

39.
2 ej



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**METODOS Y TECNICAS PARA LA EXPLOTACION
DE YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE :
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

FERNANDO TORRES RODRIGUEZ

MEXICO, D. F.

1985



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

INDICE

	PAGINA
INTRODUCCION - - - - -	1
CAPITULO I.- Características de los Yacimientos de aceite pesado - - - - -	2
1.1. Yacimientos de aceite pesado - - - - -	2
1.2. Definiciones previas - - - - -	4
1.3. Diagrama de fase de un yacimiento de acei te pesado - - - - -	7
CAPITULO II.- Métodos de inyección de hidrocarburos y otros gases - - - - -	7
2.1. Clasificación de los métodos de inyección	7
2.2. Descripción de los métodos - - - - -	9
2.3. Generación de miscibilidad - - - - -	14
CAPITULO III.- Alternativas de los procesos térmicos - - - -	14
3.1. Generalidades de los procesos térmicos - -	14
3.2. Combustión in Situ - - - - -	15
3.3. Inyección de agua caliente - - - - -	16
3.4. Inyección de vapor - - - - -	17
CAPITULO IV.- Inyección de vapor y estimulaciones con vapor térmico - - - - -	17
4.1. Funciones de la inyección de vapor - - - -	18
4.2. Equipo para generar vapor - - - - -	19
4.3. Generadores de vapor de un paso - - - - -	21
4.4. Partes componentes del generador de un paso	22
4.5. Calor requerido para generar vapor - - - -	37

PAGINA

4.6 Estimulaciones con vapor térmico - - - - -	37
4.7 Estimulaciones cíclicas - - - - -	39
4.8 Generación de vapor en el fondo - - - - -	40
CAPITULO V.- Técnicas de terminación de pozos en yacimientos-	
de aceite pesado. - - - - -	42
5.1 Cementaciones - - - - -	42
5.2 Terminación con tubería combinada - - - - -	47
5.3 Terminación con tubería pre-esforzada - - - - -	49
5.4 Terminación con Gel de aceite - - - - -	55
5.5 Control de producción de arena - - - - -	58
CAPITULO VI.-Sistemas de producción de aceite pesado - - - - -	
6.1 Bombeo Mecánico - - - - -	64
6.2 Mezcla de diluyentes - - - - -	65
6.3 Bombeo Hidráulico - - - - -	69
6.4 Bombeo Neumático - - - - -	72
CONCLUSIONES - - - - -	74
REFERENCIAS - - - - -	76

I N T R O D U C C I O N

Se conoce que la contribución de aceites pesados adquiere cada vez mayor importancia como resultado de la declinación de las reservas de aceites ligeros y medianos. Existen grandes acumulaciones probadas de aceites pesados cuya conversión a productos de gran demanda y difícil sustitución es hoy técnica y económicamente factible, e inclusive competitiva con la recuperación terciaria de aceites ligeros.

Este trabajo se preparó con el afán de proporcionar una fuente de información sobre las técnicas que se aplican en la explotación de los yacimientos de aceite pesado, enfocándose primordialmente a los procesos térmicos.

Los temas tratados comprenden básicamente la inyección de vapor continua y cíclica, así como las técnicas de terminación y los sistemas de producción de este tipo de aceites. El material que se presenta en este trabajo fue transcrito con las pertinentes modificaciones, se tradujo de artículos en inglés y es también una recopilación de artículos técnicos en español cuyas referencias se dan al final.

Siendo cada día más costosa y difícil la localización de nuevas estructuras acumuladoras de hidrocarburos, el Ingeniero Petrolero está obligado a tomar en consideración, estos métodos térmicos para recuperar el aceite pesado.

En México existen este tipo de yacimientos de aceite y no se han explotado debido a que se ha dado mayor importancia a otros yacimientos que son más fácilmente explotables. Finalmente con este trabajo se pretende crear en todos sus lectores la inquietud por explotar estos yacimientos que aun son vírgenes en nuestro país.

I.- CARACTERISTICAS DE LOS YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO.

1.1 Yacimientos de aceite pesado.

Los yacimientos de aceite pesado son aquellos en los cuales, las características del aceite de formación varían en un rango bastante amplio que va desde una densidad de 9 °API hasta 20 °API con viscosidades entre 3 y 600 (cp) a condiciones de yacimiento.

En términos generales, el contenido de componentes ligeros en un aceite se incrementa con la temperatura y ésta a su vez con la profundidad, dando como resultado que los hidrocarburos líquidos encontrados a mayor profundidad sean fluidos de tipo ligero, así mismo los hidrocarburos encontrados a menores profundidades son aceites pesados.

Aun cuando no se puede enmarcar todas las características de los yacimientos de aceite pesado y de los fluidos que contienen, se han resumido algunos rangos de los parámetros que identifican este tipo de yacimientos.

En las Tablas 1.1 y 1.2 se presenta el análisis de fluidos y las características de los yacimientos en algunas áreas de aceite pesado.

TABLA 1.1 - ANALISIS DE FLUIDOS Y CARACTERISTICAS DE YACIMIENTOS EN AREAS DE ACEITE PESADO.

1.- ANALISIS DE FLUIDOS

<u>ANALISIS</u>	<u>MINIMO</u>	<u>PROMEDIO</u>	<u>MAXIMO</u>
Gravedad (°API)	9	14.5	20
Viscosidad (cp)*	3	301	600
% Agua	0	45	90
% Azufre	2.0	2.3	2.6
PPM Vanadio	240	300	360
PPM Níquel	49	62	75
Pto. de fluidez (°F)	-5	37.5	70

TABLA 1.2 - CARACTERISTICAS DE YACIMIENTOS

<u>CARACTERISTICA</u>	<u>MINIMO</u>	<u>PROMEDIO</u>	<u>MAXIMO</u>
Porosidad	18	27	36
Permeabilidad (md)	1000	3000	5000
Saturación de aceite (%)	70	80	90
Buzamiento (°)	1	3	5
Profundidad (pie)	2000	4000	6000
Espesor (pie)	10	85	160
Presión (lb/pg ²)	900	1700	2500
Gravedad (°API)	9	14.5	20

(*) A CONDICIONES DE YACIMIENTO.

Como podemos observar, por las características de este tipo de yacimientos, se puede asegurar que se trata de un aceite negro, pesado y bajo encogimiento del mismo.

Para tener una clasificación más precisa de este tipo de yacimientos se presentan los resultados de un análisis composicional efectuados en fluidos típicos que son representativos de estos yacimientos.

TABLA 1.3 - CARACTERISTICAS Y PROPIEDADES DE UN YACIMIENTO DE ACEITE PESADO, - DE BAJO ENCOGIMIENTO.

<u>COMPONENTE</u>	<u>% MOL</u>
C1	45.62
C2	3.17
C3	2.10
C4	1.50
C5	1.08
C6	1.45
C7 ₊	45.08
PESO MOL. DE C7 ₊	231
DENSIDAD RELATIVA	0.862
R m ³ /m ³	110
COLOR DE LIQUIDO	NEGRO

Aún cuando el análisis anterior no fue hecho en un aceite pesado, sino en un aceite negro de bajo encogimiento, podemos deducir que un aceite pesado tendría una composición parecida a ésta, ya que estos yacimientos de aceite de bajo encogimiento agrupan también a los de aceite pesado y sus características son muy similares.

1.2 - Definiciones previas.

Antes de describir el diagrama de fase, se definen algunos conceptos básicos, asociados con los diagramas mencionados.

Densidad. - Es una propiedad intensiva, es decir que es independiente de la cantidad de materia considerada, se define como la masa entre el volumen.

$$\rho = \frac{M}{V} \quad (\text{g/cm}^3)$$

Es común referirse a la densidad relativa de un aceite, que es nada más una razón de densidades.

$$\gamma_s = \frac{\rho_{\text{problema}}}{\rho_{\text{patrón}}}$$

Donde la densidad problema es la densidad del aceite pesado y la densidad patrón es la densidad del agua, ambas están medidas a las mismas condiciones de presión y temperatura. En la industria Petrolera se acostumbra dar la densidad en °API y la forma de pasar de una densidad relativa a una densidad API es la siguiente:

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

Punto crítico.- Es el estado de presión y temperatura para el cual las propiedades intensivas de las fases líquida y gaseosa son idénticas.

Presión crítica.- Es la presión correspondiente al punto crítico.

Temperatura crítica.- Es la temperatura correspondiente al punto crítico.

Curva de burbujeo (ebullición).- Es el lugar geométrico de los puntos, presión-temperatura, para los cuales se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases.

Curva de rocío.- Es el lugar geométrico de los puntos, presión-temperatura en los cuales se forma la primera gota de líquido, al pasar de la región de vapor a la región de dos fases.

Región de dos fases.- Es la región comprendida entre las curvas de burbujeo y rocío. En esta región coexisten en equilibrio, las fases líquida y gaseosa.

Cricondembara.- Es la máxima presión a la cual pueden coexistir en equilibrio un líquido y su vapor.

Cricondenterma.- Es la máxima temperatura a la cual pueden coexistir en equilibrio un líquido y su vapor.

Aceite bajo saturado.- Es el que a las condiciones de presión y temperatura a que se encuentra es capaz de disolver más gas.

Saturación crítica de un fluido.- Es la saturación mínima necesaria para que exista escurrimiento de dicho fluido en el yacimiento.

Viscosidad del aceite.- En general, la viscosidad de los líquidos se incrementa al aumentar la presión, causando únicamente la compresión del líquido. La viscosidad disminuye cuando se incrementa la temperatura, el aceite en el yacimiento se encuentra a una presión y temperatura mucho mayores que el de la superficie, por tanto el aceite tendrá una cantidad de gas en solución. El efecto de este gas disuelto es el de disminuir la viscosidad del aceite, constituyéndose en uno de los efectos más importantes, el incremento de la temperatura tenderá por sí solo a disminuir la viscosidad del aceite.

Pero como el incremento en la presión ya tiende por sí solo a incrementar la viscosidad del aceite; la magnitud de estos tres efectos es tal que los resultados pueden ser atribuidos solamente al gas en solución, pero si no varía la cantidad de gas en solución debido a que no se tenga una variación en la presión del yacimiento entonces tampoco habrá cambio en la viscosidad debido al gas en solución. Arriba de la presión de saturación P_b del aceite, una disminución en la viscosidad resultaría de una disminución en la presión. Abajo de la presión de saturación el incremento en la viscosidad, resultará de una disminución en la presión.

Estos efectos se observan en la gráfica típica de viscosidad del aceite contra presión Figura 1.1 donde el valor mínimo de la viscosidad se tendrá a la presión de saturación.

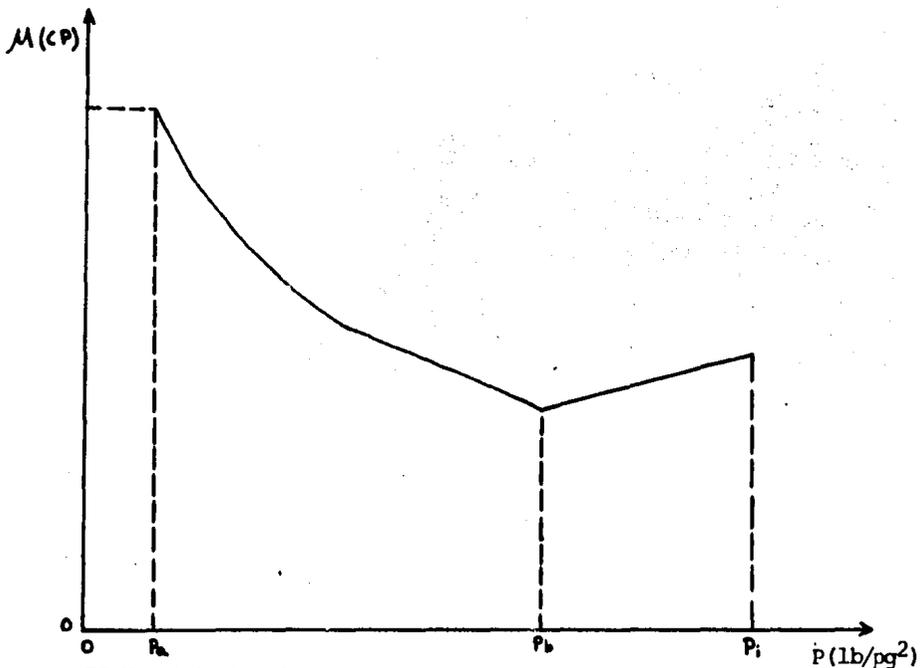


FIGURA 1.1 GRAFICA DE VISCOSIDAD DEL ACEITE CONTRA PRESION DEL YACIMIENTO.

1.3 - Diagrama de fase de un yacimiento de aceite pesado.

Es posible afirmar que estos yacimientos se clasifican por la localización de su presión y temperatura iniciales, con respecto a la región de dos fases - en un diagrama temperatura - presión, así tenemos que para éste tipo de yacimientos la temperatura de yacimiento T_y es menor que la temperatura crítica T_c , su punto crítico se encuentra a la derecha de la cricondembra y el estado de los fluidos y del yacimiento es el siguiente, si $P > P_b @ T_y$ entonces se trata de un yacimiento bajo saturado, en el cual se tiene una sola fase.

En el caso contrario, si $P \leq P_b @ T_y$ tendremos un yacimiento saturado en el cual coexisten dos fases.

Las curvas de calidad en el diagrama de fase se encuentran muy cargadas. La línea de puntos de rocío, la producción en la superficie se tiene dentro de la región de dos fases, en su composición existen grandes cantidades de pesado. En la mezcla original, la RGA m³/m³ es menor de 200 y el color del líquido es oscuro.

En la Figura 1.2 se presenta el diagrama de fases que correspondería a un yacimiento de aceite pesado.

II.- METODOS DE INYECCION DE HIDROCARBUROS Y OTROS GASES.

2.1 Clasificación de los métodos de inyección.

Se ha creído conveniente dedicar este capítulo, para revisar algunas de las posibilidades que se podrían utilizar en la recuperación de aceites pesados, todas ellas consisten en la inyección de hidrocarburos y de gases o bien de una combinación de ambos.

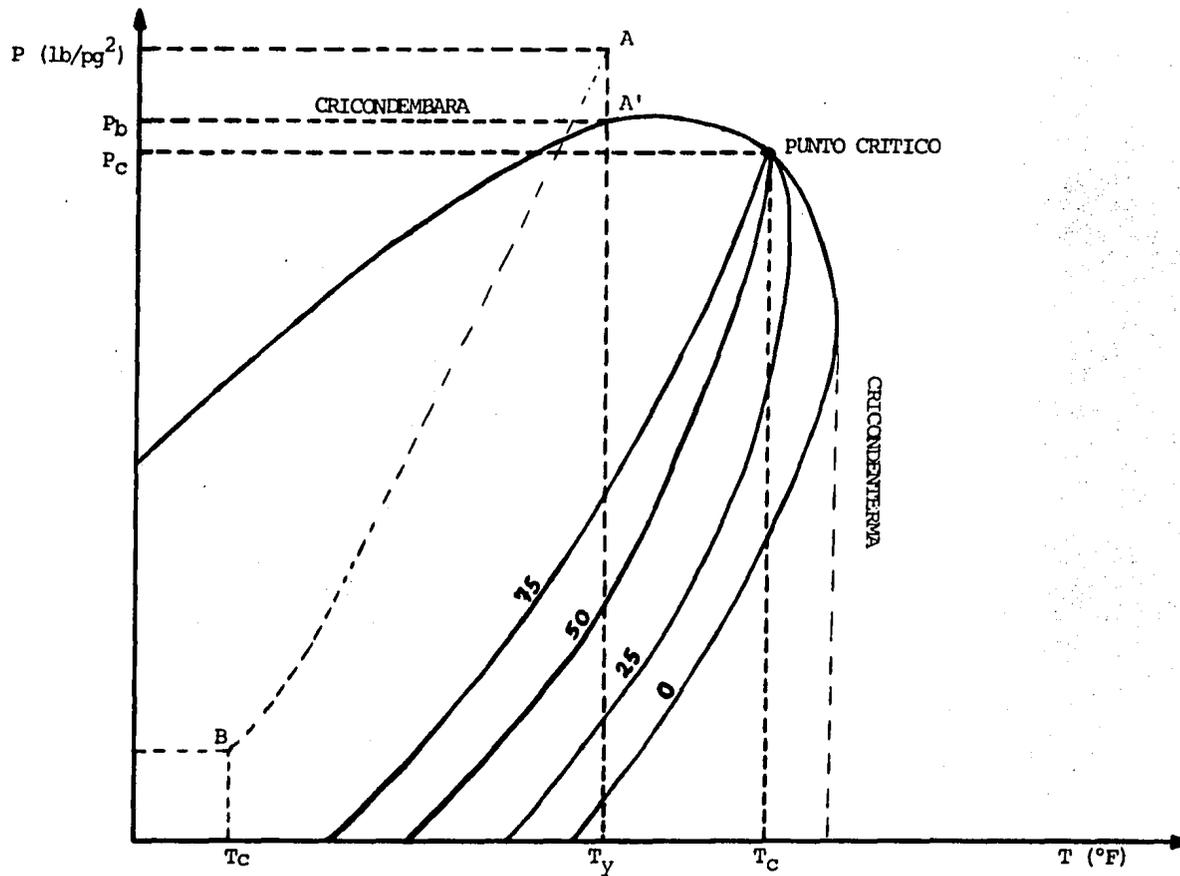


FIGURA 1.2 DIAGRAMA DE FASES DE UN YACIMIENTO DE ACEITE PESADO

A continuación se presenta una lista de los métodos de inyección de hidrocarburos y de los gases que se utilizan:

- 1.- Desplazamiento con solventes miscibles
- 2.- Inyección de gas enriquecido
- 3.- Inyección de CO₂.
- 4.- Inyección de gas inerte.

Estos métodos van encaminados a disminuir las fuerzas retentivas en el medio poroso, que principalmente son tres:

- a) Fuerzas viscosas
- b) Fuerzas capilares
- c) Fuerzas gravitacionales.

Es posible afirmar que del 60 al 90% del volumen de aceite pesado, que se queda en los yacimientos se debe a los efectos capilares y la parte restante a los efectos gravitacionales y viscosos.

2.2 - Descripción de los métodos.

1.- Desplazamiento con solventes miscibles.-

Consiste básicamente en la inyección de gas licuado del Petróleo (LPG) ó bien de propano (C₃), la forma en que se desplazan este tipo de solventes es mediante baches de agua y gas natural como se muestra en la Figura 2.1.

