

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

PROGRAMA ACADEMICO DE INGENIERIA DE PETROLEO

Y PETROQUIMICA

**LA TECNICA DE "ENTRADA LIMITADA" EN EL
FRACTURAMIENTO HIDRAULICO**

TESIS PROFESIONAL

PARA OPTAR EL GRADO DE BACHILLER EN INGENIERIA

DE PETROLEO

LUIS WILSON DIAZ AGUILAR

PROMOCION 1967

LIMA PERU

1971

A mi esposa ANGELA
y a mis pequeñas hijas
YAZMIN y YURIKA.

A la memoria de mi abuelita
CLOTILDE y mi tío FELIPE.

RECONOCIMIENTO

Hago presente mi profundo agradecimiento a la "Halliburton Oil Well Cementing Company" de la ciudad de Talara y a todas las personas que me ayudaron de una u otra manera al logro de esta tesis, en especial a los Ingenieros de Petróleo: Enrique Béjar y Rodrigo Rivera de la Compañía Halliburton y a Jorge Flores Gonzales, Arturo Burga y Orlando Pereira catedráticos del Programa Académico de Petróleo y Petroquímica de la Universidad Nacional de Ingeniería.

INDICE

	Pag.
<u>CAPITULO I.</u> INTRODUCCION.	1
<u>CAPITULO II.</u> TEORIAS BASICAS DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.	3
1.- Las fracturas y sus formas.	4
2.- Permeabilidad de la formación.	6
3.- Area de la fractura.	6
4.- Caída de presión debido a la fricción.	7
<u>CAPITULO III.</u> TECNICAS USADAS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.	10
1.- Fracturamientos por el tubing o por el casing.	10
2.- Altos y bajos regímenes de inyección.	10
3.- Eliminación del retorno de la arena.	12
4.- Grandes y pequeños trabajos de fractu ramiento.	12
5.- Fracturamiento a través de las perfo raciones.	14
6.- Fracturamiento selectivo.	15
7.- Tratamientos sucesivos en un mismo pozo.	15
8.- Fracturamientos en proyectos de recu peración secundaria.	15
9.- Fluidos usados como fracturantes.	16
a. Fluidos fracturantes de base petróleo.	17
b. Fluidos fracturantes a base de agua.	18
c. Fluidos fracturantes tipo emulsión.	19

	Pag.
10.- Agentes aditivos en los fluidos fracturantes.	19
11.- Agentes de sostén de la fractura.	21
<u>CAPITULO IV.</u> PLANEAMIENTO DE UN TRABAJO DE FRACTURAMIENTO.	33
1.- Inclinación del plano de fractura.	34
2.- Teorías sobre el cálculo del área de fractura.	
3.- Fracturamientos controlados por los fluidos dentro del reservorio.	35
4.- Fracturamientos controlados por la viscosidad de los fluidos fracturantes.	36
5.- Fracturamientos controlados por la pérdida de fluidos.	37
6.- Incrementos de la penetración de la fractura y la productividad.	38
7.- Consideraciones básicas para el diseño de un fracturamiento.	40
CAPITULO V. ECUACIONES BASICAS PARA LA TECNICA DE "ENTRADA LIMITADA" Y SUS APLICACIONES.	41
1.- Procedimiento general.	43
2.- Primer ejemplo de cálculo.	44
3.- Segundo ejemplo de cálculo.	58
4.- Tercer ejemplo de cálculo.	73
CAPITULO VI. CONSIDERACIONES ESPECIFICAS PARA EL DISEÑO DEL TRATAMIENTO DE "ENTRADA LIMITADA".	82
1.- Análisis del tratamiento de "Entrada Limitada" con los datos del campo.	83

	Pag.
2.- Factores específicos que afectan el diseño de las completaciones de "Entrada Limitada".	84
a. Tratamientos de una sola zona.	84
b. Distribución del fluido en el tratamiento de varias zonas.	85
3.- Técnicas operativas de la "Entrada Limitada".	86
4.- Ejemplos de campo con tratamientos de "Entrada Limitada".	87
<u>CAPITULO VII.</u> EJEMPLOS DE CALCULO DEL DISEÑO Y ANALISIS DE UN TRATAMIENTO DE "ENTRADA LIMITADA" EJECUTADAS EN EL CAMPO.	93
1.- Primer ejemplo de cálculo.	93
2.- Segundo ejemplo de cálculo.	93
<u>CAPITULO VIII.</u> COMPARACION DEL FRACTURAMIENTO CONVENCIONAL CON LA TECNICA DE LA "ENTRADA LIMITADA"	96
1.- Tratamiento convencional.	96
2.- Tratamiento de "entrada Limitada".	97
3.- Comparación del comportamiento inicial de un pozo completado con la técnica de la "Entrada Limitada" versus el tratamiento convencional.	98
<u>CAPITULO IX.</u> CONCLUSIONES.	99
<u>BIBLIOGRAFIA.</u>	100

APÉNDICES.

Apéndice I. Coeficientes del fluido fracturante: C_v , C_c y C_w .

Apéndice II. Lista de figuras en el texto.

Apéndice III. Lista de figuras en el apéndice.

Apéndice IV. Lista de TABLAS.

Apéndice V. Grupo de figuras en apéndice.

Apéndice VI. Nomenclatura.

CAPITULO I

INTRODUCCION

En los últimos lustros la producción en la industria del petróleo se ha visto grandemente desarrollada gracias a la aplicación de nuevos métodos de estimulación de los pozos petrolíferos. Así, dentro del método del fracturamiento hidráulico de las formaciones geológicas se ha creado una nueva técnica llamada "ENTRADA LIMITADA", cuya definición, ecuaciones en las que está basada, cálculos y ejemplos de su aplicación en el campo es motivo de esta tesis.

El método de "Entrada Limitada" es una técnica usada en fracturamientos o en acidificaciones para ayudar a controlar la entrada de fluido dentro de la formación a través de un número de perforaciones predeterminadas. El número y tamaño de estas perforaciones dependerá de la presión de tratamiento del fondo del pozo en la formación, del tipo de fluido que ha sido usado, del tamaño de la tubería a través de la cual se ejecuta el tratamiento y de las limitaciones superficiales. Estas perforaciones pueden ser colocadas en el pozo de tal manera que la cantidad de tratamiento que se desea pueda ser inyectado dentro de cualquier zona.

Esta técnica puede ser adaptada a múltiples zonas sin el uso de packers y es utilizable cuando se tiene suficiente información concerniente a la presión de tratamiento del fondo del pozo en cada zona. En los casos donde la presión de tratamiento del fondo del pozo en cada zona es esencialmente la misma, el tratamiento de cada zona puede ser simultánea si todas las perforaciones están abiertas. También, si se conoce que la presión de tratamiento del fondo del pozo va a variar en alguna extensión sobre el número de zonas, esta técnica permitirá el tratamiento ha ser aplicado por uno de los siguientes métodos:

1. Tratamiento simultáneo de todas las zonas.

2. Tratamiento simultáneo y en serie por incremento del régimen de inyección o de la presión en la cabeza del pozo,
3. Tratamiento en serie usando bolas selladoras de las perforaciones.

Los cálculos usados en la técnica de la "Entrada Limitada" ayudará en la determinación del número de perforaciones que aceptan fluido y proporciona mejor uso de las bolas selladoras en los tratamientos múltiples donde ha sido usado un elevado número de perforaciones convencionales.

En la industria del petróleo se ha experimentado excelentes resultados de esta técnica de estimulación de pozos. Basado en informaciones obtenidas hasta la fecha, esta técnica es muy superior a las otras para el tratamiento simultáneo de múltiples zonas. El tratamiento se basa en la limitación del número de perforaciones en un pozo y en el aumento del régimen de inyección requerido en la restringida capacidad de las perforaciones para desviar así el tratamiento a otras porciones del intervalo perforado. Esta técnica ha dado más efectividad que cualquiera de las otras en la desviación de los fluidos fracturantes a múltiples zonas. De los tratamientos ejecutados hasta la fecha el 94% resultaron exitosamente tratados sin producir arenamientos. Algunos pozos arenados dieron una mejor producción después de un retratamiento. Los fracturamientos por esta técnica han sido exitosamente ejecutados en reservorios de carbonato, arenisca, conglomerado y calcedonia. Estos reservorios se extienden a profundidades desde 3000 a 9000 pies, variando la presión del fondo del pozo desde 1000 a 3600 psi.

CAPITULO II

TEORIAS BASICAS DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

El fracturamiento hidráulico fue desarrollado en 1948 y el primer trabajo de fracturamiento comercial fue realizado en 1949. Todos los trabajos de fracturamiento hechos hasta la fecha han incrementado con toda seguridad la producción de petróleo. Estimaciones conservativas indican que tres de cada cuatro pozos fracturados han resultado con incrementos en la producción. Gracias a esta técnica muchos campos están en existencia hoy en día, sin ella, los horizontes en producción muy probablemente podrian haber sido considerados como infructuosos o comercialmente no productivos.

Una compañía que opera aquí en el Perú, reportó que durante un intervalo de 18 meses recuperó 1'860,000 barriles de petróleo desde 319 pozos fracturados. Al final de este período la producción por día fue 5400 barriles mayor que la cantidad diaria producida antes del fracturamiento.

Los fracturamientos que se ejecutan hoy en día están, técnicamente hablando, a una gran distancia de aquellos ejecutados hace 10 años. No es poco común ahora ver equipos de servicio valuados en un millón de dólares o más circundando un pozo, bombeando 100,000 a 200,000 galones de fluido fracturante y 200,000 a 300,000 libras de arena a regímenes de 80 a 100 barriles por minuto.

Por lo tanto, ¿en qué consiste un proceso de fracturamiento?

Consiste simplemente en la aplicación de presión hidráulica a la formación hasta que la presión venza las resistencias inherentes de la roca, haciendo que esta roca ceda, abriéndose, rajándose, formando de esta manera una fractura. El fluido fracturante es entonces bombeado rápidamente en esta fractura de tal manera que logre encontrarlo abierta y permita que la arena llevada junto con el fluido fracturante penetre dentro de

las fracturas.

El fracturamiento ha sido usado exitosamente en todos los tipos de formaciones excepto en aquellos que son muy blandos. Ha sido inclusive exitoso en arenas, calizas, calizas dolomíticas, dolomitas, conglomerado, granitos con pizarras duras o quebradizas, anhidritas, calcedonias y varios silicatos. La naturaleza plástica de las pizarras y arcillas blandas hace que estas sean difíciles de fracturar.

El incremento de la producción promedio resultante de un fracturamiento ha sido de más o menos 200 a 300% . Un incremento mucho más grande puede ser obtenido si ha estado restringiendo la producción una permeabilidad baja de la formación al rededor del hueco del pozo.

El fracturamiento en zonas productivas recientes, algunas veces denotan un incremento mucho más grande que en los pozos de bombeo o pozos casi agotados, especialmente en formaciones compactas.

El fracturamiento ha hecho posible una producción provechosa desde muchos pozos y campos de petróleo que no podrían de otra manera haber sido aprovechados.

1.- Las fracturas y sus formas.

Las opiniones varían respecto de las formas de las fracturas en una formación. Después de cada fracturamiento se corren registros en el hueco del pozo para determinar la forma de la fractura. Sin embargo, hasta ahora tales registros han estado inconclusos debido a las múltiples dificultades que involucran el corrido y lectura de ellos.

Una fractura ocurre en el hueco del pozo cuando la presión hidráulica vence la resistencia combinada de la resistencia de tensión o tracción de la formación y el esfuerzo de compresión causado por el peso de la sobrecarga (carga debido al peso de

los estratos encima del estrato fracturado). Una fractura se inicia en el punto donde es menor la suma de estas dos fuerzas.

una de las teorías es que la razón de la tracción a la sobrecarga es alta en pozos de profundidades hasta más o menos 3000 pies. Por lo tanto, a estas profundidades someras, los esfuerzos de resistencia debido a la sobrecarga son vencidos antes que la resistencia a la tensión de la roca, luego la sobrecarga es levantada. Así resulta una fractura horizontal. En pozos más profundos, la razón de la resistencia de tensión al esfuerzo de la sobrecarga llegará a ser mucho menor a medida que la sobrecarga llegará a ser mucho menor a medida que la sobrecarga incrementa; de esta manera la resistencia de tensión de la roca es probablemente vencido primero. Aquí resulta que las fracturas son verticales.

Tal vez el mejor respaldo para esta teoría es el hecho de que las presiones fracturantes tienden a aproximarse al peso de la sobrecarga en los pozos que son poco profundos, mientras que en los pozos que son más profundos la presión de fracturamiento por pie de profundidad generalmente será algo menor que el peso de la sobrecarga. La presión de fracturamiento en pozos poco profundos generalmente es de más o menos 1 psi/pie de profundidad. En pozos más profundos, la presión de fracturamiento generalmente es menor que 0.8 psi/pie de profundidad. Otra teoría en la orientación de las fracturas es que éstas se desarrollan a lo largo de los planos inherentes de poca resistencia en la formación.

Los estudios petrográficos han mostrado que la mayoría de las formaciones tienen planos de fragilidad o de poca resistencia. Estos pueden ser planos estratificados, fracturas naturales, fallas, fisuras o estratos altamente permeables. De acuerdo a esta teoría el fluido fracturante entra a estos planos de fragilidad o de poca resistencia siguiendo el sendero de menos resistencia, abriendo las fracturas a lo largo de ellos. Los tra

bajos experimentales en pozos muy poco profundos que han sido fracturados y mas tarde excavados respaldan esta teoría de fractura.

Las fracturas formadas durante un fracturamiento deben ser abiertas ampliamente para que se acomode en él el fluido fracturante cargado de arena. Las indicaciones son: que las paredes de la fractura tiendan a cerrarse después del tratamiento a medida que el fluido fracturante escapa fuera de la fractura hacia la formación. La arena dejada en la fractura actúa como un agente de sostén, reteniendo las paredes de la fractura y manteniéndolas separadas, formando canales de flujo para los fluidos de la formación. Una buena indicación de que ocurre esta acción de sostén, es que, no obstante que la producción pueda incrementarse considerablemente con un fracturamiento hecho sin agente de sostén, en poco tiempo caerá a su nivel anterior. Esto probablemente sucede por que las fracturas se cierran volviendo a su estado primitivo o sea a su forma hasta antes de romperse. Puede verse desde esta versión, que es necesario usar bastante arena para mantener adecuadamente abierta la fractura.

2.- Permeabilidad de la formación.

El fracturamiento ha ayudado a la producción de pozos desde formaciones que tienen un amplio rango de permeabilidades y que es imposible establecer en ellos los límites de las permeabilidades superiores e inferiores las cuales puedan ser más ayudados con un fracturamiento. Los incrementos de la producción han sido obtenidos de zonas que tienen permeabilidades que abarcan desde menos que 0.1 md. hasta permeabilidades tan altas como 900 md.

3.- Area de la fractura.

La extensión radial de una fractura desde el hueco del pozo no puede ser determinado aproximadamente por que la orientación exacta de la fractura dentro de la formación no puede ser determinado. No obstante el área total de la fractura puede ser aproximado, la cual será relacionada al radio solamente si se conoce la forma completa de la fractura.

Se puede suponer si es que una fractura descansa en un plano vertical u horizontal desde las presiones observadas durante el fracturamiento. Esta información es útil en la estimación del radio de fractura.

Si se usa suficiente agente de sostén, cuanto más largas son las fracturas más grande será el incremento de la producción resultante, por que el área de drenaje del hueco del pozo es incrementado por un correspondiente porcentaje más alto. El pozo con un radio de fractura más largo también declinará a más alto régimen de producción establecido. Tales fracturas largas son especialmente necesarios en formaciones extremadamente compactas en los cuales no existen desmoronamientos de las paredes de la fractura.

se ha encontrado que los mejores regímenes de producción establecidos, resultan de tratamientos grandes usando materiales que proporcionan bajas pérdidas de fluido, inyectados a altos regímenes de inyección e incluyendo las suficiente cantidad de arena para mantener abierta la fractura. Todos estos factores, por supuesto, ayudan ha proveer un radio de fractura y permeabilidad máximos.

4.- Caida de presión debido a la fricción.

La principal razón del uso de bombas de fracturamiento de alto caballaje es la excesiva presión superficial experimentado en muchos trabajos. La presión superficial requerida para fracturar un pozo resulta de la combinación de tres factores:

1. La presión necesaria para inyectar el fluido fracturante dentro de la formación en el fondo del pozo.

2. Pérdidas de presión por fricción desarrolladas por el flujo del fluido fracturante en el fondo del tubing o el casing.
3. Presión ejercida por la columna de fluido en el fondo del pozo.

La presión superficial total observada en un fracturamiento igualará la presión de inyección en la formación, más la caída de presión debido a la fricción en la tubería, menos la altura del fluido fracturante en el pozo. En muchos casos, especialmente cuando el fracturamiento es a través del tubing, la fricción es la más grande de estos factores.

En los gráficos de las figuras incluidas del 29 al 40 (ver Apéndice III) se obtiene la pérdida de presión por fricción para petróleos crudos en varios tamaños de tubing, de casing y combinaciones de las mismas. Las figuras 41, 42, 43 (ver apéndice III) se usan para obtener la pérdida de presión por fricción para el agua. La figura 44 (ver Apéndice III) de el Caballaje Hidráulico requerido a varias presiones de superficie y regímenes de inyección. Las figuras 45 y 46 (ver Apéndice III) son incluidos para el uso en el cálculo de la altura hidrostática del fluido que está siendo bombeado al interior del pozo.

Diferentes tipos de fluidos fracturantes dan diferentes caídas de pérdida de presión por fricción bajo las mismas condiciones. Los gels usados en el fracturamiento exhiben la propiedad de disminuir su viscosidad a medida que el esfuerzo cortante se incrementa.

En general, a regímenes de flujo laminar, se puede asumir que ellos tienen las mismas características de viscosidad y de caída de presión por fricción como la base del fluido desde la cual es hecho el gel. A regímenes de flujo turbulento, sin embargo, algunos gels tienen pérdidas de presión por fricción más bajas que el fluido base no gelificado.

A diferencia de los gels, las emulsiones no muestran tal cambio de viscosidad cuando se incrementa el esfuerzo cortante.

Sus viscosidades no tienden a aproximarse a la viscosidad del líquido base como lo hacen los gels. Para cada emulsión se puede determinar una viscosidad aparente y la caída de presión aproximada puede ser entonces calculada en base de esta viscosidad aparente.

Ya que los petróleos crudos y el agua exhiben propiedades newtonianas, sus caídas de presión pueden ser calculados desde fórmulas standards. Los petróleos refinados pueden ser calculados de la misma manera. Por encima de 100°F sus caídas de presión son algo más alto que los valores calculados pero la desviación es pequeña y puede ser despreciado.

CAPITULO III

TECNICAS USADAS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

1.- Fracturamientos por el tubing o por el casing.

La mayoría de los fracturamientos antiguos fueron hechos en el fondo del tubing y debajo un packer. Esta técnica es aún usada cuando se espera presiones excesivamente altas o cuando el casing no puede resistir las presiones del tratamiento. Sin embargo, con la tendencia a regímenes de inyección más altos y trabajos de fracturamiento más grandes, las caídas de presión por fricción en el tubing llegarán a ser muy altas limitando los regímenes de inyección.

Para vencer estas pérdidas altas de presión por fricción la práctica común es la remoción del tubing y ejecutar el tratamiento debajo del casing. Esta práctica ha permitido el incremento de los regímenes de inyección alrededor de 10 a 70 barriles por minuto o más altos. Otra práctica común en muchas áreas es tratar por el espacio anular al mismo tiempo, aliviando así al tubing durante el tratamiento. Algunas veces es usado durante el fracturamiento un tubing y packer para separar una zona particular.

Se considera una buena práctica, en algunos casos, completar un pozo con un casing altamente resistente y que se necesita realmente haciendo posible el fracturamiento a altas presiones.

2.- Altos y bajos regímenes de inyección.

A medida que los fracturamientos han aumentado su volumen, los regímenes de inyección correspondientemente han incrementado normalmente. Se cree que los altos regímenes de inyección pro

ducen formas de fracturas más grandes. Esto se debe al hecho de que cualquier sistema de fluido fracturante escapará al interior de la formación a un régimen específico para ese sistema. Cuando el escape ó pérdida de fluido llega a ser tan grande como el régimen de bombeo, la extensión de la fractura cesará . Cuando el régimen de inyección de la superficie es más grande que la pérdida del fluido dentro de la formación a través de las paredes de la fractura, la fractura puede aún extenderse más.

A medida que se incrementa el tamaño de la fractura, el área de la formación en contacto con el fluido fracturante y el correspondiente incremento de fuga aumentan muy rápidamente. Así, la industria para conseguir la longitud de fractura requerida en muchos casos ha acudido a regímenes de inyección más altos. Usando agentes disminuidores de la pérdida de fluido en el fluido fracturante se puede reducir considerablemente las velocidades de flujo requeridos en la obtención del área de fractura deseada.

Además de estar involucrado la pérdida de fluido la velocidad del fluido que lleva la arena sostén decrece rápidamente a medida que la fractura incrementa su longitud. Hoy en día con el uso de algunos de los fluidos fracturantes no viscosos simplemente se necesita un alto régimen de inyección para mantener en movimiento la arena a mayor distancia del hueco del pozo. En algunos casos se usarán bajos regímenes de inyección. Cuando el pozo es tratado por el fondo del tubing el régimen de inyección es limitado necesariamente por las pérdidas de presión debido a la fricción encontradas en el tubing.

En algunas formaciones muy cercanas a zonas con agua ha sido encontrado que pueden ocurrir fracturamientos cuando se está trabajando a altos regímenes de inyección. En algunos de estos casos usando regímenes de inyección más bajos se han evitado fracturas en la zona con agua. Cuando son usados bajos regímenes de inyección el uso de fluidos fracturantes densos con buenas características de acarreo de arena deben también ser considerados.

3.- Eliminación del retorno de arena.

En muchos fracturamientos la arena inyectada retorna al hueco del pozo junto con los fluidos producidos. Varios métodos son usados para eliminar este problema y algunos de ellos son:

1. "Fijando" la fractura con arena angular y grande o una red permeable de cáscaras de nuez cubiertas de plástico.
2. Usando un "overflush" para llevar la arena en la fractura a más distancia del hueco del pozo.
3. Cerrando el pozo después del trabajo por bastante tiempo como para permitir al fluido fracturante filtrarse completamente dentro de la formación de tal manera que la fractura cierre compactamente contra la arena.

Es práctica común en algunas áreas finalizar el fracturamiento usando arenas grandes o angulares ya que esta arena acuñará en la fractura (llenándola hasta el límite con el hueco del pozo) más fácilmente que con la arena fracturante usada o circulada al inicio. La inyección de una porción de cáscaras de nueces como taco al final del tratamiento esta basada en la misma teoría.

Algunos operadores usan un "overflush" detrás de los materiales fracturantes para llevar la parte final de la arena sostenedora a más distancia en el interior de la fractura de tal manera que no pueda fácilmente ser devuelta al hueco del pozo. Esto puede permitir a la fractura al alcanzar su área crítica estar completamente rellena y retener así la arena en la fractura.

La práctica de un tiempo largo de cierre permisible a continuación del trabajo y el uso de un pequeño "overflush" es otra técnica comunmente empleada.

4.- Grandes y pequeños trabajos de fracturamiento.

Estudios potenciométricos en el laboratorio y los datos obtenidos en el campo han mostrado que hay una tendencia definida de las fracturas largas para dar mejores resultados que las fracturas cortas, desde el punto de vista de la producción instantánea y la recuperación final. Esto se aplica especialmente a zonas compactas. Si la fractura es suficientemente larga pueden ser aún económicamente producidos las formaciones con permeabilidad menores que 0.1 md.

En zonas que tienen más o menos 50 pies de espesor o que contienen pizarras quebradizas, si las fracturas son horizontales probablemente será necesario más de una fractura. Para zonas más delgadas sin pizarras quebradizas es normalmente suficiente una fractura larga.

Las fracturas largas pueden obtenerse usando agentes de acarreo de baja pérdida de fluido, altos regímenes de inyección y fluidos fracturantes compatibles con los de la formación.

A medida que se desarrollan las técnicas de fracturamiento la tendencia ha sido ir a trabajos de fracturamiento cada vez más profunda o un modelo de fractura múltiple. Esta práctica generalmente ha guiado a una producción final más grande y económica y en muchos casos a una gran producción instantánea a continuación del fracturamiento.

Hay, sin embargo, ciertos casos en los cuales pequeños fracturamientos pueden ser satisfactorios y ventajosos. Donde la permeabilidad de la formación es alta (200 md o más) y donde las pruebas de presión buildup e Índice de Productividad muestran una zona bloqueada cercana al pozo, un pequeño fracturamiento a través de la zona crítica puede ser todo lo necesario para incrementar grandemente la producción.

Las presiones de rompimiento de las formaciones varía con la formación misma, la profundidad, las condiciones del hueco del pozo y del fluido fracturante. Si se va a obtener presiones excesivas para iniciar el rompimiento en la formación se puede usar o un ácido hidroc্লórico que disuelva el lodo y vaya abriendo brechas o un lavado regular de las paredes del pozo pa

ra crear condiciones más favorables para un buen rompimiento de la formación y obtener así una buena fractura.

En muchos casos, cuando la presión de tratamiento se eleva durante un fracturamiento, bajando la concentración de la arena se logrará bajar bastante la presión de tratamiento como para permitir que el tratamiento continúe dentro de las limitaciones de las presiones que se desean.

En muchos casos puede ser sensato tratar de obtener varias fracturas en una zona de producción. Esto puede ser efectivo para una zona larga como también para una zona conteniendo pizzarras quebradizas, o para una zona con secciones de permeabilidades ampliamente diferentes. Las fracturas múltiples se pueden obtener generalmente usando agentes de taponamiento selectivo o bolas selladoras de las perforaciones.

5.- Fracturamiento a través de las perforaciones.

La mayoría de los fracturamientos hoy en día son ejecutados a través del intervalo perforado. Si se desea, las perforaciones pueden ser dispuestas de tal manera que tiendan hacia la formación de un modelo de fractura definida ya sea vertical u horizontal.

Un fracturamiento puede ser controlado más fácilmente a través de perforaciones que en el de hueco abierto. Esto es por que las perforaciones pueden ser taponeados con bolas selladoras durante el fracturamiento y por que la cuña de fluido fracturante pueda entrar y abrir la formación más fácilmente a través de las perforaciones.

Cuando el fracturamiento se realiza a través de perforaciones es importante haber efectuado una buena cementación detrás del casing. Si el cemento ha sido fracturado o agrietado durante las operaciones de baleo para formar las perforaciones o si existen canales detrás de la tubería el punto por donde entra el fluido fracturante a la formación no puede ser controlado.

6.- Fracturamiento selectivo.

Ciertos dispositivos de selección son utilizables en la obtención de fracturas múltiples en una zona específica. Se pueden usar bolas selladoras de las perforaciones u otros materiales de bloqueo ó taponamiento. Para aislar una zona específica se pueden usar un packer.

7.- Tratamientos sucesivos en un mismo pozo.

A menudo un segundo trabajo de fracturamiento en un pozo puede ser económicamente factible y en algunos casos aún un tercer trabajo ha sido ejecutado con buenos resultados. Los trabajos sucesivos pueden ser hechos selectivamente para fracturar una parte nueva de la zona o puede ser ejecutados sin usar los dispositivos de selección para expandir las formas de fracturas ya existentes.

En los trabajos sucesivos el volumen de material usado para cada trabajo de fracturamiento generalmente será algo más grande que el empleado en el trabajo precedente. Esto es especialmente importante si la zona es fracturada sin el uso de los materiales o herramientas de selección.

Usando cantidades más grandes de materiales la fractura original puede ser abierta a más distancia dentro de la formación, creando así un radio de drenaje más grande.

8.- Fracturamientos en proyectos de recuperación secundaria.

Muchos ingenieros y operadores han titubeado para el uso del fracturamiento en operaciones de recuperación secundaria. Sin embargo, tanto las pruebas del campo y las del laboratorio han mostrado que tales trabajos pueden ser ventajosos. Muchos pozos han sido fracturados en tales proyectos, especialmente en

proyectos de inyección de agua. Aunque ha sido más comunmente practicado para fracturar pozos de inyección; se han obtenido buenos resultados fracturando tanto los pozos de inyección como los pozos de salida. Estos fracturamientos usualmente son relativamente pequeños como para mantener un eficiente y completo modelo de barrido o drenaje.

En un pozo de recuperación secundaria es preferible tener múltiples fracturas someras extendiéndose a corta distancia desde el hueco del pozo que pocas fracturas extensas. Esta técnica puede incrementar la productividad o inyectabilidad del pozo sin pasar por alto ninguna porción de la formación. Algunos factores en los cuales pueden ayudar a causar múltiples fracturas someras son la alta pérdida de fluido, bajos regímenes de bombeo, altas concentraciones de arena y agentes de taponamiento temporal. Han sido desarrollados agentes especiales de acarreo para el fracturamiento de pozos de recuperación secundaria. Estos materiales viscosos combinan excelentes propiedades de sostenimiento de arena con características de altas pérdidas de fluidos. Un gel acuoso es usado a menudo como agente de acarreo.

Aunque la mayoría de los fracturamientos en proyectos de recuperación secundaria han sido ejecutados en proyectos de inyección de agua, algunos trabajos han sido hechos en proyectos de inyección de gas. Estos trabajos han tenido generalmente buenos resultados y los GOR usualmente no han sido afectados fracturando pozos de producción en tales proyectos de recuperación secundaria.

9.- Fluidos usados como fracturantes.

Los fluidos pueden ser divididos en tres amplias divisiones: los de base acuosa, los de base petróleo y las emulsiones formadas por las dos anteriores o uno de ellos y un ácido. Esta

clasificación es función del principal constituyente del fluido fracturante.

a. Fluidos fracturantes de base petróleo. Los fluidos fracturantes a base de petróleo refinado consisten en cortes específicos obtenidos desde la torre de fraccionamiento o mezclas específicas de varios cortes.

Aunque normalmente es usado un producto de recicló algo viscoso a menudo son usados también materiales refinados tales como kerosene o diesel.

una ventaja de usar petróleo refinado es que sus propiedades físicas y químicas permanecen constantes en cualquiera de los grupos que alternan en el trabajo. Estos materiales aunque más caros que los petróleos crudos cuestan menos que algunos de los fluidos fracturantes más usados. Usualmente el petróleo refinado puede retornar al abastecedor o vendido con el crudo producido luego de su recuperación después del trabajo de fractura.

La desventaja de los petróleos refinados como fluidos fracturantes es que ellos se adelgazan considerablemente a temperaturas elevadas, perdiendo así algo de su propiedad de acarreo de arena y baja pérdida de fluido.

Las fracciones de petróleos más ligeros tales como kerosene, diesel, son a menudo usados como fluidos fracturantes especialmente en pozos de gas por que ellos retornan de la formación más fácilmente a continuación del tratamiento.

El petróleo crudo es a menudo usado como fluido fracturante y tiene la ventaja de ser inexpansivo y fácilmente disponible. Sin embargo, los petróleos crudos usualmente tienen relativamente alta pérdida de fluido y propiedades pobres de acarreo de arena. Han sido desarrollados agentes que evitan la pérdida de fluido con los cuales se reducen grandemente las pérdidas de fluido que exhiben los petróleos crudos.

La desventaja de usar el petróleo crudo es el peligro de incendio que causaría por la presencia de componentes volátiles en él.

Los fluidos fracturantes de base petróleo son especialmente valiosos en formaciones que contienen silicatos que pueden incharse en contacto con agua,

b. Fluidos fracturantes a base de agua. Estos fluidos son el agua y el ácido hidroc্লórico los cuales pueden ser usados sin agentes espesantes si el régimen de bombeo usado es suficientemente alto como para sostener a la arena y vencer la alta tendencia a la pérdida de fluidos. Los trabajos con agua han llegado a ser totalmente comunes a causa del bajo costo de este fluido. El agua fresca también tiene la ventaja de disolver las sales depositadas en los canales de flujo de la formación.

el agua y los ácidos espesados han mejorado los regímenes de caída de arena y propiedades de perdidas de fluido. El agua que no ha sido espesado tiene altas pérdidas de fluido y propiedades pobres de acarreo de arena. Por lo tanto se requieren altos regímenes de inyección si se desea evitar que la arena se separe de la fase líquida. Cuando son usados ácidos débiles en vez de agua se requiere que el trabajo sea conducido también a altos regímenes de inyección.

Cuando es usado un ácido fuerte como fluido fracturante debe ser generalmente espesado para formar un gel. Tal espesamiento incrementa la viscosidad, mejora las propiedades de acarreo de arena y baja las pérdidas de fluido pero no afecta las propiedades químicas del ácido. Usando un ácido espesado como fluido de acarreo en formaciones solubles en ácido combinamos los beneficios de estimulación tanto de acidificación como el de fracturamiento. Aún en formaciones normalmente insolubles podemos mejorar la permeabilidad de la formación removiendo la cal u otros depósitos solubles desde los canales de flujo. Los fluidos fracturantes de base acuosa son esencialmente adaptadas para ser usados en pozos de agua donde los fluidos de base petróleo no pueden ser usados.

c. Fluidos fracturantes tipo emulsión. Los agentes de acarreo tipo emulsión consisten de petróleo y/o agua o ácido en la cual una de las fases es dispersado en gotitas minúsculas en la otra fase. Estos agentes tienen generalmente buenas propiedades de acarreo de arena y baja pérdida de fluido. Las emulsiones son especialmente útiles en trabajos de fractura a bajo régimen de inyección pero ellos son raramente usados en trabajos a altos regímenes de inyección y volúmenes grandes a causa de sus altos costos.

El contenido ácido de varias emulsiones ácido-petróleo en general varían de 50 a 95%. El ácido es la fase interna de la emulsión. Las emulsiones petróleo-agua contienen hasta 95% de petróleo como la fase interna y el agua actúa en este caso como la fase continua externa.

Los agentes emulsificantes para estos fluidos son cuidadosamente escogidos de tal manera que la emulsión pueda romperse y retornar al hueco del pozo tan rápidamente como haya terminado el trabajo. Por ejemplo, el emulsificador usado para emulsiones petróleo-ácido es a menudo uno de los que actúa con mucha efectividad con ácido y petróleo pero no emulsificará con agua y petróleo. Así cuando el ácido es consumido en la formación, la emulsión fácilmente se descompondrá en sus componentes individuales. Otro tipo de emulsificador usado muy a menudo se absorbe en la formación. Como es absorbido, la emulsión se descompone y puede retornar al hueco del pozo como dos fluidos separados.

Los fluidos fracturantes de base emulsión tienen inherentemente baja pérdida de fluido. Esta propiedad no aparece en las pruebas standards de pérdidas de fluido API a través del papel filtro pero aparece muy claramente en las mediciones comparativas de las pérdidas de fluidos de varios agentes fracturantes en la formación.

10.- Agentes aditivos en los fluidos fracturantes,

Los agentes espesantes son a menudo usados para espesar los fluidos fracturantes como los petróleos crudos, petróleos ligeros, agua o ácido. Se usan diferentes espesadores en muchos fluidos para mejorar sus propiedades de acarreo de arena. Tales espesadores generalmente dan al fluido características de pérdida de fluido algo más bajas. Los agentes disminuidoras de la pérdida de fluido pueden ser usados con cualquier fluido fracturante.

Estos materiales sellan poros y canales de flujo en la matriz previniendo el escape de fluidos fracturantes a través de las paredes de las fracturas. La pérdida de fluido más baja resultante permite que la fractura penetre dentro de la formación más profundamente ya que un volumen más grande de fluido permanece en la fractura. Tales agentes son especialmente útiles para el logro de una penetración deseada cuando los regímenes de inyección deben ser bajos.

Los aditivos disminuidores de la pérdida de presión por fricción desarrollado recientemente son ahora utilizables en fluidos acuosos o también de base petróleo. Estos fluidos reducen la turbulencia del flujo a altos regímenes de inyección reduciendo la caída de presión debido a la fricción con las paredes de la tubería de 30 a 60% . Esto resulta en una utilización más eficiente del caballaje disponible y la obtención de más altos regímenes de inyección a una presión superficial dada.

Agentes emulsificadores pueden ser usados en petróleos refinados, petróleos crudos, agua y ácido. Generalmente ellos no pueden ser usados en los fluidos tipo emulsión ya que tienden a romper a ésta. El tipo de agente demulsificante y la cantidad a ser usado dependen de las características del fluido fracturante, de la formación y de la tendencia de los fluidos de la formación para emulsificar con cada uno de los otros.

Agentes disminuidores de la tensión superficial son usados con agua, ácido y emulsiones; pero no son utilizados con fluidos de base petróleo por que los silicatos liberados tienden

a incharse solamente en contacto con agua.

En soluciones ácidas o emulsiones es a menudo añadido ácido hidrofúbrico para lograr una acción acidificante en ciertas formaciones.

Los agentes emulsificantes son usados para formar emulsiones y para tener a ellas en balance físico hasta que el trabajo de fracturamiento haya sido completado. Estos agentes resumidos arriba son cuidadosamente escogidos para responder a necesidades específicas.

Para obtener múltiples fracturas o para suministrar un fracturamiento selectivo de zonas compactas se usan agentes de taponamiento temporal con todos los tipos de fluidos fracturantes.

11. Agentes de sostén de la fractura.

Uno de los factores predominantes que afectan el éxito de un fracturamiento hidráulico es el agente de sostén de la fractura. Muchos investigadores han señalado la efectividad de varias concentraciones de arena como agentes de sostén incrementando la capacidad de la fractura.

Dehlinger dijo que existe una concentración óptima de arena, pero que no parece ser muy exacta.

Huitt y McGlothlin, observaron que en las fracturas horizontales la arena usada como agente de sostén tiende a romperse o a embeberse en las caras de la fractura y recomendaron el uso de cáscaras de nueces rotas y redondeadas. Darin y Huitt encontraron que las fracturas que tienen una capacidad de flujo más grande son obtenidos usando una capa o estrata parcial de arena de tamaño grande en vez de empaquetar la fractura con arenas de tamaño más pequeño para obtener un ancho de fractura más amplio. Generalmente las concentraciones de arena van desde 85 a 137.5 libras por cada 100 pies cuadrados usando arenas de 20-40 ó 10-20 mesh, sin embargo, donde se requiera

una capacidad de fractura más grande, los diseños son usando 70% de arena de 10-20 mesh seguido por 30% de arena angulosa de 8-12 mesh.

La cantidad de arena y fluido que se usa depende del número de perforaciones o "zona abierta" al fracturamiento. Se usa generalmente 1 saco (100 libras) de arena y 100 galones de fluido por pie de abertura, lo que da 1 lbs/gal de concentración en casos normales. Estas cantidades obedecen más que todo a la práctica del lugar, en otras partes se han obtenido buenos resultados con 2 o 1.5 lbs/gal.

Se usa aditivos para reducir la pérdida de fluido por filtrado, como el adomite y humblefrac en cantidades de alrededor del 1%. Esto permite emplear menor cantidad de aceite, elevar la concentración de arena y ahorrar potencia en la superficie ya que se pueden usar regímenes de inyección más bajos.

También, la arena se mezcla con sustancias químicas, surfactantes, que limpian el pozo si la formación contiene agua formando mezcla con el petróleo que es perjudicial. Los surfactantes tienen propiedades dispersantes y desemmulsificantes. Para reducir la tensión superficial evitar el arenamiento del pozo y aumentar la producción se usa una solución detergente con la cual se moja la arena.

Durante un fracturamiento, un bombeo rápido significa una pérdida mínima de fluido en las paredes fracturadas y la arena dentro de esta fractura gracias a la inyección rápida de fluido estará más en movimiento logrando introducirse más en la fractura antes de sentarse.

El incremento de arena sin aumentar el fluido no incrementará la productividad del pozo y muy al contrario las concentraciones demasiado altas de arena puede disminuir la productividad del pozo debido a la formación de un "puente de arena" el cual se puede evitar (en fracturas horizontales) con una alta razón de fluido que mantendrá la arena en movimiento y la llevará más lejos antes de sentarse. También, se evita con una buena suspensión de arena y baja pérdida de flujo.

La viscosidad del fluido fracturante ayuda a suspender la arena y disminuye la pérdida de fluido de las fracturas, pero al mismo tiempo aumenta la presión de bombeo necesaria. Se ha obtenido éxito con viscosidades mínimas variando de 1 cp. a altas velocidades de inyección hasta 50 y 150 cp. a velocidades bajas.

Aumentar la concentración de arena cerca del hueco del pozo donde necesita más conductividad, es probablemente mejor que aumentar la concentración media del tratamiento.

A altas concentraciones del agente de sostén o baja velocidad del fluido, la probabilidad de deposición de partículas y formación de duna incrementa. Salientes en forma de dedos y canales acompañan la formación de duna. La formación de duna puede estar limitada a la región externa de la fractura por ajustes en el régimen de bombeo, en la viscosidad del fluido y en la concentración de las partículas. D.K. Lowe y J.L. Huitt presentaron un método por medio de la cual el régimen de bombeo y la viscosidad del fluido pueden ser seleccionados a fin de controlar las formaciones de dunas.

Para evitar el regreso de la arena al pozo se bombea petróleo a presión, pero esto es perjudicial por que profundizan la arena en la fractura perjudicando la permeabilidad de las paredes en las cercanías del hueco del pozo. Otra manera de evitar es usando arena angulosa al final de la prueba para retener a las arenas esféricas que le anteceden en la fractura, pero esta angularidad disminuye la permeabilidad y son débiles para el fracturamiento.

Se aconseja cerrar el pozo después de la prueba por 24 horas pues reduce el volumen de arena que regresa al pozo. Luego se abre a la producción. En caso de no fluir es conveniente "suevar" el pozo para estimular su salida.

Las características influyentes de la arena radican en la distribución, tamaño de los granos y angularidad. La permeabilidad aumenta con el tamaño del grano teniendo un límite por ejemplo 200 md ya que sobre este valor un aumento de la fractura o sea

un aumento de la permeabilidad sólo da lugar a un pequeño aumento en la capacidad al flujo por la fractura.

La arena usada es del tipo Ottawa o su similar nacional. Esta arena es limpia y homogénea y da permeabilidades sobre los 1000 darcies.

De la figura 1 se calcula la permeabilidad ya sea de la arena 10-20 mesh o 20-40 mesh a diferentes presiones de tratamiento de fractura (p_t). El resultado da en darcies que multiplicados por 1000 obtenemos la permeabilidad en milidarcies.

A más altos valores de p_t menos será la permeabilidad de la arena.

Para un mismo valor de p_t las arenas más grandes tendrán mayor permeabilidad que las más pequeñas.

Los más altos valores de la permeabilidad de las arenas son obtenidas con granos grandes y a las más bajas presiones de tratamiento de la fractura (fracture treating pressure), p_t .

Para el cálculo de la cantidad total de arena y de la concentración a usarse en un fracturamiento se requiere conocer los datos y fórmulas que van a continuación :

- 1.- En muchos casos es necesario suponer o revisar los tratamientos anteriores en el área para encontrar valores del volumen total del fluido fracturante (V), del régimen de inyección ó de bombeo (q) y de igual manera se obtendrá la gradiente de la fractura (G_f).
- 2.- Gravedad específica (s.g. de la arena), con la cual se calcula su densidad (ρ) multiplicándola ya sea por la constante 62.43 lbs/ft³ ó por 8.34 lbs/gal de acuerdo a las unidades en que se quiera la densidad.
- 3.- El área de la fractura, el que se calcula de la siguiente fórmula :

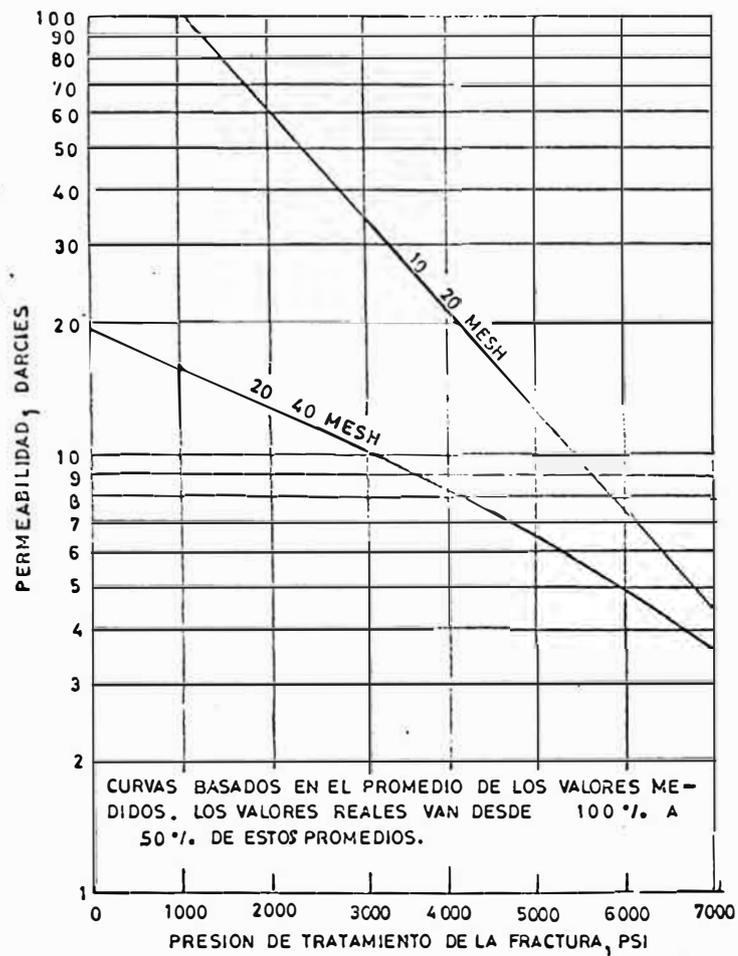


FIGURA 1. Efecto de la presión en la permeabilidad de un fracturamiento.

