

37  
24

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO  
FACULTAD DE INGENIERIA

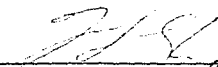
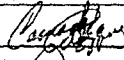



"COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA CON FLUJO NO-DARCIANO"

Dir. de Tesis.- Dr. Rodolfo G. Camacho Velázquez

Realizada por:

Roberto Padilla Sixto

Firma de conformidad del Jurado:

  
\_\_\_\_\_, Presidente  
  
\_\_\_\_\_, Vocal  
  
\_\_\_\_\_, Secretario  
  
\_\_\_\_\_, 1er. spte.  
  
\_\_\_\_\_, 2do. spte.

Ciudad Universitaria a Julio de 1990.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional  
Autónoma de México



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

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

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

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

## INDICE

Aprobación de Tema de Tesis . . . . .	
Agradecimientos . . . . .	ii
Indice . . . . .	iv
Lista de Tablas . . . . .	vi
Lista de Figuras . . . . .	vii
<b>Capítulo I INTRODUCCION . . . . .</b>	<b>1</b>
<b>Capítulo II COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA . . . . .</b>	<b>4</b>
II.1 Antecedentes . . . . .	4
II.2 Efecto del Factor de Daño . . . . .	10
II.3 Predicción de Curvas de Afluencia . . . . .	27
Figuras . . . . .	39
<b>Capítulo III FLUJO NO-DARCIANO Y COMPORTAMIENTO     DE AFLUENCIA PARA YACIMIENTOS DE GAS . . . . .</b>	<b>46</b>
III.1 Flujo No-Darciano . . . . .	51
III.2 Coeficiente de Resistencia Inercial . . . . .	55
III.3 Comportamiento de Afluencia en Pozos de Gas . . . . .	62
Figuras . . . . .	67
<b>Capítulo IV RESULTADOS PARA ACEITE BAJOSATURADO . . . . .</b>	<b>69</b>
Introducción . . . . .	69
Resultados . . . . .	70
Discusiones . . . . .	77
Tablas . . . . .	84
Gráficas . . . . .	91
<b>Capítulo V ANALISIS Y CONCLUSIONES . . . . .</b>	<b>105</b>
Conclusiones . . . . .	105
Recomendaciones . . . . .	106

<b>NOMENCLATURA</b> . . . . .	<b>108</b>
<b>REFERENCIAS</b> . . . . .	<b>112</b>

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1 Propiedades de Yacimiento usadas en la Simulación . . . . .</b>	<b>84</b>
<b>Tabla 2 Resultados para Flujo Laminar, Ec.IV.3-Simulación . . . . .</b>	<b>85</b>
<b>Tabla 3 Resultados para Flujo No-Laminar, Ec.IV.4-Simulación . . . . .</b>	<b>86</b>
<b>Tabla 3a Resultados para flujo No-Laminar con Coeficiente <math>\beta</math></b> <b>del Yacimiento . . . . .</b>	<b>87</b>
<b>Tabla 4 Comparación de IP Flujo Laminar y No-Laminar, de Simulación</b>	<b>88</b>
<b>Tabla 5 Propiedades para Cinco Condiciones de Yacimiento . . . . .</b>	<b>89</b>
<b>Tabla 6 Resultados para Propiedades en Tabla 5 . . . . .</b>	<b>90</b>

