

40
201

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA



"ANALISIS INTEGRAL DE LOS POZOS FLUYENTES
DEL CAMPO BLASILLO, TABASCO, DISTRITO DE
AGUA DULCE, VER"

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
GERMAN PEREZ GUTIERREZ

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

MEXICO, D. F.

1989



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.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

"ANÁLISIS INTEGRAL DE LOS POZOS FLUYENTES DEL CAMPO BLASILLO, TABASCO;
DISTRITO DE AGUA DULCE, VER."

CONTENIDO	PAGINA
INTRODUCCION	
1.-GENERALIDADES.	
1.1.-Datos generales	
1.1.1.-Localización geográfica	1
1.1.2.-Condiciones del medio geográfico	4
1.1.3.-Geología	4
1.1.4.-Antecedentes del campo Blasillo	6
1.2.-Explotación de pozos fluyentes	6
1.2.1.-Comportamiento de flujos	7
1.3.-Estado mecánico de los pozos	7
1.4.-Tubería de descarga	19
1.5.-Estranguladores	19
1.6.-Central de recolección	20
2.-COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA	22
2.1.-Generalidades	22
2.2.-Comportamiento de afluencia al pozo	22
2.3.-Efecto de abatimiento de presión sobre la relación- gas-aceite(R).	24
2.4.-Variación del índice de productividad con la producción acumulada	24
2.5.-Curvas de Standing	30
2.6.-Causas de la baja productividad de un pozo	34
2.6.1.-Problemas en que se tiene un bajo nivel de - control	34
2.6.2.-Problemas de la formación	36
2.6.3.-Problemas en las perforaciones de la T.R.	39
2.7.-Cálculo del comportamiento de afluencia de los pozos del campo Blasillo	41
2.7.1.-Obtención de los datos de producción y presiones	41
2.7.2.-Datos usados para los comportamientos de - - - afluencia de los pozos de Blasillo	42

CONTENIDO	PAGINA
2.7.3.-Obtención de los comportamientos de afluencia de los pozos del campo Blasillo	43
3.-COMPORTAMIENTO EN LA TUBERIA DE PRODUCCIÓN(F.M.T.V.)	57
3.1.-Conceptos y ecuaciones fundamentales	57
3.1.1.-Patrones de flujo	57
3.1.2.-Colgamiento	57
3.1.3.-Velocidades superficiales	59
3.1.4.-Velocidades reales	60
3.1.5.-Densidad de la mezcla de fluidos	60
3.1.6.-Gasto de masa	62
3.1.7.-Viscosidad de la mezcla	62
3.1.8.-Tensión superficial de la mezcla de líquidos	63
3.2.-Flujo multifásico vertical	64
3.2.1.-Flujo multifásico en tuberías verticales	65
3.3.-Patrones de flujo	67
3.4.-Enfoques en el desarrollo de las correlaciones	68
3.5.-Comportamiento en las tuberías verticales(T.P.) de los pozos del campo Blasillo	68
3.5.1.-Método de Poettman y Carpenter	68
3.5.2.-Procedimiento de cálculo	69
3.6.1.-Comportamiento en la T.P. de los pozos del campo Blasillo	71
3.6.2.-Métodos de cálculo	72
4.-COMPORTAMIENTO EN LA TUBERIA DE DESCARGA	82
4.1.-Introducción	82
4.2.-Cálculo de la caída de presión en tuberías horizontales	82
4.2.1.-Procedimiento general de cálculo	83
4.3.-Correlación de Bertuzzi, Tek y Poettman	84
4.3.1.-Introducción	84
4.3.2.-Aplicación de la correlación	86
4.3.3.-Procedimiento de cálculo	86
4.3.4.-Cálculo del comportamiento de las líneas de descarga	87

5.-COMPORTAMIENTO INTEGRAL DE LOS POZOS FLUYENTES	98
5.1.-Introducción	98
5.2.-Predicción del comportamiento de un pozo fluyente	98
5.3.-Terminación del flujo natural	102
5.4.-Diseño de T.P. y L.D.	103
5.5.-Comportamiento de flujo a través de estranguladores	105
5.5.1.-Aproximación de Gilbert	106
5.6.-Análisis integral de los pozos fluyentes del campo- Blasillo	107

NOMENCLATURA

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFIA

INTRODUCCION

La demanda cada vez mayor de energéticos en el país, hace que continuamente las técnicas y métodos en las diferentes fuentes de energía, sean revisadas y -- modificadas obteniendo mejores resultados a la fecha. Con esto, los sistemas de -- explotación del petróleo son revisados y actualizados periódicamente, para tener una optimización con las diferentes alternativas que se manejan en la explotación de los hidrocarburos y mejor aprovechamiento de los yacimientos..

En este trabajo se hace una revisión a los sistemas actuales de explotación de los pozos fluyentes del campo BLASILLO, pertenecientes al Distrito de Agua --- Dulce, Ver., y además obtener las condiciones óptimas de explotación, realizando un estudio detallado para proponer las condiciones y forma de obtener una producción óptima y adecuada de los pozos de acuerdo a su potencial e instalaciones de --- producción actuales y las que se requieren.

La información fue proporcionada por el departamento de Ingeniería de sistemas de Producción y Departamento de Yacimientos, del distrito antes mencionado y datos medidos directamente de los pozos del campo Blasillo, con otros calculados con correlaciones publicadas en la literatura especializada.

El trabajo se complementa para tener una aplicación y fácil manejo en el -- campo de el uso de una computadora de bolsillo CASIO FX-750-P, con grandes ventajas de aplicación en el presente trabajo, y pequeñas limitaciones en su uso.

Se elaboró programas de cómputo conversacionales en la computadora antes -- mencionada, para facilitar el cálculo de las presiones de fondo fluyendo, presiones en la cabeza del pozo y los comportamientos de afluencia. Lo anterior para diferentes condiciones.

Se presentan ejemplos respectivamente del manejo de los programas elaborados indicando la información que se requiere y los resultados que se obtienen de cada uno de ellos en forma particular.

1.1.- DATOS GENERALES.

1.1.1.- LOCALIZACION GEOGRAFICA.

El Distrito de Agua Dulce, se localiza en la planicie costera del Golfo de México. Correspondiente al Istmo de Tehuantepec y, comprende parte de los Municipios de Coatzacoalcos, Ver., de Huimanguillo y Cárdenas, Tab.

Está limitado al Norte por la Plataforma Continental; al Sur por la Carretera Coatzacoalcos-Villahermosa y los ríos Zanapa y Tonala; al Oriente por el meridiano 93 54' Oeste y al Occidente por el meridiano 94 17' Oeste; colinda al Este con el Distrito de Comacalco, al Sur con el Distrito El Plan y al Oeste con el Distrito Nanchital. (Fig.1)

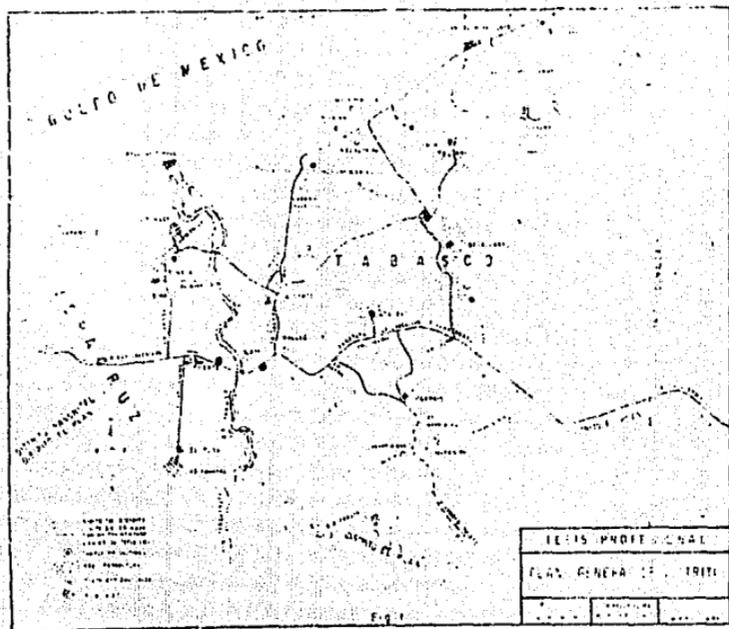
La cabecera del Distrito y el poblado de Agua Dulce, se encuentra a -- 47 Km. de la Ciudad de Coatzacoalcos, Ver., por carretera pavimentada.

La carretera federal Coatzacoalcos-Villahermosa, cuyo desarrollo coincide de senciblemente con el paralelo 18 latitud Norte, constituye el eje de la -- red de caminos pavimentados con que cuenta el Distrito.

De la citada carretera, se derivan los caminos pavimentados hacia Agua Dulce, cabecera del Distrito y a los diversos campos que lo integran, con un desarrollo aproximado de 150 Km. pavimentados y 530 Km. de terracería. (Fig.2)

Los ríos Chicozapote, Tonala, La Laguna del Carmen y el Golfo de México; constituyen las principales vías de comunicación marina, contándose para el efecto, con muelles en Santa Ana y Cinco Presidentes, para el servicio de embarcaciones que transportan material y personal a las instalaciones del Distrito.

Para la comunicación aérea en el Distrito, se cuenta con una pista para aeronaves, equivalentes en tonelaje a un DC-3 localizada en el campo La -- Venta a 25 Km. de la carretera del Distrito se tienen además, un helipuerto en la propia cabecera para un helicóptero de base, con capacidad de cinco personas.



1.1.2.- CONDICIONES DEL MEDIO GEOGRÁFICO.

La mayor parte de la superficie del Distrito de Agua Dulce, está constituida por terrenos de bajo relieve; pantanosos, con vegetación constituida -- por gramíneas principalmente, helechos y mangles.

El clima es tropical, con una temperatura anual media de 28°C, una prolongada estación de lluvias y sujeto a la influencia de "nortes" en la temporada de invierno.

Los principales accidentes hidrográficos son: las lagunas El Yucateco, - El Carmen, Pajonal y La Palma.

1.1.3.- GEOLOGIA.

Geológicamente, el Distrito de Agua Dulce está situado dentro de la provincia denominada Cuenca Salina del Istmo de Tehuantepec. Todas las estructuras geológicas de dicha Cuenca tienen un origen común, debido a la intrusión salina que ocasiona la deformación de los estratos formados por un sistema de fallas que constituyen una trampa natural, adecuada para la acumulación de hidrocarburos.

La secuencia sedimentaria que se perfora antes de llegar a la sal, corresponde a una alternación de arenas y lutitas, que abarca desde el reciente que aflora, hasta el Oligoceno, siendo las arenas Mioceno Inferior las mejores acumuladoras de hidrocarburos, principalmente las pertenecientes a la formación Encanto.

La columna estratigráfica del área se sintetiza en la tabla 1.

* Actualmente se encuentra fuera de operación el río Tonala y sus afluentes como: el río Blasillo y los arroyos Chiczapote, Agua Dulce, El Burro, San Felipe y Alondán.

PERIODO	EPOCA	EDAD	FORMACION
CUATERNARIO	RECIENTE PEISTOCENO		TURBAS SAPROPEL Y ARCILLAS ALUVION, ARENAS DE DUNA GRAVILLA
TERCIARIO	PLIOCENO		TOBAS
	MIOCENO	SUPERIOR	CEDRAL
	MIOCENO	MEDIO	PARAJE SOLO FILOSOFIA.
	MIOCENO	INFERIOR	CONCEPCION SUP. CONCEPCION INF. ENCANTO
	OLIGOCENO		DEPOSITO
	EOCENO		NO RECONOCIDO
CRETASICO SUPERIOR	CAMPANIANO		MENDEZ
TRIASICO JURASICO			SAL

COLUMNA ESTRATIGRAFICA DEL DISTRITO DE AGUA DULCE, VER.

TABLA I

1.1.1.- ANTECEDENTES CAMPO BLASILLO.

El campo Blasillo se localiza en el Municipio de Huimanguillo, extremo ocidental del Estado de Tabasco y en la margen de los ríos Blasillo y Tonaldá.

Con trabajos de exploración sísmológica de reflexión, se determinó la presenza de una estructura favorable para la acumulación de hidrocarburos, se -- procedió a perforar el primer pozo con el nombre de Blasillo No.2 terminándose en Octubre 26 de 1966 como productor de aceite y gas.

El campo Blasillo ocupa el décimo segundo lugar en el Distrito, en cuanto a volumen de hidrocarburos.

Existen áreas en este campo en donde el Índice de hidrocarburos alcanza un valor de 11.56.

El volumen original de aceite y gas asociado disuelto de campo, se calculo mediante el método denominado de índices de hidrocarburos considerando el - área total probada del campo. El volumen original de hidrocarburos a condiciones de yacimiento es de 4'700,000 M3.

1.2.- EXPLOTACION DE POZOS FLUYENTES.

1.2.1.- COMPORTAMIENTO DE FLUJOS.

Con el fin de analizar el comportamiento completo de flujo de un pozo, - desde la formación hasta la superficie, es necesario definir tres etapas de -- flujo:

- 1.- Comportamiento de entrada de fluidos al pozo o comportamiento de --- afluencia al pozo.
- 2.- Comportamiento de flujo vertical.
- 3.- Comportamiento de flujo a través de un estrangulador.
- 4.- Comportamiento de flujo horizontal.

En la figura siguiente se ilustra el comportamiento de un pozo fluyente.
Fig. 3.

1.3.- ESTADO MECANICO DE LOS POZOS.

Para realizar un estudio a cualquier tipo de intervención a un pozo, es necesario conocer el estado mecánico de éste. Para ello, existe cierta información básica que se debe de tener, como por ejemplo: profundidad total e interior del pozo; diámetros, grados, peso y profundidades de la tubería de revestimiento, así como también de la tubería de producción; profundidad, características del empacador; profundidad de los intervalos disparados; tipo de terminación y accesorios adicionales en la tubería de producción (mandriles, camisas-niples, válvulas de bombeo neumático, juntas de tensión, etc.).

De lo anterior puede observarse que los datos requeridos para el estudio de un pozo son abundantes, y los resultados dependerán en gran medida, de la veracidad, de esta información.

Parte de esta información, es resumida en un diagrama (estado mecánico) de cada pozo en estudio. En las figuras 4-14 se presentan los estados mecánicos de los pozos de Blasillo: 4, 15-D, 35-A, 45, 45-D1, 47-D, 63-D, 65, 69, 87 y 170. De estos pozos, todos ellos se encuentran operando en forma de explotación natural (Pozos fluyentes).

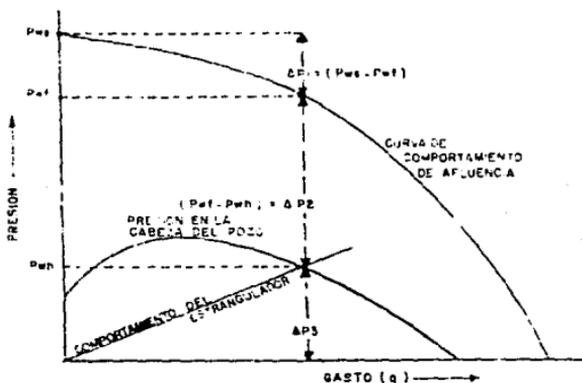


FIG. 3. DIAGRAMA DE PRESION VS GASTO

POZO BLASILLO 4

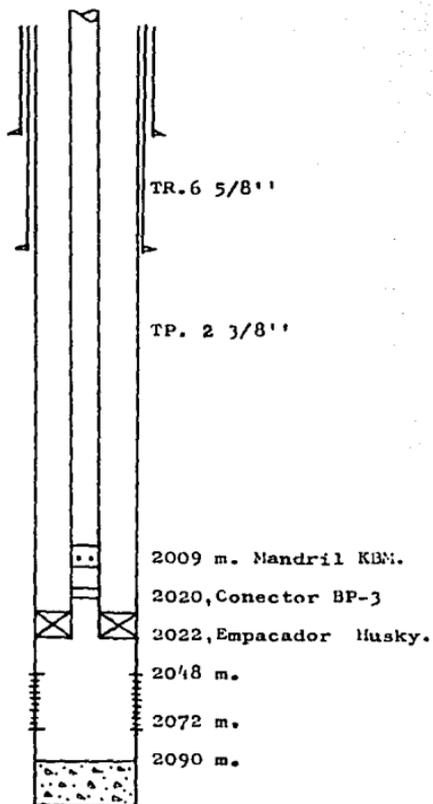


FIGURA No. 4

POZO BLASILLO 15-D

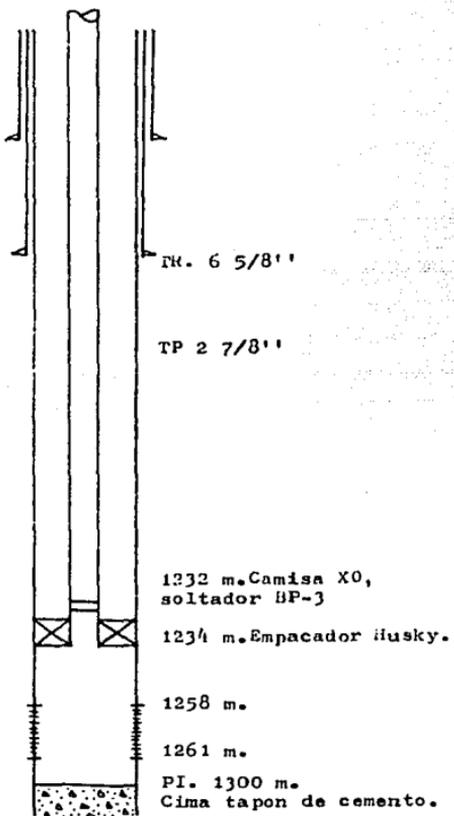


FIGURA No. 5

POZO BLASILLO 35-A

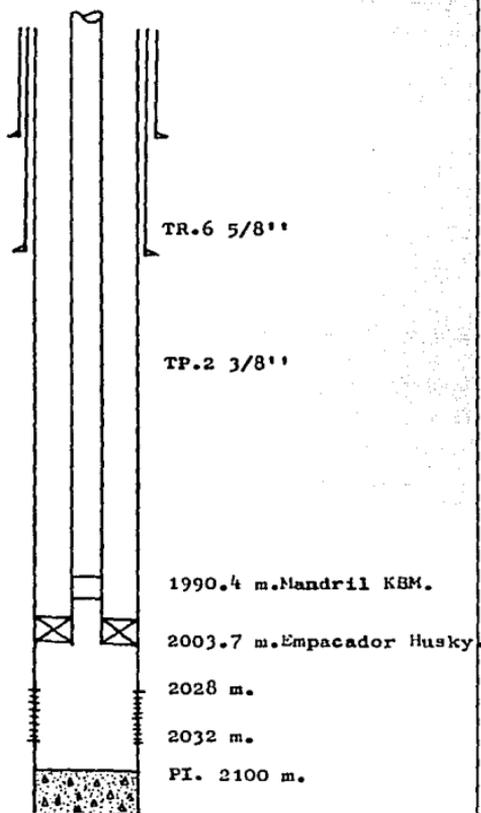


FIGURA No. 6

POZO BLASILLO 45

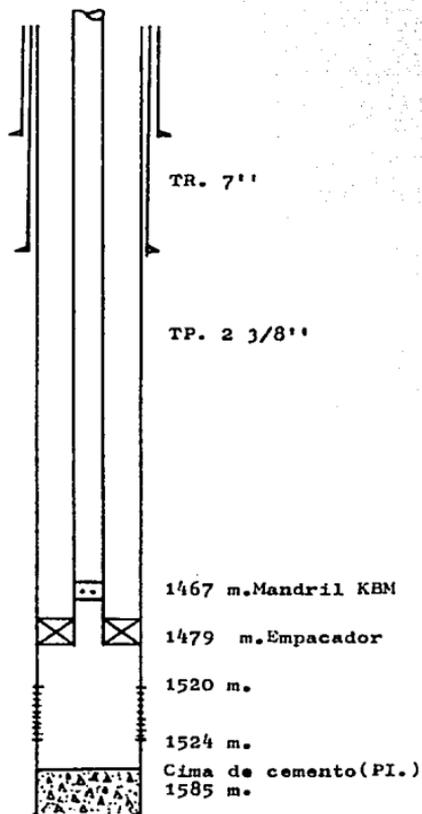


FIGURA No. 7

POZO BLASILLO 45-D

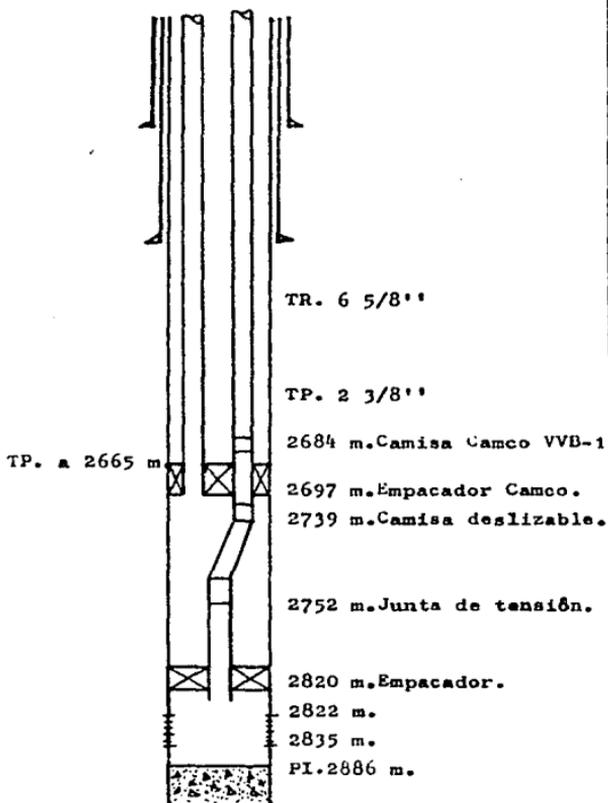


FIGURA No. 8

POZO BLASILLO 47

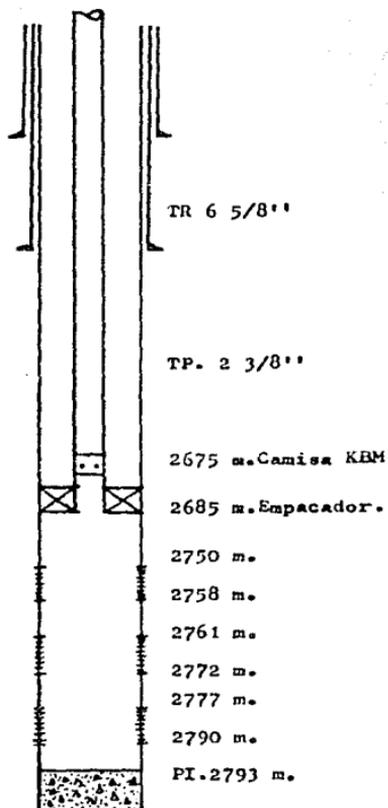


FIGURA No. 9

POZO BLASILLO 63-D

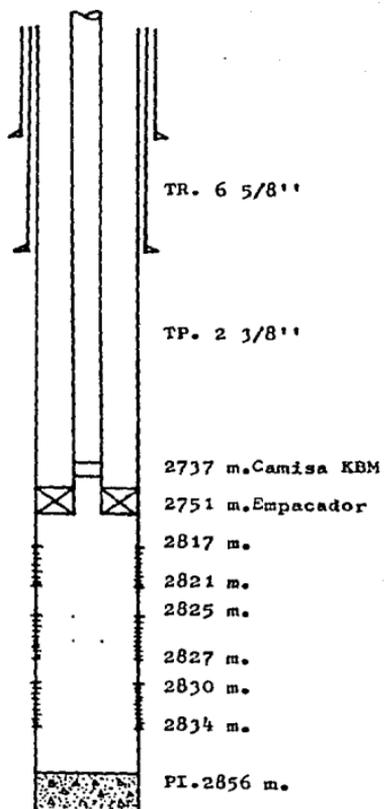


FIGURA No. 10

POZO BLASILLO 65

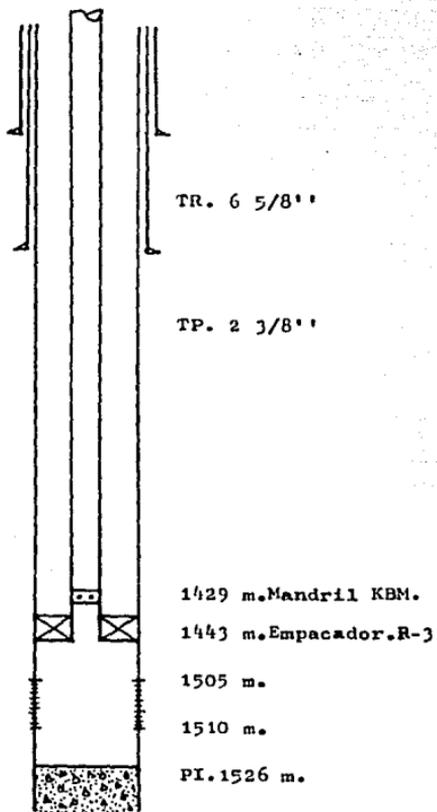


FIGURA No. 11

POZO BLASILLO 69

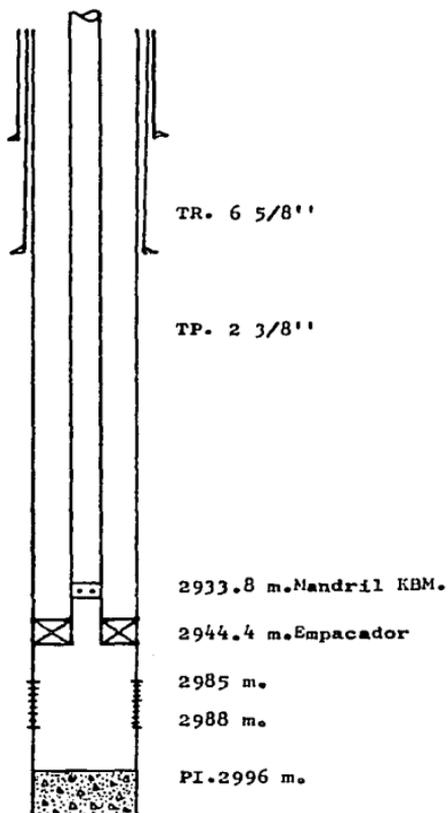


FIGURA No. 12

POZO BLASILLO 87

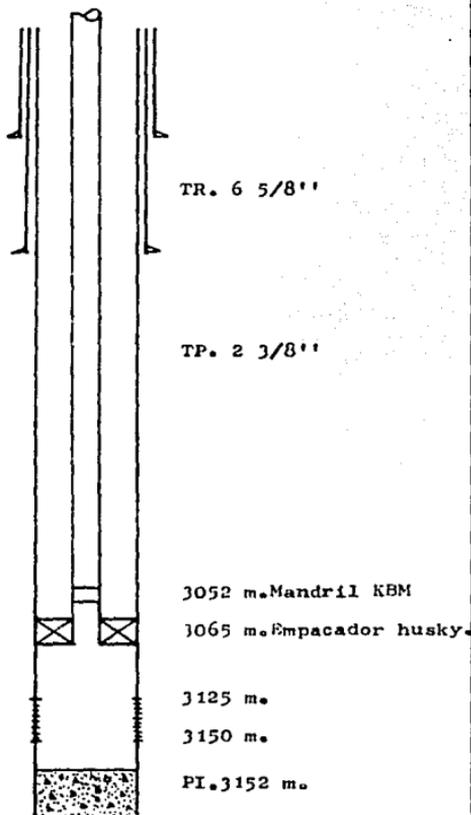


FIGURA No. 13

POZO BLASILLO 170

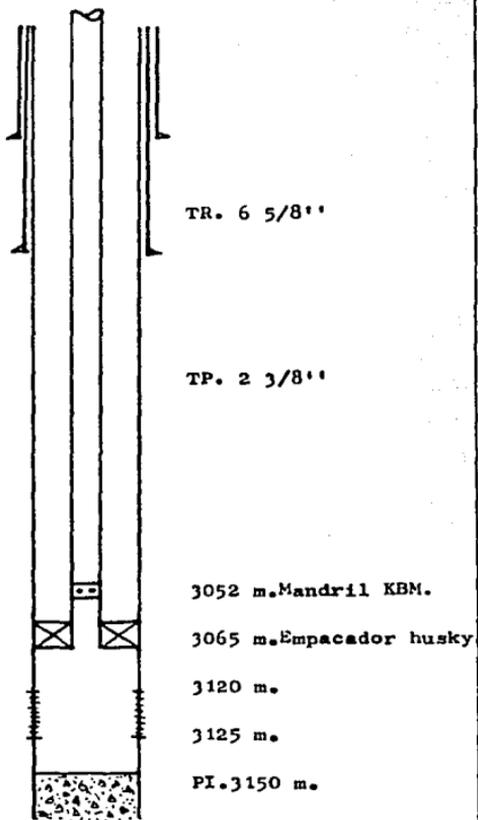


FIGURA No. 14

1.4.-TUBERIAS DE DESCARGA. 19

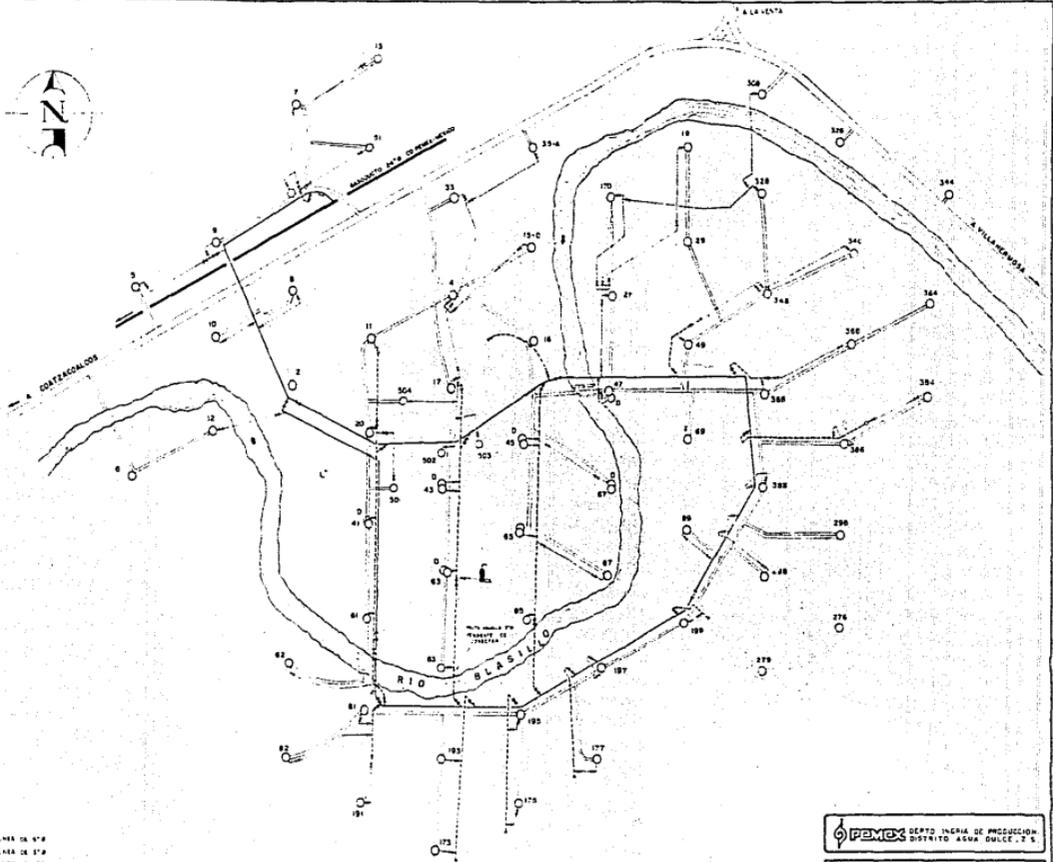
El aceite y gas que producen los pozos del campo Blasillo, es manejado --- por líneas de descarga (L.D.) definitivas (protegidas mecánicamente) hasta la batería del mismo nombre. El diámetro y longitud de estas líneas se presentan a continuación:

POZO	DIAMETRO L.D. (Pg.)	LONGITUD L.D. (Pies)
BLAS-4	3	4428
BLAS-15 D	3	5740
BLAS-35 A	3	7544
BLAS-45	3	2624
BLAS-45 DI	3	2624
BLAS-47 D	3	4592
BLAS-63 D	3	820
BLAS-65	3	1476
BLAS-65	3	6232
BLAS-87	3	2624
BLAS-170	3	6888

NOTA: Como no se tenía información sobre la longitud de las líneas de --- escurrimiento se midieron en la forma como se muestra en la figura 15 sobre el plano a escala (1:10,000).

1.5.-ESTRANGULADORES

Este dispositivo es usado en la mayoría de los pozos fluyentes con la --- finalidad de mantener una presión en la boca del pozo determinada previamente y la cual permite tener un control adecuado del flujo del pozo, para de esta --- forma obtener una explotación racional del yacimiento, los pozos de Blasillo en sus condiciones actuales tienen los siguientes diámetros de estrangulador y --- presión en la boca del pozo.



