

15



# Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Ingeniería

PREDICCIÓN DEL IPR A PARTIR DE UN PROGRAMA DE COMPUTO,  
PARA POZOS PRODUCTORES DE GAS EN FORMACIONES ARENOSAS

## Tesis Profesional

Que para obtener el título de

INGENIERO PETROLERO

Presentan

CAROLINA GUERRERO SERRANO  
GONZALO RODRIGUEZ AGUILAR



México, D. F.,

1985



## **UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso**

### **DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

## I N D I C E

INTRODUCCION	....1
I ) CONCEPTOS FUNDAMENTALES	... 3
I.1) Causas de la Producción de Arena.	
I.2) Problemas que Causan las Arenas.	
I.3) Control de Arenas.	
I.4) Tipos de Empacamientos.	
II) CALCULO DEL I.P.R. PARA POZOS PRODUCTORES DE GAS CON EMPACAMIENTO DE GRAVA.	...28
II.1) Análisis Nodal.	
III) PROGRAMA DE COMPUTO	...38
IV ) EJEMPLOS DE APLICACION	...48
IV.1) Empacamiento en Agujero Entubado.	
IV.2) Empacamiento en Agujero Abierto.	
CONCLUSIONES	...58
BIBLIOGRAFIA	...59

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

El objetivo de este trabajo es proporcionar una "herramienta" que permita de una manera rápida, sencilla y eficiente la predicción del comportamiento de flujo a través del yacimiento y del empacamiento de grava tanto para pozos con empacamiento en agujero entubado como en agujero abierto. Donde la utilidad de dicha predicción es la de poder obtener la relación gasto-presión para toda la vida productiva del pozo, lo cual puede ser empleado en la evaluación de decisiones referentes al desarrollo del campo. Además de ser una parte importante del Sistema de Análisis Nodal, el cual ayuda a determinar el tipo de terminación, tamaño de tubería y equipo superficial que permitirá la máxima capacidad de producción del pozo. Dando como resultado incrementos en la producción y reducción en los costos del equipo.

Los arenamientos son bastante perjudiciales en la vida productiva de un pozo, ya que provocan serios problemas tanto en la producción como en la operación y mantenimiento del equipo, su prevención y/o control son importantes para que esa vida sea lo más larga posible. Algunos métodos de control como los empacamientos restringen en ocasiones la producción lo que debe tomarse en cuenta tanto en su diseño como en el análisis del comportamiento de flujo.

Los programas de cómputo son en la actualidad medios muy importantes para la solución de problemas cuyos cálculos hechos a mano pudieran ser largos, repetitivos y por tanto tediosos. Por ello son la herramienta mas eficiente y rápida con la que actualmente cuenta el ingeniero para minimizar su trabajo y así hacerlo mas rápido y confiable.

Aunque los empacamientos son el método de control de arena más usado hay que tener cuidado, ya que en algunas ocasiones provocan un decremento en la capacidad de producción del pozo trayendo como consecuencia una caída de presión adicional que afecta la predicción de la curva de I.P.R.

Muchos pozos son capaces de producir con gastos muy altos pero son restringidos por los parámetros del empacamiento de grava por lo cual la aplicación del programa aquí presentado ayudará a lograr un diseño de terminación óptimo y con ello obtener la máxima productividad.

## I.- CONCEPTOS FUNDAMENTALES.

La presencia de arena es un problema grave en los campos petroleros. El contenido de arena en los fluidos que se producen en un pozo puede ocasionar daños al equipo de producción (tuberías, conexiones, válvulas, estranguladores, etc.), por su alto poder abrasivo y lo problemático de su manejo que provoca un aumento en los costos de producción. Por otro lado, la migración de la arena puede causar que la parte inferior del pozo frente a la zona productora se llene de sólidos y cause restricciones a la producción o la suspenda totalmente.

### I.1) Causas de la Producción de Arena.

- a) Formaciones constituidas por arenas no consolidadas, areniscas o calizas, en las que la presencia de conos de agua origina reacciones químicas desfavorables, que disuelven el material cementante de las partículas de arena provocando la desintegración de la estructura de la formación.
- b) Altos buzamientos de las formaciones aceleran la producción de la arena, por el resbalamiento hacia el pozo de las partículas, provocando así la entrada de éstas con los fluidos.
- c) Defectos de las tuberías de producción y/o revestimiento como pueden ser: roturas, mala cementación, corrosión, abrasión (causada algunas veces por la misma arena), etc.

En general, el flujo de arena ocurre cuando las condiciones de solidez y tensión de la formación son afectadas por las

operaciones de producción o terminación.

Los arenamientos pueden detectarse en la superficie observando si existe presencia de arena en la corriente de fluidos producidos del pozo, durante el mantenimiento de las baterías de separación o bien mediante dispositivos que se instalan en la línea de descarga, los cuales detectan no solo la presencia de arena sino también cuantifican la concentración en volumen dentro de los fluidos producidos. También es posible detectarla cuando se observa que la producción disminuye en forma más rápida que la declinación natural del pozo en condiciones normales o con el cese total de dicha producción.

### I.2) Problemas que Causan las Arenas.

a) Taponamiento.- En un pozo con entrada de arena se forman tapones en las tuberías, que obstruyen el flujo ya que las formaciones arenosas contienen cantidades considerables de arcilla y limo, que al acomodarse con las partículas de arena forman tapones impermeables.

b) Deformación de las tuberías.- Las tuberías de revestimiento en el intervalo de producción son sometidas a acortamientos provocados por la compactación del yacimiento al estar éste conformado por una formación no consolidada. El acortamiento de las tuberías es una deformación plástica debida a que las cargas axiales provocadas por las arenas exceden el límite elástico del acero, tales cargas pueden provocar severas deformaciones.

c) Abrasión y Erosión.- Las tuberías que se encuentran en los intervalos de producción son frecuentemente erosionadas en forma severa por la entrada de la arena con los fluidos producidos. Grandes cavidades se llegan a formar en los cedazos o tubos cortos (liners) ranurados. Ocasionalmente la producción de arena viene acompañada de fragmentos de cemento y de formación lo cual indica erosión excesiva en la tubería de revestimiento.

La erosión está en función de varios factores, como son : distribución de las fases, presencia de burbujas de gas y de la distribución y características de los sólidos (velocidad y ángulo de incidencia). La erosión afecta principalmente a las secciones donde existen cambios de diámetro o dirección, como en codos, válvulas, estranguladores, etc.

Daños personales, contaminación y destrucción son también consecuencia de la erosión del equipo superficial.

d) Dificil manejo de los fluidos.- Otra razón para tratar de evitar la producción de arena es eliminar o minimizar los costos por problemas de manejo y/o depositación, particularmente en los equipos superficiales. Remover los sólidos facilita el manejo y evita la formación de tapones de arena, ayudando con ello a cumplir con las reglamentaciones de contaminación para la venta de hidrocarburos.

### **1.3) Control de las Arenas.**

En la selección del tipo de control de arena por emplear



deben considerarse los siguientes factores:

- a) Costo inicial del control.
- b) Efecto en la productividad.
- c) Tipo de arena de formación.
- d) Presencia de secciones múltiples.
- e) Nivel de agotamiento de la presión del yacimiento.
- f) Historia de la producción de arena.

Por experiencia los dispositivos para el control de arena deben instalarse antes de que se presente un problema que origine elevados costos de reparación de las instalaciones. La de ci si se instala o no un dispositivo de control de are na está normalmente en función de los factores de costo combi nados con la experiencia de riesgo en una zona dada.

El costo de la instalación inicial dado por los riesgos — reducción de la productividad provocada por algunos de los mé todos de control y/o el equipo adicional al pozo — se puede comparar con:

- a) Riesgo de la producción de arena al principio, si el control de arena no es instalado inicialmente.
- b) Costo de una reparación de la instalación.
- c) Riesgo de que una reparación de la instalación falle al prevenir la producción de arena o provoque gastos restringidos debidos al daño.

En los problemas de predicción, los factores que general-- mente se cree que tienen influencia en la tendencia de la pro-

ducción de arena son:

- a) Profundidad del yacimiento.
- b) Gastos de flujo.
- c) Cementación, compresibilidad y permeabilidad de la formación.
- d) Superficie expuesta al flujo.
- e) Tipo de fluido producido.
- f) Características de la arena de formación.
- g) Abatimiento de presión.
- h) Presión del yacimiento.

Usualmente los únicos factores de considerable significado deben ser evaluados, ya que el número de casos examinados es limitado en relación a las muchas variables involucradas.

Los métodos para el control de arena pueden quedar agrupados en los siguientes:

1.- Mediante control mecánico.

- a) Limpieza periódica.
- b) Introducción de cedazos
- c) Combinación de cedazos con empacamiento de grava.

2.- Mediante control químico.

### I.3.1) Control Mecánico.

a) Limpieza periódica.- En yacimientos de baja presión de fondo, al moverse los granos de arena hacia el pozo junto con los fluidos producidos, cierta cantidad alcanza a salir a la superficie, pero como generalmente la densidad de la arena es

mayor que la del fluido producido, parte de los granos de arena tienden a depositarse en el fondo del pozo formando tapones. Cuando el depósito es lento puede recurrirse a limpiar el pozo periódicamente con cubetas o bien por medio de la circulación de fluidos.

Las cubetas o desarenadores se emplean en aquellos pozos en los que se desea evitar el uso de fluidos de control (pozos con baja presión de fondo fluyendo).

El método por circulación de fluidos se emplea en aque---llos pozos donde no es posible hacer uso de cubetas. Consiste en circular un fluido (aceite o agua gelatinizados), con una viscosidad adecuada, a través de la tubería con el fin de que al llegar al nivel de la arena, ésta sea acarreada y llevada a la superficie por el espacio anular.

b) Introducción de cedazos.- El método de control de arena más simple, seguro y consistente es el método de introducción de cedazos que impide el paso de la arena del yacimiento hacia el pozo. Su diseño está en función del tamaño de los granos de arena que constituyen a la formación productora. Para determinar el tamaño de las ranuras es necesario hacer un análisis granulométrico en el laboratorio. Existen varios tipos de cedazos:

-De tubo ranurado.- Las ranuras en los tubos pueden ser horizontales o verticales y por lo general tienen forma piramidal o biselada, es decir, tienen una reducción en la parte exterior del tubo ampliándose hacia el interior de éste, con el

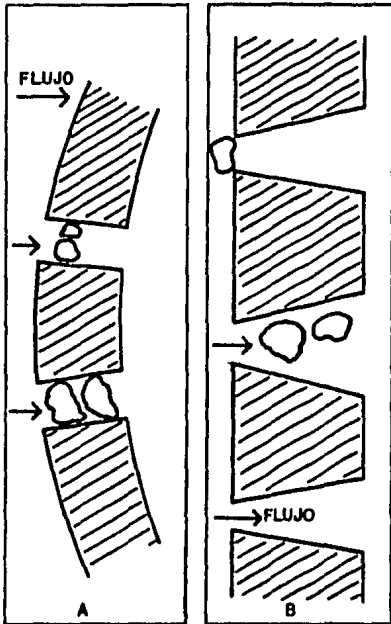


FIG. 1. CEDAZO A CON RANURAS TIPO HORIZONTAL Y CEDAZO B CON RANURAS BISELADAS.

objeto de que sean autolimpiables con el simple paso de los fluidos y permitan una mejor capacidad de producción del pozo. (Fig. 1).

-De tubo ranurado o perforado y alambre enrollado.- Son tubos que aparte de estar ranurados o perforados tienen alambre de acero inoxidable enrollado a todo lo largo del tubo, estos cedazos están menos sujetos a corrosión y erosión, que los tubos que únicamente están perforados, pero su costo es más elevado.

-De tubo ranurado preempacado "Hidropack".- Consiste básicamente en dos tubos ranurados colocados uno dentro del otro con grava natural o sintética en el espacio anular existente entre ellos. Particularmente estos cedazos retienen granos muy finos de arena y sedimento (limo), pero como su costo es mayor y además son fáciles de taponarse con el mismo material que retienen son menos usados que los otros tipos de cedazos, aunque el problema de la obstrucción con limos y lodos, puede solucionarse mediante lavados periódicos con agentes dispersantes de arcilla, pero ello eleva también su costo.

c) Combinación de cedazos con empacamiento de grava.- En

este tipo de control la consideración más simple e importante con respecto al diseño, es el tamaño apropiado de las aberturas de los cedazos o del espacio poroso de la grava que constituye el empacamiento, siempre con relación al tamaño de las partículas de la formación productora.