Con este tipo de hidrocarburos se obtiene la miscibilidad al primer contacto, este método se distingue de la inyección de gas seco y de la inyección de gas a alta presión en que no se tiene miscibilidad con el aceite en un contacto inicial, sino mediante contactos múltiples.

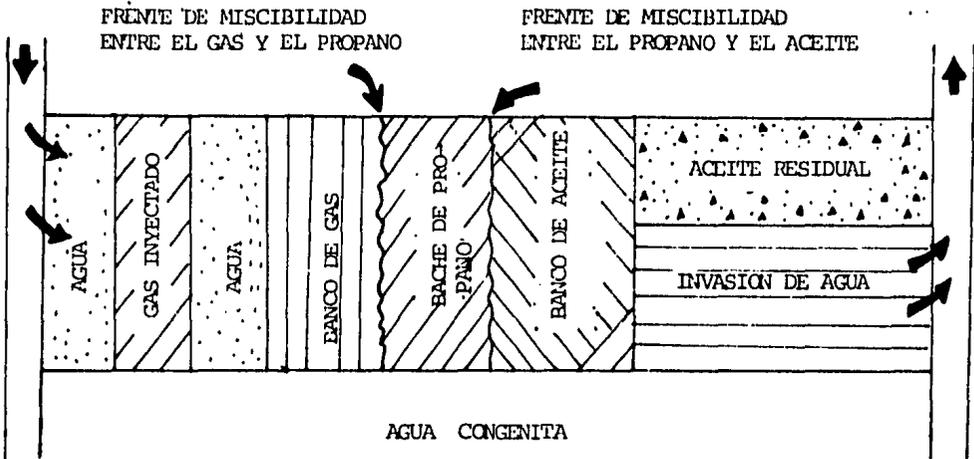


FIGURA 2.1 DESPLAZAMIENTO CON SOLVENTES MISCIBLES

Como podemos observar en la Figura 2.1 se forma un banco de aceite en el frente del bache de propano en donde se mantiene una miscibilidad entre el propano y el aceite, esto es posible porque el propano se encuentra en estado líquido, en la Tabla 2.1 se muestran las presiones necesarias para mantener este gas en estado líquido a diferentes temperaturas.

TABLA 2.1 - RELACION DE PRESION Y TEMPERATURA PARA MANTENER EL PROPANO - EN ESTADO LIQUIDO.

PROPANO

T (°F)	P (lb/pg ²) abs
50	92
100	190
150	360
200	590
206	617

Una de las ventajas principales de este método es que desplaza todo el - aceite residual, los rangos de presión que se requieren son bajos y no mayores a 1300 (lb/pg²).

Este proceso puede aplicarse con éxito en yacimientos poco profundos de - 1500 a 2500 pie . Y las ventajas principales, son la dispersión del bache de - propano através del yacimiento, porque tiene una disipación muy severa.

2.- Inyección de gas enriquecido.-

Este proceso consiste en inyectar al yacimiento gas seco enriquecido con - ecano, propano, butano, pentano, hexano y otros gases, con este gas enriqueci - do se obtiene la miscibilidad mediante contactos múltiples, el método constis - te en inyectar baches de gas enriquecido que van del 10% al 20% del volumen de - poros del yacimiento, en la Figura 2.2 se muestra la zona de miscibilidad forma - da entre el frente del gas enriquecido y el banco de aceite.

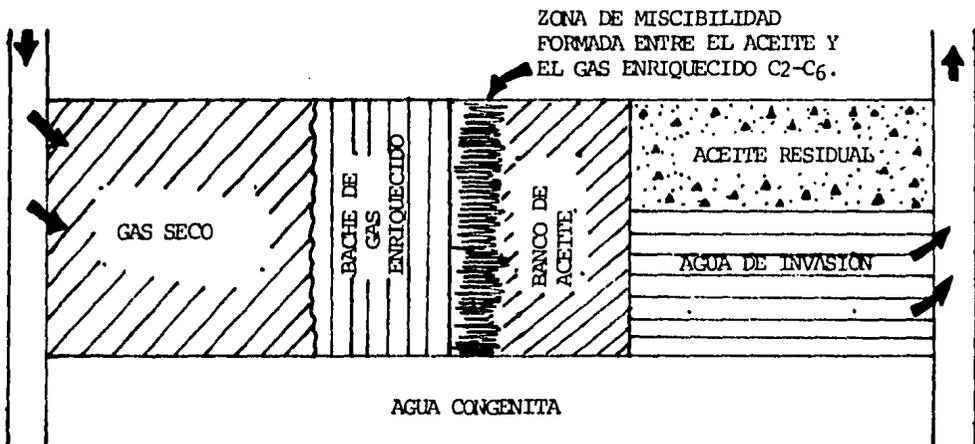


FIGURA 2.2 INYECCION DE GAS ENRIQUECIDO

El proceso de gas enriquecido requiere presiones más altas que las usadas en la inyección de baches de propano, y van de 1500 a 3000 lb/pg². Las ventajas - de este método son principalmente el desplazamiento de todo el aceite residual en contacto con la roca y la presión de miscibilidad puede ser menor si se in - crementa el grado de enriquecimiento del gas.

Una de las ventajas que ofrece este método es precisamente la alta presión que se requiere para alcanzar la miscibilidad, pues se ha calculado mediante un modelo termodinámico, que la presión de miscibilidad en yacimientos de aceite pesado se encuentra alrededor de 5000 lb/ptg.²

En la Tabla 2.2 se da la composición del gas inyectado en un yacimiento de aceite pesado.

TABLA 1.5 - COMPOSICION DEL GAS INYECTADO.

<u>COMPONENTE</u>	<u>% MOL</u>
N ₂	0.06
CO ₂	3.83
H ₂	0.00
H ₂ S	0.00
C ₁	84.42
C ₂	9.14
C ₃	1.07
I-C ₄	0.63
N-C ₄	0.21
I-C ₅	0.23
N-C ₅	0.06
C ₆	0.15
C ₇ +	0.20

3.- Inyección de bióxido de carbono.

Este método consiste en desplazar baches de bióxido de carbono con previos baches de agua formándose una zona miscible entre el CO₂ y el banco de aceite como se muestra en la Figura 2.3.

Una de las características del CO₂ es la alta solubilidad en los aceites pesados, pues tiene una elevada extracción de componentes ligeros C₁-C₆ y -- existe un intercambio de masa elevado pero en menor grado de C₇+

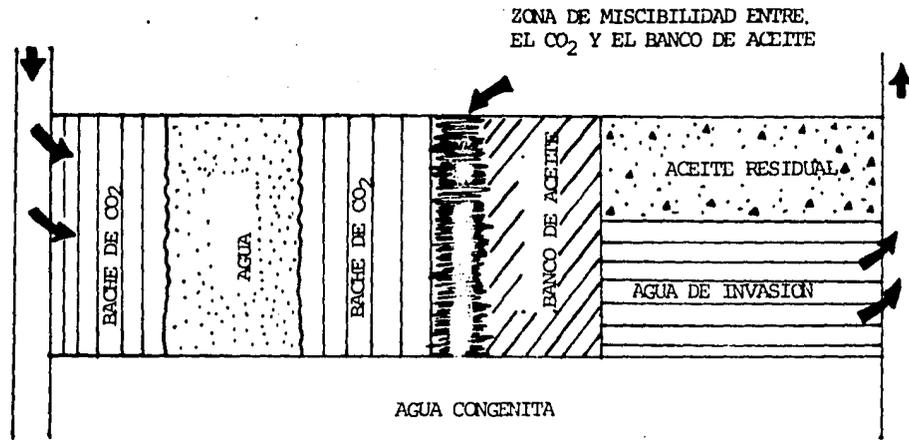


FIGURA 2.3 INYECCION DE BIOXIDO DE CARBONO

Además el CO₂ tiene la misma densidad que el aceite a condiciones de yacimiento lo que ayuda a las relaciones de movilidad. Los problemas principales en el uso del CO₂ son los siguientes:

- a) El CO₂ es altamente corrosivo.
- b) La separación del CO₂ del gas producido.
- c) Daño en la tubería de producción y la tubería de revestimiento lo que encarece el proceso
- d) La disponibilidad es otra limitante del CO₂.

4.- Inyección de gas inerte

Normalmente se utiliza nitrógeno, y debido a que es 100% inerte no existe reacción con los fluidos de formación. El nitrógeno no es miscible con el aceite pero bajo ciertas condiciones, si puede ser miscible además todos los inconvenientes del CO₂ son ventajas para el nitrógeno con todo esto se tiene que las cualidades del CO₂ también son cualidades del nitrógeno aunque en menor grado.

2.3 - Generación de miscibilidad.

Aún cuando el nitrógeno no es miscible con el aceite al primer contacto, se puede obtener dicha miscibilidad mediante contactos múltiples y con un aumento de la presión del yacimiento, es posible apresurar dicho proceso ya que el nitrógeno, se irá enriqueciendo con los componentes ligeros de los hidrocarburos del yacimiento y en menor grado con los componentes más pesados.

III.- ALTERNATIVAS DE LOS PROCESOS TÉRMICOS.

3.1- Generalidades de los procesos térmicos.

Como se ha podido observar a través del desarrollo de este trabajo los yacimientos de hidrocarburos pesados y viscosos contienen grandes volúmenes de hidrocarburos, debido a esto, los problemas para su explotación son mayores ya que tanto la energía propia del yacimiento como los métodos convencionales de recu-

-peración, resultan deficientes porque las relaciones de movilidades son altamente desfavorables en los procesos de desplazamiento. Esto ha dado lugar al gran impulso que han tenido los procesos térmicos como alternativas en la explotación de estos yacimientos.

En este tipo de procesos se originan altas temperaturas en la formación que ocasionan una reducción tanto de la viscosidad como de la densidad de los fluidos, y aunque la idea de suministrar calor a los yacimientos se remonta a más de 100 años, cuando sólo se hacía con fines de limpieza para eliminar la parafina o cualquier otro agente depositado alrededor de las paredes de los pozos, es hoy en día cuando se han emprendido con éxito los procesos de recuperación térmica de aceites pesados y viscosos mediante la inyección de fluidos calientes al yacimiento.

Los procesos térmicos se pueden dividir en tres grupos:

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

3.2 - Combustión in situ.

Este proceso se diferencia de la inyección de fluidos calientes, en que la energía calorífica usada para mejorar la recuperación de aceite es generada en el seno del yacimiento, y a pesar de que ha sido probada muchas veces en el campo, no existen reglas establecidas, para juzgar el posible éxito de este proceso; debido a que en él intervienen un número considerable de factores, como son los ritmos de producción, el contenido de combustible en el aceite, los requerimientos de aire, las eficiencias areales en la zona quemada y la velocidad del frente de combustión, estos parámetros son difíciles de cuantificar.

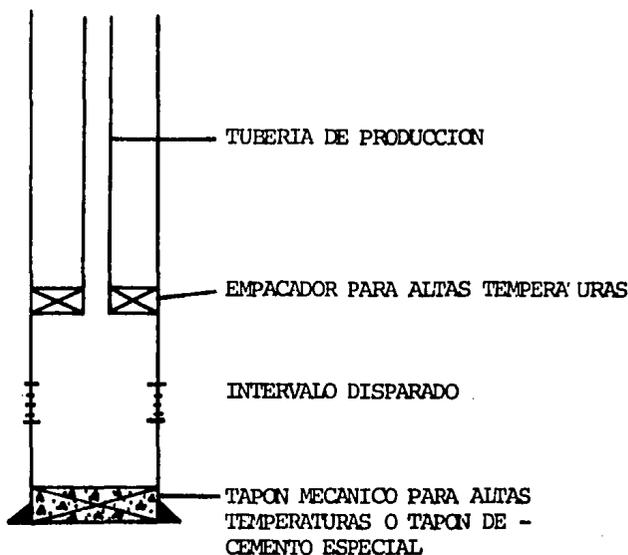
Sin embargo, los yacimientos que se encuentran a profundidades de 800 a 1000 m. que contengan altas saturaciones de aceite, porosidades mayores al 10%, permeabilidades de 15 (md) a 5000 (md) y cuyos espesores no sobrepasen los 10 m., pueden considerarse como candidatos para un proceso de combustión in situ.

3.3 - Inyección de agua caliente.

En un proceso de recuperación de aceite por inyección de agua caliente, el mecanismo de desplazamiento es igual al que se presenta en una inyección convencional de agua fría. Sin embargo, este tipo de procesos son más complicados ya que incluyen problemas de transferencia de calor, además del flujo de fluidos en el medio poroso.

La inyección de agua caliente tiene algunas ventajas sobre los demás métodos, cuando se aplica en yacimientos con permeabilidades lo suficientemente altas, para mantener grandes ritmos de inyección, como es el caso de los yacimientos de aceite pesado y que va encaminado a minimizar las pérdidas de calor tanto en el pozo como en el yacimiento. En la Figura 3.1 se presenta un diagrama típico de un pozo inyector de agua caliente.

FIG. 3.1 DIAGRAMA DE UN POZO INYECTOR DE AGUA CALIENTE.



3.4 - Inyección de vapor.

De los procesos térmicos el que se ha aplicado con mayor éxito es la inyección de vapor que puede ser empleada en la recuperación de aceites tanto de alta como de baja viscosidad según el método que se use. A este proceso se le ha llamado inyección continua de vapor para diferenciarlo de las estimulaciones cíclicas que se efectúan con vapor y de las cuales se hablara más adelante.

Inyección continua de vapor.-

Este método consiste en un proceso de desplazamiento de aceite por vapor a alta temperatura de 150 a 200 °C. el cual se inyecta en forma continua a la formación productora por uno o varios pozos inyectores. Este suministro continuo de calor origina expansión térmica y reducción en la viscosidad del aceite lo que tiene un efecto favorable en la recuperación. Algunos de los estudios que se han hecho sobre los diferentes factores que influyen en la aplicación de estas técnicas, se ha llegado a la conclusión de que el efecto más importante de este mecanismo es la destilación de las fracciones más ligeras del aceite y su incorporación al frente de desplazamiento, y las ventajas principales de estas técnicas son los grandes tiempos de respuesta y las enormes pérdidas de calor en el yacimiento.

IV.- INYECCION DE VAPOR Y ESTIMULACIONES CON VAPOR TERMICO.

La inyección de vapor se ha establecido como un medio para la explotación de aceites pesados y en la actualidad se ha estudiado a través de modelos físicos a escala lo que ha contribuido a la comprensión del mecanismo de este proceso, algunas conclusiones obtenidas en estos estudios sobre aceites viscosos y pesados son presentados a continuación junto con los resultados paralelos de las observaciones hechas en el campo, éstas son las funciones principales de la inyección de vapor.

4.1 - Funciones de la inyección de vapor.

Desde cierto punto de vista las funciones son la canalización del vapor através del yacimiento, el calentamiento del -- aceite adyacente al canal del vapor y el reemplazo subsecuente del aceite calentado por el flujo de vapor. Estas funciones de dependen de la velocidad del vapor, por lo que existirá un gasto óptimo de inyección que dependerá de las características de la formación.

Dentro de las limitaciones del proceso de inyección de -- vapor, se tiene el efecto de la viscosidad del aceite a la temperatura del vapor, para ésto es necesario definir la eficiencia del proceso que será la relación aceite/vapor.

Por lo tanto en la medida en que esta eficiencia se incremente, la viscosidad del aceite a la temperatura del vapor disminuirá; como puede observarse en la Figura 4.1.

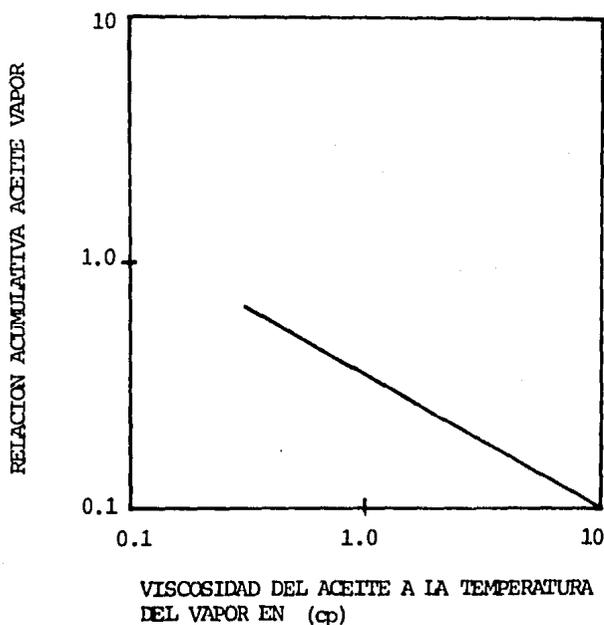


FIGURA 4.1
EFECTO DE LA VISCOSIDAD
DEL ACEITE.

Así, la relación aceite/vapor más económica en el desplazamiento de aceite residual de alta gravedad específica, se obtendrá con inyección de vapor sobrecalentado; por lo que la eficiencia económica total de una operación semejante dependerá principalmente de la alta calidad de vapor y de los gastos de inyección de vapor que se pueda lograr en cada yacimiento.

Un factor que distingue la inyección de vapor de otros procesos son las altas velocidades del vapor en la cara de la arena y también cuando ya ha entrado completamente en el yacimiento.

4.2 - Equipo para generar vapor.

Para generar vapor, generalmente se usan calderas con capacidad nominal de 30 toneladas/hora. Las calderas tienen 3 serpentines concéntricos interconectados. A la salida de las calderas el vapor generado y el agua restante son separados, enviándose el vapor seco a la línea principal de distribución a una temperatura que va de 450 a 500 °F. La cantidad de agua en las calderas debe mantenerse por encima de un cierto valor, que es aproximadamente entre el 10 y el 20%, para evitar recalentamiento y excesiva depositación de sales.

Para una cantidad determinada de vapor el gasto de inyección debe ser lo más grande posible a fin de suministrar el calor requerido en un tiempo corto y tener menos pérdida de calor. Un gasto de inyección pequeño requiere un tiempo prolongado de inyección, lo cual incrementa las pérdidas de calor. Respecto a la cantidad de vapor que debe inyectarse a una formación, lo más conveniente es basarse en la experiencia obtenida en otros yacimientos o bien calcular el comportamiento futuro del pozo, por medio de modelos matemáticos, simulando la inyección de diferentes cantidades de vapor, mediante un análisis económico para decidir cuál es la más adecuada. El número de calderas a instalarse en una planta depende de los requerimientos del proyecto en cuestión, el agua para alimentar las calderas que debe estar previamente filtrada y tratada en un intercambiador de iones que contiene resina a base de sodio para eliminar la dureza,

- y luego pasarla por un desaerador para eliminar el oxígeno que es el factor principal de corrosión; la Figura 4.2 es un diagrama esquemático de una planta de vapor.