 **PEMEX** DEPTO. INGENIERIA DE PRODUCCION
DISTRITO AGRO. DULCE DE LEITE

CAMPO BLASILLO
RED DE BOMBEO PNEUMATICO

ESC. 1 10 001 1970 DE 1974

POZO	DIAMETRO DE ESTRANGULADOR	Pch (Lb/Pg ²)
	64 (Pg.)	
BLAS-4	20/64	256
BLAS-15 D	14/64	569
BLAS-35 A	14/64	580
BLAS-45	16/64	533
BLAS-45 DT	20/64	510
BLAS-47 D	14/64	1806
BLAS-63 D	12/64	1337
BLAS-65	14/64	725
BLAS-69	16/64	500
BLAS-87	18/64	213
BLAS-170	18/64	427

1.6.-CENTRAL DE RECOLECCION.

Para la recolección de los fluidos producidos en el campo se utilizan --- líneas de descarga (escurrimiento) conectadas al cabezal de llegada de la batería. Posteriormente la producción pasa a un separador (prueba o general), en donde se tiene una presión de separación de 70 (Lb/Pg²) y una temperatura de operación media de 30°C. De aquí el aceite pasa a tanques de almacenamiento de donde es bombeado a la planta deshidratadora la Venta, Tabasco, dicho envío se realiza por un oleoducto de 10 Pg. de diámetro.

EQUIPO INSTALADO EN LA BATERIA BLASILLO.

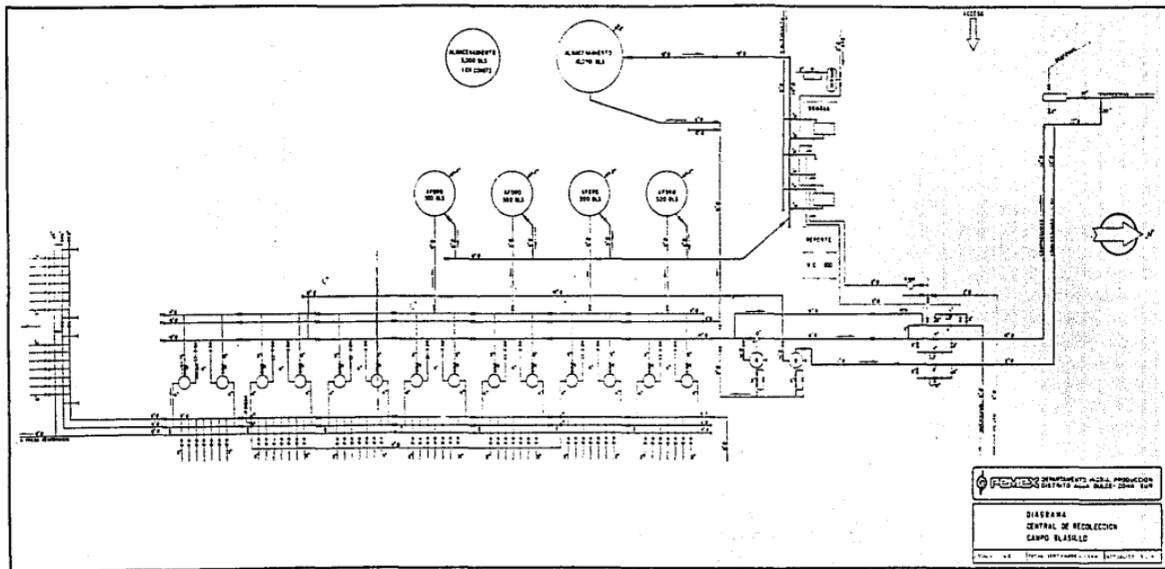
B O	IDENTIFICACION	MARCA	TAMANO	TIPO	PD (Kg/Cm ²)	GASTO Bls
M	1 TRIPLEX	FRANK WETHER		5830		
B A	1 TRIPLEX	FRANK WETHER		5830		

M O T O R	MARCA	HP.	RPM	VOLTS	COMB.
	TOSHIBA	250		440	
	WALKESHA	250	1200		DIESEL

El gas manejado (gas de formación y gas de inyección) que se obtiene en la batería es enviado a compresoras en La Venta, Tabasco. Esta succión se lleva a cabo a una presión de succión de 40 lb/pg², para ser enviado a la unidad petroquímica de La Venta, Tabasco, a través de un gasoducto de 10 pg. de diámetro.

Si el equipo de compresión sufre algún desperfecto repentino, parte del gas o en ocasiones todo, automáticamente se descarga al quemador, localizado en las inmediaciones de la batería.

La central de recolección cuenta con un paquete de separación el cual se muestra en la figura 16, cuenta con 7 separadores de grupo y 7 de prueba, para las nueve secciones que tiene, cuatro tanques de aforo (prueba) de 500 bés., ---- cuenta con dos tanques de almacenamiento, 1 de 5,000 bés. y otro de 10,000 bés., además tiene dos rectificadores de gas.




PEMEX SERVICIOS Y OBRAS DE INGENIERIA
 DIVISION DE INGENIERIA Y OBRAS

DIAGRAMA
CENTRAL DE RECOLECCION
CAMPO ELISALE

Escala: 1:1000

CAPITULO 2
COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA

2.1.-GENERALIDADES

El departamento de producción tiene la responsabilidad de hacer que un pozo produzca un gasto especificado, para explotar racionalmente los yacimientos, sin sacrificar una larga vida productiva de un pozo por un corto período de sobre producción.

Para hacer recomendaciones válidas sobre la manera en que un pozo de gas o aceite debe producir, es necesario comprender de una forma clara los principios que rigen el movimiento de los fluidos del yacimiento hacia el pozo, para esto es necesario conocer el comportamiento de afluencia (IPR) por algún método seleccionado previamente.

Si se encuentra que el pozo no está produciendo de acuerdo con su capacidad se deben investigar las causas, las cuales corresponden a los siguientes tipos de problemas; del yacimiento, de los fluidos, del pozo y el equipo.

2.2.-COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA AL POZO.

La presión de fondo de un pozo en producción se conoce con el nombre de "presión de fondo fluyendo" (P_{wf}) y la diferencia entre la "presión de fondo estática" (P_{es}) y p_{wf} se le llama "abatimiento de presión"

$$\Delta P = P_{es} - P_{wf} = \text{abatimiento} \quad (2.1)$$

El Índice de productividad (IP o J) de un pozo, es el gasto de producción de líquidos por unidad de abatimiento de presión.

$$J = \frac{q}{P_{es} - P_{wf}} = (\text{bl/dca}/\text{lb}/\text{pg}^2) \quad (2.2)$$

siendo la producción del pozo (aceite y agua).

$$q = q_o + q_w$$

cuando el índice de productividad está relacionado al espesor neto de la formación productora se denomina "índice de productividad específico".

$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{q}{h(P_{ws} - P_{wf})} (bl/dca/lb/pg^2/pc) \quad (2.3)$$

Para un flujo radial a partir de un yacimiento horizontal homogéneo, fase líquida y pequeña compresibilidad:

$$J = \frac{q_o + q_w}{(P_{ws} - P_{wf})} = \frac{7.08 h}{L_i (\Gamma_e/\Gamma_w)} \left(\frac{K_o}{B_o \mu_o} + \frac{K_w}{B_w \mu_w} \right) (bl/dca/lb/pg^2) \quad (2.4)$$

$$J_s = \frac{7.08}{L_i (\Gamma_e/\Gamma_w)} \left(\frac{K_o}{B_o \mu_o} + \frac{K_w}{B_w \mu_w} \right) (bl/dca/lb/pg^2/pc) \quad (2.5)$$

donde:

B_o = Factor de volúmen del aceite, bl a c.y./ bl a c.s.

h = Espesor neto productor, en pie .

K_o = Permeabilidad efectiva al aceite, darcy.

Γ_e = Radio de drenaje del pozo, pie .

Γ_w = Radio del pozo, pie .

μ_o = Viscosidad del aceite, cp .

La ecuación (2.2) puede escribirse en tal forma que represente una línea -- recta:

$$P_{wf} = P_{ws} - \frac{q}{J} \quad (2.6)$$

donde J se considera constante, independiente de la producción y P_{ws} también se considera constante en una etapa particular de la vida del pozo.

Cuando:

$$q = 0 \quad P_{wf} = P_{ws}$$

$$P_{wf} = 0 \quad q = J P_{ws}$$

Lo anterior puede observarse en la figura 2.1 de donde:

$$\tan \theta = \frac{OB}{OA} = \frac{J P_{ws}}{P_{ws}} = J \quad (2.7)$$

El valor de q en el punto B se llama, "potencial del pozo"; $q' = J P_{ws}$, es el gasto máximo que la formación puede aportar al pozo y ocurre cuando $P_{wf} = 0$.

Cuando la presión de fondo fluyendo es menor que la presión de saturación (Pb), el índice de productividad no se comporta como una línea recta, fig. 2.2 y entonces, para un gasto determinado:

$$J = \tan \theta = - \frac{dq}{d Pws} = IPR \quad (2.8)$$

Según la ecuación (2.8) el índice de productividad disminuye cuando aumenta el gasto, Gilbert ⁽¹⁾ lo llamo "comportamiento de afluencia" al pozo (IPR), para diferenciarlo del índice de productividad constante (J, comportamiento lineal).

Antes de efectuar algún cambio en las condiciones de operación de un pozo, es importante conocer su índice de productividad.

2.3.- EFECTO DEL ABATIMIENTO DE PRESIÓN SOBRE LA RELACION GAS/ACEITE (R).

Considerando:

- Una zona productora
- Permeabilidad constante
- No se produce agua

La mayor parte del abatimiento de presión (calda de presión) en una formación productora ocurre en la vecindad del pozo, figura 2.3.

Suponiendo que $Pwf <$ (menor) que Pb , cuando el aceite de una formación se mueve hacia el pozo, la calda de presión se incrementa a medida que se acerca a -- éste, debido a que el área de flujo disminuye y la velocidad con que se mueven -- los fluidos se incrementa, lo cual en consecuencia a la calda de presión, se presenta la liberación del gas disuelto en el aceite. Al aumentar la saturación de gas libre en la vecindad del pozo, aumenta la permeabilidad relativa del gas --- (Krg) y disminuye la permeabilidad relativa del aceite y efectiva (Ko), se incrementa la R (la cual depende de la permeabilidad efectiva del gas Krg).

Figuras : 2.1 , 2.2 , 2.3 , 2.4 .

Por lo anterior se concluye que si varía el gasto, cuando $Pwf <$ Pb , varía el índice de productividad (IPR), como se aprecia en la figura 2.2.

2.4.- VARIACION DEL INDICE DE PRODUCTIVIDAD CON LA PRODUCCION ACUMULADA.

En un yacimiento con gas en solución (bajasaturado) al aumentar la producción, disminuye la presión, si la presión de la formación es mayor que la presión de saturación. J se mantendrá constante; pero cuando la presión de saturación sea mayor que la de la formación, el índice de productividad disminuye, ya que la permeabilidad al gas aumenta., figura 2.5.

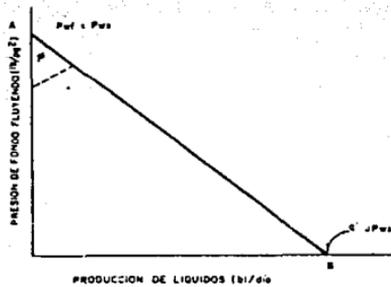


Fig. 2.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD CONSTANTE

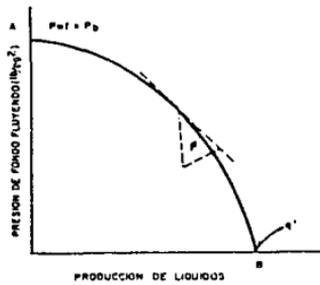


Fig. 2.2 CURVA DE IPR COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DEL POZO

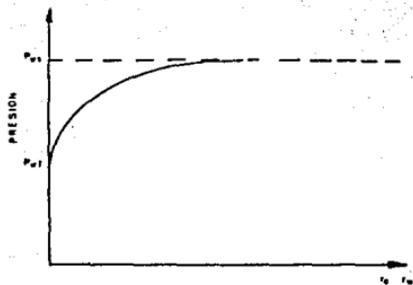


FIG 2.3. CAIDA DE PRESION EN LA VECINDAD DEL POZO

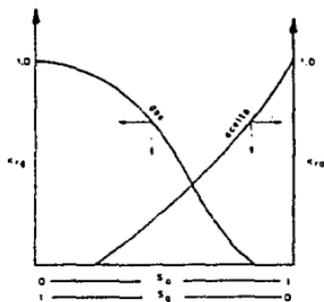


FIG 2.4. CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA EN UN SISTEMA GAS-ACEITE

[2]
Vogel graficó la producción contra la presión de fondo fluyendo como una función de la producción acumulada y observo la variación del IPR, obteniendo una curva para cada etapa de la vida productiva de un yacimiento productor -- abajo de la P_b , figura 2.6.

Vogel también graficó los mismos datos (q_o contra q_a) para distintas viscosidades y diferentes (R) y observo que las curvas tenían un comportamiento similar. Posteriormente adimensiono estas curvas y obtuve una curva de referencia -- figura 2.7, con la cual se puede construir la curva de IPR para un pozo cualquiera, partiendo de una prueba de producción y un registro de presión de fondo.

La ecuación de la curva de Vogel es:

$$\frac{q_o}{q_o \text{ m}á\text{x}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2$$

donde:

- q_o = Producción del pozo en bl/dla
- P_{wf} = Presión de fondo fluyendo en lb/pg²
- P_{ws} = Presión estática en lb/pg²
- $q_o \text{ m}á\text{x}$ = Producción máxima, cuando $P_{wf}=0$

EJEMPLO No.1

De la prueba de producción del pozo Blasillo 170 se obtuvieron los siguientes datos:

$$P_{ws} = 1127 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_{wf} = 929 \text{ lb/pg}^2$$

$$q_o = 415.14 \text{ bl/dla}$$

Determinar: El gasto máximo, el gasto para $P_{wf}=800 \text{ lb/pg}^2$.

con el valor de P_{wf}/P_{ws} , auxiliándose con la curva de Vogel se obtiene el siguiente resultado:

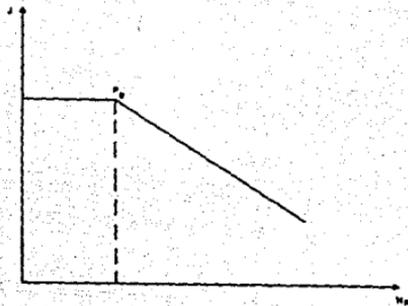


FIG 2.5. VARIACION DE J CON LA PRODUCCION ACUMULADA

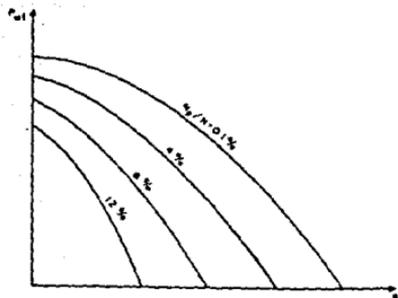


FIG 2.6. CURVAS DE IPR PARA UN YACIMIENTO CON GAS DISUELTO

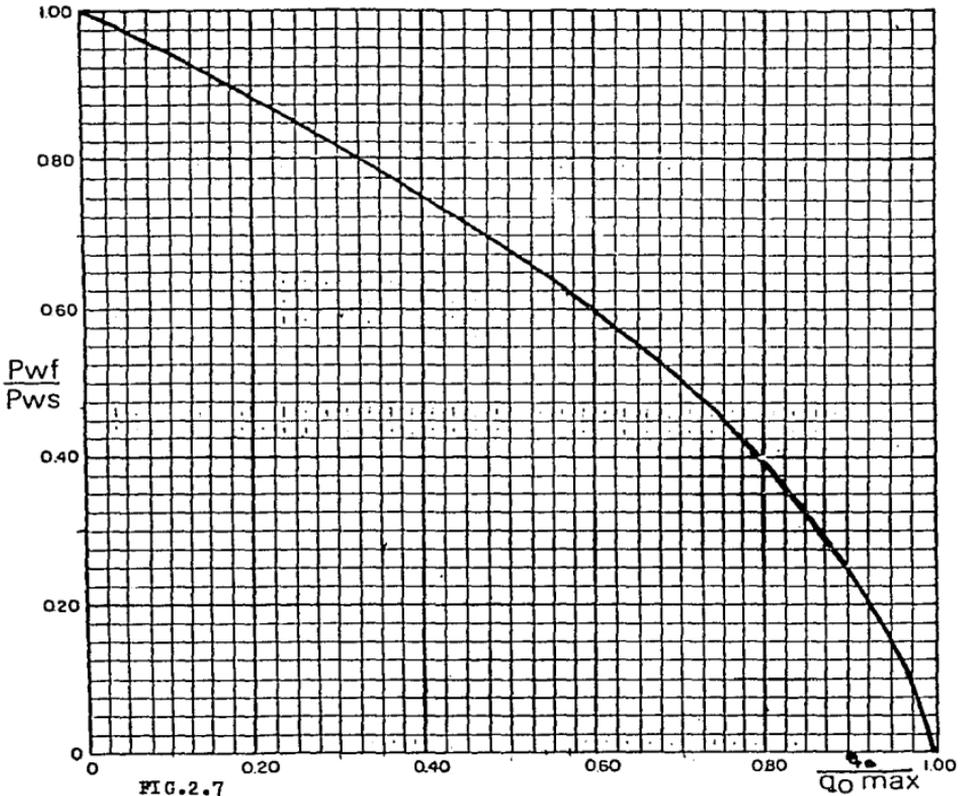


FIG.2.7

Comportamiento de afluencia al pozo de un yacimiento con empuje por gas disuelta (Vogel).

El valor anterior es usando la curva de IPR y si usamos la ecuación de --- Vogel obtenemos un $q_0 \text{ máx.} = 1426 \text{ bl/día}$.

De la misma forma con la ecuación se calcula el q_0 para la $Pwf = 800$.

$$\frac{Pwf}{Pws} = \frac{929}{1127} = 0.824$$

con el valor de 0.824 y auxiliándose con la curva de Vogel se obtiene:

$$q_0 / q_0 \text{ máx.} = 0.3$$

$$q_0 \text{ máx.} = 1383.8 \text{ bl/día}$$

EJEMPLO No.2.

Trazar la curva de IPR para el pozo del ejemplo anterior [fig.2.8].

Solución:

Se supone la Pwf y con el auxilio de la ecuación de Vogel se obtienen las producciones (o con la curva) correspondientes, indicadas en la tabla siguiente:

Pwf (lb/pg ²)	1127	1000	800	600	400	200	0
q_0 (bl/día)	0	274	648	950	1181	1339	1426

Lo anterior se realizó mediante el uso de la ecuación y un programa de -- computo sencillo, para el cálculo de los comportamientos de afluencia. El programa se presenta posteriormente en este capítulo.

2.5.-CURVAS DE STANDING.

En su trabajo Vogel no toma en cuenta que los pozos pudieran estar dañados es decir, que él considera una eficiencia de flujo de 1.0, Standing³ complementa - este trabajo y desarrolla una gráfica con curvas de IPR para eficiencias de -- flujo diferentes de 1.0; considera pozos dañados y pozos estimulados, fig.2.10.

En la figura 2.9 se presenta la distribución de las presiones de fondo de un pozo dañado que produce con gas disuelto. El factor de eficiencia FE se define como:

$$FE = \frac{\text{Abatimiento de presión ideal}}{\text{Abatimiento de presión real}} = \frac{Pws - Pwf}{Pws - Pwf}$$

donde $Pwf = Pwf + \Delta Ps$

sustituyendo:

$$FE = \frac{Pws - Pwf - \Delta Ps}{Pws - Pwf}$$

COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA BLASILLO (170

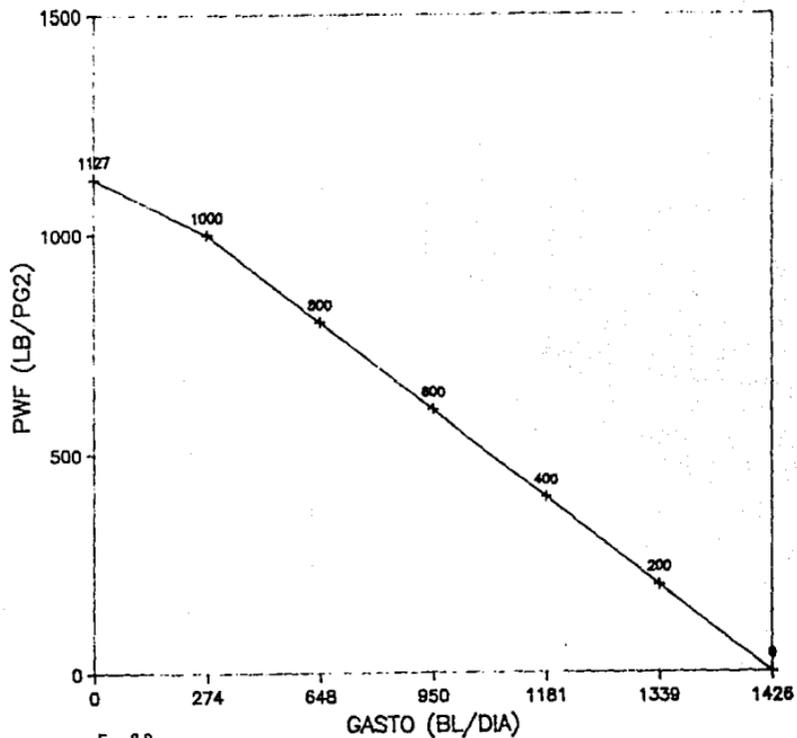


Fig. 2.8

COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA BLASILLO (170

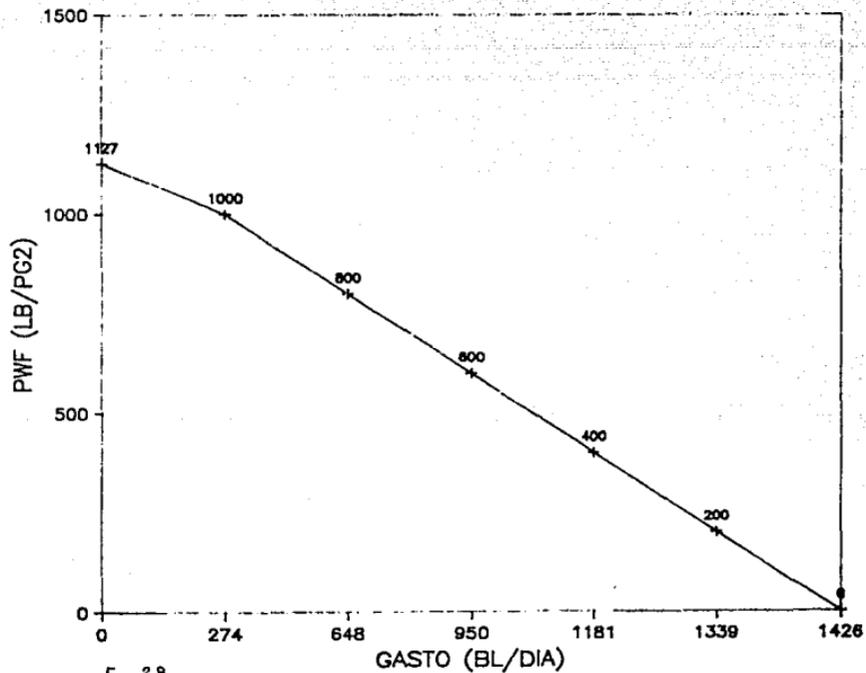
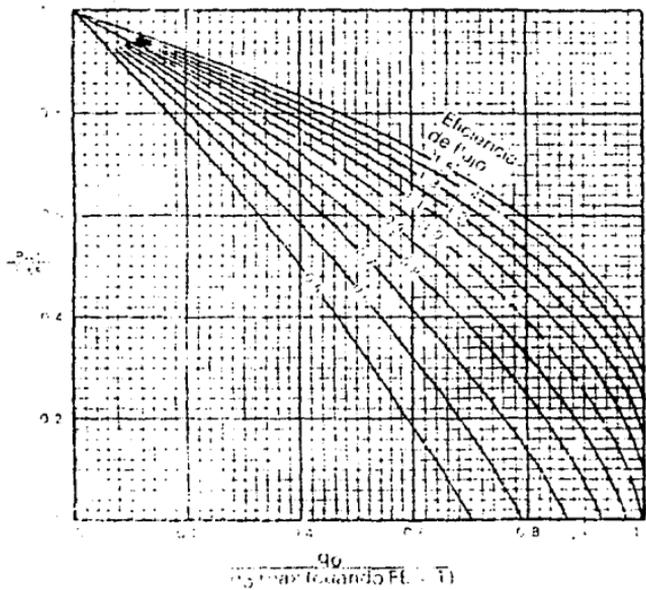


Fig. 2.8



210

Este documento es propiedad de la Universidad de los Andes y no debe ser reproducido sin el consentimiento escrito de la misma.

Puede observarse en la figura 2.10 que en el eje de las abscisas se tiene el valor de las relaciones de producción del pozo entre producción máxima del pozo sin daño; por tanto el valor de q_0 máx. es para $FE=1.0$

EJEMPLO.

$$P_{ws}=3000 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_{wf}=2130 \text{ lb/pg}^2$$

$$q_0=130 \text{ bl/día}$$

$$FE=1.0$$

Determinar el q_0 máx.

Solución:

$$\frac{P_{wf}}{P_{ws}} = \frac{2130}{3000} = 0.71$$

con el valor anterior, en la figura 2.10 se busca el valor de q_0/q_0 máx. en la curva de $FE=0.6$

$$\frac{q_0 \text{ FE}=0.6}{q_0 \text{ máx. FE}=1} = 0.282$$

$$q_0 \text{ máx.} = \frac{q_0}{0.282} = \frac{130}{0.282} = 461 \text{ bl/día}$$

A partir de la definición de FE se obtiene:

$$P_{wf}=2478 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_{wf}=2130 \text{ lb/pg}^2$$

$$\Delta P_s = P_{wf}' - P_{wf} = 348 \text{ lb/pg}^2$$

11.6.- CAUSAS DE LA BAJA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO.

11.6.1.- PROBLEMAS EN QUE SE TIENE UN BAJO NIVEL DE CONTROL (PROBLEMAS ASOCIADOS CON EL YACIMIENTO Y LOS FLUIDOS).

6.1.a.- Baja capacidad del yacimiento.- La baja capacidad puede ser debida a que se tienen bajas permeabilidades y/o espesores lo cual trae como consecuencia bajos gastos de producción; para mejorarlos se pueden realizar tratamientos con ácido o fraturamientos, que aumenten la permeabilidad del yacimiento, en la vecindad de los pozos.

6.1.b.- Malas características de permeabilidades relativas.- Las permeabilidades relativas son función de la geometría de los granos, el grado de uniformidad y la distribución del tamaño de los poros, principalmente, para un juego de saturaciones; en menor escala también dependen de la viscosidad, tensión interfacial y gradiente de presión (Figura 2.12; variaciones en curvas de K_r).

6.1.c.- Reducción de la permeabilidad absoluta.- A medida que la presión de confinamiento aumenta, la permeabilidad absoluta disminuye; este efecto es más pronunciado en rocas de baja permeabilidad. Los esfuerzos en la roca almacenante aumentan en la vecindad del agujero; a medida que la presión declina se reduce la permeabilidad absoluta (Figura 2.13).

6.1.d.- Baja presión del yacimiento. La recuperación de aceite depende de la presión del yacimiento y los procesos de desplazamiento. A medida que baja dicha presión, disminuye el gradiente de presión que permite el flujo de los fluidos hacia los pozos.

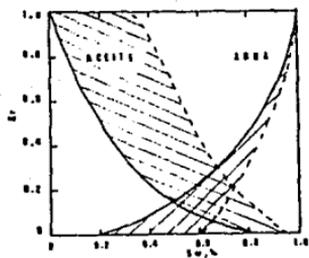
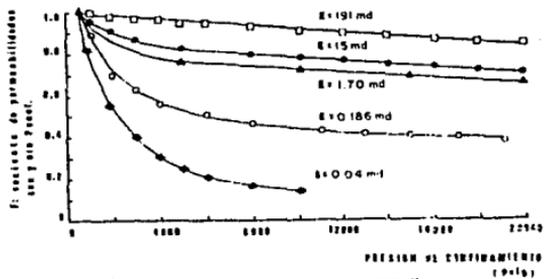
6.1.e.- Alta relación gas - aceite.- A medida que la presión declina la saturación de gas aumenta, una vez alcanzada la presión de saturación; al aumentar esta saturación empiezan a producirse grandes volúmenes de gas, reduciendo la producción de aceite. (Figura 2.14).

6.1.f.- Alta viscosidad de los crudos. Varía en un rango muy amplio, hasta valores de muchos centipoises. De la ecuación de Darcy se puede observar que al aumentar la viscosidad disminuye la producción.

Si el yacimiento está siendo producido por empuje de gas disuelto liberado la viscosidad del aceite se incrementa a medida que el gas es liberado.

6.1.g.- Alta relación agua - aceite.- La producción de agua en un pozo de aceite o gas tiene las siguientes desventajas:

1.- Reduce la saturación de hidrocarburos y por lo tanto su permeabilidad relativa.

FIG 2.11 Variaciones en las curvas de K_r FIG 2.13 Efecto de la presión de confinamiento sobre K

2.- Aumenta los costos de producción, por que tiene que manejarse, separarse y deshecharse.

3.- Aumenta el gradiente de presión en las tuberías, con lo cual aumenta la presión de fondo, disminuyendo así la producción.

6.1.h.- Efectos de turbulencia.- En flujos a altas velocidades, tales como las que pueden ocurrir en las vecindades de los pozos, pueden producirse caídas de presión adicionales a las calculadas con la ley de Darcy. Velocidades suficientemente altas, como para producir efectos de turbulencia, son encontradas sólo en pozos productores de gas. Estos efectos aparecen como un daño, disminuyendo la producción.

Los problemas que se han tratado hasta ahora están asociados con la naturaleza del yacimiento y sus fluidos, sobre los cuales se tiene poco o ningún control.

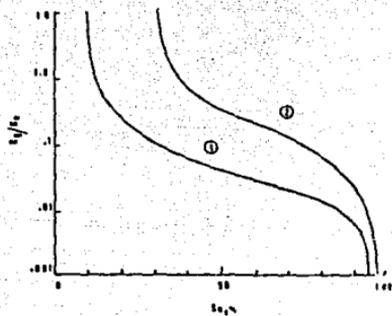
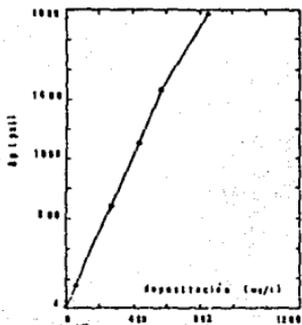
11.6.2.- PROBLEMAS DE LA FORMACION.

6.2.a.- Precipitados inorgánicos.- Las aguas de la formación contienen generalmente sólidos en suspensión; a medida que estas son producidas, las condiciones de equilibrio se modifican, y pueden ocurrir la precipitación de esos sólidos, restringiéndose la capacidad del flujo de la formación. Los precipitados más comunes son: sulfato de calcio, sulfato de bario, carbonato de calcio y carbonato de magnesio. Tal efecto se presenta en la figura 2. 15.

6.2.b.- Precipitados orgánicos.- Estos precipitados han causado problemas en la superficie, en las tuberías de producción y en el yacimiento, pudiendo ser parafinas o ceras (Cadenas largas de hidrocarburos) y asfaltenos (Anillos aromáticos con pocas ramas y con pesos moleculares de 100 a 140,000). Las principales causas de depositación son cambios en las condiciones de Presión y Temperatura.

6.2.c.- Baja permeabilidad al aceite.- Esto puede ocurrir como consecuencia del aumento de las saturaciones del agua o gas; cuando el gas se libera se reduce la saturación de aceite y por consiguiente la K_{ro} (Figura 2.16; mojable y no mojable por aceite). Lo mismo sucede cuando se incrementa la saturación de agua. La K_{ro} disminuye.

6.2.d.- Daño por materiales de estimulación.- Cuando se realizan estimulaciones con fluidos inapropiados se presentan precipitados dentro de la formación, los cuales provocan un daño, disminuyendo las condiciones de flujo del medio, esto ocasionado por una mala selección en el fluido usado en la estimulación.

FIG 2.14 GRAFICA TIPO DE K_g/K_0 VS S_0 FIG 2.15 DEPOSITACION DE $CaSO_4$ V.S CAIDA DE PRESION

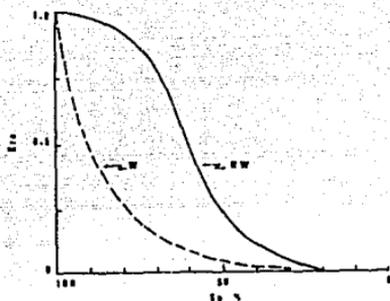


FIG. 15 COMPORTAMIENTO TÍPICO DE K_{ro} , MOJABLE Y NO MOJABLE POR ACEITE

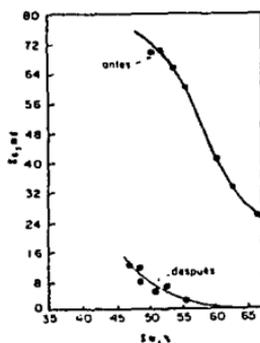


FIG. 2 EFECTO DEL AGUA DULCE SOBRE UNA RESINA

6.2.e.- Daño causado por el lado de perforación. Básicamente dos tipos de problemas se deben a los fluidos de perforación :

- (1) Invación del filtrado del lodo dentro del medio poroso y
- (2) Penetración de partículas sólidas en los poros.