Empacamientos efectivos de grava requieren que los granos de arena sean retenidos en la cara exterior del empacamiento. La arena de formación que se mueve dentro del empacamiento llega a formar "puentes", que reducen significativamente la permeabilidad del empacamiento. Lo que da como resultado un decremento en la productividad.

La determinación del tamaño de la grava y de las aberturas del cedazo se hace de la manera siguiente:

- a) Se obtiene una muestra representativa de la arena de formación y se procede a su lavado, secado y pesado.
- b) A continuación, la muestra se hace pasar a través de una serie de mallas o cribas de especificación conocida.
- c) Para cada malla se obtiene el peso y porcentaje retenido de la muestra.
- d) De entre las mallas utilizadas se elige aquella que haya retenido del 10 al 20 % de la muestra. Ya que se ha demostrado experimentalmente que este porcentaje representa a los granos mayores, los cuales, al colocarse alrededor del cedazo formarán un empacamiento gradual y natural de los granos más finos.
- e) Una vez que se tiene el tamaño de malla, este es multi

plicado por 5 y por 8, con lo que se obtiene el tamaño mínimo y máximo de la grava. Los factores 5 y 8 son determinados a partir de la gráfica 1, donde se observa que las permeabilidades mayores para el empacamiento se obtienen con relaciones grava-arena, de 5 a 8.

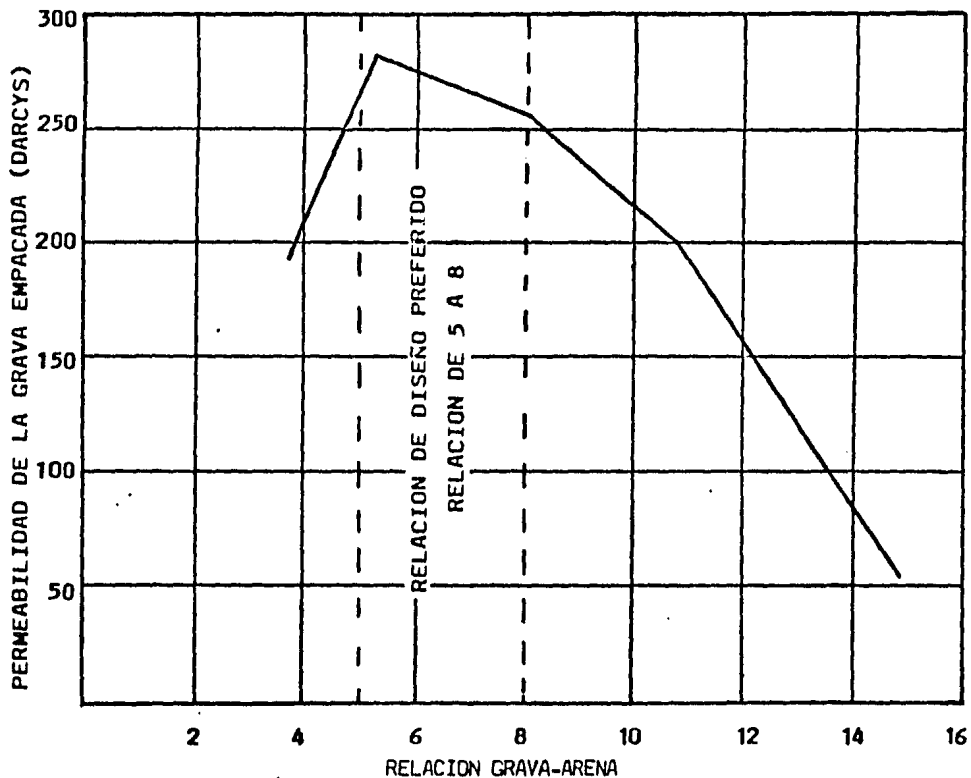
f) Por último se determina el tamaño de las aberturas de los cedazos, siendo este igual a la mitad del tamaño mínimo de la grava. Con lo que se asegura que la grava no pasará a través del cedazo.

Otras características que debe tener la grava son:

a) Insolubilidad.- La grava debe ser de 95 a 98% insoluble ya que de lo contrario pueden crearse huecos en el empacamiento durante acidificaciones.

b) Angularidad.- Empacamientos de grava más consistentes han sido observados cuando se tienen granos redondeados. De cualquier manera la grava angular facilita mejor el puenteo, una redondez de 0.6 o mayor es recomendada.

c) Compactación.- La compactación de la grava del empacamiento afecta la permeabilidad de éste. El diámetro de poro de un empacamiento flojo o suelto es aproximadamente 0.41 veces el diámetro del grano y para un empacamiento compactado el diámetro de poro se reduce a 0.15 veces el diámetro de grano. Baja viscosidad de los fluidos para empacamiento así como granos bien redondeados dan como resultado alta compactación. Un empacamiento medianamente compactado puede permitir que los granos



GRAF. 1 PERMEABILIDAD DEL PUENTE FORMADO POR LA GRAVA EMPACADA

de arena viajen a través de la grava provocando obstrucciones.

### I.3.2) Control Químico.

Es un proceso de inyección de productos químicos dentro de la formación no consolidada para proporcionar una cementación " in - situ " grano a grano de la roca productora. El concepto general de la consolidación se ilustra en la Fig. 2.

A este tipo de consolidación se recurre desde hace varios años. Los productos químicos más empleados están consti-

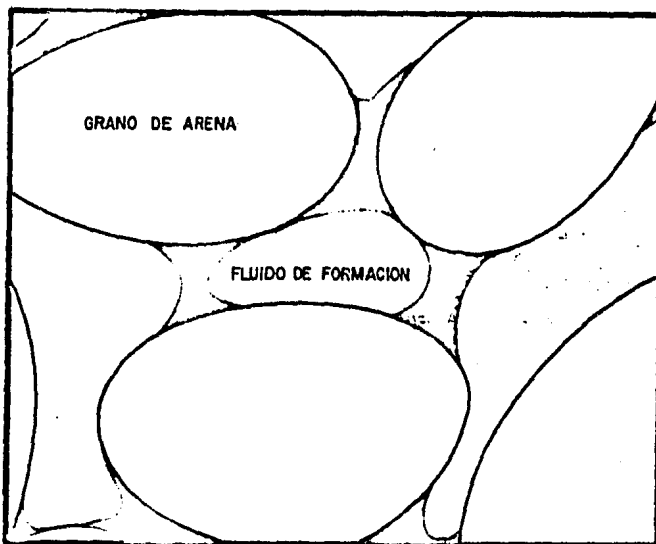


FIG.2—EL OBJETIVO DE LA CONSOLIDACION DE LA ARENA DE FORMACION ES LA DE CEMENTAR LOS GRANOS EN - LOS PUNTOS DE CONTACTO



tuidos por sistemas de:

- Resinas fenólicas.
- Resinas de fenol-formaldehido.
- Resinas de aminas-formaldehido.
- Resinas epóxicas.
- Resinas de furano.
- Resinas fenólicas-furfural.

El proceso de consolidación de arena es:

1) La resina se introduce al pozo y se inyecta a la formación en estado líquido. (Fig. 3).

2) La resina moja los granos de arena y se extiende formando una capa líquida continua.

3) Por efecto de tiempo y temperatura de fondo del pozo, la resina se contrae acumulándose en los espacios reducidos entre los granos o puntos de contacto por efectos de capilaridad y ahí se endurece y solidifica.

4) La resina ocupa solamente un pequeño porcentaje del espacio poroso por lo cual la permeabilidad natural no se reduce en forma apreciable (del 10 al 20 % de la permeabilidad natural).

El proceso y tiempo de endurecimiento de la resina, puede controlarse mediante el uso de un agente catalizador, el cual puede estar incluido dentro de la solución de resina o bien dentro de un bache de sobrelavado o de desplazamiento de exceso plástico, por lo que este bache tiene dos funciones; la de desplazar el exceso de plástico de resina y la de activador para

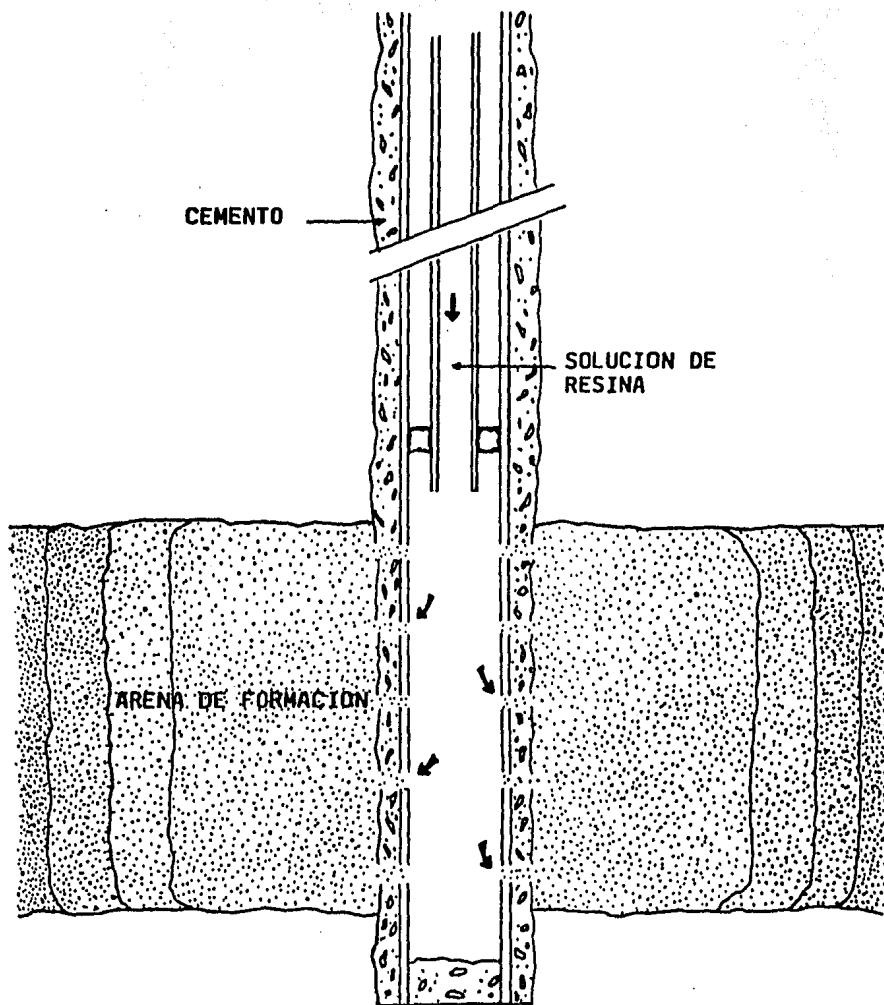


FIG.3\_ LA CONSOLIDACION DE ARENA DE FORMACION SE BASA EN LA INYECCION DE MATERIALES PLASTICOS DE CONSOLIDACION (SOLUCION DE RESINA) HACIA EL INTERIOR DE LA FORMACION NO CONSOLIDADA DANDO LUGAR A UNA CEMENTACION QUIMICA QUE PREVIENE EL FLUJO DE ARENA.

la solidificación de ésta.

Para tener mayor éxito en el proceso de consolidación de la arena, la zona en donde se introducirá la resina deberá estar libre de fluidos y de material de invasión, por lo que en el caso de haber usado fluidos de control que pudieron haberla dañado, será conveniente limpiar la zona por medio de lavados con ácido o con aditivos especiales (dispersantes de arcillas).

También para lograr un mejor contacto de la solución de resina con la superficie de los granos de arena es conveniente usar antes de la solución baches de lavado que desplacen el fluido de la formación y el agua congénita o intersticial mediante el uso de agentes como el alcohol isopropílico, surfactantes o solventes de hidrocarburos. Se tienen mejores resultados cuando los trabajos de consolidación de arena se llevan a cabo durante la terminación del pozo, antes de que por el efecto de acarreo de arena, durante la etapas de producción, se formen cavidades en las vecindades del pozo.

Estas consolidaciones químicas son más costosas que los métodos anteriores. Así mismo el costo total de la consolidación está influenciado por la longitud del intervalo tratado.