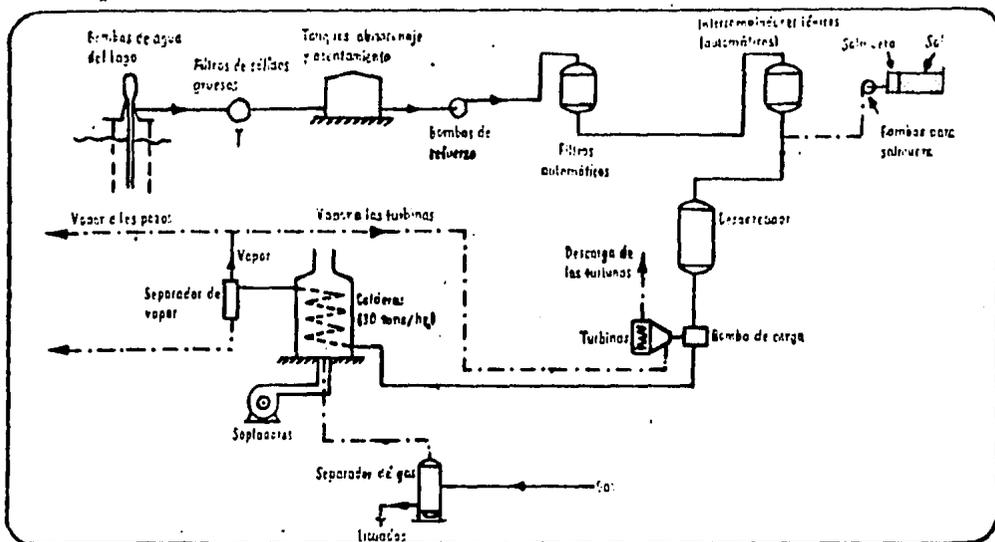


FIGURA 4.2 DIAGRAMA ESQUEMATICO DE UNA PLANTA DE VAPOR

Con respecto a la presión de operación, tiene dos tipos de plantas de alta presión, las cuales pueden generar vapor a presiones de hasta 1500 lb/pg^2 . y de baja presión cuya máxima presión de descarga es 1000 lb/pg^2

Tomando en cuenta las condiciones promedio de operación de las plantas y las pérdidas de presión a lo largo de las líneas de inyección, las presiones promedio en los cabezales de los pozos en los sistemas de alta y baja presión son del orden de $900 \text{ a } 1000 \text{ (lb/pg}^2\text{)}$ y de $700 \text{ a } 800 \text{ (lb/pg}^2\text{)}$ respectivamente.

4.3.- Generadores de vapor de un paso.

Estos aparatos consisten de una sola tubería de acero, de gran longitud y pequeño diámetro de 1 a 4 pulgadas. La tubería se encuentra doblada adoptando diferentes formas, de acuerdo al diseño del fabricante, esta expuesta a los gases calientes de la combustión. Por un extremo de la tubería entra agua fría y por el otro sale vapor, de tal manera que el agua es calentada a su paso por la tubería y en algún punto del mismo se inicia la evaporación, que continúa hasta obtenerse el vapor de la calidad deseada, este tipo de generadores están diseñados para producir vapor hasta del 80% de calidad. El uso de tubería doblada permite acomodarla en un espacio reducido y en la forma más apropiada, por lo que las unidades resultan de tamaño pequeño, adecuado para su fácil transportación. El agua es obligada a circular por la tubería, mediante una bomba de presión de descarga variable y gasto constante y ajustable, que permite operar el generador en parte o bien en toda su capacidad, en algunos modelos del 10 al 100%.

La principal ventaja de la circulación positiva del agua, es el alto grado de absorción de calor que se obtiene, y que en algunos generadores llega a 600,000 BTU/hr-pie². La elevada absorción de calor, por unidad de área de calentamiento permite la obtención de calor en pocos minutos y debido al pequeño volumen interior de la tubería de calentamiento, la cantidad de vapor que se libera en caso de una falla de la tubería, es pequeña, además presenta pocos riesgos para el personal.

Los gases calientes producto de la combustión, son obligados a circular dentro del generador a gran velocidad, lo cual permite aprovechar más eficientemente parte del calor que transportan y hace innecesario el uso de chimeneas que son muy costosas. Algunas de las ventajas de este tipo de generador son:

- 1.- La limpieza interior de la tubería de calentamiento que es una operación bastante difícil.
- 2.- El diseño y la operación del generador son complicados, generalmente se requiere un doble juego de bombas para el agua de alimentación; ya que no se pueden tolerar fallas en el abastecimiento.

3.- El agua, el combustible y el aire para la combustión; que deben ser regulados en forma precisa, de manera que es obligado el empleo de sistemas automatizados para el control de estos fluidos.

El funcionamiento de todo este conjunto de características han conducido a la fabricación de unidades compactas, pero de gran capacidad, montadas - en patines o sobre remolques, lo que las hace sumamente transportables y fáciles de instalar cuyas cualidades satisfacen ampliamente los requerimientos para operar en el campo.

4.4 - Partes componentes del generador de un paso.

En general, los generadores de vapor difieren de acuerdo a la capacidad, presión de trabajo y grados de automatización; sin embargo sus principios básicos de diseño, de operación y control son semejantes, lo que permite hacer una descripción generalizada de sus partes componentes.

Sistema de agua y vapor

- Equipo de tratamiento de agua
- Bomba de alimentación
- Serpentín de generación
 - a) Sección de convección
 - b) Sección de radiación
- Precalentador
- Separador

Sistema de combustible

- Calentadores de combustible
- Bomba de aceite
- Quemador
- Ventilador

- Piloto de encendido
- Cámara de combustión
- Eliminador de hollín

Sistema de agua y vapor.-

Equipo de tratamiento de agua. No siempre se dispone en el campo de una fuente de abastecimiento de agua, de las características adecuadas (sólidos en suspensión, gases disueltos, dureza) para la generación de vapor. En la mayoría de los casos, el agua de alimentación al generador deberá ser sometida a varios tratamientos, dada la importancia que esto tiene para el buen funcionamiento del generador.

Bomba de alimentación.-

Se considera que la bomba de pistones múltiples, recíproca, de desplazamiento positivo, es la más adecuada para circular el agua por el serpentín - ya que se requiere un gasto constante a una presión de descarga variable.

La capacidad de la bomba debe ser aproximadamente de 2 GPM/MMBTU/hr. La bomba puede ser de motor eléctrico o de combustión interna; el gasto puede regularse con un retorno y una válvula motora o por medio de una transmisión de engranes, pudiéndose así obtener vapor de calidad constante a una presión dada y en la cantidad requerida.

Serpentín de generación.-

Son de diversas formas, los hay en helicoidales como el de la Figura 4.3; de tubería recta dispuesta en la pared de un cilindro horizontal, como el de la Figura 4.4; de espirales dispuestas horizontalmente una sobre otra y una parte helicoidal, como el de la Figura 4.5; y finalmente el de hélices concéntricas como el de la Figura 4.6. El serpentín de generación consta de dos secciones diferentes, que son las que a continuación se describen:

a) Sección de convección o economizador.-

En esta parte, por donde entra el agua de alimentación al serpentín de generación, se inicia el calentamiento del agua aprovechando el calor que aún



Fig.4.4 Serpentin cilíndrico horizontal.

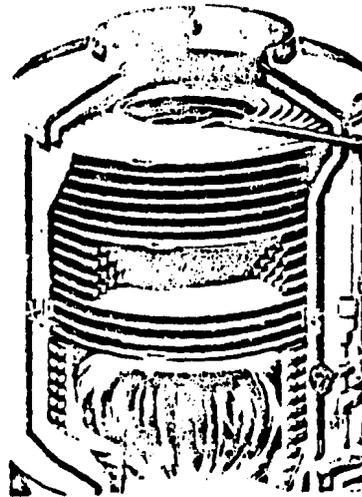


Fig. 4.3 Serpentin de generación espiral-helicoidal

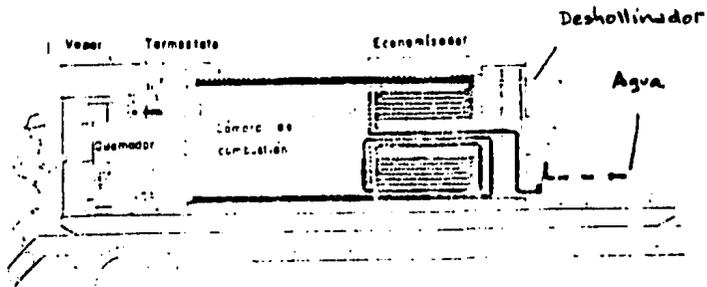


Fig. 4.5 Serpentín de generación helicoidal concéntrico.

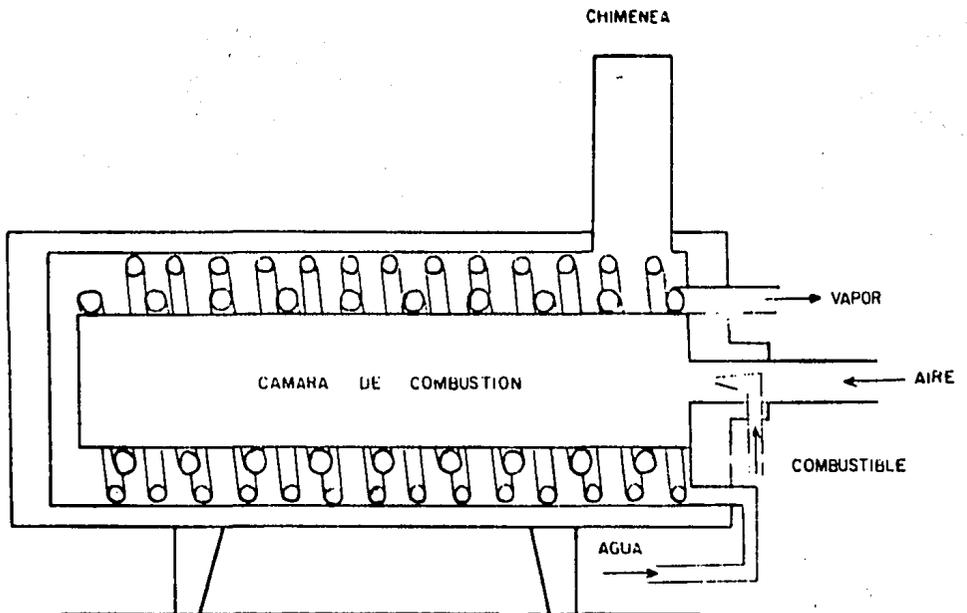


Fig. 4.6 Generador con serpentín helicoidal concéntrico.

--retiene los gases de combustión, que son obligados a circular entre la tubería antes de salir a la atmósfera. La porción del economizador más próxima a la sección de radiación es de tubería lisa y el resto es de tubería con aletas anulares o longitudinales, como la que se muestra en la Figura 4.7.

Las aletas aumentan el área de intercambio de calor haciendo más eficiente el economizador. Según el diseño, los gases de combustión pasan por la sección de convección siguiendo una trayectoria perpendicular al serpentín, a contraflujo con el agua, en este caso se usan aletillas anulares, o bien en una dirección paralela a la tubería en cuyo caso se usan aletillas longitudinales.

Aún cuando la primera de estas dos formas es más eficiente, la depositación de hollín es muy severa; sobre todo cuando se quema aceite crudo, siendo entonces más conveniente el flujo paralelo de los gases y las aletillas longitudinales.

b) Sección de radiación.-

En esta parte del serpentín, es donde se efectúa, en su mayor parte la absorción de calor desprendido por el combustible que se quema, la transferencia es por radiación de calor de la flama al serpentín.

En esta sección se vaporiza el agua, por lo que casi todo el contenido de la tubería es vapor, de aquí sale el vapor a la línea de inyección al pozo o a un separador 9 como el de la Figura 4.8.

Pre calentador.-

En el caso de que no se usara separador, ni tampoco un extractor mecánico o algún otro dispositivo que nos permitiera extraer, el oxígeno del agua, existe un equipo con que cuentan los generadores y que es un pre calentador, como el que se muestra en el número 7, en la Figura 4.8; en el cuál la temperatura del agua de alimentación es elevada aproximadamente a unos 200 °F.

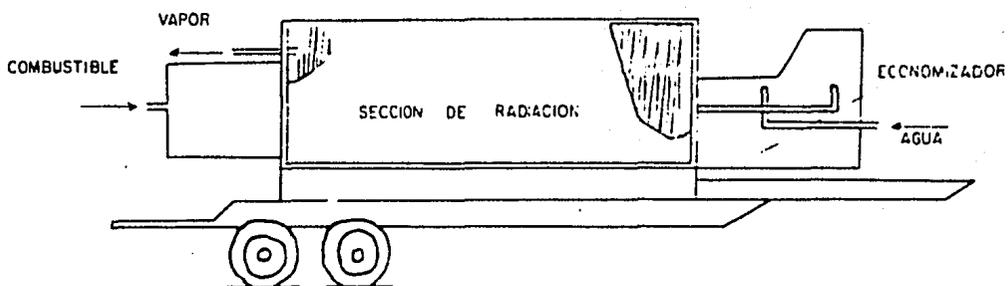
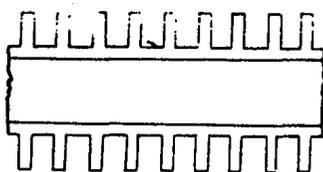
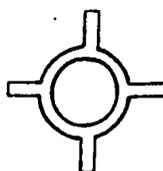


Fig. 4.7 Serpentin de generaci3n helicoidal



(i)



(ii)

Fig. 4.7-A i) Corte longitudinal de una tuberfa con aletillas longitudinales.

ii) Corte transversal de una tuberfa con aletillas longitudinales.

- 1 UNIDAD DE TRATAMIENTO DEL AGUA
- 2 TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA
- 3 EXTRACTOR MECANICO DE OXIGENO
- 4 BOMBA DE ALIMENTACION
- 5 GENERADOR

- 6 SECCION DE RADIACION
- 7 PRECALENTADOR DEL AGUA DE ENTRADA
- 8 ECONOMIZADOR
- 9 SEPARADOR



EQUIPO OPCIONAL



CONEXIONES CON EQUIPO OPCIONAL

28

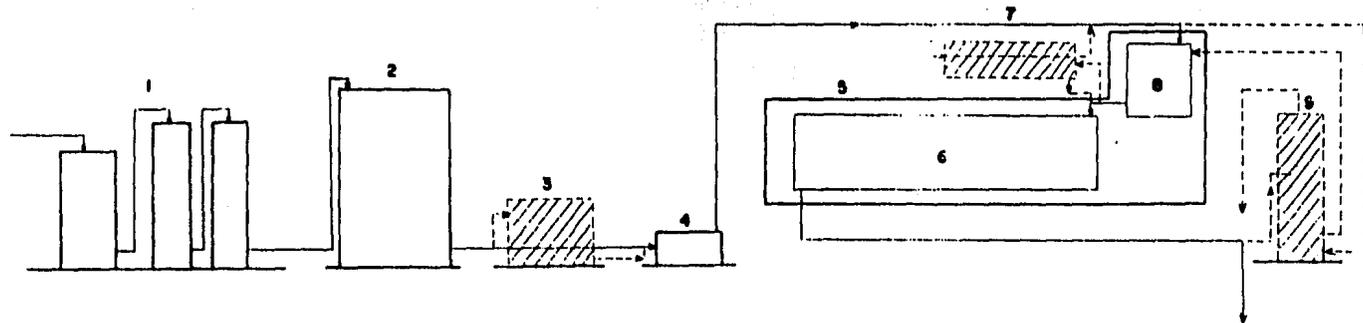


Fig. 4.8 Circulación del agua y el vapor en un generador de un paso

Al intercambiar calor con el agua que sale de la sección de convección, el agua de alimentación al salir del calentador entra en la sección de convección 6 de la misma Figura 4.8 de esta manera se evita que el vapor de agua, presente en los gases de combustión, se condense sobre el serpentín relativamente frío, de la sección de convección, como ocurre cuando no se calienta el agua de alimentación; el rocío así formado acelera la corrosión del acero de la tubería.

Separador.-

Cuando se considera que el contenido de sales disueltas en la fracción líquida del vapor húmedo es muy elevado o sin serlo, es de tal naturaleza que puede perjudicar a la formación productora, se descarga en vapor a un recipiente, en el cual se efectúa la separación del líquido y el vapor teniéndose en este caso vapor casi saturado en la parte superior, como se muestra en la Figura 4.9

Sistema de combustible.-

Algunos generadores, están diseñados para quemar gas natural, otros para quemar aceite crudo y algunos para gas natural o aceite indistintamente. El diseño y los controles requeridos para el primer caso son bastante sencillos, para el segundo caso, ya no lo son tanto y menos aún para el tercero.

Cuando el generador está diseñado para quemar aceite crudo, de 12 a 40 °API, generalmente pesado y difícil de manejar se usan calentadores para reducir la viscosidad.

Estos calentadores pueden ser eléctricos, de combustible, a base de vapor o de agua caliente. Se considera más eficiente una combinación de ellos, en la Figura 4.10 se muestran esquemáticamente las partes principales del equipo necesario para manejar y quemar el aceite crudo en un generador de un paso.