6.2.f.- Hinchamiento y migración de arcillas.- El agua dulce causa más daño a algunas rocas que el agua salada; los dos fenómenos que ocurren y causan el daño son: (1) Hinchamiento de las partículas de arcilla, reduciendo los canales de flujo y (2) Dispersión de las partículas que se transportan, hasta que ocurren por taponamientos en algunos canales de flujo.

6.2.g.- Producción de arena.- La producción de arena puede ser muy costosa particularmente en los casos donde se produce agua, además de erosionar el equipo de producción, se puede arenar el equipo y tuberías superficiales, reduciéndose la producción de hidrocarburos.

II.6.3.- PROBLEMAS EN LAS PERFORACIONES DE LA T.R.

6.3.a.- Condiciones y arreglos de los disparos.- Las condiciones y el arreglo de los disparos (Baja densidad de los mismos, poca penetración, etc.) originan una baja productividad (Figura 2.18 y 2.19).

6.3.b.- Taponamiento.- Una causa puede ser la depositación de escamas orgánicas e incrustación de parafina y asfaltenos; en otras ocasiones se puede deber al material pulverizado, a partículas del cemento y de la formación, que -- puede alojarse en las perforaciones.

6.3.c.- Calidad de los disparos.- Observaciones en algunos pozos que tenían baja productividad, demostrando que pocos disparos contribuían a la producción, indicando que los demás disparos estaban taponados o mal hechos.

6.3.d.- Terminaciones parciales.- Frecuentemente este tipo de terminaciones es planeado a propósito, para evitar producciones excesivas de gas o agua. Por eso se debe tener en cuenta ese efecto para no confundirlo con un daño al pozo y concluir erróneamente que existe algún tipo de problema.

II.6.4.- PROBLEMAS EN EL EQUIPO DE PRODUCCION.

La baja productividad en pozos es a menudo debida a un mal funcionamiento en alguna parte del equipo de producción. Estos problemas pueden presentarse en la superficie (Línea de descarga, estranguladores, etc.) o con el equipo dentro del pozo (T.P., Bombas, Válvulas de inyección de gas, etc.).

11.7.- CALCULO DE COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE LOS POZOS DEL CAMPO BLASTILLO.

11.7.1.- OBTENCIÓN DE LOS DATOS DE PRODUCCIÓN Y PRESTIONES

a.- La obtención de la Pwf . Se hace mediante correlaciones de flujo multifásico vertical, utilizando la correlación de Poelman y Carpenter, haciendo uso de un programa de cómputo auxiliándose con una CASIO FX-750 P, para facilidad de manejo en el campo, el uso de esto se hizo en forma sencilla y la información que requiere el MFHV es la siguiente :

q.-Gasto (bl/día)

R.-Relación gas-aceite (Pic³/bl)

Diam. T.P. (").

WOR (BL/BL).- Relación agua - aceite.

PROF. total (pie)

Temp. media (°F)

Densidad relativa del aceite (Adim).

Densidad relativa del agua (Adim)

Densidad relativa del gas (Adim).

Pwh (lb/pg²).- Presión en la boca del pozo.

La información anterior se obtuvo en los expediente de los pozos y datos - medios de campo, el gasto fue obtenido en aforo y la Pwh se midió en el campo.

b).- Obtención de la presión de fondo estática (Pwf). Para lo anterior se requirió de cerrar los pozos y debido a que se presenta dificultad en la toma de registros de presión cerrados, se optó por una forma práctica para obtener la presión de fondo estática, para lo cual se hicieron las siguientes suposiciones :

- 1.- Se cerro el pozo durante 6 horas y se procedió a medir la Pwh, con el fin de que se elimina el efecto de almacenamiento.
- 2.- La mezcla que entra al pozo durante el almacenamiento es constante antes y después del cierre.
- 3.- La mezcla que se encuentra en la T.P. no varía en cuanto a proporción antes y después del cierre aunque durante el cierre la distribución varía, pero es la misma y si obtenemos un gradiente medio, suponemos que es el mismo antes y después del cierre.

4.- Para el cálculo de la Pws se supuso un gasto de 0.5 Bl y con la información adicional se uso el método de F.M.V. para obtención, mediante las suposiciones anteriores, además el gasto usado con el fin de eliminar los efectos de caídas de presión en la T.P. por el efecto de fricción y otros efectos adicionales.

Esto se efectuó debido a que la información que se requiere no se tenía, - esto de ninguna manera tiene justificación ni respaldo teórico ya que como sabemos el procedimiento que debe hacerse es una toma de registros de presión de fondo cerrado y una de presión de fondo fluyendo, con el fin de tomar información confiable, además de poder ajustar algún método de cálculo para usos posteriores.

11.7.2.- DATOS DE PRODUCCION USADOS PARA LOS CALCULOS DE COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE LOS POZOS FLUYENTES CAMPO BLASILLO.

POZO	Pws (Lb/Pg ²) *	Res (Lb/Pg ²) *	Qo. (bl/día) **
BLAS - 4	3099	2920	515.78
BLAS - 15-b	1083.75	964.2	188.7
BLAS - 35-A	3119.6	2565	453
BLAS - 45	1965.5	1240.5	415.14
BLAS - 45-DI	1821.6	965.9	163.54
BLAS - 45-DS	1220.4	961.5	31.45
BLAS - 47-D	3750.0	3053.8	264.18
BLAS - 63-D	4005.35	3360.0	566.0
BLAS - 65	4365.54	1760.45	421.43
BLAS - 69	1735.9	676.1	25.16
BLAS - 87	1241.5	860.	314.5
BLAS - 170	1126.7	929	415.14

* Los datos anteriores se midieron y otros se calcularon con correlaciones de flujo multifásico.

Lo cual se podía haber hecho con curvas de gradiente en tubería vertical, - pero se tienen un mayor margen de error, debido a la dificultad de uso de los - datos.

II.7.5.- OSTENTACION DE LOS COMPORTAMIENTOS DE AFLUENCIA DE LOS POZOS CAMPO BLASILLO.

Los comportamientos de afluencia se obtienen con los datos anteriores y se hace uso de la ecuación de la curva de Vogel, para simplificar los procedimientos de cálculo se hizo un programa sencillo de cómputo y se corrió en una máquina programable de bolsillo (CASIO FX-750 P), el programa se realizó de la siguiente forma :

```

5 PRINT "CALCULO          CALCULO DE COMPORTAM
DE COMPORTAMIENTO     IENTO DE AFILIACION
DE AFILIACION        ECUACION DE STANDING
"

6 PRINT "ECUACION      549
DE STANDING"         PUF(LB/PS2)=?

10 INPUT "D(BL/D)     330
=";D                 FMS(LB/PS2)=?

20 INPUT "PUF(LB/P   330
S2)=+R(1)           FMS(LB/PS2)=?

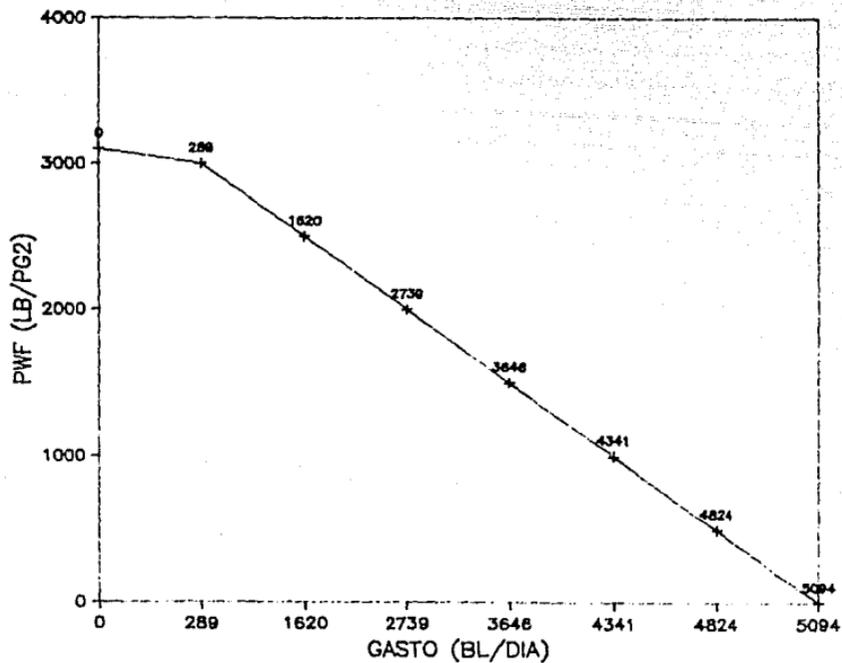
30 INPUT "PUS(LB/P   ---
S2)=+R(2)           ---
"

40 Q=(W(1)-1)*R(1)   F(1)= 1424.41055
R(2)=...+R(2)       F(2)=450147

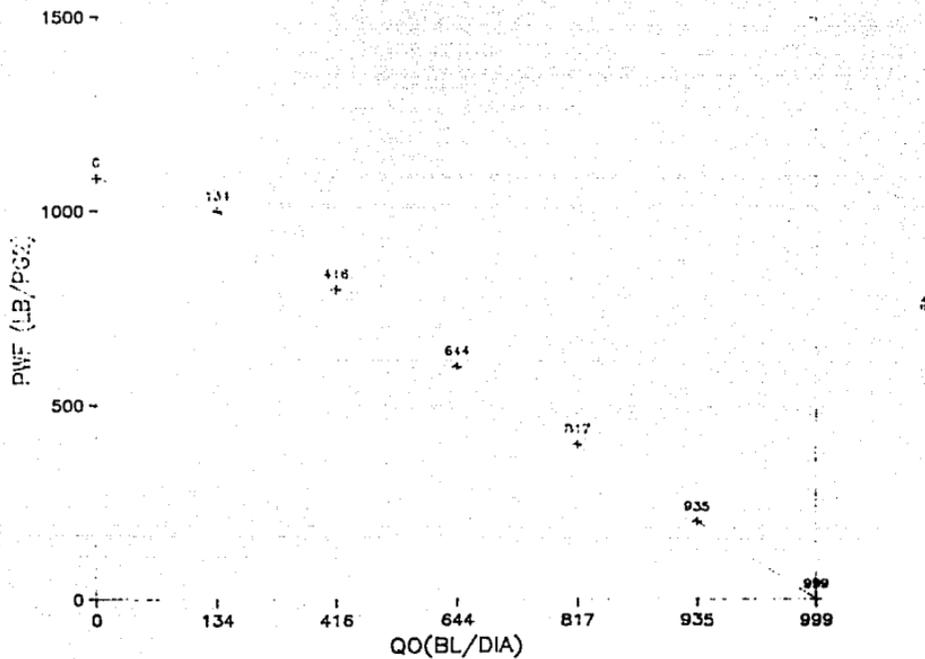
50 PRINT "Q MAY="+   330
Q                    PUF(LB/PS2)= 3
60 INPUT "P(LB/PS   30(BL/DIA)= *424.421
S)=+R"              551
70 R(1)=D            PUF(LB/PS2)= .08
80 Q=(1.-L)*R(1)/Q  10(BL/DIA)= 1107.076
(Q)-.3*R(1)/Q       330
(Q)+.3*R(1)/Q       PUF(LB/PS2)= 400
(Q)+.3*R(1)/Q       30(BL/DIA)= 1174.759
90 IF Q=0 THEN GO   3-1
TO 140              PUF(LB/PS2)= 500
100 PRINT "PUF(LB/P   30(BL/DIA)= *49.7672
S)=+R(1)           330
110 PRINT "D(BL/D)   PUF(LB/PS2)= 200
=";D                10(BL/DIA)= *45
120 IF D(1)/D(2) >=  PUF(LB/PS2)= 1000
EN SOTO 140         10(BL/DIA)= *74.4561
130 R(1)=D+4P       549
140 SOTO 20         PUF(LB/PS2)= 1127
150 PRINT "PUF(LB/P   30(BL/DIA)= 3
S)=+R(1)
160 PRINT "D(BL/D)
=";D+3.3
170 END

```

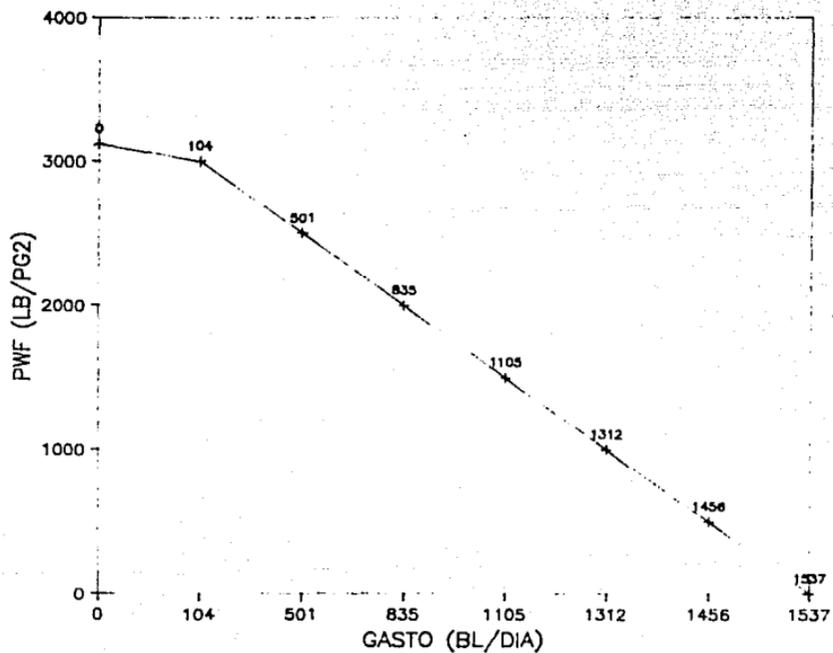
COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA BLAS.(4)



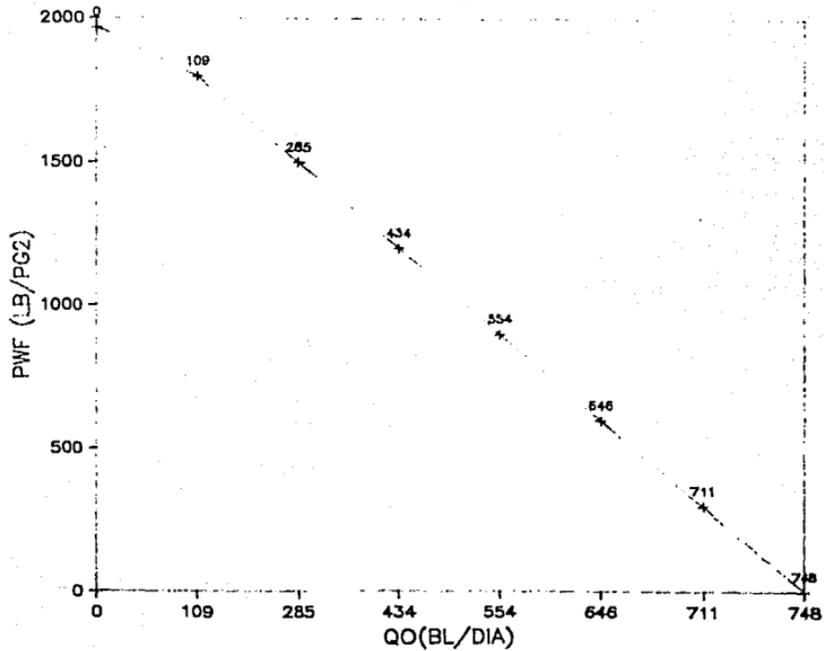
COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA BLAS.(15-D)



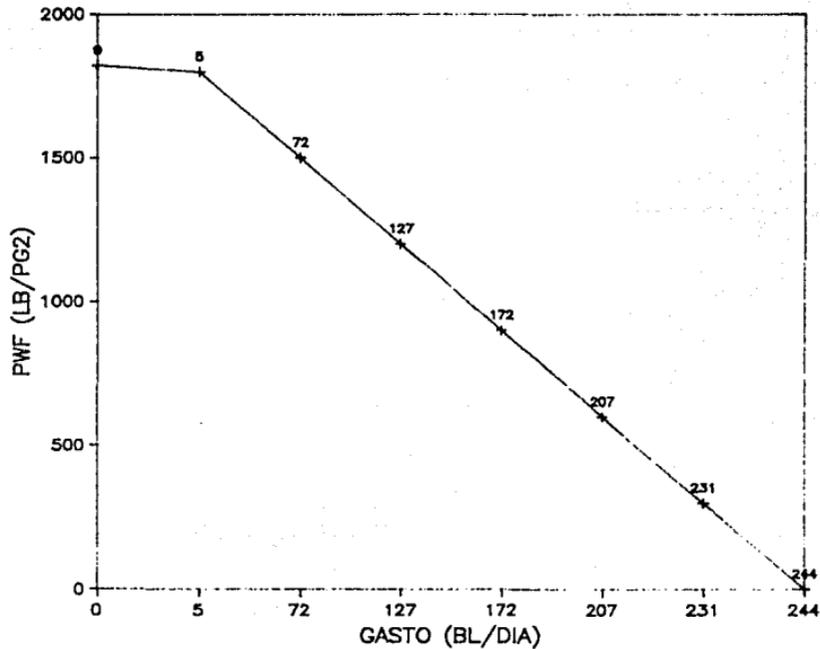
COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA BLAS.(35 A)



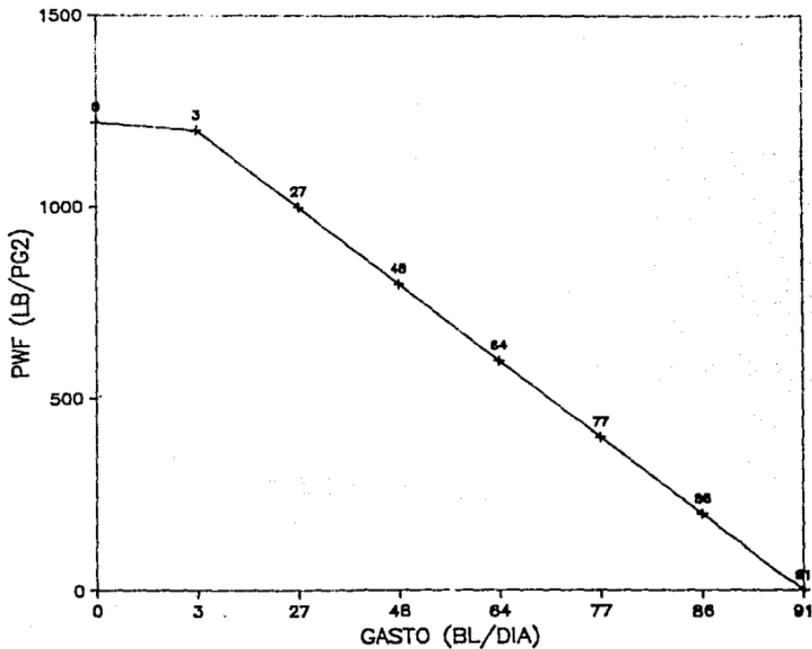
COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA BLAS.(45)



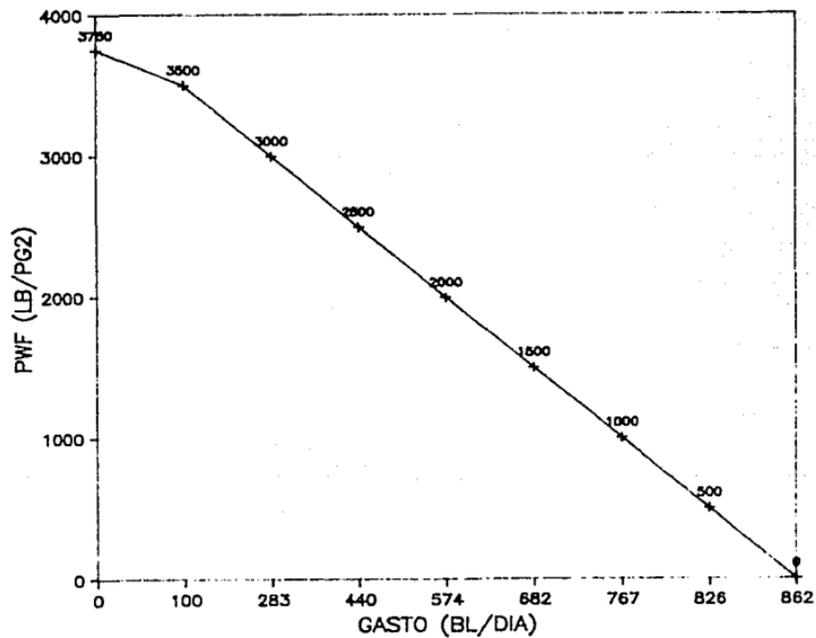
COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA BLAS.(45 DI)



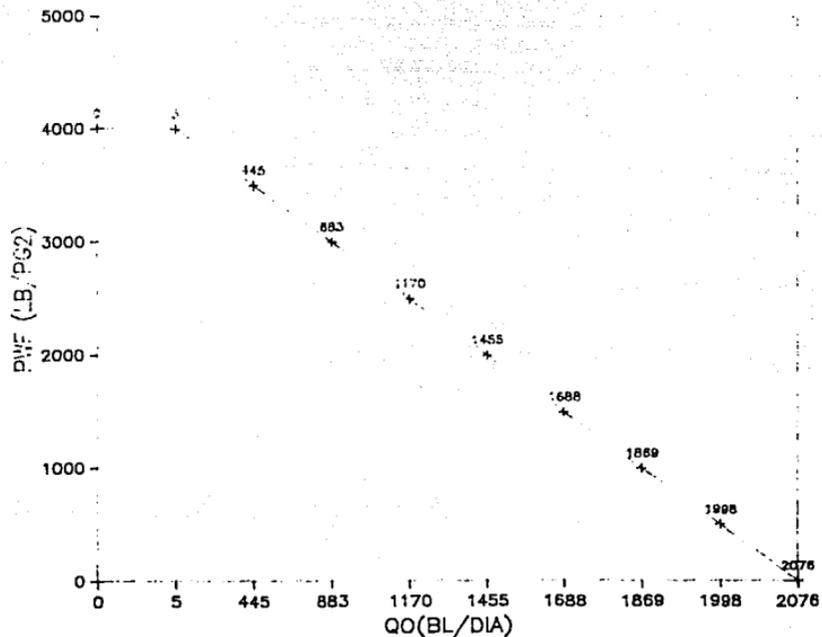
COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA BLAS.(45 DS)



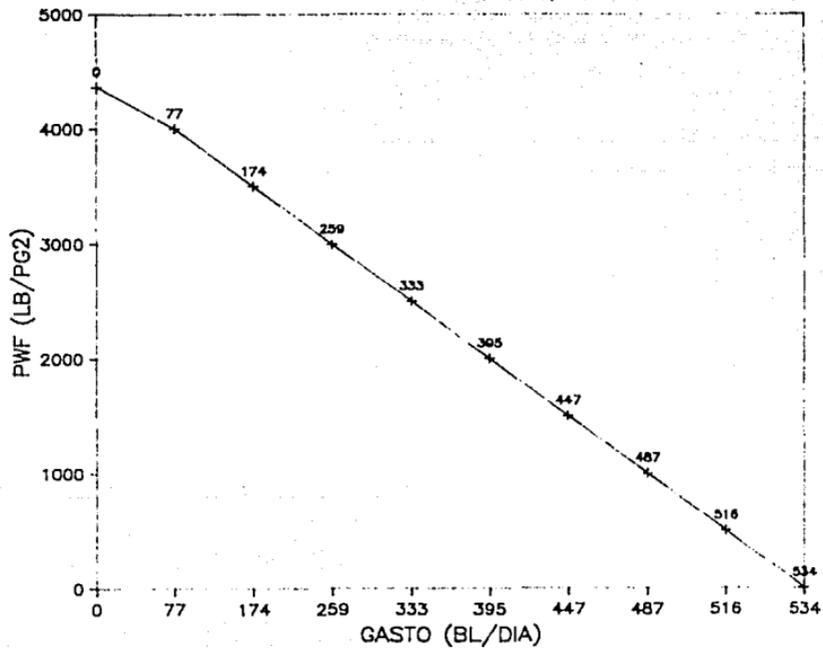
COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA BLAS.(47-D)



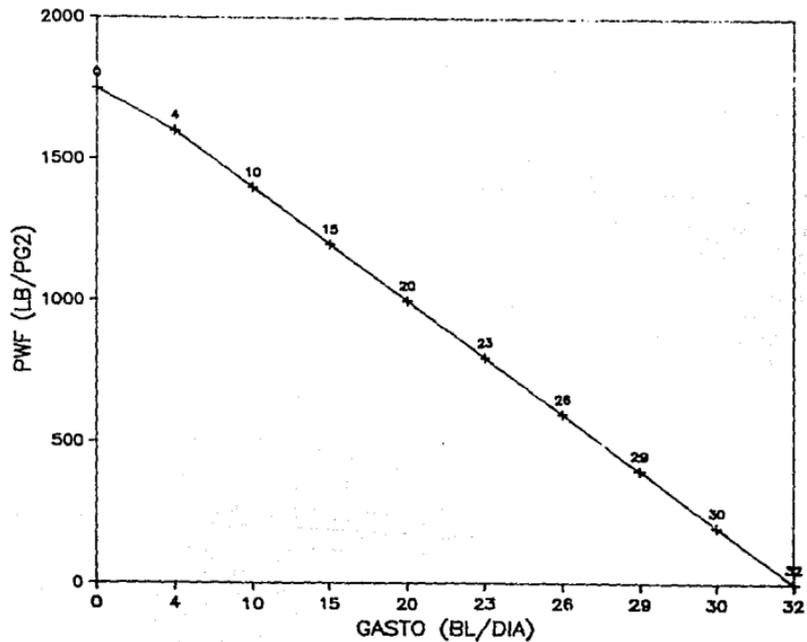
COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA BLAS.(63-D)



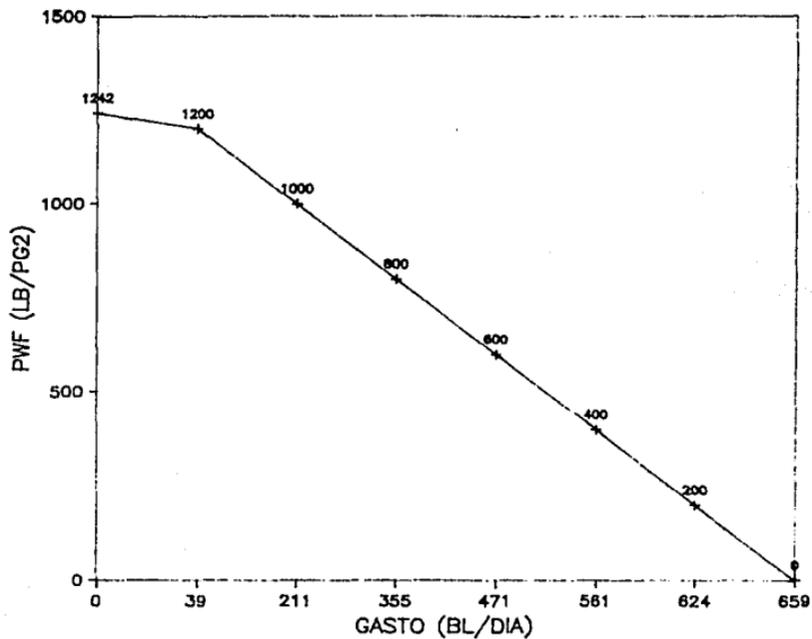
COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA BLAS.(65)



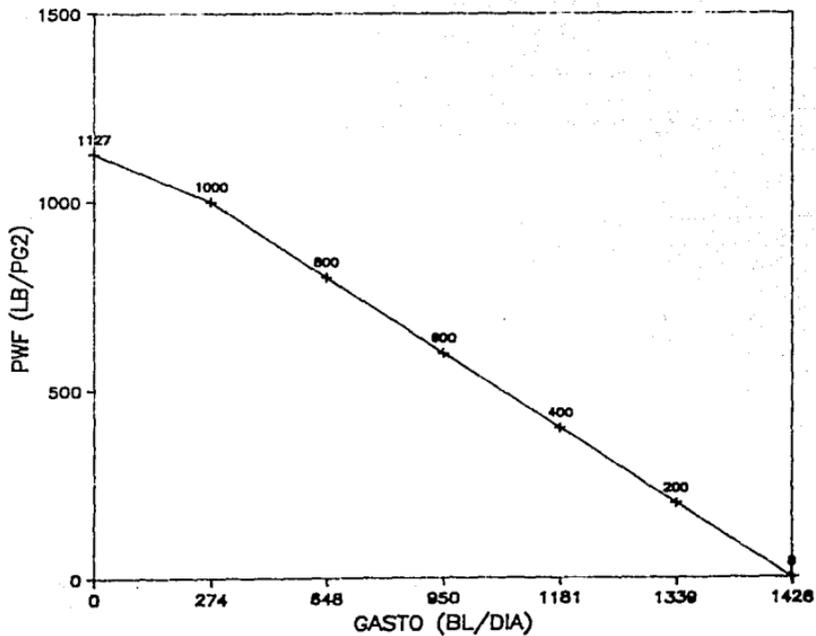
COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA BLAS.(69)



COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA BLAS. (87)



COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA BLAS. (170)



CAPITULO 3 FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS VERTICALES

3.1.-CONCEPTOS Y ECUACIONES FUNDAMENTALES.

3.1.1.-PATRONES DE FLUJO.- Es evidente que al fluir dos fases simultáneamente, se pueden hacer en formas diversas. Cada una de estas formas constituyen un patrón de flujo. La distribución relativa de una fase con respecto a otra, se conoce como patrón o tipo de flujo.

En el flujo vertical se han identificado patrones de flujo burbuja, tipo bache, y tipo niebla, así como el correspondiente a la transición entre estos dos últimos tipos de flujo.

En la figura 3.1 se presenta una clasificación general de los patrones de flujo observados durante el trabajo experimental de Beggs.⁽¹⁾

3.1.2.-COLGAMIENTO (H_L). - Se define como la relación entre el volumen de líquido existente en una sección de tubería a las condiciones de flujo, entre el volumen de la sección aludida. Esta relación de volúmenes depende de la sección aludida, de la cantidad de líquido y gas que fluyen simultáneamente en la tubería. Generalmente la velocidad con que fluye el gas es diferente de la velocidad con que fluye el líquido existiendo un resvalamiento de una de las fases.

El termino "resvalamiento" se usa para describir el fenómeno natural del flujo a menor velocidad de alguna de las dos fases. Las causas del resvalamiento son diversas, la resistencia al flujo por fricción es mucho menor en la fase gaseosa que en la fase líquida. La diferencia en compresibilidades entre el gas y el líquido hace que el gas en expansión viaje a mayor velocidad que el líquido. El resvalamiento también es promovido por la segregación gravitacional. Las fuerzas gravitacionales hacen que el líquido se mueva a mayor velocidad cuando se tiene flujo descendente; pero ocurre lo contrario en flujo ascendente.

Para calcular las pérdidas de presión por elevación (carga hidrostática), es necesario predecir con precisión el colgamiento (H_L) considerando el resvalamiento entre las fases.

Existen varias correlaciones para obtener el colgamiento del líquido. La correlación más general es la de Mukherjee y Brill,⁽²⁾ obtenida a partir de 1500 mediciones para flujo con ángulos de inclinación de $+ 90^\circ$.

