

74/13

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA



ANALISIS NODAL EN POZOS PRODUCTORES DE GAS

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N :

JESUS ANGUIANO ROJAS
ROMAN GARCIA LEON

DIRECTOR DE TESIS: ING FRANCISCO GARAICOCHA PETRIRENA



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

I N D I C E

	Pag.
Introducción.	1
Capítulo 1 Conceptos fundamentales	3
1.1 Diferentes clasificaciones de yacimientos.	3
1.2 Clasificación de los yacimientos de acuerdo - con su diagrama de fases.	4
1.2.1 Definiciones previas.	4
1.2.2 Tipos de yacimientos.	6
1.3 Gas natural.	12
1.3.1 Tipos de gas natural.	12
1.3.2 Composición del gas natural.	13
1.4 Gas ideal.	14
1.4.1 Ley de Boyle.	14
1.4.2 Ley de Charles.	15
1.4.3 Ley de Boyle y Charles.	16
1.4.4 Ley de Avogadro.	16
1.4.5 Ley del gas ideal.	16
1.5 Gas real.	18
1.5.1 Ecuaciones de estado del gas real.	18
1.6 Mezclas de gases.	19
1.6.1 Fracción de peso.	19
1.6.2 Fracción de volumen.	21
1.6.3 Fracción molar.	23
1.6.4 Propiedades pseudocríticas y pseudoreducidas.- Gravedad específica.	23
1.6.5 Propiedades de los gases que contienen N ₂ , - CO ₂ y H ₂ S.	25
Capítulo 2 Comportamiento de flujo del yacimiento al - pozo.	29
2.1 Conceptos generales.	30
2.1.1 Porosidad.	30
2.1.2 Saturación.	31

	Pag.
2.1.3 Permeabilidad.	31
2.2 Comportamiento de flujo del yacimiento al - pozo.	36
2.2.1 Flujo radial de gas.	36
2.2.2 Índice de productividad. Potencial Absoluto.	37
2.3 Flujo turbulento.	41
2.3.1 Flujo lineal de gas.	42
2.3.2 Flujo radial de gas.	47
2.3.3 Comportamiento de afluencia del yacimiento.	57
2.4 Pruebas de capacidad para obtener el poten - cial absoluto de los pozos.	62
2.4.1 Pruebas de contrapresión convencionales.	65
2.4.2 Pruebas isocrónicas.	70
2.4.3 Pruebas isocrónicas modificadas.	74
2.4.4 Curvas de capacidad.	78
2.4.5 Comportamiento de C y n.	80
Capítulo 3 Flujo de gas en la tubería de producción.	87
3.1 Correlaciones de flujo vertical.	88
3.2 Método de Rzasa-Katz	90
3.2.1 Procedimiento para obtener Pws.	90
3.2.2 Procedimiento para obtener Pwf.	91
3.3 Método de Sukkar y Cornell.	92
3.3.1 Procedimiento para obtener Pws.	92
3.3.2 Procedimiento para obtener Pwf.	94
3.4 Método de Cullender y Smith.	100
3.4.1 Procedimiento para obtener Pws.	100
3.4.2 Procedimiento para obtener Pwf.	104
3.5 Flujo de gas por tuberías.	108
3.5.1 Procedimiento para obtener Pws.	108
3.5.2 Procedimiento para obtener Pwf.	109
3.6 Observaciones.	110
3.7 Recomendaciones y limitaciones de las corre - laciones.	110
3.8 Eficiencia de flujo.	113

	Pag.
3.9 Flujo anular.	114
3.10 Remoción de líquidos.	117
3.10.1 Gasto mínimo para la remoción continua de líquidos.	117
3.10.2 Métodos de remoción de líquidos.	119
Capítulo 4 Flujo de gas en la línea de descarga y a través de los estranguladores.	122
4.1 Método de Weymouth.	123
4.1.1 Flujo horizontal.	125
4.1.2 Flujo no horizontal.	126
4.2 Método de Panhandle.	129
4.2.1 Flujo horizontal.	129
4.2.2 Flujo no horizontal.	130
4.3 Método de Panhandle modificado.	130
4.3.1 Flujo horizontal.	130
4.3.2 Flujo no horizontal.	131
4.4 Flujo de gas por tuberías.	131
4.4.1 Flujo horizontal.	132
4.4.2 Flujo no horizontal.	132
4.5 Observaciones.	132
4.6 Flujo de gas a través de los estranguladores.	133
4.6.1 Determinación de la relación de calores específicos K.	137
4.7 Flujo multifásico a través de los estranguladores.	139
4.7.1 Correlación de Gilbert.	139
Capítulo 5 Fundamentos del análisis nodal: Aplicaciones a un pozo productor de gas.	142
5.1 Fundamentos del análisis nodal.	143
5.2 Nodos de solución.	149
5.2.1 El fondo del pozo como nodo de solución (Pwf).	151
5.2.1.1 Producción de una zona a través de dos conductos.	157

	Pag.
5.2.2 La cabeza del pozo como nodo de solución (Pth).	158
5.2.2.1 Producción a través de líneas de descarga paralelas.	166
5.2.3 El separador como nodo de solución (Ps).	166
5.2.4 El yacimiento como nodo de solución (Pws).	176
5.2.5 El cambio de diámetro en la tubería de producción como nodo de solución (sartas telescópicas).	177
5.2.6 El estrangulador superficial como nodo de solución (Pe).	182
5.2.7 Diseño de tuberías de producción y líneas de descarga.	190
5.2.7.1 Optimización de un sistema de producción.	190
5.2.8 Ejemplo para un pozo de gas y condensado.	193
5.2.8.1 Relación entre la caída de presión y la relación gas-aceite.	213
5.3 Efecto de la densidad de los disparos sobre el gasto.	217
Capítulo 6 Programa de cómputo.	221
6.1 Descripción del programa "NODAL G".	222
6.1.1 Introducción de datos.	223
6.2 Descripción del programa "NODAL GC".	228
6.2.1 Introducción de datos.	229
Diagrama de flujo.	231
Listado del programa "NODAL G".	233
Listado del programa "NODAL GC".	244
Conclusiones.	257
Apéndice A.	258
Apéndice B.	276
Nomenclatura.	283

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

La optimización de un sistema de producción depende principalmente del conocimiento que se tiene sobre los diferentes elementos que lo constituyen. Este conocimiento debe incluir, entre otras cosas, la interrelación de las caídas de presión que ocurren en el sistema, el estado mecánico del pozo y del equipo superficial, así como la capacidad del yacimiento y del conjunto de tuberías para producir fluidos. Cuando se tiene un buen conocimiento sobre las condiciones del sistema, se facilita la búsqueda de las causas y las soluciones a los problemas que se presenten.

En la mayoría de los casos, es posible reducir los costos del equipo y/o incrementar la producción aplicando el concepto de análisis nodal al diseño y evaluación de un sistema de producción. El análisis nodal es básicamente la aplicación de procedimientos a cada una de las partes del sistema, superficiales y subsuperficiales, en donde ocurre una caída de presión.

Para evaluar el comportamiento de los elementos del sistema, es necesario utilizar diversos métodos para analizar el flujo desde el yacimiento hasta el separador, incluyendo el flujo a través de la tubería de producción, de la línea de descarga y de los estranguladores. En este trabajo se presentan diversos métodos para evaluar el flujo en cada componente del sistema de producción.

Para simplificar el manejo de datos y resultados, se seleccionó un método de cálculo para cada elemento del sistema y se desarrolló un procedimiento general de análisis. Este procedimiento es la base de los dos programas de cómputo que se presentan en este trabajo : " NODAL G " y " NODAL GC ". El primero -

se utiliza en pozos productores de gas seco y el segundo se pue
de utilizar tanto en pozos de gas seco como en pozos de gas y -
condensado.

El material que aquí se expone, en su gran parte fue pro -
ducto de una recopilación de artículos técnicos publicados en -
revistas y libros de la especialidad, cuyas referencias se pre -
sentan al final de cada capítulo.

Se considera que este trabajo será de gran utilidad para todo -
el personal que este relacionado con la producción de gas.

CAPITULO 1

CONCEPTOS FUNDAMENTALES

1.1. DIFERENTES CLASIFICACIONES DE YACIMIENTOS.

Los yacimientos de hidrocarburos se agrupan considerando diversos factores como son: el tipo de roca almacenadora, el tipo de trampa, el tipo de fluidos almacenados, etc. A continuación se mencionan brevemente las diferentes clasificaciones: 1*

1.1.1 De acuerdo con el tipo de roca almacenadora.- Dentro de este grupo se tienen arenas, areniscas, calizas detríticas, calizas porosas cristalinas, calizas fracturadas y calizas oolíticas.

1.1.2 De acuerdo con el tipo de trampa.- Se tienen yacimientos en estructuras como los anticlinales; por fallas o por penetración de domos salinos; estratigráficas, debidas a cambio de facies o discordancias.

1.1.3 De acuerdo con el tipo de fluidos almacenados.- En esta clasificación se tienen yacimientos de aceite y gas disuelto; yacimientos de aceite, gas disuelto y gas libre; yacimientos de gas que pueden ser de gas seco, de gas húmedo y de gas y condensado.

1.1.4 De acuerdo con la presión original.- Dentro de este tipo de yacimientos se tienen los bajosaturados y los saturados que se presentan cuando la presión inicial del yacimiento es mayor o menor que la presión de burbujeo, respectivamente.

* Referencias al final de cada capítulo.

1.1.5 De acuerdo con el tipo de empuje predominante.- Se tienen yacimientos que producen por expansión de la roca y de los fluidos, por expansión del gas disuelto liberado, por expansión del gas libre y por segregación gravitacional. Los hay también que producen por empuje hidráulico, por empujes combinados y por empujes artificiales.

1.1.6 De acuerdo con el diagrama de fases.- Se ha visto que se obtiene una clasificación más apropiada de los yacimientos cuando se consideran las fases y la composición de la mezcla de hidrocarburos, a la presión y temperatura a la que se encuentran dentro del yacimiento. Dentro de este tipo se tienen yacimientos de aceite y gas disuelto de alto encogimiento y de bajo encogimiento; yacimientos de gas seco, de gas húmedo y de gas y condensado.

1.2 CLASIFICACION DE LOS YACIMIENTOS DE ACUERDO CON EL DIAGRAMA DE FASES.^{2,3}

1.2.1 DEFINICIONES PREVIAS.

Antes de describir los diagramas de fases de los diferentes tipos de yacimientos se definen algunos conceptos básicos - asociados con dichos diagramas.

Propiedades intensivas.- Son aquellas propiedades independientes de la cantidad de materia considerada, por ejemplo: la temperatura, la presión, la densidad, la viscosidad, etc.

Propiedades extensivas.- Son aquellas propiedades que dependen de la cantidad de materia considerada, por ejemplo: el volumen, el peso, etc.

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

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

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

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

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

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

Cricondenbar.- Es la máxima presión en la curva envolvente de la región de dos fase a la cual pueden coexistir en equilibrio un líquido y su vapor.

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

Zona de condensación retrógrada.- Es aquella en la cual - al bajar la presión, a temperatura constante, ocurre una condensación.

sación. La región de condensación retrógrada ocurre a temperaturas entre la temperatura crítica y la cricondenterma.

Aceite saturado.- Es aquel que a las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentra está en equilibrio con su gas.

Aceite bajosaturado.- Es el que, a las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentra, puede disolver más gas.

Aceite supersaturado.- Es aquel que en las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentra, tiene mayor cantidad de gas disuelto que el que le correspondería en condiciones de equilibrio.

1.2.2 TIPOS DE YACIMIENTOS.

El comportamiento termodinámico de una mezcla natural de hidrocarburos se utiliza para propósitos de clasificación, tomando como base su diagrama de comportamiento de fases. Cada mezcla de hidrocarburos encontrada en un yacimiento, tendrá un diagrama de fases característico, el cual permanecerá constante mientras permanezca constante la proporción de componentes en la mezcla; el diagrama se modifica cuando se altera la proporción de componentes, debido a la extracción preferencial de fluidos o a la inyección de alguno o algunos de ellos.

Desde el punto de vista anterior, las diferentes acumulaciones de hidrocarburos pueden clasificarse de acuerdo con la posición que toman su presión y su temperatura iniciales con respecto a la región de dos fases, en un diagrama de temperatura-presión.

A continuación, se hace una breve discusión de las consideraciones recién expuestas para los yacimientos mencionados.

Yacimientos de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento. Este tipo de yacimientos, también llamados de aceite negro, se representa en la figura 1.1.a por el punto A. Sus líquidos, son fluidos que tienen un contenido de componentes intermedios, C_3 a C_6 , comparativamente bajo, mientras que es alto el de componentes pesados; la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos; el punto crítico, generalmente está situado a la derecha de la cricondenbara y las curvas de calidad se cargan predominantemente hacia la -- curva de rocío.

Por otra parte, si la presión en el yacimiento es mayor -- que la presión de burbuja de sus fluidos, a la temperatura del yacimiento, se dice que se trata de un yacimiento bajosaturado; si la presión es igual o menor que la presión de burbujeo, se dice que el yacimiento es o está saturado. En términos generales, las condiciones de producción en la superficie se localizan en la región de dos fases y dan lugar a relaciones gas-aceite bajas, generalmente menores de $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$, con aceites oscuros de alta densidad, más de $0.85 \text{ gr}/\text{cm}^3$, siendo el gas generalmente pobre en licuables, menos de $30 \text{ bl}/10^6 \text{ pies}^3$.

Yacimientos de aceite y gas disuelto de alto encogimiento. Este tipo de yacimientos, también se conocen como de aceite volátil, se representan en la figura 1.1.b por el punto A. En la figura se observa que la temperatura de la formación es menor, pero cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos que contiene; además, el punto crítico está cerca de la cricondenbara y las curvas de calidad están relativamente separadas de la curva de rocío, lo que indica un alto contenido de --

componentes intermedios. Se denomina volátil debido a que la -- temperatura del yacimiento es cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos, lo que hace que el equilibrio de fases sea precario y cambios de pequeña magnitud, en la presión o en la temperatura, producen modificaciones importantes en los volúmenes de líquido y gas coexistentes.

Las condiciones de producción en la superficie se situán - en la región de dos fases, las relaciones gas-aceite que se obtienen de estos yacimientos están entre 200 y 1000 m^3/m^3 ; los líquidos presentan una coloración ligeramente oscura, con una densidad entre 0.85 y 0.75 gr/cm^3 ; el contenido de licuables en el gas depende de las condiciones y etapas de separación, puede ser tan alto como 70 bl /10⁶ pies³. Como en el tipo anterior, - puede tratarse de yacimientos bajosaturados o saturados, dependiendo del valor de la presión en el yacimiento.

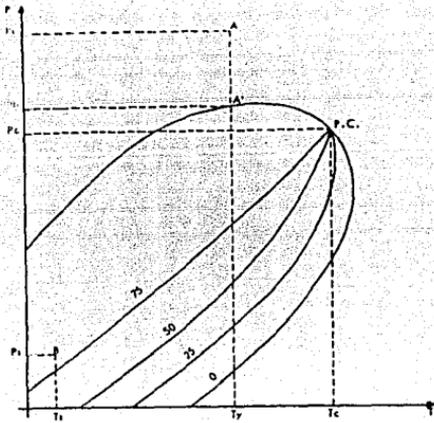
Yacimientos de gas y condensado. La figura 1.1.c corresponde a un yacimiento de gas y condensado, el que se presenta cuando la temperatura del yacimiento está entre la temperatura crítica y la cricondenterma de la mezcla de hidrocarburos. El punto crítico generalmente se ubica a la izquierda de la cricondenbara y - las curvas de calidad se cargan preferentemente hacia la curva de burbujeo. Si la presión del yacimiento es mayor que la presión de rocío, los fluidos se encuentran inicialmente en estado gaseoso. Los fluidos que penetran al pozo, en su camino hacia - el tanque de almacenamiento, sufren una fuerte reducción, tanto en su temperatura como en su presión, y penetran rápidamente en la región de dos fases para llegar a la superficie con relaciones gas-aceite que varían entre 1,000 y 10,000 m^3/m^3 ; mientras que, en licuables, varía entre 50 y 70 bl /10⁶ pies³. El líquido recuperable es en general de coloración ligera, con densidades entre 0.8 y 0.75 gr/cm^3 .

Es importante señalar, que cuando en el yacimiento se produce una reducción isotérmica de la presión y se cruza la presión de rocío, se entra a la región de dos fases, ocurriendo la llamada condensación retrógrada de las fracciones pesadas e intermedias que se depositan como líquido en los poros de la roca ; los hidrocarburos así depositados no logran fluir hacia los pozos, ya que raramente se alcanza la saturación crítica de líquido. El efecto dañino de permitir la condensación retrógrada, -- tiene el agravante de que lo que se deposita son las fracciones más pesadas de la mezcla y, por lo tanto, no sólo se pierde la parte de mayor valor en el yacimiento, sino que el fluido que se continúa extrayendo se empobrece en cuanto a su contenido de tales fracciones.

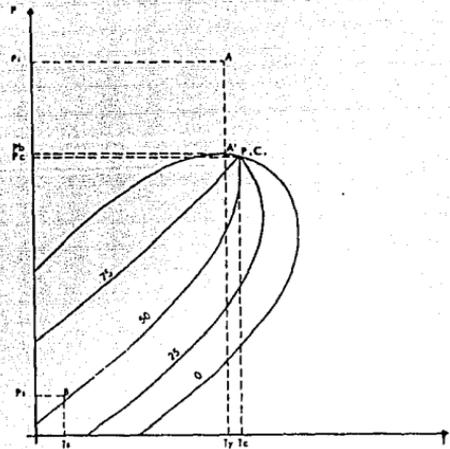
Yacimientos de gas húmedo. El diagrama correspondiente se presenta en la figura 1.1.d , en ella puede observarse que la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondenterma de la -- mezcla, por tal razón nunca se tendrán dos fases en el yacimiento, sino únicamente fase gaseosa. Cuando estos fluidos son llevados a la superficie entran a la región de dos fases, generando relaciones gas-aceite que varían en un rango de 10,000 y 20,000 m^3/m^3 , el líquido recuperable tiende a ser transparente con densidades menores de 0.75 gr/cm^3 y el contenido de licuables en el gas generalmente es bajo, menos de $30 \text{ bl } / 10^6 \text{ pies}^3$.

Yacimientos de gas seco. En la figura 1.2 se ilustra el diagrama de fases correspondiente a un yacimiento de gas seco. Este tipo de yacimientos contiene principalmente metano, con pequeñas cantidades de etano, propano y más pesados.

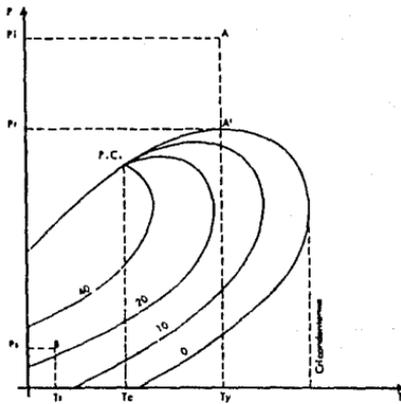
Durante la explotación del yacimiento, no se entra a la re



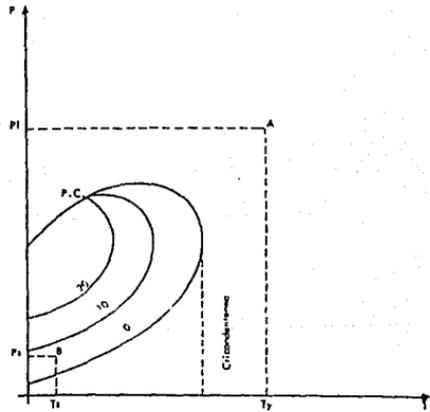
A.- ACEITE Y GAS DISUELTO DE BAJO ENCOGIMIENTO.



B.- ACEITE Y GAS DISUELTO DE ALTO ENCOGIMIENTO.



C.- GAS Y CONDENSADO.



D.- GAS HÚMEDO.

FIG. I.1 DIFERENTES TIPOS DE YACIMIENTOS. ³

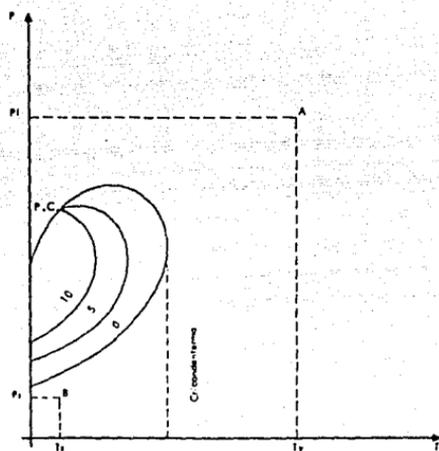


FIG. 1.2 YACIMIENTO DE GAS SECO.³

gión de dos fases, ni a condiciones de yacimiento, ni a las de la superficie, por lo que siempre se está en la región de estado gaseoso. Teóricamente los yacimientos de gas seco no producen líquido en la superficie; sin embargo, la diferencia entre un gas seco y un gas húmedo es arbitraria y generalmente un sistema de hidrocarburos que produzca con relaciones gas-aceite mayores de $20,000 \text{ m}^3/\text{m}^3$ se considera gas seco.

1.3 GAS NATURAL.⁴

1.3.1 TIPOS DE GAS NATURAL.

El gas es comúnmente designado en función de su ocurrencia natural en el subsuelo. Se llama gas no asociado si se encuentra en un yacimiento una mínima cantidad de aceite crudo. Por otra parte, se llama gas asociado o gas disuelto si se encuentra en un yacimiento de aceite crudo. El gas disuelto es la porción del gas que se encuentra disuelto en el aceite crudo y el gas asociado es el gas libre en contacto con el aceite crudo (casquete de gas).

Algunos gases son llamados condensados y, no obstante, que se presentan como gases en el yacimiento, tienen un alto contenido de hidrocarburos líquidos. Durante su producción, pueden aportar cantidades considerables de hidrocarburos líquidos.

Las propiedades de los fluidos producidos de los pozos de aceite crudo y de gas natural varían ampliamente. El gas no asociado puede producirse a altas presiones y requerir un mínimo tratamiento antes de ser enviado hacia un gasoducto.

1.3.2 COMPOSICION DEL GAS NATURAL^{5,6}

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos gaseosos e impurezas. Los hidrocarburos gaseosos que se encuentran normalmente en el gas natural son el metano, etano, propano, butanos, pentanos, hexanos y más pesados. Mientras que, las impurezas incluyen dióxido de carbono, ácido sulfhídrico, nitrógeno, vapor de agua, etc. Generalmente, las fracciones de propano y de hidrocarburos más pesados son removidos mediante procesos adicionales debido a su alto valor en el mercado. Lo que comúnmente llega al gasoducto como gas natural es esencialmente una mezcla de metano y etano con pequeños porcentajes de propano.

Las propiedades del gas natural pueden determinarse directamente de pruebas de laboratorio, o estimarse si se conoce la composición química del gas.

No hay una composición que determine al gas natural, debido a que cada corriente producida tiene su propia composición. Dos pozos del mismo yacimiento pueden tener diferente composición, también, el gas producido puede cambiar su composición conforme se abate la presión del yacimiento.

En la tabla 1.1 se presentan los resultados del análisis composicional efectuado en fluidos típicos representativos de yacimientos de gas seco y de gas y condensado.

1.4 GAS IDEAL.

1.4.1 LEY DE BOYLE.

Robert Boyle (1627-1691), durante el curso de sus expe-

COMPONENTE	GAS SECO	GAS Y CONDENSADO
C ₁	92.26	86.82
C ₂	3.67	4.07
C ₃	2.18	2.32
C ₄	1.15	1.67
C ₅	0.39	0.81
C ₆	0.14	0.57
C ₇₊	0.21	3.74
	100.00	100.00

Tabla 1.1 Composición de fluidos típica de yacimientos de gas seco y de gas y condensado.²

rimentos con aire observó la siguiente relación entre la presión y el volumen; si la temperatura de una cantidad de gas dada se mantiene constante, el volumen de gas varía inversamente con la presión absoluta. Esta relación escrita como una ecuación es :

$$p_1 V_1 = p_2 V_2 = \text{cte.} \quad (1.1)$$

1.4.2 LEY DE CHARLES.

Jacques A. Charles (1746-1823) y Joseph L. Gay-Lussac (1778-1850) descubrieron independientemente la ley que se conoce comúnmente como Ley de Charles. Esta ley se compone de dos partes:

- 1.- Si la presión en una cierta cantidad de gas se mantiene constante, entonces, con cualquier cambio de estado el volumen variará directamente con la temperatura absoluta. Expresado como una ecuación :

$$T_1/V_1 = T_2/V_2 = \text{cte.} \quad (1.2)$$

- 2.- Si el volumen de una cierta cantidad de gas se mantienen constante, entonces, con cualquier cambio de estado la presión absoluta variará directamente con la temperatura absoluta :

$$T_1/p_1 = T_2/p_2 = \text{cte.} \quad (1.3)$$

1.4.3 LEY DE BOYLE Y CHARLES.

Las relaciones de Boyle y Charles pueden combinarse para obtener:

$$p_1 V_1 / T_1 = p_2 V_2 / T_2 \doteq \text{cte.} \quad (1.4)$$

Esta es una de las relaciones usadas ampliamente, debido a que representa aproximadamente el comportamiento de muchos gases en condiciones de presión y temperatura cercanas a la atmósfera.

1.4.4 LEY DE AVOGADRO.

Esta ley establece que, bajo las mismas condiciones de temperatura y presión, iguales volúmenes de todos los gases ideales contienen el mismo número de moléculas. Se ha encontrado que hay 2.733×10^{26} moléculas en una libra-mol de cualquier gas.

De la Ley de Avogadro se puede observar que el peso de un volumen de gas es función de los pesos de las moléculas, y que hay algún volumen en el que el gas pesaría, en libras, el valor numérico de su peso molecular. A éste volumen se le conoce como volumen molar.

Una libra-mol de un gas ideal ocupa 378.6 pie^3 a 60°F y 14.73 lb /pg^2 .

1.4.5 LEY DEL GAS IDEAL.

La ley de los gases ideales es una combinación de las le--

yes anteriores y puede expresarse como:

$$pV = nRT \quad (1.5)$$

donde:

p - presión absoluta, lb /pg² abs.

V - volumen, pie³.

T - temperatura absoluta, °R.

n - número de lb -mole (donde una lb-mole es el peso molecular expresado en lb).

R - constante universal de los gases, para las unidades de arriba tiene el valor de 10.732 (lb /pg² abs pie³)/(lb-mole °R).

La ecuación 1.5 es aplicable solamente a presiones cercanas a la atmosférica, a la que los gases se comportan como gas ideal.

Puesto que el número de libras-mole de una gas es igual a la masa del gas dividido por el peso molecular del gas, la ley de los gases ideales se puede expresar como:

$$pV = (m/M)RT \quad (1.6)$$

donde:

m - masa del gas, lb .

M - peso molecular del gas, lbm/lb -mole.

La ecuación 1.6 permite calcular la masa, m , y la densidad ρ , del gas:

$$m = MpV/RT \quad (1.7)$$

$$\rho = m/V = Mp/RT \quad (1.8)$$

1.5 GAS REAL.

1.5.1 ECUACION DE ESTADO DEL GAS REAL.

Todos los gases se desvían de la ley de los gases ideales bajo la mayoría de las condiciones. Numerosos intentos se han hecho para explicar esas desviaciones de un gas real a partir de la ecuación de estado del gas ideal. Se han derivado diferentes ecuaciones de estado como la de Van der Waals, Beattie-Bridgeman, Dieterici, Peng y Robinson, Benedict-Webber-Rubin, etc. Pero la ecuación de estado de gas real más comúnmente usada en la industria es:

$$pV = ZnRT \quad (1.9)$$

Donde Z es el factor de desviación del gas, y se puede interpretar como un término mediante el cual la presión debe ser corregida para explicar la desviación de la ecuación del gas ideal. El factor de desviación del gas se define como la razón del volumen realmente ocupado por un gas a una determinada presión y temperatura al volumen que ocuparía si fuese ideal, es decir:

$$Z = \frac{V_r}{V_i} = \frac{\text{vol. real de } n \text{ moles de gas a T.p.}}{\text{vol. ideal de } n \text{ moles a la misma T.p.}}$$

El factor Z es una función de la presión y temperatura absolutas, el interés principal consiste en determinar Z como una función de la presión a temperatura constante tanto en el yacimiento como en las tuberías.

1.6 MEZCLAS DE GASES.^{5, 6}

Como se ha dicho, el gas natural es una mezcla de hidrocarburos gaseosos e impurezas y rara vez se presenta como un sistema monocomponente. Para determinar la composición de una corriente de fluido de un pozo es necesario realizar un análisis composicional por medio de :

- una destilación a temperaturas bajas.
- un análisis cromatográfico.
- la espectrometría de masa.

La composición de una mezcla cualquiera puede ser presentada de las siguientes tres formas :

- 1.- En términos de fracción de peso.
- 2.- En términos de fracción de volumen.
- 3.- En términos de fracción molar.

1.6.1 FRACCION DE PESO.

En una mezcla de gases, C_1, C_2, C_3, \dots (metano, etano, -

propano, ...) donde el peso de la mezcla es igual a la suma de los pesos de los componentes individuales que la forman :

$$W_m = W_1 + W_2 + W_3 + \dots \quad (1.10)$$

La fracción de peso W_i , de cualquier componente, i, en la mezcla se define mediante la relación :

$$W_i = \frac{w_i}{W_m} \quad (1.11)$$

La suma de las fracciones de peso de todos los componentes de la mezcla debe ser igual a la unidad.

$$W_1 + W_2 + W_3 + \dots = 1 \quad (1.12)$$

EJEMPLO:

C_i	w_i (lb_i)	$W_i = \frac{w_i}{W_m}$ ($\frac{lb_i}{lb_m}$)
C_1	0.15	0.1875
C_2	0.20	0.2500
C_3	0.30	0.3750
C_4	0.15	0.1875
$W_m = 0.80 \text{ lb}_m$		1.0000

1.6.2 FRACCION DE VOLUMEN.

La fracción de volumen se relaciona al SCF (pies cúbicos-estándar) en el sistema inglés.

En el SCF, 1 mole-lb @ c.s. (14.7 lb/pg² y 60°F) $V = 379.6 \text{ pie}^3$

En el mks, 1 mole-gr @ c.s.(0°C y 1 Atm) $V = 22.414 \text{ lt}$

por lo tanto se debe obtener primero las mole-lb o mole-gr, según sea el caso :

$$V_m = V_1 + V_2 + V_3 + \dots \quad (1.13)$$

La fracción de volumen V_i , de cualquier componente, i , en la mezcla se define como :

$$V_i = \frac{v_i}{V_m} = \frac{\text{SCF}_i}{\text{SCF}_m} \quad (1.14)$$

Además :

$$V_1 + V_2 + V_3 + \dots = 1 \quad (1.15)$$

EJEMPLO:

C_i	w_i (lb _i)	M_i (lb _i /mole-lb _i)	$m_i = w_i/M_i$ (mole-lb _i)
C_1	0.15	16.043	0.00935
C_2	0.20	30.070	0.00665
C_3	0.30	44.097	0.00680
iC_4	0.15	58.124	0.00258

C_i	$SCF_i = m_i * 379.5$ (pie ³)	$v_i = SCF_i/SCF_m$
C_1	3.548	0.368
C_2	2.524	0.262
C_3	2.581	0.270
iC_4	0.979	0.100

$$SCF_m = 9.632$$

$$1.000$$

1.6.3 FRACCION MOLAR.

La fracción molar n_i se define como :

$$n_i = \frac{m_i \text{ (mole-lb}_i\text{)}}{m_m \text{ (mole-lb}_m\text{)}} \quad (1.16)$$

EJEMPLO:

Del ejemplo anterior se tiene :

C_i	$m_i \text{ (mole-lb}_i\text{)}$	$n_i = m_i / m_m \left(\frac{\text{mole-lb}_i}{\text{mole lb}_m} \right)$
C_1	0.00935	0.368
C_2	0.00665	0.262
C_3	0.00680	0.270
iC_4	0.00258	0.100
	$m_m = 0.02538$	1.000

1.6.4 PROPIEDADES PSEUDOCRITICAS Y PSEUDOREDUcidas. GRAVEDAD ESPECIFICA.

La gravedad específica de una mezcla de gases se puede determinar con la siguiente expresión :

$$SG_m = \frac{\text{masa molecular de la mezcla } \bar{M}}{\text{masa molecular del aire } 28.97} \quad (1.17)$$

$$\bar{M} = \frac{M_i n_i}{n_i} \quad (1.18)$$

Para calcular las propiedades pseudocríticas, se deben encontrar en tablas la P_c y la T_c de cada componente i . Con las siguientes expresiones se determinan la P y T pseudocríticas :

$$P_{pc} = \frac{P_{c_i} n_i}{n_i} \quad (1.19)$$

$$T_{pc} = \frac{T_{c_i} n_i}{n_i} \quad (1.20)$$

Cuando no se dispone de la composición de la mezcla, la presión pseudocrítica y la temperatura pseudocrítica se pueden aproximar a partir de la Fig.1.3, conociendo su gravedad específica.⁷ De la Fig. 1.3 se han derivado diferentes correlaciones, como la de Thomas, Hankinson y Phillips⁸ :

$$P_{pc} = 709.604 - 58.718 \gamma_g \quad (1.21)$$

$$T_{pc} = 170.491 + 307.344 \gamma_g \quad (1.22)$$

Las concentraciones permisibles de impurezas, para las ecuaciones anteriores, son 3% de H_2S , 5% N_2 .

Finalmente, las propiedades pseudoreducidas se determinan con las expresiones :

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad (1.23)$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad (1.24)$$

Con los valores de las propiedades pseudoreducidas se puede determinar el valor de Z, a partir de la Fig. 1.4.

1.6.5 PROPIEDADES DE GASES QUE CONTIENEN N₂, CO₂ y H₂S.

Las propiedades pseudocríticas de gases que contienen cantidades apreciables de N₂, CO₂ y H₂S, pueden calcularse por el método de Wichert y Aziz.¹⁰ La densidad relativa de este gas puede calcularse con :

$$\gamma_{gc} = \left(\gamma_g - 0.967 n_{N_2} - 1.52 n_{CO_2} - 1.18 n_{H_2S} \right) / \left(1 - n_{N_2} - n_{CO_2} - n_{H_2S} \right) \quad (1.25)$$

Las propiedades pseudocríticas se obtienen con :

$$P_{pcm} = (1 - n_{N_2} - n_{CO_2} - n_{H_2S}) P_{pc} + 493 n_{N_2} + 1071 n_{CO_2} + 1306 n_{H_2S} \quad (1.26)$$

$$T_{pcm} = (1 - n_{N_2} - n_{CO_2} - n_{H_2S}) T_{pc} + 227 n_{N_2} + 548 n_{CO_2} + 672 n_{H_2S} \quad (1.27)$$

Estos valores deben de ajustarse, por su contenido de CO_2 -y H_2S , mediante las ecuaciones de Wichert y Aziz :

$$C_{wa} = 120 ((n_{CO_2} + n_{H_2S})^{0.9} - (n_{CO_2} + n_{H_2S})^{1.6}) + 15 (n_{H_2S}^{0.5} - n_{H_2S}^4) \quad (1.28)$$

$$T'_{pcm} = T_{pcm} - C_{wa} \quad (1.29)$$

$$P'_{pcm} = P_{pcm} T'_{pcm} / (T_{pcm} + n_{H_2S}(1-n_{H_2S})C_{wa}) \quad (1.30)$$

donde :

n_{N_2} -- fracción molar de N_2

n_{CO_2} -- fracción molar de CO_2

n_{H_2S} -- fracción molar de H_2S

P'_{pcm} -- presión pseudocrítica corregida, lb/pg²

T'_{pcm} -- temperatura pseudocrítica corregida, °F

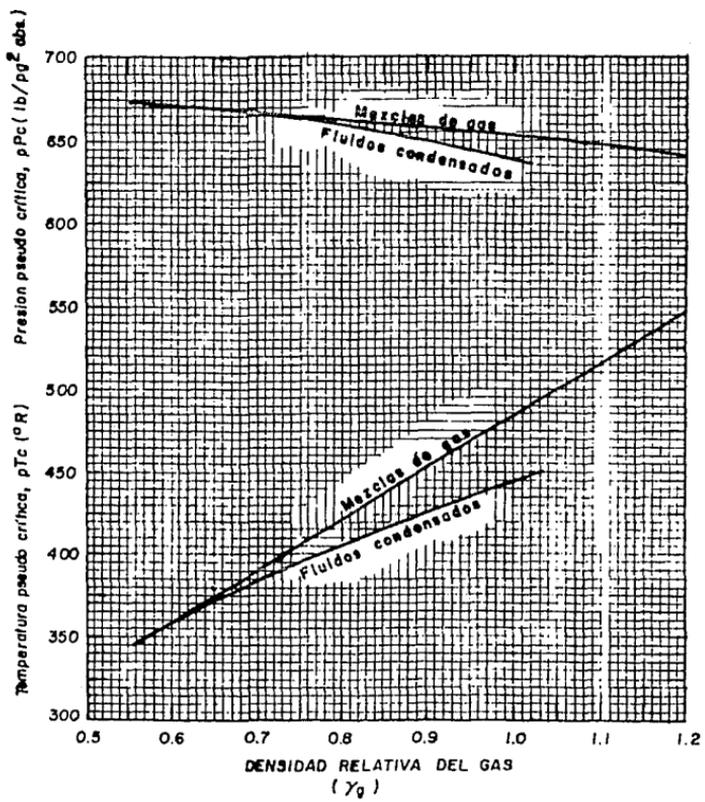


FIG.1.3 PROPIEDADES PSEUDOCRITICAS DE LOS GASES NATURALES

- 1) Rodríguez Nieto R. "Principios de Mécanica de Yacimientos". Apuntes de la Facultad de Ingeniería, UNAM.
- 2) Garaicochea Petrirena F. "Comportamiento de Yacimientos". Apuntes de la Facultad de Ingeniería, UNAM.
- 3) Teyssier S.J. y Méndez L.T. "Caracterización de Fluidos de Yacimientos Petroleros". Revista del I.M.P. vol XI No.4, Octubre de 1979.
- 4) Katz L. Donald et. "Handbook of Natural Gas Engineering". McGraw Hill Co. 1959.
- 5) Ikoku Chi U. "Natural Gas Engineering". Penwell Publishing Co. 1980.
- 6) De la Garza Carrasco Nahum. "Fisicoquímica y Termodinámica". Apuntes de la Facultad de Ingeniería, UNAM.
- 7) Brown G.G., et.al. "Natural Gasoline and the Volatile Hydrocarbons". TULSA. NGAA, 1948.
- 8) Thomas, L.K., R.W. Hankinson and K.A. Phillips. " Determination of Acoustic Velocities For Natural Gas". JPT, 1970.
- 9) Standing, M.B. and D.L. Katz. "Density of Natural Gases". - TRANS.AIME, 1942.
- 10) Wichart, E. and K. Aziz. "Calculation of Z's for Source Gases". Hydrocarbon Processing, 1972.

CAPITULO 2

COMPORTAMIENTO DE FLUJO DEL YACIMIENTO AL POZO

La producción de un pozo puede ser afectada por factores - como: el tipo de yacimiento, el mecanismo de empuje, la presión, la permeabilidad, etc. En este capítulo, se analiza el flujo - de los fluidos desde la formación al pozo. El análisis se basa - en la ecuación de Darcy, la cual, a través de numerosas observa - ciones, fue modificada por Rawlins y Shellhardt,¹ quienes esta - blecieron una relación empírica entre el gasto y la presión. Es - ta relación es la base para realizar las pruebas de contrapre - sión en los pozos de gas. Los resultados de estas pruebas, per - miten estimar la productividad de los mismos.

Además, se presentan los diferentes tipos de pruebas de -- contrapresión que se realizan en los pozos, incluyendo su des -- cripción, las condiciones bajo las que se aplican, los datos -- que se obtienen y el análisis que de éstos últimos se realiza - para elaborar la curva de capacidad.

La curva de capacidad de un pozo productor de gas represen - ta el comportamiento del yacimiento al pozo y permite estimar - la respuesta de la formación a un abatimiento de presión en el - pozo productor.

2.1 CONCEPTOS GENERALES^{2,3,4,5}

2.1.1 POROSIDAD.

Un volumen de roca sedimentaria, V_r , está formado por un - cierto volumen de sólidos, V_s , y un volumen de huecos o poros, V_p ; es decir:

$$V_r = V_s + V_p \quad (2.1)$$

La porosidad, ϕ , se define como la relación del volumen de poros al volumen de roca:

$$\phi = V_p/V_r \quad (2.2)$$

La porosidad puede expresarse en fracción o en porcentaje. En una roca sedimentaria se tienen poros comunicados y poros - aislados, y se ha denominado porosidad absoluta, ϕ_a , a la relación entre el volumen total de poros (comunicados, V_{pc} , y no co comunicados, V_{pnc}) y el volumen de roca, V_r :

$$\phi_a = (V_{pc} + V_{pnc})/V_r \quad (2.3)$$

La porosidad efectiva, ϕ_e , es el tipo de porosidad que más interesa en la explotación de los yacimientos petroleros, debido a que depende del volumen poroso comunicado; es decir, al es pacio de la roca que permite el flujo de fluidos.

2.1.2 SATURACION.

El espacio vacío de un material poroso puede ser ocupado parcialmente por un líquido y el resto por aire o algún otro gas. O bien, dos o tres fluidos inmiscibles pueden ocupar conjuntamente el espacio vacío. En cualquiera de estos casos, lo importante es conocer la cantidad de espacio vacío que es ocupado por cada fluido.

La saturación de un medio poroso con respecto a un fluido en particular se define como la fracción del volumen del medio poroso ocupado por dicho fluido. Así, indicando la saturación con respecto a un fluido, f , por S_f , se tiene:

$$S_f = V_f/V_p \quad (2.5)$$

donde: f representa aceite agua y gas.

2.1.3 PERMEABILIDAD.

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso que indica la facilidad con que un fluido puede moverse a través de él.

Permeabilidad absoluta.- Se tiene permeabilidad absoluta si el fluido que circula en el medio poroso es un fluido incompresible, que moja a los sólidos sin reaccionar con ellos y que además satura 100% el espacio poroso.

Permeabilidad efectiva.- Se tiene permeabilidad efectiva-

cuando el fluido que circula no satura 100% el medio poroso. -- Puesto que la roca de un yacimiento puede estar saturada par--- cialmente de agua, aceite o gas, se tendrán permeabilidades -- efectivas a estos fluidos (K_w , K_o , K_g).

Permeabilidad relativa.- En la producción de campos de - gas, el movimiento de condensado o agua acompañando al flujo de gas es común, por lo que se presenta flujo en dos fases, en la que cada fase desarrolla su propia red de flujo, la forma más - simple de estudiar el flujo en dos fases es considerar el flujo de una fase dada en relación al flujo que tendría lugar si sólo esa fase estuviera presente en el medio poroso. La permeabili-- dad para cada fase resulta más conveniente expresarla como una función de la permeabilidad absoluta y referirla entonces como la permeabilidad relativa de la fase.

El valor de la permeabilidad relativa depende del espacio- ocupado por cada fase, es decir, su saturación, Así, la permea- bilidad relativa es una función dependiente de la saturación y se encuentra en la ley de Darcy en la forma siguiente:

$$u_j = \frac{K K_{rj} (S_j)}{\mu_j} \text{grad } p_j \quad (2.6)$$

La permeabilidad relativa refleja la manera en la cual las fases están fluyendo y se encuentran distribuidas dentro del me dio poroso.

Las variables que son importantes en la permeabilidad rela- tiva son: la saturación, el carácter del medio poroso, las fa-- ses bajo consideración y el gradiente de presión.

En la figura 2.1 se muestran curvas típicas de permeabilidades relativas gas-líquido para una arenisca consolidada y para una arena no consolidada.

Las curvas muestran que el gas no fluirá hasta que la saturación de gas sea del orden del 10 al 15%, mientras que el líquido fluirá hasta que su saturación alcance valores del 30 al 45%.

Permeabilidad al líquido.- Es la permeabilidad absoluta, pero obtenida indirectamente por medio del método de Klinkenberg.⁷

Permeabilidad al gas.- Es la permeabilidad del medio poroso cuando se circula un gas que satura 100% al medio. La permeabilidad al gas de un medio poroso es mayor que la permeabilidad al líquido o absoluta debido al fenómeno conocido como "deslizamiento molecular" o "efecto de Klinkenberg".

Efecto del resbalamiento de gas sobre la permeabilidad.- Klinkenberg encontró variaciones en los valores de permeabilidad determinados con gases de aquellos obtenidos con el uso de líquidos no reactivos. Estas variaciones se atribuyeron al "deslizamiento molecular", un fenómeno conocido en el flujo de gas a través de tubos capilares. El fenómeno de deslizamiento molecular se presenta cuando el diámetro de los capilares se aproxima a la trayectoria libre promedio del gas.

La trayectoria libre promedio del gas es una función del tamaño molecular y la energía cinética del gas. Así, "el efecto de Klinkenberg" es una función del gas con el que se determi

ne la permeabilidad del medio poroso.

La figura 2.2 es la gráfica de permeabilidad de un medio poroso determinada a diferentes presiones medias de flujo usando hidrógeno, nitrógeno, y dióxido de carbono como fluidos saturantes.

En la figura se puede observar que se obtiene una línea recta para cada gas al graficar la permeabilidad observada contra el inverso de la presión media de la prueba. La línea de mayor pendiente indica un mayor efecto de "deslizamiento" y corresponde al gas de menor peso molecular. Todas las líneas fueron extrapoladas hasta una presión media infinita ($1/\bar{p} = 0$) y se observa en la figura que interceptan al eje de permeabilidad en un punto común. Este punto se denomina permeabilidad al líquido K_L .

La relación lineal entre la permeabilidad observada y el inverso de la presión media puede expresarse como sigue:

$$K_L = \frac{K_g}{1 + (b/\bar{p})} = K_g - m \frac{1}{\bar{p}}$$

$$b = m/K_L \quad (2.7)$$

donde:

K_L - permeabilidad al líquido del medio poroso cuando lo satura al 100% .

K_g - permeabilidad al gas del medio poroso cuando lo satura al 100% .

\bar{p} - presión media del flujo de gas a la que se observó K_g .

b - constante para un gas y un medio poroso dados.

m - pendiente de la curva.

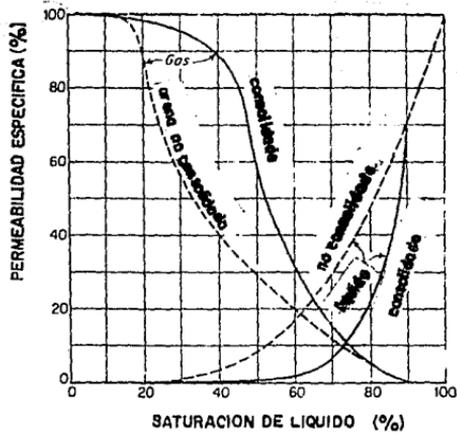


FIG. 2.1 PERMEABILIDAD RELATIVA PARA ARENAS CONSOLIDADA Y NO CONSOLIDADA.⁶

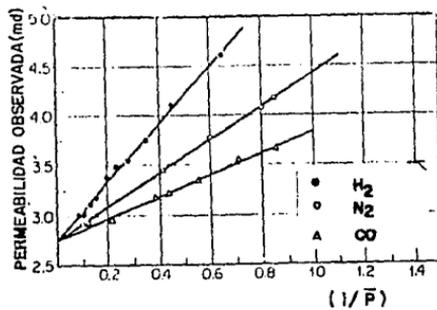


FIG. 2.2 PERMEABILIDAD DE UN NUCLEO CON DIFERENTES GASES.⁷

El comportamiento de flujo del yacimiento al pozo representa la capacidad que tiene la formación de aportar fluidos. Esta capacidad depende principalmente del tipo de yacimiento, del mecanismo de empuje y de variables tales como la presión, la permeabilidad, etc.

El flujo radial de gas, en el volumen drenado de un yacimiento por un pozo, está basado en la ley de Darcy para flujo viscoso y en los efectos que se presentan a altas velocidades en las cercanías del mismo.

Cuando un pozo de gas inicia su producción después de un período de cierre, el flujo de gas en el yacimiento presenta un comportamiento en estado no estacionario, hasta que la presión declina en las inmediaciones del pozo; entonces el comportamiento de flujo pasa por un período de transición, después del cual se obtienen condiciones en estado estacionario o semi-estacionario.

Las pruebas de contrapresión se usan comúnmente para determinar la productividad de los pozos de gas.

2.2.1 FLUJO RADIAL DE GAS.

Supóngase un pozo que está produciendo gas a un gasto q (condiciones superficiales), de un yacimiento horizontal, homogéneo, con un espesor neto h y extensión areal infinita. Supóngase además, que las condiciones de flujo no cambian con el tiempo, es decir, se tiene flujo en estado estacionario. Para estas condiciones es posible obtener una fórmula que relacione la presión de la formación en un punto en particular a una distancia desde el pozo, con el gasto de producción.

Considerando un radio de pozo r_w y que la presión en la cara de la formación sea P_{wf} . Si la viscosidad del líquido es μ_g , se obtiene la ecuación de Darcy para flujo radial de gas en términos del gasto.⁸

$$q_{cs} = \frac{0.703 \text{ Kg h } (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)}{\mu_g Z T \ln(r_e/r_w)} \quad (2.8)$$

La ecuación 2.8 puede expresarse como:

$$P_{@r} = \left[P_{wf}^2 + \frac{\mu_g Z T q_{cs}}{0.703 \text{ Kg h}} \ln(r_r/r_w) \right]^{0.5} \quad (2.9)$$

La ecuación 2.9 representa aproximadamente el valor de la presión en la formación a un radio r , medido desde el centro del pozo.

En la ecuación 2.9 se observa que los valores de P llegan a ser tan grandes como los incrementos de r , lo cual no se presenta en la práctica debido a que P tiende a la presión estática del yacimiento. Si se hace r igual al valor de r_e , la ecuación proporciona el valor de P_{ws} ; entonces es claro que la ecuación proporciona una aproximación razonablemente buena para la distribución de presiones para valores de r menores de r_e .

2.2.2 INDICE DE PRODUCTIVIDAD - POTENCIAL ABSOLUTO.

La presión de producción en el fondo del pozo se conoce como presión de fondo fluyendo, P_{wf} , y la diferencia entre ésta y la presión estática del yacimiento, P_{ws} , como el abatimiento de presión.

La relación entre el gasto de producción de un pozo y su abatimiento de presión se conoce como el índice de productividad, J ; y para los pozos de gas se obtiene como sigue:

La ecuación 2.8 se puede escribir como:

$$P_{ws}^2 - P_{wf}^2 = \frac{q T \bar{\mu}_g \bar{z}}{0.703 Kgh} \ln(r_e/r_w) \quad (2.10)$$

A partir de esta ecuación se puede obtener una expresión del índice de productividad para un pozo de gas⁹, la cual es análoga a la de los pozos de aceite, excepto por los términos de presión que son de segundo orden.

$$J = \frac{q}{P_{ws}^2 - P_{wf}^2} = \frac{0.703 Kgh}{\bar{\mu}_g \bar{z} T \ln(r_e/r_w)} \quad (2.11)$$

Aunque la ecuación 2.10 requiere condiciones en estado estacionario, describe el comportamiento de un pozo de gas con buena aproximación, excepto en formaciones de baja permeabilidad. Después de efectuar la prueba en un pozo con dos o más gastos se elabora una gráfica de P_{wf}^2 contra q . La figura 2.3 ilustra esta gráfica en coordenadas cartesianas.

En la figura 2.3 se observa que cuando q es igual a cero, P_{wf}^2 es igual a P_{ws}^2 . Por otra parte, si los puntos en la figura caen sobre una línea recta, la línea se puede extrapolar para obtener el q_{max} cuando la P_{wf} sea igual a cero. Al valor de q_{max} se le conoce como potencial absoluto.

Así, con esta técnica gráfica se puede estimar P_{ws} cuando se dispone de al menos dos valores de P_{wf} y sus valores de gas-

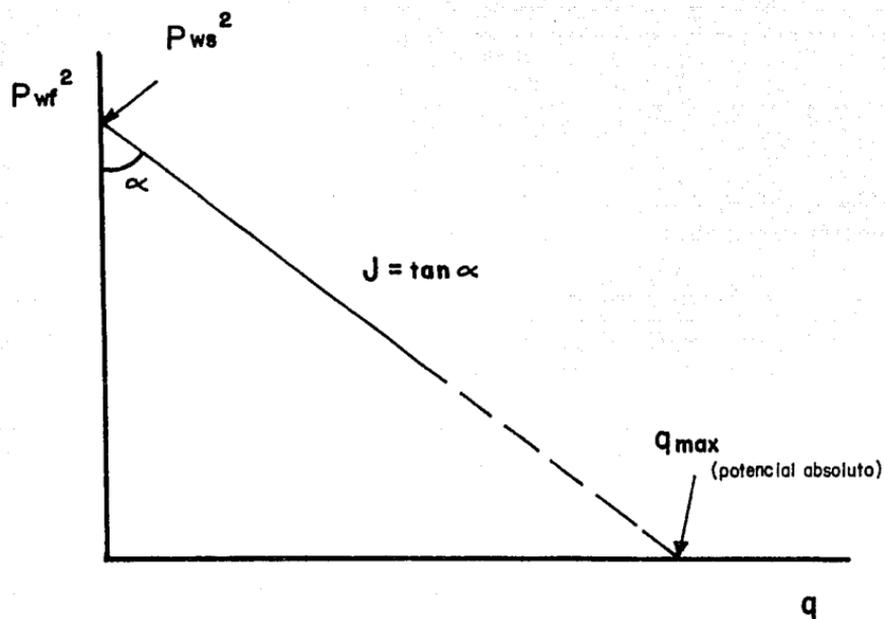


FIG. 2.3 INDICE DE PRODUCTIVIDAD PARA UN POZO DE GAS.⁹

to correspondientes, estimar el potencial absoluto y estimar el índice de productividad.

Por otra parte, la capacidad productiva teórica de los pozos de gas se determina mediante datos de pruebas de contrapresión en los mismos, bajo condiciones de flujo abierto.

Anteriormente, se acostumbraba realizar estas pruebas poniendo el pozo en producción con una presión en la cabeza del pozo igual a la atmosférica. Actualmente, con el fin de evitar desperdicio y daño en la formación, la capacidad a flujo abierto de los pozos de gas se obtiene extrapolando los resultados de las pruebas hechas a diferentes gastos moderados de producción, en lugar de abrir los pozos a flujo total. El potencial absoluto de un pozo de gas se define como "el gasto de gas correspondiente a una presión de fondo fluyendo igual a la atmosférica". Este es un valor teórico, ya que se obtiene extrapolando la curva de $(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)$ como una función de q_{cs} en papel log-log hasta donde P_{wf} es igual a la P_{atm} , suponiendo que μ , T y Z permanecen constantes a altas presiones diferenciales $(P_{ws} - P_{wf})$ y suponiendo que el flujo es laminar.

El procedimiento para determinar el potencial absoluto de un pozo de gas se basa en la ecuación de Darcy.

Tomando logaritmos a ambos lados de la ecuación 2.8:

$$\log q_{cs} = \log \frac{0.703 \text{ Kg h}}{\mu g T Z \ln(r_e / r_w)} + \log(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)$$

---(2.12)

Esta ecuación indica que para flujo en condiciones ideales la pendiente de la recta es igual a 45°. Muchos pozos de gas muestran este comportamiento con pendientes muy cercanas a la unidad. En otros, debido a la turbulencia y los errores cometidos en alguno de los valores medidos, pueden desviarse de este comportamiento lineal, con pendientes menores de la unidad. Para estos pozos la ecuación 2.8 se puede modificar para obtener mejores resultados:

$$q_{cs} = \frac{0.703 K_g h (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n}{\mu_g T Z \ln(r_e/r_w)} \quad (2.13)$$

en donde n es el inverso de la pendiente de la recta.

Si hacemos :

$$C = \frac{0.703 K_g h}{\mu_g T Z \ln(r_e/r_w)} \quad (2.14)$$

entonces:

$$q_{cs} = C (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \quad (2.15)$$

La ecuación 2.15 representa el flujo en el yacimiento y permite estimar a partir de datos de pruebas de pozos el potencial absoluto.¹

2.3 FLUJO TURBULENTO.

La ley de Darcy es inadecuada para representar el flujo de

gas en medios porosos a alta velocidad, tal como ocurre en la -
 vecindad del pozo. Forchheimer¹⁰, al correlacionar datos para-
 flujo de agua a través de medios porosos a alta velocidad, en-
 contró que se obtienen buenos resultados con una relación de la
 forma:

$$-\frac{dp}{dl} = \frac{\mu_g u}{K_g} + \beta \rho u^2 \quad (2.16)$$

De la ecuación 2.16 se derivan expresiones que relacionan-
 el gasto de gas con la caída de presión tanto en flujo lineal -
 como en flujo radial.

2.3.1 Flujo Lineal de Gas.

En pozos fracturados o con empacamiento de grava, la mayor
 caída de presión se debe al flujo lineal de gas. En cualquier -
 caso, la caída de presión debido a la turbulencia es, frecuente-
 mente, el factor principal que limita el ritmo de producción.

