proceso de combustión in-situ consiste básicamente en inflamar el petróleo en el reservorio y mover este frente de combustión lentamente desde un pozo a otro por inyección continua de aire. Dentro de este caso tenemos principalmente tres procesos a los que se les ha dado mayor atención:

1.- El Proceso de Onda de Calor.- Que consiste en la formación de una gran onda de calor propagada por gases de contenido de oxígeno limitado para controlar la velocidad de avance del frente de combustión.

2.- Combustión Parcial.- Desde el pozo inyector y se propaga la onda de calor hacia el pozo productor inyectando los gases producidos (en ciclos).

3.- Combustión Inversa.- En donde se conduce el frente de calor en sentido inverso al flujo de aire.

Todos estos procesos comprenden los mismos principios generales, así podemos referirnos a la fig. 2, a medida que el frente de combustión se mueve lentamente desde el pozo inyector hacia el productor.

En el proceso básico de combustión in-situ ocurren simultáneamente varios mecanismos de desplazamiento pero relacionados, estos mecanismos son :

- a) Empuje de vapor condensado
- b) Empuje de gas
- c) Mecanismo de producción por mezcla
- d) Mecanismo Térmico de producción

1.3.2 INYECCION DE VAPOR

Por casi 100 años el vapor ha sido usado para intentar resolver los problemas de la baja recuperación de petróleo en algunos reservorios, este método se ha vuelto un tópico de mucha discusión sobre todo hay muchos estudios de laboratorio y pruebas de campo que demuestran que la inyección de vapor puede significativamente incrementar a la vez el régimen de producción y mejorar la movilidad de los fluidos.

La inyección de vapor opera de una manera similar a una inyección de agua. Este proceso puede ser usado cuando la viscosidad es grande para un eficiente desplazamiento por agua. El espaciamento de los pozos es frecuentemente más pequeño que para una inyección de agua y la mejor recuperación se hace por un arreglo de 5 puntos.

Este proceso no puede ser usado para grandes profundidades (que sobrepasen los 2500 ft.), donde la presión hidrostática excedería la presión crítica de vapor. La pérdida de calor del reservorio puede ser excesiva si la zona productiva es muy delgada.

El calor que es liberado cuando se condensa el vapor es llamado calor latente de vaporización. Un gran valor de calor latente tiende a incrementar la eficiencia térmica de los proyectos de inyección de vapor, y el contenido de calor latente de vapor decrece con incrementos de vapor, alcanzando cero en el punto crítico. Así la baja presión en los proyectos de inyección de vapor tiende a comportarse mejor que proyectos de alta presión

La figura 3 muestra una representación idealizada de un flujo de vapor en el reservorio.

El área cercana al pozo inyector contiene vapor con una cierta saturación de petróleo residual adherido a los granos de las arenas. La condensación de la zona de vapor es la zona de transición del agua caliente. La temperatura en esta zona varía provocando que los fluidos se puedan movilizar mucho mejor en forma gradual hacia la

zona del banco de petróleo. La zona del banco de petróleo está la temperatura original del reservorio, pero posee una gran saturación de petróleo, similar a las condiciones originales del reservorio por que el desplazamiento de la zona de transición en la ultima zona no es afectado por el vapor, permaneciendo a las condiciones originales del reservorio.

Los principales mecanismos de desplazamiento en la inyección de vapor que causan una gran recuperación son

- a) Expansión térmica del petróleo en el lugar**
- b) Reducción de la viscosidad**
- c) Desplazamiento por vapor destilado**

1 . 3 . 3 INYECCION DE AGUA CALIENTE

La inyección de agua caliente es probablemente uno de los métodos mas simple y seguro de los procesos térmicos. También puede ser uno de los mas económicos y uno de los mas provechosos para un reservorio determinado. En la decisión entre la inyección de vapor o la inyección de agua caliente a un reservorio, varios factores importantes deberán ser considerados.

Si la inyección de agua caliente y la inyección de vapor son conducidas en la misma fase de inyección y temperatura, y bajo las mismas condiciones de reservorio, la expansión térmica del petróleo en el lugar y la reducción de su viscosidad deberían ser las mismas para ambos procesos.

En general, la inyección de agua caliente no aumenta significativamente los costos por BTU inyectado, sin embargo, puede ser automatizada mientras que la inyección de vapor requeriría una continua supervisión. La decisión para adoptar uno de estos tipos de inyección, de vapor o agua caliente para un reservorio deberá ser determinada en base al resultado de los análisis de los procesos que resulten mas atractivos para la inversión.

CAPITULO II

CARACTERIZACION DE UN RESERVORIO PARA APLICACION DEL METODO DE INYECCION DE VAPOR INTERMITENTE

Cuando se selecciona un proceso de recuperación mejorada para un reservorio determinado, muchos aspectos deben ser considerados. Obviamente, las reservas de petróleo remanentes en el reservorio deben ser lo suficientemente justificables para el proyecto.

Inicialmente los valores que afectan directamente el contenido de petróleo tales como: Porosidad, Saturación de petróleo y Espesor de la formación deben ser evaluadas. Luego las características del reservorio deben ser estudiadas, la permeabilidad de la formación determina las presiones del proceso, y ambas son importantes para el diseño del proyecto. Las características del petróleo deben también ser evaluadas, muchos de estos factores, junto con la profundidad de la formación, son importantes para el proceso de selección y la economía del proyecto.

La profundidad de la formación debe ser considerada cuando se diseña el proyecto térmico debido a que la inversión y costos de operación se incrementan con la profundidad. Proyectos más profundos usualmente operan a mayores presiones, y las características del reservorio y regímenes de inyección afectan la presión del proyecto. Estos factores deben ser estudiados conjuntamente con la profundidad como factor de control, de tal forma que la presión de sobrecarga no sea excedida, sin embargo, la profundidad del reservorio no es el factor decisivo dentro de ciertos rangos y todos los reservorios prospectables deberían ser evaluados para una recuperación térmica.

2 . 1 CONSIDERACIONES SOBRE LAS ARENAS PETROLIFERAS

Para considerar un proyecto de inyección de vapor, se deberá contar con un estudio completo de la uniformidad de las formaciones de interés, grados de homogeneidad, textura (tamaño, distribución, contenido de arcillas y forma de los granos) y de la composición mineralógica de las arenas petrolíferas a fin de prevenir posibles problemas en el futuro del proyecto, tales como : migración de finos, hinchamiento de arcillas.

2 . 1 . 1 COMPOSICION MINERALOGICA

Es necesario tener un conocimiento preciso de la composición mineralógica de la formación en la cual se va realizar la inyección de vapor. Siendo un aspecto importante conocer la naturaleza de las arcillas mediante un análisis por microscopio electrónico.

El comportamiento deleznable de las formaciones y la presencia de minerales arcillosos, hace necesario que el agua utilizada para la inyección de vapor sea tratada considerando los aspectos que puedan presentarse durante la inyección, por lo tanto, mediante el tratamiento deberá reducirse el daño a la formación por la presencia de minerales de arcilla y migración de finos.

2 . 2 CARACTERISTICAS PETROFISICAS DEL RESERVORIO

La alta porosidad y alta saturación del petróleo son características del reservorio deseadas para estimulación con vapor. La alta permeabilidad es también conveniente por requerir de menores presiones y gastos de operación. Sin embargo, la baja porosidad usualmente encontrada en reservorios consolidados a mayores profundidades, frecuentemente posee características que hacen factible las aplicaciones de desplazamiento térmico.

Los reservorios mas profundos ofrecen otras ventajas. La temperatura del reservorio es mas alta, de tal forma que la viscosidad es mas baja y la solubilidad del gas es mucho mayor a altas presiones.

A profundidades mayores a 2500 pies los proyectos de estimulación por vapor son mas difíciles de diseñar y operar debido a problemas mecánicos que ocurren con la tubería de revestimiento y alta pérdida de calor.

2 . 2 . 1 GEOLOGIA Y ESTRUCTURA

La estructura del reservorio mas deseada para operaciones térmicas depende en una gran parte de la movilidad del petróleo contenido en él. Cuando el petróleo es movable, las operaciones de producción e inyección son grandemente simplificadas. El desplazamiento del petróleo y la producción tienden a igualizarse, y la recuperación de petróleo es alta. Sin embargo los métodos térmicos (o algún otro proceso) usualmente requieren diferentes, y a menudo complicadas, técnicas para producir petróleo de baja movilidad. Las características estructurales del reservorio algunas veces pueden ser usadas para mejorar el rendimiento del desplazamiento térmico.

Otras características son a menudo ventajosas para el proceso térmico, cuando se está produciendo petróleo de alta viscosidad y baja movilidad. Operaciones de combustión in-situ o inyección de vapor en un reservorio que produce petróleo de baja gravedad y alta viscosidad a partir de pozos fríos que tienen baja productividad, incrementan el régimen de producción cuando se modifican las condiciones de movilidad del reservorio.

En un reservorio de baja movilidad, un perfil de permeabilidad heterogénea o líneas de alta permeabilidad son preferidos. En un reservorio produciendo petróleo de este tipo, los pozos no producirán a regímenes adecuados cuando están fríos.

Los requerimientos estructurales adicionales, aplicables a cualquier reservorio, incluyen lo siguiente:

- 1) Una lutita competente o capa de roca debe estar encima del reservorio para mantener la presión en la formación.
- 2) Una comunicación directa del petróleo con un acuífero es permisible en la mayoría de los casos. Los pozos deben ser completados desde la superficie hasta la zona productiva, y altas presiones en la cara de la formación no deberían ser permitidas hasta que haya transcurrido un cierto tiempo.

2.2.2 CARACTERISTICA TERMICA DE LA ROCA RESERVORIO

Las propiedades térmicas de la roca matriz deben ser incorporadas al proyecto de diseño. Usualmente estos son evaluados con el reservorio en condiciones de saturación de petróleo, agua y gas. Las propiedades de flujo en el reservorio pueden ser afectadas por un incremento de temperatura. Por lo tanto, el mayor factor básico para proyectos de diseño es la capacidad calorífica sistema - reservorio.

2.2.2.1 CAPACIDAD CALORIFICA

Muchos de los conocimientos acerca de las propiedades térmicas del reservorio petrolífero vienen de Somerton¹. La fig. 4 muestra el calor específico de las arenas y arcillas aceitosas. Estas medidas fueron hechas en muestras secas, así la capacidad calorífica del fluido debe ser agregada a los datos de la roca matriz.

$$(\rho C)_r = (1 - \phi)(\rho C)_m + \phi \left[\frac{S_o(\rho C)_o}{Bo} + \frac{S_g(\rho C)_g}{Bg(5.615)} + \frac{S_w(\rho C)_w}{Bw} \right], \text{ BTU}/(\text{ft}^3 \cdot ^\circ\text{F}) \dots (1)$$

$(\rho C)_r$ = Representa la cantidad de calor usada por calentar el petróleo, agua y los granos de la roca.

Donde :

r = Reservorio

ρ = Densidad a condiciones standard lb/ft³

C = Capacidad calorífica a la temperatura de reservorio

m = Roca matriz

ρ_m = 165 lb/ft³ para la mayoría de las rocas

- o = Petróleo
- w = Agua
- g = Gas

2.2.2.2 CONDUCTIVIDAD TERMICA

La conductividad térmica de las formaciones adyacentes es de gran importancia en los cálculos térmicos, pero no es bien conocido. Generalmente, la conductividad térmica de la roca aumenta cuando se incrementa los líquidos saturados o disminuye en porosidad. La conductividad térmica de la roca es mostrada en la fig. 5. Es dada como una razón de la conductividad para 200°F en la tabla 1, nótese que los valores son graficados para una clase inicial y la conductividad empieza a 200°F, debe ser usada para calcular la conductividad térmica de una arena consolidada.

$$K = 0.30\rho - 3.2\phi + 0.530k^{0.10} + 0.0130F - 0.031 \quad \dots\dots(2)$$

Donde:

- K = Conductividad térmica , BTU/hr-ft-°F
- ρ = Densidad , gr./cm.³
- ϕ = Porosidad
- k = Permeabilidad , md
- F = Factor de resistividad de la formación (tabla 2)

El efecto de la saturación del liquido en la conductividad térmica de una arena consolidada esta representada en la ecuación:

$$\frac{K_s}{K_d} = 1.000 + 0.30 \left[\frac{K_e}{K_a} - 1.00 \right]^{0.33} + 4.57 \left[\frac{\phi}{1-\phi} \times \frac{K_e}{K_d} \right]^{0.48m} \left[\frac{\rho_s}{\rho_d} \right]^{-0.43} \quad \dots(3)$$

Donde:

- K = Conductividad térmica
- ϕ = Porosidad
- ρ = Densidad de la roca
- m = Factor de cementación de archie
- a = Aire
- d = Roca seca
- e = Saturación del fluido en la fase húmeda
- s = Liquido saturado en la roca

2.3 CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS

En los proyectos térmicos siempre se tiene una gran preocupación por ciertas propiedades de los fluidos del reservorio. Como la gravedad del petróleo, la viscosidad y la movilidad. Para poder tener un concepto más claro de lo que sucede en el reservorio y cómo se comportarían los fluidos a una posible variación de las condiciones iniciales.

2.3.1 GRAVEDAD DEL PETROLEO

Un proyecto de inyección de vapor, está regido por el precio y la viscosidad. Un petróleo de baja gravedad tiene un precio bajo y puede ser difícil mantener los costos que implican su recuperación para obtener ganancias. Por otro lado el petróleo de alta gravedad y baja viscosidad tiene un alto precio, pero puede no responder a la estimulación con vapor.

Las gravedades aplicables para recuperación térmica son de 7 a 40 °API. La mayoría de petróleos en el rango de 7 °API requerirán un proceso secundario para calentar los pozos de producción previo a la llegada del frente de calor. Los petróleos cercanos a 40 °API normalmente tienen tan alta recuperación primaria que pocos reservorios dejan suficientes reservas para garantizar la aplicabilidad de métodos térmicos. El grado usual de gravedades de petróleo disminuye entonces entre 12 - 32 °API.

2.3.2 VISCOSIDAD

Es tal vez la propiedad más importante del fluido a la que se deba poner atención por que en los proyectos térmicos se trata de reducir la viscosidad a valores que nos permitan tener una gran movilidad y por ende un gran régimen de producción.

La viscosidad del petróleo se comporta como una función de temperatura, es por ello que muchos proyectos térmicos tratan de reducir la viscosidad como principal objetivo teniendo algunos de ellos mejores resultados que otros, pero todos ellos logran reducir la viscosidad a valores que les permitan producir a regímenes muy superiores en comparación a la producción inicial.

2.3.3 MOVILIDAD

Cada reservorio debe ser estudiado individualmente para predecir cómo reaccionará al desplazamiento térmico. La clave para la productividad de un pozo es la movilidad del petróleo.

Un reservorio con un potencial de producción promedio (5 -10 bopd) previo a la inicialización de las operaciones de recuperación secundaria puede responder tempranamente a la combustión in-situ u operaciones con vapor .

El proceso térmico afecta la permeabilidad y la viscosidad, también cambia la movilidad.

Muchos campos que producen a bajos regímenes no son afectados por la pobre permeabilidad. Esos bajos regímenes son causados por la alta viscosidad del petróleo.

Este tipo de reservorios frecuentemente responden a estimulaciones térmicas tales como estimulación cíclica o continua de vapor o estimulación de alta temperatura, cualquiera que sea mas conveniente. Para espaciamientos modestos entre pozos.

Una o dos estimulaciones permiten al frente de calor de desplazamiento térmico alcanzar la mayoría de pozos en el arreglo, luego regímenes de producción acelerados pueden ser mantenidos por largos periodos de tiempo.

2 . 4 OTRAS CONSIDERACIONES A TOMAR EN CUENTA

Debido a que los proyectos de recuperación térmica son costosos, la información completa de un reservorio es necesaria para evitar errores en el análisis o diseño del proyecto. Las siguientes consideraciones deben tomarse en cuenta.