La ecuación establecida por Mukherjee y Brill, es:

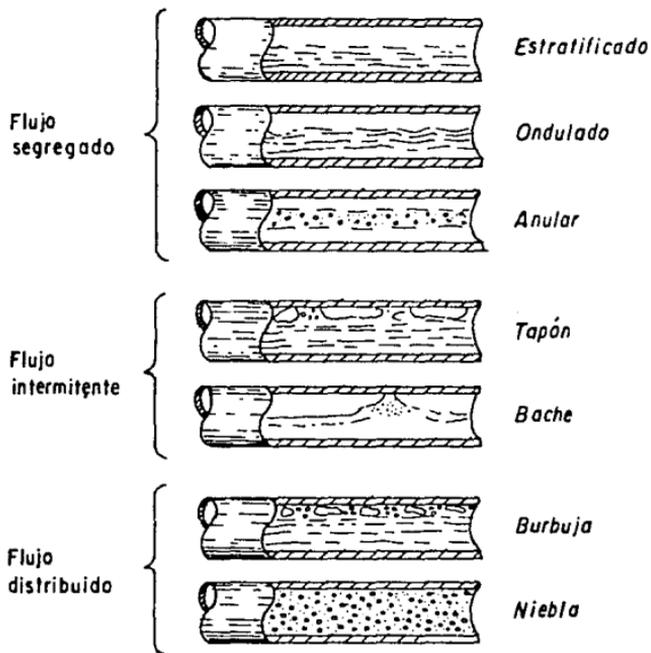


Fig. 2.1 - Patrones de flujo observados por Beggs en flujo horizontal

$$H_L = \text{Exp} \left[C_1 + C_2 \sin \theta + C_3 \sin^2 \theta + C_4 N_L^2 \right] \frac{C_5 N_{GV}}{C_6 N_{LV}} \quad (3.1)$$

$$N_L = \text{Número de la viscosidad del líquido} = 0.15726 \mu_L (1 / \rho_L \sigma^3)^{0.25}$$

$$N_{LV} = \text{Número de la velocidad del líquido} = 1.938 V_{SL} (\mu_L / \sigma)^{0.25}$$

$$N_{GV} = \text{Número de la velocidad del gas} = 1.938 V_{SG} (\rho_L / \sigma)^{0.25}$$

Las unidades usadas en los términos de estos números adimensionales son:

μ (cp), σ (dina/cm²), V (pie/seg)

Los coeficientes de la ecuación (3.1) para flujo ascendente y horizontal, -- descendente; y para flujo estratificado descendente, se muestran en la tabla sig.:

DIRECCION DEL FLUJO	TIPO DE FLUJO	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₆
ASCENDENTE	TODOS	-0.36011	0.12988	-0.11978	2.34323	0.47568	0.28886
DESCENDENTE	ESTRATIFICADO.	-1.33028	4.80814	4.17158	58.26227	0.07995	0.50489
	OTRO	-0.51684	0.78981	0.55183	15.51921	0.37177	0.59395

Otro concepto que se usa con frecuencia en los cálculos de gradientes de -- flujo multifásico, es el colgamiento sin resvalamiento (λ). Se define en la misma forma que H_L : pero se calcula a partir de las condiciones de flujo (T y P) existentes, considerando las producciones obtenidas en la superficie. (q_o , R), ésto es:

$$\lambda = \frac{q'_L}{q'_L + q'_g} = \frac{1}{1 + \frac{q_o (R - R_s) B_g}{5.615 (q_o B_o + q_w B_w)}} \quad (3.2)$$

Donde q' = gasto a condiciones de escurrimiento.

3.1.3.-VELOCIDADES SUPERFICIALES.

Es la velocidad que tendría cualquiera de las fases si ocupara toda la ---

tubería, se define por las expresiones siguientes:

$$V_{SL} \text{ (Pies/seg)} = \frac{q'_L}{A_p} = \frac{0.01191 (q_o B_o + q_w B_w)}{d^2} \quad (3.3)$$

$$V_{Sg} \text{ (Pies/seg)} = \frac{q'_g}{A_p} = \frac{0.002122 q_o (R-R_s) B_g}{d^2} \quad (3.4)$$

donde:

A_p = Área de la sección transversal de la tubería.

$$V_m = \frac{q'_L + q'_g}{A_p} = V_{SL} + V_{Sg} \quad (3.5)$$

de estas ecuaciones se observa que:

$$\lambda = \frac{V_{SL}}{V_m} \quad (3.6)$$

3.1.4.-Velocidades reales.-Aplicando el concepto de colgamiento, se puede obtener las velocidades reales de cada fase:

$$V = \frac{q'_L}{A_L} = \frac{q'_L}{A_p H_L} = \frac{V_{SL}}{H_L} \quad (3.7)$$

$$V_g = \frac{q'_g}{A_g} = \frac{q'_g}{A_p (1-H_L)} = \frac{V_{Sg}}{(1-H_L)} \quad (3.8)$$

3.1.5.-DENSIDAD DE LA MEZCLA DE FLUIDOS.

La densidad real de la mezcla de fluidos se obtiene a partir del colgamiento (H_L) con:

$$\rho_m = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L) \quad (3.9)$$

Algunos autores calculan la densidad de la mezcla sin considerar el resvalamiento entre las fases, esto es:

$$\rho_{ms} = \rho_L + \rho_g (1 - \lambda) \quad (3.10)$$

También puede obtenerse esta densidad a partir de la siguiente expresión:

$$\rho_{ns} = \frac{M}{V_m} \quad (3.11)$$

donde:

M = masa de la mezcla a c. escurrimiento por barril de aceite producido a -- c. s. (lbm/blo a c. s.)

V_m = volúmen de la mezcla a c. escurrimiento por bl de aceite producido a -- c. s. ρ_{ie_m} a c. escurrimiento/blo a c. s.

Los valores de M y V_m se obtienen con las ecuaciones siguientes:

$$M = M_o + M_g + M_w \quad (3.12)$$

$$M_o = \delta_{r_o}^H \left(\frac{\text{lb}_o / \rho_{ie^3 o}}{\text{lb}_w / \rho_{ie^3 w}} \right) \cdot 62.428 \left(\frac{\text{lb}_w}{\rho_{ie^3 w}} \right) \cdot 5.615 \left(\frac{\rho_{ie^3 o}}{\text{blo}} \right)$$

$$M_o = 350.5 \delta_{r_o}^H \quad (3.13)$$

$$M_g = \delta_g^H \left(\frac{\text{lb}_g / \rho_{ie^3 g}}{\text{lb}_a / \rho_{ie^3 a}} \right) 0.0764 \left(\frac{\text{lb}_a}{\rho_{ie^3 a}} \right) R \left(\frac{\rho_{ie^3 g} \cdot \rho_{a \text{ c. s.}}}{\text{blo a c. s.}} \right)$$

$$M_g = 0.0764 \delta_g^H R \quad (3.14)$$

$$M_w = \delta_w^H \left(\frac{\text{lb}_w / \rho_{ie^3 w}}{\text{lb}_w / \rho_{ie^3 w}} \right) 62.428 \frac{\text{lb}_w}{\rho_{ie^3 w}} 5.615 \frac{\rho_{ie^3 w}}{\text{bl}_w} \text{WOR} \frac{\text{bl}_w}{\text{blo}}$$

$$M_w = 350.5 \delta_w^H \text{WOR} \quad (3.15)$$

$$M = 350.5 \delta_{r_o}^H + 0.0764 R \delta_g^H + 350.5 \delta_w^H \text{WOR} \quad (3.16)$$

calculo de V_m $\left(\frac{\rho_{ie^3 o}}{\text{blo a c. s.}} + \frac{g}{w \text{ a c. escurrimiento}} \right)$

$$V_{m0} = 5.615 B_o$$

$$V_{mV} = \text{WOR} \frac{\text{bl}_w}{\text{blo}} 5.615 \frac{\rho_{ie^3 w}}{\text{bl}_w} B_w \left(\frac{\rho_{ie^3 w} \text{ a c. esc.}}{\rho_{ie^3 a} \text{ c. s.}} \right)$$

$$V_{mg} = (R - R_s) \left(\frac{\rho_{ie}^3 g l a c. esc. a c. s.}{b l o a c. s.} \right) B_g \frac{\rho_{ie}^3 a c. esc.}{\rho_{ie}^3 a c. s.}$$

$$V_m = (R - R_s) B_g + 5.61 B_o + 5.615 B_w \text{ WOR} \quad (3.17)$$

Sustituyendo (3.16) y (3.17) en (3.11), se obtiene:

$$P_{ns} = \frac{350.5 (\rho_{iu} + \rho_{iw} \text{ WOR}) + 0.0764 R \rho_g}{5.615 (B_o + B_w \text{ WOR}) + (R - R_s) B_g} \quad (3.18)$$

3.1.6.-GASTO DE MASA

Se define por la expresión:

$$W_m = \frac{\text{lbm de líquido y gas}}{\text{segundo}} \quad (3.19)$$

Puede obtenerse con cualquiera de las ecuaciones siguientes:

$$W_m = \frac{q_o M}{86400} \quad (3.20)$$

$$W_m = W_o + W_g + W_w \quad (3.21)$$

$$W_o = P_o q_o B_o / 15391 \quad (3.22)$$

$$W_w = P_w q_o B_w / 15391 \quad (3.23)$$

$$W_g = P_g q_o (R - R_s) B_g / 86400 \quad (3.24)$$

3.1.7.-VISCOSIDAD DE LA MEZCLA.

Dependiendo del método que se aplique, se usan las siguientes ecuaciones --- para obtener la viscosidad de la mezcla de fluidos:

$$\mu_{ns} = \mu_L \lambda + \mu_g (1 - \lambda) \quad (3.25)$$

$$m = \mu_{H_L} \mu_g (1 - H_L) \quad (3.26)$$

$$L = \mu_o \phi_o + \mu_w \phi_w \quad (3.27)$$

$$y \quad f_o = \frac{B_o}{B_o + WOR B_w} \quad (3.28)$$

$$f_w = (1 - f_o) \quad (3.29)$$

Donde f_o es la relación aceite líquido y f_w es la relación agua líquido.

3.1.8.-TENSION SUPERFICIAL DE LA MEZCLA DE LIQUIDOS.

Se obtiene con la siguiente ecuación:

$$\sigma_L = \sigma_o f_o + \sigma_w f_w \quad (3.30)$$

3.2.- FLUJO MULTIFASICO VERTICAL.

Es evidente la importancia de la evaluación de la caída de presión en la tubería vertical, ya que la mayor proporción de la presión disponible para llevar los fluidos del yacimiento hasta los separadores se consume en dicha tubería.

En la siguiente tabla se muestran las proporciones en que cae la presión en el yacimiento, la tubería vertical y la línea de descarga del pozo, para cuatro valores del índice de productividad y gastos de aceite.

DISTRIBUCION DE PERDIDA DE PRESTON EN FLUJO DE ACEITE ⁽¹⁾

J (bl/ día/ lb/Pg ²)	q _o bl/ día	% PERDIDA		
		VACIMIENTO	T.V.	L.D.
2.5	2700	36	57	7
5.0	3700	25	68	7
10.0	4500	15	78	7
15.0	4800	11	82	7

Características del pozo.

$$D = 10,000 \text{ Pies}$$

$$P_{ws} = 3,000 \text{ lb/Pg}^2$$

$$R = 750 \text{ Pie}^3/\text{bl.}$$

$$\theta_{TP} = 3 \frac{1}{2}''$$

$$P_{th} = 100 \text{ lb/Pg}^2$$

Dada la magnitud de las pérdidas de presión en las tuberías de producción se hace indispensable su evaluación precisa, a fin de optimizar el sistema de producción de los pozos.

La determinación de las distribuciones de presión en las tuberías de producción permite:

- Diseñar las tuberías de producción y líneas de descarga.
- Obtener el punto óptimo de inyección de gas en el bombeo neumático.
- Proyectar aparatos de producción artificial (neumático, mecánico, eléctrico).

d).- Obtener Pw_g sin necesidades de intervenciones en los pozos.

3.2.1.- Flujo multifásico en tuberías verticales.

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. A continuación los aumentos en la cantidad de gas provocaran incrementos en las pérdidas de presión. Figura 3.2. (a). Este fenómeno se expresa de la manera siguiente.

a).- Para volúmenes pequeños de gas prevalece la carga de líquido, misma que va reduciéndose al aumentar dicho gas; ya que la densidad de la mezcla gas-líquido continuamente disminuye.

b).- Después de que el volumen de gas alcanza una cierta proporción, las pérdidas de presión debidas al propio flujo de gas aumentan notablemente, compensando y sobrepasando la disminución de la carga hidrostática. El efecto resultante es el aumento en las caídas de presión.

Así mismo, manteniendo los gastos del líquido y gas y variando el diámetro del conducto se ha observado un comportamiento similar al descrito, conforme se aumenta el diámetro, primero disminuye las pérdidas de presión hasta un mínimo, y luego aumentan indefinidamente Figura 3.2. (b). En este caso el mecanismo que prevalece después del mínimo es el resvalamiento entre las fases; esto es que el gas viaja a una velocidad mayor que la del líquido, lo que indica un retraso de éste con respecto al gas, resultando en mayor carga hidrostática. Para diámetros grandes de tuberías, la velocidad de líquidos es baja y el retraso entre las fases es notable. Al disminuir el diámetro aumenta la velocidad del líquido; y aunque la del gas también aumenta, lo hace en menor proporción por su compresibilidad, el resultado es una reducción en la carga hidrostática.

El efecto del resvalamiento se visualiza más fácilmente observando lo que ocurre en un tanque cilíndrico lleno de líquido, al que se le esta burbujando gas en el fondo, evidentemente las burbujas de gas se segregarán del líquido liberándose en la superficie. Supongase ahora que va reduciéndose el diámetro del tanque. Se alcanzará un diámetro en el que el gas ya no resbale y empiece a arrastrar parte del líquido existente.

Por otra parte si se mantiene fijo el gasto de gas con un conducto vertical y se varía el volumen de líquido se tendrá por efecto de resbalamiento el siguiente comportamiento:

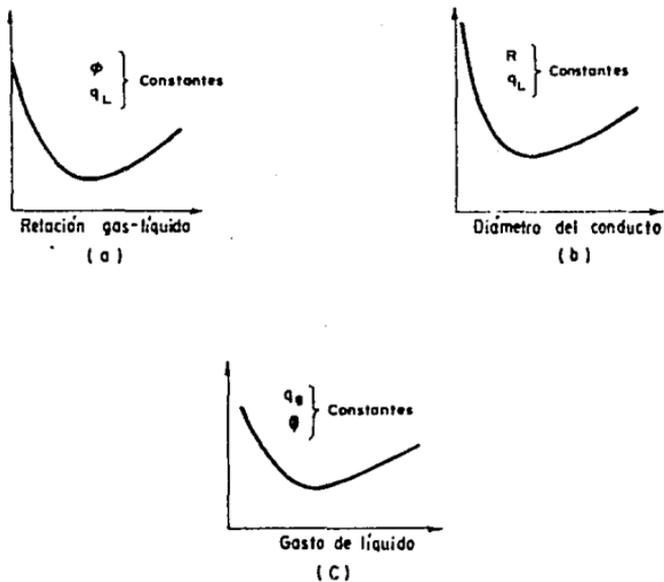


Fig. 3.2 - Relación entre la caída de presión y q_L , R y ϕ , en tuberías verticales

a).- Para bajos gastos de líquido el resbalamiento será grande y la diferencia de presión entre dos puntos del conducto, se deberá principalmente a la -- carga del líquido.

b).- Al aumentar el gasto de líquido tenderá a disminuir el resbalamiento, lo que se traducirá en la disminución de la carga de líquido y una reducción en las pérdidas de presión.

c).- Para gastos grandes de líquido las pérdidas por fricción compensaran - la reducción de la carga hidrostática, incrementandose las caídas de presión.

Los tres casos anteriores se ilustran en la figura 3.2(c).

Debido al resbalamiento no es posible calcular la relación gas-líquido a - condiciones de flujo a partir de las condiciones de entrada a la tubería. Dicha relación se obtiene a partir de correlaciones, que han sido desarrolladas experimentalmente, en base a la distribución de las fases y la corriente. Por lo general, de las correlaciones fijadas se determina el valor del colgamiento y de este, fácilmente pueden obtenerse los valores de volúmenes de gas y líquido en el flujo.

3.3. - PATRONES DE FLUJO.

Ros N.C.D.⁽⁹⁾ identificó seis patrones típicos de flujo multifásico en tuberías verticales que denominó: burbuja, tapón, bache, espuma, transición y niebla; sin embargo en la mayoría de las condiciones establecidas no se consideran los regímenes - de flujo tapón y espuma.

Ros observo las siguientes condiciones de flujo:

a).- Para bajos gastos de gas prevalece el flujo de burbuja, la fase líquida es continua y el gas esta disperso en burbujas pequeñas.

b).- A mayores gastos de gas, el número y tamaño de las burbujas aumenta, -- tomando forma de bala (flujo tapón). A continuación estas burbujas cualesen, formando baches que contienen principalmente gas y que alternan con baches de líquido (flujo de bache).

c).- Para $V_{sg} > 50$ pie/seg. y $V_{sl} < 1.25$ pie/seg. el flujo cambia de tapón a - niebla.

d).- Cuando la V_{sl} alcanza valores superiores a 5.25 pie/seg. ya no es fácil distinguir los varios patrones de flujo.

e).- Para valores bajos de V_{sg} y V_{sl} se presenta el fenómeno conocido como - cabeceo en el que el flujo varía cíclicamente en pocos segundos. El flujo es inestable y los gradientes de presión son muy variables y difíciles de predecir.

El patrón de flujo existente dentro de la tubería vertical se obtiene, --- generalmente, en función de los números adimensionales de la velocidad del líquido y el gas, o en función de las velocidades superficiales.

3.4. - ENFOQUES EN EL DESARROLLO DE LAS CORRELACIONES.

Las diversas correlaciones existentes para el cálculo de las distribuciones de presión con flujo multifásico pueden clasificarse en tres tipos bien definidos.

TIPO 1. - No se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la --- mezcla se obtiene en función de las propiedades de los fluidos, corregidas por -- presión y temperatura. Las pérdidas por fricción y los efectos del colgamiento se expresan por medio de un factor de fricción correlacionado empíricamente. No se -- distingue patrones de flujo. Dentro de este tipo están incluidos los métodos de - Poettman y Carpenter, Fancher y Brown y Baxendell y Thomas.

TIPO 2. - Se toma en cuenta el resbalamiento entre las fases. La densidad de -- la mezcla se calcula utilizando el concepto de colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades combinadas del gas y líquido. No se distingue regímenes de flujo. El método de Hagedorn y Brown cae dentro de este tipo de co- -- rrelaciones.

TIPO 3. - Se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se determina mediante el colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con -- las propiedades del fluido en la fase continua. Se distinguen diferentes patrones de flujo. Las principales correlaciones que caen dentro de este tipo son: Duns y - Ros, Orkiszewski, Aziz, Beggs y Brill, Chierici, Gould y Tek, etc.

3.5. - COMPORTAMIENTO EN LAS TUBERIAS VERTICALES DE LOS POZOS FLUENTES DEL - CAMPO BLASILLO.

La correlación para el cálculo se ajusta en una forma empírica, con dos pozos y se generaliza, lo cual no es en ninguna forma correcta, pero debido a la falta -- de información para realizar el presente trabajo se hace uso de ella en forma -- general. El método para predecir el comportamiento en la T.P. es el de Poettman y Carpenter en este caso.

3.5.1. - METODO DE POETTMAN Y CARPENTER

Poettman y Carpenter publicaron en 1952 un procedimiento analítico para --- determinar las caídas de presión en tuberías verticales con flujo multifásico. Su ecuación principal la desarrollaron a partir de un balance de energía entre dos -- puntos de la tubería de producción. Esta ecuación es: *

$$\frac{\Delta P}{\Delta h} = \frac{1}{144} \left(P_{ns} + \frac{f_{tp} (q_0 M)^2}{2.979 \cdot 10^5 P_{ns} d^5} \right) \quad (3.31)$$

El factor de fricción fue determinado a partir de datos medidos de presión de fondo en 49 pozos fluyentes y del bombeo neumático y aplicando la ecuación anterior. Los valores de f_{tp} así obtenidos se correlacionaron con el numerador del número de Reynolds, que expresado en las unidades prácticas queda:

$$d v P_{ns} = 1.77 \cdot 10^{-4} \frac{q_0 M}{d} \quad (3.32)$$

La correlación así obtenida fue extendida por Baxendell y Thomas, para ser aplicable a pozos con altos gastos y flujo por el espacio anular. En la fig. 3.3. se muestran los resultados de ambas correlaciones.

La siguiente ecuación puede emplearse para obtener el valor de f_{tp} .

$$f_{tp} = 5.415 \cdot 10^{-5} - 5.723 \cdot 10^{-4} a + 1.848 \cdot 10^{-4} a^2 + 3.5843 \cdot 10^{-6} a^3 \quad (3.33)$$

donde:

$$a = \frac{d \cdot 10^6}{q_0 M}$$

3.5.2. -PROCEDIMIENTO DE CALCULO.

1.-A partir de una P y h , dadas (condiciones en la cabeza o en el fondo del pozo), fijar una ΔP y obtener:

$$P_2 = P_1 + P \quad \text{y} \quad \bar{P} = P_1 + (\Delta P/2)$$

2.-Calcular para las condiciones medias del intervalo P y T (esta temperatura generalmente estimada), los valores de Z , B_0 , R_s y B_g .

3.-Calcular P_{ns} a \bar{P} con la ecuación 3.18.

4.-Determinar el valor de $d v P_{ns}$ y obtener f_{tp} con la ecuación 3.32 y 3.33.

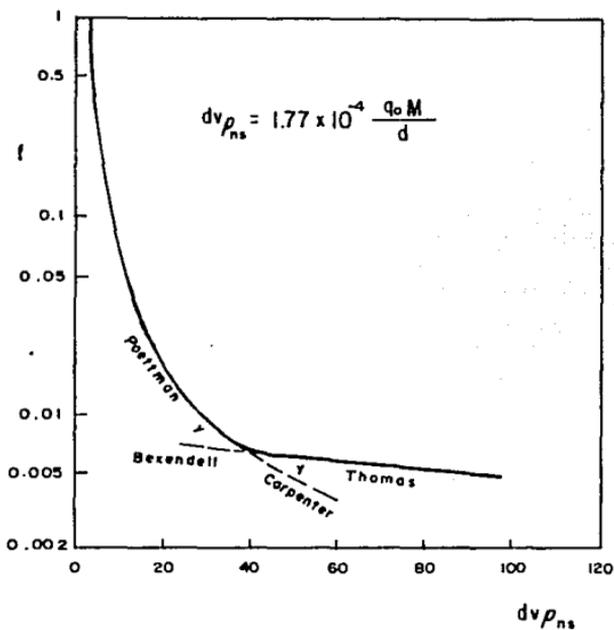


Fig. 3.3 Correlaciones del factor de fricción.

5.- Aplicando la ecuación 3.31 cuantificar Δh .

6.- Repetir el procedimiento hasta completar la profundidad total del pozo

3.6.1.- Comportamiento del flujo vertical de los pozos fluyentes del campo Blasillo.

En la sección anterior (Cap. II) se observa que para una presión de fondo fluyendo dada la formación aporta un gasto determinado. Ahora se estudiará si esta presión de fondo es suficiente para que la producción de la formación fluya a través de una tubería hasta la superficie.

El análisis del comportamiento del flujo vertical se puede hacer con el auxilio de gráficas de gradiente de presión desarrolladas por Gilbert y por Kermit Brown o bien con correlaciones de flujo multifásico vertical.

Gilbert da una solución empírica al problema del flujo bifásico vertical. Efectuó medidas de caldas de presión en tuberías de producción bajo distintas condiciones y obtuvo una familia de curvas, figura 3.4. Los parámetros que midió en un número grande de pozos fluyentes fueron :

Presión en la cabeza del pozo, (lb/Pg^2)

Producción bruta de líquidos, (bbl/D) .

Relación gas - líquido, Pic^3/bbl .

Diámetro de la T.P., Pg .

Profundidad de la tubería, Pic

Presión de fondo fluyendo, lb/Pg^2 .

Se considera que la presión de fondo fluyendo depende únicamente de las otras cinco variables.

En la figura 3.4 las curvas a, b, c y d corresponden a diferentes presiones en la cabeza del pozo (A, B, C, D). Cada una de estas curvas corresponden a la distribución de presión a lo largo de la T.P. para un pozo con : un gasto una relación gas - líquido y un diámetro de tubería determinados.

Del punto B de la curva, Gilbert trazó una vertical hasta intersectar la curva a y sobreponiendo éstas, obtuvo que la curva b coincidía con una sección de la curva a. Hizo lo mismo con las curvas siguientes y concluyó que las curvas a, b, c y d son realmente parte de una sola curva, figura 3.5.

3.6.2.- Métodos de cálculo.

Existen dos métodos para el cálculo del comportamiento, tanto con graficas como con algún método de flujo multifásico, para los pozos fluyentes.

Primer método.

Consiste en calcular presión de fondo fluyendo (P_{wf}) para distintos gastos (q) considerando constante la presión en la cabeza del pozo (P_{wf}).

Segundo método

Se calcula la presión en la cabeza del pozo (P_{wf}) para distintos gastos (q) y sus correspondientes presiones de fondo fluyendo (P_{wf}).

3.6.3.- Cálculo.

Para los cálculos del presente trabajo se hace uso del segundo método antes mencionado, con la correlación de flujo multifásico de Poettman y Carpenter. Para lo anterior se elabora un programa de cómputo sencillo, el cual se auxilia de una calculadora de bolsillo CASIO FX 750 PB, con lo cual se pretende darle al presente trabajo una aplicación sencilla en trabajos posteriores a realizar en el Campo.

La información que se requiere para el siguiente trabajo es :

q_o = gasto, bl/día.

RGA = Relación gas - aceite, Pies³/bl.

ϕ T.P. = Diámetro T.P., Pg.

P_{wf} = Presión de fondo (Lb/pg^2)

WOR = Relación agua - aceite, bl/blo.

Prof. = Profundidad total T.P., Pie.

T = Temperatura (T_s , T_f), °F

ρ_w , ρ_g , ρ_o = Densidad del aceite, (Adim.)

POZO No.	RGA (pie ³ /bbl)	WOR (bbl/bbl)	T _s °F	T _f °F	γ_g	γ_w	γ_o	PROF. (Pies)
					Adimensional			
4	281	3.0	170.6	91.4	0.65	1.02	0.81	6557
15 D	1446	0.25	161.6	82	0.65	1.02	0.80	4131.2
35 A	678.4	0.818	125	93	0.65	1.05	0.81	6658.4
45 DI	3217	0.039	132.8	89.6	0.65	1.02	0.81	9070.8
45	876.17	0.19	154.4	82.5	0.65	1.10	0.80	4992.2
47 D	3810	0.0204	195.8	64.4	0.65	1.05	0.20	9085.6
63 D	873.34	0.053	186.8	89.6	0.65	1.02	0.81	9266
65	754.16	0.087	150.8	71.6	0.65	1.02	0.80	4944.6
69	1894.8	0.191	129.2	93.2	0.65	1.02	0.80	4943.3
87	1134	0.064	140	91	0.65	1.03	0.82	10241.8
170	638	0.042	114.8	89.6	0.65	1.02	0.80	3629.3

TABLA DE DATOS REQUERIDOS EN LOS CALCULOS DE CAIDAS DE PRESTION.

CODIFICACION METODO POETMAN Y CARPENTER.

```

1 PRINT ON
5 DIM A(9)
20 INPUT "O.BL/P="
  P
20 INPUT "P6A/P1E3
  /S1="TR
30 INPUT "DIAM TP(
  P5)="P0
40 INPUT "WOR(BL/P
  L)="H
50 INPUT "PODF,TOT
  PL(PIES)="H
60 INPUT "TEMP,MED
  TR(S,F)="T
70 INPUT "DO(ADIM)
  ="D0
80 INPUT "CG(ADIM)
  ="C0
90 INPUT "W(ADIM)
  ="W0
100 INPUT "WF(LB/P
  S2)="P
110 INPUT "AP(LB/PS
  C)="AP
120 P1=P
130 L1=H
135 AS=141.5/00-151
  /5
140 AS=06*(P1/18)*
  (1/8)*.3125*AS)
  *(1/8)*.30891*(
  )*(1/17.53)
150 B0=.972*.988147
  *(AS*(06/00))^5
  -1.25*(1/17.5
  )
160 G0=.25*.2430*-1
  *(5)*+.3674*-3.
  3854*00)*AS
170 SF=(K*06-05*60)
  /2*0.55)
180 PD=(2*AD)*.216
  *(7*.13*00*.38
  )
190 P2=P1*P
200 P4=P1*4P/2
210 IF P2<R THEN G0
  TO C00
220 AS=06*(P1/18)*
  (1/8)*.3125*AS)
  *(1/8)*.30891*(
  )*(1/17.53)
230 B0=.972*.988147
  *(AS*(06/00))^5
  -1.25*(1/17.5
  )
240 B4=L1
250 TR=(T+68)/(230
  +210*G)
260 FR=PM/(740-190*
  G)
270 Z5=L3
280 DR=.27*PP/(Z5+T
  )
290 A(1)=-.315061*A(2
  )-1.04671*A(3)-
  -.57831*A(4)=-.53
  53
295 A(5)=-.51031*A(6
  )-.18489*A(7)=-
  .68157*A(8)=-.68
  446
300 ZC=(A(1)*A(2)*T
  *R*(3)/TR^3)*DR
  +R*(4)*A(5)/TR)
  *DR^2*(A(5)*R^6
  *DR^5)/TR
310 ZC=ZC*(A(7)*DR^
  2/TR^3)*(EXP(-R
  (3)*DR^2)*1
  )
320 IF ABS(Z5-ZC)<=
  .01 THEN GOTO 3
  60
330 Z5=ZC
340 GOTO 280
350 SG=(.32825*ZC*(
  T+468))/PM
370 GOTO 420
380 PS=P
385 A(1)=-.14321*A(2)
  +F1*A(3)=17.21*A
  4=-1198*A(5)=1
  2.511*A(5)=18*5
390 Q0=(R*(1)+A(2)*R
  5+A(3)+A(4)*0
  5+A(5)*00)/A(6
  )*PM
400 B0=.972*.988147
  *(AS*(06/00))^5
  -1.25*(1/17.5
  )
420 *S=58.5*(00+06*
  )+.0764*P*06
430 AS=AS*(.315*(B0
  )*(1+AS-AS)*5B)
440 A(1)=(18*0^5)/(
  -12*0)
450 F=5.415*10^*(C3)
  -5.725*10^*(C3
  )+1.848*10^*(C
  4)*A(1)+2*3.5843
  *(18*(5)*A(1))^3
460 A(2)=1/144*(4*N
  5+F*(9*H)*2)/(
  2.579*10^5*MS*0
  ^5)
465 A(3)=AP/A(2)
470 A(5)=L1/H(3)
480 IF A(5)/=9 THEN
  GOTO 600
490 L1=A(5)
500 P1=P2
510 PRINT "PROF="L1
  /("PIES")
520 PRINT "PRESION="
  *P1*(LB/PG2)*
  530 GOTO 190
540 A(6)=P1*A(2)*(-
  L1)
550 BEEP :BEEP :1BE
  EP
610 PRINT "PROF.(PI
  ES)="*
520 PRINT "W(H(LB/P
  S2))="A(6)
650 INPUT "QUEIERE
  EL CALCULO CON OTR
  O B0 (S1=1,NO)
  11X="X
660 IF X<>1 THEN G0
  TO 650
665 INPUT "O(BL/P1
  P)="0
670 INPUT "P(WH(P6)
  )="0
675 GOTO 120
680 PRINT "CALCULO
  CON POETMAN Y C
  ARPENTER"
690 PRINT OFF
700 END

```

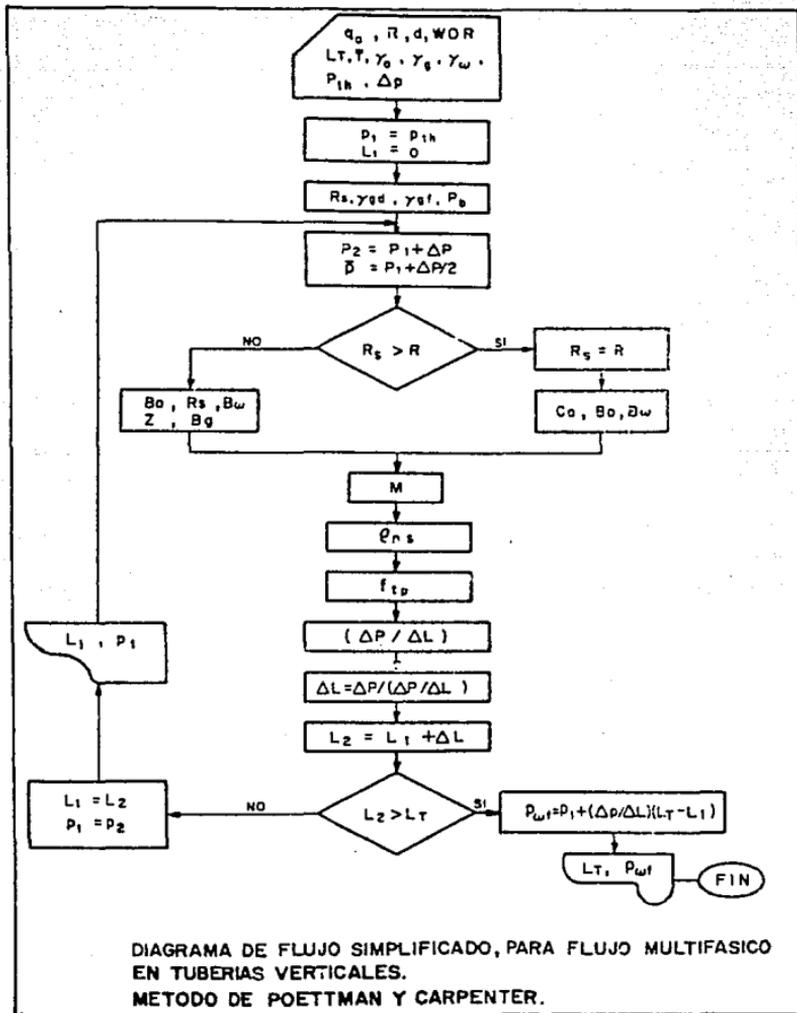
EJEMPLO DEL MANEJO DEL PROGRAMA.