#### I.4) Tipos de Empacamiento.

Los empacamientos de grava pueden efectuarse tanto en agujero abierto como en agujero entubado, dependiendo de las condi ciones de terminación del pozo. Estos empacamientos consisten en colocar un filtro de grava alrededor de un cedazo. En ello juega un papel muy importante la determinación del tamaño y ti po de grava por emplear. Esta determinación se efectúa siguiendo el procedimiento descrito anteriormente.

##### I.4.1) Empacamiento de Grava en Agujero Entubado.

Este tipo de empacamiento se lleva a cabo en pozos revesti dos y perforados a través de secciones productivas múltiples - donde es necesario aislar intervalos de agua, gas o limo.

Avances importantes en la tecnología han permitido la dis minución en la frecuencia de fallas y el mejoramiento de la pro ductividad en pozos con este tipo de empacamiento.

El método que se sigue para el empacamiento, por lo gene-- ral es en dos etapas:

a) La primera etapa consiste en forzar a la grava a intro ducirse en las perforaciones (disparos), hechas a través de la tubería de revestimiento, mediante la aplicación de presión co mo si fuera una cementación forzada.

b) El segundo paso, es el acomodo de la grava en el espa cio anular (T.R.-cedazo), por medio de circulación inversa o u tilizando el método del invertidor de flujo.(Fig. 4).

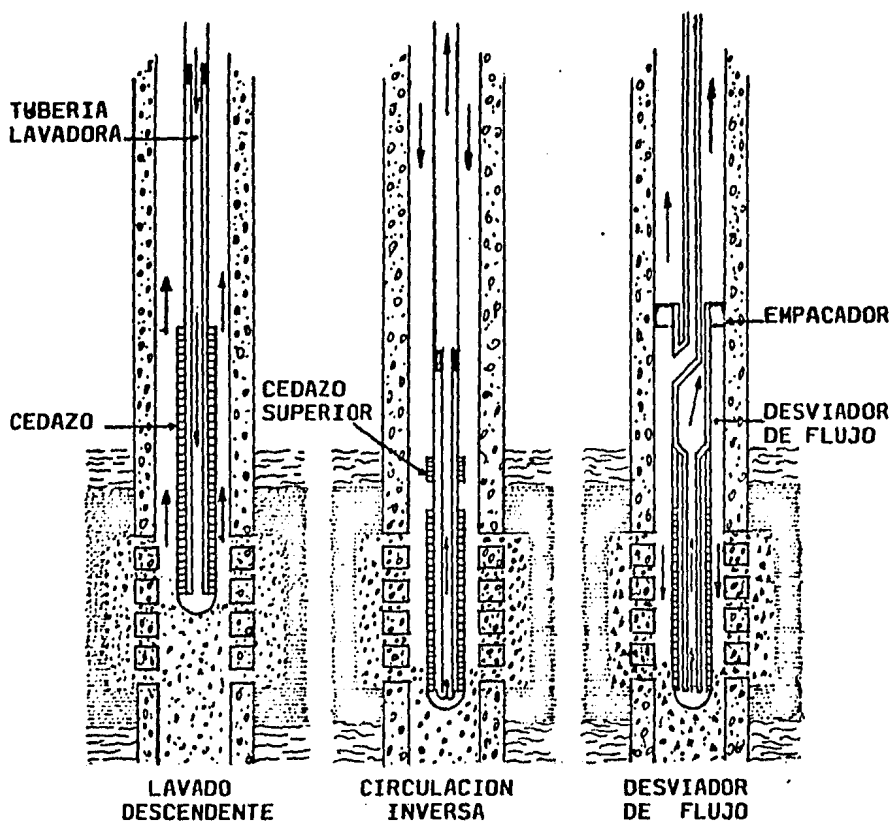


FIG.4 LOS SISTEMAS MAS COMUNES DE EMPACAMIENTO INTERIOR DE GRAVA DEBEN SER EFECTUADOS POSTERIORMENTE A UN LAVADO DE FORMACION.

El procedimiento es el siguiente:

1) Antes de introducir la grava a las paredes de la formación arenosa, éstas deben estar libres de materiales de invasión para lo cual se emplean tratamientos de lavado.

2) A continuación mediante el uso de un fluido viscoso - que por lo general es agua salada o aceite gelatinizados, la grava es transportada y aplicando presión a la tubería de revestimiento la grava es forzada a introducirse a través de las perforaciones (disparos) hacia las paredes de la formación, planos de estratificación y fracturas naturales e inducidas.

Altas concentraciones de grava con fluidos viscosos son deseables para disminuir la posibilidad de que se forme una mezcla de arena de formación y grava.

3) Después de extraer el exceso de grava del interior de la tubería de revestimiento, se introduce un tubo corto o cedazo, llenándose a continuación el espacio anular (T.R. - cedazo), con grava ya sea por circulación inversa o por el método del invertidor de flujo, que consiste en introducir el fluido de transporte con la grava por la T.P. para que más tarde el flujo sea desviado hacia el espacio anular (T.R. - cedazo), depositándose aquí la grava y el exceso de fluido de transporte retorne por el interior del cedazo y al llegar al invertidor, salga al espacio anular (T.R. - T.P.), y luego a la superficie.

4) Por último se recomienda aplicar una cierta presión a la sección de la grava para ayudar a su compactación.

El equipo utilizado en el empacamiento:

Existe una gran variedad de equipo para empacamiento en agujero entubado, hay una infinidad de combinaciones, pero para propósitos de esta tesis sólo serán presentados los componen--tes más comunes. (Fig. 5).

El equipo está constituido por zapata, cedazo de produc--ción, tubo corto, cedazo de menor longitud, centrador, empaca--dores, invertidor de flujo y una tubería lavadora concéntrica.

La selección de los componentes depende de las condicio--nes del pozo y del tipo de terminación.

Zapata.- Puede ser del tipo circulatorio para poder lavar hasta el extremo inferior a través de la grava o circular en el fondo para desalojar el empacamiento. Sin embargo, en algu--nas operaciones hay que evitar la circulación para minimizar la carga del fluido en la zona. Un simple tapón en el extremo inferior puede ser usado cuando la circulación no es necesaria.

Tubo Corto.- Es normalmente corrido entre el cedazo de pro--ducción y el cedazo superior. Su propósito es el de proveer u--na reserva de grava, la cual servirá para dos propósitos:

1.- La grava de reserva se asentará y ocupará el espacio de la grava que se compacte durante la producción o se pierda en la formación.

2.- También tiende a desviar el flujo del espacio anular (T.R. - cedazo) hacia el cedazo de producción, aunque se afirma que el uso de un empacador es más efectivo.

Centradores.- Aseguran que la grava se distribuya unifor--

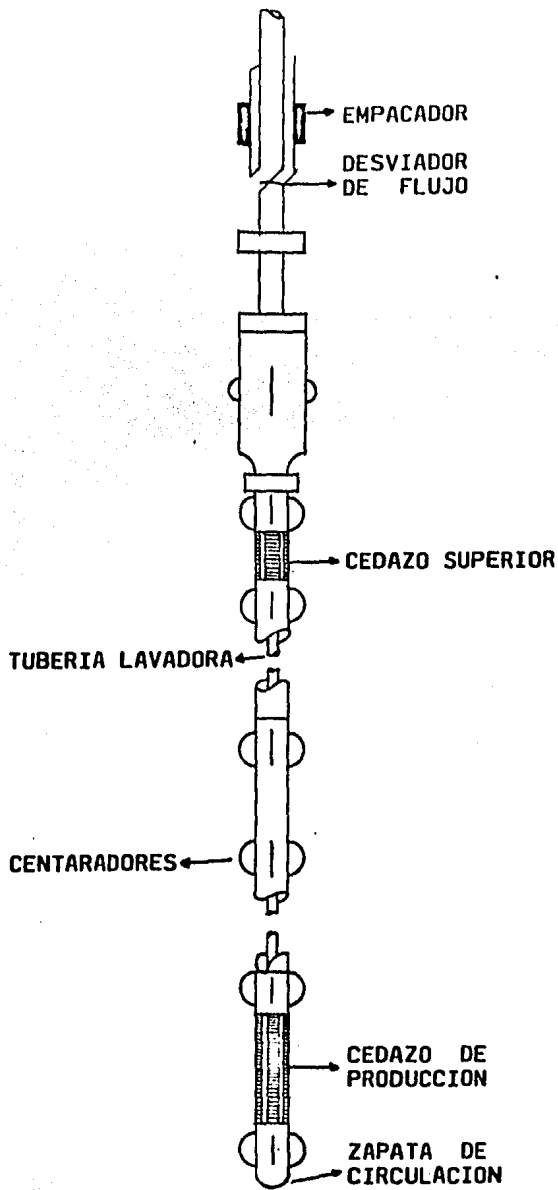


FIG.5 - ESQUEMA DE HERRAMIENTAS TÍPICAS DE FONDO DE POZO PARA EMPACAMIENTOS DE GRAVA, MUCHAS VARIACIONES SON POSIBLES.



memente alrededor del tubo corto.

Cedazo superior.- Parte del sistema que detecta la altura a la cual tiene que ser empacada la grava en el espacio anular (T.R. -cedazo). Incrementos de presión en la superficie indicarán que el cedazo de producción está siendo cubierto por la grava, desviando entonces el flujo hacia el cedazo superior, cuando se detecte un incremento repentino de presión, se deberá a que el cedazo superior también empieza a ser cubierto por la grava dando por concluido el empacamiento.

#### I.4.2) Empacamiento de Grava en Agujero Abierto.

Este empacamiento es ampliamente empleado en donde las características de la formación permiten una terminación de agujero abierto y donde la instalación de un sistema de control de arena permiten un máximo flujo del yacimiento.

El empacamiento si se diseña e instala apropiadamente ayudará a tener una mayor productividad comparada con la de cualquier empacamiento en agujero entubado o consolidación química, debido a que las perforaciones restrictivas de la T.R. son eliminadas y la ampliación del agujero mejora el flujo radial dentro del pozo.

Los pasos básicos que se siguen en los empacamientos en agujero abierto son ampliación del agujero, introducción del tubo corto y anclaje del mismo, y empacamiento de la grava.

El procedimiento es el siguiente:

a) Se agranda el diámetro del agujero mediante una barre-

na ampliadora accionada por presión hidráulica. Esta ampliación puede ser del doble del diámetro original del agujero. Puede ampliarse todo el intervalo o sólo las partes que se encuentran frente a los cuerpos arenosos.(Fig. 6 ).

b) Después de tomar un registro de calibración de agujero, para calcular el volumen de grava a utilizar, se corre el cedazo ranurado (el cual lleva una herramienta de empaque y un soltador en el extremo superior), la corrida se realiza con T.P., que lleva a su vez el complemento soltador, un invertidor de flujo y una camisa deslizable.

c) A continuación se llena de grava el espacio anular(formación - cedazo) en forma similar a la segunda etapa del empacamiento en agujero entubado, utilizando el método del invertidor de flujo o por circulación inversa.(Fig. 7).

d) Después del empacamiento inicial, el intervalo puede ser lavado removiendo así la grava para eliminar puentes que se llegan a formar, para luego reempacar.

Este empacamiento puede ser hecho con el mismo equipo que se emplea para el empacamiento en agujero entubado. En particular es aplicable en intervalos relativamente cortos. De otro modo, para intervalos largos en donde ciertas zonas deben estarar separadas, equipo especial debe ser usado.

#### EQUIPO ESPECIAL

- a) Ampliadores de agujero.
- b) Coples de orificio lateral.
- c) Empacadores.

d) Tubos lavadores concéntricos.

Un esquema de estas herramientas y su uso es mostrado en la Fig. 8.