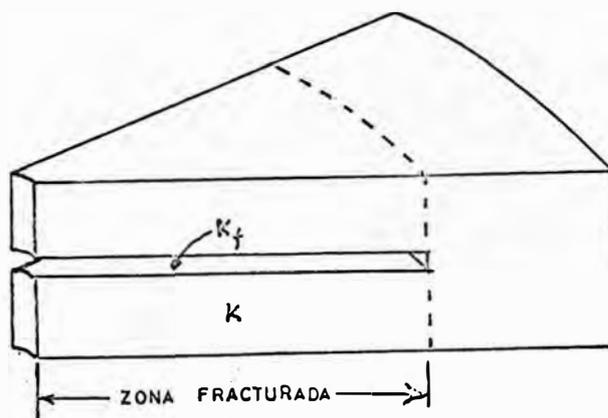


FIGURA 2. Esquema de la zona fracturada.

$$A(t) = \frac{q \cdot W}{4\pi C^2} \left[e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) + \frac{2 \cdot x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right]$$

donde :

$$x = 2 C \sqrt{\pi t} / W .$$

$A(t)$ = Area de una face de la fractura en el tiempo t , ft^2 .

t = Tiempo total de bombeo, min.

q = Régimen de inyección constante durante la extensión, ft^3/min .

W = Ancho de la fractura, ft.

C = Coeficiente del fluido fracturante (ver Apéndice I), ft/min .

$\operatorname{erfc}(x)$ = Función del error complementario de (x) . Los valores de esta función se calcula desde la TABLA I.

El área se calcula también desde la fórmula siguiente :

$$A(t) = \frac{\operatorname{Eff} \cdot q \cdot t}{W} \quad ft^2$$

pero como :

$$V = q \cdot t \quad \text{gal.}$$

luego :

$$A(t) = \frac{\operatorname{Eff} \cdot V}{7.48 W} \quad ft^2$$

donde : W está en pies y 7.48 es una constante en gal/ft^3 .

En el caso de una fractura vertical el cálculo del área es : (asumiendo que la fractura se extiende una distancia igual a ambos lados del hueco del pozo).

TABLA 1
 ERROR COMPLEMENTARIO DE LA FUNCION DE x^a

x	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0.0	1.0000	0.9987	0.9774	0.9362	0.8549	0.7436	0.6324	0.5211	0.4099	0.2987
0.1	0.8875	0.8764	0.8652	0.8541	0.8431	0.8320	0.8210	0.8100	0.7991	0.7882
0.2	0.7773	0.7665	0.7557	0.7450	0.7343	0.7237	0.7131	0.7026	0.6921	0.6817
0.3	0.6714	0.6611	0.6509	0.6407	0.6306	0.6206	0.6107	0.6008	0.5910	0.5813
0.4	0.5716	0.5620	0.5525	0.5431	0.5338	0.5245	0.5153	0.5063	0.4973	0.4883
0.5	0.4795	0.4708	0.4621	0.4535	0.4451	0.4367	0.4284	0.4202	0.4121	0.4041
0.6	0.3961	0.3883	0.3806	0.3730	0.3654	0.3580	0.3506	0.3434	0.3362	0.3292
0.7	0.3222	0.3153	0.3086	0.3019	0.2953	0.2888	0.2825	0.2762	0.2700	0.2639
0.8	0.2579	0.2520	0.2462	0.2405	0.2349	0.2293	0.2239	0.2186	0.2133	0.2082
0.9	0.2031	0.1981	0.1932	0.1884	0.1837	0.1791	0.1746	0.1701	0.1658	0.1615
1.0	0.1573	0.1532	0.1492	0.1452	0.1414	0.1376	0.1339	0.1302	0.1267	0.1232
1.1	0.1193	0.1165	0.1132	0.1100	0.1069	0.1039	0.1009	0.0980	0.0952	0.0924
1.2	0.0897	0.0870	0.0845	0.0819	0.0795	0.0771	0.0748	0.0725	0.0703	0.0681
1.3	0.0660	0.0639	0.0619	0.0600	0.0581	0.0562	0.0544	0.0527	0.0510	0.0493
1.4	0.0477	0.0461	0.0446	0.0431	0.0417	0.0403	0.0389	0.0376	0.0363	0.0351

^aColumn headings refer to second decimal place, e.g., $\operatorname{erfc}(1.25) = 0.0771$.

x	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.5	0.0339	0.0327	0.0316	0.0305	0.0294	0.0281	0.0274	0.0261	0.0259	0.0245
1.6	0.0237	0.0228	0.0220	0.0212	0.0201	0.0196	0.0189	0.0182	0.0175	0.0168
1.7	0.0162	0.0156	0.0150	0.0144	0.0139	0.0133	0.0127	0.0123	0.0118	0.0114
1.8	0.0109	0.0105	0.0101	0.0097	0.0093	0.0089	0.0085	0.0082	0.0078	0.0075
1.9	0.0072	0.0069	0.0066	0.0063	0.0061	0.0058	0.0056	0.0053	0.0051	0.0049
2.0	0.0048	0.0048	0.0048	0.0049	0.0051	0.0054	0.0058	0.0062	0.0067	0.0072
2.1	0.0029	0.0035	0.0042	0.0050	0.0059	0.0070	0.0085	0.0102	0.0121	0.0145
2.2	0.0018	0.0028	0.0040	0.0054	0.0071	0.0092	0.0118	0.0150	0.0188	0.0230
2.3	0.0014	0.0024	0.0037	0.0052	0.0070	0.0092	0.0120	0.0154	0.0194	0.0239
2.4	0.0009	0.0016	0.0026	0.0039	0.0055	0.0075	0.0100	0.0131	0.0168	0.0211
2.5	0.0004	0.0009	0.0016	0.0026	0.0039	0.0055	0.0075	0.0100	0.0131	0.0168
2.6	0.0002	0.0004	0.0007	0.0011	0.0017	0.0025	0.0035	0.0047	0.0061	0.0076
2.7	0.0001	0.0002	0.0004	0.0006	0.0009	0.0013	0.0018	0.0024	0.0031	0.0039
2.8	0.0000	0.0001	0.0002	0.0003	0.0005	0.0007	0.0010	0.0014	0.0018	0.0023
2.9	0.0000	0.0000	0.0001	0.0001	0.0002	0.0003	0.0004	0.0006	0.0008	0.0011

$$A = 2.r_f.h \quad \text{ft}^2$$

donde :

r_f = Radio de la fractura, ft.

r_e = Radio de drenaje (el cual se obtiene del espaciamento del pozo que generalmente es de 40 acres), ft.

h = Espesor de la formación, ft.

Desde que la figura 4 contiene la Razón de Productividad (PR) a continuación damos su fórmula :

$$PR = \left[\frac{k_f \cdot W}{k \cdot h} \right] \left[\frac{\left(\frac{k \cdot h}{k_f \cdot W} + 1 \right) \ln (r_e/r_w)}{\left(\frac{k_f \cdot W}{k \cdot h} + 1 \right) \ln (r_e/r_f) + \ln (r_f/r_w)} \right]$$

donde :

r_w = Radio del hueco del pozo, ft.

r_f/r_e = Penetración de la fractura.

4.- La eficiencia de un trabajo de fractura es:

$$Eff = \frac{V_f}{V} = \frac{W A(t)}{q t}$$

donde :

V_f = Volumen de la fractura, gal.
= $W.A(t)$.

V = Volumen de inyección, gal.
= $q.t$.

Si reemplazamos esta ecuación de la eficiencia en la ecuación básica del Área de la fractura y efectuando obtenemos :

$$Eff = \frac{1}{x^2} \left[e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right]$$

Desde que la eficiencia es una función de x solamente y

$$x = 2 C \sqrt{\pi t/W}.$$

C = Coeficiente del fluido fracturante.

$$C = \frac{k_f W}{k} \text{ ft/min.}$$

donde :

W = Ancho de la fractura, ft.

k_f = Permeabilidad efectiva de la fractura, milidarcies. (Ver figura 2).

k = Permeabilidad efectiva de la formación horizontal. (Ver figura 2).

es posible plotear la eficiencia (Eff) versus (x) como se muestra en la figura 3.

5.- El volumen del fluido fracturante V a usarse, en galones :

$$V = 42.q.t \text{ gal.}$$

donde : t está en minutos, q en bbl/min y 42 es una constante en gal/bbl.

6.- El tiempo para la inyección t es encontrado por tanteos desde las ecuaciones que siguen y el gráfico 3 (figura 3).

$$x = \frac{2 C \sqrt{\pi t}}{W} \quad ; \quad Eff = \frac{W A(t)}{q t}$$

o también de:

$$Eff = \frac{1}{x^2} \left[e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right]$$

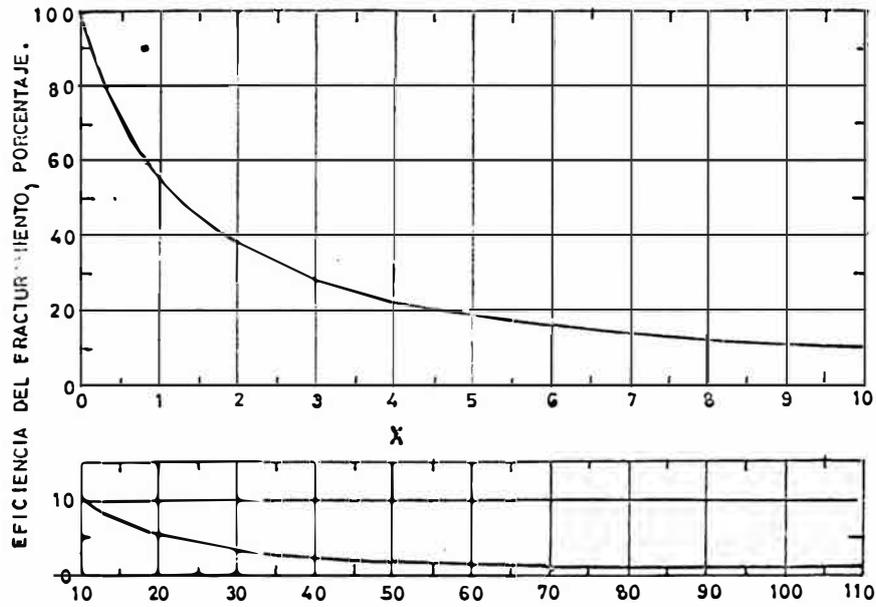


FIGURA 3. Ploteo de la eficiencia contra su función.

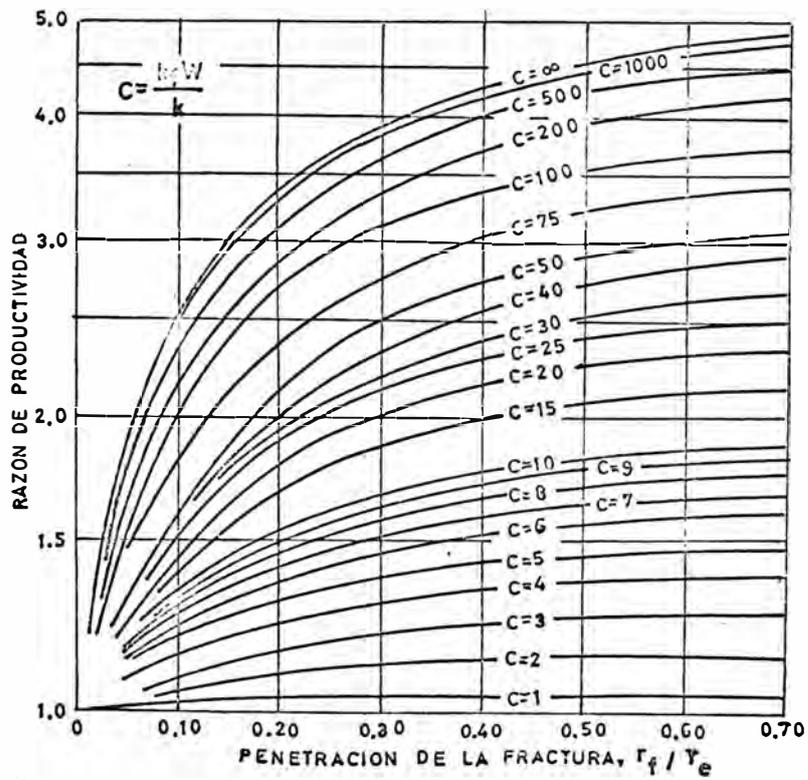


FIGURA 4. Razón de productividad estimado después del fracturamiento (fractura vertical).

después de ser reemplazados los valores en la primera de las ecuaciones anteriores y también en una de las dos que corresponde a la eficiencia se los debe tener en la forma siguiente (para poder tantear y correlacionarlos con la figura 3 y así encontrar el valor de \underline{t}) :

$$x = \text{Constante} \cdot \sqrt{t}$$
$$\text{Eff} = \frac{\text{Constante}}{t}$$

También se calcula el tiempo \underline{t} desde la fórmula :

$$t = \frac{V}{42 \cdot q} \quad \text{min.}$$

donde : \underline{V} está en galones, \underline{q} en bbl/min y $\underline{42}$ es la constante de conversión de unidades en gal/bbl.

7.- El volumen de la fractura por unidad de área (V_1) es:

$$V_1 = 1 \cdot \frac{W}{12} \quad \text{ft}^3/\text{ft}^2$$

donde : \underline{W} está en pulgadas, $\underline{1}$ está en ft^2 y es la unidad de área, por último $\underline{12}$ es la constante de conversión de unidades en in/ft.

8.- El peso de la arena necesaria para empaquetar 1 ft^2 de fractura es :

$$S = V_1 (1 - \phi_a) \cdot \rho \quad \text{lb/ft}^2$$

donde:

$$\rho = \text{Densidad de arena} = (\text{s.g.}) \times 62.4 \quad \text{lbs/ft}^3.$$
$$V_1 = \text{Volumen de arena por unidad de área de fractura, } \text{ft}^3/\text{ft}^2.$$

ϕ_a = Porosidad de la arena, una fracción.

9.- La máxima cantidad de arena (S_T) es :

$$S_T = S.A \quad \text{lbs.}$$

donde :

S = Peso de arena necesaria para empaquetar 1 ft² de fractura, lbs/ft².

A = Area de una face de la fractura, ft².

10.- La concentración de arena en lbs/gal de petróleo es :

$$x = \frac{S_T}{V} \quad \text{lbs/gal.}$$

donde : S_T está en libras y V en galones.

Además :

$$V = q.t = q(\text{bbl/min}) 42(\text{gal/bbl}) t(\text{min}) = 42.q.t \quad \text{gal.}$$

11.- El volumen de arena (V_a) es :

$$V_a = \frac{S_T}{\rho} \quad \text{gal.}$$

ya que : ρ = densidad = $\frac{\text{peso}}{\text{volumen}}$

de donde :

$$V = \text{Peso}/\rho.$$

y ρ = s.g. de la arena x 8.34 lbs/gal.

12.- El volumen total (petróleo más arena), V_T , es:

$$V_T = V + V_a$$

donde :

$V =$ Galones de petróleo.

$V_a =$ Volumen de arena, gal.

13.- El régimen de flujo real o total (incluyendo la arena) es :

$$q_t = \frac{V_T}{t} \quad \text{gal/min.}$$

$$q_t = \frac{V_T}{42 t} \quad \text{bbl/min.}$$

También el régimen del flujo total (incluyendo la arena) se calcula desde la siguiente fórmula:

$$q_t = q + \frac{q \cdot x}{(\text{s.g.}) 8.34} \quad \text{bbl/min.}$$

donde: 8.34 es la constante en lbs/gal.

CAPITULO IV

PLANEAMIENTO DE UN TRABAJO DE FRACTURAMIENTO

Para que un pozo responda adecuadamente a un fracturamiento debe existir petróleo para ser producido y suficiente presión en la formación. Dado estos factores y los resultados de otros fracturamientos en la misma formación y en la área inmediata uno puede determinar si un fracturamiento es o no apto para recuperar el dinero invertido en un tiempo corto.

Recientes estudios de ingeniería han proveído planes de fracturaamiento confiables, basados en las características del reservaorio, en pruebas de laboratorio, en datos teóricos y en experiencias pasadas.

La evaluación y selección de las condiciones óptimas del tratamiento para cualquier pozo individual incluye varias etapas.

Primero deben ser acumulados los datos exactos del reservorio y de la completación del pozo para proveer una base sólida al pre planeamiento del tratamiento. Desde estos datos se determina la probable inclinación del plano de fractura para el reservaorio específico. Luego son calculados el área de la fractura y la extensión necesaria de penetración en la formación para proveer el incremento de productividad que se desea. También se determina la conductividad de la fractura relacionado a la permeabilidad de la matriz.

Después, se determina la eficiencia comparativa de varios fluidos fracturantes basados en las condiciones específicas del pozo. Luego, también son determinados los volúmenes y regímenes de inyección necesarios para obtener la extensión de la fractura deseada. Los requerimientos del caballaje para cada tipo de tratamiento pueden entonces ser calculados así como también pueden ser seleccionados los materiales y técnicas de fracturamiento que teóricamente producirán más eficientemente y más económicamente el incremento de productividad que se desea.

1.- Inclinación del plano de fractura.

Las presiones del fondo del pozo registradas en miles de tratamientos de fracturamiento en pozos desde 400 a 13,000 pies de profundidad han dado valores desde 0.4 hasta 0.8 psi por pie de profundidad. Muy pocos tratamientos han excedido este rango de gradiente de presión de fracturamiento. La gradiente de fracturamiento o mejor dicho de fractura es obtenida desde los datos del tratamiento, añadiendo la altura hidrostática calculada a la presión superficial observada, sustrayendo la pérdida de presión por fricción y dividiendo el resultado entre la profundidad del intervalo en producción.

En pozos donde fue posible determinar la inclinación de la fractura producida con algún grado de seguridad, se encontró que en reservorios sobre los 2000 pies usualmente resultan ser fracturadas horizontalmente con gradiente de fractura de 0.1 o más alto. Similarmente en zonas debajo de los 4000 pies de profundidad resultaron ser fracturas verticales con gradiente de fractura de 0.7 o más bajo. En formaciones que tuvieron gradientes de fractura entre 0.7 y 1.0 psi/pie, fueron utilizadas evidencias no consistentes. Con pocas excepciones, pozos en el mismo reservorio exhiben gradientes de fractura estrechamente idénticas. Así la gradiente desde un pozo generalmente sirve como una guía para el pool entero.

2.- Teorías sobre el cálculo del área de fractura.

En 1957 Howard y Fast presentaron una fórmula matemática para determinar el área superficial de una fractura recientemente abierta. Esta fórmula está basada en la cantidad de materiales fracturantes usados y en el régimen a la cual ellos son inyectados dentro de la formación teniendo en cuenta las características físicas de los fluidos fracturantes y las condiciones especiales del reservorio. Estas características son expresadas

como un coeficiente C del fluido (ver Apéndice I), una constante la cual es una medida de la resistencia de flujo del líquido que escapa hacia la formación durante las operaciones de fracturamiento.

Esencialmente, durante un fracturamiento solamente el volumen del fluido fracturante la cual permanece dentro de las paredes de la fractura es efectiva. El fluido el cual escapa dentro de los poros de la matriz hasta donde existan extensiones de fracturas adicionales es considerado como perdido.

Asumiendo una fractura con un espacio libre constante de 0.1 pulgadas, el volumen de la fractura puede también ser calculado. Con estos datos es posible plotear las variables controlables de volumen de fluido y régimen de inyección contra el área de fractura producida para cualquier coeficiente de un fluido particular. Una serie de tales gráficos para varios regímenes de inyección son mostrados desde la figura 47 hasta la figura 51 inclusive (ver Apéndice III).

El régimen de fluido que escapa al interior de la formación y que es expresado por el factor "coeficiente del fluido", es controlado por tres variables : la viscosidad y compresibilidad del fluido del reservorio, la viscosidad del fluido fracturante y las características de pérdida de fluido del fluido fracturante. La comparación de la efectividad de diferentes fluidos fracturantes disponibles en relación a sus costos comparativos, provee una guía valiosa para la selección de materiales y técnicas de tratamientos óptimos.

3.- Fracturamientos controlados por los fluidos dentro del Reservorio.

Cuando se usan como fluidos fracturantes los fluidos de baja viscosidad y alta pérdida de fluido tal como el agua o el crudo de la formación, el régimen de fuga es controlado principalmente por la viscosidad y compresibilidad del fluido existente

en el reservorio. Para calcular el coeficiente del fluido bajo estas condiciones, es necesario tener los siguientes datos del reservorio : porosidad efectiva de la formación, permeabilidad efectiva de la formación, presión diferencial a través de la cara de la formación, viscosidad del fluido del reservorio a temperatura del reservorio y el coeficiente de compresibilidad isothermal del fluido del reservorio.

La porosidad efectiva representa el espacio en la matriz dentro la cual el fluido fracturante escapará. En la determinación de la porosidad efectiva los efectos de la saturación de petróleo y agua deben ser considerados. El factor de permeabilidad usualmente será la permeabilidad del agua que moja la formación, pero podría ser de una formación mojada por petróleo. El factor de presión diferencial es el producto de la gradiente de la fractura por la profundidad menos la presión del reservorio.

El coeficiente del fluido puede ser expresado gráficamente como se muestra en la figura 52 (ver Apéndice III), ploteando el coeficiente de compresibilidad del fluido del reservorio contra el coeficiente C_c del fluido. Este coeficiente del fluido debe a su vez ser corregido para otras variables que están involucradas, tales factores de corrección serán expresados gráficamente en la figura 53 (ver Apéndice III). Una vez que el coeficiente corregido del fluido ha sido determinado, puede ser aplicado directamente a los gráficos (figuras 47 al 51, ver Apéndice III) para determinar el área de la fractura que sería producido por tratamientos fracturantes de varios tamaños. Respecto a la compresibilidad es generalmente encontrado que es de más ventaja en pozos de alta presión y bajo factor de volumen los cuales tienen altas saturaciones. (Ver Apéndice I).

4.- Fracturamientos controlados por la viscosidad de los fluidos fracturantes.

Si el fluido fracturante tiene una viscosidad apreciable, este también llegará a ser un factor de control en la determinación de la cantidad de fuga que ocurrirá durante el tratamiento fracturante. En muchos casos, este llegará a ser la variable de control de tal manera que los efectos de la compresibilidad del fluido de la formación pueden ser despreciados. El coeficiente C_v del fluido fracturante versus la viscosidad del mismo es mostrado gráficamente en la figura 54 (ver Apéndice III). Como en el caso anterior, este coeficiente debe ser corregido para la porosidad, permeabilidad y presión diferencial de la formación. Estos factores de corrección son mostrados en la figura 55 (ver Apéndice III). El coeficiente corregido es a su vez aplicado a los gráficos. (Ver Apéndice I).

5.- Fracturamientos controlados por la pérdida de fluido.

Esta categoría incluye fluidos fracturantes que contienen aditivos especiales para evitar la pérdida de fluido durante un tratamiento. El coeficiente del fluido para este tipo de material fracturante depende de la eficiencia del aditivo particular que está siendo usado y debe ser determinado para cada aditivo individual por apropiadas pruebas de laboratorio.

La prueba de la pérdida de fluido debe ser ejecutado a, o corregido a condiciones de presión y temperatura del fondo del pozo. Esta corrección es conducido de acuerdo a la prueba standard del API, procedimiento RP-39, secc. V. El volumen acumulativo de fluido filtrado desde esta prueba es ploteado contra el tiempo como es mostrado en la figura 56 (ver Apéndice III). La pendiente de esta curva de pérdida de fluido derivada experimentalmente, puede a su vez ser correlacionado con el coeficiente del fluido como es mostrado en la figura 57 (ver Apéndice III).

Se notará que la pendiente promedio es determinada en el intervalo de 1 a 16 minutos. La razón para esto es que el volumen

del filtrado obtenido durante el primer minuto de la prueba puede ser errada, ya que durante ese intervalo se filtra un fluido como pérdida inicial ($t = 0$), antes de que una capa no permeable con materiales contra la pérdida de fluido haya tenido chance de formarse. El volumen real del volumen perdido inicialmente puede ser determinado extendiendo la curva de la prueba de pérdida de fluido (ver figura 56, en el Apéndice III) hacia atrás hasta la ordenada del volumen filtrado. El valor en esta intercepción es la pérdida inicial. En este ejemplo particular es 6 centímetros cúbicos.

La corrección de la pérdida inicial diferente a aquellos discutidos previamente, es aplicado directamente al área de fractura calculada. En otras palabras, una vez que ha sido determinado el coeficiente del fluido para un fluido fracturante dado conteniendo aditivos contra la pérdida de fluido y el área de fractura producido para cualesquier condiciones de tratamiento dado ha sido determinado, el factor de corrección de la pérdida inicial debe ser aplicado a esta área. Un gráfico típico de corrección de la pérdida inicial es mostrado en la figura 58 (ver Apéndice III).

Debe tenerse en cuenta que las figuras 56 y 57 (ver Apéndice III) son válidos solamente para un aditivo contra la pérdida de fluido específico y único y que los gráficos individuales deben ser preparados para otros aditivos así usados. (Ver Apéndice I).

6.- Incrementos de la penetración de la fractura y la productividad;

Es posible predecir exactamente la penetración obtenida en cualquier fracturamiento valiéndonos de un modelo errático de las fracturas así formadas. Si una fractura individual con un modelo de radio uniforme es asumido para formaciones con gradientes de fracturas de 0.1 o más grandes, entonces la penetración horizontal es equivalente al radio de un círculo que contiene al á-

rea de fractura calculada. Para pozos con una gradiente de fractura de 0.7 o menos, un modelo de fractura vertical puede ser asumido. Entonces, dividiendo el área de la fractura entre la extensión vertical estimada de la fractura, la penetración horizontal puede ser calculada.

El incremento de la productividad de un pozo siguiendo al fracturamiento está directamente relacionado a la conductibilidad de la fractura inducida, conductividad de la matriz y la extensión de la penetración de la fractura desde el hueco del pozo. En consecuencia, las penetraciones que han sido incrementadas producen una área de drenaje más grande desde la cual los fluidos del reservorio pueden ser producidos.

Las fracturas de conductividad incrementada resultan debido a la resistencia más baja para fluir a través de la fractura, permitiendo una producción más grande de fluido bajo las condiciones de energía del reservorio. La relación entre la conductividad de la fractura y la productividad del pozo es mostrado en la figura 59 (ver Apéndice III).

Hay evidencias que indican que la conductividad efectiva de la fractura es reducida después que las presiones de tratamiento son descargadas ya sea por el cierre de la fractura o por que es parcialmente taponeado por formaciones sólidas ablandadas. Para contrarrestar ésta reducción de la conductividad deberá consultarse las figuras 47 al 51 (ver Apéndice III) para determinar la cantidad de agente de sostén necesarios para empaquetar completamente la fractura.

La conductividad de la fractura puede ser incrementada por el uso de agentes de sostén de tamaños grandes. El uso de los tamaños de arena hasta malla 8 presentaría pequeña dificultad durante el procedimiento normal de tratamiento. Un trabajo experimental está en camino para evaluar los efectos del rompimiento por compresión de las arenas en formaciones duras o el embebimiento de ellas en formaciones flojas. El uso de materiales semielásticos tales como metal o cáscaras de nueces han sido sugeridos para pozos donde se sospecha que existe rompimiento de las arenas por compresión.

7.- Consideraciones básicas para el diseño de un fracturamiento.

Desde los procedimientos anteriores, una evaluación comparativa de los diferentes tipos de fluidos fracturantes puede ser hecho.

Desde el coeficiente del fluido puede estimarse el área de fractura resultante para cualquier volumen y régimen de inyección dados, basado en las características de la formación del pozo específico a ser fracturado. Teniendo en consideración el caballaje requerido para producir el régimen de inyección deseado y los costos comparativos de los varios fluidos fracturantes en consideración, juntamente con el incremento probable de la productividad resultante de acuerdo al área de fractura producido, el tratamiento óptimo para cualquier pozo particular puede ser determinado.

El tiempo óptimo para fracturar un pozo es probablemente al principio de la declinación, después que el pozo ha comenzado a producir menos que lo permisible. Un tratamiento fracturante anticipado en la vida productiva del pozo usualmente lo permite producir más petróleo antes que su régimen de producción decline a un nivel no económico.

No hay realmente ningún espesor mínimo de arena productora para un fracturamiento exitoso si la formación contiene bastante petróleo recuperable. Sin embargo, como una regla de poca exactitud, cerca de 5 pies es utilmente considerado el mínimo espesor porque formaciones de menos espesor generalmente no contienen bastante petróleo como para efectuar un fracturamiento provechoso.

Exitosos fracturamientos han sido conducidos a profundidades que exceden los 12,000 pies de profundidad. La pérdida de circulación del lodo de perforación en formaciones compactas a mucho más grandes profundidades, indica que formaciones profundas como 20,000 pies pueden ser fracturadas.

CAPITULO V

ECUACIONES BASICAS PARA LA TECNICA DE "ENTRADA LIMITADA" Y SUS APLICACIONES.

Las ecuaciones, gráficos y ejemplos de cálculo que se presentan a continuación, han sido preparados para explicar varias condiciones bajo las cuales la técnica de "Entrada Limitada" puede ser empleada. Todos los gráficos usados en este capítulo y las restantes están basados en un fluido con densidad de 8.33 lb/gal.

La técnica de "Entrada Limitada" está basada en la ecuación :

$$P_t = P_w + P_h - \Delta P_f - \blacktriangle P_{pf} \quad (1)$$

donde:

P_t = Presión de tratamiento en el fondo del pozo, psi.

P_h = Presión hidrostática, psi.

P_w = Presión en la cabeza del pozo, psi.

ΔP_f = Pérdida de presión por fricción en la tubería, psi.

$\blacktriangle P_{pf}$ = Pérdida de presión por fricción en las perforaciones, psi.

La presión de tratamiento en el fondo del pozo P_t puede ser determinado por la ecuación siguiente :

$$P_t = P_i + P_h \quad (2)$$

donde :

P_i = Presión de cierre instantáneo, psi.

Reemplazando la ecuación (2) en la ecuación (1) se tiene :

$$P_i + P_h = P_w + P_h - \Delta P_f - \Delta P_{pf}$$

de donde finalmente se deduce que :

$$\Delta P_{pf} = P_w - P_i - \Delta P_f \quad (3)$$

El termino ΔP_f en las ecuaciones anteriores puede adoptar formas distintas las cuales son ilustradas y definidas en las ecuaciones siguientes :

$$\Delta P_{fr} = \Delta P_{fb} \times F_c \quad (4)$$

donde :

ΔP_{fr} = Pérdida de presión real debido a la fricción por cada 100 pies, corregido para la densidad del fluido.

ΔP_{fb} = Pérdida de presión base debido a la fricción por cada 100 pies, para la densidad del fluido para cuyos datos es presentado.

F_c = Factor de corrección para el flujo turbulento a la densidad del fluido.

Se tiene también que :

$$\Delta P_f = \Delta P_{fr} \times D/100 \quad (5)$$

donde :

D = Profundidad total del pozo (hasta el intervalo perforado), pies.

En el caso que la densidad del fluido en el cual están basadas las curvas sea igual a la densidad del fluido fracturante, en-

tonces se tiene que ΔP_{fb} es igual a ΔP_{fr} .

El caballaje hidráulico puede ser calculado según la ecuación siguiente :

$$\text{HHP} = P_w \times Q/40.81 \quad (6)$$

donde:

Q - Régimen de inyección total, BPM.

1.- Procedimiento general.

Al realizar el fracturamiento de un pozo, usando la técnica de "Entrada Limitada" normalmente se sigue los siguientes pasos :

1. Determinar P_i y/o P_t para la formación a ser tratada.
2. Calcular P_h del fluido y corregirlo para el agente acuñante si es necesario.

En este punto pueden hacerse dos aproximaciones, los cuales dependen del tipo de cálculo que se está haciendo.

Aproximación A :

Calcular la presión superficial esperada a varios regímenes y para un número de perforaciones establecidas.

- a. Calcular la fricción en la tubería y asumir un número in finito de perforaciones abiertas, es decir, perforaciones sin fricción.
- b. Seleccionar un número establecido y tamaño de las perforaciones y calcular las pérdidas de presión por fricción en estas perforaciones ΔP_{pf} y la pérdida de presión por fricción en la tubería ΔP_f a varios regímenes de inyección.
- c. Plotear un gráfico P_w versus el régimen de inyección

usando la ecuación (3) para cada condición donde un número establecido de perforaciones fue asumido.

Aproximación B :

Calcular ΔP_{pf} usando la presión superficial y el régimen de inyección o el caballaje hidráulico. También, la presión superficial y el régimen de inyección o el caballaje hidráulico pueden ser calculados cuando ΔP_{pf} es asumido.

- a. Calcular la pérdida por fricción en la tubería ΔP_f basado en el régimen de inyección y propiedades del fluido.
- b. Determinar ΔP_{pf} basados en las condiciones de superficie asumidos. Esto determinará el número y tamaño de las perforaciones. Si ΔP_{pf} fue asumido, calcular la presión superficial y régimen para varios tamaños y cantidades de perforaciones.

2.- Primer ejemplo de cálculo.

Con los datos siguientes :

- Profundidad de la zona a ser tratada...6,000 a 6,100 pies.
- Densidad del fluido fracturante.....8.96 lb/gal.
- Viscosidad del fluido fracturante.....1 cp.
- Presión de tratamiento del fondo del pozo.....4,000 psi.
- Diámetro de la perforación..... 0.44 pulg.
- Número de perforaciones..... 20.
- Tamaño de la tubería.....casing de 4 1/2", 11.6 lb/ft.
- Fluido de tratamiento.....15% de ácido hidroclicórico.

Determinar :

Los regímenes de inyección y la presión de superficie que se espera tener cuando el tratamiento se hace a través de uno, tres, cinco y veinte perforaciones. Plotear éstos en un gráfico para poder obtener rápidamente la presión de tratamiento esperada en la superficie con un número definido de perforaciones abiertas que están aceptando fluido.

Solución :

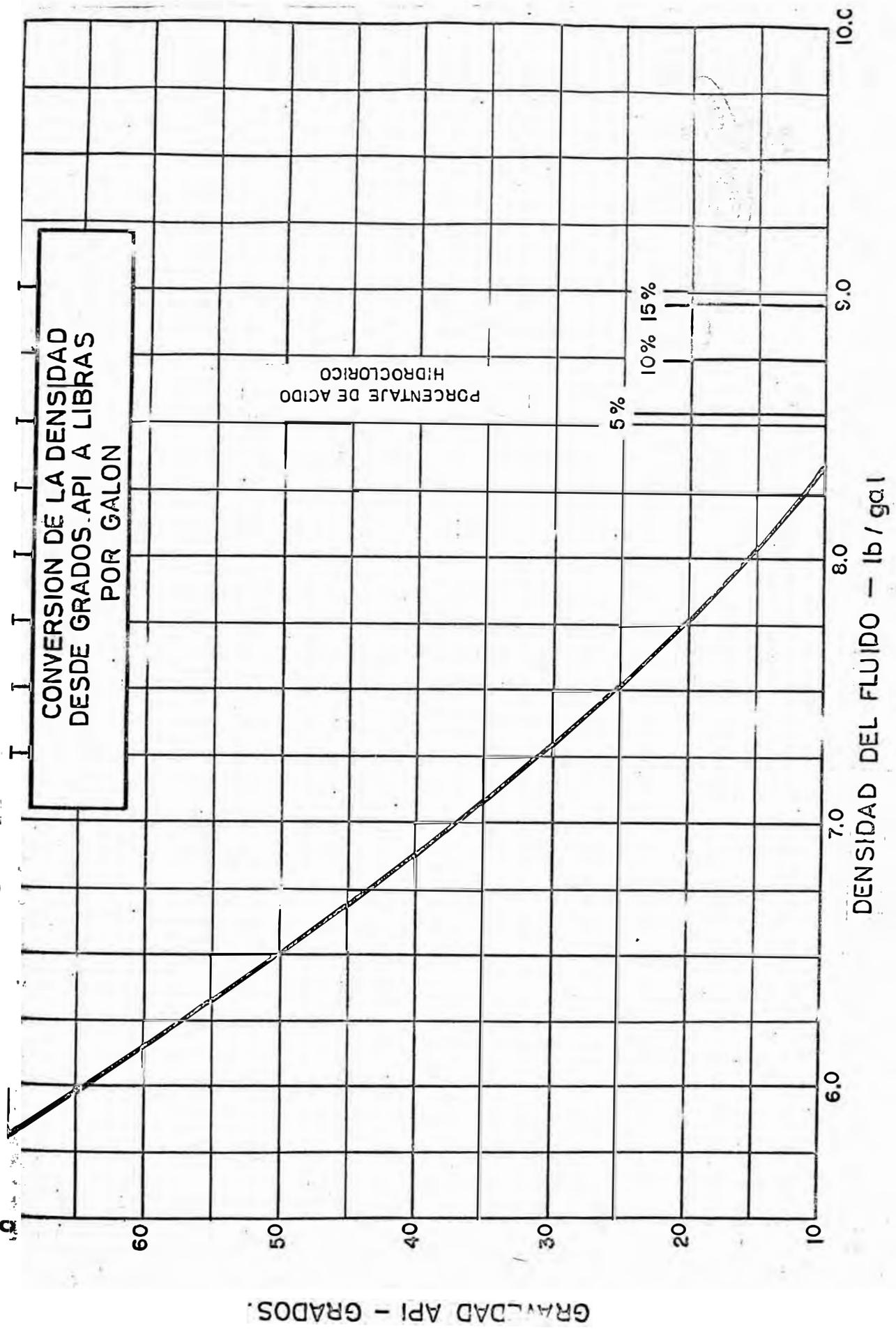
Paso 1. Encontrar la densidad del fluido fracturante que contiene 15% de HCl, utilizando la figura 5. Donde intercepta la vertical con 15% de HCl con la abscisa correspondiente a la densidad del fluido, ese será el valor de la densidad buscada, luego :

Densidad del fluido con 15% de HCl = 8.96 lb/gal.

Este valor en el caso de este problema es dado como dato.

Paso 2. Encontrar la Presión Hidrostática P_h . Para esto debemos encontrar antes la gradiente de presión hidrostática G_h para varios fluidos usando la figura 6. Entrar por la abscisa, en este caso por el valor cero lb/gal de agentes de sostén ya que el problema no menciona el uso de agentes de sostén. Se sube por la ordenada hasta donde está se intercepta con la curva correspondiente a la densidad del fluido que es 8.96 lb/gal tal como fue calculado en el paso anterior (como no a sido dibujado la curva correspondiente a este valor debemos interpolar entre dos curvas en las cuales se encuentra comprendida el valor de la densidad mencionada). Esta intercepción indica el valor de la gradiente de presión hidrostática del fluido, o sea :

FIGURA 5



G_h = Gradiente de presión hidrostática de un fluido con 8.96 lb/gal de densidad.
= 46.5 psi/ft de profundidad.

pero como:

$$P_h = \frac{D_{mi}}{100} \times G_h$$

donde D_{mi} es la profundidad del pozo hasta la mitad del intervalo perforado.

$$P_h = \frac{6050}{100} \times 46.5$$

$$P_h = 2813 \text{ psi.}$$

Paso 3. Calcular la presión de cierre instantáneo P_i . De la ecuación (2) se obtiene que :

$$P_i = P_t - P_h$$

reemplazando valores :

$$P_i = 4,500 - 2,813 \\ = 1,687 \text{ psi.}$$

Ha sido necesario determinar P_i para poder plotear el gráfico correspondiente a la figura 7. P_i es definido teóricamente como la presión de superficie la cual debe ser excedida antes de que ocurra una fractura. En este ejemplo se ha asumido que P_i permanecerá constante y que debe ser plotado en el gráfico a un régimen de inyección cero (ver figura 7).