Q(B,F,D)=?	PROF= 5964.582597(P1 ES)	PROF= 4442.735819(P1 ES)
500	PRESION= 1672(LB/P62)	PRESION= 1822(LB/P62)
RG(RPIES/BL)=?	PROF= 5851.217031(P1 ES)	PROF= 4320.710751(P1 ES)
281	PRESION= 1622(LB/P62)	PRESION= 1972(LB/P62)
DIRM TP(P6)=?	PROF= 5729.755063(P1 ES)	PROF= 4297.537971(P1 ES)
2.625	PRESION= 2572(LB/P62)	PRESION= 1922(LB/P62)
ACR(LB/DL)=?	PROF= 5616.981631(P1 ES)	PROF= 4095.525305(P1 ES)
3	PRESION= 1522(LB/P62)	PRESION= 1672(LB/P62)
PROF. TOTAL (PIES)=?	PROF= 5494.919763(P1 ES)	PROF= 3972.118266(P1 ES)
6557	PRESION= 1472(LB/P62)	PRESION= 1822(LB/P62)
TEMP. MEDIA (G.F)=?	PROF= 5382.382482(P1 ES)	PROF= 3858.9561(P1ES)
115	PRESION= 1422(LB/P62)	PRESION= 1772(LB/P62)
DG(RDIN)=?	PROF= 5268.148124(P1 ES)	PROF= 3726.291853(P1 ES)
.81	PRESION= 1372(LB/P62)	PRESION= 1722(LB/P62)
DG(RDIN)=?	PROF= 5147.448225(P1 ES)	PROF= 3614.229591(P1 ES)
.65	PRESION= 1322(LB/P62)	PRESION= 1672(LB/P62)
DW(RDIN)=?	PROF= 5025.277957(P1 ES)	PROF= 3500.988294(P1 ES)
1.32	PRESION= 1272(LB/P62)	PRESION= 1622(LB/P62)
PMF(LB/P62)=?	PROF= 4912.658913(P1 ES)	PROF= 3377.946026(P1 ES)
2922	PRESION= 1222(LB/P62)	PRESION= 1572(LB/P62)
RP(LB/P62)=?	PROF= 4799.586645(P1 ES)	PROF= 3265.858021(P1 ES)
58	PRESION= 1172(LB/P62)	PRESION= 1522(LB/P62)
PROF= 4677.784664(P1 ES)	PROF= 4677.784664(P1 ES)	PROF= 3141.888852(P1 ES)
PRESION= 1122(LB/P62)	PRESION= 1122(LB/P62)	PRESION= 1472(LB/P62)
PROF= 4555.722396(P1 ES)	PROF= 4555.722396(P1 ES)	PROF= 3025.579477(P1 ES)
PRESION= 1072(LB/P62)	PRESION= 1072(LB/P62)	PRESION= 1422(LB/P62)

PROF= 2993.516289(P1
 ES)
 PRESION= 1372(LB/P52
)
 PROF= 2787.115131(P1
 ES)
 PRESION= 1322(LB/P52
)
 PROF= 2665.862963(P1
 ES)
 PRESION= 1272(LB/P52
)
 PROF= 2547.586126(P1
 ES)
 PRESION= 1222(LB/P52
)
 PROF= 2425.523858(P1
 ES)
 PRESION= 1172(LB/P52
)
 PROF= 2386.789832(P1
 ES)
 PRESION= 1122(LB/P52
)
 PROF= 2184.646764(P1
 ES)
 PRESION= 1072(LB/P52
)
 PROF= 1864.175128(P1
 ES)
 PRESION= 1022(LB/P52
)
 PROF= 1942.11286(P1E
 S)
 PRESION= 972(LB/P52)
 PROF= 1819.57812(P1
 ES)
 PRESION= 922(LB/P52)
 PROF= 1695.209374(P1
 ES)
 PRESION= 872(LB/P52)
 PROF= 1578.68289(P1E
 S)
 PRESION= 822(LB/P52)
 PROF= 1443.985147(P1
 ES)
 PRESION= 772(LB/P52)
 PROF= 1315.512884(P1
 ES)
 PRESION= 722(LB/P52)

PROF= 1185.818347(P1
 ES)
 PRESION= 572(LB/P52)
 PROF= 1852.168573(P1
 ES)
 PRESION= 622(LB/P52)
 PROF= 116.5891984(P1
 ES)
 PRESION= 572(LB/P52)
 PROF= 777.7614195(P1
 ES)
 PRESION= 522(LB/P52)
 PROF= 535.3257959(P1
 ES)
 PRESION= 472(LB/P52)
 PROF= 488.2398226(P1
 ES)
 PRESION= 422(LB/P52)
 PROF= 335.5661851(P1
 ES)
 PRESION= 372(LB/P52)
 PROF= 175.9836235(P1
 ES)
 PRESION= 322(LB/P52)
 PROF= 7.247118334(P1
 ES)
 PRESION= 272(LB/P52)
 PROF.(PIES)=0
 PWH(LB/P52)= 269.994
 192
 QUIERES EL CALC. CON
 OTRO OO (SI=1,NO=0)
 X=0

3
 CALCULO CON POETMAN
 Y CARPENTER



Lo anterior se efectúa en la misma forma para todos los pozos variando los gastos y diámetros de T.P., obteniéndose los siguientes resultados:

POZO BLASILLO 4

DIAMETRO T.P. (pg)	GASTO (bl/dla)	Pwh (lb/pg ²)
2 7/8	500	393.7
	750	190.0
	1000	103.7
	1200	46.1
3	500	286.9
	750	205.2
	1000	121.9
4	500	313.7
	750	251.6
	1000	187.2

POZO BLASILLO 15 D

2 7/8	100	431.4
	200	456.7
	300	422.0
	400	382.0
	500	329.4
	600	261.1
2 3/8	100	282.3
	300	315.5
	400	257.8
	500	159.9

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

POZO BLASTILLO 35 A

DIAMETRO T.P. (pg)	GASTO (bl/dla)	Pdi (lb/pg ²)
2 7/8	200	726.2
	400	577.8
	600	441.0
	800	321.4
	1000	201.0
3	200	729.9
	400	582.3
	600	446.3
	800	328.7
	1000	211.7

POZO BLASTILLO 45

2 3/8	100	655.1
	200	611.7
	300	524.3
	400	419.0
	500	277.8
2 7/8	100	724.4
	200	656.3
	300	570.8
	400	474.6
	500	357.4

POZO BLASTILLO 45 D1

3	30	911.3
	60	718.3
	90	281.7
4	30	936.9
	60	837.5
	90	708.3
	100	656.7
	120	539.8

POZO BLASILLO 47
DIAMETRO T. P. (pg)

	GASTO (bL/dCa)	Vol (Lb/pg ²)
3	100	2008.4
	200	1892.0
	300	1694.5
	400	1487.9
	500	1238.7
2 7/8	100	1986.8
	200	1874.5
	300	1676.7
	400	
2 3/8	500	1215.0
	100	1835.9
	200	1752.4
	300	1547.3
	500	1025.6

POZO BLASILLO 63 D

3	300	1207.1
	600	987.7
	900	793.7
	1200	601.9
4	300	985.0
	600	1017.8
	900	829.4
	1200	644.5

POZO BLASILLO 69

2 7/8	10	949.2
	15	629.7
	20	---
3	10	968.1
	15	693.8
	20	---
4	10	1019.5
	15	850.8
	20	641.4

POZO BLASILLO 87

DIAMETRO T.P. (pg)

4

GASTO (bl/dca)

100

200

250

PwL (lb/pg²)

282.6

105.8

102.3

POZO BLASILLO 170

2 7/8

100

200

300

400

500

2 3/8

100

200

300

400

500

434.4

391.7

373.0

339.4

309.4

307.0

339.3

322.6

286.1

248.1

Los datos tabulados se grafican en el capitulo 5, en las figuras de comportamiento de presion en la cabeza del pozo correspondiente a cada caso, Vs gasto.

CAPITULO 4

COMPORTAMIENTO EN LA TUBERIA DE DESCARGA.

(FMTH)

4.1.- INTRODUCCION.

Para flujo multifásico horizontal el gradiente de presión debido al cambio de elevación es igual a cero, por lo que la ecuación para el cálculo se reduce a:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_T = \frac{\delta \rho v^2}{2 g_c d} + \frac{f \Delta(v^2)}{2 g_c \Delta L} \quad (4.1)$$

O sea :

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_\delta + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{ac} \quad (4.2)$$

La mayoría de los investigadores han adoptado esta ecuación para el flujo de dos fases. Para esto suponen que la mezcla gas líquido se puede considerar homogénea en un intervalo pequeño de la tubería así la ecuación (4.2.) se puede escribir como :

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_T = \frac{\delta_{tp} \rho_m v_m^2}{2 g_c d} + \frac{f_m \Delta(v_m^2)}{2 g_c \Delta L} \quad 4.3$$

En donde δ_{tp} , ρ_m y v_m . se refieren a la mezcla y son definidos en forma diferente por los autores de las correlaciones.

El factor de fricción δ_{tp} , depende del número de Reynolds; esto es, de fuerzas viscosas, de inercia y de la rugosidad. Para flujo bifásico intervienen además las fuerzas de gravedad e interfasiales. Aunque se ha intentado correlacionar el factor de fricción con grupos adimensionales que comprenden estas fuerzas, no se ha tenido éxito.

4.2.- CALCULO DE LA CAIDA DE PRESTON EN TUBERIAS HORIZONTALES (T.D.).

Generalmente se considera flujo isotérmico, para el cual las propiedades-

de los fluidos dependen exclusivamente de la presión, en este caso la predicción de la caída de presión, depende de la suposición de una caída de presión ΔP y - la aplicación de la ecuación 4.3, para determinar el incremento de la longitud, ΔL correspondiente a la ΔP supuesta, repitiéndose el procedimiento hasta alcanzar - la longitud total, Naturalmente que la exactitud de los cálculos aumentan al reducir el incremento de presión supuesto; pero también aumenta la cantidad de trabajo requerido para el cálculo. Por esta razón se debe establecer una relación entre - estos parámetros, teniendo en mente que el incremento de presión debe ser pequeño a presión baja, en el que la velocidad varía más rápidamente con la presión, no así a presión alta en las que la variación es menor. Una regla establecida es usar incrementos de presión menores que el 10 % del valor de la presión media.

Cuando no se considera flujo isotérmico, el cálculo del gradiente de presión implica un proceso iterativo, ya que la temperatura es una función de la distancia. Entonces, además de suponer una ΔP , se tiene que suponer una ΔL y de ahí determinar la temperatura media de flujo.

4.2.1.-PROCEDIMIENTO GENERAL DE CALCULO.

A continuación se presenta el procedimiento general de cálculo, para el caso de flujo isotérmico. Los pasos 5 a 7 dependen del método que se este usando para el cálculo del perfil de presión.

1.-Se inicia con una presión P_1 a la entrada de la tubería, a este punto le corresponde una $L=0$

2.-Suponga una caída de presión ΔP y calcule \bar{P} y P_2 .

$$\bar{P} = P_1 - \Delta P/2$$

$$P_2 = P_1 - \Delta P$$

3.-Determinar las propiedades de los fluidos ($R_s, \sigma, B_o, Z, B_g, M_o, M_g, P_o, y P_g$) a las condiciones medias de escurrimiento.

4.-Calcular los gastos superficiales y los gastos de masa de los fluidos.-- Calcular también el colgamiento sin resbalamiento.

5.-Determinar el colgamiento H_L y la densidad de la mezcla.

6.-Si las pérdidas de presión por aceleración no se consideran despreciables determinar su valor.

7.-Obtener el valor de fricción de dos fases.

8.-Aplicando la ecuación correspondiente, determinar el valor del gradiente de presión ($\Delta P / \Delta L$) y con este la ΔL correspondiente a la ΔP supuesta.

9.-Reemplazar L por L_s ; si este valor es menor que la longitud total, hacer $P_1 = P_2$ y regresar al paso (2). si L es mayor o igual que la longitud total, se termina el cálculo, obteniéndose la presión final por interpolación si es necesario.

4.3.-CORRELACION DE BERTUZZI, TEK Y POETTMAN. ⁽¹⁾

4.3.1.-INTRODUCCION.

La correlación que se describe a continuación es con la finalidad de posteriormente usarla en el cálculo del presente trabajo efectuado sobre los pozos --- fluyentes del campo Blasillo.

Las características principales de esta correlación son:

- Es independiente del patrón de flujo.
- No se consideran las pérdidas de presión por aceleración.
- La densidad y el gasto másico de la mezcla están definidos por las ecuaciones:

$$\rho_{ns} = \rho_L \lambda + \rho_g (1 - \lambda) \quad (4.4)$$

$$w_m = w_L + w_g \quad (4.5)$$

d).-El factor de fricción para dos fases, f_{2p} , se obtuvo usando 267 datos --- experimentales. Se encontró que los valores resultantes se podían correlacionar con una función del número de Reynolds del líquido y el gas.

$$f = \left(\frac{d v_{sg} \rho_g}{\mu_g} \right)^a \left(\frac{d v_{sL} \rho_L}{\mu_L} \right)^b \quad (4.6)$$

En donde:

$$a = \psi / (1 + \psi) \quad (4.7)$$

$$b = 1 / \exp(0.1\psi) \quad (4.8)$$

$$y \quad \psi = w_g / w_L \quad (4.9)$$

Los exponentes a y b se seleccionaron arbitrariamente y para satisfacer la condición de que la función (4.6) tienda al número de Reynolds del gas cuando la fase líquida tienda a cero, y tienda al número de Reynolds de líquido cuando la fase gaseosa tienda a cero.

La correlación para obtener el factor de fricción se muestra en la figura 4.1, observándose que es una función de ψ .

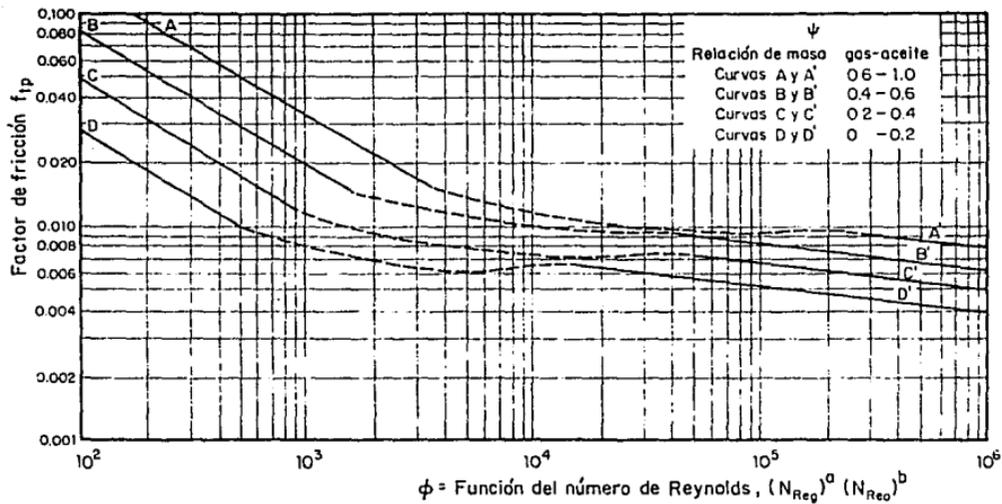


Fig 6.1 Gráfica del factor de disipación de energía (tomada de Bertuzzi y otros)⁽¹⁾

4.3.2.- Aplicación de la correlación.

La ecuación del gradiente de presión por fricción, es :

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{174.158 \delta_{tp} \text{ } \omega_m^2}{P_{115} d^5} \quad 4.10$$

El número de Reynolds del líquido y del gas se obtiene con las expresiones siguientes :

$$N_{REL} = 22737 \frac{w_L}{d \mu_L} \quad 4.11$$

$$N_{REG} = 22737 \frac{w_g}{d \mu_g} \quad 4.12$$

El factor de fricción se obtiene empleando las ecuaciones siguientes :

Para : $0 \leq \theta \leq 500$
 $\text{Log } \delta_{tp} = 1.225 \psi - 0.06561 \text{ Log } \theta - 0.37 \quad 4.13$

Para : $\theta \geq 10000$
 $\text{Log } \delta_{tp} = 0.49 \psi - 0.12616 \text{ Log } \theta - 1.702 \quad 4.14$

Para : $500 \leq \theta \leq 10000$
 $\text{Log } \delta_{tp} = F_{500} - 0.6561 \psi + (1.1056 + 1.7723 \Delta F) \psi^2 - (0.46214 + 0.90817 \Delta F) \psi^3 \quad 4.15$

En donde :

$$\Delta F = F_{10000} - F_{500} \quad 4.16$$

$$F_{10000} = \text{Log } \delta_{tp} (\psi, \theta = 10000) \quad 4.17$$

$$F_{500} = \text{Log } \delta_{tp} (\psi, \theta = 500) \quad 4.18$$

$$\psi = \text{Log } \theta - 2.699 \quad 4.19$$

La ecuación (4.15) Es un polinomio de interpolación entre los valores de δ para $\theta = 500$ y $\theta = 10000$, con la restricción adicional que la pendiente del polinomio es igual a la de los polinomios (4.13) y (4.14) en los extremos de la interpolación.

4.3.3.- Procedimiento de cálculo.

La caída de presión se obtiene aplicando los tres primeros pasos indicados en la sección anterior, y a continuación los siguientes :

1.- Obtener ω_m con las ecuaciones (3.16) y (3.20) o con las ecuaciones --

(3.21) y (3.22) y (3.23). Obtenga λ con la ecuación (3.2).

5.- Determinar el factor de fricción para dos fases :

a).- Calcular el número de Reynolds del gas y de líquido aplicando las ecuaciones (4.11) y (4.12).

b).- Con las ecuaciones (4.7) y (4.8) calcular a y b.

c).- Determinar el valor de θ de la ecuación (4.6) y con éste obtener el valor de f_{sp} con las ecuaciones (4.13) a (4.19).

6.- Obtener f_{ns} con la ecuación (4.4).

7.- Aplique la ecuación (4.10) para calcular el gradiente de presión y con éste obtener la Δl correspondiente al incremento de presión supuesto.

4.3.4.- Cálculo del comportamiento en las líneas de descarga.

El cálculo del comportamiento de las líneas de descarga del campo Blasillo se hace mediante el uso de la correlación del flujo multifásico horizontal antes descrita. Para esto se elabora un programa de cómputo el cual está realizado en una forma sencilla, de fácil manejo para trabajar en una computadora de bolsillo, una CASIO FX 750 PB; para una fácil aplicación de campo.

La información que se requiere para realizar los cálculos del comportamiento son los siguientes :

q_0 .- gastos de líquido bl/La.

RGA.- relación gas - aceite Pic³/bl.

WOR.- relación agua - aceite blw/blö.

ρ_w, ρ_g, ρ_o .- densidad relativa de los fluidos.

P_s .- presión de separación lb/Pg² man.

T_s .- temperatura separación °F.

D .- diámetro de L.E. Pg.

L .- longitud de L.E. Pic.

Lo de el ejemplo anterior se realiza para todos los pozos, variando gastos y diámetros de L.E. Los resultados obtenidos son los que se presentan a continuación :

POZO BLASILLO 4

DIAMETRO L.E. (Pg)	GASTO (bL/DIA)	Reli (Lb/Pg ²)
2 ³ /8"	500	111.8
	1000	195.6
	1500	304.8
	2000	410.7
	2500	-
2 ⁷ /8"	500	84.1
	1000	121.6
	1500	174.9
	2000	261.3
	2500	293.2
3"	516	81.3
	1000	108.8
	1500	152.9
	2000	190.3
	2500	272.6
4"	500	72.2
	1000	78.17
	1500	87.5
	2000	99.8
	3000	133.7

POZO BLASILLO 15-D

DIAMETRO L.E. (Pg)	GASTO (bL/DIA)	Reli (Lb/Pg ²)
2 ³ /8"	150	107.7
	250	167.3
	500	289.5
	1000	574.9
2 ⁷ /8"	150	82.8
	250	179.6

DIAMETRO L.E. (Pg)	GASTO (bL/DIA)	Pvch (Lb/Pg ²)
3"	500	231.5
	1000	349.7
	188.7	84.75
	250	94.84
	500	159.67
4"	150	72.1
	250	75.2
	500	88.9
	1000	138.5

POZO BLASILLO 35-A

DIAMETRO L.E. (Pg)	GASTO (bL/DIA)	Pvch (Lb/Pg ²)
2 ³ / ₈ "	500	215.46
	1000	412.9
	1500	632.9
	2000	849.3
	500	133.9
2 ⁷ / ₈ "	1000	237.5
	1500	367.5
	2000	488.9
	2500	667.2
	453	110.1
3"	1000	208.3
	1500	327.6
	2000	446.7
	2500	563.37
	500	80.15
4"	1000	106.9
	1500	148.6
	2000	187.5
	2500	272.4

POZO BLASILLO 45

DIAMETRO L.E.	GASTO (bL/DIA)	Pct (Lb/Pg ²)
2 ³ / ₈ "	100	74.4
	200	86.15
	400	128.6
	800	227.8
2 ⁷ / ₈ "	100	71.5
	200	75.46
	400	89.8
	800	141.9
3"	100	71.13
	200	74.11
	400	84.99
	800	124.16
4"	100	70.26
	200	70.86
	400	73.15
	800	81.4

POZO BLASILLO 45-D1

DIAMETRO L.E. (Pg)	GASTO (bL/DIA)	Pct (Lb/Pg ²)
2 ³ / ₈ "	50	77.17
	100	95.6
	200	161.4
	250	189.5
2 ⁷ / ₈ "	50	72.5
	100	78.7
	200	101.0
	250	116.8
3"	50	71.8
	100	76.6
	200	93.5
	250	105.3
4"	50	70.4
	100	71.4

DIAMETRO L.E. (Pg)	GASTO (bL/DIA)	Pwh (Lb/Pg ²)
	200	75.0
	250	77.5

POZO BLASILLO 47-D

DIAMETRO .E. (Pg)	GASTO (bL/DIA)	Pwh (Lb/Pg ²)
2 ³ / ₈ "	100	126.9
	200	223.6
	400	430.1
	800	799.5
2 ⁷ / ₈ "	100	89.4
	200	139.0
	400	246.1
	800	468.7
3"	100	84.6
	200	122.1
	400	214.6
4"	800	414.7
	100	73.1
	200	81.1
	400	109.5
	800	191.23

POZO BLASILLO 63-D

DIAMETRO L.E. (Pg)	GASTO (bL/DIA)	Pwh (Lb/Pg ²)
2 ⁷ / ₈ "	500	79.3
	1000	103.9
	200	181.8
	400	353.7
3"	566	78.8
	1000	95.5
	2000	162.7
	4000	283.9
	500	71.5
	1000	75.4

DIAMETRO L. E. (Pg)

GASTO (bL/DIA)

Puch (Lb/Pg²)

2000

89.55

400

140.98

POZO BLASTILLO 65

DIAMETRO L. E. (Pg)

GASTO (bL/DIA)

Puch (Lb/Pg²)2³/₈"

100

72.1

200

77.6

400

97.8

500

112.1

2⁷/₈"

100

70.7

200

72.6

400

79.4

500

84.2

3"

100

70.5

200

71.9

400

77.0

500

80.7

POZO BLASTILLO 69

DIAMETRO L. E. (Pg)

GASTO (bL/DIA)

Puch (Lb/Pg²)2³/₈"

10

219.6

20

410.4

30

619.3

2⁷/₈"

10

138.0

20

239.6

30

364.3

3"

10

121.4

20

210.3

30

325.9

4"

10

81.0

20

108.6

30

150.6

POZO BLASTILLO 87

DIAMETRO L.E. (P_g)

GASTO (BL/DIA)

Piedr (LB/Pg²)2³/₈"

100

76.1

200

92.2

400

150.5

500

181.2

2⁷/₈"

100

72.1

200

77.5

400

97.2

500

111.2

3"

100

76.6

200

75.7

400

90.4

500

101.0

4"

100

70.33

200

71.2

400

74.3

500

76.6

POZO BLASTILLO 170

DIAMETRO L.E. (P_g)

GASTO (BL/DIA)

Piedr (LB/Pg²)2³/₈"

200

105.2

400

184.2

800

325.0

2⁷/₈"

200

82.0

400

113.2

800

199.2

1200

315.0

3"

200

79.0

400

102.6

800

179.4

1200

285.0

4"

200

72.0

400

77.0

800

95.0

1200

123.2

Los datos tabulados anteriormente del comportamiento en la L.E. se grafican en las figuras de comportamiento de 2a L.E. presentadas en el capítulo 5 - donde se grafican presión Vs. gasto.

CAPITULO 5

COMPORTAMIENTO DE POZOS FLUYENTES

5.1.- INTRODUCCION.

Para analizar el comportamiento de un pozo fluvente es necesario considerar, en forma integral, el sistema de flujo constituido por los siguientes elementos: a).- El yacimiento; b).- La tubería de producción; c).- El estrangulador; d).- La línea de descarga. (Figura 5.1).

El análisis del sistema de producción se puede efectuar calculando las caídas de presión que ocurren en los elementos del sistema, a fin de determinar la distribución de presiones en los nodos (Figura 5.2.).

El análisis nodal permite determinar la capacidad de producción de un pozo y el efecto del cambio de la T.P., de la línea de descarga, o del estrangulador sobre el gasto.

La distribución de presiones en el sistema depende del ritmo de producción exceptuando la presión estática del pozo (P_{es}) y la presión de separación (P_s).

5.2.- PREDICION DEL COMPORTAMIENTO DE UN POZO FLUYENTE.

El método que se verá más adelante permite obtener las curvas de comportamiento del sistema constituido por el yacimiento, la tubería vertical, la tubería horizontal y el estrangulador. Estas curvas (Figura 5.3) representan la variación de la presión en los nodos y la caída de presión en los elementos del sistema, con el gasto.

Se observa en esta figura que el gasto máximo que puede obtenerse corresponde al flujo sin estrangulador (punto B). Se aprecia también que al estrangular el pozo el gasto disminuye; sin embargo la presión en la boca decrece (en vez de continuar aumentando) a partir del punto A, en el que se obtiene el gasto óptimo también se nota el incremento considerable en la caída de presión por T.P., provocado como se indica por el colgamiento del líquido.

Para calcular el comportamiento descrito de un pozo, los pasos a seguir son los que se describen a continuación :

- a).- Suponer un gasto de aceite.
- b).- Con la presión estática y el gasto supuesto, obtener la presión de fondo fluviendo. Para hacer esta determinación es necesario utilizar una ecuación que represente el comportamiento del flujo en el yacimiento.

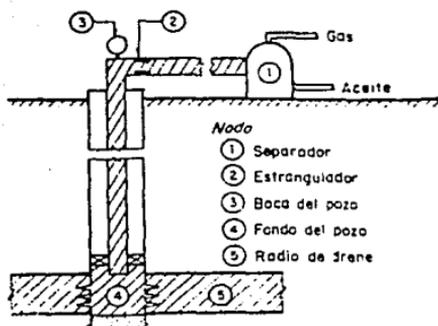


Fig 5.1 Sistema de flujo simplificado

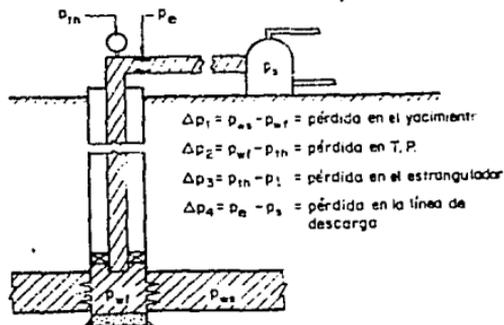


Fig 5.2 Pérdidas de presión en los elementos del sistema de flujo

Ecuaciones (5.5) y (5.6).

En la Figura 5.3 se aprecia también que al ir reduciendo el diámetro de los estranguladores disminuye el gasto y aumenta la presión en la boca del pozo (P_{th}), hasta alcanzar un valor máximo, indicado por el punto $\theta 3$ estrangulamientos adicionales provocarán una reducción en la presión en la boca, al aumentar las pérdidas de presión por las tuberías de producción.

Es evidente que la elaboración de Figuras como la anterior permite anticipar el efecto del cambio de un estrangulador sobre el gasto y la presión en la superficie. El manejo inapropiado de los estranguladores pueden ocasionar la " muerte del pozo ". Por ejemplo un estrangulamiento adicional al obtenido con el orificio correspondiente a $\theta 3$ (cambio de $\theta 3$ a $\theta 2$). Originaría un incremento en el colgamiento de líquido y éste, el aumento en la carga hidrostática, lo que provocaría una reducción adicional en la velocidad del flujo. El resultado de esta secuencia, como ya se indicó es la precipitación del flujo en un estado inestable (Cabeceo) que generalmente conduce a la suspensión de dicho flujo.

Al repetir el procedimiento de cálculo expuesto, considerando valores decrecientes de la presión estática del pozo, se obtiene las relaciones existentes entre estas presiones y los gastos máximos correspondientes (Fig. 5.4).

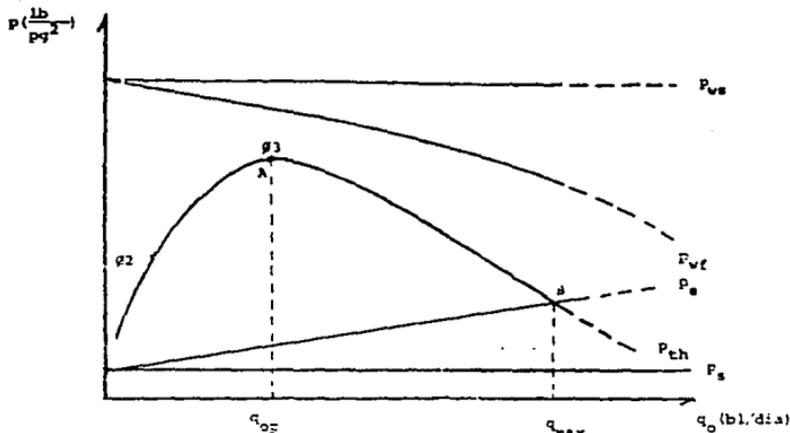


FIG. 5.3.- DISTRIBUCION DE PRESIONES EN UN SISTEMA DE FLUJO.

Esta ecuación puede ser la del Índice de productividad, la de Darcy, la de Vogel⁽¹⁾ u otra⁽²⁾, por ejemplo se puede usar las ecuaciones siguientes :

$$q_L = q_o + q_w \quad (5.1)$$

$$q_L = J (P_{ws} - P_{wf}) (1 + WOR) \quad (5.2)$$

El índice de productividad a cualquier presión puede obtenerse en función del índice de productividad inicial ($P_i \geq P_b$) con la siguiente ecuación.

$$J = J_i \frac{K_{ro} \mu_{oi} B_{oi}}{K_{roi} \mu_o B_o} \quad (5.3)$$

Sustituyendo (5.3) en (5.2) y despejando P_{wf} :

$$P_{wf} = P_{ws} - \frac{q_L}{J_i \frac{K_{ro} \mu_{oi} B_{oi}}{K_{roi} \mu_o B_o} (1 + WOR)} \quad (5.4)$$

Es evidente que para resolver la Ec. (5.4) se requiere de la predicción del comportamiento del yacimiento, ya que los valores K_{ro} y de WOR son función de la saturación de aceite y de la saturación de agua.

c).- A partir de la presión de fondo fluyendo la obtenida se calcula, para el gasto supuesto, la presión en la boca del pozo. Este cálculo se realiza aplicando el método seleccionado para determinar las pérdidas de presión en la T.P. el valor de la presión obtenido (P_{th}) corresponde al flujo corriente arriba del estrangulador. Para efectuar este cálculo es necesario estimar previamente la relación gas producido - aceite.

d).- A continuación la secuencia de cálculo se reanuda a partir de la presión de separación, para contener la presión en la boca del pozo corriente bajo del estrangulador (P_1). Necesaria para transportar el gasto supuesto a través de la línea de descarga.

e).- Repetir el procedimiento suponiendo diferentes gastos.

f).- Graficar los valores de las presiones obtenidas (P_{th} , P_1) contra los gastos, como se indica en la Figura 5.5.

En dicha figura se observa que cuando $P_{th} = P_1$ se tiene el gasto máximo correspondiente al flujo sin estrangulador. Los gastos inferiores se pueden obtener usando estranguladores en el cabezal del pozo. El tamaño del estrangulador se puede calcular mediante las ecuaciones presentadas en el capítulo,

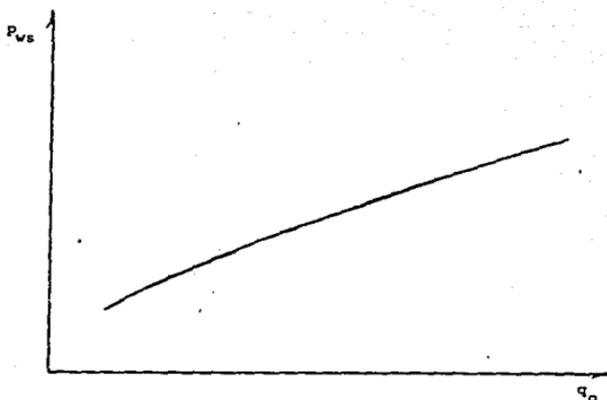


FIG. 5.4.- GASTO MAXIMO OBTENIDO EN FUNCION DE LA PRESION ESTATICA DEL POZO.

5.3.- TERMINACION DEL FLUJO NATURAL.