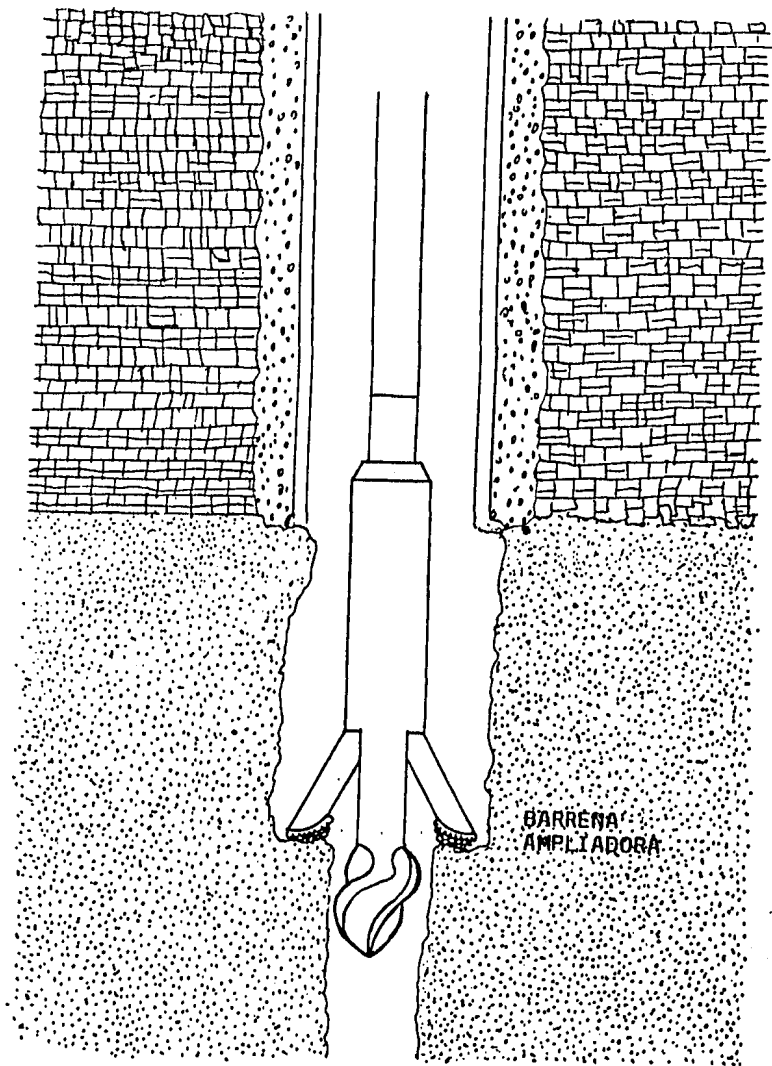


FIG.6\_ BARRENAS AMPLIADORAS, SON USADAS PARA INCREMENTAR EL DIAMETRO DEL AGUJERO, ESTE INCREMENTO PUEDE SER DEL DOBLE DEL DIAMETRO ORIGINAL.

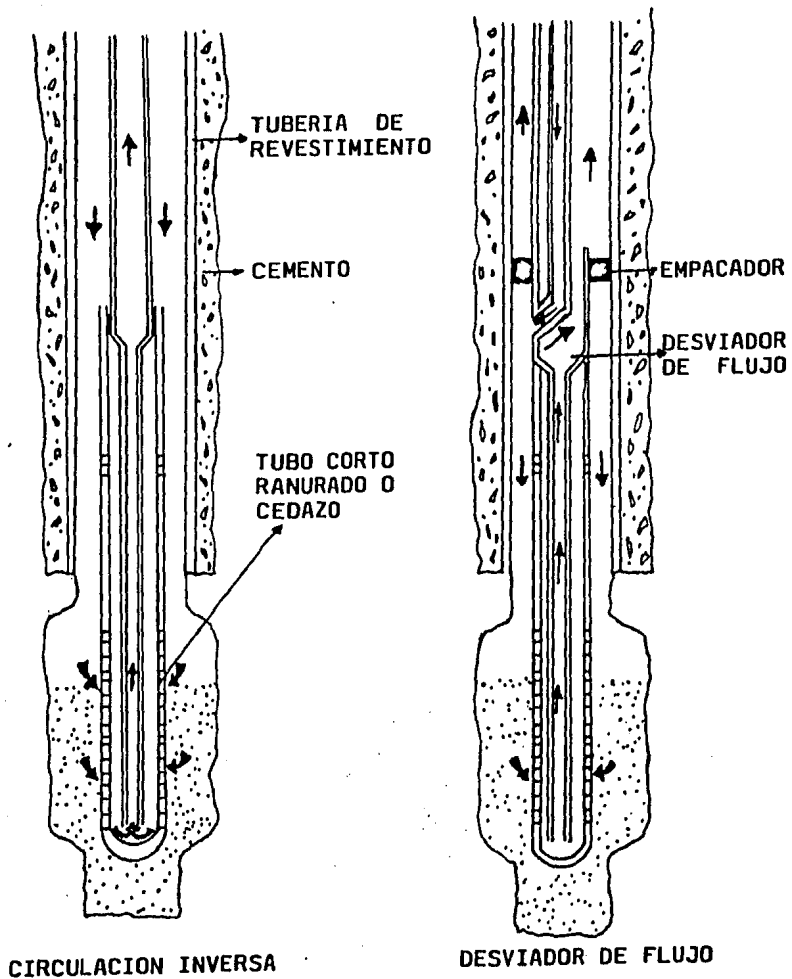


FIG.7\_ EL DESVIADOR DE FLUJO Y LA CIRCULACION INVERSA SON TECNICAS DE EMPACAMIENTO USADAS COMUNMENTE EN INTERVALOS DE AGUJERO ABIERTO CORTO O DONDE LA SEPARACION DE ZONAS ES NECESARIA.

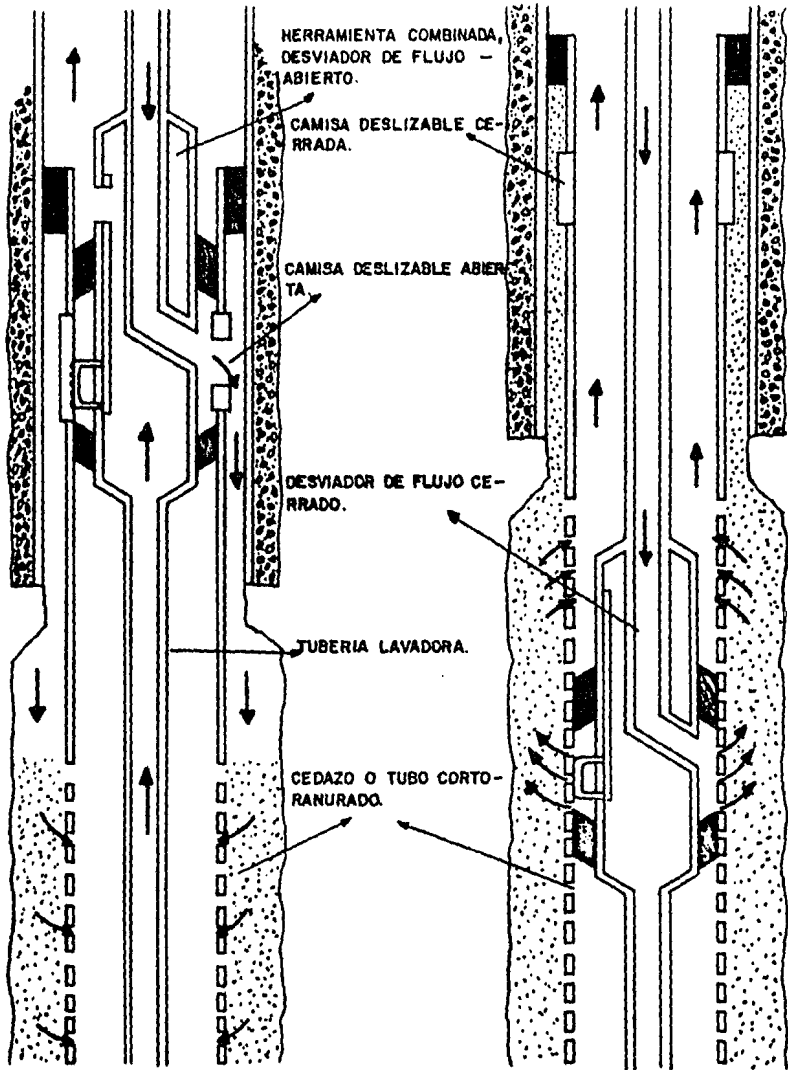


FIG.8\_ HERRAMIENTAS ESPECIALES PARA EL EMPACAMIENTO DE GRAVA DE INTERVALOS GRANDES.

## II.- CALCULO DEL I.P.R. PARA POZOS PRODUCTORES DE GAS CON ... EMPACAMIENTO DE GRAVA.

La relación de índice de productividad (I.P.R.) es una herramienta importante para la ingeniería de producción y yacimientos, ya que ayuda a optimizar el diseño de tuberías y estranguladores. Además permite la predicción de gastos futuros, donde dicha predicción puede ser empleada para la evaluación de decisiones referentes al desarrollo del campo.

Esta predicción es empleada en la aplicación del análisis nodal a los sistemas de producción, para representar el flujo de gas a través del medio poroso desde los límites del yacimiento hasta la cara de la arena.

### II.1) Análisis Nodal.

Incremento en la producción y reducción en los costos de equipo son el resultado de aplicar este tipo de análisis.

El análisis nodal es básicamente la aplicación de matemáticas simples en cada punto del pozo y la superficie donde ocurre una caída de presión. Desde un punto de vista económico y de trabajo, los cálculos ayudarán a indicar cual tipo de terminación, tamaño de tubería y equipo superficial permitirá la máxima capacidad de producción del pozo.

Este análisis fué presentado por Mach y considera todas las posibles restricciones al flujo en un sistema de producción, desde los límites del yacimiento hasta el separador. La Fig. 9. muestra un sistema típico de producción de gas e ilustra los nodos (puntos donde ocurren las caídas de presión) más

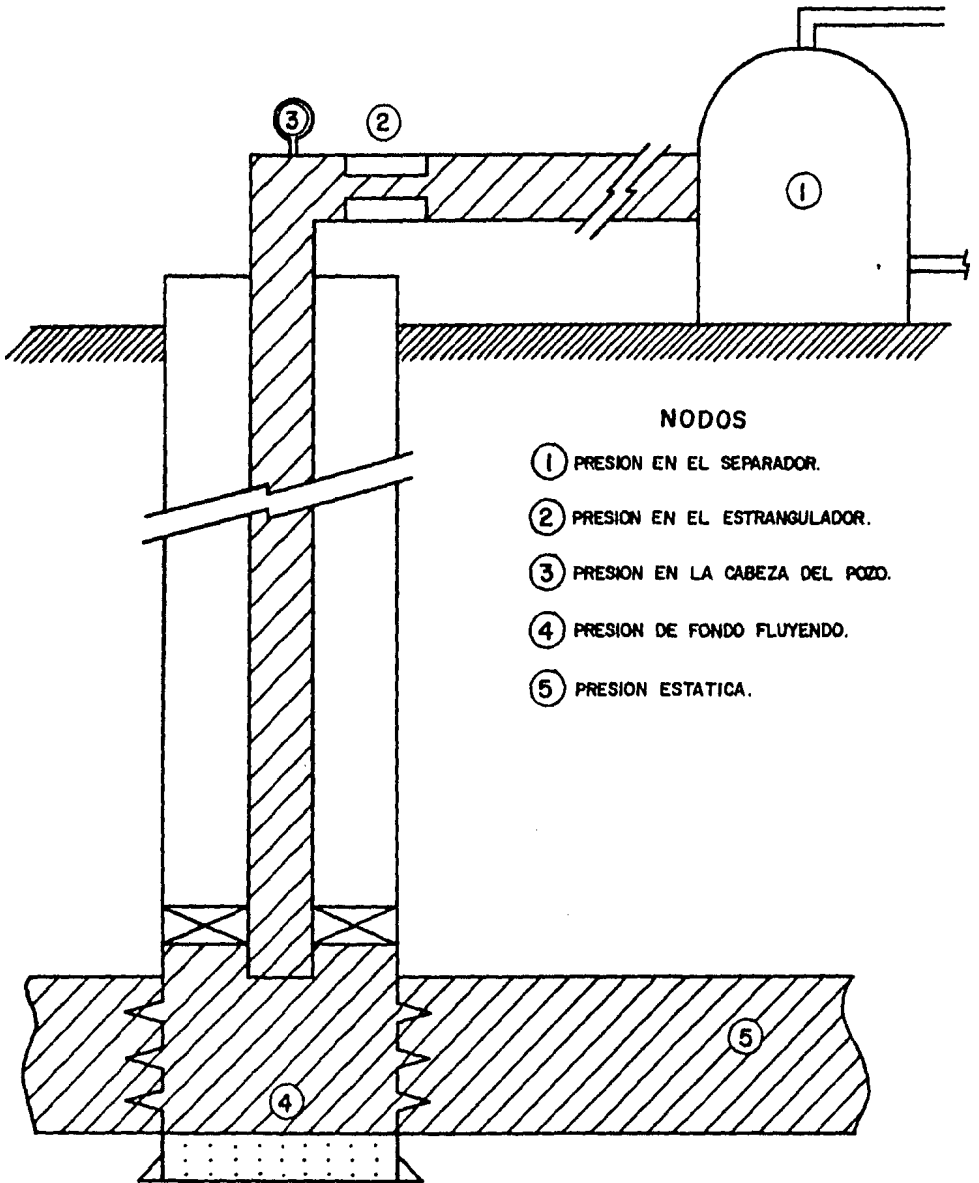


FIG. 9. —  
PRINCIPALES NODOS DE UN SISTEMA DE PRODUCCION



comunes de este tipo de sistemas.

