

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

Facultad de Petróleo

RECUPERACION POR INYECCION DE VAPOR

TESIS DE BACHILLER

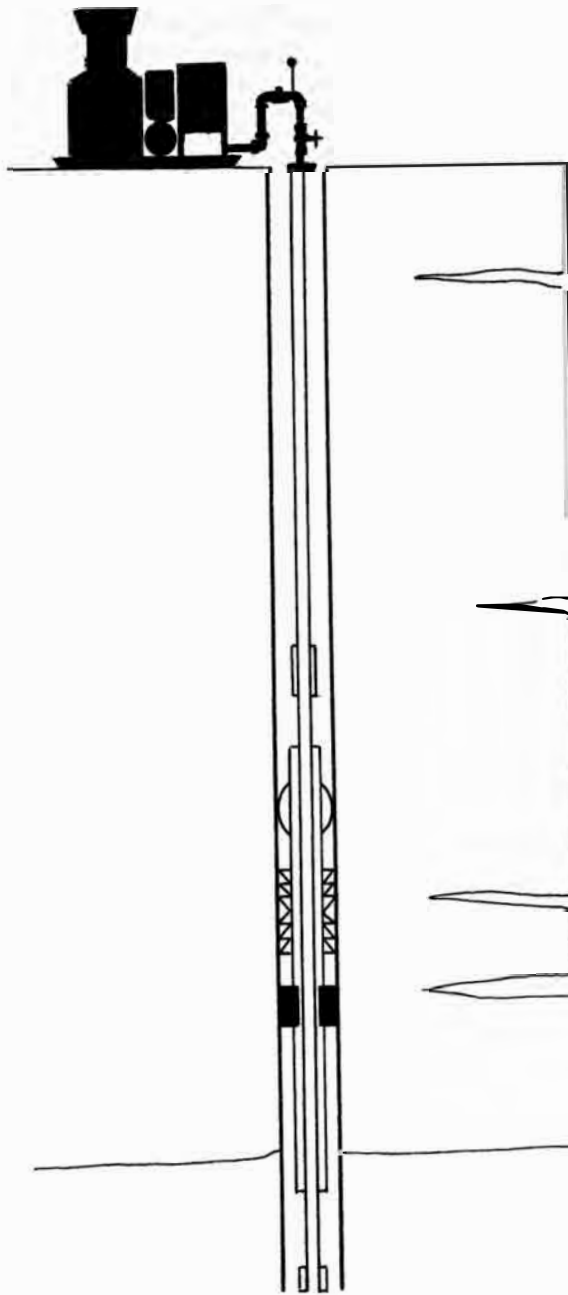
RAFAEL DAÑINO INCHAUSTEGUI

LIMA - PERU

1965

A MI MADRE

A MI PADRINO
GUIDO LERCARI P.



RECUPERACION

POR

INYECCION DE VAPOR

I N D I C E

PROLOGO

<u>CAPITULO I</u>	PAG.
GENERALIDADES	1
RECUPERACION TERMAL	2
TIPOS DE RECUPERACION TERMAL	4
INYECCION DE AGUA CALIENTE	4
COMBUSTION IN SITU	5
INYECCION DE VAPOR	6

CAPITULO II

INYECCION DE VAPOR	7
DESARROLLO	7
CONSIDERACIONES DE RESERVORIO	8
VENTAJAS DEL VAPOR	11
FASES EN EL RESERVORIO	12
MECANISMOS DE IMPULSION	12
METODOS DE PRODUCCION	13

CAPITULO III

AGUA IMPUREZAS	16
DUREZA	17
INTERCAMBIO IONICO	18
CAL Y SODA	19
AGENTES ANTI INCRUSTANTES	22
ALCALINIDAD	23
SILICE	24
HIERRO MAGNESIO ALUMINIO	24

SOLIDOS SUSPENDIDOS Y PETROLEO	25
GASES DISUELTOS	26
EQUIPO DE TRATAMIENTO DE AGUA Y VAPORIZADORES	29
COMBUSTIBLE	31

CAPITULO IV

PERDIDAS DE CALOR	35
PERDIDAS SUPERFICIALES	36
PERDIDAS EN EL ENTUBADO	38
PERDIDAS EN EL RESERVORIO	40

CAPITULO V

COMPLETACION DE POZOS	43
CEMENTACION	44
AFECCION DE LA TEMPERATURA A LOS METALES Y OTROS	45
TIPOS DE PACKERS	49
OTROS ASPECTOS	51

P R O L O G O

CONSIDERO QUE LA FUNCION DE LA UNIVERSIDAD, ADEMAS DE FORMAR BUENOS PROFESIONALES, ES SERVIR AL PROGRESO DE LA NACION Y A LA RENOVACION DE LAS TECNICAS CON BASES CIENTIFICAS, YA SEA MEDIANTE SU PERSONAL DOCENTE, O CON AYUDA DEL ESTUDIANTADO DE SUS AULAS.

SI BIEN ES CIERTO, QUE HACE YA AÑOS QUE SE EXPERIMENTA EN EL CAMPO Y EN LOS LABORATORIOS, ACERCA DE LA RECUPERACION DE PETROLEO POR METODOS TERMALES; NO ES POSIBLE ACTUALMENTE REUNIR UNA LITERATURA COMPLETA O MEDIANAMENTE COMPLETA, REFERENTE A LOS EXPERIMENTOS; RESULTADOS, PROBLEMAS PRESENTADOS, SOLUCIONES ASUMIDAS, ETC; DEBIDO AL HERMETISMO QUE ENVUELVEN ESTE TIPO DE OPERACIONES.

CONFIEMOS CON QUE POCO A POCO, UNA CONTRIBUCION AL GENERAL CONOCIMIENTO Y UNA APROPIADA INFORMACION SEAN HECHAS.

QUEDE EL PRESENTE TRABAJO COMO UN PASO MAS PARA ESTA FORMAL DIVULGACION.

RAFAEL DAÑINO INCHAUSTEGUI

JUNIO DE 1965.

C A P I T U L O I

G E N E R A L I D A D E S :

Se conoce con el nombre de Recuperación Secundaria, al sistema de producción empleado, en el que es necesario ayudar a las fuerzas naturales del reservorio, de manera tal que el fluido que no llega por sí solo al fondo del pozo, pueda ser producido.

Dentro de los métodos de recuperación secundaria se cuentan principalmente el de Inyección de Agua, Desplazamiento por Gas Seco, Desplazamiento por fluidos, miscibles como Gas Rico, L.P.G. Nitrógeno; Activación por Agentes químicos y Acción Bacteriana.

Por razones obvias se precisa obtener el más alto porcentaje de recuperación (Cuociente entre el volumen recuperado y en volumen in situ); estando éste en función del tipo de proceso empleado.

Sin embargo este porcentaje no es satisfactorio empleando alguno de los métodos arriba enunciados, ni se obtienen

recuperaciones económicas en reservorios conteniendo fluidos de alta viscosidad y por lo tanto baja movilidad.

$$M = \frac{K}{U}$$

Siendo: K Permeabilidad de la roca.

U Viscosidad del fluido.

Un análisis simple, para la variación de la movilidad, y por ende, mayor factibilidad de producción; nos indica que será necesaria la disminución de la viscosidad; ya que la permeabilidad es una característica inherente de la roca respecto al fluido.

La viscosidad varía inversamente respecto a la temperatura.

RECUPERACION TERMAL:

Si bien la idea de disminuir la viscosidad por efecto del aumento de temperatura, existe ya desde hace tiempo; la técnica (s) a emplear han recibido su "gran impulso" recién en los últimos años.

Datos estadísticos de los Estados Unidos (tomándolo como ejemplo por la seriedad de sus datos) señalan para este país 31.4×10^9 ~~barriles~~ de barriles de reservas probadas de aceite, en el año 1963.

Tomando una generalización del 30% de recuperación, quedarían pues $\frac{100 \times 10^9}{40}$ ~~barriles~~ remanentes.

Esta generalización es tomada de acuerdo a los métodos actuales de explotación. Sin embargo la aplicación de la Recuperación Termal, ha arrojado resultados de recuperación tan altos que ha hecho se reconsideren los métodos convencionales de producción.

Otro factor positivo para el desarrollo de las nuevas técnicas termal es el resultado del balance, barriles producidos versus barriles encontrados exploratoriamente; con indicación de que se produce más de lo que se halla y que los costes de exploración están en constante aumento.

Estos y otros aspectos hacen crecientes el interés en los métodos termal de recuperación.

Sea cual fuere el método termal a emplear, todos dependen a disminuir la viscosidad, llevando al reservorio, ó creando en éste, una energía calorífica suficiente, para elevar la temperatura de los fluidos contenidos.

Esta disminución es mostrada en la carta adjunta, en la que se ha ploteado la variación de la viscosidad respecto de la temperatura para crudos de distinta gravedad API y a distintas presiones.

Aquí se puede claramente apreciar la enorme influencia de la temperatura sobre la viscosidad y por lo tanto en la movilidad.

T I P O S D E R E C U P E R A C I O N T E R M A L :

Dentre de los métodos termales desarrollados podemos principalmente anotar tres tipos:

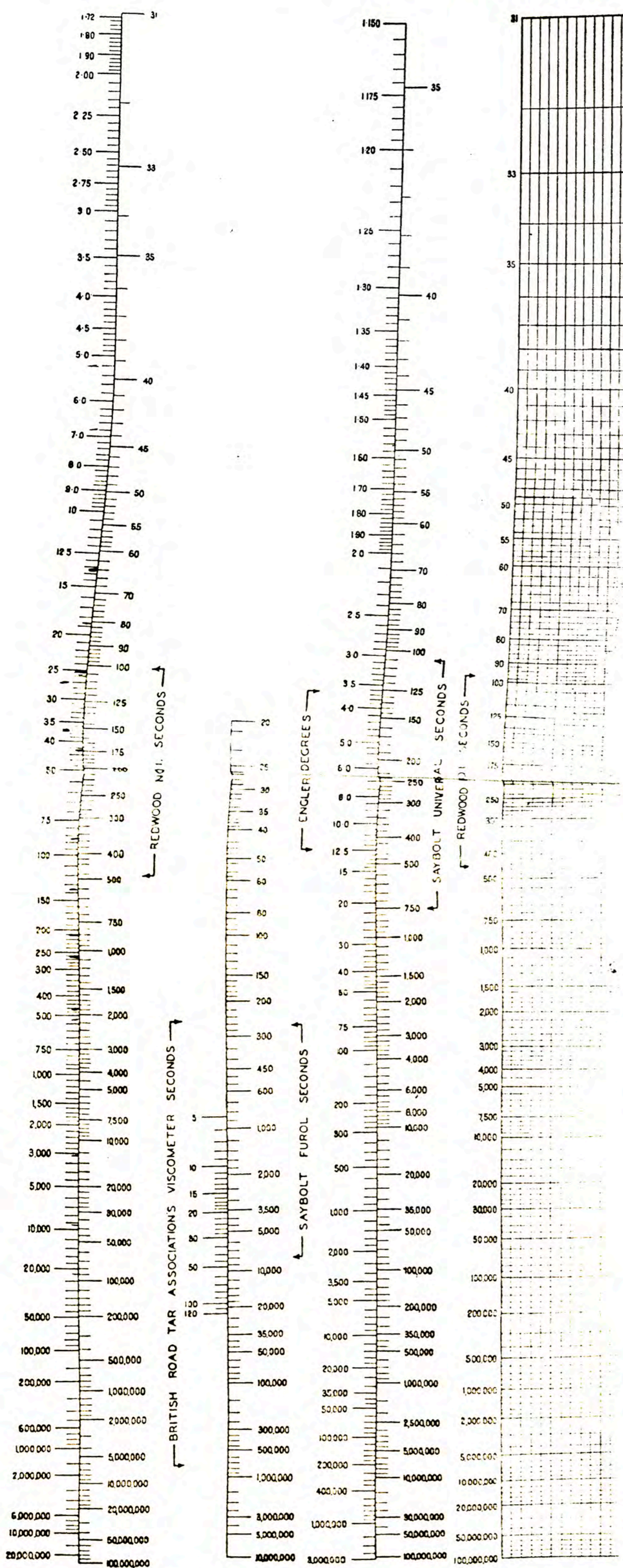
* Inyección de Agua Caliente.

Este es quizá el método más simple, cómodo y seguro; sin embargo adolece del defecto de llevar tan solo una limitada cantidad de calor al reservorio, (menor que la necesitada para llegar a su punto de Burbuja).

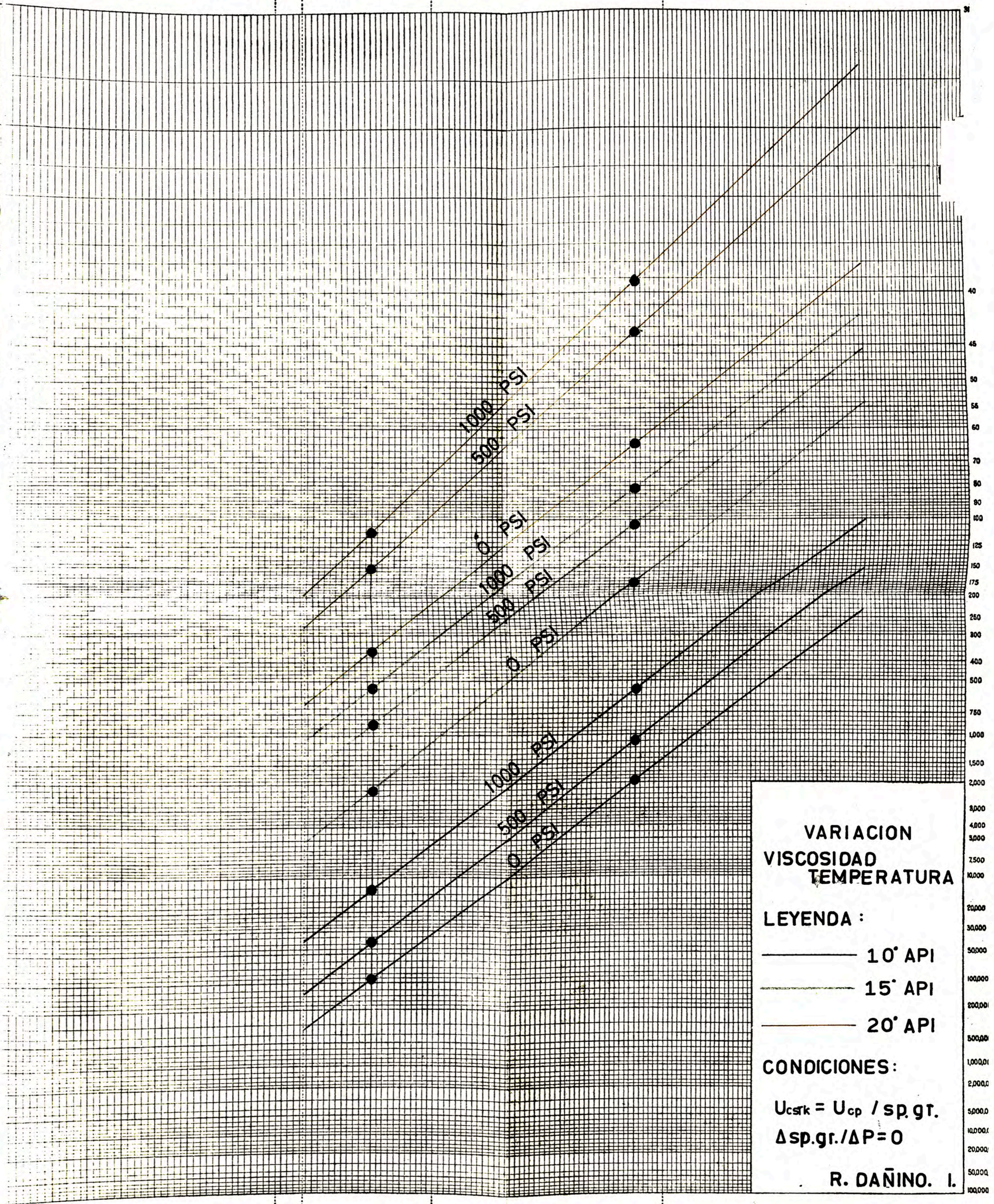
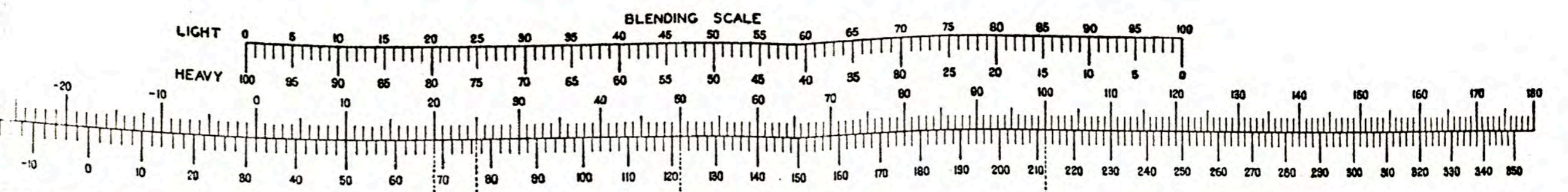
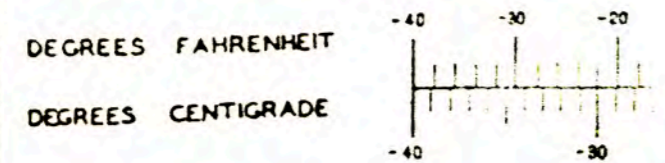


PRECISION SCIENTIFIC CO.
3737 W. Cortland St.
Chicago 47, Ill.