FIGURA 4.9 SEPARADOR

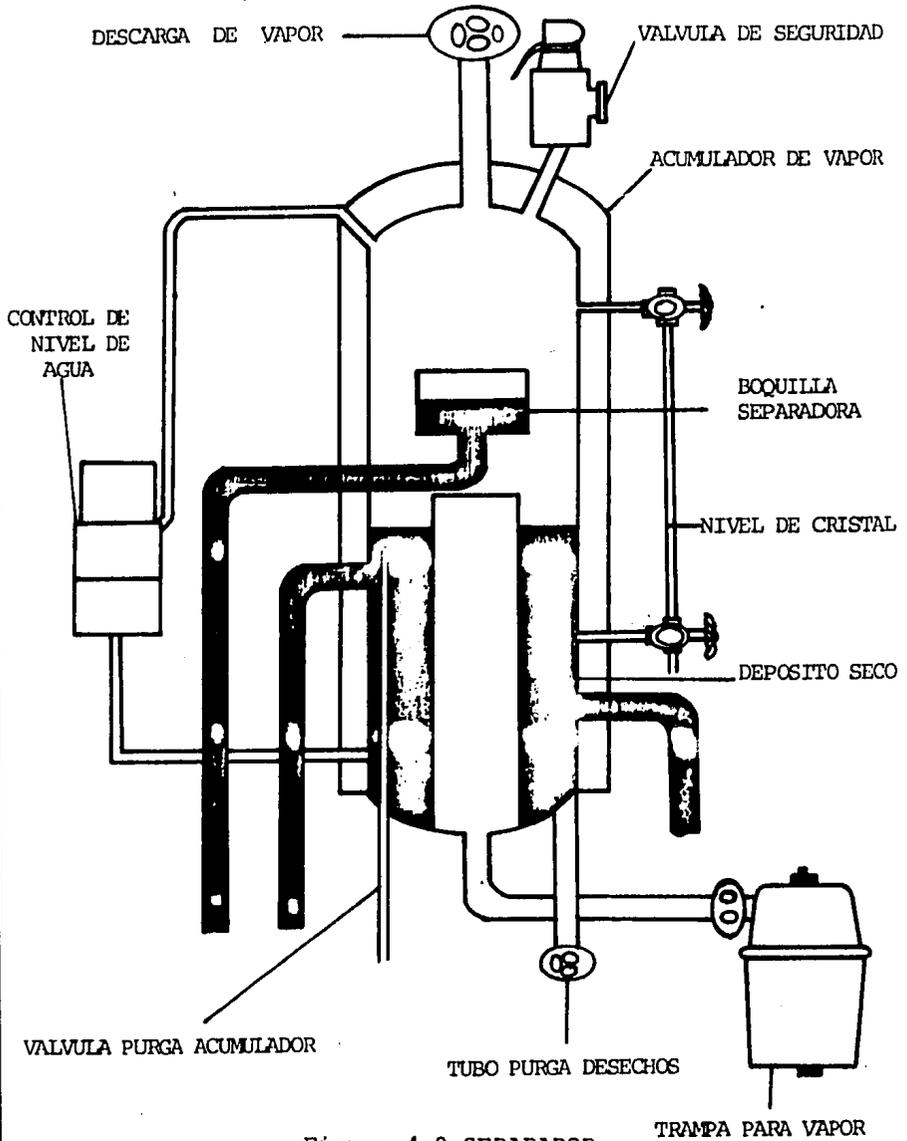


Figura 4.9 SEPARADOR

TRAMPA PARA VAPOR

- | | | | |
|---|----------------------------|----|----------------------------|
| 1 | TANQUE DE ALMACENAMIENTO | 6 | VENTILADOR DE TIRO FORZADO |
| 2 | SERPENTIN DE CALENTAMIENTO | 7 | ATOMIZADOR Y QUEMADOR |
| 3 | CALENTADOR ELECTRICO | 8 | CALENTADOR ELECTRICO |
| 4 | BOMBA | 9 | CAMARA DE COMBIUSTION |
| 5 | INTERCAMBIADOR DE CALOR | 10 | CUBIERTA AISLANTE |

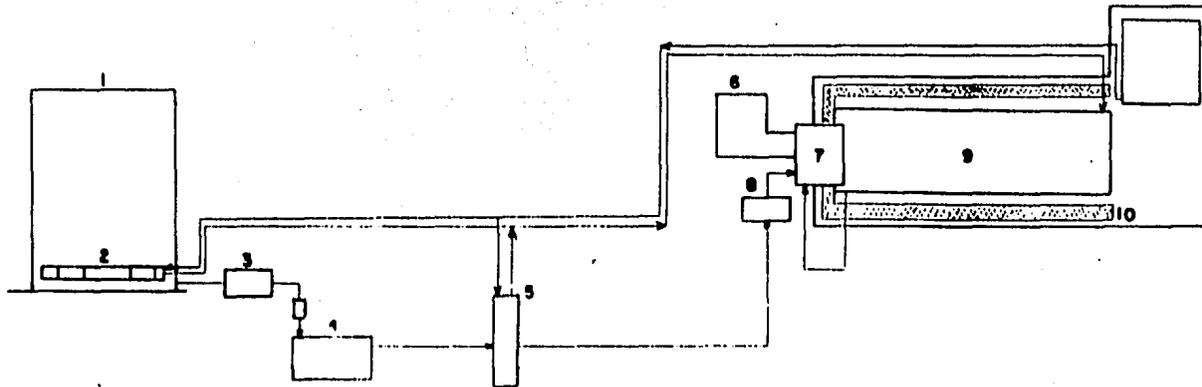


Figura 4.10 Sistema de manejo y quemado de combustible.

Se usa un calentador eléctrico 3 para calentar el aceite al arrancar el generador, cuando este ya está en producción, parte del agua caliente que sale de la sección de convección es desviada al serpentín de calentamiento, dentro del tanque de almacenamiento del aceite, donde se da calor y de ahí regresa a la sección de radiación.

El aceite caliente es tomado por la bomba 4 de engranes cuando se trata de aceite pesado, y pasa por un filtro para re tener partículas extrañas y luego por un intercambiador de ca lor 5 donde es calentado hasta su temperatura de inflamación; después pasa por otro calentador eléctrico 8 para asegurarse que entre al quemador, a la temperatura adecuada para su pulve rización.

Para obtener las altas temperaturas que van de 1800 a - - 2000 °F. y que son necesarias para producir vapor en el generador de un paso, es necesario quemar completamente el combustible a gran velocidad. Para ello se atomiza antes de mezclar lo con el aire de combustión.

La pulverización tiene lugar en el quemador 7 en donde - por medio de boquillas especiales, diferentes para cada tipo - de combustible, se le mezcla de preferencia con vapor sobrecalentado, fraccionándolo en pequeñas gotas hasta formar una especie de neblina. Así se facilita que pueda mezclarse homogéneamente con el aire necesario para la oxidación. El aire es suministrado por un ventilador de tiro forzado, como el que se muestra en la Figura 4.11 que es accionado por un motor eléctrico 6 de combustión interna.

La mezcla del aceite pulverizado, vapor y aire a gran velocidad y la turbulencia penetran a la cámara de combustión.

La combustión de la mezcla se inicia mediante la flama - de un piloto que funciona con gas. La flama del piloto a su - vez se enciende mediante la chispa eléctrica de una bujía que

recibe corriente eléctrica de alto voltaje de un transformador.

La mezcla aceite-vapor-aire, se quema en la cámara de combustión, el quemador está diseñado para que la flama tome aproximadamente la forma de la cámara de combustión sin chocar con las paredes.

La cámara de combustión esta formada de afuera hacia adentro por una coraza de acero cilíndrica, un espacio libre ocupado por aire, una cubierta cilíndrica de un material aislante ligero que hace las veces de pared refractaria evita fugas excesivas de calor al exterior, el serpentín de radiación y en algunos modelos una camisa cilíndrica metálica, que protege a los tubos de contacto directo con la flama. En la Figura 4.12 se muestra una cámara de combustión con pared de agua.

Los gases calientes, como el aire, el bióxido de carbono, el monóxido de carbono y el vapor de agua, circulan entre las vueltas del serpentín, en la sección de convección, antes de salir a la atmósfera.

Cuando la oxidación del combustible no es completa, en los gases de combustión se encuentra CO_2 lo que da lugar a la depositación de hollín en la superficie externa de los tubos.

El hollín reduce la eficiencia de absorción del calor y disminuye el área de paso de los gases. Casi todos los modelos de generadores de vapor de un paso vienen provistos de un dispositivo para eliminar el hollín, lavando los tubos con agua o con vapor; en la Figura 4.13 se muestra el corte de un generador vertical en el que se puede ver la entrada del des-hollinador.

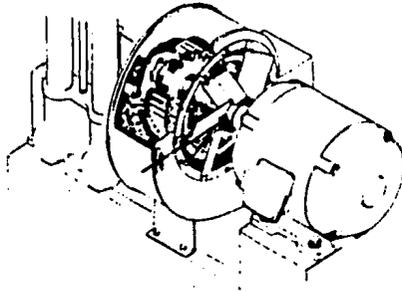


Figura 4.11 Ventilador de tiro forzado.

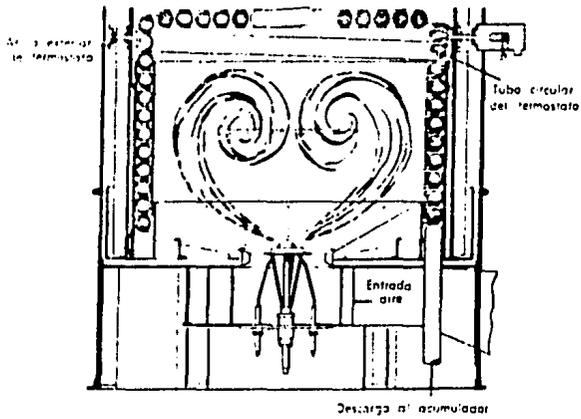


Figura 4.12 Cámara de combustión con pared de agua.

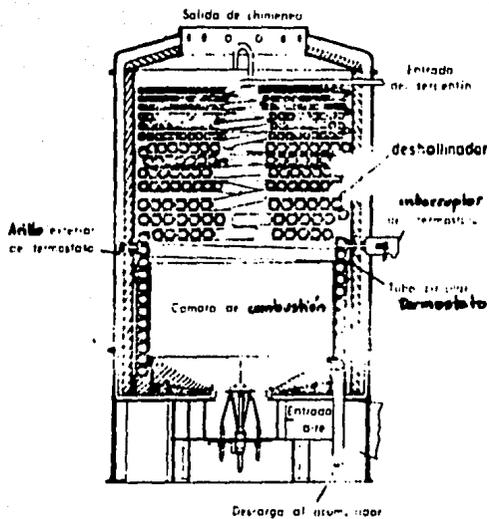


Figura 4.13 Corte de un generador vertical en que se muestra la entrada del deshoiinador.

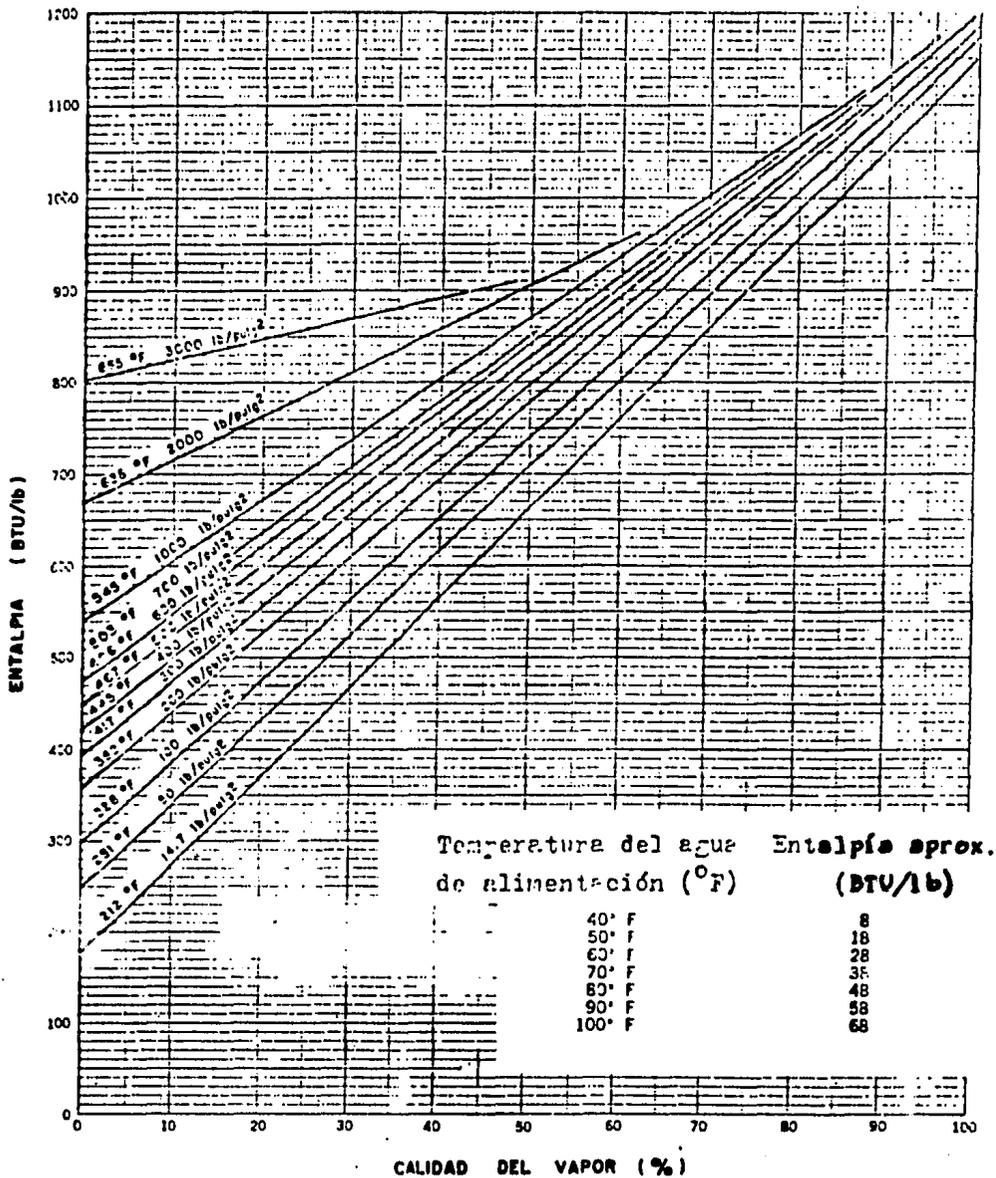


Fig. 4.14 Calor requerido para generar vapor en función de la calidad y la presión de éste.

4.5.- Calor requerido para generar vapor.

El calor requerido para generar vapor, es función de la calidad y la presión de éste; con la gráfica de la Figura 4.14 se puede calcular rápidamente el calor necesario para generar una cantidad de vapor a la presión y de la calidad que se deseen, partiendo del agua a una temperatura conocida.

Ejemplo:

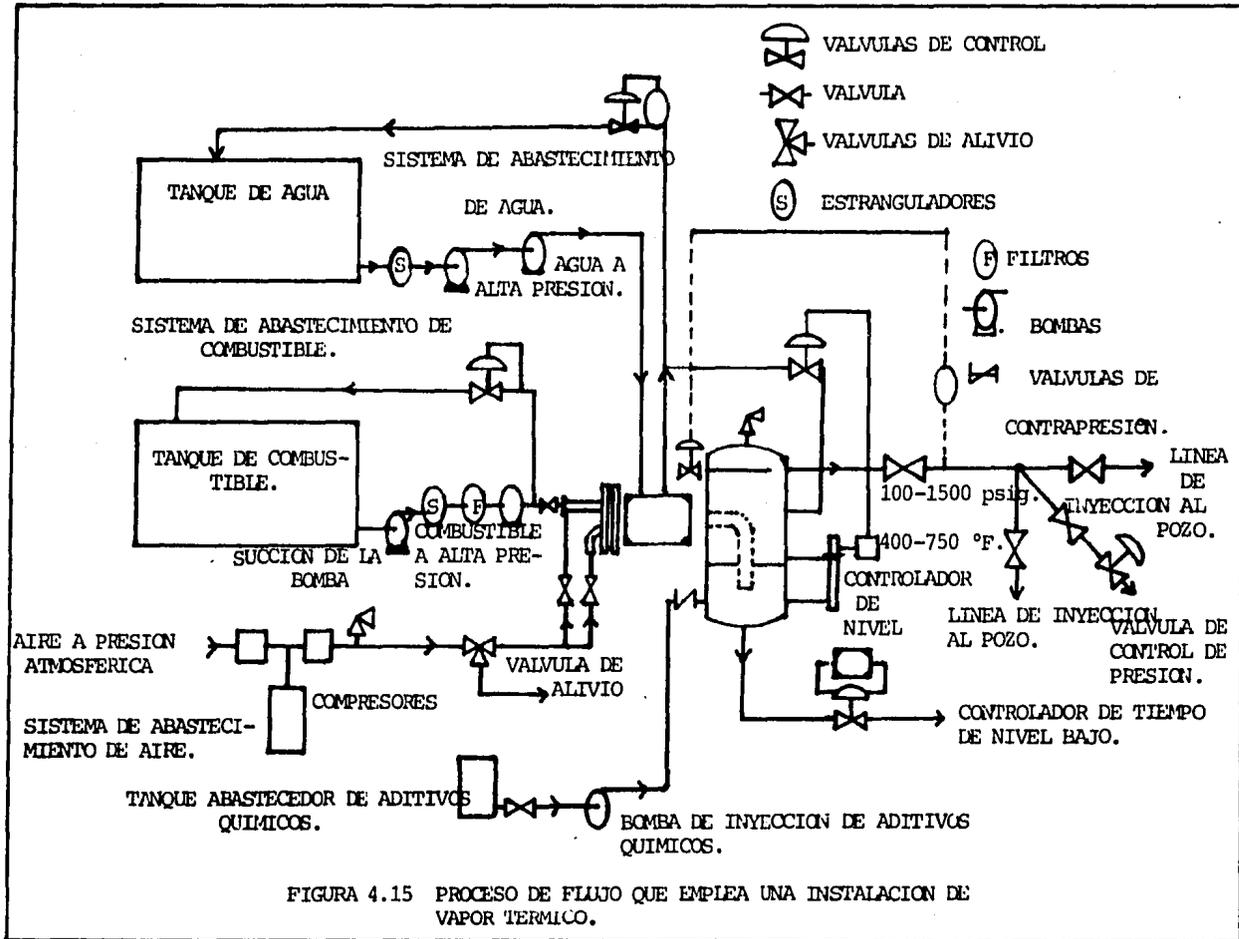
Calcular el calor necesario para generar 1500-lb/hr. de vapor de 70% de calidad, a una presión de 1000-lb/pg²

El agua de alimentación esta a 60 °F. Para 70% de calidad y la curva correspondiente a 1000 (lb/pg²). se lee en el eje vertical (entalpía) 1004 BTU/lb. El agua a 60-°F tiene una entalpía de 28 BTU/lb. Por lo tanto el calor necesario es:

$$(1004-28)1500 = 14.164 \times 10^6 \text{ BTU.}$$

4.6 Estimulaciones con vapor térmico.

Este sistema recientemente desarrollado, genera una mezcla de vapor supercalentado, nitrógeno y bióxido de carbono, para ser inyectado en yacimientos de aceite pesado; el diagrama de la Figura 4.15 muestra el proceso de flujo de una instalación que emplea equipo de vapor térmico. En este proceso se quemara una mezcla de aceite crudo, diesel y aire que esta contenido en una cámara de combustión a alta presión arriba de 150-1500 lb/pg². para producir una mezcla de gas caliente de 3500- a 4000 °F. Que contiene predominantemente nitrógeno, bióxido de carbono y agua con pequeñas cantidades de óxidos de sulfuro y nitrógeno.