Una aplicación adicional de los procedimientos del cálculo sobre flujo multifásico vertical, es la determinación de la presión estática a la cual el pozo dejará de fluir. (3), el procedimiento consiste en graficar los valores de la P_{ws} obtenidos a partir del comportamiento del flujo en el yacimiento y del flujo por la T.P. (Figura 5.5.) el comportamiento de afluencia que se muestra corresponde a las presiones estáticas de 1200 y 1300 Lb/Pg^2 . El pozo tiene una T.P. de 3 1/2 pg . con una presión en la boca de 100 Lb/Pg^2 , el pozo no fluirá a una presión estática menor de 1250 Lb/Pg^2 . a una P_{ws} 1150 Lb/Pg^2 , el pozo estará muerto.

Se advierte que el gasto es de 100 bic/día cuando el pozo deja de producir. Esta situación puede presentarse de un día para otro. En la misma figura se observa que con una T.P. de menor diámetro (1.9 pg) el flujo natural continuará por mayor tiempo, hasta que la presión estática se abatiera a 900 Lb/Pg^2 .

5.4.- DISEÑO DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN Y LINEAS DE DESCARGA. ⁽⁴⁾

El El procedimiento enunciado anteriormente, permite analizar el efecto del cambio de las tuberías de producción y 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 mayor o diferente diámetro, con la inversión adicional que es necesario realizar.

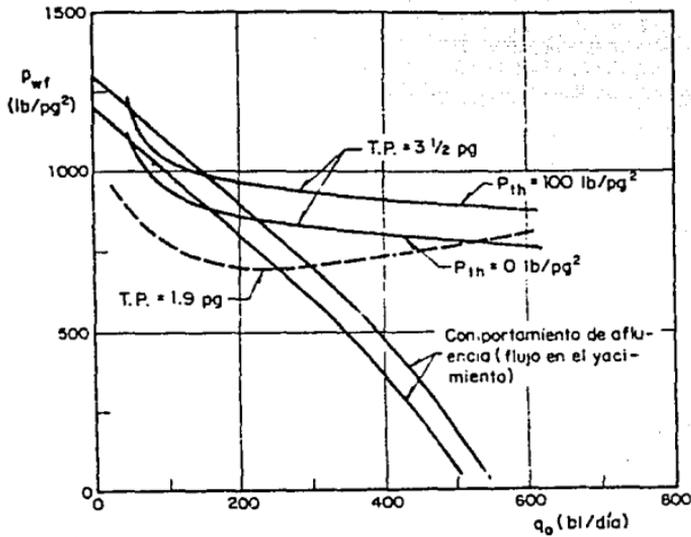


Fig 5.5 Determinación de la presión estática a la que el pozo deja de fluir ⁽³⁾

De este modo pueden determinarse, para cada etapa de la vida fluyente de un pozo, cuales son las tuberías necesarias para explotación óptima.

Al analizar el efecto del cambio de las tuberías, sobre el gasto máximo obtenido, generalmente se obtiene resultados como los mostrados en las figuras 5.6 y 5.7.

La figura 5.6 muestra la variación del gasto máximo al usar las líneas de descarga de diferentes diámetros. Se observa que para una tubería de producción dada, existe un diámetro de línea de descarga el cual se obtiene el máximo gas-
to. Incrementos adicionales en el diámetro de la línea de descarga ya no proporcionan mayor producción.

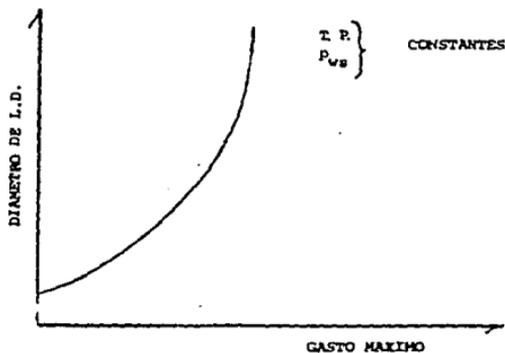


FIG. 5.6.- RELACION ENTRE EL GASTO MAXIMO Y EL DIAMETRO DE LA LINEA DE DESCARGA, PARA UNA T.P. Y UNA P_{WB} DADAS.

La Figura 5.7, muestra la variación del gasto máximo al utilizar tuberías de producción de diferentes diámetros. Se aprecia que el gasto aumenta hasta alcanzar un valor máximo y posteriormente disminuye.

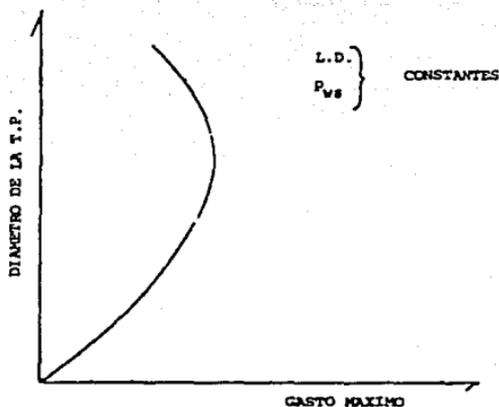


Fig. 5.7.- RELACION ENTRE EL GASTO MAXIMO Y LA T.P.

La combinación más adecuada de tubería, se obtiene al analizar diferentes alternativas y determinar la que permita prolongar al máximo la etapa fluyente del pozo.

5.5.- COMPORTAMIENTO DE FLUJO A TRAVES DE ESTRANGULADORES.

Con el objeto de interpretar adecuadamente el comportamiento del pozo fluyente, se debe tener una buena idea del efecto que causan los estranguladores superficiales, prácticamente todos los pozos fluyentes utilizan alguna restricción superficial con el objeto de regular el gasto. Solamente muy pocos pozos producen sin ninguna restricción con el objeto de obtener un gasto máximo de producción. El control desde la cabeza del pozo puede ser necesaria por alguna de las siguientes razones :

Mantener un gasto de producción adecuado.

Mantener una contrapresión suficiente para prevenir la entrada de arena.

Protección del equipo superficial.

Prevenir la conificación del gas.

Prevenir la conificación de agua.

Explotar el yacimiento a un gasto más eficiente.

Desafortunadamente la solución para el flujo multifásico a través de estranguladores no ha sido satisfactoriamente resuelto para todos los casos, muchas soluciones solo son para el caso del flujo crítico, estos son, cuando la presión corriente abajo es aproximadamente menor que la mitad de la presión corriente arriba. Existen algunas controversias, ya que fluye una mezcla de gas y líquido a través del estrangulador y no una sola fase. Gilbert sugirió utilizar su correlación para valores de $\frac{P \text{ corriente abajo}}{P \text{ corriente arriba}} \leq 0.7$

5.5.1.- Aproximación de Gilbert.

Haciendo algunas suposiciones y considerando las características de presión - volumen del aceite y gas, puede demostrarse teóricamente que :

$$P_{wh} = \frac{C R^{0.5} q}{S^2} \quad (5.5)$$

Donde : P_{wh} = Presión en la cabeza del pozo, Lb/Pg^2 absolutas.

R = Relación gas - líquido, miles de $\text{pies}^3/\text{bl} @ \text{c.s.}$

q = Gastos de líquido, bl/día a c.s.

S = Diámetro del estrangulador, $1/64$ de pulgada.

C = Constante que depende de las unidades (600 para las estable-

cidas.)

Basado en el estudio de muchos pozos Gilbert publicó en 1954 la ecuación - 5.6, para encontrar el diámetro del estrangulador adecuado por ensaye y error.

$$P_{wh} = \frac{435 R^{0.456} q}{S^{1.89}} \quad (5.6)$$

Las unidades son las mismas de la ecuación anterior, excepto que P_{wh} está en Lb/Pg^2 manométricas.

La ecuación de Gilbert puede expresarse en línea recta que pasa por el origen :

Donde : $P_{wh} = A q \dots$

(5.7)

$$A = \frac{435 R^{0.456}}{S^{1.89}}$$

Esta constante es para cada par de valores de relación gas - líquido diámetro de estrangulador, y se cumple solo cuando se tiene flujo supersónico.

Como se mencionó anteriormente, Gilbert sugirió utilizar su correlación para valores de $P_1/P_wf \leq 0.7$. Es necesario hacer notar que existen otras correlaciones de flujo multifásico en estranguladores, pero aquí se seleccionó la de Gilbert por su simplicidad y amplia aplicación en los pozos petroleros.

5.6.- ANALISIS INTEGRAL DE LOS POZOS FLUYENTES DEL CAMPO BLASILLO.

La secuencia en el análisis integral de un pozo fluyente fue la mencionada anteriormente, la cual tiene una secuencia determinada en este trabajo.

1.- Comportamiento de afluencia. Este comportamiento se hizo en el capítulo 2 del presente trabajo, para cada caso en especial haciendo uso de el método de Vogel.

2.- Comportamiento en la T.P. El comportamiento de la tubería de producción para los pozos de Blasillo se describió y efectuó en el capítulo 3.

3.- Comportamiento en L.E. El comportamiento en la línea de escurrimiento se describió y llevo a efecto en el capítulo 4 para los pozos de Blasillo.

4.- Comportamiento en el estrangulador. El comportamiento en el estrangulador se describe en este capítulo y se determina al realizar el análisis integral para las condiciones establecidas.

El análisis integral de los pozos tiene como objetivo seleccionar alternativas favorables para la explotación de los pozos fluyentes de Blasillo, tomando en cuenta aspectos técnicos y económicos.

El procedimiento descrito es el seguido en este capítulo y como se tiene toda la información de los comportamientos en las diferentes partes que componen el sistema, únicamente se procede a analizar en forma conjunta y simultáneamente se determina el diámetro de estrangulador, gaso, diámetro de T.P., diámetro de L.E. y P_{wh} , para cada pozo en particular.

POZO BLASILLO 4

El comportamiento de afluencia del pozo se muestra en la Figura (5.8), de la cual se puede obtener el gasto máximo del yacimiento cuando se tiene $P_{wf} = 0$, de otra forma se obtiene el gasto para una P_{wf} que se desee o establezca.

$$q_{o \max} = 5094 \text{ bbl/día, para } P_{wf} = 0 \text{ (Lb/Pg}^2 \text{)}$$

En la figura (5.9) se muestra el comportamiento de la línea de descarga-
Vs. gasto para diferentes diámetros, en forma similar el comportamiento de Pwh
para diferentes diámetros de T.P.

De lo anterior como se puede observar en la figura se tiene un gran número
de alternativas para la explotación del pozo, dependiendo del criterio seleccio-
nado y un estudio económico hecho adecuadamente, ya que es un factor importante
en la explotación de un pozo.

Para el estudio que se realiza se pretende trabajar en el rango presentado
entre el q_o max y $q_o p$, siempre y cuando se cumpla la condición de Gilbert pa-
ra que se tenga flujo sónico.

En este caso como se observa la línea de escurrimiento con la que se tiene
un mayor gasto es la de 4", pero ésta no es rentable debido a que se tiene ins-
talada una de 3" y ésta es fija, lo que se recomienda en este caso es trabajar-
con las 3 tuberías de producción y la línea de descarga de 3".

Analizando por partes se tiene lo siguiente :

$$L.E. = 3" \text{ y } T.P. = 27/8" *$$

(Con el auxilio de la figura (5.9) se obtiene el q_o max, el cual se pre-
senta cuando el pozo fluye sin estrangulador, el gasto que se obtiene es el si-
guiente :

$$q_o \text{ max} = 985 \text{ bl/día}$$

$$Pwh = 108 \text{ Lb/Pg}^2$$

Pero tomando en cuenta el criterio antes mencionado y las condiciones de -
flujo establecidas se obtiene lo siguiente de la figura (5.9) :

$$q_o = 800 \text{ bl/día.}$$

$$Pwh = 175 \text{ Lb/Pg}^2$$

$$PI = 95 \text{ Lb/Pg}^2$$

$$\frac{PI}{Pwh} = \frac{95}{175} = 0.542 \leq 0.7$$

Como se tienen las condiciones establecidas se procede a obtener el diáme-
tro del estrangulador.

$$S = \left(\frac{435 \times .281^{0.546} \times 800}{175} \right)^{1/1.89} = 38.54$$

* Opción recomendada

$$\emptyset \text{ EST} = 39/64''$$

De la misma forma se analiza para los siguientes diámetros de T.P. con la línea de escurrimiento de 3".

$$\text{L.E.} = 3'' \text{ y T.P.} = 3''$$

$$q_o \text{ max} = 1035 \text{ bl/día.}$$

$$P_{wh} = 112 \text{ Lb/Pg}^2$$

$$q_o = 850 \text{ bl/día}$$

$$P_{wh} = 175 \text{ Lb/Pg}^2$$

$$P_1 = 100 \text{ Lb/pg}^2$$

$$\emptyset \text{ EST} = 40/64''$$

$$\text{L.E.} = 3'' \text{ y T.P.} = 4''$$

$$q_o \text{ max} = 1185 \text{ bl/día}$$

$$P_{wh} = 1125 \text{ Lb/Pg}^2$$

$$q_o = 950 \text{ bl/día.}$$

$$P_{wh} = 200 \text{ Lb/Pg}^2$$

$$P_1 = 105 \text{ Lb/Pg}^2$$

$$\emptyset \text{ EST} = 39/64''$$

De lo anterior y de acuerdo a las necesidades de producción establecidas o de lo contrario condiciones favorables de explotación se seleccionará la alternativa más adecuada a las condiciones requeridas.

Siguiendo el mismo procedimiento anterior, seleccionando las alternativas factibles para cada pozo en particular, se efectúa para los pozos restantes auxiliándose de sus comportamientos presentados en forma similar y los resultados obtenidos son los que se presentan a continuación :

POZO BLASILLO 15-D

T.P. (Pg)	2 3/8''	2 7/8''	Opción recomendada
L.E. (Pg)	3''	3''	L.E. = 3'' y T.P. 2 3/8''
$q_o \text{ max}$ (bl/día)	500	670	
P_{wh} (Lb/Pg ²)	160	205	
Condiciones de flujo sonido			
q_o (bl/día)	400	500	

Reh (lb/pg ²)	255	330	
P ₁ (lb/pg ²)	125	220	
Best. (1/64")	35	34	
POZO BLASILLO 35 A			
T.P. (pg)	2 7/8	2 7/8	Opción recomendada.
L.E. (pg)	3	4	L.E.=3 pg, T.P.=2 7/8 pg.
q ₀ máx (bL/dca)	990	1150	
Rvh (lb/pg ²)	205	120	
Condiciones de flujo sónico.			
q ₀ (bL/dca)	733	933	
Rvh (lb/pg ²)	360	240	
P ₁ (lb/pg ²)	160	100	
Ø estrangulador	32	46	

POZO BLASILLO 45

T.P. (pg)	2 3/8	2 7/8	Opción recomendada
L.E. (pg)	3	3	L.E.=3pg, T.P.=2 3/8pg.
q ₀ máx (bL/dca)	570	630	
Rvh (lb/pg ²)	95	103	
Condiciones de flujo sónico.			
q ₀ (bL/dca)	525	600	
Rvh (lb/pg ²)	220	180	
P ₁ (lb/pg ²)	90	100	
Ø estrang. (1/64")	38	45	

POZO BLASILLO 45 DI

T.P. (pg)	3	4	Opción recomendada
L.E. (pg)	3	3	L.E.=3pg, T.P.=3 pg.
q ₀ máx (bL/dca)	103	158	
Rvh (lb/pg ²)	80	80	
Condiciones de flujo sónico.			
q ₀ (bL/dca)	96	150	
Rvh (lb/pg ²)	185	220	
P ₁ (lb/pg ²)	80	80	
Ø estrang. (1/64")	25	28	

POZO BLASTILLO 47 D

T.P. (pg)	2 3/8	2 7/8	Opción recomendada
L.E. (pg)	3	3	L.E.=3 pg, T.P.=2 3/8 pg.
q_o máx. (bℓ/dℓa)	655	715	
P_{wh} (ℓb/pg ²)	330	360	
Condiciones de flujo sónico.			
q_o (bℓ/dℓa)	600	675	
P_{wh} (ℓb/pg ²)	620	580	
P_1 (ℓb/pg ²)	300	340	
∅ est. (1/64")	36	40	

POZO BLASTILLO 63 D

T.P. (pg)	3	4	Opción recomendada
L.E. (pg)	3	3	L.E.=3 pg, T.P.=3 pg.
q_o máx. (bℓ/dℓa)	1595	1730	
P_{wh} (ℓb/pg ²)	135	145	
Condiciones de flujo sónico.			
q_o (bℓ/dℓa)	1500	1600	
P_{wh} (ℓb/pg ²)	280	290	
P_1 (ℓb/pg ²)	120	130	
∅ est. (1/64")	58	59	

POZO BLASTILLO 69

T.P. (pg)	2 7/8		Opción recomendada
L.E. (pg)	3		L.E.=3 pg, T.P.=2 7/8 pg.
q_o máx. (bℓ/dℓa)	21.5		
P_{wh} (ℓb/pg ²)	230		
Condiciones de flujo sónico.			
q_o (bℓ/dℓa)	18		
P_{wh} (ℓb/pg ²)	430		
P_1 (ℓb/pg ²)	190		
∅ est. (1/64")	11		

POZO BLASILLO 87

T.P. (pg)	4	4	Opción recomendada
L.E. (pg)	3	4	L.E.=3 pg, T.P.=4 pg.
q_o máx. (bl/día)	375	500	
P_{wh} (lb/pg ²)	87	76	
Condiciones de flujo sonico.			
q_o (bl/día)	200	200	
P_{wh} (lb/pg ²)	140	140	
P_1 (lb/pg ²)	75	75	
ϕ est. (1/64")	31	31	

POZO BLASILLO 170

T.P. (pg)	2 3/8	2 7/8	Opción recomendada
L.E. (pg)	3	3	L.E.=3 pg, T.P.=2 3/8 pg.
q_o máx. (bl/día)	600	690	
P_{wh} (lb/pg ²)	135	205	
Condiciones de flujo sonico.			
q_o (bl/día)	500	650	
P_{wh} (lb/pg ²)	225	210	
P_1 (lb/pg ²)	120	95	
ϕ est. (1/64")	33	40	

POZO BLASILLO 65

T.P. (pg)	2 7/8		Opción recomendada
L.E. (pg)	3		L.E.=3 pg, T.P.=2 7/8 pg
q_o máx. (bl/día)	475		
P_{wh} (lb/pg ²)	75		
Condiciones de flujo sonico			
q_o (bl/día)	450		
P_{wh} (lb/pg ²)	220		
P_1 (lb/pg ²)	75		
ϕ est. (1/64")	33		

POZO BLASILLO 87

T.P. (pg)	4	4	Opción recomendada
L.E. (pg)	3	4	L.E.=3 pg, T.P.=4 pg.
q_o máx. (bl/día)	375	500	
P_{wh} (lb/pg ²)	87	76	
Condiciones de flujo sonico.			
q_o (bl/día)	200	200	
P_{wh} (lb/pg ²)	140	140	
P_1 (lb/pg ²)	75	75	
\emptyset est. (1/64")	31	31	

POZO BLASILLO 170

T.P. (pg)	2 3/8	2 7/8	Opción recomendada
L.E. (pg)	3	3	L.E.=3 pg, T.P.=2 3/8 pg.
q_o máx. (bl/día)	600	690	
P_{wh} (lb/pg ²)	135	205	
Condiciones de flujo sonico.			
q_o (bl/día)	500	650	
P_{wh} (lb/pg ²)	225	210	
P_1 (lb/pg ²)	120	95	
\emptyset est. (1/64")	33	40	

POZO BLASILLO 65

T.P. (pg)	2 7/8		Opción recomendada
L.E. (pg)	3		L.E.=3 pg, T.P.=2 7/8 pg
q_o máx. (bl/día)	475		
P_{wh} (lb/pg ²)	75		
Condiciones de flujo sonico			
q_o (bl/día)	450		
P_{wh} (lb/pg ²)	220		
P_1 (lb/pg ²)	75		
\emptyset est. (1/64")	33		

Pozo Blasillo - 4

I_0 P_0 R_0

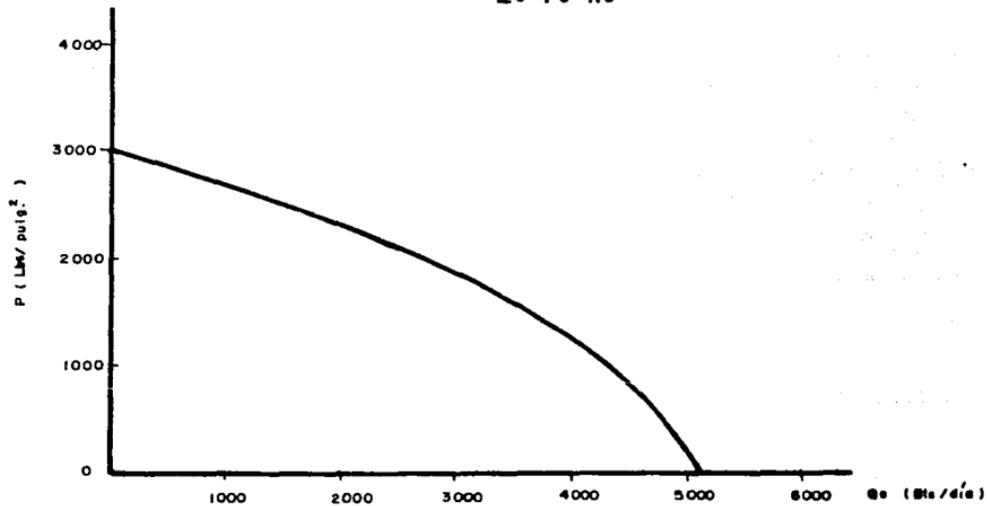


Fig. 5.8.- Comportamiento de afluencia.

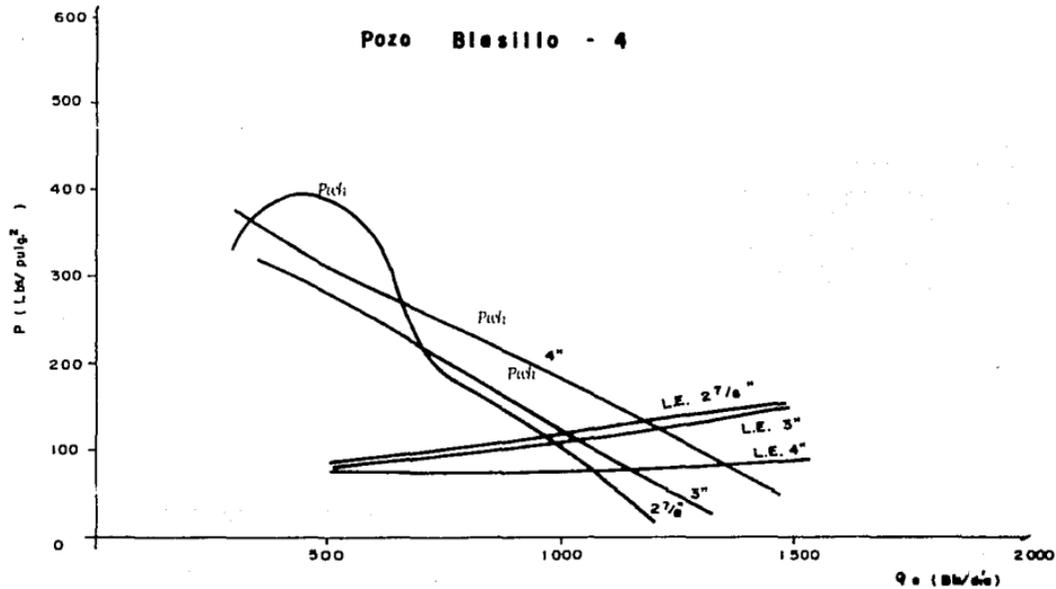


Fig. 5.9.- Comportamiento de P_{wh} vs. Q de T.P. y L.E.

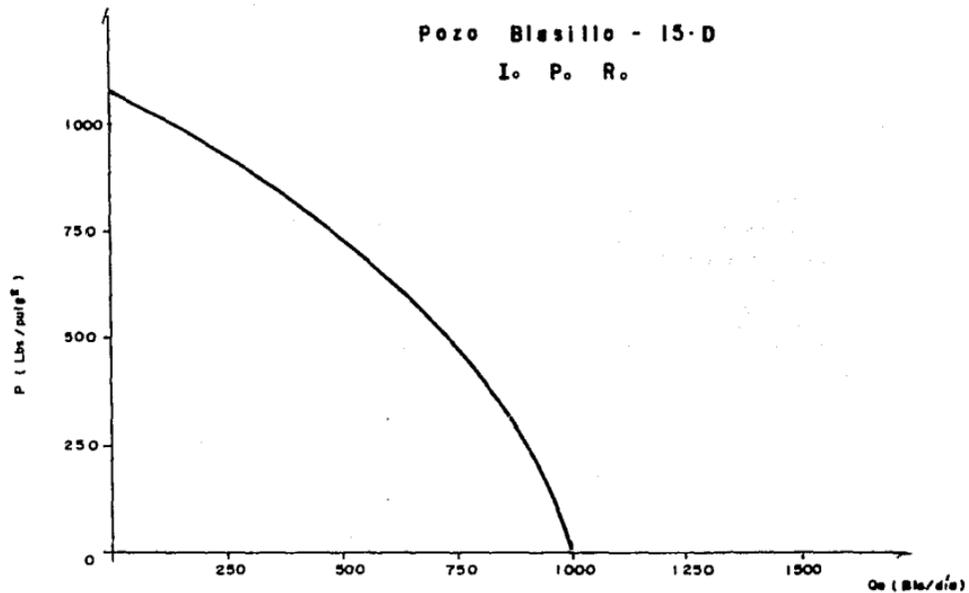
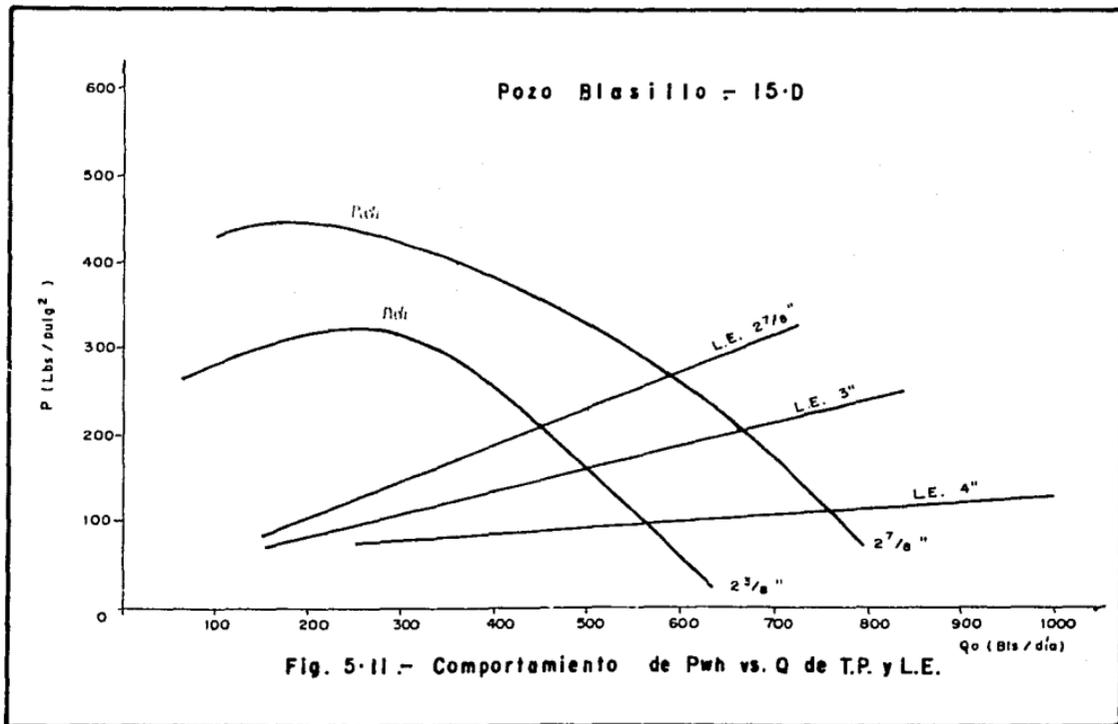


Fig. 5.10.- Comportamiento de afluencia.



Pozo Blasillo 35-A

I. P. R.

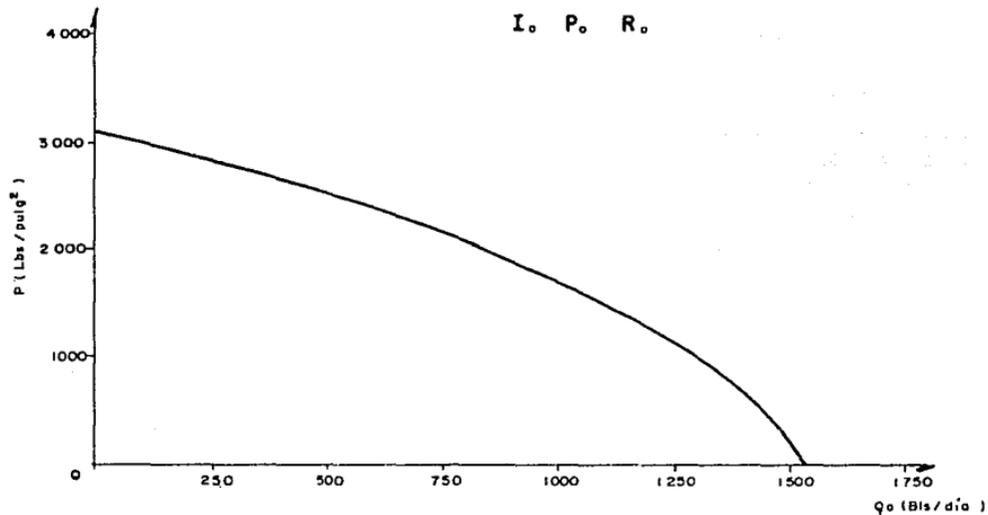


Fig. 5-12 - Comportamiento de afluencia.

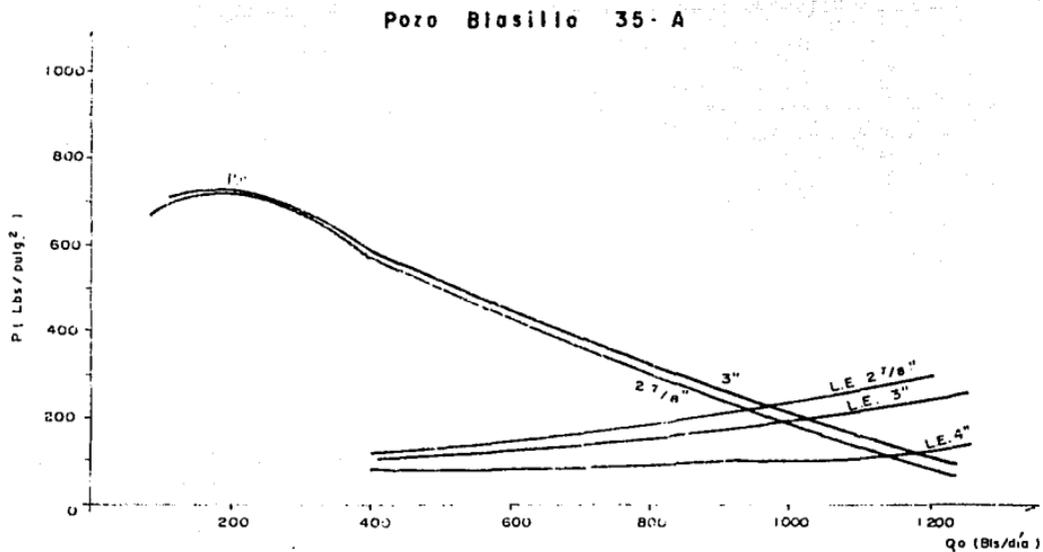


Fig. 5-13 - Comportamiento de P_w vs. Q de T.P. y L.E.

Pozo Blasillo 45
I. P. R.

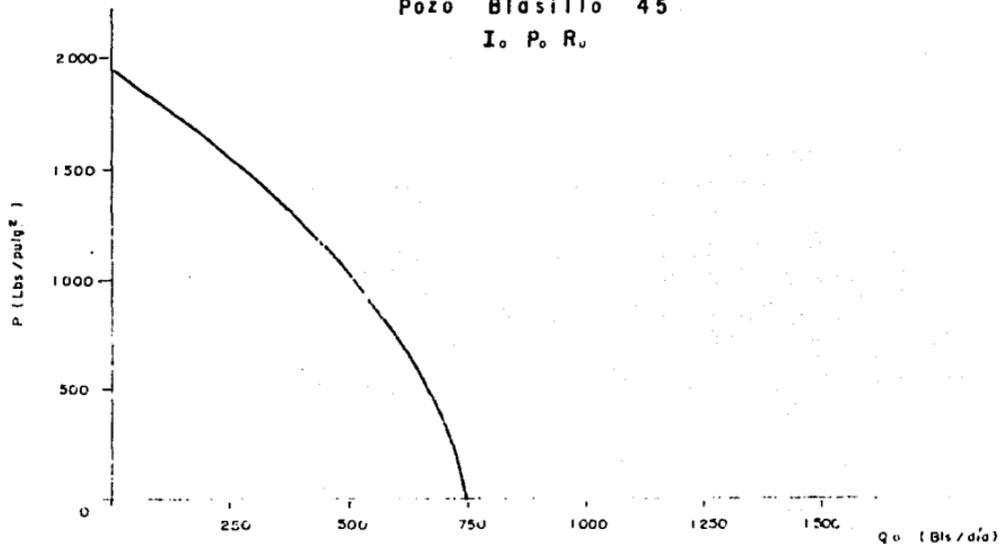


Fig. 5-15 - Comportamiento de afluencia.