- Ubicación (Donde se encuentra localizado, cerca de la costa, selva, etc.)
- Interés propio (Desarrollar este método u otro que mejor se adecue a las necesidades de la empresa)
- Área probada (Para determinar el volumen de reservas)
- Contacto (gas - petróleo y petróleo - agua)
- Regímenes iniciales de producción por pozo (petróleo, agua y gas)
- Regímenes presentes de producción por pozo (petróleo, agua y gas)
- Presión actual en el fondo del pozo (BHP)
- Espaciamiento del pozo

EXPLOTACION DEL CAMPO A LA FECHA

- Condición de los pozos perforados
- Datos de los equipos y completación de los pozos
- Registros del pozo
- Formaciones productivas
- Formaciones no productivas
- Geología del subsuelo
- Equipo de superficie, combustible, agua, electricidad
- Facilidades para el tratamiento del petróleo

HISTORIA DE PRODUCCION

- Petróleo, gas, agua, pruebas de pozo, gráficos de regímenes y producción acumulada
- Presiones
 - * Historia de presión en el fondo del pozo
 - * Presión en la cabeza del pozo
 - * Presión en el separador
 - * Presión de formación
 - * Trabajos de estimulación (acidificación, fracturamiento, etc.)
 - * Reparación o trabajos de cementación forzada.
 - * Pruebas de producción
 - * Operaciones fuera de los pozos
 - * Mecanismo de empuje en el reservorio (ingreso de flujo de agua, gas en solución, etc.)

MUESTRAS DE CAMPO PARA ESTUDIO DE LABORATORIO

- Muestra de la formación
- Muestra del petróleo
- Agua de producción
- Agua para la inyección del vapor
- Tratamiento químico del petróleo emulsionado

CONSIDERACIONES ECONOMICAS

- Costo del combustible (Para el caldero)
- Precio del petróleo en el mercado
- Equipo requerido para el proyecto

ESTUDIO DEL CONTROL DE CONTAMINANTES AL MEDIO AMBIENTE

- Control sobre contaminantes a la atmósfera
- Control sobre contaminantes a las aguas de superficie

CAPITULO III

AGUA

La generación de vapor requiere de agua en volúmenes que estén en función de la cantidad a inyectar diaria, del tiempo de duración del ciclo y del total de números de ciclos del proyecto hasta que éste se vuelva antieconómico.

El principal obstáculo que enfrenta un proyecto de inyección de vapor intermitente es la disponibilidad del agua, para llevar a cabo este proyecto es importante conocer las diversas fuentes alternativas de agua.

Es necesario analizar y estudiar las posibles fuentes de agua para seleccionar la mas apropiada, ó las mas apropiadas, para ello es necesario conocer las ventajas y desventajas que ofrecen cada una de estas fuentes. Así mismo, conocer las características y calidad de las aguas de dichas fuentes.

3 . 1 PRINCIPALES FUENTES DE AGUA

Las principales fuentes se pueden clasificar en fuentes de agua fresca y fuentes de agua salada.

3 . 1 . 1 LAS AGUAS FRESCAS

Incluyen

- 3 . 1 . 1 . 1 Aguas de superficie
- 3 . 1 . 1 . 2 Aguas de lechos aluviales y
- 3 . 1 . 1 . 3 Aguas del subsuelo

3 . 1 . 2 LAS AGUAS SALADAS

Incluyen

- 3 . 1 . 2 . 1 Aguas de subsuelo (de otras formaciones)
- 3 . 1 . 2 . 2 Aguas del océano y
- 3 . 1 . 2 . 3 Aguas producidas de reservorios petrolíferos

3 . 1 . 1 AGUAS FRESCAS

3 . 1 . 1 . 1 Fuentes de superficie : Son consideradas dentro de este tipo de fuentes. Aquellas aguas que provienen de lagos, lagunas, ríos y arroyos. El inconveniente con el agua que proviene de este tipo de fuente es su gran demanda tanto por otro tipo de industria, como por el uso domestico. Además, es de capacidad limitada debido a que puede verse afectadas por la escasez en tiempos de sequías.

La principal ventaja de este tipo de aguas es:

a) Poca inversión requerida para su obtención y su bajo costo de operación.

Las principales desventajas de este tipo de aguas son:

a) Alto costo en el tratamiento para el control del crecimiento orgánico.

b) El contenido de oxigeno es un medio de corrosión y,

c) No son de calidad confiable.

3 . 1 . 1 . 2 Aguas de lechos aluviales : En este tipo de fuente el agua se obtiene mediante las perforaciones de pozos someros (< 300') en los lechos aluviales cercanos a las orillas de los ríos, estos pozos pueden ser espaciados lo mas cercano posible debido a que los lechos aluviales son constantemente cargados por los ríos o arroyos. El agua producida de estos lechos aluviales es limpia y clara debido a la filtración natural de las arenas aluviales, generalmente el agua producida de estos lechos está contaminada con bacterias, reductores de sulfato, debido a la naturaleza anaerobica de estas bacterias.

Los lechos aluviales, por lo general tienen gran capacidad de agua, por lo tanto, tienen menor probabilidad de escasez de aguas. En lo que respecta a la calidad, estas aguas son de mejor calidad que las aguas que provienen de las fuentes superficiales directas, ya que estas no están sujetas a los cambios de turbides durante las lluvias, ni tampoco varia su contenido orgánico.

Las principales ventajas de este tipo de aguas son:

- a) Bajo costo de desarrollo
- b) Bajo costo de bombeo y eliminación de filtración

Si las bacterias no son un problema, los índices de corrosividad y su tratamiento químico deberían ser bajos.

- 3 . 1 . 1 . 3 Aguas de formación de subsuelo :** El agua de este tipo de fuente se obtiene mediante la perforación de formaciones de arenas y limos a profundidades que van desde los superficiales hasta los 1000' ó mas. Esta agua es de buena calidad, y su producción es semejante a la de un pozo de petróleo.

Las principales ventajas de este tipo de aguas son:

- a) Bajo índices de corrosividad
- b) Eliminación de las plantas de tratamiento químico y filtración.

3 . 1 . 2 AGUAS SALADAS

- 3 . 1 . 2 . 1 Aguas de subsuelo (de otras formaciones) :** Estas se obtienen de formaciones de aguas saladas que se pueden encontrar en reservorios relativamente someros o en formaciones que se encuentren por encima o debajo de la zona de petróleo.

La calidad del agua puede ser tal que puede contener sulfuro de hidrogeno disuelto y sales minerales las cuales deben ser removidas antes de la inyección. El medio de producción de estas aguas varia ampliamente, dependiendo de la profundidad y capacidad del pozo de suministro. Debido a su frecuente gran nivel estático del fluido sus operaciones son muy económicas.

La principal ventaja de este tipo de aguas es:

- a) fuente segura de agua

La principal desventaja es:

- a) Se requiere la desalinacion del agua antes de ser usada.

3 . 1 . 2 . 2 Aguas del oceano : El uso de esta fuente de agua para propósitos de inyección de vapor se limita a las regiones costeras. El agua de esta fuente provoca un régimen de corrosión relativamente alto el cual requerirá del uso de un inhibidor de corrosión. así mismo, la contaminación por bacterias puede ser lo suficientemente alta para requerir un bactericida.

Las principales ventajas del empleo de este tipo de aguas son:

- a) Fuente inagotable de agua
- b) Baja inversión y bajo costo de desarrollo y bombeo

Siendo la principal desventaja

- a) Alto costo de tratamiento para la reducción de la corrosividad

3 . 1 . 2 . 3 Aguas producidas en reservorios de petróleo : Este tipo de fuente está referida al agua que se obtiene con el petróleo en el momento de la producción, puede ser agua proveniente de la misma formación, de otro yacimiento o de otras arenas del mismo yacimiento. El agua producida no es necesariamente una buena fuente.

Sus principales desventajas son:

- a) Presencia de pequeñas trazas de petróleo.
- b) Alto costo de tratamiento y poco volumen de agua.

3 . 2 SELECCION DE LA FUENTE DE AGUA

Para seleccionar la fuente de agua, se deberán analizar los siguientes factores

3 . 2 . 1 Cantidad de agua

3 . 2 . 2 Calidad del agua de la fuente y

3 . 2 . 3 Factores económicos

3 . 2 . 1 CANTIDAD DE AGUA

La cantidad de agua puede ser por su fácil acceso para la recolección y almacenaje : Aguas de superficie y Aguas del océano.

3 . 2 . 2 CALIDAD DEL AGUA

El conocimiento de la calidad del agua de la fuente de alimentación nos permite diseñar el tratamiento del agua adecuado, para obtener la calidad de agua para la inyección de vapor que no cause problemas de reducción de la permeabilidad ni el taponamiento de la formación, además de proteger el equipo de la corrosión.

3 . 2 . 3 FACTORES ECONOMICOS

El factor económico no solo será el factor determinante para emplear la fuente de agua mas apropiada, sino que determinara si se realiza, se posterga o se rechaza el proyecto.

3.3 TRATAMIENTO DEL AGUA

El factor mas importante y fundamental en el éxito del tipo de proyecto de inyección de vapor es el agua, no solo por la cantidad que se necesita para toda la vida del proyecto sino también por su calidad.

Debido a que el agua suministrada de cualquier fuente para operaciones de inyecciones de vapor, no es siempre químicamente pura o contiene una cantidad de bacterias insignificantes, y por el contrario, contiene impurezas tanto orgánicas, inorgánicas o ambas, existen 2 problemas principales asociadas al vapor de inyección, estas son : el taponamiento y la corrosión.

El taponamiento está relacionado con el hinchamiento de minerales arcillosos y la corrosión causa destrucción en los equipos empleados en superficie y el subsuelo. El propósito del tratamiento del agua es obtener un vapor cuya calidad sea tal que no origine el taponamiento de la formación y minimice la corrosión, permitiendo una inyección sostenida en las proporciones planeadas y una mínima presión de trabajo

La eficiencia del tratamiento del agua y consecuentemente, la calidad del agua tratada, dependerá directamente del tipo de equipo empleado en la planta y la manera como es utilizado, así como de los productos químicos usados por el tratamiento. Los sistemas de tratamiento del agua son diseñados específicamente por las condiciones proporcionadas por el agua de la fuente a ser utilizada.

Sin embargo el agua requiere de un tratamiento previo a su utilización en los vaporizadores, con el fin de resguardar los equipos y evitar paradas que atenten contra el normal desenvolvimiento del proyecto y la economía del mismo.

Los limites máximos permisibles, para los constituyentes que acarrear problemas, no pueden ser aún fijados en forma matemática; pero las aproximaciones de estos valores puede ser aceptadas y están en función del tipo de calentador a emplear.

En el desarrollo de los proyectos de inyección de vapor, se ha hecho común el uso de vaporizadores de una etapa y del tipo tubo agua, los que precisan de un severo control de las condiciones del agua de alimentación.

Normalmente se encuentran calderos con eficiencias termales que varían entre el 80 y 90%. la diferencia con el porcentaje total, es agua conteniendo sales solubles concentradas.

Si en algún caso la concentración de un determinado componente excediera la solubilidad de la sal, este será depositado en las paredes de los tubos del caldero, y reducirá el intercambio de calor, acelerará el proceso de corrosión, reducirá el flujo de agua y causará fallas de estos. así mismo los componentes corrosivos del agua necesitarán de un acondicionamiento especial para lograr el menor tiempo de paradas y rebajar el costo de mantenimiento.

Se hace pues necesario un cuidadoso análisis de los componentes, del agua que debemos utilizar, así como de una apropiada evaluación de los problemas que estos puedan acarrear y de las soluciones que necesitamos,.

Por lo tanto debemos considerar

- Dureza
- Uso de Agentes Anti - Incrustantes
- Alcalinidad, Silice, Hierro, Magnesio y Aluminio
- Sólidos suspendidos
- Gases disueltos

3.4 EQUIPO PARA EL TRATAMIENTO DEL AGUA

Como hemos visto anteriormente, el equipo para el tratamiento del agua está en función de los elementos que deseamos eliminar y el volumen de fluido a tratar.

Respecto a los calderos existe una variada gama, sus características son dictaminadas por los volúmenes, temperatura y presiones deseadas.

El término caldero se aplica a un dispositivo para generar vapor para fuerza, procesos industriales o calefacción.

El equipo básico de una instalación para producir vapor y ciertamente el componente mas costoso del conjunto, así como la selección de equipos para la generación de calor, se basa en los siguientes datos

- 1.- Cantidad requerida de vapor o agua caliente
- 2.- Presión, Temperatura o clase de vapor que se necesita
- 3.- Previsión de necesidades futuras
- 4.- Localización y objeto de la instalación
- 5.- Característica de la carga

Finalmente, las operaciones personales o previa experiencia pueden ocasionalmente, ejercer gran influencia sobre la selección del equipo.

Como se clasifican los calderos: Ellos se clasifican basándose en algunas de las características siguientes.

- 1.- Uso
- 2.- Presión
- 3.- Materiales de que están contruidos
- 4.- Tamaño
- 5.- Contenido en los tubos
- 6.- Fuente de calor
- 7.- Clase de combustible
- 8.- Propiedades especiales

Dentro de estas características, la más importante es la presión, al punto de establecer una clasificación de los calderos a partir de ésta característica.

De una manera podemos fijar la clasificación de los calderos, de baja, mediana y alta presión. En la industria se reconoce que el rango de presión de 0 - 125 psig es de baja presión, para mediana presión se tiene un límite máximo de aproximadamente 750 psig, algunas veces este límite varía entre los 600 - 900 psig. La clasificación de calderos de alta presión cubre aquellos que sobrepasan el límite máximo de los calderos de mediana presión.

No se necesita conocer todos los detalles de la fabricación de los calderos pero se debe comprender todas las consideraciones y limitaciones del diseño que se relaciona con el proyecto. Las operaciones de una unidad generadora de vapor comprende

- 1.- La conversión del potencial energético del combustible en energía térmica.
- 2.- La transmisión de esta energía a un medio (generalmente agua), que se pueda emplear a un trabajo útil.

Como es imposible establecer valores definitivos acerca de la eficiencia total de un caldero y de una instalación para quemar combustible, se muestra un ejemplo de cálculo de eficiencia.

$$\text{Eficiencia Total} = \frac{\text{Calor Ganado, Btu / hr}}{\text{Calor Entregado, Btu / hr}}$$

$$\text{Calor Ganado, Btu/hr} = S(hg_1 - hf_2) + Sr(hg_3 - hg_2) - B(hf_3 - hf_1)$$

Donde :

S = Flujo de vapor, lb/hr

Sr = Flujo de vapor recalentado , lb/hr (si existiera)

B = Purga, lb/hr

$$\text{Calor Entregado, Btu/hr} = F \times H$$

F = Combustible usado , lb/hr

H = Valor calórico alto (bruto) del combustible, Btu/lb

hg es la entalpia del vapor y hf es la entalpia del liquido.

3.5 PROTECCION AMBIENTAL

El Ministerio de Energía y Minas desde 1993 a través de la Dirección General de Hidrocarburos y Dirección General de Asuntos Ambientales (DGH y DGAA), ha emitido la reglamentación necesaria para la conservación del medio ambiente. Esta reglamentación se ha dictado dentro del marco de la nueva ley de hidrocarburos y el código del medio ambiente.

La reglamentación cubre toda la gama de posibilidades de operaciones petroleras tanto para áreas que ya se encuentran en franco proceso de explotación o en proceso de exploración, como aquellas otras con fines de exploración que estaban en trámite de negociación.

Previo al inicio de cualquier actividad de hidrocarburos o ampliación de la mismas, la Empresa responsable de un proyecto presentara ante la autoridad competente un "Estudio de Impacto Ambiental (EIA) " o un "Estudio de Impacto Ambiental Preliminar (EIAP)".

La Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos , en el Artículo 87° , dice textualmente :

"Las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, que desarrollen actividades de Hidrocarburos deberán cumplir con las disposiciones sobre protección del Medio Ambiente. En caso de incumplimiento de las citadas disposiciones el Ministerio de Energía y Minas dictará las sanciones pertinentes y podrá llegar hasta la terminación del contrato respectivo.

El Ministerio de Energía y Minas dictará el Reglamento de Medio Ambiente para las actividades de Hidrocarburos".