Para realizar el estudio del sistema es necesario dividirlo en segmentos, definiendo para cada uno de ellos una relación presión—gasto. Obteniendo, esta relación en base al uso de diferentes gastos de flujo y un modelo físico o matemático que permita predecir apropiadamente la caída de presión. El comportamiento total del sistema se obtiene al combinar todas las partes que lo integran.

Las partes que conforman al sistema de producción de un pozo de gas con empacamiento de grava son:

- 1.- Flujo a través del yacimiento.
- 2.- Flujo a través del empacamiento de grava.
- 3.- Flujo a través de la T.P. inclinada o vertical.
- 4.- Flujo a través de la línea de descarga.

Para propósitos de este trabajo sólo se estudiarán los dos primeros componentes. Aunque una gráfica del comportamiento total de un sistema de producción de gas (a manera de ilustración) es mostrada en la Fig.10.

Cuatro son los componentes que contribuyen a la caída de presión total en los pozos de gas con empacamiento de grava, los cuales son:

- 1.- Flujo laminar radial en la formación.
- 2.- Flujo turbulento radial en la formación.
- 3.- Flujo laminar lineal en los túneles hechos por los disparos.
- 4.- Flujo turbulento lineal en los túneles hechos por los

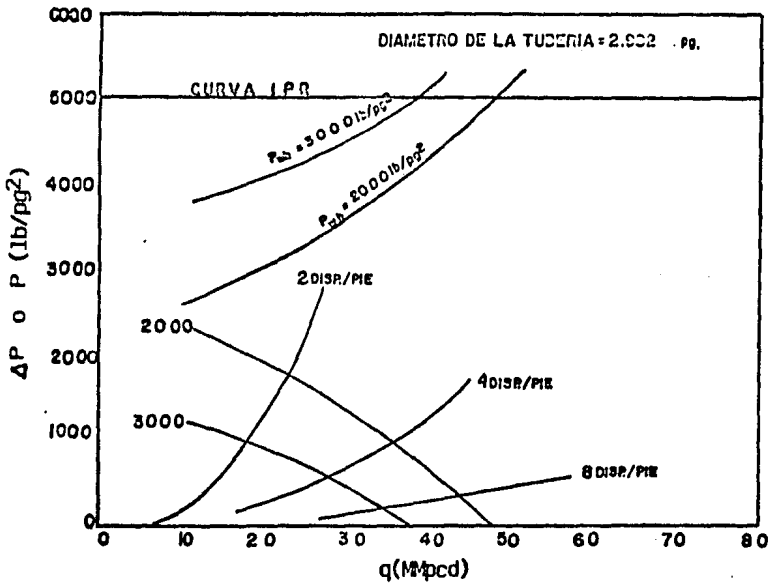


FIG.10 ANALISIS NODAL TOTAL

disparos.

La Fig. 11. muestra este sistema de caídas de presión. La caída de presión en la formación es la diferencia entre la presión estática del yacimiento ( $P_{ws}$ ) y la presión de flujo en la cara de la arena ( $P_{wsf}$ ), donde esta caída tiene un componente laminar y uno turbulento. La caída de presión en los túneles - hechos por los disparos es la diferencia entre la presión de flujo en la cara de la arena ( $P_{wsf}$ ) y la presión de fondo fluuyendo ( $P_{wfp}$ ) e igualmente tiene un componente laminar y uno turbulento.

### II.1.1) Flujo de Gas en la Formación.

La ecuación que representa la caída de presión en la formación puede deducirse a partir de la ecuación de Darcy (ecuación muy comunmente usada en la ingeniería de yacimientos). La ecuación obtenida describe el comportamiento de flujo estabilizado de un yacimiento de gas incluyendo el efecto de turbulencia, esta ecuación es:

$$q = \frac{0.703 \times 10^{-6} Kh(P_{ws}^2 - P_{wsf}^2)}{\sqrt{1.72Z(\ln(r_e/r_w) - 0.75 + S + Dq)}} \quad \dots 1)$$

donde :

$$D = \frac{2.715 \times 10^{-12} \beta MP_h K}{\sqrt{h r_w T_b}} \quad \dots 2)$$

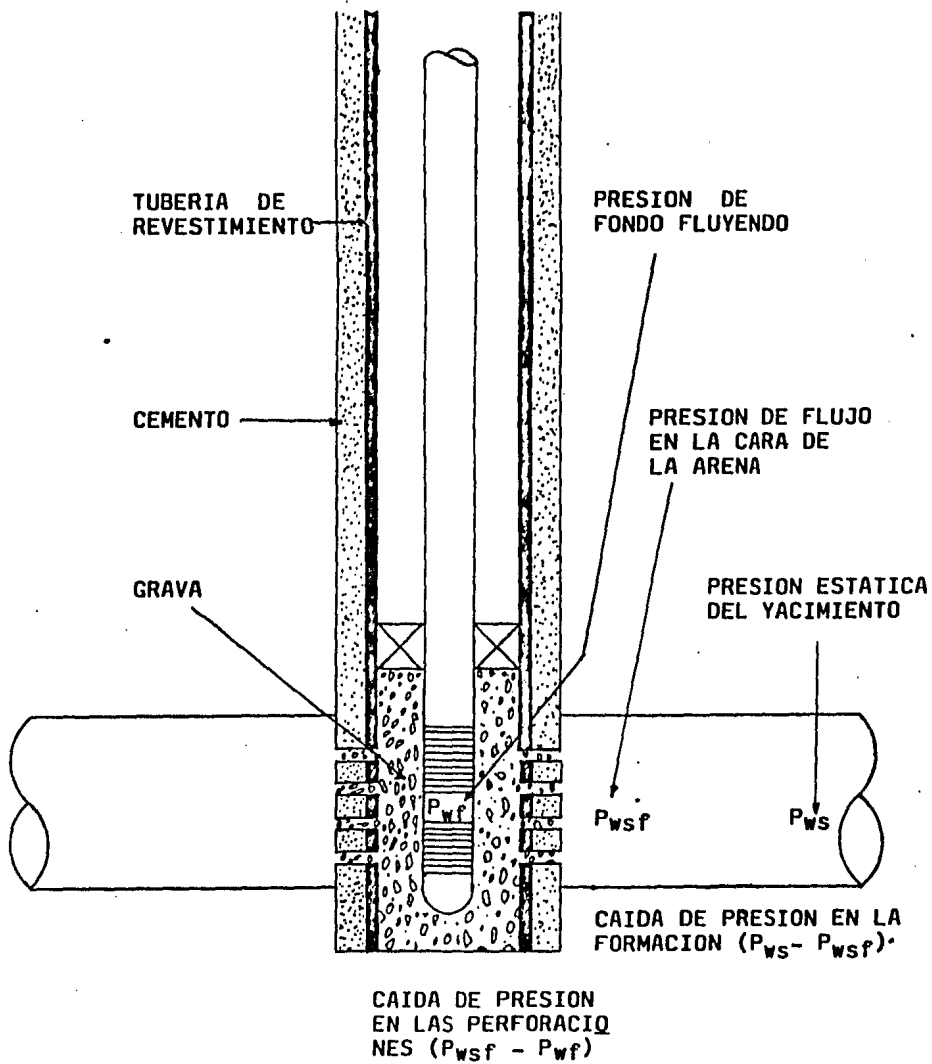


FIG.11\_ DIAGRAMA DE EMPACAMIENTO DE GRAVA QUE MUESTRA LA LOCALIZACION DE LAS CAIDAS DE PRESION.

Después de sustituir la ecuación 2 en la ec. 1, y reacomodando ésta, queda de la siguiente manera:

$$P_{ws}^2 - P_{wsf}^2 = aq + bq^2 \quad \dots 3)$$

donde:

$$a = \frac{1.424 \times 10^6 \mu ZT}{K h} \quad \dots 4)$$

y

$$b = \frac{3.166 \times 10^{-6} \beta \gamma_g ZT}{h_p^2 r_w} \quad \dots 5)$$

q = gasto de flujo de gas, MMpcd

K = permeabilidad efectiva al gas, mD.

h = espesor de la formación, pies.

$P_{wsf}$  = presión de flujo en la cara de la arena, lb/pg<sup>2</sup>.

$P_{ws}$  = presión estática del yacimiento, lb/pg<sup>2</sup>.

$\mu$  = viscosidad del gas, cp.

T = temperatura del yacimiento, °R.

Z = factor de compresibilidad.

$r_e$  = radio de drene, pies.

$r_w$  = radio del pozo, pies.

S = factor de daño.

D = factor de turbulencia, 1/MMpcd

$\beta$  = coeficiente de velocidad, 1/pie.

M = peso molecular del gas (  $29 \times \gamma_g$  ), lb<sub>m</sub>/lb-mole.

$P_b$  = presión base (14.7), lb/pg<sup>2</sup>.

$T_b$  = temperatura base (520), °R.

$h_p$  = intervalo perforado, pies.

$\gamma_g$  = densidad específica del gas (aire=1).

El primer término de la ecuación 3. representa la caída de presión debida al flujo laminar y el segundo término describe la caída adicional de presión debida al flujo turbulento.

El término de flujo turbulento es despreciable cuando se tienen gastos pequeños, pero siendo una función de  $q^2$  esta caída de presión se incrementa drásticamente con gastos altos. También se aprecia que en el término de flujo turbulento aparece el intervalo perforado en lugar del espesor de la formación, esto es debido a que el flujo turbulento ocurre en las cercanías del pozo, donde el flujo de gas converge hacia el intervalo perforado.

La ec.3 es una muy buena aproximación a las condiciones de flujo estabilizado y constituye un método preciso para predecir el comportamiento de pozos de gas para períodos de tiempo grandes. En condiciones estabilizadas, la presión del yacimiento declina uniformemente en todo el yacimiento y la productividad decrece lentamente.

### II.1.2) Flujo de Gas a través del Empacamiento.

En el caso de terminaciones con empacamiento de grava, la determinación de la caída de presión en el empacamiento es una función de la densidad de disparos, del tamaño de agujero, de la longitud del túnel perforado, etc.

Asumiendo que se tiene flujo lineal desde la cara de la arena hasta el cedazo, entonces la ecuación que describe el flujo lineal turbulento de gas en régimen permanente es:

$$P_{wsf}^2 - P_{wf}^2 = a'q + b'q^2 \quad \dots 6)$$

donde:

$$a' = \frac{8.936 \times 10^6 ZTAL_p}{K_p A_p} \quad \dots 7)$$

y

$$b' = \frac{1.254 \times 10^{-4} \beta_p \gamma_g L_p}{A_p^2} \quad \dots 8)$$

siendo:

$P_{wf}$  = presión de fondo fluyendo, lb/pg<sup>2</sup>

$A_p$  = área total perforada, pies<sup>2</sup>.

$h_p$  = longitud de los disparos, pies.

$\beta_p$  = coeficiente de velocidad de grava, 1/pie.

El área total perforada está definida por:

$$A_p = \frac{n_p h_p d_p^2}{576} \quad \dots 9)$$

donde:

$n_p$  = densidad de disparos, # disparos/pie.

$h_p$  = intervalo perforado, pies.

$d_p$  = diámetro promedio de las perforaciones, PG.

La ec.6 incluye tanto la caída de presión debida al flujo laminar como la debida al flujo turbulento. Para altos gastos, el efecto de turbulencia puede llegar a ser un factor importante en la caída de presión total.

Combinando la ec.3 y la ec.6 se puede determinar la presión de fondo fluyendo. Estas mismas al ser resueltas para diferentes gastos permiten obtener respectivamente la curva de predicción de I.P.R. y la curva de predicción del comportamiento

to del empacamiento de grava. Estas curvas se obtienen al elaborar una gráfica de  $q$  vs  $\Delta P$ . Esto se estudiará con mayor de talle en el capítulo siguiente.