Pozo Blasillo 45

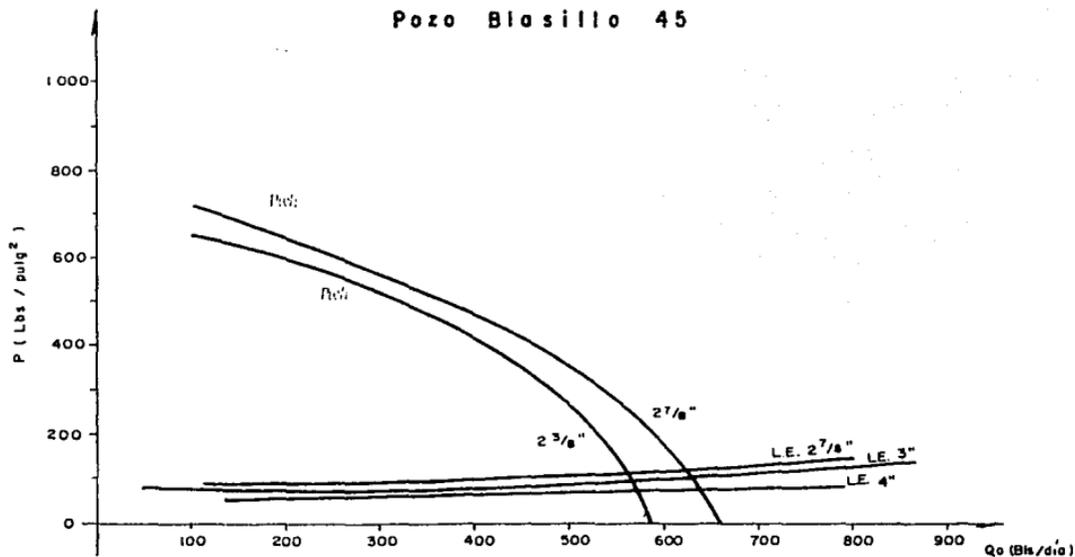


Fig. 5-16 - Comportamiento de P_{wh} vs Q de T.P. y L.E.

Pozo Blasillo 45-DI
I. P. R.

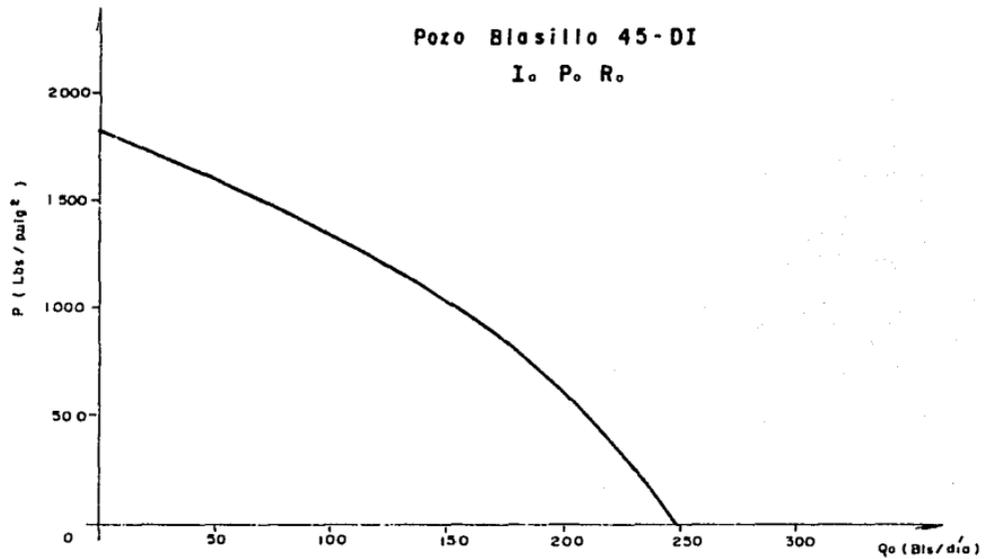
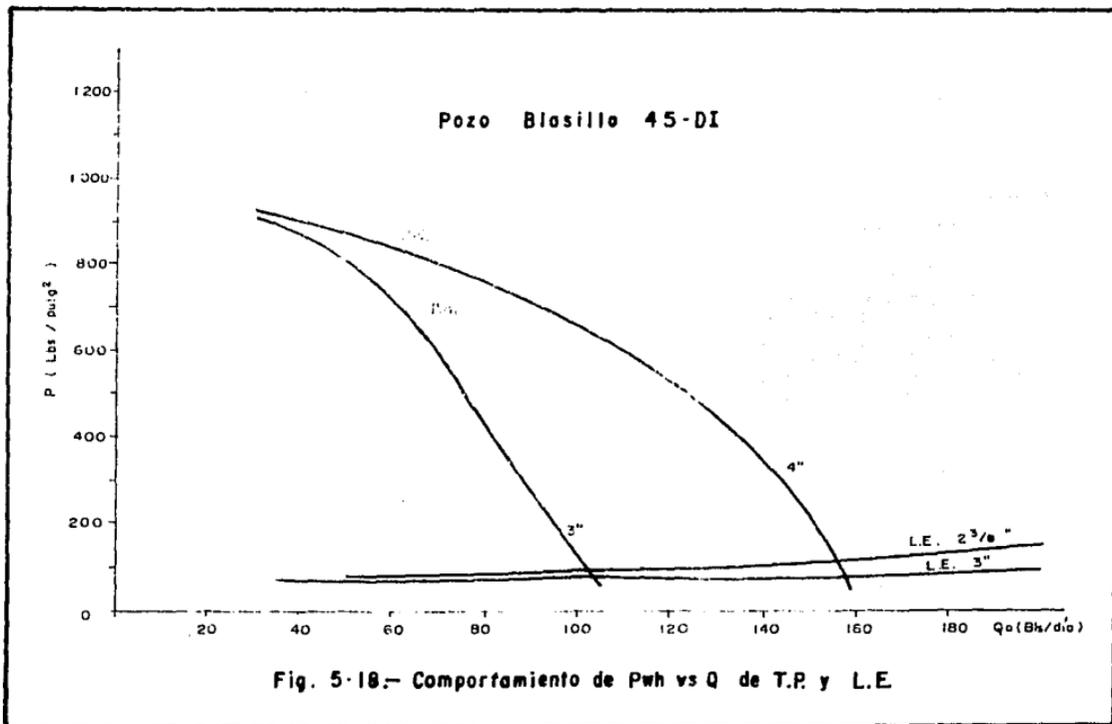


Fig. 5-17.- Comportamiento de afluencia.



Pozo Blasillo 47-D
I. P. R.

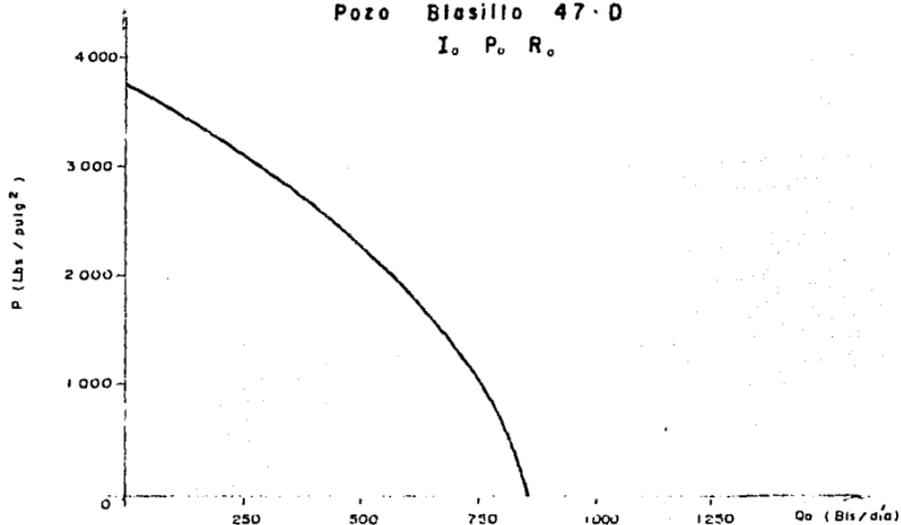


Fig. 5-19.- Comportamiento de afluencia.

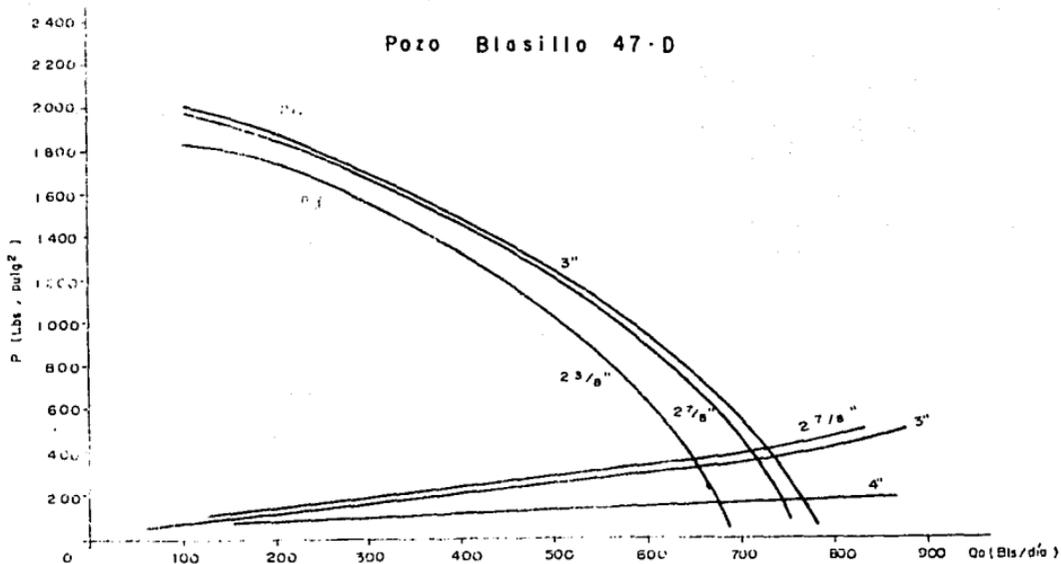


Fig. 5.20.- Comportamiento de Pwh vs Q de T.P. y L.E.

Pozo Blasillo 63-D

I. P. R.

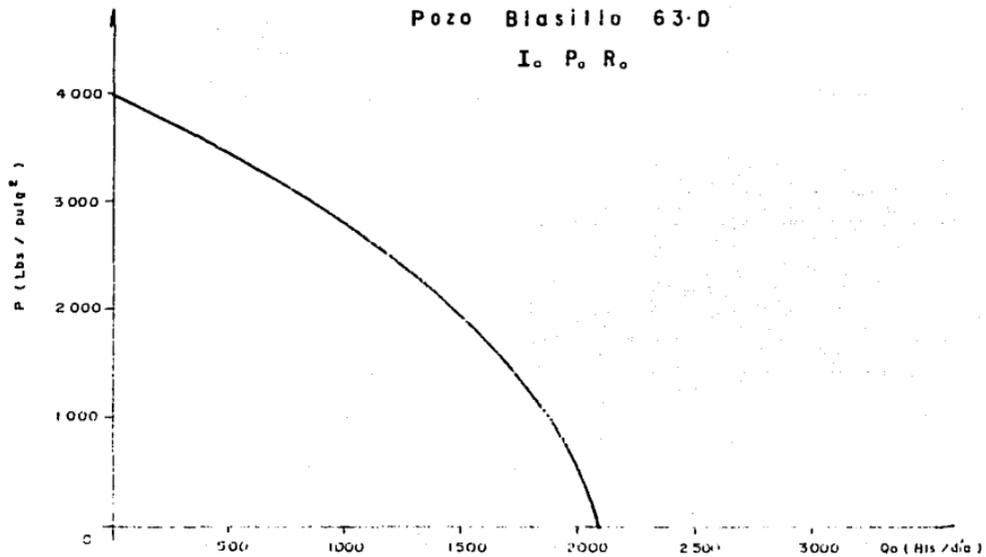
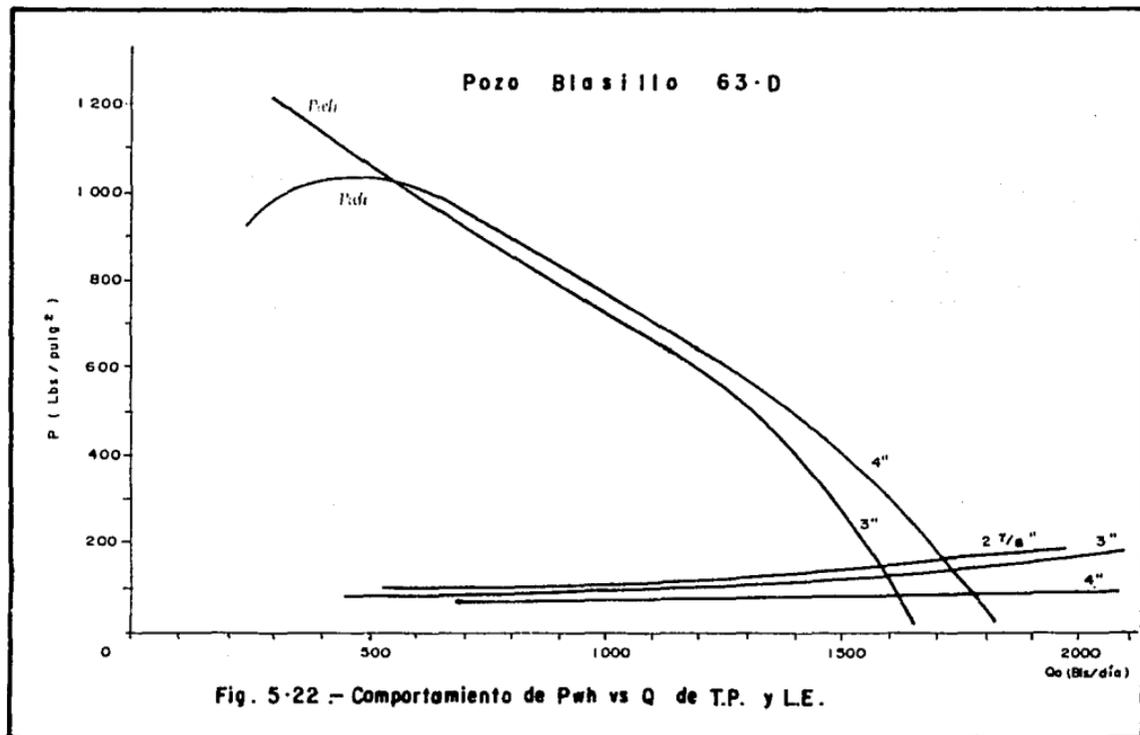


Fig. 5-21.- Comportamiento de afluencia



Pozo Blasillo 65
I. P. R.

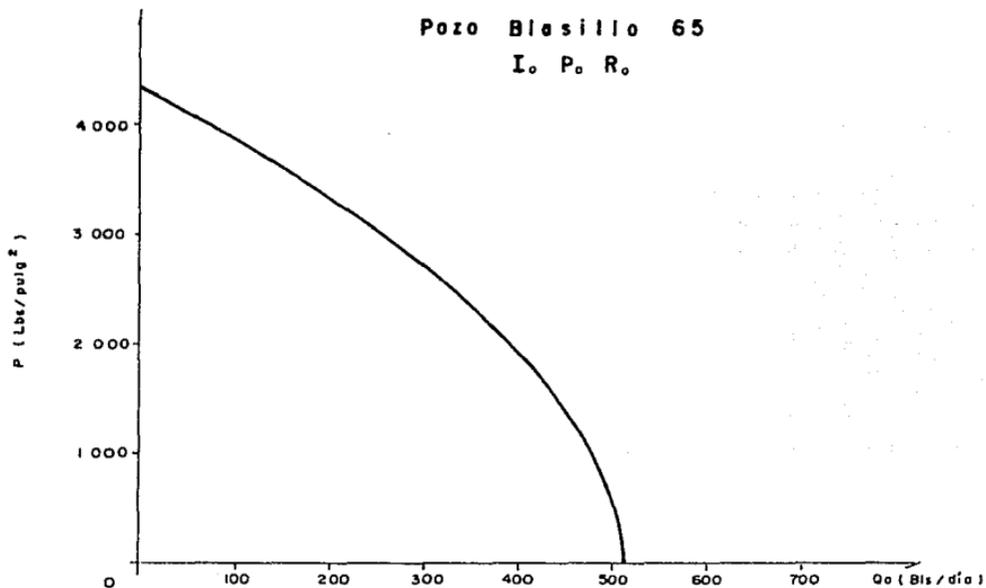
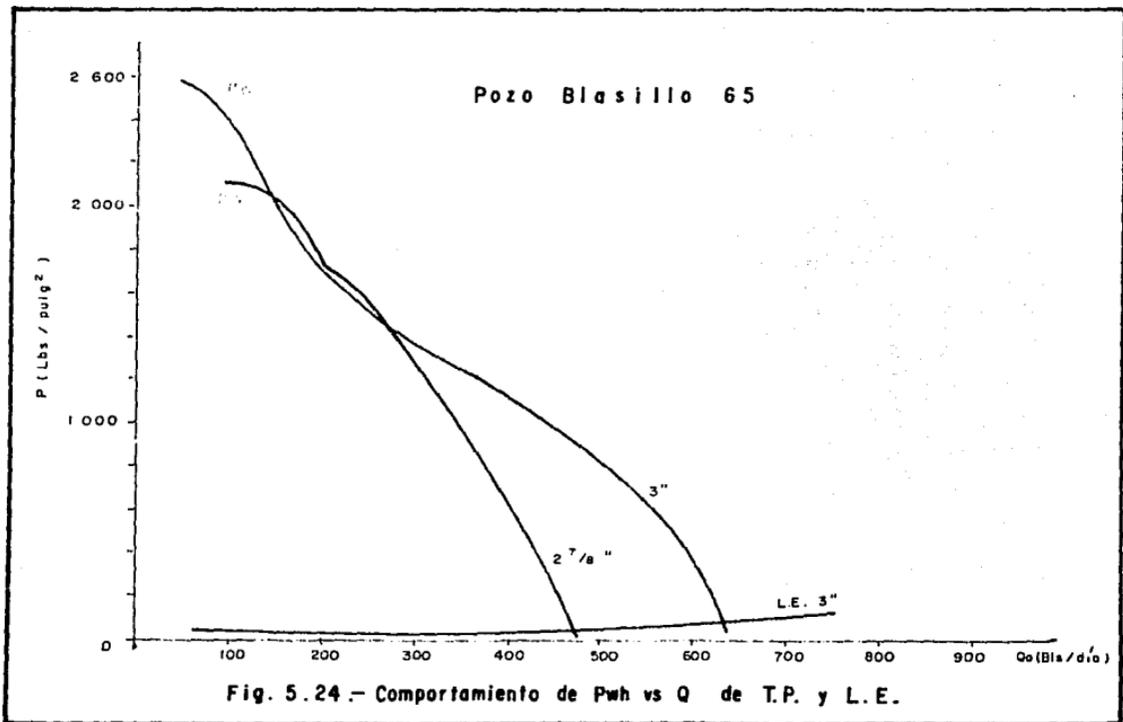


Fig. 5.23.- Comportamiento de afluencia.



Pozo Blasillo 69
I. P. R.

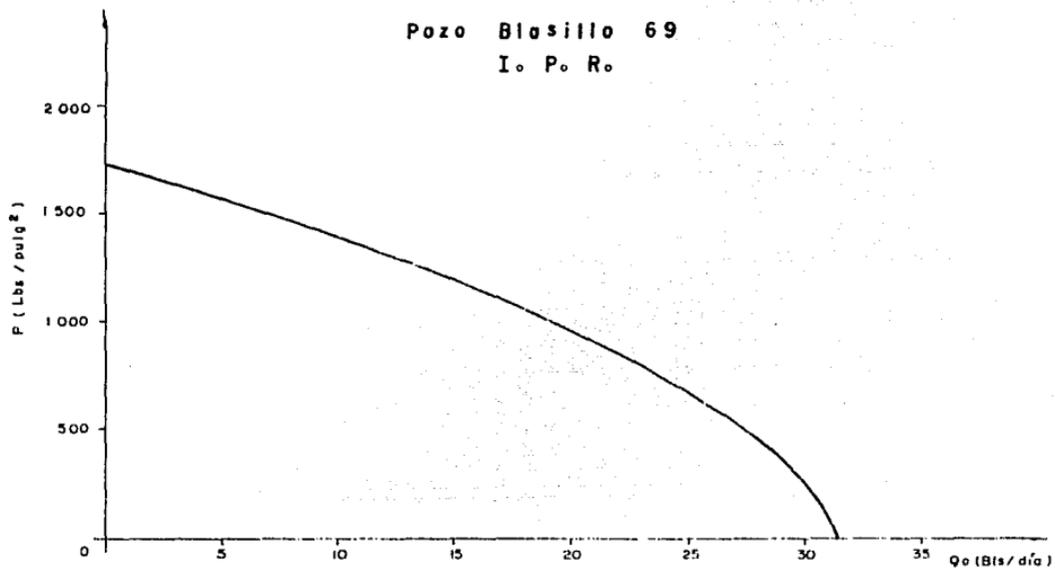


Fig. 5.25 - Comportamiento de afluencia.

Pozo Blasillo 69

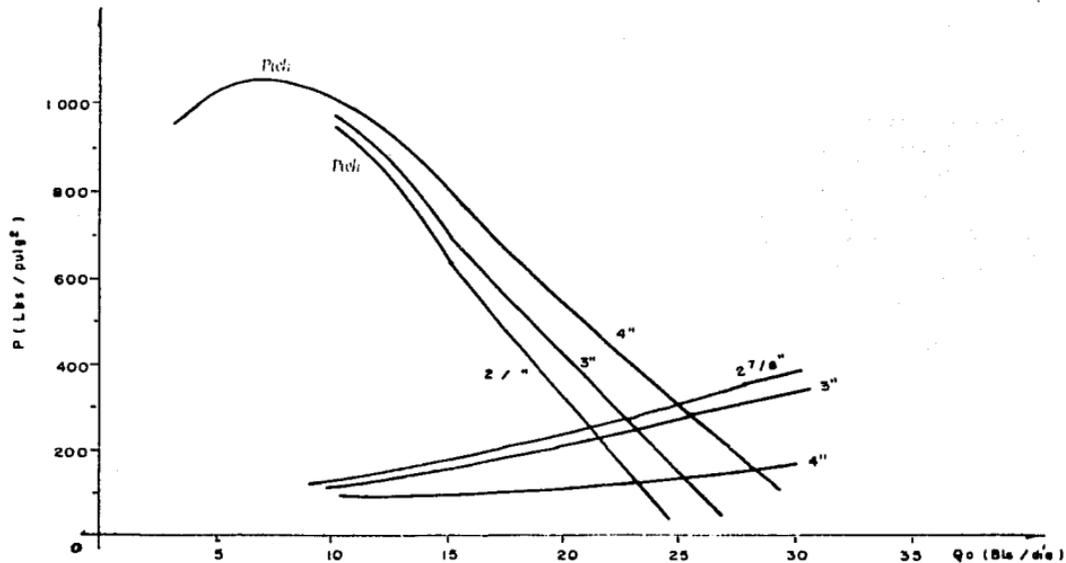


Fig. 5.26- Comportamiento de Pwh vs Q de T.P. y L.E.

Pozo Blasillo 87
I. P. R.

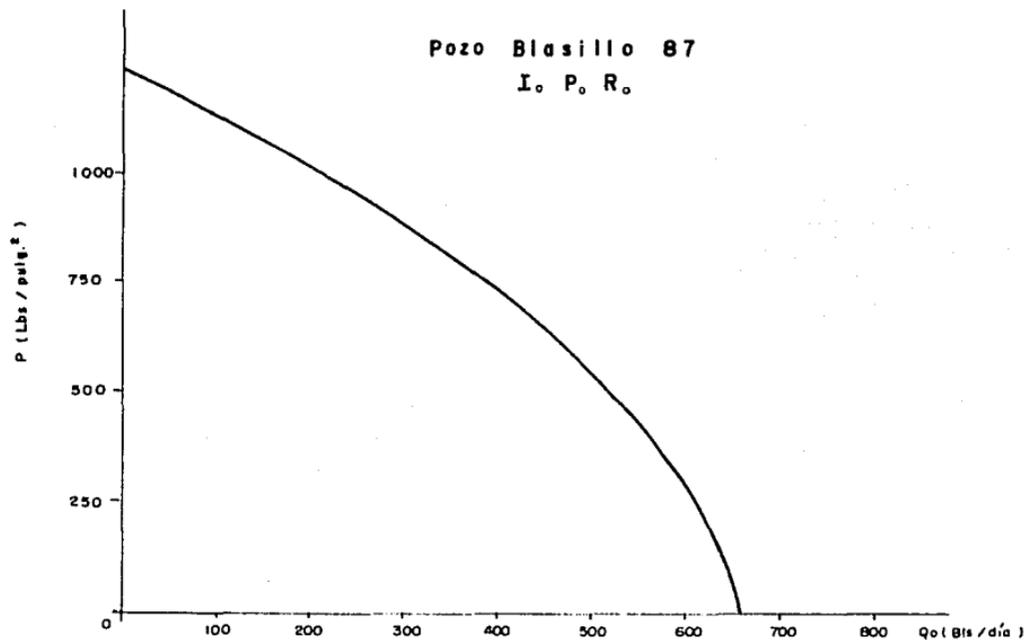


Fig. 5.27 :- Comportamiento de afluencia.

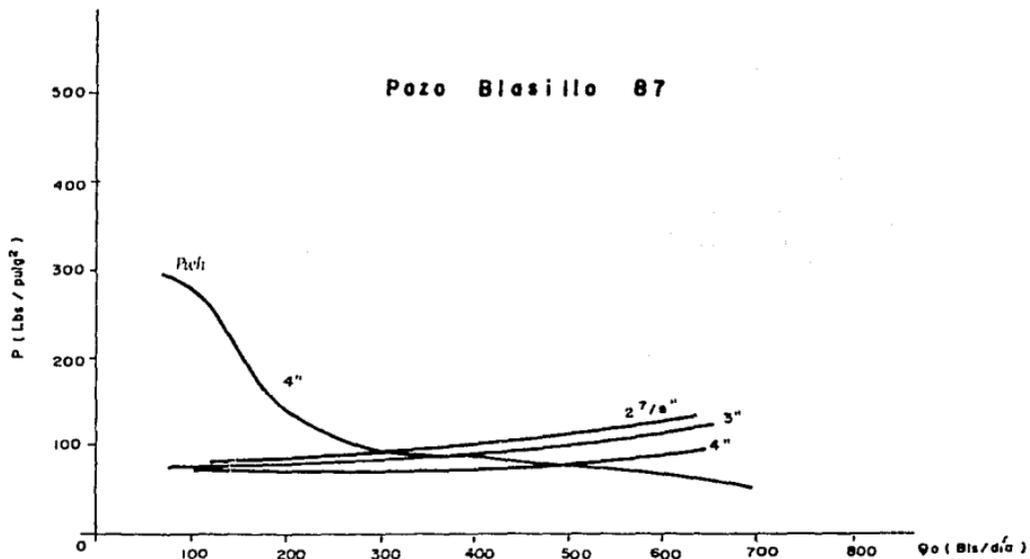


Fig. 5.20.- Comportamiento de P_{wh} vs Q de T.P. y L.E.

Pozo Blasillo 170
I. P. R.

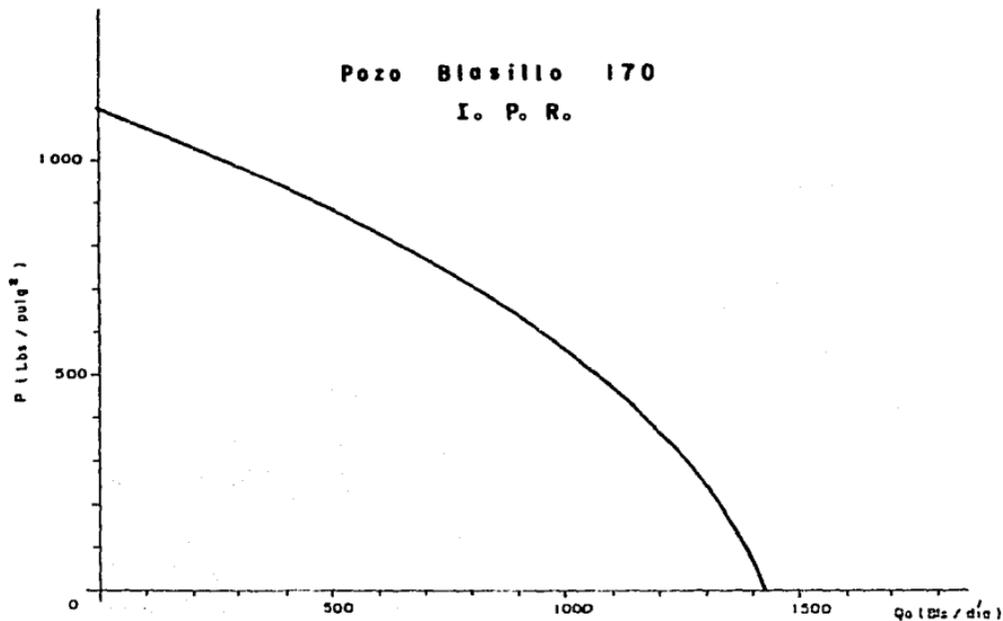


Fig. 5.29.- Comportamiento de afluencia

Pozo Blasillo 170

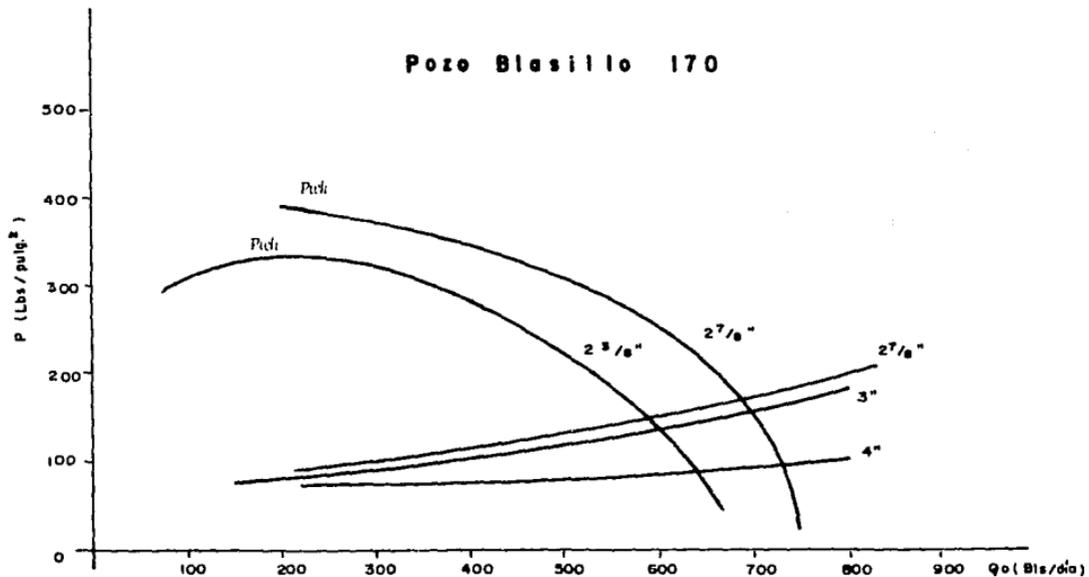


Fig. 5.30.- Comportamiento de Pwh vs Q de T.P. y L.E.

CONCLUSIONES

Uno de los aspectos importantes de este trabajo es el conocimiento, en un momento determinado, de la producción máxima que se puede obtener con las instalaciones que se recomiendan; en este caso, la producción máxima que se puede obtener en el campo Blasillo es de 6862 bl/día. Asimismo se puede determinar e conocer cuales son las condiciones de flujo más favorables en las instalaciones de producción.

Otro punto importante que se puede obtener del estudio anterior es la determinación de la vida fluyente del pozo y la selección de alternativas para prolongarla; estas pueden ser:

- 1.- flujo en el espacio anular.
- 2.- Cambio de tuberías de producción.
- 3.- Uso de estranguladores superficiales de diámetro adecuado.
- 4.- Tuberías concéntricas.

Se puede obtener el gasto que se desea para cada pozo en particular, esto simplemente con el cambio de diámetro del estrangulador, auxiliándose de los comportamientos de cada pozo presentados previamente.

Lo que se realizó anteriormente permite identificar las causas y los elementos que limitan el sistema en su capacidad de flujo.

Es evidente la conveniencia de predecir 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 económico, en el cual se comparen los incrementos de producción, al efectuar algún cambio, con la inversión adicional que es necesario realizar.