En los proyectos de inyección de vapor intermitente se debe de considerar cómo este método puede afectar el medio ambiente, por lo cual es necesario realizar un estudio detallado con el propósito de prevenir y controlar cualquier efecto nocivo que pueda afectar o dañar el ecosistema del medio, en el lugar donde se ubican las instalaciones petrolíferas.

En los proyectos de inyección de vapor se debe enfrentar dos tipos de problemas ambientales

- 1) El control de la descarga de contaminantes en la atmósfera y
- 2) El control de la descarga de contaminantes en las aguas superficiales

3 . 5 . 1 CONTROL SOBRE LA CONTAMINACION ATMOSFERICA

En las operaciones de inyección de vapor intermitente se utilizan grandes cantidades de combustible en los calderos para la generación de vapor con lo cual se producen gases de combustión que a través de la vida del proyecto no puede ser evitado. Este gas puede contener apreciable cantidad de contaminantes como el sulfuro de hidrogeno y otros elementos. Si las operaciones de combustión son ejecutadas cerca de las áreas populares, la emisión de los gases puede ser un problema.

3 . 5 . 1 . 2 CONTROL DE EMISIONES

El control de emisiones de los generadores de vapor en los quemadores de combustible de los campos petrolíferos está incrementando el interés o preocupación concerniente a la regulación de los contaminantes en el aire, y la reglamentación respectiva se esta volviendo cada vez mas estricta y rigurosa.

Existen 6 contaminantes que deben ser tratados o considerados, ellos son

- 1) Bióxido de Sulfuro
- 2) Oxido de Nitrógeno (NO_x)
- 3) Sulfatos
- 4) Partículas de materia
- 5) Monoxido de Carbono
- 6) Hidrocarburos no Quemados

Los tres últimos contaminantes pueden ser controlados con un pequeño exceso de aire para ajustar la combustión. El Bióxido de Sulfuro puede ser controlado por un dispositivo en el "Scrubber", el Bióxido de Sulfuro en el generador de vapor escapa en forma de gas producido por combustión del Sulfuro en el combustible quemado por el generador, resultando en una "lluvia ácida" y puede ser advertida por los efectos en el sistema respiratorio humano y la vida de las plantas en grandes concentraciones. Alrededor el 90 % del SO₂ puede ser removido por el "Scrubber" del escape de gas con soluciones acuosas, la Soda Caustica (NaOH) o Ceniza de Soda (Na₂CO₃) son agregados para mantener el nivel del PH de la solución en menos de 7 para evitar la absorción del CO₂, pero por encima de 5 reaccionaran eficientemente con SO₂.

El oxido de nitrógeno en el generador es producido por la presencia del nitrógeno en el combustible y del nitrógeno del aire quemado. Mayormente el NO proviene del generador pero se oxida

en la atmósfera a NO_2 . Este componente por si mismo es indeseable y es conocido por ser parte del smog o humo contaminante.

Técnicamente el adecuado control del NO_x en los generadores de los campos petrolíferos no fue desarrollado sino hasta 1982. La mejor propuesta parece ser la mejora del diseño del quemado, aunque presentes aditivos para el aire quemado o soluciones en el "Scrubber" son también investigados.

3 . 5 . 2 CONTROL SOBRE LA CONTAMINACION DE LAS AGUAS DE SUPERFICIE

Con el fin de proteger el medio ambiente de las descargas de aguas contaminadas provenientes de la perforación y producción de los pozos petrolíferos, es necesario que durante el proyecto se implemente un programa de monitoreo de calidad del agua.

Este programa debe incluir tanto monitoreo de las descargas de aguas residuales en el medio ambiente como monitoreo de las aguas receptoras.

De esta manera se podrá evitar que las aguas contaminadas puedan tener efectos dañinos en el ecosistema y en el medio ambiente. Estos lineamientos también permitirán que el proyecto cumpla con las normas existentes y propuestas en el PERU, para la protección del medio ambiente de las actividades de producción. tabla 8.

En la fase de producción, los volúmenes de aguas producidas se almacenaran en cantinas y tanques antes de su descarga, el agua deberá ser tratada para eliminar los contaminantes que pueda contener a fin de cumplir con la ley general de aguas.

El agua de producción se tratara y dispondrá de manera que no contamine el agua dulce, sea esta superficial o de subsuelo.

Se debe también considerar que en proyectos donde se requiere grandes cantidades de agua se deberán tener los siguientes criterios:

- 1) Usar preferentemente el agua de producción o agua de mar
- 2) Se podrá usar agua dulce de subsuelo o fuentes superficiales, solo cuando se cuente con la autorización de la DGH, previa opinión favorable de la autoridad competente en materia de recursos Hídricos.

CAPITULO IV

DESCRIPCION DEL METODO Y SU APLICACION

4 . 1 HISTORIA DE LA INYECCION DE VAPOR INTERMITENTE

Los yacimientos de crudo extra pesados existentes en la Costa Bolívar (Venezuela) se caracterizan por ser acumulaciones grandes y por tener recobros y productividades primarias bajas. En vista de la poca aplicabilidad de los métodos convencionales de inyección de agua y gas para aumentar la recuperación de este tipo de crudo, en 1949 los investigadores de los laboratorios del grupo Shell en Holanda comenzaron a hacer una revisión de los procesos térmicos. Inicialmente estos estudios eran teóricos, hasta que en 1955 se desarrollaron técnicas y métodos que permitieron realizar los primeros experimentos mas o menos dimensionados, relativos al flujo de fluidos calientes a través de un medio poroso que contiene petróleo. Estos primeros experimentos demostraron que bajo determinadas condiciones, la inyección de vapor era el método mas atractivo.

Paralelamente a los estudios sobre inyección de vapor y agua caliente, también se penso en la combustión en sitio, sobre la cual se hicieron varias investigaciones.

Como resultado de estos estudios, experimentos y pruebas se recomendó efectuar dos pruebas pilotos:

- 1) La inyección continua de vapor en las arenas de petróleo pesado en el Campo Mene Grande, la cual comenzó en 1957.
- 2) La inyección de aire para la combustión en sitio en el Campo Tía Juana Este, la cual comenzó en 1957.

La prueba de inyección continua en dos pozos de Mene Grande demostró que era posible inyectar vapor en un yacimiento de Crudo Pesado y confirmó algunas observaciones hechas en el laboratorio. En 1958 la prueba se extendió a un total de trece pozos (cuatro inyectores y nueve productores) con el propósito de evaluar la recuperación que se podía obtener con el proceso. En 1959 esta prueba se discontinuó prematuramente sin llegar a conclusiones definitivas al producirse erupciones de vapor, petróleo y agua en el área vecina a algunos inyectores.

Al discontinuar la prueba, se decidió desahogar la presión en los inyectores y estos sorprendentemente produjeron poca cantidad de vapor y en cambio fluyeron petróleo a tasas de 100-200 Bbl/D, cuando en producción primaria solo eran capaces de producir a tasas sumamente bajas (menos de 5 Bbl/D). Este hecho puede considerarse como el descubrimiento de la inyección alternada de vapor y al cual se vislumbró un inmenso potencial de aplicación.

En 1961 se inició una prueba piloto de inyección alternada en el campo Tía Juana Este la cual dio magníficos resultados al obtenerse tasas de producción hasta de 1000 Bbl/D y costos de producción sumamente bajos.

En la misma fecha se comenzó una prueba piloto de inyección alternada en un pozo en el área de Tía Juana Norte donde la gravedad API es de 9° y la viscosidad en exceso de 50,000 cp. Los resultados iniciales fueron muy favorables con producciones entre 1000 y 2000 Bbl/D. Hasta la fecha se habían hecho en la Costa Bolívar pruebas pilotos para evaluar los procesos de inyección alternada de vapor, inyección continua de vapor, combustión en sitio seco y húmedo. inclusive se probó con variaciones de estos procesos, como el llamado "Sandwich Térmico". La evaluación de los resultados indicó que para las condiciones existentes en la Costa Bolívar, el proceso mas adecuado era la inyección alternada de vapor debido a su bajo costo, flexibilidad y fácil control y se decidió iniciar el desarrollo de la Costa Bolívar mediante este proceso. Actualmente existen en la Costa Bolívar 20 proyectos activos y 3 pruebas pilotos que abarcan 1550 pozos.

4.2 DESCRIPCION GENERAL

El proceso de inyección de vapor intermitente consiste en interrumpir la producción e inyectar cierta cantidad de vapor en la formación. El pozo se cierra por un cierto tiempo y después se abre de nuevo a producción. De esta manera se inyecta calor a la formación, el cual se transporta a cierta distancia del pozo por convección, el vapor cede su calor al yacimiento por conducción y es finalmente producido por convección con los fluidos de producción.

Para este proceso se ha encontrado que el vapor es mas adecuado que el agua caliente ya que para una cantidad dada de calor se introduce menos agua en el yacimiento.

La estimacion de vapor tiene 2 efectos principales ; Reducir la viscosidad y limpiar las paredes del pozo.

Se ha estimado conveniente introducir un gráfico de temperatura vs crudo de baja gravedad, pues este gráfico tiene una vital importancia en estos procesos térmicos. Esta carta también incluye correcciones para saturaciones de gas (fig. 7).

Muchos reservorios poco profundos tienen una temperatura de fondo (BHT) de 100°F o menos y si tenemos un crudo de 10° API a esta temperatura de la carta observamos que se espera que tenga una viscosidad de 20,000 cp., levantando la temperatura de fondo (BHT) en 10°F en este caso la viscosidad debería reducirse a 13,000 cp., cerca de dos tercios de su valor original.

Así mismo, si alcanzamos la temperatura de 200°F, la viscosidad se reducirá a 490 cp lo cual quiere decir 40 veces.

Un dato interesante es el que la producción de petróleo es inversamente proporcional a la viscosidad. Manteniendo constante los otros factores, y cuando existen las condiciones apropiadas. Si la viscosidad es reducida a la mitad, el régimen de producción se duplicará, y desde que la inyección de vapor puede reducir la viscosidad en factores de 10, 20, 100 o mas , se puede producir altos regimenes de producción.

4.2.1 RECUPERACION TEORICA :

La inspección de los datos del comportamiento y la tendencia de declinación de las curvas de temperatura y de producción tienen importancia capital en la predicción de un tratamiento de inyección de vapor. Si la declinación de temperatura puede ser pronosticada, entonces sería posible estimar la declinación del régimen de producción como se señala en la figura N° 32 y en el ejemplo de aplicación.

La temperatura de superficie sigue una regla definida para una área donde la diferencia entre la temperatura incrementada y la temperatura normal a menudo sigue una declinación armónica.

$$\Delta T_t = \frac{\Delta T_i}{1 + D_i t}$$

Donde :

D_i = Régimen inicial de declinación en la diferencia de temperatura

ΔT_t = Diferencia de temperatura en tiempo (t) días

ΔT_i = Diferencia inicial de temperatura

t = Tiempo en días después de la fecha en que se midió ΔT_i

4.2.2 ESTIMULACION POR INYECCION DE VAPOR INTERMITENTE

Aun los altos caudales que siguen inmediatamente a la inyección de vapor son difíciles de explicar con las ecuaciones generales del reservorio. Usualmente si el reservorio tiene alguna presión y si los regímenes de producción previos a la estimulación de vapor pueden ser precedidos adecuadamente por la ecuación de flujo de estado estable de Darcy, las fórmulas de flujo radial pueden ser aplicadas para dar los regímenes de producción estimulados, usando la ecuación.

$$\frac{q_{hot}}{q_{cold}} = \frac{\frac{\mu_c \ln \frac{r_e}{r_w}}{\mu_h}}{\ln \frac{r_H}{r_w} + \ln \frac{\mu_c \ln \frac{r_e}{r_H}}{\mu_H}}$$

rH = radio de inyección de vapor

Este tipo de ecuaciones han sido usadas frecuentemente para predecir las mejoras de la productividad para otros procesos. El incremento normal de la productividad es cerca de 3 a 5 veces el régimen de producción en frío, sin embargo, si el daño en el pozo está presente previo a la estimulación, la mejora de la producción puede ser mas alta que lo que las fórmulas indican.

Donde la razón de viscosidades del petróleo es muy grande. Esta ecuación puede ser simplificada en la ecuación.

$$\frac{q_{hot}}{q_{cold}} = \frac{\ln(r_e / r_w)}{\ln(r_e / r_H)} + S$$

En arenas de sección gruesa que contienen petróleo altamente viscoso, el mecanismo por desplazamiento inicial es el de drenaje por gravedad. Luego el máximo incremento debido a la estimulación por vapor puede ser aproximado por la ecuación:

$$\frac{q_{hot}}{q_{cold}} = \frac{\rho_H \mu_c}{\rho_c \mu_H}$$

Cuando la razón de movilidades es alta (agua asociada al petróleo en el proceso de producción el corte de agua puede decrecer mientras la temperatura del pozo es elevada debido a que la razón de viscosidad entre el agua y el petróleo es alterada por el incremento de temperatura. Cuando el agua no está directamente asociada con el petróleo, el régimen de producción del agua es el mismo, o ,si está calentada, se incrementará debido a la reducción de la viscosidad del agua.

Algunas generalizaciones pueden ser hechas acerca de las prácticas corrientes de estimulación con vapor. La estimulación con vapor tiene las mismas limitaciones a las aplicaciones al reservorio que algún proyecto de inyección de agua, el volumen de la energía del vapor usualmente varia entre 3000 y 9000 Bbl/trabajo, pero la tendencia corriente es mayor. Para tratamientos mas grandes, la calidad del vapor del generador es usualmente de 70-80%. La temperatura de inyección es una función de la presión, que depende del régimen de inyección y propiedades de la formación. Los regímenes de inyección deben ser ligeramente altos, de tal forma que el vapor no tienda a segregar alrededor del pozo y forme una burbuja. Cuando el intervalo de arena abierto para el vapor es muy potente, puede ser muy importante para el éxito de la estimulación con vapor colocar el vapor donde está el petróleo. Para evitar zonas depletadas o zonas que repetidamente han vaporizado, se emplean empaques para desviar el vapor a otras secciones del hueco del pozo.

La experiencia con muchos proyectos de estimulación con vapor indican que los reservorios con muy baja declinación en los regímenes primarios pueden soportar numerosos ciclos de inyección de vapor, mientras que los reservorios de gas en solución tienen una buena producción primaria que dan muy buenos resultados iniciales, pero los resultados son de corta vida, estos reservorios no soportan tantos ciclos de vapor como los mencionados anteriormente, un periodo de remojo en vapor con el pozo cerrado de 2 a 7 días después del ciclo de inyección permite a la temperatura, presión y fluidos, distribuirse y estabilizarse. esto previene excesiva producción de vapor cuando el pozo es nuevamente bombeado.

Aunque procedimientos mas detallados son algunas veces realizados, la ecuación siguiente puede ser usada para estimar los resultados de la estimulación con vapor. está basada en un balance de calor, donde el calor es removido del volumen tratado por los fluidos producidos y por la pérdida de calor debido a la sobre y bajacarga. Para usar esta ecuación es necesario tener los registros previos de producción, el conocimiento de las características del petróleo, y un estimado del régimen de producción pico después del tratamiento estimulado.

$$\Delta t = \frac{\left[\pi r_H^2 h (\rho C)_r \left[\frac{\Delta T}{T^n - T_r} \right] \right]}{\left[q_o^n 175 \left[\frac{1 + f_w}{1 - f_w} \right]^n + 2\pi r_H^2 (\rho C)_r \sqrt{\frac{\alpha}{t^n}} \right]}, \text{ dias}$$

Donde:

ΔT = Caída de temperatura en la zona de vapor, °F

t = Tiempo, dias

T = Temperatura. °F

r_H = Radio calentado, ft

α = Difusividad, ft²/dia

n = Nivel de tiempo

h = Espesor

$$f_w = \text{Corte de agua} = \frac{1}{1 + \frac{K_o \mu_w}{K_w \mu_o}}$$

Cuando la razón agua - petróleo (WOR) se espera que sea constante, la siguiente ecuación puede ser usada.

$$\Delta t = \frac{\left[\pi r_H^2 h (\rho C)_r \left[\frac{\Delta T}{(T^n - T_r)} \right] \right]}{q_o^n [(WOR)(350 + 175)] + 2\pi r_H^2 (\rho C)_r \sqrt{\frac{\alpha}{t^n}}}$$

La asunción de simplificación es que el régimen de petróleo es una función de temperatura y viscosidad. Como tal, el régimen de petróleo es graficado en un diagrama de viscosidad y temperatura como una línea recta con una pendiente similar, pero en sentido contrario a la pendiente de la viscosidad. El régimen pico es estimado a partir de pozos similares, ecuaciones o capacidad de bombeo. El punto final es el régimen del pozo previo a la inyección de vapor a la temperatura inicial del reservorio o un régimen más alto. Si el daño a la vecindad del pozo es removido. El término de pérdida de calor es un factor promedio basado en el tiempo total

4.3 METODOLOGIA DE CALCULO

4.3.1 PERDIDAS DE CALOR

La transferencia y pérdida de calor se origina desde que hay diferencias de temperaturas entre dos cuerpos.