La expresión que relaciona el gasto con la caída de pre---
 sión en flujo lineal a través de un medio poroso de longitud L,
 es:¹⁰

$$P_{ws}^2 - P_{wf}^2 = \frac{8.93 Z T \mu L q}{K A} + \frac{1.247 \times 10^{-16} \beta Z T \gamma_g L q^2}{A^2} \quad (2.17)$$

donde:

Z - factor de compresibilidad del gas

- T - temperatura del yacimiento, °R
 μ - viscosidad, cp
L - longitud de la trayectoria de flujo, pies
K - permeabilidad, md
A - sección transversal del área abierta al flujo, pies²
 β - coeficiente de velocidad del flujo turbulento, pies⁻¹
 γ_g - gravedad específica del gas (aire = 1.0)

La ecuación 2.17 puede expresarse en forma de línea recta:

$$\frac{P_{ws}^2 - P_{wf}^2}{q} = C + Dq \quad (2.18)$$

donde el término de flujo laminar está dado por:

$$C = \frac{8.93 Z T \mu L}{K A} \quad (2.18.1)$$

y el término de flujo turbulento es:

$$Dq = \frac{1.247 \times 10^{-16} \beta \gamma_g Z T L}{A^2} q \quad (2.18.2)$$

En la literatura se dispone de correlaciones para obtener valores de β a partir de valores dados de $K^{5,13,14}$; como la

siguiente:

$$\beta = \frac{2.33 \times 10^{10}}{K^{1.201}} \quad (2.18.3)$$

Los valores de C y D se determinan como se indica a continuación:

- 1) A partir de los datos de una prueba de contrapresión* , calcule $P_{ws}^2 - P_{wf}^2 / q$.
- 2) Grafique los valores anteriores contra q, usando escalas -- normales. (Fig. 2.4).
- 3) Dibuje la mejor recta que se ajuste a los puntos trazados.
- 4) Obtenga el valor de C (ordenada al origen) y el valor de D (pendiente de la recta), usando dos puntos sobre la -- recta trazada.
- 5) Con los valores de C, D y P_{ws} obtener el valor de $q_{max}(P_{wf}=0)$ resolviendo la ecuación cuadrática:

$$Dq_{max}^2 + Cq_{max} - (P_{ws}^2) = 0 \quad (2.19)$$

cuya solución es:

$$q_{max} = \frac{-C + (C^2 + 4 D P_{ws}^2)^{0.5}}{2 D} \quad (2.19.1)$$

* ver sección 2.4

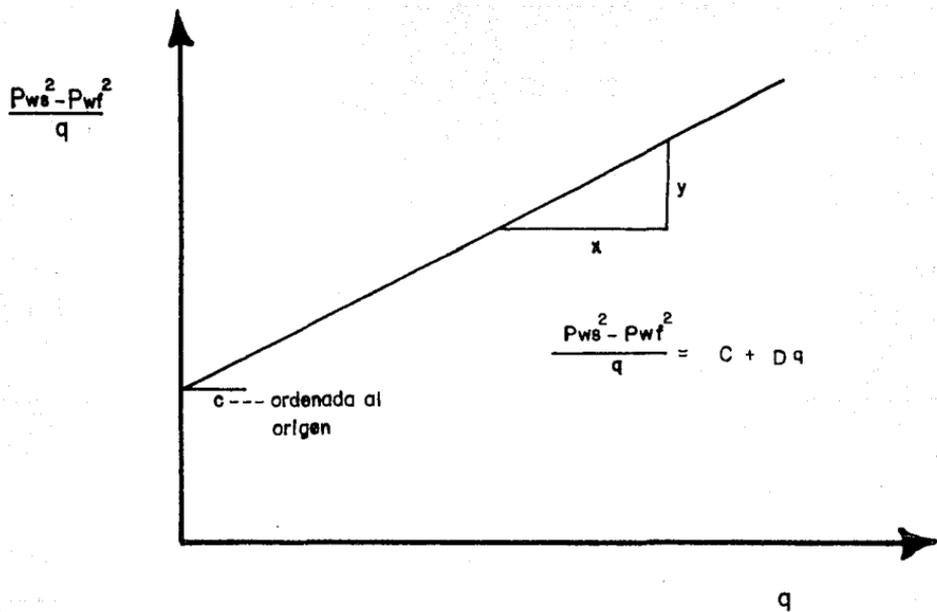


FIG.2.4 GRAFICA TIPICA PARA OBTENER EL VALOR DE D Y C''

- 6) Se calcula un valor adicional C' (para propósitos de diagnóstico) con la siguiente expresión:

$$C' = \frac{Pws^2}{q_{\max}} = C + Dq_{\max} \quad (2.19.2)$$

- 7) Finalmente, se obtiene el valor de la relación C'/C .

Los valores así calculados, permiten establecer el diagnóstico de las condiciones de flujo del yacimiento al pozo.

En terminaciones con empacamientos de grava, los valores de L , β y K pueden determinarse, lo que permite calcular el área A ; con este valor, se puede determinar el número de perforaciones efectivas, lo que a su vez permitirá la evaluación de diferentes procedimientos de disparo.

A fin de calcular los beneficios que se obtendrán en el pozo mediante el cambio en la geometría de la terminación, se estima, a partir de los valores previamente calculados, un nuevo coeficiente de turbulencia con la siguiente ecuación:

$$\frac{D_1}{D_2} = \frac{\beta_1 L_1 A_2^2}{\beta_2 L_2 A_1^2} \quad (2.20)$$

donde los subíndices 1 y 2 representan las condiciones antes y después del cambio en la geometría del pozo, respectivamente. El caso más frecuente es cambiar solamente el área de flujo:

$$\frac{D_1}{D_2} = \frac{A_2^2}{A_1^2} \quad (2.20.1)$$

El análisis anterior, es aplicable también a pozos fracturados en formaciones relativamente delgadas, en cuyo caso, L y A^2 son prácticamente inseparables. Probablemente, las mejores pruebas para llevarse a cabo sean las pruebas isocrónicas de -- corta duración a diferentes gastos. Si el término de flujo turbulento es grande, el procedimiento correctivo que se recomienda para obtener mayores gastos es el de ampliar la fractura.

" La turbulencia es uno de los factores principales que limita el flujo en pozos fracturados cuando la formación fracturada es relativamente delgada ".¹¹ Basados en la evaluación de un número de pozos fracturados los diseños de la fractura podrían ser alterados para optimizar las condiciones de flujo. También es necesario considerar trabajos de estimulación para ampliar las fracturas en aquellos casos donde la turbulencia es el factor principal en la restricción del flujo.

2.3.2 Flujo Radial de Gas.

La ecuación de flujo radial es útil en la determinación de la efectividad de una terminación en la mayoría de los pozos. - La ecuación que describe el flujo radial de gas en estado semi-estacionario es:¹²

$$P_{ws}^2 - P_{wf}^2 = \frac{1.424 \mu Z T q}{K h} \left(\ln 0.472 \frac{r_e}{r_w} + s \right) + \frac{3.16 \times 10^{-18} \beta \gamma_g Z T}{h^2} \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right) q^2$$

.....(2.21)

donde:

r_e - radio de drene, pies

r_w - radio del pozo, pies

h - espesor de la formación productora, pies

s - efecto de daño, excluye efecto de turbulencia

La ecuación 2.21 se puede expresar en forma de línea recta:

$$\frac{P_{ws}^2 - P_{wf}^2}{q} = C + Dq \quad (2.21.1)$$

donde el término de Darcy está dado por:

$$C = \frac{1.424 \mu Z T}{K h} \left(\ln 0.472 \frac{r_e}{r_w} + s \right) \quad (2.21.2)$$

considerando que $1/r_e$ normalmente es muy pequeño, el término de flujo turbulento es:

$$Dq = \frac{3.16 \times 10^{-18} \beta \gamma_g Z T}{h^2} \frac{1}{r_w} q \quad (2.21.3)$$

De la misma forma que en flujo lineal, se puede elaborar una gráfica como la de la figura 2.4 para conocer los valores de C y D. Esta gráfica permite distinguir entre un daño simple y problemas de turbulencia en flujo radial.

En ocasiones el término Dq será mayor que el correspondiente a una formación conocida, Kh . En ese caso, es obvio que la terminación es ineficiente y que se necesita ampliar el área -- disponible al flujo mediante una mayor densidad de disparos o -- disparos con mayor penetración o diámetro, o bien ampliando el intervalo disparado.

Por otra parte, cabe mencionar la importancia de los efectos de la terminación parcial debido a que el flujo converge al intervalo productor dentro del intervalo terminado. En la mayoría de los casos, la trayectoria de flujo en los últimos pies -- es esencialmente radial^{15, 16}, y es también donde tiene lugar la mayor parte de la caída de presión por turbulencia, ya que el área perpendicular al flujo es muy pequeña en dicha zona. Por -- consiguiente, para propósitos prácticos, el valor de h en el término de turbulencia puede sustituirse por la longitud del intervalo disparado h_p , entonces:

$$Dq = \frac{3.16 \times 10^{-18} \beta \gamma_g Z T}{h_p^2} \frac{1}{r_w} q \quad (2.22)$$

$$D = \frac{3.16 \times 10^{-18} \beta \gamma_g Z T}{h_p^2 r_w} \quad (2.22.1)$$

Los efectos sobre la turbulencia se pueden estimar comparando las condiciones de terminación antes y después de modificar la longitud de la zona disparada o el radio del pozo, o -- bien alterando la formación. Así:

$$\frac{D_1}{D_2} = \frac{\beta_1 h_{p_2}^2 r_{w_2}}{\beta_2 h_{p_1}^2 r_{w_1}} \quad (2.22.2)$$

El caso más frecuente, es cambiar la longitud del intervalo disparado, por lo tanto:

$$\frac{D_1}{D_2} = \frac{h_{p_2}^2}{h_{p_1}^2} \quad (2.22.3)$$

Con los valores de C', C y D obtenidos mediante el procedimiento descrito se puede establecer el diagnóstico de las condiciones de flujo en el yacimiento. El diagnóstico se basa en los siguientes criterios establecidos por Jones ¹¹:

- 1) Si el valor de C es bajo (menor de 0.05) la formación no está dañada. El grado del daño aumenta al aumentar el valor de C.
- 2) Si el valor de C'/C es pequeño (menor de 2.0) la turbulencia es poca o nula.
- 3) Si los valores de C y C'/C son bajos, la terminación del pozo es satisfactoria.
- 4) Si el valor de C es bajo y el de C'/C es alto, la baja productividad es ocasionada por insuficiencia del área disponible al flujo por las perforaciones. Se deberá recomendar la ampliación del intervalo disparado o su reperforación con mayor densidad de disparos o disparos con mayor penetración.

ción o diámetro.

- 5) Si el valor de C es alto y el de C'/C es bajo, se recomienda un tratamiento de estimulación.

Ejemplo 1:¹⁷

De una prueba de contrapresión se obtuvieron datos en condiciones estabilizadas, los cuales se presentan en la tabla 2.1. Diagnostique las condiciones de flujo.

SOLUCION:

- 1) Cálculo de $P_{ws}^2 - P_{wf}^2/q$.

Los valores calculados se presentan en la tabla 2.1 (columnas 3,4 y 5).

- 2) Se grafican los valores de $P_{ws}^2 - P_{wf}^2/q$ contra q en - escala normal, dibujando la mejor recta que se ajuste a los puntos trazados (Fig. A).
- 3) Cálculo de C y D.

De la figura A se obtiene :

$C = 0.00028$ (ordenada al origen).

$D = 1.26 \times 10^{-10}$ (pendiente de la recta).

- 4) Cálculo de q_{max} .

El valor de q_{max} se calcula sustituyendo los valores de C, D y P_{ws} en la ecuación 2.19.1 :

$$q_{max} = 38.0 \text{ MM pies}^3/d$$

Prueba	Pws (lb/pg)	q (Mpies ³ /d)	Pws ² - Pwf ²	$\frac{Pws^2 - Pwf^2}{q}$
1	439.6	2,231	1,010	.000453
2	439.8	4841	4,320	.000892
3	439.0	8,373	11,270	.00134
4	439.0	12,484	23,250	.00186
5	439.0	16,817	40,600	.00241

T A B L A 2.1

DATOS A 0.2 hr			DATOS A 1.0 hr		
$qx10^{-3}$	Pws ² - Pwf ²	$\frac{Pws^2 - Pwf^2}{q}$	$qx10^{-3}$	Pws ² - Pwf ²	$\frac{Pws^2 - Pwf^2}{q}$
2009	5,680	.00283	1994	8,260	.00414
2997	9,210	.00307	2937	12,870	.00438
4130	12,720	.00308	2941	13,280	.00452
7327	26,090	.00356	4052	18,400	.00454
			4656	22,520	.00484
			7092	35,520	.00500
DATOS A 3.0 hr			DATOS A 24 hr		
1980	10,380	.00524	1447	14,560	.00748
2905	15,720	.00541	4440	38,670	.00871
4587	27,260	.00594	9900	97,700	.00987
6887	42,990	.00624			

T A B L A 2.2

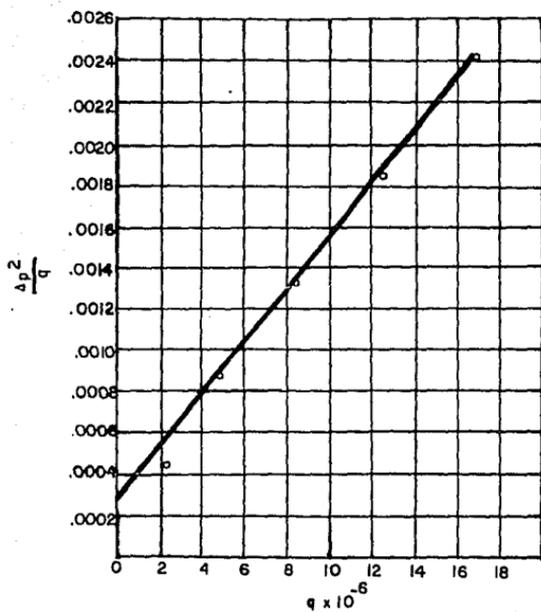


FIG. A ANALISIS DE LOS DATOS DE UNA PRUEBA A CONDICIONES ESTABILIZADAS,

5) Cálculo de C' y C'/C .

$$C' = 0.005072$$

$$C'/C = 18.11$$

De acuerdo a los criterios establecidos por Jones, las condiciones del pozo son las siguientes:

- el valor bajo de C indica un valor de Kh alto para este pozo en particular. Es decir, la formación no está dañada y, además, debido a que su potencial absoluto es grande, no se recomienda efectuar trabajos de estimulación.
- el valor de C'/C es alto, lo que indica una alta turbulencia. Esto es, que el flujo hacia el pozo es a través de un número pequeño de perforaciones o bien, en un intervalo -- corto de producción. Es obvio, la conveniencia de incrementar el área disponible al flujo.

Ejemplo 2¹⁷ :

Los datos de una prueba isocrónica* se presentan en la tabla 2.2.

Diagnostique las condiciones de flujo.

SOLUCION:

- 1) Cálculo de $P_{ws}^2 - P_{wf}^2/q$.

Los valores calculados se presentan en la tabla 2.2.

* ver sección 2.4.

2) Se grafican los valores de $Pws^2 - Pwf^2/q$ contra q en escala normal, para el tiempo de flujo de 0.2 hr, dibujando la recta que mejor se ajuste. Se repite el procedimiento para los demás tiempos de flujo (Fig.B).

3) Cálculo de C y D.

De la figura B se obtienen los valores siguientes:

-- el valor de C varía de 0.0027 para la curva isocrónica de 0.2 hr a 0.00775 para la de 24 hr. El incremento de C es debido al incremento del radio de drene con el tiempo y continuará incrementándose hasta que el pozo se estabilice.

-- el valor de D, es aproximadamente el mismo para cada curva isocrónica y es igual a 1.70×10^{-10} .

4) Cálculo de q_{max} .

El valor de q_{max} se obtiene sustituyendo los valores de C a 24 hr, D y Pws en la ecuación 2.19.1 .

$$q_{max} = 17.85 \text{ MM pies}^3/\text{d}$$

5) Cálculo de C' y C'/C .

$$C' = 0.01080$$

$$C'/C = 1.39$$

De lo anterior, se establece que el pozo presenta poca o nula turbulencia y que la terminación es satisfactoria.

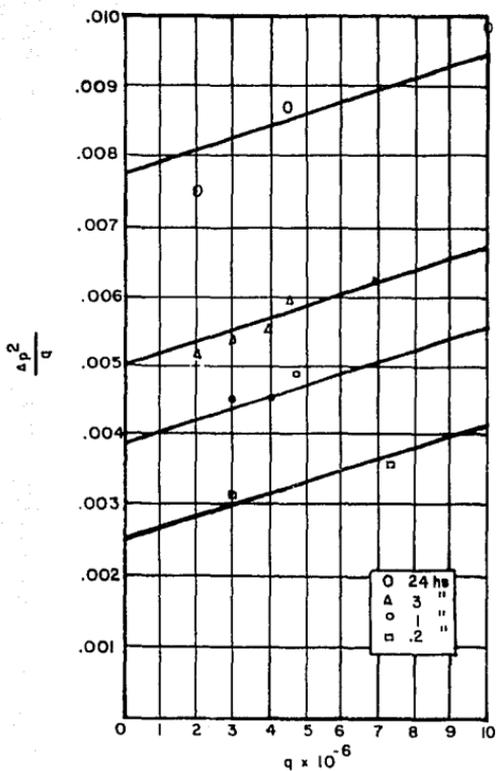


FIG. B ANALISIS DE LOS DATOS DE UNA PRUEBA DE FLUJO ISOCRONICA.

El hecho de que D puede obtenerse de una serie de pruebas-isocrónicas de corta duración es importante, debido a que el -- tiempo requerido para recuperar la presión después de una prueba de flujo de 10 o 15 minutos es generalmente corto; de una a dos horas. Esto proporciona la posibilidad de una determinación rápida y económica de las restricciones del flujo hacia el pozo, lo que resulta muy apropiado para pozos que no se estabilizan rápidamente.

2.3.3 Comportamiento de afluencia del yacimiento.

Mc Leod²⁰ modificó la ecuación de Darcy para incluir las caídas de presión tanto en el yacimiento como en las perforaciones. La característica principal de la ecuación propuesta por Mc Leod es que toma en cuenta las caídas de presión debido a la turbulencia en la zona dañada y en la zona compactada alrededor de las perforaciones en la tubería. Las pérdidas de presión por turbulencia pueden representar más del 90 % de la caída de presión del yacimiento al pozo y, por lo tanto, se deben incluir en la evaluación del comportamiento de afluencia del yacimiento.

A continuación se presentan las ecuaciones propuestas por Mc Leod :

$$P_{ws}^2 - P_{wf}^2 = \left(\frac{1.424 \mu R z T q}{K_y h} \right) \left(\ln(0.472 \frac{r_e}{r_w}) + s + \frac{Dq}{1000} \right) \quad (2.22.4)$$

para presiones menores de 4,000 lb/pg²

$$P_{ws}^2 - P_{wf}^2 = \left(\frac{0.1412 q \mu_g B}{K_y h} \right) \left(\ln(0.472 \frac{r_e}{r_w}) + s + \frac{Dq}{1000} \right)$$

para presiones mayores de 4,000 lb/pr²(2.22.5)

$$D = 2.2 \times 10^{-15} \left(\beta \gamma_g / n^2 L_p^2 r_p \right) (K_y h / \mu_g) \quad (2.22.6)$$

donde :

- K_y -- permeabilidad del yacimiento, md
- K_{dp} -- permeabilidad de la zona dañada y compactada alrededor de las perforaciones, md
- B_g -- factor de volumen del gas, bbl/Mpies³ @ c.y.
- L_p -- longitud de la perforación, pies
- n -- número total de perforaciones
- r_p -- radio de la perforación, pies

Factores que afectan la producción.

La capacidad de un pozo depende principalmente de :

- a).- Las características del yacimiento. Las más importantes son: la presión del yacimiento, la permeabilidad, el espesor neto de la formación productora y la viscosidad del fluido.
- b).- El tipo de terminación. Los parámetros más importantes son: el tamaño de la tubería, la densidad de los disparos y las

técnicas de perforación.

Para alterar las propiedades intrínsecas en formaciones de baja permeabilidad (menor a 1 md), por ejemplo una arena compactada, se utiliza el fracturamiento hidráulico para generar - fracturas y permitir que fluya más gas hacia el pozo. En este caso la capacidad del pozo va a depender de las características de la fractura creada (longitud, altura, amplitud; la conductividad). Sin embargo, el comportamiento total de flujo aún depende de las características del yacimiento que no se han modificado.

En relación con la terminación, la densidad de los disparos, la profundidad de penetración, el tipo de pistola y el tamaño de la perforación son los factores geométricos que se pueden controlar. El factor más significativo es la densidad de los disparos²¹ . Una forma de seleccionar apropiadamente la densidad de los disparos es evaluar el comportamiento de afluencia contra diferentes densidades de los disparos. Se debe seleccionar la densidad de disparos que permita producir al gasto deseado.

A continuación se presenta el procedimiento para elaborar las curvas de presión contra gasto para diferentes densidades de los disparos :

- 1.- Datos : $P_{ws}, \mu_g, z, T, h, K_y, r_e, r_w, s, B_g, \gamma_g, r_p, L_p$.
- 2.- Se calcula β con la ecuación 2.18.3 .
- 3.- Se supone una densidad de disparos y se determina el número total de perforaciones n .
- 4.- Se calcula D con la ecuación 2.22.6 .
- 5.- Se suponen diferentes gastos de gas.

- 6.- Se determina la presión de fondo fluyendo para cada gastosupuesto con la ecuación 2.22.4 ó 2.22.5 .
- 7.- Se grafican los valores de P_{wf} contra el gasto, como se indica en la figura C. Esta curva representa el comportamiento de afluencia para la densidad de los disparos supuesta en el paso 3.
- 8.- Se repite el procedimiento a partir del paso 3, para diferentes densidades de los disparos.

La figura C ilustra el comportamiento de afluencia para las densidades de 1, 2, 4, 6 y 8 disparos por pie.

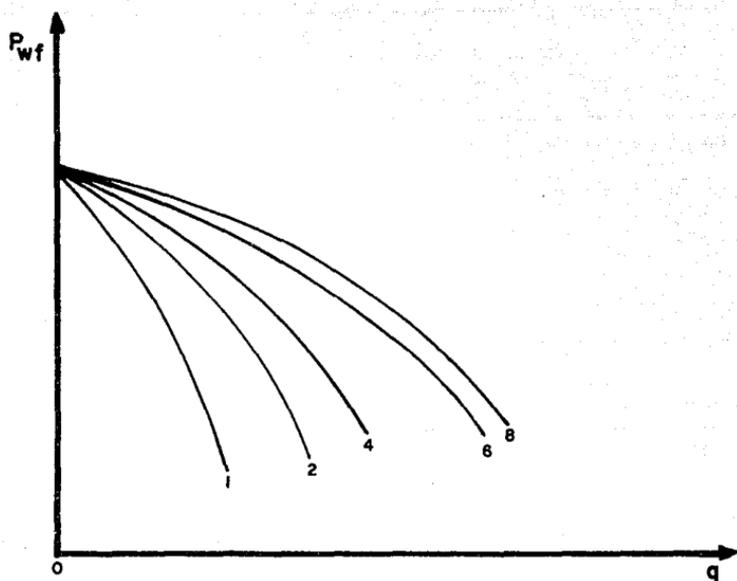


FIG. C. COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA PARA DIFERENTES DENSIDADES DE DISPARO.

2.4 PRUEBAS DE CAPACIDAD PARA OBTENER EL POTENCIAL ABSOLUTO DE LOS POZOS.

Las pruebas de capacidad que se realizan en los pozos de gas son necesarias para obtener información del yacimiento y para los estudios de ingeniería de producción. Estos estudios pueden consistir en obtener datos para la simulación de yacimientos, determinar el número y la localización de los pozos para el desarrollo del campo; tamaño de tubería, líneas de transporte, diseño del equipo de compresión, evaluación de daño en el yacimiento y el establecimiento de las curvas básicas de comportamiento para estimaciones futuras.

Las pruebas de capacidad de un pozo consisten en una serie de por lo menos tres o más flujos con presiones, gastos y otros datos registrados como una función del tiempo. Convencionalmente estas pruebas se han llamado de contrapresión, debido a que los pozos son probados con un represionamiento en la tubería mayor que la presión atmosférica. Esto se hace con el fin de evitar desperdicio y posible daño a la formación. Bajo condiciones de flujo restringido, la capacidad del pozo para producir gas se establece mediante el cálculo del potencial absoluto a flujo abierto.

Los resultados de las pruebas de contrapresión se presentan en papel log-log graficando la diferencia de los cuadrados de las presiones contra el gasto (figura 2.5).

Basados en un gran número de observaciones empíricas, Rawlins y Shellhardt¹ establecieron que la relación entre gasto y presión se puede expresar como:

$$q = C (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \quad (2.23)$$

donde:

- q - gasto de gas a condiciones base.
- Pws - presión media del yacimiento, se obtiene mediante el cierre del pozo bajo condiciones estabilizadas.
- Pwf - presión de fondo fluyendo en la cara de la arena.
- C - coeficiente de comportamiento que describe la posición de la curva de capacidad, su valor depende de las unidades de q.
- n - exponente que define el inverso de la pendiente de la curva de capacidad estabilizada ($n = \tan e$).

La línea recta que se presenta en la figura 2.5 es una aproximación del comportamiento real. Idealmente la curva debería ser suavemente cóncava y tener una pendiente unitaria ($e = 45^\circ$) a gastos bajos y una pendiente mayor a gastos altos.

El cambio de pendiente se debe al incremento en la turbulencia en las cercanías del pozo más el efecto de daño, cuyo valor depende de los incrementos en el gasto. En general, el valor del exponente n varía entre 0.5 y 1.0 .

Los valores de C y n pueden obtenerse mediante ecuaciones simultáneas, sustituyendo valores de q y ($Pws^2 - Pwf^2$) leídos de la gráfica. Así, el valor de n se puede obtener con:

$$n = \frac{\log q_2 - \log q_1}{\log(Pws^2 - Pwf_1^2) - \log(Pws^2 - Pwf_2^2)} \quad (2.24)$$

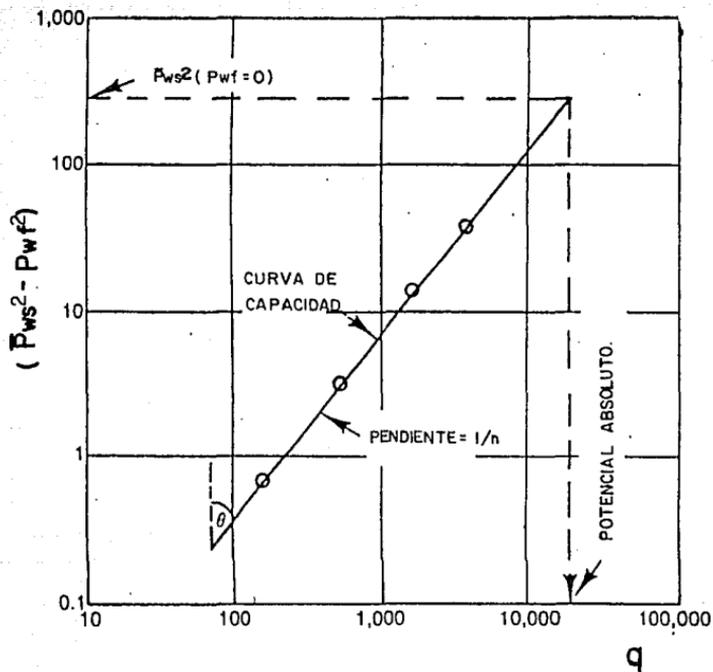


FIG. 2.5. CURVA DE CAPACIDAD DE UNA PRUEBA CONVENCIONAL.¹⁷

$$C = \frac{q}{(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n} \quad (2.25)$$

donde se sustituyen los valores de n, calculado con la ecuación 2.24, y los correspondientes de q y $(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)$.

El valor de C también se puede obtener extrapolando la recta hasta el punto en que $(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)=1$, cuyo valor correspondiente de q será igual a C.

Las pruebas que se realizan en los pozos para determinar el potencial absoluto son:

Pruebas de Contrapresión Convencionales.

Pruebas Isocrónicas.

Pruebas Isocrónicas Modificadas.

Estas pruebas proporcionan una curva de capacidad establecida la cual representa el comportamiento de flujo del yacimiento-pozo durante períodos de tiempo relativamente largos (uno o dos años) cuando el pozo tiene un volumen de drene establecido.

2.4.1 PRUEBAS DE CONTRAPRESION CONVENCIONALES.

La figura 2.6 muestra las características esenciales de -- una prueba de contrapresión convencional. En la figura se observa que el pozo está fluyendo a un gasto determinado hasta que la presión se estabiliza. A continuación se varía el gasto y el proceso se repite hasta que se tiene un número adecuado de cambios de gasto, entonces el pozo se cierra. La curva de contra-

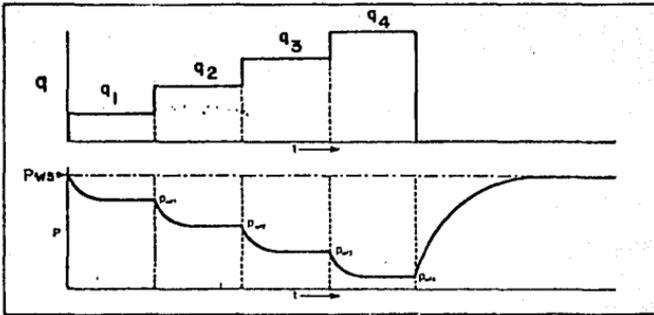


FIG. 2.6 DIAGRAMAS DE P Y q, PRUEBA CONVENCIONAL.¹⁷

presión se desarrolla a partir de los valores de presión de fondo fluyendo estabilizada y de la presión promedio del yacimiento en el volumen drenado.

Las figuras 2.7 y 2.8 son más representativas de lo que ocurre en una prueba real, en ellas se muestra que los gastos no necesitan ser constantes durante los períodos de flujo. El inicio de una prueba es a partir de una condición de cierre; después, una serie de incrementos en el gasto (secuencia normal) o decrementos de éste (secuencia inversa) se llevan a cabo sobre el pozo.

Lo más importante en una prueba de contrapresión es alcanzar la condición de estabilización. The Railroad Commission of Texas¹⁹ define que el flujo está estabilizado cuando dos lecturas de presión consecutivas en un periodo de quince minutos tienen una diferencia menor o igual a 0.1 lb/pg^2 . Suponiendo que las condiciones estabilizadas se alcanzan durante cada uno de los períodos de la prueba, ésta puede considerarse tan válida como si se hubiera realizado una prueba isocrónica. La curva de capacidad resultante es una curva estabilizada y se aplica directamente para determinar la capacidad y el potencial absoluto.

Debido a que se pueden tener condiciones de pseudoestabilización por una limitación en la capacidad de la tubería o por un incremento en la temperatura de flujo, es preferible usar las presiones estabilizadas de la columna estática en lugar de las presiones de flujo en la tubería. Las presiones de fondo fluyendo y cerrado se determinan generalmente por medio de medidores de presión del tipo Amerada. Es una práctica común usar un medidor de peso muerto en la superficie para determinar cuando el pozo está estabilizado, ya que la presión se determina después de retirar el medidor de fondo.

El tiempo necesario para que un pozo alcance condiciones -

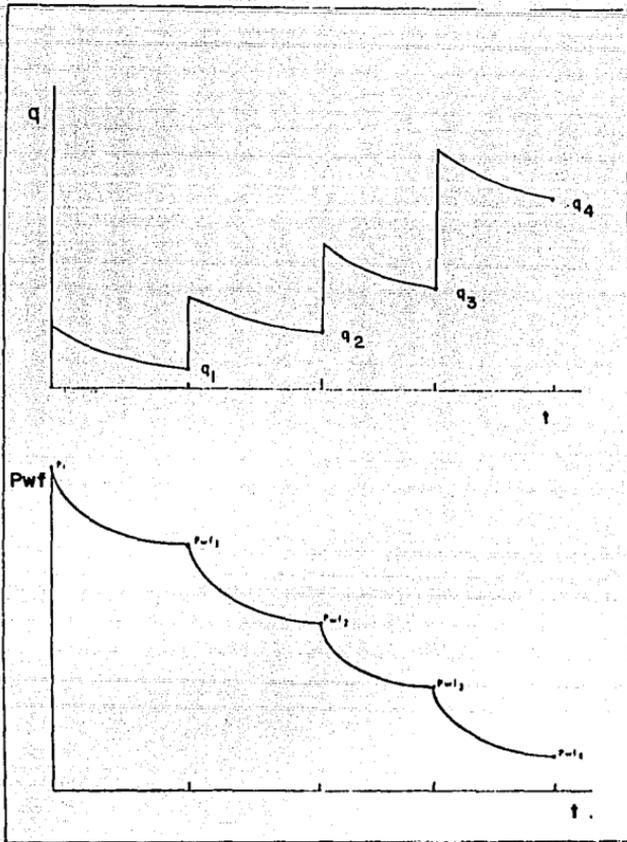
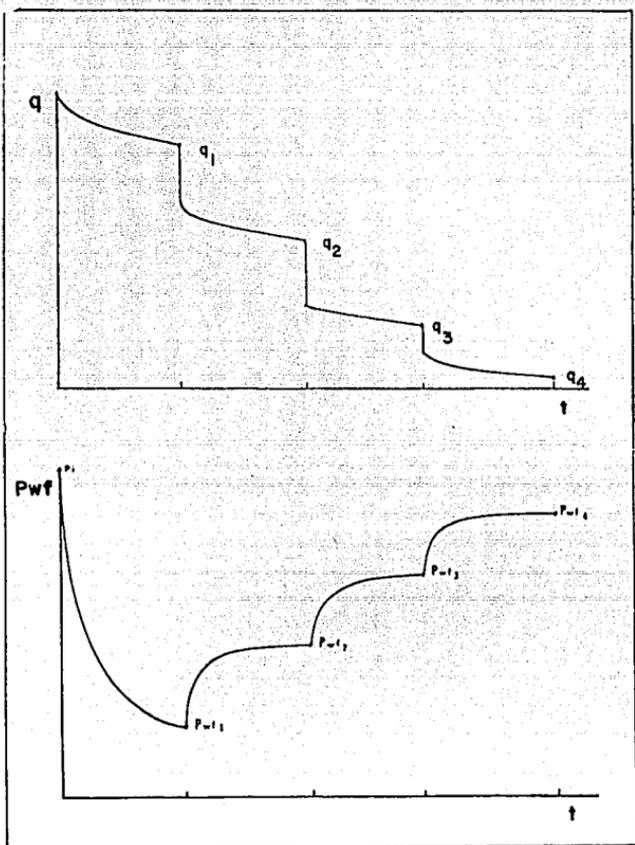


FIG.2.7. PRUEBA CONVENCIONAL EN SECUENCIA
 NORMAL.¹⁸



**FIG. 2.8. PRUEBA CONVENCIONAL EN SECUENCIA
INVERSA.**¹⁸

estabilizadas se puede determinar con la siguiente expresión:¹⁹

$$t_s = 1,000 \frac{\phi S_g \mu_g r_e^2}{K_g P_{ws}} \quad (2.26)$$

donde:

t_s - tiempo de estabilización, hr.

ϕ - porosidad, fracción.

S_g - saturación de gas, fracción.

μ_g - viscosidad del gas, cp.

r_e - radio de drene, pies.

K_g - permeabilidad efectiva al gas, md.

P_{ws} - presión promedio del yacimiento, lb /pg².

El método de flujo después del flujo o prueba de contrapresión convencional tiene buena aplicación en formaciones con alta permeabilidad, debido a que los tiempos de estabilización son relativamente cortos; mientras que, en formaciones de baja permeabilidad, los tiempos de estabilización pueden ser considerablemente mayores.

2.4.2 PRUEBAS ISOCRONICAS.

Una prueba isocrónica típica se ilustra en la figura 2.9.- Esta prueba consiste de períodos de flujo a diferentes gastos - alternados con períodos de cierre. Los tiempos de cierre deben de ser lo suficientemente grandes para permitir que la presión-

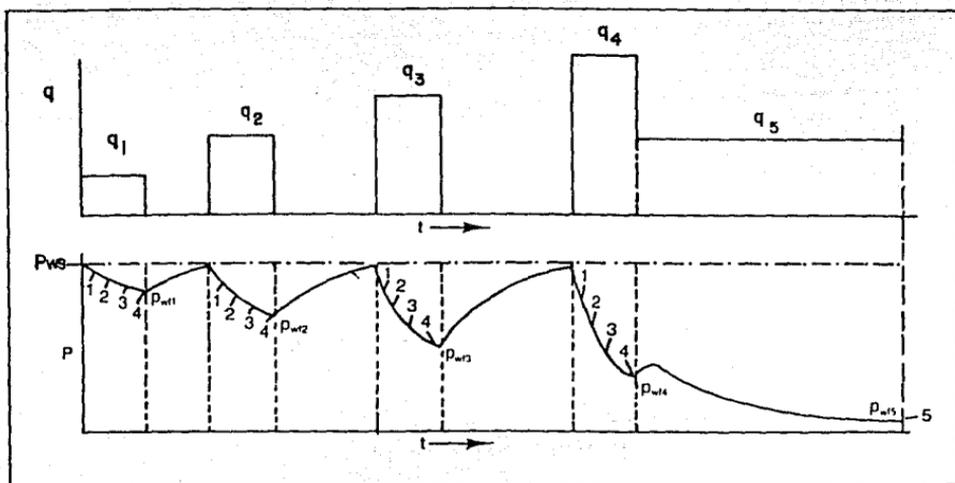


FIG. 2.9 DIAGRAMA DE P Y q, PRUEBA ISOCRONICA. ¹⁷

en el volumen drenado regrese a su valor inicial P_{ws} y, aunque los períodos de flujo son generalmente de igual duración, ésta no es una condición necesaria.

La característica más importante de este método es que las presiones de fondo fluyendo se miden a distintos tiempos de flujo, después de que el pozo es abierto; estos tiempos deben de ser los mismos para cada uno de los períodos de flujo. En la figura 2.9 los distintos tiempos a los que se mide la presión de fondo fluyendo están marcados con los puntos 1,2,3 y 4. En un período de flujo de dos horas es común que sean de 30,60,90 y 120 minutos, respectivamente.

Con los datos obtenidos de la prueba se elabora una gráfica de $(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)$ contra q en papel log-log correspondiente al tiempo de flujo 1 y se obtiene una curva de capacidad transitoria. El procedimiento se repite para los tiempos de flujo 2,3 y 4 (Fig. 2.10). Para cada una de las curvas se determinan n y C . Normalmente los valores de n son muy próximos entre si, pero los valores de C decrecen con el tiempo como se muestra en la figura 2.10. También se grafican los últimos valores de la prueba, punto 5, y se traza una curva de capacidad a través de él, con la misma pendiente de las curvas anteriores.

Se calcula el valor de C de cada curva y se grafica contra el tiempo en papel log-log, como se muestra en la figura 2.11. O bien, se grafica C contra $\log t$.

La tendencia de la curva resultante se extrapola hasta el tiempo de estabilización, t_s (calculado con la ec. 2.26), para obtener el valor de C . Con este valor de C se traza una curva de capacidad estabilizada que representa el comportamiento de flujo del yacimiento al pozo. Cabe mencionar, que no es necesario tener un gasto constante para realizar una prueba isocrónica.

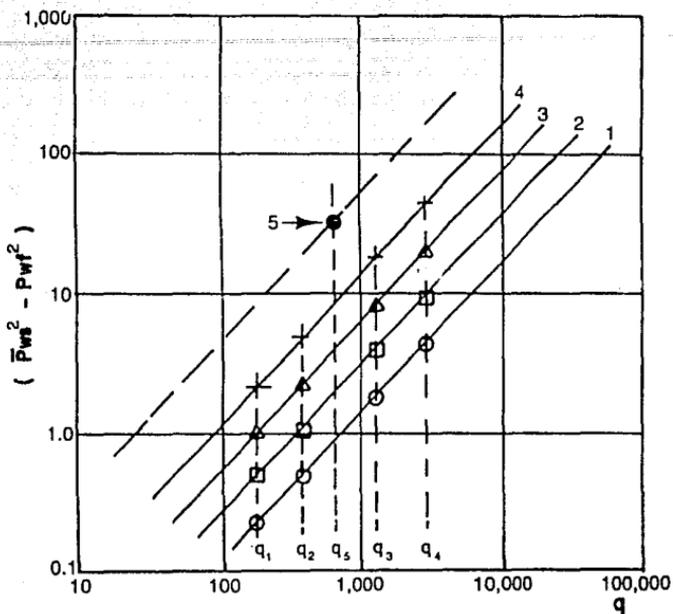


FIG. 2.10 CURVAS DE CAPACIDAD DE UNA PRUEBA ISOCRONICA.¹⁷

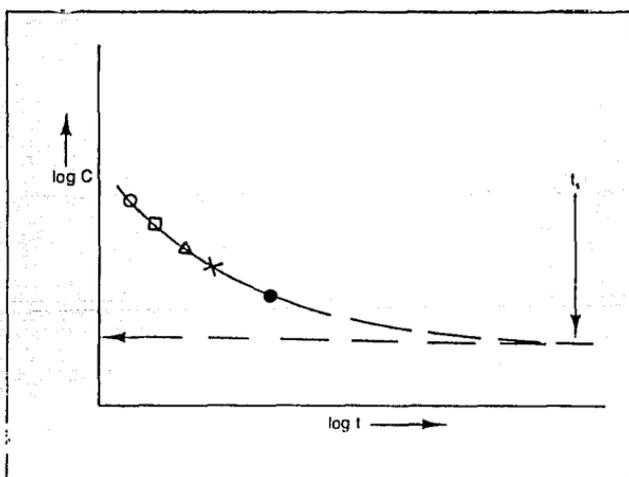


FIG. 2.11 GRAFICA DE $\log C$ vs. $\log t$ PARA PRUEBA ISOCRONICA.¹⁷

ca válida (Fig. 2.12).

Las pruebas isocrónicas no son muy adecuadas para yacimientos de baja permeabilidad, debido a que los tiempos para alcanzar una completa estabilización, antes de iniciar la prueba y - aún en los períodos de flujo, son grandes. Los requerimientos - de condiciones de estabilización son menores en las pruebas isocrónicas modificadas.

2.4.3 PRUEBAS ISOCRONICAS MODIFICADAS.

La característica principal de la prueba isocrónica modificada es que los períodos de flujo y los períodos de cierre son todos iguales, también, en lugar de evaluar $(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)$ se evalúa $(P'_{ws}^2 - P_{wf}^2)$, donde P'_{ws} es la presión de cierre al inicio del período de flujo. Finalmente, se prolonga un período de flujo, a fin de obtener la curva de capacidad estabilizada. La - figura 2.13 muestra una prueba isocrónica modificada.

El exponente n se obtiene graficando los valores correspondientes de $(P'_{ws}^2 - P_{wf}^2)$ contra q en papel log-log (curva de capacidad transitoria). La curva de capacidad estabilizada se obtiene dibujando una línea paralela a través del punto $((P_{ws}^2 - P_{wf}^2), q_5)$. Esto se ilustra en la figura 2.14.

La prueba isocrónica modificada no proporciona una curva - de capacidad estabilizada real, pero si muy aproximada. La ventaja más importante de este método es que requiere menor trabajo y tiempo que los métodos anteriores para obtener resultados adecuados. Además, no se requiere un gasto constante para que - la prueba isocrónica modificada sea válida (Fig. 2.15).

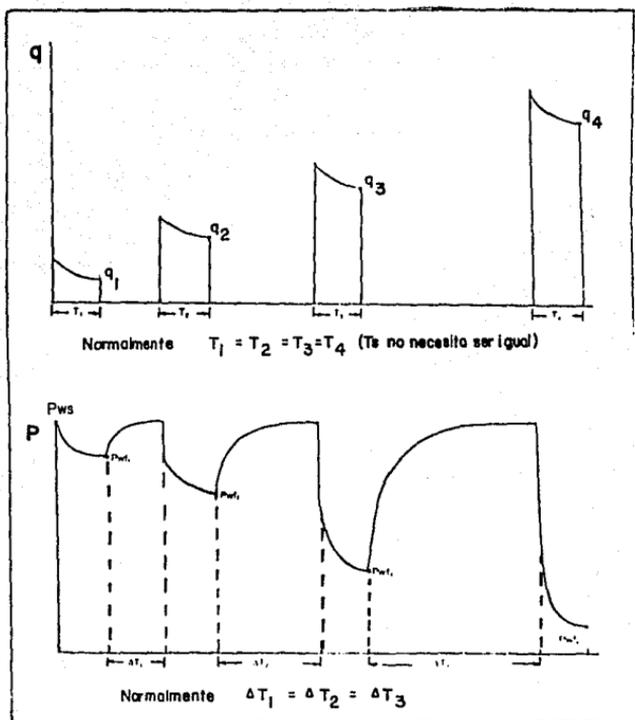


FIG. 2.12 PRUEBA ISOCRONICA NORMAL.¹⁸

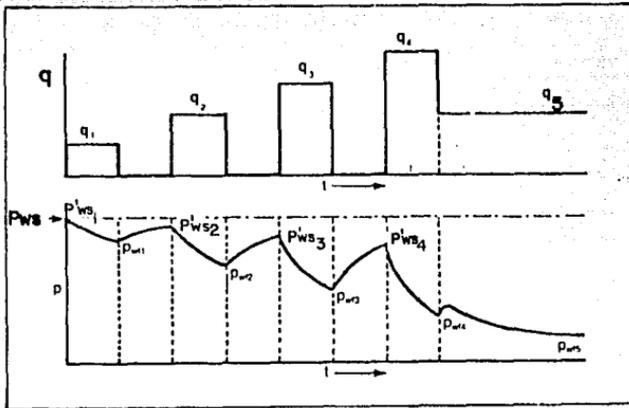


FIG. 2.13 DIAGRAMA DE P Y q, PRUEBA ISOCRONICA MODIFICADA.¹⁷

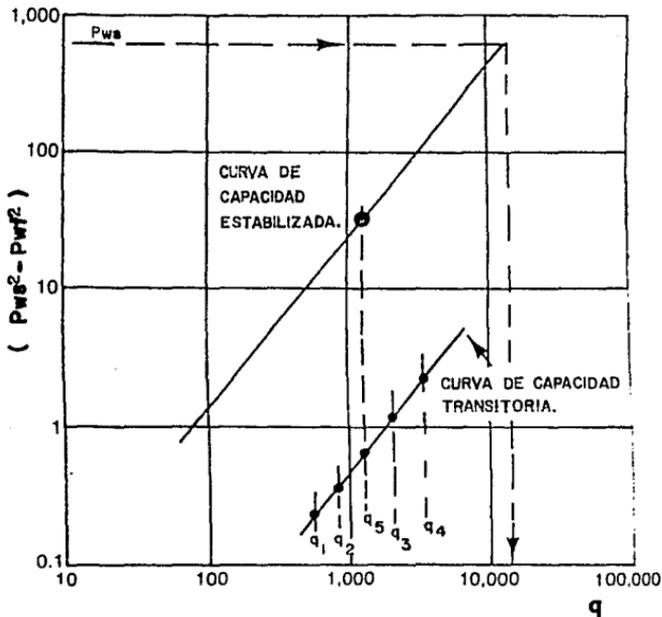


FIG. 2.14 Δp^2 vs. q PRUEBA ISOCRONICA MODIFICADA.¹⁷

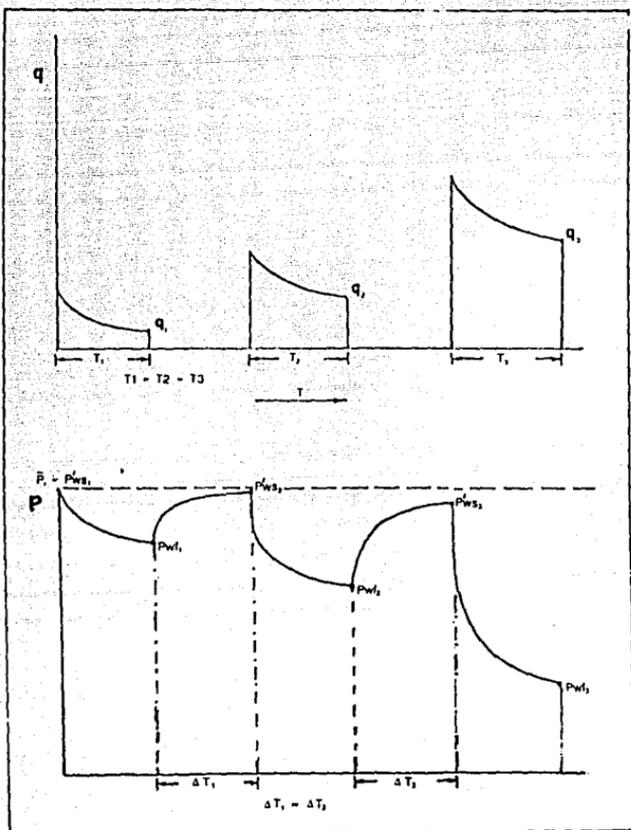


FIG. 2.15 PRUEBA ISOCRONICA MODIFICADA. ¹⁸

2.4.4 CURVA DE CAPACIDAD.

Si se utilizan las presiones de fondo en las pruebas de contrapresión, se obtiene la curva de contrapresión en la cara de la arena, lo cual permite determinar el potencial absoluto. Por otro lado, si se usan presiones en la cabeza del pozo, la gráfica resultante es la contrapresión en la cabeza del pozo, la cual determina la máxima capacidad en el mismo.

Generalmente, se obtiene una curva de capacidad graficando presiones en la cabeza contra gasto (Fig. 2.16). Las presiones en la cabeza del pozo pueden ser medidas o bien calculadas a partir de mediciones de presión en el fondo.

El procedimiento para construir una gráfica de capacidad es el siguiente:

- generalmente se conocen dos puntos que son: q_{max} , el cual se tiene a una presión cero en la cara de la arena, y P_{ws} , que se obtiene cuando q es igual a cero. Estos puntos se representan por A y B en la figura 2.16.
- a partir de la curva de contrapresión estabilizada se determina la P_{wf} , para un gasto previamente seleccionado.
- con el valor de P_{wf} se determina el valor de la presión en la cabeza del pozo correspondiente.
- el procedimiento se repite para diferentes gastos hasta obtener suficientes puntos para construir la gráfica de capacidad (Fig. 2.16).

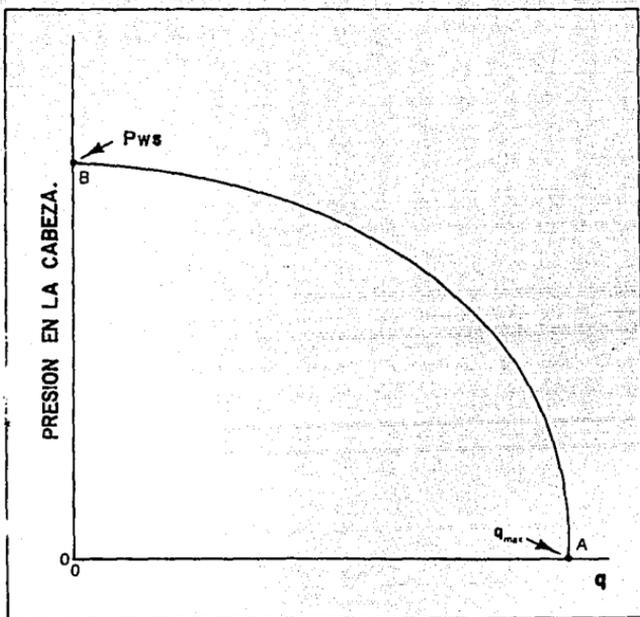


FIG. 2.16 CURVA DE CAPACIDAD EN LA
CABEZA DEL POZO.¹⁷

2.4.5 COMPORTAMIENTO DE C y n.

En formaciones con alta permeabilidad, se puede usar la curva de contrapresión inicial para determinar la capacidad de flujo durante la vida del pozo con razonable aproximación, debido a que el valor de C no varía significativamente con el tiempo.

En formaciones de baja permeabilidad, se debe considerar el efecto de la variación de parámetros como la viscosidad y el factor de desviación del gas (que dependen de la presión), así como el factor de turbulencia Dq (que depende del gasto), para realizar predicciones confiables del gasto. Por otra parte, para este tipo de yacimientos el gasto de producción decrece con el tiempo durante períodos de flujo relativamente cortos con una presión de flujo constante en la cabeza del pozo (Fig. 2.17), mientras que C decrece con el tiempo durante períodos de flujo cortos (Fig. 2.18). Los pozos con estas características tienen una serie de curvas de contrapresión que varían con el tiempo de flujo (Fig. 2.19); como se requieren mayor tiempo para la estabilización es conveniente comparar la curva de capacidad correspondiente a 24 hr con una de las primeras para determinar si la variación con el tiempo será grande. Si la variación es grande, es necesario pruebas de mayor duración para predecir el comportamiento del pozo con mayor aproximación.

Los valores de n varían en el rango de 0.5 a 1.0. Se aproxima a los valores límite en formaciones de baja y alta permeabilidad, respectivamente (Fig. 2.20). Asimismo, bajo condiciones cercanas a flujo estacionario, el valor de 1.0 corresponde a flujo laminar en el medio poroso y el de 0.5 a flujo turbulento. Sin embargo, donde existe un efecto de tiempo apreciable entre puntos sucesivos de una prueba de contrapresión, la curva puede tener una pendiente diferente y, por lo tanto, un valor diferente de n (Fig. 2.21).

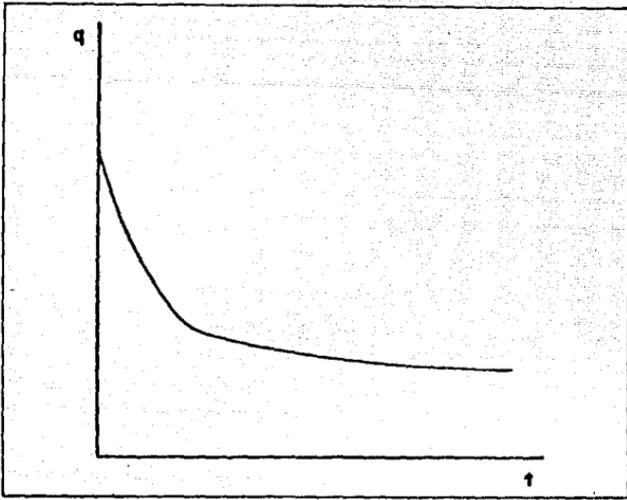


FIG. 2.17 DECLINACION DEL GASTO CON EL TIEMPO.¹⁷

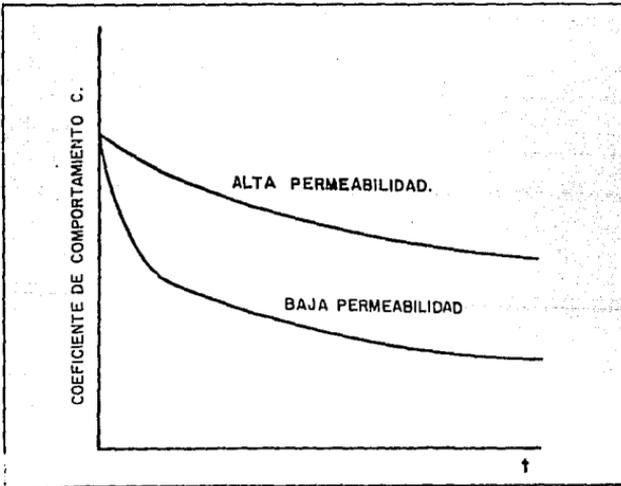


FIG. 2.18 CAMBIO DEL COEFICIENTE DE COMPORTAMIENTO C CON EL TIEMPO.¹⁷

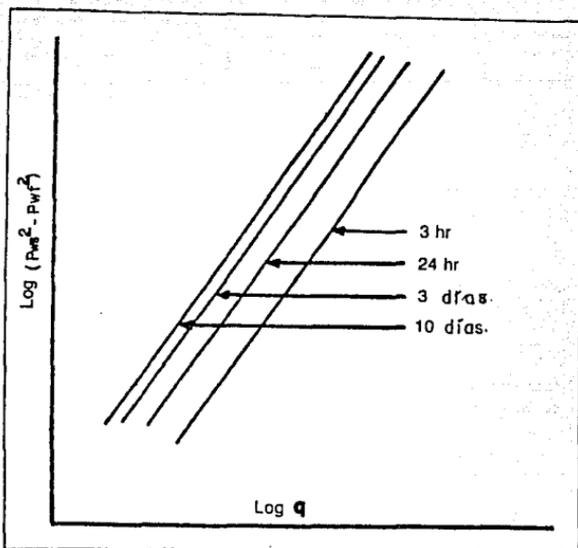


FIG. 2.19 VARIACION DE LA CURVA DE CAPACIDAD CON EL TIEMPO.⁷

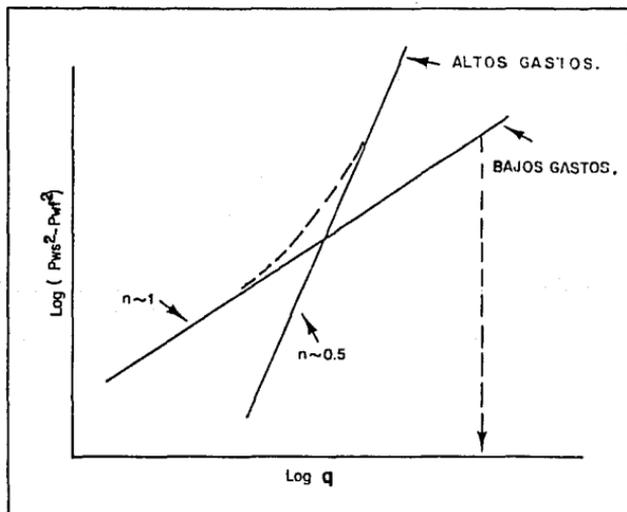


FIG. 2.20 EFECTO DE q SOBRE n .¹⁷

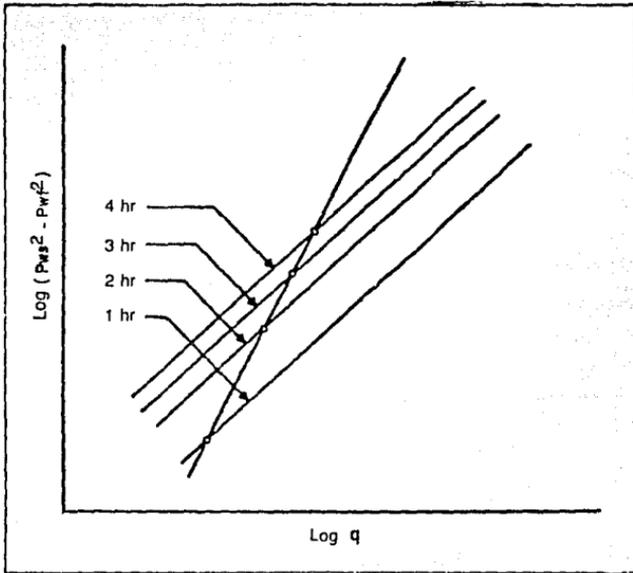


FIG. 2.21 VARIACION DE n DEBIDO A LOS EFECTOS DEL TIEMPO.