Para controlar la corrosión se adicionan algunos aditi-- y se agrega agua al recipiente de combustión, para apagar la - sección y convertir el ión sulfato y el ión nitrato en sales, solubles antes de la inyección.

Estas sales y algunos componentes de metal alcalino son-- desalojados de la sección de agua apagada, son evaporados y -- colocados en un estanque. El sistema de distribución está for-- mado por líneas troncales de 10 pulgadas, líneas semipermanentes de 6 pulgadas y líneas portátiles de 4 pulgadas. Todas es-- tas líneas están recubiertas por una capa aislante de asbesto y una protección de aluminio o de polietileno de alta densi-- dad.

En la línea portátil de cada pozo y a unos 10 o 15 m de éste, se instala un equipo de medición formado básicamente, por un medidor de orificio que sirve para determinar el gasto de inyección.

Para la gran mayoría de los casos la longitud de línea, desde la planta al pozo no excede de los 2 Km. y la calidad del vapor inyectado es de 85 a 95%. Existen pruebas realizadas en el campo que asumen las peores condiciones, línea de 3.5 Km. con pobre aislamiento y se ha demostrado que la calidad puede bajar hasta un 60%.

4.7 Estimulaciones cíclicas.

La inyección de vapor cíclica, que también se denomina - estimulación cíclica, es el método de recuperación térmica que mayor impulso ha alcanzado en los últimos años, principalmente en la explotación de los yacimientos de aceite pesado, debido a que se logra reducir su viscosidad, al mismo tiempo que se - eliminan algunos bitúmenes o parafinas que se adhieren en el fondo del pozo y con lo cual a su vez se disminuye el factor, de daño de la formación.

Esta técnica de inyección cíclica, se lleva a cabo en 3 - etapas y que son las siguientes:

1a.-Corresponde a la fase de inyección, en la cuál se inyecta vapor, durante un tiempo que puede variar de una a varias semanas segun las características del yacimiento.

2a.- Esta es la etapa de condensación del vapor, durante la cual se cierra el pozo para permitir que el vapor inyectado se condense dentro del yacimiento, y ceda su calor latente al aceite y le disminuya así su viscosidad. El tiempo de cierre de un pozo, puede variar de uno a cuatro días, y aunque se han dado muchos campos con tiempos de cierre mayores, esto depende de las características del yacimiento y del aceite contenido en éste.

3a.- En esta última etapa del ciclo, el pozo ha estado abierto a producción durante un tiempo que puede llegar hasta 6 meses, al final del cual puede reiniciarse un nuevo ciclo de inyección, y según los resultados obtenidos en la producción - que se tuvo durante el lapso en que el pozo estuvo abierto.

El número de ciclos que pueden aplicarse a un pozo es variable y aún cuando se han dado casos de campos en los que se han aplicado hasta ocho ciclos de inyección, pero se considerará desde el punto de vista económico que un máximo de tres ciclos, pudiera ser aceptable aunque el tercer ciclo generalmente resulta deficiente, desde el punto de vista de recuperación de aceite pesado.

Respecto a la cantidad de vapor que debe inyectarse a un yacimiento, lo más conveniente es basarse en la experiencia obtenida en otros yacimientos o bien calcular el comportamiento futuro del pozo por medio de modelos matemáticos.

4.8.- Generación de vapor en el fondo.

En un generador de vapor de fondo, se requiere una tubería para aire de 2 3/8 de pulgada. Una tubería para agua de -

1 1/4 pg. y una tubería para combustible de 1/2 (pg) ; además - una línea conductora de 1 (pg) . para cualquier función de control como temperatura o presión.

Si se usa un generador de vapor de fondo indirecto se debe poner además una línea de gases de escape de 2 3/8 (pg) . Por lo tanto al correr 4 líneas paralelas de tubería en el fondo del pozo, cualquier fuga curva o rotura pueden causar dificultades al generador de vapor, adicionalmente al mantener los gases calientes se pueden dañar los circuitos eléctricos vaporizando también el agua o el combustible dentro de la línea; se pueden usar varios tipos de empacadores con un generador - de vapor de fondo, lo que hace que la operación sea más complicada.

Por todo lo anterior, las limitaciones del generador de - fondo en la inyección son debidas a que éste puede ser forzado en el fondo del pozo; por eso es prudente cambiarlo a un -- tiempo dado de operación, lo que consume tiempo y costos.

Con el generador de fondo no se restringe el diámetro - particular del pozo, por lo que se usa generalmente T.R. de -- 4 1/2 pg . con T.P. de 23/8 pg. como sarta de inyección; además el equipo de generación de vapor en el fondo ha demostrado que puede llegar de 6 a 11 pg . y su diámetro exterior puede ser colocado en un mínimo de 8 a 12 pulgadas, en un pozo ademado.

Esto incrementa el costo de la operación, porque se tiene que perforar y terminar un pozo usando un diametro de 8 5/8 pg; de esta manera tenemos que el costo de la T.R. es el doble si se usa una T.R. de 4 1/2 pg . y con una de 12 pulgadas el costo de la T.R. es de 3 a 4 veces mayor.

V.- TECNICAS DE TERMINACION DE POZOS EN YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO.

5.1 Cementaciones.

Mediante pruebas de laboratorio, se ha comprobado que a 120 °C. las cementaciones con lechadas convencionales son inestables, pierden resistencia a la compresión y aumentan su permeabilidad. Debido a ésto y a las altas temperaturas alcanzadas en los pozos inyectoros de vapor se ha recurrido a las lechadas mejoradas con algunos productos químicos.

Una mezcla de cemento API clase A o G con 40% de sílice muestra un excelente comportamiento a temperaturas hasta de 240 °C. Las características principales de esta mezcla -- son su buena resistencia a la compresión, su excelente adherencia a la tubería y a la formación, la buena conductividad térmica, la baja permeabilidad y el bajo costo.

Para satisfacer los requisitos de un pozo en particular, pueden agregarse productos a la lechada para acelerar o retardar el fraguado, para bajar su densidad, para aumentar su expansión durante el fraguado y para reducir la fricción en el espacio anular.

El cemento API clase A o G mezclado con 1 m³ de puzolana por m³ de cemento; sílice en proporción de 40% del peso - del cemento y puzolana; con o sin 2% de bentonita, constituyen una preparación que se ha encontrado estable a 305 °C.

La resistencia a la compresión, se desarrolla lenta y no completamente a la temperatura original del pozo, pero aumenta considerablemente al inyectarse el vapor.

El uso de perlita hace disminuir la densidad de la lechada pero la resistencia inicial del cemento a la compresión es baja aún cuando mejora al aumentar la temperatura, vease la Tabla 5.2; por otra parte la baja conductividad térmica de la

perlita dá lugar a un mayor calentamiento de la tubería de ademe y por lo tanto a un mayor nivel de esfuerzos en ella.

Para mejorar la adherencia del cemento a la formación y a la tubería, se utiliza el cloruro de sodio en proporción de hasta 10% en peso del agua para la lechada, que presenta así una expansión de hasta 17% al fraguar.

La bentonita hace que la lechada frague con una alta relación de agua, por lo que la estabilidad de la cementación a elevada temperatura se reduce, sobre todo si se usa la bentonita, en proporciones mayores del 14%. En las Tablas 5.1 y 5.2 se muestran algunas propiedades del cemento API clase G con 40% de sílice.

Con el fin de lograr una cementación eficiente en un pozo destinado a inyectar vapor, la composición de la lechada, los aditivos y la técnica en sí de la cementación tendrán variación según las características propias del pozo; pero pueden hacerse algunas recomendaciones de tipo general.

El espesor de la capa de cemento no debe ser inferior a 2.5 cm. Se debe repasar el agujero con la herramienta adecuada, para eliminar posibles restricciones por deslizamiento de las formaciones; circular el tiempo necesario para eliminar totalmente los recortes; acondicionar hasta lograr una composición estable y uniforme, el fluido de perforación, debe tener una densidad tan baja como las condiciones del pozo lo permitan.

Es conveniente tomar un registro de calibración del agujero, sobre todo si se ha de cementar la tubería en toda su longitud en formaciones poco consolidadas.

Un registro de temperatura ayudará a decidir si se usa o no un retardador de fraguado, ya que a temperaturas elevadas se reduce el tiempo en que la lechada es manejable. La tubería debe estar provista de zapata gúfa, cople de retención y centradores para asegurar un espesor uniforme de la capa de cemento.

Bentonita %	Perlita vol/vol	Lechada	
		Volumen lt./saco de cemento	Densidad Kg/lt
0	0	49.6	1.87
0	1	64.12	1.64
2	1	69.51	1.60
0	2	82.27	1.52
2	2	87.66	1.50
0	3	100.43	1.45
2	3	105.82	1.43

Tabla 5.1 Propiedades físicas de la lechada de cemento API clase G con 40% de sílice, con diferentes proporciones de perlita y bentonita.

Bentonita %	Perlita vol/vol	Resistencia a la compresión (Kg/cm ²)			
		37.8 °C		204 °C	
		8 hrs.	1 día	1 día	7 días
0	0	23	105	344	458
0	1	25	55	269	220
2	1	14	28	180	134
0	2	10	26	130	143
2	2	2	19	101	86

Tabla 5.2 Resistencia a la compresión del cemento API clase G con 40% de sílice, con dosificaciones diferentes de perlita y bentonita.

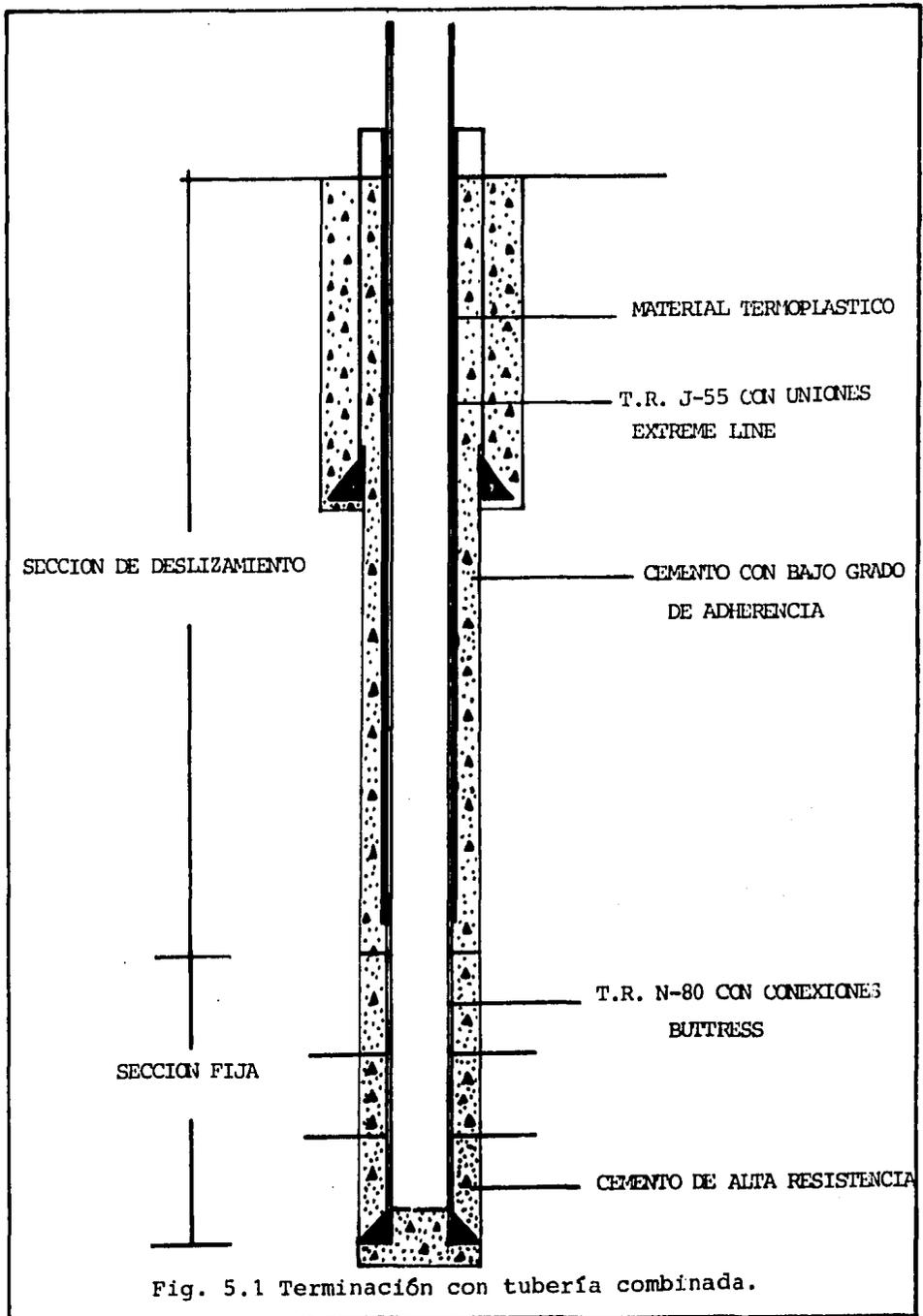


Fig. 5.1 Terminación con tubería combinada.

El cemento debe ir precedido de una columna de por lo menos 300 m de agua con algún producto químico, para lavar el fluido de perforación adherido a la tubería y a las formaciones. Es indispensable el uso de dos tapones de desplazamiento para aislar la lechada, El ritmo de bombeo debe ser suficiente para crear turbulencia evitando así la canalización del cemento.

5.2 Terminación con tubería combinada.

Es un tipo especial de terminación que se ha probado con éxito en algunos pozos y que elimina en su mayor parte los problemas de esfuerzos térmicos en la tubería de revestimiento, deterioro de la cementación y deslizamiento o derrumbe de las formaciones. Consiste de dos secciones como se muestra en la Figura 5.1, una sección inferior o fija y una sección superior o de deslizamiento.

El pozo tiene una tubería de ademe cementada desde el fondo a la superficie; pero dividida en dos secciones bien diferenciadas, por lo que respecta a su resistencia mecánica y a su comportamiento durante la inyección de vapor.

En la sección inferior, el cemento es de alta resistencia a la compresión y excelente adherencia, pudiendo ser cemento API clase G con 40% de sílice o cemento API clase G con puzolana y sílice, veanse las Tablas 5.1 y 5.2; la tubería debe ser de alta resistencia, preferentemente de grado N-80 o mayor. Para evitar los puntos débiles que significan los coples y roscas convencionales, se usan coples y roscas de tipo reforzado (Buttress thread) en las que el cople cubre completamente la rosca, según se vé en la Figura 5.2

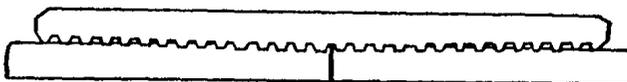


Fig. 5.2 Conexión tipo buttress thread.

Durante la inyección de vapor, la tubería en esta sección permanece inmóvil y por lo tanto está sujeta a esfuerzos de - compresión originados por el cambio de temperatura.

La temperatura máxima de inyección del vapor esta limita da, si no se toman otras medidas de protección, por el incremen to máximo de temperatura que en esta sección de temperatura - puedan soportar sin daño, la tubería y la cementación.

El diseño de la sección de deslizamiento está orientado a permitir la libre dilatación longitudinal de la tubería, con lo que los esfuerzos térmicos en ella se nulifican.

El cemento puede ser clase API con sílice, bentonita y per lita. Se requiere que la cementación sea apta para resistir la compresión originada por la expansión radial de la tubería, pe ro que sea de bajo grado de adherencia. Como esto último es un requisito indispensable para que haya la máxima libertad de mo vimiento de la tubería, se recubre ésta, exteriormente con una - capa de 0.5 cm. de espesor de un material termoplástico; un as falto cuyo punto de fusión es de 100 °C. y de ebullición de -- 360 °C. La tubería puede ser J-55 con juntas macho-hembra, re forzadas exteriormente y que prestan un cambio gradual de diá metro del cuerpo de la tubería a la junta como el de la Figura 5.3; lo que facilita el paso del cemento y ofrece menor resis - tencia al movimiento longitudinal de la tubería.

Ya en operación, la sección superior apoyada en la sección fija se desliza libremente hacia arriba y hacia abajo, dentro - de su coraza de cemento; en respuesta a los cambios de tempera tura, trabajando sin esfuerzos axiales, por lo que teóricamente es permisible cualquier temperatura.

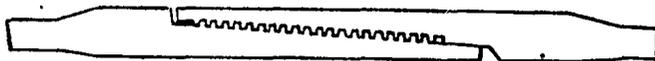


Fig. 5.3 Conexión tipo extreme-line.

El material termoplástico actúa como lubricante, una vez -
reblandecido y como sello entre la tubería y el cemento. Una -
terminación de éste tipo ha sido probada sin daño aparente con
vapor a 350 °C. inyectado por la tubería de revestimiento.

5.3 Terminación con tubería preesforzada.

En este tipo de terminación la tubería de revestimiento -
se cementa desde el fondo del pozo hasta la superficie, pero de
jándola en tensión en su parte superior, como se muestra en la-
Figura 5.4 .

En estas condiciones una parte del incremento ΔT de tempe-
ratura debido a la tensión inicial de la tubería, se consume en
el anular y el resto genera un esfuerzo de compresión que no -
sobrepasa el límite elástico de la tubería a la compresión, como
podemos observar en la Figura 5.5 .

La cementación se efectúa en dos etapas: en la primera, se
cementa una longitud suficiente de la tubería en el fondo del-
pozo, tanto para aislar el intervalo productor como para proveer
un ancla para aplicar la tensión. Después de tensionada la tube-
ría, con la ayuda de los gatos hidráulicos, se efectúa la segunda
etapa de cementación desde la cima del cemento de la primera e-
tapa hasta la superficie.