Paso 4. Usando P_i como un punto de inicio los cálculos pueden

FIGURA 6

GRADIENTE DE LA PRESION HIDROSTATICA vs. CONCENTRACION DEL AGENTE DE SOSTEN

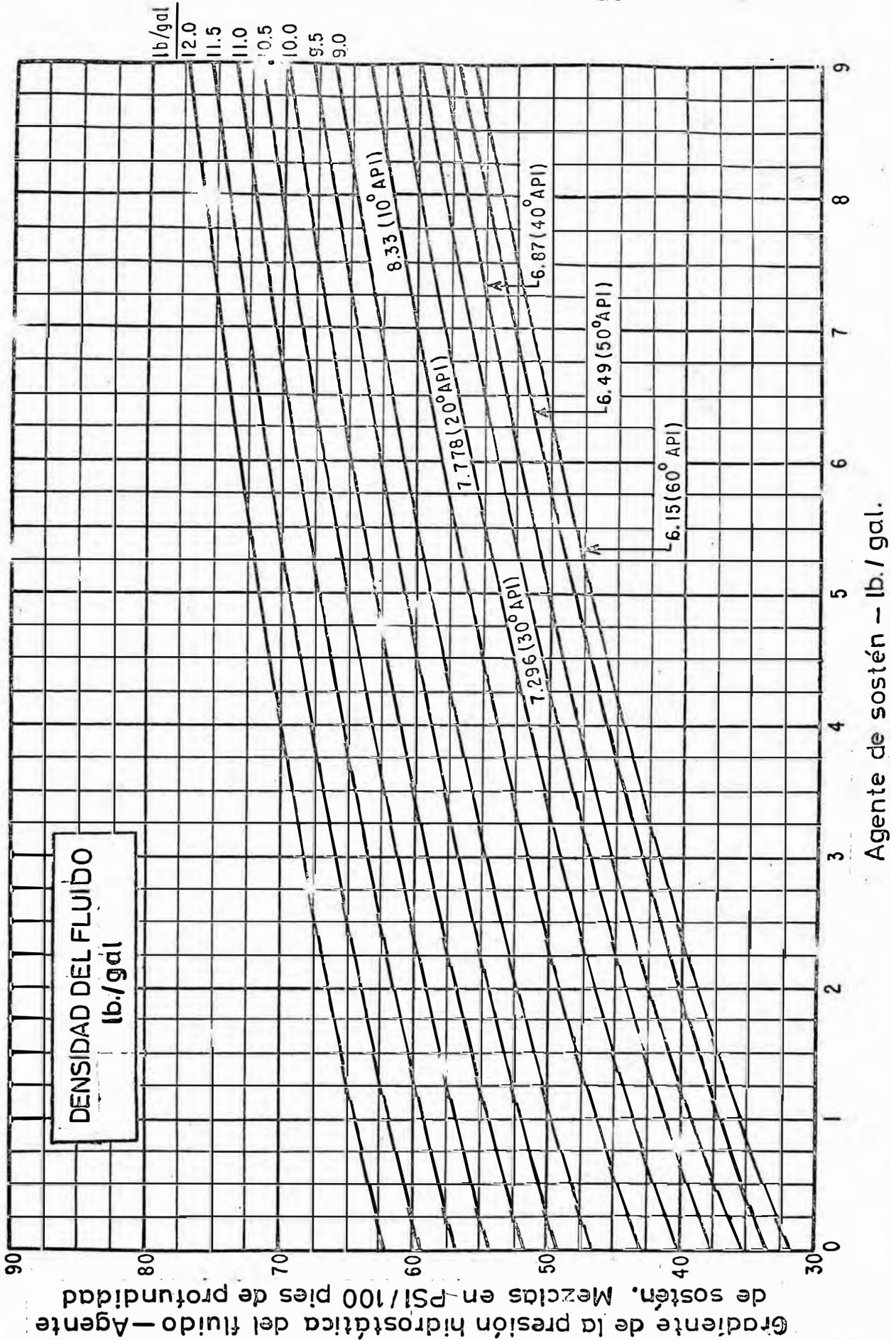
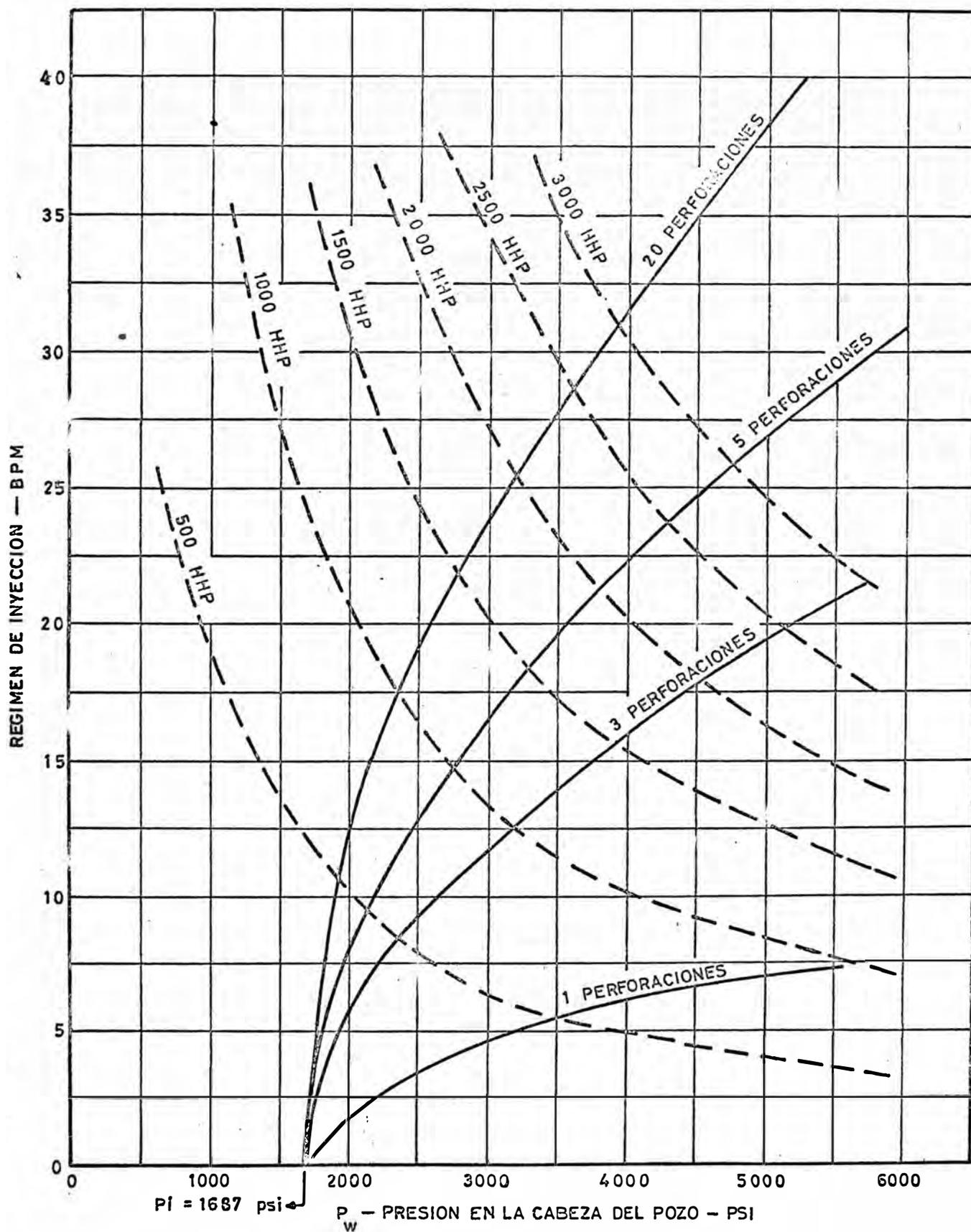


FIGURA 7

GRAFICO PREPARADO CON LOS DATOS CALCULADOS EN EL EJEMPLO I
PRESION EN LA CABEZA DEL POZO vs. REGIMEN DE INYECCION CON VARIAS PERFORACIONES



ahora ser hechos para determinar el incremento en la presión superficial esperada a diferentes regímenes de bombeo para las distintas perforaciones que están aceptando fluido. El incremento en la presión superficial, solamente será debido a la fricción en la tubería y en las perforaciones, asumiendo que no existen cambios en el valor de P_i .

Los cálculos son hechos como sigue :

De la ecuación (3) por despeje se obtiene

$$P_w = P_i - \Delta P_f - \Delta P_{pf} \quad (7)$$

ahora reemplazando el valor de P_i en la ecuación (7) se tiene:

$$P_w = 1,687 - \Delta P_f - \Delta P_{pf} \quad (8)$$

Cálculos :

Diámetro de perforación..... 0.44 pulg.
Coeficiente de perforación-0.95 (valor asumido).
Densidad del fluido..... 8.96 lb/gal.

Asumir que una sola perforación está aceptando fluido.

El coeficiente de perforación puede normalmente variar desde 0.80 hasta 0.95 dependiendo del tamaño de la perforación, la viscosidad del fluido, de la presión de la formación, de la contrapresión, etc.

Para este cálculo fue asumido un coeficiente de perforación de 0.95. Usando la figura 8 (para un fluido de viscosidad 1 cp. condición del problema) determinar el valor de ΔP_{fb} , para esto se entra con un valor de régimen asumido y se corta la curva que corresponde al tipo de tubería usado (en este caso hasta cortar la curva G), de aquí se traza una horizontal y donde cor-

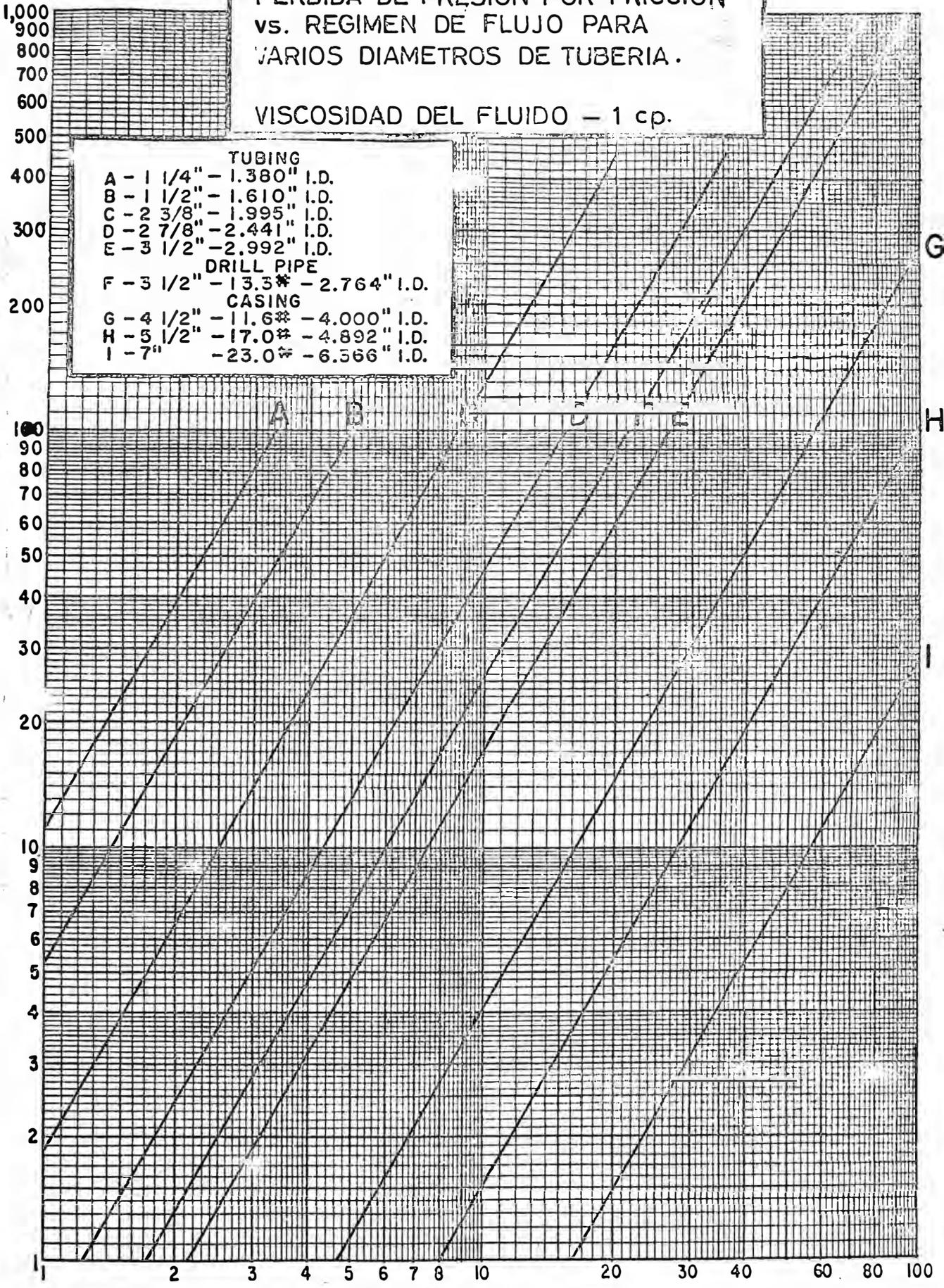
FIGURA 8

PERDIDA DE PRESION POR FRICCION
vs. REGIMEN DE FLUJO PARA
VARIOS DIAMETROS DE TUBERIA.

VISCOSIDAD DEL FLUIDO - 1 cp.

ΔP_{fb} - PERDIDA DE PRESION POR FRICCION - psi / 100 ft.

TUBING		
A	- 1 1/4"	- 1.380" I.D.
B	- 1 1/2"	- 1.610" I.D.
C	- 2 3/8"	- 1.995" I.D.
D	- 2 7/8"	- 2.441" I.D.
E	- 3 1/2"	- 2.992" I.D.
DRILL PIPE		
F	- 3 1/2"	- 13.3* - 2.764" I.D.
CASING		
G	- 4 1/2"	- 11.6** - 4.000" I.D.
H	- 5 1/2"	- 17.0** - 4.892" I.D.
I	- 7"	- 23.0** - 6.566" I.D.



REGIMEN DE FLUJO bbl / min

ta a la ordenada de pérdida de presión por fricción se rá el valor de ΔP_{fb} .

Desde la figura 9 calculamos el valor de F_c , entramos con la densidad del fluido, cortamos la curva para fluidos newtonianos tales como ácido, petróleo y agua, de aquí trazamos una horizontal hasta cortar la ordenada, esta intercepción nos dará el valor del F_c que en este caso resulta ser 1.06.

Ahora, como conocemos la fórmula (4) :

$$\Delta P_{fr} = \Delta P_{fb} \times F_c$$

reemplazando valores en ella obtenemos el valor de ΔP_{fr} .

Usando la fórmula (5) :

$$\Delta P_f = \Delta P_{fr} \times D/100$$

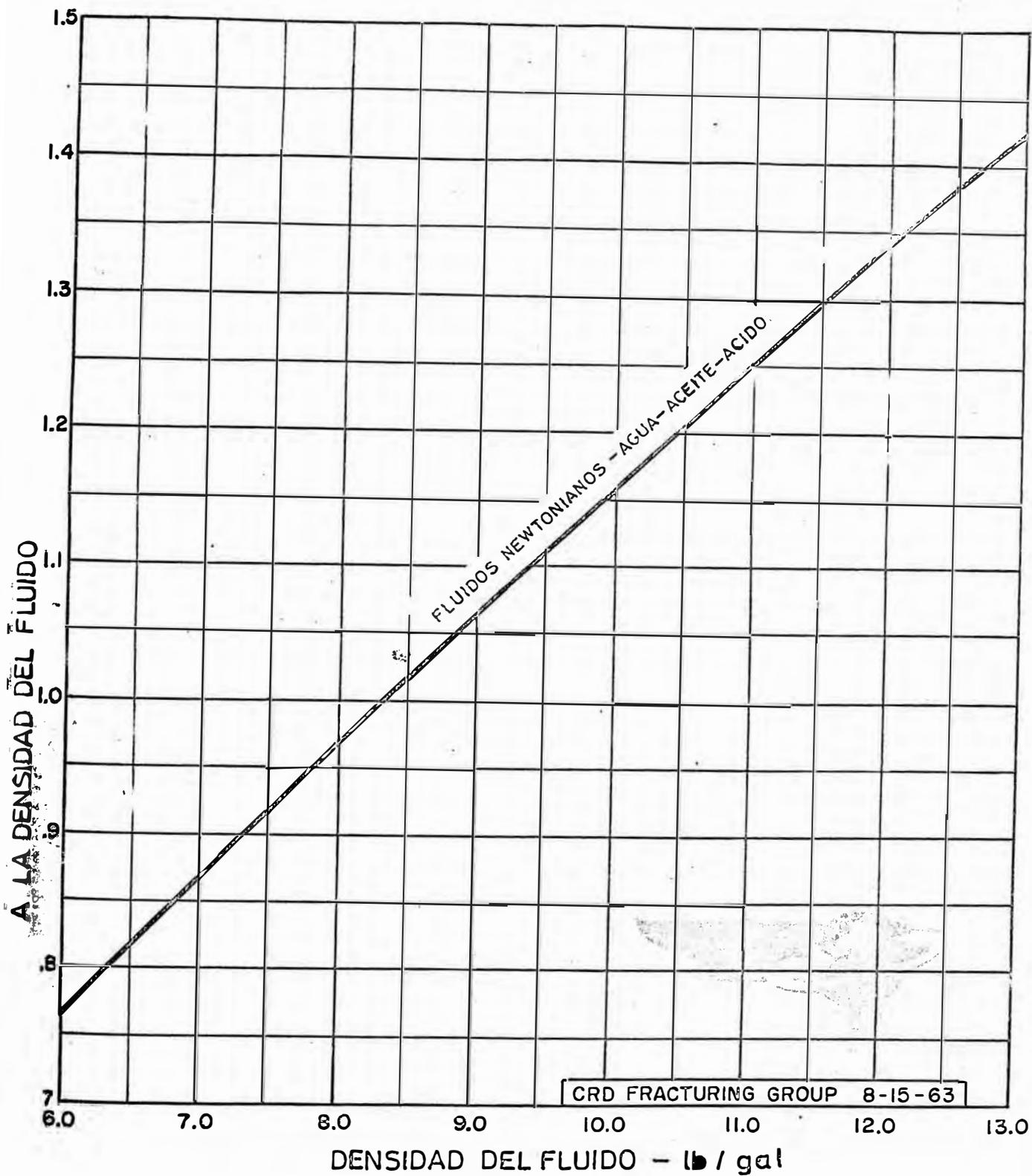
determinamos el valor de ΔP_f .

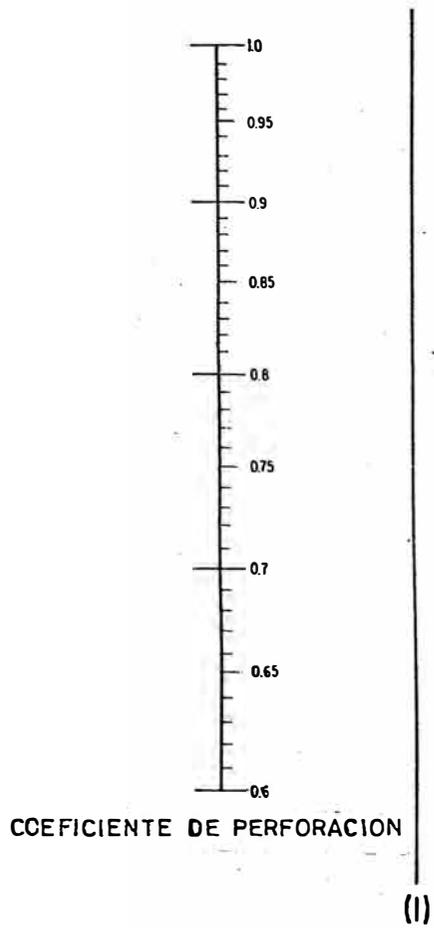
Para el cálculo de la pérdida de presión por fricción a través de una perforación ΔP_{pf} , se debe utilizar el nomograma de la figura 10, en la cual se procede de la siguiente manera : unir con una recta los valores del coeficiente de perforación con la densidad del fluido y marque la intercepción de esta recta con la línea vertical de referencia (1); luego, unir esta intercepción con la valor del diámetro de la perforación por medio de una recta y marque la intercepción de esta recta con la línea vertical de referencia (2); finalmente unir este punto de intercepción con el valor del régimen/perforación y prolongar la recta de unión hasta cortar la última escala de la derecha, esta intercepción nos dará la pérdida de presión por fricción a través de una perforación.

Siguiendo todos estos pasos ó cálculos explicados has-

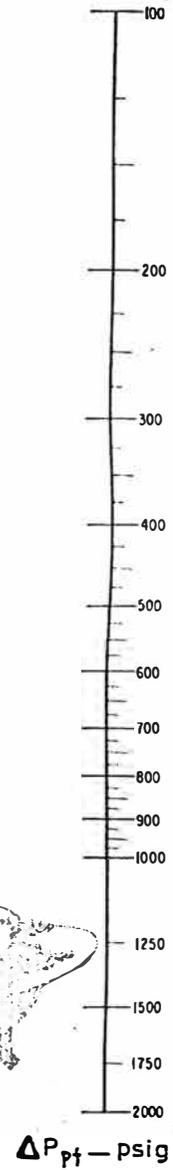
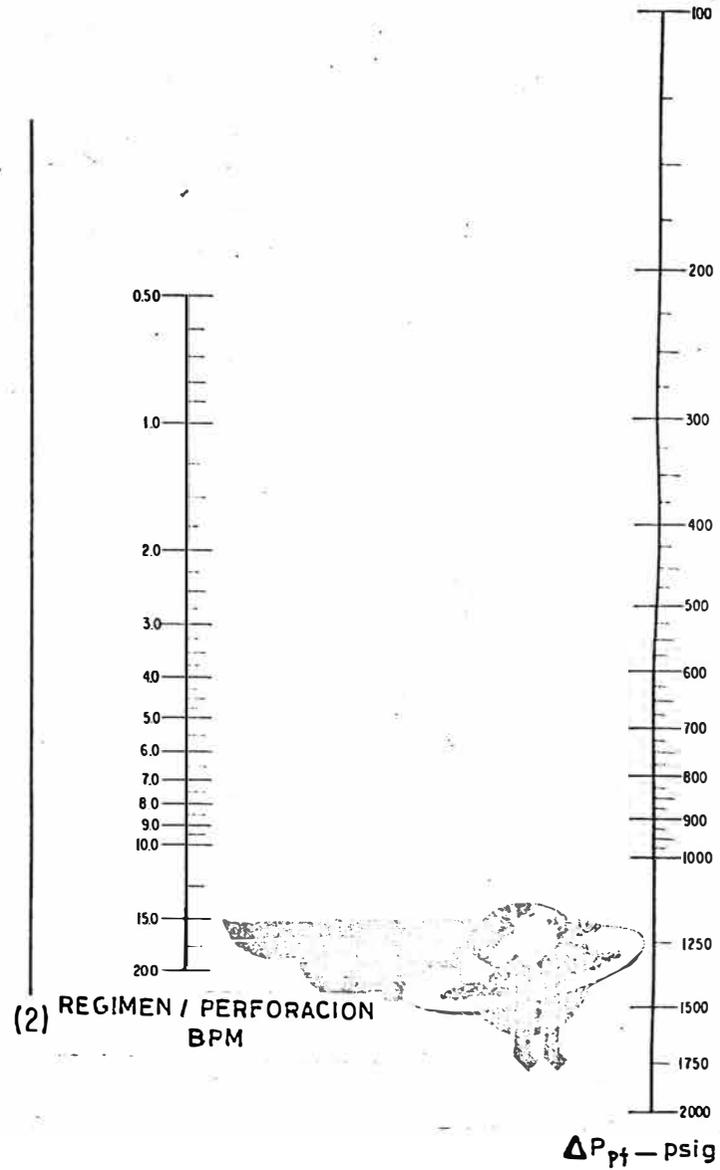
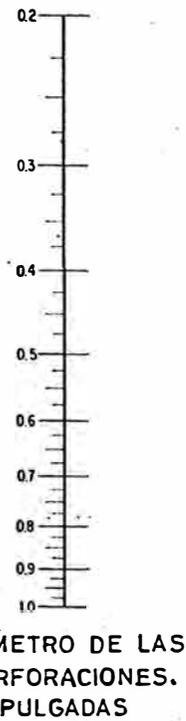
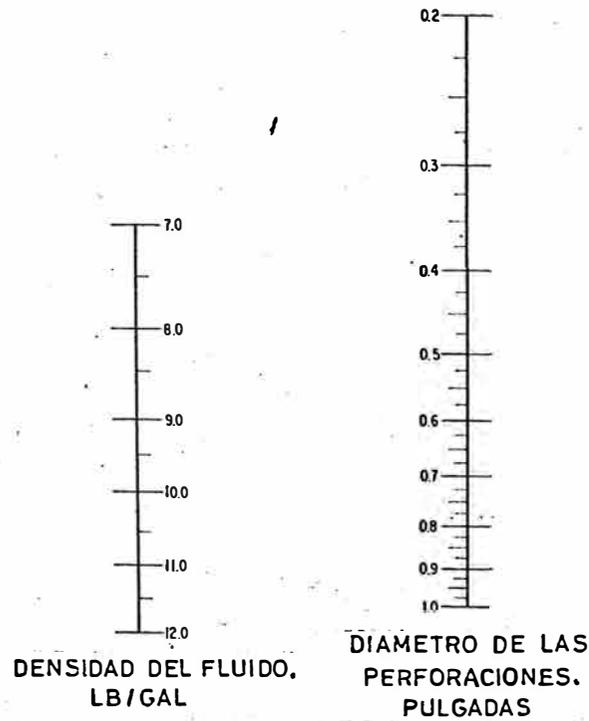
FIGURA 9

FACTOR DE CORRECCION PARA EL FLUJO TURBULENTO A LA DENSIDAD DEL FLUIDO





$$\text{EQUATION: } Q = \frac{D^2 C \sqrt{\Delta P / \rho}}{0.4867}$$



NOMOGRAMA PARA DETERMINAR LA PERDIDA DE PRESION POR LA FRICCION A TRAVES DE UNA PERFORACION (ΔP_{pt})

FIGURA 10

ta estos momentos, preparar una tabla como sigue a continuación para facilitar el ploteo del gráfico.

REGIMEN BPM	ΔP_{fb} psi/100 ft	ΔP_{fr} psi/100 ft	ΔP_f psi	REGIMEN POR PERFORACION BPM	ΔP_{pf} psi	P_w psi
4	0.80	0.85	51	4	950	2688
6	1.58	1.67	102	6	2150	3939

Paso 5. Asumir tres perforaciones del mismo tamaño que en el anterior paso que están aceptando fluido.

REGIMEN BPM	ΔP_{fb} psi/100 ft	ΔP_{fr} psi/100 ft	ΔP_f psi	REGIMEN POR PERFORACION BPM	ΔP_{pf} psi	P_w psi
<u>6</u>	1.58	1.67	102	2	233	2022
9	3.35	3.55	215	3	530	2432
12	5.80	6.15	373	4	950	3010
15	8.50	9.00	545	5	1480	3712
18	12.10	12.83	776	6	2150	4613

Paso 6. Asumir cinco perforaciones del mismo tamaño que en los casos anteriores, que están aceptando fluido.

REGIMEN BPM	ΔP_{fb} psi/100 ft	ΔP_{fr} psi/100 ft	ΔP_f psi	REGIMEN POR PERFORACION BPM	ΔP_{pf} psi	P_w psi
10	4.0	4.24	256	2	233	2176
15	8.5	9.00	545	3	530	2762
20	14.3	15.16	917	4	950	3554
25	22.0	23.32	1410	5	1480	4577
30	30.5	32.33	1956	6	2150	5793

Paso 7. Asumir veinte perforaciones del mismo tamaño que las an anteriores que están aceptando fluido.

REGIMEN BPM	ΔP_{fb} psi/100 ft	ΔP_{fr} psi/100 ft	ΔP_f psi	REGIMEN POR PERFORACION BPM	ΔP_{pf} psi	P_w psi
30	30.5	32.33	1956	1.50	133	3776
35	41.0	43.46	2630	1.75	180	4497
40	52.0	55.12	3335	2.00	233	5255

Estos pasos pueden ser repetidos para cualquier número adicional de perforaciones abiertas.

Paso 8. Estos datos pueden ahora ser ploteados como se muestra en la figura 7. P_i es ploteado en el eje que representa la presión en la cabeza del pozo P_w , a régimen cero. Para esto ya calculamos anteriormente el valor de P_i . Este punto o sea el que corresponde al valor de P_i calculado, es el punto de partida para todas las curvas

de perforación a trazarse ya que se está considerando, como dijimos anteriormente, que P_i no variará. Durante la inyección, el régimen de inyección total versus la presión de tratamiento superficial o sea la presión en la cabeza del pozo, indicará el número de perforaciones que están abiertas o mejor dicho que están aceptando fluido.

Las líneas entrecortadas de la figura 7 indican los diferentes caballajes, los cuales fueron calculados usando la ecuación :

$$\text{HHP} = \frac{P_w \times Q}{40.81}$$

Este tipo de gráfico puede ser usado para determinar todas las perforaciones que están aceptando fluido a una presión dada. Esto puede permitir el más eficiente uso de las bolas selladoras en las perforaciones cuando ellas son empleadas. A medida que las bolas selladoras taponean las perforaciones abiertas, la presión superficial se incrementará o el régimen decrecerá, habiendo un cambio en la fricción de las perforaciones. Conociendo el cambio en la presión de superficie o el régimen de inyección, se puede estimar desde el gráfico el número de perforaciones que están aceptando fluido en cualquier tiempo.

3.- Segundo ejemplo de cálculo.

Con los datos siguientes :

- Profundidad de las zonas a ser tratadas :
 - Zona superior..... 5844-5854 ft.
 - Zona inferior..... 6500-6510 ft.
- Tamaño de la tubería..... Casing de 4 1/2", 11.6 lb/ft.
- HHP disponible..... 3000.
- Fluido fracturante..... Agua fresca.
- Aditivos.....40 lb de WG-4,20 lb de CW-1 por 1000 galones.
- Método de mezcla..... Por etapas.
- Presión de tratamiento para la zona entera..... 4000 psi.
- Concentración promedio de arena..... 3.0 lb/gal.

Determinar :

El número de perforaciones de 0.375" o 0.500" de diámetro a colocarse en cada zona de tal manera que la zona más baja pueda ser tratada con dos veces la cantidad de fluido que en la zona superior.

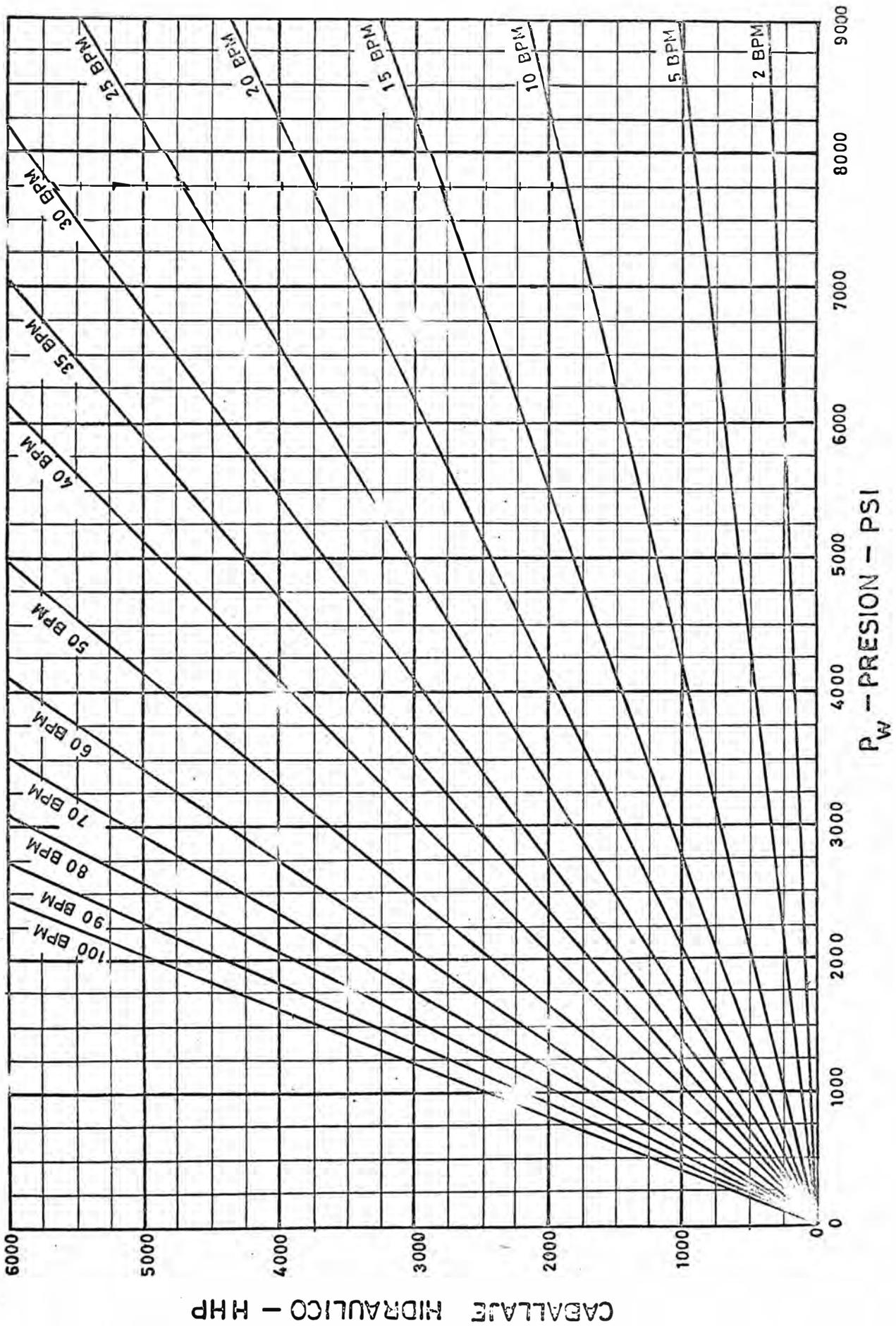
Solución :

Paso 1. Determinar el régimen de máxima inyección (Q) desde la figura 11 usando el caballaje hidráulico suministrado. Como no nos dieron la presión en la cabeza del pozo P_w tenemos que suponer un valor de esa presión, que sea por ejemplo 3000 psi. Con estos datos encontramos pues que :

$$Q = 40.81 \text{ BPM}$$

FIGURA 11

CABALLAJE HIDRAULICO vs. PRESION (P_w)



Este régimen se puede calcular también desde la ecuación siguiente :

$$\text{HHP} = \frac{P_w \times Q}{40.81}$$

de donde por despeje de la fórmula se obtiene :

$$Q = \frac{\text{HHP} \times 40.81}{P_w}$$

reemplazando valores y efectuando :

$$Q = \frac{3000 \times 40.81}{3000}$$

$$Q = 40.81 \text{ BPM}$$

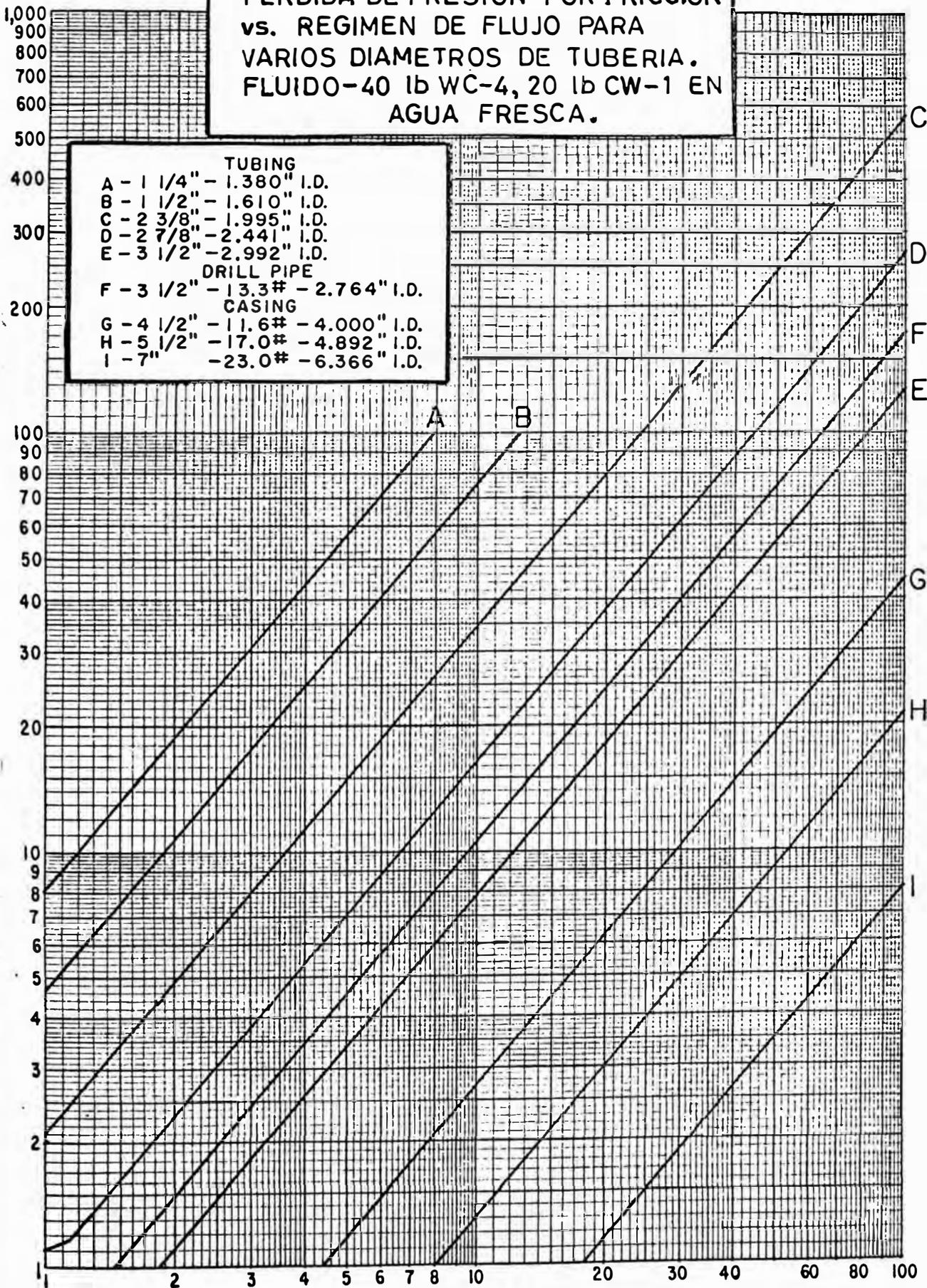
Paso 2. Calcular la cantidad de pérdida de presión por fricción a régimen de inyección de 40.81 BPM.

Debe notarse en este punto que el procedimiento para calcular la fricción de un "water frac gel" puede ser usado en casos donde el fluido y el agente gelificante son mezclados por etapas o pre mezclados antes del tratamiento. En este caso, puede ser determinado la pérdida de presión por fricción por cada 100 pies. La caída de presión debido a la fricción ΔP_{fr} para esta concentración química mezclada por etapas es 15.4 psi por cada 100 pies a 40.81 BPM desde la figura 12. Para esto trazar una vertical por el valor del régimen de flujo dado y desde donde corta ésta a la curva G (o sea la curva correspondiente a un casing de 4 1/2" y 11.6 lb/ft, dato del problema) trazar una horizontal y donde corta ésta a la ordenada será el valor de la pérdida de presión debido a la fricción ΔP_{fr} .

FIGURA 12

PERDIDA DE PRESION POR FRICCION
vs. REGIMEN DE FLUJO PARA
VARIOS DIAMETROS DE TUBERIA.
FLUIDO-40 lb WC-4, 20 lb CW-1 EN
AGUA FRESCA.

TUBING		
A	- 1 1/4"	- 1.380" I.D.
B	- 1 1/2"	- 1.610" I.D.
C	- 2 3/8"	- 1.995" I.D.
D	- 2 7/8"	- 2.441" I.D.
E	- 3 1/2"	- 2.992" I.D.
DRILL PIPE		
F	- 3 1/2"	- 13.3# - 2.764" I.D.
CASING		
G	- 4 1/2"	- 11.6# - 4.000" I.D.
H	- 5 1/2"	- 17.0# - 4.892" I.D.
I	- 7"	- 23.0# - 6.366" I.D.



REGIMEN DE FLUJO - bbl / min

En tratamientos donde el gel es mezclado en forma continua no puede ser determinado una constante ΔP_{fr} por este método. En una mezcla continua son necesarios cálculos adicionales para determinar ΔP_{fr} efectiva basada en la temperatura del agua, volumen del fluido, profundidad del pozo, etc. Los datos para estos cálculos son presentados a continuación haciendo uso de un problema ejemplo para tener referencia de como es el proceso de claculo de ΔP_{fr} para el caso de que la mezcla sea continua y no por etapas como es la condición del problema principal.

PROBLEMA EJEMPLO.

En este tratamiento se efectua aumentos proporcionales y continuas de WG-4 en el camión mezclador de arena en el tiempo T_0 . La reacción química se está efectuando en los conductores y equipo superficial hasta que se alcanza la cabeza del pozo en el tiempo T_1 . La reacción continúa a medida que el fluido desciende por el hueco del pozo, llegando hasta el fondo del mismo en el tiempo T_2 . Es de mucho interés la pérdida de presión friccional total en el conductor del hueco del pozo, entre los tiempos T_1 y T_2 como puede ser visto en la figura 13. Sobre los intervalos de tiempo encontrados en la práctica, resulta un error pequeño desde el uso de la expresión $TP/2$ (TP = tiempo de permanencia en el subsuelo, seg.) para el tiempo de permanencia del fluido en el conducto del hueco del pozo.

Así la expresión sugerida para la determinación del tiempo promedio es :

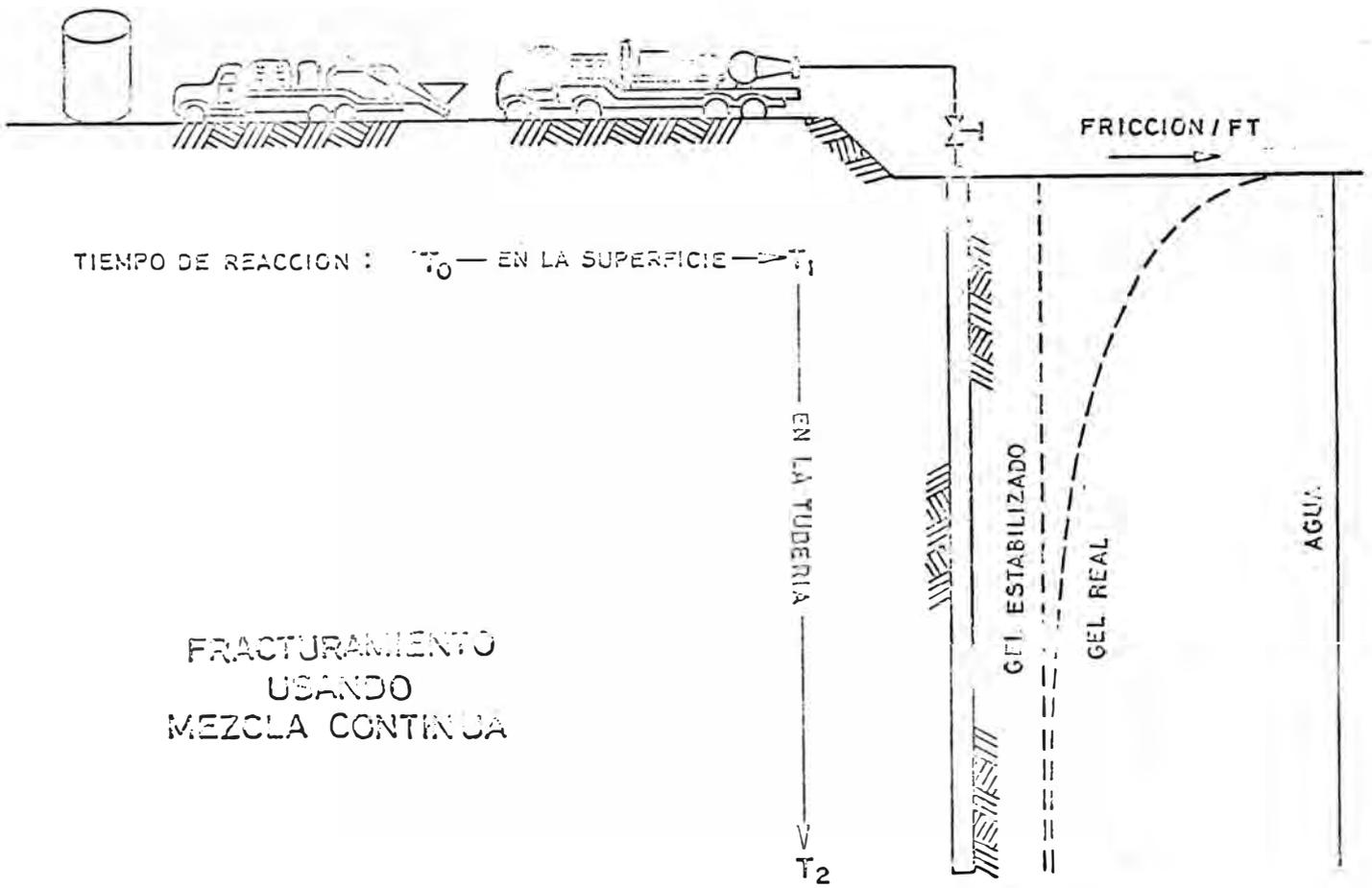
$$TR = TS + TP/2$$

donde :

TR - Tiempo de reacción promedia, seg.

TS - Tiempo de permanencia en la superficie,
seg.

FIGURA 10



TS = Volumen del equipo conductor superficial entre el régimen de bombeo.

TP = Tiempo de permanencia en el subsuelo, seg.

- Volumen del conducto del subsuelo entre el régimen de bombeo.

Se obtiene entonces un valor de la pérdida de presión friccional promedia para el conductor completo del subsuelo interpolando entre los valores de la pérdida de presión friccional del fluido base y los valores de la pérdida de presión friccional del gel estabilizado. Los registros de la temperatura del fondo del pozo hechos durante el fraccionamiento pronto concuerdan estrechamente con las temperaturas de la mezcla de agua superficial después que la inyección es iniciada. Una interpolación así hecha para el porcentaje de reducción promedia y condiciones de temperatura de la mezcla de agua encontrado durante el tratamiento fracturante.

La manera cómo la información de la reacción química es química es combinado con los gráficos de pérdida de presión por fricción versus el régimen de flujo para predecir el comportamiento hidráulico real bajo las condiciones del campo será ilustrado por el siguiente ejemplo.

Para este tratamiento, la pérdida de presión friccional será determinado por dos regímenes de inyección deseados; todas las otras condiciones permanecen constantes.

Condiciones del trabajo :

- Tubing..... 2 7/8 in.
- Profundidad..... 2000 pies.
- Temperatura de la mezcla.....40°F.
- Fluido tratante..... 60 lb de WG-4 por 1000 galones de agua fresca.
- Tipo de mezcla..... Continua.

- Volumen de los conductores y equipo superficial:
10 barriles.

Se quiere determinar :

1. Pérdida de la presión friccional ΔP_{fr} a un régimen de inyección de 2 BPM.

Desde la figura 14, la pérdida de presión por la fricción del agua fresca a 2 BPM es 2.3 psi/100 ft o sea 46 psi/2000 ft de tubing de 2 7/8".