R. E. F. U. T. A. S. VISCOSITY CHART - CAT NO. 4950



R. E. F. U. T. A. S.
VISCOSITY - TEMPERATURE CHART
Copyright in Great Britain by
BAIRD & TATLOCK (LONDON) LTD.
Copyright 1934, in U. S. A. by
PRECISION SCIENTIFIC CO., CHICAGO 47, ILL.



VARIACION VISCOSIDAD TEMPERATURA

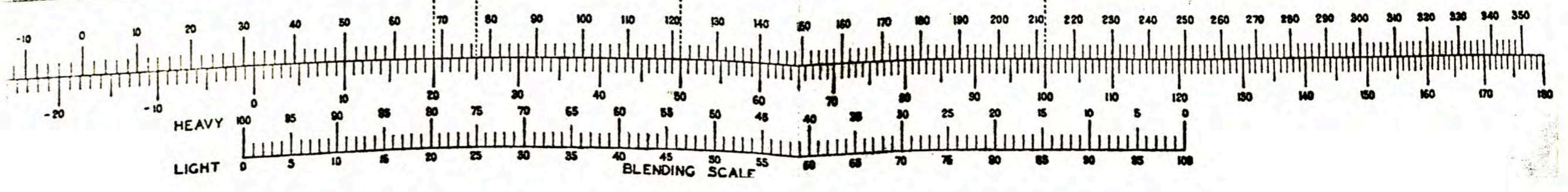
LEYENDA :

- 10° API
- 15° API
- 20° API

CONDICIONES :

$U_{csk} = U_{cp} / \text{sp. gr.}$
 $\Delta \text{sp. gr.} / \Delta P = 0$

R. DAÑINO. I.



Además, no nos ofrece los mecanismos de impulsión o desplazamiento que otros métodos si nos brindan, como por ejemplo el empuje de vapor, destilación y extracción por solventes obtenido en la Inyección de Vapor.

Quizá este método sea más conveniente en reservorios conteniendo fluidos con poco efecto de destilación.

* Combustión In Situ.

Este, conjuntamente con el de Inyección de Vapor, son los más difundidos en la actualidad.

Como su nombre lo indica, consiste en el aprovechamiento de la presencia del combustible en el reservorio, para crear una combustión controlada mediante la inyección de aire.

A favor, respecto a la Inyección de Vapor, lleva que es factible de usar en zonas en las que carecemos de agua de alimentación.

Así también, las pérdidas de calor no se presentan en la magnitud que ocurren al usar el método nombrado.

En contra, presenta, la urgencia de una concienzuda investigación y experimentación, en todos los aspectos, pues de no hacerlo, el proceso atentaría contra la economía y el volumen recuperable, debido quizá al consumo de petróleo.

Aunque si bien es cierto, no intento hacer un análisis de factibilidad; este puede variar dependiendo de las condiciones existentes en cada campo.

Hay dos métodos de recuperación por Combustión In Situ. "Hacia Adelante" y "Reversa."

En la primera el frente de calor va de un inyector (aire) hacia un productor (petróleo).

En el segundo tipo, el aceite es recuperado por el inyector, en el que previamente ha sido detonada la inyección de aire.

Las fases originadas por el proceso, en el reservorio, son más o menos similares a las creadas en la Inyección de Vapor, y que desarrollo más adelante.

Sole cabe destacar que muchos trabajos experimentales de Recuperación Termal, fueron hechos en un comienzo para la Combustión In Situ y cuyos resultados sirvieron para el posterior desarrollo de la Inyección de Vapor.

I N Y E C C I O N D E V A P O R :

C A P I T U L O I I

I N Y E C C I O N D E V A P O R :

D E S A R R O L L O :

El primer proyecto piloto de este método de Recuperación Termal fué desarrollado en Texas, en el año 1931, por la Houston Oil Co., en los Campos de Stoval, Condado de Throckmorton.

Algunos años más tarde la Shell Oil Co., inicia sus trabajos en los campos de Yorba Linda y Coalinga (California).

Los resultados de estos últimos fueron exitosos indicándose por el desarrollo subsiguiente de estas técnicas, especialmente en California.

Actualmente se cuenta con 30 o 40 Proyectos pilotos de Inyección de Vapor en los Estados Unidos, sabiéndose de similares trabajos en Canadá, Venezuela, Holanda, Rusia y Checoslovakia.

mayor pérdida de calor a través de la tubería de inyección (generalmente tubing), además de otros factores negativos.

En el sentido positivo podemos argumentar que a mayor profundidad hay mayor temperatura terrestre, por lo que nuestros requerimientos de calor podrán ser menores, que la necesitada en un reservorio superficial.

- Saturación de aceite.

Con un valor a Grosso Modo se puede decir que un reservorio debe tener como mínimo 1,000 Barriles por Acre-pie. (Producto de la porosidad por la saturación de aceite 0.129).

- Porosidad.

A mayor porosidad menores volúmenes de roca deberán de ser calentados, y mayor capacidad de almacén de fluidos. Usualmente se toma como mínimo un 18%.

- Saturación de agua.

Campos de trabajos previos de inyección de agua (con excepciones) no son recomendables para procesos de Inyección de Vapor.

Sin embargo, debido a los bajos porcentajes de recuperación que ocurren en reservorios de fluidos viscosos, esto no debe ser tomado como regla fija.

- Segregación.

El tipo de mecanismo de impulsión debe ser también considerado; como ejemplo, un reservorio que haya producido por segregación de gas puede trasuntar en canalización del vapor y/o encaminamiento de este a la parte superior del reservorio. Presentando una mayor área de contacto y frente de avance vertical.

- Potencia.

Son preferidas mayores de 50 ft. sin que se quiera limitar a esta magnitud.

Está también en función de la permeabilidad de la roca reservorio.

- Movilidad.

Hay casos de reservorios con ninguna movilidad, siendo necesario crear fracturas, como el método usado por la Shell en Alberta, Canada.

En todo caso la variación de la movilidad está en función de la cantidad de calor que logremos llevar al reservorio.

V E N T A J A S D E L V A P O R :

Fundamentalmente la Inyección de Vapor además de llevar energía mecánica proporcionada por la diferencial de presiones creadas, brinda energía calorífica.

Para esta última el vapor es ideal, pues lleva en su seno un alto contenido de calor por la libra a diferencia del agua caliente.

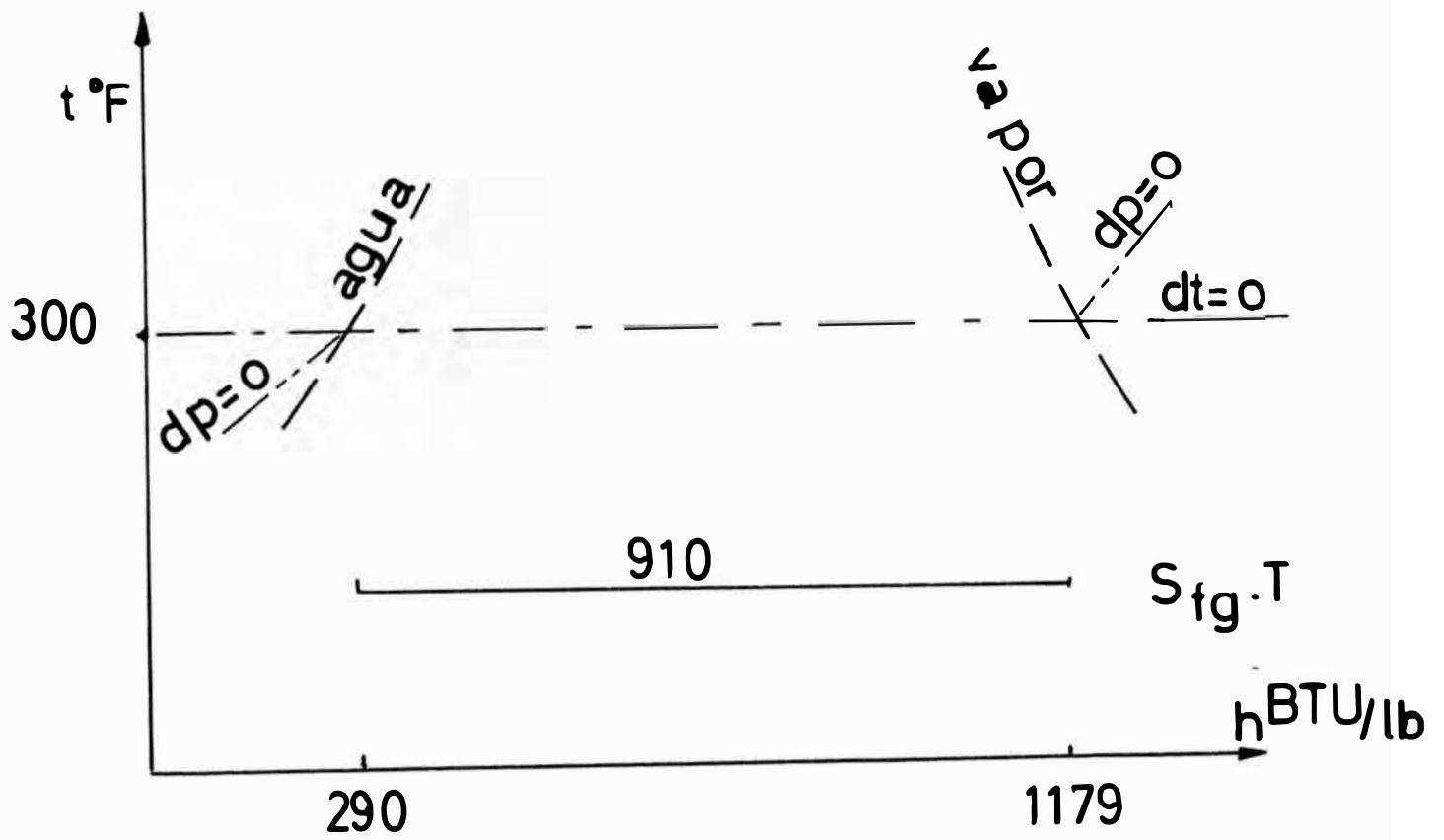
Esta diferencia la da el calor latente, o calor de vaporización.

Así por ejemplo, en el gráfico A, notamos que agua a 300°-F contienen 270 BTU/libra y el vapor saturado a la misma temperatura lleva 1179 BTU/libra.

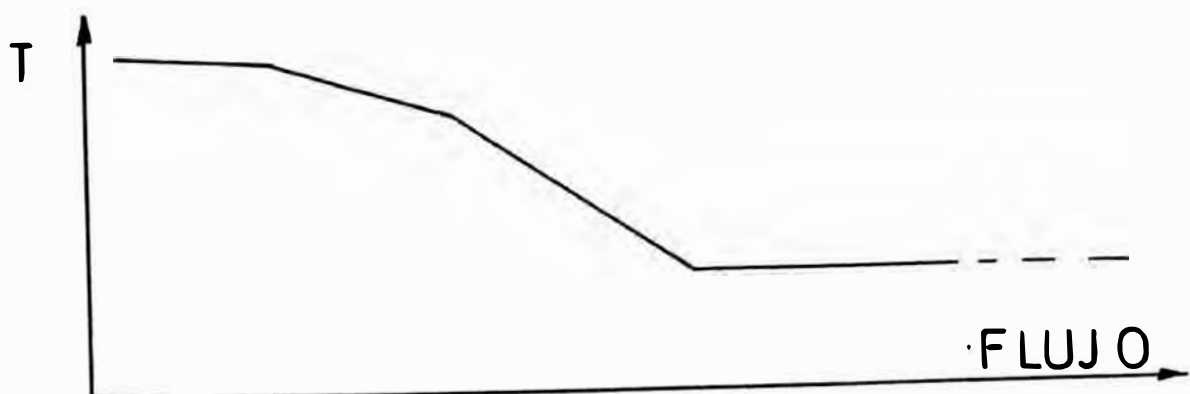
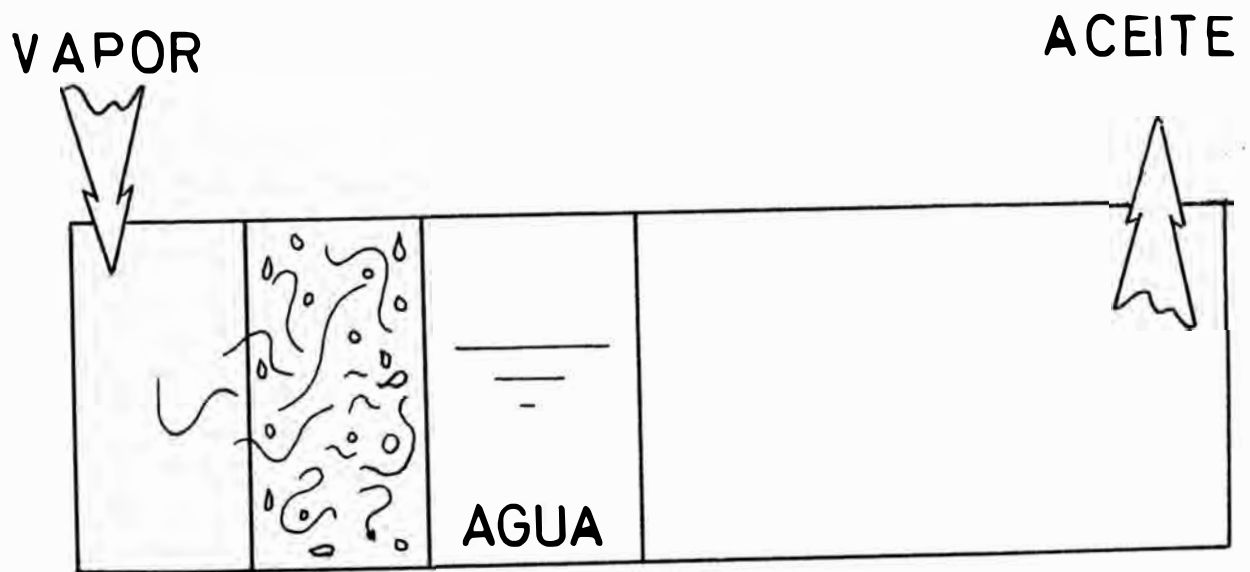
Sin embargo esta diferencia se hace mayor aún al llegar al reservorio; supongamos que la temperatura de éste sea de 150° F, el agua liberaría 152 BTU/libra mientras que el vapor lo hace con 1061 BTU/libra; o sea siete veces más.