Puede suceder que se obtengan valores de n menores a 0.5 ó mayores a 1.0. En el primer caso, la causa puede ser la acumulación de líquidos en el pozo, mientras que, en el segundo, puede deberse a la remoción de líquido del pozo durante la prueba o a la limpieza de la formación alrededor del pozo (remoción del fluido de perforación o de estimulación). Otra causa por la que se pueden obtener valores mayores de 1.0 son: cuando se corre una prueba en un pozo de un yacimiento de lenta estabilización, con una secuencia de gasto decreciente o un mal alineamiento de los puntos-dato obtenidos de la prueba.

Generalmente, la pendiente de la curva de contrapresión es una indicación del daño a la formación: $n = 1$ ($\omega = 45^\circ$) indica que no hay daño o es muy pequeño; si n disminuye hacia 0.5 (ω disminuye hacia 26.5°) el factor de daño se incrementa.

- 1) Rawlins E.L. y M.A. Schellhardt. "Back-Pressure Data on Natural Gas Wells and their Application to Production Practices". U.S. Bureau of Mines Monograph 7, 1936.
- 2) Rodríguez Nieto R. "Principios de Mécanica de Yacimientos". Apuntes de la Facultad de Ingeniería, UNAM.
- 3) James W. Amix. "Petroleum Reservoir Engineering". Mc.Graw-Hill Co. 1960.
- 4) Fuentes Nucamendi F. "Análisis Nodal Fundamentos y Aplicaciones". Tesis Facultad de Ingeniería, UNAM 1986.
- 5) Katz L. Donald et. "Handbook of Natural Gas Engineering". - Mc. Graw Hill Co. 1959.
- 6) Botset H.G. "Flow of Gas Liquid Mixture Through Consolidated Sand, Trans.AIME, 136:91 (1940).
- 7) Klinkenberg L.J. "The Permeability of Porous Media to Liquids and Gases". Drilling and Production Practices, p.200-API 1941.
- 8) Craft and Hawkins. "Applied Petroleum Reservoir Engineering". Prentice-Hall, Inc. N.J. 1959.
- 9) ERCB. "Theory and Practice of the Testing of Gas Well". - Th. Ed. Calgary. Energy Resources Conservation Board, 1975.
- 10) Cornell D. and D.L. Katz. "Flow of Gases Through Porous Media." Industrial and Engineering Chemistry 45, 1953.
- 11) Jones, Blount and Glaze. "Use of Short Term Multiple Rate - Flow Test To Predict Performance of Wells Having Turbulence". Trans-AIME, 1976.

- 12) Ramey H.J.Jr. "Non-Darcy Flow and Wellbore Storage Effects in Pressure Build-up and Drawdown of Gas Well." JPT (1965).
- 13) Cooke, Claude. "Conductivity of Fracture Proppants in Multiple Layers". JPT (Sep.1973) 1106.
- 14) Abbas Firoozabadi. "An Analysis of High-Velocity Gas Flow-Through Porous Media". JPT Febrero 1979.
- 15) Jones, L.G. y Slusser, M.L. "The Stimulation of Productivity Loss Caused by Perforation Including Partial Completion -- and Formation Damage". Paper SPE 4798, presented at. SPE--AIME 49th Annual Fall Meeting, Houston Tex. Oct 6-9 1974.
- 16) Jones, L.G. y Watts, J.W. "Estimating Skin Effect in a Partially Completed Damage Well". JPT (FEB 1971) 249.
- 17) Cullender, M.H. "The Isochronal Performance Method of Determining the Flow Characteristics of Gas Wells". Trans-AIME- (1955) 204,137.
- 18) Fetkovich, M.J. "Multipoint Testing of Gas Well". SPE Mid--continent Section Continuing Education Course of Well Test Analysis. March, 1975.
- 19) Ikoku Chi U, " Natural Gas Engineering ". Penwell Publishing Co. 1980.
- 20) McLeod, H.O., Jr. " The Effect of Perforating Conditions - on Well Performance ". JPT, Enero de 1983.
- 21) Bell W.T. and Ball R.M. " The Paradox of Gun Powder vs. - Completion Efficiency ". Trans., Explosives Conference of the IADC. Junio de 1981.

CAPITULO 3

FLUJO DE GAS EN LA TUBERIA DE PRODUCCION

Las características de producción de un pozo productor de gas, se pueden definir si se conoce su comportamiento de flujo tanto en el yacimiento como en la tubería de producción.

Es necesario conocer el valor de la presión estática o el de la presión de fondo fluyendo a fin de predecir la productividad o el potencial absoluto de los pozos de gas. El método preferido es obtener la presión con medidores de fondo de pozo, lo que con frecuencia resulta impráctico y costoso. Para muchos problemas, un valor lo suficientemente preciso puede estimarse a partir de datos en la cabeza del pozo como: gravedad específica del gas, presión y temperatura superficiales, temperatura de formación, profundidad del pozo, etc. En el cálculo de la presión estática se evalúa la diferencia de presión debida al peso de la columna de gas; mientras que, en pozos fluyentes, se debe evaluar el peso de la columna de gas y las pérdidas de presión por fricción.

Es importante conocer los valores de presión, estática o fluyendo, para predecir la productividad del pozo, estimar las reservas, diseñar equipo de producción superficial, así como líneas de producción y de descarga.

3.1 CORRELACIONES DE FLUJO VERTICAL.

Se han desarrollado numerosas ecuaciones que describen el flujo de gas a través de una tubería vertical o inclinada. Estas ecuaciones son resultado de las diferentes suposiciones que se hacen al integrar la ecuación general de energía. El balance de energía, para el caso de flujo en estado estacionario, se puede expresar como sigue:¹

$$144 \frac{\Delta p}{\rho} + \frac{g}{g_c} \Delta h + \frac{\Delta V^2}{2g_c} + \Delta W_f + \Delta W_s = 0 \quad (3.1)$$

De la ecuación 3.1 se obtiene el gradiente de presión total, es decir, la razón de variación de la presión con respecto a una unidad de longitud. Para el flujo vertical se consideran tres factores principales: gradiente de presión debido a la fricción, gradiente de presión debido a la elevación y gradiente de presión debido a la aceleración. Además, se supone que no se presenta compresión en el gas ($\Delta W_s = 0$) y que se considera positiva la caída de presión en la dirección de flujo:

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = \rho \frac{g}{g_c} \frac{\Delta h}{\Delta L} + \rho \frac{\Delta V^2}{2g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta W_f}{\Delta L} \quad (3.2)$$

A la ecuación 3.2 se le acostumbra escribir en la forma siguiente:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_e + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_{ac} + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_f \quad (3.3)$$

donde los subíndices T, e, ac y f representan las condiciones de los gradientes total, por elevación, aceleración y fricción, respectivamente.

En flujo de gas a través de tuberías, el gradiente de presión debido a la aceleración no es significativo y generalmente se desprecia.

La ecuación 3.2 no puede integrarse fácilmente debido a la interdependencia de las variables Z, T (incluidas en el término de densidad) y p. Para resolver el problema se realizan diferentes suposiciones, por ejemplo: Rzasa y Katz² integran la ecuación suponiendo un valor de Z constante en toda la columna de flujo a condiciones promedio de p y T. Sukkar y Cornell³ suponen una temperatura promedio constante, pero Z varía con la presión; mientras que, Cullender y Smith⁴ consideran a Z como una función de la temperatura y de la presión.

Los métodos para calcular la presión de fondo, estática o fluyendo, se aplican a pozos de gas y a pozos de gas y condensado, siempre y cuando el fluido en el yacimiento permanezca en una sola fase (gas) y que se modifique el gasto de gas, para incluir el condensado líquido producido.⁵ *

* ver apéndice A.1

3.2 METODO DE RZASA-KATZ.²

3.2.1 Procedimiento para obtener Pws.

El método de Rzasza-Katz o método de factor de desviación promedio y temperatura promedio, se usa comúnmente debido a su simplicidad. Las suposiciones que incluye el método son:

- temperatura constante a un valor promedio.
- factor de desviación constante a un valor promedio.

La ecuación que se obtiene bajo estas condiciones es:

$$P_{ws} = P_{th} e^{\frac{0.01875 \gamma_g h}{\bar{Z} (\bar{T} + 460)}} \quad (3.4)$$

Para resolver la ecuación 3.4 se requiere un procedimiento de ensaye y error como el que se presenta a continuación:

- 1.- Datos: P_{th} , \bar{T} , h , γ_g .
- 2.- Suponer un valor de \bar{Z} (\bar{Z}_s).
- 3.- Calcular P_{ws} con la ecuación 3.4.
- 4.- Calcular \bar{p} con la ecuación siguiente:

$$\bar{p} = \frac{2}{3} \left(p_1 + p_2 - \frac{p_1 p_2}{p_1 + p_2} \right) \quad (3.5)$$

o bien:

$$\bar{p} = \frac{p_1 + p_2}{2} \quad (3.6)$$

- 5.- Calcular \bar{Z}_c^* a condiciones medias.
- 6.- Comparar: si $\text{abs}(\bar{Z}_c - \bar{Z}_s) < 0.001$ el procedimiento termina y el valor de P_{ws} calculado en el paso 3 es el correcto.
- 7.- Si no se cae dentro de la tolerancia establecida, repetir el procedimiento.

3.2.2 Procedimiento para obtener P_{wf} .

Las suposiciones del método incluyen las del procedimiento para P_{ws} y adicionalmente:

- flujo en estado estacionario.
- flujo en una sola fase (es válida para flujo de gas y condensado, haciendo los ajustes correspondientes para incluir el condensado líquido producido).
- el cambio en la energía cinética se desprecia.
- el factor de fricción es constante a lo largo de la trayectoria de flujo.

Las ecuaciones del método son:

$$P_{wf}^2 = P_{th}^2 e^s + \frac{0.131925 \gamma_g (\bar{T} + 460) \bar{Z} \bar{r} L (e^s - 1) q^2}{s d^5} \quad (3.7)$$

$$s = \frac{0.0375 \gamma_g h}{\bar{Z} (\bar{T} + 460)} \quad (3.8)$$

El procedimiento para resolver la ecuación 3.7 es el siguiente:

- 1.- Datos: P_{th} , \bar{T} , h , L , d , q , ϵ , γ_g .

- 2.- Suponer una Pwf_1 .
- 3.- Calcular la \bar{p} con la ecuación 3.5.
- 4.- Calcular \bar{Z}_1 a las condiciones medias.
- 5.- Calcular la $\bar{\mu}^*$ a las condiciones medias.
- 6.- Calcular \bar{f}^{**} .
- 7.- Calcular s con la ecuación 3.8.
- 8.- Calcular Pwf_2 con la ecuación 3.7.
- 9.- Con el valor de Pwf_2 calcular nuevamente la \bar{p} .
- 10.- Calcular \bar{Z}_2 a condiciones medias.
- 11.- Comparar: si $abs(\bar{Z}_1 - \bar{Z}_2) < 0.001$ el procedimiento termina - y el valor de Pwf es el calculado en el paso 8 (Pwf_2).
- 12.- Si no se cae dentro de la tolerancia establecida, se repite el procedimiento a partir del paso 5.

3.3 METODO DE SUKKAR Y CORNELL.³

3.3.1 Procedimiento para obtener Pws .

El método se basa en la suposición de que la temperatura es constante a un valor promedio. Las ecuaciones del método son las siguientes:

$$\int_{P_{pr_1}}^{P_{pr_2}} \frac{\frac{ZdP_{pr}}{P_{pr}}}{1 + \frac{B Z^2}{P_{pr}^2}} = \frac{0.01875 \gamma_E h}{(\bar{T} + 460)} \quad (3.9)$$

*, ** ver apéndice A.3 y A.4, respectivamente.

para condiciones estáticas: $B = 0$, por lo tanto:

$$\int_{P_{pr_1}}^{P_{pr_2}} \frac{Z}{P_{pr}} dP_{pr} = \frac{0.01875 \gamma_g h}{(\bar{T} + 460)} \quad (3.10)$$

donde:

P_{pr_1} --- presión pseudoreducida en la cabeza del pozo.

P_{pr_2} --- presión pseudoreducida en el fondo del pozo.

La integral del lado izquierdo de la ecuación 3.9 se ha resuelto para diferentes valores de temperatura pseudoreducida, - presión pseudoreducida y del factor B. Los resultados se presentan en las tablas 3.1, 3.2 y 3.3.

Para obtener el valor de Pws se procede de la siguiente manera:

- 1.- Datos: \bar{T} , Pth, h, γ_g .
- 2.- Calcular la temperatura y la presión pseudoreducidas. En el capítulo 1 se presenta en forma detallada el procedimiento para determinar estas propiedades.
- 3.- Calcular el lado derecho de la ecuación 3.10.
- 4.- El valor de la integral del lado izquierdo de la ecuación 3.10 se obtiene de las tablas 3.1, 3.2 ó 3.3, usando $B=0$ y los valores calculados en el paso 2.
- 5.- El valor obtenido en el paso 3 se resta del valor obtenido en el paso 4.

- 6.- Con el valor de la integral del paso anterior y el valor de T_{pr} (paso 2) y el valor de $B=0$ se entra a la tabla correspondiente, para obtener un nuevo valor de P_{pr} .
- 7.- Finalmente el valor de P_{ws} se calcula multiplicando el valor de P_{pr} , obtenido en el paso anterior, por el valor de P_{pc} , calculado en el paso 2. (en el cálculo de las propiedades pseudoreducidas se incluye el cálculo de las propiedades pseudocríticas).

3.3.2 Procedimiento para obtener P_{wf} .

Las suposiciones del método son:

- flujo en estado estacionario.
- flujo en una sola fase (válida para gas y condensado, realizando las correcciones correspondientes para incluir el condensado líquido producido).
- el cambio en la energía cinética se desprecia.
- el factor de fricción es constante en toda la longitud.
- la temperatura es constante a un valor promedio.

El método de Sukkar y Cornell se aplica únicamente a pozos verticales. En enero de 1974, Messer, Raghavan y Ramey¹ publicaron una extensión del método para cubrir un rango más amplio de condiciones pseudoreducidas y aplicable a pozos desviados. Esta ampliación del método incluye resultados que se presentan en forma tabular en el apéndice B (tablas B.a a B.m) y que son necesarias para aplicar el método.

Las ecuaciones principales del método son:

$$\int_{0.2}^{(P_{wf})_r} \frac{1}{I(p_r)} dp_r = \int_{0.2}^{(P_{th})_r} \frac{1}{I(p_r)} dp_r + \frac{0.01875 \gamma_g h \cos \theta}{(\bar{T} + 460)} \quad (3.11)$$

$$\cos \theta = h/L \quad (3.12)$$

$$B = \frac{667 f q^2 \bar{T}^2}{d^5 P_{pc} \cos \theta} \quad (3.13)$$

$$\bar{T} = \frac{T_y - T_{sup}}{\ln \frac{T_y}{T_{sup}}} \quad (3.14)$$

donde:

- \bar{T} -- temperatura promedio, °R
- T_y -- temperatura del yacimiento, °R
- T_{sup} -- temperatura en la superficie, °R
- L -- longitud de la tubería, pies
- θ -- angulo de inclinación, grados
- q -- gasto de gas, MMpies³/d

El procedimiento para obtener la Pwf es el siguiente:

- 1.- Datos: T_y , T_{sup} , d , q , P_{th} , L , θ , h , γ_g , ϵ , μ .
- 2.- Calcular las propiedades pseudocríticas.
- 3.- Calcular \bar{T} .
- 4.- Calcular T_{pr} con la expresión:

$$T_{pr} = \frac{\bar{T}}{T_{pc}} \quad (3.15)$$

- 5.- Calcular el factor de fricción f .*

- 6.- Calcular el factor B con la ec. 3.13.
- 7.- Calcular el término siguiente: $0.01875 \sqrt{g h \cos \theta} / \bar{T}$.
- 8.- Calcular $I(\text{Ppr})$ para Pth con la siguiente ecuación:

$$(\text{Pth})_r = \frac{\text{Pth}}{\text{Ppc}} \quad (3.16)$$

- 9.- En la tabla correspondiente a los valores de B, Tpr y de $\text{Ppr} = (\text{Pth})_r$, * encontrar el valor de la integral:

$$\int_{0.2}^{(\text{Pth})_r} I(\text{Pr}) d\text{pr}$$

- 10.- Sumar los valores obtenidos en el paso 8 y en el paso 9 -- para obtener el valor de la integral:

$$\int_{0.2}^{(\text{Pwf})_r} I(\text{Pr}) d\text{pr}$$

- 11.- Con el valor de la integral del paso anterior, el valor de B y el valor de Tpr , entrar en la tabla correspondiente para conocer el valor de $(\text{Pwf})_r$.

- 12.- Finalmente, el valor de Pwf se obtiene con la expresión:

$$\text{Pwf} = (\text{Pwf})_r (\text{Ppc}) \quad (3.17)$$

* ver apéndice B.

$$\text{Table of } \int_{1/2}^{x} \frac{e^{-x} (x/r)^r dx}{1 + (x/r)^r}$$

r	$T_r = 1.5$			$T_r = 1.6$			$T_r = 1.7$		
	$x=0$	$x=5$	$x=10$	$x=0$	$x=5$	$x=10$	$x=0$	$x=5$	$x=10$
2.0	1.5946	1.3471	1.1934	1.6438	1.3708	1.2027	1.6925	1.3706	1.2134
2.1	1.5546	1.3249	1.1751	1.6040	1.3489	1.1875	1.6490	1.3703	1.1903
2.2	1.5157	1.3029	1.1575	1.5651	1.3263	1.1721	1.6077	1.3480	1.1676
2.3	1.4780	1.2811	1.1405	1.5275	1.3047	1.1565	1.5664	1.3258	1.1451
2.4	1.4426	1.2595	1.1241	1.4906	1.2834	1.1408	1.5250	1.3038	1.1221
2.5	1.4100	1.2382	1.1123	1.4562	1.2620	1.1251	1.4835	1.2820	1.1004
2.6	1.3799	1.2173	1.0965	1.4234	1.2405	1.1093	1.4420	1.2604	1.0796
2.7	1.3531	1.1966	1.0807	1.3919	1.2184	1.0935	1.4009	1.2397	1.0588
2.8	1.3286	1.1764	1.0650	1.3616	1.1977	1.0777	1.3593	1.2180	1.0380
2.9	1.2972	1.1564	1.0493	1.3325	1.1772	1.0619	1.3183	1.1972	1.0172
3.0	1.2708	1.1369	1.0338	1.3045	1.1571	1.0462	1.2776	1.1767	0.9965
3.1	1.2453	1.1176	1.0187	1.2775	1.1373	1.0305	1.2382	1.1565	0.9757
3.2	1.2208	1.0988	1.0030	1.2515	1.1179	1.0151	1.2009	1.1366	0.9551
3.3	1.1970	1.0803	0.9878	1.2262	1.0980	0.9997	1.1654	1.1170	0.9347
3.4	1.1740	1.0621	0.9728	1.2018	1.0780	0.9844	1.1308	1.0977	0.9145
3.5	1.1516	1.0442	0.9579	1.1782	1.0585	0.9692	1.1009	1.0787	0.8944
3.6	1.1299	1.0266	0.9431	1.1552	1.0393	0.9547	1.0740	1.0600	0.8745
3.7	1.1091	1.0093	0.9285	1.1329	1.0204	0.9393	1.0496	1.0416	0.8548
3.8	1.0891	0.9923	0.9140	1.1112	1.0018	0.9245	1.0266	1.0235	0.8353
3.9	1.0698	0.9756	0.8997	1.0899	0.9825	0.9099	1.0046	1.0057	0.8160
4.0	1.0484	0.9591	0.8856	1.0690	0.9735	0.8954	0.9831	0.9877	0.7969
4.1	1.0290	0.9429	0.8715	1.0490	0.9547	0.8810	0.9620	0.9686	0.7780
4.2	1.0104	0.9269	0.8576	1.0292	0.9361	0.8648	0.9411	0.9488	0.7593
4.3	0.9920	0.9112	0.8439	1.0099	0.9178	0.8528	0.9204	0.9281	0.7408
4.4	0.9739	0.8957	0.8303	0.9909	0.8997	0.8389	0.9007	0.9084	0.7224
4.5	0.9562	0.8804	0.8168	0.9723	0.8919	0.8250	0.8803	0.8881	0.7040
4.6	0.9388	0.8652	0.8034	0.9541	0.8763	0.8113	0.8603	0.8680	0.6858
4.7	0.9216	0.8503	0.7892	0.9361	0.8608	0.7977	0.8406	0.8481	0.6678
4.8	0.9048	0.8356	0.7750	0.9185	0.8456	0.7803	0.8213	0.8288	0.6499
4.9	0.8882	0.8210	0.7609	0.9012	0.8305	0.7710	0.8023	0.8099	0.6321
5.0	0.8719	0.8066	0.7511	0.8842	0.8156	0.7578	0.7836	0.7912	0.6145
5.1	0.8558	0.7923	0.7364	0.8674	0.8009	0.7447	0.7691	0.7766	0.5970
5.2	0.8400	0.7783	0.7257	0.8508	0.7864	0.7317	0.7500	0.7575	0.5797
5.3	0.8243	0.7643	0.7131	0.8345	0.7720	0.7180	0.7313	0.7388	0.5625
5.4	0.8089	0.7505	0.7007	0.8184	0.7577	0.7040	0.7129	0.7203	0.5454
5.5	0.7936	0.7369	0.6881	0.8026	0.7436	0.6933	0.6940	0.7028	0.5284
5.6	0.7785	0.7233	0.6740	0.7869	0.7297	0.6807	0.7048	0.7153	0.5115
5.7	0.7636	0.7099	0.6608	0.7714	0.7158	0.6683	0.7199	0.7271	0.4948
5.8	0.7488	0.6966	0.6471	0.7561	0.7021	0.6559	0.7041	0.7003	0.4783
5.9	0.7342	0.6834	0.6336	0.7410	0.6886	0.6435	0.7185	0.6942	0.4619
6.0	0.7198	0.6703	0.6207	0.7260	0.6751	0.6313	0.7331	0.6885	0.4456
6.1	0.7055	0.6573	0.6158	0.7112	0.6618	0.6190	0.7179	0.6668	0.4293
6.2	0.6913	0.6445	0.6100	0.6966	0.6486	0.6071	0.7019	0.6533	0.4130
6.3	0.6773	0.6317	0.5921	0.6821	0.6355	0.5952	0.6860	0.6400	0.3968
6.4	0.6634	0.6190	0.5807	0.6678	0.6225	0.5833	0.6713	0.6267	0.3806
6.5	0.6496	0.6065	0.5691	0.6536	0.6096	0.5715	0.6568	0.6135	0.3644
6.6	0.6360	0.5940	0.5576	0.6396	0.5968	0.5597	0.6424	0.6005	0.3482
6.7	0.6224	0.5816	0.5461	0.6257	0.5841	0.5481	0.6291	0.5875	0.3320
6.8	0.6090	0.5692	0.5347	0.6119	0.5715	0.5365	0.6160	0.5747	0.3159
6.9	0.5957	0.5570	0.5234	0.5982	0.5592	0.5250	0.6030	0.5620	0.2997
7.0	0.5824	0.5448	0.5122	0.5847	0.5466	0.5135	0.5902	0.5493	0.2835

TABLA 3.1 INTEGRAL DE SUKKAR Y CORNEL.

$$\text{Table of } \int_{12}^{\infty} \frac{r^2 (s/r)^2 ds}{1 + (s/r)^2}$$

P _r	T _r = 1.5			T _r = 1.6			T _r = 1.7		
	B=0	B=5	B=10	B=0	B=5	B=10	B=0	B=5	B=10
7.0	0.5824	0.5448	0.5122	0.5847	0.5466	0.5135	0.5862	0.5493	0.5157
7.1	0.5693	0.5327	0.5010	0.5717	0.5343	0.5021	0.5745	0.5368	0.5041
7.2	0.5562	0.5207	0.4898	0.5589	0.5221	0.4908	0.5618	0.5248	0.4927
7.3	0.5433	0.5088	0.4787	0.5467	0.5099	0.4786	0.5494	0.5127	0.4811
7.4	0.5308	0.4969	0.4677	0.5345	0.4978	0.4664	0.5369	0.4997	0.4699
7.5	0.5176	0.4851	0.4567	0.5218	0.4858	0.4547	0.5247	0.4875	0.4586
7.6	0.5049	0.4733	0.4457	0.5095	0.4739	0.4441	0.5075	0.4754	0.4464
7.7	0.4923	0.4616	0.4349	0.4928	0.4620	0.4351	0.4954	0.4634	0.4383
7.8	0.4797	0.4500	0.4240	0.4800	0.4503	0.4242	0.4826	0.4514	0.4292
7.9	0.4671	0.4384	0.4132	0.4676	0.4395	0.4133	0.4697	0.4426	0.4161
8.0	0.4549	0.4269	0.4023	0.4548	0.4269	0.4024	0.4569	0.4308	0.4039
8.1	0.4427	0.4155	0.3918	0.4423	0.4153	0.3916	0.4433	0.4161	0.3927
8.2	0.4311	0.4031	0.3811	0.4308	0.4030	0.3811	0.4317	0.4044	0.3814
8.3	0.4195	0.3917	0.3705	0.4196	0.3924	0.3707	0.4181	0.3918	0.3706
8.4	0.4081	0.3806	0.3599	0.4083	0.3810	0.3599	0.4085	0.3813	0.3594
8.5	0.3967	0.3694	0.3494	0.3971	0.3696	0.3495	0.3975	0.3739	0.3491
8.6	0.3858	0.3589	0.3389	0.3860	0.3583	0.3387	0.3862	0.3585	0.3387
8.7	0.3750	0.3484	0.3284	0.3759	0.3481	0.3288	0.3761	0.3481	0.3287
8.8	0.3645	0.3381	0.3180	0.3650	0.3378	0.3179	0.3652	0.3379	0.3177
8.9	0.3541	0.3276	0.3076	0.3551	0.3278	0.3079	0.3552	0.3277	0.3078
9.0	0.3439	0.3166	0.2972	0.3452	0.3167	0.2973	0.3453	0.3165	0.2974
9.1	0.3338	0.3056	0.2869	0.3354	0.3057	0.2872	0.3355	0.3054	0.2869
9.2	0.3238	0.2946	0.2764	0.3257	0.2948	0.2778	0.3258	0.2944	0.2774
9.3	0.3139	0.2836	0.2664	0.3160	0.2839	0.2690	0.3161	0.2832	0.2683
9.4	0.3041	0.2727	0.2561	0.3064	0.2730	0.2593	0.3065	0.2725	0.2585
9.5	0.2944	0.2618	0.2460	0.2968	0.2631	0.2491	0.2969	0.2628	0.2488
9.6	0.2848	0.2492	0.2338	0.2873	0.2513	0.2350	0.2874	0.2477	0.2345
9.7	0.2753	0.2369	0.2217	0.2778	0.2415	0.2254	0.2779	0.2410	0.2254
9.8	0.2659	0.2248	0.2096	0.2684	0.2293	0.2133	0.2685	0.2287	0.2133
9.9	0.2566	0.2127	0.2005	0.2591	0.2169	0.2047	0.2592	0.2155	0.2042
10.0	0.2474	0.2006	0.1935	0.2498	0.2045	0.1923	0.2499	0.2040	0.1941
10.1	0.2382	0.1885	0.1855	0.2406	0.1923	0.1801	0.2407	0.1923	0.1841
10.2	0.1964	0.1853	0.1755	0.1953	0.1854	0.1747	0.1954	0.1837	0.1742
10.3	0.1852	0.1748	0.1655	0.1841	0.1739	0.1648	0.1842	0.1732	0.1642
10.4	0.1741	0.1641	0.1556	0.1730	0.1634	0.1549	0.1731	0.1627	0.1553
10.5	0.1629	0.1538	0.1457	0.1619	0.1527	0.1445	0.1621	0.1523	0.1444
10.6	0.1519	0.1433	0.1358	0.1508	0.1425	0.1351	0.1511	0.1419	0.1346
10.7	0.1408	0.1329	0.1260	0.1398	0.1322	0.1253	0.1401	0.1315	0.1246
10.8	0.1298	0.1225	0.1161	0.1289	0.1218	0.1155	0.1291	0.1212	0.1157
10.9	0.1189	0.1122	0.1063	0.1177	0.1115	0.1059	0.1181	0.1109	0.1053
11.0	0.1079	0.1018	0.0966	0.1070	0.1012	0.0960	0.1072	0.1027	0.0972
11.1	0.0969	0.0915	0.0868	0.0962	0.0910	0.0863	0.0964	0.0924	0.0873
11.2	0.0860	0.0813	0.0771	0.0853	0.0807	0.0764	0.0854	0.0813	0.0762
11.3	0.0752	0.0710	0.0673	0.0746	0.0705	0.0664	0.0747	0.0703	0.0664
11.4	0.0648	0.0608	0.0577	0.0643	0.0604	0.0573	0.0644	0.0600	0.0567
11.5	0.0535	0.0506	0.0483	0.0531	0.0497	0.0467	0.0532	0.0499	0.0474
11.6	0.0428	0.0404	0.0383	0.0424	0.0391	0.0364	0.0425	0.0392	0.0372
11.7	0.0320	0.0303	0.0287	0.0317	0.0291	0.0268	0.0318	0.0293	0.0274
11.8	0.0213	0.0201	0.0191	0.0211	0.0199	0.0189	0.0212	0.0198	0.0189
11.9	0.0106	0.0100	0.0095	0.0105	0.0100	0.0096	0.0104	0.0099	0.0094

TABLA 3.2 INTEGRAL DE SUKKAR Y CORNELL.

$$\text{Table of } 0.5 \int_0^1 \frac{(1/x)^n dx}{1 + (1/x)^{2n}}$$

P_r	$T_r = 1.5$				$T_r = 1.6$				$T_r = 1.7$			
	B=0	B=5	B=10	B=20	B=0	B=5	B=10	B=20	B=0	B=5	B=10	B=20
1.0	1.4236	0.9213	0.7076	0.6790	1.4613	0.9233	0.7552	0.6755	1.4007	0.9242	0.7554	0.6756
1.1	1.3370	0.9032	0.7771	0.6735	1.3733	0.9252	0.7751	0.6702	1.3711	0.9263	0.7774	0.6699
1.2	1.2606	0.8858	0.7662	0.6671	1.2727	0.9071	0.7742	0.6643	1.3213	0.9274	0.7771	0.6699
1.3	1.1902	0.8676	0.7543	0.6611	1.2213	0.9071	0.7577	0.6590	1.2776	0.9276	0.7777	0.6699
1.4	1.1253	0.8477	0.7420	0.6562	1.1787	0.8634	0.7524	0.6533	1.2322	0.9278	0.7777	0.6699
1.5	1.0659	0.8212	0.7299	0.6460	1.0931	0.8242	0.7276	0.6460	1.1959	0.8251	0.7777	0.6461
1.6	1.0107	0.7991	0.7151	0.6390	1.0459	0.8003	0.7142	0.6364	1.1577	0.8248	0.7770	0.6390
1.7	0.9601	0.7772	0.7012	0.6309	0.9925	0.7725	0.7013	0.6274	1.1070	0.7767	0.7770	0.6274
1.8	0.9113	0.7549	0.6866	0.6223	0.9423	0.7553	0.6890	0.6201	0.9513	0.7765	0.7777	0.6201
1.9	0.8662	0.7306	0.6719	0.6134	0.8956	0.7369	0.6718	0.6133	0.9044	0.7763	0.7777	0.6133
2.0	0.8239	0.7102	0.6566	0.6042	0.8511	0.7136	0.6568	0.6031	0.8599	0.7759	0.7777	0.6042
2.1	0.7839	0.6901	0.6411	0.5944	0.7924	0.6913	0.6212	0.5911	0.8124	0.7756	0.7777	0.5911
2.2	0.7459	0.6660	0.6291	0.5849	0.7507	0.6691	0.6078	0.5844	0.7711	0.7753	0.7777	0.5844
2.3	0.7099	0.6442	0.6140	0.5758	0.7023	0.6421	0.6012	0.5756	0.7310	0.7751	0.7777	0.5756
2.4	0.6759	0.6226	0.5961	0.5666	0.6684	0.6202	0.5826	0.5666	0.6966	0.7749	0.7777	0.5666
2.5	0.6432	0.6013	0.5795	0.5582	0.6346	0.6006	0.5700	0.5582	0.6655	0.7747	0.7777	0.5582
2.6	0.6121	0.5804	0.5627	0.5444	0.6009	0.5803	0.5541	0.5444	0.6342	0.7745	0.7777	0.5444
2.7	0.5823	0.5597	0.5471	0.5278	0.5681	0.5612	0.5372	0.5278	0.6031	0.7743	0.7777	0.5278
2.8	0.5537	0.5393	0.5312	0.5220	0.5350	0.5405	0.5171	0.5220	0.5721	0.7741	0.7777	0.5220
2.9	0.5263	0.5193	0.5153	0.5110	0.5030	0.5091	0.4956	0.5110	0.5411	0.7739	0.7777	0.5110
3.0	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000
1.0	0.4145	0.4007	0.4045	0.4090	0.4729	0.4702	0.4611	0.4690	0.4717	0.4707	0.4642	0.4642
1.1	0.4300	0.4118	0.4129	0.4170	0.4869	0.4797	0.4698	0.4799	0.4844	0.4798	0.4696	0.4696
1.2	0.4462	0.4135	0.4160	0.4206	0.4937	0.4818	0.4736	0.4868	0.4917	0.4809	0.4697	0.4697
1.3	0.4631	0.4251	0.4290	0.4355	0.5013	0.4908	0.4811	0.4952	0.5007	0.4910	0.4798	0.4798
1.4	0.4809	0.4374	0.4411	0.4483	0.5095	0.4963	0.4879	0.4984	0.5046	0.4950	0.4822	0.4822
1.5	0.4990	0.4507	0.4503	0.4531	0.5180	0.5041	0.4979	0.5134	0.5192	0.5093	0.4957	0.4957
1.6	0.5170	0.4647	0.4603	0.4631	0.5266	0.5119	0.5079	0.5259	0.5317	0.5218	0.5072	0.5072
1.7	0.5359	0.4794	0.4747	0.4779	0.5353	0.5200	0.5160	0.5342	0.5399	0.5299	0.5153	0.5153
1.8	0.5553	0.4943	0.4893	0.4928	0.5441	0.5296	0.5256	0.5433	0.5490	0.5390	0.5244	0.5244
1.9	0.5752	0.5093	0.5041	0.5077	0.5530	0.5393	0.5353	0.5519	0.5576	0.5476	0.5330	0.5330
2.0	0.5956	0.5244	0.5191	0.5228	0.5620	0.5463	0.5423	0.5589	0.5646	0.5546	0.5400	0.5400
2.1	0.6164	0.5400	0.5345	0.5382	0.5710	0.5553	0.5513	0.5679	0.5736	0.5636	0.5490	0.5490
2.2	0.6376	0.5558	0.5501	0.5538	0.5800	0.5646	0.5606	0.5772	0.5829	0.5729	0.5583	0.5583
2.3	0.6591	0.5718	0.5659	0.5696	0.5890	0.5740	0.5700	0.5866	0.5923	0.5823	0.5677	0.5677
2.4	0.6809	0.5879	0.5818	0.5855	0.5980	0.5833	0.5793	0.5959	0.6016	0.5916	0.5770	0.5770
2.5	0.7030	0.6041	0.5979	0.6016	0.6070	0.5923	0.5883	0.6049	0.6106	0.6006	0.5860	0.5860
2.6	0.7254	0.6204	0.6141	0.6178	0.6160	0.6013	0.5973	0.6139	0.6196	0.6096	0.5950	0.5950
2.7	0.7481	0.6368	0.6303	0.6340	0.6250	0.6103	0.6063	0.6219	0.6276	0.6176	0.6030	0.6030
2.8	0.7711	0.6533	0.6467	0.6504	0.6360	0.6213	0.6173	0.6329	0.6386	0.6286	0.6140	0.6140
2.9	0.7944	0.6700	0.6633	0.6670	0.6470	0.6323	0.6283	0.6439	0.6496	0.6396	0.6250	0.6250
3.0	0.8180	0.6868	0.6801	0.6838	0.6580	0.6433	0.6393	0.6539	0.6596	0.6496	0.6350	0.6350
3.1	0.8419	0.7037	0.6970	0.7007	0.6690	0.6543	0.6503	0.6649	0.6706	0.6606	0.6460	0.6460
3.2	0.8660	0.7207	0.7140	0.7177	0.6800	0.6656	0.6616	0.6761	0.6818	0.6718	0.6572	0.6572
3.3	0.8903	0.7378	0.7311	0.7348	0.6910	0.6769	0.6729	0.6875	0.6932	0.6832	0.6686	0.6686
3.4	0.9148	0.7550	0.7483	0.7520	0.7020	0.6879	0.6839	0.7001	0.7058	0.6958	0.6812	0.6812
3.5	0.9395	0.7723	0.7656	0.7693	0.7130	0.6989	0.6949	0.7131	0.7188	0.7088	0.6942	0.6942
3.6	0.9644	0.7897	0.7830	0.7867	0.7240	0.7103	0.7063	0.7221	0.7278	0.7178	0.7032	0.7032
3.7	0.9895	0.8072	0.8005	0.8042	0.7350	0.7213	0.7173	0.7331	0.7388	0.7288	0.7142	0.7142
3.8	1.0148	0.8248	0.8181	0.8218	0.7460	0.7323	0.7283	0.7441	0.7498	0.7398	0.7252	0.7252
3.9	1.0403	0.8424	0.8357	0.8394	0.7570	0.7433	0.7393	0.7549	0.7606	0.7506	0.7360	0.7360
4.0	1.0660	0.8601	0.8534	0.8571	0.7680	0.7543	0.7503	0.7659	0.7716	0.7616	0.7470	0.7470
4.1	1.0919	0.8778	0.8711	0.8748	0.7790	0.7653	0.7613	0.7769	0.7826	0.7726	0.7580	0.7580
4.2	1.1180	0.8956	0.8889	0.8926	0.7900	0.7763	0.7723	0.7919	0.7976	0.7876	0.7730	0.7730
4.3	1.1443	0.9134	0.9067	0.9104	0.8010	0.7873	0.7833	0.8029	0.8086	0.7986	0.7840	0.7840
4.4	1.1708	0.9312	0.9245	0.9282	0.8120	0.7983	0.7943	0.8139	0.8196	0.8096	0.7950	0.7950
4.5	1.1975	0.9490	0.9423	0.9460	0.8230	0.8093	0.8053	0.8249	0.8306	0.8206	0.8060	0.8060
4.6	1.2244	0.9668	0.9601	0.9638	0.8340	0.8203	0.8163	0.8369	0.8426	0.8326	0.8180	0.8180
4.7	1.2515	0.9846	0.9779	0.9816	0.8450	0.8313	0.8273	0.8489	0.8546	0.8446	0.8300	0.8300
4.8	1.2788	1.0024	0.9957	0.9994	0.8560	0.8423	0.8383	0.8609	0.8666	0.8566	0.8420	0.8420
4.9	1.3063	1.0202	1.0135	1.0172	0.8670	0.8533	0.8493	0.8729	0.8786	0.8686	0.8540	0.8540
5.0	1.3340	1.0380	1.0313	1.0350	0.8780	0.8643	0.8603	0.8849	0.8906	0.8806	0.8660	0.8660

TABLA 3.3 INTEGRAL DE SUKKAR Y CORNELI.

3.4 METODO DE CULLENDER Y SMITH.⁴

3.4.1 Procedimiento para obtener Pws.

El método de Cullender y Smith considera que el factor de desviación es una función de la presión y de la temperatura:

La ecuación fundamental del método es:

$$\int_{P_{th}}^{P_{ws}} I_{dp} = 18.75 \gamma_g h \quad (3.18)$$

donde:

$$I = \frac{\frac{p}{TZ}}{\frac{2.6665(f/4) q^2}{d^5} + \frac{1}{1000} (p/TZ)^2} \quad (3.19)$$

cuando $q=0$:

$$I = 1000 \left(\frac{TZ}{p} \right) \quad (3.20)$$

donde :

q -- gasto de gas, MMpies³/día

L -- longitud de la tubería, pies

h -- profundidad del pozo, pies

T -- temperatura, °R

La ecuación 3.18 se puede integrar mediante técnicas numéricas, lo que resulta tardado y tedioso; así que los autores sugieren resolver dicha integral mediante las reglas de integra--

ción de Simpson y Trapezoidal.

Si se seleccionan las profundidades 0, h/2 y h la integral puede expresarse como:

$$\int_{P_{th}}^{P_{ws}} \left(1000 \frac{TZ}{P} \right) dp = \frac{(P_{ms}-P_{th}) (I_{ms}+I_{th})}{2} + \frac{(P_{ws}-P_{ms}) (I_{ws}+I_{ms})}{2} \quad (3.21)$$

Sustituyendo 3.20, 3.21 en 3.18 se llega a:

$$(P_{ms}-P_{th})(I_{ms}+I_{th}) + (P_{ws}-P_{ms})(I_{ws}+I_{ms}) = 37.5 \gamma_g h \quad (3.22)$$

La ecuación 3.22 se puede separar en dos expresiones :

para la parte superior de la tubería de producción :

$$(P_{ms}-P_{th})(I_{ms}+I_{th}) = 37.5 \gamma_g h/2 \quad (3.23)$$

y para la parte inferior:

$$(P_{ws}-P_{ms})(I_{ws}+I_{ms}) = 37.5 \gamma_g h/2 \quad (3.24)$$

Finalmente P_{ws} se obtiene con la ecuación siguiente:

$$P_{ws} = P_{th} + \frac{112.5 \gamma_g h}{(I_{th} + 4I_{ms} + I_{ws})} \quad (3.25)$$

donde:

--- Ith es evaluado en h=0

--- Ims es evaluado en h/2

--- Iws es evaluado en h

Para aplicar la técnica se requiere un procedimiento de en saye y error, el cual se describe a continuación:

- 1.- Datos: Tsup, Ty, Pth, h, γ_g .
- 2.- Calcular el valor de Z a las condiciones en la cabeza del pozo.
- 3.- Calcular Ith con la ecuación:

$$I_{th} = 1000 \frac{T_{sup} Z}{P_{th}} \quad (3.26)$$

- 4.- Calcular Ims a condiciones intermedias a una profundidad - h/2, suponiendo un gradiente de temperatura lineal. Como - primera aproximación suponga:

$$I_{ms} = I_{th} \quad (3.27)$$

- 5.- Calcular Pms con la ecuación:

$$P_{ms} = P_{th} + (P_{ms} - P_{th})$$

donde:

$$(P_{ms} - P_{th}) = \frac{37.5 \gamma_g (h/2)}{(I_{th} + I_{ms})} \quad (3.28)$$

- 6.- Obtener el valor de Zms para las condiciones intermedias - de Pms y T.

7.- Calcular el valor de I_{ms} :

$$I_{ms} = \frac{1000 Z_{ms} \bar{T}}{P_{ms}} \quad (3.29)$$

8.- Calcular nuevamente el valor de P_{ms} con la ecuación 3.28.

9.- Comparar los valores de P_{ms} calculados en los pasos 5 y 8.

-- si se cae dentro de la tolerancia establecida, el valor obtenido en el paso 8 es el correcto. Continuar en el paso 10.

-- si se cae fuera de la tolerancia, repetir el procedimiento a partir del paso 6, pero ahora con el valor de P_{ms} calculado en el paso 8.

10.- Calcular I_{ws} a la profundidad h . Suponga como primera aproximación:

$$I_{ws} = I_{ms} \quad (3.30)$$

11.- Calcular P_{ws} con la ecuación:

$$P_{ws} = P_{ms} + (P_{ws} - P_{ms})$$

$$P_{ws} - P_{ms} = \frac{37.5 \gamma_R h/2}{I_{ms} + I_{ws}} \quad (3.31)$$

12.- Obtener el valor de Z_{ws} para las condiciones de fondo de P_{ws} y T_{ws} .

13.- Calcular el valor de I_{ws} :

$$I_{ws} = \frac{1000 T_{ws} Z_{ws}}{P_{ws}} \quad (3.32)$$

14.- Calcular nuevamente el valor de P_{ws} con la ecuación 3.31.

15.- Comparar los valores de P_{ws} obtenidos en los pasos 11 y 14:

-- si se cae dentro de la tolerancia establecida, el valor de Pws del paso 14 es correcto. Continuar en el paso 16.

-- si se cae fuera de la tolerancia, repetir el procedimiento a partir del paso 12, pero ahora con el valor de Pms obtenido en el paso 14.

16.- Finalmente, calcular Pws con la ecuación 3.25.

3.4.2 Procedimiento para obtener Pwf.

En el cálculo de la Pwf se hacen las siguientes suposiciones:

- flujo en estado estacionario.
- flujo en una sola fase (válida para flujo de gas y condensado, usando equivalentes de gas).
- el cambio en la energía cinética es pequeño y por lo tanto se desprecia.

Las ecuaciones del método son:

$$\int_{P_{th}}^{P_{wf}} Idp = 18.75 \gamma_g h \quad (3.33)$$

donde:

$$I = \frac{\left(\frac{p}{TZ}\right)}{F^2 + \frac{1}{1000} \frac{h}{L} \left(\frac{p}{TZ}\right)^2} \quad (3.34)$$

$$F^2 = \frac{2.6665 (f/4) q^2}{d^5} \quad (3.35)$$

La ecuación anterior se puede simplificar usando la ecuación del factor de fricción para flujo totalmente turbulento y para una rugosidad absoluta de 0.0006 :

$$Fr q = F = \frac{0.107979 q}{d^{2.612}} \quad \text{--- para } d < 4.277 \text{ pg} \quad (3.36)$$

O bien:

$$Fr q = F = \frac{0.10337 q}{d^{2.582}} \quad \text{--- para } d > 4.277 \text{ pg} \quad (3.37)$$

La ecuación 3.33 se puede aproximar por :

$$37.5 \gamma_g h = (P_{mf} - P_{th}) (I_{mf} + I_{th}) + (P_{wf} - P_{mf}) (I_{wf} + I_{mf}) \quad (3.38)$$

Esta ecuación se puede separar en dos expresiones:

Para la parte superior de la tubería de producción :

$$37.5 \gamma_g h/2 = (P_{mf} - P_{th}) (I_{mf} + I_{th}) \quad (3.39)$$

Para la parte inferior:

$$37.5 \gamma_g h/2 = (P_{wf} - P_{mf}) (I_{wf} + I_{mf}) \quad (3.40)$$

La presión de fondo fluyendo se determina con:

$$P_{wf} = P_{th} + \frac{112.5 \gamma_g h}{(I_{th} + 4I_{mf} + I_{wf})} \quad (3.41)$$

donde:

$$\begin{array}{ll} L \text{ (pies)} & h \text{ (pies)} \\ T \text{ (°R)} & q \text{ (MM-pies}^3 \text{ /día)} \end{array}$$

El procedimiento para obtener la P_{wf} a partir de datos en la cabeza del pozo, se describe a continuación:

- 1.- Datos: T_y , T_{sup} , q , h , L , P_{th} , d , γ_g .
- 2.- Obtener el valor de Z_{th} a las condiciones en la cabeza del pozo.
- 3.- Calcular F con la ecuación 3.36 ó 3.37.
- 4.- Calcular el término: $37.5 \gamma_g h/2$.
- 5.- Calcular I_{th} con la ecuación:

$$I_{th} = \frac{P_{th}/T_{th} Z_{th}}{F^2 + \frac{(P_{th}/T_{th} Z_{th})^2}{1000}} \quad (3.42)$$

- 6.- Calcular I_{mf} a condiciones intermedias a una profundidad $h/2$, suponiendo un gradiente de temperatura lineal. Como primera aproximación suponga:

$$I_{mf} = I_{th} \quad (3.43)$$

- 7.- Calcular P_{mf} con la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} P_{mf} &= P_{th} + (P_{ms} - P_{th}) \\ (P_{ms} - P_{th}) &= \frac{37.5 \gamma_g (h/2)}{(I_{th} + I_{mf})} \end{aligned} \quad (3.44)$$

8.- Calcular el valor de Z_{mf} a las condiciones intermedias de P_{mf} y T .

9.- Calcular el valor de I_{mf} con la ecuación :

$$I_{mf} = \frac{(P_{mf}/T_{mf} Z_{mf})}{F^2 + \frac{(P_{mf}/T_{mf} Z_{mf})^2}{1000}} \quad (3.45)$$

10.- Calcular nuevamente el valor de P_{mf} con la ecuación 3.44.

11.- Comparar los valores de P_{mf} calculados en los pasos 7 y 10:

-- si se cae dentro de la tolerancia establecida , el valor de P_{mf} obtenido en el paso 7 es correcto. Continuar en el paso 12.

-- si se cae fuera de la tolerancia, se repite el procedimiento a partir del paso 8, pero ahora con el valor de P_{mf} obtenido en el paso 10.

12.- Calcular I_{wf} a la profundidad h . Suponga como primera aproximación:

$$I_{wf} = I_{mf} \quad (3.46)$$

13.- Calcular P_{wf} con la siguiente expresión:

$$P_{wf} = P_{mf} + \frac{37.5 \gamma_g(h/2)}{I_{mf} + I_{wf}} \quad (3.47)$$

14.- Obtener el valor de Z_{wf} para las condiciones de fondo de P_{wf} y T_y .

15.- Calcular el valor de I_{wf} con la ecuación:

$$I_{wf} = \frac{(P_{wf}/T_{wf} Z_{wf})}{F^2 + \frac{(P_{wf}/T_{wf} Z_{wf})^2}{1000}} \quad (3.48)$$

- 16.- Calcular un nuevo valor de Pwf con la ecuación 3.47.
- 17.- Comparar los valores de Pwf calculados en los pasos 13 y 16 :
 - si se cae dentro de la tolerancia establecida, el valor de Pwf obtenido en el paso 16 es correcto. Continuar en el paso 18.
 - si se cae fuera de la tolerancia, repetir el procedimiento a partir del paso 14, pero ahora con el valor de Pwf obtenido en el paso 17.
- 18.- Finalmente la Pwf se obtiene con la ecuación 3.41.

3.5.- FLUJO DE GAS POR TUBERIAS.⁷

3.5.1 Procedimiento para obtener Pws.

La ecuación para determinar la Pws es :

$$P_{ws} = \left(P_{th}^2 + \frac{0.03756 \bar{p}^2 \gamma_g h}{\bar{Z} (\bar{T} + 460)} \right)^{0.5} \quad (3.49)$$

donde h es la diferencia de elevación, pies.

El procedimiento para resolver la ecuación 3.49 es el siguiente :

- 1.- Datos: Pth, h, \bar{T} .
- 2.- Suponer un valor de Pws.
- 3.- Obtener el valor de \bar{p} con la ecuación 3.5.
- 4.- Calcular \bar{Z} a \bar{p} y \bar{T} .
- 5.- Calcular Pws con la ecuación 3.49.

6.- Comparar el valor supuesto de Pws con el calculado:

- si cae dentro de la tolerancia establecida, el valor calculado de Pws es el correcto.
- si cae fuera de la tolerancia, repetir el procedimiento.

3.5.2 Procedimiento para obtener Pwf.

La expresión para determinar Pwf es:

$$P_{wf} = \left(P_{th}^2 + \frac{0.03756 \bar{p}^2 \gamma_g h}{Z (\bar{T} + 460)} + \frac{f \gamma_g q^2 Z L (\bar{T} + 460)}{2744^2 d^5} \right)^{0.5} \quad (3.50)$$

A continuación se presenta el procedimiento para resolver la ecuación 3.50 :

- 1.- Datos: Pth, L, q, d, \bar{T} , γ_g , h, ϵ .
- 2.- Calcular f con la ecuación 3.51.
- 3.- Suponer un valor de Pwf.
- 4.- Calcular \bar{p} con la ecuación 3.5.
- 5.- Calcular \bar{Z} *.
- 6.- Calcular Pwf con la ecuación 3.50.
- 7.- Comparar el valor de Pwf supuesto con el calculado:
 - si se cae dentro de la tolerancia establecida, el valor de Pwf calculado es el correcto:
 - si se cae fuera de la tolerancia, repetir el procedimiento a partir de paso 3.

3.6 Observaciones.

---- Al emplear la ecuación 3.50 se debe tener cuidado en la de terminación del signo de h . Para esto es necesario recordar que la diferencia de alturas entre la descarga y la entrada se debe referir a un nivel base y que el sentido positivo se considera hacia arriba. Para el caso de un pozo productor de gas, si se toma como referencia la entrada (fondo del pozo) y la descarga (superficie) a una altura D , la altura de la descarga referida al fondo del pozo es D y la entrada referida al mismo nivel es cero, de tal manera $h = h_d - h_e = D - 0 = D$. Lo mismo se obtiene si el nivel de referencia se toma en la superficie. En este caso $h_d = 0$ y $h_e = -D$, es decir $h = h_d - h_e = 0 - (-D) = D$.

---- Debido a que la viscosidad del gas es baja y generalmente se manejan gastos altos, el régimen de flujo es normalmente tur bulento, por lo que el valor de f se determina con la ecuación:

$$f = (2 \log (3.715 d / \epsilon))^{-2} \quad (3.51)$$

De esta manera, los procedimientos descritos para resolver las diferentes ecuaciones se simplifican ampliamente.

3.7 Recomendaciones y limitaciones de las correlaciones.

Cuando se requiere calcular la presión en un pozo produc-- tor de gas, una de las primeras decisiones es la de seleccionar un método de cálculo. En la mayoría de los casos, esta selec--- ción llega a ser un problema debido a que generalmente se cuenta con una evaluación de cualquier método para un rango limitado de condiciones. Una vez que un método ha sido seleccionado, el problema que se presenta consiste en determinar el tamaño del - intervalo de cálculo que deberá usarse. Este problema es debido

a que no se puede obtener una solución analítica y se deben utilizar soluciones aproximadas.

" Para pozos de gas y condensado con gradientes de temperatura normal y con profundidades menores de 12,000 pies, todos los métodos presentados proporcionan buenos resultados, siempre y cuando se realicen los ajustes correspondientes para incluir el condensado líquido producido.

Por su simplicidad, precisión y consistencia, se prefiere el método de Sukkar y Cornell cuando las presiones de fondo son menores de 10,000 lb/pg². Se puede utilizar también para presiones mayores empleando las tablas de Messer et als.⁶ El método de Cullender y Smith es el más preciso y se recomienda para grandes gradientes de temperatura y para presiones de fondo mayores de 10,000 lb/pg². " ¹

En una discusión de los efectos de las suposiciones usadas para calcular las presiones de fondo en pozos de gas Young⁸ concluye:

- 1.- Se debe usar un intervalo de integración de 1,000 pies -- para garantizar una mayor precisión en la integración trapezoidal de la ecuación 3.52, la cual considera el cambio en la energía cinética.

$$1000h = \int_{P_{th}}^{P_{wf}} \frac{\frac{53.34}{\gamma_g} \frac{p}{TZ} + \frac{111.1}{d^4} \frac{q^2}{p}}{\frac{2.666(f/4)q^2}{d^5} + \frac{1}{1000} \frac{h}{L} \left(-\frac{p}{TZ}\right)^2} dp \quad (3.52)$$

- 2.- No se debe aplicar la regla de Simpson en un esfuerzo para corregir grandes intervalos de integración trapezoidal.
- 3.- Se puede ignorar el cambio en la energía cinética cuando la profundidad es mayor de 4000 pies o la presión fluyendo en la cabeza es superior a 100 lb/pg^2 . Si se desea mayor precisión se debe considerar el cambio en la energía cinética cuando la presión de flujo en la cabeza del pozo es inferior a 500 lb/pg^2 .
- 4.- Al integrar numéricamente la ecuación 3.52 se puede desarrollar una discontinuidad para el caso de un pozo inyector. Cuando ocurre una discontinuidad el cambio de presión en ese intervalo debe ser igual a cero. Obsérvese también, que en esta situación no se puede aplicar la regla de Simpson.
- 5.- La temperatura y el factor de desviación pueden suponerse constantes a un valor promedio para profundidades mayores de 8000 pies. Este método, sin embargo, no debe aplicarse a menos que el cambio en la energía cinética sea insignificante.

Mientras que los métodos, con las limitaciones observadas son lo suficientemente precisos para la mayoría de los propósitos de Ingeniería, las presiones de fondo calculadas están todavía sujetas a serias imprecisiones debido a diferentes factores como:

- 1.- Desconocimiento de la cantidad de hidrocarburos líquidos o de agua en el pozo y en la tubería.
- 2.- Desviación de la distribución de temperatura real de la supuesta en el método de cálculo.
- 3.- Imprecisiones en la determinación del factor de desviación del gas a partir de correlaciones. Puesto que no se dispo-

ne de correlaciones para el cálculo del factor de desviación a presiones mayores de 10000 lb/pg^2 , por lo que se recomienda obtener el factor Z para altas presiones a partir de mediciones en el laboratorio sobre muestras de fluidos recombinados.

- 4.- En el caso de sistemas condensados, se desconocen los cambios de la composición del fluido con la profundidad.
- 5.- Dificultad en la selección del factor de fricción adecuado.
- 6.- Imprecisión en la medición de la gravedad específica y del gasto en los pozos fluyentes.

3.8 Eficiencia de Flujo.

Los métodos para calcular las presiones de fondo generalmente presentan diferencias con los valores medidos. Cualquiera método puede aplicarse y proporcionar buenos resultados, siempre y cuando, la correlación se calibre o ajuste con las condiciones medidas.

La rugosidad de las tuberías depende del proceso empleado en su fabricación, su grado y su tamaño. Aún las tuberías nuevas y con mayor razón las almacenadas, mostrarán valores aleatorios en su rugosidad. Los efectos de la corrosión, erosión e incrustamientos que ocurren en las tuberías en operación, también afectan las condiciones de flujo. Por lo anterior, los valores calculados raramente concuerdan con los medidos.

Para compensar esta imprecisión generalmente se introduce en los cálculos un factor de eficiencia E. Este factor se define como la fracción del gasto total calculado al manejado realmente en la tubería. Cuando se carece de datos de campo, la selección de E se basa en la experiencia, sin embargo, un valor -

de 0.90 es apropiado para los cálculos en el diseño de tuberías.