El tiempo de permanencia en la superficie :

$$TS = \frac{10 \text{ bbl}}{2 \text{ bbl/min}} = 5 \text{ min.} = 300 \text{ seg.}$$

El tiempo de permanencia en el subsuelo (TP) :

El volumen de 2000 pies de tubing de 2 7/8" es 11.6 bbl. (Desde cualquier tabla de capacidades de tuberías se encuentra los barriles por cada pie lineal, en este caso de un tubing de 2 7/8" es 0.00579 bbl/ft que multiplicado por los 2000 pies que es la profundidad total da 11.58 o sea aproximadamente 11.6 bbl/ft).

$$TP = \frac{11.6 \text{ bbl}}{2 \text{ bbl/min}} = 5.8 \text{ min} = 348 \text{ seg.}$$

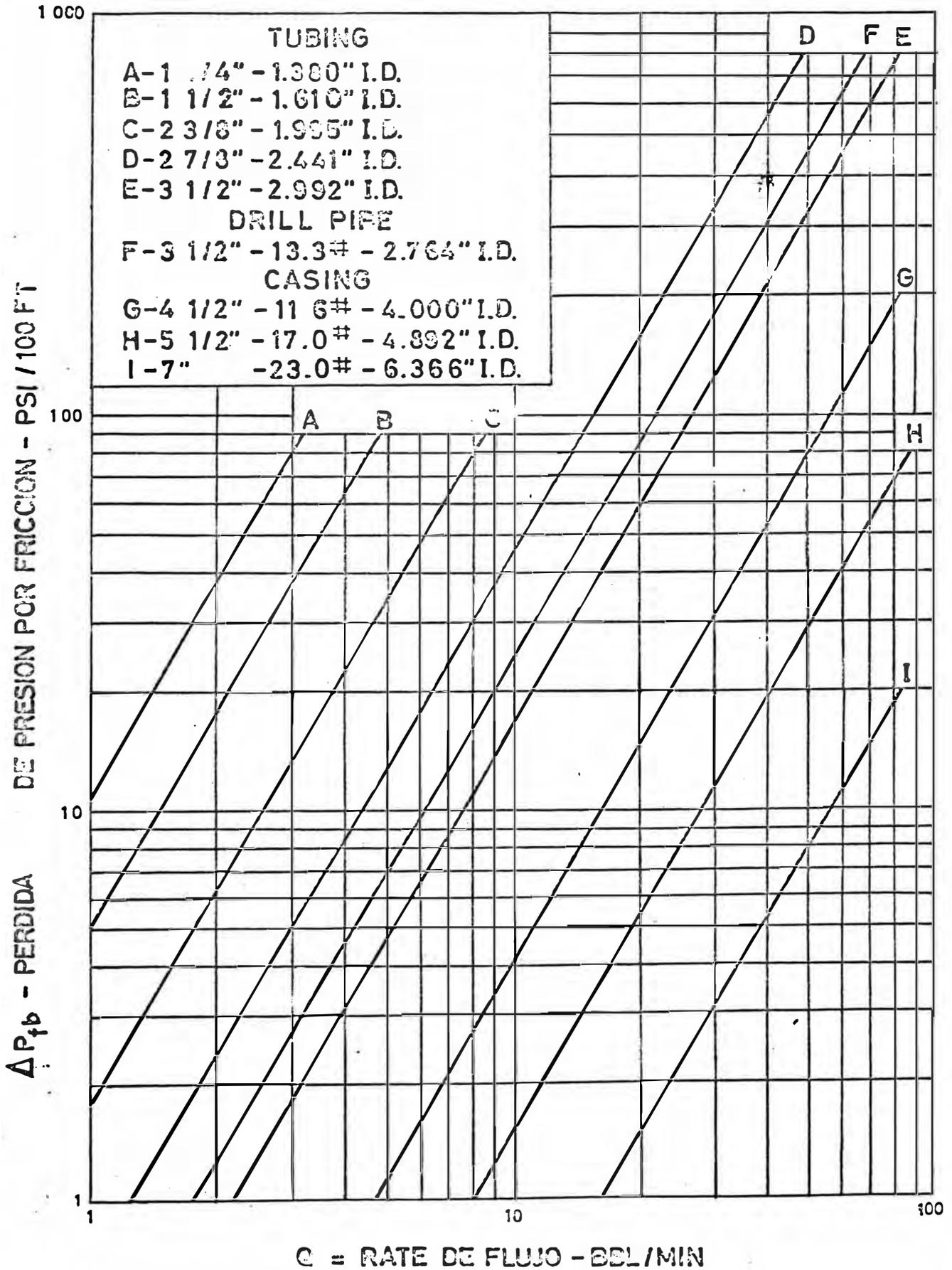
El tiempo de reacción promedio :

$$TR = TS + TP/2$$

reemplazando valores se tiene :

$$TR = 300 + 348/2 = 474 \text{ seg.}$$

FIGURA 14



Consultando la figura 15, se nota que se dispone del tiempo de reacción suficiente como para alcanzar condiciones estables en el conducto del hueco del pozo. Así puede hacerse uso directo de los gráficos de presión friccional para 60 lbs de WG-4 por cada 1000 galones de agua fresca, ver figura 16. A 2 EPM la pérdida de presión por la fricción es 3.95 psi/100 pies o también 79 psi/2000 ft de tubing de 2 7/8".

También se notará que las condiciones de flujo están en la región laminar y que resulta un incremento de la pérdida de presión por fricción sobre el agua fresca.

2. Pérdida de la presión por la fricción a un régimen de inyección de 20 EPM.

El tiempo de permanencia en la superficie es :

$$TS = \frac{10 \text{ bbl}}{20 \text{ bbl/min}} = 0.5 \text{ min} = 30 \text{ seg.}$$

El tiempo de permanencia en el subsuelo es :

$$TP = \frac{11.6 \text{ bbl}}{20 \text{ bbl/min}} = 0.58 \text{ min} = 34.8 \text{ seg.} \\ \approx 35.0 \text{ seg.}$$

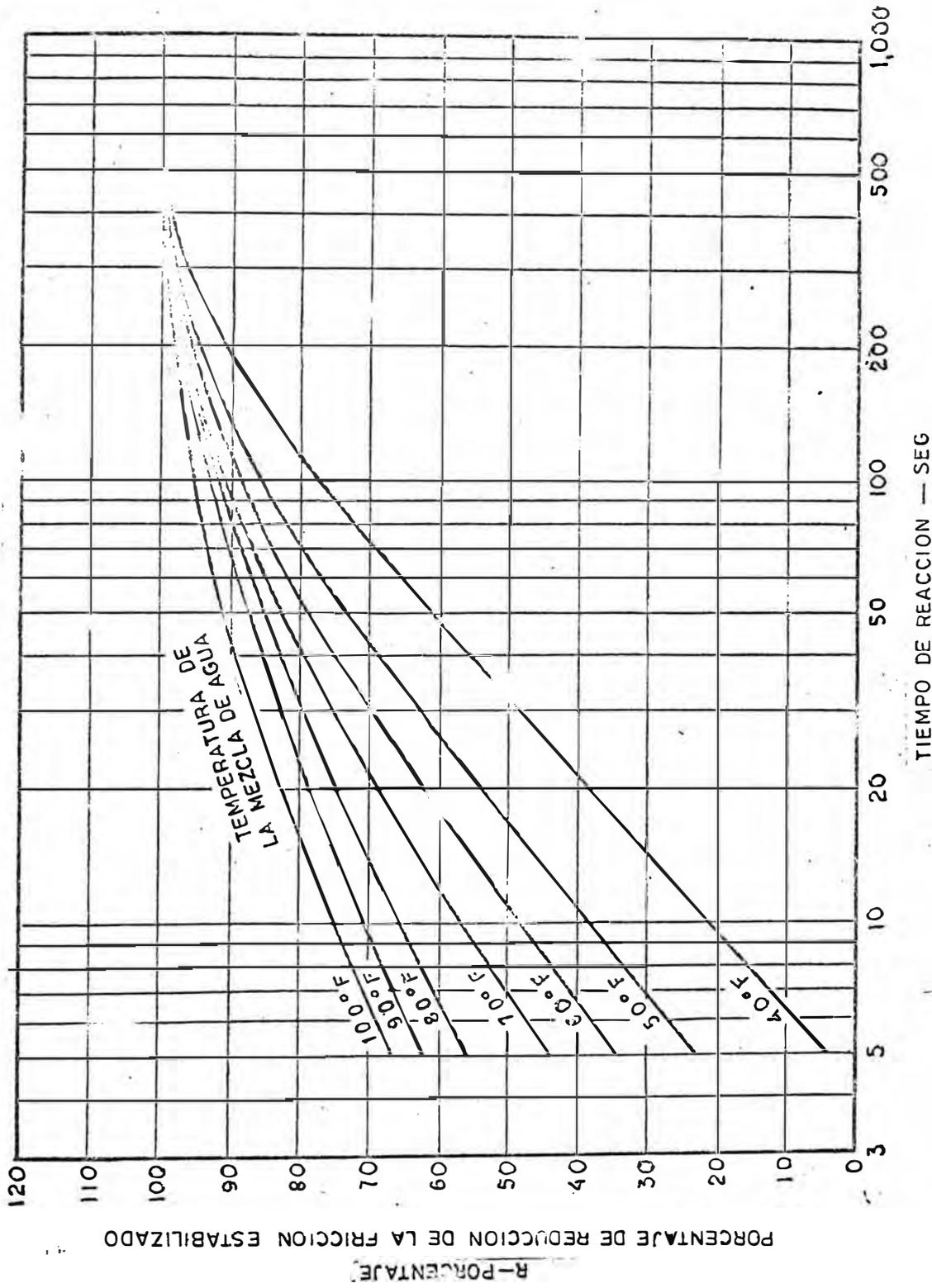
Así resultan un tiempo de reacción promedio de solamente :

$$TR = 30 + 35/2 = 47.5 \approx 48 \text{ seg.}$$

La curva del régimen de reacción figura 15, indica que solamente 60% de posible reducción de la fricción es realmente obtenido para estas condiciones. Una pérdida de presión friccional de 45 psi/100 pies o 900 pies/2000 pies de tubing de 2 7/8" resultaría si las condiciones del gel estabilizado fuera obtenido como es visto en la figura 16.

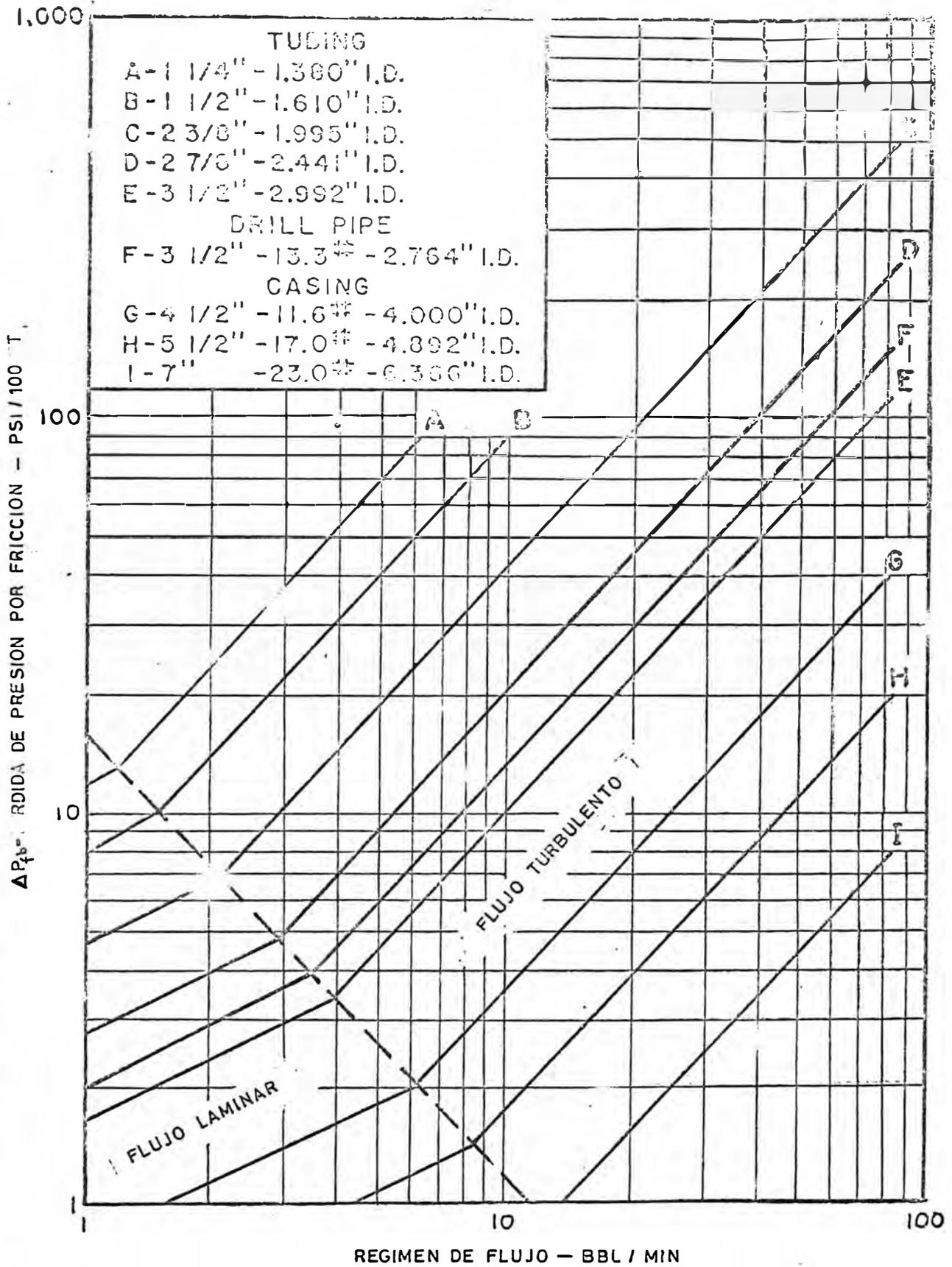
La pérdida de presión friccional ΔP_{fr} para el agua a 20 EPM

FIGURA 15



REGIMEN DE REDUCCION DE FRICCION DURANTE UN MEZCLA CONTINUA DE WG-4 EN AGUA FRESCA

FIGURA 16



PERDIDA DE PRESION POR FRICCION VS REGIMEN DE FLUJO
 PARA 60 LB WG - 4 / 1000 GAL AGUA FRESCA

es 160 psi/100 ft o 3200 psi/2000 ft de tubing de 2 7/8" acuerdo con la figura 14. Pero debido a 48 segundos de tiempo de reacción solamente el 60% de 2300 psi es reducido o sea 1380 psi de reducción es realizado desde la reacción química incompleta al mismo tiempo que en el conducto subsuperficial. La pérdida real de presión por fricción experimentado es los 3200 psi menos 1380 psi o sea 1820 psi por 2000 pies de tubing de 2 7/8". También se notará que las condiciones de flujo en este ejemplo están en la región turbulenta y resulta un decrecimiento de la presión friccional sobre el agua fresca.

Finalizando el PROBLEMA EJEMPLO continuamos con los demás pasos que restan del segundo ejemplo de cálculo.

Paso 3. La pérdida de presión por fricción total para cada zona puede ahora ser determinado.

La pérdida de presión por fricción para la zona 5844-5854 pies, según la ecuación (5) y con el valor de ΔP_{fr} encontrado en el paso 2.

$$\Delta P_f = \frac{5849}{100} \times 15.4 \text{ pies/100 ft}$$

$$\Delta P_f = 900 \text{ psi.}$$

Paso 4. Desde que el régimen de inyección total es 40.81 BPM y que es bombeado dos veces más fluido en la zona inferior que en la zona superior, el régimen de inyección para cada zona necesariamente variará. El régimen total en la tubería para un punto opuesto a las perforaciones superiores será 40.81 BPM. Se desea que estas perforaciones acepten 1/3 del volumen de tratamiento o un régimen de inyección de 13.6 BPM. El residuo del régimen de inyección total debe ir a las perforaciones inferiores. Este régimen debe ser 40.81 BPM menos 13.6

BPM o 27.21 BPM. Entonces la pérdida de presión por fricción en la tubería entre las zonas superior e inferior puede ser determinado de la figura 12 y obtenemos:

$$\Delta P_{fr} = 9.2 \text{ psi/100 ft.} \quad (\text{a } 27.21 \text{ BPM})$$

La distancia promedio desde la zona superior a la inferior es 656 pies, entonces la pérdida por fricción entre zonas es obtenido como sigue :

$$\begin{aligned} \Delta P_{fr} &= \frac{656}{100} \times 9.2 = 60 \text{ psi.} && (\text{entre zonas}) \\ &= 900 + 60 = 960 \text{ psi.} && (\text{para la zona inferior}). \end{aligned}$$

Paso 5. Ahora será necesario determinar la presión hidrostática P_h cada zona. Para esto antes debemos calcular la gradiente de presión G_h usando la figura 6, obtenemos que:

$$G_h = 51.5 \text{ psi/100 ft.}$$

para 3 libras de arena por galón y agua con una densidad de 8.33 lb/gal (datos del problema).

La presión hidrostática P_h para cada zona es determinado como sigue :

Para el intervalo 5844-5854 pies :

$$P_h = 51.5 \times 58.49 = 3012 \text{ psi.}$$

Para el intervalo 6500-6510 pies :

$$P_h = 51.5 \times 65.05 = 3350 \text{ psi.}$$

Paso 6. Usando la ecuación (1) la caída de presión a través de las perforaciones en cada zona puede ahora ser determinado :

$$\Delta P_{pf} = P_w + P_h - \Delta P_f - P_t$$

Para la zona 5844-5854 pies :

$$\Delta P_{pf} = 3000 + 3012 - 900 - 4000 = 1112 \text{ psi.}$$

Esta es la pérdida de presión por fricción en la perforación superior.

Para la zona 6500-6510 pies :

$$\Delta P_{pf} = 3000 + 3350 - 960 - 4000 = 1390 \text{ psi.}$$

Esta es la pérdida de presión por fricción en la perforación en la zona inferior.

Paso 7. Desde la figura 10, calculamos el régimen de flujo por perforación para cada diámetro que pide el problema. Para esto conocemos los valores de la pérdida de presión por fricción en la perforación ΔP_{pf} calculados en el paso anterior, el valor supuesto de 0.90 para el coeficiente de perforación y un fluido de densidad 8.33 lb/gal. Los calculos fueron hechos para diámetros de perforación de 0.375 y 0.50 pulgadas.

Para la zona superior de 5844-5854 pies y con ΔP_{pf} 1112 psi :

DIAMETRO DE LA PERFORACION	REGIMEN DE FLUJO DE LA PERFORACION
0.375"	3.0 BPM
0.500"	5.3 BPM

Para la zona inferior 6500-6510 pies y con ΔP_{pf} 1390 psi:

DIAMETRO DE LA PERFORACION	REGIMEN DE FLUJO DE LA PERFORACION
0.375"	3.0 BPM
0.500"	6.0 BPM

Paso 8. Ahora ya podemos determinar el número de perforaciones que se necesitan en cada zona. El régimen requerido en la zona superior es 1/3 del régimen de inyección total. El régimen de inyección requerido para la zona inferior es 2/3 del régimen de inyección total. Así tenemos:

Régimen de inyección total..... 40.81 BPM
 Régimen para la zona superior..... 13.60 BPM
 Régimen para la zona inferior.....27.21 BPM

ZONA	REGIMEN PARA LA ZONA BPM	DIAMETRO PERFORACION pulg.	REGIMEN POR PERFORACION BPM	NUMERO DE PERFORACIONES NECESITADOS
Superior	13.60	0.375	3.0	4.54 6 5
Superior	13.60	0.500	5.3	2.56 6 3
Inferior	27.21	0.375	3.3	8.25 6 8
Inferior	27.21	0.500	6.0	4.54 6 5

///

4. Tercer ejemplo de cálculo.

Con los datos siguientes :

- Profundidad de la zona a ser tratada..... 8501-8700 pies.
 Zona superior..... 8575-8590 pies.
 Zona inferior..... 8688-8695 pies.
- Presión de tratamiento para la zona superior..... 4640 psi.
- Presión de tratamiento para la zona inferior..... 5200 psi.
- Máxima presión en la cabeza del pozo..... 3000 psi.
- Fluido de tratamiento..... Petróleo de 30°API.
- Viscosidad..... 10 cp.
- Concentración promedio de arena..... 2.0 lb/gal.
- Tamaño de las tuberías..... Casing de 5 1/2" y 17 libras con
 Tubing de 2 3/8" hasta 8890 pies.

- El tratamiento se hará a través del anillo.

Determinar :

El número de perforaciones con un diámetro de 0.375" en cada zona de tal manera que volúmenes iguales de fluido fracturante puede ser inyectado en ambas zonas. Calcular además el caballaje hidráulico requerido para este tratamiento.

Solución :

Para la zona superior (8575-8590 pies):

Paso 1. Determinar la presión hidrostática P_h . La figura 6 indica que la gradiente de presión hidrostática será 44.5 psi/100 pies de profundidad para un petróleo de gravedad 30°API con 2.0 libras de arena por galón. Por lo tanto la presión hidrostática hasta la profundidad media al intervalo de 8575-8590 pies es :

$$P_h = 8582 \times 44.5 = 3820 \text{ psi.}$$

Paso 2. Si las curvas que muestran el régimen de flujo versus la pérdida de presión por fricción para combinaciones anulares particulares de tuberías (desde la figura 60 hasta la figura 67, ver Apéndice III) no son utilizables, ver las instrucciones para el uso de D_f , D_v y el Factor de Régimen para cálculos anulares que van a continuación :

Instrucciones para el uso del D_f , D_v y del Factor de Régimen.

D_f = Diámetro equivalente en pulgadas, usado en el cálculo del Número de Reynolds y pérdidas de presión por fricción en el espacio anular.

$$= (D_o - D_i).$$

D_v = Diámetro equivalente en pulgadas, usado par el cálculo de la velocidad en el espacio anular.

$$= (D_o^2 - D_i^2)^{1/2}.$$

Siendo D_o el diámetro interno de la tubería externa en pulgadas y D_i el diámetro externo de la tubería interna.

El método generalmente aceptado de determinación de la velocidad del fluido y pérdida de presión por fricción en el espacio anular es a través de una relación del diámetro equivalente. La velocidad del fluido en el flujo en el anillo es determinado por el régimen de inyección y el diámetro equivalente D_v . La pérdida de presión por fricción en el flujo en el anillo es calculado usando un diámetro equivalente D_f . Este D_f es usado con la velocidad determinada por el régimen de inyección a un diámetro equivalente D_v .

Los datos de fricción mostrados en los gráficos para tubing o casing están basados en tuberías donde :

$$D_f = D_v$$

Para determinar ΔP_{fb} para el flujo en el anillo con datos basados en el tubing o en el casing debe usarse el Régimen Modificado, teniendo en cuenta que :

Régimen Modificado - Factor de Régimen para el espacio anular multiplicado por el régimen de bombeo en bbl/min.

El régimen modificado en BPM es usado para determinar ΔP_f en el anillo con un diámetro D_f .

$$\text{Régimen Modificado} = (D_f)^2 / (D_v)^2 \times \text{régimen de inyección.}$$

$$\text{El Factor del Régimen es: } (D_f)^2 / (D_v)^2.$$

En el flujo en el anillo D_v no es igual a D_f . Como vimos este Régimen Modificado puede ser calculado hallando el producto del factor de régimen por el régimen de inyección.

El Factor de Régimen para varios anillos ha sido calculado y puede ser encontrado en la TABLA 2 que muestra los valores de D_f , D_v y diámetros de tuberías. Este factor de régimen es un me dio por el cual la velocidad en el espacio anular como el determinado usando D_v puede ser correlacionado con un Régimen Modificado el cual da esta misma velocidad a un diámetro D_f .

Los ejemplos siguientes mostrarán ahora que estos términos pueden ser usados para el cálculo de ΔP_{fb} para el flujo en el anillo :

Casing de 5 1/2", 17 lb/ft.

Tubing de 2 3/8", (2.375" OD).

De la TABLA 3 y con los valores anteriores encontramos los tamaños y pesos de las tuberías, entonces leemos :

D_f 2.517

D_v 4.276

Factor de Régimen ... 0.343

A un régimen de inyección de 8 BPM en el anillo, el régimen de inyección modificado es como sigue:

$$\text{Régimen Modificado} = 0.346 \times 8 \quad 2.77 \text{ BPM}$$

TABLA 2

Casing ID	Peso lb/ft	Tubing OD	D _v	D _f	Factor de régimen
4.5 INCH CASING					
4.090	9.50	1.660	3.737	2.430	.422
4.090	9.50	1.900	3.621	2.190	.365
4.090	9.50	2.375	3.329	1.715	.265
4.090	9.50	2.875	2.909	1.215	.174
4.052	10.50	1.660	3.696	2.392	.418
4.052	10.50	1.900	3.578	2.152	.361
4.052	10.50	2.375	3.282	1.677	.260
4.052	10.50	2.875	2.855	1.177	.169
4.000	11.60	1.660	3.639	2.340	.413
4.000	11.60	1.900	3.519	2.100	.355
4.000	11.60	2.375	3.218	1.625	.254
4.000	11.60	2.875	2.781	1.125	.163
3.920	13.50	1.660	3.551	2.260	.405
3.920	13.50	1.900	3.428	2.020	.347
3.920	13.50	2.375	3.118	1.545	.245
3.920	13.50	2.875	2.664	1.045	.153
3.826	15.10	1.660	3.447	2.166	.394
3.826	15.10	1.900	3.320	1.926	.336
3.826	15.10	2.375	2.999	1.451	.233

5.0 INCH CASING

4.560	11.50	1.660	4.247	2.900	.466
4.560	11.50	1.900	4.145	2.660	.411
4.560	11.50	2.375	3.892	2.185	.315
4.560	11.50	2.875	3.539	1.685	.226
4.560	11.50	3.500	2.922	1.060	.131
4.494	13.00	1.660	4.176	2.834	.460
4.494	13.00	1.900	4.072	2.594	.405
4.494	13.00	2.375	3.815	2.119	.308
4.494	13.00	2.875	3.454	1.619	.219
4.408	15.00	1.660	4.083	2.748	.452
4.408	15.00	1.900	3.977	2.508	.397
4.408	15.00	2.375	3.713	2.033	.299
4.408	15.00	2.875	3.341	1.533	.210
4.276	18.00	1.660	3.940	2.616	.440
4.276	18.00	1.900	3.830	2.376	.384
4.276	18.00	2.375	3.555	1.901	.285
4.276	18.00	2.875	3.165	1.401	.195

5.5 INCH CASING

5.044	13.00	1.660	4.763	3.384	.504
5.044	13.00	1.900	4.672	3.144	.452
5.044	13.00	2.375	4.449	2.669	.359
5.044	13.00	2.875	4.144	2.169	.273
5.044	13.00	3.500	3.632	1.544	.180
5.044	13.00	4.000	3.072	1.044	.115
5.012	14.00	1.660	4.729	3.352	.502
5.012	14.00	1.900	4.637	3.112	.450
5.012	14.00	2.375	4.413	2.637	.356
5.012	14.00	2.875	4.105	2.137	.270
5.012	14.00	3.500	3.587	1.512	.177
5.012	14.00	4.000	3.019	1.012	.112

Casing ID	Peso lb/ft	Tubing OD	D _v	D _f	Factor de régimen
5.5 INCH CASING (Cont'd)					
4.950	15.50	1.660	4.663	3.290	.497
4.950	15.50	1.900	4.570	3.050	.445
4.950	15.50	2.375	4.343	2.575	.351
4.950	15.50	2.875	4.029	2.075	.265
4.950	15.50	3.500	3.500	1.450	.171
4.892	17.00	1.660	4.601	3.232	.493
4.892	17.00	1.900	4.507	2.992	.440
4.892	17.00	2.375	4.276	2.517	.346
4.892	17.00	2.875	3.958	2.017	.259
4.892	17.00	3.500	3.417	1.392	.165
4.778	20.00	1.660	4.480	3.118	.484
4.778	20.00	1.900	4.383	2.878	.430
4.778	20.00	2.375	4.145	2.403	.335
4.778	20.00	2.875	3.816	1.903	.248
4.778	20.00	3.500	3.252	1.278	.154
4.670	23.00	1.660	4.365	3.010	.475
4.670	23.00	1.900	4.266	2.770	.421
4.670	23.00	2.375	4.020	2.295	.325
4.670	23.00	2.875	3.660	1.795	.237
4.670	23.00	3.500	3.091	1.170	.143

6.0 INCH CASING

5.524	15.00	1.660	5.268	3.864	.537
5.524	15.00	1.900	5.186	3.624	.488
5.524	15.00	2.375	4.987	3.149	.398
5.524	15.00	2.875	4.716	2.649	.315
5.524	15.00	3.500	4.273	2.024	.224
5.524	15.00	4.000	3.809	1.524	.160
5.524	15.00	4.500	3.203	1.024	.102
5.424	18.00	1.660	5.163	3.764	.531
5.424	18.00	1.900	5.080	3.524	.481
5.424	18.00	2.375	4.876	3.049	.390
5.424	18.00	2.875	4.599	2.549	.307
5.424	18.00	3.500	4.143	1.924	.215
5.424	18.00	4.000	3.663	1.424	.151
5.352	20.00	1.660	5.088	3.692	.526
5.352	20.00	1.900	5.003	3.452	.476
5.352	20.00	2.375	4.796	2.977	.385
5.352	20.00	2.875	4.514	2.477	.301
5.352	20.00	3.500	4.048	1.852	.209
5.352	20.00	4.000	3.555	1.352	.144
5.240	23.00	1.660	4.970	3.580	.518
5.240	23.00	1.900	4.883	3.340	.467
5.240	23.00	2.375	4.670	2.865	.376
5.240	23.00	2.875	4.380	2.365	.291
5.240	23.00	3.500	3.899	1.740	.199
5.240	23.00	4.000	3.384	1.240	.134
5.132	26.00	1.660	4.856	3.472	.511
5.132	26.00	1.900	4.767	3.232	.459
5.132	26.00	2.375	4.549	2.757	.367
5.132	26.00	2.875	4.251	2.257	.281
5.132	26.00	3.500	3.753	1.632	.189
5.132	26.00	4.000	3.215	1.132	.123

Casing ID	Peso lb/ft	Tubing OD	D _v	D _f	Factor de régimen
-----------	------------	-----------	----------------	----------------	-------------------

6.625 INCH CASING

6.135	17.00	1.660	5.906	4.475	.574
6.135	17.00	1.900	5.833	4.235	.527
6.135	17.00	2.375	5.656	3.760	.441
6.135	17.00	2.875	5.419	3.260	.361
6.135	17.00	3.500	5.038	2.635	.273
6.135	17.00	4.000	4.651	2.135	.210
6.135	17.00	4.500	4.169	1.635	.153

6.049	20.00	1.660	5.816	4.389	.569
6.049	20.00	1.900	5.742	4.149	.521
6.049	20.00	2.375	5.563	3.674	.436
6.049	20.00	2.875	5.322	3.174	.355
6.049	20.00	3.500	4.933	2.549	.266
6.049	20.00	4.000	4.537	2.049	.203
6.049	20.00	4.500	4.042	1.549	.146

5.921	24.00	1.660	5.683	4.261	.562
5.921	24.00	1.900	5.607	4.021	.514
5.921	24.00	2.375	5.423	3.546	.427
5.921	24.00	2.875	5.176	3.046	.346
5.921	24.00	3.500	4.775	2.421	.256
5.921	24.00	4.000	4.365	1.921	.193
5.921	24.00	4.500	3.848	1.421	.136

5.791	28.00	1.660	5.547	4.131	.554
5.791	28.00	1.900	5.470	3.891	.505
5.791	28.00	2.375	5.281	3.416	.418
5.791	28.00	2.875	5.026	2.916	.336
5.791	28.00	3.500	4.613	2.291	.246
5.791	28.00	4.000	4.187	1.791	.182
5.791	28.00	4.500	3.644	1.291	.125

5.675	32.00	1.660	5.426	4.015	.547
5.675	32.00	1.900	5.347	3.775	.498
5.675	32.00	2.375	5.154	3.300	.409
5.675	32.00	2.875	4.892	2.800	.327
5.675	32.00	3.500	4.467	2.175	.237
5.675	32.00	4.000	4.025	1.675	.173
5.675	32.00	4.500	3.457	1.175	.115

7.0 INCH CASING

6.538	17.00	1.660	6.323	4.878	.595
6.538	17.00	1.900	6.255	4.638	.549
6.538	17.00	2.375	6.091	4.163	.467
6.538	17.00	2.875	5.871	3.663	.389
6.538	17.00	3.500	5.522	3.038	.302
6.538	17.00	4.000	5.171	2.538	.240
6.538	17.00	4.500	4.742	2.038	.184

6.456	20.00	1.660	6.238	4.796	.590
6.456	20.00	1.900	6.170	4.556	.545
6.456	20.00	2.375	6.003	4.081	.462
6.456	20.00	2.875	5.780	3.581	.383
6.456	20.00	3.500	5.424	2.956	.296
6.456	20.00	4.000	5.067	2.456	.234
6.456	20.00	4.500	4.629	1.956	.178

Casing ID	Peso lb/ft	Tubing OD	D _v	D _f	Factor de régimen
-----------	------------	-----------	----------------	----------------	-------------------

7.0 INCH CASING (Cont'd)

6.366	23.00	1.660	6.145	4.706	.586
6.366	23.00	1.900	6.075	4.466	.540
6.366	23.00	2.375	5.906	3.991	.456
6.366	23.00	2.875	5.679	3.491	.377
6.366	23.00	3.500	5.317	2.866	.290
6.366	23.00	4.000	4.952	2.366	.228
6.366	23.00	4.500	4.502	1.866	.171

6.276	26.00	1.660	6.052	4.616	.581
6.276	26.00	1.900	5.981	4.376	.535
6.276	26.00	2.375	5.809	3.901	.450
6.276	26.00	2.875	5.578	3.401	.371
6.276	26.00	3.500	5.209	2.776	.283
6.276	26.00	4.000	4.836	2.276	.221
6.276	26.00	4.500	4.374	1.776	.164

6.184	29.00	1.660	5.957	4.524	.576
6.184	29.00	1.900	5.884	4.284	.529
6.184	29.00	2.375	5.709	3.809	.445
6.184	29.00	2.875	5.475	3.309	.365
6.184	29.00	3.500	5.098	2.684	.277
6.184	29.00	4.000	4.716	2.184	.214
6.184	29.00	4.500	4.241	1.684	.157

6.094	32.00	1.660	5.863	4.434	.571
6.094	32.00	1.900	5.790	4.194	.524
6.094	32.00	2.375	5.612	3.719	.439
6.094	32.00	2.875	5.373	3.219	.358
6.094	32.00	3.500	4.988	2.594	.270
6.094	32.00	4.000	4.597	2.094	.207
6.094	32.00	4.500	4.109	1.594	.150

6.004	35.00	1.660	5.769	4.344	.566
6.004	35.00	1.900	5.695	4.104	.519
6.004	35.00	2.375	5.514	3.629	.433
6.004	35.00	2.875	5.270	3.129	.352
6.004	35.00	3.500	4.878	2.504	.263
6.004	35.00	4.000	4.477	2.004	.200
6.004	35.00	4.500	3.974	1.504	.143

5.920	38.00	1.660	5.682	4.260	.562
5.920	38.00	1.900	5.606	4.020	.514
5.920	38.00	2.375	5.422	3.545	.427
5.920	38.00	2.875	5.175	3.045	.346
5.920	38.00	3.500	4.774	2.420	.256
5.920	38.00	4.000	4.364	1.920	.193
5.920	38.00	4.500	3.846	1.420	.136

TABLA 3

DATOS SOBRE EL DIAMETRO DE LAS PERFORACIONES.

Tamaño cargador (lb.)	I.D. Min. tubería (in.)	Tipo	Tipo de carga	Presión (psi)	Balas por pie	Peso del explosivo (gm)	Índice flujo pozo	Tamaño hueco (in.)	Penetración* (in.)
2½	2.992	Welex Perfo-Jet	Welex 2½"	17,600	1-8	3.5	0.67	0.27	4.08
3⅞	3.548	Welex Super Dyna-Jet	Super Dyna-Jet	16,000	1-2-3-4	8.5	1.02	0.52	5.23
3⅝	4.026	Welex Super Dyna-Jet	Super Dyna-Jet	16,000	1-2-3-4	15.5	1.33	0.52	8.15
4	4.670	Welex Super Dyna-Jet	Super Dyna-Jet	16,500	1-2-3-4	19.0	1.48	0.56	8.58
5	5.675	Welex Super Dyna-Jet	Super Dyna-Jet	18,000	1-2-3-4	19.0	1.48	0.56	8.58
1½	1.995	Welex Sidewinder	Welex 1½"	12,000	1-2-3-4	3.0	0.66	0.44	3.66
2	2.441	Welex Sidewinder	Welex 1⅞"	22,000	1-2-3-4	5.5	1.10	0.44	5.26
1⅜x3¼	1.610	Welex Swing-Jet	Welex 1⅜"	15,000	5	9.5	1.00	0.38	4.85
1⅜x4⅜	1.995	Welex Swing-Jet	Welex 1⅜"	12,000	4	19.5	1.15	0.50	7.15
1⅜x4⅜	1.995	Glass Swing-Jet	Glass Jet	18,000	4	19.5	1.18	0.40	7.63
1⅜	1.995	Welex Link-Jet	Welex 1⅜"	13,000	1-2-3-4	13.0	1.18	0.40	6.16
2⅞	2.441	Welex Link-Jet	Welex 2⅞"	11,000	1-2-3-4	22.0	1.25	0.67	7.16
1⅜	1.995	Clean Strip Jet	Glass Jet	15,000	1-2-3-4	13.0	1.09	0.27	5.49
2⅞	2.441	Clean Strip Jet	Glass Jet	13,000	1-2-3-4	22.0	1.12	0.49	7.13
3¼	3.548	Welex Torpedo-Jet	Welex 3¼"	14,000	1-2-3	52.0		0.68	12.32
3½	4.026	Welex Frac-Jet	Welex 3½"	10,000	8	36.5		0.38	6.00
4⅜	4.670	Welex Frac-Jet	Welex 4⅜"	10,000	8	78.0		0.38	9.00

*Depende de la distancia, tamaño de la carga, resistencia de la tubería, características de la formación, etc.

Este Régimen Modificado es usado para determinar el ΔP_{fb} desde los gráficos de las figuras que dan la pérdida de presión por fricción versus el régimen de flujo ya sea en tubing o en casing.

Es imposible plotear en un gráfico todas las combinaciones de diámetros, entonces será necesario interpolar entre los diámetros de las líneas mostradas en los gráficos. Por ejemplo, el diámetro de 2.517" estaría ligeramente debajo de la línea marcada con la letra D la cual corresponde a una tubería de 2.441".

Usando la figura 17 para un fluido con 10 cp. de viscosidad, diámetro D_f de 2.517" a un Régimen Modificado de 2.77 BPM, se obtiene un valor de 5.95 psi/100 ft para la ΔP_{fb} a 8 BPM en el anillo.

Finalizada estas instrucciones para el uso del D_v , D_f y del Factor de Régimen se continua con los demás pasos que restán del tercer ejemplo de cálculo que estamos tratando.

Paso 3. Los siguientes regímenes serán usados para calcular la pérdida de presión por fricción desde la figura 62 (ver Apéndice III).

REGIMEN BPM	ΔP_{fb} psi/100 ft	ΔP_{fr} psi/100 ft
8	5.95	5.36
10	9.00	8.10
12	12.80	11.52
14	16.80	15.12
16	21.50	19.35

NOTA. El Factor F_c fue encontrado que es 0.9 desde la figura 9 y fue usado para corregir la ΔP_{fb} para la densidad del

fluido. Este es la ΔP_{fr} que aparece en la tabla de la página anterior.

Paso 4. La pérdida de presión por fricción total es determinado usando una profundidad promedio para la zona superior. Esto permitirá ahora el cálculo de la ΔP_{pf} usando la relación siguiente :

$$\Delta P_{pf} = P_w + P_h - \Delta P_f - P_t \quad \text{ecuación (1)}$$

$$\Delta P_{pf} = 3000 + 3820 - \Delta P_f - 4640.$$

$$\Delta P_{pf} = 2180 - \Delta P_f.$$

Entonces :

REGIMEN EPM	ΔP_{fb} PSI/100 ft	ΔP_{fr} PSI/100 ft
8	460	1720
10	695	1485
12	989	1191
14	1298	882
16	1661	519

La pérdida de presión por fricción adicional entre la zona superior y la inferior fue considerado despreciable de tal modo no fue incluido.

Cuando está distancia entre las zonas es significativa esta pérdida por fricción debe ser considerado.

Paso 5. La pérdida de presión por fricción total es determinado usando la profundidad promedio para la zona inferior. Esto permitirá otra vez el cálculo de ΔP_{pf} usando la

siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} \Delta P_{pf} &= P_w + P_h - \Delta P_f - P_t \\ \Delta P_{pf} &= 3000 + 3873 - \Delta P_f - 5200 \\ \Delta P_{pf} &= 1673 - \Delta P_f \end{aligned}$$

Usando la ecuación mencionada anteriormente y el mismo ΔP_f para la zona inferior como la determinada para la zona superior, calcular ΔP_{pf} para la zona inferior.

REGIMEN EPM	ΔP_f psi/100 ft	ΔP_{pf} psi/100 ft
8	460	1213
10	695	978
12	989	684
14	1298	375
16	1661	12

Como puede verse de la anterior tabla, cualquier régimen sobre 16 EPM producirá más pérdida de presión por fricción que las fricciones de tubería y perforación juntas a la presión de 3000 psi en la cabeza del pozo. Un régimen de 14 EPM fue entonces seleccionado para este diseño, proveyendo así una presión diferencial para las perforaciones en cada zona.

Paso 6. Ahora es necesario calcular el número de perforaciones para la zona superior a un régimen de inyección total de 14 EPM. La fricción en la perforación para esta zona fue encontrado que es 882 psi (desde la tabla del

paso 4) a un régimen de inyección total de 14 BPM. La densidad del fluido de 7.30 lb/gal fue obtenido de la figura 5 (para esto entrar al gráfico por la ordenada de los grados API trazando una horizontal por el valor dado en este caso 30, de donde corta esta horizontal a la curva trazar una vertical, el punto de intersección de esta vertical con la abscisa (densidad del fluido) nos dará el valor de la densidad buscada en lb/gal o sea da 7.30 lb/gal). El coeficiente de perforación fue asumido que es 0.90 para la perforación de 0.375". La figura 10 BPM (ésto se obtiene utilizando todos los datos arriba dados inclusive el valor de la pérdida de presión por fricción a través de una perforación que resulto ser 882 psig tal como encontramos más arriba). Desde que la 1/2 del régimen total inyectado es para entrar en esta zona, las perforaciones deben aceptar 7 BPM.

Entonces solamente tres perforaciones serán requeridas para esta zona que aceptarán el régimen de flujo deseado.

Paso 7. El número de perforaciones para la zona inferior fue calculado usando la misma ΔP_f como hicimos anteriormente y el ΔP_{pf} para la zona inferior a 14 BPM fue 375 psi. La figura 10 indica el régimen de flujo de una perforación de 1.85 BPM. Luego será necesario hacer 4 perforaciones en la zona inferior para aceptar los 7 Bpm requeridos.

El caballaje hidráulico requerido por este tratamiento puede ser calculado de la siguiente ecuación que a continuación se anota o también encontrarse con el uso de la figura 11.

$$HHP = \frac{P_w \times Q}{40.81} = \frac{3000 \times 14}{40.81} = 1030$$

CAPITULO VI

CONSIDERACIONES ESPECIFICAS PARA EL DISEÑO DEL TRATAMIENTO DE "ENTRADA LIMITADA".

Como se establecio al principio la principal razón para limitar el número de perforaciones es con el objeto de mantener el control de la inyección de los fluidos de fracturamiento dentro de la fractura. Luego es importante como ya vimos conocer el número de perforaciones a usarse para un régimen de inyección deseado para obtener la máxima fricción en la perforacion. La figura 21 ha sido preparado como una ayuda para el diseño y analisis de un tratamiento de "Entrada Limitada". En la figura 19 fueron asumidos tanto la pérdida de presión por fricción a través de la perforación como también las condiciones promedias del tratamiento. La gradiente de presión del fracturamiento usado en el fondo del pozo es 0.65 psi/ft. Este ha sido obtenido promediando las presiones de fracturamiento del fondo del pozo de varias formaciones en una zona determinada; pocos horizontes se desvian practicamente de esta figura promedia. Estas acepciones han sido hechas de tal manera que el número de huecos aceptando el tratamiento puedan ser determinadas por las presiones de tratamientos observadas en la superficie.