Se proponen las siguientes medidas en el caso de los pozos fluentes del campo Blasillo:

1.-No utilizar estranguladores de diámetros pequeños con la finalidad de que estos no sufran taponamientos frecuentes, además de tener una revisión de estranguladores y revisar periódicamente los pozos (Puh); con la finalidad de diagnosticar si se presenta alguna anomalía poderla detectar mediante estos parámetros

2.-Aforar y muestrear pozos cuando menos dos veces por mes con el propósito de poder observar el comportamiento del pozo y si éste presenta alguna anomalía poderla detectar mediante estos parámetros.

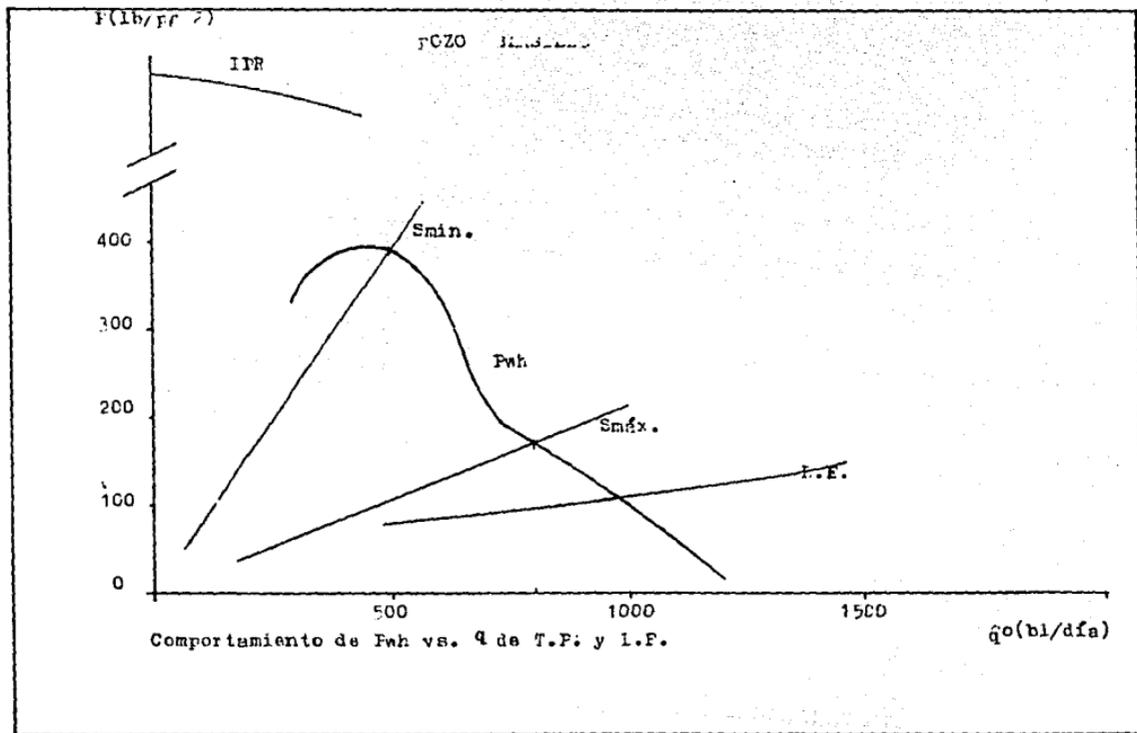
3.-Se recomienda inyectar desparafinante con una pequeña cantidad de gas en el caso de los pozos que cuentan con aparejo de bombeo neumático; con el objeto de evitar la formación de tapones de parafina en la T.P. y L.E. que ocasionan obstrucciones al flujo de los hidrocarburos.

4.-Se recomienda consultar el capítulo 5 para formar un mejor criterio en la selección de las T.P. y L.E. adecuadas de acuerdo a las condiciones de cada pozo y disponibilidad de tubería.

Tomando en cuenta todos los aspectos anteriores se realizó un resumen de conclusiones y recomendaciones en que deben operar los pozos estudiados en este trabajo, en el cual se menciona el diámetro de T.P. y L.E., rango de estranguladores que deberá manejar (máximo y mínimo). Lo anterior se presenta en la tabla siguiente, acompañada de los comportamientos seleccionados previamente de acuerdo a los criterios ya antes mencionados (ver figura de cada pozo).

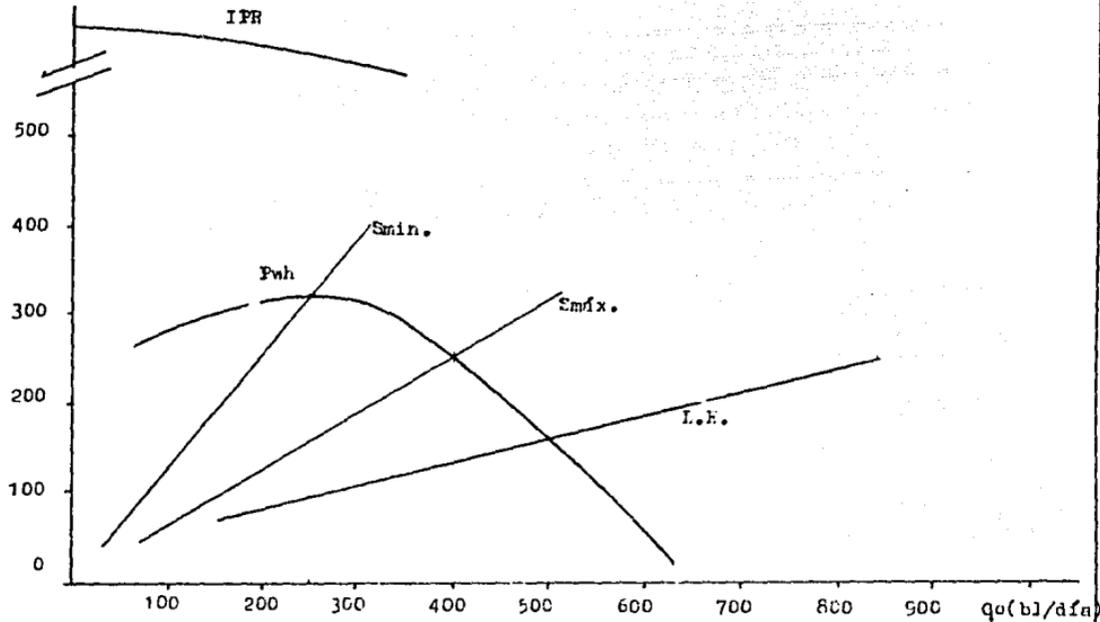
Pozo No.	Desct. máx. (1/64")	q_o (bbl/día)	P_{wh} (lb/pg ²)	Desct. mín. (1/64")	q_o (bbl/día)	P_{wh} (lb/pg ²)	L.E. (pg)	T.P (pg)
4	35	800	175	18	500	490	3	2 7/8
15 D	35	400	255	24	250	325	3	2 3/8
35 A	32	733	360	24	200	620	3	2 7/8
45	38	525	220	13	200	610	3	2 3/8
45 DI	25	96	185	9	30	410	3	3
47 D	36	600	620	8	100	1820	3	2 3/8
63 D	58	1500	280	14	400	1130	3	3
65	33	450	220	6	135	2060	3	2 7/8
69	11	18	430	3	10	945	3	2 7/8
87	31	200	140	13	75	290	3	4
170	33	500	225	17	200	335	3	2 3/8

RESUMEN DE LOS RESULTADOS DE LAS GRAFICAS ANTERIORES



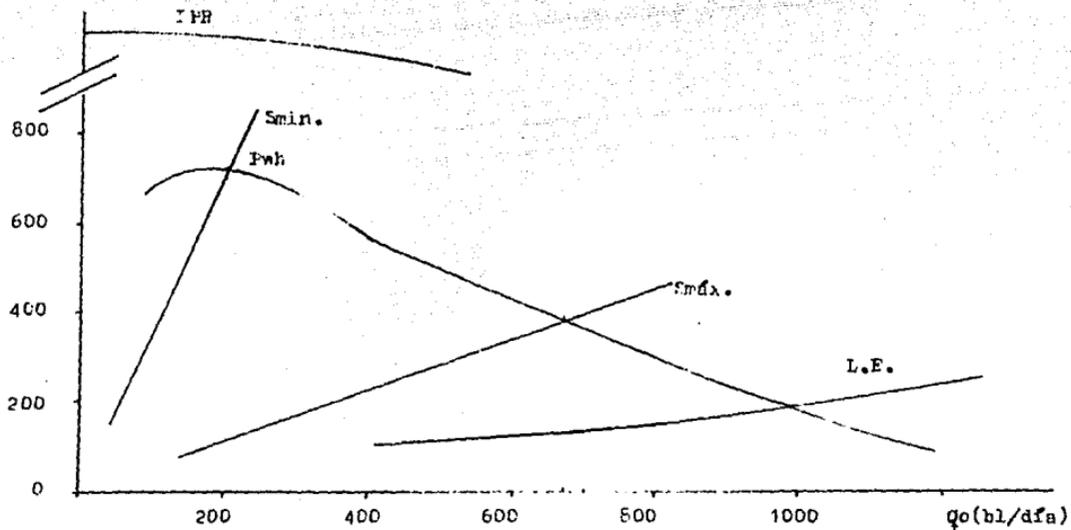
P(lb/pg 2)

POZO BLASILLO 15 D



Comportamiento de P_{wh} vs. Q de T.F y L.F.

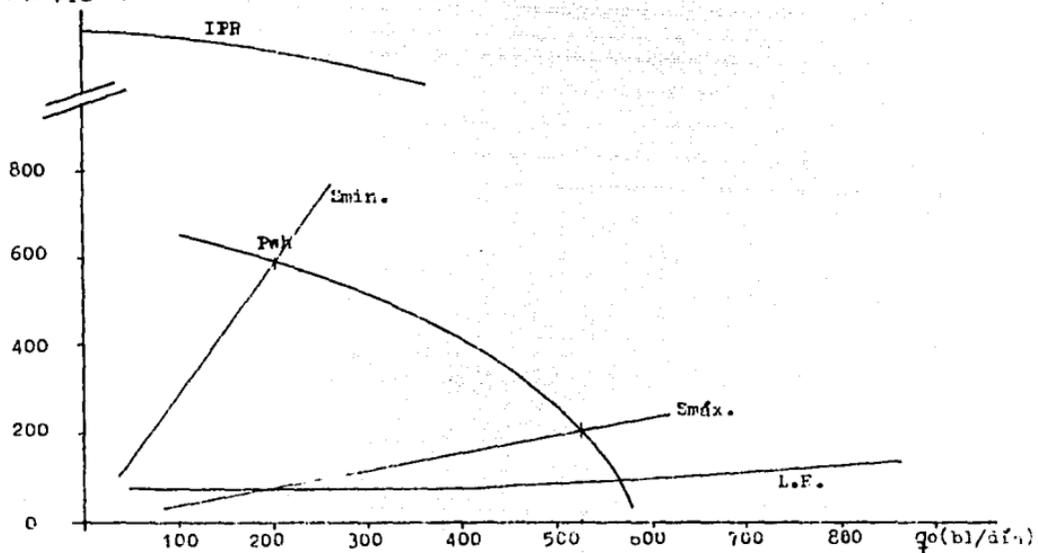
P (lb/ps²)



Comportamiento de Pwh vs. Q de T.P y L.F.

POZO BLASILLO 45

P (lb/pg 2)

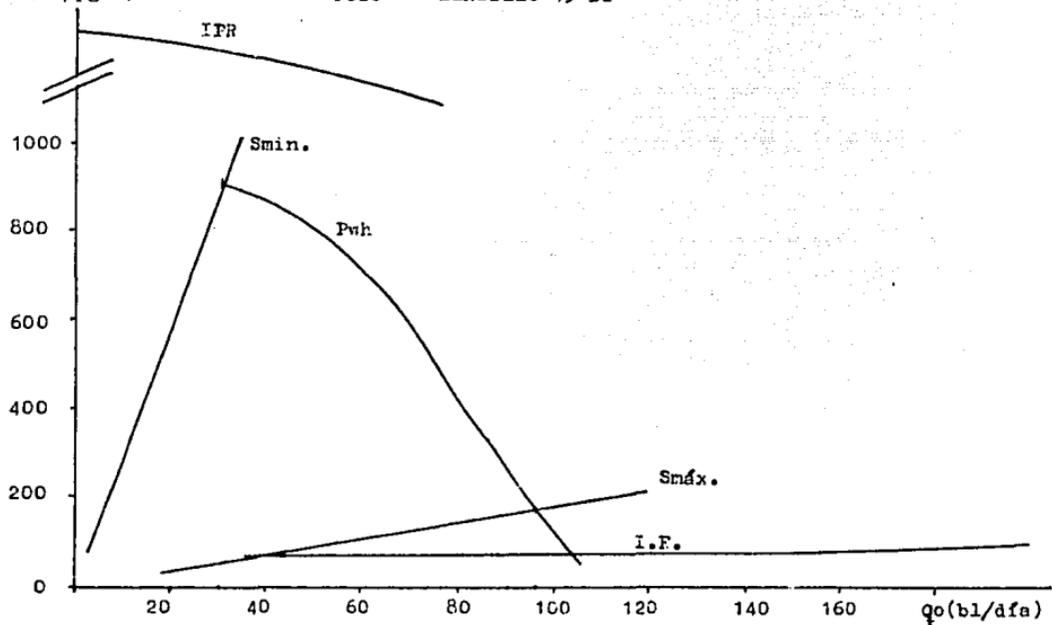


Comportamiento de Pwh vs. Q de T.P. y L.F.

P (lb/pé 2)

POZO

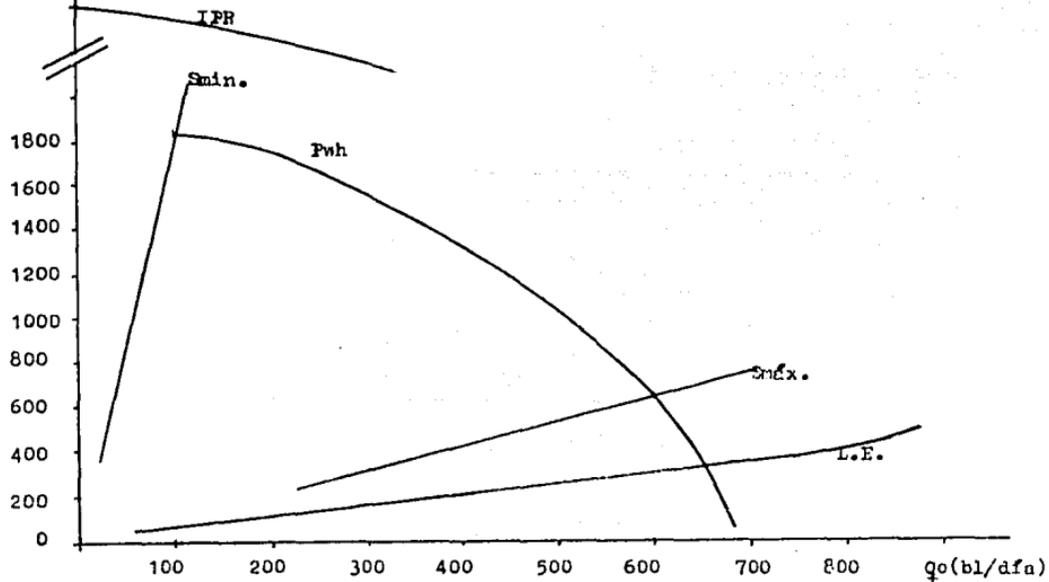
BLASILLO 45 DI



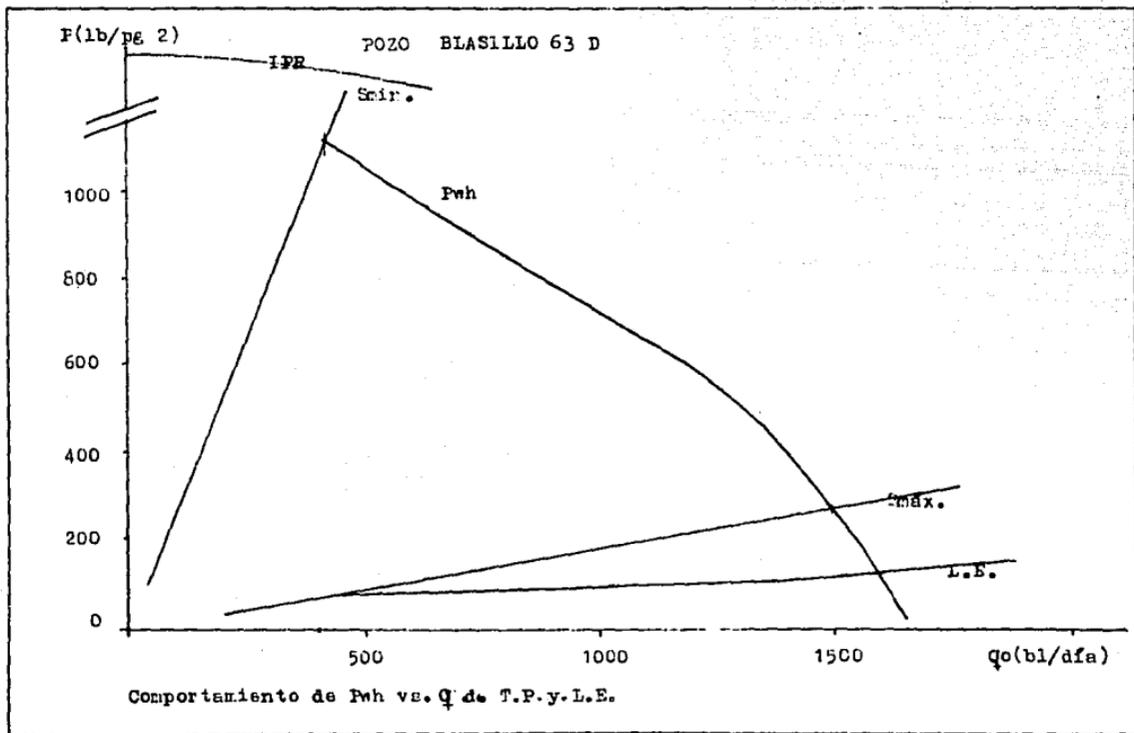
Comportamiento de P_{wh} vs. Q de T.P. y L.F.

POZO BLASILLO 47 D

P (lb/pg 2)

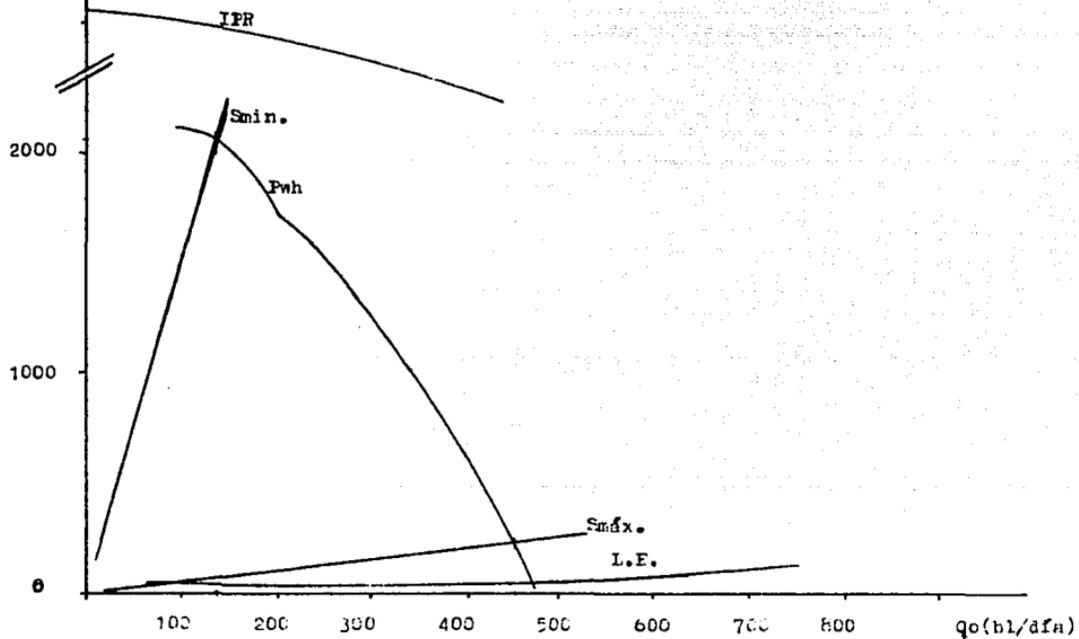


Comportamiento de Pwh vs. q de T.P. y L.E.



F(lb/pg 2)

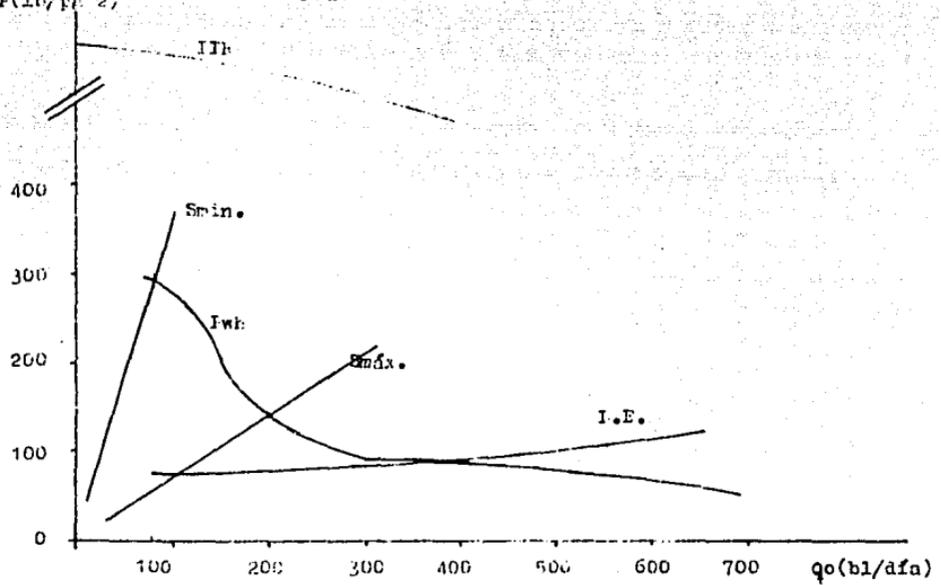
POZO BLASILLO 65



Comportamiento de Pwh vs. Q de T.F y I.E.

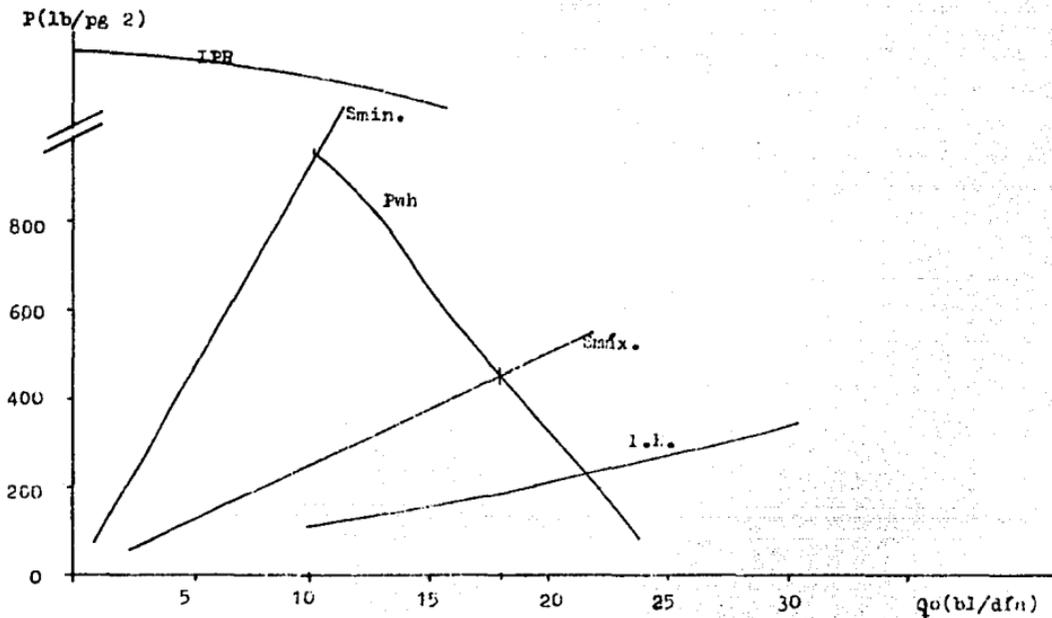
P (lb/ft²)

POZO HIASILIC 87



Comportamiento de Pwh vs. q_0 de T.F. y I.E.

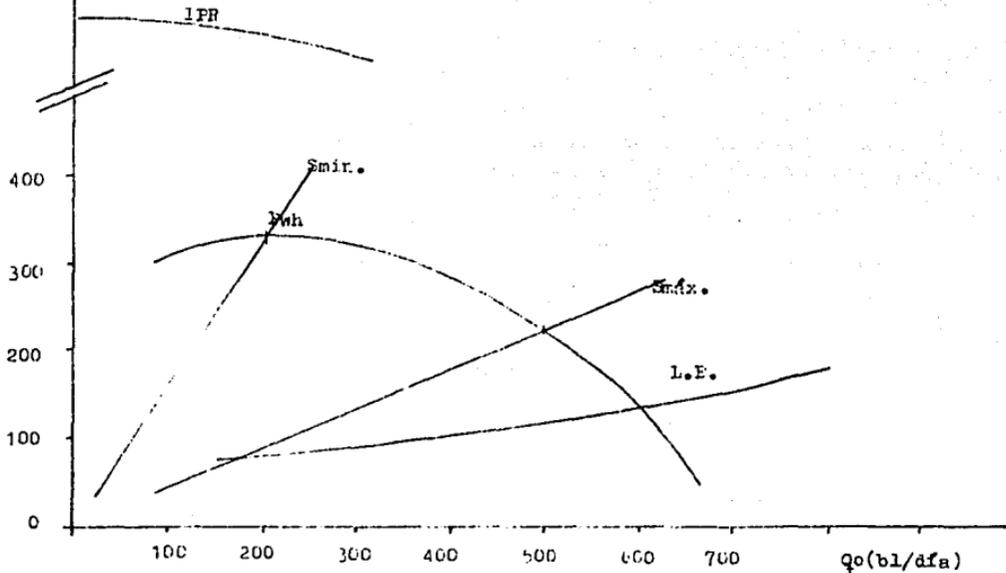
POZO BLASILLO 69



Comportamiento de Pwh vs. q de T.F. y I.F.

POZO BLASILLO 170

P(lb/pg. 2)



Comportamiento de Fwh vs. Q de T.F. y L.E.

REFERENCIAS.

CAPITULO 2

- 1.-Gilbert, W.E. "Flowing and Gas Lift Well Performance", API Drilling and -- Production Practice, 1954
- 2.-Vogel, J.V., "Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive -- Wells", J.P.T., January, 1968
- 3.-Standing, M.B., "Inflow Performance Relationships for Damaged Well ----- Producing by Solution - Gas Drive", J.P.T., November, 1970

CAPITULO 3

- 1.-Begg, S.D. y Brill, J.P.: "A Study of Two Phase Flow in Inclined Pipes". --- Trans. AIME, 1973
- 2.-Mukherjee, H. y Brill, J.P.: "Liquid Holdup Correlations for Inclined Two -- Phase Flow". J.P.T. Mayo, 1983
- 3.-Duns H. y Ros N.C.J.: "Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in ---- Wells", Proc. 6th World Petroleum Congress, 1963
- 4.-Ros N.C.J.: "Simultaneous Flow of Gas and Liquid as Encountered in Wells -- Tubing". Journal of Petroleum Technology, Octubre 1961

CAPITULO 4

- 1.-Bertuzzi, A.F., Tek, M.R. y Poetman, F.H.: "Simultaneous Flow of Liquid and -- Gas Through Horizontal Pipe". Trans. AIME 1956

CAPITULO 5

- 1.-Vogel J.V. "Inflow Performance Relationships for Solution - Gas Drive --- Wells". J.P.T. 1968
- 2.-Feltkovich, M.J. "Isocronal Testing of Oil Wells" S.P.E. - 4529. 48 th fall -- Meeting of IME, 1973

- 3.-Nind, T. E. W.: "Principles of Oil Wells Production" McGraw-Hill, Inc. 1964.
- 4.-Acuña, A., y Garaicochea, F.: "Diseño de Tuberas de Producción y Líneas de Descarga". Revista del IMP. Julio 1975.

NOIENCIATURA:

Las unidades expuestas aquí corresponden a las usadas en el texto.

- B factor de volumen, $\text{pie}^3/\text{pie}^3$
- C coeficiente de descarga de el estrangulador, adimensional
- C compresibilidad, pg^2/lb
- d diámetro interno de la tubería, pg
- D profundidad, pies
- f factor de fricción
- f_{tp} factor de fricción para dos fases
- g aceleración de la gravedad, pie/seg^2
- g_c factor de conversión en la 2a ley de Newton, $\text{lb}_m\text{-pie}/\text{lb}_f\text{-seg}^2$
- h elevación, pies
- H_L fracción del volumen de la tubería ocupada por líquido ["colgamiento"]
- J índice de productividad, $\text{bl}/\text{dla}/\text{lb}/\text{pg}^2$
- L.D. línea de descarga
- ln logaritmo natural
- log logaritmo decimal
- m masa, lb_m
- M peso molecular, $\text{lb}_m/\text{mole}-\text{lb}$
- M masa asociada a un barril de aceite, lb_m/bl_o a c.s.
- N_L número de la viscosidad del líquido, adimensional
- N_{gv} número de la velocidad del gas, adimensional
- N_{lv} número de la velocidad del líquido, adimensional
- N_{Re} número de Reynolds, adimensional
- N_{Reg} número de Reynolds del gas, adimensional
- N_{REL} número de Reynolds del líquido, adimensional
- P presión, lb/pg^2
- Pb presión de burbujeo, lb/pg^2
- P_j presión corriente abajo del estrangulador, lb/pg^2

P_s	presión de separación, lb/pg^2
P_{th}	presión en la boca del pozo, lb/pg^2
P_{wg}	presión de fondo (fluyendo), lb/pg^2
P_{ws}	presión de fondo cerrado (estática), lb/pg^2
q'	gasto de producción a c. esc. bl/día
q	gasto, bl/día
q_{op}	gasto óptimo, bl/día
r_e	radio de drenaje, pies
r_w	radio del pozo, pies
R	relación gas-aceite, pies^3/bl
R_s	relación de solubilidad, pie^3/bl
T	temperatura, $^{\circ}\text{F}$
T_s	temperatura de separación, $^{\circ}\text{F}$
$T.P.$	tubería de producción
$T.R.$	tubería de revestimiento
v	velocidad, pie/seg
v_m	velocidad de la mezcla, pie/seg
v_L	velocidad del líquido, pie/seg
v_g	velocidad real del gas, pie/seg
v_{SL}	velocidad superficial del líquido, pie/seg
v_{Sg}	velocidad superficial del gas, pie/seg
V	volumen, pie^3
v	volumen específico, pie^3/lb_m
V_m	volumen de la mezcla a. c. de esc. por bl de aceite producido a c. s. pie^3/bl
w	gasto másico, $\text{lb}_m/\text{día}$
wCR	relación agua-aceite a c. s. bl_w/bl_o
Z	factor de compresibilidad del gas
$\Delta P/\Delta L$	gradiente de presión, $\text{lb/pg}^2/\text{pie}$

- γ_g densidad relativa del gas (aire=1.00)
 γ_w densidad relativa del agua
 γ_o densidad relativa del aceite, °API
 γ_{gf} densidad relativa del gas libre (aire=1.00)
 γ_{gd} densidad relativa del gas disuelto
 γ_{no} densidad relativa del aceite producido (agua=1.0)
 Ψ relación de gastos másicos (w_g/w_L)
 θ ángulo de la tubería con la horizontal, grados
 ρ_g densidad del gas, lb_m/ft^3
 ρ_o densidad del aceite, lb_m/ft^3
 ρ_w densidad del agua, lb_m/ft^3
 ρ_m densidad de la mezcla, lb_m/ft^3
 ρ_{ns} densidad de la mezcla sin resvalamiento, lb_m/ft^3
 ρ_L densidad del líquido, lb_m/ft^3
 colgamiento sin resvalamiento
 μ_o viscosidad del aceite, cp.
 μ_g viscosidad del gas, cp.
 μ_{om} viscosidad del aceite muerto, cp.
 μ_L viscosidad del líquido, cp.
 μ_m viscosidad de la mezcla, cp.
 σ_o tensión superficial del aceite, dinas/cm.
 σ_L tensión superficial del líquido, dina/cm.
 Δh incremento de elevación, pie
 ΔL incremento de longitud, pie
 ΔP caída de presión, lb/pg^2

BIBLIOGRAFIA.

- 1.-Gómez Cabrera, Jose A.
Apuntes de Producción de Pozos 1
Facultad de Ingeniería UNAM, 1983
- 2.-Rodríguez Nieto, Rafael.
Apuntes de Evaluación de la Producción.
Facultad de Ingeniería UNAM, 1985
- 3.-Garaicochea Petreña, Fco.
Apuntes de Transporte de Hidrocarburos.
Facultad de Ingeniería ,UNAM
- 4.-Expediente de Pozos Campo Blasillo.
Departamento de Producción, Distrito Agua Dulce, Ver.
- 5.-Manual de Información Básica del Distrito.
Departamento de Producción, Agua Dulce, Ver.