Además, la diferencia de volúmenes es también notoria, el agua tiene un volumen de 0.017 ft³/libra y el vapor a las condiciones anteriores tiene un volumen de 6.471 ft³/libra.

Si bien el cálculo debe hacerse conforme ocurran las variaciones de presión, temperatura y pérdidas de calor; se pueden hacer ciertas asunciones en las que entra el criterio,



A



R

experiencias y conocimientos del Ingeniero acerca de la termodinámica de los líquidos y vapores.

F A S E S E N E L R E S E R V O R I O :

Conforme el vapor libera calor en el Reservorio, se condensa y es empujado hacia adelante por la continuidad de la inyección; las fases que presentan son mostradas idealizadamente en la Figura B.

La zona extrema de la derecha, es la de mayor saturación de aceite, produciéndose debido al empuje del agua a la temperatura del reservorio; la siguiente es el agua condensada cuya temperatura varía desde la del reservorio hasta una cercana a la del vapor, a continuación se presenta el área de transición en donde el vapor es condensado dentro del agua, y finalmente la zona de inyección del vapor en donde encontramos solamente a éste.

Una idealización de la pérdida de calor es mostrada en la misma figura.

M E C A N I S M O S D E I M P U L S I O N :

Los mecanismos de impulsión que brinda la Inyección de Vapor son múltiples.

Hemos visto tan solo el de reducción de la viscosidad por efecto de la temperatura, en la carta adjunta; y el desplazamiento por vapor y agua condensada.

Al incrementar la temperatura, el petróleo al igual que todos los cuerpos, sufre un aumento en su volumen, ayudando con ello a las fuerzas mecánicas de impulsión. Para un aumento de 100 a 250° F se tiene un incremento del 10% del volumen original.

La destilación de vapor se hace presente en los residuos de aceite no barridos por el frente de agua, y que sí son afectados por el vapor debido a su alta temperatura. Este efecto se puede calcular por simple rutina en el laboratorio.

Finalmente la extracción por solventes lograda por las fracciones livianas vaporizadas por efecto termal; y otros mecanismos de impulsión no previstos pueden ser admitidos; aceptados al comparar los resultados esperados con los obtenidos en experimentaciones de laboratorio.

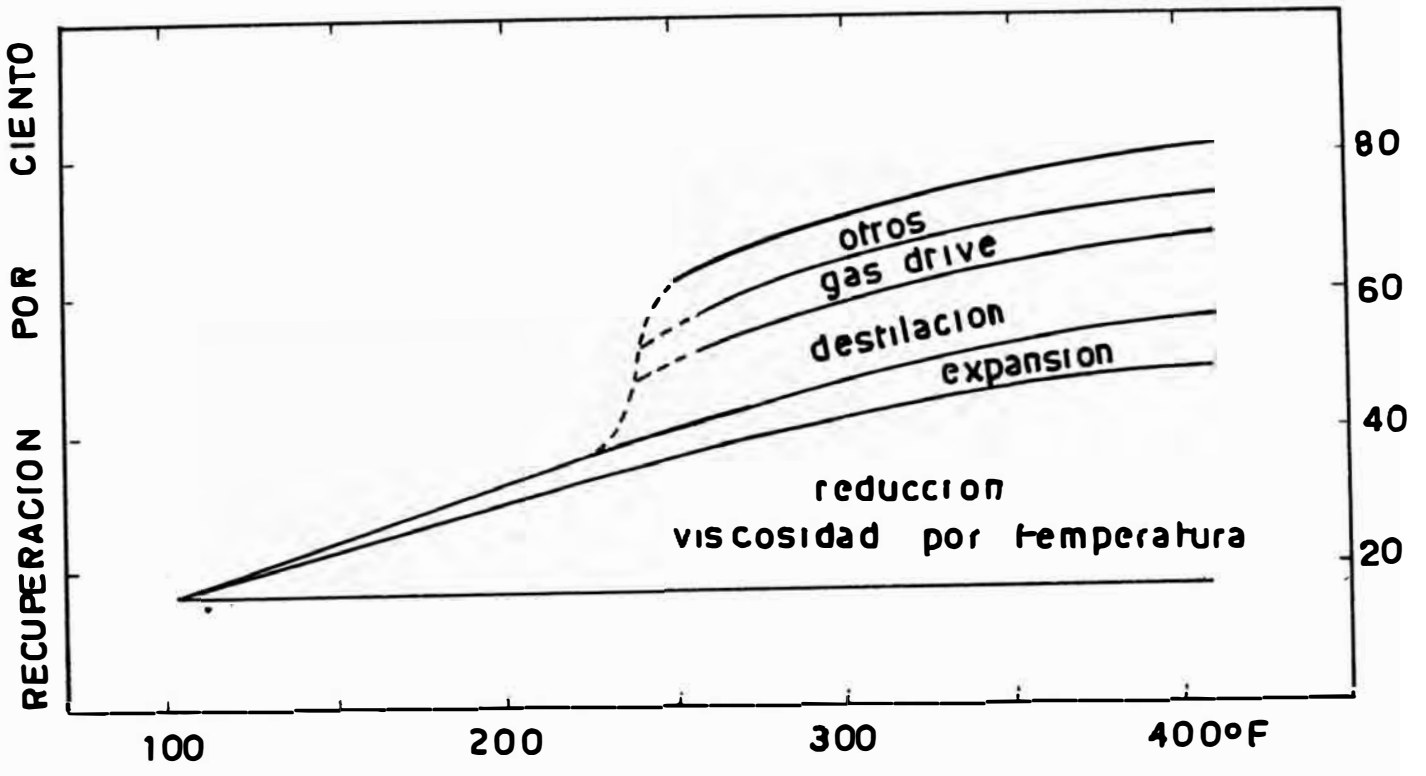
El Gráfico C muestra lo anteriormente expuesto.

Se ha asumido un 18% de recuperación por Inyección de Agua. (Normalmente se obtienen menores eficiencias en este tipo de reservorios).

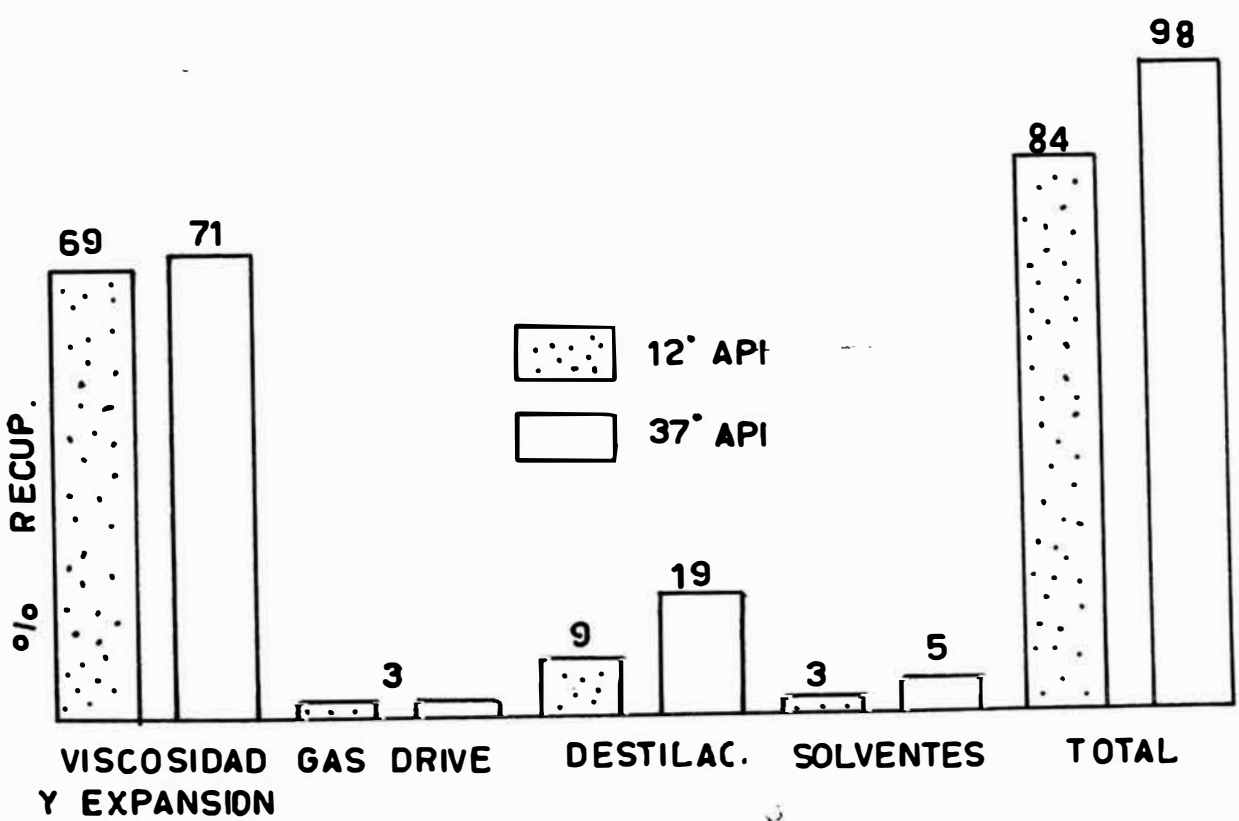
La figura D presenta la influencia de cada efecto expresado en porcentaje para dos tipos de crudo. Nótese el alto porcentaje de recuperación total obtenido.

M E T O D O S D E P R O D U C C I O N :

Dentro de los métodos de producción podemos considerar cuatro tipos:



C



D

(Referencia a la Figura E.)

En el primer método la inyección y producción se realizan por distintos pozos, con un avance " Hacia Adelante " del vapor inyectado.

Otro método es una variación de éste, en el que se establecen comunicaciones y mayor área de contacto del vapor, por medio de fracturas.

Este método desarrollado por la Shell en las arenas de Athabasca, Alberta, ha demostrado relativas altas eficiencias de barrido y corto tiempo en el incremento de la producción.

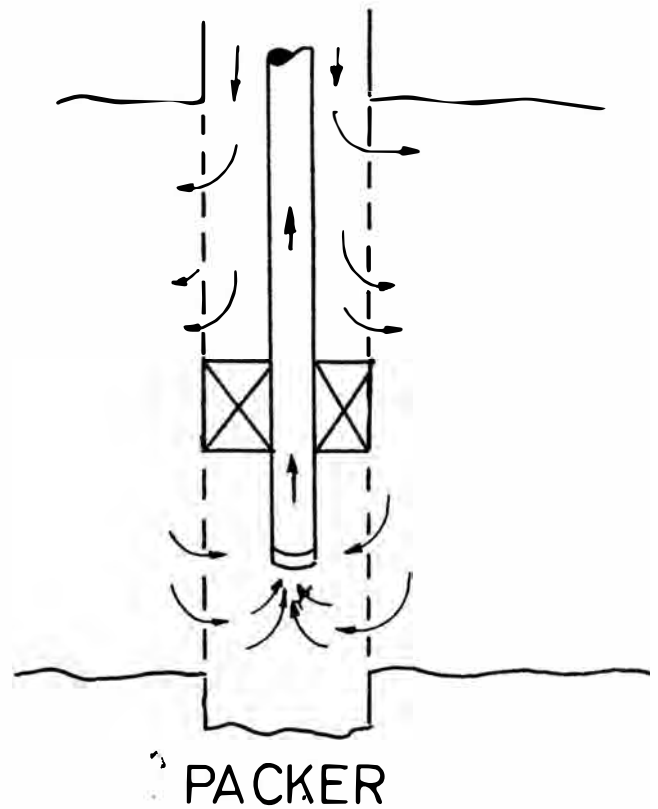
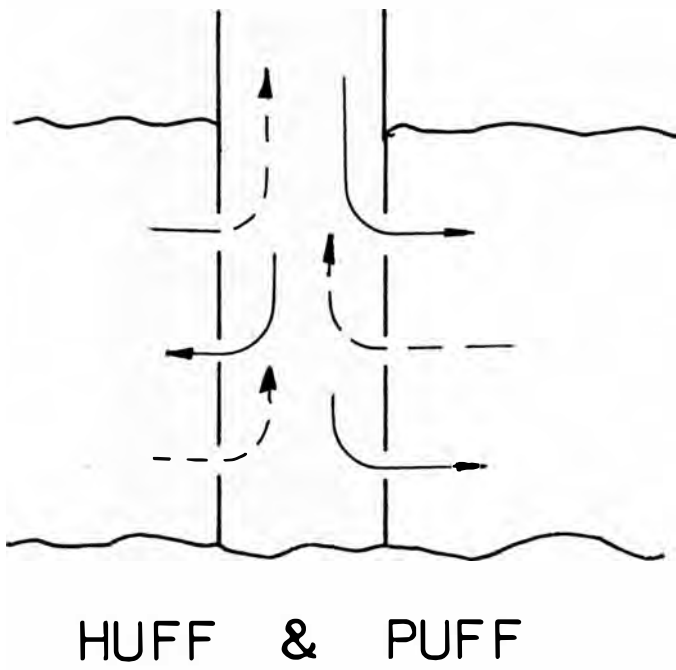
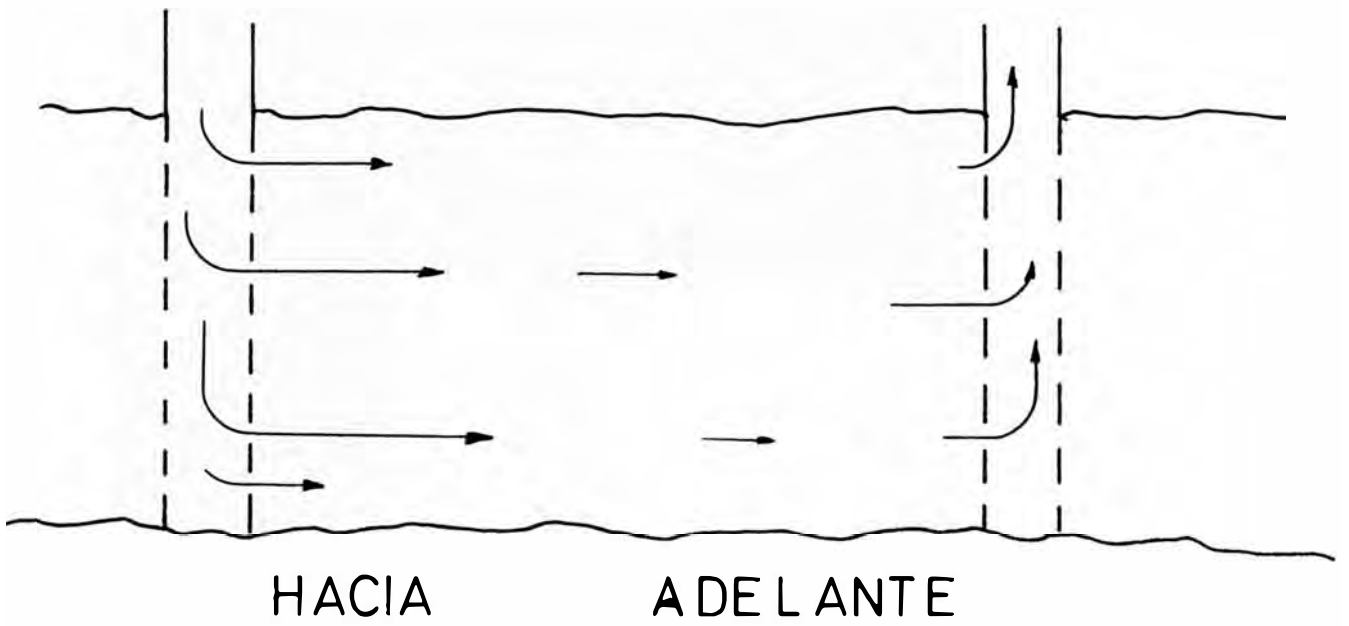
La práctica de crear largas fracturas esta supeditada a factores de diseño de entubado, inmejorables condiciones del cemento, afin de otras propiedades en el reservorio, como baja movilidad, arenas consolidadas, etc.