Para calcular el gasto real de una línea, su gasto teórico se multiplica por el factor E. Para corregir las pérdidas de presión calculadas, éstas se dividen entre la raíz cuadrada de E. Este procedimiento tiene el mismo efecto que cambiar el factor de fricción por un nuevo valor de f/E^2 .

3.9 FLUJO ANULAR.¹

En la mayoría de los casos los pozos de gas producen a través de la tubería de producción. Sin embargo, ocasionalmente, un pozo puede producir a través del espacio anular. Las ecuaciones de flujo en la tubería de producción se pueden usar para flujo en el espacio anular si se proporciona el diámetro efectivo de flujo, el cual se define como:

$$d_{ef} = \frac{4 \times \text{área de la sección transversal}}{\text{perímetro mojado}} \quad (3.53)$$

para el espacio anular se reduce a:

$$d_{ef} = \frac{4 \frac{\pi}{4} (d_{ci}^2 - d_{te}^2)}{(d_{ci} + d_{te}) \pi} = (d_{ci} - d_{te}) \quad (3.54)$$

donde :

d_{ci} -- diámetro interior de la tubería de revestimiento

d_{te} -- diámetro exterior de la tubería de producción

Las pérdidas de fricción en tuberías circulares están dadas por :

$$lw = \frac{f u dL}{2 g_c d} \quad (3.55)$$

como $u = \frac{q}{A}$ se tiene :

$$u = \frac{q (10^6)}{24 \times 3600} \frac{p_b T Z}{p T_b 1} \times \frac{1}{\frac{f}{4} \left(\left(\frac{d_{ci}}{12} \right)^2 - \left(\frac{d_{te}}{12} \right)^2 \right)}$$

simplificando :

$$u = 59.785 \frac{(T+460) Z q}{p (d_{ci}^2 - d_{te}^2)} \quad (3.56)$$

donde :

u -- velocidad, pies/seg

T -- temperatura, °F

q -- gasto, MMpies³/día @ 14.65 lb/pg² y 60 °F

Z -- factor de compresibilidad

p -- presión, lb/pg²

Sustituyendo 3.56 en 3.55 se obtiene :

$$lw = \frac{f(59.785)^2 (T+460)^2 Z^2 q^2 dL}{2(32.17) p^2 (d_{ci}^2 - d_{te}^2)^2 \left(\frac{d_{ci}}{12} - \frac{d_{te}}{12} \right)}$$

simplificando :

$$lw = 667 \left(\frac{TZ}{p} \right)^2 \frac{f}{d_{ci} - d_{te}} \left(\frac{q}{d_{ci}^2 - d_{te}^2} \right)^2 dL \quad (3.57)$$

Observe que :

$$(d_{ci} - d_{te})(d_{ci}^2 - d_{te}^2)^2 = (d_{ci} - d_{te})^3 (d_{ci} + d_{te})^2$$

De esta manera, en la ecuación de flujo para tuberías circulares, d^5 se deberá de sustituir por $(d_{ci} - d_{te})^3 (d_{ci} + d_{te})^2$ pa el caso de flujo anular.

Para evaluar el factor de fricción en flujo anular, el número de Reynolds queda de la siguiente forma :

$$Re_{anular} = \frac{20,000 q \gamma_g}{\mu_g (d_{ci} + d_{te})} \quad (3.58)$$

donde :

q -- gasto, MM pies³/día

γ_g -- densidad relativa del gas (aire=1.0)

μ_g -- viscosidad del gas, cp

d_{ci} -- diámetro interio de la T.R., pg

d_{te} -- diámetro exterior de la T.P., pg

3.10 REMOCION DE LIQUIDOS DE LOS POZOS DE GAS⁹

Uno de los factores que frecuentemente reducen la productividad de un pozo de gas es el incremento en la presión de fondo fluyendo debido a la acumulación de líquidos en el fondo. Esta acumulación puede ocurrir en pozos que nunca han producido grandes cantidades de líquidos. Cuando la velocidad del fluido en la tubería no es suficiente para elevar los líquidos a la superficie, el líquido comienza a acumularse e incrementarse en el fondo del pozo. El aumento de líquido en la tubería produce un incremento en la presión hidrostática que actúa sobre la formación, lo que disminuye el gasto y con esto la velocidad del fluido. Este proceso continúa hasta que el pozo deja de fluir o comienza a fluir en flujo intermitente. Los líquidos pueden provenir de la condensación de hidrocarburos, del agua producida o de la entrada de agua de la formación.

Existen diferentes métodos para impedir la acumulación de líquido y para remover el líquido conforme se acumula. A continuación se describen algunos de ellos.

3.10.1 Gasto mínimo para la remoción continua de líquido.

Un modelo para calcular la velocidad mínima del gas para remover partículas de líquido en los pozos fue presentado por Turner et.al. en 1969⁹. El modelo se basa en el hecho de que una partícula que cae libremente en un fluido alcanzará una velocidad terminal cuando las fuerzas de arrastre se equilibren con las fuerzas gravitacionales. La velocidad terminal es una función del tamaño, forma y densidad de la partícula, de la densidad y la viscosidad del fluido en el cual está cayendo y de la tensión interfacial entre los dos fluidos.

Las ecuaciones simplificadas propuestas por Turner, et.al.

están únicamente en función de la presión mínima en la tubería de producción :

$$u_{g\text{agua}} = \frac{5.62 (67 - 0.0031 p)^{0.25}}{(0.0031 p)^{0.50}} \quad (3.59)$$

$$u_{g\text{condensado}} = \frac{4.02 (45 - 0.0031 p)^{0.25}}{(0.0031 p)^{0.50}} \quad (3.60)$$

$$q_{sc\text{mínimo}} = \frac{3.06 u_g A p}{T Z} \quad (3.61)$$

donde :

$q_{sc\text{mínimo}}$ -- gasto mínimo para la remoción continua de líquido, MMpies³/día

u_g -- velocidad del gas, pies/seg

A -- área transversal de flujo, pies²

T -- temperatura de flujo, °R

Z -- factor de compresibilidad evaluado a la temperatura y a la presión utilizadas en el cálculo de u_g

p -- presión en la cabeza del pozo, lb/pg²

Las ecuaciones 3.59 y 3.60 se derivaron utilizando la presión en la cabeza del pozo, debido a que fueron los datos de presión medidos en las pruebas de campo. Realmente, la mínima velocidad en un pozo de gas se presenta en el punto de más alta presión, esto es, en el fondo del pozo. Usando la presión de fondo fluyendo para determinar $q_{sc(\text{mínimo})}$ se introducirá un factor de seguridad en el diseño.

3.10.2 Métodos de remoción de líquidos.

Existen diversos métodos para remover los líquidos de los pozos de gas. Algunos de ellos son : unidades de bombeo, bombeo neumático, émbolo viajero, flujo intermitente con controladores de flujo, instalación de tuberías de menor diámetro e inyección de jabón.

Unidades de bombeo. Estas unidades se utilizan para elevar los líquidos por la tubería de producción y producir el gas por el espacio anular. Las unidades de bombeo no dependen de la velocidad del gas y pueden usarse para explotar el campo a una presión muy baja. Se recomienda colocar la tubería tan cerca como sea posible de las perforaciones e incluso abajo de estas. Un colchón de líquido arriba de la bomba ayuda a prevenir que el gas entre a la bomba.

Embolo viajero. El émbolo viajero en un pozo de gas actúa como una interfase entre el gas que se almacena en el espacio anular y el líquido que se acumula en la tubería arriba del émbolo. El pozo se cierra por un período de tiempo y se abre para permitir que el émbolo, impulsado por el gas del espacio anular, descargue los líquidos.

La apertura automática del pozo se puede complementar con una válvula motor en la línea de descarga. Esta válvula se opera con un mecanismo de reloj, en el cual los ciclos de tiempo se ajustan por ensaye y error para encontrar el óptimo.

Los controladores superficiales de flujo se pueden usar para permitir el flujo hasta que la velocidad del gas caiga a algún valor crítico. Entonces el pozo se cierra por un período de tiempo fijo que se determina por ensaye y error. La ventaja de estos controladores es que permiten fluir al pozo por un tiempo máximo antes del período de cierre.

Instalación de tuberías de menor diámetro. Estas tuberías se pueden instalar en pozos de gas conforme el gasto decrece a fin de mantener la velocidad del gas arriba de un valor crítico. En algunos casos se pueden instalar tuberías de menor diámetro - dentro de la tubería que tiene instalada el pozo, por ejemplo, - una de 1 pg dentro de 2 7/8 pg. Este método se recomienda en pozos que producen con gastos bajos, en los cuales las pérdidas - por fricción son bajas.

Bombeo neumático. Este método combina un desviador de líquido con un sistema de bombeo neumático. Con este sistema se eleva al líquido por la tubería de producción y se produce el gas por el espacio anular.

Un desviador de líquido es un dispositivo que abre con una carga de líquido predeterminada, esto permite que el líquido en tre a la tubería de producción desde el espacio anular. La tubería de producción se abre a la presión atmosférica en la superficie. Conforme el líquido se desvía hacia la tubería de producción, se acumula hasta que la válvula de bombeo neumático se abre para elevar el bache de líquido hasta la superficie.

Inyección de jabón. La inyección de agentes espumantes al espacio anular, con una bomba y un regulador de tiempo, han proporcionados buenos resultados en algunos pozos. La reducción de la tensión superficial permite que el agua pueda descargarse continuamente en un estado espumoso. La inyección de agentes espumantes no ha tenido éxito en pozos productores de condensado a la dificultad de obtener un surfactante que produzca espuma con el condensado.

- 1.- Ikoku Chi U. " Natural Gas Engineering ". Penwell Publi---
shing Co. 1980.
- 2.- Rzasa, M.J. and D.L. Katz. " Calculation of Static Pressu-
re Gradients in Gas Well. " Trans. AIME, 160, 1945.
- 3.- Sukkar, Y.K., and D.Cornell. " Direct Calculation of Bo---
ttom-hole Pressures in Natural Gas Wells. " Trans.AIME, --
204, 1955.
- 4.- Cullender, M.H. and R.V. Smith. " Practical Solution of --
Gas-flow Equations for Wells and Pipelines with Large Tem-
perature Gradients. " Trans.AIME, 207, 1956.
- 5.- Rodríguez Nieto R. " Principios de Mecánica de Yacimientos. "
Apuntes de la Facultad de Ingeniería. UNAM.
- 6.- Messer, P.H., R. Raghavan, and H.J. Ramey Jr. " Calculation
of Bottom-hole Pressures for Deep, Hot, Sour Gas Wells. -
JPT, Enero 1974.
- 7.- Garaicochea Petrirena F. " Transporte de Hidrocarburos. "
Apuntes de la Facultad de Ingeniería. UNAM.
- 8.- Young K.L. " Effect of Assumptions Used to Calculate Bo---
ttom-hole Pressure in Gas Well. " JPT. Abril 1967.
- 9.- Gas Production Operations. Capítulo 4. " Piping System -
Performance.

CAPITULO 4

FLUJO DE GAS EN LINEAS DE DESCARGA Y A TRAVES DE LOS ESTRANGULADORES

Para el transporte apropiado del gas natural a través de tuberías se necesita el conocimiento de fórmulas de flujo para calcular la capacidad y los requerimientos de presión. En la industria petrolera existen diferentes ecuaciones para calcular el flujo de gas en tuberías. En los inicios de la industria del transporte del gas natural, las presiones eran bajas y las ecuaciones usadas en los diseños fueron simples y adecuadas. Sin embargo, conforme la presión se incrementó, para satisfacer demandas de mayor capacidad, fue necesario desarrollar otros métodos para satisfacer los nuevos requerimientos.

Probablemente, la ecuación de flujo en tuberías más comunes es la de Weymouth, la que generalmente se aplica a líneas de diámetro pequeño ($d < 15$ pg). Para líneas de transporte de gran tamaño se utiliza la ecuación de Panhandle y la ecuación de Panhandle modificada.

4.1 METODO DE WEYMOUTH.^{1,2}

La figura 4.1 representa un balance de energía entre los puntos 1 y 2. Las suposiciones que se incluyen en el caso de flujo horizontal son:

- 1.- El cambio de energía cinética no es significativo, por lo que se desprecia.
- 2.- Flujo en estado estacionario e isotérmico.
- 3.- No hay transferencia de calor del gas hacia los alrededores o viceversa.
- 4.- El gas no realiza trabajo durante el flujo.

Con las suposiciones anteriores el balance de energía se reduce a :

$$\int_1^2 v dp + \frac{g}{g_c} \Delta h + \int_1^2 \frac{f u^2}{2 g_c d} dL = 0 \quad (4.1)$$

donde:

v -- volumen específico, pies³/lbm

p -- presión, lb/pg²

f -- factor de fricción de Moody, adimensional

u -- velocidad, pies/seg

d -- diámetro, pies

L -- longitud, pies



FIG.4.1 FLUJO ISOTERMICO DE GAS POR TUBERIAS.

$$g_c \text{ -- factor de conversión} = 32.17 \frac{\text{lbm} \cdot \text{pie}}{\text{lb}_f \cdot \text{seg}^2}$$

La ecuación 4.1 es el punto de inicio para el desarrollo de diversas ecuaciones para el transporte de gas natural. A partir de dicha ecuación, Weymouth obtuvo la siguiente expresión para calcular el gasto de gas:

$$q = 2744 \left(\frac{(p_1^2 - e^s p_2^2) d^5}{\gamma_g f L \bar{Z} (\bar{T} + 460)} \right)^{0.5} \quad (4.2)$$

donde:

q -- gasto de gas, pies³/día T_b (520 °R) y P_b (14.7 lb/pg²)

s -- 0.0375 $\gamma_g h / (\bar{T} + 460) \bar{Z}$

h -- diferencia de elevación (salida menos entrada),(pies)

4.1.1 Flujo Horizontal.

En el caso de tener únicamente flujo horizontal, h=0, por lo que la ecuación 4.2 se reduce a :

$$q = 2744 \left(\frac{(p_1^2 - p_2^2) d^5}{\gamma_g f L \bar{Z} (\bar{T} + 460)} \right)^{0.5} \quad (4.3)$$

Para resolver esta ecuación se requiere un procedimiento de ensaye y error, como el que se describe a continuación:

- 1.- Datos: P_{entrada}, P_{salida}, d, \bar{T} , L, γ_g , ϵ .
- 2.- Calcular \bar{Z} a condiciones medias de \bar{p} y \bar{T} .
- 3.- Calcular $\bar{\mu}$ a condiciones medias de \bar{p} y \bar{T} .
- 4.- Suponer un gasto de gas (q_s).

- 5.- Calcular f , en función del número de Reynolds.
- 6.- Calcular el gasto de gas (q_c) con la ecuación 4.3.
- 7.- Comparar q_c con q_s :
 si $\text{abs}(q_c - q_s) \leq \text{tolerancia}$, el valor de q_c es el correcto.
 si no, repetir el procedimiento suponiendo un nuevo gasto.

Para eliminar el procedimiento de ensaye y error, Weymouth propuso la variación de f en función del diámetro como sigue:

$$f = \frac{0.032}{d^{1/3}} \quad (4.4)$$

sustituyendo 4.4 en 4.3 se llega a :

$$q = 15330 \left(\frac{(p_1^2 - p_2^2) d^{16/3}}{\gamma_g \bar{z} L (\bar{T} + 460)} \right)^{0.5} \quad (4.5)$$

Para resolver la ecuación anterior, únicamente se necesita calcular Z a las condiciones medias de \bar{p} y \bar{T} y sustituir valores, para obtener el gasto de gas correspondiente.

4.1.2 Flujo no horizontal.

La ecuación de Weymouth que toma en cuenta la diferencia de elevación y la inclinación del flujo de manera general es:

$$q = 15330 \left(\frac{(p_1^2 - e^s p_2^2) d^{16/3}}{\gamma_g \bar{z} (\bar{T} + 460) L_e} \right)^{0.5} \quad (4.6)$$

L_e representa la longitud efectiva de la tubería y se determina con la siguiente expresión:

$$L_e = \frac{(e^{s_1} - 1)}{s_1} L_1 + \frac{e^{s_1} (e^{s_2} - 1)}{s_2} L_2 + \dots + \frac{e^{s_{n-1}} (e^{s_n} - 1)}{s_n} L_n \quad (4.7)$$

donde:

$$s_1 = 0.0375 \gamma_g \Delta h_1 / \bar{Z} (\bar{T} + 460)$$

$$s_2 = 0.0375 \gamma_g \Delta h_2 / \bar{Z} (\bar{T} + 460)$$

$$\begin{matrix} \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \end{matrix}$$

$$s_n = 0.0375 \gamma_g \Delta h_n / \bar{Z} (\bar{T} + 460) \quad (4.8)$$

$$s_n = s_1 + s_2 + s_3 + \dots + s_n$$

n -- número de secciones individuales que operan bajo diferencia de presión ($p_1 - p_2$).

A continuación se presenta el procedimiento para resolver la ecuación 4.6, suponiendo que la tubería se divide en tres secciones:

- 1.- Datos: P_{entrada}, P_{salida}, d, L y Δh de cada sección, γ_g , ϵ , \bar{T} .
- 2.- Calcular \bar{Z} a las condiciones medias de \bar{p} y \bar{T} .
- 3.- Calcular s_1 , s_2 , s_3 con las ecuaciones 4.8.
- 4.- Calcular L_e con la ecuación 4.7.
- 5.- Calcular el gasto de gas con la ecuación 4.6.

Este procedimiento es bastante laborioso, debido a que se realizan cálculos para cada sección y, además, la ecuación de L_e aumenta en número de términos al aumentar el número de secciones. Para simplificar el procedimiento anterior, se debe considerar la longitud total de tubería y el desnivel entre la entrada y la salida. Le se puede calcular con la siguiente expresión:

$$L_e = \left(\frac{e^s - 1}{s} \right) L \quad (4.9)$$

donde:

$$s = 0.0375 \gamma_g \Delta h_T / \bar{Z} (\bar{T} + 460) \quad (4.10)$$

L -- longitud total de la tubería, millas

Δh_T -- diferencia de elevación entre la entrada y la salida-
($h_{\text{salida}} - h_{\text{entrada}}$), pies

Así que el procedimiento se reduce a:

- 1.- Datos: P_{entrada}, P_{salida}, d, Δh_T , L_T , \bar{T} , γ_g .
- 2.- Calcular \bar{Z} a las condiciones de \bar{p} y \bar{T} .
- 3.- Calcular L_e con las ecuaciones 4.9 y 4.10.
- 4.- Calcular el gasto de gas con la ecuación 4.6.

4.2 METODO DE PANHANDLE. ^{1,2}

El método de Panhandle supone que el factor de fricción f varía en función del diámetro, del gasto y de la densidad relativa del gas, como sigue:

$$\frac{1}{f} = 52 \left(\frac{\gamma_g q}{d} \right)^{0.1461} \quad (4.11)$$

la ecuación de flujo de Panhandle es :

$$q = 20422 \left(\frac{p_1^2 - e^s p_2^2}{(\bar{T}+460) \bar{Z} L_e} \right)^{0.5394} \left(\frac{1}{\gamma_g} \right)^{0.4604} d^{2.6182} \quad (4.12)$$

donde L_e , s están definidos por las ecuaciones 4.7, 4.8 y 4.9.

4.2.1 Flujo horizontal.

Para el caso de flujo horizontal $\Delta h=0$ y $L_e=L$, por lo que la ecuación 4.12 se reduce a:

$$q = 20422 d^{2.6182} \left(\frac{1}{\gamma_g} \right)^{0.4604} \left(\frac{p_1^2 - p_2^2}{(\bar{T}+460) \bar{Z} L} \right)^{0.5394} \quad (4.13)$$

El procedimiento para resolver la ecuación 4.13 es muy sencillo, únicamente se requiere calcular Z a condiciones medias - de \bar{p} y \bar{T} , sustituir valores y obtener el gasto de gas correspondiente.

4.2.2 Flujo no horizontal.

La ecuación 4.12 se utiliza para calcular el gasto de gas en tuberías inclinadas. El procedimiento para resolver dicha ecuación es el siguiente:

- 1.- Datos: $P_{entrada}$, P_{salida} , d , L total, Δh total, \bar{T} , γ_g .
- 2.- Calcular \bar{Z} a las condiciones medias de \bar{p} y \bar{T} .
- 3.- Calcular L_e con las ecuaciones 4.9 y 4.10.
- 4.- Calcular el gasto de gas con la ecuación 4.12.

4.3 METODO DE PANHANDLE MODIFICADO. 1,2

Este es, probablemente, el método que se utiliza con mayor frecuencia para grandes líneas de transporte y de gran capacidad. La ecuación de Panhandle modificada supone que f varía en función de $(d, q$ y $\gamma_g)$ como se indica a continuación:

$$\left(\frac{1}{f}\right)^{0.5} = 16.7 \left(\frac{\gamma_g q}{d}\right)^{0.01961} \quad (4.14)$$

la ecuación de flujo es:

$$q = 27998 \left(\frac{p_1^2 - e^s p_2^2}{(\bar{T}+460) \bar{Z} L_e}\right)^{0.510} \frac{d^{2.530}}{\gamma_g^{0.49011}} \quad (4.15)$$

4.3.1 Flujo horizontal.

Para flujo horizontal $\Delta h = 0$ y $L_e = L$, por lo que la --

ecuación 4.15 se reduce a :

$$q = 27998 \left(\frac{p_1^2 - p_2^2}{(\bar{T}+460) \bar{Z} L} \right)^{0.510} \frac{d^{2.530}}{\gamma_g^{0.49011}} \quad (4.16)$$

El procedimiento para resolver la ecuación 4.16 es el mismo que se menciona en la sección 4.2.1.

4.3.2 Flujo no horizontal.

La ecuación 4.15 se utiliza para calcular el gasto de gas en tuberías inclinadas en grandes líneas de transporte y de gran capacidad. El procedimiento para resolver dicha ecuación es el mismo que se presenta en la sección 4.2.2.

4.4 FLUJO DE GAS POR TUBERIAS.³

La ecuación 3.50 que se presenta en el capítulo 3 (sección 3.5.2), se utiliza también para flujo horizontal y flujo no horizontal. Expresando dicha ecuación en función del gasto :

$$q = 2744 \left(\frac{1}{f} \right)^{0.5} d^{2.5} * \left(\frac{p_1^2 - p_2^2 - (0.0375 \gamma_g h \bar{p}^2 / \bar{Z} (\bar{T}+460))}{\gamma_g L \bar{Z} (\bar{T} + 460)} \right)^{0.5} \quad \dots(4.17)$$

4.4.1 Flujo horizontal.

Para el caso de flujo horizontal $h=0$, por lo que la ecuación 4.17 se reduce a la ecuación 4.3, cuyo procedimiento de solución se presenta en la sección 4.1.1.

4.4.2 Flujo no horizontal.

La ecuación 4.17 representa el flujo de gas en tuberías no horizontales. A continuación se presenta el procedimiento de solución :

- 1.- Datos : $P_{entrada}$, P_{salida} , h , L , \bar{T} , d , γ_g , e .
- 2.- Calcular \bar{p} con la ecuación 3.5 ó 3.6.
- 3.- Calcular f con la ecuación 3.51.
- 4.- Calcular \bar{Z} a las condiciones medias de \bar{p} y \bar{T} .
- 5.- Obtener el gasto de gas con la ecuación 4.17.

4.5 Observaciones.

En el empleo de las ecuaciones de flujo no horizontal que se presentan en este capítulo, es necesario tener cuidado en la determinación del signo de h . La manera en que se puede conocer el signo de h se menciona en la sección 3.6 de este trabajo.

Asimismo, es necesario tener en cuenta la eficiencia de flujo para compensar la diferencia entre los valores medidos -- con los valores calculados (ver sección 3.7).

Es importante mencionar que las ecuaciones de flujo de gas que se han presentado, pueden ser expresadas en función del diámetro, del gasto, de la caída de presión, etc. dependiendo de las necesidades de cálculo. Además, el procedimiento de solución va a depender de los datos disponibles y de la variable que se desea conocer.

4.6 FLUJO DE GAS A TRAVES DE ESTRANGULADORES.⁴

Para la adecuada interpretación del comportamiento de un pozo fluyente, se hace necesario tener un buen conocimiento del efecto que sobre éste tiene la colocación de estranguladores superficiales. Prácticamente todos los pozos fluentes utilizan algún tipo de restricción, lográndose, por este medio, regular el gasto de producción. Muy pocos pozos producen sin ningún tipo de restricción, encontrándose, por lo tanto, produciendo el gasto máximo que sus condiciones le permiten.

El hecho de regular la presión en la cabeza del pozo puede requerirse por alguna de las siguientes razones:

- 1.- Mantener la suficiente contrapresión para prevenir la entrada de arena.
- 2.- Protección del equipo superficial.
- 3.- Prevenir la conificación del agua.
- 4.- Producir el yacimiento a un gasto más adecuado.

Los estranguladores que se instalan en la boca del pozo, para controlar la producción, están basados en el principio de flujo crítico.

El flujo crítico es un fenómeno de flujo definido por el flujo de gases compresibles, en la sección de estrangulamiento de una restricción, cuando su velocidad es sónica (velocidad del sonido en el fluido) o el número de Mach es uno. El número de Mach es una relación adimensional dada por el cociente de la velocidad del fluido entre la velocidad del sonido.

Existe flujo subcrítico si :

$$p_2 / p_1 > (2 / k+1)^{k/(k-1)} \quad (4.18)$$

Se tiene flujo crítico cuando :

$$p_2 / p_1 < (2 / k+1)^{k/(k-1)} \quad (4.19)$$

donde:

$$k = \frac{C_p}{C_v} = \frac{\text{calor específico a presión constante}}{\text{calor específico a volumen constante}} \quad \dots\dots(4.20)$$

El valor de k puede obtenerse de la figura 4.2.

El diámetro del estrangulador se puede obtener con las siguientes ecuaciones :

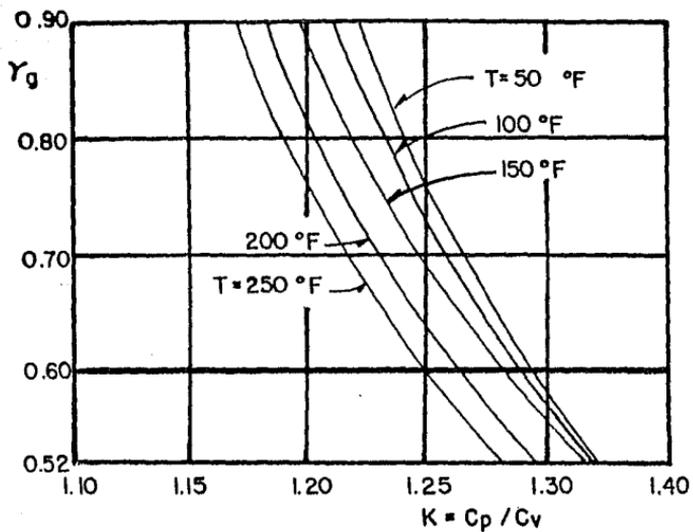


FIG. 4.2 RELACION DE CALORES ESPECIFICOS EN FUNCION DE LA TEMPERATURA Y DENSIDAD RELATIVA.

$$CA = \frac{q}{155500 p_1 \left(\frac{6364 k}{g (T+460)(k-1)} \left(\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{2/k} - \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{(k+1)/k} \right) \right)^{0.5}}$$

.....(4.21)

donde:

- A -- área del estrangulador, pg^2
- C -- coeficiente de descarga del estrangulador
- T -- temperatura del estrangulador, °F
- p_1 -- presión corriente arriba del estrangulador (Pth),
lb/ pg^2
- p_2 -- presión corriente abajo del estrangulador (Pe),
lb/ pg^2

El diámetro del estrangulador puede obtenerse con la siguiente ecuación, ajustada de la correlación establecida por Cook :

$$d_c = 1.75105 + 932.334 CA - 29372.7 (CA)^2 + 397972 (CA)^3 - 1510615 (CA)^4 \quad (4.22)$$

Si existe flujo crítico a través del estrangulador, el diámetro se puede calcular con las mismas ecuaciones 4.21 y 4.22 ; pero en lugar del valor de p_2/p_1 se usará el de $(2/k+1)^{(k/k-1)}$.

Cuando se tiene flujo crítico a través del estrangulador, la presión corriente arriba es independiente de la presión que prevalece en el sistema de recolección (línea de descarga, separadores, etc.). Se infiere que el control de la producción se logrará cuando las variaciones de presión en el sistema de recolección no se reflejan en la formación productora, provocando fluctuaciones en la producción. Esta situación prevalecerá al usar un estrangulador que permita obtener la producción deseada bajo condiciones de flujo crítico.

4.6.1 Determinación de la relación de calores específicos K .⁵

La relación de calores específicos k , se puede determinar con la figura 4.2 o con la siguiente ecuación :

$$k = B_0 + B_1 * X + B_2 * X^2 + B_3 * X^3 + B_4 * X^4 + B_5 * X^5 + B_6 * X^6 + B_7 * X^7 \dots\dots\dots(4.23)$$

donde :

$$X = \frac{Y_g - 0.710}{0.1} \dots\dots\dots(4.24)$$

$$B_0 = 1.245874 - 0.027331 * Y - 0.017771 * Y^2 + 0.00305 * Y^3 + 0.013167 * Y^4$$

$$B_1 = -0.027336 + 0.001484 * Y - 0.015829 * Y^2 - 0.0033 * Y^3 + 0.015654 * Y^4$$

$$B_2 = 0.002485 - 0.008877 * Y + 0.020643 * Y^2 + 0.009488 * Y^3 - 0.021162 * Y^4$$

$$B_3 = -0.002334 - 0.007175 * Y + 0.025258 * Y^2 + 0.009191 * Y^3 - 0.024669 * Y^4$$

$$B_4 = 0.000717 + 0.006973 * Y - 0.017431 * Y^2 - 0.007491 * Y^3 + 0.017444 * Y^4$$

$$B_5 = 0.002823 * Y - 0.004985 * Y^2 - 0.004656 * Y^3 + 0.006673 * Y^4$$

$$B_6 = -0.001784 * Y + 0.003282 * Y^2 + 0.002643 * Y^3 - 0.004141 * Y^4$$

$$B_7 = 0.000029 - 0.000056 * Y - 0.000191 * Y^2 + 0.000223 * Y^3$$

.....(4.25)

donde :

$$Y = \frac{T - 150}{100} \quad \text{.....(4.26)}$$

T -- temperatura en la línea de descarga (°F).

γ_g -- densidad del gas (aire = 1.0).

4.7 FLUJO MULTIFASICO A TRAVES DE ESTRANGULADORES.

La predicción del comportamiento del flujo de mezclas gas-líquido en orificios, no es un problema que pueda considerarse resuelto. Existen numerosos estudios sobre este tema y se han encontrado diversas correlaciones que relacionan el gasto a través del orificio, la presión y la temperatura antes del orificio y el área de estrangulamiento, cuando el flujo es crítico. Algunas de las correlaciones obtenidas están basadas en trabajos experimentales y se ajustan razonablemente a los rangos -- probados; sin embargo, se desconoce su precisión fuera de esos límites.

En el desarrollo de sus correlaciones los autores han supuesto diversas relaciones de presión crítica. Establecer un valor fijo para dicha relación implica una simplificación que, indudablemente, se reflejará en la exactitud de las predicciones que se obtengan al aplicar las correlaciones. Por lo anterior, se recomienda que al desarrollar una correlación se investiguen las fronteras del flujo crítico y además que las relaciones se cumplan para los casos extremos, es decir : flujo sólo de gas o sólo de líquido.

4.7.1 Correlación de Gilbert.⁶

A partir de datos de producción, Gilbert desarrolló una expresión aplicable al flujo simultáneo gas-líquido a través de estranguladores. En su trabajo describe, en forma detallada, el papel del estrangulador en un pozo y analiza cual es el efecto de cambios bruscos en el diámetro del orificio, sobre el gasto de producción.

Tomando como base la relación entre las presiones antes y después de un orificio, para flujo sónico de una fase, Gilbert recomendó que para tener flujo sónico, una relación de 0.588 o menor, entre la presión promedio en el sistema de recolección - (después del estrangulador) y la presión en la cabeza del pozo (antes del estrangulador).

La ecuación desarrollada por Gilbert es la siguiente :

$$P_1 = \frac{10 q_L R^{0.546}}{d_c^{1.89}} \dots\dots\dots(4.27)$$

donde :

P_1 -- presión corriente arriba del estrangulador (lb/pg²).

q_L -- producción de líquido (bl/día).

R -- relación gas libre-líquido (pies³/bl).

d_c -- diámetro del estrangulador (64 avos de pg).

- 1.- Ikoku Chi U. " Natural Gas Engineering ". Penwell Publi---
shing Co. 1980.
- 2.- Katz L. Donald et. " Handbook of Natural Gas Engineering ".
- 3.- Garaicochea Petrirena F. " Transporte de Hidrocarburos ".
Apuntes de la Facultad de Ingeniería, UNAM.
- 4.- Cook, H.L. y Dotterweich, F.H. " Report on the Calibration-
of Positive Flow Beans ". Departament of Engineering, Te--
xas College of Arts and Industries, 1946.
- 5.- Vázquez, M." Ajuste de K (relación de calores específicos)".
- 6.- Gilbert, W.E. " Flowing and Gas Lift Well Performance ".
Drill and Production Practices, 1954.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LA PLATA

FUNDAMENTOS DEL ANALISIS NODAL : APLICACION A UN POZO PRODUCTOR DE GAS

La optimización de un sistema de producción depende básicamente del conocimiento que se tiene sobre los diferentes elementos que lo constituyen. Este conocimiento debe incluir la interrelación de las diversas caídas de presión que se tienen en el sistema, así como la capacidad del pozo y del conjunto de tuberías para producir fluidos. El estudio del efecto de los distintos componentes sobre el sistema, se conoce como el concepto de análisis nodal.

El procedimiento de análisis nodal permite identificar y estudiar problemas como la capacidad de flujo del yacimiento y del conjunto de tuberías, o bien problemas relacionados con el flujo a través de las perforaciones, de las válvulas de seguridad y de los estranguladores. De esta manera se pueden recomendar cambios en el sistema o planear adecuadamente las instalaciones para pozos nuevos. El análisis nodal es un medio económico de optimizar un sistema de producción.

5.1 FUNDAMENTOS DEL ANALISIS NODAL.

El procedimiento de análisis nodal representa para la industria petrolera un medio económico de diseñar y evaluar los sistemas de producción. Un incremento en la producción, el mejoramiento de la eficiencia y la predicción del comportamiento de un pozo son resultados que se obtienen del análisis de dichos sistemas. Lograr estos resultados es importante debido al aumento en la demanda de energía y a la incertidumbre en el precio de los hidrocarburos.

El análisis nodal permite evaluar el flujo en un sistema de producción dividido en tres elementos principales : el yacimiento, la tubería de producción y la línea de descarga (Fig.5.1) Para predecir el comportamiento del sistema, se deben obtener las caídas de presión en cada componente. En la figura 5.2 se muestran las diversas caídas de presión que se tienen en un sistema de producción completo.

Para obtener la caída de presión se asignan nodos en varias posiciones dentro del sistema. De esta manera el sistema de producción se divide en diferentes elementos, en los que se pueden aplicar distintas ecuaciones o correlaciones de flujo (Fig. 5.3). Entonces, variando los gastos y aplicando la ecuación de flujo que se considere adecuada, se calcula la caída de presión entre dos nodos. Una vez que se determina el nodo de solución, las caídas de presión se adicionan o sustraen de la presión en el nodo inicial hasta llegar al nodo de solución.

En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones: la presión en el separador (P_s) y la presión del yacimiento (P_{ws}), las cuales se suponen constantes en un tiempo dado.

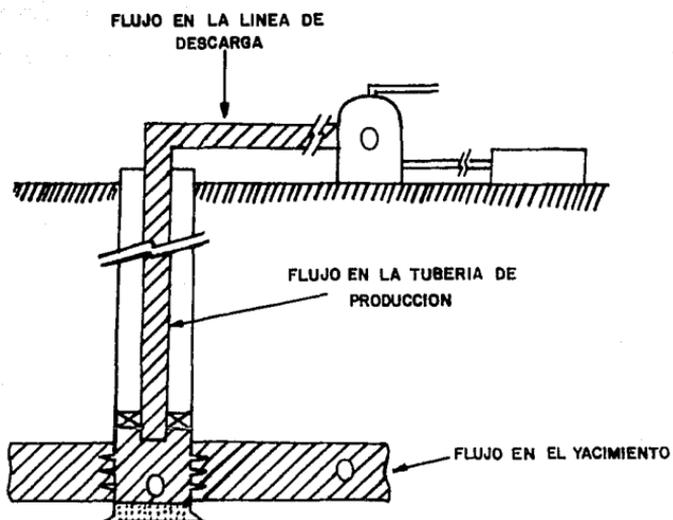


FIG.5.1 SISTEMA SIMPLE DE PRODUCCION.

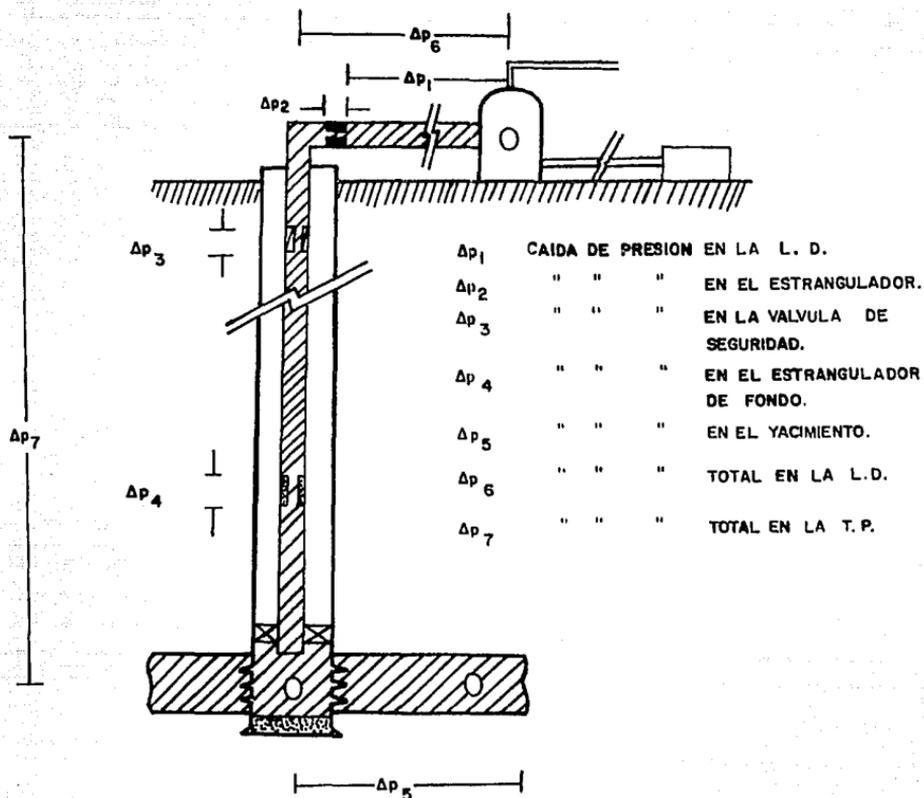


FIG. 5.2 CAIDAS DE PRESION EN UN SISTEMA DE PRODUCCION.

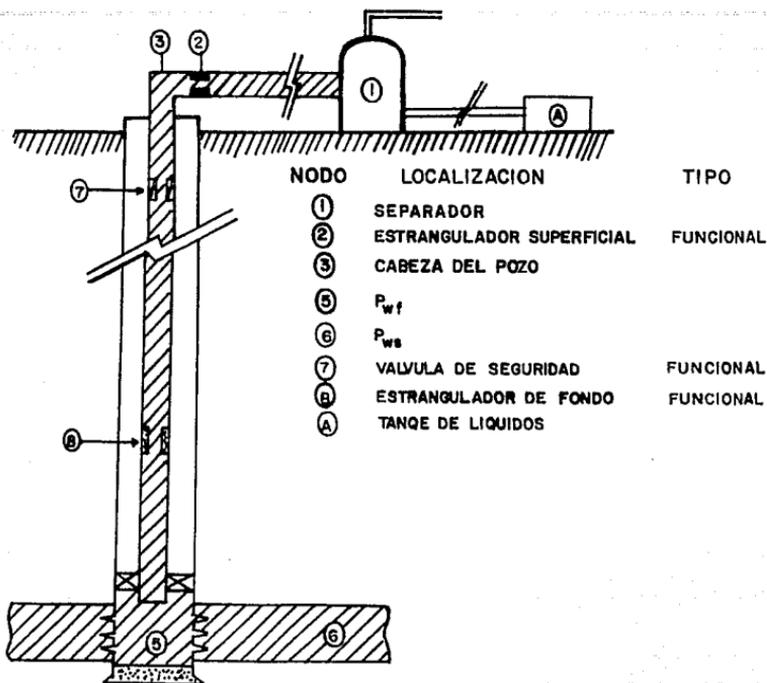


FIG. 5.3 LOCALIZACION DE NODOS.

Por esta razón, los cálculos se deben iniciar en el nodo 1 (Ps) o en el nodo 6 (Pws) o en ambos si se selecciona un nodo intermedio.

La evaluación del sistema de producción puede dar solución a problemas complejos, en los que se incluyen caídas de presión a través de los estranguladores superficiales y subsuperficiales, a través de las válvulas de seguridad, a través de los empacamientos de grava, etc. Los resultados del análisis del sistema permiten definir la capacidad de producción de un pozo y, adicionalmente, muestran los efectos en su comportamiento debido a los cambios en cualquiera de sus parámetros.

La capacidad de producción de un pozo depende principalmente de :

Las características del yacimiento.

Las características de la tubería de producción y de la línea de descarga.

La presión en el nodo inicial y presión en el nodo final.

El porcentaje de agua producido.

La longitud de las tuberías.

La temperatura.

Las características de los fluidos manejados.

La topografía del terreno (en el caso de la línea de descarga)

El grado de desviación del pozo.

El análisis de un sistema de producción se debe realizar desde la frontera externa del yacimiento hasta la cara de la arena, a través de las perforaciones y a través de la tubería de producción y de la línea de descarga hasta el separador, incluyendo una posible restricción como un estrangulador de fondo o superficial, o bien, una válvula de seguridad.

En relación a las instalaciones de un pozo Fonseca⁴ proporciona la siguiente información :

- 1.- Entre el yacimiento y la cabeza del pozo se tiene el equipo subsuperficial, el cual consiste de la tubería de revestimiento, la tubería de producción, empacadores, válvulas, estranguladores de fondo, niples de asiento, dispositivos de seguridad, etc. Todo este equipo y su instalación se conoce como el estado mecánico del pozo.

En el diseño de una instalación existen diversas opciones de selección; pero la instalación final deberá ser - aquella que permita tanto una adecuada comunicación entre el yacimiento y la superficie como un control efectivo de la producción, incluyendo la posibilidad de efectuar trabajos especiales y posibles operaciones de reparación o estimulación.

- 2.- Entre la cabeza del pozo y la línea de descarga se tiene el equipo superficial para el control del pozo. En este equipo se incluyen los dispositivos de seguridad y aquellos que permiten realizar operaciones que influyen en forma directa en el comportamiento del pozo fluyente. El elemento principal de este equipo es el estrangulador superficial, - debido a que permite controlar el gasto, la presión fluyente en la cabeza (T.P. y T.R) y la presión en el fondo - del pozo.

3.- Como elemento final se tiene el equipo para separar las diversas fases.

Al analizar los posibles problemas que se presentan en un pozo, los que ocurren en la superficie son los más simples de identificar y de resolver. En cambio, los problemas subsuperficiales tienen un mayor grado de dificultad tanto en su determinación como en su análisis, lo que en ocasiones puede llevar a conclusiones falsas en el diagnóstico de las condiciones de un pozo.

Antes de intentar alguna modificación en el sistema de producción para resolver algún problema, se recomienda realizar una investigación de las condiciones mecánicas en las que se encuentra el pozo. En esta investigación se deberá incluir el procedimiento seguido durante la terminación, la efectividad de los trabajos de cementación, las condiciones del pozo antes de la colocación de la tubería de revestimiento, así como la naturaleza de los fluidos de perforación y de los utilizados durante la terminación. De esta forma se puede detectar con mayor facilidad cualquier anomalía.

La combinación de los datos provenientes del comportamiento del pozo y el conocimiento de las condiciones mecánicas, proporciona la información necesaria para identificar posibles problemas de producción.

5.2 NODOS DE SOLUCION.

Los nodos de solución representan puntos de unión entre los elementos del sistema. Se asignan de tal forma que el sistema se divida en varias secciones limitadas por dos nodos y en las cuales se puedan aplicar diferentes ecuaciones o relaciones de flujo. El procedimiento de análisis nodal supone que

no existen discontinuidades de presión a través del nodo de solución. Sin embargo, en un sistema de producción hay normalmente al menos un punto donde esta suposición no es cierta. Cuando existe una presión diferencial a través de un nodo, éste se conoce como "nodo funcional", debido a que la respuesta presión-gasto se puede representar por alguna función física o matemática.

En la figura 5.3 se muestran algunos componentes del sistema que son nodos funcionales. Los más comunes son : los estranguladores superficiales y de fondo, las válvulas de seguridad, las terminaciones con empacamiento de grava y con perforaciones normales.

La selección del nodo de solución debe ser tal, que muestre de la mejor manera posible, la respuesta del sistema a una serie de condiciones y que permita obtener, como resultado final, una evaluación confiable del problema. Como complemento de los resultados técnicos, es conveniente realizar un análisis económico que justifique la solución encontrada.

Los diferentes nodos de solución que se encuentran en un sistema de producción, proporcionan diferentes procedimientos de solución. Estos procedimientos, se ilustran mediante el ejemplo de un pozo productor de gas seco, con las siguientes características :

$$P_{ws} = 3884 \text{ lb/pg}^2$$

$$\bar{T}_{LD} = 60 \text{ }^{\circ}\text{F}$$

$$P_s = 100 \text{ lb/pg}^2$$

$$C = 3.159$$

$$n = 0.890$$

$$\epsilon_{LD} = 0.0007 \text{ pg}$$

$$d_{TP} = 1.995 \text{ pg}$$

$$L_{TP} = 5700 \text{ pies}$$

$$E_{TP} = 1.0$$

$$\epsilon_{TP} = 0.0007 \text{ pg}$$

$$h_{TP} = 5700 \text{ pies}$$

$$\gamma_g = 0.60 \text{ (aire=1.0)}$$

$$d_{LD} = 2.991 \text{ pg}$$

$$L_{LD} = 2 \text{ millas}$$

$$\bar{T}_{TP} = 121.5 \text{ }^{\circ}\text{F}$$

$$\text{AOF} = 7.735 \text{ MMpies}^3/\text{dia}$$

$$E_{LD} = 1.0$$

Al resolver un problema aplicando el análisis nodal, es -- conveniente preparar una tabla en la que se indiquen las pérdidas de presión para cada componente. Estas pérdidas de presión se obtienen calculando las diferentes presiones que se presentan en el sistema. Las ecuaciones que se utilizan en este ejemplo son :

--- ecuación 2.50 para flujo en el yacimiento.

--- ecuación 3.50 para flujo vertical y flujo en la línea de - descarga.

--- ecuación 4.22 para flujo en el estrangulador.

Las tablas de resultados que se presentan en los diversos procedimientos de solución, se obtienen con el programa de cómputo " NODAL G " , cuyas características se describen en el siguiente capítulo.

5.2.1 El fondo del pozo como nodo de solución (Pwf).

En esta posición, el sistema de producción se divide en -- dos componentes : el componente del yacimiento y el componente -- constituido por el sistema total de tuberías. En la figura 5.4 -- se ilustra el sistema de producción para el ejemplo; se supone -- que no existen restricciones y además, se indica la dirección -- en que se realizan los cálculos para llegar al nodo de solución.

Procedimiento de solución.

- 1.- Se supone un gasto de producción.
- 2.- Con la presión estática y la ecuación que represente el flujo en el yacimiento, se obtiene la presión de fondo fluyendo, para el gasto supuesto.
- 3.- La secuencia de cálculo se inicia ahora a partir de la presión de separación, para obtener la presión en la cabeza del pozo necesaria para transportar el gasto supuesto a través de la línea de descarga hasta el separador. Para este cálculo se utiliza la ecuación que represente el flujo en la línea de descarga.
- 4.- Con el valor de la presión en la cabeza del pozo del paso anterior, y para el mismo gasto supuesto, se determina la presión de fondo fluyendo, mediante la aplicación del método de flujo en tuberías verticales que se considere adecuado.
- 5.- Se repite el procedimiento, suponiendo diferentes gastos de producción.

Los resultados que se obtienen en los pasos anteriores, se presentan en la tabla 5.1.

- 6.- Se grafican los valores de P_{wf} obtenidos en el paso 2 (flujo en el yacimiento) y en el paso 4 (flujo en la línea de descarga y en la tubería vertical) contra el gasto, como se indica en la figura 5.5. La intersección de estas dos curvas indica el gasto de producción posible para las condiciones del sistema y su correspondiente valor de P_{wf} . En este ejemplo, se encuentra que el gasto de producción es de $7.05 \text{ MMpies}^3/\text{día}$.

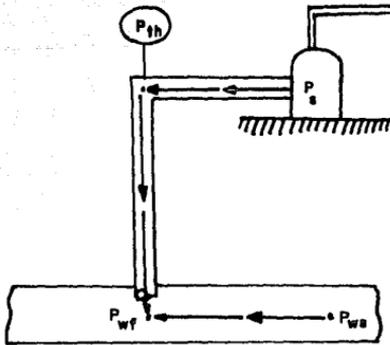


FIG. 5.4 EL FONDO DEL POZO COMO NODO DE SOLUCION.

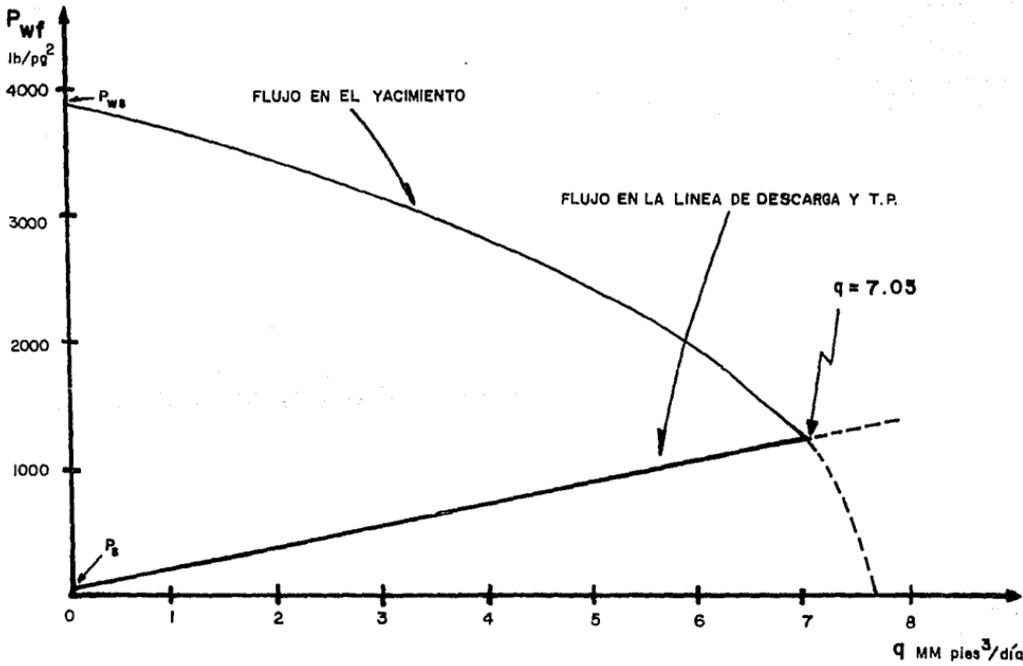


FIG. 5.5 SOLUCION PARA EL NODO (P_{wf})

TABLA 5.1 CAIDAS DE PRESION EN LOS COMPONENTES DEL SISTEMA.

NODO DE SOLUCION : Pwf

R E S U L T A D O S

FLUJO HORIZONTAL

FLUJO VERTICAL

q	Ps	Pth	DP 3-1	Pwf	DP 5-3
1.00	100.00	121.72	21.72	213.15	91.43
2.00	100.00	170.81	70.81	377.65	206.84
3.00	100.00	229.99	129.99	549.56	319.57
4.00	100.00	292.86	192.86	722.26	429.40
5.00	100.00	357.18	257.18	894.37	537.19
6.00	100.00	422.05	322.05	1065.28	643.23
7.00	100.00	487.04	387.04	1234.98	747.95

FLUJO EN EL YACIMIENTO

q	Pws	DP 6-5	Pwf
1.00	3884.00	200.13	3683.87
2.00	3884.00	451.01	3432.99
3.00	3884.00	740.59	3143.41
4.00	3884.00	1074.18	2809.82
5.00	3884.00	1466.12	2417.88
6.00	3884.00	1948.65	1935.35
7.00	3884.00	2618.65	1265.35

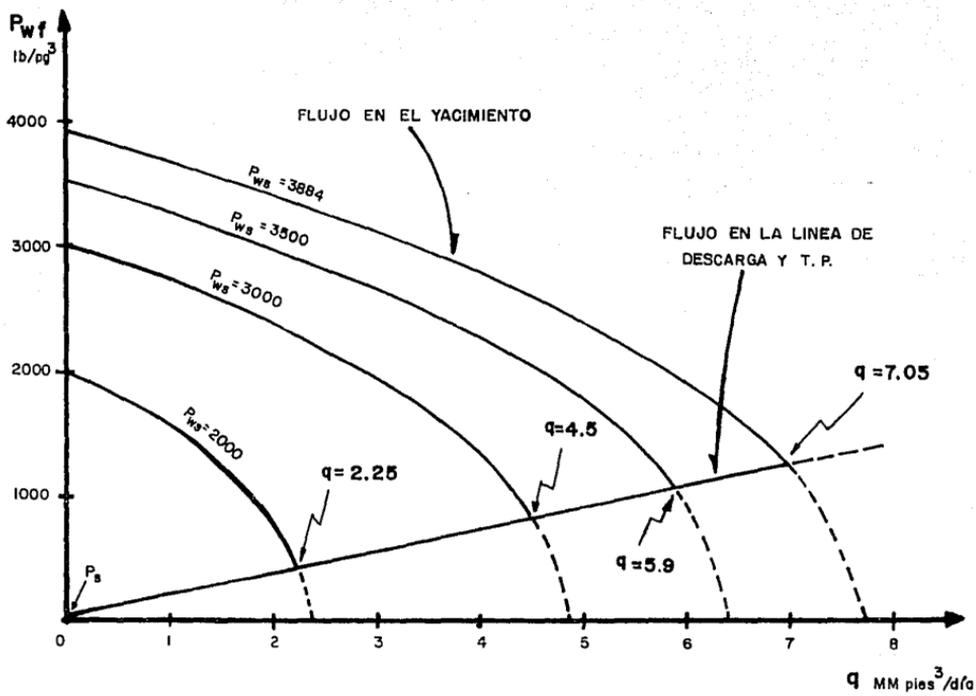


FIG. 5.6 PREDICCIÓN DE LOS GASTO FUTUROS.

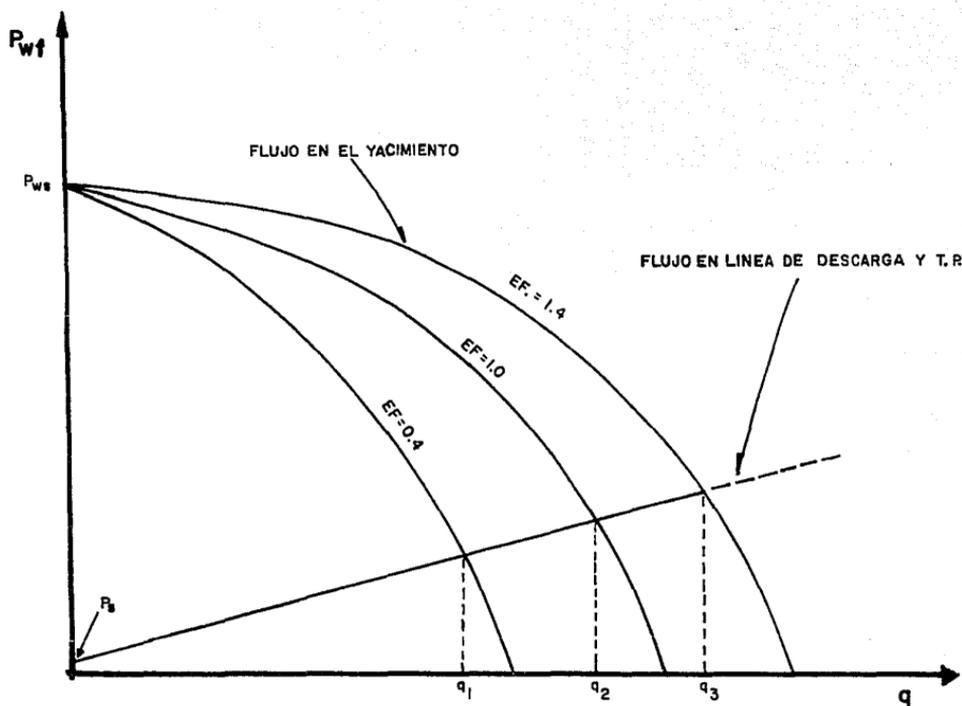


FIG. 5.7 EFECTO DE LA EFICIENCIA DE FLUJO SOBRE EL GASTO

Se debe señalar que este es el gasto que se puede tener - para las condiciones del sistema. De ninguna manera es el máximo el mínimo o el óptimo; pero es el gasto que el pozo producirá con el sistema de tuberías que tiene instalado. El gasto se puede variar, cambiando algún componente del sistema. Por ejemplo, se puede cambiar el diámetro de la tubería de producción o el diámetro de la línea de descarga, el estrangulador, la presión de separación o bien, modificar la capacidad de producción del pozo con un tratamiento de estimulación.