La figura 22 muestra una comparación entre el diseño de una completación de "Entrada Limitada" versus una completación convencional. Este pozo tiene un casing de 5 1/2" cementado a través múltiples zonas porosas. En el diseño de la "Entrada Limitada" fueron distribuidas 10 huecos en los varios miembros porosos para tratar toda la arena y para proporcionar apropiadamente el tratamiento. Usando la figura 21 con 3600 psi de presión de tratamiento en la superficie (presión que soportará el casing) y perforaciones jet de 3/8", el régimen de inyección de 2.85 bbl/min y por hueco. Entonces, si un régimen de inyección de 28.5 bbl/min es obtenido a una presión de tratamiento en la superfi-

cie de 3600 psi, todas las 10 perforaciones estarán tomando el tratamiento. En la completación convencional con 2 perforaciones por pie de arena, como se muestra, cualquier zona aceptaría todo el tratamiento a menos que agentes de desviación fueran exitosamente usados.

1.- Análisis del tratamiento de "Entrada Limitada" con datos del campo.

La técnica de la "Entrada Limitada" indicará los datos del campo que pueden ser usados para determinar el número de intervalos que fueron tratados. Si este análisis indica que todas las zonas no están siendo tratadas, el diseño de completación puede ser alterado. en cualquier otro método sería difícil, si no imposible, reconocer que es garantizado un cambio en el diseño de la completación.

Las tres relaciones necesarias para determinar el número de perforaciones que están aceptando fluido son :

- a. Regímenes de inyección precisos.
- b. Presiones de inyección en la superficie exactos.
- c. Una presión de cierre instantánea (P_i) en la iniciación del trabajo.

Los regímenes de inyección obtenidos promediando en periodos prolongados de tratamiento, no son generalmente adecuados para este método. Un régimen continuo es considerado más útil. Basado en la experiencia es necesario usar la presión de cierre instantáneo en la iniciación del tratamiento. Este es requerido para obtener una presión de fricción en la perforación que concordará con los datos medidos en el laboratorio.

Si se esta haciendo un cálculo de la pérdida de presión por fricción en la perforación mientras una mezcla de arena-petróleo está siendo inyectada dentro de la formación, la presión de cierre instantáneo a medida que es medido en la superficie

debe ser corregida para el cambio en la presión hidrostática resultante de la adición de arena.

Para un ejemplo del cálculo del número de perforaciones tomando tratamiento efectuado en algunos campos ver el CAPITULO VII.

2. Factores específicos que afectan el diseño de las completaciones de "Entrada Limitada".

a. Tratamiento de una sola zona. Los mejores resultados son obtenidos manteniendo la fricción en la perforación a un tratamiento de máxima duración. Este tratamiento asegura que todos los intervalos perforados aceptan fluido (dentro de las limitaciones permisibles de la presión del casing). Se reconoce que todas las perforaciones serán tratadas a un régimen de inyección menor. Sin embargo, este no sería cierto si la presión de fracturamiento del fondo del pozo de los miembros porosos individuales varían a cualquier grado. Entonces para tener más seguridad si es que todas las zonas están siendo tratadas, es necesario un régimen de inyección que daría una presión de casing máxima permisible.

Las perforaciones de pequeño diámetro son preferidos en los tratamientos de "Entrada Limitada", con el objeto de:

- Incrementar la fricción dentro la perforación.
- Obtener caballajes hidráulicos más bajos. La figura 19 muestra que para la misma fricción en la perforación aproximadamente dos veces más de fluido puede ser inyectado a través de un hueco de 1/2" como a través de otro hueco de 3/8". Entonces, usando las perforaciones más pequeñas se requiere menos caballaje hidráulico para entregar un régimen de inyección adecuado para mantener una fricción de perforación máxima. Pocas dificultades han sido encontradas hasta la fecha en la fractura y tratamiento a través de las perforaciones a

jet de 3/8".

Los experimentos han sido ejecutados por la compañía Halliburton donde una variedad de fluidos de tratamiento fueron bombeados a través de perforaciones de 3/8" y 1/2". Durante las pruebas, pequeñas irregularidades en las perforaciones fueron rápidamente pulidos (con mezcla de arena-petróleo) y las perforaciones alteradas desde orificios con puntas afiladas hasta ribetes redondos. Los diámetros del hueco, sin embargo, permanecieron esencialmente sin cambio dentro del tiempo normal de bombeo de un tratamiento fracturante.

b. Distribución del fluido en el tratamiento de varias zonas.

Los tratamientos de "Entrada Limitada" pueden ser diseñados de tal manera que una cantidad deseada de fluido sea inyectado dentro de cada zona porosa. Esta es una ventaja importante donde las zonas gruesas las cuales requieren más tratamiento son tratados en conjunción con zonas delgadas.

Se asume que cada perforación aceptará aproximadamente la misma cantidad de fluido. Entonces, proporcionando el número de perforaciones conforme al espesor de la zona, cada zona estará recibiendo la cantidad deseada de tratamiento. Este método de proporcionamiento de los fluidos dentro de las zonas a través de las perforaciones depende sobre todo de presiones similares de fracturamiento en el fondo del pozo.

Donde es reconocido que existen variaciones considerables en la presión de fracturamiento en el fondo del pozo de las zonas, el diseño del tratamiento podría ser alterado. La zona con la presión de fracturamiento más baja en el fondo del pozo normalmente recibirá más tratamiento por perforación. Entonces, el número y/o tamaño de las perforaciones serían reducidos en esta zona. En la zona con la presión de fracturamiento más alto en el fondo del pozo sucederá a la inversa.

3.- Técnicas operativas de la "Entrada Limitada".

La mayor dificultad que ha sido encontrada en el tratamiento con la técnica de la "Entrada Limitada" ha sido asegurar que todos los huecos estén abiertas antes del tratamiento fracturante. Raras veces todas las perforaciones son capaces de aceptar fluidos sin ser acidificados. Se cree que este problema existe con las completaciones convencionales pero usualmente permanecen sin notarse.

Donde el número de perforaciones están grandemente limitados será difícil dejar de notarse si alguno de ellos no está abierto a la formación.

Existe una técnica que es de uso práctico solamente para las completaciones de "Entrada Limitada", el procedimiento involucra etapas de ácido en pequeñas columnas, separados por un máximo de dos bolas selladoras en un espacio de petróleo. El número de etapas es determinado por el número de bolas selladoras requeridos para taponear las perforaciones que están abiertas al final del tratamiento con ácido. Después que ocurre el taponamiento se mantiene la presión en el ácido remanente en el casing para dar oportunidad a que sean abiertas perforaciones adicionales.

El fracturamiento por el método de la "Entrada Limitada" ha sido ejecutado con presiones de inyección, regímenes de flujo, tipos de fluidos fracturantes y volúmenes de fluidos similares a aquellos del tratamiento convencional. Algunas veces no se desea o es imposible tener regímenes de inyección suficientes para asegurar el tratamiento de todas las perforaciones. En este caso las bolas selladoras pueden ser efectivamente usados como agentes de desviación. La experiencia indica que la acción de las bolas selladoras es 100% efectivas en los tratamientos de "Entrada Limitada". Esto puede ser el resultado de los más altos regímenes de inyección por hueco y las más grandes separaciones entre las perforaciones. Deben tomarse precaucio-

nes extras para evitar oleajes excesivos de presión causados por la excelente acción de las bolas selladoras. Algunas veces perforaciones individuales se arenan durante el tratamiento. Un decrecimiento en el régimen de inyección es indicativo del tiempo y el número de perforaciones afectados cuando ocurre el arenamiento. Se necesita un registro continuo del régimen para observar la cantidad de perforaciones que están tomando el tratamiento. Es muy útil determinar el número apropiado de bolas selladoras para inyectar durante el trabajo.

4.- Ejemplos de campo con tratamientos de "Entrada Limitada".

La figura 23 muestra los resultados del diseño y fracturamiento de la formación Wolfcamp en Shell TXL-K-18 Ector County, Texas. Para este ejemplo de cálculo del diseño y análisis de los resultados de este pozo, ver el CAPITULO VII. La Shell TXL-k-18 fue fracturado con una arena radioactiva. Entonces, cualquier incremento radioactivo superior que el de la base gamma ray log es considerado que sea una indicación de los intervalos tratados por fracturamiento. Las 9 perforaciones usadas fueron proporcionadas a lo largo de la arena. Nótese que las perforaciones fueron colocados de tal manera que toda la arena fue fracturado y tratado aunque no fue perforado. La prueba del potencial del pozo indicó 245 bbl/día de petróleo, fluyendo a través de un estrangulador en la superficie de 18/64", con una presión fluyente en el tubing de 300 psi.

El fracturamiento simultáneo de dos horizontes separados, en "El Cinco Detrital" y "El Cinco Devonian", es mostrado en la figura 24. Ambos horizontes fueron fracturados con arenas radioactivas y con una operación simple. El radioactive tracer log indica que la porosidad fue exitosamente tratado excepto para tres perforaciones en el fondo del devoniano. Este es un ejemplo de un problema en diseño, señalado por una revisión del análisis del tratamiento y el tracer log. Analizando el po

rosity log, es encontrado que el diseño ha sido correcto. Hay dos posibilidades que explican el fracaso de fracturar el intervalo del Devoniano más bajo.

Ellos son:

- Perforaciones jet más grandes que lo anticipado; resulta que en las perforaciones superiores toman más el tratamiento.
- La presión de fracturamiento del fondo del pozo de una zona es mucho más grande que el otro.

La información desde que estuvo disponible indicó que la presión de fracturamiento del fondo del pozo en el Devoniano es de 600 psi más grande que el del Detrital. Esto permitirá a las perforaciones del Detrital aceptar más fluido de tratamiento del que fue originalmente anticipado. Ambos problemas pueden ser resueltos reconociendo que ellos existen y variando el diseño del tratamiento. El pozo fue completado como un productor dual fluyendo 392 y 538 barriles de petróleo por día desde las zonas de "El Cinco Detrital" y Devoniano respectivamente. Aunque el comportamiento de este pozo es bueno, la información obtenida indica que las operaciones futuras de reparación pueden ser justificadas. Con la combinación de la completación por la técnica de "Entrada Limitada" diseñada y el radiactive tracer log, las futuras operaciones de reparación son grandemente simplificados.

Con el tratamiento de "Entrada Limitada" en dos formaciones, el cierre de algunas de ellas no es necesario ya que se puede fracturarlas simultáneamente. Un ejemplo de esto es mostrado en la figura 25, donde los horizontes Tubb (LCF) y el Devoniano, separados cerca de 1350 pies, fueron exitosamente tratados fracturando en una operación en el Shell TXL-1-26, TXL Fields, Ector County, Texas. Las pruebas del potencial mostraron a las zonas Tubb (LCF) y Devoniano, fluyendo a 132 y 435 barriles de petróleo por día respectivamente.

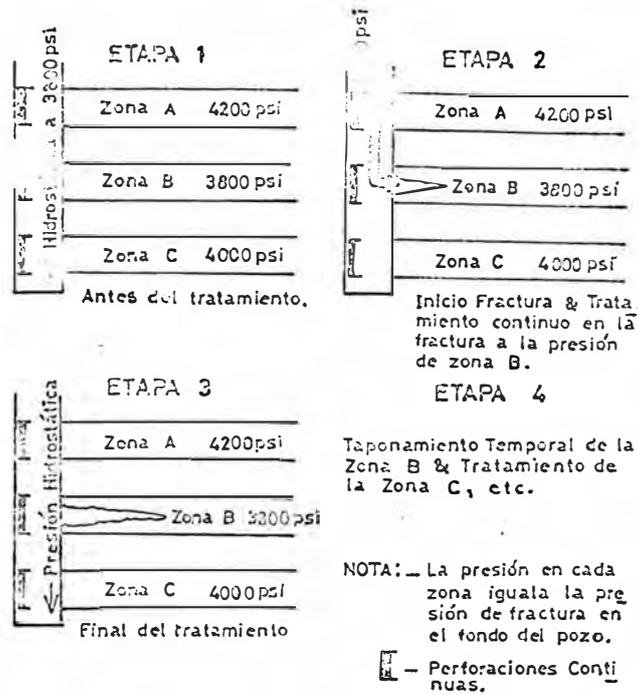


FIGURA 18 Proceso del fracturamiento. Tratamiento Convencional.

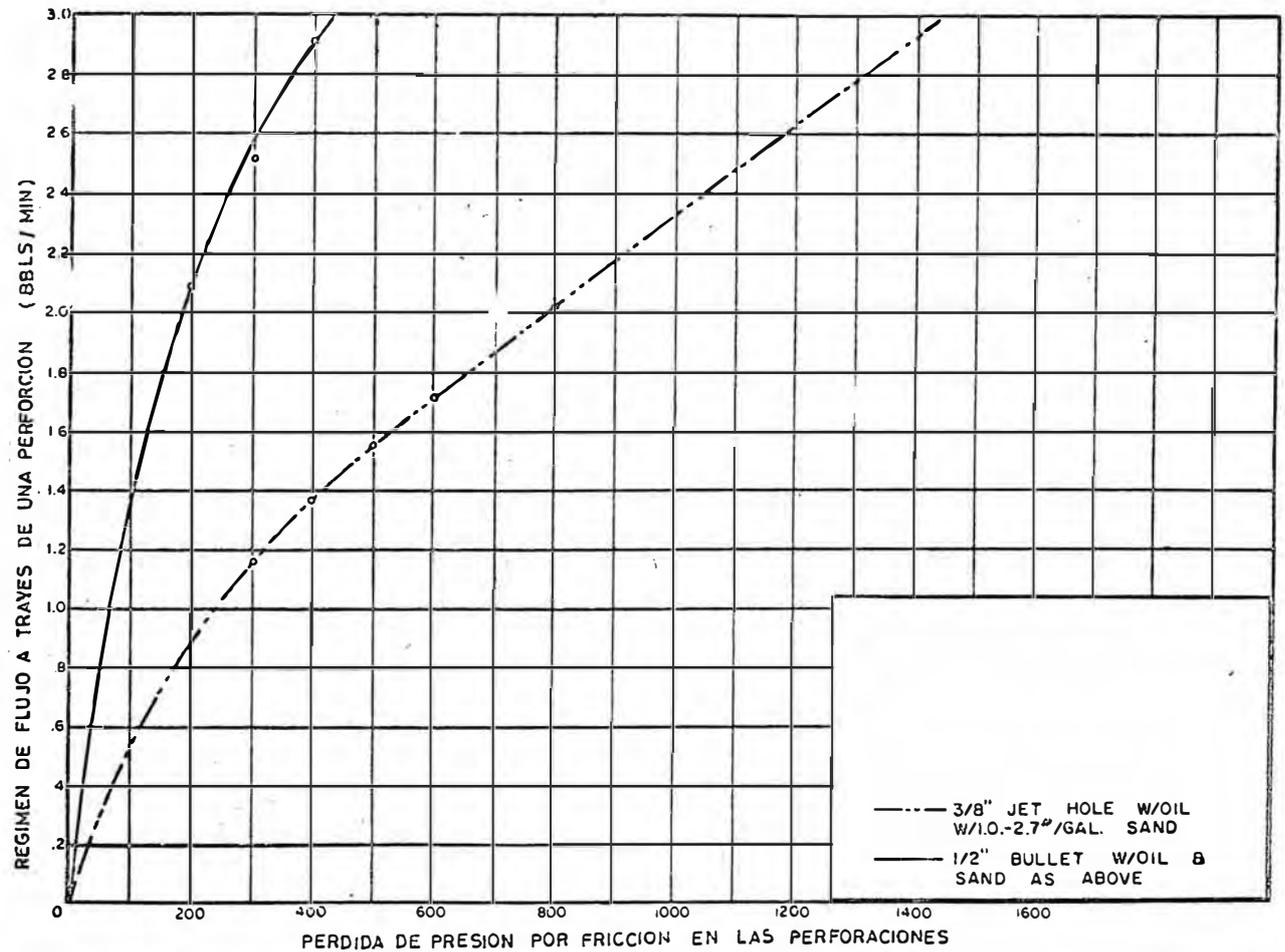
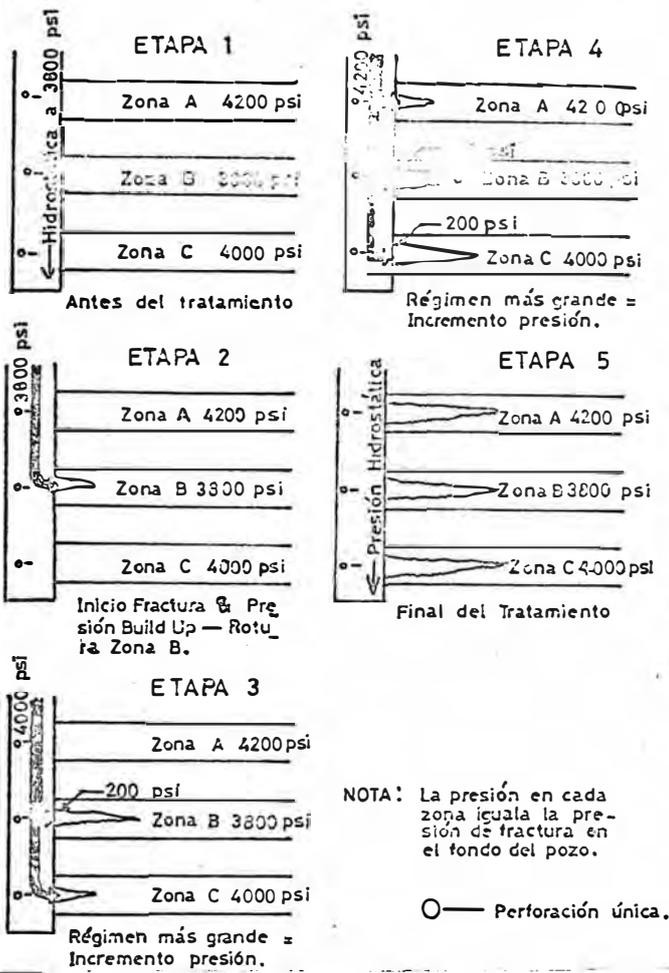


FIGURA 19 Régimen de flujo vs. Pérdida de presión por fricción. Medidos en el laboratorio (Halliburton).

FIGURA 20

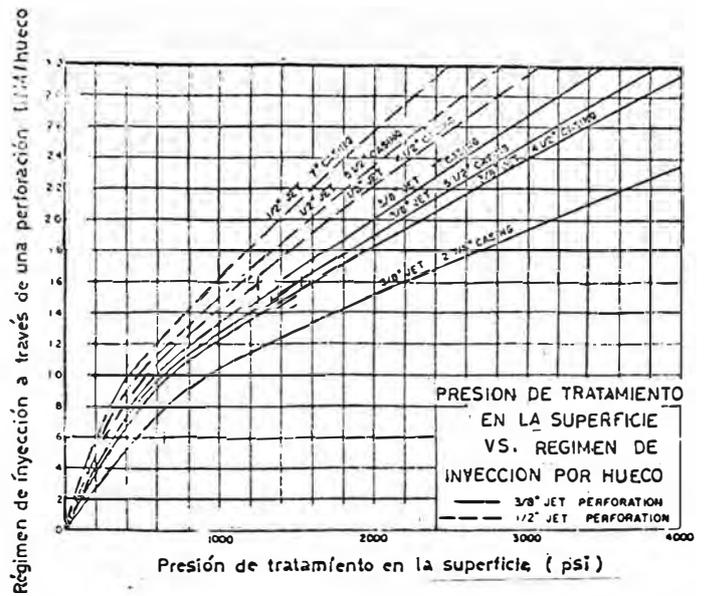


NOTA: La presión en cada zona iguala la presión de fractura en el fondo del pozo.

○ — Perforación única.

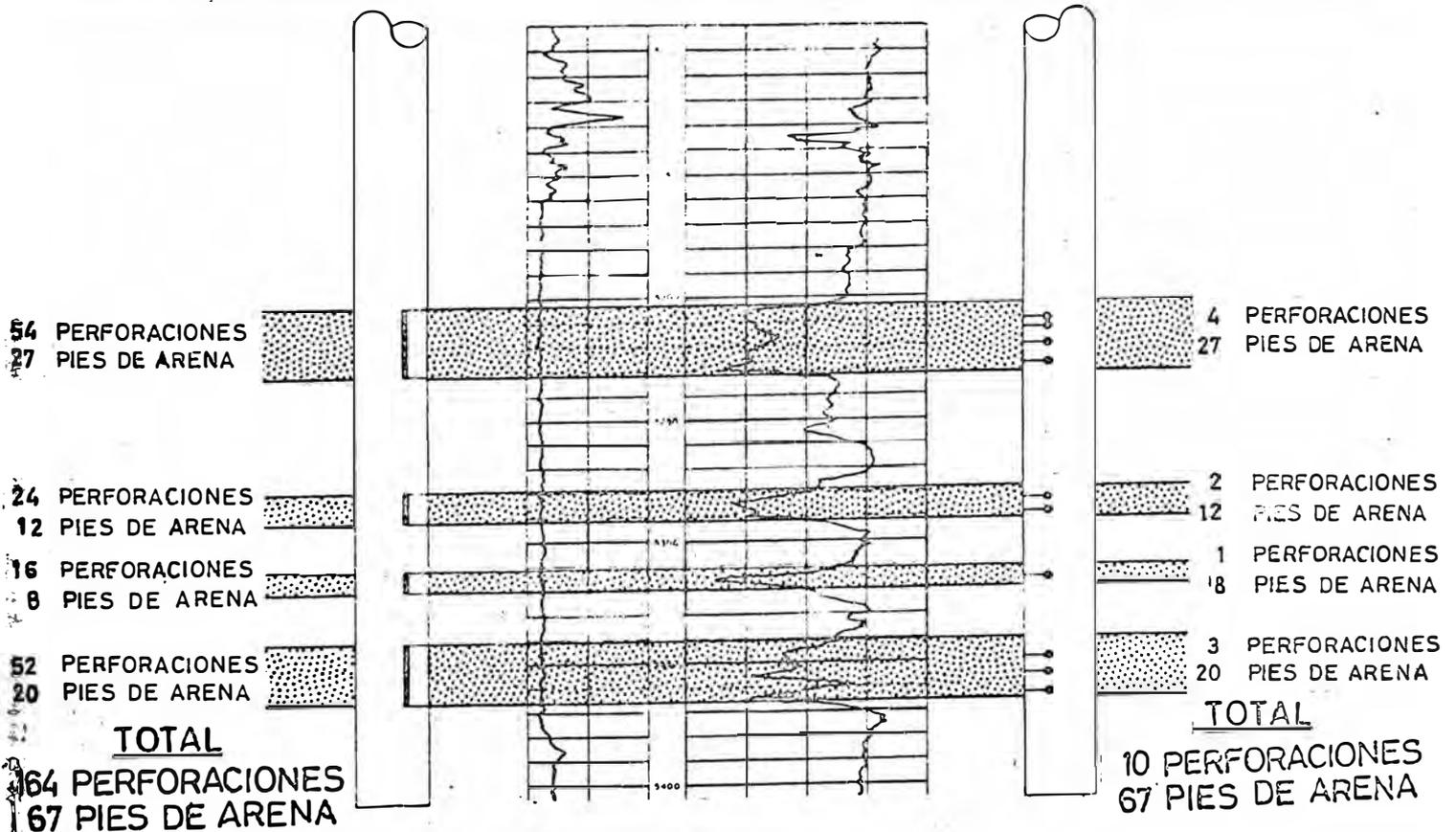
Proceso del fracturamiento.
Tratamiento de "Entrada Limitada"

FIGURA 21



• Ayuda para un diseño de "Entrada Limitada"

COMPLETACION CONVENCIONAL RAYOS GAMMA — SONICO COMPLETACION DE "ENTRADA LIMITADA"



• Comparación de un diseño de "Entrada Limitada" vs. la convencional.

FIGURA 22

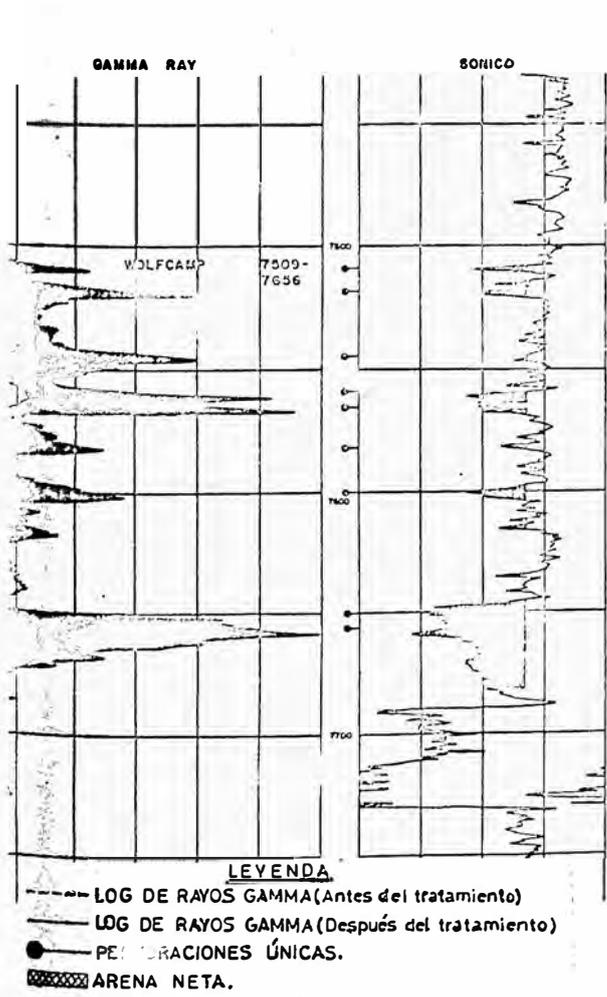
NA COMPARACION DEL COMPORTAMIENTO INICIAL DE UN POZO COMPLETADO CON LA TECNICA DE LA "ENTRADA LIMITADA" VERSUS EL TRATAMIENTO CONVENCIONAL EN TXL-TUBB FIELD, LOWER CLEAR FORK FORMATION, ECTOR COUNTY, TEXAS.

LOCACION Y N° POZO	ARENA NETA	NUMERO PERFORACIONES	TRATAMIENTO DE LA FRACTURA			PRUEBA POTENCIAL			DATOS INDICE PRODUCTIVIDAD			
			ACEITE (gal.)	ARENA (lbs.)	BOLAS SELLADORAS	ROPD	GVPD	ESTRANGU LADOR	KH	K(MD)	(P.I.)	PI ESPECIFICO x 10 ³
TRATAMIENTO CON ENTRADA LIMITADA												
TXL M-3	58	..	30,000	45,000	18	260	23	32 64	364	6.28	.379	6.53
TXL L-19	76	24	25,000	37,500	7	235	-	-	FALLA MECANICA EN LA PRUEBA BUILD UP			
TXL L-23	48	21	25,000	37,500	-	155	-	16 64	81	1.69	.086	1.79
TXL L-24	47	20	30,000	45,000	4	292	-	20 64	154	3.51	.601	12.79
TXL E-6	43	20	30,000	45,000	7	276	-	16 64	407	9.47	.338	7.86
PROMEDIO	54	24	25,000	42,000	7	244			254	5.24	.351	7.24
TRATAMIENTO CONVENCIONAL												
SLATOR B-5	36	160	30,000	42,500	110	193	-	30 64	31	0.86	.050	1.39
SLATOR C-3	35	202	25,000	50,000	120	180	-	16 64	33	0.94	.050	1.43
SLATOR C-4	74	312	30,000	45,000	120	172	-	24 64	68	0.92	.121	1.64
TXL K-16	45	134	25,000	37,500	100	197	4	24 64	62	1.38	.196	4.36
THOMAS A-3	46	348	15,000	22,500	200	233	-	20 64	20	0.43	.028	0.61
THOMAS F-7	52	316	30,000	60,000	160	226	12	16 64	15	0.29	.023	0.44
THOMAS 6	60	250	25,000	50,000	180	254	-	16 64	55	0.92	.132	2.20
TXL L-21	55	142	30,000	60,000	80	246	20	20 64	41	0.75	.059	1.07
PROMEDIO	50	233	25,250	46,000	138	213			41	0.81	.082	1.64

KH = PERMEABILIDAD (MILIDARCYS) x PIES DE ARENA

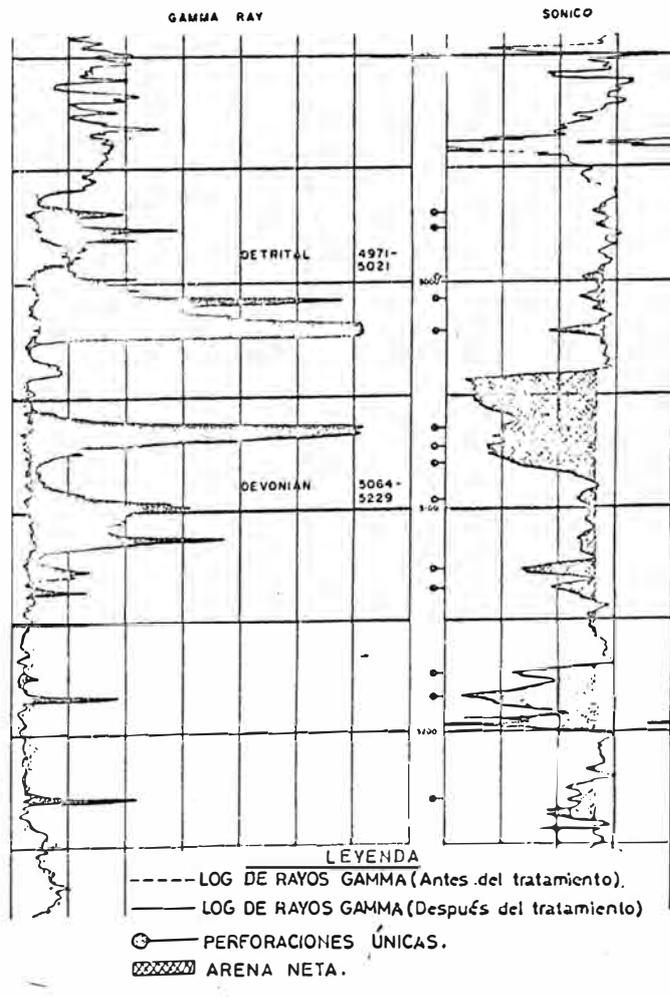
PI = INDICE DE PRODUCTIVIDAD BARRILES (POR DIA)POR LA CAIDA LA PRESION, PSI.

PI ESPECIFICO = $\frac{\text{INDICE DE PRODUCTIVIDAD}}{\text{PIES DE ARENA}}$



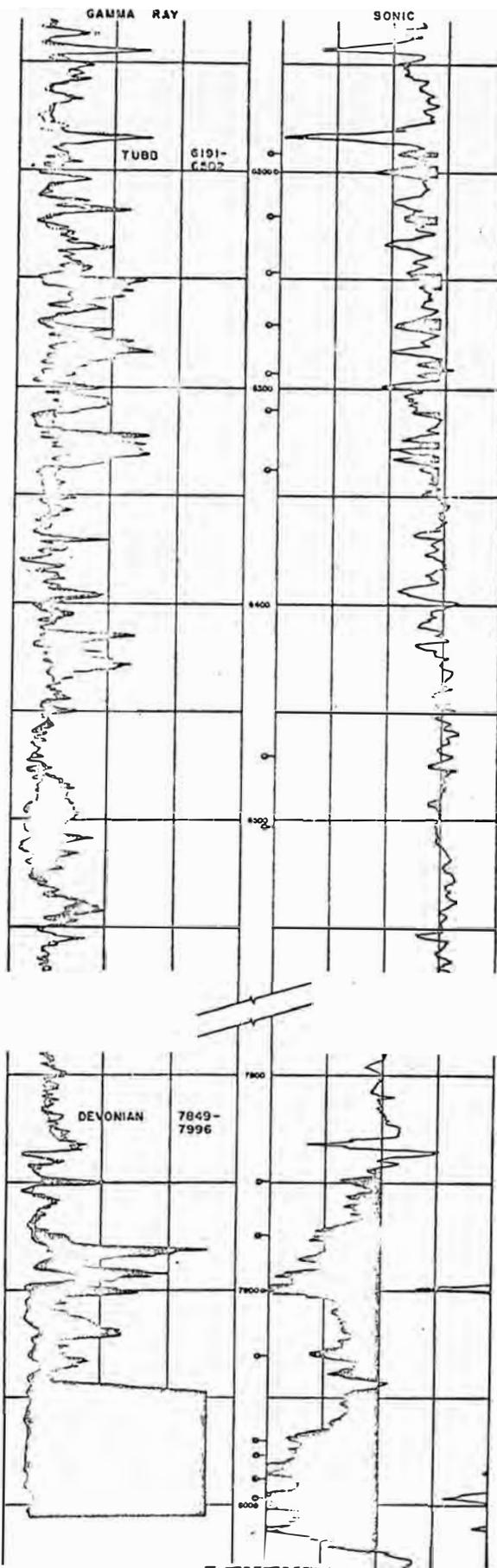
Arenas más efectivas tratadas por el diseño de la "Entrada Limitada" TXL Wolfcamp Field.

FIGURA 23



Tratamiento simultáneo de horizontes por el método de la "Entrada Limitada". El Cínco Detrital and Devonian Field.

FIGURA 24



LEYENDA

- LOG DE RAYOS GAMMA antes del tratamiento.
- LOG DE RAYOS GAMMA después del tratamiento.
- — Perforaciones únicas.
- ▨ — Arena neta.

Tratamiento simultáneo de horizontes separados por el método de "Entrada Limitada" TXL Tubb (LCF) and Devonian Fields.

CAPITULO VII

EJEMPLOS DE CALCULO DEL DISEÑO Y ANALISIS DE UN TRATAMIENTO DE "ENTRADA LIMITADA" EJECUTADAS EN EL CAMPO.

1.- Primer ejemplo de cálculo.

Datos:

- Número del pozo..... TXL-K-18, TXL-Wolfcamp field, Ector County, Texas.
- Casing..... 7", 23 lb.
- Intervalo perforado (gueso de la arena neta).7509-7682 ft.

Cálculos del diseño:

Este pozo ha sido fracturado en el fondo de un casing de 8" con una presión de casing máximo permisible de 3600 psi. De la figura 21 una presión de tratamiento de 3600 psi da un régimen de inyección en la perforación de 3.1 bbl/min. Para un hueco de 3/8" y casing de 7",. Basados en la distribución en la arena como el mostrado por el porosity log (figura 23) un total de 9 huecos fue escogido para la proporción efectiva del tratamiento en el intervalo de la arena. Entonces, el régimen de inyección sería: 3.1 bbl/min por perforación, luego para 9 perforaciones será 28 bbl/min a 3600 psi. El régimen de inyección calculado fue aceptable. Si este régimen de inyección calculado fue aceptable. Si este régimen de inyección no hubiera sido aceptable el número y colocación de las perforaciones hubiera sido revisado.

2.- Segundo ejemplo de cálculo.

Datos :

- Perforaciones..... Tope 7509 ft, fondo 7656 ft;
Profundidad promedio 7550 ft;
9 huecos.
- Gradiente del fluido
fracturante..... Petróleo con 36°API de gra-
vedad, 0.365 psi/pie.
- Fluido fracturante..... Petróleo 1 1/2 lb/gal de
arena; 0.415 psi/ft.
- Presión de tratamiento
superficial (P_w)..... 3600 psi.
- Régimen de inyección..... 31 bbl/min.
- Presión de cierre instantáneo
en la superficie (P_i)..... 1700 psi.
- Pérdida de presión por
fricción en el casing
a 31 bbl/min y a 7550
pies de profundidad..... 315 psi.

Cálculo del análisis del tratamiento :

Este pozo fue fracturado en el fondo de un casing de 7" a través de 9 perforaciones de 3/8". La presión de cierre instantáneo de 1700 psi fue medido durante el rompimiento de la formación con petróleo crudo y arena. Entonces, es necesario corregir el P_i para incrementar la presión hidrostática resultante de la adición de arena como sigue :

$$\begin{aligned} P_i \text{ (corregido)} &= P_i \text{ (superficial)} - \left[\text{Gradiente del fluido} \right. \\ &\quad \left. \text{fracturante, psi/ft} - \text{Gradiente del fluido} \right. \\ &\quad \left. \text{de rompimiento, psi/ft} \right] \times \text{Profundidad pro-} \\ &\quad \text{media.} \\ &= 1700 - \left[0.415 - 0.365 \right] \times 7550. \\ &= 1320 \text{ psi.} \end{aligned}$$

La pérdida de presión por fricción en la perforación será:

$$\begin{aligned}\Delta P_{pf} &= P_w - P_i - \Delta P_f \\ &= 3600 - 1320 - 315. \\ &= 1965 \text{ psi.}\end{aligned}$$

De la figura 19 el régimen de inyección por perforación a una pérdida de presión por fricción en la perforación de 1965 psi es 3.6 bbl/min/perforación. Entonces, el régimen teórico a través de todas las perforaciones sería :

$$Q = 9 \times 3.6 = 32 \text{ bbl/min.}$$

Este régimen es comparado con el régimen de inyección observado que es de 31 bbl/min/perforación. De esta comparación se concluye que los 9 huecos fueron tratados en su totalidad. Ver la figura 23 para confirmar el análisis del tratamiento.

CAPITULO VIII

COMPARACION DEL FRACTURAMIENTO CONVENCIONAL CON LA TECNICA DE LA "ENTRADA LIMITADA".

El objetivo básico de todo fracturamiento de los pozos es conseguir una mejor producción de ellos, compatible con el costo. Para obtener un tratamiento efectivo es conveniente tratar tan to como fuera posible el intervalo perforado, proporcionando al mismo tiempo el tratamiento en él. Ambos objetivos pueden ser mejor cumplidos por un tratamiento de "Entrada Limitada" apropiada mente diseñado, que por tratamientos convencionales.

1.- Tratamiento Convencional.

El coeficiente fracturamiento simultáneo de múltiples intterva los porosos en un reservorio ha sido un problema de larga duración en la estimulación de pozos. Varios métodos han sido usa dos para tratar zonas múltiples con alto o bajo grado de efec tividad. El método que usa tapón y packer es efectivo pero es relativamente costoso. Además, los regímenes de inyección son considerablemente reducidos y algunas veces es mecánicamente a rriesgado.

Los agentes de taponamiento temporal para desviar el tratamien to han sido usados con éxito aparente. La principal desventaja de estos agentes tales como las bolas de naftalina o bloques de gel, es la dificultad de determinar la cantidad apropiada de a gentes requeridos para desviar el tratamiento a otras zonas. Las bolas selladoras de las perforaciones son a menudo inefec tivos a causa de :

- las comunicaciones de los fluidos detrás del casing en entre las perforaciones más cercanas.

- el fracaso de las bolas sellantes permitiendo al fluido ir por otro camino.

El tratamiento simultáneo de múltiples intervalos porosos por los métodos convencionales está representado en la figura 18. Tres zonas con diferentes presiones de fracturamiento del fondo del pozo están abiertas en un mismo pozo. La zona la cual ofrece la resistencia mínima para el fracturamiento tomará el tratamiento. Esta zona continuará tomando o admitiendo el tratamiento hasta que sea utilizado algún método de desviación.

2.- Tratamiento de "Entrada Limitada".

Para tratar más de un intervalo poroso la presión de tratamiento en el fondo del pozo debe ser elevado hasta que iguale y supere a la presión inicial de fractura de cada zona sucesiva. Esto puede ser cumplido limitando el número y diámetro de las perforaciones en el casing.

Como vemos en la figura 19, la pérdida de presión por fricción en las perforaciones varía directamente con el régimen bombeado a través de una perforación. Entonces, directamente incrementando el régimen de inyección, la fricción en la perforación será incrementada. En otras palabras las perforaciones están actuando como estranguladores individuales en el fondo del pozo. Ellos producen un incremento en la presión del casing en el fondo del pozo a medida que el régimen de inyección es incrementada. El incremento que acompaña a la presión anterior en el casing entonces romperá o fracturará la próxima zona como se indica en la figura 20.

El proceso de rompimiento de cada zona sucesiva ocurre rápidamente porque la máxima presión y regímenes han sido establecidos anticipadamente en el tratamiento. Asumiendo un adecuado régimen de inyección en la superficie, este proceso es continuado hasta que todas las zonas sean perforadas y tratadas a

la máxima presión permisible en el casing.

3.- Comparación del comportamiento inicial de un pozo completado con la técnica de la "Entrada Limitada" versus el tratamiento convencional.

Par esta comparación nos valemos de un ejemplo de campo. Los datos de los pozos dados en la TABLA 4 pertenecientes al campo TXL-Tubb. Lower Clear Fork Formación. Ector County, Texas, son ofrecidos para comparar el comportamiento del tratamiento inicial de pozos similares en una área donde la comparación está disponible. Los pozos son comparables en los pies de arena desarrollados, el tamaño de los tratamientos de fracturamiento y las últimas recuperaciones esperadas.

La TABLA 4 es pues una tabulación de todos los Shell TXL-Tubb en las cuales las pruebas de aumento de presión (pressure build-up test) han sido tomadas. Los datos se consideran que son de buena calidad a causa de las excepcionalmente buenas curvas de aumento de presión (curvas build-up).

Como se indicó en la TABLA 4, la medición inicial del KH promedio (KH permeabilidad en milidarcies x pie de arena) para pozos tratados por el tratamiento convencional fue 41 md-ft y en el caso de la técnica de la entrada limitada ha sido de 245 md-ft o sea un incremento de 6.2 veces. El Índice de Productividad calculado del dato de aumento de presión ha sido incrementado un promedio de 4.3 veces encima que el de los pozos tratados convencionalmente.

El Índice de productividad específico (PI por pie neto de arena) ha sido incrementado un promedio de 4.4 veces. La prueba del potencial oficial BOPD ha sido 31 barriles de petróleo por día más alto para las completaciones de "Entrada Limitada".

CAPITULO IX

CONCLUSIONES.

- 1.- Los tratamientos por el método de "Entrada Limitada" proveen más efectividad que otros métodos en la desviación de los fluidos de tratamiento a múltiples horizontes.
- 2.- El comportamiento de la técnica de "Entrada Limitada" hasta la fecha es superior a la de los pozos tratados convencionalmente.
- 3.- El número de perforaciones aceptando el fluido fracturante en cualquier tiempo durante un tratamiento puede ser determinado por cálculos hechos de las observaciones en el campo.
Para estimar la proporción del tratamiento recibido por las perforaciones se requiere un registro continuo del régimen de inyección.
- 4.- Las medidas Gamma Ray Tracer de la radioactividad de la arena usada durante el fracturamiento ha proveído un registro gráfico de :
 - la efectividad de la técnica de la "Entrada Limitada" en la desviación del tratamiento.
 - la cantidad del intervalo poroso tratado a través de una perforación.
- 5.- El tratamiento simultáneo de horizontes duales ofrecen grandes economías de potencial en los costos de la completación.
- 6.- La técnica de "Entrada Limitada" no está libre de problemas. Algunas veces porciones de arenas permanecen sin tratamiento. Sin embargo, este problema puede ser reconocido y ser mejorada en el diseño. En cualquier otro método que no sea la técnica de "Entrada Limitada" sería difícil, si no imposible, reconocer que los intervalos de la arena están quedando sin alteración.

BIBLIOGRAFIA

1. Limited-Entry for Hydraulic Fracturing. Technical Report by Halliburton Company. Duncan, Oklahoma.
- 2.-Lagrone, K. W. and Rasmussen, J. W., Shell Oil Company, Midland, Texas, "Better Completion by Controlled Fracture Placement, Limited-Entry Technique". API paper N° 906-7-B, Presented at the Spring Meeting of the Southwestern District Division Of Production, Odessa, Texas. (March 21-23, 1962).
3. Hydraulic Fracturing by Willard E. Hassebroek y Calvin D. Saunders. Petroleum Engineer, July 1961.
4. Petroleum Production Handbook. Thomas C. FRICK. Vol II, RESERVOIR ENGINEERING. McGraw-Hill.
5. Well Design: Drilling and Production. CRAFT, Holden, and Graves. Prentice-Hall, Inc. Englewood Cliffs, New Jersey 1962.
6. Fluid Flow Rate Through Perforations. Petroleum Engineer, January 1959.
7. Calculations for Friction Loss of Fracturing Fluid. Halliburton Oil Well Cementing Company.
8. The Mechanics of Design and Interpretation of Hydraulic Fracture Treatments. AIME, Dallas, Texas. October 1958. Paper N° 1106-8.
9. The Effect of Fluid on Fracture Extension. AIME, New Orleans, Louisiana. October 1955. Paper N° 496-6.
10. Elements of Hydraulic Fracturing. A Halliburton Oil Well Cementing Company publication.
11. A Hydraulic Process For Increasing The Productivity of Wells. AIME. Clark, J. B.
12. Engineered Hydraulic Fracture Treatments. Hunt, David D. and Crawford. Horace R. The Petroleum Engineer. Part I - April 1959. Part II - May 1959.