No es muy difundido su uso en los Estados Unidos, especialmente en California, en donde las presiones (WHP) rara vez exceden los 500psi.

Los otros dos métodos pueden ser considerados como estimulaciones, pero sí se obtienen resultados con mayor rapidez y permiten evaluar prontamente los fluidos producidos.

Uno de ellos es el llamado "Huff & Puff", que consiste en inyectar vapor por un tiempo determinado, luego se detiene ésta y se bombea hasta una declinación límite, repitiéndose nuevamente la inyección.

Este proceso puede ser previo a un desarrollo Hacia Adelante;



E

es el más empleado y con especulaciones de la declinación de la temperatura (asumen una declinación armónica de la diferencia, entre la temperatura normal y la obtenida por efecto del proceso); se ha llegado a calcular la declinación teórica de la producción una vez detenida la inyección. Los resultados calculados, acumulados son bien cercanos a la realidad.

El cuarto proceso consiste en circular el vapor alrededor de un packer, como es mostrado en la figura; esto se usa en intervalos productivos considerables, en los que el desarrollo hacia adelante o el Huff & Puff demandaría ingentes cantidades de calor.

Este último método es el de resultados más pronto, pero tiene la limitación de necesitar una potencia de arena de 100 ft como mínimo.

C A P I T U L O I I I

A G U A :

La generación de vapor requiere de agua en volúmenes que están en función de la cantidad a inyectar diaria, y del tiempo de duración del proyecto.

Las fuentes de aprovisionamiento del fluido pueden ser de los sistemas municipales de agua, pozos de agua fresca, lagos, rios y represas.

Sin embargo muchas veces nos será necesario utilizar agua salobre, la que al igual que muchas otras, requiere de un tratamiento previo a su utilización en los vaporizadores, con el fin de resguardar el equipo y evitar paradas que atentan contra el normal desenvolvimiento del proyecto y la economía del mismo.

Los límites máximos permisibles, para los constituyentes que acarrearán problemas, no pueden ser aún fijadas en forma matemática; pero las aproximaciones de estos valores pueden ser aceptados 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, éste 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 en éstos; asimismo los componentes corrosivos del agua necesitarán de un especial acondicionamiento para lograr el menor tiempo de paradas y rebajar el costo de mantenimiento.

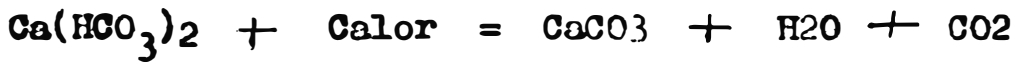
Se hace pues necesario un cuidadoso análisis de los componentes, del agua que deseamos utilizar, así como de una apropiada evaluación de los problemas que estos puedan acarrearlos y de las soluciones que necesitemos, he aquí las causas más comunes de fallas y la manera de solucionarlas:

Dureza:

Se conoce como tal, al contenido de iones Calcio y Magnesio, estos son quizá el problema numero uno y toda agua a utilizar deberá ser tratada para remover su dureza.

La solubilidad de las sales de Calcio y Magnesio decrece con el aumento de temperatura y se precipitan formando capas o costras con las conocidas consecuencias.

Probablemente el Carbonato de Calcio sea el principal contribuyente a esta deposición, por descomposición del Bicarbonato de Calcio bajo efectos del calor.



Otras sales de Calcio que pueden depositarse con el Sulfato de Calcio y el Silicato del mismo.

Respecto al Magnesio son frecuentes el Hidróxido y el Silicato de Magnesio.

Debido a la baja solubilidad de estas sales a las temperaturas de los calderos, hay operadores que han estado "bajando" la dureza hasta concentraciones de 1 ppm (partes por millón) expresadas como Carbonato de Calcio.

Intercambio de cationes sodio:

Esta es la solución más simple y económica empleada contra la dureza.

El agua es pasada por una columna de resina para el intercambio de Cationes en la forma de iones sodio en lugar de iones Ca y Mg ocurriendo que:



Hierro ferroso, Bario, Manganeso, sílico y Aluminio que están presentes en pequeñas cantidades también son intercambiados.

Una vez exhausta la capacidad de la resina esta es regenerada mediante baños de Cloruro de Sodio.



Los cloruros de Calcio y de Magnesio son extraídos después de su decantación.

La Figura F muestra un ablandador tipo Intercambio de Iones. Muchos operadores usan dos de estas unidades en serie para una mayor eficiencia.

Dos de estos juegos son a veces instalados en paralelo para evitar detener el tratamiento cuando una serie esta siendo regenerada. (Usualmente al alcanzar 1 ppm).

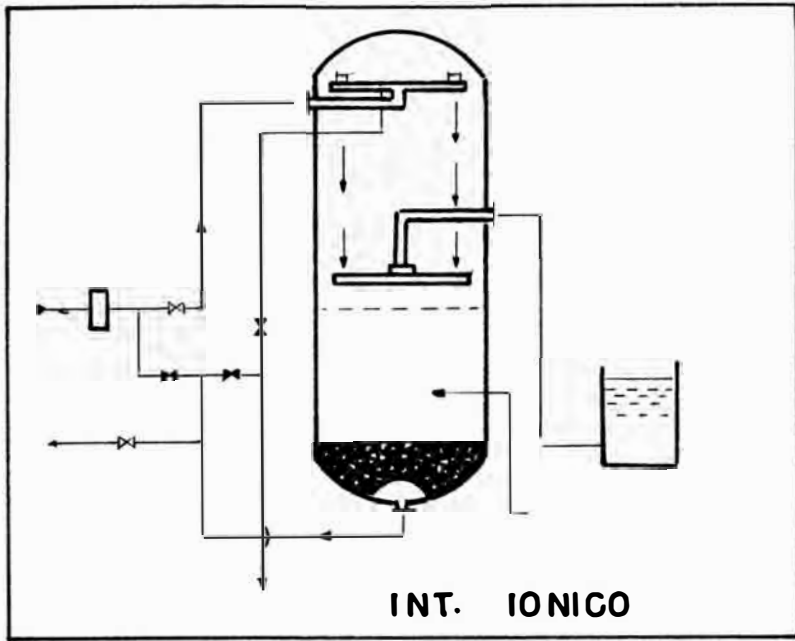
Sin embargo este método tiene limitaciones por el mismo uso del intercambio de iones sodio; éstos, los liberados por la resina y los contenidos en el agua, ayudan a regenerar la resina durante el tratamiento de ablandamiento liberando iones duros trascendiendo en una menor eficiencia del proceso.

Un límite práctico es usar agua con 3000 ppm de sólidos disueltos.

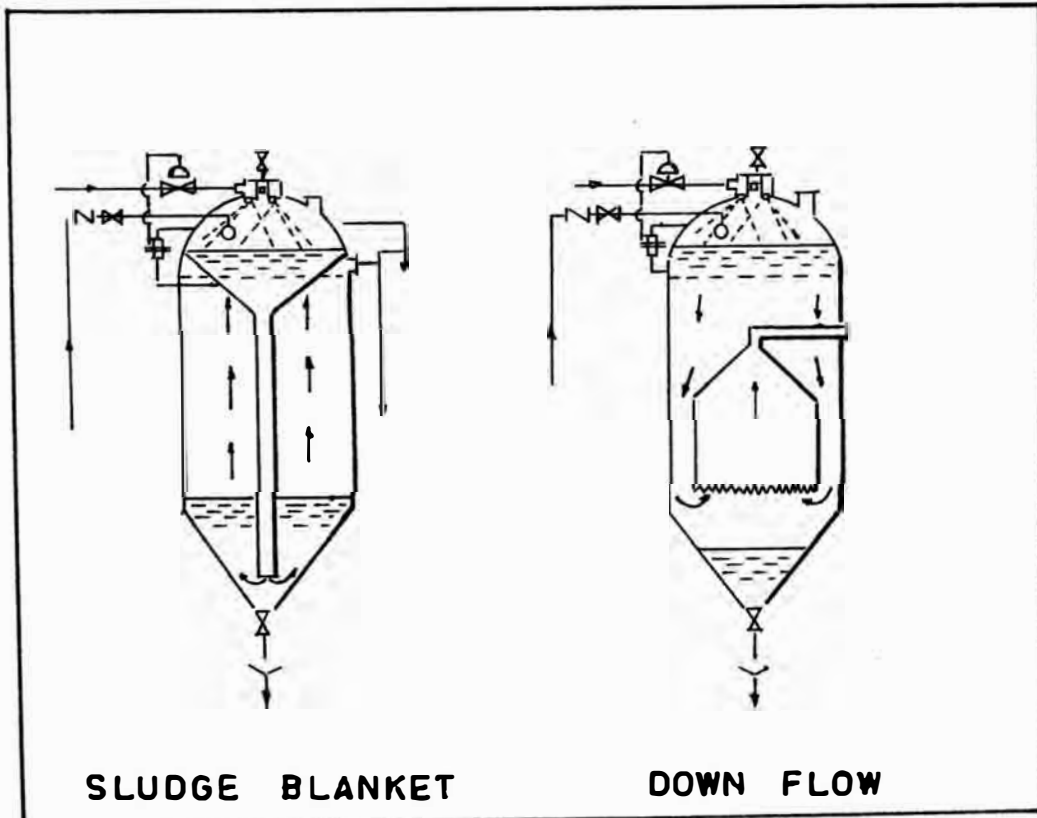
Si este método fuera por ello aplicable ofrecerá además las ventajas de un costo inicial bajo, calidad de agua tratada constante, costos de aditivos bajos y no requerirá control permanente.

Ablandamiento con Cal y Soda:

Bajo este tratamiento la dureza contenida en el agua es precipitada y removida químicamente por la Cal (Hidróxido de Calcio) y la Soda (Carbonato de Sodio).



F



G-1

G-2

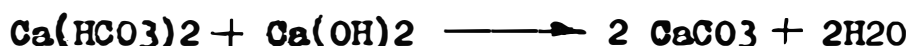
Principalmente se usa este método en aguas cuyos resultados, con tratamientos por intercambio de iones, no han sido satisfactorios.

Es también usado como una reducción parcial de la dureza seguido por un proceso de intercambio iónico.

Este tratamiento puede hacerse en frío o caliente, siendo para mejores efectos y para una mayor eficiencia, usado en caliente, reduciendo la dureza hasta 5 ppm. Un agente Antiincrustante será luego usado para estabilizar los iones duros remanentes.

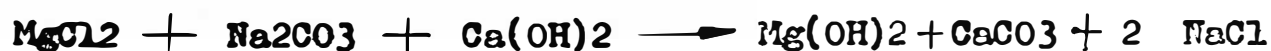
Uso de la Cal:

La reacción que ésta origina con el Bicarbonato, Calcio y componentes de Magnesio forma precipitados insolubles en la forma siguiente:



Uso de la Soda:

Es usada con la Cal para reducir la dureza no combinada con componentes alcalinos. Las reacciones típicas son:



Las precipitaciones son extraídas del fondo de los tratadores, y el resto es removido por filtrado o sometido a la acción de agentes antiincrustantes.

El proceso de Ablandamiento en caliente trabaja entre los 212 y 250°F.

La Fuente de calor es el vapor. Dos tipos comunes son mostrados en las figuras G-1 y G-2.

El tipo G1 tiene un mejor efecto sobre el Silice y da una menor turbidez sobre los filtros, además de un mejor aprovechamiento de los aditivos químicos.

Requiere de un mayor control y se presta para proyectos pilotos con varios inyectores.

El tipo G 2 tiene un mayor efecto de turbidez sobre los filtros y requiere de un buen diseño.

Ambos tipos reducen satisfactoriamente la dureza y algunos constituyentes como el hierro y el aluminio precipitados, el Dioxido de Carbono reacciona con la Cal, Silice es absorbido en el precipitado de Hidróxido de Magnesio, el oxígeno es reducido por su baja solubilidad a la temperatura de trabajo, etc.

La dureza remanente precisa de un agente que evite su posterior deposición en los tubos.

Estos procesos requieren de una relativa alta inversión inicial, además los componentes químicos ostentan costos no despre-

ciables, siendo necesario un continuo control.

Uso de Agentes Anti-Incrustantes:

Es común la reducción a "cero" de la dureza con la adición de estos componentes.

Se conoce con el nombre de antiincrustación a una reacción equilibrada entre un ion metal y un agente complejo, caracterizada por la formación de uno o más lazos de unión entre el metal y el complejo, resultando la creación de una estructura circular dentro de la que se halla incorporada el ion metal.

Un agente típico es la sal Tetra sódica del ácido Etilenodiaminatetraacética, más conocido como "DTA".

Este agente no deber ser propiamente usado como reductor de dureza, sino como preventor de una posterior asociación de elementos "duros." Es usado por su eficiencia y estabilidad a las temperaturas de labor, no conseguida con otros elementos antiincrustantes.

Un punto de importancia es su acción sobre la corrosión.

Al PH del generador tratará al hierro y disolverá el hidróxido ferroso, pero un exceso de DTA podrá disolver la capa de óxido de las paredes de los tubos, que actúa a guisa de "protector" sin la cual será expuesto a un mayor ataque corrosivo.

Generalmente se añade a la línea de alimentación antes de su ingreso al vaporizador.

ALCALINIDAD:

Existe principalmente en tres formas en el agua, Bicarbonato, Carbonato e Hidróxido. Iones de Silicato, Boratos y Fosfatos son a veces clasificados como alcalinos.

Pero en el agua la mayor importancia corresponde al Bicarbonato y a los Carbonatos.

Estos, afectados por el calor reaccionan así:



Como se nota, la formación de Dioxido de Carbono ocurre en ambos casos, este al contacto con el agua forma Acido Carbónico con serios efectos de corrosión sobre el acero.

Sin embargo la alcalinidad remanente, contenida en el vapor, neutralizará parcial o totalmente el efecto de este ácido el que precisa además de tres condiciones para actuar:

- 1.- El metal debe estar sometido a esfuerzo (Tubing)
- 2.- El agua debe contener Hidróxidos.
- 3.- Existencia de un lugar de deposición (Hendiduras, rebabas, uniones, etc...)

Sin embargo hay equipo sobre el que esta acción podrá hacerse presente con severidad, como por ejemplo, en un precalentador de combustible, en donde el vapor (fuente de calor) se condensa

formando agua y posteriormente el ácido corrosivo.

En este u otro caso en el que precisemos neutralizar la acción del ácido Carbónico, lo más indicado es el uso de inhibidores en contraposición de un proceso de reducción de alcalinidad.

S I L I C E :

Se encuentra presente en la mayoría de las aguas, pero los límites permisibles no han sido aun acordados.

Algunos operadores establecen 20 ppm como máximo, salvo casos en que la presión de salida del caldero sea mayor de 1000 psig y se vea involucrado el empleo de turbinas.

La Asociación de Manufactureros Americanos de Calderos (ABMA) ha fijado límites pero estos son relacionados a la deposición en las paletas de las turbinas.

Se han hecho análisis por difracción de rayos X para identificar los componentes de Silice aumenta conforme aumenta la alcalinidad y en la mayoría de casos, está es lo suficientemente alta como para mantener el Silice en solución.

Si no fuera así, muchas veces hasta el tratamiento de ablandamiento por intercambio de iones para la eliminación del Silice.