### III.- PROGRAMA DE COMPUTO.

El uso del empacamiento de grava para el control de la arena, complica los cálculos que predicen la curva de I.P.R. de un pozo, particularmente si se trata de un pozo de gas, donde las altas velocidades en la formación y a través de los túneles perforados llenos de grava puede causar flujo turbulento.

El programa aquí presentado calcula las caídas de presión y la presión de fondo fluyendo para distintos gastos de flujo en pozos de gas con empacamiento de grava. El programa fué elaborado para una computadora marca 'ATARI' en lenguaje BASIC, pero puede ser adaptado a cualquier otro sistema que cuente con el mismo. Para lo cual la Fig.12. muestra el diagrama de flujo de este programa.

El programa incluye:

- a) Cálculos para pozos con empacamiento de grava en agujero abierto o entubado.
- b) Facilidad para introducir nuevos datos y correrlo nuevamente.
- c) Cálculo de las presiones para un ilimitado número de gastos.

#### III.1) Procedimiento que sigue el Programa.

a) Indicar si se trata de un pozo con empacamiento en agujero abierto o entubado.

b) Introducir los datos requeridos, que son:

$P_{ws}, \mu, Z, T, r_e, r_w, S, K, h_t, B_t, d, h_p, q_i, q_f, \Delta q.$

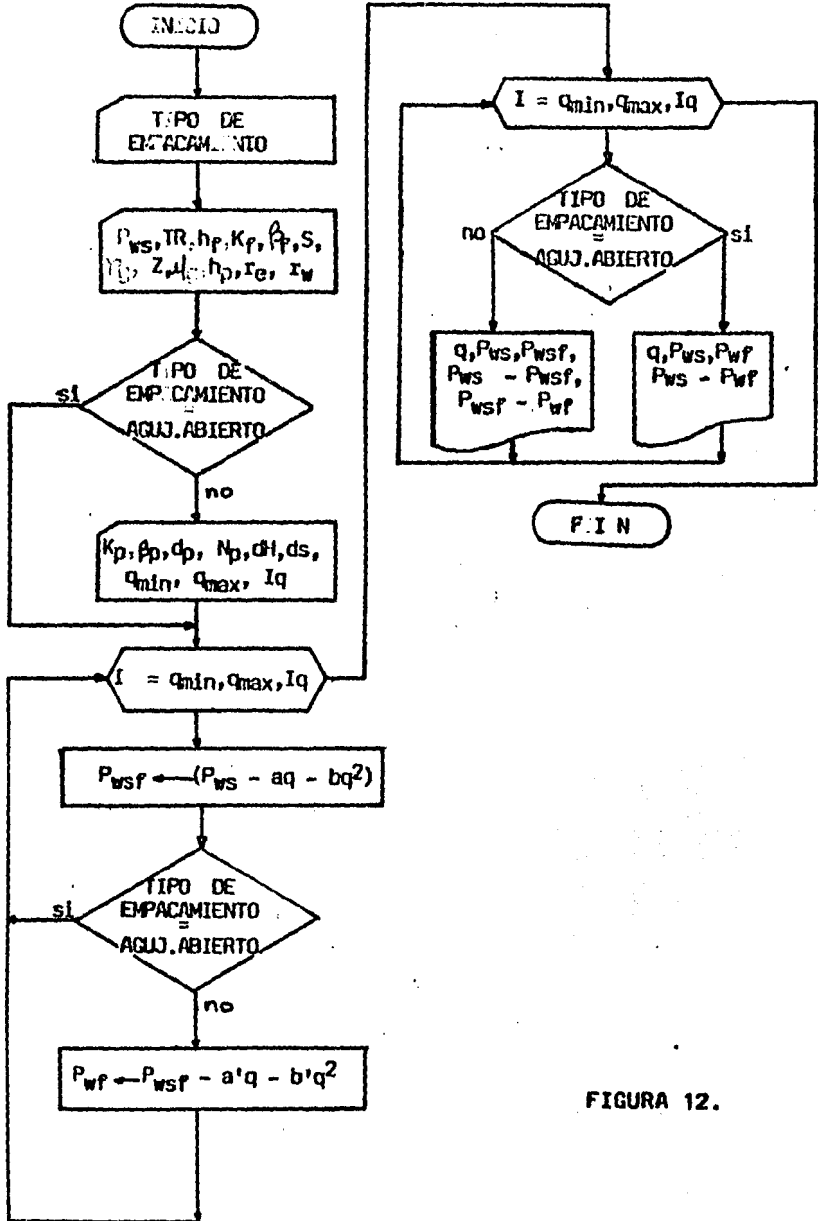


FIGURA 12.

c) Después de introducir el último dato, los cálculos se inician automáticamente para el gasto inicial.

d) Se determina la  $P_{wsf}$  utilizando la ec.3 en la forma siguiente:

$$P_{wsf} = (P_{ws}^2 - a'q - b'q^2)^{\frac{1}{2}}$$

y la caída de presión en el yacimiento se obtiene con la diferencia de  $P_{ws}$  y  $P_{wsf}$ .

e) En el caso de que se trate de un empacamiento con agujero abierto se asume que la caída de presión en el empacamiento de grava, entre la cara de la arena y el cedazo, es despreciable. Y por lo tanto la  $P_{wsf}$  será igual a la  $P_{wf}$ . Realizando a continuación el siguiente paso. Pero si se trata de un empacamiento de agujero entubado entonces la  $P_{wf}$  se determina utilizando la ec.6 en la forma siguiente:

$$P_{wf} = (P_{wsf}^2 - a'q - b'q^2)^{\frac{1}{2}}$$

Obteniendo la caída de presión en el empacamiento al realizar la diferencia entre  $P_{wsf}$  y  $P_{wf}$ .

f) Se compara si el gasto es igual al gasto máximo. Si no es así el gasto es incrementado y el procedimiento es repetido a partir del paso d). Si se tiene el gasto máximo se imprime una tabla de resultados la cual contiene; gasto,  $P_{ws}$ ,  $P_{wsf}$  y  $P_{ws} - P_{wf}$  para agujero abierto, y gasto,  $P_{wsf}$ ,  $P_{ws} - P_{wsf}$ ,  $P_{wsf} - P_{wf}$  para agujero entubado.

g) Por último se construye una gráfica de caída de presión contra gasto, utilizando los resultados de la tabla. Obte

niendo así la curva de I.P.R. y la curva de comportamiento del empacamiento.

**Limitaciones:**

En el programa tanto la viscosidad como el factor de compresibilidad del gas se suponen constantes. Estas propiedades son calculadas a la presión del yacimiento y no se modifican - sus valores cuando la presión declina a través de la formación.

El error resultante es despreciable para terminaciones eficientes en yacimientos con alta permeabilidad cuando las caídas de presión son pequeñas. El error puede ser cuantificado, introduciendo las propiedades del gas a la presión promedio, (entre la presión del yacimiento y la presión de fondo fluyendo), y corriendo el programa para comparar resultados.

El listado del programa se presenta a continuación:

```

5 REM CALCULO DEL POTENCIAL DE UN POZO DE GAS CON EMPACAMIENTO DE GRAVA
10 DIM X$(6),PWF(50),N$(50),T$(50),BL$(40),PWS(50)
15 BL$(1)=" ":BL$(40)=BL$(2)=BL$
20 OPEN #5,8,0,"P:"
30 PRINT "***** MENU *****":PRINT
40 PRINT "PARA AGUJERO ABIERTO OPRIME .... 1"
50 PRINT
60 PRINT "PARA AGUJERO ENTUBADO OPRIME .... 2"
70 PRINT
80 PRINT "*****"
90 INPUT N
100 PRINT "DA LOS SIGUIENTES DATOS"
110 PRINT
115 PRINT
120 PRINT "*** PRESION ESTATICA PWS (LB/PG2)"
125 INPUT PWS
130 PRINT "*** TEMPERATURA DEL YACIMIENTO TR (OR)"
135 INPUT TR
140 PRINT "*** ESPESOR DE LA FORMACION HF (PIES)"
145 INPUT HF
150 PRINT "*** PERMEABILIDAD AL GAS KF (MD)"
155 INPUT KF
160 PRINT "*** COEFICIENTE DE VELOCIDAD DE LA FORMACION BF (1/PIES)"
165 INPUT BF
170 PRINT "*** FACTOR DE DANO S "
175 INPUT S
180 PRINT "*** DENSIDAD RELATIVA DEL GAS DRG "
185 INPUT DRG
190 PRINT "*** FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS Z"
195 INPUT Z
200 PRINT "*** VISCOSIDAD DEL GAS VIG (CP)"
205 INPUT VIG
210 PRINT "*** INTERVALO PERFORADO HP (PIES)"
215 INPUT HP
220 PRINT "*** RADIO DE DRENE RE (PIES)"
225 INPUT RE
230 PRINT "*** RADIO DEL POZO RW (PIES)"
235 INPUT RW
236 IF N=1 THEN 310
240 PRINT "*** PERMEABILIDAD DEL EMPACAMIENTO KP (MD)"
245 INPUT KP
250 PRINT "*** COEFICIENTE DE VELOCIDAD DEL EMPACAMIENTO BP (1/PIES)"
255 INPUT BP
260 PRINT "*** DIAMETRO DE LAS PERFORACIONES DP (PULGADAS)"
265 INPUT DP
280 PRINT "*** DENSIDAD DE DISPAROS NP"
285 INPUT NP
290 PRINT "*** DIAMETRO DEL AGUJERO DH (PULGADAS)"
295 INPUT DH

```

```

300 PRINT "*** DIAMETRO EXTERIOR DEL CEDAZO DS (PULGADAS)"
305 INPUT DS
310 PRINT "*** GASTO MINIMO QMIN (MMPCD)"
315 INPUT QMIN
320 PRINT "*** GASTO MAXIMO QMAX (MMPCD)"
325 INPUT QMAX
330 PRINT "*** INCREMENTO DEL GASTO IQ"
335 INPUT IQ
340 GOSUB 1000
355 J=0
360 FOR I=QMIN TO QMAX STEP IQ
365 J=J+1
370 REM CALCULO DEL COMPONENTE LAMINAR DE FLUJO C"
375 C1=((1.424*10^(6)*VIG*Z*TR*(LOG(RE/RW)-0.75+S)))*I
380 C2=C1/(KF*HF)
385 REM CALCULO DEL COMPONENTE TURBULENTO DE FLUJO C4
390 C3=(3.161*10(-6)*BF*DRG*Z*TR*(1/RW-1/RE))*I^2
400 C4=C3/HP^2
410 REM OBTENCION DE PWF PARA AGUJERO ABIERTO
415 PWF(J)=INT(((PWS^2-C2-C4)^(0.5))+0.5)
420 IF N=1 THEN 490
425 REM OBTENCION DE PWF PARA AGUJERO ENTUBADO
430 PWSF(J)=PWF(J)
432 REM CALCULO DEL AREA TOTAL PERFORADA AP
434 AP=(3.14159*NP*HP*DP^2)/576
435 REM CALCULO DE LA LONGITUD DE LOS DISPAROS LP
440 LP=(DH-DS)/24
445 REM CALCULO DEL COMPONENTE LAMINAR DE FLUJO C6
450 C5=(8.93*10^(6)*Z*TR*LP*VIG)*I
455 C6=C5/(KP*AP)
460 REM CALCULO DEL COMPONENTE TURBULENTO DE FLUJO C8
465 C7=(1.254*10^(-4)*Z*TR*BP*DRG*LP)*I^2
470 C8=C7/AP^2
480 PWF(J)=INT(((PWSF^2)-C6-C8)^(0.5))+0.5)