Para la Inyección de Vapor Intermitente, las pérdidas deben ser anticipadas y calculadas, pues forman parte del requerimientos diarios de calor, incidiendo directamente sobre el costo de mantenimiento.

Mas aun, si mantenemos la premisa de llevar al reservorio la mayor cantidad de calor permisible, debemos de tratar dentro de los medios prácticos y económicos, de evitar al máximo estas pérdidas.

En el presente Capitulo, podremos calcular las perdidas de calor que envuelve el desarrollo de un proyecto de Inyección de Vapor Intermitente a través de todas las zonas en que estas se presentan.

4.3.1.1 PERDIDA DE CALOR EN EL EQUIPO Y CERCANIA DEL POZO

La pérdida de calor para la roca y agua fácilmente representa la mayor fuente de pérdida en los métodos térmicos. Aunque la prevención de eso está más allá de nuestro alcance, minimizando la pérdida de calor del equipo, cercanía del pozo y estratos adyacentes, está dentro de nuestro alcance.

4.3.1.2 PERDIDA DE CALOR EN LAS LINEAS DE SUPERFICIE

Uno de los puntos de pérdida de calor en un sistema de inyección es la línea de transmisión del generador de vapor a la cabeza del pozo inyector. Las líneas pueden ser protegidas o aisladas para una menor perdida de calor, la temperatura ambiente puede ser de -120 a 120°F, las velocidades del viento pueden llegar de 0 - 50 mph. Todas estas condiciones afectan la pérdida de calor y debieran ser consideradas cuando se diseña un sistema de tubería. Estos factores son brevemente descritos y métodos de calculo son presentados.

Por teoría

La pérdida de calor por unidad de tiempo puede ser calculada de:

$$Q = U_{to} A_{to} \Delta T \quad \dots\dots(1)$$

Donde:

- Q = Pérdida de calor BTU/Hr
- U_{to} = Coeficiente total de transferencia de calor, basado en el área externa de la tubería BTU/hr-ft²- °F
- A_{to} = Área de la tubería, ft²
- ΔT = Diferencia de temperatura, (°F)

El coeficiente total de transferencia de calor, U_{to} , es determinado por la evaluación de varias resistencias de flujo de calor para las condiciones que existen en el sistema. Las cuales se consideran 4 resistencias en series..

- 1) Resistencia de la película causada por el flujo de fluidos dentro de la tubería.
- 2) Resistencia de la pared en la tubería debido a la resistencia térmica del acero.
- 3) Resistencia del aislamiento debido a la protección de la tubería.
- 4) Perdida de calor debido a la atmósfera causada por radiación y convección.

La ec.(2) considera todos los coeficiente tomados en un sistema de transmisión usual.

$$U_{to} = \left[\frac{r_{to}}{r_{ii} h_f} + \frac{r_{to} \ln \frac{r_{to}}{r_{ii}}}{K_t} + \frac{r_{to} \ln \frac{r_i}{r_{to}}}{K_i} + \frac{r_{to}}{r_i (h_c + h_r)} \right]^{-1} \dots\dots(2)$$

Para evaluar el coeficiente de la película dentro de la tubería h_f . Se asume que la temperatura de la película es la misma que la temperatura del flujo del fluido por la evaluación de las propiedades físicas. Para evaluar el flujo de vapor húmedo se usan las propiedades físicas del agua a la temperatura de saturación.

El coeficiente de la película h_f , puede ser evaluado usando la ecuación Dittus - Boelter si el flujo está en la región de turbulencia, $Re > 2100$. Esta expresión es por pérdida de calor dentro de la tubería cuando un fluido esta fluyendo sin cambio de fase. en líneas de vapor es por un liquido condensado. Esta resistencia es pequeña en la ec. de Dittus-Boelter y es usada para mantener la expresión general cuando una simple fase de fluidos está fluyendo en la tubería.

$$h_f = 0.023 \left(\frac{K}{D} \right) \left(\frac{DG}{\mu} \right)^{0.8} \left(\frac{C\mu}{K} \right)^{0.4} \dots\dots(3)$$

Donde:

- h_f = Coeficiente de transferencia de calor de la superficie, BTU/hr-ft²-°F
- K = Conductividad térmica del liquido, BTU/hr-ft²-°F/ft
- D = Diámetro interior de la tubería, ft
- G = Velocidad de la masa, lb/hr-ft²
- μ = Viscosidad del fluido, lb/hr-ft
- C = Calor específico del fluido, BTU/lb-°F

Para evaluar la resistencia de la pared de la tubería, usando la conductividad térmica del acero 26 BTU/hr-ft²-°F/ft. También se puede calcular la resistencia de la protección, usando la conducción térmica del aislante y el coeficiente de convección y radiación, (h_c y h_r). ambos h_c y h_r dependen en la superficie de la temperatura de protección, así una solución de prueba y error es requerida. La resistencia de la película, h_f , y la resistencia de la tubería K , son usualmente pequeños. las mayores resistencias son la protección y el coeficiente ($h_c + h_r$).

Para hallar los coeficientes se asume:

Un valor de ($h_c + h_r$), luego se calcula la protección a la temperatura de superficie para esta asunción ($h_c + h_r$).

Usando el calculo de la temperatura de superficie para esta asunción, se calcula ($h_r + h_c$). si la suma no esta cerca del valor asumido se repite el calculo.

La ecuación exacta para usar en determinar la temperatura de superficie es.

$$U = \left[\frac{r_{ais} - r_{to}}{K_{ais} r_{Ln}} + \frac{1}{(h_c + h_r) r_{ais}} \right]^{-1} \dots\dots(4)$$

$$r_{Ln} = \frac{r_{ais} - r_{to}}{\ln \frac{r_{ais}}{r_{to}}}$$

Donde:

r_{ais} = Radio exterior del aislante o protección

La temperatura cae por resistencia en serie y es directamente proporcional a la resistencia. La caída total de temperatura, es la temperatura diferencial entre el flujo de fluido y la temperatura ambiente despreciando h_f y K_s por lo tanto.

$$T_s = T_a + \Delta T_s \quad \dots\dots(5)$$

$$\Delta T_s = (T_f + T_a) \left[\frac{1}{\frac{(h_c + h_r)r_{ais}}{r_{ais} - r_{to}} + \frac{1}{K_{ais}r_{Ln}}} \right] \quad \dots\dots(6)$$

Evaluando T_s por la asunción $(h_c + h_r)$ y usando estos valores para calcular h_c y h_r .

$$h_r = \frac{0.1713 \times 10^{-8} \varepsilon [T_s^4 - T_a^4]}{T_s - T_a} \quad \dots\dots(7)$$

Donde:

- h_r = Coeficiente radiante de transferencia de calor, BTU/hr-ft²-°F
- ε = Grado de emisión de protección
- T_s = Temperatura de superficie, °R
- T_a = Temperatura ambiente, °R

El coeficiente de convección, h_c es evaluado usando

$$h_c = 0.24 \left(\frac{K}{D_{ais}} \right) \left[\frac{D_{ais} V \rho}{\mu} \right]^{0.6} \quad \dots\dots(8)$$

Donde:

- h_c = Coeficiente de convección, BTU/hr-ft²-°F
- K = Conductividad térmica del aire a la temperatura promedio, BTU/hr- ft²-°F/ft
- D_{ais} = Diámetro de la protección, ft
- V = Velocidad del viento, ft/hr
- ρ = Densidad del aire a la temperatura promedio $(T_a + T_s)/2$, lb/ft³
- μ = Viscosidad del aire a la temperatura promedio, lb/hr-ft

Si la velocidad del viento es cero o suficientemente pequeña para no considerarlo la siguiente ecuación es usada:

$$h_c = 0.27 \left(\frac{\Delta T}{D_{ais}} \right)^{0.25} \dots\dots(9)$$

Donde:

$$\Delta T = T_{superficie} - T_{ambiente}$$

Luego se calcula $(h_c + h_r)$ para ver si es igual a el valor asumido, si no, se repite para un nuevo valor asumido $(h_c + h_r)$. Cuando el valor asumido está cerca del valor calculado, se procede con el siguiente paso.

Se evalúa U_{to} , usando la ec. (2). Después se calcula la pérdida de calor usando la ec.(1) y se determina la calidad del vapor inyectado en la cabeza del pozo inyector.

4 . 3 . 1 . 3 CONSIDERACIONES EN LA LINEA DE SUPERFICIE

Los cálculos de la calidad del vapor hacen notar la necesidad de un buen aislamiento en las líneas de superficie. Por lo general se obtiene una calidad del 91% en el vapor por un mal aislamiento. La expansión de lazos deberían ser consideradas en el diseño teniendo en cuenta la expansión de las líneas de la tubería de acero.

Otro problema en la líneas de transmisión que debe tenerse en cuenta es el efecto del flujo en la división de la tubería tipo T en la distribución de la fase líquida y gas. Hong presentó resultados de laboratorio y pruebas de campo ². El encontró que la fase líquida tiende a dividirse en diferentes porciones que la del gas, dando diferentes calidades de fluidos condensables, esto significa que un 80% de la calidad del vapor que alimenta a una división de flujo en una tubería tipo T puede resultar de 91- 95% de calidad de vapor a través del sistema.

Por lo tanto, solamente 65% de calidad es inyectado en el pozo suministrado por un lado del brazo de la tubería T. esto es difícil de determinar en el campo desde que la calidad de la parte inferior de la tubería T no puede ser medida de la manera usual.

El contador de orificio requiere un conocimiento total del flujo en la parte inferior de la tubería T la cual no siempre es disponible, también, métodos químicos y análisis volumétricos asumen que el CL^- cambia debido a la condensación solamente.

Hong y otros observaron que si el vapor es alimentado por un lado del brazo de la tubería T y la división del flujo es 180° , el flujo se dividiría de una manera uniforme dentro de un amplio rango de regímenes de flujo, esto deberá ser considerado cuando se diseñe el equipo del sistema de transmisión de vapor.

4.3.1.4 PERDIDA DE CALOR EN LA CERCANIA DEL POZO

Se calcula la pérdida de calor en la vecindad del pozo y temperatura de los forros como una función de tiempo, esto involucra dos problemas mayores. Desde que el flujo de calor en la vecindad del pozo, es asumido constante en algún tiempo particular, la evaluación de un coeficiente total de transferencia de calor para una determinada condición puede ser obtenida de la información disponible en publicaciones de transferencia de calor.

La segunda evaluación involucra la conducción de la transferencia de calor para la formación. La cual varía con el tiempo, las pérdidas de calor suministrado a la formación son inicialmente grandes para disminuir con el tiempo ó a medida que la temperatura de la formación aumenta y la fuerza de estimulación ΔT es reducida.

4.3.1.4.1 CONDICION TRANSITORIA DE CALOR

Moss y White publicaron la solución de la transferencia de calor de un cilindro de longitud infinita a un infinito intermedio y lo relaciona esto a un fluido de inyección en la cercanía del pozo.³ Una fuente lineal puede ser pensada como una serie continua de fuentes puntuales a lo largo de una línea recta infinita. Si la magnitud de cada fuente es semejante Qdz , donde Q es el calor liberado por unidad de longitud y Sdz es la fuerza de la fuente, $S = Q/C\rho$. Después de obtenerse la solución de manera instantánea una fuente lineal en un infinito intermedio (inicialmente a la temperatura de cero) en un punto de distancia r , de la fuente lineal, la siguiente ec. suma los efectos de los términos.

$$T = \int_{-\infty}^{\infty} S \left(\frac{\eta}{\sqrt{\pi}} \right)^3 e^{-(r^2+z^2)\eta^2} dz \quad \dots\dots(10)$$

$$T = \frac{S\eta^2}{\pi} e^{-r^2\eta^2}$$

Donde:

$$\eta = \frac{1}{2\sqrt{\alpha t}}$$

α = Difusividad térmica , ft²/hr

t = Tiempo , hr

S = Q/C ρ

z = longitud , ft

Si no hay radiación u otras pérdidas laterales, el flujo de calor de un punto de la fuente en un plato delgado puede ser considerada como una fuente lineal especial, la fuente es perpendicular al plano porque el calor que fluye es totalmente radial dentro del plano.

La ecuación (10) se aplica si la cantidad total de calor liberado o absorbido es dividido por la longitud total, después el calor liberado por unidad de longitud de la fuente lineal puede ser obtenido para hacer aplicable la ecuación para el uso de una permanente fuente lineal (Q'), el calor liberado por unidad de longitud por unidad de tiempo debe ser sustituido por (Q) y así mismo S' por S. Luego para una permanente fuente lineal en un intermedio infinito puede ser escrita como sigue.

$$T = \frac{S}{4\pi\alpha} \int_0^{\infty} e^{-r^2/4\alpha(t-\tau)} (t-\tau)^{-1} d\tau \quad \dots\dots(11)$$

$$\beta = \frac{r}{2\sqrt{\alpha(t-\tau)}}$$

$$T = \frac{S}{2\pi\alpha} \int_{r\eta}^{\infty} \frac{e^{-\beta^2}}{\beta} d\beta \cong \frac{S}{2\eta\alpha} I(r\eta) \quad \dots\dots(12)$$

$$T = \frac{Q}{2\pi k} I(r\eta)$$

La ecuación (12) relaciona la temperatura T en un intermedio infinito a la temperatura cero, con una distancia r, de una fuente lineal permanente que es de una fuerza constante S', para el tiempo t, desde que empieza. La ec (12) es para una fuente lineal y presenta un leve error cuando un radio finito es usado. para una tubería de 6 5/8" de diámetro, el error es de 2% en un día y 0.2% en siete días.

Ramey usa la misma aproximación y aumenta la utilidad del cálculo por combinación con una expresión matemática para una gradiente geotérmica ⁴. El también incluye soluciones para radiación de límites interiores para ser usadas en periodos cortos de inyección (menos de siete días). la fig. 8 relaciona el valor de la función tiempo, f(t), para un tiempo relativo cuya razón es el numero de Fourier ($\alpha t/r^2$).