## LISTA DE FIGURAS

Fig. 1 Gráfica de <i>IP</i> Constante, Flujo Laminar de Una Fase, Yacimiento	39
Bajosaturado . . . . .	39
Fig. 2 Gráfica de <i>IPR</i> Flujo Multifásico laminar, Yacimiento Saturado . . . . .	39
Fig. 3 Curva de Referencia de Vogel <sup>8</sup> . . . . .	40
Fig. 4 Perfil de Presión de un Pozo Dañado, en un Yacimiento Circular	40
Limitado <sup>14</sup> . . . . .	40
Fig. 5 Curva de Referencia de Standing <sup>10</sup> , $EF \neq 1$ . . . . .	41
Fig. 6 Gráfica Doble-logarítmica de $\Delta p$ vs. $q_o$ . . . . .	41
Fig. 7 Extensión de la <i>IPR</i> con Corrección por Eficiencia de Flujo . . . . .	42
Fig. 8 Función de Presión para un Yacimiento de Aceite Bajosaturado <sup>13</sup> . . . . .	42
Fig. 9 Gráfica Típica Jones, Blount y Glaze para Análisis de Alta	43
Velocidad de Flujo <sup>10</sup> . . . . .	43
Fig. 10 Representación de la Forma Cuadrática de las Ecuaciones de Afluencia de	43
Vogel y Fetkovich para $S \neq 0$ . . . . .	43
Fig. 11 Modificación de <i>IPR</i> por Efecto de la definición <i>EF</i> Cuadrática,	44
Camacho <sup>20</sup> . . . . .	44
Fig. 12 Influencia de la Definición de <i>EF</i> Cuadrática Sobre las Curvas de	44
<i>IPR</i> <sup>20</sup> . . . . .	44
Fig. 13 Comparación de Métodos para la Predicción de Gastos con Efecto de	44
Usar la Definición de <i>EF</i> Cuadrática <sup>20</sup> . . . . .	44
Fig. 14 Función de Presión vs. $p$ , Ilustrando Declinación y Decremento <sup>13</sup> . . . . .	45
Fig. 15 Representación de la Solución Gráfica del Método de Punto Pivote <sup>24</sup> . . . . .	45
Fig. 16 Comparación de Valores Medidos de $\beta$ vs. $S_i$ inmovil <sup>47</sup> . . . . .	67
Fig. 17 Correlación del Factor Inercial $\beta$ con Permeabilidad <sup>48</sup> . . . . .	67
Fig. 18 Gráfica de Pseudopresión <sup>12</sup> , $2p/\mu Z$ vs. $p$ . . . . .	68
Fig. 19 Comportamiento de Afluencia para Flujo Laminar . . . . .	91

Fig. 20 Gráfica Tipo Jones, Blount y Glaze, Flujo Laminar . . . . .	92
Fig. 21 Comportamiento de $IP$ , Flujo Laminar . . . . .	93
Fig. 22 Comportamiento de Aftuencia para Flujo No-Darciano ( $p_r \leq 5000$ psi), y ( $\beta = 6.9423E10, 1/ft$ ) . . . . .	94
Fig. 23 Comparación del Comportamiento de Aftuencia para Flujo Laminar y No-Laminar en un Yacimiento Bajosaturado . . . . .	95
Fig. 24 Comparación de Tendencias en Gráfica Tipo Jones, Blount y Glaze para Flujo Laminar y No-Laminar . . . . .	96
Fig. 25 Curvas de $IPR$ para $S = 0, 20$ y $-2(p_r = 5000$ psi), Flujo No-Laminar y Yacimiento Bajosaturado . . . . .	97
Fig. 26 Curvas de $IPR$ para $S = 0$ con Flujo No-laminar a Varias Presiones de Yacimiento . . . . .	98
Fig. 27 Ajuste de Datos $\Delta p^2$ Flujo Laminar . . . . .	99
Fig. 28 Ajuste de Datos $\Delta p^2$ Flujo No-Laminar . . . . .	100
Fig. 29 Curvas de $IPR$ para Diferentes Condiciones de Yacimiento, $S = 0$ , $p_r = 5000$ psi y Flujo No-Laminar . . . . .	101
Fig. 30 Curvas de $IPR$ ( $p_{wf}$ vs. $q_o$ ) para Diferentes Condiciones de Yacimiento, $S = 0$ , $p_r = 5000$ pai y Flujo No-Laminar . . . . .	102
Fig. 31 Gráfica Tipo JBG <sup>16</sup> , Flujo No-Laminar . . . . .	103
Fig. 32 Comparación de $IPR$ 's Adimensionales para $S = 0$ , Yacimiento Bajosaturado (Flujo No-Laminar) y Saturado (Flujo Laminar) <sup>9,12,13</sup> Considerando $p_r = 5000$ psi. . . . .	104

## INTRODUCCION

En este trabajo se analizan aquellos estudios que de alguna manera han contribuido a establecer las bases del desarrollo referente al flujo de fluidos en el medio poroso, específicamente el comportamiento de las curvas de afluencia "IPR", como una pieza importante en la estimación de la capacidad productora de pozos. La representación más común de una curva de IPR es una gráfica de presión contra gasto, cartesiana o logarítmica; en sus variantes de diferencial de presión vs. gasto, diferencial de presión al cuadrado vs. gasto, diferencial de presión sobre gasto vs. gasto, según se requiera.