APENDICE I

El Coeficiente del fluido fracturante C puede ser: C_c , C_v , C_w .

C_c En el caso que el régimen de pérdida de fluido es trolado por la viscosidad y la compresibilidad del fluido del reservorio.

$$C_c = 0.0374 \Delta p \left(\frac{k C_f \phi}{\mu} \right)^{1/2} \text{ ft}/\sqrt{\text{min.}}$$

donde:

Δp = Presión diferencial a través de la fase de la fractura, psi.

$$= P_t - P_{ws} \quad (P_t = G_f \cdot D)$$

k = Permeabilidad efectiva de la formación, darcies.

ϕ = Porosidad de la formación, una fracción.

C_f = Compresibilidad isotérmica de los fluidos del reservorio, psi^{-1} . (Desde que la compresibilidad del fluido del reservorio no varía apreciablemente, podemos asumir que es $10 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ para reservorios llenos de líquido).

μ = Viscosidad del fluido del reservorio, centipoises.

P_{ws} = Presión estática del pozo, psi.

Ver la figura 26.

C_v En el caso que la viscosidad del fluido de fractura controla la cantidad de pérdida de fluido que tiene lugar durante el fracturamiento. Esta ecuación sim-

plemente expresa que para los fluidos controlados por la viscosidad el régimen de fuga dependerá de la permeabilidad, porosidad, presión diferencial de tratamiento y viscosidad del fluido fracturante.

$$C_v = 0.0469 \left(\frac{k \cdot \Delta p \cdot \phi}{\mu} \right)^{1/2} \text{ ft/ min,}$$

donde :

k = Permeabilidad efectiva de la formación al fluido de fracturamiento, darcies.

Δp = Presión diferencial a través de la face de la fractura, psi.

ϕ = Porosidad de la formación, una fracción.

Viscosidad del fluido fracturante del pozo (en el fondo), cp.

Ver figura 27.

C_w Es la tercera clase de fluidos fracturantes y es la que lleva modernos aditivos para limitar la pérdida de fluidos. Estos fluidos construyen una capa filtrante temporal en la cara de la fractura la cual evita la fuga del fluido debido a su baja permeabilidad.

$$C_w = \frac{0.0164 m}{A_f} \text{ ft/ min.}$$

donde:

m = Pendiente de la curva de pérdida de fluido, cm^3/min .

A_f = Area de la prueba media o sea del filtro, cm^2 .

Ver figura 28.

APENDICE II

LISTA DE FIGURAS EN EL TEXTO.

	Pag.
1.- Efecto de la presión en la permeabilidad de un fracturamiento.....	25
2.- Esquema de la zona fracturada.....	25
3.- Ploteo de la eficiencia contra su función.....	29
4.- Razón de productividad estimada después del fracturamiento. (Fractura vertical).....	29
5.- Conversión de la densidad desde grados API a libras/gal.	46
6.- Gradiente de la presión hidrostática vs. concentración del agente de sostén.....	48
7.- Gráfico preparado con los datos calculados en el ejemplo I. Presión en la cabeza del pozo vs. régimen de inyección con varias perforaciones.....	49
8.- Pérdida de presión por fricción vs. régimen de flujo para varios diámetros de tubería. Viscosidad 1 cp	51
9.- Factor de corrección para el flujo turbulento a la densidad del fluido.....	53
10.- Nomograma para determinar la pérdida de presión por fricción a través de una perforación.....	54
11.- Caballaje hidráulico vs. presión (F_w).....	59
12.- Pérdida de presión por fricción vs. régimen de flujo para varios diámetros de tubería. Fluido-40 lbs WC-4, 20 lbs CW-1 en agua fresca.....	61
13.- Fracturamiento usando mezcla continua.....	63
14.- Pérdida de presión por fricción vs. régimen de flujo....	66
15.- R- Porcentaje. Porcentaje de reducción de la fricción estabilizada.....	68

	Pag.
16.- Pérdida de presión por fricción vs. régimen de flujo para 60 lb WG-4/1000 gal de agua fresca.....	69
17.- Pérdida de presión por fricción vs. régimen de flujo para varios diámetros de tubería. Viscosidad 10 cp	78
18.- Proceso de fracturamiento. Tratamiento convencional.....	89
19.- Régimen de flujo vs. pérdida de presión por fricción. Medidos en el laboratorio (Halliburton).....	89
20.- Proceso del fracturamiento. Tratamiento de "Entrada Limitada".....	90
21.- Ayuda para el diseño de "Entrada Limitada".....	90
22.- Comparación de la completación con el diseño de la "Entrada Limitada" vs. el diseño convencional.....	90
23.- Arenas más efectivas tratadas por el diseño de la "Entrada Limitada". TXL-Wolfcamp field.....	91
24.- Tratamiento simultáneo de horizontes por el método de la "Entrada Limitada". El Cinco Detrital y Devonian Fields.....	91
25.- Tratamiento simultáneo de horizontes separados por el método de la "Entrada Limitada". TXL-Tubb (LCF) and Devonian Fields.....	92

APENDICE III

LISTA DE FIGURAS EN EL APENDICE (VER APENDICE V)

- 26.- Efecto del fluido del reservorio sobre el área de fractura. (Ver Apéndice I).
- 27.- Efecto de la viscosidad del fluido fracturante \underline{C} sobre el área de la fractura. (Ver Apéndice I).
- 28.- Características de la pérdida de fluido de un crudo de base parafínica con aditivo de pérdida de fluido. (Ver Apéndice I).
- 29.- Pérdida de presión por fricción para petróleos crudos. Tubing EUE de 2" 1/2". (Computación matemática).
- 30.- Pérdida de presión por fricción para petróleos crudos, tubing EUE de 2 1/2". (Computación matemática).
- 31.- Pérdida de presión por fricción para petróleos crudos, tubing EUE de 3". (Computación matemática).
- 32.- Pérdida de presión por fricción para petróleos crudos, tubing EUE 4". (Computación matemática).
- 33.- Pérdida de presión por fricción para petróleos crudos, casing de 5 1/2" y 17 lbs. (Computación matemática).
- 34.- Pérdida de presión por fricción para petróleos crudos, casing de 7" y 24 lbs. (Computación matemática).
- 35.- Pérdida de presión por fricción para petróleos crudos en la parte baja del anillo entre el tubing de 2" y casing de 5 1/2" y 17 lbs. (Computación matemática, fórmula modificada de Fanning).
- 36.- Pérdida de presión por fricción para petróleos crudos en la parte baja del anillo entre el tubing de 2 1/2" y casing de 5 1/2" y 17 lbs. (Computación matemática, fórmula modificada de Fanning).
- 37.- Pérdida de presión por fricción para petróleos crudos

en la parte baja del anillo entre el tubing de 3" y casing de 5 1/2" y 17 lbs. (Computación matemática, fórmula modificada de Fanning).

- 38.- Pérdida de presión por fricción para petróleos crudos en la parte baja del anillo entre el tubing de 2" y casing de 7" y 24 lbs. (Computación matemática fórmula modificada de Fanning).
- 39.- Pérdida de presión por fricción para petróleos crudos en la parte baja del anillo entre el tubing de 2 1/2" y casing de 7" y 24 lbs. (Computación matemática, fórmula modificada de Fanning).
- 40.- Pérdida de presión por fricción para petróleos crudos en la parte baja del anillo entre el tubing de 3" y casing de 7" y 24 lbs. (Computación matemática, fórmula modificada de Fanning).
- 41.- Pérdida de presión por fricción para el agua. (Computación matemática, fórmula de Fanning).
- 42.- Pérdida de presión por fricción para el agua en la parte baja del anillo entre el tubing y casing de 5 1/2" y 17 lbs. (Computación matemática fórmula modificada de Fanning).
- 43.- Pérdida de presión por fricción para el agua en la parte baja del anillo entre el tubing y casing de 7" y 24 lbs. (Computación matemática, fórmula modificada de Fanning).
- 44.- Caballaje requerido para bombear a varios regímenes y presiones.
- 45.- Presión hidrostática del lodo a varias profundidades.
- 46.- Presión hidrostática de líquidos a varias profundidades.
- 47.- Efecto del coeficiente del fluido y el volumen sobre el área de la fractura a un régimen de inyección constante

de 10 barriles por minuto.

- 48.- Efecto del coeficiente del fluido y el volumen sobre el área de la fractura a un régimen de inyección constante de 20 barriles por minuto.
- 49.- Efecto del coeficiente del fluido y del volumen sobre el área de la fractura a un régimen de inyección constante de 30 barriles por minuto.
- 50.- Efecto del coeficiente del fluido y el volumen sobre el área de la fractura a un régimen de inyección constante de 40 barriles por minuto.
- 51.- Efecto del coeficiente del fluido y el volumen sobre el área de la fractura a un régimen de inyección constante de 50 barriles por minuto.
- 52.- Indicador del coeficiente de fluido para los fluidos del reservorio.
- 53.- Factores de corrección del coeficiente para los fluidos del reservorio.
- 54.- Coeficiente indicador de fluido para los fluidos de viscosidad controlada.
- 55.- Factores de corrección del coeficiente para fluidos de viscosidad controlada.
- 56.- Prueba de la pérdida de fluido. Ejemplo: crudo de 36° API, W/Aditivo "A".
- 57.- Pendenza de pérdida de fluido de baja presión vs. el coeficiente indicador para los fluidos formadores de pared ó costra.
- 58.- Corrección de la pérdida de fluido instantáneo.
- 59.- Productividad del pozo fracturado.
- 60.- Pérdida de presión por fricción vs. régimen de flujo para el anillo. Viscosidad de fluido - 1 cp.
- 61.- Pérdida de presión por fricción vs. régimen de flujo para

el anillo. Viscosidad del fluido - 5 cp.

- 62.- Pérdida de presión por fricción vs. régimen de flujo para el anillo. Viscosidad del fluido - 10 cp .
- 63.- Pérdida de presión por fricción vs. régimen de flujo para el anillo. Viscosidad del fluido - 50 cp.
- 64.- Pérdida de presión por fricción vs. régimen de flujo para el anillo. Viscosidad del fluido 100 cp.
- 65.- Pérdida de presión por fricción vs. régimen de flujo para el anillo. Fluido: agua fresca y 5 lb WG-4/1000 gal.
- 66.- Pérdida de presión por fricción vs. régimen de flujo para el anillo. Fluido: agua fresca y 20 lb WG-4, 10 lb CW-1/1000 gal.
- 67.- Pérdida de presión por fricción vs. régimen de flujo para el anillo. Fluido: agua fresca y 40 lb WG-4, 20 lb CW-1/1000 gal.
- 68.- Pérdida de presión por fricción vs. régimen de flujo para varios diámetros de tubería. Viscosidad del fluido - 5 cp.
- 69.- Pérdida de presión por fricción vs. régimen de flujo para varios diámetros de tubería. Viscosidad del fluido - 50 cp.
- 70.- Pérdida de presión por fricción vs. régimen de flujo para varios diámetros de tubería. Viscosidad del fluido - 100 cp.
- 71a- Pérdida de presión por fricción vs. régimen de flujo para varios diámetros de tubería. Fluido : 5 lb WG-4, 0 lb CW-1 en agua fresca.
- 72.- Pérdida de presión por fricción vs. régimen de flujo para varios diámetros de tubería. Fluido : 20 lb WG-4, 10 lb CW-1 en agua fresca.

APENDICE IV

LISTA DE TABLAS.

TABLA 1.- Error complementario de la función x .

TABLA 2.- Uso del D_f , D_v y Factor de Régimen para distintos diámetros de tubing y distintos diámetros y pesos casing.

TABLA 3.- Datos sobre el diámetro de las perforaciones.

TABLA 4.- Una comparación del comportamiento inicial de un pozo completado con la técnica de la "Entrada Limitada" vs. el tratamiento convencional en TXL-Tubb Field. Lower Clear Fork Formation. Ector County, Texas,.

APENDICE V

GRUPO DE FIGURAS EN EL APENDICE.

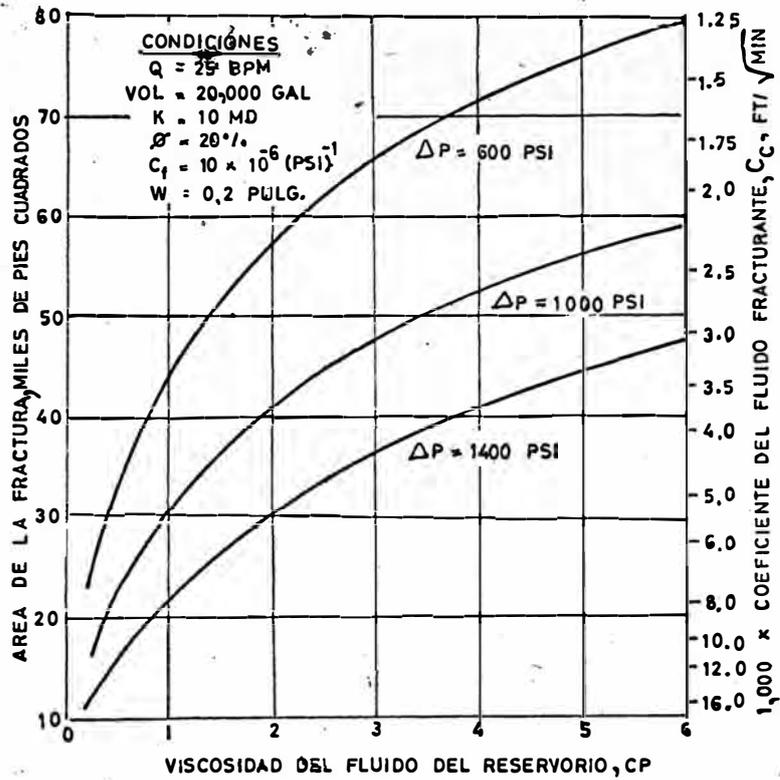


FIGURA 26. Efecto del fluido del reservorio sobre el área de fractura.

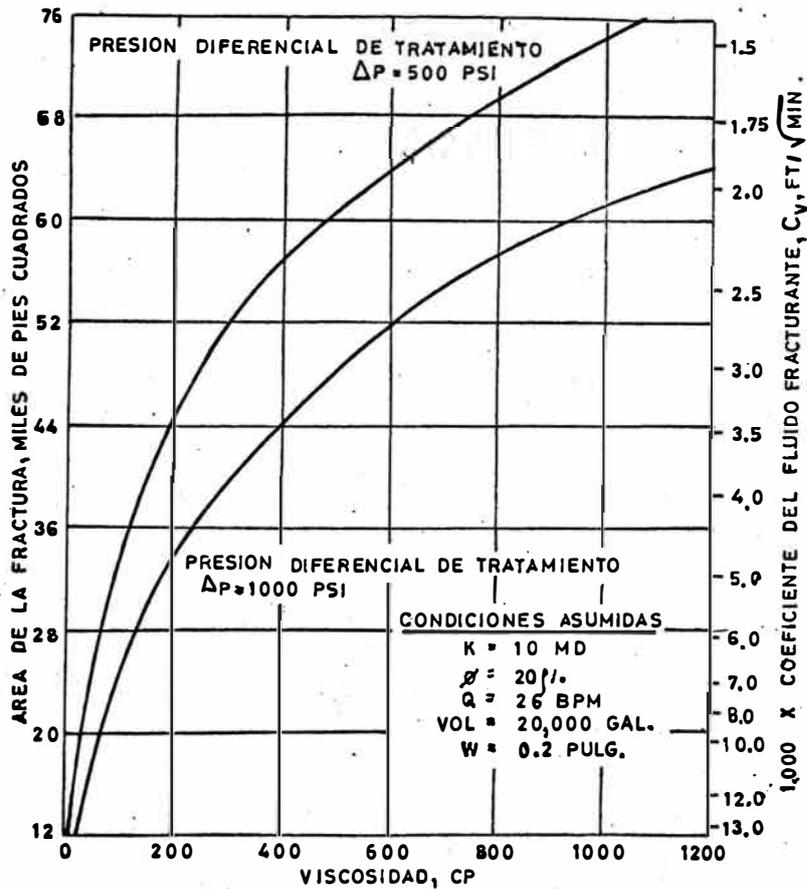


FIGURA 27. Efecto de la viscosidad del fluido fracturante sobre el área de la fractura.

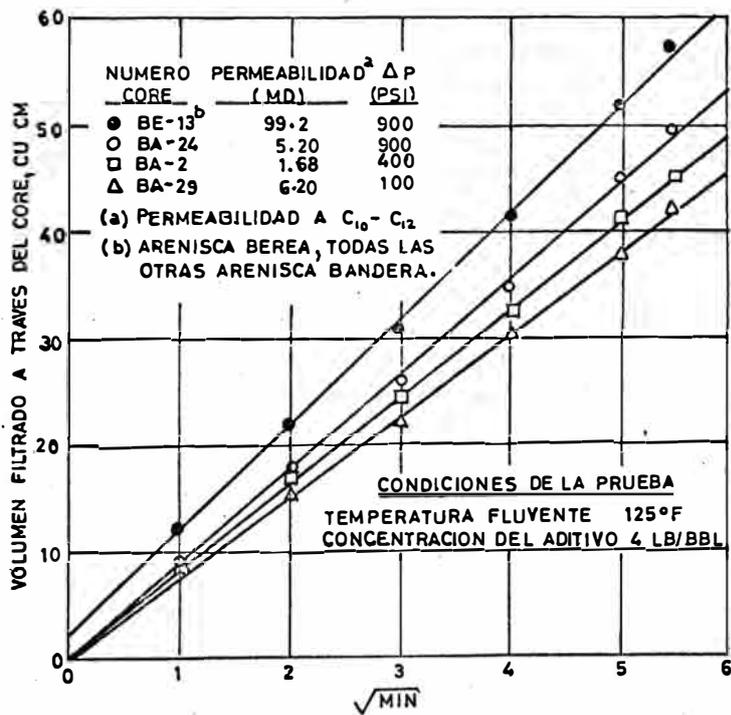


FIGURA 28. Características de la pérdida de fluido de un crudo de base parafínica con aditivos de pérdida de fluido.

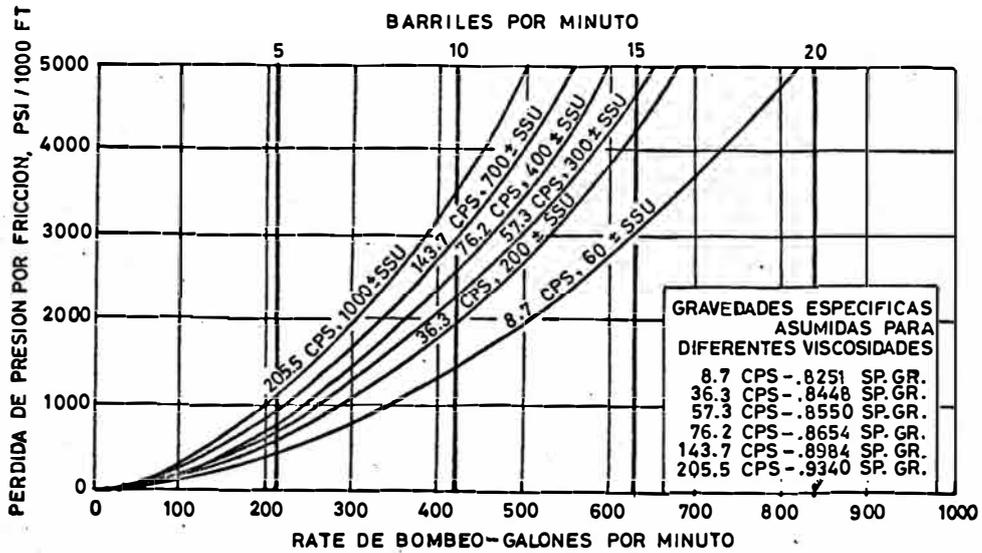


FIGURA 29 Pérdida de presión por fricción para petróleos crudos tubing EUE de 2" (computación matemática).

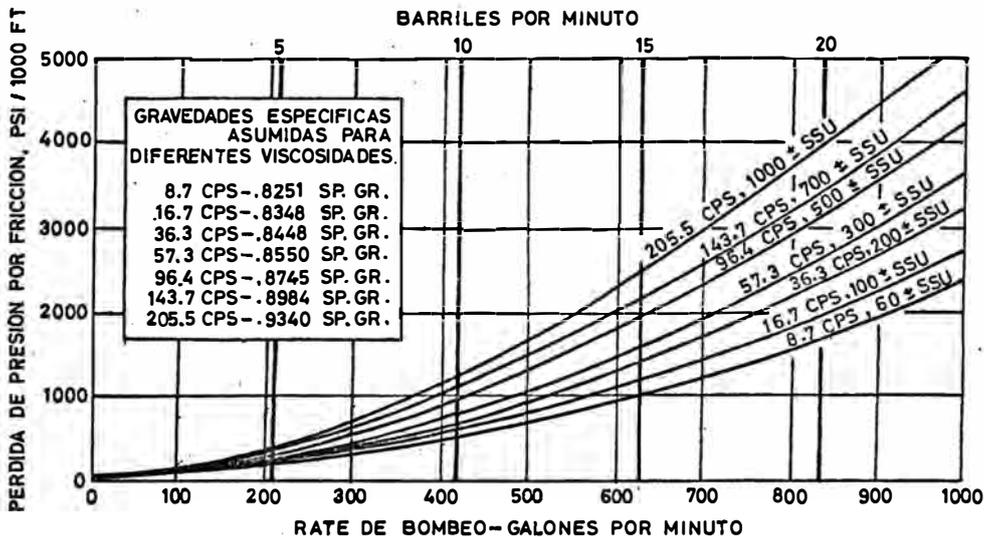


FIGURA 30⁴ Pérdida de presión por fricción para petróleos crudos, tubing EUE de 2 1/2" (computación matemática).

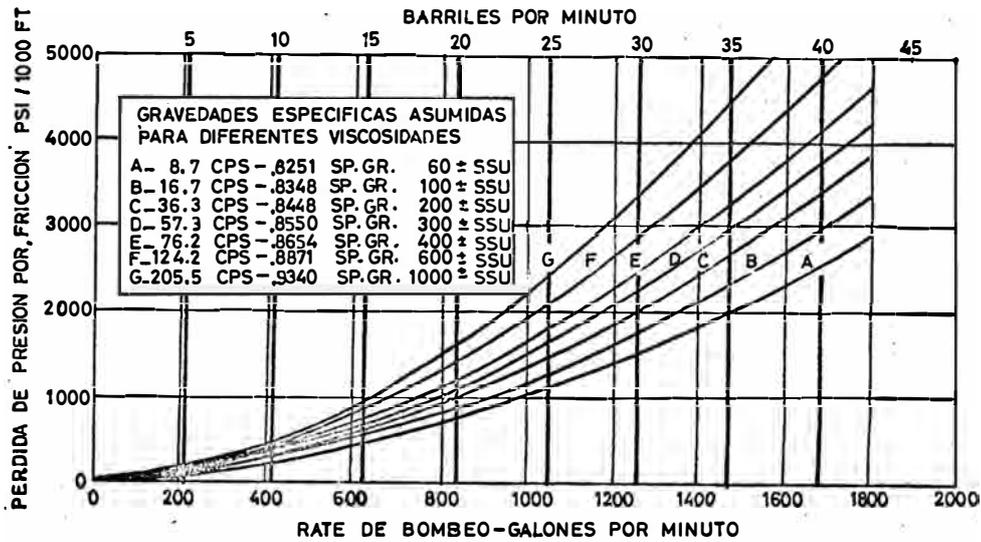


FIGURA 31 Pérdida de presión por fricción para petróleos crudos, tubing EUE de 3" (computación matemática).

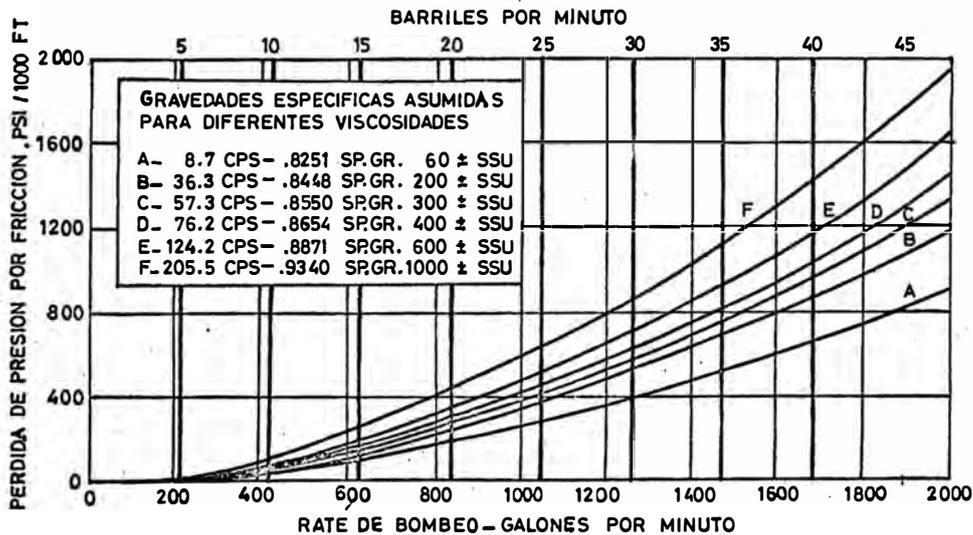


FIGURA 32 Pérdida de presión por fricción para petróleos crudos, tubing EUE de 4" (computación matemática).

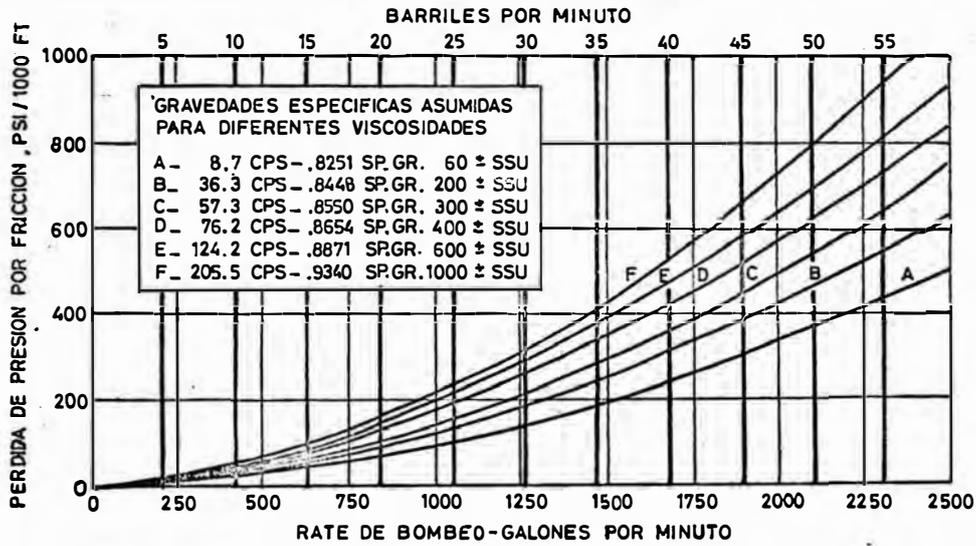


FIGURA 33 Pérdida de presión por fricción para petróleos crudos, casing de 5 1/2" y 17 lbs (computación matemática).

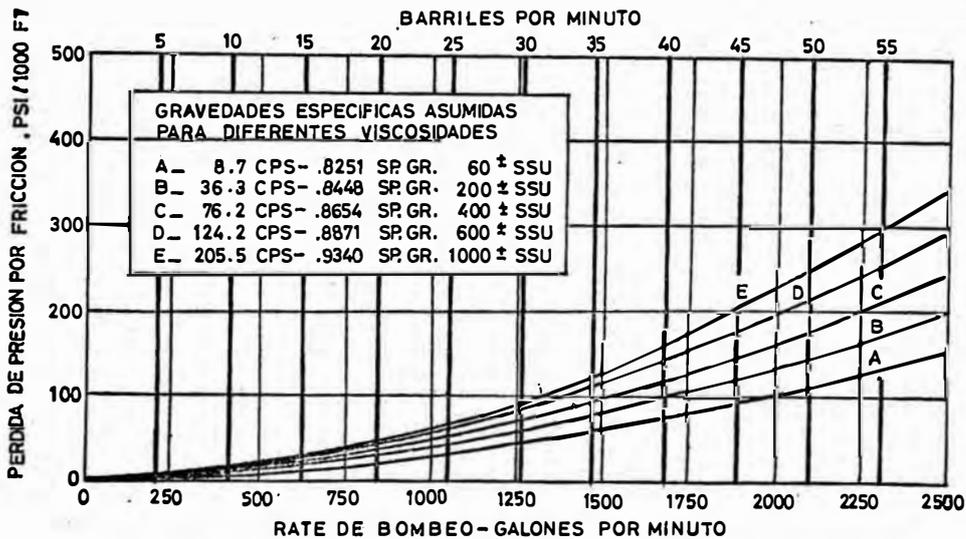


FIGURA 34 Pérdida de presión por fricción para petróleos crudos, casing de 7" y 24 lbs (computación matemática).

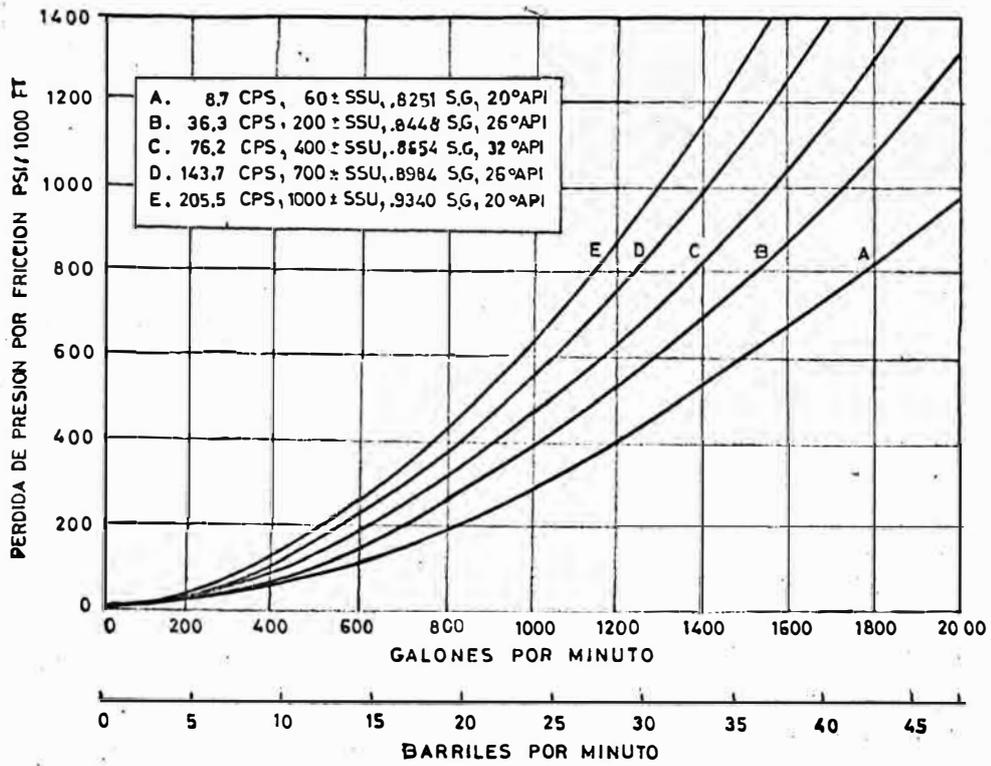


FIGURA 35 Pérdida de presión por fricción para petróleos crudos en la parte baja del anillo entre el tubing de 2" y casing de 5 1/2" y 17 lbs. (Computación matemática, fórmula modificada de Fanning).

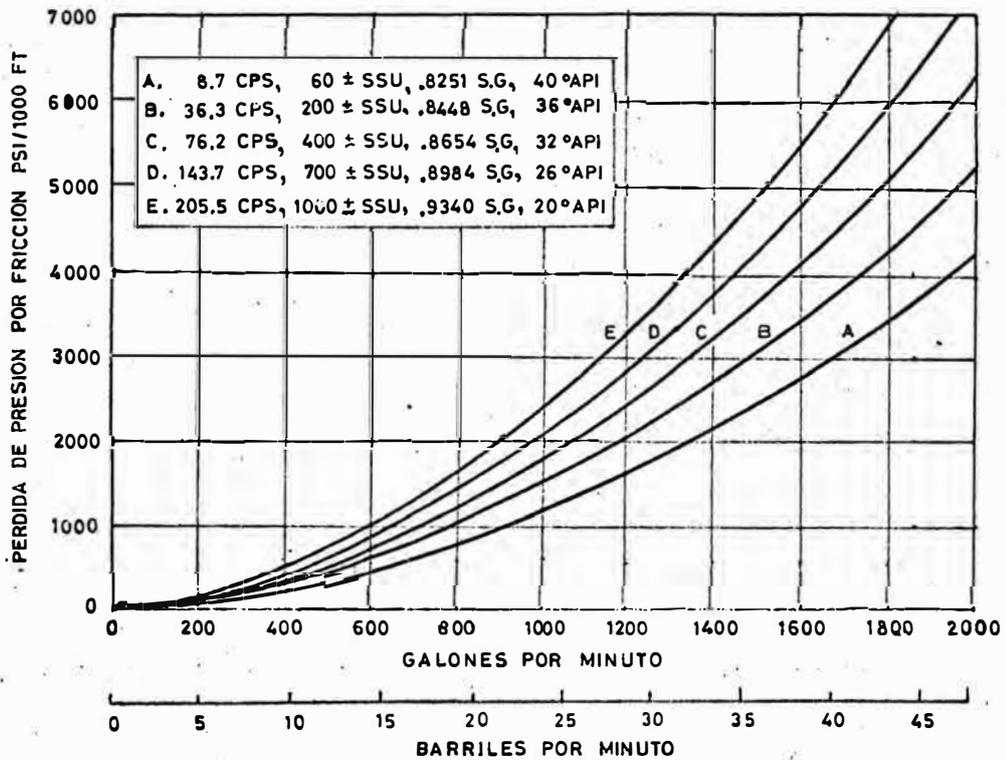


FIGURA 36 Pérdida de presión por fricción para petróleos crudos en la parte baja del anillo entre el tubing de 2 1/2" y casing de 5 1/2" y 17 lbs. (Computación matemática, fórmula modificada de Fanning).

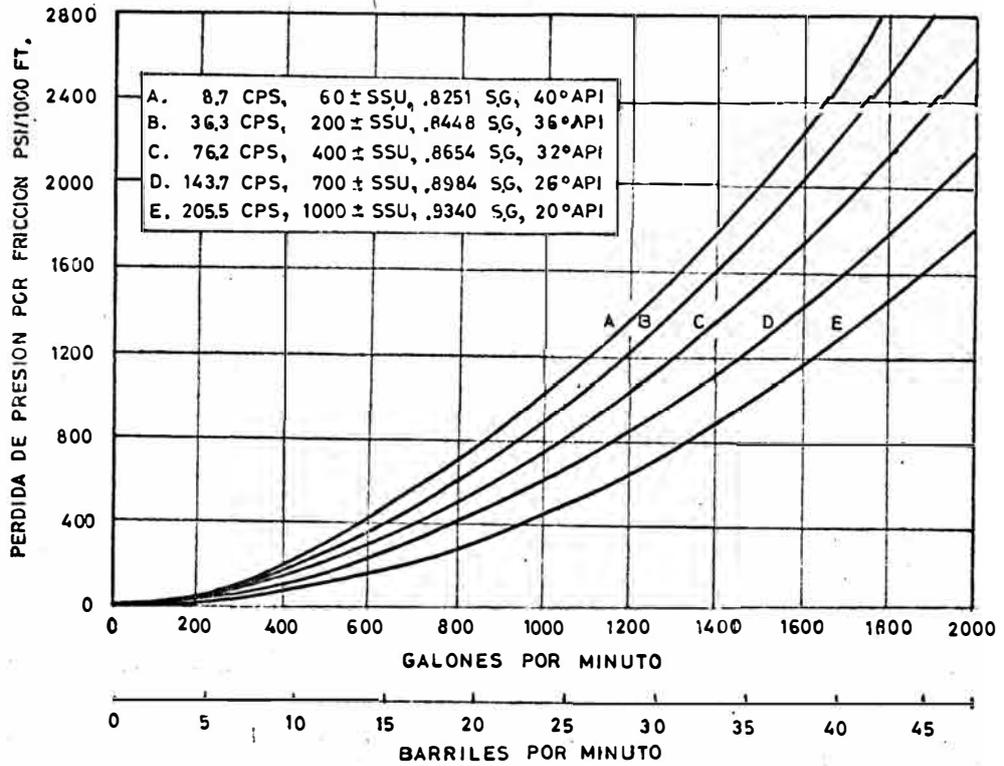


FIGURA 37 Pérdida de presión por fricción para petróleos crudos en la parte baja del anillo entre el tubing de 3" y casing de 5 1/2" y 17 lbs. (Computación matemática, fórmula de Fanning).

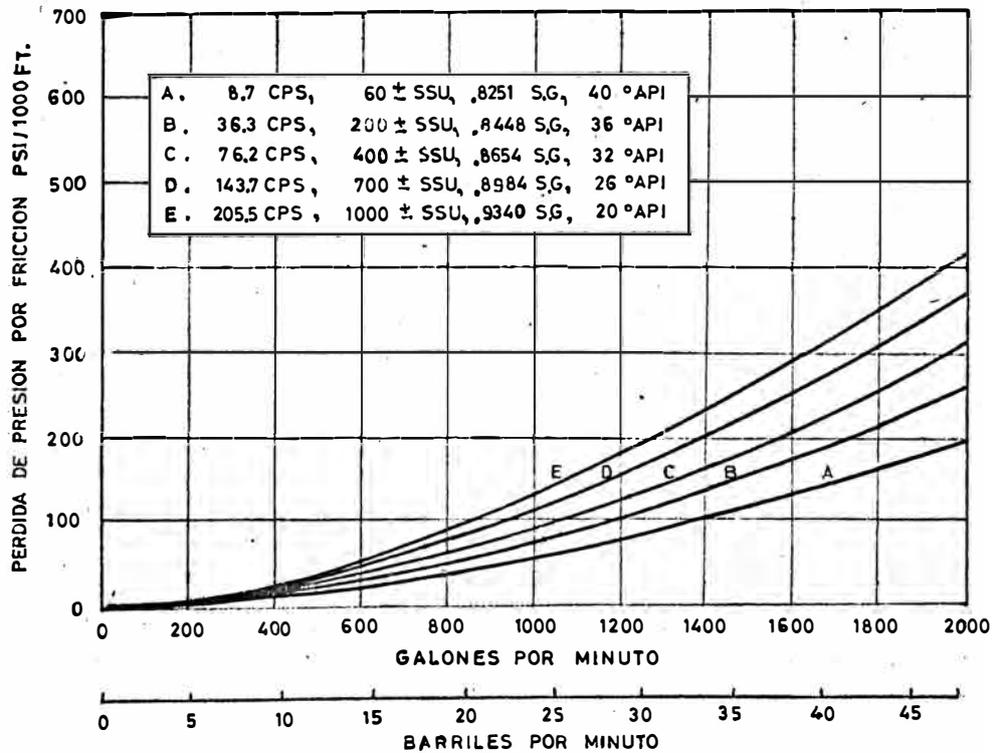


FIGURA 38 Pérdida de presión por fricción para petróleos crudos en la parte baja del anillo entre el tubing de 2" y casing de 7" y 24 lbs. (Computación matemática, fórmula modificada de Fanning).

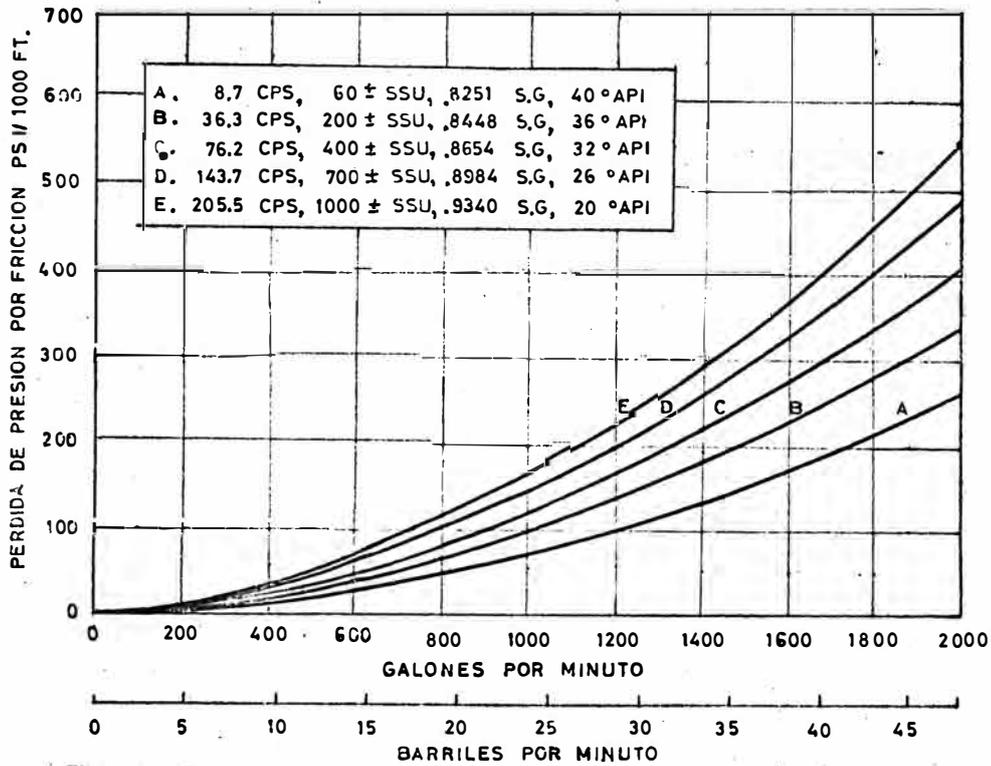


FIGURA 39 Pérdida de presión por fricción para petróleos crudos en la parte baja del anillo entre el tubing de 3" y casing de 5 1/2" y 17 lbs. (Computación matemática, fórmula de Fanning).

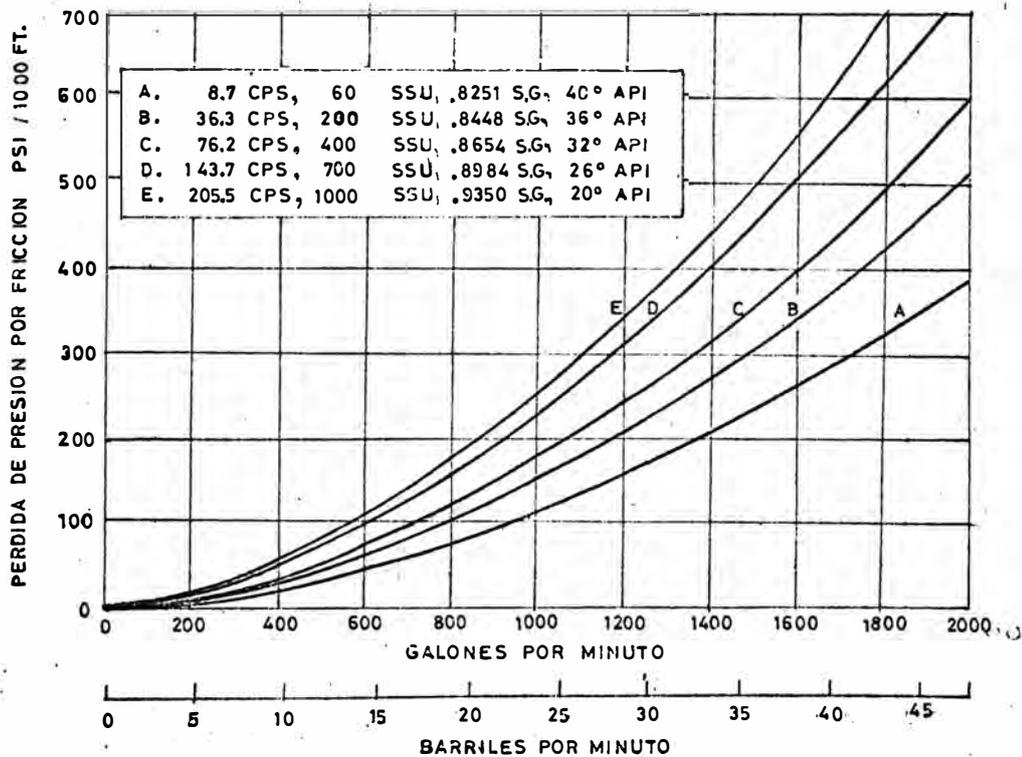


FIGURA 40 Pérdida de presión por fricción para petróleos crudos en la parte baja del anillo entre el tubing de 2" y casing de 7" y 24 lbs. (Computación matemática, fórmula modificada de Fanning).