La pérdida de calor por la inyección de fluido es igual al calor transferido para los forros. Esto puede ser planteado como sigue:

$$dq = -WcdT = 2\pi\eta U(T_1 - T_2)dz \dots\dots\dots(13)$$

El régimen de la conducción de calor de los forros a la formación puede ser expresada como se muestra.

$$dq = 2\pi k \frac{(T_2 - T_1)}{f(t)} dz \dots\dots\dots(14)$$

La temperatura de la tierra aumenta con la profundidad en una velocidad bastante regular en una área determinada. Esta velocidad puede ser expresada como una gradiente geotérmica, ec. (13)

$$T_e = az + b \dots\dots\dots(15)$$

Las ec. (14) y (15) pueden ser sustituidas dentro de la ec. (13) para dar lo siguiente:

$$\frac{\partial T_1}{\partial z} + \frac{T_1}{A} - \frac{(az + b)}{z} = 0 \dots\dots\dots(16)$$

A ≠ 0

Donde:

$$A = \frac{Wc[k + rUf(t)]}{2\pi rUk} \dots\dots\dots(17)$$

Integrando la ec.(16) resulta en una expresión para la temperatura como una función de tiempo y profundidad mostrada en la ec.(18)

$$T_{ti}(z,t) = az + b - aA + (T_o + aA - b)e^{-z/A} \dots\dots\dots(18)$$

La temperatura de los forros puede ser calculada de la ec.(19)

$$T_{ci}(z,t) = \frac{r_{to}U_{to}f(t)T_{ti} + k(az + b)}{k + r_{to}U_{to}f(t)} \dots\dots\dots(19)$$

Cuando el valor de A es definido por la ecuación (17) para valores finitos de U_{to}, U es infinito y no hay resistencia térmica en la vecindad del pozo, Así como una inyección abajo en los forros después. A debería ser evaluado por la siguiente relación:

$$A = \frac{Wcf(t)}{2\pi k}$$

El régimen de pérdida de calor para un valor finito U es mostrado a continuación por la ecuación:

$$q = \frac{2\pi r_{to}U_{to}k}{[k + r_{to}U_{to}f(t)]} \left[(T_o - b)z - \frac{az^2}{2} \right] \dots\dots\dots(20)$$

La temperatura de los forros puede ser calculada de la ecuación (19) para la inyección de vapor, abajo en la tubería de producción (U finito), si la temperatura del vapor es sustituida por T_{ti}. El régimen total de pérdida de calor para una inyección abajo en los forros (U infinito) es expresado por la ecuación:

$$q = \frac{2\pi k}{f(t)} \left[(T_o - b)z - \frac{az^2}{2} \right] \dots\dots\dots(21)$$

Donde:

- To = Temperatura de inyección en superficie, °F
- T_f = Temperatura del fluido, °F
- T_{ci} = Temperatura de los forros, °F
- a = Gradiente geotérmica, °F/ft
- b = Temperatura geotérmica en la superficie, °F
- z = Profundidad, ft
- W = Régimen de inyección, lb/hr
- k = Conductividad térmica de la tierra, BTU/hr-ft²-°F/ft
- r = Radio, ft
- U = Coeficiente total de transferencia de calor, BTU/hr-ft²-°F/ft
- q = Régimen de la pérdida de calor, BTU/hr
- f(t) = Función de tiempo
- α = Difusividad térmica, ft²/hr
- S = Fuerza de la fuente permanente, q/cρ
- c = Calor específico, BTU/lb-°F
- ρ = Densidad, lb/ft³

La validez de estas ecuaciones han sido establecidas por numerosos experimentos acumulados. La dificultad de la evaluación es determinar el coeficiente total de calor.

4 . 3 . 1 . 5 COEFICIENTE TOTAL DE TRANSFERENCIA DE CALOR

En la ley de Fourier para la conducción de los estados de calor, el régimen instantáneo de flujo de calor, dQ/dT, es igual al producto de 3 factores, el área A de la sección que toma el ángulo exacto en la dirección de flujo de calor, la gradiente de temperatura dT/dx, que es el régimen de cambio de temperatura con respecto a la trayectoria y un factor proporcional k, la conductividad térmica de la sustancia es.

$$dQ / dt = -kAdt / dx \dots\dots\dots(22)$$

Desde que el flujo de calor dentro de la vecindad del pozo es considerado un estado constante para un tiempo determinado, la temperatura en algún punto no varía con el tiempo. también la gradiente de temperatura y el régimen de flujo de calor son constantes. Por lo tanto, dQ/dT es igual a q/t , resultando la siguiente ecuación:

$$q = -kAdT / dx \dots\dots\dots(23)$$

El estado constante de flujo de calor a través de varios cuerpos, o resistencias en serie, puede ser calculado por división de la caída de temperatura a través de una resistencia individual por la resistencia del cuerpo, también puede ser determinado por la división total de la caída de temperatura por la suma de las resistencias individuales. Si la resistencia R es (x/ka). la ecuación (23) para una resistencia individual puede ser escrita como se muestra en la ecuación (24), para este modelo la configuración es asumida en la fig. 9.

$$q = \frac{\Delta T}{\frac{x}{kA}} = \frac{\Delta T}{R} \dots\dots\dots(24)$$

Aplicando para cada resistencia individual, la ecuación puede ser escrita como se muestra:

$$q = \frac{T_f - T_{ti}}{R_{ti}} = \frac{T_{ti} - T_{to}}{R_{tub}} = \frac{T_{to} - T_i}{R_{ais}} = \frac{T_i - T_{ci}}{R_{anu}} = \frac{T_{ci} - T_{co}}{R_{csg}} = \frac{T_{co} - T_h}{R_{cem}} \dots\dots(25)$$

ó

$$q = \frac{\sum \Delta T}{R_T} = \frac{T_f - T_h}{R_{ti} + R_{tub} + R_{ais} + R_{anu} + R_{csg} + R_{cem}} \dots\dots\dots(26)$$

Las resistencias individuales pueden ser calculadas separadamente y relacionarse para un radio o área conocida. Para cálculos en la vecindad del pozo, es conveniente relacionar todas las resistencias para el área exterior de la tubería A_{to} . Desde que los fluidos son usualmente inyectados hacia abajo o producen hacia arriba a través de la tubería de producción, si $1/\sum R$ es definida como el coeficiente total de transferencia de calor, U, el resultado es la siguiente ecuación:

$$q = U_{to} A_{to} (T_f - T_h) \Delta L \quad \dots\dots(27)$$

$$Q = 2\pi R_{to} U_{to} (T_f - T_h) \Delta Z$$

Las resistencias individuales deben ser calculadas para las condiciones particulares que existen en la vecindad del pozo en un tiempo dado.

4.3.1.5.1 COEFICIENTE DE LA PELÍCULA DENTRO DE LA TUBERÍA

El régimen de transferencia de calor entre el flujo de fluidos y la pared interior de la tubería puede ser calculado de la ec. (28).

$$q = 2\pi r_{ti} h_f (T_f - T_{ti}) \Delta L \quad \dots\dots(28)$$

En la ec. (28) h_f esta definido como el coeficiente de la película por transferencia de calor, basado en la superficie interior del área de la tubería de producción, el coeficiente de la película para el agua en flujo turbulento es generalmente lo suficientemente grande que varía muy poco la resistencia para flujos existentes. Los coeficientes de condensación son también grandes, pero éstos deberían ser calculadas en orden para evaluar sus efectos.

Para flujo de liquido dentro de tuberías sin cambio de fases, la ec. Dittus - Boelter (29) es mejor si el flujo esta en la región de turbulencia ($Re > 2,100$) y si la viscosidad esta por debajo de 2 cp.

$$h_f = 0.023 \left(\frac{k}{D_{ti}} \right) \left(\frac{D_{ti} G}{\mu} \right)^{0.8} \left(\frac{C_p \mu}{k} \right)^{0.4} \quad \dots\dots(29)$$

Asumiendo que la temperatura de la película es igual a la temperatura del fluido en la tubería de producción y evaluando las propiedades físicas a esa temperatura.

Donde :

- k = Conductividad térmica, BTU/hr-ft²-°F/ft
- D_{ti} = Diámetro interior de la tubería, ft
- G = Masa de flujo, lb/hr-ft²
- C_p = Calor específico, BTU/lb-°F
- μ = Viscosidad, lb/hr-ft

Para petróleos viscosos o flujo de líquidos de baja viscosidad en la región de flujo laminar ($Re < 2,100$) se usa la ecuación de Sieder- Tate.

$$h_f = 0.027 \left(\frac{k}{D_{ti}} \right) \left(\frac{\mu}{\mu_s} \right)^{0.14} \left(\frac{D_{ti} G}{\mu} \right)^{0.8} \left(\frac{C \mu}{k} \right)^{0.33} \dots\dots(30)$$

Donde :

μ_s = Viscosidad evaluada a la temperatura de superficie

4.3.1.6 TRANSFERENCIA DE CALOR POR CONDUCCION

El flujo de calor a través de las paredes de la tubería de producción, tubería revestidora, la envoltura del cemento y el aislamiento de la tubería de producción (si presenta) es por conducción pura. La ley de Fourier controla cada una de estas resistencias a través de sus espesores individuales y conductividad térmica.

$$\text{Tubería: } q = \frac{2\pi k_{tbg}(T_{ti} - T_{to})\Delta L}{Ln r_{to}/r_{ti}} \dots\dots(31)$$

$$\text{Forros: } q = \frac{2\pi k_{csg}(T_{ci} - T_{co})\Delta L}{Ln r_{co}/r_{ci}} \dots\dots(32)$$

$$\text{Cemento: } q = \frac{2\pi k_{cem}(T_{co} - T_h)\Delta L}{Ln r_h/r_{co}} \dots\dots(33)$$

$$\text{Aislante: } q = \frac{2\pi k_{ais}(T_{co} - T_{ais})\Delta L}{Ln r_{ais}/r_{to}} \dots\dots(34)$$

4.3.1.7 TRANSFERENCIA DE CALOR POR CONDUCCIÓN Y RADIACION

Los coeficientes de calor por radiación y convección son los mecanismos mas importantes en la vecindad del pozo, los cálculos pueden variar ampliamente debido a la presión en el anular y los niveles de temperatura. Actualmente 3 modos de transferencia de calor son presentados en el anular. Radiación, convección natural y conducción.

Los que son usualmente evaluados juntos y calificados, h_c . La radiación es calculada de forma que los factores de, capacidad de emisión y los niveles de temperatura son calificados como h_r . Los 2 son combinados como $(h_r + h_c)$ y son calculados basados en el lado exterior del área superficial de la tubería de producción y la diferencia de temperatura entre la superficie exterior de la misma y la superficie interior de los forros.

$$q = 2\pi r_{to} (h_c + h_r) (T_{to} - T_{ci}) \Delta L \dots\dots(35)$$

4.3.1.7.1 COEFICIENTE DE RADIACION

Cuando un cuerpo es calentado, una energía radiante es emitida a un régimen determinado por la temperatura del cuerpo. La energía radiante incide sobre un cuerpo; algo es absorbido, algo es reflejado, y algo puede pasar a través del cuerpo. Las diferentes superficies tienen diferentes capacidad y absorción, sin embargo, las leyes de Kirchhoff dicen que el equilibrio térmico de emisión de un cuerpo es igual a la capacidad de absorción.

La capacidad de emisión, ε es una razón de energía que un cuerpo emite en relación a la energía emitida por un perfecto radiador (cuerpo negro) y de la misma área y a la misma temperatura.

La radiación también es controlada por el factor \bar{F} o considerando un factor determinado por la geometría del sistema por radiación entre infinitos cilindros concéntricos. Esta forma de factor es calculada por:

$$\bar{F} = \left[\frac{1}{\frac{1}{\varepsilon_{to}} + \frac{r_{to}}{r_{ti}} \left(\frac{1}{\varepsilon_{ci}} - 1 \right)} \right] \dots\dots(36)$$

Donde:

ε_{to} y ε_{ci} = Las capacidades de emisión exteriores de la tubería de producción e interiores de los forros respectivamente.

Si el espacio anular es llenado con un gas no absorbente tal como el aire. la ec. siguiente puede usarse para calcular h_r . Si el reflejo de las superficies es difundido (se propaga hacia afuera).

$$h_r = \frac{0.172 \left[\frac{1}{\varepsilon_{to}} + \frac{r_{to}}{r_{ci}} \left(\frac{1}{\varepsilon_{ci}} - 1 \right) \right] \left((0.01T_{to})^4 - (0.01T_{ci})^4 \right)}{(T_{to} - T_{ci})} \dots\dots(37)$$

Donde:

T = Temperatura absoluta, °R

ε = Capacidad de emisión de la superficie

Si la reflexión es semejante a un espejo como sería con una superficie pulida, h_r es calculada de:

$$h_r = \frac{0.172 \left[\frac{1}{\varepsilon_{to}} + \left(\frac{1}{\varepsilon_{ci}} - 1 \right) \right] \left((0.01T_{to})^4 - (0.01T_{ci})^4 \right)}{(T_{to} - T_{ci})} \dots\dots\dots(38)$$

4.3.1.7.2 COEFICIENTE DE CONVECCION

El calor transferido por conducción y natural convección en el anular puede ser calculada de.

$$q_c = \frac{2\pi k_{hc}(T_{ci} - T_{to})\Delta L}{\ln r_{ci}/r_{to}} \dots\dots\dots(39)$$

Donde:

k_{hc} = Conductividad térmica equivalente del fluido anular, incluyendo convección natural, Btu/hr-ft²-°F/ft. Cuando la convección natural es pequeña,

$$k_{hc} = k_{ha} .$$

$$q_c = 2\pi r_{to}(T_{ci} - T_{to})\Delta L \quad \dots\dots(40)$$

$$h_c = \frac{k_{hc}}{r_{to} \ln r_{ci}/r_{to}} \quad \dots\dots(41)$$

Hay esencialmente datos no publicados en transferencia de calor conductiva y convectiva entre infinitos cilindros concéntricos. Una correlación ha sido establecida por transferencia entre los planos verticales y debería ser exacta si el efecto de curvatura es pequeño. Dropken y Sommmercales midieron k_{hc} y correlacionaron los datos usando la siguiente ecuación:

$$k_{hc} = 0.049k_{ha}(Gr Pr)^{0.333}(Pr)^{0.074} \quad \dots\dots(42)$$

Donde:

$$Gr = Grashof \text{ number} = \frac{(r_{ci} - r_{to})^3 g \rho_{an}^2 \beta (T_{to} - T_{ci})}{\mu_{an}^2}$$

$$Pr = Prandtl \text{ number} = \frac{C_{an} \mu_{an}}{k_{ha}}$$

4.3.1.8 COEFICIENTE TOTAL DE TRANSFERENCIA DE CALOR

El coeficiente total de transferencia de calor ahora puede ser calculado de la suma de los coeficientes individuales. El flujo de calor en las cercanías del pozo es un estado constante en algún tiempo particular, así los valores de q son iguales.

$$T_f - T_h = (T_f - T_{ii}) + (T_{ii} - T_{to}) + (T_{to} - T_i) + (T_i - T_{ci}) + (T_{ci} - T_{co}) + (T_{co} - T_h) \quad \dots\dots(43)$$

$$(T_f - T_h) = \frac{q}{2\pi\Delta L} \left[\frac{1}{r_{ti}h_f} + \frac{\text{Ln} \frac{r_{to}}{r_{ti}}}{k_{tbg}} + \frac{\text{Ln} \frac{r_{ais}}{r_{to}}}{k_{ais}} + \frac{1}{r_{to}(h_c + h_r)} + \frac{\text{Ln} \frac{r_{co}}{r_{ci}}}{k_{csg}} + \frac{\text{Ln} \frac{r_h}{r_{co}}}{k_{cem}} \right]$$

....(44)

Sustituyendo en la ec.(2) resulta la siguiente ecuación:

$$U_{to} = \left[\frac{r_{to}}{r_{ti}h_f} + \frac{r_{to}\text{Ln} \frac{r_{to}}{r_{ti}}}{k_{tbg}} + \frac{r_{to}\text{Ln} \frac{r_{ais}}{r_{to}}}{k_{ais}} + \frac{r_{to}}{(h_c' + h_r')r_{ais}} + \frac{r_{to}\text{Ln} \frac{r_{co}}{r_{ci}}}{k_{csg}} + \frac{r_{to}\text{Ln} \frac{r_h}{r_{co}}}{k_{cem}} \right]^{-1}$$

....(45)

Donde h_c' y h_r' son valores basados en el área de la superficie del aislante y de la diferencia de temperatura entre la superficie exterior del aislante y la superficie interior de los forros.

Un ejemplo de este procedimiento para el cálculo está dado para una inyección de vapor en la parte baja de la tubería. Para alguna profundidad práctica, la temperatura del fluido es esencialmente constante. El mismo procedimiento es válido cuando son inyectados aire y líquido calientes, sin embargo las soluciones deberían ser agotadas dentro de un número de intervalos profundos, debido a que la temperatura del fluido no es constante en estos casos.

El calor transitorio de conducción, función $f(t)$, es usado para describir la manera en la cual la temperatura varía con el tiempo, la conducción de calor a través de la superficie del metal, el aislamiento y el cemento son esencialmente estados constantes y no dependen del tiempo. El calor transferido por el mecanismo de radiación y convección en el anular de los forros, son determinados por la temperatura de superficie de la tubería y el interior de los forros.