El punto clave de este trabajo considera únicamente una sola fase líquida fluyente, tomando en cuenta el efecto de daño alrededor del pozo y el efecto de flujo turbulento (No-Darciano) principalmente, como parámetros que influyen directamente en la obtención del comportamiento de afluencia, índice de productividad, y así como de su predicción.

En general este trabajo engloba las siguientes partes: se revisa el comportamiento de flujo con una fase líquida fluyente en el yacimiento, recalcando el concepto de Índice de Productividad "IP" o comportamiento lineal para pozos produciendo en una fase de aceite. El segundo punto es el referente al Comportamiento de Afluencia "IPR" para pozos produciendo con gas en solución, es decir para flujo multifásico.

Con respecto al comportamiento de afluencia con flujo multifásico se señala que los métodos tradicionales para obtener el comportamiento de afluencia caen en dos variantes: trabajos teóricos que se basan en la Ley de Darcy, es decir consideran flujo laminar (Vogel<sup>9\*</sup> y Standing<sup>10</sup>) y métodos empíricos basados en datos de campo, en los que el término de flujo no-laminar es considerado para la predicción del comportamiento de afluencia como es el caso del método de Fetkovich<sup>13</sup>, el cual señala que el valor del exponente (n) de la curva de comportamiento proporciona una estimación del grado de turbulencia existente



en el flujo de fluidos. En este mismo punto se examina la influencia del efecto de daño ( $S$ ). Posteriormente se revisa lo referente a la predicción del comportamiento de afluencia.

Otro punto es el comportamiento de afluencia para pozos de gas, en donde se recalca el concepto de flujo "No-Darciano" o no-laminar como un concepto importante en el estudio del flujo ya sea de gas o de aceite en el medio poroso.

Tradicionalmente se ha aceptado que el flujo No-Darciano se presenta exclusivamente en yacimientos de gas; sin embargo este tipo de flujo (no-laminar) se presenta comúnmente cuando se tienen altas velocidades de flujo tanto en pozos de aceite como en pozos de gas, especialmente en las regiones cercanas a los pozos productores. Es decir, que, cuando se tienen altos gastos de producción la presencia de flujo no-laminar tiene una influencia importante en el flujo de fluidos del yacimiento al pozo. Además de otros factores que propician la presencia de flujo no-laminar.

Como aportación de este trabajo se hace un análisis del comportamiento de afluencia para yacimientos produciendo en una sola fase líquida bajo régimen de flujo No-Darciano (flujo turbulento o no-laminar), que se entiende como el flujo de fluidos en el yacimiento que no puede ser descrito por la Ley de Darcy o que no sigue dicha ley.

Para estudiar el flujo No-Darciano se hace uso de la ecuación de flujo sugerida por Forchheimer<sup>56</sup>, en la cual el "Coeficiente de Resistencia Inercial de Flujo ( $\beta$ )", es calculado siguiendo los lineamientos de Geertman<sup>53</sup>. Este coeficiente inercial es un parámetro importante en el término de flujo no-laminar (segundo término de la ecuación de Forchheimer) cuando existan altos gastos de flujo en el yacimiento.

En este trabajo se hace uso de un simulador numérico, en el cual el término de flujo turbulento está incluido, Camacho<sup>59</sup>. El análisis se lleva a cabo construyendo curvas de  $IPR$  incluyendo flujo turbulento, comparadas con curvas en donde el régimen de flujo laminar es el que prevalece, ( $\beta = 0$ ).

Algunos estudios teóricos disponibles en la literatura sobre curvas de comportamiento de afluencia han ignorado la existencia de flujo turbulento aun cuando datos de campo indican lo contrario. También se sabe que el efecto de flujo No-Darciano en muchos casos domina el factor de daño total cuando existen altos gastos de producción, que se traducirá en caídas de presión extras y consecuentemente a la reducción de los índices de productividades y por lo tanto los gastos de producción esperados, lo cual será mostrado en el capítulo cuatro.

El objetivo principal de este trabajo es obtener el Comportamiento de Afluencia en Yacimientos Bajosaturados considerando efectos de flujo No-Darciano. Este comportamiento es mostrado a través de una serie de gráficas y tablas con resultados numéricos. Basados en estos resultados se presentan condiciones para las cuales los efectos de flujo no-laminar dominan el comportamiento de flujo. También se muestran los efectos no-laminares sobre el valor del exponente " $n$ " de las curvas de afluencia de Fetkovich.

Otro aspecto es que basados en la forma de la ecuación de Forchheimer se puede predecir el comportamiento futuro para yacimientos bajosaturados.