En el caso de ablandamiento por componentes químicos, la eliminación de este puede también hacerse químicamente sin necesidad de equipo especial.

Hierro Magnesio y Aluminio:

El hierro se presenta a menudo en forma soluble, el Aluminio

y magnesio usualmente son encontrados en pequeñas cantidades.

Los problemas que acarrearán a los vaporizadores, son similares a los creados por la dureza. Más aún, se precipitan a contribuir a la formación de óxidos, y a veces silicatos con iones sílice.

También son hallados en forma de óxidos hidratados. En esta forma el ataque más perjudicial será al equipo de tratamiento de agua por intermedio iónico, en el momento de regenerar la resina; pues se habrá formado una capa de "suciedad" que disminuirá la efectividad del tratamiento sobre todo en caso de requerir frecuentes lavadas.

Su tratamiento aceptable puede ser por oxidación y filtrado, o simplemente aprovechando el proceso que usamos para el Silice.

Sólidos Suspendidos y Petróleo:

Lodo, cieno y productos derivados de la oxidación (del sistema de acarreo de agua, o de almacén) son indeseables para el agua de alimentación de los calderos y son usualmente tratados por filtración.

El petróleo, posiblemente resultante de aprovechar aguas "producidas", es también otro cuerpo que por sus efectos negativos debemos eliminar.

El aceite se deposita en las paredes de los tubos del vaporizador, retardando e impidiendo la transferencia del calor; o ensucia la resina en el tratamiento iónico de la dureza. El tratamiento requerirá desespumación y coagulación con filtrado.

Algunos operadores consideran 1 ppm como máximo permisible de contenido de petróleo.

El proceso de tratamiento será elegido de acuerdo a las cantidades iniciales de aceite que contenga el agua de alimentación.

Bastará en algunos casos el simple uso de intercambio iónico, otros precisarán coagulantes filtros de antracita y posterior inyección de coagulantes a la línea de alimentación.

La disminución a bajos niveles en la concentración de petróleo, resulta muchas veces problemática, quedando siempre en función de la concentración inicial y del tratamiento empleado, debidamente seleccionado y si fuera posible; y las condiciones de trabajo lo requieran; previamente experimentado.

Gases Disueltos:

La corrosión debida a la presencia de Oxígeno y de Sulfuro de Hidrógeno, debe ser evitado y el uso de deareadores y/o aditivos químicos son empleados.

El uso de deareadores, disminuirá a una pequeña cantidad el contenido de oxígeno en el agua. de deareadores, disminuirá a una pequeña cantidad el contenido de oxígeno en el agua. Si deseáramos una mayor reducción podremos emplear Hidrazina o Sulfito de Sodio, los que en presencia de oxígeno reaccionan de la siguiente manera:



Es más frecuente el uso del Sulfito debido a su relativo bajo costo.

El uso de catalizadores (metales divalentes) aumentará en buenas proporciones la efectividad y ataque de la reacción.

Estos son añadidos antes que los agentes antiincrustantes para evitar las interferencias o inutilización del catalizador.

Si en nuestro equipo existe un deareador, el Sulfito de Sodio debe ser añadido en los tanques de almacenamiento, posteriores a la deareación.

El Sulfuro de Hidrógeno a la par de corrosivos, es tóxico y su eliminación puede ser conseguida mediante el empleo de deareadores; aditamentos químicos pueden ser empleados como la clorinación.

Se hace pues obligatorio el análisis del agua a emplear, no tan solo en los proyectos pilotos sino también en las labores de desarrollo de campo, provenga o no el fluido de alimentación de la misma fuente.

La economía del sistema colector juega un papel importante.

Las impurezas contenidas en el agua, y los problemas que es-

tas puedan acarrear precisan de un cuidadoso análisis, así como de los medios para solucionarlos que empleemos, sean mecánicos o químicos, con tenencias a disminuir en todo momento los costos de mantenimiento.

La Tabla H es una recopilación de valores permisibles, en las concentraciones de los elementos-problemas, aconsejados por la Permutit Co.

La columna 1 corresponde al análisis inicial del agua nativa. La columna 2 presenta los valores máximos permisibles sugeridos.

COMPONENTE	SIMBOLO	PARTES POR MILLON (ppm) COMO CaCO ₃	
CATIONES		I	II
CALCIO	Ca	500	BAJO 10 ppm
MAGNESIO	Mg	500	BAJO 10 ppm
SODIO	Na	1000	
HIDROGENO	H		
ANIONES			
BICARBONATO	HCO ₃	250	BAJO 100 ppm
CARBONATO	CO ₃		
HIDROXIDO	OH		
FOSFATO	PO ₄		
CLORURO	Cl	750	
SULFATO	SO ₄	1000	
NITRATO	NO ₃		
DIOXIDO DE C	CO ₂		
SILICE	SiO ₂	50	BAJO 20 ppm
FIERRO	Fe	10	BAJO 0.1 ppm
TURBIDEZ		5	MAXIMO 5
TOTAL DE SOLIDOS		2050	
PETROLEO		5	MENOS DE 1 ppm

TABLA H

EQUIPO DE TRATAMIENTO DE AGUA Y VA-
PORIZADORES :

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

Este generalmente viene montado en patines o trailers; semi o completamente automático.

En la Figura I es mostrado un tipo de los muchos ofrecidos por el comercio a la industria.

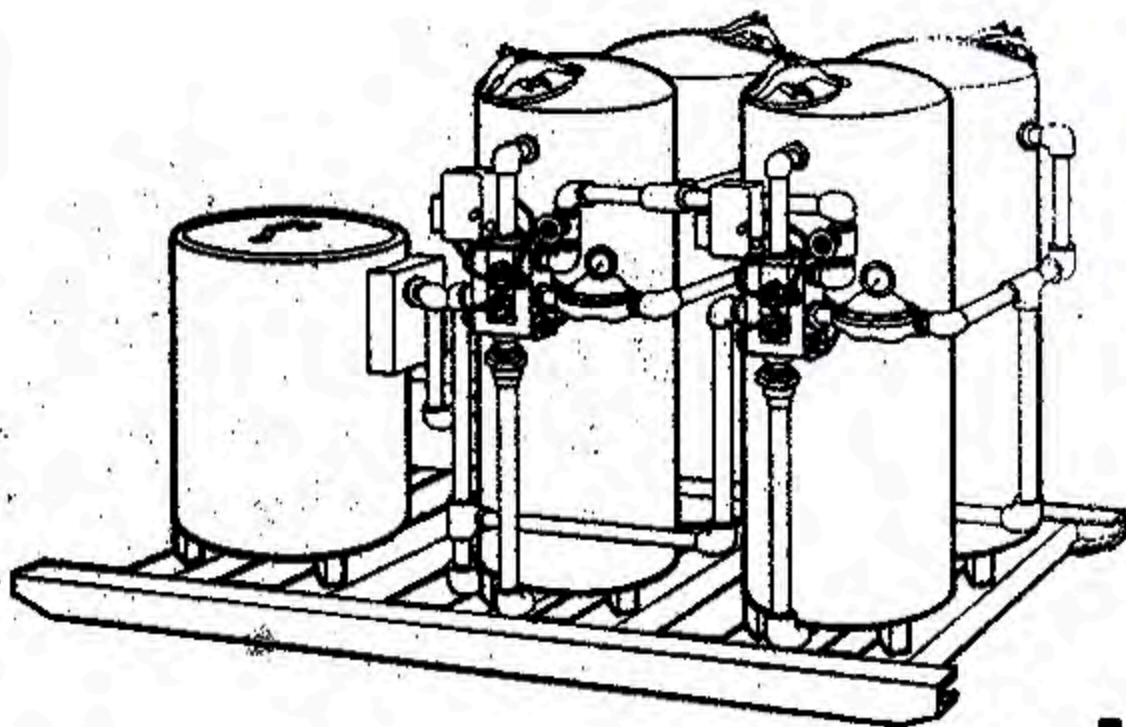
Respecto a los vaporizadores existen también una variada gama, sus características son dictaminadas por los volúmenes, temperatura y presiones deseadas.

Una división práctica sería separar vaporizadores para proyectos pilotos y para desarrollo de campo.

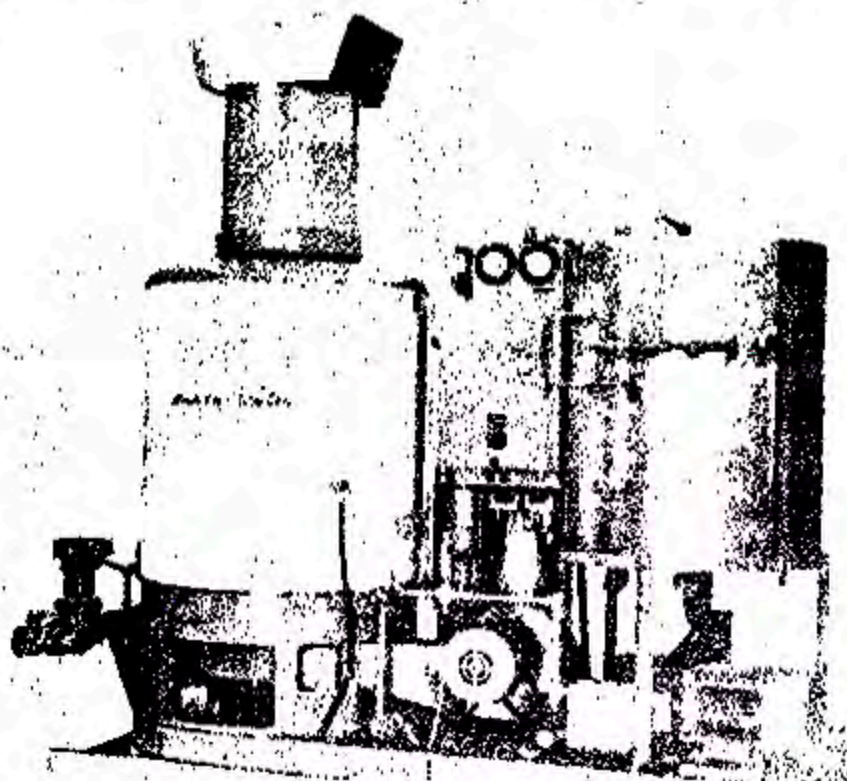
Los primeros solo atienden a un solo inyector, con potencias promedio de 175 HP Su límite máximo de presión es de 700 psig. con 4,000 a 6,000 libras de vapor por hora. El rango usual de temperaturas varía entre 365 y 425°F.

Los vaporizadores de desarrollo atienden a más de un inyector sus variantes están en función del número de estos, por caídas de presión, pérdida de temperatura en las líneas de distribución y volumen total a inyectar.

El uso de vaporizadores de mayor tamaño nos consigue un ahorro en la inversión inicial del equipo por volumen tratado, pero no altera los gastos proporcionales de combustibles.



I



J

En síntesis respecto a los calderos podemos decir que son montados en patines, compactos y provistos de un equipo auxiliar de control, inclusive la bomba. Generalmente automatizados.

El rango de presiones varía entre los 700 y 1500 psig. volúmenes de 4,000 a 40,000 libras por hora de vapor.

Son del tipo tubo-agua y de peso simple, su eficiencia térmica es alta.

Poseen dos zonas de calentamiento, una por radiación y otra por convección.

Arcilla refractoria es usada para un máximo aprovechamiento del calor liberado por el combustible, en el interior del caldero.

Otro punto de importancia es el diámetro de los tubos conductores del agua. Un mayor diámetro mantiene un mayor volumen de fluido que necesitará de una mayor cantidad de calor, para su vaporización. Un diámetro reducido creará una fuerte caída de presión.

Tubing de 2 y 3 pulgadas son preferidos por los fabricantes.

La variación en la caída de presión es indicativo de fallas u obstrucciones en la tubería, y es un factor de control del buen funcionamiento del vaporizador.

La bomba de alimentación liberará una presión igual a la de

inyección mas la caída sufrida en el caldero.

El volumen de trabajo es escogido con exceso y un sistema de by-pass ayudará al control del rate de inyección. El fluido remanente regresará a la succión de la bomba.

La Figura J muestra un vaporizador compuesto usado en proyectos pilotos.

El Gráfico K lo usamos para el cálculo de la cantidad de vapor producido por un caldero de determinada potencia y presión de trabajo con un conocido porcentaje de calidad de vapor.

Para el cálculo de la cantidad de calor requerida para vaporizar una libra de agua líquida, a una presión, temperatura y calidad de vapor deseada usamos el Gráfico L.

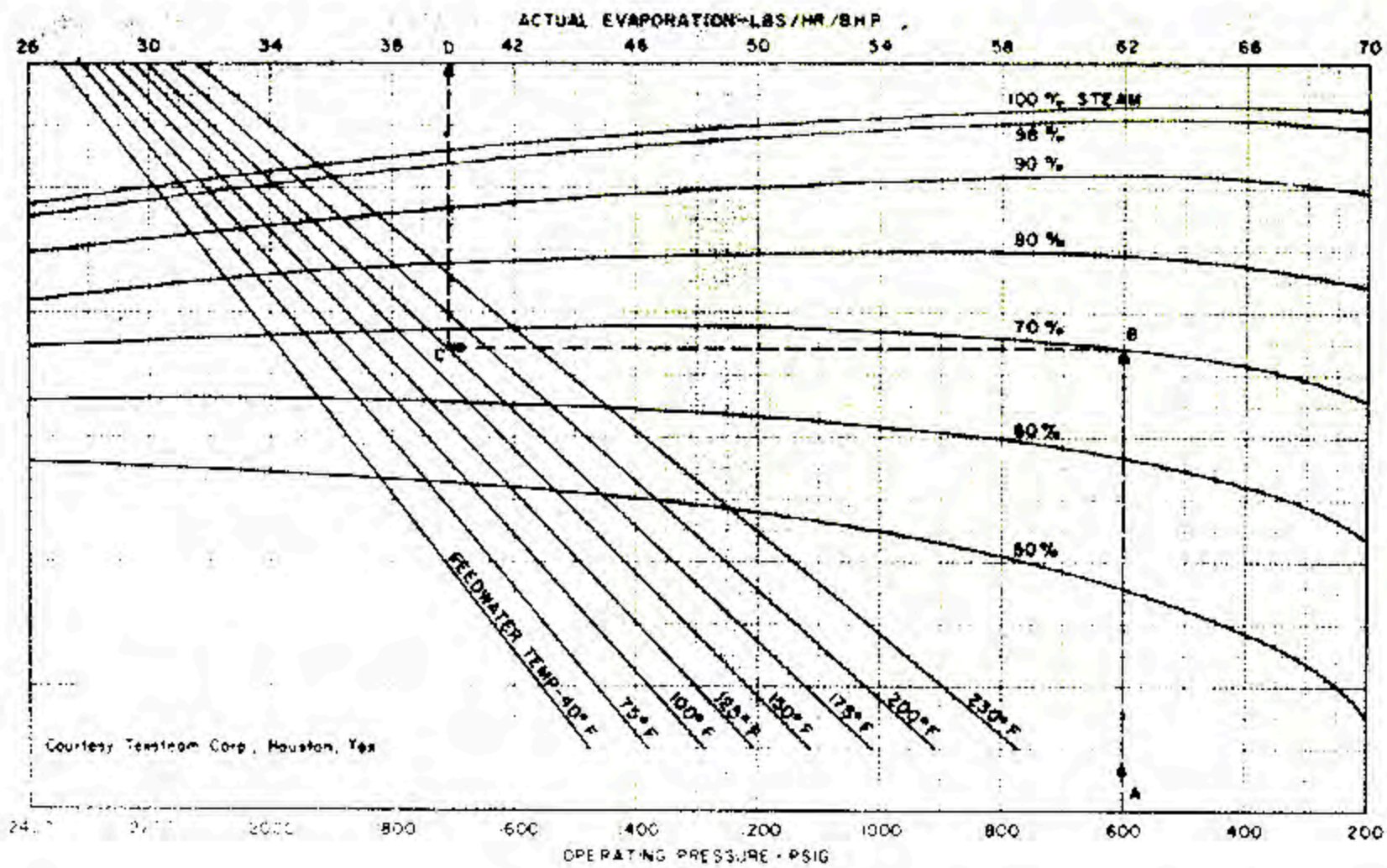
Esta carta nos da la entalpía del vapor, con un determinado título y presión-temperatura.