Los gatos se retiran hasta después de fraguado el cemento
de la segunda etapa.

La tensión necesaria para compensar un incremento ΔT dado
se calcula con la siguiente ecuación:

$$F = E \beta \Delta T$$

Y el incremento de longitud que deberá producirse en la tu-
bería, al jalarla con los gatos, para tener la tensión requerida,
se calcula con la siguiente ecuación:

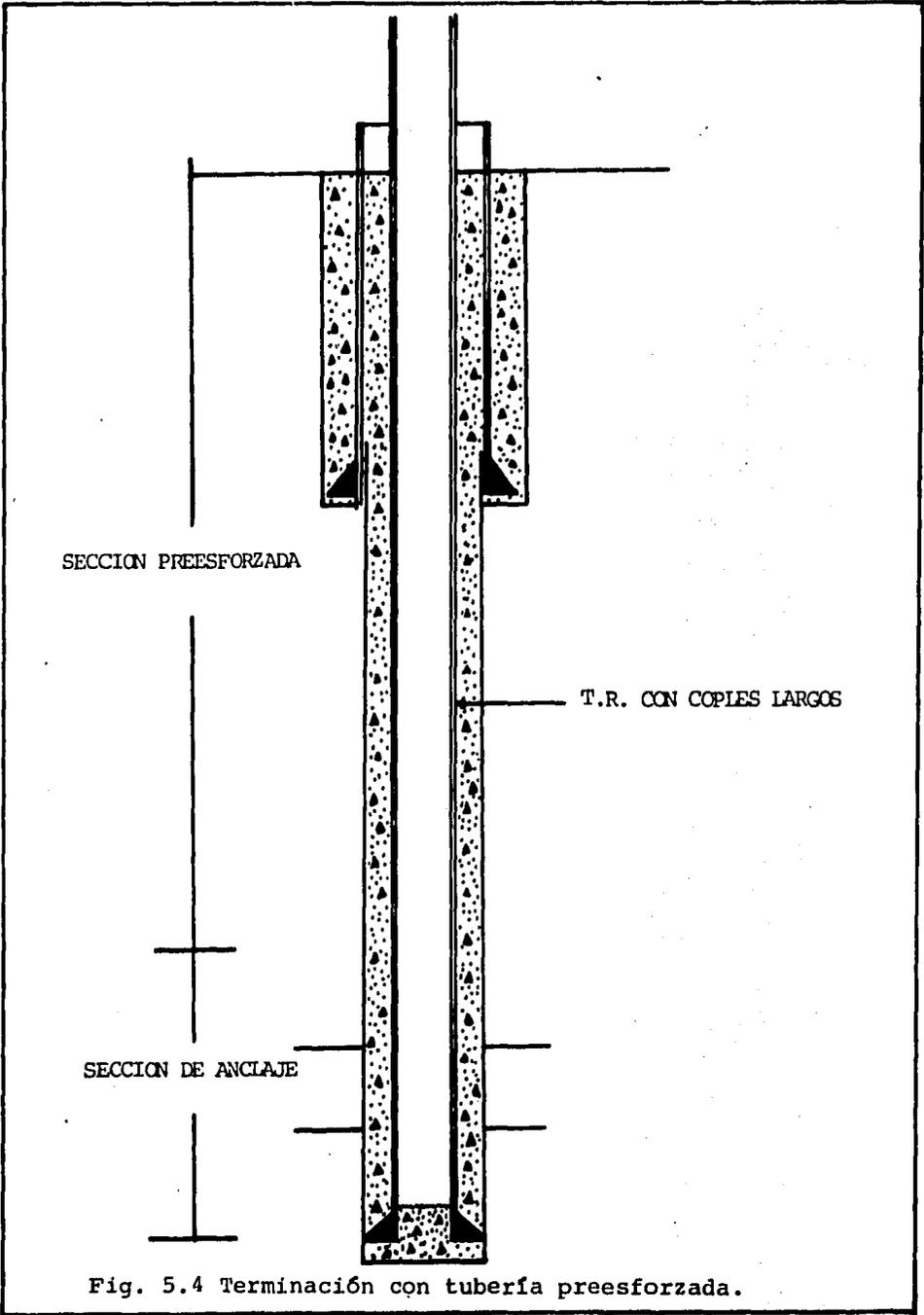


Fig. 5.4 Terminación con tubería preesforzada.

Grado	Temperatura °C	Límite elástico Kg/mm ²	Módulo elástico Kg/mm ²	T max. °C
J-55	93.3	36.7	17,900	170.8
N-80	38.7	55.6	19,500	237.6
P-110	371.1	60.6	16,900	298.8

Tabla 5.3 Incrementos máximos de temperatura para tuberías de ademe totalmente sujetas.

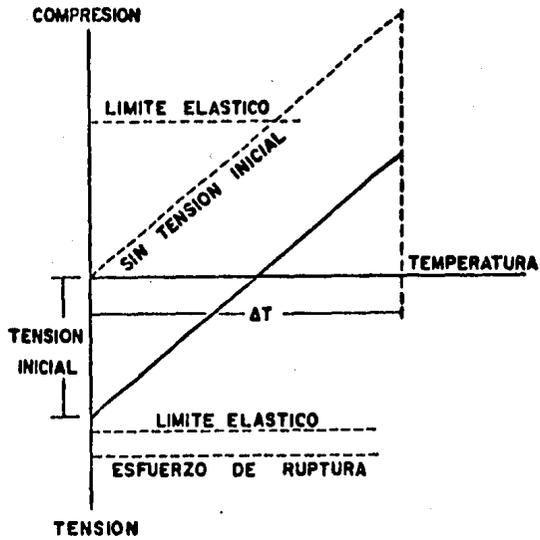


Fig.5.5 Comportamiento de la sección preesforzada durante la inyección de vapor.

$$F = EAL$$

donde:

- F - Es el esfuerzo de compresión por unidad de área (Kg/mm^2)
- E - Es el módulo de elasticidad (Kg/mm^2).
- β - Es el coeficiente de dilatación ($1/^\circ C$).
- AT - Es el incremento de temperatura en ($^\circ C$).
- AL - Es la dilatación por unidad de longitud, es adimensional.

En esta terminación la adherencia del cemento a la tubería, tanto en la sección de anclaje como en la sección tensionada, debe ser muy buena.

Puede usarse cemento API clase G con sílice y cloruro de sodio. No es aconsejable el uso de perlita dadas sus cualidades aislantes. El grado de la tubería depende del incremento AT que se espere, conocido éste, puede seleccionarse la tubería adecuada, mediante la Tabla 5.3; es conveniente el empleo de coples largos.

Algunas desventajas propias del diseño de esta terminación, han motivado que se use cada vez menos. La sección de anclaje no queda en tensión, por lo que el incremento AT que la sección tensionada absorbe sin daño, puede producir en la sección inferior esfuerzos de compresión arriba del límite elástico de la tubería. Si el incremento de la temperatura, es menor que el especificado en la Tabla 5.3, para el grado correspondiente de la tubería, ésta se comporta elásticamente, retornando a sus condiciones originales al descender la temperatura a su valor inicial, vease Figura 5.6 tramo AB.

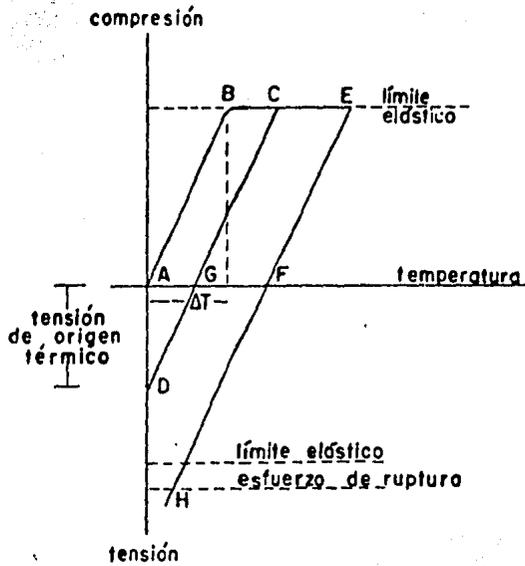


Fig. 5.6 Comportamiento de una tubería totalmente sujeta al cambiar la temperatura.

Si el incremento de temperatura es mayor que el incremento máximo dentro del que la tubería se comporta elásticamente, se presentan deformaciones plásticas irreversibles, tramos BC y BCE Figura 5.6; sobre todo en hilos de rosca que no entran en el cople.

Al bajar la temperatura se anula gradualmente el esfuerzo de compresión y la tubería pasa por un punto G en la Figura 5.6 de cero esfuerzos antes de llegar a su temperatura inicial punto D. Al continuar el enfriamiento se genera un esfuerzo de tensión tramos GD o FH de la misma Figura 5.6 que eventualmente puede ser tan grande como para fracturar la tubería (punto H) en las partes previamente dañadas durante la compresión.

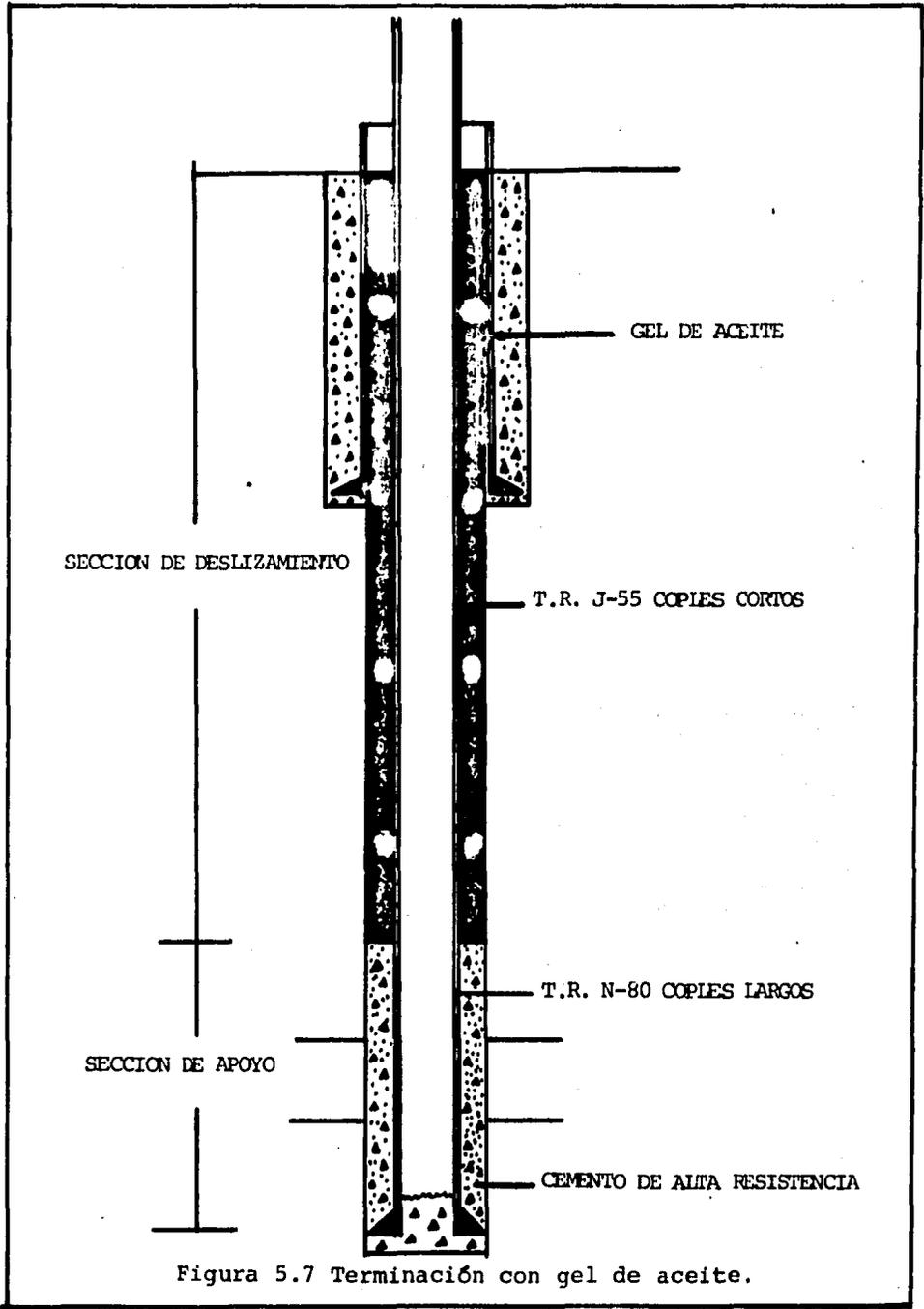
Consecuentemente, es necesario para evitar daño a las tuberías, que la temperatura máxima de trabajo sea inferior a la correspondiente al punto de cedencia de la tubería a la compresión, punto que depende del material de la tubería y de la forma que este colocada dentro del agujero.

El buen funcionamiento de esta terminación depende principalmente de la capacidad del cemento para sostener en tensión a la tubería, capacidad que se logra con una cementación de muy buena calidad, pero que fácilmente se reduce si excede la temperatura a la que el cemento pierde sus propiedades.

5.4 Terminación con Gel de Aceite.

En esta terminación, el objetivo es que la mayor parte de la tubería, trabaje libre de esfuerzos mecánicos de origen térmico, para lo cual solamente se cementa una sección inferior de apoyo y para aislar el intervalo productor y en el espacio anular restante se coloca un gel de aceite (Ken-pack) según se muestra en la Figura 5.7.

La operación se lleva a cabo en dos partes con el auxilio de un cople de cementación múltiple. Primero, se coloca el cemento en la sección de apoyo, el cemento puede ser clase G API con sílice y cloruro de sodio. Posteriormente se bombea



el fluido al espacio anular a través del cople de cementación hasta que llegue a la superficie.

El Ken-pack es un fluido a base de aceite que en reposo - adquiere la consistencia de una grasa de dureza media, caracte - rística que lo hace apto para evitar el derrumbe de las forma - ciones. El fluido vuelve a ser bombeable si se le agita, por - lo que no impide el desplazamiento vertical de la tubería.

Tiene varias aplicaciones; para su uso como fluido de em - pacamiento o ademe, se mezclan 5% de solución concentrada de - Ken-pack con 95% en volumen de diesel o crudo. Inmediatamente antes de ser bombeada esta preparación al pozo, se le agrega - óxido de calcio en proporción de 3 a 14 Kg/m³. La cal actúa - como catalizador para formar la gelatina.

Durante la inyección del vapor, la sección de apoyo perma - nece inmóvil, por lo que conviene usar tubería de grado supe - rior al J-55 con coples apropiados. La sección superior se -- desliza verticalmente dentro del gel, pudiéndose usar tubería J-55 con coples cortos. Se han probado pozos terminados con - este método, con inyección de vapor a 335 °C. por la tubería - de producción y con el espacio anular depresionado, sin haber - se registrado problemas.

En cualquiera de estas terminaciones hay una parte de la tubería de ademe totalmente fija que determina la temperatura máxima a la que se puede inyectar el vapor para trabajar en - condiciones favorables. Para temperaturas más elevadas habrá - que recurrir a alguno o a algunos de los dispositivos para re - ducir la temperatura en la tubería de ademe. Un arreglo efi - ciente y costeable podría ser el de espacio anular depresiona - do y la tubería de producción recubierta con pintura de alumi - nio. La selección del dispositivo adecuado depende de la tempe - ratura a la que se pretenda inyectar el vapor. Otro factor -- que limita la temperatura de trabajo es la clase de cemento - empleado en la cementación.

5.5 - Control de la producción de arena.

Otra consideración de importancia es el arenamiento de los pozos que es mucho más pronunciado bajo el efecto del vapor. Este problema se ha resuelto con una tubería corta ranurada y empacada con grava frente al intervalo productor, a continuación se presentan los procedimientos y las técnicas de empaque con grava en pozos productores de aceite pesado.

Procedimientos y técnicas de empaque con grava en pozos productores de aceite pesado.-

- 1.- Lavado de perforaciones con fluidos limpios.
- 2.- Tomar muestras de arena durante el lavado de las perforaciones.
 - a) Muestras de pared
 - b) Muestras circuladas.
- 3.- Realizar análisis granulométrico y seleccionar el tipo de grava y el tamaño de liner de acuerdo al método de Schwartz.
- 4.- Correr tubo ranurado.

- Diámetro de ranuras:	0.010" 0.020" y 0.030"
- No. de ranuras:	96 ranuras/pie para 4 1/2" 80 ranuras/pie para 3 1/2" 64 ranuras/pie para 2 7/8"

5.- Cerrar válvula del anular - forzar grava a la formación.

Presión máxima:	1500 lb/pg ²
Volumen de grava:	3-4 lb /gal.
Gasto de bombeo:	10 bl/min

6.- Abrir válvula del anular y empaque anular con grava.

Presión máxima para forzar	1500 lb/pg ²
Presión máxima de empaque	3000 lb/pg ²
Gasto de empaque	3 bl/min

7.- Asentar empacadora del tubo ranurado checar fondo limpio y circular - con agua.

RESULTADOS DE TRABAJOS
DE EMPAQUE CON GRAVA.