Todo esto puede ser llevado a un análisis de carácter económico que recaerá en la optimización sustancial de los costos por conceptos de instalación de equipos de producción superficial al considerar potenciales más reales a los obtenidos con métodos tradicionales bajo condiciones ideales; este análisis es tema de otro estudio, pero es la intención de este trabajo que las ideas presentadas sirvan de base para ello.

## II

### COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA

#### II.1 ANTECEDENTES

Esta parte del estudio se enfoca principalmente al análisis de los factores que gobiernan el flujo de fluidos de la formación productora hasta el pozo considerando flujo laminar, es decir que la ecuación de Darcy es válida. De la misma manera se presenta el concepto de Índice de Productividad (*IP*).

Se presentan los métodos tradicionales para la preparación de curvas de comportamiento de afluencia, para la determinación de la capacidad de un pozo para producir fluidos. Esta capacidad puede ser traducida como la habilidad del estrato productor que es drenada por un pozo para aportar un determinado volumen por abatimiento de presión. Esta determinación es una pieza importante de información para estimar el tipo y tamaño del equipo de que se requerirá instalarse en la superficie.

El método de determinación de la capacidad productora es conocido como *I.P.R.*, del Inglés "Inflow Performance Relationship" o Relación de Comportamiento de Afluencia, que a la vez es un medio muy útil para la determinación del gasto al cual el pozo dejará de fluir. Así mismo las curvas *IPR* tienen un lugar importante en la obtención de la eficiencia del pozo productor.

Con la preparación de las curvas de afluencia se tendrá una idea más precisa de la capacidad de producción de pozos, sean éstos de aceite o de gas, y recaerá en el mejor conocimiento del gasto de producción con el cual se deberá explotar el yacimiento para extender la vida fnyente de éste.

En otros términos, el comportamiento de flujo en el yacimiento indica la respuesta

del medio poroso para aportar fluidos dado un abatimiento de presión acaecido en el pozo productor, por lo que es importante el conocimiento de conceptos relacionados con el flujo de fluidos en el medio poroso. Estos se pueden enumerar como sigue:

- Permeabilidad relativa,  $k_r$  (adim)
- Espesor de la zona productora,  $h$  (pies)
- Presión,  $p$  (lb/pg<sup>2</sup>)
- Viscosidad,  $\mu$  (cp)
- Factor de volumen,  $B$  ( $v_o$  a cy /  $v_o$  a cs)
- Permeabilidad absoluta,  $k$  (md)

Estos parámetros están relacionados para flujo laminar por medio de la Ley de Darcy, la cual (si se ignoran efectos de presión capilar y gravitacionales) está dada como sigue:

$$q_l(r) = C_1 \frac{k k_r h}{\mu_l B_l} r \frac{\partial p}{\partial r} \quad (II.1.1)$$

El subíndice ( $l$ ) significa gas o aceite. En el caso de aceite la constante  $C_1$  en unidades de campo inglesas es 0.00708

Para flujo en una sola fase de aceite en un yacimiento cilíndrico, la Ley de Darcy para período pseudoestacionario; en donde la viscosidad y el factor de volumen son aproximadamente constantes, se expresa como sigue:

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} k_o h (p_r - p_{wf})}{\mu_o B_o (\ln r_e / r_w - 0.75 + S)} \quad (II.1.2)$$

en donde:

$q_o$  = gasto de aceite, bpd;  $k_o$  = permeabilidad efectiva al aceite, md;  $h$  = espesor del estrato productor, ft;  $p_r$  = presión promedio del yacimiento, psi;  $p_{wf}$  = presión de fondo fluyendo, psi;  $r_e$  = radio de drene, ft;  $r_w$  = radio del pozo, ft;  $S$  = daño mecánico;  $\mu_o$  = viscosidad del aceite, cp; y  $B_o$  = factor de volumen del aceite.

Algunos investigadores recomiendan modificar la ecuación II.1.2 en caso de que existan altos gastos de flujo, sustituyendo el factor de daño  $S$  por un factor de daño total  $S_t$ , igual a  $S + Dq$ , donde  $Dq$  es el término de flujo turbulento (despreciable a bajos gastos de flujo).