La temperatura interior de los forros varía con el tiempo, así soluciones de iteración o pruebas de ensayo y error son requeridas. Si la tubería de producción tiene algún aislante o posee una superficie reflectora (pintura de aluminio o equivalente), el coeficiente total es pequeño (entre 0.5 - 2.5). En el campo el caso usual es usar tubería sin aislante y U_{to} puede variar de 2.0 a 10.0 dependiendo del tipo de completación del pozo, la presión y temperatura.

Afortunadamente, solamente un número limitado de pozos completados son normalmente encontrados en las condiciones anteriormente descritas y los rangos de temperatura de inyección de vapor de 300° a 700°F han sido preparados y presentados como las figs. 10 a 20 para ayudar en la estimación del coeficiente total de transferencia de calor U . y reduce el número de pruebas. Estos gráficos han sido preparados con pozos completados con forros en el rango de 5 1/2" a 8 5/8", y tubería de producción de 2 a 3 1/2", presiones anulares de 0 a 2500 psig y temperaturas de 300° a 700°F. Valores presentados para cada completación con $U = 2.0, 4.0$ y 6.0 , por interpolación valores de U para soluciones de ensayo y error pueden ser rápidamente obtenidas.

Se aconseja seguir los siguientes pasos

1. - Seleccionar un valor de U_{to} por las condiciones existentes evaluadas de la figura.
2. - Usando el valor asumido de U_{to} , calcular T_h y T_{ci} .
3. - Calcular h_c y h_r para estas temperaturas.
4. - Calcular U_{to} .
5. - Si U_{to} calculado es igual U_{to} , continuar el cálculo de pérdida de calor.
6. - Si U_{to} calculado es diferente a U_{to} asumido, repetir el proceso hasta encontrar el valor deseado.
7. - Incluir todos los términos en la expresión U_{to} para la respuesta final.

4.3.1.9 PERDIDA DE PRESION EN LA VECINDAD DEL POZO

La presión pérdida o ganada en el pozo inyector deberá ser considerada. El teorema de Bernoulli se aplica para un pozo inyector y tiene la forma de :

$$P_2 = P_1 + \left[1.687 \times 10^{-12} (\bar{V}_1 - \bar{V}_2) \frac{W^2}{r_{ti}^4} \right] + \left[6.944 \times 10^{-3} \frac{\Delta Z}{\bar{V}_1} \right] - \Delta P_f \quad \dots(46)$$

Donde:

- P_1 = Presión de inyección de superficie , Psia
- P_2 = Presión en el fondo del pozo , Psia
- \bar{V} = Volumen específico del vapor , pie³/lb
- W = Régimen de la masa de flujo , lb/hr
- r_{ti} = Radio interior de la tubería de producción, pie
- ΔZ = Profundidad , pie
- ΔP_f = Caída de presión debido a la fricción , Psia

Los 3 factores hacen que la presión cambie con el cambio de energía cinética, el cambio debido al peso del fluido y a la caída de presión por fricción. El volumen específico del vapor inyectado es conocido y se muestra el cálculo para la calidad del vapor en las condiciones del fondo del pozo. El término de energía cinética puede después ser calculado para el sistema. Este termino es usualmente muy pequeño y una solución de prueba y error de pérdida de calor y problemas de caída de presión son requeridos para una exacta respuesta.

El segundo término, la presión de cabeza estática del sistema, es calculado por condición de ingreso. este número es muy sensitivo a la presión de inyección.

La caída de presión por fricción puede ser calculada por el método de Hagedorn ⁵. En la mayoría de los proyectos de inyección de vapor, la caída de presión debido a la fricción es contrabalaceada por el incremento de la presión de cabeza estática. Usualmente hay solamente una pequeña pérdida de presión en el sistema. Cuando la presión de inyección es grande(gran presión estática de cabeza) puede ser por un incremento en la presión del fondo del pozo y por lo tanto un incremento en la temperatura. también debido al flujo de grandes regímenes de inyección en tuberías pequeñas, las pérdidas de presión pueden ser excesivas.

4.3.1.9.1 CAIDA DE PRESIÓN POR FRICCIÓN

Usando la solución de Hagedorn para vapor húmedo. la ecuación siguiente puede ser aplicada para determinar la caída son inyectados

$$\Delta P_f = 4.219 \times 10^{-13} \frac{W^2 \bar{V}_t \Delta Z f}{r_{ti}^5} \dots\dots(47)$$

Donde :

- \bar{V}_t = Volumen específico total del fluido
- f = Factor de fricción de Moody , fig. 21

Para determinar f del gráfico, el N° de Reynolds debe ser evaluado mediante la siguiente ecuación:

$$Re = \left[\frac{(0.2632)W}{r_{ii}} \right] \left[\frac{1}{\mu_L^{HL} \mu_V^{(1-HL)}} \right]$$

El factor de correlación, HL, es usado por Hagedorn para explicar el "liquid hold up" en la tubería. en este caso de inyección de vapor el resbalamiento debería ser cero y HL puede ser calculado :

$$HL = \frac{(1-X)\bar{V}_1}{\bar{V}_t}$$

Donde :

- μ_L = Viscosidad del liquido , cp
- μ_V = Viscosidad del vapor , cp
- X = Calidad del vapor , fracción molar del vapor
- \bar{V}_1 = Volumen especifico de la fase liquida

4.3.1.10 DISEÑO DE LOS FORROS

La temperatura de los forros resulta de la estimulación térmica, la cual ha sido calculada, esta temperatura extrema somete a los forros a grandes esfuerzos, pudiendo resultar en una falla ⁶.

Cuando el acero es calentado, la expansión térmica causa en la tubería la elongación, si los forros son cementados hasta la superficie en un pozo inyector de vapor, la tubería no está libre de expandirse. después el esfuerzo compresivo acumulado en los forros durante el calentamiento, si el punto de ruptura del acero no es excedido, los forros retornan a su condición inicial por enfriamiento, sin embargo si el punto de ruptura ha sido excedido. El flujo plástico deforma el acero permanentemente, luego los problemas son encontrados cuando la temperatura del pozo desciende a la temperatura de formación, esta condición existe porque la deformación plástica no es un proceso totalmente reversible por lo tanto la estructura del acero ha sido alterada.

Las fallas de los forros usualmente ocurren en los acoplamientos o uniones; las fallas son en tensión, una vez que el punto de ruptura ha sido excedido en compresión durante el ciclo de calentamiento y ocurre la deformación plástica. En frío el punto inicial de esfuerzo es alcanzado mientras la tubería está a una temperatura elevada. Cuando los forros están a la temperatura de formación, la fuerza de contracción térmica causa tensión en éstos al incrementarse, si el punto de ruptura en tensión es alcanzado los forros fallan.

Más detalles en propiedades de la tubería revestidora y de producción tanto en pozos como en las propiedades térmicas de varios cementos son presentadas por Gates y Holmes ⁷. La tabla 3 muestra las propiedades físicas a varias temperaturas para 4 tipos de acero usados en la producción J-55, N-80, P-105 y P-110 sin costura. El tamaño, la composición y el tratamiento al calor de varios grados de acero son mostrados en la tabla 4.

El último esfuerzo de tensión de estos aceros decrece levemente con temperatura hasta 300°F. Después un incremento para un máximo en 500°F y decrece la temperatura como se muestra la fig. 22, la fuerza de ruptura y el límite elástico son mostradas como una función de temperatura en las figuras 23 y 24.

Las propiedades del cemento y las prácticas de cementación son esenciales para pozos inundados de vapor. Por lo general, cementos puros tienen una pérdida sustancial en fuerza compresiva y un incremento en permeabilidad con temperaturas por encima de 230°F. Las temperaturas estables pueden obtenerse por adición de silicato de cuarzo o sílice de flúor al cemento. Concentraciones de 30-60% de sílice de flúor por peso de cemento dan los mejores resultados. Las propiedades de emulsión gelatinosa formada por el agua, sílice de flúor, cemento y fuerzas compresivas son mostradas en las tablas 5 y 6.

Es también necesario para el cemento desarrollar una buena unión entre los forros y la formación manteniendo la unión debajo de la temperatura inducida para condiciones de estiramiento. La unión puede ser aumentada usando tipos de cementos costosos. Lechadas de cementos con expansión lineal tanto como 0.17% pueden ser obtenidas por agregado de cloruro de sodio a una composición de cementación de temperatura estable.

El rango del cloruro de sodio debería ser de 10% o más por peso de agua mezclada. Pruebas de unión de esfuerzo cortante indican que el cemento de agua salada con cementos reducidos de fricción dan un efecto de 20 a 30% mayor en la unión, que cementos sin reducidos de fricción.

Propiedades aislantes de la mezcla de cemento para el control de la pérdida de calor alrededor de la formación. Como se mostró anteriormente ellas también tienen una gran influencia en la resistencia a la temperatura de la tubería revestidora durante la inyección del fluido caliente. La tabla 7 presenta la conductividad térmica de algunos materiales de cemento comúnmente usados. Dos composiciones de cementos son recomendados por Gates y Holmes para pozos de inyección de vapor.

4.3.11 PERDIDA DE CALOR EN LA FORMACION

La mayor fuente de pérdida de calor en algunos procesos térmicos de recuperación de petróleo es por el estrato adyacente. Como la formación es calentada por encima de la temperatura original del reservorio una fuerza de desplazamiento delta de T, es establecida entre la formación y el estrato impermeable superior e inferior de la zona de calor. El calor transferido es por conducción. Aunque la conductividad térmica de la tierra es baja, las áreas comprometidas son grandes y las pérdidas de calor son significativas.

Las pérdidas de calor vertical por conducción de la formación calentada son estados inestables o apariciones transitorias⁸. La mas completa solución fue presentada por Rubinshtein⁹. Un segundo modelo fue presentado por Marx y Langenheim¹⁰, este segundo modelo no es tan completo.

El modelo es aplicable para una área calentada de alguna geometría y puede ser fácilmente calculada, extensiones para estas soluciones son presentadas por Ramey¹¹.

Las pérdidas instantáneas de calor de una superficie mantenida a una temperatura constante para un infenitísimo cuerpo de espesor, con una característica térmica, pueden ser determinadas por :

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \alpha \frac{\partial^2 T}{\partial y^2}$$

Para condiciones de limite:

$$T_{(y,0)} = T_e \quad 0 \ll y \ll \infty$$

$$T_{(0,t)} = T_s$$

Donde :

T_s = Temperatura del vapor, °F

T_e = Temperatura de la tierra, °F

t = Tiempo, hora

y = Distancia vertical de la superficie calentada, ft

α = Difusividad térmica, ft²/hr

La solución obtenida por Carslaw y Jaeger esta dada por :

$$T(y,t) = T_s - (T_s - T_e) \operatorname{erf}\left(\frac{y}{2\sqrt{\alpha t}}\right)$$

Donde :

$$\operatorname{erf}(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^x e^{-t^2} dt$$

El calor conducido a lo lejos en la dirección vertical en algún tiempo t esta dado por :

$$Q_L = -k \left[\frac{\partial T}{\partial y} \right]_{y=0}$$

$$\frac{\partial T}{\partial y} = \left[-\frac{(T_s - T_e)}{\sqrt{\pi \alpha t}} \right] e^{-(y^2/4\alpha t)}$$

$$\left[\frac{\partial T}{\partial y} \right]_{y=0} = -\frac{(T_s - T_e)}{\sqrt{\pi \alpha t}}$$

$$Q_L = \frac{k(T_s - T_e)}{\sqrt{\pi \alpha t}}$$

Donde :

Q_L = Pérdida de calor de la sobre carga y baja carga, BTU/hr

Dos factores determinan el volumen calentado por inyección de vapor: la pérdida de calor para la sobrecarga y aquella requerida para calentar la formación. Un balance de calor instantáneo puede ser escrita como se muestra.

Calor inyectado = calor perdido + calor utilizado

El régimen de calor perdido, Q_1 es calculado :

$$Q_1 = 2 \int_0^{A(t)} H_t dA = 2 \int_0^{A(t)} \frac{k\Delta T}{\sqrt{\pi\alpha t}} dA$$

Donde :

$A(t)$ = Area calentada para el tiempo t

El calor perdido en el tiempo u (u, t) por un de área dA es el siguiente :

$$\frac{k\Delta T}{\sqrt{\pi\alpha(t-u)}}$$

Donde A (es el área calentada en pies cuadrados) es una función de tiempo. Luego la siguiente ecuación puede ser aplicada:

$$dA = \frac{dA}{du} du$$

El total de calor perdido en el tiempo t está dado :

$$Q_L = 2 \int_0^{A(t)} \frac{k\Delta T}{\sqrt{\pi\alpha(t-u)}} \frac{dA}{du} du$$

El calor requerido para calentar la formación es determinado en la ecuación :

$$Q_f = h \frac{dA}{dt} M\Delta T$$

Donde :

h = Espesor de la formación, ft

M = Capacidad calorífica de la formación BTU/ft³-°F

$M = (1 - \phi) \rho_r C_r + \phi S_w \rho_w C_w + \phi S_o \rho_o C_o$

$\Delta T = T_s - T_e$

Estas 2 partes de la distribución de calor son combinadas para el resultado de la expresión desarrollada por Marx - Langenheim :

$$Q_o = 2 \int_0^x \frac{k\Delta T}{\sqrt{\pi\alpha(t-u)}} \frac{dA}{du} du + MH\Delta T \frac{dA}{dt}$$

Esta ecuación fue resuelta por Laplace transformando la condición inicial $A_{(0)} = 0$; resultando la ecuación :

$$A_{(t)} = \left[\frac{Q_o M h \alpha}{4k^2 \Delta T} \right] \left[e^{x^2} \operatorname{erfc} x + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right]$$

Donde :

$$x = \left[\frac{2k}{Mh\sqrt{\alpha}} \right] t^{1/2}$$

Valores para el complemento de la función error son dados por Marx - Langenheim. ellos son graficados en la figura 25.

Ramey modifica esta presentación haciéndolo mas útil para la ingeniería. El define la función tiempo dimensional, t_D en la siguiente forma :

$$x^2 = \frac{4k^2 t}{M^2 h^2 \alpha}$$

$$\alpha = \frac{k}{M}$$

$$x^2 = \frac{4kMt}{M^2 h^2}$$

$$t_D = \frac{4\alpha t}{h^2}$$

La capacidad calorífica de la sobre carga es asumida como una igualdad de capacidad calorífica de la formación. Esto no es necesariamente cierto, por lo tanto la siguiente ecuación puede ser usada :

$$x = \frac{4k_{ob}tM_{ob}}{M_f^2 h^2}$$

Donde :

k = Conductividad térmica de la sobre carga, BTU/hr-ft²-°F/ft

M_{ob} = Capacidad calorífica de la sobre carga, BTU/ft³-°F

M_f = Capacidad calorífica de la formación, BTU/ft³-°F

Ramey gráfica la pérdida de calor para estratos adyacentes como una función del calor total inyectado, lo cual es presentado en el gráfico 26. Las soluciones para la ecuación Marx-Langenheim y Rubinstein pueden ser incluidas.

4.4 FACTORES IMPORTANTES EN LA INYECCION DE VAPOR INTERMITENTE

Una evaluación de las experiencias obtenidas con la inyección de vapor intermitente se puede hacer analizando los diferentes factores que influyen en la respuesta a la inyección de vapor intermitente para las condiciones de un reservorio determinado, Estos factores son los siguientes

- a) Selección de los pozos
- b) Cantidad de vapor
- c) La Inyección
- d) Inyección Selectiva
- e) Completación de los pozos para la inyección selectiva
- f) Tiempo de remojo
- g) Producción de agua/condensado
- h) Duración del ciclo
- i) Numero de ciclos
- j) Periodo de cierre
- k) Respuesta de producción
- l) Mecanismos Productores
- m) Petróleo recuperable

a) SELECCION DE POZOS

Se sugiere que para la selección de pozos se deben tomar en cuenta los siguientes factores

1) Profundidad : La determinación de la profundidad máxima a la cual es conveniente inyectar vapor es función de la tasa de inyección, presión de inyección y pérdidas de calor. Se debe prevenir problemas mecánicos con los revestidores para inyecciones hasta la máxima profundidad, en los yacimientos donde es necesario inyectar grandes presiones se debe utilizar material aislante (sartas aisladas).