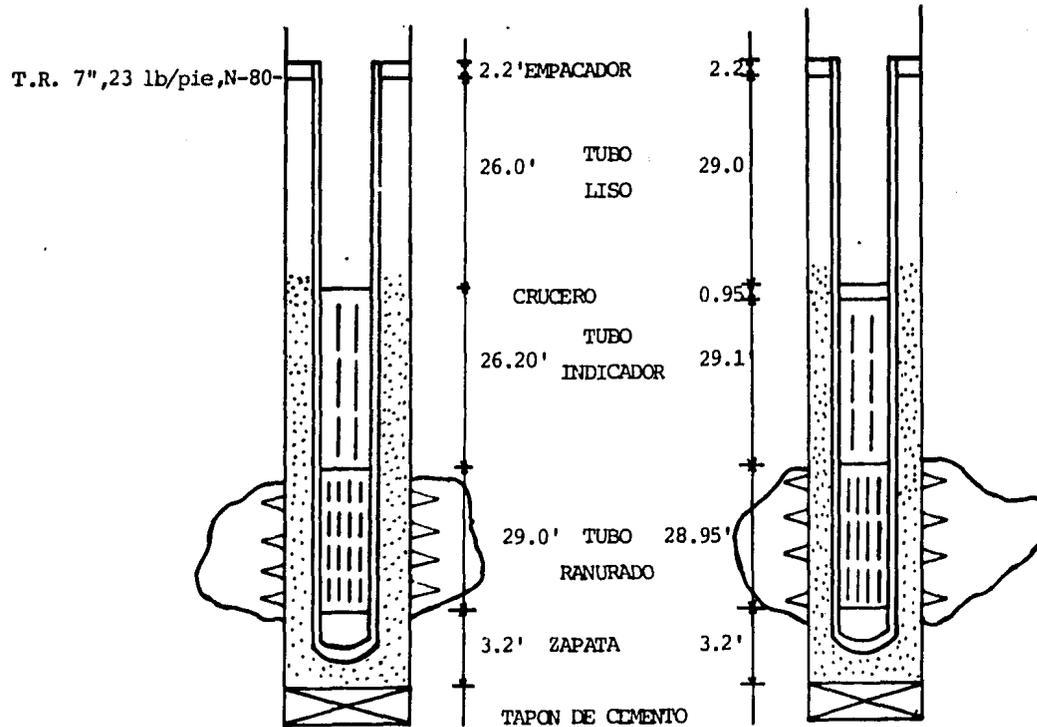
	<u>TRABAJOS REALIZADOS</u>	<u>LAVADO DE PERFORACIONES</u>	<u>TRABAJOS FALLIDOS</u>	<u>PORCENTAJE DE ÉXITO (%)</u>
	171	51	13	92
	198	62	10	95
	224	70	6	97
PROM.	198	61	10	95

Nota: véase Figura 5.8 y Tabla 5.4

1.- En todos los pozos exploratorios descubridores de nuevas áreas productivas, en los cuales no se tomen núcleos continuos se toman muestras de pared; de las arenas de interés comercial para análisis granulométrico, entre otros, para conocer la distribución de la arena de formación y seleccionar el tipo de grava a usarse en el empaque.

En todos los pozos se toma una muestra circulada durante el lavado de las perforaciones o durante una prueba rápida, la cual se analiza y se compara con los resultados de la muestra de pared o de los núcleos que se tomaron.

Fig. 5.8 Esquema de equipos usados en empaques con grava.



EQUIPO	DIAMETRO (pg)	RANURAS/PIE	DIAM. (pg) RANURAS	TIPO DE TUBERIA
TUBO RANURADO	2 7/8	96	0.020 Y 0.030	J-55 Y N-80
	3 1/2	80	0.020 Y 0.030	J-55 Y N-80
	4 1/2	64	0.020 Y 0.030	J-55 Y N-80
TUBO INDICADOR	2 7/8	8	0.020 Y 0.030	J-55 Y N-80
	3 1/2	8	0.020 Y 0.030	J-55 Y N-80
	4 1/2	8	0.020 Y 0.030	J-55 Y N-80
TUBO LISO	2 7/8	-	- - -	J-55 Y N-80
	3 1/2	-	- - -	J-55 Y N-80
	4 1/2	-	- - -	J-55 Y N-80

Tabla 5.4 Características de equipos usados en empaque con grava.

2.- La selección de la grava se realiza siguiendo el método desarrollado por Schwartz, y las gravas más comunmente usadas son de 10 a 14 US Mesh para las áreas con petróleo extrapesada de 600 (cp) y 8 a 13 °API, y 16-20 US Mesh para las áreas de petróleo pesado menores de 300 (cp) y 14 a 20 °API.

Los resultados muestran un éxito del 95% en el control de la arena y en el mantenimiento de la productividad del pozo

3.- El fluido de transporte de la grava al fondo del pozo, es normalmente aceite pesado de 17 °API en promedio.

4.- Se inyecta grava a la formación con la finalidad de obtener un filtro de mayor diámetro en frente de la cara del pozo y a una presión máxima cercana a la de fractura.

El volumen de grava forzada está en el rango mínimo de 2 sacos/pie perforados y en el rango máximo de 10 sacos/pie -- perforado.

5.- El fluido usado para el lavado de las perforaciones normalmente es petróleo pesado de 17 °API, y en algunos casos especiales se usa espuma y su selección está en función de la granulometría de la arena de la formación y de la historia de producción de la arena del yacimiento.

Debido a que al usar espuma, controlando el gradiente, se producen volúmenes grandes de arena en un tiempo corto tratando de estabilizar las paredes del pozo y luego de llenar el espacio vacío con la grava seleccionada, existe un problema potencial de colapso en la tubería de revestimiento por el derrumbamiento de las paredes del pozo, por lo que su uso es bastante limitado.

6.- Para pozos a someterse a la inyección de vapor el tubo ranurado, el tubo indicador y el tubo liso son de 3 1/2", N-80, 9.3 lb/pie. Con una junta de expansión de 3' de holgura, colocada entre el tubo ranurado y el tubo indicador y el empacador de sostén que tiene elementos sellantes de asbesto.

VI.- SISTEMAS DE PRODUCCION DE ACEITES PESADOS.

Los sistemas aplicados para la producción de aceites pesados, son función de las características de este tipo de aceites y son básicamente el bombeo mecánico, con diferentes variantes en la instalación de los equipos en el fondo del pozo y dependiendo de la dificultad que se tenga para bombear cada tipo de aceite.

Este sistema junto con el bombeo hidráulico en circuito --abierto, son los sistemas más aplicados para producir aceite entre 9 y 14 °API.

Para los fluidos entre 15°y 20°API el sistema de producción más común es el bombeo neumático.

6.1- Bombeo mecánico.

El bombeo mecánico con balancines y varillas de succión, - es el más antiguo y el que todavía goza de más universal aplicación en la producción de aceites pesados.

En la Figura 6.1 se muestra el esquema básico del sistema de producción con bombeo mecánico y el principal inconveniente de éste, es la flotación de las varillas de succión por efecto de la alta viscosidad del aceite y la rotura de las mismas por-

BOMBEO MECANICO

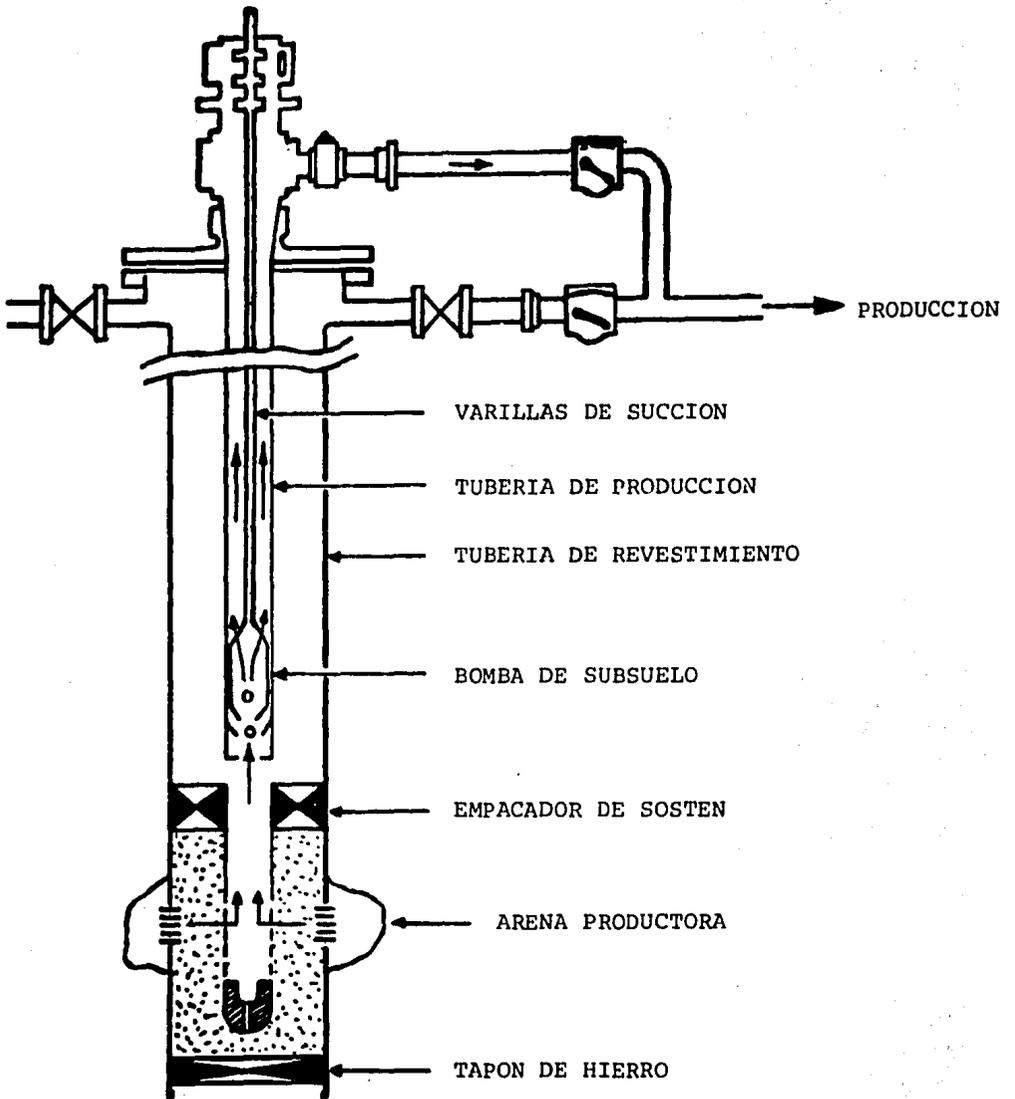


Fig.6.1

- incremento de la carga en la varilla o lidaal al aumentar la pre sión en la línea, éstos son los dos problemas mecánicos más - frecuentes en los pozos de aceite pesado sin diluyente y en - los extrapesados con diluyente, cuando falla el suministro de aceite ligero.

Una de las variantes de este sistema es el que adopta la lubricación de las varillas de succión, que consiste en llenar con gasóleo la tubería de producción a fin de que las varillas de succión trabajen con menos resfistencia.

El líquido lubricante (gasóleo) se mantiene dentro de la tubería de producción mediante un empaque de fondo. El uso de este sistema ha tenido muy buenos resultados especialmente en sitios donde el aceite diluyente es escaso o difícil de obtener; en la Figura 6.2 se muestra el esquema básico del sistema de producción utilizando varillas lubricadas.

6.2 - Mezcla de diluyentes.

Este sistema, es otra variante del bombeo mecánico, la téc nica consiste básicamente en mezclar petróleo crudo de 20 a 25 °API en el fondo del pozo, para producir una mezcla más facil- de manejar, cuya gravedad promedio sería de 15°API, para produ cir aceites pesados como los de 10 a 13 °API a regímenes de -- hasta 1400 bl /día, por cada pozo.

La mezcla de este diluyente con el aceite pesado se logra, no solo utilizando bombeo mecánico, sino que también se utiliza en pozos con bombeo hidráulico.

BOMBEO MECANICO
 CON VARILLAS LUBRICADAS

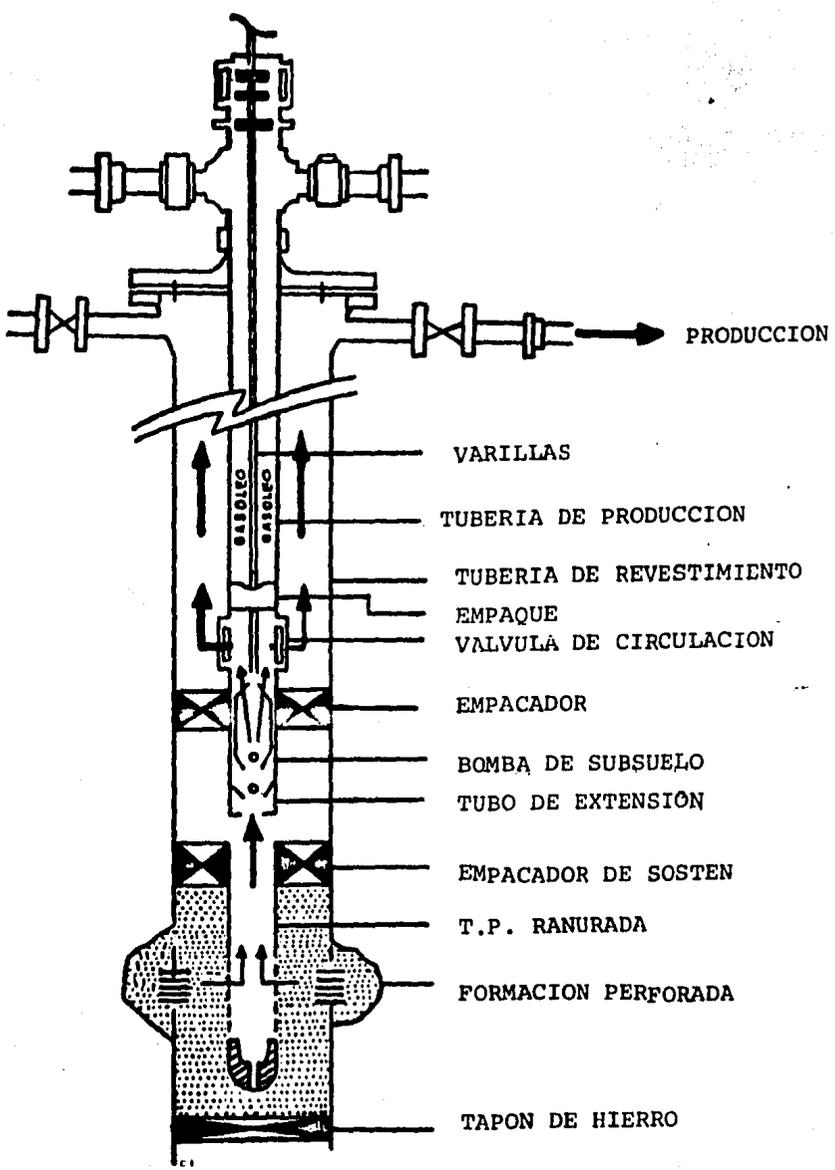


Fig.6.2

La forma como se logra esta mezcla es la siguiente:

En pozos de bombeo mecánico, el crudo más ligero es bombeado por la tubería de producción. De esa forma y a causa de la drástica reducción de fricción, la sarta de varillas de succión funciona más efectivamente, como ocurre en los sistemas - de varillas lubricadas.

Una vez frente a la formación productora, el aceite ligero se mezcla con el del fondo del pozo y la mezcla se extrae - por el espacio anular situado entre las tuberías de producción y revestimiento.

La mezcla se efectúa a la altura de un niple perforado colocado inmediatamente sobre la descarga de la bomba como se - muestra en la Figura 6.3 .

Es necesario aproximadamente un barril de petróleo de 24-°API para producir un barril de 10 °API y obtener dos barriles de aceite de 17 °API.

Otros aspectos positivos del uso del diluyente es que permite separar más fácilmente el gas en solución y ayudan en el proceso de deshidratación del aceite de formación.

BOMBEO MECANICO
CON DILUYENTE

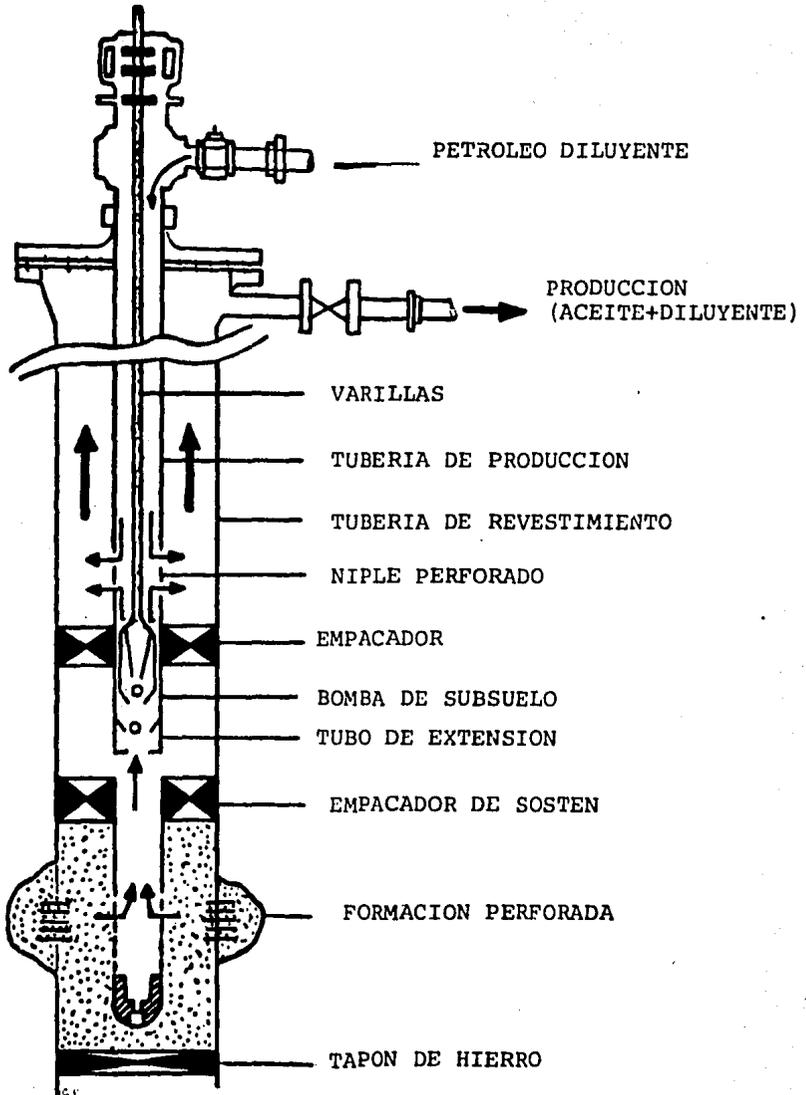


Figura 6.3

6.3 - Bombeo hidráulico.-

En pozos de bombeo hidráulico, se aprovecha el aceite ligero para impulsar las bombas en el fondo del pozo, una vez que cumple esa función, el aceite se mezcla con los fluidos de la formación y una vez efectuada esta mezcla se extrae.

La estación de recolección, Figura 6.4a, consta de tanques de almacenamiento desde el cuál succionan las bombas superficiales; separadores y equipo de válvulas recolectoras e inyectoras que van a los diferentes pozos productores.

El tipo de instalación más común y recomendable es el de la bomba hidráulica libre en zona sencilla, véase Figura 6.4; la bomba se baja al fondo o se extrae a la superficie haciendo circular el petróleo motriz en una u otra dirección mediante el equipo de superficie.