La diferencia de entalpía entre la dada por el gráfico y la del agua de alimentación, nos arrojará la cantidad de calor necesaria, asumiendo una eficiencia termal de 100%.

Ejemplos para el uso de las cartas es mostrado conjuntamente con estas.

Combustible:

Uno de los factores de mayor peso que influirá en los costos generales y parte del diseño es el combustible a emplear.



Courtesy Textron Corp., Houston, Tex

PROBLEMA

HALLAR LA CANTIDAD DE AGUA EVAPORADA POR HORA CON UN VAPORIZADOR DE 100 HP OPERANDO A 600 PSIG Y 70 % DE VAPOR SATURADO, CON AGUA DE ALIMENTACION DE 175 °F

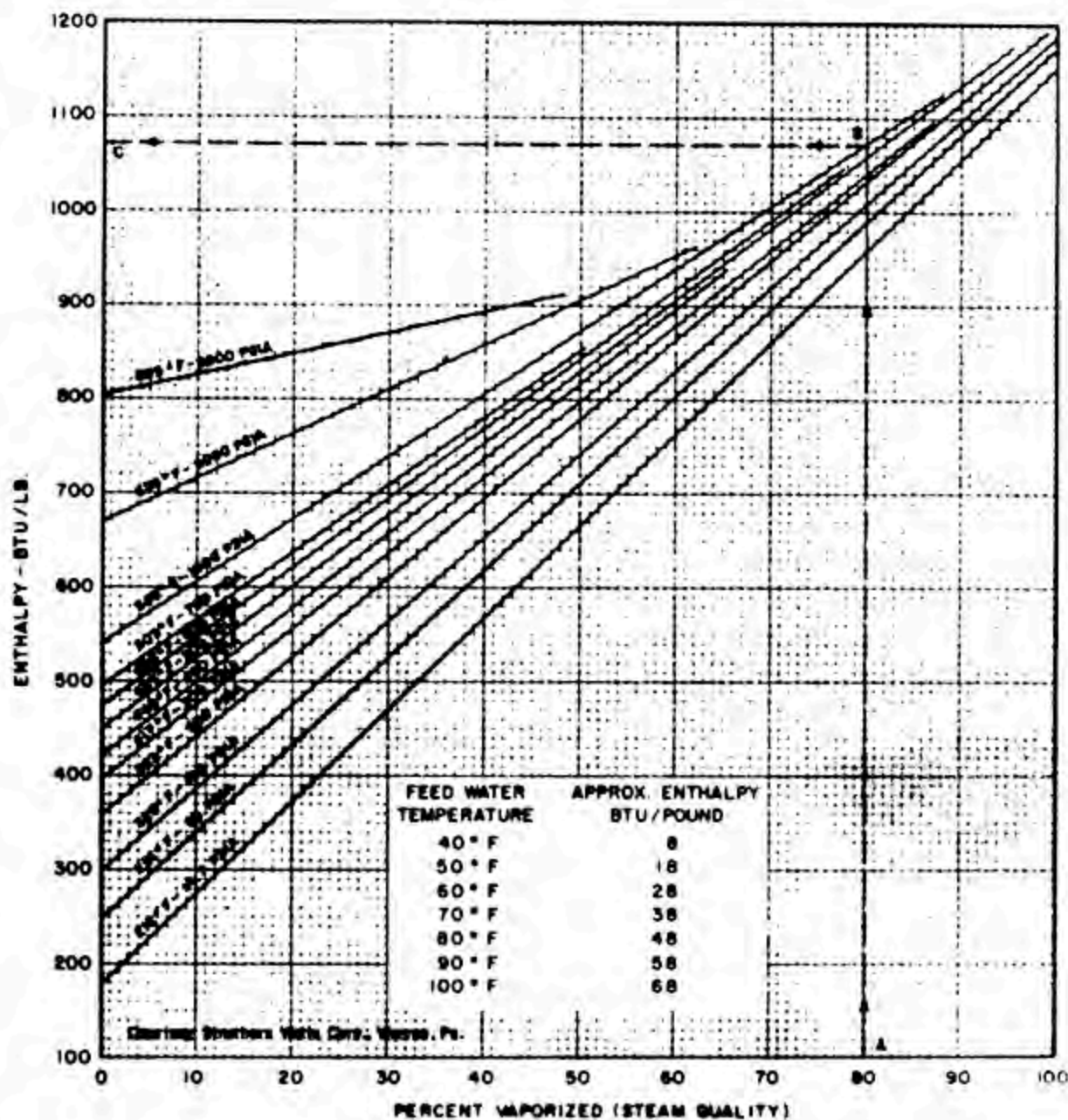
SOLUCION

SIGUIENDO UNA LINEA VERTICAL DESDE LA PRESION DE OPE-

HACION HASTA LA CALIDAD DE VAPOR, LUEGO HORIZONTALMENTE HASTA LAS CONDICIONES DEL AGUA DE ALIMENTACION. DE AQUI VERTICALMENTE OBTENEMOS LA CANTIDAD EVAPORADA POR HORA Y HP

RESPUESTA: 3980 LIBRAS POR HORA

K



PROBLEMA

HALLAR LA CANTIDAD DE CALOR NECESARIA PARA EVAPORAR UNA LIBRA DE AGUA DESDE LA TEMPERATURA DE 100 °F HASTA 545° F Y 1000 PSIA CON UNA CALIDAD DE VAPOR DE 80 %

SOLUCION

SIGUIENDO LA LINEA MOSTRADA EN LA FIGURA OBTENEMOS 1070 BTU / LIBRA LA RESPUESTA ES LA DIFERENCIA DE ENTALPIAS CON LA DEL AGUA DE ALIMENTACION $1070 - 68 = 1002$ BTU / LIBRA

La selección de este requiere de un exhaustivo estudio de cada uno de los combustibles a disposición y su factibilidad de empleo.

La elección se hará en base de los precios en el mercado y de la energía calorífica de combustión.

La tabla M fué preparada para precios de combustibles puestos en el Callao, y analizó en ella el precio requerido para obtener un millón de BTU (1 MM BTU).

La cantidad de calor por libra, ha sido calculada por variaciones de las fórmulas de Sherman & Craft, que nos ofrecen valores similares a los obtenidos en la bomba calorimétrica.

$$\text{Gasolina} = 18320 + 40 (\text{API} - 10)$$

$$\text{Kerosene} = 18440 + 40 (\text{API} - 10)$$

$$\text{Fuel Oil} = 18650 + 40 (\text{API} - 10)$$

La gasolina es obviamente la primera desechada.

Esta tabla es tan solo un índice de como se debe hacer un estudio de precios relacionándolo con su calor de combustión.

Un análisis similar debe hacerse para el gas natural y el crudo producido.

Actualmente el gas no es utilizado industrialmente y parece ser la fuente de combustible más económica, además requiere de controles.

Sin embargo, con la utilización del gas en Fertilizantes y/o Petro-química, este lugar de factibilidad puede ser ocupado por el

petróleo producido que si bien necesita de equipo más complejo, mayor capital de inversión y control constante, el precio del combustible puede resultar mucho más bajo.

Puede suceder también que no existan volúmenes de gas aprovechables, sobre todo en el tipo de campos en los que se emplea la Recuperación Termal; o que el transporte de este no resulte económico, por lo que el interés del análisis del aprovechamiento del crudo puede asumir un papel principal.

Cuatro son los requerimientos básicos para conseguir un eficiente uso del crudo como combustible.

1.- Información básica del crudo a usar, como gravedad específica, viscosidad SSU, porcentaje BS & W, BTU por libra y **Flash Point.**

Ya hemos visto la disminución de la viscosidad por efecto de la temperatura en el gráfico REFUTAS. Aquí e mostrada la temperatura necesaria en cada crudo para tener una viscosidad de 150 a 300 SSU, que es la recomendada para los vaporizadores.

2.- Un seguro control de temperatura en el calentamiento y bombeo del crudo al quemador, que nos proporcionará una presión constante y temperatura dentro de los rangos de viscosidad deseados.

La presión constante la obtenemos con un sistema de By Pass y evita el problema de alimentación muerte a la bomba.

Se hace presente la necesidad de aislar la tubería, para

evitar las pérdidas de calor.

- 3.- La evaluación del sistema de control del quemador; para hacerle compatible con el gasto de la bomba de alimentación.
- 4.- Elección del medio de atomización. El disponible en nuestro caso es el vapor producido en el caldero, al cual como medida de seguridad y con el fin de ofrecer mayor eficiencia al sistema, haremos pasar previamente por su separador, para la extracción de las partículas líquidas.

PRODUCTO	API	BTU/LIBRA	D=LIBRA/GALON	M BTU/GALON	PRECIO/GALON	PRECIO/MM BTU
GASOLINA	60	20320	6.100	124.0	5.00	40.2
KEROSENE	42	19720	6.790	138.0	3.05	22.1
DIESEL 2	35	19650	7.076	138.2	3.00	21.7
DIESEL 4	28	19370	7.387	142.0	2.83	19.9
RESIDUAL 5	18	18970	7.882	148.8	2.15	14.4
RESIDUAL 6	13	18770	8.155	152.1	1.86	12.2

CAPITULO IV

PERDIDAS DE CALOR :

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

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

Más aún; si mantenemos la premisa de llevar al reservorio la mayor cantidad de calor posible, debemos de tratar dentro de los medios prácticos y económicos, de evitar al máximo estas pérdidas.

Hay infinidad de artículos escritos, para calcular la transferencia de calor en este tipo de trabajos de campo, acumulados desde 1949 y quizá ya desde antes.

El presente Capítulo es un sumario de los cálculos de las pérdidas de calor que envuelve el desarrollo de un proyecto de Inyección de Vapor a través de todas las zonas en que estas se presentan.

Las pérdidas ocurren en la superficie; tanto en el vaporizador como en las líneas de conducción del vapor; y en el trayecto

subsiguiente, sea a través de la tubería de inyección o en los estratos limitantes del reservorio.

Vale la pena acotar pues, la variedad de factores que debemos considerar y que afectan a la transmisión de calor, como la temperatura ambiental, vientos, gradiente geotermal de la región, profundidad del reservorio, tubing a usar, geometría del anillo, e características termal de la formación, etc.

PERDIDAS SUPERFICIALES:

El tipo de caldero a usar influye en las pérdidas; hay vaporizadores que son vendidos "empaquetados" o totalmente aislados, minimizándose la transferencia de calor con el medio ambiente. La mayoría usa en su interior arcilla refractaria, como vimos anteriormente.

El cálculo para las pérdidas que ocurren en las líneas superficiales puede simplificarse con el uso de la Tabla N.

La necesidad de usar material aislante es obvia.

El aislador más recomendado es magnesia, en base al cual está desarrollada una parte de la mencionada Tabla.

Nótese la gran diferencia, que existe con tubería no aislada.

PERDIDAS SUB / SUPERFICIALES:

El vapor desde la cabeza del pozo hasta llegar al reservorio, sufre del efecto de la menor temperatura del medio que rodea a

CONDICIONES		TEMPERATURA INTERIOR °F			
		200	400	600	800
METAL DESNUDO BTU/HORA Ft ²	VIENTO QUIETO 0°F	540	1560	3120	
	VIENTO QUIETO 100°F	210	990	2250	
	VIENTO 10 MPH 0°F	1010	2540	4680	
	VIENTO 10 MPH 100°F	440	1710	3500	
	VIENTO 40 MPH 0°F	1620	4120	7440	
	VIENTO 40 MPH 100°F	700	2760	5650	
AISLAMIENTO DE MAGNESIA BTU/HORA Ft	ESTANDARD EN TUBERIA DE 3"	50	150	270	440
	ESTANDARD EN TUBERIA DE 6"	77	232	417	620
	ESTANDARD EN TUBERIA DE 12"	111	325	590	-
	1 ¼ INCH EN TUBERIA DE 3"	40	115	207	330
	1½ INCH EN TUBERIA DE 6"	64	186	335	497
	3 INCH EN TUBERIA DE 3"	24	75	135	200
	3 INCH EN TUBERIA DE 6"	40	116	207	322

la sarta de inyección.

La importancia y magnitud que las pérdidas suelen tener en esta zona hace que prestemos a ella especial interés.

Hago referencias al Gráfico 0.

La Figura 1 nos muestra datos computados para la inyección de agua caliente a través de casing de 7 pulgadas, con un volumen de inyección de 500 Bbs diarios. En la primera semana ; es la tierra, la que calienta el agua !

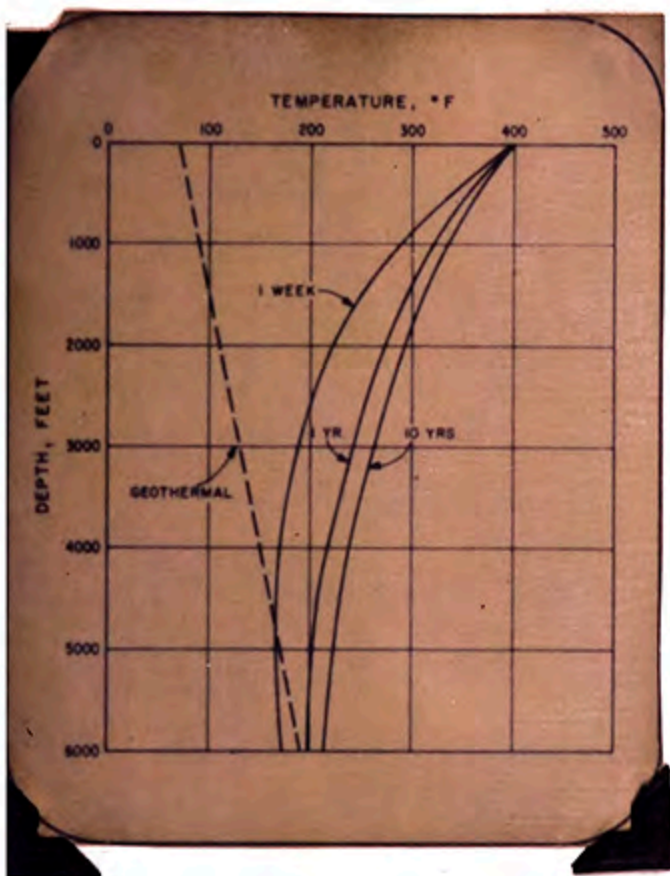
Notamos así mismo, que conforme transcurre el tiempo, el incremento de temperatura a una determinada profundidad se acentúa en un principio para luego decaer marcadamente.

La Figura 2 muestra esta variación de la temperatura respecto al tiempo, para el caso de inyección de agua caliente a través de tubing de 2 pulgadas.