La selección del fondo del pozo como nodo de solución, permite conocer el efecto de ciertos parámetros sobre el gasto de producción. Por ejemplo, si existiera un cambio en la presión del yacimiento, tal como una caída de 3884 a 3500 lb/pg² en un año o se anticipará un abatimiento de presión a 3000 lb/pg² en dos años, se puede determinar el cambio que ocurrirá en el gasto de producción. En la figura 5.6 se presentan las curvas de flujo en el yacimiento para las presiones estáticas de 3500, 3000 y 2000 lb/pg².

También se puede determinar el incremento en el gasto cuando se estimula un pozo o bien, cuando se logra remover el daño que presenta. La figura 5.7 ilustra el ejemplo de un pozo con una eficiencia de flujo original de 0.4, una eficiencia de flujo de 1.0 después de remover el daño y una eficiencia de 1.4 después de estimular el pozo.

5.2.1.1 Producción de una zona a través de dos conductos.

La combinación de tuberías de producción se analiza de una forma muy similar al procedimiento descrito anteriormente. En ocasiones, algunos pozos producen a través de dos tuberías paralelas, por ejemplo una sarta concéntrica formada por una tubería de 1 pg en una tubería de 2 7/8 pg o una tubería de 3 1/2 pg combinada con una de 9 5/8 pg para flujo anular.

El procedimiento de solución es el siguiente :

- 1.- Se supone un gasto de producción total q_T .
- 2.- A partir de la presión de separación P_s se determina la presión en la cabeza del pozo P_{th} .
- 3.- Se supone un gasto para la tubería de producción q_{TP} y un gasto para el espacio anular q_{AN} , tal que :

$$q_T = q_{TP} + q_{AN}$$

- 4.- Con el valor de P_{th} del paso 2, se determina la presión de fondo fluyendo $P_{wf_{TP}}$ considerando únicamente el flujo de q_{TP} por la tubería de producción.
- 5.- Con el valor de P_{th} del paso 2, se calcula la presión de fondo fluyendo $P_{wf_{AN}}$ para el flujo de q_{AN} por el espacio anular.
- 6.- Se comparan los valores de $P_{wf_{TP}}$ y de $P_{wf_{AN}}$:
 - a) si los valores son iguales, se hace $P_{wf} = P_{wf_{TP}} = P_{wf_{AN}}$ y se grafican los valores de q_{TP} , q_{AN} y P_{wf} , como se indica en la figura 5.8.
 - b) si los valores son diferentes, se repite el procedimiento a partir del paso 3.
- 7.- Se grafican los valores de q_T y de P_{wf} , como se ilustra en la figura 5.8.
- 8.- Se repite el procedimiento para diferentes gastos supuestos.
- 9.- Como punto final, se traza la curva de flujo del yacimiento al pozo. En la intersección con la curva de gasto total se obtiene el gasto de producción.

5.2.2 La cabeza del pozo como nodo de solución (P_{th}).

El sistema de producción se divide en dos componentes. El primero se forma con el separador y la línea de descarga (Fig. 5.9). En este componente, los cálculos se inician con la pre -

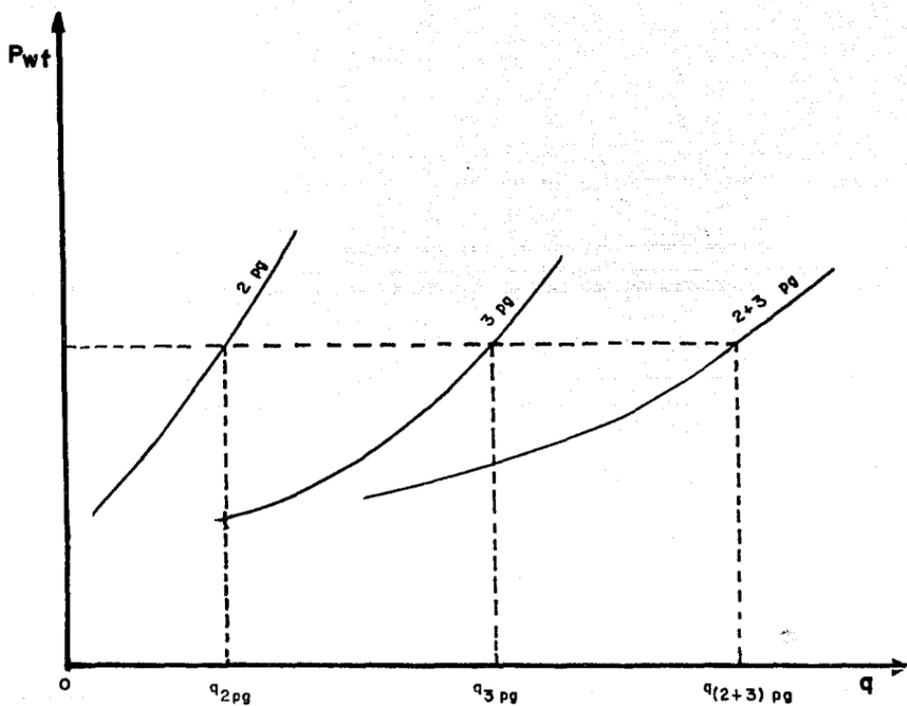


FIG. 5.8 SOLUCION A TUBERIAS DE PRODUCCION PARALELAS

sión de separación y se determina la presión en la cabeza del pozo, necesaria para transportar el gasto supuesto a través de la línea de descarga hasta el separador. El otro componente, lo constituye el yacimiento y la tubería de producción (Fig. - 5.9). En éste, se inicia con la presión estática y, para el mismo gasto supuesto, se calcula la presión de fondo fluyendo. Con este último valor de P_{wf} se determina la presión en la cabeza del pozo, necesaria para producir el gasto supuesto.

Procedimiento de solución.

- 1.- Se supone un gasto de producción.
- 2.- Con la presión estática y la ecuación que represente el flujo en el yacimiento, se obtiene la presión de fondo fluyendo, para el gasto supuesto.
- 3.- Con el valor de P_{wf} del paso anterior y para el mismo gasto supuesto, se determina la presión en la cabeza del pozo, aplicando un método adecuado de flujo en tuberías verticales.
- 4.- La secuencia de cálculo se inicia ahora con la presión de separación y se calcula la presión en la cabeza del pozo - necesaria para transportar el gasto supuesto desde la boca del pozo hasta el separador. Se debe emplear un método adecuado de flujo en tuberías horizontales.
- 5.- Se repite el procedimiento, suponiendo diferentes gastos de producción.

Los resultados que se obtienen con el procedimiento anterior, se presentan en la tabla 5.2.

- 6.- Se grafican las presiones en la cabeza del pozo obtenidas en los pasos 3 y 4 contra los gastos supuestos, como se muestra en la figura 5.10.

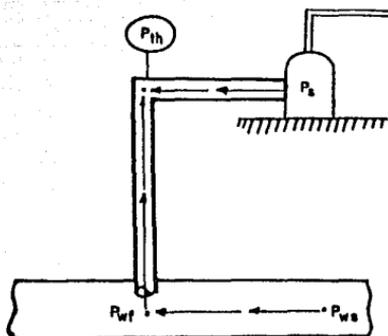


FIG. 5.9 LA CABEZA DEL POZO COMO NODO DE SOLUCION.

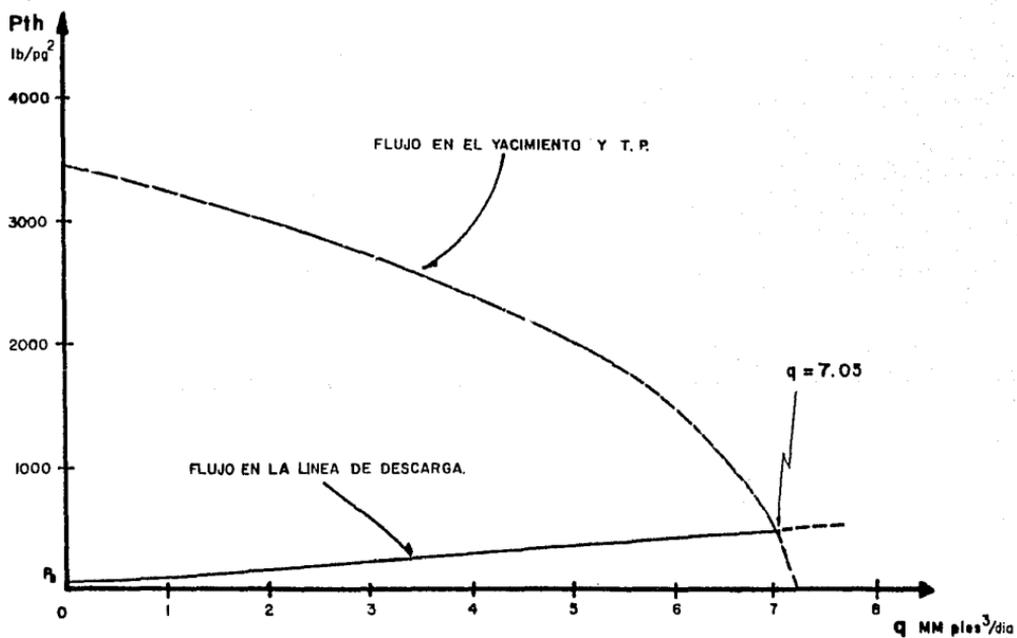


FIG. 5.10 SOLUCION PARA EL NODO (P_{th})

TABLA 5.2 CAIDAS DE PRESION EN LOS COMPONENTES DEL SISTEMA.

NODO DE SOLUCION : Pth

R E S U L T A D O S

FLUJO HORIZONTAL

q	Ps	DP 3-1	Pth
1.00	100.00	21.72	121.72
2.00	100.00	70.81	170.81
3.00	100.00	129.99	229.99
4.00	100.00	192.86	292.86
5.00	100.00	257.18	357.18
6.00	100.00	322.05	422.05
7.00	100.00	387.04	487.04

FLUJO EN EL YACIMIENTO

FLUJO VERTICAL

q	Pws	Pwf	DP 6-5	Pth	DP 5-3
1.00	3884.00	3683.87	200.13	3239.07	444.80
2.00	3884.00	3432.99	451.01	3003.48	429.51
3.00	3884.00	3143.41	740.59	2726.97	416.44
4.00	3884.00	2809.82	1074.18	2401.92	407.90
5.00	3884.00	2417.88	1466.12	2008.47	409.41
6.00	3884.00	1935.35	1948.65	1491.96	443.39
7.00	3884.00	1265.35	2618.65	546.69	718.66

La intersección de estas dos curvas indica el gasto de producción posible para el sistema y su valor correspondiente de presión en la cabeza del pozo. Para el ejemplo se tiene un gasto de producción de 7.05 MMpies³/día.

Al considerar la cabeza del pozo como nodo de solución se aísla la línea de descarga, lo que permite determinar los efectos del cambio de diámetro.

En la figura 5.11 se muestra el gasto que se puede producir utilizando diferentes diámetros de línea de descarga.

En la figura 5.12 se presenta una evaluación de varios diámetros de tuberías de producción. Las intersecciones indican los gastos posibles para cada diámetro de tubería.

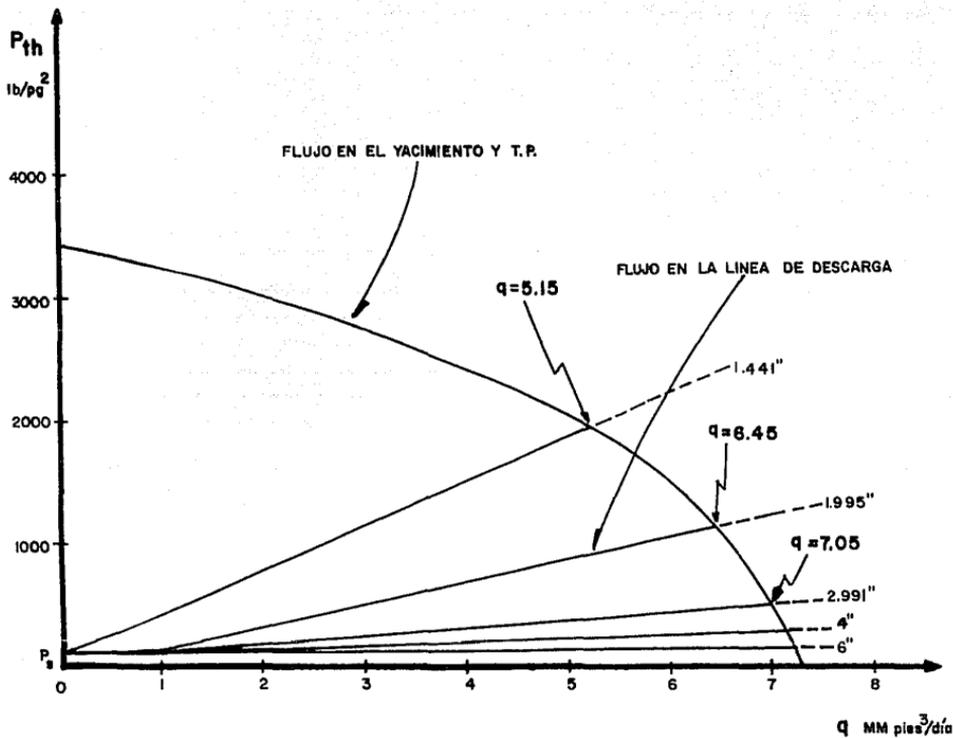


FIG. 5.11 EFECTO DEL CAMBIO DE DIAMETRO EN LA LINEA DE DESCARGA SOBRE EL GASTO.

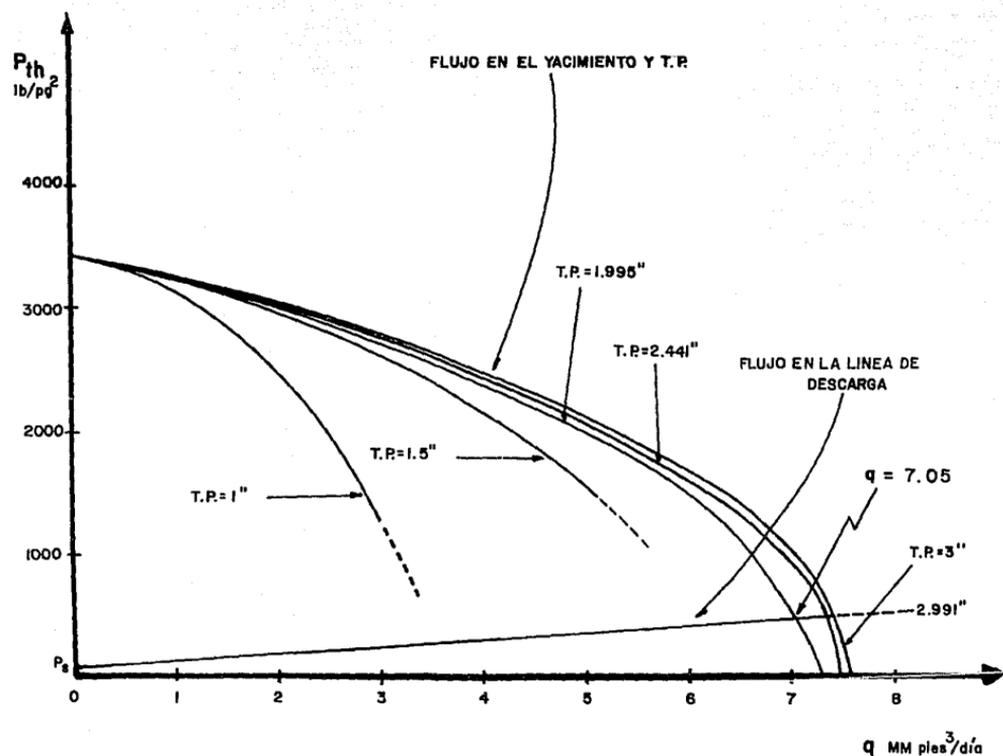


FIG. 5.12 EFECTO DEL CAMBIO DE DIAMETRO DE LA T.P SOBRE EL GASTO.

5.2.2.1 Producción a través de líneas de descarga paralelas.

La figura 5.13 muestra como resolver el problema de líneas de descarga paralelas. El procedimiento de solución es el siguiente :

- 1.- Se suponen gastos de producción.
- 2.- A partir de la presión de separación se determina la presión en la cabeza del pozo requerida para cada gasto supuesto. Se debe realizar en forma independiente para cada línea de descarga.
- 3.- Se grafican las presiones en la cabeza calculadas para cada línea de descarga contra el gasto, como se muestra en la figura 5.13.
- 4.- A continuación, para diferentes valores de presión en la cabeza del pozo, se efectúa una lectura de gastos de producción para cada línea de descarga. Estos gastos se suman para obtener un gasto total. Los valores de presión en la cabeza del pozo y el gasto total se grafican como se muestra en la figura 5.13
- 5.- Finalmente, el gasto posible para el sistema se obtiene en la intersección de la curva de flujo en el yacimiento más-comportamiento en la tubería de producción con la curva de comportamiento en la línea de descarga, calculada en el paso anterior.

5.2.3 El separador como nodo de solución (Ps).

La presión del gas que proviene de los separadores generalmente es baja. Esta presión se debe incrementar para que el gas pueda fluir a través de un sistema de alta presión o a través de cualquier otro sistema de recolección. Para incrementar la presión del gas, es necesario utilizar algún tipo de compresor.

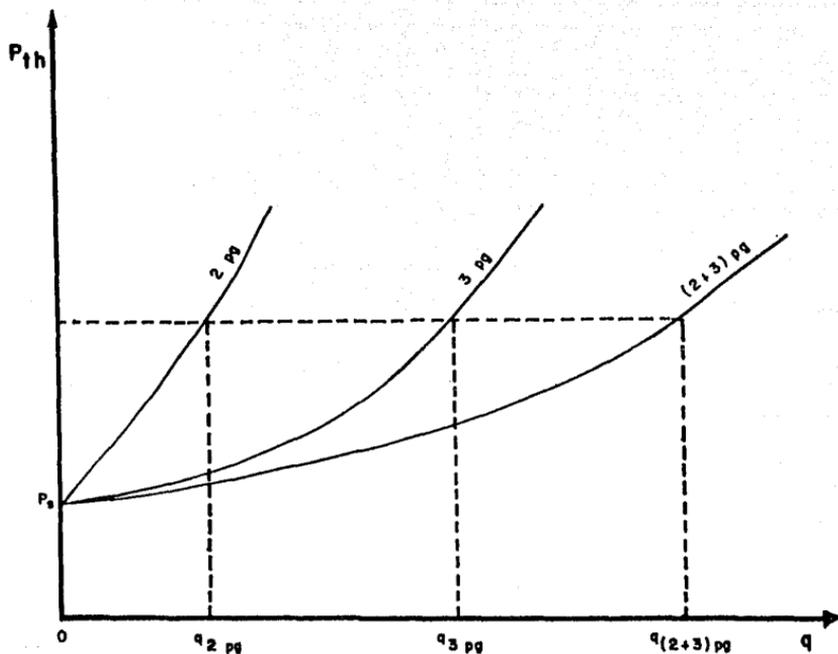


FIG. 5.13 SOLUCION PARA LINEAS DE DESCARGA PARÁLELAS.

La presión de separación controla la presión de succión -- del compresor y está directamente relacionada con la potencia -- requerida por el compresor.

Por ejemplo, suponiendo que se tienen 5 MMpies³/día (@ a 60 °F y 14.7 lb/pg²) que se desean enviar a través de un sistema que se encuentra a una presión de 1000 lb/pg². La densidad -- del gas es de 0.60 (aire=1.0) y la temperatura de succión es de 80 °F. La potencia requerida para comprimir el gas, se puede calcular con las siguientes ecuaciones ^{5,6,7}:

$$\frac{\text{hp}}{\text{MMpie}^3/\text{día}} = \frac{k}{k-1} \cdot 3.027 \frac{P_b}{T_b} T_1 \left(\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{Z_1 \left(\frac{k-1}{k} \right)} - 1 \right) \dots\dots (5.1)$$

$$r = \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{1/n} \dots\dots\dots (5.2)$$

donde :

k -- relación de calores específicos ($k = \frac{C_p}{C_v}$).

P_b, T_b -- presión y temperatura a las que se mide el gasto (lb/pg²abs, °R).

P₁ -- presión de succión (lb/pg²) abs.

T₁ -- temperatura de succión (°R).

P₂ -- presión de descarga (lb/pg²) abs.

Z_1 -- factor de compresibilidad a las condiciones de succión
(varía de una etapa de compresión a otra).

r -- relación de compresión.

n -- número de etapas de compresión (para $r > 6$ se requiere-
más de una etapa de compresión).

Para el ejemplo, suponiendo presiones de separación de 50,
100, 200, 300, 400 y 500 lb/pg² abs, se tiene :

para 100 lb/pg²

$$r = \left(\frac{1000}{100} \right) = 10 \quad \text{como } r > 6 \text{ se requieren dos etapas.}$$

$$r = \left(\frac{1000}{100} \right)^{1/2} = 3.16$$

$$\text{como } r = \left(\frac{P_2}{P_1} \right) = \left(\frac{P_3}{P_2} \right) = \dots = P_2 = P_1 \times r = 316 \text{ lb/pg}^2$$

primera etapa de 100 a 316 lb/pg²

datos adicionales : $k = 1.28$ para $T = 80^\circ\text{F}$ y $DG = 0.60$

$$Z_1 = 0.985 \text{ @ } 80^\circ\text{F y } 100 \text{ lb/pg}^2$$

sustituyendo en la ecuación 5.1 se tiene :

$$\begin{aligned} \frac{\text{hp}}{\text{MMpie}^3/\text{día}} &= \frac{1.28}{0.28} \left(3.027 \times \frac{14.7}{520} \right) 540 \left((3.16)^{0.985 \left(\frac{0.28}{1.28} \right) - 1} \right) \\ &= 59.4 \end{aligned}$$

segunda etapa de 316 a 1000 lb/pg²

$$Z_1 = 0.945 @ 80^\circ F \text{ y } 316 \text{ lb/pg}^2$$

$$\frac{\text{hp}}{\text{MMpie}^3/\text{día}} = \frac{1.28}{0.28} (3.027 \times \frac{14.7}{520}) 540 ((3.16)^{0.945(\frac{0.28}{1.28})} - 1)$$

$$= 56.72$$

La potencia ideal total = 116.12 hp/MMpies³/día

Para q = 5 MMpies³/día : potencia ideal = 580.6 hp

La potencia ideal adiabática se puede convertir en potencia al freno o real, usando un factor de eficiencia total. Este factor, incluye la eficiencia de compresión (pérdidas en las válvulas del compresor) y la eficiencia mecánica del compresor. La eficiencia de un compresor depende de varios factores, entre los cuales se tiene : detalles de diseño del compresor, la presión de succión, la velocidad del compresor, la relación de compresión, etc.

La potencia real se calcula con :

$$\text{BHP} = \frac{\text{hp}}{E} \dots\dots\dots(5.3)$$

donde :

BHP -- potencia real (hp)

hp -- potencia ideal (hp)

E -- eficiencia total (se obtiene de la figura 5.14)

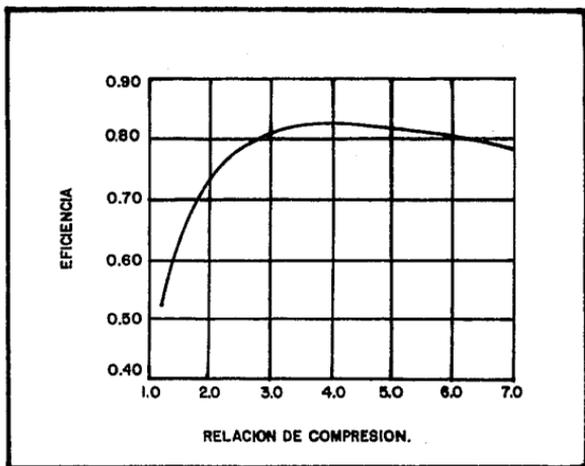


FIG. 5.14 EFICIENCIA DEL COMPRESOR.⁵

Para el ejemplo : $E = 0.82$

Finalmente :

$$\text{BHP} = \frac{580.6 \text{ hp}}{0.82} = 708 \text{ hp}$$

El mismo procedimiento se repite para los diferentes valores de la presión de separación. En la tabla 5.3 se encuentra la potencia real requerida para comprimir 5 MMpies³ de gas para las diferentes presiones de separación del ejemplo.

TABLA 5.3

presión de separación (lb/pg ²)	BHP (hp)
50	978
100	708
200	524
300	365
400	277
500	220

La presión en el separador no se debe aumentar o disminuir, sin realizar primero un análisis del comportamiento del sistema

de tuberías en forma completa y en particular de la línea de -
descarga. El pensamiento intuitivo de que al reducir la presión
en el separador se tendrá un gran incremento en el gasto, no es
del todo cierto. Existen numerosos casos en los cuales, una re-
ducción en la presión de separación, por ejemplo de 300 a 200 -
lb/pg², produce sólo un pequeño aumento en el gasto de produc-
ción, aún cuando se tenga un pozo de alta productividad. Lo an-
terior se debe a que la línea de descarga o la tubería de pro-
ducción pueden representar una restricción al flujo.

En la figura 5.15 se muestra el sistema de producción y la
trayectoria que se debe seguir para obtener la solución.

Procedimiento de solución.

- 1.- Se supone un gasto de producción.
- 2.- A partir de la presión estática se determina la presión de
fondo fluyendo, necesaria para producir el gasto supuesto.
- 3.- Con el valor de la presión de fondo fluyendo del paso an-
terior, se determina la presión en la cabeza del pozo para
el mismo gasto supuesto.
- 4.- Con el valor de la presión en la cabeza del pozo, del paso
anterior, se calcula la presión en el separador para el -
gasto supuesto.
- 5.- Se repite el procedimiento para diferentes gastos supues-
tos.

Los resultados que se obtienen para el ejemplo se presen-
tan en la tabla 5.4.

TABLA 5.4 CAIDAS DE PRESION EN LOS COMPONENTES DEL SISTEMA.

NODO DE SOLUCION : P_s

R E S U L T A D O S

FLUJO EN EL YACIMIENTO

FLUJO VERTICAL

q	P _{ws}	P _{wf}	DP 6-5	P _{th}	DP 5-3
1.00	3884.00	3683.87	200.13	3239.07	444.80
2.00	3884.00	3432.99	451.01	3003.48	429.51
3.00	3884.00	3143.41	740.59	2726.97	416.44
4.00	3884.00	2809.82	1074.18	2401.92	407.90
5.00	3884.00	2417.88	1466.12	2008.47	409.41
6.00	3884.00	1935.35	1948.65	1491.96	443.39
7.00	3884.00	1265.35	2618.65	546.69	718.66

FLUJO HORIZONTAL

q	P _s	DP 3-1
1.00	3238.48	0.60
2.00	3000.97	2.51
3.00	2720.85	6.12
4.00	2389.69	12.23
5.00	1985.43	23.04
6.00	1444.73	47.23
7.00	274.10	272.59

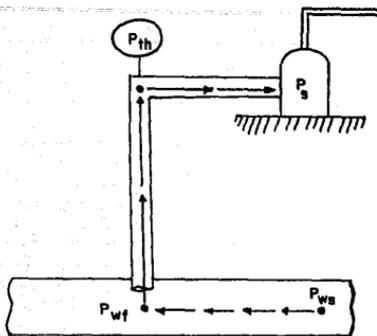


FIG. 5.15 EL SEPARADOR COMO NODO DE SOLUCION.

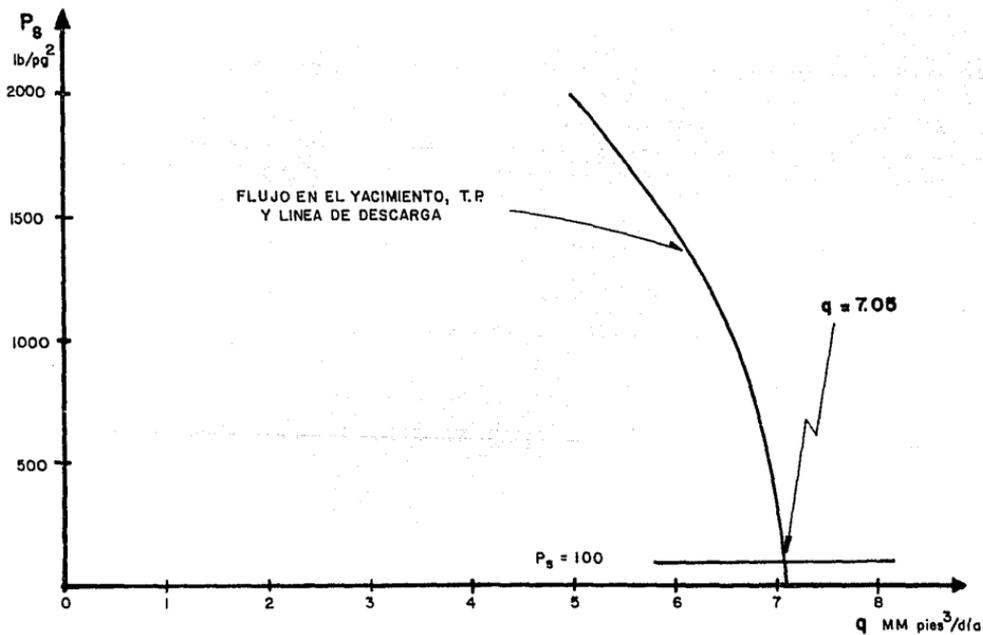


FIG. 5.16 SOLUCION PARA EL NODO (P_s)

6.- Se grafican las presiones en el separador calculadas contra el gasto, como se muestra en la figura 5.16.

Después, se traza la presión constante del separador como una línea horizontal a partir del valor de 100 lb/pg^2 (valor de Ps del ejemplo). En la intersección con la curva del comportamiento del sistema, de P_{ws} a P_s , se obtiene el gasto de producción posible para las condiciones del mismo.

Los gastos posibles para diferentes presiones de separación, se pueden determinar rápidamente trazando la horizontal correspondiente a cada presión de separación.

5.2.4 El yacimiento como nodo de solución (P_{ws}).

Esta posición del nodo de solución, permite una ilustración sencilla del efecto del cambio de la presión estática. Los cálculos se inician en el separador y se procede a determinar el valor de la presión estática sumando todas las pérdidas de presión que se tienen hasta el yacimiento (Fig. 5.17).

Procedimiento de solución.

- 1.- Se supone un gasto de producción.
- 2.- A partir de la presión de separación, se calcula la presión en la cabeza del pozo requerida para transportar el gasto supuesto hasta el separador.
- 3.- Con la presión en la cabeza del pozo del paso anterior, se determina la presión de fondo fluyendo para el mismo gasto supuesto.

4.- Con la presión de fondo fluyendo del paso anterior, se determina la presión estática correspondiente al gasto supuesto.

5.- Se repite el procedimiento para diferentes gastos.

Los resultados del ejemplo, se presentan en la tabla 5.5.

6.- Se grafican los valores de presión estática contra el gasto, como se muestra en la figura 5.18.

7.- Se grafica la presión estática del yacimiento. Para este caso, la presión estática es de 3884 lb/pg^2 (Fig. 5.18). La intersección de las curvas, proporciona el gasto que se puede producir para las condiciones del sistema.

Tomando la presión estática como la posición del nodo de solución, se puede determinar rápidamente el gasto de producción para diferentes valores de la presión estática. Únicamente se requiere trazar en la figura 5.18, el valor de la presión estática que se desea evaluar, para obtener el gasto correspondiente.

5.2.5. El cambio de diámetro en la tubería de producción como nodo de solución (sartas telescopiadas).

Existen diversas razones para colocar una sarta telescópica en un pozo. Una de las principales se relaciona con el uso de una T.R. corta en la terminación. Numerosas terminaciones, especialmente en pozos profundos, requieren la colocación de una T.R. corta en la sección más profunda del agujero. Esta tubería corta, restringe el diámetro de la tubería de producción que puede colocarse. Mientras que, el mayor diámetro de la sección superior de la T.R., permite utilizar una tubería de mayor diámetro de producción de mayor diámetro (Fig. 5.19).

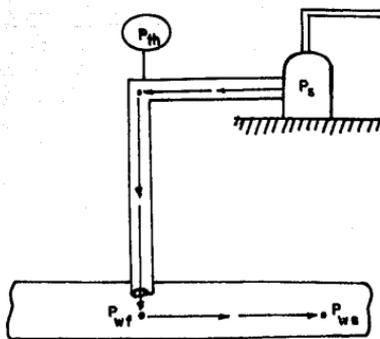


FIG. 5.17 EL YACIMIENTO COMO NODO DE SOLUCION.

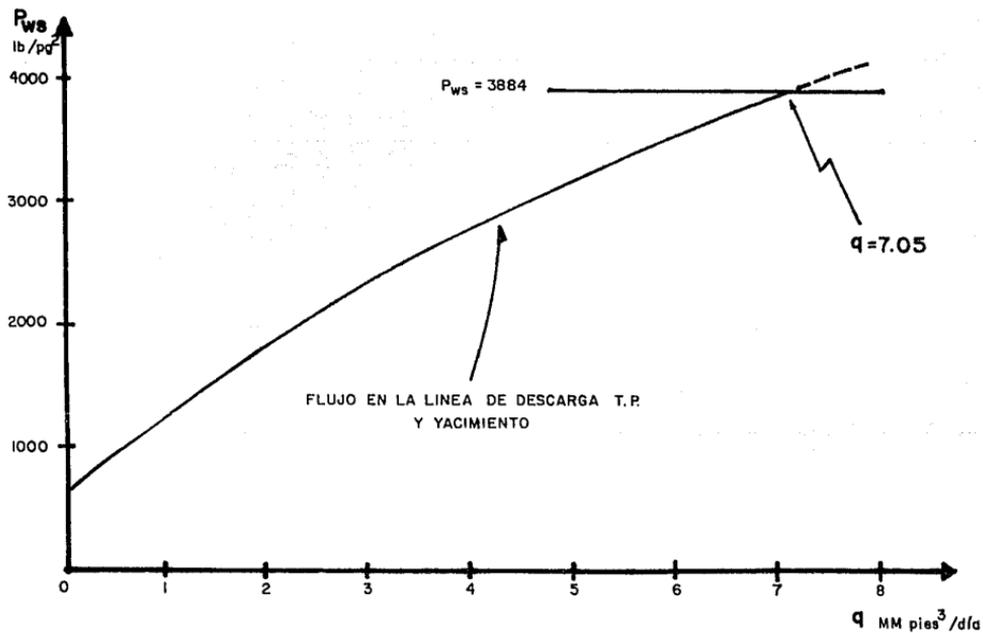


FIG. 5.18 SOLUCION PARA EL NODO (P_{ws})

TABLA 5.5 CAIDAS DE PRESION EN LOS COMPONENTES DEL SISTEMA.

NODO DE SOLUCION : Pws

R E S U L T A D O S

q	FLUJO HORIZONTAL			FLUJO VERTICAL	
	Ps	Pth	DP 3-1	Pwf	DP 5-3
1.00	100.00	121.72	21.72	213.15	91.43
2.00	100.00	170.81	70.81	377.65	206.84
3.00	100.00	229.99	129.99	549.56	319.57
4.00	100.00	292.86	192.86	722.26	429.40
5.00	100.00	357.18	257.18	894.37	537.19
6.00	100.00	422.05	322.05	1065.28	643.23
7.00	100.00	487.04	387.04	1234.98	747.95

FLUJO EN EL YACIMIENTO

q	Pws	DP 6-5
1.00	1248.99	1035.84
2.00	1855.44	1477.78
3.00	2346.58	1797.02
4.00	2777.06	2054.80
5.00	3168.47	2274.10
6.00	3531.95	2466.67
7.00	3874.21	2639.23

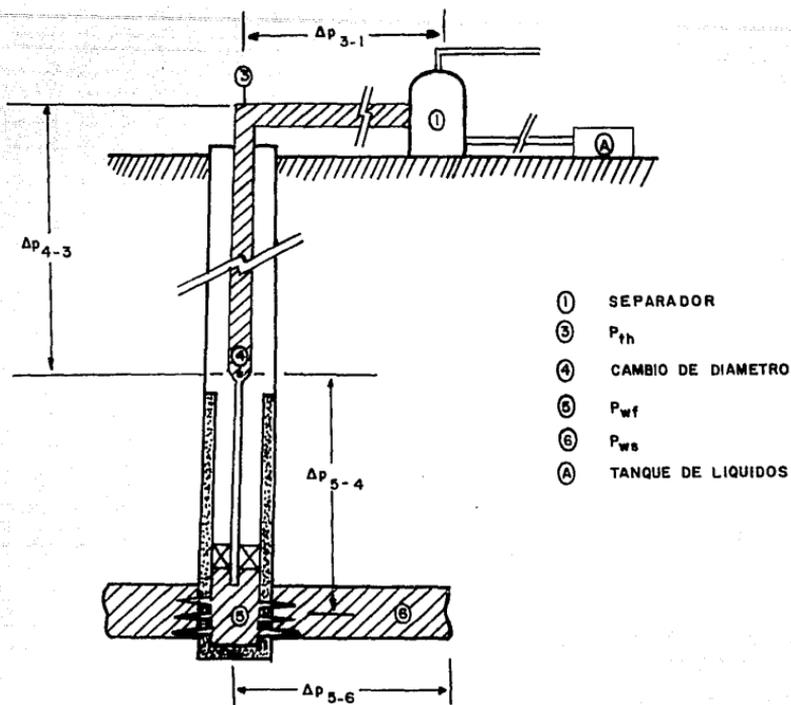


FIG. 5.19 TUBERIAS TELESCOPIADAS.

El análisis nodal permite una solución fácil para determinar el efecto de los diferentes diámetros de tubería, arriba de la T.R. corta. Suponiendo que para el pozo del ejemplo anterior, es necesario colocar una tubería corta desde una profundidad de 4000 pies hasta la zona productora a 5700 pies, y que el diámetro interior de esta tubería es tal que una tubería de producción de 1.995 pg, es la mayor que se puede instalar. El problema consiste en investigar el posible incremento en la producción, con la instalación de una tubería de producción de un diámetro mayor a 1.995 pg arriba de la tubería corta, desde 4000 pies hasta la superficie.

Para dar solución a este problema, el nodo de solución se sitúa exactamente en el cambio de diámetro, como se muestra en la figura 5.20, en la cual se muestra también la ruta de solución.

Para el ejemplo, se analizan tuberías de 2.441 y 2.991 pg.

Procedimiento de solución para sartas telescopiadas.

- 1.- Se supone un gasto de producción.
- 2.- A partir de la presión de separación, se determina la presión en la cabeza del pozo, necesaria para transportar el gasto supuesto hasta el separador.
- 3.- Con la presión en la cabeza del pozo del paso anterior y para el mismo gasto supuesto, se calcula la presión en la parte superior del cambio de diámetro (Pd).
- 4.- La secuencia se inicia ahora a partir de la presión estática, para calcular la presión de fondo fluyendo correspondiente al gasto supuesto.

5.- Para el mismo gasto supuesto y con el valor de la presión de fondo fluyendo del paso anterior, se calcula la presión en la parte inferior del cambio de diámetro (P_e).

6.- Se repite el procedimiento para diferentes gastos de producción.

Los resultados que se obtienen para los dos diámetros del ejemplo, se presentan en las tablas 5.6 y 5.7.

7.- Se grafican las presiones calculadas en el paso 3 y en el paso 5 contra los gastos supuestos, para cada uno de los diámetros que se están analizando, como se muestra en la figura 5.21.

La intersección de las curvas de comportamiento, indica -- gastos posibles para los diferentes diámetros de tubería de producción. Para el ejemplo, se tiene un gasto de 7.250 y 7.350 - MMpies³/día para los diámetros de 2.441 y 2.991 pg, respectivamente.

5.2.6 El estrangulador superficial como nodo de solución (P_e).

Para resolver este problema, es necesario dividirlo en dos partes. La primera parte de la solución, es exactamente la misma que previamente se describió en el caso de P_{th} como nodo de solución. La curva del comportamiento en el yacimiento más flujo en la tubería de producción, representa la presión corriente arriba del estrangulador (P_{th}). La curva de flujo horizontal - representa la presión corriente abajo del estrangulador (P_e). La intersección de estas dos curvas proporciona el gasto correspondiente al flujo sin estrangulador.

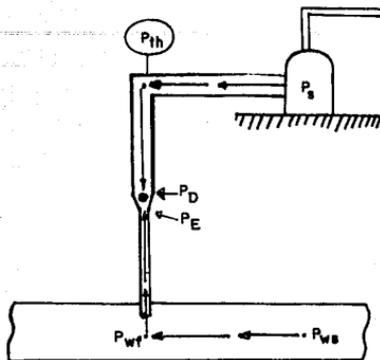


FIG. 5.20 EL CAMBIO DE DIAMETRO EN T.P. COMO NODO DE SOLUCION.

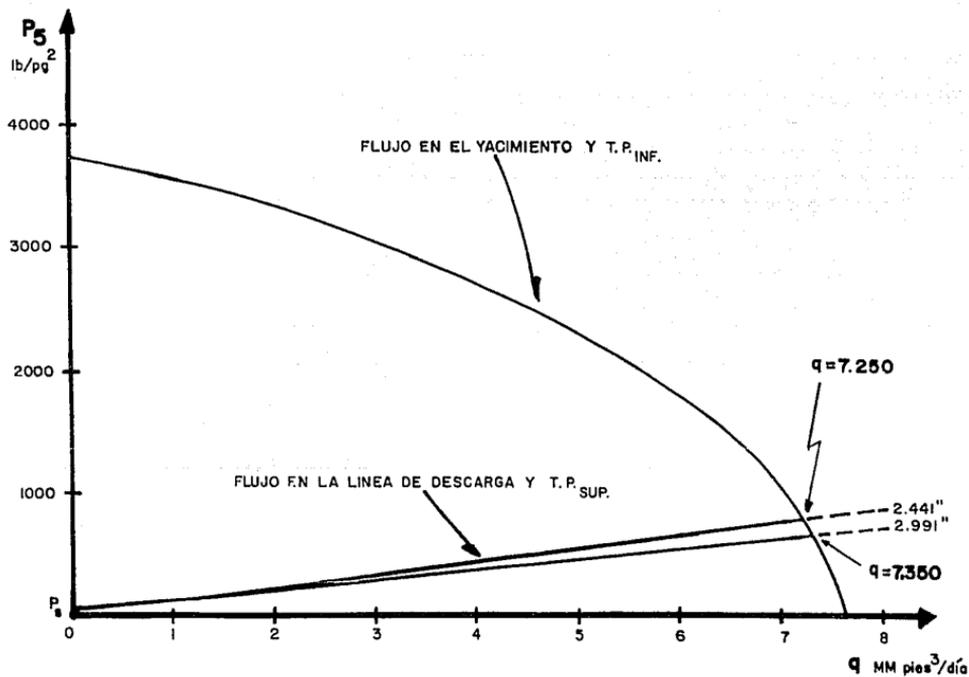


FIG. 5.21 SOLUCION PARA EL NODO (P_5)

TABLA 5.6 CAIDAS DE PRESION EN LOS COMPONENTES DEL SISTEMA.
($d=2.441$ pg).

NODO DE SOLUCION : P5

R E S U L T A D O S

FLUJO HORIZONTAL				FLUJO VERTICAL	
q	P _s	P _{th}	DP 3-1	P _d	DP 4-3
1.00	100.00	121.72	21.72	154.11	32.39
2.00	100.00	170.81	70.81	244.08	73.26
3.00	100.00	229.99	129.99	344.48	114.49
4.00	100.00	292.86	192.86	447.79	154.93
5.00	100.00	357.18	257.18	551.91	194.73
6.00	100.00	422.05	322.05	656.01	233.96
7.00	100.00	487.04	387.04	759.90	272.87

FLUJO EN EL YACIMIENTO

FLUJO VERTICAL

q	P _{ws}	P _{wf}	DP 6-5	P _e	DP 5-4
1.00	3884.00	3683.87	200.13	3546.98	136.90
2.00	3884.00	3432.99	451.01	3300.67	132.32
3.00	3884.00	3143.41	740.59	3014.99	128.42
4.00	3884.00	2809.82	1074.18	2684.22	125.60
5.00	3884.00	2417.88	1466.12	2292.65	125.23
6.00	3884.00	1935.35	1948.65	1803.08	132.27
7.00	3884.00	1265.35	2618.65	1087.29	178.06

TABLA 5.7 CAIDAS DE PRESION EN LOS COMPONENTES DEL SISTEMA.
($d=2.991$ pg).

NODO DE SOLUCION : P5

R E S U L T A D O S

q	FLUJO HORIZONTAL			FLUJO VERTICAL	
	P_s	P_{th}	DP 3-1	P_d	DP 4-3
1.00	100.00	121.72	21.72	139.94	18.22
2.00	100.00	170.81	70.81	207.48	36.67
3.00	100.00	229.99	129.99	285.96	55.97
4.00	100.00	292.86	192.86	368.16	75.30
5.00	100.00	357.18	257.18	451.68	94.50
6.00	100.00	422.05	322.05	535.63	113.59
7.00	100.00	487.04	387.04	619.62	132.58

q	FLUJO EN EL YACIMIENTO			FLUJO VERTICAL	
	P_{ws}	P_{wf}	DP 6-5	P_e	DP 5-4
1.00	3884.00	3683.87	200.13	3546.98	136.90
2.00	3884.00	3432.99	451.01	3300.67	132.32
3.00	3884.00	3143.41	740.59	3014.99	128.42
4.00	3884.00	2809.82	1074.18	2684.22	125.60
5.00	3884.00	2417.88	1466.12	2292.65	125.23
6.00	3884.00	1935.35	1948.65	1803.08	132.27
7.00	3884.00	1265.35	2618.65	1087.29	178.06

El estrangulador superficial crea una caída de presión a través del nodo funcional P_e , para cada gasto de producción. Esta caída de presión se puede calcular con una ecuación que represente el flujo de gas a través de estranguladores.

La segunda parte de la solución, consiste en determinar las presiones corriente arriba y corriente abajo del estrangulador para gastos de producción menores al gasto sin estrangulador, como se muestra en la figura 5.24. Posteriormente, con la ecuación correspondiente, se calcula el diámetro del estrangulador que permita producir al ritmo deseado.

En la figura 5.28 se ilustra el sistema de producción con estrangulador superficial y la ruta de solución.

Procedimiento de solución.

- 1.- Se realiza el mismo procedimiento que se presenta para el nodo de solución P_{th} (Fig. 5.23).
- 2.- Se seleccionan las presiones corriente arriba y corriente-abajo del estrangulador para cada gasto supuesto (Fig.5.24).
- 3.- Con las presiones del paso anterior, se determina el diámetro del estrangulador que permite producir el gasto supuesto.

Los resultados se presentan en la tabla 5.8.

Hay que hacer notar, que se utilizaría el estrangulador de diámetro estándar más cercano o el diámetro exacto con un estrangulador ajustable.

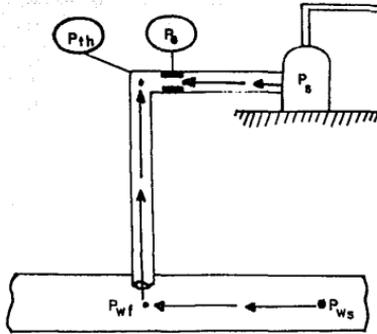


FIG. 5.22 EL ESTRANGULADOR SUPERFICIAL COMO NODO DE SOLUCION.

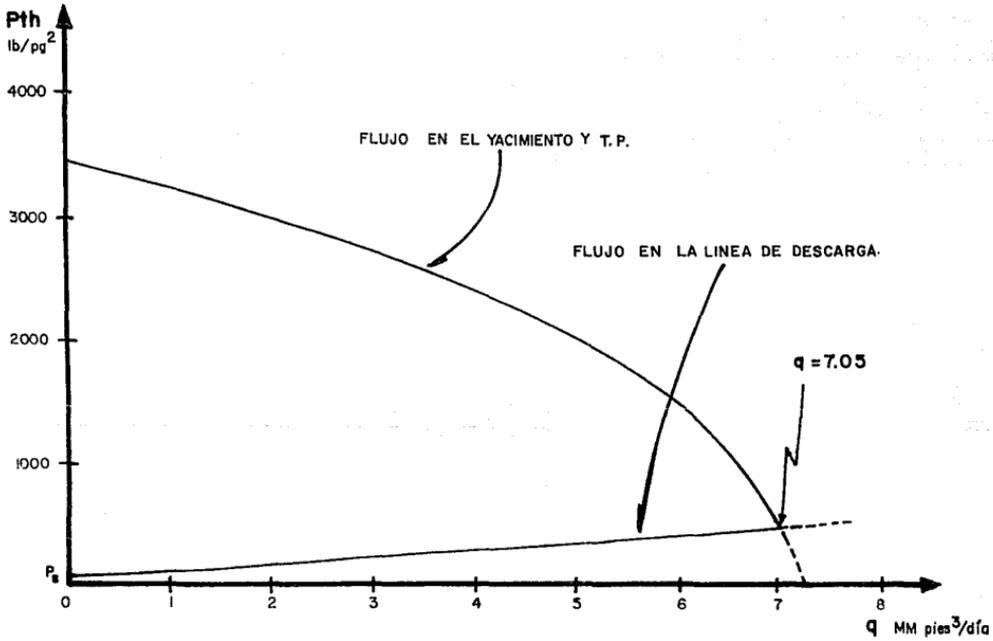


FIG. 5.23 SOLUCION PARA EL NODO (P_s)

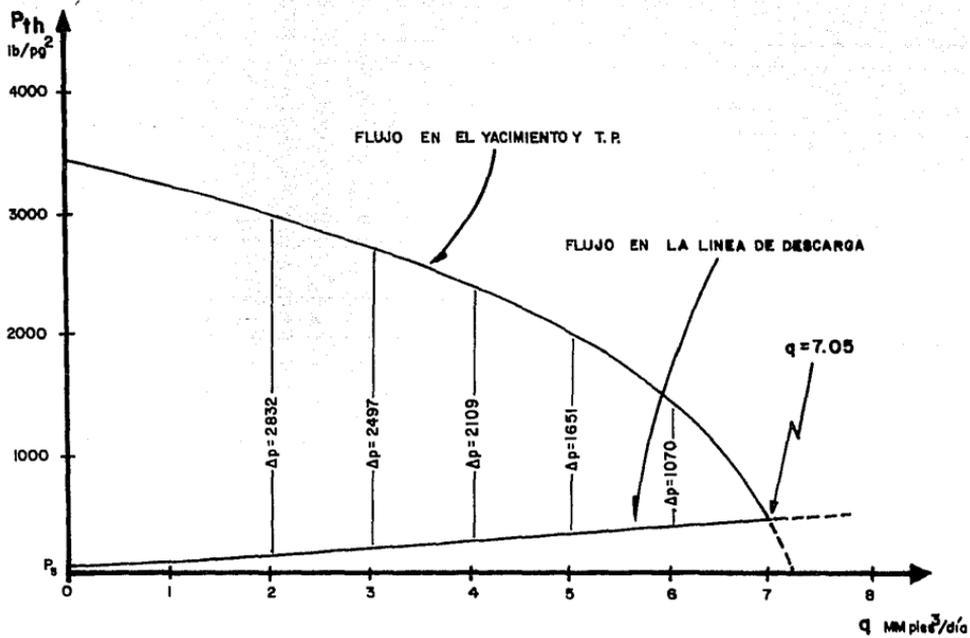


FIG. 5.24 EVALUACION DEL ESTRANGULADOR SUPERFICIAL.

TABLA 5.8 CAIDAS DE PRESION EN EL ESTRANGULADOR.

NODO DE SOLUCION : Pe

R E S U L T A D O S

FLUJO HORIZONTAL

q	Ps	DP 3-1	Pth
1.00	100.00	21.72	121.72
2.00	100.00	70.81	170.81
3.00	100.00	129.99	229.99
4.00	100.00	192.86	292.86
5.00	100.00	257.18	357.18
6.00	100.00	322.05	422.05
7.00	100.00	387.04	487.04

FLUJO EN EL YACIMIENTO

FLUJO VERTICAL

q	Pws	Pwf	DP 6-5	Pth	DP 5-3
1.00	3884.00	3683.87	200.13	3239.07	444.80
2.00	3884.00	3432.99	451.01	3003.48	429.51
3.00	3884.00	3143.41	740.59	2726.97	416.44
4.00	3884.00	2809.82	1074.18	2401.92	407.90
5.00	3884.00	2417.88	1466.12	2008.47	409.41
6.00	3884.00	1935.35	1948.65	1491.96	443.39
7.00	3884.00	1265.35	2618.65	546.69	718.66

FLUJO EN EL ESTRANGULADOR

q	Pc arriba	Pc abajo	DPe	dc (64avos)	FLUJO
1.00	3239.07	121.72	3117.35	8.20	CRITICO
2.00	3003.48	170.81	2832.67	11.61	CRITICO
3.00	2726.97	229.99	2496.98	13.06	CRITICO
4.00	2401.92	292.86	2109.06	15.30	CRITICO
5.00	2008.47	357.18	1651.29	26.64	CRITICO
6.00	1491.96	422.05	1069.91	65.95	CRITICO
7.00	546.69	487.04	59.65	0.00	SUBCRITICO

5.2.7 Diseño de tuberías de producción y líneas de descarga.⁸

El procedimiento de análisis nodal, permite evaluar el efecto del cambio de diámetro en la tubería de producción y en la línea de descarga sobre el gasto. La selección de las tuberías debe basarse en un análisis económico, en el que se comparan los incrementos en la producción, al instalar tuberías de diferente diámetro, con la inversión adicional que es necesario realizar.

La figura 5.25 muestra los gastos máximos de producción que se obtienen para el ejemplo. Para obtener estos resultados, se mantienen constantes tanto el diámetro de la línea de descarga como la presión estática y se varía, únicamente, el diámetro de la tubería de producción. Se observa que para un diámetro de línea de descarga dado, existe un diámetro de tubería de producción que proporciona el gasto máximo. Incrementos adicionales en el diámetro de la tubería de producción ya no producen aumentos en el gasto de producción.

La figura 5.26 muestra la variación del gasto máximo, para las condiciones del sistema, al utilizar líneas de descarga de diferente diámetro, mientras que el diámetro de la tubería de producción y la presión estática permanecen constantes.

La combinación de tuberías más conveniente, se determina al analizar diferentes alternativas y seleccionar la que permite prolongar al máximo la etapa fluyente del pozo.

5.2.7.1 Optimización de un sistema de producción.

El procedimiento de análisis nodal, aplicado a un sistema de producción dado, permite identificar los elementos que limitan la capacidad de flujo del sistema. Las principales restricciones son :

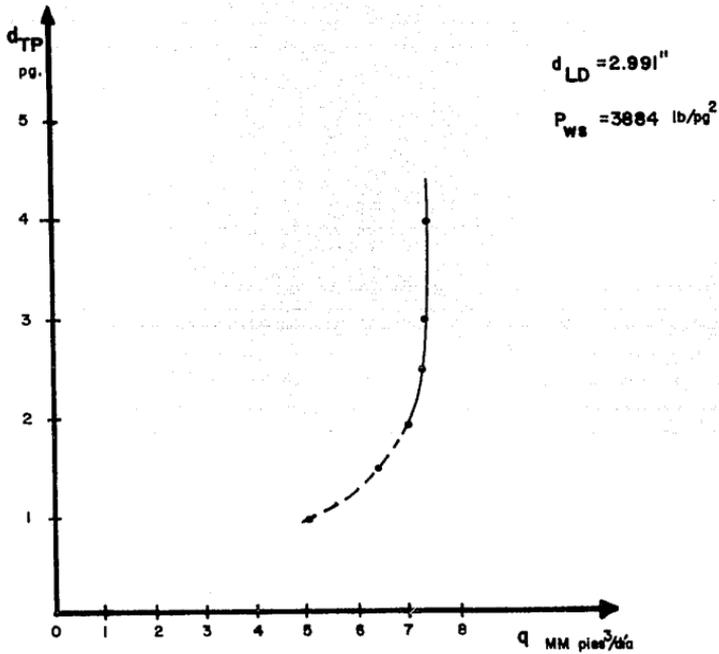


FIG. 5.25 RELACION ENTRE EL GASTO MAXIMO Y EL DIAMETRO DE LA T. P.

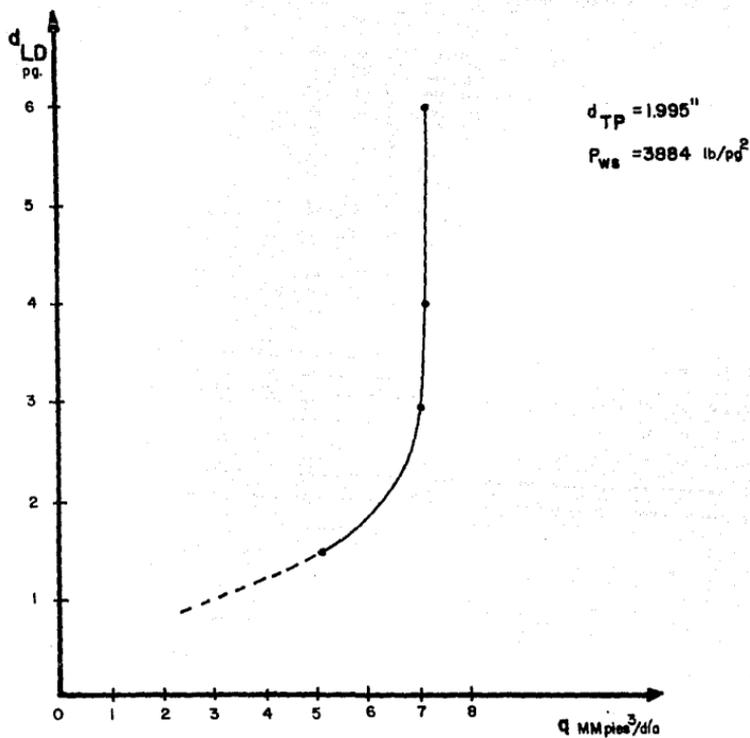


FIG. 5.26 RELACION ENTRE EL GASTO MAXIMO Y EL DIAMETRO DE LA LINEA DE DESCARGA.

- altas presiones de separación en la primera etapa.
- válvulas y conexiones inapropiadas (muy chicas, a 90º, en exceso, etc.).
- tubería de producción inadecuada.
- línea de descarga demasiado larga o de diámetro pequeño.
- línea de descarga común a varios pozos.
- línea de descarga en terrenos montañosos.
- daño a la formación en la vecindad del pozo.