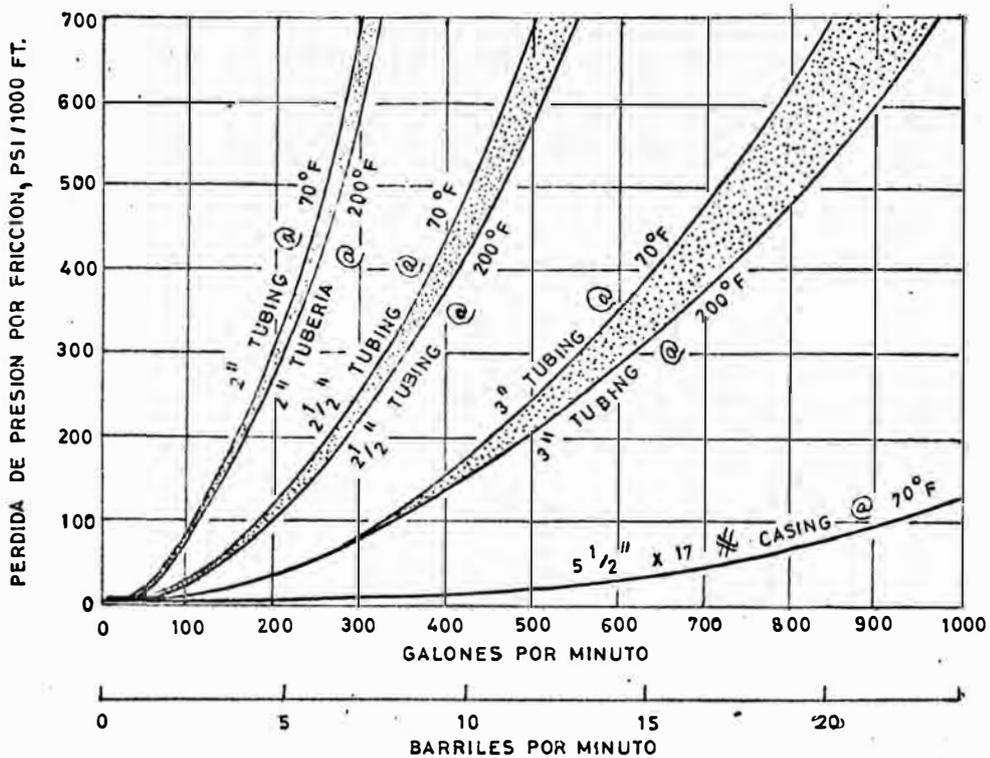


FIGURA 41 Pérdida de presión por fricción para el agua. (Computación matemática, fórmula de Fanning).

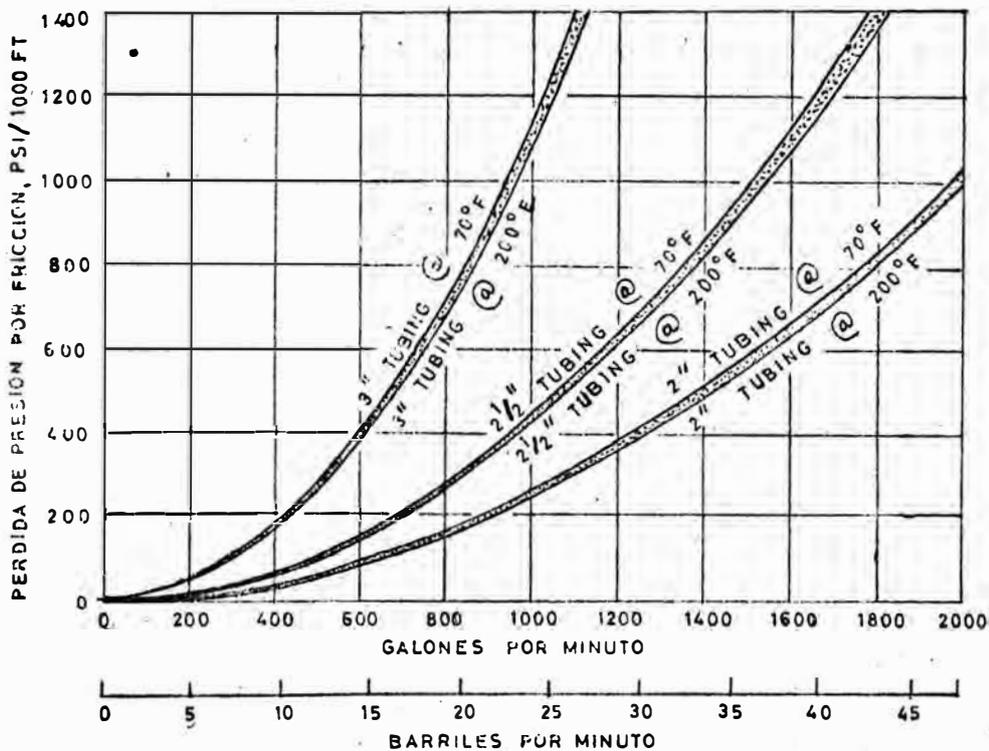


FIGURA 42 Pérdida de presión por fricción para el agua en la parte baja del anillo entre el tubing y casing de 5 1/2" y 17 lbs. (Computación matemática, fórmula modificada de Fanning).

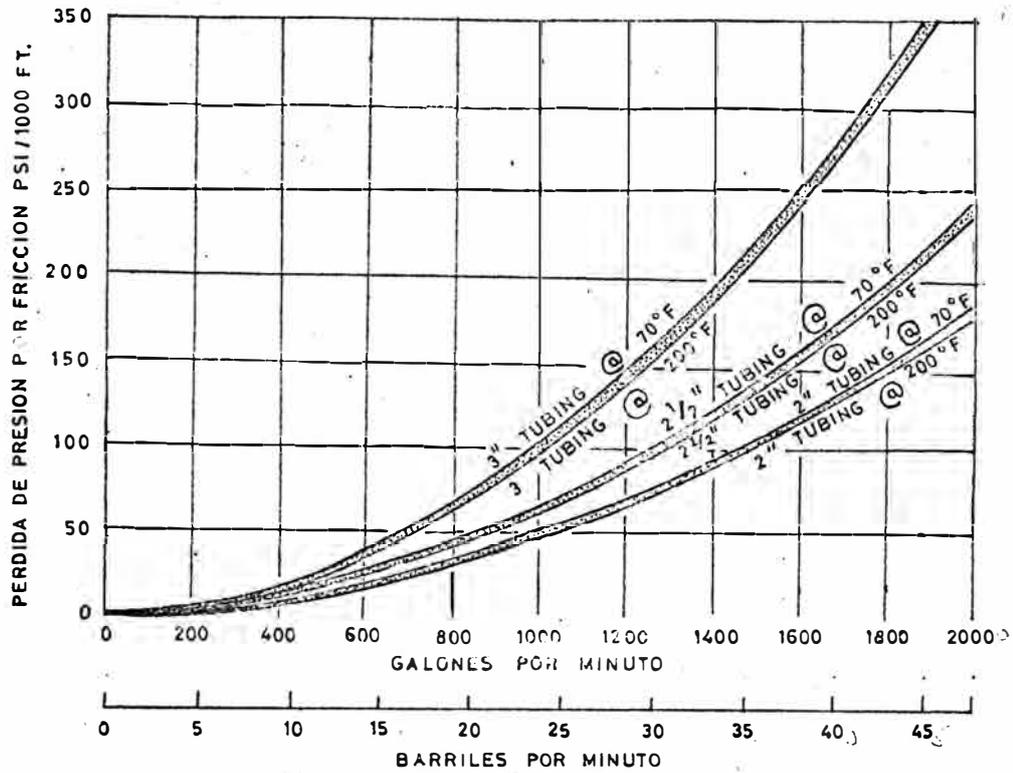


FIGURA 43 Pérdida de presión por fricción para el agua en la parte baja del anillo entre el tubing y casing de 7" y 24 lbs. (Computación matemática, fórmula modificada de Fanning).

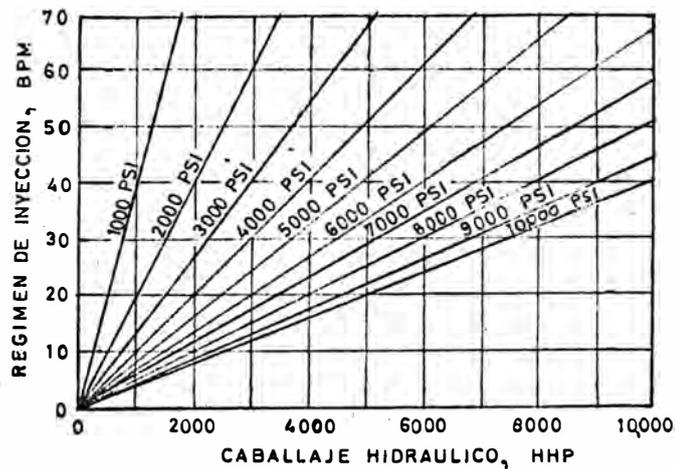


FIGURA 44 Caballaje requerido para bombear a varios regimenes y presiones.

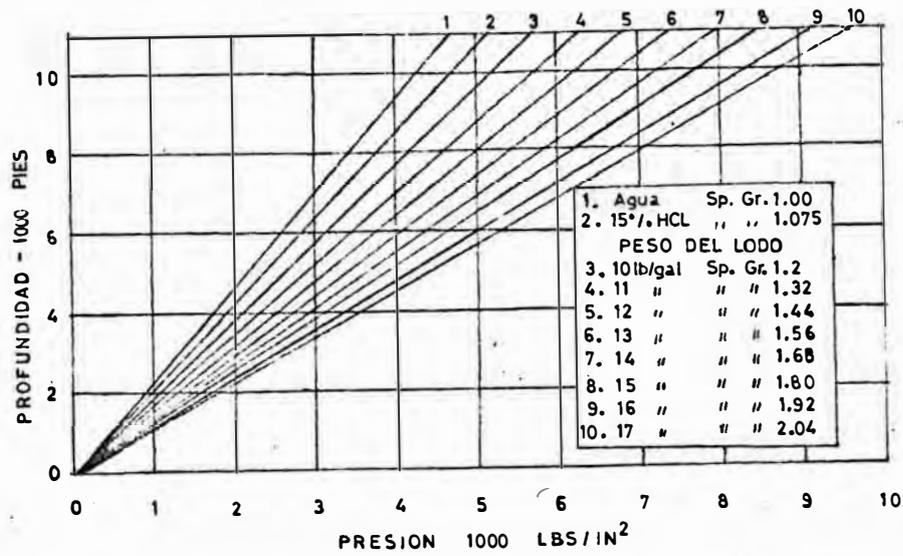


FIGURA 45 Presión hidrostática del lodo a varias profundidades.

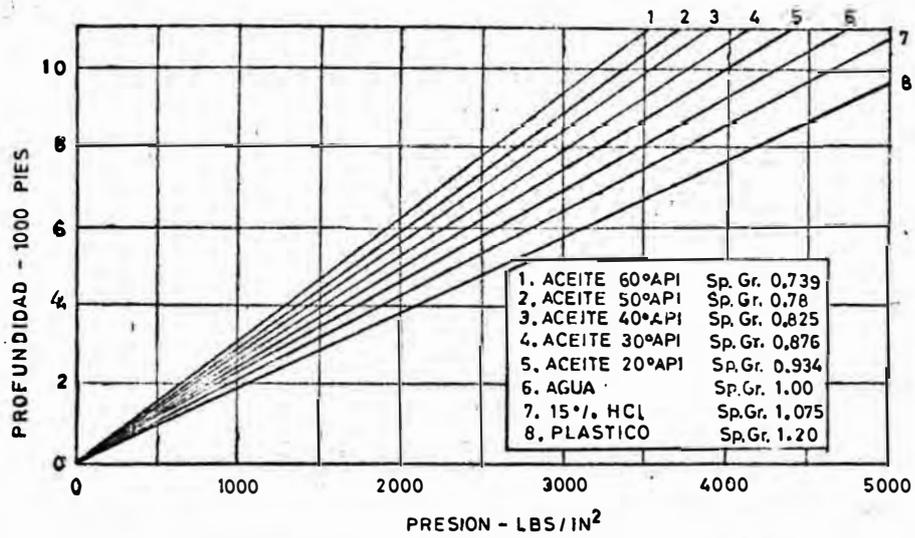


FIGURA 46 Presión hidrostática de líquidos a varias profundidades.

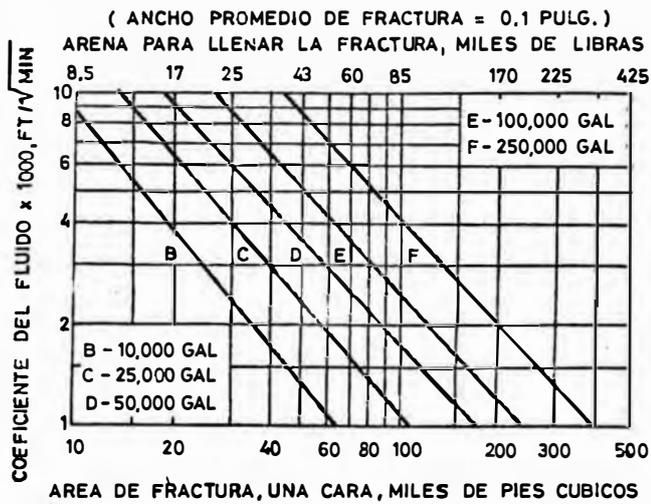


FIGURA 47 Efecto del coeficiente del fluido y el volumen sobre el área de la fractura a un régimen de inyección constante de 10 barriles por minuto.

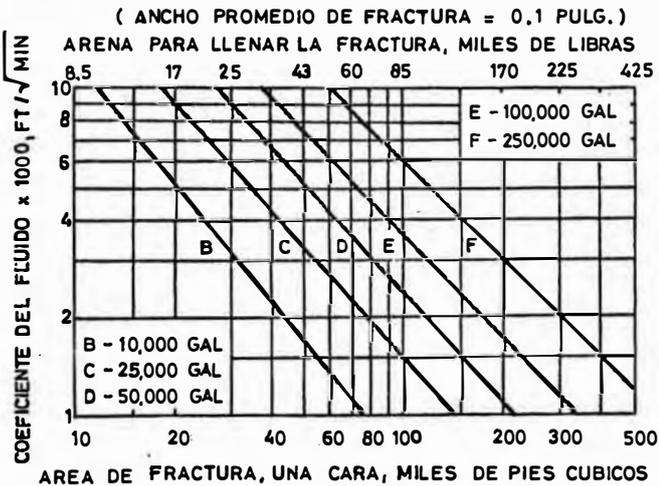


FIGURA 48 Efecto del coeficiente del fluido y el volumen sobre el área de la fractura a un régimen de inyección constante de 20 barriles por minuto.

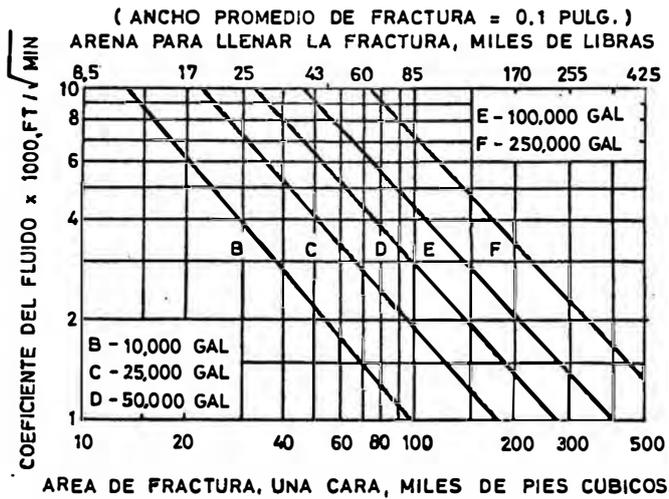


FIGURA 49 Efecto del coeficiente del fluido y del volumen sobre el área de la fractura a un régimen de inyección constante de 30 barriles por minuto.

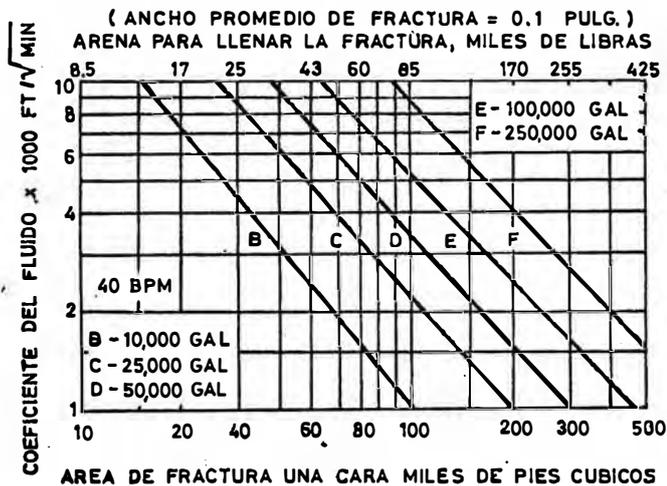


FIGURA 50 Efecto del coeficiente del fluido y el volumen sobre el área de la fractura a un régimen de inyección constante de 40 bbl/min.

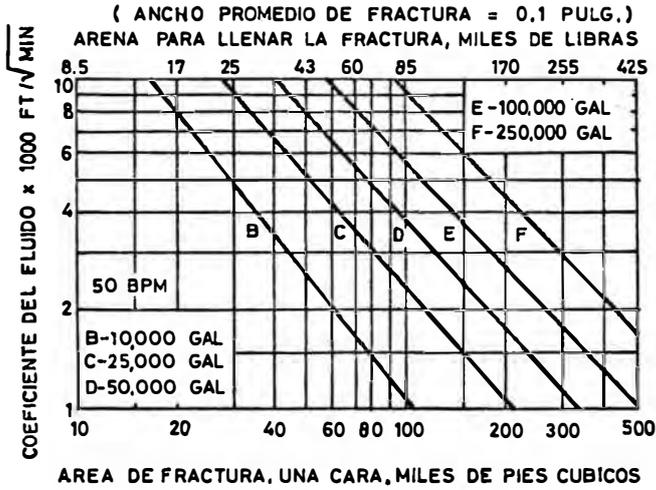


FIGURA 51 Efecto del coeficiente del fluido y el volumen sobre el área de la fractura a un régimen de inyección constante de 50 barriles por minuto.

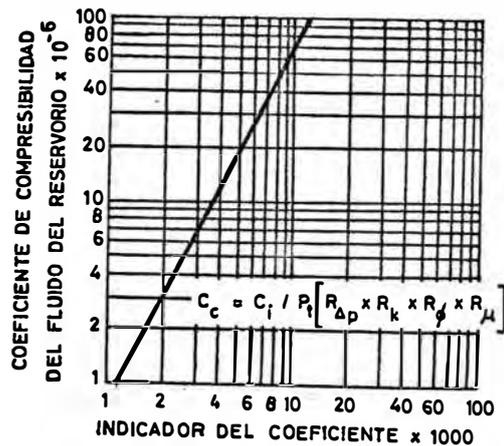


FIGURA 52 Indicador del coeficiente de fluido para los fluidos del reservorio.

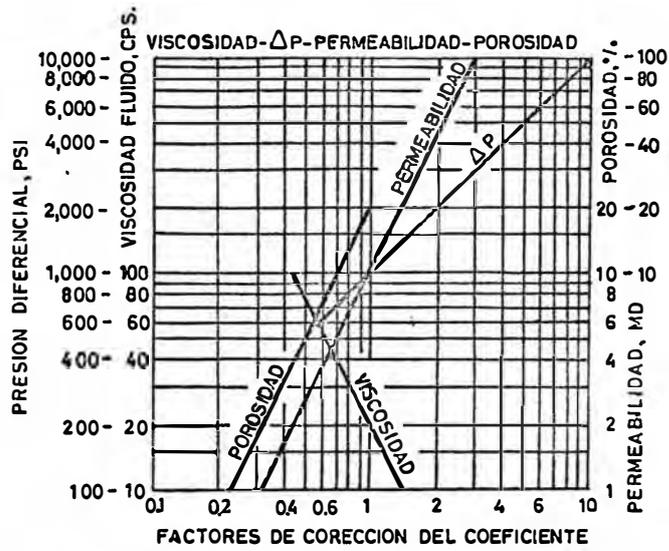


FIGURA 53 Factores de corrección del coeficiente para los fluidos del reservorio.

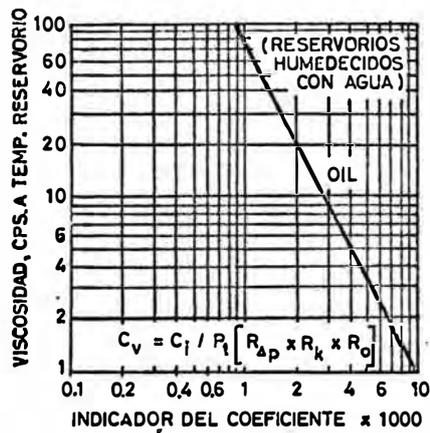


FIGURA 54 Coeficiente indicador de fluido para los fluidos de viscosidad controlada.

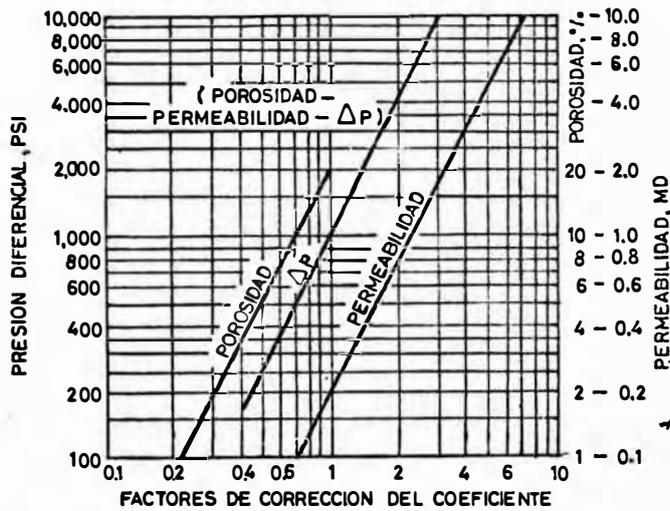


FIGURA 55 Factores de corrección del coeficiente para fluidos de viscosidad controlada.

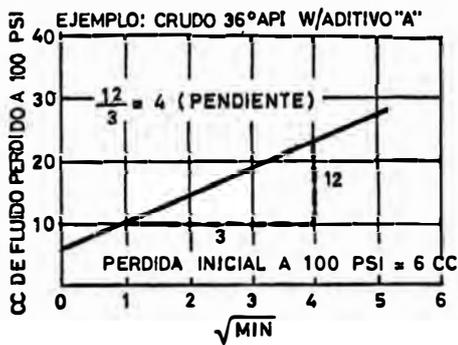


FIGURA 56

Prueba de la pérdida de fluido. Ejemplo : crudo de 36° con aditivo.

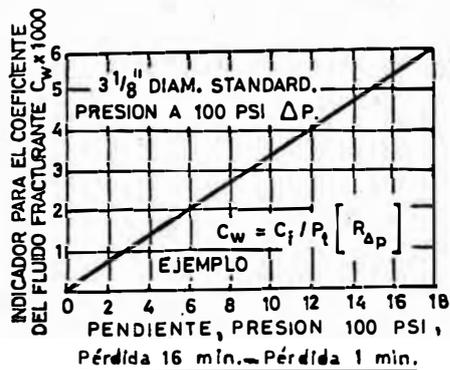


FIGURA 57

Pendiente de la pérdida de fluido de baja presión vs. el coeficiente indicador para los fluidos formadores de pared o costra.

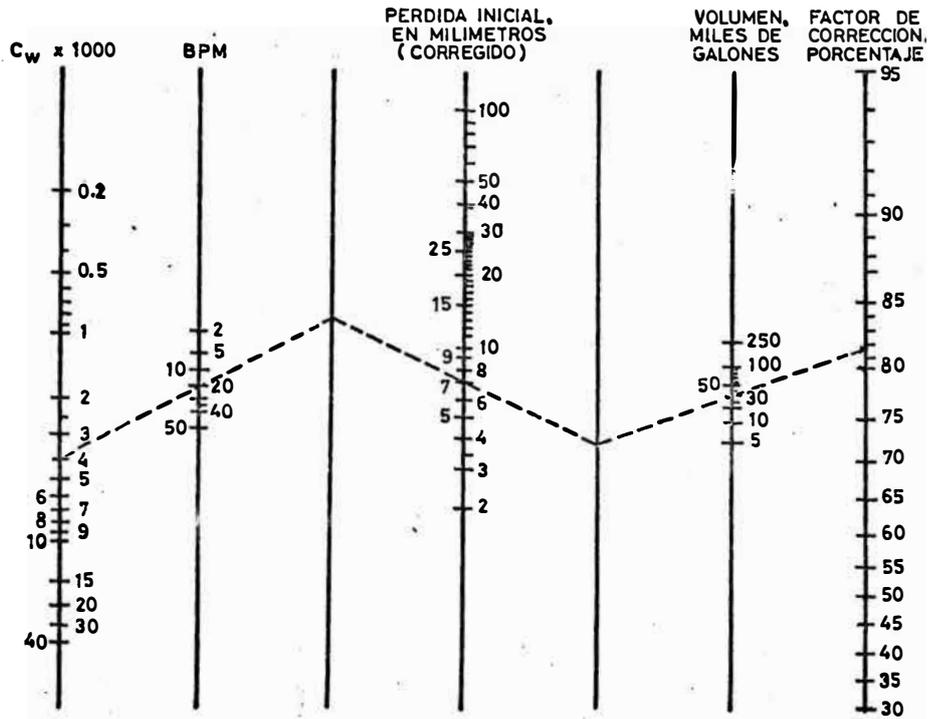


FIGURA 58 Correcciones de la pérdida de fluido instantáneo.

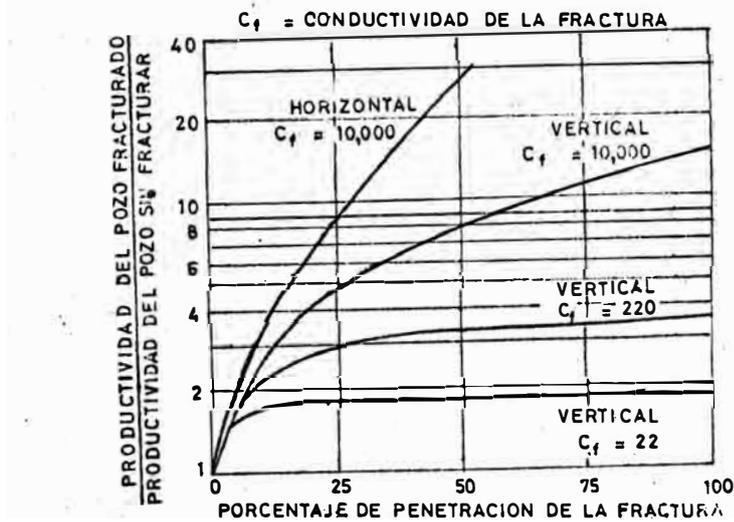


FIGURA 59 Productividad del pozo fracturado.

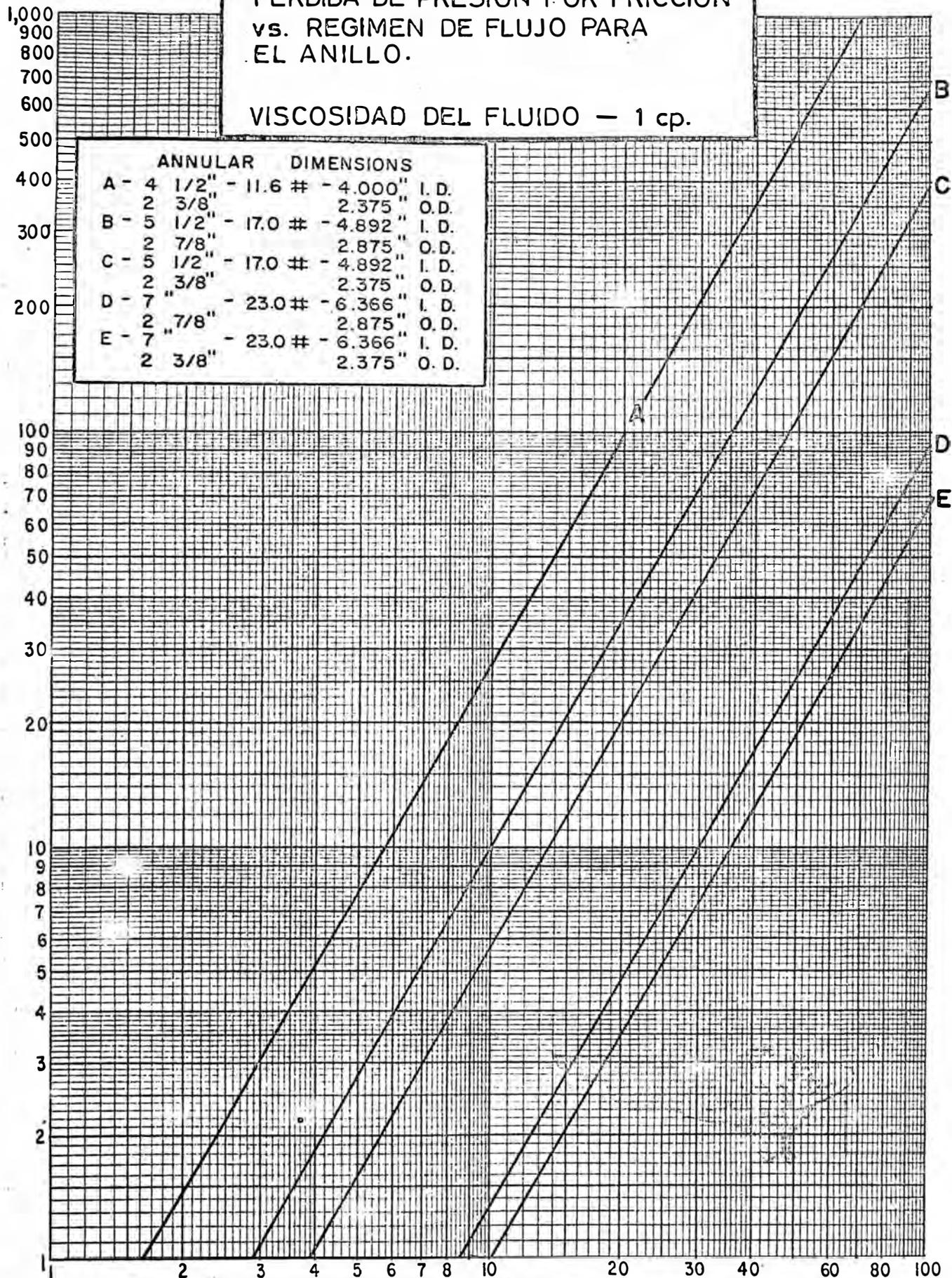
FIGURA 60

PERDIDA DE PRESION POR FRICCION
vs. REGIMEN DE FLUJO PARA
EL ANILLO.

VISCOSIDAD DEL FLUIDO - 1 cp.

ANNULAR DIMENSIONS				
A -	4	1/2"	- 11.6 #	- 4.000" I.D.
	2	3/8"		2.375" O.D.
B -	5	1/2"	- 17.0 #	- 4.892" I.D.
	2	7/8"		2.875" O.D.
C -	5	1/2"	- 17.0 #	- 4.892" I.D.
	2	3/8"		2.375" O.D.
D -	7	"	- 23.0 #	- 6.366" I.D.
	2	7/8"		2.875" O.D.
E -	7	"	- 23.0 #	- 6.366" I.D.
	2	3/8"		2.375" O.D.

$\Delta P_{f,b}$ - PERDIDA DE PRESION POR FRICCION - p. i / 100 ft.



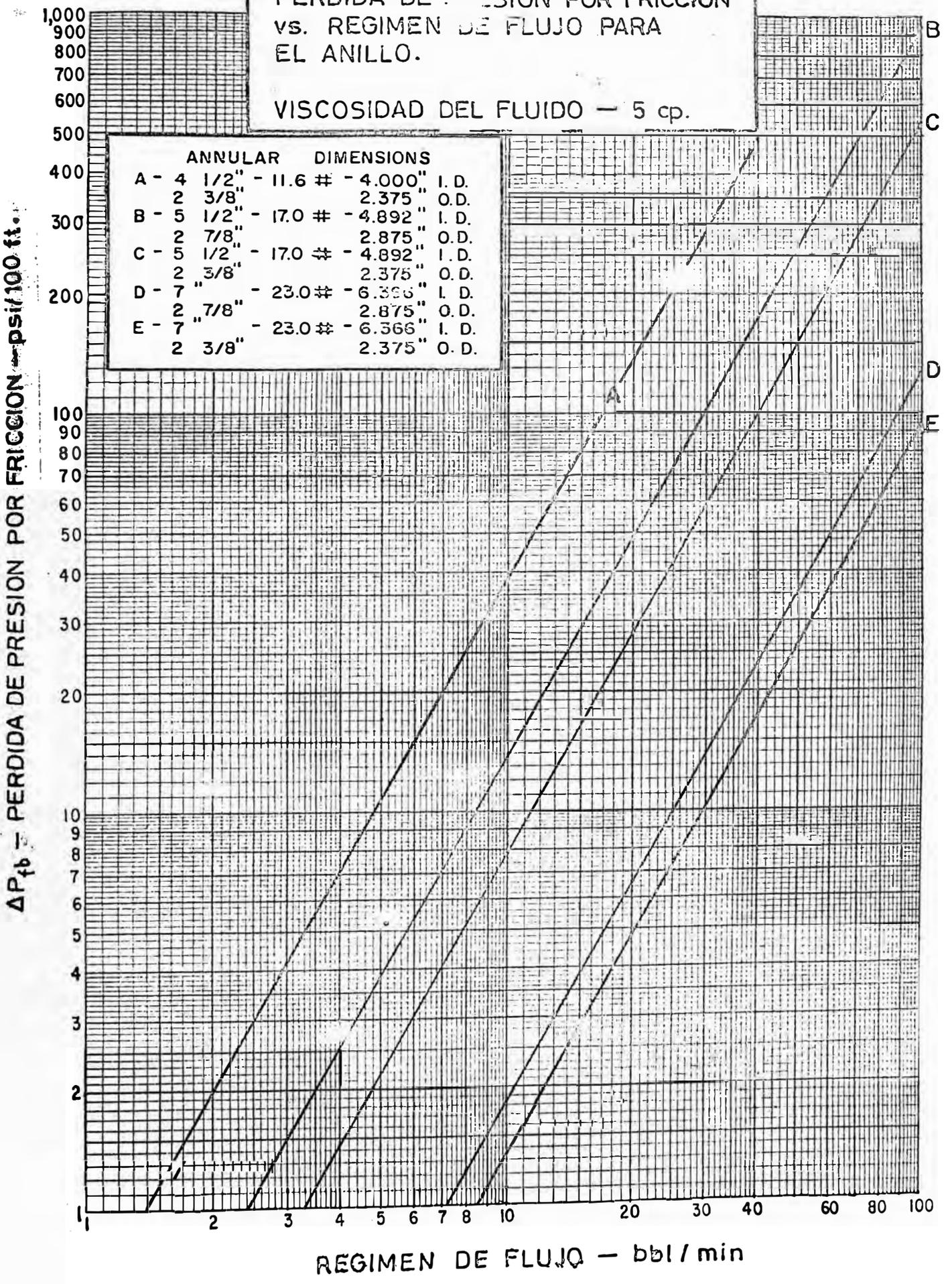
REGIMEN DE FLUJO - bbl / min

FIGURA 61

PERDIDA DE PRESION POR FRICCION
vs. REGIMEN DE FLUJO PARA
EL ANILLO.

VISCOSIDAD DEL FLUIDO — 5 cp.

	ANNULAR	DIMENSIONS
A	4 1/2" - 11.6 #	4.000" I.D. 2.375" O.D.
B	5 1/2" - 17.0 #	4.892" I.D. 2.875" O.D.
C	5 1/2" - 17.0 #	4.892" I.D. 2.375" O.D.
D	7" - 23.0 #	6.366" I.D. 2.875" O.D.
E	7" - 23.0 #	6.366" I.D. 2.375" O.D.



ΔP_{fb} — PERDIDA DE PRESION POR FRICCION — psi/100 ft.

REGIMEN DE FLUJO — bbl / min

FIGURA 62

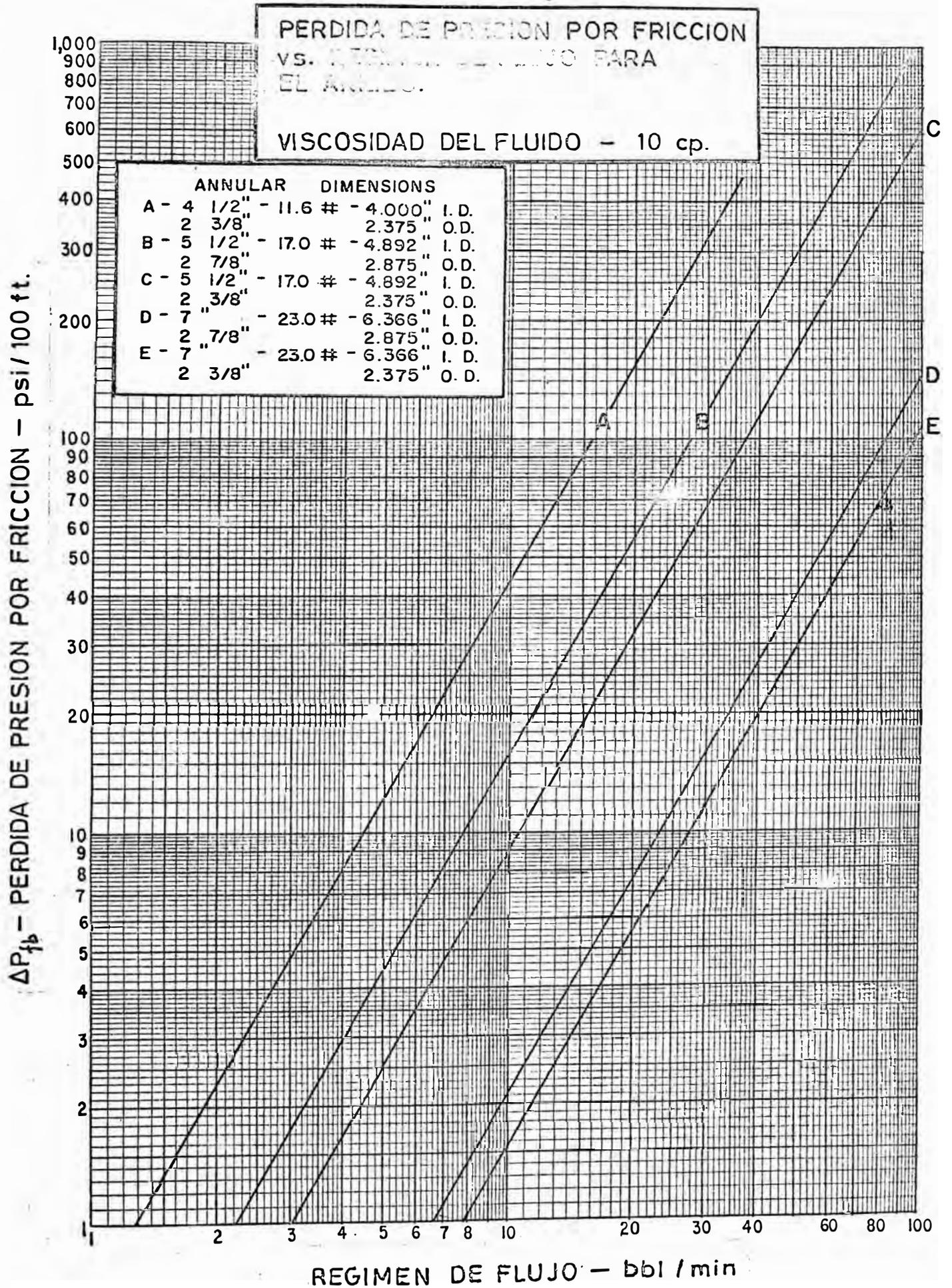


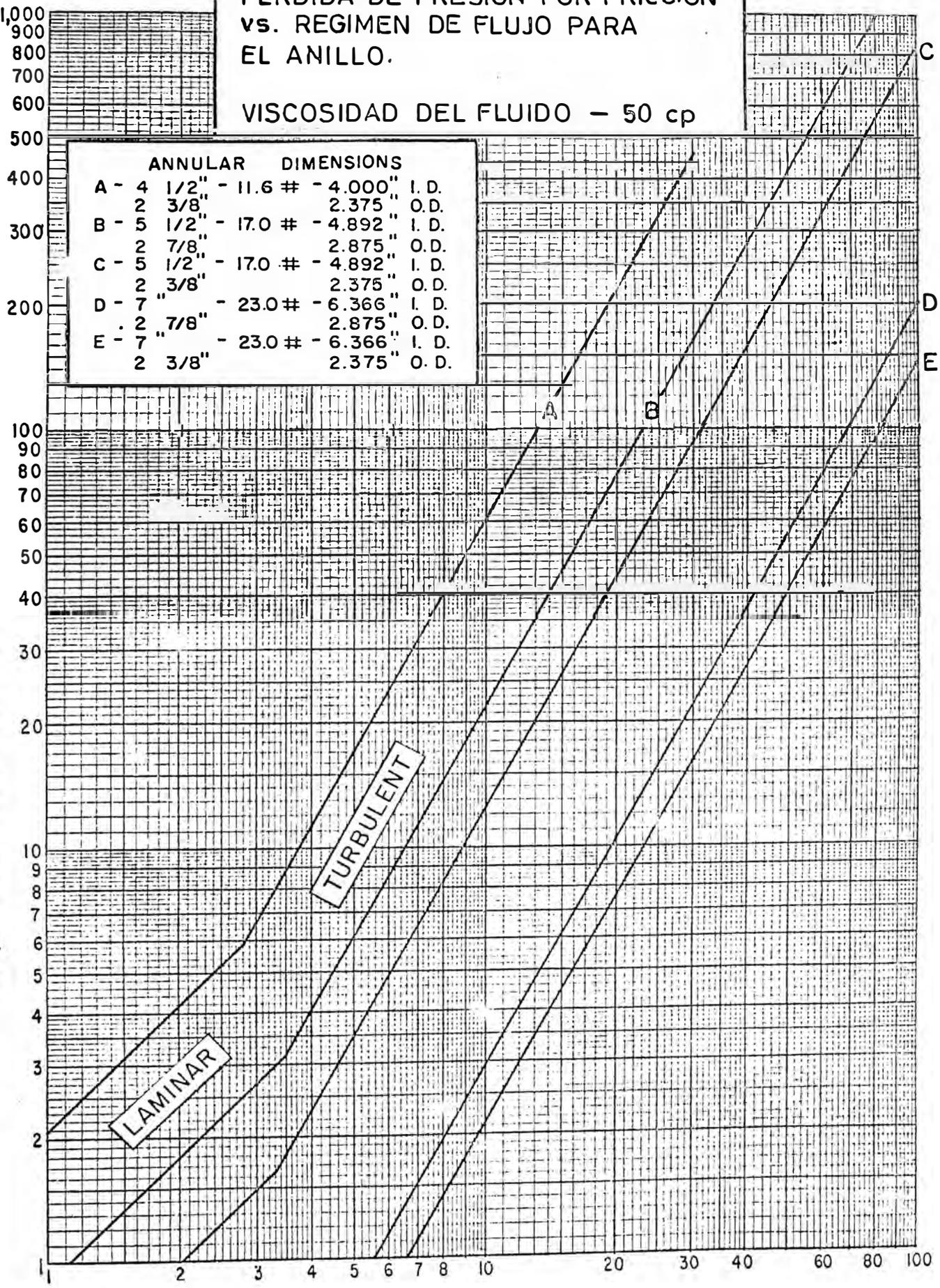
FIGURA 63

PERDIDA DE PRESION POR FRICCION
vs. REGIMEN DE FLUJO PARA
EL ANILLO.