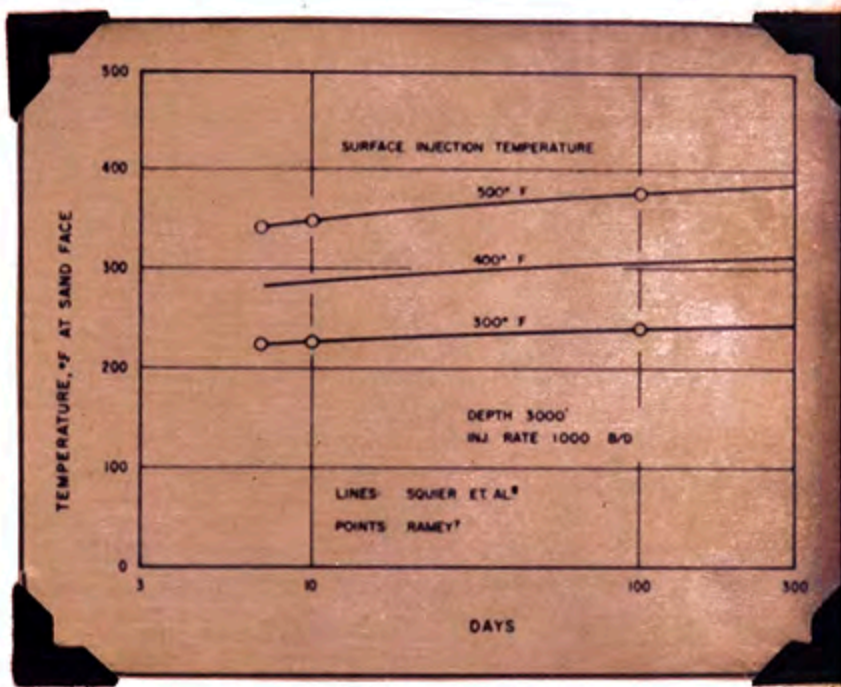
En ambos casos no se considera protección aislante quizá debido a esto ocurre la anomalía mostrada en la Figura 1 a una semana de iniciada la inyección.

En el Gráfico siguiente (3) notamos ya el efecto logrado por el uso de material aislante, aunque dichos cálculos han sido hechos para un caso ideal pues no se consideró la condensación que sufre el vapor a medida que libera calor.

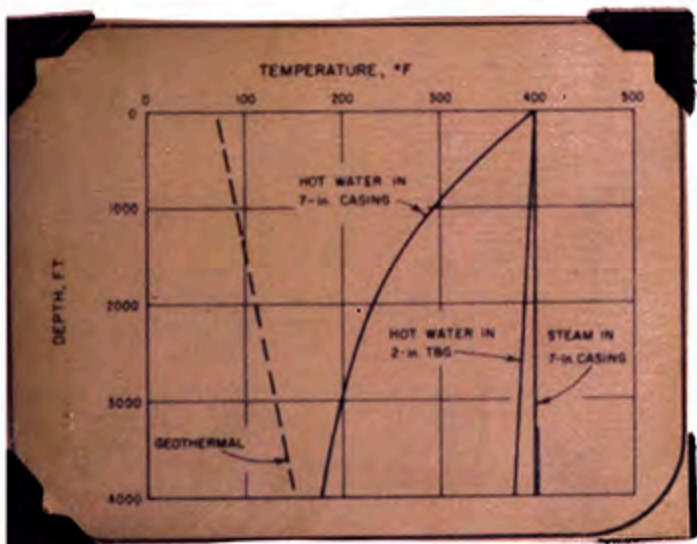
En la Figura 4, la pérdida de calor es proporcionada en forma de porcentaje para inyecciones de agua caliente y de vapor, du-



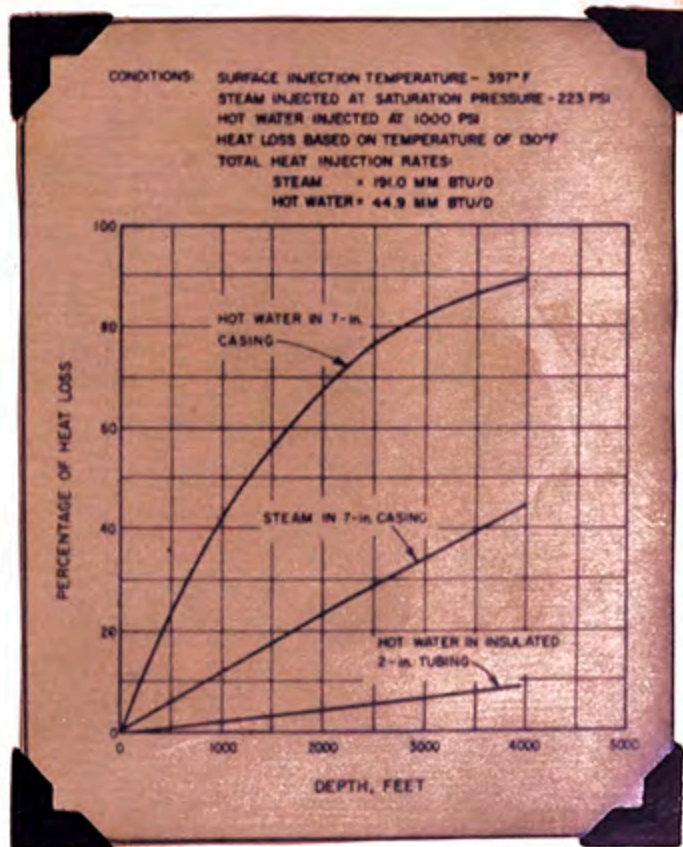
1



2



3



4

rante una semana y a través de distintos diámetros de tubería. Las condiciones de inyección son mostradas en la misma figura.

El control del rate de pérdida en el caso del agua se hace en base de su gasto de inyección; así mismo para el caso del vapor entra en función la temperatura y presión del proceso, tiempo de calentamiento y rate de inyección.

PERDIDAS EN EL ENTUBADO :

Para el cálculo de las pérdidas de calor a través de la tubería son aplicables las ecuaciones presentadas por H.J. Rhamey en el Trans. AIME 205 de 1962.

La aplicable para nuestro caso es:

$$Q = \frac{2 \pi r_i U K}{K + r_i U} \left[(T_o - b) z - a \frac{z^2}{2} \right]$$

En donde:

Q = Rate de pérdida de calor (BTU/día)

r_i = Radio interno del tubing (ft)

U = Coeficiente de transferencia total entre el tubing y el casing (BTU/día ft² °F)

K = Conductividad térmica de la Tierra (BTU/día ft °F). Puede asumirse aproximadamente el valor de 33.6.

$f(td)$ = Es una función del tiempo de inyección, sale del Gráfico 0-5.

T_0 = Temperatura de inyección superficial ($^{\circ}F$).

b = Temperatura de la Tierra en la superficie. ($^{\circ}F$).

Z = Profundidad (ft).

a = Gradiente Geotermal ($^{\circ}F/ft$).

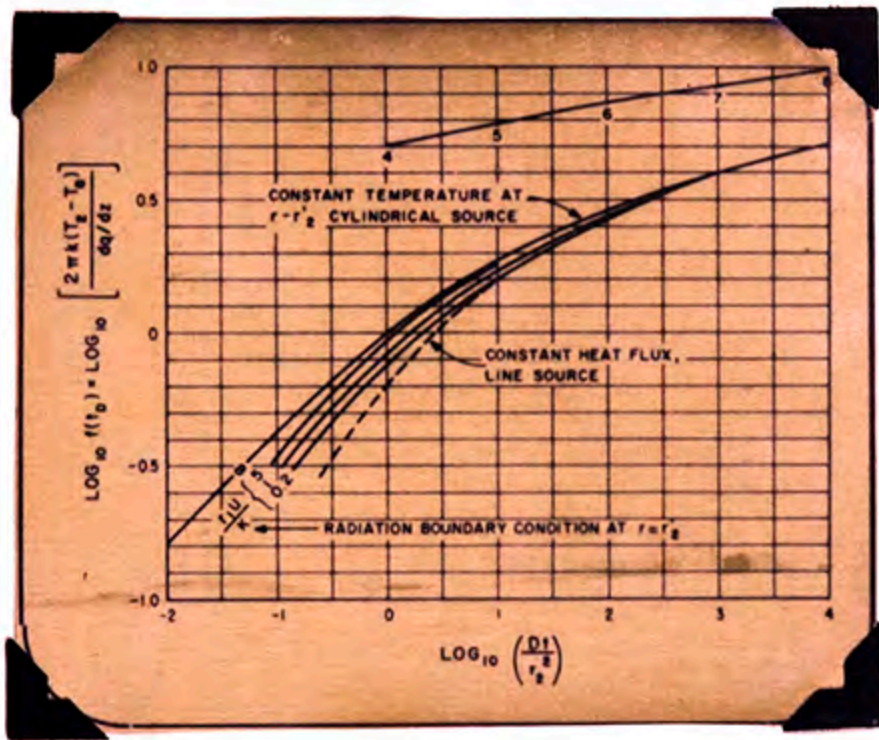
Para el cálculo de $f(td)$, usamos el Gráfico 0-5; para lo cual necesitamos D ; t ; y r ., siendo difusibilidad de la tierra (asumible a $0.96 \text{ ft}^2/\text{día}$) días de inyección y radio exterior del casing (ft) respectivamente.

La única dificultad reside en la debida evaluación de U . coeficiente de transferencia total, aunque para una generalización se puede tomar el valor de $30 \text{ BTU}/\text{día ft}^2 \text{ }^{\circ}F$.

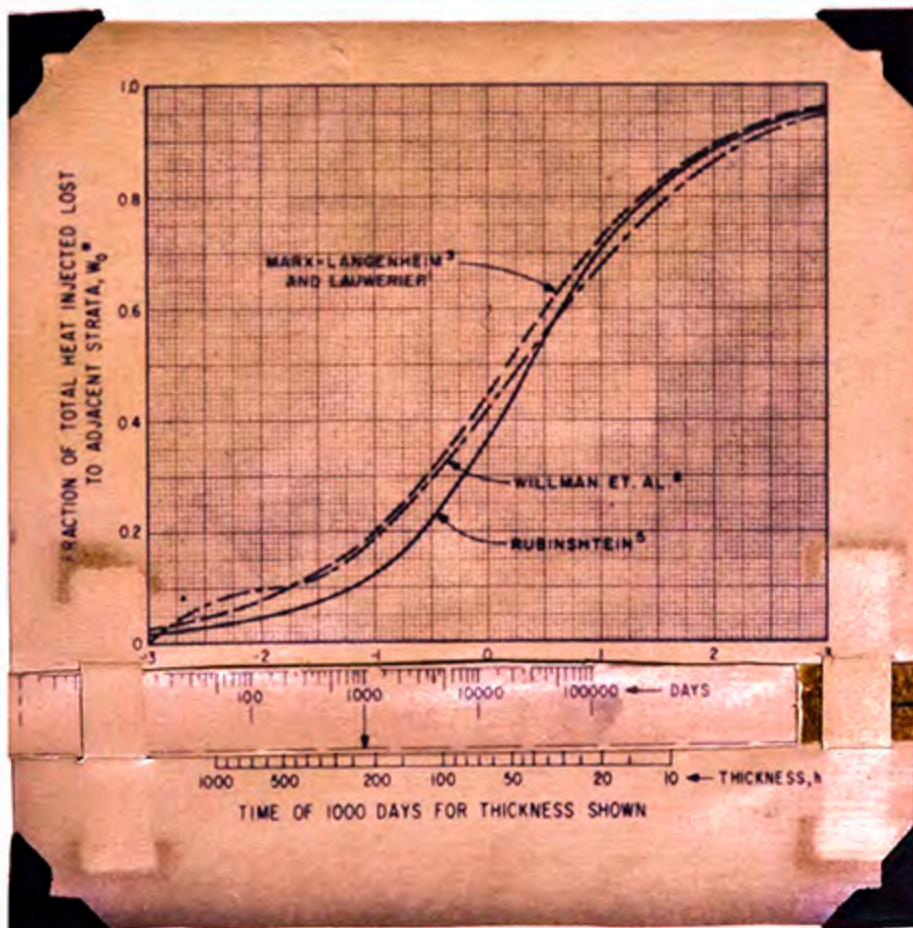
En caso de precisar mayor exactitud se puede consultar el libro de **Mc Adams**, "Heat Transmission", tercera edición de **Mc Graw Hill**, el cual trata extensa y completamente el referido punto.

En la tabla **P.**, consignada más adelante, se presentan varios cálculos hechos para 100 días de inyección y valores, condicionalmente mostrados más abajo. Gracias a ella se puede obtener rápidamente el porcentaje de calor, que perdemos através del tubing.

Bastará para ello simplemente relacionar la cantidad de calor en la superficie ($\text{BTU}/\text{día}$) y la cantidad brindada por la tabla.



0-5



0-6

PROFUNDIDAD	RATE DE PERDIDA DE CALOR MM BTU/DIA			
	PIES	TEMPERATURA °F		
	300°	400°	500°	600°
500	1.36	1.97	2.57	3.18
1000	2.67	3.88	5.10	6.30
1500	3.91	5.72	7.55	9.36
2000	5.08	7.50	9.92	12.32
2500	6.21	9.25	12.26	15.30
3000	7.28	10.90	14.54	18.19

CONDICIONES:

TEMPERATURA TERRESTRE

$$= 70 + 0.02h$$

FACTOR DE TRANSFERENCIA TOTAL

$$= 30 \text{ BTU/DIA Ft}^2 \text{ °F}$$

CONDUCTIVILIDAD DE LA TIERRA

$$= 33.6 \text{ BTU/DIA Ft °F}$$

DIFUSIVILIDAD DE LA TIERRA

$$= 0.96 \text{ Ft}^2/\text{DIA}$$

TUBING DE 2 PULGADAS

CASING DE 7 PULGADAS

Tablas similares se pueden confeccionar para casos particulares de un campo, para la profundidad de trabajo y a varios tiempos de inyección.

Sobre todo; la importancia de las referidas tablas, como ya lo he dicho, es la pronta evaluación del porcentaje de pérdida a través de nuestra tubería de inyección.

PERDIDAS EN EL RESERVORIO :

Las pérdidas que ocurren, al ingresar el fluido caliente al reservorio y durante su trayecto dentro de este, son originadas por la presencia de los estratos adyacentes a la formación en tratamiento, facultando una pérdida de calor de sentido vertical.

Si bien es aceptado que la conductibilidad de la Tierra es baja, la pérdida vertical de calor no lo es, pues el área de influencia es grande, además de afectar tanto los estratos superiores como los inferiores.

Para la determinación del monto de estas pérdidas, usamos el Gráfico 6, para el cual necesitamos la potencia de la arena, el tiempo en días de inyección y la elección de la curva apropiada en dicho Gráfico.

Las distintas curvas pertenecen a otros tantos autores, los que presentan ecuaciones que guardan ligeras variantes entre si.

Valores más cercanos a la realidad parecen ser conseguidos con el uso de la curva-ecuación de Rubinshtein.

Mediante este gráfico obtenemos el porcentaje de calor perdido verticalmente; respecto de la cantidad total acumulada de calor inyectado.

El proceso del cálculo es como sigue:

Se alinea la punta de la flecha de la regla deslizable, con la potencia de la formación, según el tiempo de inyección, levantamos una vertical hasta cortar a la curva elegida; de aquí con una horizontal obtenemos el porcentaje acumulado de pérdida vertical.

Como ejemplo, para una arena de 100ft de potencia se ha perdido el 23.5% de la cantidad total de calor inyectado a los 1000 días.

El porcentaje de pérdida se incrementará enormemente para una arena de 10ft de potencia.

En caso de la detención de la inyección de vapor y/o por efectos de proceso se inyecta "agua fría", se usará la siguiente fórmula:

$$W_o(t_d) = \frac{t_d}{t_{do}} \left[W_o^*(t_d) - \frac{(t_d - t_{do})}{t_d} W_o^*(t_d - t_{do}) \right]$$

En donde:

$W_o(t_d)$ = porcentaje de calor perdido verticalmente.

t_d = Tiempo total, hasta el cálculo de la pérdida.

t_{do} = Tiempo durante el cual la inyección de vapor ha sido detenida.

*
 $W_o(t_d)$ y

*
 $W_o(t_d - t_{do})$ = Son calculados del gráfico 6, a los tiempos t_d y t_{do} .

En resumen; las pérdidas de calor por transferencia con el medio ambiente pueden (y deben) ser calculadas.