A medida que se reduce la profundidad aumenta la viscosidad del crudo y disminuye la tasa de inyección. Si las inyectividades son muy bajas y la presión máxima esta limitada por la resistencia de los estratos superiores, la practica normal consiste en efectuar ciclos cortos de inyección/producción a fin de bajar la presión en la formación y obtener tasas razonables durante los ciclos subsiguientes. A medida que baja la presión en la formación y aumenta la tasa de inyección se pueden ir haciendo ciclos mas grandes. En estos casos la inyección se puede hacer a través del espacio anular eductor-revestidor con el fin de no sacar el equipo de producción.

2) Viscosidad : Preferiblemente los pozos deben estar en zonas de altas viscosidades (mayores de 1000 cp a condiciones de yacimiento) obteniéndose los mejores resultados con viscosidades hasta 10000 cp. Para viscosidades mayores de 10000 cp, las tasas iniciales son normalmente muy altas, la duración de los ciclos es corta como resultado de una mayor declinación en la producción.

3) Presion del yacimiento : Es importante conocer la presión máxima del yacimiento a la cual se quiere inyectar vapor. Por otro lado mientras mayor sea la presión mayor será la temperatura y los riesgos de fallas mecánicas. Se estima que las temperaturas optimas están en el rango de 400° a 600° F, sin embargo, la presión debe ser suficiente para garantizar buena respuesta de producción.

4) Produccion de Agua : Se prefieren porcentajes de aguas inferiores a 50%, si existiera pozos que producirían mas de 50 % la respuesta no será muy diferente a los demás pozos. Sin embargo, el calor que se pierde con los fluidos producidos es mucho mayor si este es agua que en el caso de petróleo.

5) Estado Mecánico de los Pozos : El estado mecánico de los pozos es importante a fin de reducir el peligro de fallas mecánicas. Los pozos a inyectarse en áreas de inyección de vapor deben diseñarse para resistir los esfuerzos impuestos durante el proceso de inyección.

b) CANTIDAD DE VAPOR

Durante el desarrollo de los primeros proyectos de inyección de vapor intermitente se trató de determinar la cantidad óptima de vapor a inyectar; para ello se inyectaron cantidades variables de vapor en pozos donde otros parámetros como viscosidad, espesor de arena neta, profundidad, etc. eran similares. Las cantidades de vapor varían, se recomienda dividir en rangos, para determinar los volúmenes de vapor más apropiados a inyectar con lo cual se podrá observar los volúmenes de vapor requerido para cada pozo, esto dependerá de varias variables tales como :

1) Si el pozo llegara a enfriarse rápidamente y su producción acumulada en comparación con otros no justifica el esfuerzo operacional.

2) Si las tasas de producción son muy superiores a las inyectadas con cantidades menores y la duración de los ciclos son demasiados largos y la relación petróleo/vapor es mucho más baja.

3) Si el rango de vapor óptimo a inyectarse diera tasas de producción similares a los pozos inyectados con cantidades mayores, deberá obtenerse una relación mayor petróleo / vapor. La duración del ciclo será la más adecuada.

Al estimar la cantidad de vapor a inyectar por ciclo se debe tomar en cuenta que en el caso de un campo donde existen muchos pozos, la cantidad óptima de vapor depende no solo de la reacción de cada pozo a la inyección sino también de la optimización del vapor disponible y de las consideraciones económicas.

c) INYECCION DE VAPOR

Se ha podido comprobar que en zonas previamente drenadas por métodos primarios generalmente la inyectividad es alta, mientras que en aquellas zonas sumamente viscosas que no han sido previamente producidas la inyectividad es generalmente baja. Para los ciclos sucesivos, generalmente se nota un aumento en la inyectividad si se inyecta en la misma arena. Por el contrario si el ciclo posterior es selectivo generalmente la inyectividad disminuye como resultado de inyectar una zona de mayor presión y viscosidad.

Desde el comienzo mismo de la inyección alternada se encontrará que no todas las arenas abiertas a producción tomarán vapor, sino que éste entrará preferencialmente en ciertas arenas y otras quedaran sin ser tratadas. Evaluaciones posteriores indicarán que la viscosidad del crudo contenido en las diferentes arenas y sus permeabilidades son los factores que determinan la distribución vertical del vapor. Las arenas que contienen el crudo menos viscoso son las que más contribuyen a la producción primaria con lo cual la presión de las misma baja.

Cuando el vapor es inyectado estas arenas toman el vapor con el cual se acentúa el agotamiento diferencial.

d) INYECCION SELECTIVA

Con el fin de aumentar la recuperación, es necesario reducir o eliminar los problemas de distribución vertical de vapor y obtener producción de todas las arenas. Para lograr este objetivo se necesita :

- 1) Determinar la distribución vertical del vapor.
- 2) Inyectar selectivamente las arenas que no toman vapor.
- 3) Evaluar resultados de la inyección selectiva.

1) Distribucion Vertical del Vapor : Los métodos disponibles para determinar las zonas influenciadas por el vapor son los siguientes :

i) Perfiles de Inyeccion :La toma de perfiles de inyección (flowmeters) durante la inyección permite determinar cuales son las zonas que toman vapor. Generalmente estos se hacen a dos tasas de inyección diferentes para evaluar el efecto de la presión de inyección en la distribución vertical.

ii) Perfiles de Temperatura : Estos perfiles de temperatura se pueden tomar inmediatamente después del periodo de remojo y a varios intervalos de tiempo durante la etapa de producción.

2) La Inyección Selectiva : Si existieran problemas de distribución vertical de vapor, es necesario efectuar inyecciones selectivas en aquellas arenas que normalmente no toman vapor con el fin de aumentar la recuperación de las mismas y crear un drenaje uniforme en todas las arenas.

El desarrollo de las técnicas de inyección selectiva se ha ido mejorando con el transcurso del tiempo y hoy en día no es solo posible inyectar las arenas o zonas que se desea inyectar, sino también es posible hacer inyecciones selectivas - consecutivas, es decir, inyectar dos o más arenas diferentes en forma consecutiva sin necesidad de sacar el equipo de inyección.

3) Evaluación de la Inyección Selectiva : Una vez efectuada la inyección selectiva es necesario evaluar si la misma fue efectivamente realizada y el comportamiento de producción. Para determinar si la inyección selectiva fue satisfactoriamente realizada, se hace uso de :

i) Perfiles de inyección : Estos perfiles se hacen durante la inyección, si se está inyectando en las zonas inferiores donde se desea que el vapor ingrese o en zonas donde se sospecha que estas no fueron efectivamente efectuadas.

ii) Registros de Temperatura : Estos se toman inmediatamente antes de poner el pozo en producción y a varios intervalos de tiempo durante la etapa de producción.

iii) Tasas de Inyección y Presión de Inyección : La presión y la tasa de inyección son indicativos de las zonas inyectadas. Si durante la inyección se varía la tasa de inyección, se puede hacer un gráfico de presión de inyección vs. tasa de inyección, de donde se puede estimar la inyectividad de cada zona y la presión de la arena inyectada.

iv) Medidas de Presión después de la Inyección : Las medidas de desahogo de presión ("Pressure Fall Off") darán una idea de la presión en la zona inyectada.

v) Medidas de Viscosidad : Las medidas de viscosidad de petróleo producido antes y después de cada inyección dan una indicación de la zona inyectada. Para evaluar la variación de la contribución de cada zona es necesario efectuar mediciones periódicas durante la etapa de producción.

vi) La Producción después de la Inyección : La tasas de producción y la declinación de la producción después de inyección son también indicativos de las zonas inyectadas.

e) COMPLETACION DE LOS POZOS

Se recomienda que estén completados con el revestidor cementado al tope de la arena. En la medida que los pozos se van reparando se acondicionan para la inyección de vapor equipándolos con dispositivos especiales para la inyección selectiva.

f) TIEMPO DE REMOJO

Durante pruebas iniciales se sostuvo la teoría de la necesidad de cerrar el pozo por cierto tiempo con la finalidad de permitir al vapor ceder su calor a la formación productora. Pruebas realizadas durante la misma etapa inicial demostraron que tal practica era innecesaria al obtenerse condensación total del vapor inyectado en cuestión de horas y al no verse diferencia de producción entre pozos con periodos de largos remojos y aquellos con periodo de remojo corto. Al abrir a producción estos pozos no se observo producción de vapor, lo cual debe ser el resultado de mantener una contra presión sobre la formación ya que el equipo de producción esta bajo diseño durante la etapa inicial.

Estos resultados de campo fueron confirmados por experimentos de laboratorio que mostraron que existe muy poca diferencia (3% en el petróleo producido) cuando se pone a producir el pozo las primeras 24 horas después de finalizada la inyección o 162 días después. Algunos autores sostienen que cualquier efecto negativo de producción de calor cuando se usa tiempo de remojo corto queda compensado por el aprovechamiento de la fuerza expansiva del vapor.

Pruebas especiales efectuadas indican que restringiendo la tasa de producción durante la etapa inicial del ciclo se aumenta la recuperación por ciclo. La razón de este mejor comportamiento es el de haber conservado por mas tiempo el calor y su transmisión a un radio mayor por gravedad y conducción.

De las experiencias obtenidas se concluye lo siguiente :

- 1) En zonas de presión relativamente altas, donde no se observa producción de vapor al abrir los pozos a producción, el tiempo de remojo no afecta o afecta muy poco el comportamiento de producción.
- 2) En zonas de presión relativamente alta pero donde se observa producción de vapor al abrir los pozos y en zonas de baja presión, un tiempo de remojo largo mejora el comportamiento de producción.
- 3) Conservando el calor por mayor tiempo en el yacimiento mediante la práctica de restringir la producción durante la etapa inicial del ciclo. Esta práctica requiere sin embargo tomar en cuenta factores tales como demanda del crudo y consideraciones económicas.

g) PRODUCCION DE AGUA Y CONDENSADO

Generalmente la producción de agua inmediatamente después de efectuada la inyección puede llegar de 20 - 80 % para luego disminuir rápidamente hasta valores ligeramente superiores a la producción (como porcentaje) previa a la inyección. Esta agua queda retenida en el yacimiento y desplaza una cantidad equivalente de petróleo aumentando así el recobro del yacimiento.

Este aspecto de la retención de agua en el yacimiento ha sido muy controversial , desde que se mencionó que éstas saturaciones irregulares de aguas alrededor del pozo afectarían el proceso posterior de inyección continua de vapor, disminuyendo la eficiencia de barrido.

Con respecto a estos argumentos cabe mencionar los siguientes aspectos :

- 1) No existen evidencias de campo que respalden estas afirmaciones.
- 2) El mismo autor S.M. Farouq Ali, basado en una investigación experimental publicó un informe llamado "Steam Flooding after Steam Soak - Effect of Water Saturation build up on Oil Recovery", cuyas principales conclusiones son las siguientes:
 - i) La presencia de zonas de altas saturación es mas perjudicial cuando la saturación inicial de petróleo es alta que en el caso de medios porosos invadidos por agua.

- II) El aumento en la temperatura de la formación, como resultado de la inyección alternada tiene un efecto valioso desde el punto de vista de una inyección continua de vapor posterior, ya que la disminución en la presión del yacimiento y la reducción en la viscosidad ayudan a reducir la resistencia al flujo, en particular hacia los productores. Además, el aumento en la inyectividad del vapor mas que compensa cualquier efecto adverso, si es que existe, de las zonas de alta saturación de agua.
- 3) Los resultados preliminares indican que después de ciclos de inyección alternada, la inyección continua de vapor sí forma frente y que el agua retenida en la formación empieza a producirse en un tiempo relativamente corto. Indicando poco o ningún efecto sobre el proceso de desplazamiento.

h) DURACION DEL CICLO DE PRODUCCION

El ciclo de producción, tomando en cuenta únicamente el comportamiento de producción, se termina cuando la tasa de producción alcanza valores próximos a lo que el pozo estuviese produciendo si no se hubiese inyectado.

Debe tomarse en cuenta, sin embargo, que en el caso de campos donde haya muchos pozos, la duración del ciclo esta determinado por una logística global tendiente a optimizar los recursos disponibles. En este caso se toman en cuenta los siguientes factores :

- 1) Cantidad de vapor disponible
- 2) Demanda de la producción
- 3) Estado mecánico de los pozos
- 4) Optimización en la distribución de vapor
- 5) Producción adicional de petróleo generado
- 6) Optimización de los equipos (maquinas) disponibles
- 7) Aprobación para inyección

Todos estos factores se combinan con el fin de establecer las prioridades de inyección, tendientes a optimizar las ganancias y lo cual determina en último caso la duración de los ciclos.

I) NUMERO DE CICLOS

El número de ciclos en los proyectos de inyección de vapor intermitente esta determinado por los siguientes factores

- 1) Reacción de los pozos a la inyección
- 2) Petróleo recuperable mediante el proceso
- 3) Características de la formación
- 4) Consideraciones económicas

1 y 2) La experiencia con proyectos de inyección de vapor intermitente indican que el número de ciclos está determinado por la relación encontrada entre el comportamiento de producción y el petróleo recuperable. El petróleo máximo recuperable esta determinado por los mecanismos activos, empuje de gas en solución, compactación, expansión térmica y otros.

3) La influencia de las características de la formación se determina en base al número de cuerpos de arenas presente y a las características de las mismas y de los fluidos presentes. Se puede visualizar mejor comparando los registros eléctricos de dos pozos. Sea el caso de un pozo donde el espesor de la sección es pequeño y puede considerarse formado por uno o mas cuerpos de arenas (Durante la inyección el vapor puede entrar uniformemente en todas las arenas o entrar preferencialmente en las arenas de mejor desarrollo). En pozos como estos se ha observado que dos - tres ciclos de inyección son suficientes para producir todo el petróleo recuperable. En otro caso donde las viscosidades son mayores y tienen muchos cuerpos diferentes de arenas (al inyectar vapor el vapor ingresa preferencialmente en la zona inferior del intervalo abierto). En este caso para drenar cada zona o cuerpo de arenas es necesario inyectar muchos ciclos.

4) Consideraciones económicas : El numero de ciclos también esta limitado por las consideraciones económicas. Solo se hacen aquellos ciclos que son económicamente rentables. El momento de cambiar de inyección alternada a continua, que también define el numero de ciclos, está determinado por el momento cuando los costos de la producción adicional en ambos procesos sean los mismos.

J) PERIODOS DE CIERRE

Generalmente la demanda de crudos extra pesados ha estado sujeta a fluctuaciones grandes de mercado determinadas por las diferentes estaciones del año en los países consumidores. Por tal motivo los pozos de inyección alternada están sometidos a frecuentes periodos de cierre, siendo estos algunas veces largos. Una investigación sobre el efecto que estos periodos de cierre tienen sobre la producción demostró que ésta no sufre ningún efecto adverso y que por el contrario generalmente se nota un aumento en la producción y en la recuperación.

La razón de este mejor comportamiento puede ser que al permanecer el calor por mas tiempo en el yacimiento se obtiene una mejor y mayor distribución del calor por efectos de gravedad y conducción y que este efecto es mayor que el efecto negativo de las pérdidas de calor a los estratos superiores e inferiores.

Esta característica es uno de los hechos que le da mayor flexibilidad al proceso de inyección alternada, ya que durante periodos de baja demanda se puede continuar generando producción ó mantenerla cerrada por tiempo largo, sin efectos adversos, si se estima que ésta se necesitará en mayor cantidad después del cierre.

k) RESPUESTA DE LA PRODUCCION

La respuesta de producción a la inyección de vapor intermitente en los pozos es generalmente muy buena. La tasa inicial de producción después del primer ciclo es mucho mayor que si esta no fuera inyectada por vapor.

La recuperación durante el primer ciclo alcanzará grandes valores por pozo disminuyendo generalmente en ciclos subsiguientes.

I) MECANISMOS PRODUCTORES

En un periodo inicial de producción el principal mecanismo de producción será el empuje de gas en solución, en una segunda etapa se harán presentes el principal mecanismo que es la compactación.