VISCOSIDAD DEL FLUIDO - 50 cp

ANNULAR DIMENSIONS			
A -	4 1/2"	- 11.6 #	- 4.000" I. D.
	2 3/8"		2.375" O. D.
B -	5 1/2"	- 17.0 #	- 4.892" I. D.
	2 7/8"		2.875" O. D.
C -	5 1/2"	- 17.0 #	- 4.892" I. D.
	2 3/8"		2.375" O. D.
D -	7 "	- 23.0 #	- 6.366" I. D.
	2 7/8"		2.875" O. D.
E -	7 "	- 23.0 #	- 6.366" I. D.
	2 3/8"		2.375" O. D.

ΔP_{fb} - PERDIDA DE PRESION POR FRICCION - psi/100 ft.



REGIMEN DE FLUJO bbl/min

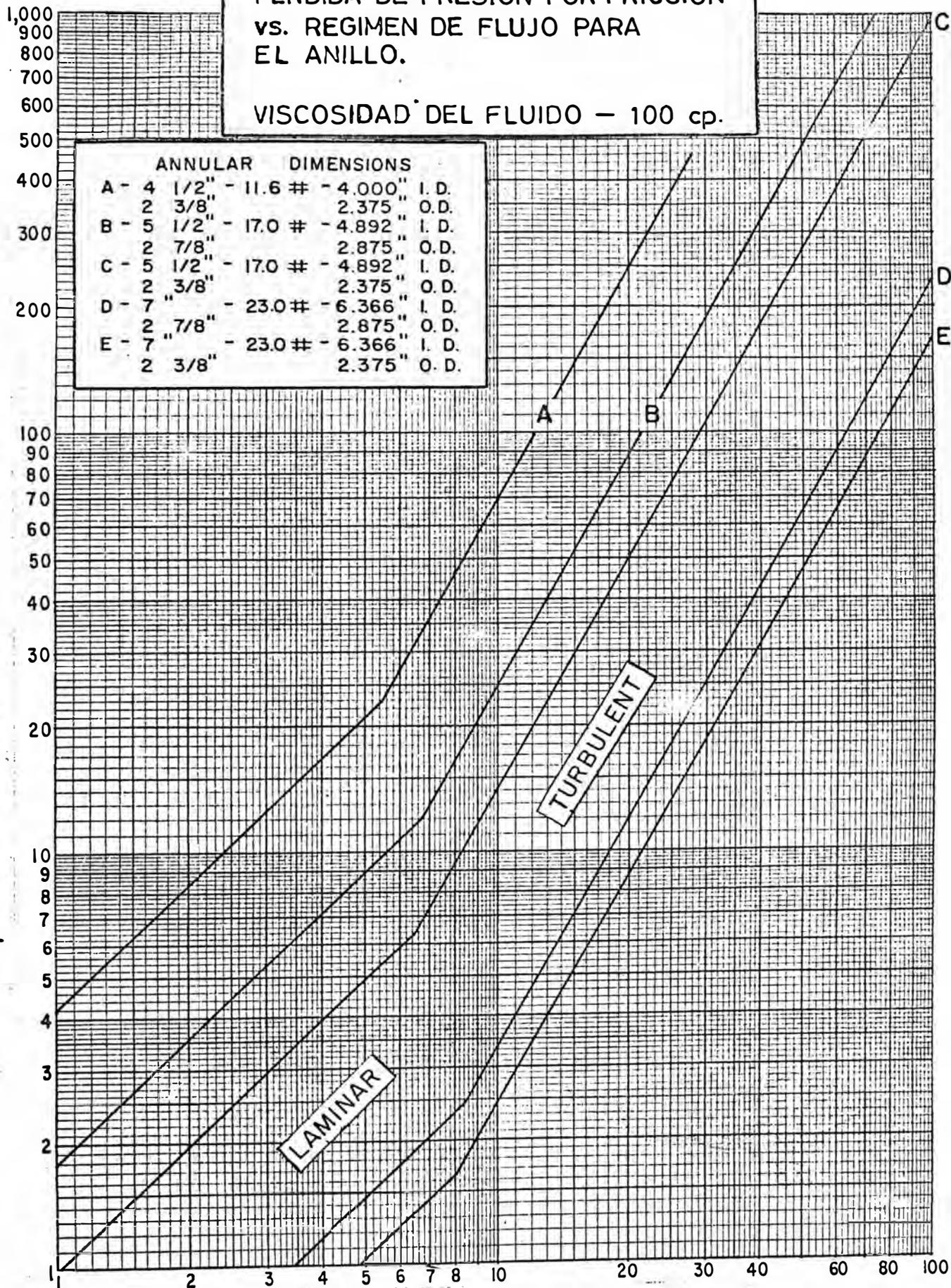
FIGURA 64

PERDIDA DE PRESION POR FRICCION
vs. REGIMEN DE FLUJO PARA
EL ANILLO.

VISCOSIDAD DEL FLUIDO - 100 cp.

ANNULAR		DIMENSIONS	
A -	4 1/2" - 11.6 #	4.000" I. D.	
	2 3/8" -	2.375" O. D.	
B -	5 1/2" - 17.0 #	4.892" I. D.	
	2 7/8" -	2.875" O. D.	
C -	5 1/2" - 17.0 #	4.892" I. D.	
	2 3/8" -	2.375" O. D.	
D -	7" - 23.0 #	6.366" I. D.	
	2 7/8" -	2.875" O. D.	
E -	7" - 23.0 #	6.366" I. D.	
	2 3/8" -	2.375" O. D.	

ΔP_{fb} - PERDIDA DE PRESION POR FRICCION - psi / 100 ft.



REGIMEN DE FLUJO - bbl / min

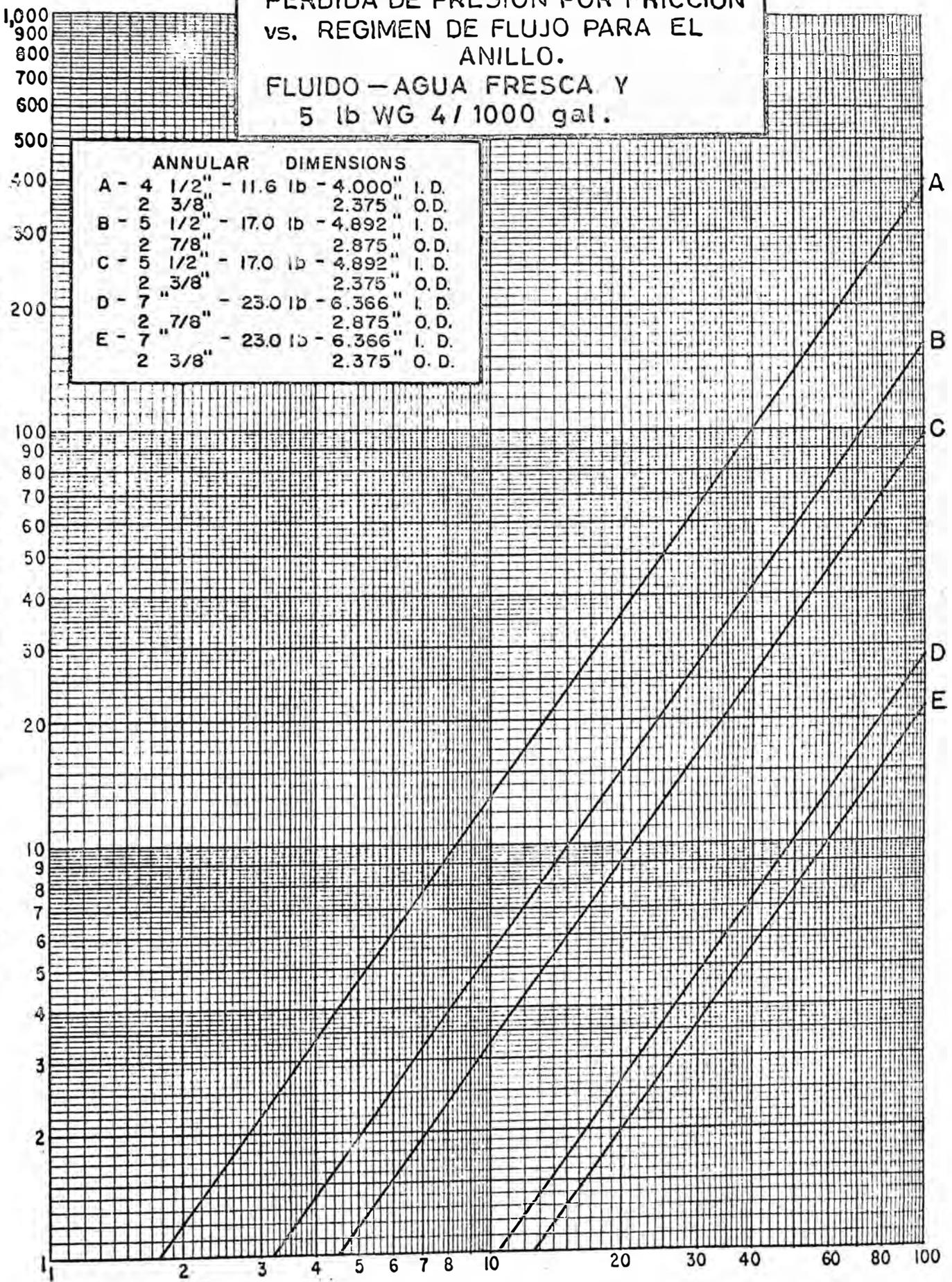
FIGURA 65

PERDIDA DE PRESION POR FRICCION
vs. REGIMEN DE FLUJO PARA EL
ANILLO.

FLUIDO - AGUA FRESCA Y
5 lb WG 4/1000 gal.

ANNULAR		DIMENSIONS	
A -	4 1/2"	11.6 lb	4.000" I.D.
	2 3/8"		2.375" O.D.
B -	5 1/2"	17.0 lb	4.892" I.D.
	2 7/8"		2.875" O.D.
C -	5 1/2"	17.0 lb	4.892" I.D.
	2 3/8"		2.375" O.D.
D -	7 "	23.0 lb	6.366" I.D.
	2 7/8"		2.875" O.D.
E -	7 "	23.0 lb	6.366" I.D.
	2 3/8"		2.375" O.D.

ΔP_{fb} - PERDIDA DE PRESION POR FRICCION - psi/100 ft.



REGIMEN DE FLUJO - bbl/min

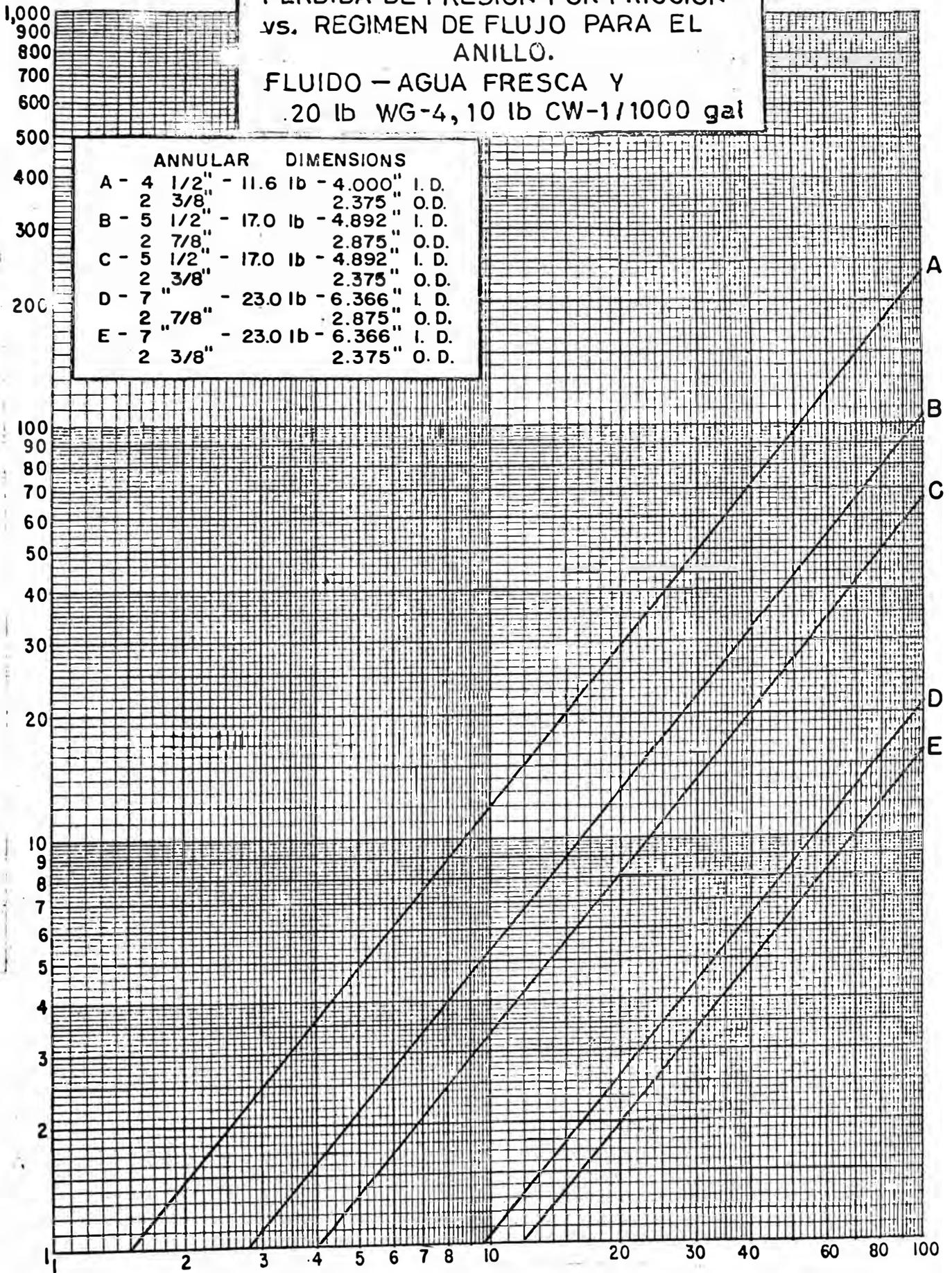
FIGURA 66

PERDIDA DE PRESION POR FRICCION
vs. REGIMEN DE FLUJO PARA EL
ANILLO.

FLUIDO - AGUA FRESCA Y
.20 lb WG-4, 10 lb CW-1/1000 gal

ANNULAR DIMENSIONS	
A - 4 1/2" - 11.6 lb - 4.000" I.D.	2 3/8" O.D.
B - 5 1/2" - 17.0 lb - 4.892" I.D.	2 7/8" O.D.
C - 5 1/2" - 17.0 lb - 4.892" I.D.	2 3/8" O.D.
D - 7" - 23.0 lb - 6.366" I.D.	2 7/8" O.D.
E - 7" - 23.0 lb - 6.366" I.D.	2 3/8" O.D.

ΔP_{fb} - PERDIDA DE PRESION POR FRICCION - psi/100 ft.



REGIMEN DE FLUJO - bbl / min

FIGURA 67

PERDIDA DE PRESION POR FRICCION
 vs. REGIMEN DE FLUJO PARA EL
 ANILLO.
 FLUIDO - AGUA FRESCA Y
 40 lb WG-4, 20 lb CW-1/1000 gal

ANNULAR		DIMENSIONS	
A -	4 1/2"	- 11.6 lb	- 4.000" I. D.
	2 3/8"		2.375" O. D.
B -	5 1/2"	- 17.0 lb	- 4.892" I. D.
	2 7/8"		2.875" O. D.
C -	5 1/2"	- 17.0 lb	- 4.892" I. D.
	2 3/8"		2.375" O. D.
D -	7"	- 23.0 lb	- 6.366" I. D.
	2 7/8"		2.875" O. D.
E -	7"	- 23.0 lb	- 6.366" I. D.
	2 3/8"		2.375" O. D.

ΔP_{fb} - PERDIDA DE PRESION POR FRICCION - psi/100 ft.

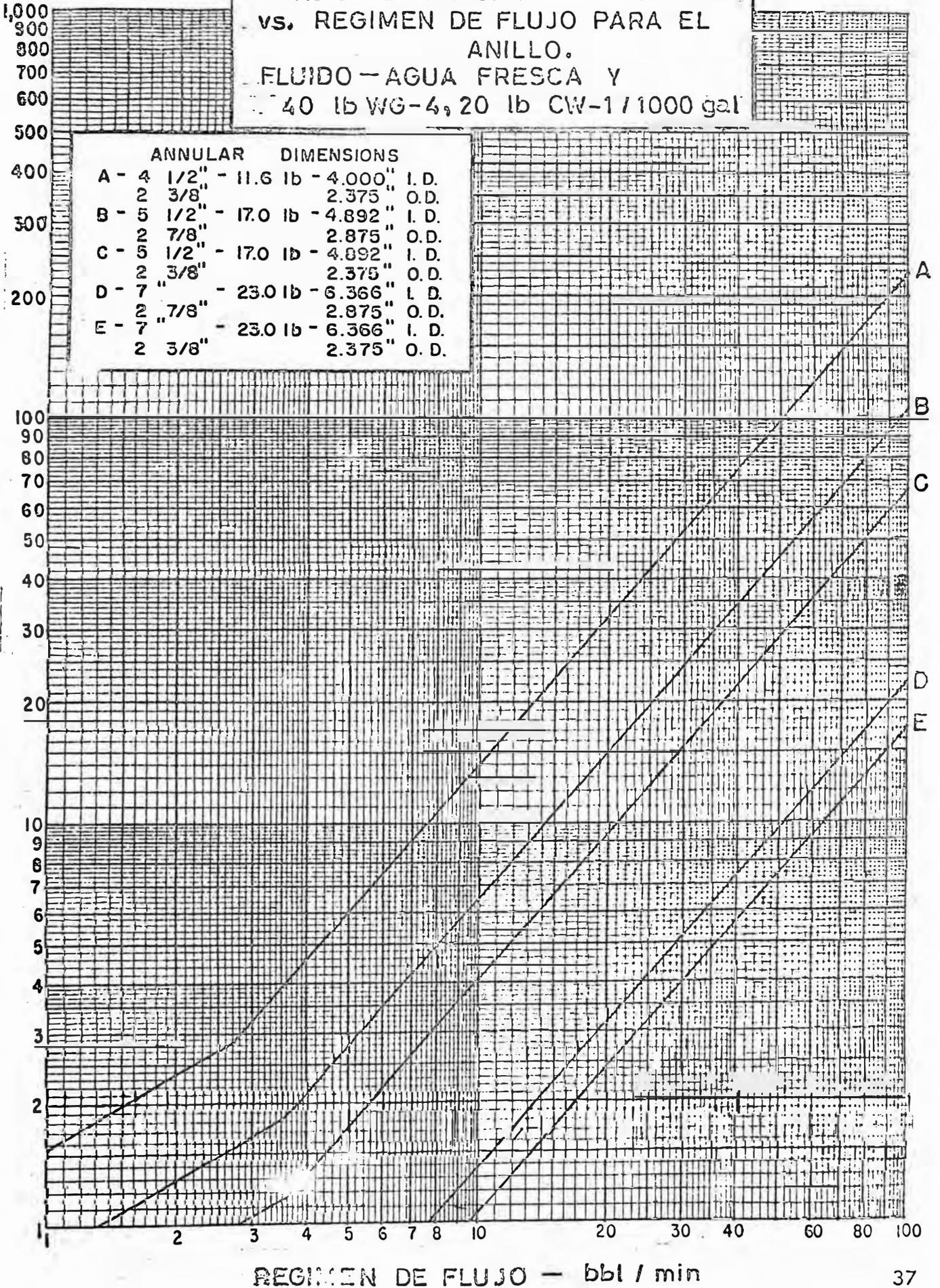


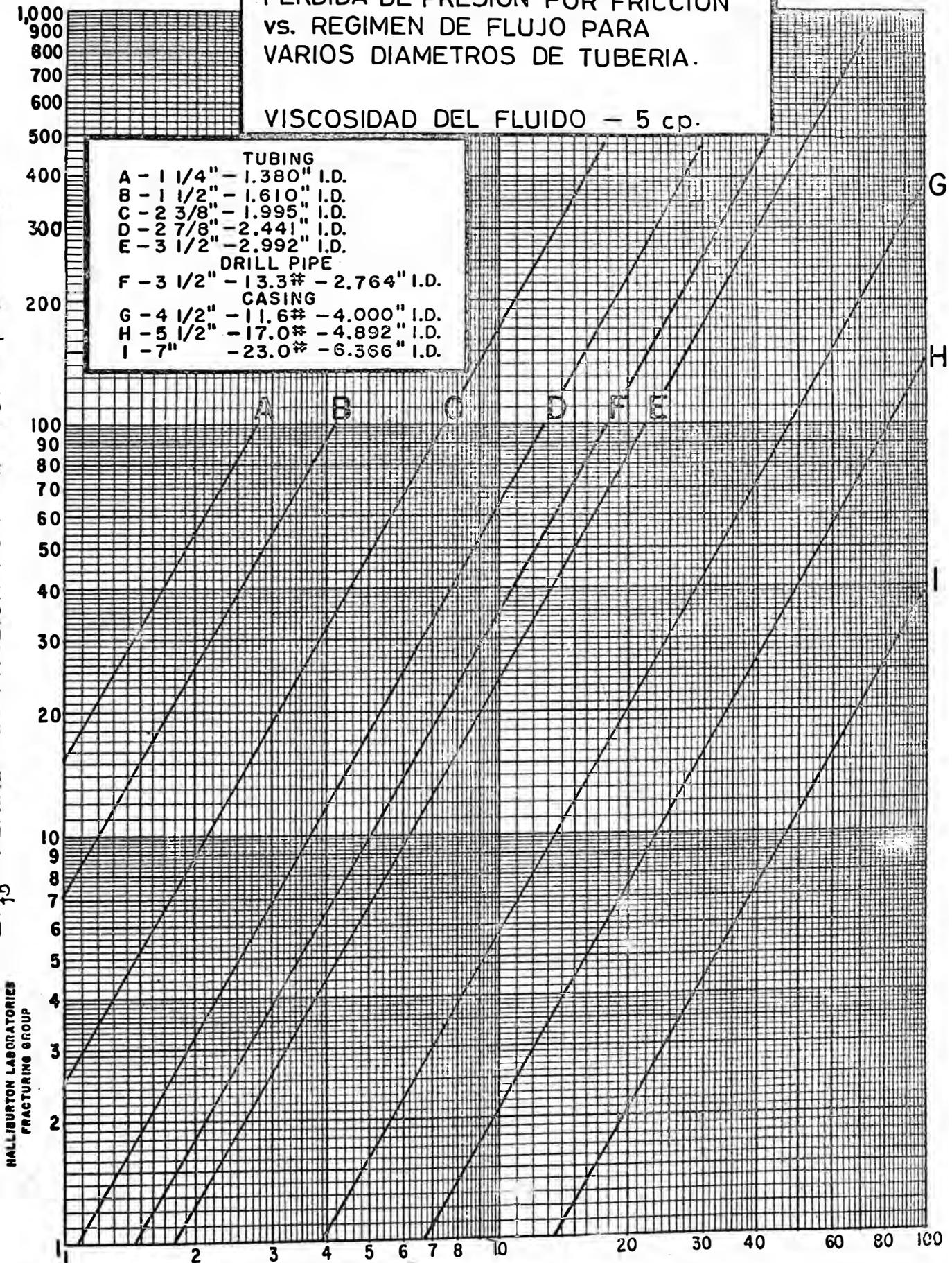
FIGURA 68

PERDIDA DE PRESION POR FRICCION
vs. REGIMEN DE FLUJO PARA
VARIOS DIAMETROS DE TUBERIA.

VISCOSIDAD DEL FLUIDO - 5 cp.

TUBING		
A	- 1 1/4"	- 1.380" I.D.
B	- 1 1/2"	- 1.610" I.D.
C	- 2 3/8"	- 1.995" I.D.
D	- 2 7/8"	- 2.441" I.D.
E	- 3 1/2"	- 2.992" I.D.
DRILL PIPE		
F	- 3 1/2"	- 13.3# - 2.764" I.D.
CASING		
G	- 4 1/2"	- 11.6# - 4.000" I.D.
H	- 5 1/2"	- 17.0# - 4.892" I.D.
I	- 7"	- 23.0# - 6.366" I.D.

ΔP_{fb} - PERDIDA DE PRESION POR FRICCION - psi/100 ft.



HALLIBURTON LABORATORIES
FRACTURING GROUP

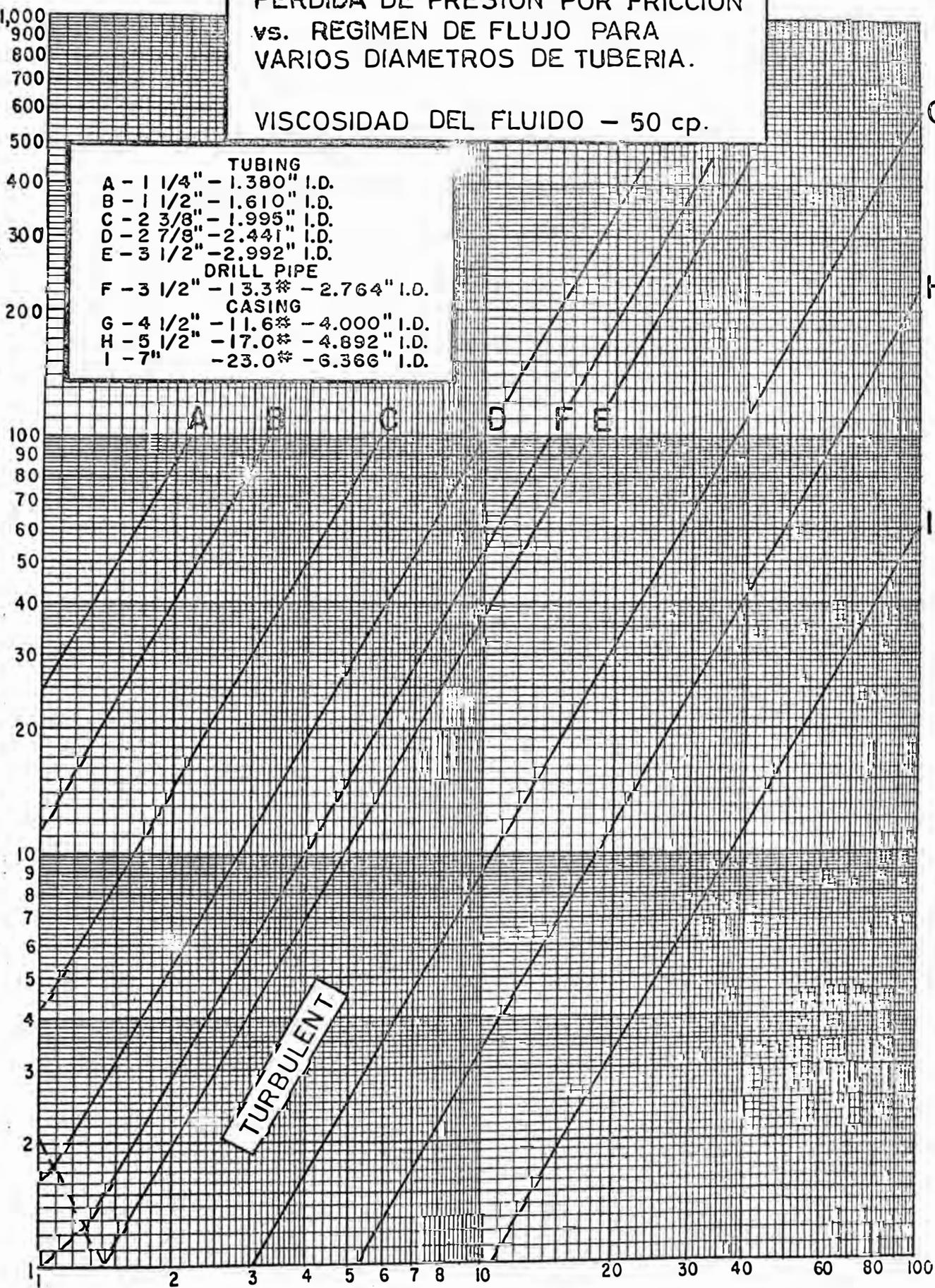
REGIMEN DE FLUJO - bbl / min

FIGURA 69

PERDIDA DE PRESION POR FRICCION
 vs. RÈGIMEN DE FLUJO PARA
 VARIOS DIAMETROS DE TUBERIA.
 VISCOSIDAD DEL FLUIDO - 50 cp.

TUBING		
A	- 1 1/4"	- 1.380" I.D.
B	- 1 1/2"	- 1.610" I.D.
C	- 2 3/8"	- 1.995" I.D.
D	- 2 7/8"	- 2.441" I.D.
E	- 3 1/2"	- 2.992" I.D.
DRILL PIPE		
F	- 3 1/2"	- 13.3# - 2.764" I.D.
CASING		
G	- 4 1/2"	- 11.6# - 4.000" I.D.
H	- 5 1/2"	- 17.0# - 4.892" I.D.
I	- 7"	- 23.0# - 6.366" I.D.

ΔP_{fb} - PERDIDA DE PRESION POR FRICCION - psi/100 ft.



REGIMEN DE FLUJO - bbl/min

FIGURA 170

PERDIDA DE PRESION POR FRICCION
vs. REGIMEN DE FLUJO PARA
VARIOS DIAMETROS DE TUBERIA.

VISCOSIDAD DEL FLUIDO - 100 cp.

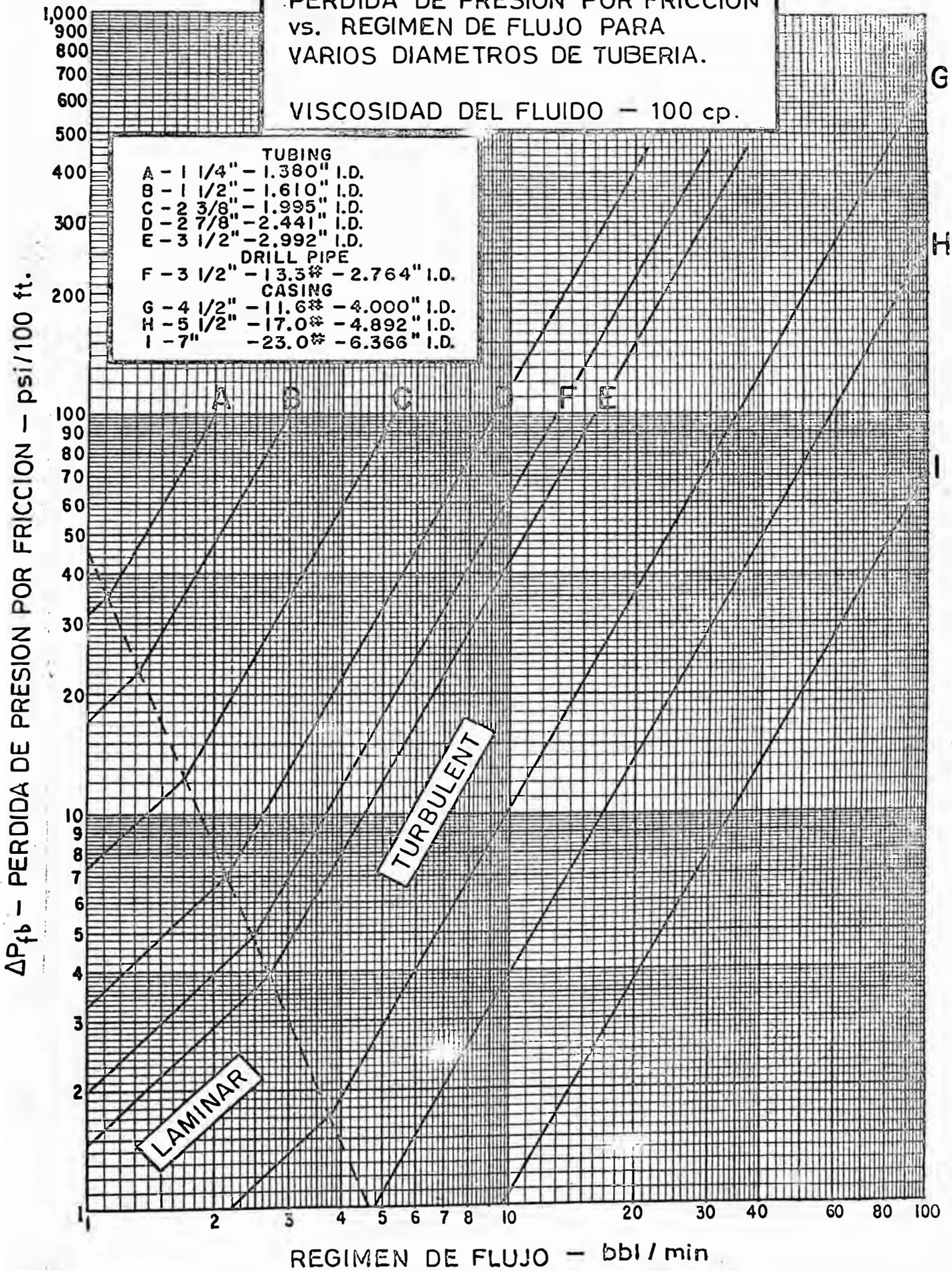
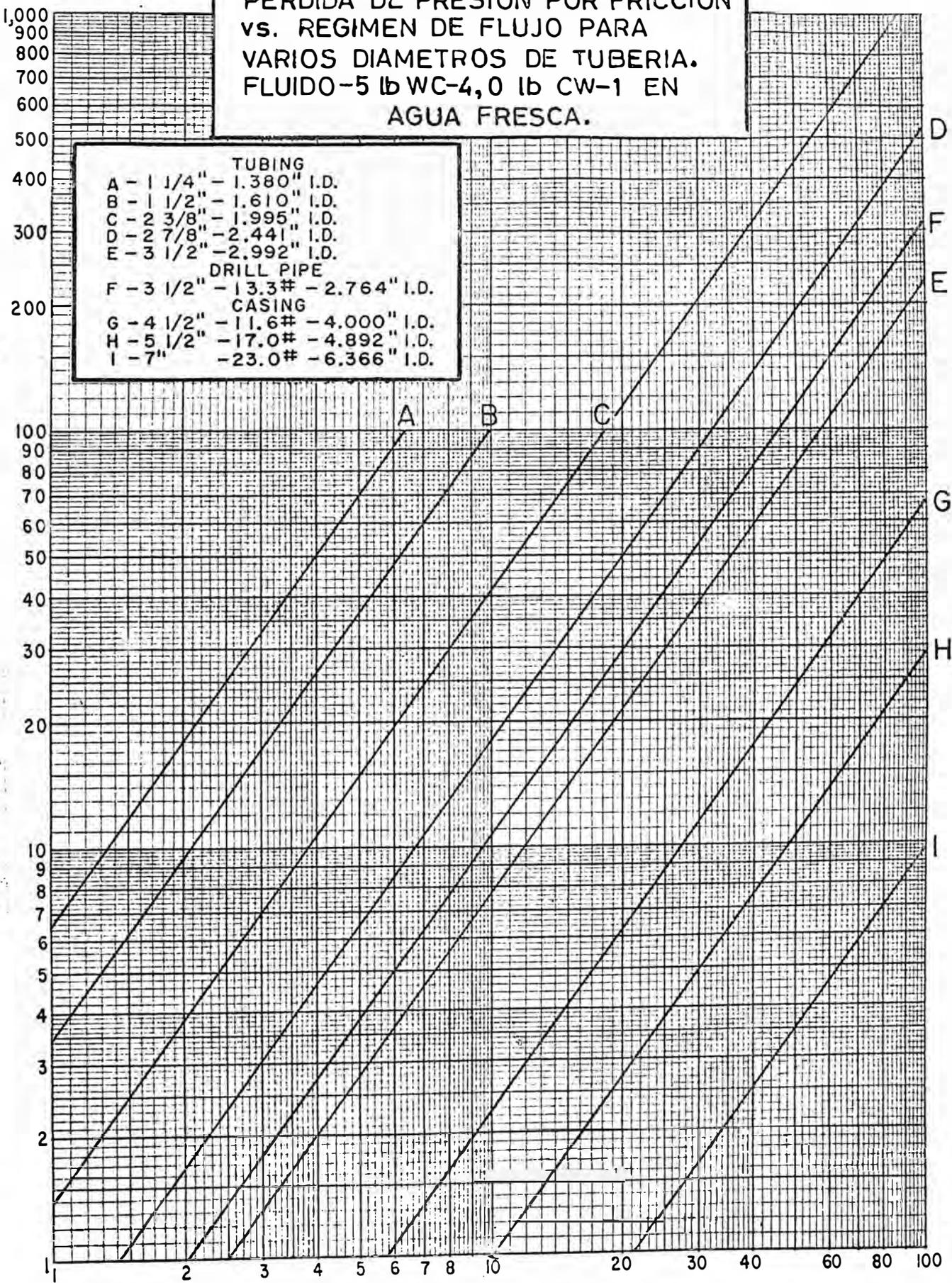


FIGURA 71

PERDIDA DE PRESION POR FRICCION
 vs. REGIMEN DE FLUJO PARA
 VARIOS DIAMETROS DE TUBERIA.
 FLUIDO-5 lb WC-4,0 lb CW-1 EN
 AGUA FRESCA.

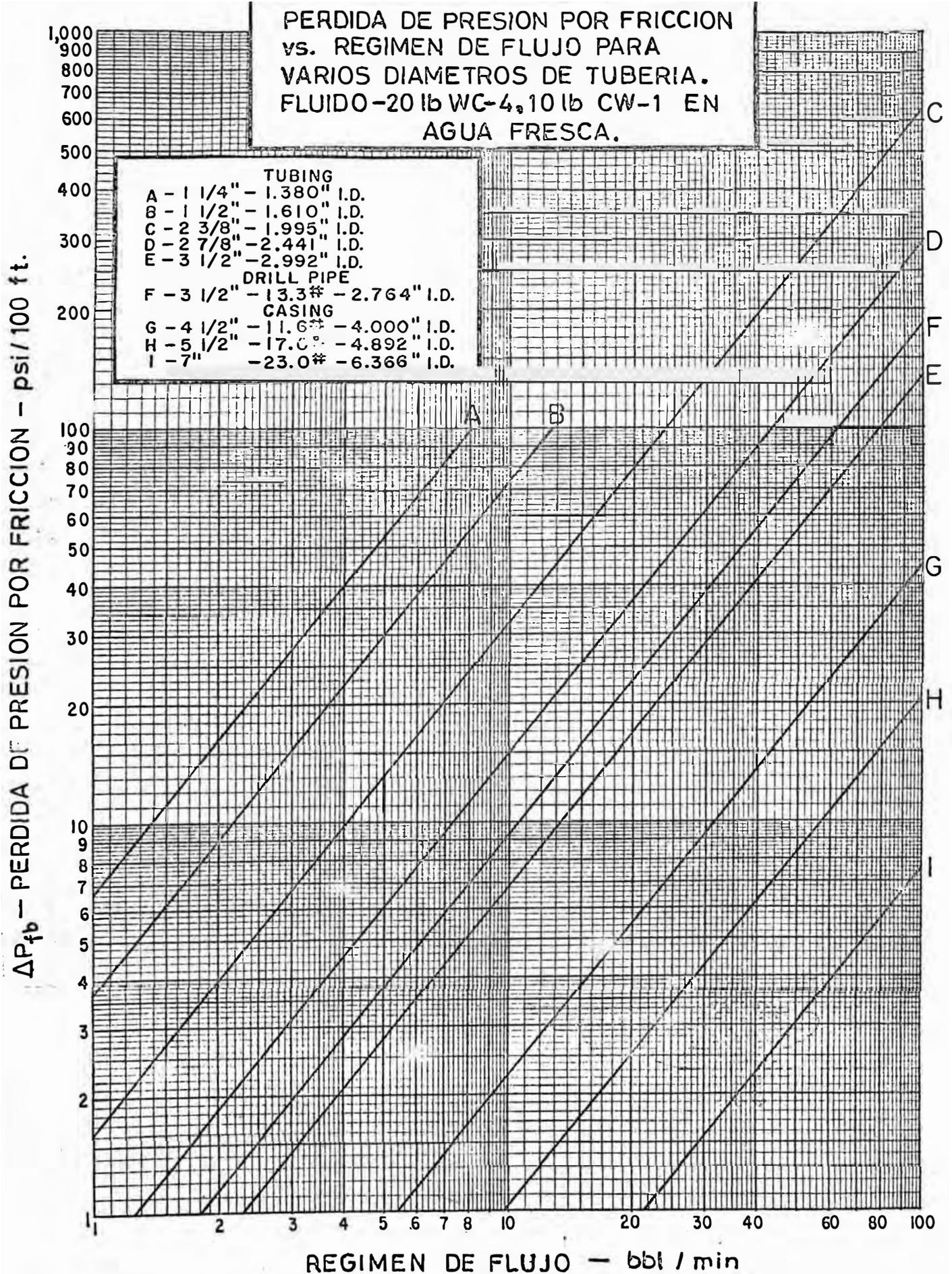
TUBING		
A	- 1 1/4"	- 1.380" I.D.
B	- 1 1/2"	- 1.610" I.D.
C	- 2 3/8"	- 1.995" I.D.
D	- 2 7/8"	- 2.441" I.D.
E	- 3 1/2"	- 2.992" I.D.
DRILL PIPE		
F	- 3 1/2"	- 13.3# - 2.764" I.D.
CASING		
G	- 4 1/2"	- 11.6# - 4.000" I.D.
H	- 5 1/2"	- 17.0# - 4.892" I.D.
I	- 7"	- 23.0# - 6.366" I.D.

ΔP_{fb} - PERDIDA DE PRESION POR FRICCION - psi/100 ft.



REGIMEN DE FLUJO - bbl / min

FIGURA 72



APENDICE VI

NOMENCLATURA

P_t = Presión de tratamiento del fondo del pozo, psi.

Gradiente de P_t = $P_t \div$ profundidad, psi/ft.

EPM = Barriles por minuto.

cp = Viscosidad, centipoises.

D_o = Anillo, diámetro interno de la tubería exterior, pulgadas.

D_i = Tubing, diámetro externo de la tubería interna, pulgadas.

D_f = Diámetro equivalente, pulgadas. Usado para calcular el Número de Reynolds y la pérdida de presión por fricción en el anillo.

$$= D_o - D_i .$$

D_v = Diámetro equivalente, pulgadas. Usado para calcular la velocidad para el anillo.

$$= (D_o^2 - D_i^2)^{1/2} .$$

Temp. del fluido = Temperatura de la mezcla de agua en la superficie, °F.

Concentración
del agente
gelificante } = Libras por 1000 galones.

HHP = Caballaje hidráulico.

ID = Diámetro interno, pulgadas.

Régimen Modificado = Factor de régimen para el espacio anular multiplicado por el régimen de bombeo en barriles por minuto. El régimen modifica-

do en BPM es usado para determinar ΔP_f en el anillo con un diámetro D_f .

$$= \frac{(D_f^2)}{(D_v^2)} \times \text{Régimen de inyección total.}$$

$$\text{El Factor de Régimen es : } \frac{(D_f^2)}{(D_v^2)} .$$

OD = Diámetro externo, pulgadas.

P_h = Presión hidrostática, psi.

G_h = Gradiente de presión hidrostática, psi/ft.

P_i = Presión en la cabeza del pozo, psi.

psi = Libras por pulgada cuadrada.

$$\Delta P_{fr} = F_c \times \Delta P_{fb} \text{ , psi/100 ft.}$$

$$\Delta P_f = \Delta P_{fr} \times \text{Profundidad total/100 ft, psi.}$$

$$\Delta P_{pf} = \text{Pérdida de presión en las perforaciones, psi.}$$

$$\text{Factor de Régimen} = \frac{(D_f^2)}{(D_v^2)} \times \text{Usado para determinar el Régimen modificado en el anillo.}$$

$$\text{Régimen Modificado} = \frac{(D_f^2)}{(D_v^2)} \times \text{Régimen de inyección total, BPM.}$$

D_{mi} = Profundidad del pozo hasta la mitad del intervalo perforado, pies.

D = Profundidad del pozo hasta el intervalo a ser fracturado, pies.

Régimen = Régimen de inyección total, BPM.