En consecuencia, el análisis nodal se realiza para determinar el efecto que, sobre el gasto, tendrían las modificaciones siguientes :

- a).- disminuir la presión de separación.
- b).- eliminar o cambiar válvulas inapropiadas.
- c).- colocar separadores a boca de pozo.
- d).- cambiar la tubería de producción.
- e).- cambiar la línea de descarga o instalar una línea adicional.

Es evidente, la conveniencia de prever desde el principio las restricciones al flujo para diseñar el sistema en forma apropiada. También, es obvio que la selección de las modificaciones a un sistema y el orden de su aplicación debe basarse en un análisis económicos, en el que se comparen los incrementos en la producción, al efectuar algún cambio, con la inversión adicional que es necesario realizar.

5.2.8 Ejemplo para un pozo de gas y condensado.

Los datos siguientes corresponden a un pozo productor de gas y condensado :

$$P_{ws} = 3884 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_s = 100 \text{ lb/pg}^2$$

$$C = 3.180$$

$$n = 0.890$$

$$R = 787,890 \text{ pies}^3/\text{bl}$$

$$\text{API} = 35.3 \text{ }^\circ\text{API}$$

$$d_{LD} = 2.991 \text{ pg}$$

$$T_{LD} = 60 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$L_{LD} = 2 \text{ millas}$$

$$E_{LD} = 1.0$$

$$\epsilon_{LD} = 0.0007 \text{ pg}$$

$$T_{TP} = 118.5 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$d_{TP} = 1.995 \text{ pg}$$

$$h_{TP} = 5790 \text{ pies}$$

$$L_{TP} = 5790 \text{ pies}$$

$$\gamma_g = 0.60 \text{ (aire=1.0)}$$

El procedimiento de solución para los diferentes nodos del sistema de producción, son prácticamente los mismos que se han descrito para un pozo productor de gas seco. Únicamente existe, -- adicionalmente, una solución por caída de presión, para el nodo de solución P_e (estrangulador superficial), la cual se analizará posteriormente.

A continuación, se presentan las tablas de resultados y -- las figuras de solución para cada uno de los nodos del sistema. En las figuras, se indica el gasto de producción posible para -- las condiciones del sistema.

Los resultados se obtuvieron con el programa de cómputo -- "NODAL GC", cuya descripción se presenta en el siguiente capítulo.

TABLA 5.9 CAIDAS DE PRESION EN LOS COMPONENTES DEL SISTEMA.

NODO DE SOLUCION : Pwf
 =====

R E S U L T A D O S

FLUJO HORIZONTAL				FLUJO VERTICAL	
q	Pb	Pth	DP 3-1	Pwf	DP 5-3
1.00	100.00	130.59	30.59	226.14	95.55
2.00	100.00	191.38	91.38	399.25	207.87
3.00	100.00	261.32	161.32	578.23	316.91
4.00	100.00	334.33	234.33	757.46	423.13
5.00	100.00	408.44	308.44	935.69	527.25
6.00	100.00	482.92	382.92	1112.64	629.72
7.00	100.00	557.41	457.41	1288.28	730.87

FLUJO EN EL YACIMIENTO

q	Pws	DP 6-5	Pwf
1.00	3884.00	198.76	3685.24
2.00	3884.00	447.82	3436.18
3.00	3884.00	735.09	3148.91
4.00	3884.00	1065.70	2818.30
5.00	3884.00	1453.46	2430.54
6.00	3884.00	1929.28	1954.72
7.00	3884.00	2583.72	1300.28

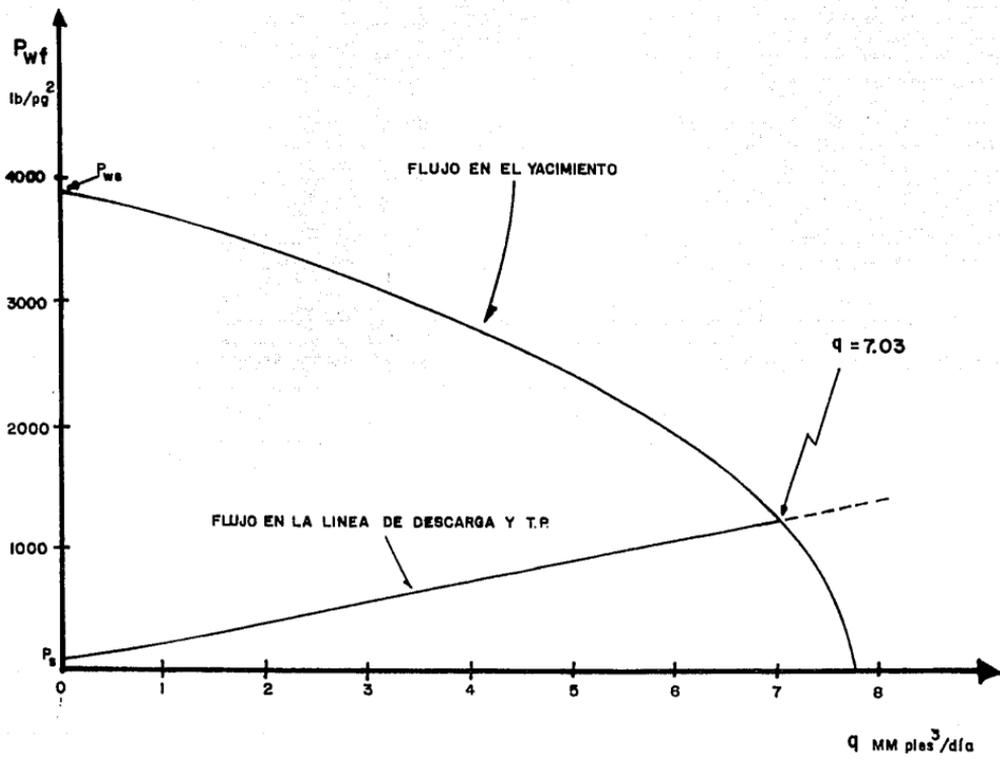


FIG. 5.27 SOLUCION PARA EL NODO (P_{wf})

TABLA 5.10 CAIDAS DE PRESION EN LOS COMPONENTES DEL SISTEMA.

NODO DE SOLUCION : Pth

R E S U L T A D O S

FLUJO HORIZONTAL

q	Ps	DP 3-1	Pth
1.00	100.00	30.59	130.59
2.00	100.00	91.38	191.38
3.00	100.00	161.32	261.32
4.00	100.00	234.33	334.33
5.00	100.00	308.44	408.44
6.00	100.00	382.92	482.92
7.00	100.00	457.41	557.41

FLUJO EN EL YACIMIENTO

FLUJO VERTICAL

q	Pws	Pwf	DP 6-5	Pth	DP 5-3
1.00	3884.00	3685.24	198.76	3226.87	458.37
2.00	3884.00	3436.18	447.82	2992.86	443.32
3.00	3884.00	3148.91	735.09	2718.49	430.42
4.00	3884.00	2818.30	1065.70	2396.38	421.93
5.00	3884.00	2430.54	1453.46	2007.26	423.28
6.00	3884.00	1954.72	1929.28	1498.09	456.63
7.00	3884.00	1300.28	2583.72	579.61	720.67

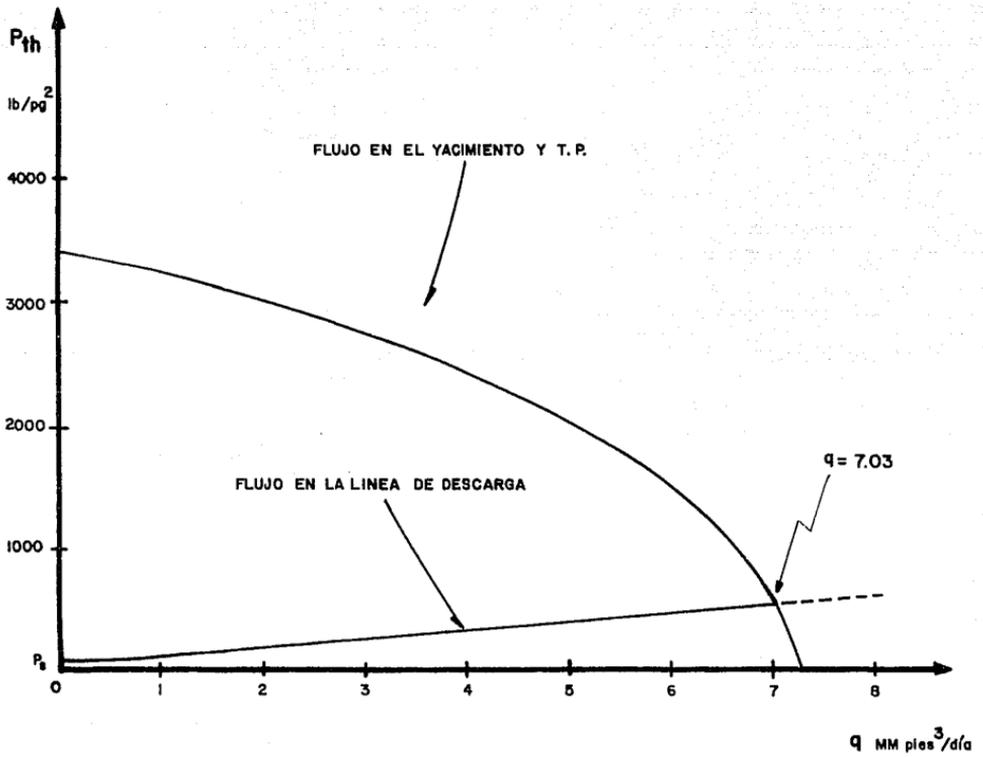


FIG. 5.28 SOLUCION PARA EL NODO (P_{th})

TABLA 5.11 CAIDAS DE PRESION EN LOS COMPONENTES DEL SISTEMA.

NODO DE SOLUCION : P₅

R E S U L T A D O S

q	FLUJO EN EL YACIMIENTO			FLUJO VERTICAL	
	P _{ws}	P _{wf}	DP 6-5	P _{th}	DP 5-3
1.00	3884.00	3685.24	198.76	3226.87	458.37
2.00	3884.00	3436.18	447.82	2992.86	443.32
3.00	3884.00	3148.91	735.09	2718.49	430.42
4.00	3884.00	2818.30	1065.70	2396.38	421.93
5.00	3884.00	2430.54	1453.46	2007.26	423.28
6.00	3884.00	1954.72	1929.28	1498.09	456.63
7.00	3884.00	1300.28	2583.72	579.61	720.67

FLUJO HORIZONTAL

q	P _s	DP 3-1
1.00	3225.86	1.01
2.00	2988.92	3.94
3.00	2709.20	9.29
4.00	2378.18	18.20
5.00	1973.62	33.65
6.00	1431.03	67.06
7.00	191.39	388.22

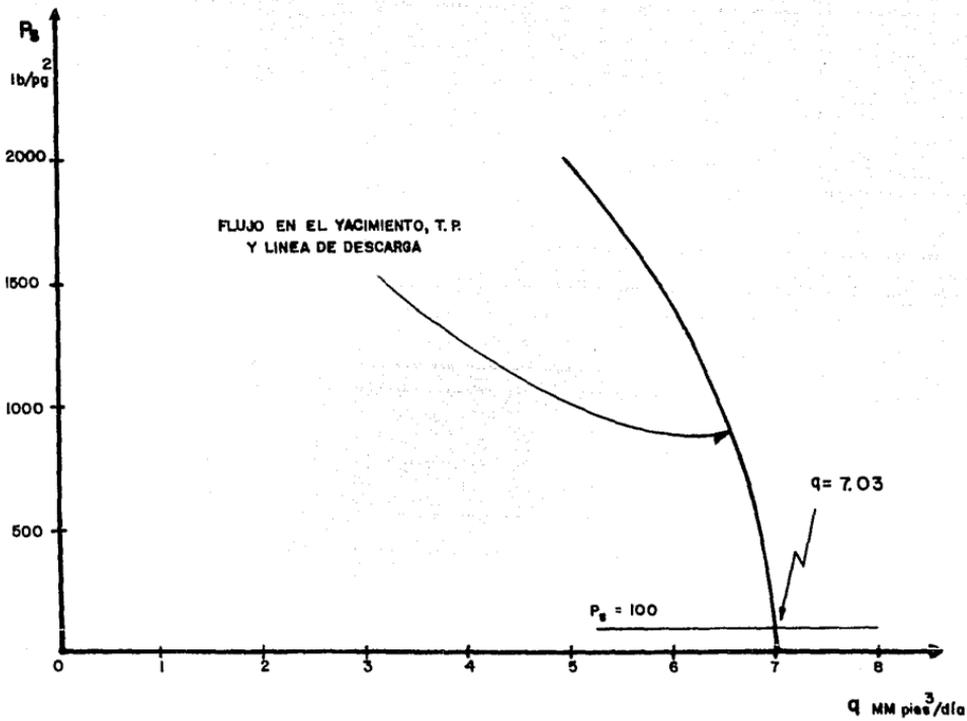


FIG. 5.29 SOLUCION PARA EL NODO (P_s)

TABLA 5.12 CAIDAS DE PRESION EN LOS COMPONENTES DEL SISTEMA.

NODO DE SOLUCION : Pws

R E S U L T A D O S

FLUJO HORIZONTAL

FLUJO VERTICAL

q	P _s	P _{th}	DP 3-1	P _{wf}	DP 5-3
1.00	100.00	130.59	30.59	226.14	95.55
2.00	100.00	191.38	91.38	399.25	207.87
3.00	100.00	261.32	161.32	578.23	316.91
4.00	100.00	334.33	234.33	757.46	423.13
5.00	100.00	408.44	308.44	935.69	527.25
6.00	100.00	482.92	382.92	1112.64	629.72
7.00	100.00	557.41	457.41	1288.28	730.87

FLUJO EN EL YACIMIENTO

q	P _{ws}	DP 6-5
1.00	1247.24	1021.11
2.00	1854.05	1454.80
3.00	2346.10	1767.87
4.00	2777.83	2020.38
5.00	3170.72	2235.02
6.00	3535.89	2423.24
7.00	3880.00	2591.72

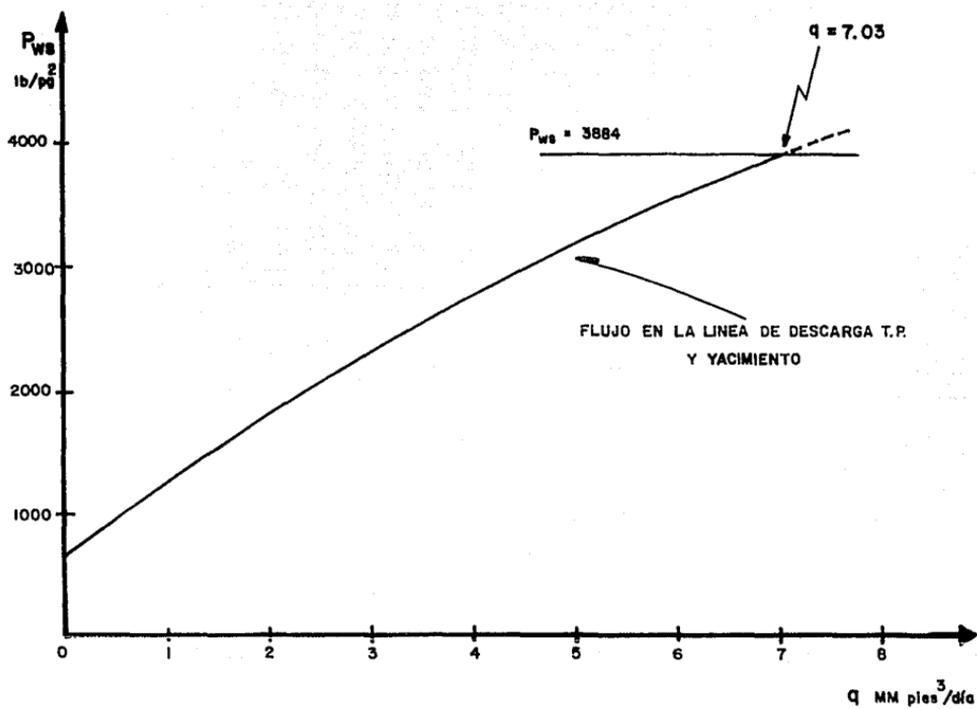


FIG. 5.30 SOLUCION PARA EL NODO (P_{ws})

Para el caso de sartas telescopiadas, se analiza un cambio de diámetro en la tubería de producción, como se indica a continuación :

--- una tubería de producción de 1.995 pg fija, de 4000 a 5790 pies. Esta tubería se combina con dos diferentes diámetros de tubería de producción, para determinar cual combinación proporciona un mayor gasto.

Estas tuberías son :

- a).- una tubería de 2.441 pg desde la superficie hasta 4000 pies
- b).- una tubería de 2.991 pg desde la superficie hasta 4000 pies

Los resultados se presentan en las tablas 5.13 y 5.14.

En la figura 5.31, se indica el gasto posible para cada combinación de tuberías de producción.

TABLA 5.13 CAIDAS DE PRESION EN LOS COMPONENTES DEL SISTEMA.
 ($d = 2.441 \text{ pg}$).

NODO DE SOLUCION : P5
 =====

R E S U L T A D O S
 =====

FLUJO HORIZONTAL				FLUJO VERTICAL	
q	Pa	Pth	DP 3-1	Pd	DP 4-3
1.00	100.00	130.59	30.59	164.67	34.09
2.00	100.00	191.38	91.38	264.57	73.19
3.00	100.00	261.32	161.32	373.35	112.03
4.00	100.00	334.33	234.33	484.41	150.08
5.00	100.00	408.44	308.44	595.98	187.54
6.00	100.00	482.92	382.92	707.45	224.53
7.00	100.00	557.41	457.41	818.55	261.14

FLUJO EN EL YACIMIENTO			FLUJO VERTICAL		
q	Pws	Pwf	DP 6-5	Pe	DP 5-4
1.00	3884.00	3685.24	198.76	3538.46	146.78
2.00	3884.00	3436.18	447.82	3294.07	142.11
3.00	3884.00	3148.91	735.09	3010.78	138.13
4.00	3884.00	2818.30	1065.70	2683.08	135.22
5.00	3884.00	2430.54	1453.46	2295.78	134.76
6.00	3884.00	1954.72	1929.28	1812.95	141.76
7.00	3884.00	1300.28	2583.72	1113.12	187.16

TABLA 5.14 CAIDAS DE PRESION EN LOS COMPONENTES DEL SISTEMA.
(d = 2.991 pg).

NODO DE SOLUCION : P5
=====

R E S U L T A D O S
=====

FLUJO HORIZONTAL
=====

FLUJO VERTICAL
=====

q	P _s	P _{th}	DP 3-1	P _d	DP 4-3
1.00	100.00	130.59	30.59	150.20	19.62
2.00	100.00	191.38	91.38	229.38	38.00
3.00	100.00	261.32	161.32	318.18	56.86
4.00	100.00	334.33	234.33	409.95	75.62
5.00	100.00	408.44	308.44	502.71	94.27
6.00	100.00	482.92	382.92	595.74	112.82
7.00	100.00	557.41	457.41	688.69	131.29

FLUJO EN EL YACIMIENTO
=====

FLUJO VERTICAL
=====

q	P _{ws}	P _{wf}	DP 6-5	P _e	DP 5-4
1.00	3884.00	3685.24	198.76	3538.46	146.78
2.00	3884.00	3436.18	447.82	3294.07	142.11
3.00	3884.00	3148.91	735.09	3010.78	138.13
4.00	3884.00	2818.30	1065.70	2683.08	135.22
5.00	3884.00	2430.54	1453.46	2295.78	134.76
6.00	3884.00	1954.72	1929.28	1812.95	141.76
7.00	3884.00	1300.28	2583.72	1113.12	187.16

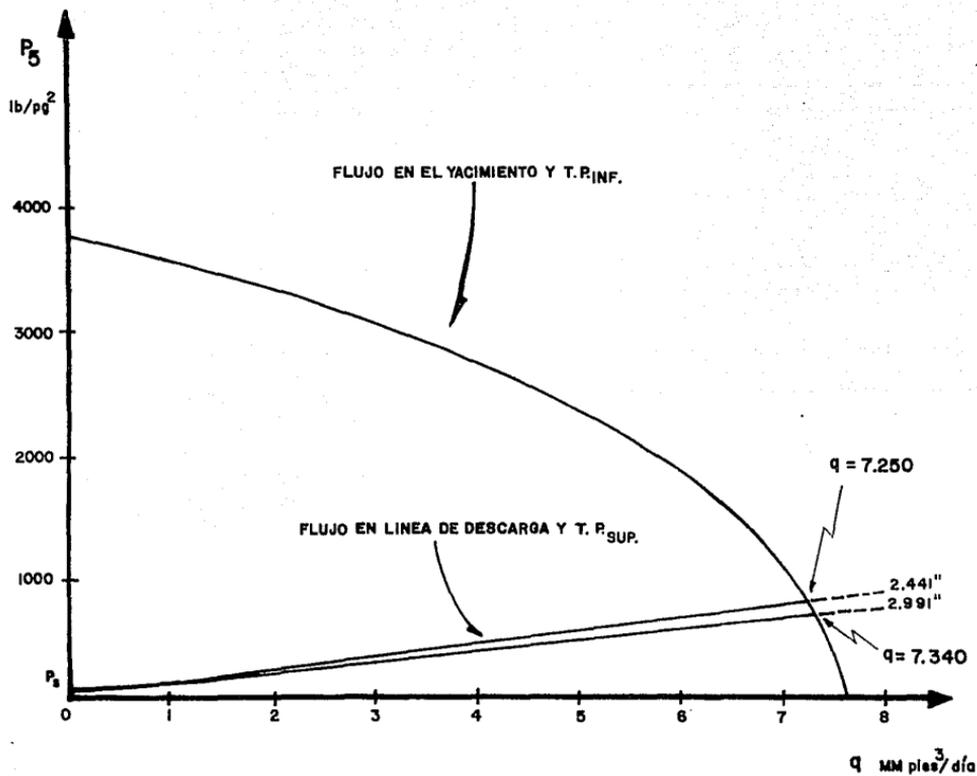


FIG. 5.31 SOLUCION PARA TUBERIAS TELESCOPIADAS.

Para el estrangulador superficial, como nodo de solución, se sigue el mismo procedimiento que se presentó para el ejemplo de un pozo productor de gas seco. Esto es :

- 1.- Se suponen gastos de producción y se determina la presión en la cabeza del pozo, necesaria para mover los gastos supuestos hasta el separador. Por otra parte, se calculan las presiones en la cabeza para el sistema vertical a partir de la presión estática, para cada uno de los gastos supuestos.
- 2.- Se grafican las presiones en la cabeza del pozo contra el gasto y se indican las caídas de presión, como se muestra en la figura 5.32. Estas caídas de presión se presentan también en la tabla 5.15.

El procedimiento continúa como sigue :

- 3.- Se grafican los valores de caída de presión tomados de la figura 5.32 o de la tabla 5.15, en la forma que se presenta en la figura 5.33.
- 4.- Utilizando una ecuación de flujo de mezclas gas-líquido a través de estranguladores que se considere adecuada, se suponen gastos y se determinan las presiones en la cabeza correspondientes. Para el ejemplo, se utilizó la ecuación de Gilbert (capítulo 4).

Se probaron los siguientes diámetros de estrangulador para los diferentes gastos supuestos : 4/64, 6/64, 8/64 y 12/64 avos de pulgada. Los diámetros de estrangulador, se seleccionan de acuerdo a los resultados que se obtienen en la tabla 5.15.

Los resultados de los cálculos anteriores, se presentan en la tabla 5.16.

TABLA 5.15 CAIDAS DE PRESION EN EL ESTRANGULADOR.

NODO DE SOLUCION : Pe

R E S U L T A D O S

FLUJO HORIZONTAL

q	Ps	DP 3-1	Pth
1.00	100.00	30.59	130.59
2.00	100.00	91.38	191.38
3.00	100.00	161.32	261.32
4.00	100.00	234.33	334.33
5.00	100.00	308.44	408.44
6.00	100.00	382.92	482.92
7.00	100.00	457.41	557.41

FLUJO EN EL YACIMIENTO

FLUJO VERTICAL

q	Pws	Pwf	DP 6-5	Pth	DP 5-3
1.00	3884.00	3685.24	198.76	3226.87	458.37
2.00	3884.00	3436.18	447.82	2992.86	443.32
3.00	3884.00	3148.91	735.09	2718.49	430.42
4.00	3884.00	2818.30	1065.70	2396.38	421.93
5.00	3884.00	2430.54	1453.46	2007.26	423.28
6.00	3884.00	1954.72	1929.28	1498.09	456.63
7.00	3884.00	1300.28	2583.72	579.61	720.67

GAS Y CONDENSADO

FLUJO EN EL ESTRANGULADOR

q	Pc arriba	Pc abajo	DPe	dc (64avos)	P2/P1
1.00	3226.87	130.59	3096.28	2.70	0.04
2.00	2992.86	191.38	2801.48	4.05	0.06
3.00	2718.49	261.32	2457.17	5.28	0.10
4.00	2396.38	334.33	2062.05	6.57	0.14
5.00	2007.26	408.44	1598.82	8.12	0.20
6.00	1498.09	482.92	1015.17	10.44	0.32
7.00	579.61	557.41	22.20	18.73	0.96

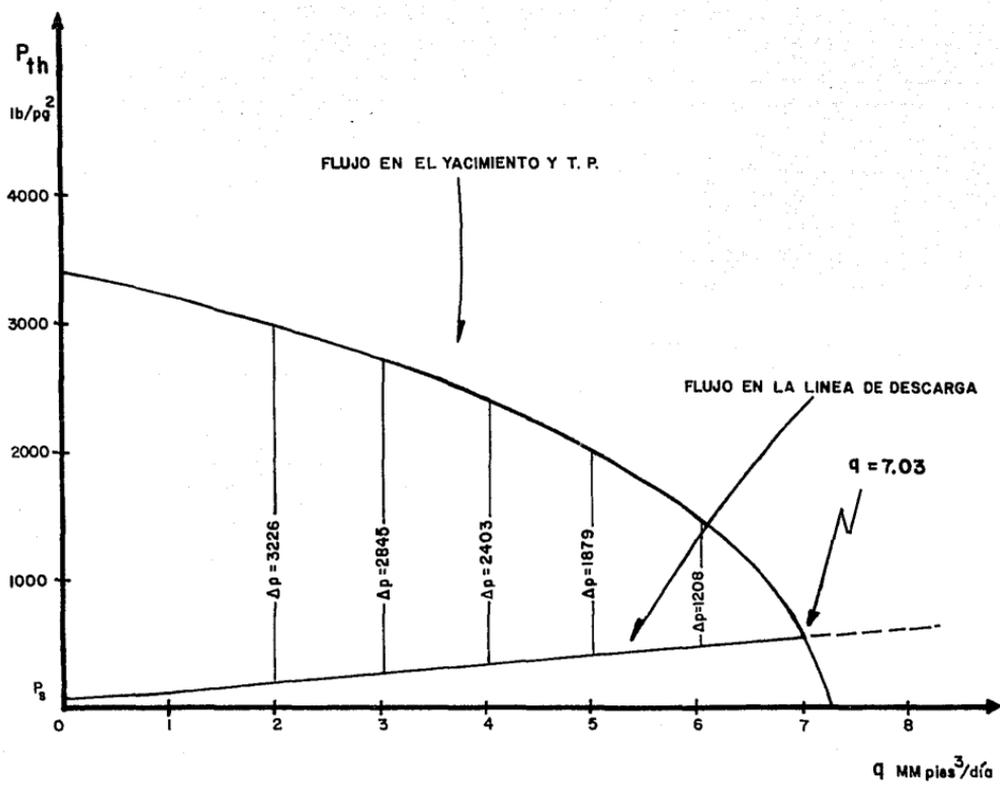


FIG. 5.32 SOLUCION PARA EL NODO (P_0)

Las caídas de presión calculadas son únicas para el sistema del ejemplo. Puede notarse que para cada caso se hizo una comprobación, para asegurar que se tiene flujo sónico, es decir: que $P_e/P_{th} < 0.588$.

- 5.- De la tabla 5.16, se grafican las caídas de presión contra el gasto, para cada diámetro de estrangulador, como se -- ilustra en la figura 5.33.

La curva de comportamiento del sistema, desde el yacimiento hasta el separador, muestra las " caídas de presión requeridas " para los diferentes gastos. Las curvas de comportamiento en el estrangulador, muestran las " caídas de presión creadas " para los diferentes gastos, considerando el comportamiento del estrangulador para los diferentes diámetros. Los puntos de intersección entre las " caídas de presión requeridas " y " las - " caídas de presión creadas ", proporcionan los gastos posibles. Por ejemplo, el gasto se reduce de $7.03 \text{ MMpies}^3/\text{día}$ a $5.250 \text{ MM pies}^3/\text{día}$ con la instalación de un estrangulador en la cabeza - del pozo de $8/64$ avos de pulgada.

TABLA 5.16 COMPORTAMIENTO EN ESTRANGULADORES.

dc (64avos)	q	Pc arriba	Pc abajo	DPe	P2/P1
=====					
4.00					
	1.00	1531.48	130.59	1400.89	0.09
	2.00	3062.96	191.38	2871.58	0.06
	3.00	4594.44	261.32	4333.12	0.06
	4.00	6125.92	334.33	5791.59	0.05
	5.00	7657.40	408.44	7248.95	0.05
	6.00	9188.88	482.92	8705.96	0.05
	7.00	10720.36	557.41	10162.95	0.05
=====					
6.00					
	1.00	711.70	130.59	581.12	0.18
	2.00	1423.41	191.38	1232.03	0.13
	3.00	2135.11	261.32	1873.79	0.12
	4.00	2846.81	334.33	2512.49	0.12
	5.00	3558.52	408.44	3150.07	0.11
	6.00	4270.22	482.92	3787.30	0.11
	7.00	4981.92	557.41	4424.51	0.11
=====					
8.00					
	1.00	413.20	130.59	282.62	0.32
	2.00	826.41	191.38	635.03	0.23
	3.00	1239.61	261.32	978.29	0.21
	4.00	1652.82	334.33	1318.49	0.20
	5.00	2066.02	408.44	1657.58	0.20
	6.00	2479.22	482.92	1996.30	0.19
	7.00	2892.43	557.41	2335.02	0.19
=====					
12.00					
	1.00	192.02	130.59	61.44	0.68
	2.00	384.04	191.38	192.66	0.50
	3.00	576.07	261.32	314.75	0.45
	4.00	768.09	334.33	433.76	0.44
	5.00	960.11	408.44	551.67	0.43
	6.00	1152.13	482.92	669.21	0.42
	7.00	1344.16	557.41	786.75	0.41
=====					

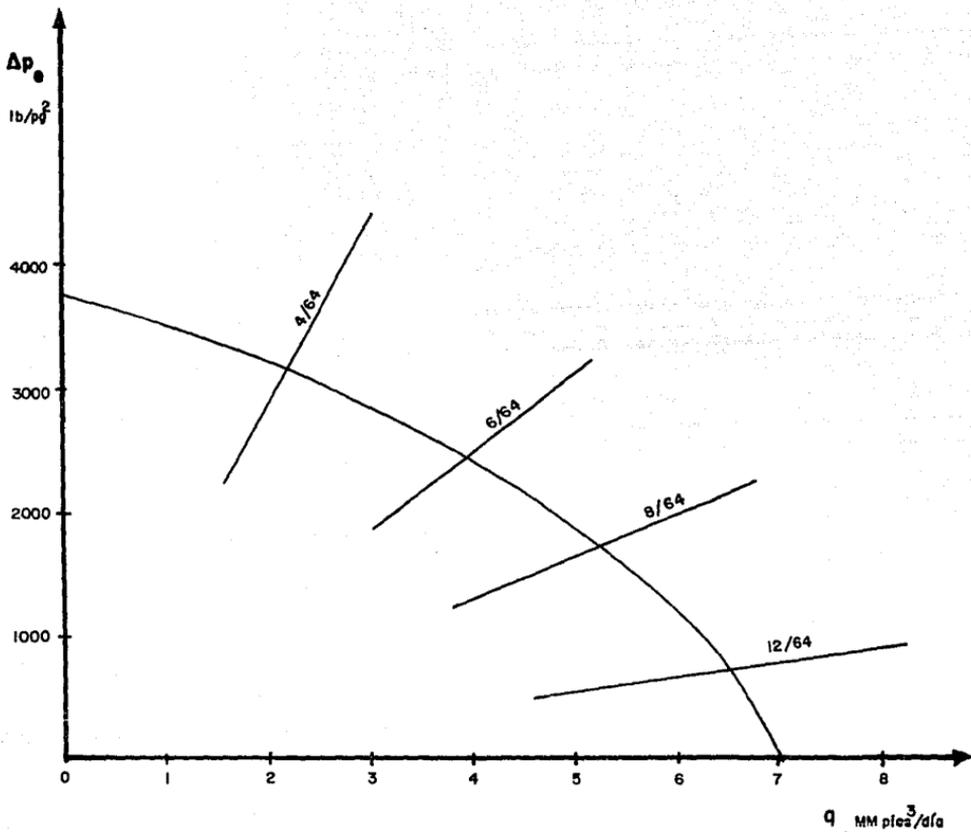


FIG. 5.33 COMPORTAMIENTO EN EL ESTRANGULADOR.

5.2.8.1 Relación entre la caída de presión y la relación gas-aceite.⁹

En las figuras 5.34 y 5.35, se presentan los resultados -- que se obtienen al graficar las caídas de presión en la tubería de producción y en la línea de descarga contra la relación gas-aceite, respectivamente. En cada figura, se indican los parámetros que permanecen constantes.

Generalmente, la velocidad con que fluye el gas es diferente de la velocidad con que fluye el líquido, existiendo un resbalamiento de una de las fases. El término " resbalamiento " , se usa para describir el fenómeno natural del flujo a mayor velocidad de una de las dos fases. La resistencia al flujo por fricción es mucho menor en la fase gaseosa que en la fase líquida. La diferencia de compresibilidades entre el gas y el líquido hace que el gas en expansión viaje a mayor velocidad que el líquido. El resbalamiento también es promovido por la segregación gravitacional. Las fuerzas gravitacionales originan que el líquido se mueva a mayor velocidad que el gas, cuando el flujo es descendente; pero, ocurre lo contrario en el flujo ascendente.

Cuando fluyen simultáneamente aceite y gas a través de una tubería vertical, a medida que se incrementa la proporción de gas en el flujo, las caídas de presión tienden a disminuir hasta alcanzar un mínimo. Aumentos adicionales en la cantidad de gas provocan incrementos en las pérdidas de presión. Este fenómeno se explica de la manera siguiente :

- a).- Para volúmenes pequeños de gas prevalece la carga de líquido, misma que va reduciéndose al aumentar dicho gas, debido a que la densidad de la mezcla gas-líquido continuamente disminuye.

b).- Después de que el volumen de alcanza cierta proporción, -- las pérdidas por fricción debidas al flujo del propio gas-aumentan notablemente, compensando y sobre pasando la disminución en la carga hidrostática. El efecto resultante - es el aumento en las caídas de presión.

Por otra parte, si se mantiene fijo el gasto de gas en un conducto vertical (Fig. 5.34) y se varía el volumen de líquido, variando la relación gas-aceite, se tendrá por efecto -- del resbalamiento el siguiente comportamiento :

- a).- Para bajos gastos de líquido (altas relaciones gas-aceite), el resbalamiento será grande y la diferencia de presiones entre dos puntos del conducto, se deberá principalmente a la carga del líquido.
- b).- Al aumentar el gasto de líquido (disminuyendo la relación gas-aceite) tenderá a disminuir el resbalamiento, lo que se traducirá en una disminución en la carga de líquido y - una reducción en las pérdidas de presión.
- c).- Para gastos grandes de líquido (bajas relaciones gas-líquido), las pérdidas por fricción compensarán la reducción de la carga hidrostática, incrementándose las caídas de presión.

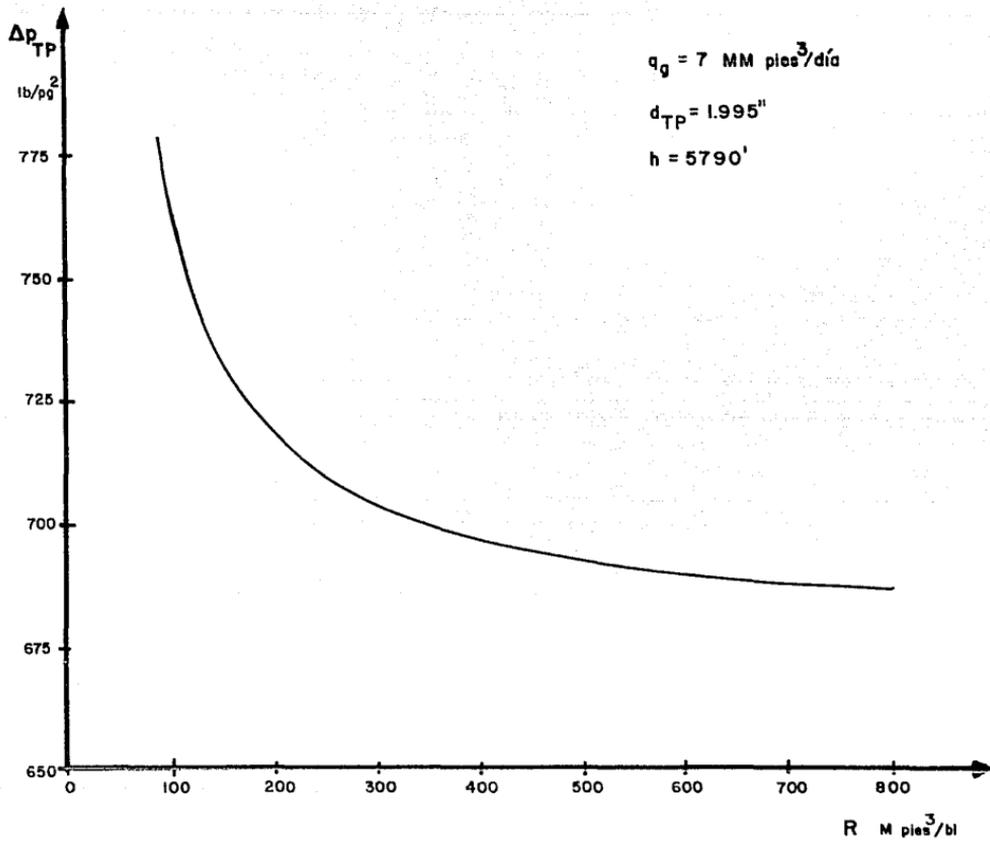


FIG. 5.34 RELACION ENTRE LAS CAIDAS DE PRESION EN LA T. P. Y LA RELACION GAS ACEITE.

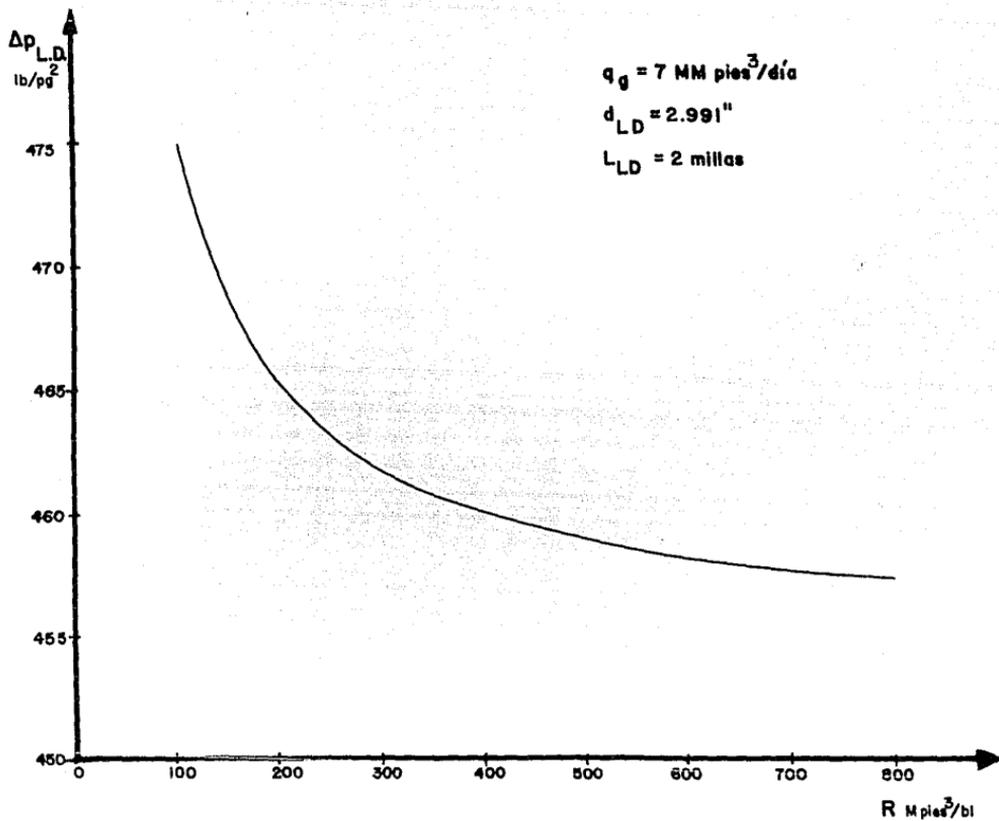


FIG. 5.35 RELACION ENTRE LAS CAIDAS DE PRESION EN LA L.D. Y LA RELACION GAS ACEITE.

5.3 EFECTO DE LA DENSIDAD DE LOS DISPAROS SOBRE EL GASTO.¹⁰

La capacidad de un pozo de gas depende principalmente de las características del yacimiento y del tipo de terminación. En relación con la terminación, los parámetros más importantes que influyen en el gasto son: el diámetro de la tubería, la densidad de los disparos y la técnica de perforación. En las técnicas de perforación existen cuatro factores geométricos que se pueden controlar: la densidad de los disparos, la profundidad de penetración, el tipo de pistola y el diámetro del agujero. Entre estos cuatro factores, el más significativo es la densidad de los disparos.¹¹

El procedimiento de análisis nodal permite evaluar la capacidad del pozo con diferentes densidades de disparo y bajo diferentes condiciones de operación. La evaluación del sistema con la técnica de análisis nodal proporciona un perfil completo del comportamiento de producción. Basándose en este comportamiento y en los costos de perforación, se puede seleccionar la densidad de los disparos que permita producir al gasto deseado.

A continuación se presenta el procedimiento para determinar el efecto de la densidad de los disparos sobre el gasto.

- 1.- Se determina el comportamiento de afluencia del yacimiento para diferentes densidades de disparo con el procedimiento descrito en la sección 2.3.3. La figura 5.36 ilustra el comportamiento de afluencia para las densidades de 1, 2, 4, 6 y 8 disparos por pie.
- 2.- Para diferentes gastos supuestos, se calcula la presión de fondo fluyendo a partir de la presión en la cabeza del pozo, previamente establecida, con el método de flujo en tuberías verticales que se considere adecuado. Se grafican-

los valores de presión contra gasto y se obtiene la curva de comportamiento en la tubería de producción, la cual se ilustra en la figura 5.36.

La intersección de las curvas indican los gastos de producción que se obtienen, para las condiciones del sistema, con diferentes densidades de disparo. La figura 5.37 ilustra la variación del gasto con diferentes densidades de disparo.

El comportamiento de producción que se obtiene con este procedimiento representa las condiciones de flujo en un tiempo dado. Se puede utilizar la ecuación de balance de materia para calcular la presión promedio del yacimiento en un tiempo de producción dado y , con esta presión, determinar el comportamiento de producción correspondiente. Combinando la ecuación de balance de materia con el comportamiento de afluencia y el comportamiento en la tubería de producción, se puede estimar la capacidad del pozo en diferentes tiempos de producción.¹⁰

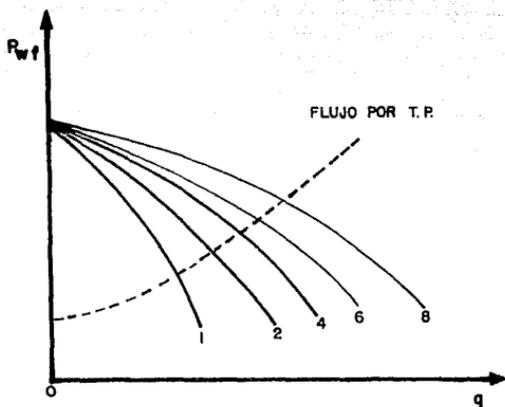


FIG.5.36 EFECTO DE LA DENSIDAD DE LOS DISPAROS SOBRE EL GASTO.¹⁰

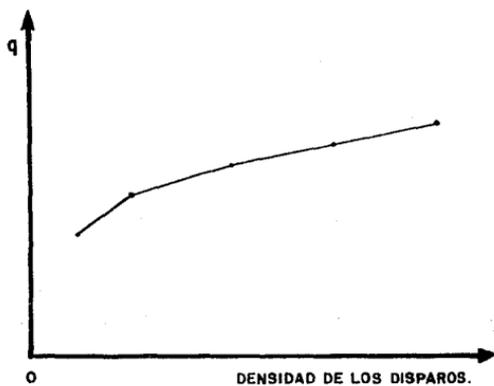


FIG. 5.37 GRAFICA DE q CONTRA LA DENSIDAD DE LOS DISPAROS.¹⁰

REFERENCIAS

CAPITULO 5

- 1.- Mach, J., Proaño, E., Brown, K.E. " A Nodal Approach for -- Applying Systems Analysis to the Flowing and Artificial -- Lift Oil or Gas Well ". Mar.5, 1979. SPE 8025.
- 2.- Mach, J. " Apply Nodal Analysis to Production Systems ". Flopetrol, Well Servicing. 1981.
- 3.- Fuentes Nucamendi, F.A. " Análisis Nodal, Fundamentos y -- Aplicaciones ". Tesis UNAM. 1986.
- 4.- Fonseca, C.F. " The Overall System Influencing Oil Well -- Performance". M.S. Thesis, The University of Tulsa, 1972.
- 5.- Ikoku Chi U. " Natural Gas Engineering ". Penwell Publi--- shing Co. 1980.
- 6.- Falcón Félix, M. " Bombeo y Compresión ". Apuntes de la Fa cultad de Ingeniería. UNAM.
- 7.- Flores Sánchez, L. " Manejo de la Producción de Pozos Petro leros en la Superficie ". Tesis, UNAM. 1986.
- 8.- Acuña, A. y Garaicochea, F. " Diseño de Tuberías de Produc ción y Líneas de descarga ". Revista del IMP. Julio, 1975.
- 9.- Garaicochea, F. " Transporte de Hidrocarburos ". Apuntes - de la Facultad de Ingeniería. UNAM.
- 10.- Aaron M.C. Cheng. " How Perforation Shot Density Affects - Gas Well Performance ". World Oil. Marzo 1988.
- 11.- Bell, W.T. and Ball, R.M. " The Paradox of Gun Powder vs.- Completion Efficiency ". Trans., Explosives Conference of- the IADC. Junio 1981.

CAPITULO 6

PROGRAMA DE COMPUTO

El procedimiento de análisis nodal permite determinar el comportamiento de un sistema de producción. Para aplicar este procedimiento, se divide al sistema en varios componentes. Las características de los diversos métodos, necesarios para evaluar los elementos del sistema, facilitan la elaboración de programas de cómputo para cada componente. Sin embargo, un programa general de análisis simplifica el manejo de la información requerida para analizar un sistema de producción y, además, permite realizar una gran variedad de combinaciones en los datos, lo que disminuye el tiempo en la obtención de resultados.

En este capítulo, se describen las características principales de los programas de cómputo siguientes :

- a).- " NODAL G ". Este programa se aplica a pozos productores de gas seco.
- b).- " NODAL GC ". Este programa se aplica tanto a pozos productores de gas seco como a pozos de gas y condensado.

Al final del capítulo se incluye el diagrama de flujo, base de los dos programas, y su listado correspondiente.

6.1 DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA " NODAL G " .

Este programa se aplica a pozos productores de gas seco. - Se utiliza para determinar la capacidad de producción de un pozo a partir del cálculo de las presiones en los nodos y las caídas de presión en los elementos del sistema. Las ecuaciones que se emplean en el programa son:

- ecuación 2.50 para flujo en el yacimiento.
- ecuación 3.50 para flujo en la tubería de producción y - flujo en la línea de descarga.
- ecuación 4.22 para flujo en el estrangulador.
- ecuaciones 3.5, A.22 y A.30 para calcular \bar{p} , \bar{z} , \bar{F} , respectivamente.

El programa " NODAL G " se puede utilizar en pozos con:

- tuberías de producción verticales, inclinadas, y con cambio de diámetro (únicamente flujo ascendente).
- estrangulador de fondo.
- estrangulador superficial.
- líneas de descarga horizontales, inclinadas y paralelas (flujo ascendente y flujo descendente).
- válvulas de seguridad.

La información necesaria para correr el programa consiste básicamente de :

- datos del yacimiento (P_{ws} , C , n).
- datos de las tuberías (diámetros, longitudes, rugosidades, eficiencias, temperaturas, etc.).

- gastos de producción.
- presión de separación.
- densidad relativa del gas.
- nodo de solución (Ps, Pe, Pth, etc.).

El diseño del programa permite realizar todas las modificaciones que se requieran, tanto en la corrida inicial como en corridas posteriores, sin tener que repetir todos los datos.

El programa pide los datos de las variables, así como sus unidades conforme se van requiriendo.

6.1.1 Introducción de datos.

Al iniciar la ejecución del programa, desplegará el letreiro siguiente : " UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO", etc.

El orden de introducción de los datos y las observaciones-necesarias a cada uno, es el siguiente :

- " PRESION ESTATICA (lb/pg²) ? "
- " PRESION DE SEPARACION (lb/pg²) ? "
- " VALOR DE C ? "

Es el coeficiente de comportamiento de la curva de capacidad estabilizada.

- " VALOR DE n ? "

Es un exponente definido como el inverso de la pendiente - de la curva de capacidad estabilizada.

" DENSIDAD RELATIVA DEL GAS (AIRE = 1.0) ? "

datos de la línea de descarga

" DIAMETRO DE LA LINEA DE DESCARGA (pg) ? "

" LONGITUD DE LA LINEA DE DESCARGA (millas) ? "

Se debe proporcionar la longitud de tubería desarrollada, desde la boca del pozo hasta el separador.

" DIFERENCIA DE ELEVACION ENTRE LA BOCA DEL POZO Y EL SEPARADOR (pies) ? "

Si la línea de descarga es horizontal, la respuesta es cero. Si la línea de descarga es inclinada, se proporciona el desnivel total entre la boca del pozo y el separador. En este caso se indicará, además, si el flujo es ascendente o descendente.

" TEMPERATURA PROMEDIO DE LA LINEA DE DESCARGA (°F) ? "

" EFICIENCIA DE LA LINEA DE DESCARGA ? "

" RUGOSIDAD DE LA LINEA DE DESCARGA (pg) ? "

datos de la tubería de producción

" TEMPERATURA PROMEDIO DE LA T.P. (°F) ? "

" PROFUNDIDAD TOTAL DE LA T.P. (PVV) (pies) ? "

Es la profundidad vertical verdadera de la tubería de producción.

" SE TIENE T.P. DE DIFERENTE DIAMETRO (1) CON ESTRANGULADOR DE FONDO (2) SIN CAMBIO (3) ? "

La respuesta es :

- 1 -- cuando el pozo tiene instalado una tubería de producción de dos diámetros.
- 2 -- cuando el pozo tiene instalado un estrangulador de fondo.

Para los dos casos anteriores, se debe proporcionar la información siguiente :

" PROFUNDIDAD DEL CAMBIO DE DIAMETRO DE LA T.P. O PROFUNDIDAD DEL ESTRANGULADOR EN LA T.P. (PVV) (pies) ? "

Es la profundidad vertical verdadera a la que se tiene el cambio de diámetro o el estrangulador.

datos de la sección inferior

" DIAMETRO DE LA T.P. (parte inferior) (pg) ? "

" LONGITUD DE LA T.P. (profundidad desarrollada, parte inferior) (pies) ? "

Corresponde a la longitud de tubería de producción desarrollada en la parte inferior del cambio de diámetro o del estrangulador.

" EFICIENCIA DE LA T.P. (parte inferior) ? "

" RUGOSIDAD DE LA T.P. (parte inferior) (pg) ? "

datos de la sección superior

" DIAMETRO DE LA T.P. (parte superior) (pg) ? "

" LONGITUD DE LA T.P. (profundidad desarrollada, parte superior) (pies) ? "

Es la longitud de tubería de producción desarrollada, desde la superficie hasta el cambio de diámetro.

" EFICIENCIA DE LA T.P. (parte superior) ? "

" RUGOSIDAD DE LA T.P. (parte superior) (pg) ? "

3 -- cuando el pozo tiene instalado una tubería de producción de un solo diámetro y no tiene estrangulador de fondo.

En este caso se debe proporcionar la siguiente información:

" DIAMETRO DE LA T.P. (pg) ? "

" LONGITUD DE LA T.P. (profundidad desarrollada) (pies) ? "

Corresponde a la longitud de la tubería de producción desarrollada. Si el pozo es vertical, este valor será igual al de la profundidad vertical verdadera de la T.P.

" EFICIENCIA DE LA T.P. ? "

" RUGOSIDAD DE LA T.P. (pg) ? "

Los últimos datos que se deben introducir son :

" NUMERO DE GASTOS ? "

Se debe proporcionar el número de gastos que se desea analizar.

" GASTO (pies³/dia) @ c.s. ? "

Se deberá dar el gasto que se desea analizar. Si algún -- gasto es mayor que el potencial absoluto del pozo, se deberán introducir nuevamente los valores del gasto de producción.

" SELECCIONE UN NODO DE SOLUCION Ps(1) Pe(2) Pth(3) P5(4)
Pwf(5) Pws(6) ? "

Si el pozo tiene instalado un estrangulador de fondo o tiene una tubería de producción con cambio de diámetro, el nodo de solución se asigna directamente a P5. Para otras condiciones - mecánicas del pozo, se debe seleccionar el nodo de solución que se desea analizar.

Al terminar de introducir los datos o al terminar la ejecución, el programa despliega un letrero con las siguientes opciones :

" DESEA CAMBIAR ALGUN DATO ? PROPORCIONE EL NUMERO DE DATO :
(0 = NINGUNO 24 = TODOS 25 = LISTA DATOS 99 = TERMINA) ? "

0 ----- para iniciar la ejecución del programa y obtener resultados.

24 ----- para cambiar todos los datos.

25 ----- con esta opción el programa despliega una lista de datos numerada. Esto permite conocer el número que corresponde a cada dato.

1 al 23 - son los números que se asignan a los datos. Se debe proporcionar el número del dato que se desea cambiar.

99 ----- para terminar el programa.

Los resultados no requieren explicación, debido a que el reporte es bastante explícito.

6.2 DESCRIPCION DEL PROGRAMA " NODAL GC ".

Este programa se aplica tanto a pozos productores de gas seco como a pozos productores de gas y condensado. Las presiones en los nodos y las caídas de presión en los elementos del sistema, se calculan con las ecuaciones siguientes :

- 2.50 para flujo en el yacimiento.
- A.33 para flujo en la tubería de producción y flujo en la línea de descarga.
- 4.22 para flujo de gas seco a través de los estranguladores.
- 4.27 para flujo de gas y condensado a través de los estranguladores.
- A.12, A.14, A.23 y A.32 para calcular el gasto de gas equivalente, el número de Reynolds, la viscosidad del gas y el factor de fricción, respectivamente.
- 3.5 y A.22 para calcular la presión media y el factor de compresibilidad del gas.

El programa se puede utilizar en pozos con :

- tuberías de producción verticales, inclinadas, paralelas y con cambio de diámetro (únicamente flujo ascendente).
- estrangulador de fondo.
- estrangulador superficial.
- líneas de descarga horizontales, inclinadas y paralelas (flujo ascendente y flujo descendente).
- válvulas de seguridad.

No se recomienda el uso del programa cuando :

- el condensado se presenta en el yacimiento.

--- la relación gas-aceite es menor de 75 000 pies³/bl.

La información necesaria para correr el programa es, básicamente, la misma que se requiere para el programa "NODAL G". - Solamente se debe incluir la densidad del condensado y la relación gas-aceite cuando la información sea de un pozo productor de gas y condensado.

El diseño del programa permite realizar cambios en la información, sin repetir todos los datos.

6.2.1 Introducción de datos.

La descripción que se presenta para el programa "NODAL G", es válida también para este programa. A continuación se mencionan las observaciones complementarias :

" DENSIDAD DEL CONDENSADO (° API) ? "

Si se trata de un pozo productor de gas seco, se debe dar el valor de cero. En caso contrario, se proporciona la densidad del condensado.

" RELACION GAS-ACEITE (pies³/bl) ? "

Para el caso de gas seco, la relación gas-aceite es igual a cero. Para gas y condensado se debe dar el valor de la relación gas-aceite.

Cuando se desea evaluar el comportamiento en el estrangulador superficial, para el caso de gas y condensado, se debe observar lo siguiente :

--- el programa despliega una tabla de resultados en la que se incluyen los resultados de diámetros de estrangulador, requeridos para cada gasto supuesto. También se incluye en-

la tabla, una columna con la relación p_2/p_1 . De esta manera, se conoce tanto el orden de los diámetros como aquellos diámetros que cumplen con la especificación de flujo crítico. Esta información es de gran ayuda para contestar las siguientes preguntas que aparecen en el programa :

" NUMERO DE dc A ANALIZAR ? "

Se proporciona el número de diámetros de estrangulador que se desea evaluar.

" dc (64 avos) ? "

Se debe dar el diámetro de estrangulador que se desea analizar.

Los resultados no requieren explicación, debido a que el reporte es bastante explícito.