```

```

490 NEXT I
495 J=0
496 IF N=1 THEN 498
497 GO TO 700
498 PRINT #5;PRINT #5;"          TABLA DE RESULTADOS PARA LA ELABORACION DE LA
GRAFICA DE IPR":PRINT #5
500 PRINT #5;"          *****
*****!"
505 PRINT #5;"          *          GASTO          PWS          PWF          (PWS-
PWF)          *"
510 PRINT #5;"          *****
*****!"
515 PRINT #5
550 FOR I=QMIN TO QMAX STEP IQ
555 J=J+1
560 NS=7;DD=0;U=I;GOSUB 2000:PRINT #5;"          *          ";N$(1,NS);" ";
570 NS=7;DD=0;U=PWS;GOSUB 2000:PRINT #5;"          ";N$(1,NS);"          ";
580 NS=7;DD=0;U=PWSF(J);GOSUB 2000:PRINT #5;"          ";N$(1,NS);"          ";
590 OP=INT(PWS-PWSF(J))
600 NS=9;DD=0;U=OP;GOSUB 2000:PRINT #5;"          ";N$(1,NS);"          *"
610 PRINT #5
620 NEXT I
625 PRINT #5;"*****
*****!"
700 PRINT #5;PRINT #5;"          TABLA DE RESULTADOS PARA LA ELABORACION DE LA
GRAFICA DE IPR":PRINT #5
710 PRINT #5;"*****
*****!"
720 PRINT #5;"*          GASTO          PWS          PWSF          PWS-PWSF          PWF          PWS
F-PWF          *"
730 PRINT #5;"*****
*****!"
740 PRINT #5
750 FOR I=QMIN TO QMAX STEP IQ

```

```

760 J=J+1
770 NS=7:DD=0:U=I:GOSUB 2000:PRINT #5;"* ";N$(1,NS);" ";
780 NS=7:DD=0:U=PWS:GOSUB 2000:PRINT #5;N$(1,NS);" ";
790 NS=7:DD=0:U=PWSF(J):GOSUB 2000:PRINT #5;N$(1,NS);" ";
800 DIF=PWS-PWSF(J)
810 NS=7:DD=0:U=DIF:GOSUB 2000:PRINT #5;N$(1,NS);" ";
820 NS=7:DD=0:U=PWF(J):GOSUB 2000:PRINT #5;N$(1,NS);" ";
830 DIF=PWSF(J)-PWF(J)
840 NS=7:DD=0:U=DIF:GOSUB 2000:PRINT #5;N$(1,NS);" *";
850 PRINT #5
860 NEXT I
870 PRINT #5;"*****"
*****"
880 STOP
1000 REM SUBROUTINA DE IMPRESION DE GASTOS
1002 PRINT #5;" DETERMINACION DEL IPR DE UN POZO DE GAS CON EMPACAMIENTO
DE GRAVA"
1004 PRINT #5;" -----
-----":PRINT #5
1006 PRINT #5;" TABLA DE DATOS:";PRINT #5
1008 PRINT #5;" -----":PRINT #5
1010 IF N=1 THEN 1014
1012 PRINT #5;" ** AGUJERO ENTUBADO":PRINT #5:GOTO 1018
1014 PRINT #5;" ** AGUJERO ABIERTO":PRINT #5
1018 PRINT #5;" ** PRESION ESTATICA PWS = ";PWS;" (LB/PG2)"
1020 PRINT #5
1030 PRINT #5;" ** TEMPERATURA DEL YACIMIENTO TR = " ;TR;" (OR)"
1035 PRINT #5
1040 PRINT #5;" ** ESPESOR DE LA FORMACION HF = ";HF;" (PIES)"
1045 PRINT #5
1050 PRINT #5;" ** PERMEABILIDAD AL GAS KF = ";KF;" (MD)"
1055 PRINT #5
1060 PRINT #5;" ** COEFICIENTE DE VELOCIDAD DE LA FORMACION BF = ";BF;"
(1/PIES)"

```



```
1065 PRINT #5
1070 PRINT #5;" ** FACTOR DE DAÑO S = ";S
1075 PRINT #5
1080 PRINT #5;" ** DENSIDAD RELATIVA DEL GAS DRG = ";DRG;" (AIRE=1)"
1085 PRINT #5
1090 PRINT #5;" ** FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS Z = ";Z;
1095 PRINT #5
1100 PRINT #5;" ** VISCOSIDAD DEL GAS VIG = ";VIG;" (CP)"
1105 PRINT #5
1110 PRINT #5;" ** INTERVALO PERFORADO HP = ";HP;" (PIES)"
1115 PRINT #5
1120 PRINT #5;" ** RADIO DE DRENE RE = ";RE;" (PIES)"
1125 PRINT #5
1130 PRINT #5;" ** RADIO DEL POZO RW = ";RW;" (PIES)"
1132 PRINT #5
1135 IF N=1 THEN 1210
1140 PRINT #5;" ** PERMEABILIDAD DEL EMPACAMIENTO KP = ";KP;" (MD)"
1145 PRINT #5
1150 PRINT #5;" ** COEFICIENTE DE VELOCIDAD DEL EMPACAMIENTO BP = ";BP;"
(1/PIES)"
1155 PRINT #5
1160 PRINT #5;" ** DIAMETRO DE LAS PERFORACIONES DP = ";DP;" (PULG)"
1165 PRINT #5
1170 PRINT #5;" ** DENSIDAD DE DISPAROS NP = ";NP;" (# DISP./PIE)"
1175 PRINT #5
1190 PRINT #5;" ** DIAMETRO DEL AGUJERO DH = ";DH;" (PULG)"
1195 PRINT #5
1200 PRINT #5;" ** DIAMETRO EXTERIOR DEL CEDAZO DS = ";DS;" (PULG)"
1205 PRINT #5
1210 PRINT #5;" ** GASTO MINIMO QMIN = ";QMIN;" (MMPCD)"
1215 PRINT #5
1220 PRINT #5;" ** GASTO MAXIMO QMAX = ";QMAX;" (MMPCD)"
1225 PRINT #5
1230 PRINT #5;" ** INCREMENTO DEL GASTO IQ = ";IQ
```

```
1235 PRINT #5
1240 RETURN
2000 REM SUBROUTINA DE ALINEACION NUMERICA
2010 T$=STR$(U)
2020 N$=BL$
2030 DP1=LEN(T$)+1
2040 FOR K=1 TO LEN(T$)
2050 IF T$(K,K)="." THEN DP1=K:K=NS
2060 NEXT K
2070 NL=DP1+DD
2080 N$(NS-NL+1,NS)=T$
2090 RETURN
5000 END
```

#### IV.- EJEMPLOS DE APLICACION.

El programa se empleo para obtener el comportamiento de flujo, tanto para un pozo con empacamiento de grava en agujero abierto como para un pozo con empacameinto en agujero entubado.

Los ejemplos mostrados son casos reales correspondientes a los pozos de la Costa del Golfo de México, explotados para - compañías norteamericanas.

El programa de cómputo es rápido y sencillo de manejar, ya que por si mismo, especifica el orden en que deberán ser introducidos los datos, por ser del tipo conversacional. El programa imprime los datos que se emplearon en la corrida y una tabla - de resultados, con estos últimos se elabora, en papel normal, una gráfica de  $\Delta P$  o  $P$  contra gasto, que representa el I.P.R. y la  $\Delta P$  a través del empacamiento.

##### IV.1) Empacamiento en Agujero Entubado.

Dada la siguiente geometría de terminación, propiedades - del fluido y características del yacimiento, predecir la curva del I.P.R. para los gastos de 10 MMpcd a 50 MMpcd con incrementutos de 5 MMpcd.

$$P_{ws} = 3563 \text{ lb/pg}^2.$$

$$T_R = 657 \text{ }^\circ\text{R.}$$

$$h_f = 40 \text{ pies.}$$

$$k_f = 200 \text{ mD.}$$

$$S = 48$$

$$Z = 0.94$$

$$\gamma_g = 0.6 \text{ (aire=1)}$$

$$\mu_g = 0.02 \text{ cp.}$$

$$h_p = 20 \text{ pies.}$$

$$k_p = 45000 \text{ mD.}$$

$$\beta_p = 76923 \text{ (1/pie).}$$

$$d_p = 0.7 \text{ pg.}$$

$$\text{Dens.de disp.} = 12 \text{ \#disp./pie.}$$

$$\text{Diam.agujero} = 10.25 \text{ pg.}$$

$$\text{Diam.cedazo} = 5 \text{ pg.}$$

$$\beta_f = 7.975 \times 10^5 \text{ (1/pie).}$$

DETERMINACION DEL I.P.R. DE UN POZO DE GAS CON EMPACAMIENTO DE GRAVA

TABLA DE DATOS :

- \*\* AGUJERO ENTUBADO
- \*\* PRESION ESTATICA PWS = 3563 (LB/PG2)
- \*\* TEMPERATURA DEL YACIMIENTO PR = 657 (OR)
- \*\* ESPESOR DE LA FORMACION HF = 40 (PIES)
- \*\* PERMEABILIDAD AL GAS KF = 200 (MD)
- \*\* COEFICIENTE DE VELOCIDAD DE LA FORMACION BF = 797500 (1/PIES)
- \*\* FACTOR DE DAÑO S = 48
- \*\* DENSIDAD RELATIVA DEL GAS DRG = 0.6 (AIRE=1)
- \*\* FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS Z = 0.94
- \*\* VISCOSIDAD DEL GAS VIG = 0.02 (CP)
- \*\* INTERVALO PERFORADO HP = 20 (PIES)
- \*\* RADIO DE DRENE RE = 2961.62 (PIES)
- \*\* RADIO DEL POZO RW = 0.4375 (PIES)
- \*\* PERMEABILIDAD DEL EMPACAMIENTO KP = 45000 (MD)
- \*\* COEFICIENTE DE VELOCIDAD DEL EMPACAMIENTO BP = 76923 (1/PIES)
- \*\* DIAMETRO DE LAS PERFORACIONES DP = 0.7 (PULG)
- \*\* DENSIDAD DE DISPAROS NP = 12 (# DISP./PIES)
- \*\* DIAMETRO DEL AGUJERO DH = 10.25 (PULG)
- \*\* DIAMETRO EXTERIOR DEL CEDAZO DS = 5 (PULG)
- \*\* GASTO MINIMO QMIN = 10 (MPCD)
- \*\* GASTO MAXIMO QMAX = 50 (MPCD)
- \*\* INCREMENTO DEL GASTO IQ = 5 (MPCD)

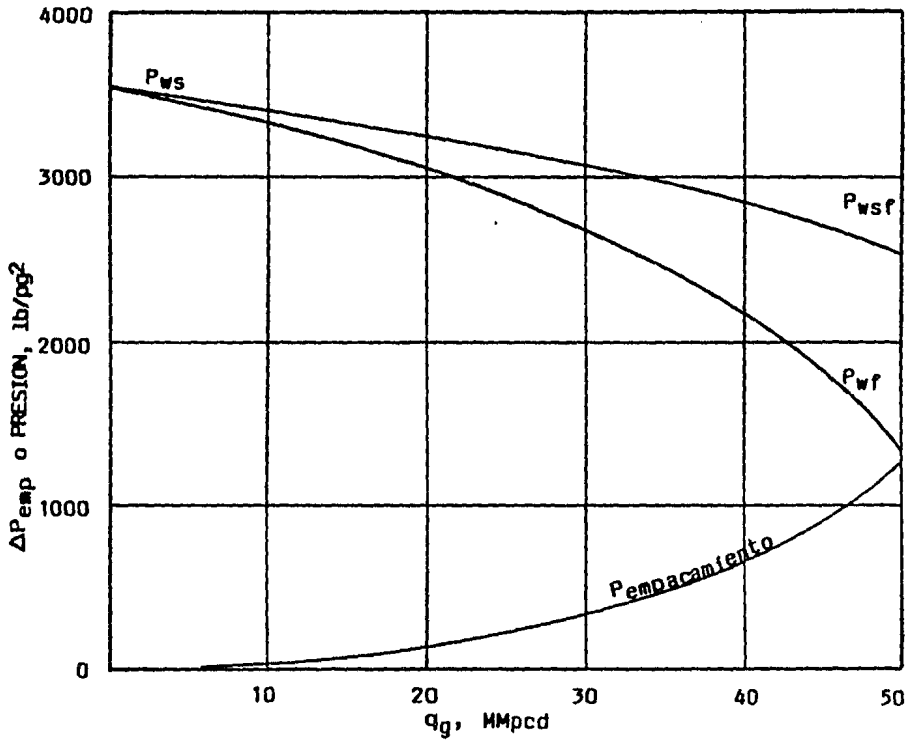
\*\*\*\*\*

TABLA DE RESULTADOS PARA LA ELABORACION DE LA GRAFICA DE IPR

\*\*\*\*\*  
 \* GASTO            PWS        PWSF        PWS-PWSF        PWF        PWSF-PWF    \*  
 \*\*\*\*\*

* 10	3563	3386	177	3357	29	*
* 15	3563	3293	270	3225	68	*
* 20	3563	3198	365	3074	124	*
* 25	3563	3100	463	2898	202	*
* 30	3563	2999	564	2694	305	*
* 35	3563	2894	669	2453	441	*
* 40	3563	2785	778	2164	621	*
* 45	3563	2671	892	1802	869	*
* 50	3563	2553	1010	1313	1240	*