Generalmente la inyección alternada comienza durante la segunda etapa se observa que después de iniciada la inyección de vapor intermitente se hacen presentes otros mecanismos de producción los cuales son principalmente reactivación del gas en solución, desplazamiento por condensado retenido, expansión térmica e influjo. De estos mecanismos el mas importante es el de gas en solución el cual es el resultado de un aumento en el numero de burbujas de gas como

resultado de las caídas bruscas de presión que se obtienen con la inyección alternada de vapor.

La evaluación de cada uno de estos factores permite determinar la recuperación esperada con el proceso y el comportamiento futuro de producción.

m) RECUPERACION ADICIONAL POR INYECCION DE VAPOR INTERMITENTE

La inyección intermitente tiene dos efectos diferentes que son :

- a) Aceleración**
- b) Aumento en la recuperación**

El efecto de la aceleración es evidente al aumentar considerablemente la producción y recuperar en mucho menos tiempo lo que se hubiese recuperado por métodos primarios.

Por su parte la evaluación del aumento en la recuperación adicional ha sido muy controversial y se explica con mas detalle brevemente.

El aumento en la recuperación se podría llamar "recuperación física adicional" y es el resultado de la activación de otros mecanismos tales como reactivación del gas en solución, expansión térmica y desplazamiento por retención de agua. Por lo general este aumento es bastante bajo, del orden del 2% raras veces excederá el 5%, indicando que la mayor parte del petróleo producido esta siendo desplazado por los mecanismos primarios y confirma el hecho de que la inyección de vapor intermitente no suministra energía al yacimiento, sino que hace que el principal mecanismo natural pueda alcanzar sus valores máximos.

Desafortunadamente este bajo "recobro físico adicional" ha llevado a señalar que el proceso de inyección de vapor intermitente es simplemente un proceso de aceleración, a pesar de que el mayor aumento en la recuperación final que se obtiene por inyección de vapor intermitente es el llamado "recuperación económica adicional" lo cual se explica a continuación.

Como es bien sabido en los crudos extra pesados debido al predominio de las fuerzas viscosas las productividades son muy bajas y la recuperación hasta el limite económico también es baja.

Teóricamente, si los pozos en estos proyectos dejaran de producir por tiempo infinito a tasas de producción sumamente bajas

(cerca a cero), el recobro final sería igual al máximo dado por los mecanismos naturales. Esto sin embargo, requiere comprobación.

De cualquier manera, internacionalmente se define el recobro final como la “Cantidad estimada de petróleo que se puede extraer del yacimiento bajo las condiciones económicas y operacionales existentes”. De tal manera que el recobro final por métodos primarios está definido por el límite económico de producción.

El aumento en la recuperación por inyección alternada, hasta la recuperación máxima dada por los mecanismos naturales se llama “recuperación económica adicional” y normalmente varía entre 5 y 15 % del petróleo in-situ.

En todos los proyectos donde se aplicaron la inyección de vapor intermitente la recuperación acumulada hasta la fecha ha excedido la recuperación primaria estimada.

4 . 5 AFECCION DE LA TEMPERATURA A LOS METALES Y OTROS

Los metales que comúnmente hallamos en el campo son fácilmente reconocibles, acero para los forros, tuberías, empaques y cabezales. A veces hierro colado y ocasionalmente plomo, cobre y zinc como material de sello. También son factibles de hallar materiales sellantes orgánicos como cauchos sintéticos y componentes termo plásticos como el Tetrafluoretileno mas conocido en la industria como Teflon.

Temperaturas de 400 a 600 °F nos ofrecen valores limites, justo debajo de la temperaturas en los que los materiales ferrosos empiezan a ser seriamente afectados.

La figura 27 muestra las variaciones creadas por la temperatura a un acero típico (J-55), el limite critico es 600°F es claramente visible.

El uso de metales no ferrosos (cobre, plomo, zinc) se halla restringido por la serie de deterioración en sus propiedades, aun pudiéndose llegar a su punto de fusión.

Así mismo, los componentes de sello, deben ser cuidadosamente seleccionados, debido a la variación de su estado físico y de sus propiedades sellantes a las temperaturas de trabajo.

El acero sometido a cambios de temperatura sufre variaciones en sus dimensiones, si admitimos que ambos extremos de la tubería están fijos, la variación de los esfuerzos encontrados toma proporciones de consideración.

Además, el aumento de longitud tenderá a enroscar la tubería en forma de tirabuzón, lo que además de ofrecer áreas de perdidas de calor por contacto, podrá ocasionar roturas en la tubería.

Las soluciones sugeridas y factibles de usar, para la protección del forro para una menor pérdida de calor, son el uso de empaques en el fondo, logrando así que éste llegue solo por radiación, evitando la convección y/o la conducción.

Se ha tratado de usar aisladores en la tubería, para disminuir aún mas esta influencia sobre el forro y pérdidas en el perímetro del hueco, pero no ha resultado práctica económica atentando además contra el manipuleo del empaque al sacar tubería, debido a los desprendimientos del material aislante.

Una práctica económica resulta de llenar el espacio anular con gas inerte. Otras soluciones son presentadas como el emplear forros de menor afección a la temperatura, cementar éste en tensión, etc. Pero las soluciones mas visibles de realizar son las descritas líneas arriba.

Para la protección de la tubería, quizás el elemento mas afectado, se aconseja :

Dejar libre tanto tubería como forros en la superficie, con libre movimiento a través del cabezal, con elementos de sello que no impidan esta libertad, sin perder su función, y que sean resistentes a las temperaturas de inyección, (fig. 28). El Teflon es uno de los componentes de mayor aceptación para fines de sellado a altas temperaturas.

CAPITULO V

EVALUACION ECONOMICA

Para esta evaluación económica se ha tomado como modelo uno de los muchos proyectos realizados sobre inyección de vapor intermitente y continua para producir crudos pesados en los yacimientos donde existe petróleo muy viscoso.

Esta evaluación económica esta basada en el comportamiento de producción del Campo Pirital (Venezuela) que fue sometido inicialmente a la inyección de vapor intermitente y posteriormente a la continua.

En el Campo Pirital se han efectuado un total de 220 ciclos de inyección de vapor intermitente en 55 pozos, dentro de una gran variación de volúmenes de vapor inyectados, alcanzándose hasta 6 ciclos en algunos pozos. Posteriormente, se inició un proyecto piloto de inyección continua. Los resultados obtenidos en ambos proyectos se pueden considerar altamente satisfactorio ; por lo cual, se propuso ampliar la inyección continua de vapor a otros sectores del yacimiento.

DESARROLLO DE LA EVALUACIÓN ECONOMICA

El Campo Pirital esta situado en el Estado Monagas, al Este de Venezuela. Su producción comercial proviene de las arenas de la serie 200 y la serie 300 de la formación Las Piedras del Mioceno.

La trampa para la acumulación del petróleo es el producto de una combinación estatigrafica - estructural. La "serie 200" esta compuesta por cuatro lentes masivos con intercalaciones de lutitas y un espesor promedio de 127 pies, mientras que la "serie 300" consiste de 2 lentes con un espesor promedio total de 68 pies.

La profundidad de estos yacimientos esta comprendida entre los 400 y los 1,100 pies. La dirección del eje principal de la acumulación es NE-SW con un buzamiento hacia el sur promedio de 7°.

Los sedimentos típicos consisten de una arenisca no consolidada, carbonácea, finamente granulada, de color gris pálido y gris verdoso, interlaminada con una lutita arcillosa y lutita carbonácea.

El volumen del yacimiento en la arena "serie 200" es, de acuerdo con los parámetros petrofísicos, de 70,793 acres - pie correspondiente a un área de 559 acres y un espesor promedio de 127 pies. Utilizando los parámetros actuales de porosidad de 30 %, saturaciones de petróleo de 70 % y un factor de merma de 0.953 se calculó un volumen de petróleo inicial en el yacimiento de 110 MMBbl. Las reservas calculadas, utilizando un factor de recobro del 11.3 %, ascendían a 12.4 MMBbl por recobro primario con bombeo mecánico.

Este bajo porcentaje de recobro fue calculado en base a la curva de comportamiento del yacimiento, teniendo en cuenta la gravedad del crudo de 15.2° API y la baja presión del yacimiento.

Para las arenas de la "serie 300", el volumen del yacimiento es de 19,269 acres - pie con un espesor promedio de 68 pies y una extensión de 282 acres. El volumen de petróleo original en el yacimiento ha sido calculado considerando una porosidad de 28 %, una saturación de petróleo de 75 % y un factor de merma de 0.969 es de 30.5 MMBbl. Las reservas primarias fueron evaluadas en 14 MMBbl con un factor de recobro del 45.9 % . Este alto porcentaje de recobro fue estimado en base a las mismas condiciones antes mencionadas considerando una gravedad del crudo de 18.9° API y que el desplazamiento del petróleo está afectado favorablemente por un acuífero muy activo.

Actualmente, como resultado del comportamiento del yacimiento y de la respuesta de este a la inyección de vapor intermitente y luego a la continua, el factor de recuperación de petróleo ha sido incrementado a 19.2 % y la producción acumulada del yacimiento alcanzaba la cifra de 26,695 MBbl.

La producción comercial del campo se inició en abril de 1958 para las arenas de la serie 300 y en agosto del mismo año para las arenas de la serie 200.

La producción del campo alcanzó un máximo de 4,500 Bbl/D a finales de 1961 y disminuyó gradualmente hasta 2,300 Bbl/D para septiembre de 1965 cuando se inició la estimulación con vapor . Para esta fecha la producción acumulada del yacimiento alcanzaba la cifra de 7,200 MBbl.

La estimulación cíclica con vapor en el Campo Pirital se inició en septiembre de 1965. Como resultado de las mismas, la producción se incrementó rápidamente hasta alcanzar el nivel de 4,600 Bbl/D en mayo de 1967.

Mediante estas estimulaciones, la tasa de producción de las arenas de la serie 200 se logró mantener a un nivel cercano a 2,500 Bbl/D durante aproximadamente 6 años. Desde comienzo de 1972, la tasa de producción comenzó a declinar hasta alcanzar 1,600 Bbl/D en julio de 1976, fecha en la cual comienza la inyección continua de vapor. La declinación de la tasa de producción de la serie 300 fue más acentuada debido al avance del frente de

agua. El incremento en la producción de agua comenzó a detectarse en la serie 300 desde 1962 y en la serie 200 a partir de 1965.

Para la fecha del inicio de la inyección continua de vapor, julio de 1976, existía una producción acumulada de petróleo de 20,124 Mbbl. De este volumen, el petróleo adicional calculado que se recuperó como resultado de la inyección de vapor intermitente fue de 7,120 Mbbl o el equivalente del 5.07 % del petróleo in-situ.

Tanto la inyección de vapor intermitente como la inyección continua de vapor en el Campo Pirital dieron excelentes resultados.

INVERSION

La inversión requerida para llevar a cabo la inyección de vapor intermitente, esta compuesta por :

1) Inversión propiamente dicha y

2) Gastos durante toda la vida del proyecto

1) Inversión propiamente dicha : Esta inversión representa principalmente los requerimientos para la adquisición de los equipos para la inyección de vapor intermitente así como también para la inyección de vapor continua , el asesoramiento técnico y facilidades (otros).

a) .- Equipo de Captación	200,000 U\$
b) .- Planta de Tratamiento	350,000 U\$
c) .- 2 Generadores de Vapor	1'600,000 U\$
d) .- Sistema de Inyección	250,000 U\$
e).- Otros	200,000 U\$
Total	2'600,000 U\$

Todas estas inversiones permitieron captar el agua de la fuente, transportarla hasta la planta, tratarla de acuerdo a las características que se requieren alcanzar para transformarla en vapor para inyectarla a los pozos.

2) Gastos durante la vida del proyecto : Son los Gastos que permitieron que el proyecto funcione correctamente durante toda su vida y están comprendidos por los siguientes rubros : Productos Químicos, Servicios de Pozos, Cementaciones, Pruebas de Presión, Registros de Temperatura, Mantenimiento de los Equipos, Mano de Obra y Otros, que posibilitan la operación del campo..

EVALUACION ECONOMICA

La evaluación económica muestra el flujo de fondos, el beneficio proyectado, la inversión y además muestra los otros indicadores de evaluación (VAN , TIR , PAY OUT)

Los resultados obtenidos en ambos proyectos se pueden considerar altamente satisfactorio; obteniendo un beneficio con respecto a la inversión de 6 veces por lo tanto se propone ampliar la inyección de vapor a otros sectores del yacimiento.

COMPORTAMIENTO DE LA INYECCION DE VAPOR EN EL CAMPO PIRITAL

TIEMPO	PRODUC. DE PETROLEO ACUMULADO	% PETROLEO IN-SITU	INY. DE VAPOR
AGO / 58 - SEP / 65	7.200 MMBbl	5.12 %	-----
AGO / 58 - JUL / 78	20.124 MMBbl	14.3 %	INTERMITENTE
AGO / 58 - JUN / 84	26.695 MMBbl	19.2 %	CONTINUA

TIEMPO	PRODUC. DE PETROLEO	FOR INY. DE VAPOR INTERMITENTE	% PETROLEO IN-SITU
SET / 65 - JUL / 78	12.924 MMBbl	7.120 MMBbl	5.07 %

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El análisis del comportamiento de los pozos del Campo Pirital tanto a la inyección de vapor intermitente como a la inyección continua para producir crudos pesados, lleva a las siguientes conclusiones y recomendaciones.

CONCLUSIONES

- 1.- La inyección de vapor intermitente y posteriormente la inyección de vapor continua en el Campo Pirital ha dado resultados altamente satisfactorios.
- 2.- Los pozos productores del área del proyecto de inyección de vapor intermitente han aumentado sus tasas de producción permitiendo la recuperación de 7.120 MM Bbl de petróleo pesado, durante los 12 años de vida del proyecto.
- 3.- El frente de vapor (frente de calor) tiende a desplazarse hacia la parte alta de la estructura, haciendo surtir mas su efecto en los pozos situados buzamiento arriba.
- 4.- El frente de agua inyectada y agua condensada del vapor en el yacimiento, tiende a desplazarse hacia la parte baja de la estructura afectando a los pozos de esa área.
- 5.- Al concluir la vida productiva de un pozo que ha respondido (aumentando su temperatura) a la inyección de vapor, existe una reducción de la gravedad API del petróleo remanente.
- 6.- Los problemas de tipo operacional, inherentes a este tipo de proyecto, han sido solucionados satisfactoriamente.
- 7.- La inyección continua de vapor es aplicable en yacimientos con alto índice de agotamiento, similares a los de Campo Pirital.

RECOMENDACIONES

- 1.- Implementar arreglos adicionales adyacentes al proyecto piloto existente.
- 2.- Ubicar nuevos arreglos en la parte baja de la estructura con el fin de aprovechar la segregación natural del vapor y obtener un barrido de vapor mas eficiente.
- 3.- Mantener un control estricto sobre los problemas operacionales potenciales (generación de H_2S , corrosión, arenamiento, etc.) con el fin de detectarlos oportunamente y proceder a su solución inmediata.
- 4.- Tratar de detectar la variación de gravedad API en los pozos productores ya que este puede ser un indicador de la aproximación del frente térmico que produce la respuesta de los pozos a la inyección.

CAPITULO VII

ANEXO

1.- BIBLIOGRAFIA

- * THERMAL RECOVERY METHODS
(PHILIP D. WHITE AND JON T. MOSS)

- * INYECCION ALTERNADA DE VAPOR EN LA COSTA BOLIVAR-
VENEZUELA
(II SEMINARIO LATINOAMERICANO DE ING. DE PETROLEO
NOV. 1978 BOGOTA - COLOMBIA).

- COMPORTAMIENTO DE LA INYECCION DE VAPOR EN EL CAMPO
PIRITAL - VENEZUELA
(SIMPOSIO SOBRE PRACTICAS MODERNAS DE EXPLOTACION
DE CAMPOS PETROLIFEROS NOV. 1984 LIMA - PERU)

- * WORLD OIL (STEAM INJECTION)

- * WORLD OIL (THERMAL RECOVERY HANDBOOK)

- * SPE - THERMAL RECOVERY PROCESSES (No 7)