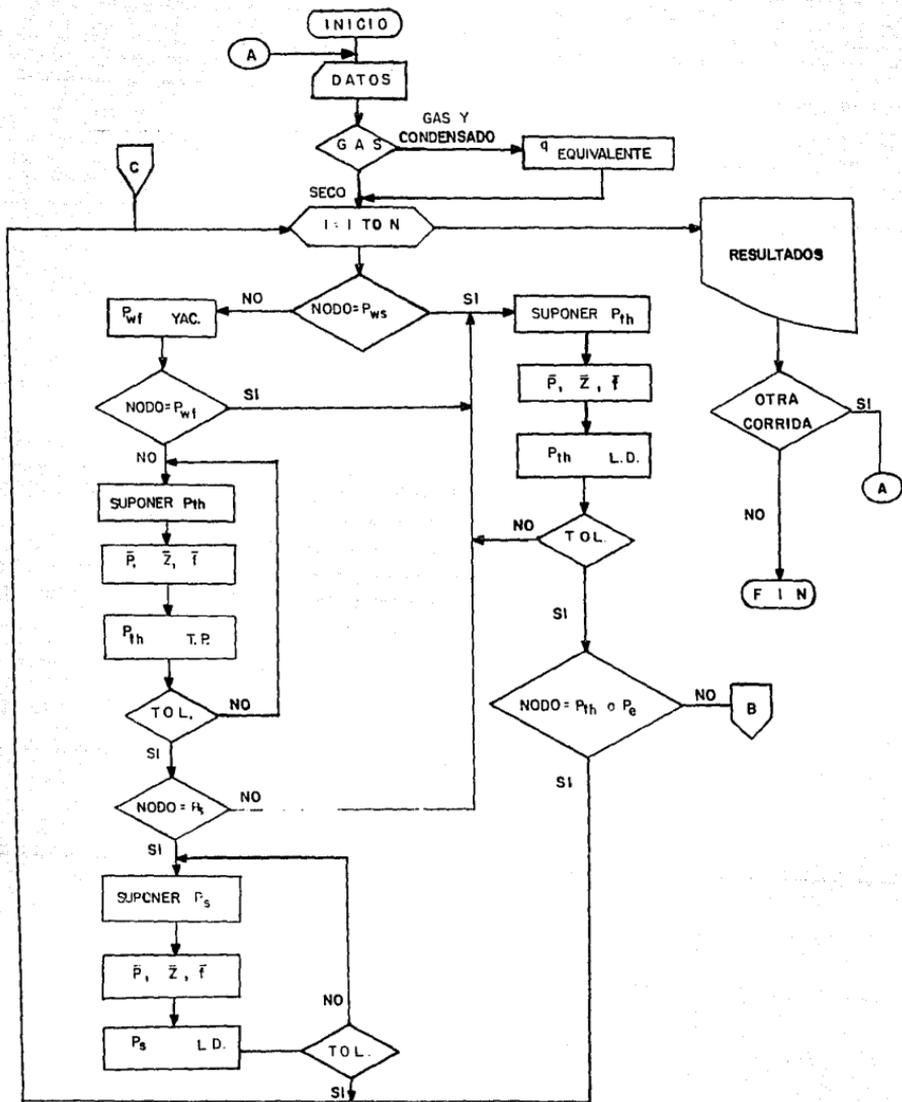
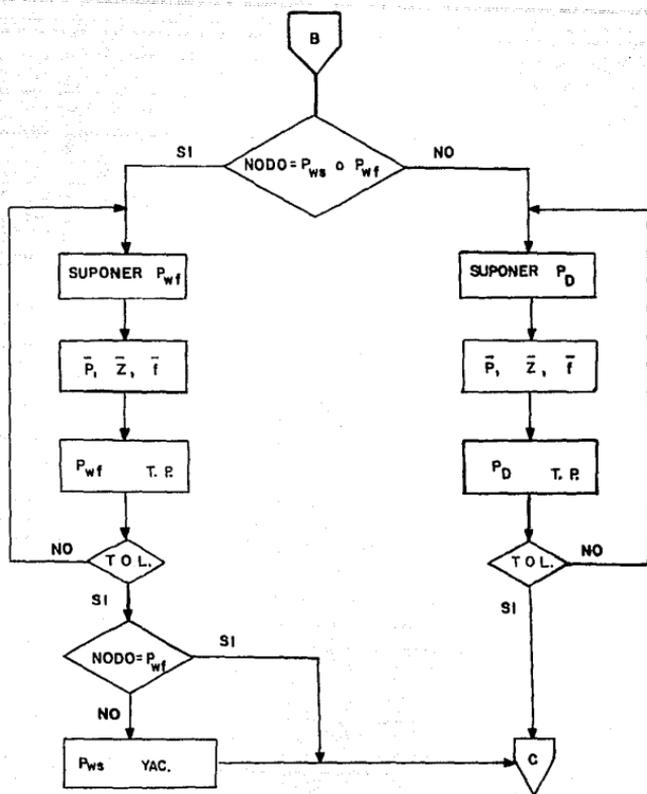


FIG. 6.1 DIAGRAMA DE FLUJO.



10 PRINT"
20 PRINT"
30 PRINT"
40 PRINT"

50 PRINT"
60 PRINT"
70 PRINT"
80 PRINT"
90 PRINT"
100 PRINT"

110 PRINT"
120 PRINT"
130 PRINT"
140 PRINT"
150 PRINT"

160 WAIT 16!,1
170 CLS
180 '
190 '
200 '
210 '
220 '

230 DIM P1(20),P2(20),P3(20),P4(20),P5(20),P6(20),DA(20),DEE(20),P9(20),DIA(20),
N1*(20)

240 DIM DB(20),DC(20),DD(20),DE(20),P7(20),PE(20),PD(20),PB(20),Q1(20),N*(
(10),Q(20)

250 REM " D A T O S D E L P O Z O "

260 IOPC=88

270 NODO=0

280 INPUT "PRESION ESTATICA (lb/pg^2)=";PWS

290 IF IOPC<>88 THEN 350

300 INPUT "PRESION DE SEPARACION (lb/pg^2)=";PS

310 IF IOPC <> 88 THEN 970

320 INPUT "VALOR DE C=";C

330 IF IOPC <>88 THEN 350

340 INPUT "VALOR DE n =" ;N

350 QMAX=C*(PWS^2)^N

360 QMAX=QMAX/1000000!

370 IF IOPC=88 THEN 400

380 PRINT:PRINT:PRINT"

SE DEBEN CAMBIAR LOS GASTOS ";PR

INT

390 GOTO 970

400 INPUT "DENSIDAD RELATIVA DEL GAS (aire = 1) =" ; DG

410 IF IOPC <> 88 THEN 970

420 REM " D A T O S D E L A L I N E A D E D E S C A R G A "

430 INPUT "DIAMETRO DE LA LINEA DE DESCARGA (pg)=";DLD

440 IF IOPC <> 88 THEN 970

450 INPUT "LONGITUD DE LA LINEA DE DESCARGA (millas) =" ;LLD

460 IF IOPC <> 88 THEN 970

```
*****  
*                                     *"  
*                                     *"  
*                                     *"  
*          UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA          *"  
*                                     *"  
*                                     *"  
*                                     *"  
*          DE MEXICO          *"  
*                                     *"  
*          FACULTAD DE INGENIERIA          *"  
*                                     *"  
*                                     *"  
*                                     *"  
*          ANALISIS NODAL EN POZOS          *"  
*                                     *"  
*          PRODUCTORES DE GAS          *"  
*                                     *"  
*          ( NODAL G )          *"  
*                                     *"  
*                                     *"  
*                                     *"  
*****
```

```

470 INPUT "DIFERENCIA DE ELEVACION ENTRE LA BOCA DEL POZO Y EL SEPARADOR ( pies
)=";HLD
480 IF HLD=0 THEN 520
490 INPUT "FLUJO ASCENDENTE ( 1 )   DESCENDENTE   ( 2 )   EN LA LINEA DE DESCARGA
=";N1
500 IF N1=1 THEN 520
510 HLD=HLD*(-1!)
520 IF IOPC <> 88 THEN 970
530 INPUT "TEMPERATURA PROMEDIO DE LA LINEA DE DESCARGA ( F ) =" ;TL D
540 IF IOPC <> 88 THEN 970
550 INPUT "EFICIENCIA DE LA LINEA DE DESCARGA =" ;E2LD
560 IF IOPC <> 88 THEN 970
570 INPUT "RUGOSIDAD DE LA LINEA DE DESCARGA ( p g ) =" ;R2LD
580 IF IOPC <> 88 THEN 970
590 REM " D A T O S   D E   L A   T U B E R I A   D E   P R O D U C C I O N "
600 INPUT "TEMPERATURA PROMEDIO DE LA T.P. ( F ) =" ;TTP
610 IF IOPC>88 THEN 970
620 INPUT "PROFUNDIDAD TOTAL DE LA T.P. ( PVV )   ( pies ) =" ;HTP
630 HITP=HTP
640 IF NODO=4 THEN 1430
650 IF IOPC <> 88 THEN 970
660 INPUT "SE TIENE T.P. DE DIFERENTE DIAMETRO ( 1 )   CON ESTRANGULADOR DE F
ONDO ( 2 )   SIN CAMBIO ( 3 ) =" ;N2
670 IF N2=1 OR N2=2 THEN 1090
680 INPUT "DIAMETRO DE LA T.P. ( p g ) =" ;DTP
690 IF IOPC <> 88 THEN 970
700 INPUT "LONGITUD DE LA T.P. (profundidad desarrollada) ( pies ) =" ;L1TP
710 IF L1TP>HTP THEN 740
720 PRINT"PROFUNDIDAD DESARROLLADA MENOR QUE LA PVV, SE HACE IGUAL A PVV"
730 L1TP=HTP
740 LTP=L1TP/5277
750 IF IOPC <> 88 THEN 970
760 INPUT "EFICIENCIA DE LA T.P. =" ;E1TP
770 IF IOPC <> 88 THEN 970
780 INPUT "RUGOSIDAD DE LA T.P. ( p g ) =" ;R1TP
790 IF IOPC <> 88 THEN 970
800 REM " L E C T U R A   D E   G A S T O S "
810 INPUT "NUMERO DE GASTOS =" ;N3
820 PRINT:PRINT"           EL POTENCIAL ABSOLUTO ES =" ;QMAX ;"   MM pies3/dia " ;
PRINT
830 FOR I=1 TO N3
840 INPUT "GASTO (pies ^3/dia)   =" ;Q(I)
850 Q1(I)=Q(I)/1000000!
860 IF Q1(I)<=QMAX THEN 890
870 PRINT" EL GASTO ES MAYOR QUE EL GASTO MAXIMO "
880 GOTO 810
890 NEXT I
900 IF IOPC <> 88 THEN 970
910 REM " S E L E C C I O N   D E   N O D O "
920 N$(1)="P5";N$(2)="Pe";N$(3)="Pth";N$(4)="P5";N$(5)="Pwf";N$(6)="Pws"
930 INPUT "SELECCIONE UN NODO DE SOLUCION   P5 ( 1 )   Pe ( 2 )   Pth ( 3 )   P5 (
4 )   Pwf ( 5 )   Pws ( 6 ) =" ;NDDO
940 IF NDDO <> 4 THEN 970

```

```

950 PRINT " NO ES VALIDA LA SELECCION DEL NODO CON CAMBIO DE DIAMETRO "
960 GOTO 930
970 PRINT:PRINT: INPUT "DESEA CAMBIAR ALGUN DATO ?      PROPORCIONE EL NUMERO DE D
ATO :              ( 0 = NINGUNO  24 = TODOS  25 = LISTA DATOS  9
9 = TERMINA ) ";IND
980 IF IND = 99 THEN 3610
990 IF IND = 0 THEN 1470
1000 IF IND <> 25 THEN 1030
1010 GOSUB 3620
1020 GOTO 970
1030 IOPC=88
1040 IF IND = 24 GOTO 270
1050 IOPC=IND
1060 IF NODD=4 THEN 1080
1070 ON IND IND GOTO 280, 300, 320, 340, 400, 430, 450, 470, 530, 550, 570, 600, 620
, 680, 700, 760, 780, 810, 930
1080 ON IND GOTO 280,300,320,340,400,430,450,470,530,550,570,600,620,1120,1140,1
160,1190,1210,1230,1250,1280,1300,1330
1090 INPUT "UNICAMENTE SE PUEDE SELECCIONAR A P5 COMO NODO DE SOLUCION ; DESEAS
CONTINUAR SI ( 1 ) NO ( 2 ) =" ;N4
1100 IF N4=2 THEN 660
1110 NODD=4:N$(4)="PS"
1120 INPUT "PROFUNDIDAD DEL CAMBIO DE DIAMETRO DE LA T.P.
      O PROFUNDIDAD DEL ESTRANGULADOR ( pvv ) ( pies ) =" ;H5
1130 IF IOPC <> 88 THEN 1430
1140 INPUT "DIAMETRO DE LA T.P. ( parte inferior ) ( pg ) =" ;DTP
1150 IF IOPC <> 88 THEN 970
1160 INPUT "LONGITUD DE LA T.P. (profundidad desarrollada, parte inferior) ( p
ies ) =" ;L1TP
1170 LTP=L1TP/5277
1180 IF IOPC <> 88 THEN 970
1190 INPUT "EFICIENCIA DE LA T.P. ( parte inferior ) =" ;E1TP
1200 IF IOPC <> 88 THEN 970
1210 INPUT "RUGOSIDAD DE LA T.P. ( parte inferior ) ( pg ) =" ;R1TP
1220 IF IOPC <> 88 THEN 970
1230 INPUT "DIAMETRO DE LA T.P. ( parte superior ) ( pg ) =" ;D3TP
1240 IF IOPC <> 88 THEN 970
1250 INPUT "LONGITUD DE LA T.P. (profundidad desarrollada, parte superior) (
pies ) =" ;L4TP
1260 L3TP=L4TP/5277
1270 IF IOPC <> 88 THEN 970
1280 INPUT "EFICIENCIA DE LA T.P. ( parte superior ) =" ;E3TP
1290 IF IOPC <> 88 THEN 970
1300 INPUT "RUGOSIDAD DE LA T.P. ( parte superior ) ( pg ) =" ;R3TP
1310 IF IOPC <> 88 THEN 970
1320 REM " L E C T U R A   D E   G A S T O S "
1330 INPUT "NUMERO DE GASTOS =" ;N3
1340 PRINT:PRINT"      EL POTENCIAL ABSOLUTO ES =" ;QMAX; "      MM pies3/dia "
1350 FOR I = 1 TO N3
1360 INPUT "GASTO ( pies^3/dia ) =" ;Q(I)
1370 Q1(I)=Q(I)/1000000!
1380 IF Q1(I)<=QMAX THEN 1410
1390 PRINT" EL GASTO ES MAYOR QUE EL GASTO MAXIMO "
1400 GOTO 1330
1410 NEXT I
1420 IF IOPC <> 88 THEN 970
1430 H1=HTP-H5

```

```

1440 HTP=I*I
1450 LL1TP=LTP
1460 GOTO 970
1470 CLS
1480 FOR I= 1 TO N3
1490 IF NDDO=6 THEN 1800
1500 P5(I)=(PWS^2-(Q(I)/C)^(1/N))^.5
1510 DA(I)=PWS-P5(I)
1520 IF NDDO=5 THEN 1800
1530 P1=P5(I)
1540 PA=P1/2
1550 P2=PA
1560 D=DTP
1570 T=TTP
1580 E=E1TP
1590 RU=R1TP
1600 FLAG=0
1610 GOSUB 3980
1620 GOSUB 4200
1630 GOSUB 4280
1640 IF FLAG=0 THEN 1700
1650 IF NDDO=4 THEN 1680
1660 P3(I)=0!:DB(I)=0!
1670 GOTO 1790
1680 PE(I)=0!:DE(I)=0!
1690 GOTO 1790
1700 IF ABS(P2-PA)<=1! THEN 1730
1710 PA=P2
1720 GOTO 1610
1730 IF NDDO=4 THEN 1770
1740 P3(I)=P2
1750 DB(I)=P5(I)-P3(I)
1760 GOTO 1790
1770 PE(I)=P2
1780 DE(I)=P5(I)-PE(I)
1790 IF NDDO=1 THEN 2360
1800 P2=PS
1810 PA=2*P2
1820 P1=PA
1830 D=DLT
1840 T=TLT
1850 E=E2LT
1860 RU=R2LT
1870 GOSUB 3980
1880 GOSUB 4350
1890 GOSUB 4430
1900 IF ABS(P1-PA)<= 1! THEN 1930
1910 PA=P1
1920 GOTO 1870
1930 P7(I)=P1
1940 DC(I)=P7(I)-PS
1950 IF NDDO < 4 THEN 2560
1960 IF NDDO > 4 THEN 2170
1970 P2=P7(I)
1980 PA=2*P2

```

```

1990 P1=PA
2000 D=D3TP
2010 HTP=HS
2020 T=TTP
2030 LTP=L3TP
2040 E=E3TP
2050 RU=R3TP
2060 GOSUB 3980
2070 GOSUB 4200
2080 GOSUB 4430
2090 IF ABS(P1-PA)<= 1! THEN 2120
2100 PA=P1
2110 GOTO 2060
2120 PD(I)=P1
2130 DD(I)=PD(I)-P7(I)
2140 HTP=HI
2150 LTP=LL1TP
2160 GOTO 2560
2170 P2=P7(I)
2180 PA=2*P2
2190 P1=PA
2200 D=DTP
2210 T=TTP
2220 E=E1TP
2230 RU=R1TP
2240 GOSUB 3980
2250 GOSUB 4200
2260 GOSUB 4430
2270 IF ABS(P1-PA)<= 1! THEN 2300
2280 PA=P1
2290 GOTO 2240
2300 PB(I)=P1
2310 DB(I)=PB(I)-P7(I)
2320 IF NODD=5 THEN 2560
2330 P6(I)=(PB(I)^2+(Q(I)/C)^(1/N))^0.5
2340 DA(I)=P6(I)-PB(I)
2350 GOTO 2560
2360 IF FLAG=1 THEN 2480
2370 P1=P3(I)
2380 PA=P1/2
2390 P2=PA
2400 D=DLD
2410 T=TLD
2420 E=E2LD
2430 RU=R2LD
2440 GOSUB 3980
2450 GOSUB 4350
2460 GOSUB 4280
2470 IF FLAG=0 THEN 2510
2480 P1(I)=0!
2490 DC(I)=0!
2500 GOTO 2560
2510 IF ABS(P2-PA)<= 1! THEN 2540
2520 PA=P2
2530 GOTO 2440
2540 P1(I)=P2

```

```

2550 DC(I)=P3(I)-P1(I)
2560 NEXT I
2570 PRINT:PRINT:INPUT " DUE HACEMOS ? ( 1 = IMPRESION DE DATOS Y RESU
LTADOS ) ( 2 = IMPRESION DE RESULTADOS 3 =
OTRAS OPCIONES ) " ;IXD
2580 IF IXD=3 THEN 970
2590 IF IXD=2 THEN 2610
2600 GOSUB 3620
2610 CLS
2620 PRINT:PRINT:PRINT"NODO DE SOLUCION : " ;N*(NODD)
2630 PRINT"===== "
2640 PRINT:PRINT " R E S U L T A D O S "
2650 PRINT"===== "
2660 ON NODO GOTO 2670, 2840, 2840, 3040, 3270, 3440
2670 PRINT:PRINT " FLUJO EN EL YACIMIENTO FLUJO VERT
ICAL "
2680 PRINT " ===== "
2690 PRINT:PRINT " q Pws Pwf DP 6-5 Pth "
DP 5-3 ;PRINT
2700 PRINT"===== "
2710 FOR I=1 TO N3
2720 PRINT USING "#####.## " ; Q1(I),PWS,P5(I),DA(I),P3(I),DB(I)
2730 NEXT I
2740 PRINT:PRINT "===== "
2750 PRINT:PRINT:PRINT " FLUJO HORIZONTAL "
2760 PRINT " ===== "
2770 PRINT:PRINT " q Ps DP 3-1 " ;PRINT
2780 PRINT "===== " ;PRINT
2790 FOR I=1 TO N3
2800 PRINT USING "#####.## " ; Q1(I), P1(I), DC(I)
2810 NEXT I
2820 PRINT:PRINT "===== "
2830 GOTO 970
2840 PRINT:PRINT " FLUJO HORIZONTAL "
2850 PRINT " ===== "
2860 PRINT:PRINT " q Ps DP 3-1 Pth "
2870 PRINT:PRINT"===== " ;PRINT
2880 FOR I=1 TO N3
2890 PRINT USING "#####.## " ;Q1(I),PS,DC(I),P7(I)
2900 NEXT I
2910 PRINT:PRINT"===== "
2920 PRINT:PRINT:PRINT " FLUJO EN EL YACIMIENTO FLUJ
D VERTICAL "
2930 PRINT"===== "
2940 PRINT:PRINT " q Pws Pwf DP 6-5 Pth "
DP 5-3 "
2950 PRINT:PRINT"===== "
2960 PRINT:PRINT
2970 FOR I=1 TO N3
2980 PRINT USING "#####.## " ;Q1(I),PWS,P5(I),DA(I),P3(I),DB(I)
2990 NEXT I
2990 PRINT:PRINT"===== "
3000 IF NODD=3 THEN 3030

```

```

3010 GOSUB 4500
3020 GOSUB 4810
3030 GOTO 970
3040 PRINT:PRINT "          FLUJO HORIZONTAL          FLUJO VER
TICAL          "
3050 PRINT"          =====
3060 PRINT:PRINT "          q          Ps          Pth          DP 3-1          Pd          "
DP 4-3"
3070 PRINT:PRINT"=====
=====":PRINT
3080 FOR I=1 TO N3
3090 PRINT USING "#####.##          ";Q1(I),PS,P7(I),DC(I),PD(I),DD(I)
3100 NEXT I
3110 PRINT:PRINT"=====
=====":PRINT
3120 PRINT:PRINT:PRINT "          FLUJO EN EL YACIMIENTO          FL
UJO VERTICAL          "
3130 PRINT"          =====
"
3140 PRINT:PRINT "          q          Pws          Pwf          DP 6-5          Pe
DP 5-4"
3150 PRINT:PRINT"=====
=====":PRINT
3160 FOR I=1 TO N3
3170 PRINT USING "#####.##          ";Q1(I),PWS,P5(I),DA(I),PE(I),DE(I)
3180 NEXT I
3190 PRINT:PRINT"=====
=====":PRINT
3200 IF N2=1 THEN 3260
3210 FOR I=1 TO N3
3220 P3(I)=PE(I):P7(I)=PD(I)
3230 NEXT I
3240 GOSUB 4500
3250 GOSUB 4810
3260 GOTO 970
3270 PRINT:PRINT "          FLUJO HORIZONTAL          FLUJO VERTI
CAL          "
3280 PRINT "          =====
3290 PRINT:PRINT "          q          Ps          Pth          DP 3-1          Pwf          "
DP 5-3"
3300 PRINT:PRINT"=====
=====":PRINT
3310 FOR I=1 TO N3
3320 PRINT USING "#####.##          ";Q1(I),PS,P7(I),DC(I),P8(I),DB(I)
3330 NEXT I
3340 PRINT:PRINT"=====
=====":PRINT
3350 PRINT:PRINT:PRINT "          FLUJO EN EL YACIMIENTO
"
3360 PRINT"          =====
3370 PRINT:PRINT "          q          Pws          DP 6-5          Pwf          "
3380 PRINT:PRINT"=====
=====":PRINT
3390 FOR I=1 TO N3
3400 PRINT USING "#####.##          ";Q1(I),PWS,DA(I),P5(I)
3410 NEXT I
3420 PRINT:PRINT"=====
=====":PRINT
3430 GOTO 970

```

```

3440 PRINT:PRINT "          FLUJO HORIZONTAL          FLUJO VER
TICAL "
3450 PRINT"          =====          ====="
3460 PRINT:PRINT "          q          Ps          Pth          DP 3-1          Pwf"
DP 5-3"
3470 PRINT:PRINT"=====
=====":PRINT
3480 FOR I=1 TO N3
3490 PRINT USING "#####.## " ;Q1(I),PS,P7(I),DC(I),PB(I),DB(I)
3500 NEXT I
3510 PRINT:PRINT"=====
===== "
3520 PRINT:PRINT:PRINT "          FLUJO EN EL YACIMIENTO          "
3530 PRINT"          ====="
3540 PRINT:PRINT "          q          Pws          DP 6-5          "
3550 PRINT:PRINT"=====
=====":PRINT
3560 FOR I=1 TO N3
3570 PRINT USING "#####.## " ;Q1(I),P6(I),DA(I)
3580 NEXT I
3590 PRINT:PRINT"===== "
3600 GOTO 970
3610 END
3620 REM SUBROUTINA DE IMPRESION DE DATOS
3630 CLS:PRINT "          D A T O S   D E L   P O Z O          ":PR
INT
3640 PRINT " (1) PRESION ESTATICA ="; PWS; "lb/pg^2"
3650 PRINT " (2) PRESION DE SEPARACION ="; PS; "lb/pg^2"
3660 PRINT " (3) COEFICIENTE C ="; C
3670 PRINT " (4) EXPONENTE n ="; N
3680 PRINT " (5) DENSIDAD DEL GAS ="; DG; "( aire = 1 )"
3690 PRINT " (6) DIAMETRO DE LA LINEA DE DESCARGA ="; DLD; "pg"
3700 PRINT " (7) LONGITUD DE LA LINEA DE DESCARGA ="; LLD; " millas "
3710 PRINT " (8) DIFERENCIA DE ELEVACION ENTRE LA BOCA DEL POZO Y EL SEPARADOR
="; HLD; " pies "
3720 PRINT " (9) TEMPERATURA PROMEDIO DE LA LINEA DE DESCARGA ="; TLD; " F "
3730 PRINT " (10) EFICIENCIA DE LA LINEA DE DESCARGA ="; E2LD
3740 PRINT " (11) RUGOSIDAD DE LA LINEA DE DESCARGA ="; R2LD
3750 PRINT " (12) TEMPERATURA PROMEDIO EN LA T.P. ="; TTP; " F "
3760 PRINT " (13) PROFUNDIDAD TOTAL DE LA T.P. (pvv) ="; HITP; " pies "
3770 IF NODO=4 THEN 3840
3780 PRINT " (14) DIAMETRO DE LA T.P. ="; DTP; "pg"
3790 PRINT " (15) LONGITUD DE LA T.P. ="; LITP; "pies"
3800 PRINT " (16) EFICIENCIA DE LA T.P. ="; EITP
3810 PRINT " (17) RUGOSIDAD DE LA T.P. ="; RITP
3820 PRINT " (18) GASTOS ( minimo y maximo ) ="; Q1(1),Q1(N3); " MMpies^3/dia
"
3830 PRINT "          EL POTENCIAL ABSOLUTO ="; QMAX; " MM pies3/dia"
3840 PRINT " (19) NODO DE SOLUCION ="; NODO
3850 GOTO 3970
3860 PRINT " (14) PROFUNDIDAD DEL CAMBIO DE DIAMETRO ="; H5; "pies"
3870 PRINT " (15) DIAMETRO DE LA T.P. (parte inferior) ="; DTP; "pg"
3880 PRINT " (16) LONGITUD DE LA T.P. ( parte inferior ) ="; LITP; "pies"
3890 PRINT " (17) EFICIENCIA DE LA T.P. ( parte inferior ) ="; EITP
3900 PRINT " (18) RUGOSIDAD DE LA T.P. ( parte inferior ) ="; RITP

```

```

3910 PRINT " (19) DIAMETRO DE LA T.P. ( parte superior ) =";D3TP; "pg"
3920 PRINT " (20) LONGITUD DE LA T.P. ( parte superior ) =";L4TP; "pies"
3930 PRINT " (21) EFICIENCIA DE LA T.P. ( parte superior ) =";E3TP
3940 PRINT " (22) RUGOSIDAD DE LA T.P. ( parte superior )=";R3TP
3950 PRINT " (23) GASTOS ( minimo y maximo ) ="; Q1(I),Q1(N3); " MMpies^3/d
ia"
3960 PRINT" EL POTENCIAL ABSOLUTO ES =";QMAX;" MM pies3/dia"
3970 RETURN
3980 REM S U B R U T I N A I
3990 REM C A L C U L O D E L A P R E S I O N M E D I A
4000 PM=(2/3)*(P1+P2-(P1*P2/(P1+P2)))
4010 REM C A L C U L O D E L F A C T O R D E F R I C C I O N
4020 F=(2*(LOG(3.715*D/RU)/LOG(10)))^(-2)
4030 REM C A L C U L O D E L F A C T O R D E C O M P R E S I B I L I D A
D
Z
4040 TPC=167+316.67*DG
4050 PPC=702.5-50*DG
4060 TPR=(T+460)/TPC
4070 PPR=PM/PPC
4080 Z1=.8
4090 DR=.27*PPR/(Z1*TPR)
4100 W1=(.31506+(-.0467/TPR)+(-.5783/(TPR^3)))*DR
4110 W2=(.5353+(-.6123/TPR))*(DR^2)
4120 W3=(-.6123)*(-.10489)*(DR^5)/TPR
4130 W4=(.68157*DR^2)/TPR^3*(1+.68446*DR^2)
4140 W5=EXP(-.68446*(DR^2))
4150 Z=W1+W2+W3+(W4*W5)+1
4160 IF ABS(Z-Z1)<.001 THEN 4190
4170 Z1=Z
4180 GOTO 4090
4190 RETURN
4200 REM S U B R U T I N A I I (CALCULO DE X,Y PARA LA T.P.)
4210 X1=(F/E^2)*DG*Q(I)^2*Z*LTP*(T+460)
4220 X2=(2744^2)*(D^5)
4230 X=X1/X2
4240 Y1=.03756*PM^2*DG*HTP
4250 Y2=Z*(T+460)
4260 Y=Y1/Y2
4270 RETURN
4280 REM S U B R U T I N A I I I (CALCULO DE P2)
4290 X4=(P1^2)-(X+Y)
4300 IF X4>=0 THEN 4330
4310 FLAG=1
4320 GOTO 4340
4330 P2=X4^.5
4340 RETURN
4350 REM S U B R U T I N A I V (CALCULO DE X,Y EN LINEA DE DESCARGA)
4360 X1=(F/E^2)*DG*Q(I)^2*Z*LLD*(T+460)
4370 X2=(2744^2)*(D^5)
4380 X=X1/X2
4390 Y1=.03756*PM^2*DG*HLD
4400 Y2=Z*(T+460)
4410 Y=Y1/Y2
4420 RETURN
4430 REM S U B R U T I N A V (CALCULO DE P1)
4440 X5=(P2^2)+(X+Y)

```

```

4450 IF X5>=0 THEN 4480
4460 PRINT " LA CAIDA DE PRESION ES MAYOR QUE LA PRESION DISPONIBLE "
4470 GOTO 2570
4480 P1=X5^.5
4490 RETURN
4500 REM SUBROUTINA PARA CALCULAR dc
4510 XX=(DG-.71)/.1 ;ZZ=(TLD-150)/100
4520 BB0=1.245874-.027331*ZZ-.017771*ZZ^2+.00305*ZZ^3+.013167*ZZ^4
4530 BB1=-.027336+.001484*ZZ-.015829*ZZ^2-.0033*ZZ^3+.015654*ZZ^4
4540 BB2=-.002485-.008877*ZZ+.020643*ZZ^2+.9.487999E-03*ZZ^3-.0201162*ZZ^4
4550 BB3=-.002334-.007175*ZZ+.025258*ZZ^2+.009191*ZZ^3-.024669*ZZ^4
4560 BB4=.000717+.006973*ZZ-.017431*ZZ^2-.00749*ZZ^3+.017444*ZZ^4
4570 BB5=-.002823*ZZ-.004985*ZZ^2-.004656*ZZ^3+.006673*ZZ^4
4580 BB6=-.001784*ZZ+.003282*ZZ^2+.002643*ZZ^3-.004141*ZZ^4
4590 BB7=.000029-.000056*ZZ-.000191*ZZ^2+.000223*ZZ^3
4600 K=BB0+BB1*XX+BB2*XX^2+BB3*XX^3+BB4*XX^4+BB5*XX^5+BB6*XX^6+BB7*XX^7
4610 K1=(2/(K+1))^(K/(K-1))
4620 FOR I=1 TO N3
4630 DEE(I)=P3(I)-P7(I)
4640 IF DEE(I)<0 THEN DEE(I)=0
4650 IF P3(I)<=0 THEN 4780
4660 P9(I)=P7(I)/P3(I)
4670 IF P9(I)>K1 THEN 4710
4680 N1$(I)=" CRITICO"
4690 P9(I)=K1
4700 GOTO 4720
4710 N1$(I)=" SUBCRITICO"
4720 K2=P9(I)^(2/K)-P9(I)^(K+1)/K)
4730 IF K2<0 THEN 4780
4740 K3=64.34*K/(DG*(T+460))*K(K-1))
4750 CA=Q(I)/(155500!*P3(I)*(K2*K3)^.5)
4760 DIA(I)=1.75105+932.334*CA-29372.7*CA^2+397972!*CA^3-1510615!*CA^4
4770 IF DIA(I)>=0 THEN 4790
4780 DIA(I)=0!
4790 NEXT I
4800 RETURN
4810 CLS:REM SUBROUTINA DE IMPRESION DE dc
4820 PRINT:PRINT" FLUJO EN EL ESTRANGULADOR "
4830 PRINT" ====="
4840 PRINT:PRINT" q Pc arriba Pc abajo DPe dc(64avos)
FLUJO"
4850 PRINT:PRINT"=====
=====":PRINT
4860 FOR I=1 TO N3
4870 PRINT USING"#####.## " ;Q1(I),P3(I),P7(I),DEE(I),DIA(I);
4880 PRINT USING"&";N1$(I)
4890 NEXT I
4900 PRINT:PRINT"=====
=====
4910 RETURN

```

*
*
* UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA *
* DE MEXICO *
* FACULTAD DE INGENIERIA *
*
* ANALISIS NODAL EN POZOS *
* PRODUCTORES DE GAS Y *
* GAS Y CONDENSADO *
* (NODAL GC) *
*

10 PRINT"
 20 PRINT"
 30 PRINT"
 40 PRINT"
 50 PRINT"
 60 PRINT"
 70 PRINT"
 80 PRINT"
 90 PRINT"
 100 PRINT"

```

*****
*
*
* UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
*
* DE MEXICO
*
* FACULTAD DE INGENIERIA
*
*
*
* ANALISIS NODAL EN POZOS
*
* PRODUCTORES DE GAS Y
*
* GAS Y CONDENSADO
*
* ( NODAL GC )
*
*
*****

```

110 PRINT"
 120 PRINT"
 130 PRINT"
 140 PRINT"
 150 PRINT"
 160 PRINT"
 170 PRINT"
 180 CLS
 190 "
 200 "
 210 "
 220 "
 230 "

240 DIM Q(20), QWG(20), P1(20), P2(20), P3(20), P4(20), P5(20), P6(20), DA(20)
 250 DIM P7(20), P8(20), DB(20), DE(20), PE(20), PD(20), DC(20), DD(20), Q1(20), N\$
 (10), DEE(20), P9(20), DIA(20), N1\$(20), P10(20), DEEE(20), QL(20)
 260 REM DATOS DE POZO

270 IOPC=88
 280 NODO=0
 290 PFLAG=0
 300 VGS=0
 310 INPUT "PRESION ESTATICA (lb/pg^2) =" ; PWS
 320 IF IOPC <> 88 THEN 380
 330 INPUT "PRESION DE SEPARACION (lb/pg^2) =" ; PS
 340 IF IOPC <> 88 THEN 1200
 350 INPUT "COEFICIENTE DE COMPORTAMIENTO C =" ; C
 360 IF IOPC <> 88 THEN 380
 370 INPUT "VALOR DEL EXPONENTE n =" ; N
 380 QMAX=C*(PWS^2)^N
 390 QMAX=QMAX/1000000!
 400 IF IOPC=88 THEN 440
 410 PRINT:PRINT"

SE DEBEN CAMBIAR LOS GAST

420 PFLAG=0
 430 GOTO 1200
 440 REM DATOS DE LA LINEA DE DESCARGA
 450 INPUT "DIAMETRO DE LA LINEA DE DESCARGA (pg) =" ; DLD
 460 IF IOPC <> 88 THEN 1200

```

470 INPUT "LONGITUD DE LA LINEA DE DESCARGA ( millas ) =" ;L4LD
480 LLD=L4LD*5277
490 IF IOPC <> 88 THEN 1200
500 INPUT "DIFERENCIA DE ELEVACION ENTRE LA BOCA DEL POZO Y EL SEPARADOR ( pies
) =" ;HLD
510 IF HLD=0 THEN 550
520 INPUT "FLUJO ASCENDENTE ( 1 ) O DESCENDENTE ( 2 ) EN LA LINEA DE DESCAR
GA =" ;N1
530 IF N1=1 THEN 550
540 HLD=HLD*(-1!)
550 IF IOPC <> 88 THEN 1200
560 INPUT "TEMPERATURA PROMEDIO EN LA LINEA DE DESCARGA ( F ) =" ;TL D
570 IF IOPC <> 88 THEN 1200
580 INPUT "EFICIENCIA EN LA LINEA DE DESCARGA =" ;E2LD
590 IF IOPC <> 88 THEN 1200
600 INPUT "RUGOSIDAD DE LA LINEA DE DESCARGA ( p g . ) =" ;R2LD
610 IF IOPC <> 88 THEN 1200
620 REM D A T O S D E L C O N D E N S A D O
630 INPUT "DENSIDAD DEL CONDENSADO ( API ) =" ;API
640 COND=API
650 IF API <> 0 THEN 680
660 API=40
670 VGS=1
680 YO=141.5/(API+131.5)
690 MO=6084/(API-5.9)
700 TSC=520 ; PSC=14.7
710 GE=((350.5*YO)/MO)*((10.73*TSC)/PSC)
720 IF PFLAG=1 THEN 780
730 INPUT "RELACION GAS ACEITE ( pies^3/b1 ) =" ;GOR
740 RATIO=GOR
750 IF GOR=0 THEN GOR=1E+12
760 IF PFLAG=1 THEN 780
770 INPUT "DENSIDAD RELATIVA DEL GAS ( aire =1 ) =" ;DG
780 YW=((GOR*DG)+(4584*YO))/(GOR+132.8*YO/MO)
790 IF IOPC <> 88 THEN 1200
800 REM D A T O S D E L A T U B E R I A D E P R O D U C C I O N
810 INPUT "TEMPERATURA PROMEDIO EN LA T.P. ( F ) =" ;TTP
820 IF IOPC <> 88 THEN 1200
830 INPUT "PROFUNDIDAD TOTAL DE LA T.P. ( PVV ) ( pies ) =" ;HTP
840 H1TP=HTP
850 IF NODO=4 THEN 1750
860 IF IOPC <> 88 THEN 1200
870 INPUT "SE TIENE T.P. DE DIFERENTE DIAMETRO ( 1 ) CON ESTRANGULADOR DE FON
DD ( 2 ) SIN CAMBIO ( 3 ) =" ;N2
880 IF N2=1 OR N2=2 THEN 1400
890 INPUT "DIAMETRO DE LA T.P. ( p g ) =" ;DTP
900 IF IOPC <> 88 THEN 1200
910 INPUT "LONGITUD DE LA T.P. ( profundidad desarrollada ) ( pies ) =" ;LTP
920 IF LTP>HTP THEN 950
930 PRINT " PROFUNDIDAD DESARROLLADA MENOR QUE LA PVV, SE HACE IGUAL A PVV"
940 LTP=HTP
950 IF IOPC <> 88 THEN 1200
960 INPUT "EFICIENCIA DE LA T.P. =" ;E1TP
970 IF IOPC <> 88 THEN 1200
980 INPUT "RUGOSIDAD DE LA T.P. ( p g ) =" ;R1TP
990 IF IOPC <> 88 THEN 1200

```

```

990 IF IOPC <> 88 THEN 1200
1000 REM L E C T U R A   D E   G A S T O S
1010 INPUT "NUMERO DE GASTOS =" ; N3
1020 PRINT "          EL POTENCIAL ABSOLUTO ES =" ; QMAX ; " MM pies3/dia"
1030 FOR I=1 TO N3
1040 IF PFLAG=1 THEN 1100
1050 INPUT "GASTO ( pies^3/dia ) =" ; Q(I)
1060 Q2=Q(I)/1000000!
1070 IF Q2<=QMAX THEN 1100
1080 PRINT "          EL GASTO ES MAYOR QUE EL POTENCIAL ABSOLUTO"
1090 GOTO 1010
1100 QWG(I)=Q(I)*(1+GE/GOR)
1110 Q1(I)=Q(I)/1000000!
1120 NEXT I
1130 IF IOPC <> 88 THEN 1200
1140 REM S E L E C C I O N   D E L   N O D O   D E   S O L U C I O N
1150 N$(1)="P5";N$(2)="Pe";N$(3)="Pth";N$(5)="Pwf";N$(6)="Pws"
1160 INPUT "SELECCIONE UN NODO DE SOLUCION Ps ( 1 ) Pe ( 2 ) Pth ( 3 ) P5 (
4 ) Pwf ( 5 ) Pws ( 6 ) " ; NODO
1170 IF NODO <> 4 THEN 1200
1180 PRINT "NO ES VALIDA LA SELECCION DEL NODO CON CAMBIO DE DIAMETRO"
1190 GOTO 1160
1200 PRINT:PRINT: INPUT "DESEA CAMBIAR ALGUN DATO ? PROPORCIONE EL NUMERO DE
DATO:          ( 0 = NINGUNO  26 = TODOS  27 = LISTA DATOS  9
9 = TERMINA ) " ; IND
1210 IF IND=99 THEN 4080
1220 IF IND=0 THEN 1790
1230 IF IND <> 27 THEN 1260
1240 GOSUB 4090
1250 GOTO 1200
1260 IOPC=88
1270 IF IND=26 THEN 280
1280 IOPC=IND
1290 IF NODO=4 THEN 1370
1300 ON IND GOTO 310, 330, 350, 370, 450, 470, 500, 560, 580, 600, 1310, 1330, 7
70, 810, 830, 890, 910, 960, 980, 1350, 1160
1310 PFLAG=1
1320 GOTO 630
1330 PFLAG=1
1340 GOTO 730
1350 PFLAG=0
1360 GOTO 1010
1370 ON IND GOTO 310, 330, 350, 370, 450, 470, 500, 560, 580, 600, 630, 730, 770
, 810, 830, 1430, 1450, 1470, 1490, 1510, 1530, 1550, 1570, 1590, 1380
1380 PFLAG=0
1390 GOTO 1620
1400 INPUT "UNICAMENTE SE PUEDE SELECCIONAR A P5 COMO NODO DE SOLUCION; DESEAS C
ONTINUAR SI ( 1 ) NO ( 2 ) =" ; N4
1410 IF N4=2 THEN 870
1420 NODO=4;N$(4)="P5"
1430 INPUT "PROFUNDIDAD DEL CAMBIO DE DIAMETRO DE LA T.P. O PROFUNDIDAD DEL ES
TRANGULADOR ( PVV ) ( pies ) =" ; H5
1440 IF IOPC <> 88 THEN 1750
1450 INPUT "DIAMETRO DE LA T.P. ( parte inferior ) ( pg ) =" ; DTP
1460 IF IOPC <> 88 THEN 1200
1470 INPUT "LONGITUD DE LA T.P. ( profundidad desarrollada, parte inferior ) ( p
ies ) =" ; LTP

```

```

1480 IF IOPC <> 88 THEN 1200
1490 INPUT "EFICIENCIA DE LA T.P. ( parte inferior ) =";E1TP
1500 IF IOFC <> 88 THEN 1200
1510 INPUT "RUGOSIDAD DE LA T.P. ( parte inferior ) ( pg ) =";R1TP
1520 IF IOFC <> 88 THEN 1200
1530 INPUT "DIAMETRO DE LA T.P. ( parte superior ) ( pg ) =";D3TP
1540 IF IOPC <> 88 THEN 1200
1550 INPUT "LONGITUD DE LA T.P. ( profundidad desarrollada,parte superior ) (
pies ) =";L3TP
1560 IF IOPC <> 88 THEN 1200
1570 INPUT "EFICIENCIA DE LA T.P. ( parte superior ) ( pies ) =";E3TP
1580 IF IOPC <> 88 THEN 1200
1590 INPUT "RUGOSIDAD DE LA T.P. ( parte superior ) ( pg ) =";R3TP
1600 IF IOPC <> 88 THEN 1200
1610 REM L E C T U R A D E G A S T O S
1620 INPUT "NUMERO DE GASTOS =";N3
1630 PRINT " EL POTENCIAL ABSOLUTO ES = ";QMAX;" MMpies3/dia"
1640 FOR I=1 TO N3
1650 IF PFLAG=1 THEN 1710
1660 INPUT "GASTO DE GAS ( pies^3/dia ) =";Q(I)
1670 Q2=Q(I)/1000000!
1680 IF Q2<=QMAX THEN 1710
1690 PRINT " EL GASTO ES MAYOR QUE EL POTENCIAL ABSOLUTO"
1700 GOTO 1620
1710 QWG(I)=Q(I)*(1+GE/GOR)
1720 Q1(I)=Q(I)/1000000!
1730 NEXT I
1740 IF IOPC <> 88 THEN 1200
1750 H1=HTP-HS
1760 HTP=H1
1770 LL1TP=LTP
1780 GOTO 1200
1790 CLS:REM I N I C I O D E C A L C U L O S
1800 FOR I=1 TO N3
1810 IF NODD=6 THEN 2120
1820 P5(I)=(PWS^2-(QWG(I)/C)^(1/N))^0.5
1830 DA(I)=PWS-P5(I)
1840 IF NODD=5 THEN 2120
1850 P1=P5(I)
1860 PA=P1/2
1870 P2=PA
1880 D=DTP
1890 T=TTP
1900 E=E1TP
1910 RU=R1TP
1920 BAND=0
1930 GOSUB 4470
1940 GOSUB 4800
1950 GOSUB 4860
1960 IF BAND=0 THEN 2020
1970 IF NODD=4 THEN 2000
1980 P3(I)=0;DB(I)=0
1990 GOTO 2110
2000 PE(I)=0;DE(I)=0
2010 GOTO 2110
2020 IF ABS(P2-PA)<=1' THEN 2050

```

```

2030 PA=P2
2040 GOTO 1930
2050 IF NODD=4 THEN 2090
2060 P3(I)=P2
2070 DB(I)=P5(I)-P3(I)
2080 GOTO 2110
2090 PE(I)=P2
2100 DE(I)=P5(I)-PE(I)
2110 IF NODD=1 THEN 2680
2120 P2=PS
2130 PA=2*P2
2140 P1=PA
2150 D=DLD
2160 T=TLD
2170 E=E2LD
2180 RU=R2LD
2190 GOSUB 4470
2200 GOSUB 4930
2210 GOSUB 4990
2220 IF ABS(P1-PA)<=1! THEN 2250
2230 PA=P1
2240 GOTO 2190
2250 P7(I)=P1
2260 DC(I)=P7(I)-PS
2270 IF NODD < 4 THEN 2880
2280 IF NODD > 4 THEN 2490
2290 P2=P7(I)
2300 PA=2*P2
2310 P1=PA
2320 D=D3TP
2330 HTP=H5
2340 T=TTP
2350 LTP=L3TP
2360 E=E3TP
2370 RU=R3TP
2380 GOSUB 4470
2390 GOSUB 4800
2400 GOSUB 4990
2410 IF ABS(P1-PA) <=1! THEN 2440
2420 PA=P1
2430 GOTO 2380
2440 PD(I)=P1
2450 DD(I)=PD(I)-P7(I)
2460 HTP=H1
2470 LTP=LL1TP
2480 GOTO 2880
2490 P2=P7(I)
2500 PA=2*P2
2510 P1=PA
2520 D=DTP
2530 T=TTP
2540 E=E1TP
2550 RU=R1TP
2560 GOSUB 4470
2570 GOSUB 4800

```

```

2580 GOSUB 4970
2590 IF ABS(P1-PA)<= ! THEN 2620
2600 PA=P1
2610 GOTO 2560
2620 PB(I)=P1
2630 DB(I)=PB(I)-P7(I)
2640 IF NODO=5 THEN 2880
2650 P6(I)=(PB(I)^2+(QW6(I)/C)^(1/N))^0.5
2660 DA(I)=P6(I)-PB(I)
2670 GOTO 2880
2680 IF BAND=1 THEN 2800
2690 P1=P3(I)
2700 PA=P1/2
2710 P2=PA
2720 D=DL
2730 T=TL
2740 E=E2LD
2750 RU=R2LD
2760 GOSUB 4470
2770 GOSUB 4930
2780 GOSUB 4860
2790 IF BAND=0 THEN 2830
2800 P1(I)=0
2810 DC(I)=0
2820 GOTO 2880
2830 IF ABS(P2-PA)<=1 THEN 2860
2840 PA=P2
2850 GOTO 2760
2860 P1(I)=P2
2870 DC(I)=P3(I)-P1(I)
2880 NEXT I
2890 PRINT:PRINT:INPUT "      QUE HACEMOS ?      ( 1 = IMPRESION DE DATOS Y RESU
      ( 2 = IMPRESION DE RESULTADOS      3 =
OTRAS OPCIONES )      "IXD
2900 IF IXD=3 THEN 1200
2910 IF IXD=2 THEN 2940
2920 REM      D A T O S      Y      R E S U L T A D O S
2930 GOSUB 4090
2940 CLS
2950 PRINT:PRINT:PRINT"NODO DE SOLUCION :      "N*(NODO)
2960 PRINT"===== "
2970 PRINT:PRINT "      R E S U L T A D O S      "
2980 PRINT"===== "
=====
2990 ON NODO GOTO 3000, 3170, 3170, 3430, 3720, 3900
3000 PRINT:PRINT "      FLUJO EN EL YACIMIENTO      FLUJO VERT
ICAL "
3010 PRINT "
3020 PRINT:PRINT "      q      Pws      Pwf      DP 6-5      Pth
      DP 5-3"
3030 PRINT:PRINT"===== "
=====
3040 FOR I=1 TO N3
3050 PRINT USING "#####.##" "I,Q1(I),PWS,P5(I),DA(I),P3(I),DB(I)
3060 NEXT I
3070 PRINT:PRINT"===== "
=====
3080 PRINT:PRINT:PRINT "      FLUJO HORIZONTAL      "

```

```

3090 PRINT "
3100 PRINT:PRINT "      q      Ps      DP 3-1 "
3110 PRINT:PRINT"=====":PRINT
3120 FOR I=1 TO N3
3130 PRINT USING"#####.## " ;Q1(I),P1(I),DC(I)
3140 NEXT I
3150 PRINT:PRINT"===== "
3160 GOTO 1200
3170 REM R E S U L T A D O S      ( NODO Pe, Pth )
3180 PRINT:PRINT "      FLUJO HORIZONTAL      "
3190 PRINT"===== "
3200 PRINT:PRINT "      q      Ps      DP 3-1      Pth      "
3210 PRINT:PRINT"=====":PRINT
3220 FOR I=1 TO N3
3230 PRINT USING"#####.## " ;Q1(I),PS,DC(I),P7(I)
3240 NEXT I
3250 PRINT:PRINT"===== "
3260 PRINT:PRINT "      FLUJO EN EL YACIMIENTO      FLU
JO VERTICAL      "
3270 PRINT"===== "
3280 PRINT:PRINT "      q      Pws      Pwf      DP 6-5      Pth
DP 5-3 "
3290 PRINT:PRINT"=====
=====":PRINT
3300 FOR I=1 TO N3
3310 PRINT USING"#####.## " ;Q1(I),PWS,P5(I),DA(I),P3(I),DB(I)
3320 NEXT I
3330 PRINT:PRINT"=====
===== "
3340 IF NODO=3 THEN 3420
3350 IF VGS=0 THEN 3390
3360 GOSUB 5060
3370 GOSUB 5370
3380 GOTO 1200
3390 GOSUB 5500
3400 GOSUB 5580
3410 GOSUB 5700
3420 GOTO 1200
3430 REM R E S U L T A D O S      ( PARA P5 )
3440 PRINT:PRINT "      FLUJO HORIZONTAL      FLUJO VER
TICAL      "
3450 PRINT"===== "
3460 PRINT:PRINT "      q      Ps      Pth      DP 3-1      Pd
DP 4-3 "
3470 PRINT:PRINT"=====
=====":PRINT
3480 FOR I=1 TO N3
3490 PRINT USING"#####.## " ;Q1(I),PS,P7(I),DC(I),PD(I),DD(I)
3500 NEXT I
3510 PRINT:PRINT"=====
===== "
3520 PRINT:PRINT:PRINT "      FLUJO EN EL YACIMIENTO      FL
UJO VERTICAL      "
3530 PRINT"===== "
3540 PRINT:PRINT "      q      Pws      Pwf      DP 6-5      Pe
DP 5-4 "

```

```

3550 PRINT:PRINT"=====
=====":PRINT
3560 FOR I=1 TO N3
3570 PRINT USING"#####.## " ;Q1(I),PWS,P5(I),DA(I),PE(I),DE(I)
3580 NEXT I
3590 PRINT:PRINT"=====
=====":PRINT
3600 IF N2=1 THEN 3710
3610 FOR I = 1 TO N3
3620 P3(I)=PE(I); P7(I)=PD(I)
3630 NEXT I
3640 IF VGS=0 THEN 3680
3650 GOSUB 5060
3660 GOSUB 5370
3670 GOTO 1200
3680 GOSUB 5500
3690 GOSUB 5580
3700 GOSUB 5700
3710 GOTO 1200
3720 REM R E S U L T A D O ( P w f )
3730 PRINT:PRINT " FLUJO HORIZONTAL FLUJO VERT
ICAL "
3740 PRINT"
3750 PRINT:PRINT. " q P s P t h DP 3-1 P w f "
DP 5-3 "
3760 PRINT:PRINT"=====
=====":PRINT
3770 FOR I=1 TO N3
3780 PRINT USING "#####.## " ;Q1(I),PS,P7(I),DC(I),P8(I),DB(I)
3790 NEXT I
3800 PRINT:PRINT"=====
=====":PRINT
3810 PRINT:PRINT:PRINT " FLUJO EN EL YACIMIENTO "
3820 PRINT"
3830 PRINT:PRINT " q P w s DP 6-5 P w f "
3840 PRINT:PRINT"=====
=====":PRINT
3850 FOR I=1 TO N3
3860 PRINT USING"#####.## " ;Q1(I),PWS,DA(I),P5(I)
3870 NEXT I
3880 PRINT:PRINT"=====
=====":PRINT
3890 GOTO 1200
3900 REM RESULTADOS ( P w s )
3910 PRINT:PRINT " FLUJO HORIZONTAL FLUJO VER
TICAL "
3920 PRINT"
3930 PRINT:PRINT " q P s P t h DP 3-1 P w f "
DP 5-3 "
3940 PRINT:PRINT"=====
=====":PRINT
3950 FOR I=1 TO N3
3960 PRINT USING"#####.## " ;Q1(I),PS,P7(I),DC(I),P8(I),DB(I)
3970 NEXT I
3980 PRINT:PRINT"=====
=====":PRINT
3990 PRINT:PRINT:PRINT " FLUJO EN EL YACIMIENTO "
4000 PRINT"

```

```

4010 PRINT:PRINT "          q          Pws          DP 6-5          "
4020 PRINT:PRINT "=====;PRINT
4030 FOR I=1 TO N3
4040 PRINT USING"#####.## " ;Q1(I),P6(I),DA(I)
4050 NEXT I
4060 PRINT:PRINT"=====
4070 GOTO 1200
4080 END
4090 REM I M P R E S I O N   D E   D A T O S
4100 CLS:PRINT "          D A T O S   D E L   P O Z O          "
4110 PRINT "(1) PRESION ESTATICA =" ;PWS; " lb/pg^2 "
4120 PRINT "(2) PRESION DE SEPARACION =" ;PS; " lb/pg^2 "
4130 PRINT "(3) COEFICIENTE DE COMPORTAMIENTO C =" ;C
4140 PRINT "(4) INVERSO DE LA PENDIENTE DE LA CURVA DE CAPACIDAD n =" ; N
4150 PRINT "(5) DIAMETRO DE LA LINEA DE DESCARGA =" ;DLD; " pg "
4160 PRINT "(6) LONGITUD DE LA LINEA DE DESCARGA =" ;L4LD; " millas "
4170 PRINT "(7) DIFERENCIA DE ELEVACION ENTRE LA BOCA DEL POZO Y EL SEPARADOR =
" ;HLD; " pies "
4180 PRINT "(8) TEMPERATURA EN LA LINEA DE DESCARGA =" ;TLD; " F "
4190 PRINT "(9) EFICIENCIA EN LA LINEA DE DESCARGA =" ;E2LD
4200 PRINT "(10) RUGOSIDAD DE LA LINEA DE DESCARGA =" ;R2LD
4210 PRINT "(11) DENSIDAD DEL CONDENSADO =" ;COND; " API"
4220 PRINT "(12) RELACION GAS ACEITE =" ;RATIO; " pies^3/b1"
4230 PRINT "(13) DENSIDAD DEL GAS =" ;DG; " ( aire=1 )"
4240 PRINT "(14) TEMPERATURA PROMEDIO EN LA T.P. =" ;TTP; " F "
4250 PRINT "(15) PROFUNDIDAD TOTAL DE LA T.P. =" ;H1TP; " pies "
4260 IF NODO=4 THEN 4350
4270 PRINT "(16) DIAMETRO DE LA T.P. =" ;DTP; " pg "
4280 PRINT "(17) LONGITUD DE LA T.P. =" ;LTP; " pies "
4290 PRINT "(18) EFICIENCIA DE LA T.P. =" ;E1TP
4300 PRINT "(19) RUGOSIDAD DE LA T.P. =" ;R1TP
4310 PRINT "(20) GASTOS ( Q min , Q max ) =" ;Q1(1),Q1(N3); " MMpies^3/dia "
4320 PRINT " EL POTENCIAL ABSOLUTO ES =" ;QMAX; " MM pies^3/dia"
4330 PRINT "(21) NODO DE SOLUCION =" ;NODO
4340 GOTO 4460
4350 PRINT "(16) PROFUNDIDAD DEL CAMBIO DE DIAMETRO O DEL ESTRANGULADOR = ;H5;
" pies "
4360 PRINT "(17) DIAMETRO DE LA T.P. ( parte inferior ) =" ;DTP; " pg "
4370 PRINT "(18) LONGITUD DE LA T.P. ( parte inferior ) =" ;LL1TP; " pies "
4380 PRINT "(19) EFICIENCIA DE LA T.P. ( parte inferior ) =" ;E1TP
4390 PRINT "(20) RUGOSIDAD T.P. ( parte inferior ) =" ;R1TP
4400 PRINT "(21) DIAMETRO DE LA T.P. ( parte superior ) =" ;D3TP; " pg "
4410 PRINT "(22) LONGITUD DE LA T.P. ( parte superior ) =" ;L3TP; " pies "
4420 PRINT "(23) EFICIENCIA DE LA T.P. ( parte superior ) =" ;E3TP
4430 PRINT "(24) RUGOSIDAD DE LA T.P. ( parte superior ) =" ;R3TP
4440 PRINT "(25) GASTOS ( Q min , Qmax ) =" ;Q1(1),Q1(N3); " MMpies^3/dia "
4450 PRINT " EL POTENCIAL ABSOLUTO ES =" ;QMAX; " MM pies^3/dia"
4460 RETURN
4470 REM S U B R U T I N A   I
4480 REM C A L C U L O   D E   L A   P R E S I O N   M E D I A
4490 PM=(2/3)*(P1+P2-(P1*P2/(P1+P2)))
4500 REM CALCULO DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD
4510 TPC=187+330*DG-71.5*DG^2
4520 PPC=706-51.7*DG-11.1*DG^2
4530 TPR=(T+460)/TPC
4540 PPR=PM/PPC