\*\*\*\*\*



CURVA IPR PARA POZO CON EMPACAMIENTO EN AGUJERO ENTUBADO

#### IV.2) Empacamiento en Agujero Abierto.

Dada la siguiente geometría de terminación, propiedades del fluido y características del yacimiento, predecir la curva de I.P.R. para los gastos de 10 MMpcd a 50 MMpcd con incrementos de 5 MMpcd :

$$P_{ws} = 3563 \text{ lb/pg}^2.$$

$$S = 52$$

$$T_r = 657 \text{ } ^\circ\text{F.}$$

$$\gamma_g = 0.6 \text{ (aire=1)}$$

$$h_f = 40 \text{ pies.}$$

$$Z = 0.94$$

$$k_f = 200 \text{ mD.}$$

$$\mu_g = 0.02 \text{ cp.}$$

$$\beta_f = 7.975 \times 10^5 \text{ (1/pie).}$$

$$h_p = 20 \text{ pies.}$$

Los resultados del programa se presentan a continuación:

DETERMINACION DEL I.P.R. DE UN POZO DE GAS CON EMPACAMIENTO DE GRAVATABLA DE DATOS :

- \*\* AGUJERO ABIERTO
- \*\* PRESION ESTATICA PWS = 3563 (LB/PG2)
- \*\* TEMPERATURA DEL YACIMIENTO TR = 657 (OR)
- \*\* ESPESOR DE LA FORMACION HF = 40 (PIES)
- \*\* PERMEABILIDAD AL GAS KF = 200 (MD)
- \*\* COEFICIENTE DE VELOCIDAD DE LA FORMACION BF = 797500 (1/PIES)
- \*\* FACTOR DE DAÑO S = 16
- \*\* DENSIDAD RELATIVA DEL GAS DRG = 0.6 (AIRE=1)
- \*\* FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS Z = 0.94
- \*\* VISCOSIDAD DEL GAS VIG = 0.02 (CP)
- \*\* INTERVALO PERFORADO HP = 20 (PIES)
- \*\* RADIO DE DRENE RE = 2961.62 (PIES)
- \*\* RADIO DEL POZO RW = 0.4375 (PIES)
- \*\* GASTO MINIMO QMIN = 10 (MMPCD)
- \*\* GASTO MAXIMO QMAX = 50 (MMPCD)
- \*\* INCREMENTO DEL GASTO IQ = 10 (MMPCD)



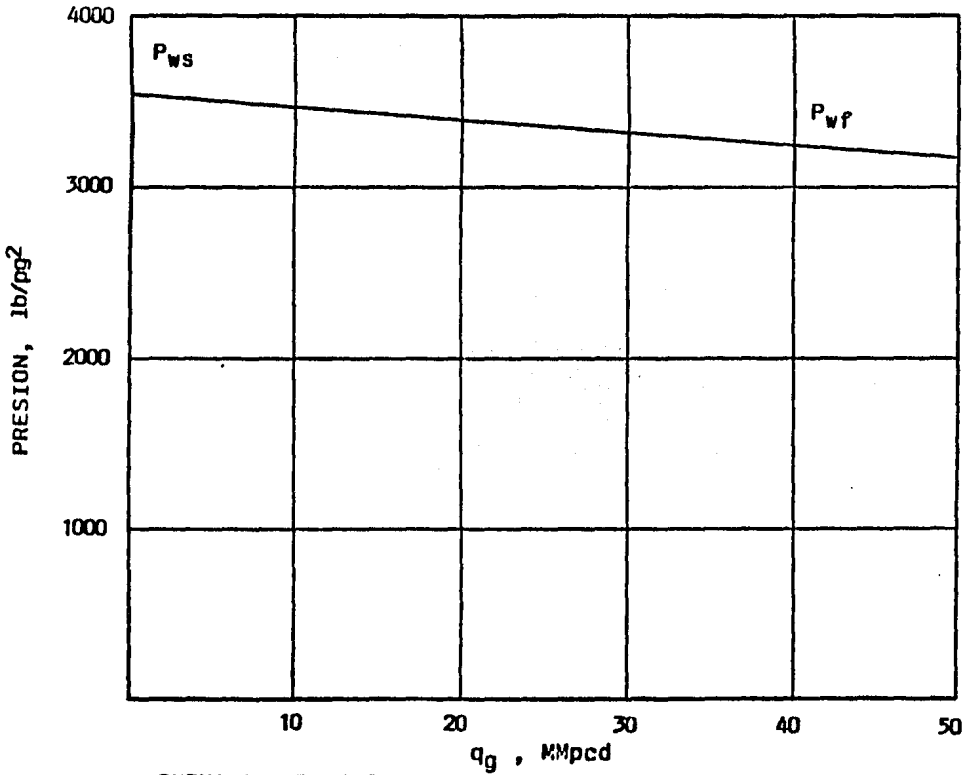
\*\*\*\*\*

TABLA DE RESULTADOS PARA LA ELABORACION DE LA GRAFICA DE IPR

\*\*\*\*\*

* GASTO	PWS	PWF	(PWS-PWF)	*
* 10	3563	3488	75	*
* 20	3563	3411	152	*
* 30	3563	3332	231	*
* 40	3563	3251	312	*
* 50	3563	3168	395	*

\*\*\*\*\*



CURVA IPR PARA POZO CON EMPACAMIENTO EN AGUJERO ABIERTO

Una vez que se tienen las gráficas elaboradas estas son analizadas con el objeto de determinar si el comportamiento que muestran para las condiciones establecidas, es el esperado. De no ser así se procede a determinar cual de los parámetros es el que está provocando la desviación del comportamiento óptimo, - así como valorar desde un punto de vista práctico y económico si este parámetro puede ser variado para corregir el problema o si la variación de alguno de los otros puede contrarrestar - el efecto provocado por éste. Resaltando aquí, la ventaja de contar con el programa de cómputo, ya que el diseño de éste - permite variar cuantas veces sea necesario los datos del problema y correrlo nuevamente, logrando con ello encontrar los - valores de las variables, que den el comportamiento de flujo óptimo.

El análisis de los efectos de algunos de los parámetros - del empacamiento de grava ( $L$ ,  $A$ ,  $K_G$ ) sobre el comportamiento - de éste mostrará cual es el parámetro que causa una caída de presión relativamente alta, y permitirá contrarrestar este efecto al señalar que parámetro que afecte a la caída de presión, deberá ser variado. Analizando la Figuras 13 y 14 se muestra, por ejemplo, que potenciales similares pueden ser esperados usando una densidad de cuatro disparos por pie con una  $K_G$  de 120 darcies comparado con 8 disparos por pie con  $K_G$  de 40 darcies. Lo cual traerá una reducción en costos y una mayor productividad.

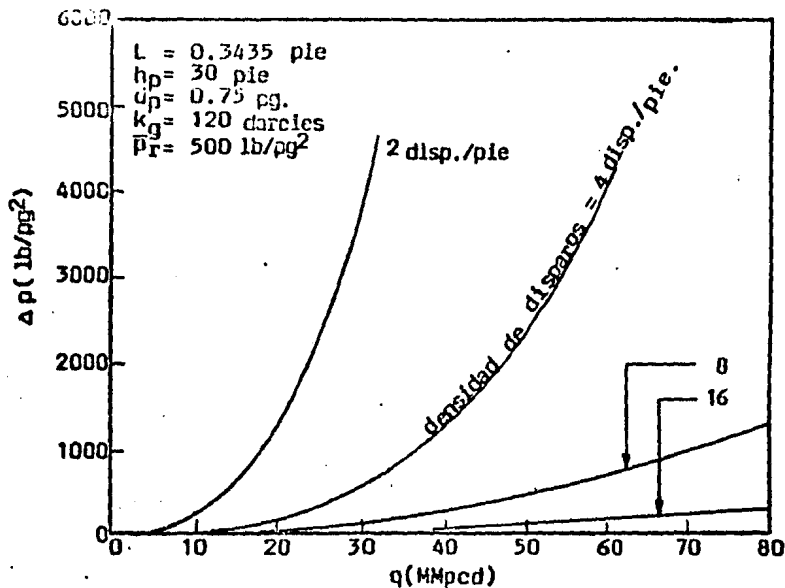


FIG. 13 EFECTOS DE LA DENSIDAD DE DISPAROS SOBRE  $p$  A TRAVES DE LA FORMACION

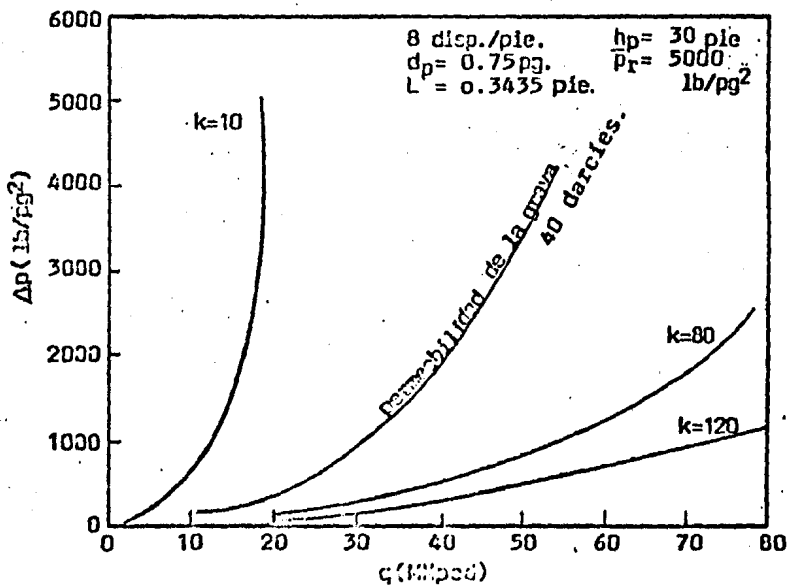


FIG. 14 EFECTOS DE LA PERMEABILIDAD DE LA GRAVA SOBRE LAS CAIDAS DE PRESION A TRAVES DE LA TERMINACION

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

1) El uso de empacamientos para el control de la arena en pozos de gas, complica los cálculos de la curva de I.P.R., debido al flujo turbulento que se genera por las altas velocidades del gas en la formación y a través de los disparos.

2) En pozos con empacamiento en agujero abierto la caída de presión ( $P_{wsf} - P_{wf}$ ) es despreciable, debido a que son eliminadas las perforaciones restrictivas de la T.R., además de que la ampliación del agujero mejora el flujo radial.

3) La densidad de disparos es el parámetro que mas facilmente puede ser variado para tratar de minimizar las caídas de presión.

4) La predicción de la relación gasto-presión puede obtenerse para toda la vida productiva del pozo.

5) La efectividad de una estimulación puede ser determinada con la ayuda de este programa.

6) Mediante el análisis de los principales parámetros que afectan el comportamiento de flujo, es posible determinar los valores apropiados de éstos, para obtener así el gasto deseado con las mínimas caídas de presión.

## B I B L I O G R A F I A

- 1.- Willard C. Capdevielle: "TI-59 Helps Predict IPRs for Gravel-Packed GAS Well". PETROLEUM ENGINEER International, (DIC., 1983 y FEB., 1984).  
Págs. 86-120 y 16
- 2.- March, J. Proano, E.A., and Brown, K.E.: "Aplicación of Production Analysis to Determine Completion Sensitivity on Gas Well Production", PAPER AIME 81-Pet-31, Presented at Energy-Sources Technology Conference y Exhibition, Houston, Tex. (Jan, 18-22, 1981).
- 3.- Kann, E.P.: "Systems Analysis Hikes Well Performance", PETROLEUM ENGINEER International, MAYO, 1981.  
Págs. 96-120
- 4.- Slider, H.C.: Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods, Pennwell Publishing Co., Tulsa, Okla. (1976).  
Págs. 211-214
- 5.- George O. Suman: "Sand Control Hand Book", WORLD OIL'S. (1975).