El equipo se baja cuando se mete la sarta de producción que consiste únicamente en la manga donde asienta la bomba hidráulica cuando está en operación.

El bombeo hidráulico en circuito abierto también es usado para producir pozos con aceite extrapesado pero su aplicación está en descenso. Más bien se están convirtiendo a bombeo mecánico con diluyente todos los pozos actuales y básicamente tomando en consideración los aspectos siguientes:

- 1.- Se requiere un sistema de distribución de petróleo motriz a alta presión 3000 lb/pg^2 para llevarlo hasta cada pozo lo que aumenta los riesgos potenciales de roturas de las líneas con la consiguiente contaminación del ambiente.

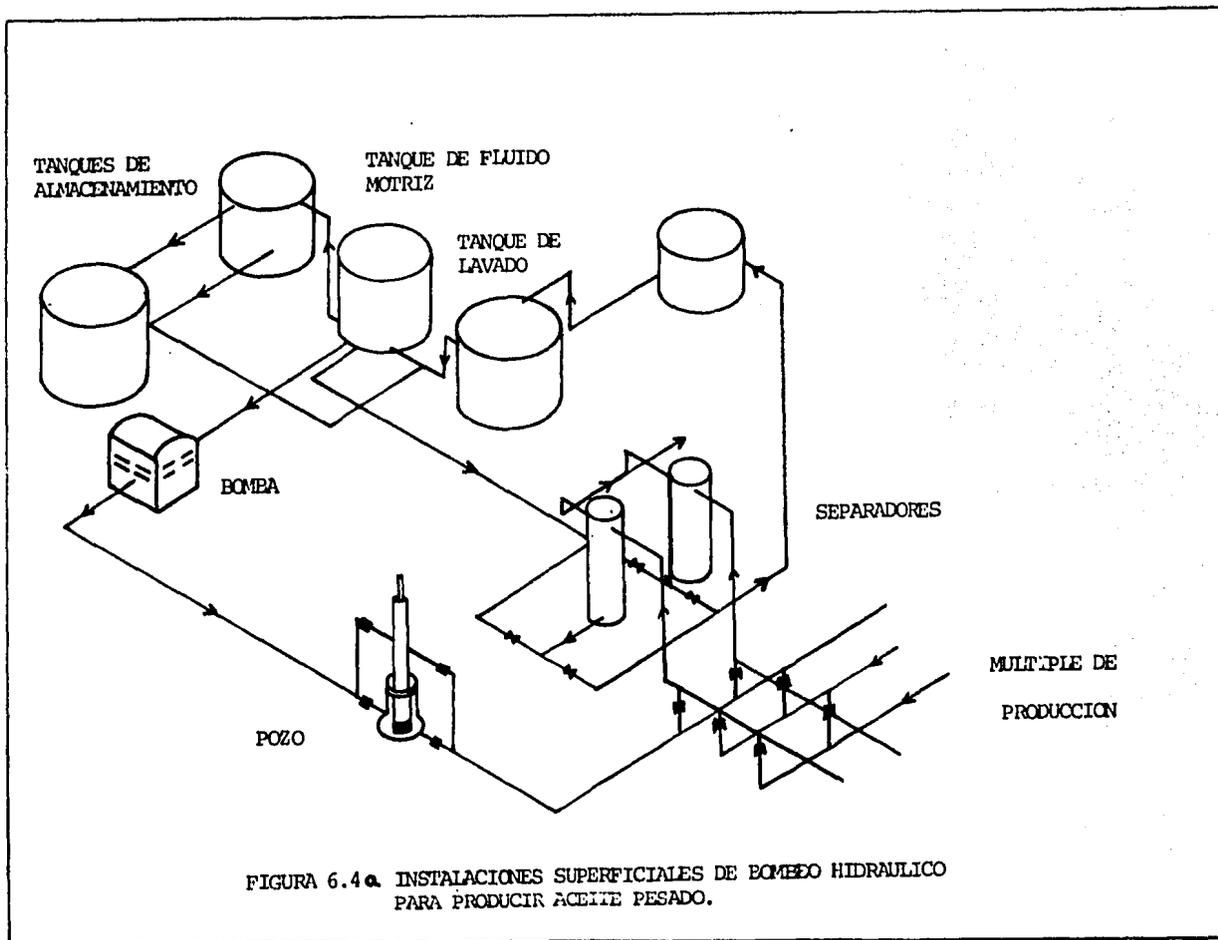


FIGURA 6.4a. INSTALACIONES SUPERFICIALES DE BOMBEO HIDRAULICO PARA PRODUCIR ACEITE PESADO.

- 2.- El volumen de petróleo motriz requerido es 5 veces mayor para producir un barril de la formación, ya que después de salir del motor de la bomba el petróleo motriz es mezclado con el de la formación para diluirlo y bombearlo hasta la estación de recolección.

- 3.- Los costos de reparación de las bombas hidráulicas son 20 veces mayores que el de una bomba de succión; además se dañan muy fácilmente si el pozo produce -- aún con una muy pequeña cantidad de arena, y el fluido motriz debe estar bien limpio.

Se está aplicando el bombeo hidráulico con éxito en pozos que contienen aceite pesado, en donde se produce aceites de 10 °API, pero no es práctica su aplicación en pozos poco profundos ni en pozos con problemas de producción de arena, como es el caso que se está analizando en la Figura 6.4, donde se muestra un esquema de un pozo utilizando bombeo hidráulico y en el que se puede apreciar por donde se introduce el aceite motriz; en donde se efectúa la mezcla, cuando se utiliza diluyente como se ve anteriormente; se puede apreciar también que la producción está formada por el aceite de formación y el aceite motriz.

BOMBEO HIDRAULICO

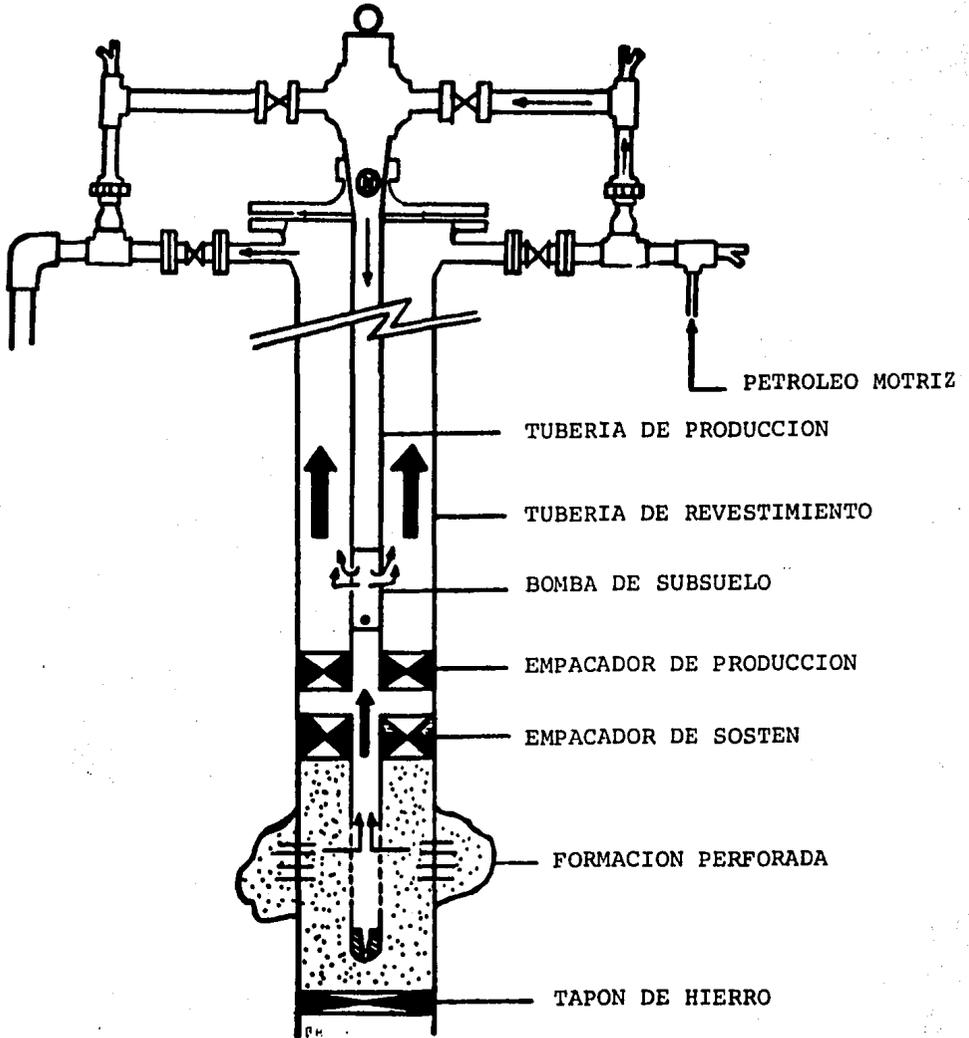


Figura 6.4

6.4 - Bombeo neumático.-

El bombeo neumático, es el método de producción más comúnmente utilizado en la producción de aceites pesados entre 15- y 20 °API; este método generalmente está asociado con proyectos de mantenimiento de presión en los yacimientos, por inyección de gas y en los que el aceite posee viscosidades con un mínimo de 3 (cp) y hasta 50 (cp), presentando mayores problemas operacionales en la medida en que la viscosidad aumenta.

El método varía desde el levantamiento por gas solamente hasta la inyección de gas y diluyente obteniendo mezclas con viscosidades bajas que permita su transporte hasta las estaciones de recolección.

La Figura 6.5 muestra un diagrama del sistema simplificado, utilizando bombeo neumático. Actualmente se desarrollan proyectos pilotos de bombeo neumático en campos de aceite extrapesado con una gravedad promedio de 13 °API sin uso de diluyente, con resultados halagueños de hasta 100 bl/día/pozo - utilizan flujo tapón intermitente, levantando en forma continua los baches de fluidos de la formación por tapones de gas - procurando mantenerlas sin mezclarse a fin de evitar la formación de espuma y por consiguiente la alta viscosidad y presión en la superficie.

B O M B E O N E U M A T I C O

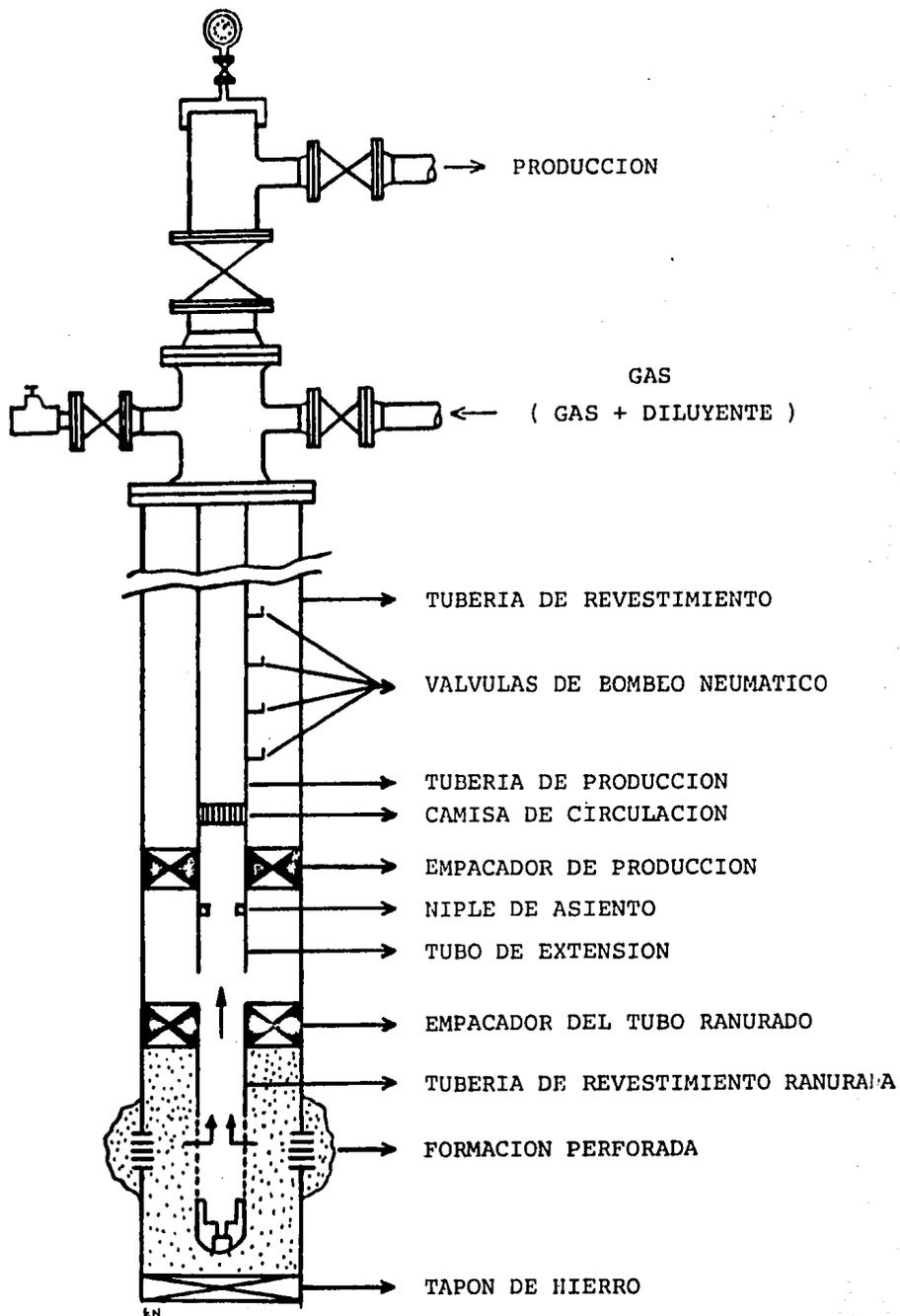


Fig. 6.5

C O N C L U S I O N E S

Como el lector se ha podido dar cuenta a través del desarrollo de este trabajo, para explotar los yacimientos de aceite pesado, existen varias técnicas que se deben tomar en consideración para poderse explotar en forma óptima, ya que estos yacimientos presentan ciertas inconveniencias, como son la alta viscosidad del aceite y los pequeños espesores, ya que mientras menor sea el espesor de la formación a la que se está inyectando vapor, menor será el aprovechamiento del calor por la roca y los fluidos contenidos en ésta, teniéndose por consecuencia mayores pérdidas de calor a los estratos superiores e inferiores, lo que daría como resultado una menor eficiencia en la inyección o estimulación con vapor que se esté llevando a cabo.

Por lo que respecta a la operación y mantenimiento de los equipos de generación de vapor, deberá contarse en todo momento, -- con personal especializado que resuelva en forma rápida cualquier problema de falla de los distintos aspectos que integran el equipo de generación de vapor, para que las interrupciones se reduzcan al mínimo posible, esto es un factor muy importante para lograr -- una mayor eficiencia en la recuperación de aceite pesado.

En cuanto a las cementaciones y la forma de terminar los los pozos podemos concluir que debido a que las lechadas pierden su resistencia a la compresión y aumentan su permeabilidad por las altas temperaturas, que se alcanzan en un pozo inyector de vapor, el Ingeniero Petrolero debe poner un especial cuidado en los productos químicos que tiene que llevar la lechada, para tener una óptima cementación y por consiguiente un pozo inyector de vapor en buenas condiciones de trabajo.

También se debe aclarar aquí que, en un pozo inyector de vapor, la tubería esta sujeta a esfuerzos de compresión originados

por la alta temperatura alcanzada en estos pozos, debe ponerse atención especial al diseño de las secciones de deslizamiento, que nos permiten la libre dilatación longitudinal de la tubería, lo que permitirá disminuir al mínimo, el daño tanto a la tubería como a la cementación.

Por último y en lo que respecta a los sistemas de producción, podemos llegar a la conclusión de que la técnica más acertada para producir el aceite pesado sin importar si se está utilizando bombeo mecánico, bombeo hidráulico o bombeo neumático es la utilización de una mezcla diluyente que permita recuperar con eficiencia el aceite pesado y que permita de la misma manera su transporte hasta las estaciones de recolección.

REFERENCIAS

- 1.- Schwartz,D.H.: " Successful sand control design for high-rate oil and water well ". J. Pet. Tech.(Sept.1969).
- 2.-García, F.M.: " A Successful Gas-Inyection Project in a -- Heavy Oil ". SPE (Oct. 1983).
- 3.-Sperry,J.S.: " Heavy-oil recovery system completes three-- field tests in Mid-continent region ". Oil and Gas Journal (Jul. 27, 1981).
- 4.-Doscher,Todd M.: " Steam drive-an ultimate recovery process for high-gravity crudes after waterflooding ". Oil and Gas Journal,(Nov. 9, 1981).
- 5.- Mendez,L.T.: " Caracterización de fluidos de yacimientos-petroleros ". Vol.XI No.4 (Oct. 1979).
- 6.-Ramírez,N.G.:" Venezuela:como producen petróleo pesado en-yacimientos del oriente ". Petroleo Internacional (Jul.1974).
- 7.-López,C.,F.F.: "Recuperación térmica de aceites viscosos por estimulación con vapor". Terminación y acondicionamiento de pozos 1a. parte.Ingenieria Petrolera.(May.1974).
- 8.-Giusti,E.L.:"Porqué ha dado buen resultado la inyección alterna de vapor". Petróleo Internacional.(Feb.1975).
- 9.-Parra,D.: "Con tres innovaciones incrementan la efectividad-de la inyección de vapor". Petróleo Internacional.(Oct.1974).
- 10.-Paredes,E.R.:"Cálculo del comportamiento de pozos sometidos a inyección cíclica de vapor".IMP.(Mar.1971).

- 11.-López,C.,F.F."Recuperación térmica de aceites viscosos - por estimulación con vapor".Terminación y acondicionamiento de pozos.2a.parte Ingeniería Petrolera(Jun.1974).
- 12.- López,F.C.: "Notas sobre generadores de vapor en generadores de un paso".IMP. (May.1971).
- 13.-Giusti,L.E."Cómo hacen la inyección de vapor". Petróleo - Internacional. (Dic.1974).
- 15.- Garaicochea,P.F.: "Apuntes de comportamiento de yacimientos".U.N.A.M. (1981)
- 16.- Herbeck,E.F. "Fundamentals of Tertiary Oil Recovery". Petroleum Engineer,etc. (1977).