```

```

4550 Z1=.8
4560 DR=.27*PPR/(Z1*TPR)
4570 W1=.31506+(-1.0467/TPR)+(-.5783/(TPR^3))*DR
4580 W2=(.5353+(-.6123/TPR))*DR^2
4590 W3=(-.6123)*(-.10489)*(DR^5)/TPR
4600 W4=((.68157*DR^2)/TPR^3)*(1+.68446*DR^2)
4610 W5=EXP(-.68446*(DR^2))
4620 Z=W1+W2+W3+(W4*W5)+1
4630 IF ABS(Z-Z1)<.001 THEN 4660
4640 Z1=Z
4650 GOTO 4560
4660 REM CALCULO DE LA VISCOSIDAD DEL GAS
4670 X=3.5+986/(T+460)+.2897*DG
4680 Y=2.4-.2*X
4690 K1=(9.399999+.5794*DG)*(T+460)^1.5
4700 K2=209+550.4*DG+(T+460)
4710 K=K1/K2
4720 DENG=2.7044*PM*DG/(Z*(T+460))
4730 K3=EXP(X*(DENG/62.428)^Y)
4740 UG=K3*K*.0001
4750 REM CALCULO DE Re Y f
4760 RE=.020129*YW*QWG(I)/(D*UG)
4770 K4=LOG((RU/D)+(21.25/RE^.9))/LOG(10)
4780 F=(1/(1.14-2*K4))^2
4790 RETURN
4800 REM SUBROUTINA II (CALCULO DE X,Y PARA LA T.P.)
4810 XMD=.0375*YW*LTP/(T+460)*Z)
4820 XTVD=.0375*YW*HTP/(T+460)*Z)
4830 X=6.67E-10*(F/E^2)*QWG(I)^2*(T+460)^2*Z^2*(EXP(XMD)-1)/(D^5)
4840 Y=EXP(XTVD)
4850 RETURN
4860 REM SUBROUTINA III (CALCULO DE P2)
4870 X4=(P1^2-X)/Y
4880 IF X4>=0 THEN 4910
4890 BAND = 1
4900 GOTO 4920
4910 P2=X4^.5
4920 RETURN
4930 REM SUBROUTINA IV (CALCULO DE X,Y PARA LA L.D.)
4940 XMD=.0375*YW*LLD/(T+460)*Z)
4950 XTVD=.0375*YW*HLD/(T+460)*Z)
4960 X=6.67E-10*(F/E^2)*QWG(I)^2*(T+460)^2*Z^2*(EXP(XMD)-1)/(D^5)
4970 Y=EXP(XTVD)
4980 RETURN
4990 REM SUBROUTINA V (CALCULO P1)
5000 X5=(X+P2^2*Y)
5010 IF X5>=0 THEN 5040
5020 PRINT "LA CAIDA DE PRESION ES MAYOR QUE LA PRESION DISPONIBLE"
5030 GOTO 1200
5040 P1=X5^.5
5050 RETURN
5060 REM SUBROUTINA PARA CALCULO DE dc ( GAS SECO )
5070 XX=(DG-.71)/.1 ;ZZ=(TLD-150)/100
5080 BB0=1.245874-.027331*ZZ-.017771*ZZ^2+.00305*ZZ^3+.013167*ZZ^4
5090 BB1=-.027336+.001484*ZZ-.015829*ZZ^2-.0033*ZZ^3+.015654*ZZ^4

```

```

5100 BB2=.002485-.008877*ZZ+.020643*ZZ^2+.487999E-03*ZZ^3-.021162*ZZ^4
5110 BB3=-.002334-.007175*ZZ+.025258*ZZ^2+.009191*ZZ^3-.024669*ZZ^4
5120 BB4=.000717+.006973*ZZ-.017431*ZZ^2-.007491*ZZ^3.017444*ZZ^4
5130 BB5=.002823*ZZ-.004985*ZZ^2-.004656*ZZ^3+.006673*ZZ^4
5140 BB6=-.001784*ZZ+.003282*ZZ^2+.002643*ZZ^3-.004141*ZZ^4
5150 BB7=.000029-.000056*ZZ-.000191*ZZ^2+.000223*ZZ^3
5160 K=BB0+BB1*XX+BB2*XX^2+BB3*XX^3+BB4*XX^4+BB5*XX^5+BB6*XX^6+BB7*XX^7
5170 K1=(2/(K+1))^(K/(K-1))
5180 FOR I=1 TO N3
5190 DEE(I)=P3(I)-P7(I)
5200 IF DEE(I)<0 THEN DEE(I)=0
5210 IF P3(I)<=0 THEN 5340
5220 P9(I)=P7(I)/P3(I)
5230 IF P9(I)>K1 THEN 5270
5240 N1$(I)=" CRITICO"
5250 P9(I)=K1
5260 GOTO 5280
5270 N1$=" SUBCRITICO"
5280 K2=P9(I)^(2/K)-P9(I)^((K+1)/K)
5290 IF K2<0 THEN 5340
5300 K3=64.34*K/(DG*(T+460))*(K-1)
5310 CA=Q(I)/(155500!*P3(I)*(K2*K3)^.5)
5320 DIA(I)=1.75105+932.334*CA-29372.7*CA^2+397972!*CA^3-1510615!*CA^4
5330 IF DIA(I)>=0 THEN 5350
5340 DIA(I)=0
5350 NEXT I
5360 RETURN
5370 CLS:REM SUBROUTINA DE IMPRESION DE dc ( GAS SECO )
5380 PRINT" GAS SECO"
5390 PRINT"======"
5400 PRINT:PRINT"
5410 PRINT"
5420 PRINT:PRINT" q Pc arriba Pc abajo DPe dc(64avos)
FLUJO"
5430 PRINT:PRINT"======"
=====":PRINT
5440 FOR I=1 TO N3
5450 PRINT USING"#####.## " ;Q1(I),P3(I),P7(I),DEE(I),DIA(I);
5460 PRINT USING"&";N1$(I)
5470 NEXT I
5480 PRINT:PRINT"======"
=====":PRINT
5490 RETURN
5500 REM SUBROUTINA PARA CALCULAR dc ( GAS Y CONDENSADO )
5510 FOR I=1 TO N3
5520 QL(I)=Q(I)/GOR
5530 P9(I)=P7(I)/P3(I)
5540 DEE(I)=P3(I)-P7(I)
5550 DIA(I)=[(10*QL(I)*GOR^5.46)/P3(I)]^(1/1.89)
5560 NEXT I
5570 RETURN
5580 CLS:REM SUBROUTINA DE IMPRESION dc ( GAS Y CONDENSADO )
5590 PRINT" GAS Y CONDENSADO "
5600 PRINT"======"
5610 PRINT:PRINT"
5620 PRINT"
FLUJO EN EL ESTRANGULADOR"
=====":PRINT

```

```

5630 PRINT:PRINT"          q          Pc arriba Pc abajo DPe          dc (64avos)
P2/P1"
5640 PRINT:PRINT"=====
=====":PRINT
5650 FOR I=1 TO N3
5660 PRINT USING"#####.## " ;Q1(I),P3(I),P7(I),DEE(I),DIA(I),P9(I)
5670 NEXT I
5680 PRINT:PRINT"=====
=====
5690 RETURN
5700 REM SUBROUTINA PARA DETERMINAR EL COMPORTAMIENTO A TRAVES DE ESTRANGULADORES
5710 PRINT:PRINT
5720 NB$=" "
5730 INPUT"NUMERO DE dc A ANALIZAR = ";N5
5740 FOR J=1 TO NS
5750 INPUT" dc ( 64 avos ) = ";DIA(J)
5760 NEXT J
5770 PRINT:PRINT"                                COMPORTAMIENTO EN ESTRANGULADORES"
5780 PRINT:PRINT"=====
=====
5790 PRINT:PRINT" dc (64avos)          q          Pc arriba Pc abajo DPe
P2/P1"
5800 PRINT:PRINT"=====
=====":PRINT
5810 FOR J=1 TO NS
5820 PRINT USING"#####.## " ;DIA(J)
5830 FOR I=1 TO N3
5840 P10(I)=(10*GL(I)*GDR^.546)/(DIA(J)^1.89)
5850 P9(I)=P7(I)/P10(I)
5860 DEEE(I)=P10(I)-P7(I)
5870 PRINT USING"&";NB$;
5880 PRINT USING"#####.## " ;Q1(I),P10(I),P7(I),DEEE(I),P9(I)
5890 NEXT I
5900 PRINT:PRINT:PRINT"=====
=====":PRINT
5910 NEXT J
5920 RETURN

```

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

El procedimiento de análisis nodal representa, para la industria petrolera, un medio adecuado en el diseño y evaluación de los sistemas de producción. Aplicando la técnica de análisis nodal, con un enfoque sistematizado, es posible predecir el comportamiento de un pozo, evaluar alternativas para incrementar la producción, prolongar la vida fluyente y mejorar la eficiencia, entre otros propósitos. Lo anterior es de gran importancia, debido al aumento en la demanda de energía y a la incertidumbre en el precio de los hidrocarburos.

En el estudio de un sistema de producción, aplicando el procedimiento de análisis nodal, la computadora es indispensable para simplificar el manejo de los diversos métodos de análisis. En este trabajo se presentan los programas de cómputo "NODAL G" y "NODAL GC", con los que se puede realizar un estudio completo de las diferentes caídas de presión que se tienen en el sistema de producción.

El procedimiento de análisis nodal permite identificar y estudiar problemas como la capacidad de flujo del yacimiento y del conjunto de tuberías, o bien problemas relacionados con el flujo a través de las perforaciones, de las válvulas de seguridad y de los estranguladores. De esta manera se pueden recomendar cambios en el sistema o planear adecuadamente las instalaciones para pozos nuevos. Es importante mencionar que la selección de las modificaciones a un sistema y el orden de su aplicación deben basarse en un análisis económico. En este análisis se deben comparar los incrementos en la producción, al efectuar algún cambio, con la inversión adicional que es necesario realizar.

Los programas de cómputo son susceptibles de mejorarse. También se pueden complementar con rutinas de graficación.

A P E N D I C E A

A.1 Ecuaciones Fundamentales para Pozos Productores de Gas y Condensado.

En el estudio de los métodos para calcular las diferentes presiones en un pozo productor de gas, se establece que las ecuaciones se utilizan para pozos productores de gas seco. Sin embargo, los métodos son válidos para pozos productores de gas y condensado, siempre y cuando, el fluido en el yacimiento permanezca en una sola fase (gas) y que se modifiquen las ecuaciones para incluir el condensado líquido producido.^{1, 2}

A continuación se presentan las ecuaciones que se requieren para poder utilizar los diferentes métodos en pozos productores de gas y condensado.

La producción de un pozo productor de gas debe incluir la producción de gas del separador, la producción de gas del tanque de almacenamiento y la producción de líquido del tanque de almacenamiento, convertida a su equivalente en gas, la cual se representa por el símbolo EG.

Para transformar los hidrocarburos líquidos producidos a su equivalente en gas, se supone que el líquido se comporta como un gas ideal cuando se encuentra en el estado gaseoso. Tomando como condiciones estándar 14.7 lb/pg² y 60 °F, el equivalente en gas de un barril de condensado a dichas condiciones es :

$$EG = V = \frac{n R T_{cs}}{P_{cs}} \quad (A.1)$$

donde :

V -- volumen, pie³

n -- número de moles

$$R \quad \text{-- constante universal} = 10.73 \frac{\text{lb/pg}^2 \text{ pie}^3}{\text{mole-lb } ^\circ\text{R}}$$

$$T_{cs} \quad \text{-- temperatura estándar} = 520 \text{ } ^\circ\text{R}$$

$$P_{cs} \quad \text{-- presión estándar} = 14.7 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs}$$

haciendo :

$$n = \frac{m_o}{M_o}$$

$$n = \frac{5.615 (\text{pie}^3/\text{bl}) \times 62.4 (\text{lb}/\text{pie}^3) \times \gamma_o}{M_o (\text{lb}/\text{mole-lb})}$$

donde :

M_o ----- peso molecular del condensado,
(lb/mole-lb)

m_o ----- masa del condensado, lb

62.4 (lb/pg²) ---- peso específico del agua @ c.s.

γ_o ----- gravedad específica del condensado,
(agua=1.0)

sustituyendo el valor de n en A.1 :

$$EG = \frac{5.615 \times 62.4 \times \gamma_o}{M_o} * \frac{10.73 \times 520}{14.7}$$

Finalmente :

$$EG = 133,000 \left(\frac{\gamma_o}{M_o} \right) \frac{\text{pie}^3}{\text{bl}} \frac{@ \text{ c.s.}}{@ \text{ c.s.}} \quad (\text{A.2})$$

La gravedad específica del condensado se puede calcular -- por medio de la siguiente expresión :

$$\gamma_o = \frac{141.5}{\text{API} + 131.5} \quad (\text{A.3})$$

Cuando no se conoce el peso molecular del condensado @ c.s. se puede calcular utilizando la ecuación desarrollada por Cragoe:³

$$M_o = \frac{6084}{\text{API} - 5.9} \quad (\text{A.4})$$

Por otra parte, para determinar la gravedad específica del fluido de la corriente del pozo y el gasto equivalente se procede de la siguiente manera :

$$m_w = m_o + m_g \quad (\text{A.5})$$

$$m_o = \gamma_o \left(\frac{\text{lb}_o / \text{pie}_o^3}{\text{lb}_{ag} / \text{pie}_{ag}^3} \right) \cdot 62.428 \left(\frac{\text{lb}_{ag}}{\text{pie}_{ag}^3} \right) \cdot 5.615 \left(\frac{\text{pie}_o^3}{\text{bl}_o} \right)$$

$$m_o = 350.5 \gamma_o \quad (\text{A.6})$$

$$m_g = \gamma_g \left(\frac{\text{lb}_g / \text{pie}_g^3}{\text{lb}_a / \text{pie}_a^3} \right) \cdot 0.0764 \left(\frac{\text{lb}_a}{\text{pie}_a^3} \right) \cdot R \left(\frac{\text{pie}_g^3 @ \text{c.s.}}{\text{bl}_o @ \text{c.s.}} \right)$$

$$m_g = 0.0764 \gamma_g R \quad (\text{A.7})$$

donde:

R -- relación gas aceite (pies³/bl).

$$m_w = 350.5 \gamma_o + 0.0764 \gamma_g R \quad (\text{A.8})$$

donde :

m_w -- lb de fluido producido de la corriente del pozo por bl_o a c.s.

m_o -- lb de aceite producido de la corriente del pozo por bl_o a c.s.

m_g -- lb de gas producido de la corriente del pozo por -- bl_o a c.s.

El número total de moles de fluido producido por $bl_o @$ c.s. n_t , es :

$$n_t = \frac{R}{v} + \frac{m_o}{M_o}$$

donde :

v -- volumen molar = $379.4 \text{ pie}^3 / \text{mole-lb}$

$$n_t = \frac{R \left(\frac{\text{pie}^3 @ \text{ c.s.}}{bl_o @ \text{ c.s.}} \right)}{379.4 \frac{\text{pie}^3 @ \text{ c.s.}}{\text{mole-lb}}} + \frac{350.5 \gamma_o \left(\frac{\text{lb}}{bl_o @ \text{ c.s.}} \right)}{M_o \left(\text{lb/mole-lb} \right)}$$

$$n_t = 0.00264 R + 350.5 \frac{\gamma_o}{M_o} \quad (\text{A.8})$$

El peso molecular del fluido producido por la corriente -- del pozo es :

$$n_t = \frac{m_w}{M_w}$$

$$M_w = \frac{m_w}{n_t} = \frac{350.5 \gamma_o + 0.0764 \gamma_g R}{0.00264 R + 350.5 \frac{\gamma_o}{M_o}} \quad (\text{A.9})$$

La gravedad específica del fluido de la corriente del pozo, γ_w , es :

$$\gamma_w = \frac{M_w}{28.97}$$

o bien :

$$\gamma_w = \frac{R \gamma_g + 4584 \gamma_o}{R + 132,800 \frac{\gamma_o}{M_o}} \quad (\text{A.10})$$

donde :

R -- relación gas-aceite, $\frac{\text{pie}^3_g @ \text{c.s.}}{\text{bl}_o @ \text{c.s.}}$

γ_g -- gravedad específica promedio del gas producido en los separadores (aire=1.0). Se puede calcular con la expresión :

$$\gamma_g = \frac{q_{gs} * \gamma_{gs} + q_{gt} * \gamma_{gt}}{q_s + q_t} \quad (\text{A.11})$$

q_{gs} -- gasto de gas del separador, $Mpie^3/d$

q_{gt} -- gasto de gas del tanque, $Mpie^3/d$

γ_{gs} -- gravedad específica del gas producido en el separador (aire=1.0)

γ_{gt} -- gravedad específica del gas producido en el tanque de almacenamiento (aire=1.0)

Finalmente el gasto equivalente se obtiene con la expresión siguiente :^{1,2}

$$q_{wg} = q_g * \left(1 + \frac{EG}{R} \right) \quad (A.12)$$

donde :

q_{wg} -- gasto de gas equivalente, $MM pie^3/d$

q_g -- gasto de gas del separador, $MM pie^3/d$

Las ecuaciones A.2, A.3, A.4, A.10, A.11 y A.12 son las que se requieren para aplicar los métodos descritos a pozos productores de gas y condensado.

Las modificaciones que se deben realizar para incluir las ecuaciones anteriores en los diferentes métodos de cálculo, se ilustran a continuación mediante un ejemplo :

Supóngase el método que se presenta en el capítulo 3, sección 3.5.2.

La ecuación 3.50 se modifica de la siguiente manera :

$$Pwf = \left(Pth^2 + \frac{0.03756 \bar{p}^2 \gamma_w h}{\bar{z} (\bar{T} + 460)} + \frac{f \gamma_w q_{wg}^2 \bar{z} L (\bar{T} + 460)}{2744^2 d^5} \right) 0.5$$

.....(A.13)

y el procedimiento de solución, se modifica como sigue :

- 1.- Datos: Pth, L, h, d, \bar{T} , q_{gs} , q_{gt} , γ_o (API), γ_{gs} , γ_{gt} , R, ϵ .
- 2.- Calcular q_{wg} con el procedimiento descrito en la sección - A.1.
- 3.- Suponer un valor de Pwf.
- 4.- Calcular \bar{p} con la ecuación 3.5.
- 5.- Calcular \bar{z} con la ecuación A.22.
- 6.- Calcular la μ_g con la ecuación A.23.
- 7.- Calcular f con la ecuación A.32. Para este caso, el número de Reynolds se modifica como sigue :

$$Re = \frac{20,105 \gamma_w q_{wg}}{d \mu_g} \quad (A.14)$$

- 8.- Calcular Pwf con la ecuación A.13.
- 9.- Comparar el valor de Pwf supuesto con el calculado :
 - si se cae dentro de la tolerancia establecida, el valor de Pwf calculado es el correcto.

-- si se cae fuera de la tolerancia, repetir el procedi---
miento a partir del paso 3.

A.2 Determinación del factor de compresibilidad del gas. ⁴

Existen diferentes correlaciones para calcular las propiedades pseudocríticas del gas. Las curvas correspondientes a los gases han sido establecidas utilizando gases de los separadores y vapores obtenidos en los tanques de almacenamiento. Estos gases contienen altas proporciones de metano, etano, propano y butano. Las curvas correspondientes a los "condensados" pertenecen a gases que contienen cantidades relativamente grandes de los componentes más pesados. Standing, sugiere el uso de las curvas de "condensados" en los cálculos que involucren gases en equilibrio con el aceite y el uso de las curvas correspondientes al gas, para gases superficiales.

La ecuación para gases superficiales es :

$$T_{pc} = 167 + 316.67 \gamma_{gf} \quad (A.15)$$

$$P_{pc} = 702.5 - 50 \gamma_{gf} \quad (A.16)$$

La ecuación para gases húmedos (condensados) es :

$$T_{pc} = 238 + 210 \gamma_{gf} \quad (A.17)$$

$$P_{pc} = 740 - 100 \gamma_{gf} \quad (A.18)$$

Las ecuaciones siguientes permiten calcular, por ensaye y error, el valor de Z, usando como datos :

$$T_{pr} = \frac{T + 460}{T_{pc}} \quad (A.19)$$

$$p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}} \quad (A.20)$$

$$e_r = 0.27 p_{pr} / Z T_{pr} \quad (A.21)$$

$$Z = (A_1 + A_2 / T_{pr} + A_3 / T_{pr}^3) e_r + (A_4 + A_5 / T_{pr}) e_r^2$$

$$+ (A_5 A_6 e_r^5) / T_{pr} + (A_7 e_r^2 / T_{pr}^3) (1 + A_8 e_r^2)$$

$$(\exp(-A_8 e_r^2)) + 1 \quad (A.22)$$

donde:

$$A_1 = 0.31506$$

$$A_5 = -0.6123$$

$$A_2 = -1.0467$$

$$A_6 = -0.10489$$

$$A_3 = -0.5783$$

$$A_7 = 0.68157$$

$$A_4 = 0.5353$$

$$A_8 = 0.68446$$

El procedimiento consiste en suponer un valor de Z y obtener e_r para ese valor supuesto. Se calcula Z con la ecuación anterior y se compara con el valor supuesto. Si no coinciden estos valores, se supone para la siguiente iteración el valor de Z calculado. El procedimiento se repite hasta caer dentro de una tolerancia preestablecida. (menor o igual a 0.001).

A.3 Correlación para determinar la viscosidad del gas.⁵

La viscosidad del gas se obtiene con la siguiente ecuación:

$$\mu_g = K (10^{-4}) \exp (X) (\rho_g / 62.428)^Y \quad (\text{A.23})$$

$$K = \frac{(9.4 + 0.5794 \gamma_g) (T + 460)^{1.5}}{209 + 550.4 \gamma_g + (T + 460)} \quad (\text{A.24})$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{(T + 460)} + 0.2897 \gamma_g \quad (\text{A.25})$$

$$Y = 2.4 - 0.2 X \quad (\text{A.26})$$

A.4 Factor de Fricción.⁶

El valor del factor de fricción (f) es función de la rugosidad de la tubería (ϵ) y del número de Reynolds (N_{Re}), -- esto es :

$$f = f(\epsilon, N_{Re})$$

El número de Reynolds (adimensional) se define como :

$$N_{Re} = \frac{d v \rho}{\mu} \quad (\text{A.27})$$

Para calcular el valor de f , es necesario determinar el régimen de flujo. En conductos, los fluidos se mueven de acuerdo a cualquiera de los siguientes regímenes de flujo: laminar o -- turbulento. El flujo laminar ocurre cuando las partículas de -- fluido se mueven en líneas rectas paralelas al eje del conducto. A velocidades mayores, las partículas se mueven de una manera caótica, formando vórtices y remolinos; en este caso el flujo -- es turbulento. Osborne Reynolds estableció experimentalmente un parámetro para determinar el régimen de flujo en tuberías. A -- este parámetro (ec. A.27), se le conoce como número de Reynolds.

El flujo laminar se presenta cuando $N_{Re} < 2300$ y el flujo-turbulento cuando $N_{Re} > 3100$. Para flujo laminar en una sola fa se, el factor de fricción depende exclusivamente del número de Reynolds y está dado por :

$$f = \frac{64}{N_{Re}} \quad (\text{A.28})$$

Para flujo turbulento ($N_{Re} > 3100$), el factor de fricción está dado por la ecuación de Colebrook y White :

$$f = \left(-2 \log \left(\frac{\epsilon}{3.715 d} + \frac{2.514}{(f)^{0.5} N_{Re}} \right) \right)^{-2}$$

.....(A.29)

Se observa que para calcular f , en este caso, se requiere de un proceso iterativo.

Basándose en la ecuación A.29 Moody preparó un diagrama para determinar el factor de fricción en tuberías de rugosidad comercial (Fig. A.1). En este diagrama se observa lo siguiente :

- a) Para $N_{Re} < 2300$ (flujo laminar) f depende exclusivamente del número de Reynolds.
- b) A partir de $N_{Re} = 3100$, se inicia la zona de transición. Dentro de ésta, f depende tanto de N_{Re} como de ϵ/d (rugosidad relativa).
- c) La zona francamente turbulenta se inicia a diferentes valores de N_{Re} , dependiendo del valor ϵ/d . En esta zona f es independiente del N_{Re} y varía únicamente con la rugosidad relativa. El valor de f puede obtenerse, para flujo turbulento, con :

$$f = \left(-2 \log(\epsilon/3.715 d) \right)^{-2} \quad (A.30)$$

d) Cuando el flujo es crítico ($2300 < N_{Re} < 3100$) el factor de fricción se puede aproximar con la siguiente expresión:

$$f = 0.5675 N_{Re}^{-0.3192} \quad (A.31)$$

Los valores de f , expresados en las ecuaciones anteriores (A.27 - A.31) se utilizarán, junto con la ecuación de Darcy, en el cálculo de las pérdidas de presión por fricción.

Como se indicó, el valor de f , para flujo turbulento, es función también de la rugosidad ϵ . Para tuberías comerciales - varía de 0.0006 a 0.0008 pg. Para tuberías de producción comúnmente se emplea un valor de $\epsilon = 0.0006$ y para líneas superficiales de 0.0006 a 0.00075 pg.

La siguiente ecuación permite obtener un valor de f bastante aproximado, cuando el régimen de flujo es turbulento $N_{Re} > 3100$.

$$f = \left(1.14 - 2 \log \left(\frac{\epsilon}{d} + \frac{21.25}{N_{Re}^{0.90}} \right) \right)^{-2} \quad (A.32)$$

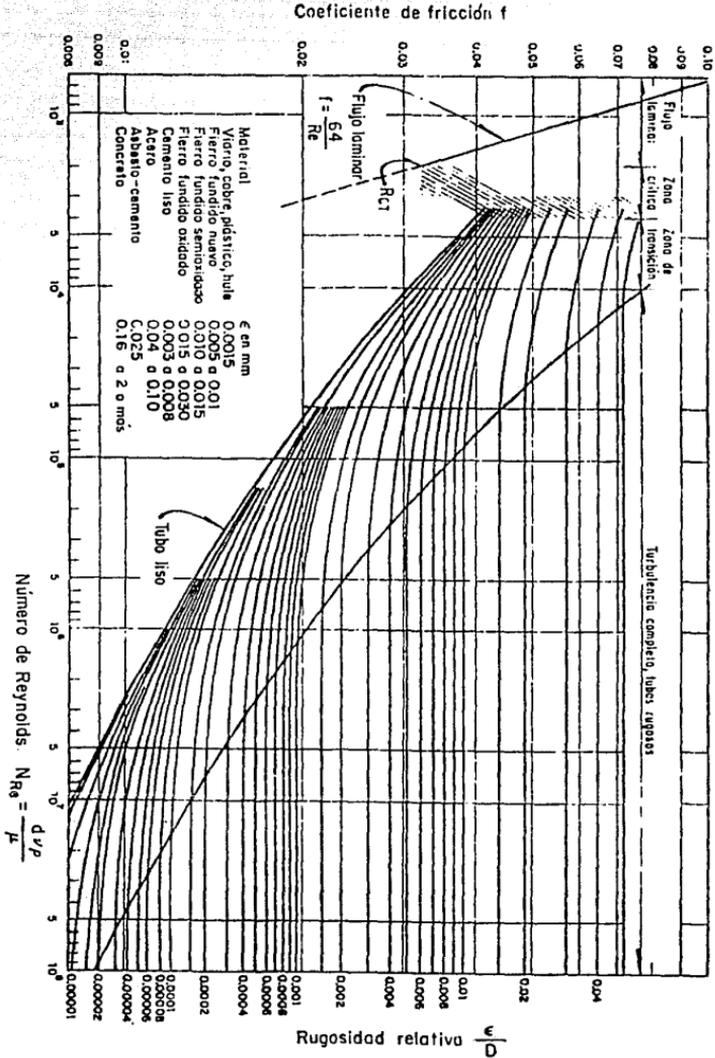


FIG. A.1 DIAGRAMA DE MOODY

A.5 Predicción de presiones para pozos de gas seco y de gas y condensado. 7,8

La ecuación que permite calcular las presiones que se presentan en los nodos del sistema, tanto en flujo horizontal y vertical como en flujo inclinado, es :

$$p_1^2 = p_2^2 e^{X_{TVD}} + \frac{6.67 \times 10^{-10} \bar{f} q_{wg}^2 (\bar{T} + 460) \bar{z} (e^{X_{MD}} - 1)}{d^5} \dots\dots (A.33)$$

donde :

$$X_{TVD} = \frac{0.0375 \gamma_w h}{(\bar{T} + 460) \bar{z}} \quad (A.34)$$

$$X_{MD} = \frac{0.0375 \gamma_w L}{(\bar{T} + 460) \bar{z}} \quad (A.35)$$

El procedimiento de solución es el siguiente :

- 1.- Datos: p_2 , L , h , q_g , \bar{T} , API , R , γ_g , ϵ .
- 2.- Calcular el gasto de gas equivalente, q_{wg} , con el procedimiento descrito en la sección A.1.
- 3.- Suponer un valor de p_1 y calcular \bar{p} con la ecuación 3.5.
- 4.- Calcular la viscosidad del gas con la ecuación A.23.
- 5.- Calcular \bar{f} con la ecuación A.32, en función del número de Reynolds (ecuación A.14).
- 6.- Calcular \bar{z} con la ecuación A.22.

7.- Calcular p_1 con la ecuación A.33.

8.- Comparar el valor de p_1 supuesto con el calculado:

- si se cae dentro de la tolerancia establecida, el valor de p_1 calculado es el correcto.
- si se cae fuera de la tolerancia, se repite el procedimiento a partir del paso 3.

Para el caso de gas y condensado, el rango de aplicación se limita a relaciones gas-aceite mayores de 75 000 pies³/bl.-- Sin embargo, si la velocidad del fluido en la tubería es lo suficientemente alta para mantener al líquido disperso en la corriente, se puede utilizar para relaciones gas-aceite menores a dicho valor.

REFERENCIAS

APENDICE A

- 1.- B.C. Craft and M.F. Hawkins. " Applied Petroleum Reservoir Engineering ". Prentice Hall Inc. N.J. 1959.
- 2.- Katz L. Donald et. " Handbook of Natural Gas Engineering ".
- 3.- C.S. Cragoe. " Thermodynamic Properties of Petroleum Products ". Bureau of Standards, U.S. Department of Commerce, 1929.
- 4.- Wichert, E. y Aziz, K. " Calculate Zs four Sour Gases ". Hydrocarbon Processing, Mayo 1972.
- 5.- Lee, A.L., et.al. " Viscosity of Natural Gases ". Trans Aime 1966.
- 6.- Garaicochea Petirena F. " Transporte de Hidrocarburos ". Apuntes de la Facultad de Ingeniería, UNAM.
- 7.- M. Arnonidin, M. van Poolen and F.F. Farshad. " Predicting Bottomhole Pressure For Gas and Condensate Wells ". JPT. Noviembre 1980.
- 8.- R.L. Mc. Coy. " Microcomputer Program Determines Gas Reservoir BHP ". World Oil, Agosto 1983.

TEMPERATURA REDUCIDA PARA B=0

P	TEMPERATURA REDUCIDA PARA B=0																			
	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	3.0
0.10	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.15	0.0001	0.0002	0.0003	0.0004	0.0005	0.0006	0.0007	0.0008	0.0009	0.0010	0.0011	0.0012	0.0013	0.0014	0.0015	0.0016	0.0017	0.0018	0.0019	0.0020
0.20	0.0002	0.0004	0.0006	0.0008	0.0010	0.0012	0.0014	0.0016	0.0018	0.0020	0.0022	0.0024	0.0026	0.0028	0.0030	0.0032	0.0034	0.0036	0.0038	0.0040
0.25	0.0003	0.0006	0.0009	0.0012	0.0015	0.0018	0.0021	0.0024	0.0027	0.0030	0.0033	0.0036	0.0039	0.0042	0.0045	0.0048	0.0051	0.0054	0.0057	0.0060
0.30	0.0004	0.0008	0.0012	0.0016	0.0020	0.0024	0.0028	0.0032	0.0036	0.0040	0.0044	0.0048	0.0052	0.0056	0.0060	0.0064	0.0068	0.0072	0.0076	0.0080
0.35	0.0005	0.0010	0.0015	0.0020	0.0025	0.0030	0.0035	0.0040	0.0045	0.0050	0.0055	0.0060	0.0065	0.0070	0.0075	0.0080	0.0085	0.0090	0.0095	0.0100
0.40	0.0006	0.0012	0.0018	0.0024	0.0030	0.0036	0.0042	0.0048	0.0054	0.0060	0.0066	0.0072	0.0078	0.0084	0.0090	0.0096	0.0102	0.0108	0.0114	0.0120
0.45	0.0007	0.0014	0.0021	0.0028	0.0035	0.0042	0.0049	0.0056	0.0063	0.0070	0.0077	0.0084	0.0091	0.0098	0.0105	0.0112	0.0119	0.0126	0.0133	0.0140
0.50	0.0008	0.0016	0.0024	0.0032	0.0040	0.0048	0.0056	0.0064	0.0072	0.0080	0.0088	0.0096	0.0104	0.0112	0.0120	0.0128	0.0136	0.0144	0.0152	0.0160
0.55	0.0009	0.0018	0.0027	0.0036	0.0045	0.0054	0.0063	0.0072	0.0081	0.0090	0.0099	0.0108	0.0117	0.0126	0.0135	0.0144	0.0153	0.0162	0.0171	0.0180
0.60	0.0010	0.0020	0.0030	0.0040	0.0050	0.0060	0.0070	0.0080	0.0090	0.0100	0.0110	0.0120	0.0130	0.0140	0.0150	0.0160	0.0170	0.0180	0.0190	0.0200
0.65	0.0011	0.0022	0.0033	0.0044	0.0055	0.0066	0.0077	0.0088	0.0099	0.0110	0.0121	0.0132	0.0143	0.0154	0.0165	0.0176	0.0187	0.0198	0.0209	0.0220
0.70	0.0012	0.0024	0.0036	0.0048	0.0060	0.0072	0.0084	0.0096	0.0108	0.0120	0.0132	0.0144	0.0156	0.0168	0.0180	0.0192	0.0204	0.0216	0.0228	0.0240
0.75	0.0013	0.0026	0.0039	0.0052	0.0065	0.0078	0.0091	0.0104	0.0117	0.0130	0.0143	0.0156	0.0169	0.0182	0.0195	0.0208	0.0221	0.0234	0.0247	0.0260
0.80	0.0014	0.0028	0.0042	0.0056	0.0070	0.0084	0.0098	0.0112	0.0126	0.0140	0.0154	0.0168	0.0182	0.0196	0.0210	0.0224	0.0238	0.0252	0.0266	0.0280
0.85	0.0015	0.0030	0.0045	0.0060	0.0075	0.0090	0.0105	0.0120	0.0135	0.0150	0.0165	0.0180	0.0195	0.0210	0.0225	0.0240	0.0255	0.0270	0.0285	0.0300
0.90	0.0016	0.0032	0.0048	0.0064	0.0080	0.0096	0.0112	0.0128	0.0144	0.0160	0.0176	0.0192	0.0208	0.0224	0.0240	0.0256	0.0272	0.0288	0.0304	0.0320
0.95	0.0017	0.0034	0.0051	0.0068	0.0085	0.0102	0.0119	0.0136	0.0153	0.0170	0.0187	0.0204	0.0221	0.0238	0.0255	0.0272	0.0289	0.0306	0.0323	0.0340
1.00	0.0018	0.0036	0.0054	0.0072	0.0090	0.0108	0.0126	0.0144	0.0162	0.0180	0.0198	0.0216	0.0234	0.0252	0.0270	0.0288	0.0306	0.0324	0.0342	0.0360

TABLA B-0

TEMPERATURA REDUCIDA PARA B=5

P	TEMPERATURA REDUCIDA PARA B=5																			
	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	3.0
0.10	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.15	0.0001	0.0002	0.0003	0.0004	0.0005	0.0006	0.0007	0.0008	0.0009	0.0010	0.0011	0.0012	0.0013	0.0014	0.0015	0.0016	0.0017	0.0018	0.0019	0.0020
0.20	0.0002	0.0004	0.0006	0.0008	0.0010	0.0012	0.0014	0.0016	0.0018	0.0020	0.0022	0.0024	0.0026	0.0028	0.0030	0.0032	0.0034	0.0036	0.0038	0.0040
0.25	0.0003	0.0006	0.0009	0.0012	0.0015	0.0018	0.0021	0.0024	0.0027	0.0030	0.0033	0.0036	0.0039	0.0042	0.0045	0.0048	0.0051	0.0054	0.0057	0.0060
0.30	0.0004	0.0008	0.0012	0.0016	0.0020	0.0024	0.0028	0.0032	0.0036	0.0040	0.0044	0.0048	0.0052	0.0056	0.0060	0.0064	0.0068	0.0072	0.0076	0.0080
0.35	0.0005	0.0010	0.0015	0.0020	0.0025	0.0030	0.0035	0.0040	0.0045	0.0050	0.0055	0.0060	0.0065	0.0070	0.0075	0.0080	0.0085	0.0090	0.0095	0.0100
0.40	0.0006	0.0012	0.0018	0.0024	0.0030	0.0036	0.0042	0.0048	0.0054	0.0060	0.0066	0.0072	0.0078	0.0084	0.0090	0.0096	0.0102	0.0108	0.0114	0.0120
0.45	0.0007	0.0014	0.0021	0.0028	0.0035	0.0042	0.0049	0.0056	0.0063	0.0070	0.0077	0.0084	0.0091	0.0098	0.0105	0.0112	0.0119	0.0126	0.0133	0.0140
0.50	0.0008	0.0016	0.0024	0.0032	0.0040	0.0048	0.0056	0.0064	0.0072	0.0080	0.0088	0.0096	0.0104	0.0112	0.0120	0.0128	0.0136	0.0144	0.0152	0.0160
0.55	0.0009	0.0018	0.0027	0.0036	0.0045	0.0054	0.0063	0.0072	0.0081	0.0090	0.0099	0.0108	0.0117	0.0126	0.0135	0.0144	0.0153	0.0162	0.0171	0.0180
0.60	0.0010	0.0020	0.0030	0.0040	0.0050	0.0060	0.0070	0.0080	0.0090	0.0100	0.0110	0.0120	0.0130	0.0140	0.0150	0.0160	0.0170	0.0180	0.0190	0.0200
0.65	0.0011	0.0022	0.0033	0.0044	0.0055	0.0066	0.0077	0.0088	0.0099	0.0110	0.0121	0.0132	0.0143	0.0154	0.0165	0.0176	0.0187	0.0198	0.0209	0.0220
0.70	0.0012	0.0024	0.0036	0.0048	0.0060	0.0072	0.0084	0.0096	0.0108	0.0120	0.0132	0.0144	0.0156	0.0168	0.0180	0.0192	0.0204	0.0216	0.0228	0.0240
0.75	0.0013	0.0026	0.0039	0.0052	0.0065	0.0078	0.0091	0.0104	0.0117	0.0130	0.0143	0.0156	0.0169	0.0182	0.0195	0.0208	0.0221	0.0234	0.0247	0.0260
0.80	0.0014	0.0028	0.0042	0.0056	0.0070	0.0084	0.0098	0.0112	0.0126	0.0140	0.0154	0.0168	0.0182	0.0196	0.0210	0.0224	0.0238	0.0252	0.0266	0.0280
0.85	0.0015	0.0030	0.0045	0.0060	0.0075	0.0090	0.0105	0.0120	0.0135	0.0150	0.0165	0.0180	0.0195	0.0210	0.0225	0.0240	0.0255	0.0270	0.0285	0.0300
0.90	0.0016	0.0032	0.0048	0.0064	0.0080	0.0096	0.0112	0.0128	0.0144	0.0160	0.0176	0.0192	0.0208	0.0224	0.0240	0.0256	0.0272	0.0288	0.0304	0.0320
0.95	0.0017	0.0034	0.0051	0.0068	0.0085	0.0102	0.0119	0.0136	0.0153	0.0170	0.0187	0.0204	0.0221	0.0238	0.0255	0.0272	0.0289	0.0306	0.0323	0.0340
1.00	0.0018	0.0036	0.0054	0.0072	0.0090	0.0108	0.0126	0.0144	0.0162	0.0180	0.0198	0.0216	0.0234	0.0252	0.0270	0.0288	0.0306	0.0324	0.0342	0.0360

TABLA B-5

TEMPERATURA REDUCIDA PARA

B-20

	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	3.0
0.20	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.30	0.0018	0.0036	0.0054	0.0072	0.0090	0.0108	0.0126	0.0144	0.0162	0.0180	0.0198	0.0216	0.0234	0.0252	0.0270	0.0288	0.0306	0.0324	0.0342	0.0360
0.40	0.0036	0.0072	0.0108	0.0144	0.0180	0.0216	0.0252	0.0288	0.0324	0.0360	0.0396	0.0432	0.0468	0.0504	0.0540	0.0576	0.0612	0.0648	0.0684	0.0720
0.50	0.0054	0.0108	0.0162	0.0216	0.0270	0.0324	0.0378	0.0432	0.0486	0.0540	0.0594	0.0648	0.0702	0.0756	0.0810	0.0864	0.0918	0.0972	0.1026	0.1080
0.60	0.0072	0.0144	0.0216	0.0288	0.0360	0.0432	0.0504	0.0576	0.0648	0.0720	0.0792	0.0864	0.0936	0.1008	0.1080	0.1152	0.1224	0.1296	0.1368	0.1440
0.70	0.0090	0.0180	0.0270	0.0360	0.0450	0.0540	0.0630	0.0720	0.0810	0.0900	0.0990	0.1080	0.1170	0.1260	0.1350	0.1440	0.1530	0.1620	0.1710	0.1800
0.80	0.0108	0.0216	0.0324	0.0432	0.0540	0.0648	0.0756	0.0864	0.0972	0.1080	0.1188	0.1296	0.1404	0.1512	0.1620	0.1728	0.1836	0.1944	0.2052	0.2160
0.90	0.0126	0.0252	0.0378	0.0504	0.0630	0.0756	0.0882	0.1008	0.1134	0.1260	0.1386	0.1512	0.1638	0.1764	0.1890	0.2016	0.2142	0.2268	0.2394	0.2520
1.00	0.0144	0.0288	0.0432	0.0576	0.0720	0.0864	0.1008	0.1152	0.1296	0.1440	0.1584	0.1728	0.1872	0.2016	0.2160	0.2304	0.2448	0.2592	0.2736	0.2880
1.10	0.0162	0.0324	0.0486	0.0648	0.0810	0.0972	0.1134	0.1296	0.1458	0.1620	0.1782	0.1944	0.2106	0.2268	0.2430	0.2592	0.2754	0.2916	0.3078	0.3240
1.20	0.0180	0.0360	0.0540	0.0720	0.0900	0.1080	0.1260	0.1440	0.1620	0.1800	0.1980	0.2160	0.2340	0.2520	0.2700	0.2880	0.3060	0.3240	0.3420	0.3600
1.30	0.0198	0.0396	0.0594	0.0792	0.0990	0.1188	0.1386	0.1584	0.1782	0.1980	0.2178	0.2376	0.2574	0.2772	0.2970	0.3168	0.3366	0.3564	0.3762	0.3960
1.40	0.0216	0.0432	0.0648	0.0864	0.1080	0.1296	0.1512	0.1728	0.1944	0.2160	0.2376	0.2592	0.2808	0.3024	0.3240	0.3456	0.3672	0.3888	0.4104	0.4320
1.50	0.0234	0.0468	0.0702	0.0936	0.1170	0.1404	0.1638	0.1872	0.2106	0.2340	0.2574	0.2808	0.3042	0.3276	0.3510	0.3744	0.3978	0.4212	0.4446	0.4680
1.60	0.0252	0.0504	0.0756	0.1008	0.1260	0.1512	0.1764	0.2016	0.2268	0.2520	0.2772	0.3024	0.3276	0.3528	0.3780	0.4032	0.4284	0.4536	0.4788	0.5040
1.70	0.0270	0.0540	0.0810	0.1080	0.1350	0.1620	0.1890	0.2160	0.2430	0.2700	0.2970	0.3240	0.3510	0.3780	0.4050	0.4320	0.4590	0.4860	0.5130	0.5400
1.80	0.0288	0.0576	0.0864	0.1152	0.1440	0.1734	0.2028	0.2322	0.2616	0.2910	0.3204	0.3498	0.3792	0.4086	0.4380	0.4674	0.4968	0.5262	0.5556	0.5850
1.90	0.0306	0.0612	0.0918	0.1224	0.1530	0.1836	0.2142	0.2448	0.2754	0.3060	0.3366	0.3672	0.3978	0.4284	0.4590	0.4896	0.5202	0.5508	0.5814	0.6120
2.00	0.0324	0.0648	0.0972	0.1306	0.1638	0.1970	0.2302	0.2634	0.2966	0.3298	0.3630	0.3962	0.4294	0.4626	0.4958	0.5290	0.5622	0.5954	0.6286	0.6618
2.10	0.0342	0.0684	0.1026	0.1374	0.1722	0.2070	0.2418	0.2766	0.3114	0.3462	0.3810	0.4158	0.4506	0.4854	0.5202	0.5550	0.5898	0.6246	0.6594	0.6942
2.20	0.0360	0.0720	0.1080	0.1440	0.1800	0.2160	0.2520	0.2880	0.3240	0.3600	0.3960	0.4320	0.4680	0.5040	0.5400	0.5760	0.6120	0.6480	0.6840	0.7200
2.30	0.0378	0.0756	0.1134	0.1512	0.1890	0.2268	0.2646	0.3024	0.3402	0.3780	0.4158	0.4536	0.4914	0.5292	0.5670	0.6048	0.6426	0.6804	0.7182	0.7560
2.40	0.0396	0.0792	0.1188	0.1584	0.2016	0.2448	0.2880	0.3312	0.3744	0.4176	0.4608	0.5040	0.5472	0.5904	0.6336	0.6768	0.7200	0.7632	0.8064	0.8496
2.50	0.0414	0.0828	0.1242	0.1638	0.2070	0.2502	0.2934	0.3366	0.3798	0.4230	0.4662	0.5094	0.5526	0.5958	0.6390	0.6822	0.7254	0.7686	0.8118	0.8550
2.60	0.0432	0.0864	0.1296	0.1716	0.2160	0.2592	0.3024	0.3456	0.3888	0.4320	0.4752	0.5184	0.5616	0.6048	0.6480	0.6912	0.7344	0.7776	0.8208	0.8640
2.70	0.0450	0.0900	0.1350	0.1782	0.2234	0.2666	0.3098	0.3530	0.3962	0.4394	0.4826	0.5258	0.5690	0.6122	0.6554	0.6986	0.7418	0.7850	0.8282	0.8714
2.80	0.0468	0.0936	0.1404	0.1854	0.2310	0.2736	0.3162	0.3588	0.4014	0.4440	0.4866	0.5292	0.5718	0.6144	0.6570	0.7000	0.7426	0.7852	0.8278	0.8704
2.90	0.0486	0.0972	0.1458	0.1908	0.2352	0.2778	0.3204	0.3630	0.4056	0.4482	0.4908	0.5334	0.5760	0.6186	0.6612	0.7038	0.7464	0.7890	0.8316	0.8742
3.00	0.0504	0.1008	0.1512	0.1980	0.2418	0.2834	0.3250	0.3666	0.4082	0.4498	0.4914	0.5330	0.5746	0.6162	0.6578	0.7000	0.7416	0.7832	0.8248	0.8664

TABLE B e

TEMPERATURA REDUCIDA PARA B-25

B-25

	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	3.0
0.20	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.30	0.0018	0.0036	0.0054	0.0072	0.0090	0.0108	0.0126	0.0144	0.0162	0.0180	0.0198	0.0216	0.0234	0.0252	0.0270	0.0288	0.0306	0.0324	0.0342	0.0360
0.40	0.0036	0.0072	0.0108	0.0144	0.0180	0.0216	0.0252	0.0288	0.0324	0.0360	0.0396	0.0432	0.0468	0.0504	0.0540	0.0576	0.0612	0.0648	0.0684	0.0720
0.50	0.0054	0.0108	0.0162	0.0216	0.0270	0.0324	0.0378	0.0432	0.0486	0.0540	0.0594	0.0648	0.0702	0.0756	0.0810	0.0864	0.0918	0.0972	0.1026	0.1080
0.60	0.0072	0.0144	0.0216	0.0288	0.0360	0.0432	0.0504	0.0576	0.0648	0.0720	0.0792	0.0864	0.0936	0.1008	0.1080	0.1152	0.1224	0.1296	0.1368	0.1440
0.70	0.0090	0.0180	0.0270	0.0360	0.0450	0.0540	0.0630	0.0720	0.0810	0.0900	0.0990	0.1080	0.1170	0.1260	0.1350	0.1440	0.1530	0.1620	0.1710	0.1800
0.80	0.0108	0.0216	0.0324	0.0432	0.0540	0.0648	0.0756	0.0864	0.0972	0.1080	0.1188	0.1296	0.1404	0.1512	0.1620	0.1728	0.1836	0.1944	0.2052	0.2160
0.90	0.0126	0.0252	0.0378	0.0504	0.0630	0.0756	0.0882	0.1008	0.1134	0.1260	0.1386	0.1512	0.1638	0.1764	0.1890	0.2016	0.2142	0.2268	0.2394	0.2520
1.00	0.0144	0.0288	0.0432	0.0576	0.0720	0.0864	0.1008	0.1152	0.1296	0.1440	0.1584	0.1728	0.1872	0.2016	0.2160	0.2304	0.2448	0.2592	0.2736	0.2880
1.10	0.0162	0.0324	0.0486	0.0648	0.0810	0.0972	0.1134	0.1296	0.1458	0.1620	0.1782	0.1944	0.2106	0.2268	0.2430	0.2592	0.2754	0.2916	0.3078	0.3240
1.20	0.0180	0.0360	0.0540	0.0720	0.0900	0.1080	0.1260	0.1440	0.1620	0.1800	0.1980	0.2160	0.2340	0.2520	0.2700	0.2880	0.3060	0.3240	0.3420	0.3600
1.30	0.0198	0.0396	0.0594	0.0792	0.0990	0.1188	0.1386	0.1584	0.1782	0.1980	0.2178	0.2376	0.2574	0.2772	0.2970	0.3168	0.3366	0.3564	0.3762	0.3960
1.40	0.0216	0.0432	0.0648	0.0864	0.1080	0.1296	0.1512	0.1728	0.1944	0.2160	0.2376	0.2592	0.2808	0.3024	0.3240	0.3456	0.3672	0.3888	0.4104	0.4320
1.50	0.0234	0.0468	0.0702	0.0936	0.1170	0.1404	0.1638	0.1872	0.2106	0.2340	0.2574	0.2808	0.3042	0.3276	0.3510	0.3744	0.3978	0.4212	0.4446	0.4680
1.60	0.0252	0.0504	0.0756	0.1008	0.1260	0.1512	0.1764	0.2016	0.2268	0.2520	0.2772	0.3024	0.3276	0.3528	0.3780	0.4032	0.4284	0.4536	0.4788	0.5040
1.70	0.0270	0.0540	0.0810	0.1080	0.1350	0.1620	0.1890	0.2160	0.2430	0.2700	0.2970	0.3240	0.3510	0.3780	0.4050	0.4320	0.4590	0.4860	0.5130	0.5400
1.80	0.0288	0.0576	0.0864	0.1152	0.1440	0.1734	0.2028	0.2322	0.2616	0.2910	0.3204	0.3498	0.3792	0.4086	0.4380	0.4674	0.4968	0.5262	0.5556	0.5850
1.90	0.0306	0.0612	0.0918	0.1224	0.1530	0.1836	0.2142	0.2448	0.2754	0.3060	0.3366	0.3672	0.3978	0.4284	0.4590	0.4896	0.5202	0.5508	0.5814	0.6120
2.00	0.0324	0.0648	0.0972	0.1306	0.1638	0.1970	0.2302	0.2634	0.2966	0.3298	0.3630	0.3962	0.4294	0.4626	0.4958	0.5290	0.5622	0.5954	0.6286	0.6618
2.10	0.0342	0.0684	0.1026	0.1374	0.1722	0.2070	0.2418	0.2766	0.3114	0.3462	0.3810	0.4158	0.4506	0.4854	0.5202	0.5550	0.5898	0.6246	0.6594	0.6942
2.20	0.0360	0.0720	0.1080	0.1440	0.1800	0.2160	0.2520	0.2880	0.3240	0.3600	0.3960	0.4320	0.4680	0.5040	0.5400	0.5760	0.6120	0.6480	0.6840	0

N O M E N C L A T U R A

Las unidades expuestas aquí corresponden a las de las ecuaciones que se presentan en este trabajo. Las ecuaciones básicas están en unidades consistentes.

A	área, pg^2
b	constante para un gas y medio poroso dados
C	coeficiente de comportamiento de la curva de capacidad, - sus unidades dependen de las unidades de q
D	profundidad, pies
d	diámetro interno de la tubería, pg
dc	diámetro del estrangulador, 64 avos de pg
Dq	término de flujo turbulento
E	factor de eficiencia, adimensional
f	factor de fricción
EG	equivalente en gas del condensado, $pies^3/bl$
g	aceleración de la gravedad, $pies/seg^2$
g_c	factor de conversión en la segunda ley de Newton, $lbf-pie / lbf-seg^2$
h	elevación, pies
h	espesor de la formación productora, pies
hp	intervalo disparado, pies
J	índice de productividad, $pies^3/día / lbf/pg^2$
K	relación de calores específicos
K	permeabilidad absoluta, md
Kg	permeabilidad efectiva al gas, md

K_L	permeabilidad al líquido, md
K_o	permeabilidad efectiva al aceite, md
K_w	permeabilidad efectiva al agua, md
K_{rj}	permeabilidad relativa al fluido j, md
L	longitud, millas
$L.D.$	línea de descarga
\ln	logaritmo natural
\log	logaritmo decimal
M	peso molecular del gas, lbm/lb-mole
M_o	peso molecular del condensado, lbm/lb-mole
m	masa del gas, lbm
m_o	masa del condensado, lbm
n	número de moles, mole-lb
n	inverso de la pendiente de la curva de capacidad, adimensional
n_i	fracción molar
n_t	número total de moles, mole-lb
\bar{p}	presión media, lb/pg ²
p_{cs}	presión a las condiciones estándar, lb/pg ²
p_e	presión corriente abajo del estrangulador, lb/pg ²
p_s	presión de separación, lb/pg ²
p_{th}	presión en la cabeza del pozo, lb/pg ²
p_{wf}	presión de fondo fluyendo, lb/pg ²
p_{ws}	presión estática (de fondo cerrado), lb/pg ²
p_5	presión en el cambio de diámetro, lb/pg ²
p_{pc}	pseudo presión crítica, lb/pg ²

p_{pr}	pseudo presión reducida
q_{cs}	gasto de gas a condiciones estándar, pies ³ /día
q_{gs}	gasto de gas del separador, pies ³ /día
q_{gt}	gasto de gas del tanque, pies ³ /día
q_o	gasto de aceite, bl/día
q_{wg}	gasto de gas equivalente, pies ³ /día
R	constante de los gases reales, $10.73(\text{lb/pg}^2 - \text{pie}^3)/(\text{°R} - \text{mole-lb})$
R	relación gas-aceite, $\text{pies}^3_{q@cs} / \text{bl}_{o@cs}$
Re	número de Reynolds, adimensional
r_e	radio de drene, pies
r_w	radio del pozo, pies
s	factor de daño de la formación
SG	gravedad específica
s_f	saturación de fluidos
\bar{T}	temperatura promedio, °F
T_{cs}	temperatura a condiciones estándar
T_{pc}	temperatura pseudocrítica, °F
T_{pr}	temperatura pseudoreducida
T.P.	lubería de producción
T.R.	tubefía de revestimiento
t	tiempo, días
t_s	tiempo de estabilización, hr
u	velocidad, pies /min
V	volumen, pies ³
v	volumen específico, pies ³ /lbm

V_f	volumen de fluidos, pies ³
V_p	volumen de poros, pies ³
V_r	volumen de roca, pies ³
V_r	volumen real, pies ³
V_i	fracción de volumen del componente i
V_i	volumen ideal, pies ³
V_s	volumen de sólidos, pies ³
W_i	fracción de peso del componente i
z	factor de compresibilidad del gas
β	coeficiente de velocidad del flujo turbulento, pies ⁻¹
γ_g	gravedad específica del gas (aire=1.0)
γ_{gf}	gravedad específica del gas libre (aire=1.0)
γ_o	gravedad específica del condensado (agua=1.0)
γ_w	gravedad específica de la corriente (agua=1.0)
Δp_e	caída de presión por elevación, lb/pg ²
Δp_f	caída de presión por fricción, lb/pg ²
Δp_t	caída de presión total, lb/pg ²
$\Delta p/\Delta L$	gradiente de presión, lbf/pg ² /pie
ϵ	rugosidad de la tubería, pg
ϕ	porosidad, fracción
ϕ_a	porosidad absoluta, fracción
ϕ_e	porosidad efectiva, fracción
ρ	densidad, lbm/pie ³
μ	viscosidad, cp
μ_g	viscosidad del gas, cp