Un punto que podría ser de importancia, es la pérdida de calor debido a la producción de fluidos mientras esta dura.

Pero; para efectos de cálculo iniciales, basta con el contenido del presente Capítulo.

C A P I T U L O V

C O M P L E T A C I O N D E P O Z O S :

Básicamente la completación de pozos sometidos a Inyección de Vapor, sean inyectores o productores, es similar a la usada en la completación de pozos produciendo por métodos convencionales.

La diferencia es creada por las altas temperaturas del proceso que originan una dilatación (y contracción) de la tubería, haciendo variar sus límites críticos a valores que muchas veces se hallan dentro de los encontrados en nuestro trabajo.

Se ha hecho práctica universal la inyección de vapor a través de tubería de 2 pulgadas, cuyo espacio anular (con el casing) se halla obturado mediante un packer.

Se conoce tan solo un proyecto, en Europa, que usa la tubería libre, sin packer, cerca de la zona productiva.

Son necesarios sentido común y buena práctica de ingeniería para completar un pozo inyector.

Naturalmente el tipo de completación varía; sea a hueco abierto, si contamos con arenas consolidadas o necesidad de aprovechar una previa completación de este tipo; sea por el método convencional de cementar y balear la formación (4 tiros por pie es usa-

do generalmente en este caso); o sea por medio de prevención de producción de arenas, mediante el empleo de liners perforados, empaques de gravas (Gravel Pack), revestimiento de arcillas resistentes a la temperatura y porosas (Variperm), etc.

C E M E N T A C I O N :

El tipo de cemento a usar, experimentado en altas temperaturas, es muy similar al usado en las completaciones convencionales.

Tanto el cemento Portland como el Puzolana, conteniendo un 30 ó 40% de "harina de sílice" son adecuados.

Puzolana es un componente silicoso que no posee propiedades cementantes por sí solo, pero que adquiere esta cualidad en presencia de cal o de humedad. Artificialmente se obtiene por calcinación de arcillas, lutitas y tierras diatomáceas que tienen propiedades Puzolánicas.

Harina de Sílice, es un mineral económico, que en adición a nuestro cemento, provee de características necesarias para los pozos de Inyección de Vapor. Esta es recomendada en pozos de alta temperatura, en donde la afección sobre el cemento se manifiesta en una disminución de su resistencia a la compresión y un incremento en su permeabilidad, lo que trasciende en desmejora de sus propiedades ligantes y aislantes.

Con la adición de elementos de sílice se alcanzan resistencias a la compresión de 8,000 a 12,00 psi., además de buenos pro-

propiedades ligantes necesarias en la Inyección de Vapor.

Si la pérdida de circulación se hace presente, Perlita Expandida puede ser usada, raramente nos veremos precisados a usar materiales de baja pérdida de filtrado.

Pueden también ser añadidos reductores de fricción como el CFR-1 y CFR-2. En caso de pozos antiguos, de los que no disponemos de sus datos de completación, muchas veces no veremos obligados a correr un casing de menor diámetro, y realizar una nueva completación.

En resumen, es apropiado el uso de cemento con adición de sílice (malla 200) para evitar la retrogresión e incremento de la permeabilidad, además será necesario el cálculo del tiempo de bombeo y elección seleccionada del tipo de cemento a usar. (es recomendado el tipo E de la API).

La concentración normal es de 30 ó 40% en peso del cemento.

puede usarse HR-12 de la Halliburton como retardador, concentraciones entre 0.2 y 1.4 % son sugeridas, además de CFR-1 y CFR-2.

A F E C C I O N D E L A T E M P E R A T U R A A L O S M E T A L E S Y O T R O S :

Los metales que comunmente hallamos en el campo son fácilmente reconocibles; acero para el casing, tubing, packer 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 termoplásticos como el Tetrafluoretileno más conocido en la industria como Teflon.

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

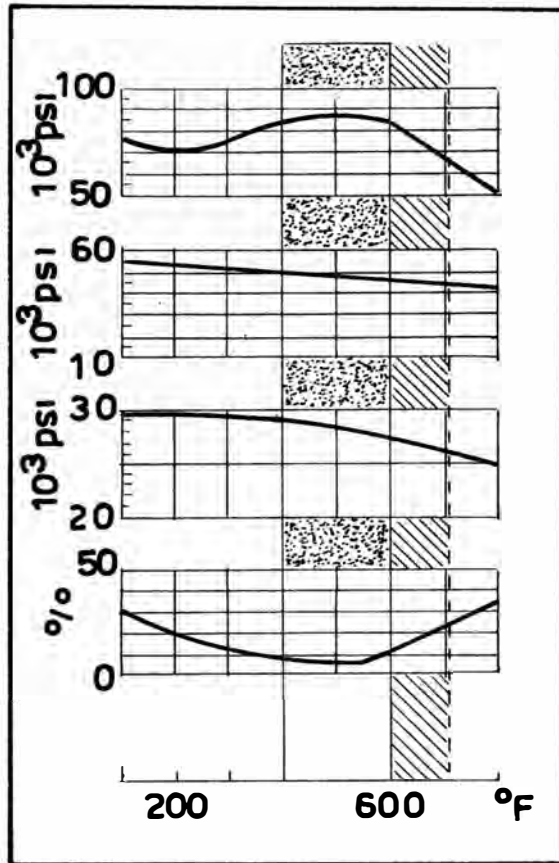
La Figura Q muestra las variaciones creadas por la temperatura a un acero típico (J-55), el límite crítico de 600°F es claramente visible.

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

Asimismo, 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, así:

$$\text{Presión} = \left(\frac{L'' - \Delta L''}{L} \right) E \quad I$$



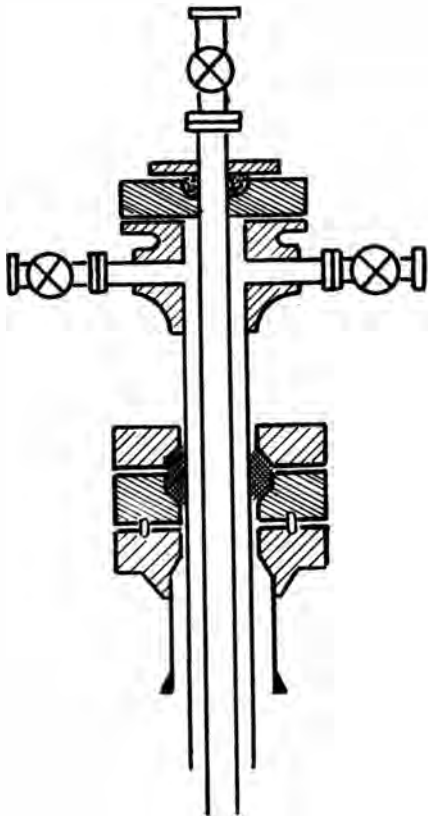
ULT. STRENGTH

YIELD STRENGTH

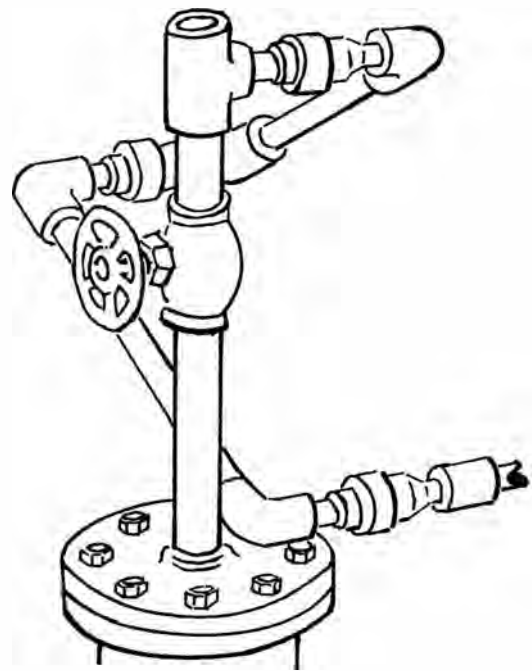
MOD. ELASTICIDAD

ELONGACION

Q



R



S

$$L'' - L' = L' W (T'' - T') \quad 2$$

Siendo:

L'' = Longitud de la tubería después del cambio de temperatura.

L' = Longitud de la tubería inicial a la temperatura T'

E = Módulo de elasticidad de Young $3.34 \cdot 10^7$

W = Coeficiente de expansión termal del acero J-55 $6.7 / 10^6$

De las ecuaciones 1 y 2 obtenemos:

$$\text{Presión} = 201 (T'' - T')$$

Como es fácil apreciar el incremento de presión axial es de proporciones que requieren de medidas para su eliminación.

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

He aquí las soluciones sugeridas y factibles de usar:

Para la protección del casing, trataremos de que llegue a él la menor cantidad de calor posible, para lo cual usamos un packer en el fondo, lográndo así que este llegue solo por radiación, evitando la convección y/o la conducción.

Se ha tratado de usar aisladores en el tubing, para disminuir aun más esta influencia sobre el casing y pérdidas en el perímetro del hueco, pero no ha resultado práctica económica, atentando además contra el manipuleo del packer 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 casing de menor afección a la temperatura, cementar este en tensión, etc. Pero las soluciones más viables de realizar son las descritas líneas más arriba.

Para la protección del tubing, quizá el más afectado, se asimilan principalmente tres soluciones:

1.- Dejar libre tanto tubing como casing 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. (Figura R.) El Teflon es uno de los componentes de mayor aceptación para fines de sellado a altas temperaturas.

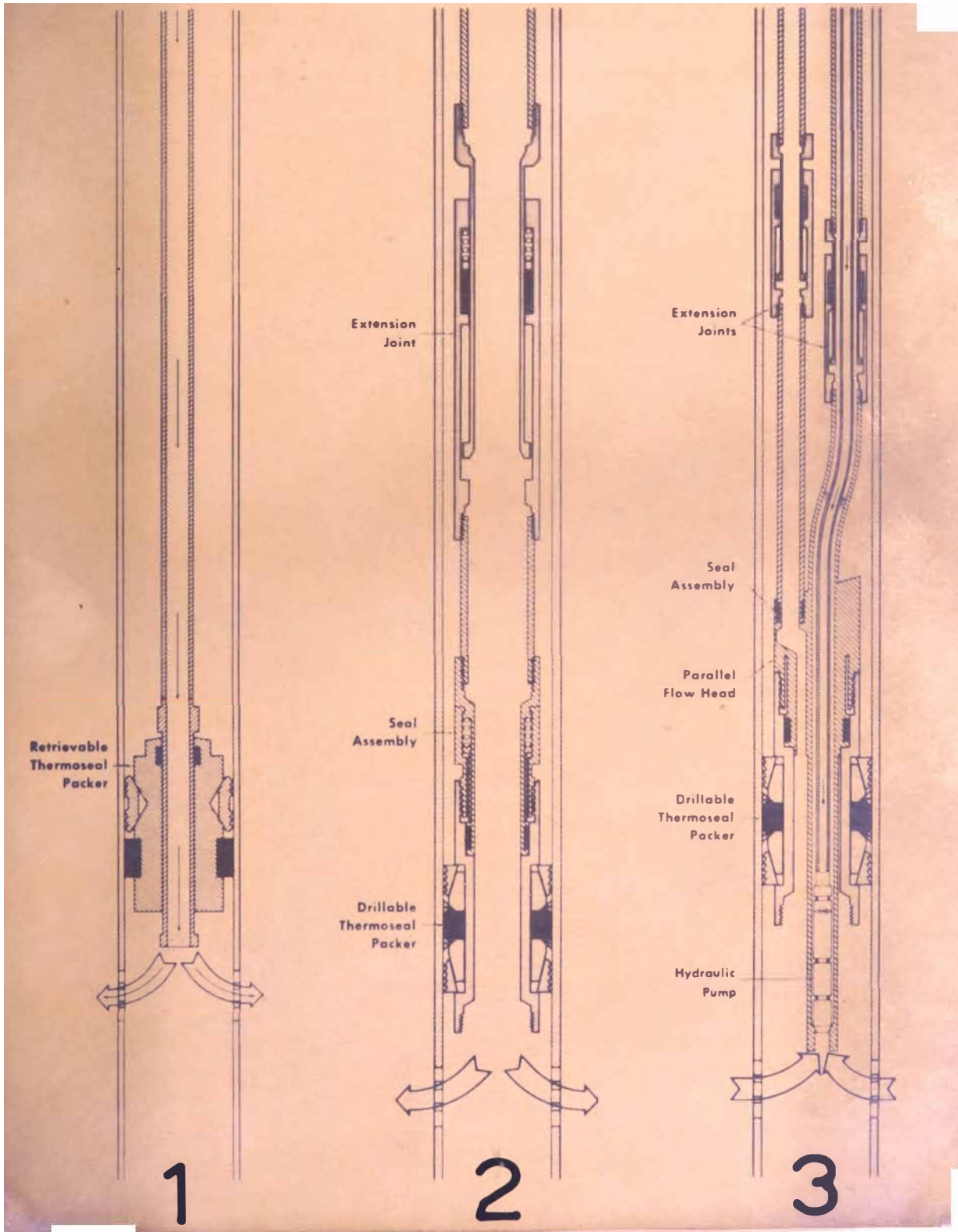
El empleo de esta solución precisará de elementos articulados en la superficie, tal como el mostrado en la Figura 5.

2.- Emplear Juntas de Expansión, en el tubing, las que ya son ofrecidas comercialmente, una de las cuales se puede apreciar en la Figura T-2, y dos de ellas en la Figura T-3.

Estas juntas son diseñadas con glándulas auto energéticas y en donde el mandril se mueve respecto al packer.

Aquí también es usado el Tetrafluoretileno, que resiste temperaturas de 600°F.

3.- Usar packers especiales, en los que la tubería de inyección tiene movimiento a través de este sin afectar sus propieda-



des de aislante. El diseño de uno de estos es presentado en la Figura T-1.

TIPOS DE PACKERS:

El desarrollo que la recuperación por Inyección de Vapor ha tenido en los últimos años, obligó a los fabricantes a prestar interés en este tema y la experimentación y estudio de nuevos productos ayudó a sacar al mercado nuevos tipos de herramientas factibles de usar a las temperaturas de labor en Recuperación Termal.

Esto benefició directamente a los packers que el uso de los convencionales se debió de dejar de lado, por la pérdida de sus propiedades sellantes.

Nuevos tipos son pues construidos, se emplea Teflon en lugar de los materiales convencionales, y nuevos tipos de empaquetaduras son experimentados. Actualmente hallamos éstas, conteniendo gráfita y asbestos, además de otros materiales que le brindan integridad.

Este material es compactado durante la instalación del empaque, entre el metal y anillos periféricos que previenen la extrusión de la empaquetadura una vez sentado el Packer.

Dentro de este tipo de herramientas podemos considerar dos tipos:

1.- El packer de tipo recuperable, que lleva una junta de expansión incorporada y es ideal para proyectos pilotos en los que será necesario constantemente sacar el empaque ya sea para tomar registros de temperatura, servicios, remoción de arenas, etc.

Además para recuperación por el método "Huff & Puff".

Puede así servir a tres ó cuatro pozos alternativamente.

Este tipo es mostrado en las figuras T-1 y U-1.

2.- El packer de tipo permanente ó perforable, más apropiado para largos períodos de inyección, como en recuperación por el método de avance Hacia Adelante; o en aquellos en los que sabemos que no será necesario el retirar el packer. Este tipo de empaque es mostrado en las Figuras T-2 y U-2.

Vale la pena añadir un tipo interesante de completación que muestro en la Figura T-3.

Esta completación es usada con bombeo hidráulico, y una de las sartas pertenece al servicio de la bomba.

La otra tubería es la de inyección del vapor.

Es usado un packer de tipo permanente, pues una vez detenida la inyección se hace funcionar la bomba sin necesidad de sacar



1



2



U