En 1930 T. V. Moore<sup>1</sup> sugiere un método para medir la productividad de pozos, el cual requiere medir la presión de fondo fluyendo  $p_{wf}$  y la presión estática  $p_r$  a varios gastos. Posteriormente, autores llamaron a esta medición como "Índice de Productividad" (IP), definido como los barriles de aceite producido  $q_o$  por la diferencial de presión ( $p_r - p_{wf}$ ), así se tiene:

$$IP = J = \frac{q_o}{p_r - p_{wf}} \quad (II.1.3)$$

entonces "J" es una medida de la capacidad de la formación para producir fluidos.

Hasta los años 40s muchos investigadores suponen un comportamiento lineal para las curvas IPR, en donde la relación del gasto de flujo y el abatimiento de presión es constante, lo cual sólo es válido para yacimientos fluyendo en una sola fase líquida,  $p > p_b$  y bajo régimen laminar. Así que era común evaluar el IP durante las etapas iniciales de

producción de un pozo y continuar usando este valor para etapas posteriores de explotación.

Una gráfica de  $(p_{wf}$  vs.  $q_o$ ), Fig.1, exhibirá una línea recta siempre que la presión del yacimiento permanezca por encima de la presión de saturación ( $p_b$ ), (que corresponde a un yacimiento bajosaturado o cuando el yacimiento esté sometido a empuje hidráulico con  $p_{wf} > p_b$ ) y bajo régimen laminar. De esta forma  $J$  permanecerá constante.

Considerando la ecuación II.1.3 se tiene  $q_o = 0$  para  $p_{wf} = p_r$ , y cuando  $p_{wf} = 0$

$$q_o = J p_r = q_{omax} \quad (II.1.4)$$

El valor de  $q_{omax}$ , representa el máximo gasto que la formación es capaz de aportar al pozo. En otras palabras, se refiere al potencial del pozo, y es importante hacer notar que cuando  $p_{wf} < p_b$  que corresponde a un yacimiento con empuje por gas disuelto, no se tendrá un comportamiento lineal ( $J$  no es constante), así la *IPR* presenta una tendencia curva como se muestra en la Fig.2, en donde la pendiente varía conforme varía el abatimiento de presión. Un comportamiento no lineal también se espera en el caso de flujo no-laminar (aun cuando  $p_{wf} > p_b$ ), ver capítulo IV.

Usando las ecuaciones II.1.3 y II.1.4, la relación lineal para la *IPR* es dada por:

$$\frac{q_o}{q_{omax}} = 1 - \frac{p_{wf}}{p_r} \quad (II.1.5)$$

Un método analítico es desarrollado en 1942 por Evinger y Morris Muskat<sup>2</sup>, definen un factor de productividad teórico o índice de productividad, derivado de la ecuación de flujo en estado estable. Estos autores sugieren que el índice de productividad incluya la capacidad de flujo en el denominador,

$$f = \frac{q_0}{kh(p_r - p_{wf})} \quad (II.1.6)$$

en donde,  $f$  = factor de productividad y  $kh$  = capacidad de flujo

W. E. Gilbert<sup>3</sup> en 1954, fue el primero en encontrar la relación entre presión de fondo fuyendo y gasto, denominándola como relación de comportamiento de afluencia "IPR" en la cual el índice de productividad no es constante. El propósito que el comportamiento de afluencia de un pozo en alguna etapa en su declinación puede ser definido por su presión estática ( $p_r$ ) y el máximo gasto ( $q_{\text{max}}$ ).

West, Gavin y Sheldon<sup>4</sup> resuelven numéricamente el par de ecuaciones diferenciales parciales que representan el flujo de aceite y gas a través del yacimiento. Estas ecuaciones (en unidades de campo) se expresan sigue:

$$1.127 \times 10^{-3} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{1}{5.615} \left( \frac{\phi}{k} \right) \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{S_o}{B_o} \right) \quad (II.1.7)$$

y

$$1.127 \times 10^{-3} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[ \left( \frac{k_{rp}}{\mu_p B_p} + R_s \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) r \frac{\partial p}{\partial r} \right] = \frac{1}{5.615} \left( \frac{\phi}{k} \right) \frac{\partial}{\partial t} \left[ \frac{S_g}{B_g} + R_s \frac{S_o}{B_o} \right] \quad (II.1.8)$$

Estas ecuaciones involucran las siguientes hipótesis:

1.- yacimiento cilíndrico; 2.- el medio poroso es homogéneo e isótropo con una saturación de agua inmóvil; 3.- los efectos de gravedad pueden ser despreciados; 4.- la compresibilidad de la roca y del agua son ignoradas; 5.- la composición y equilibrio son constantes

para las dos fases aceite y gas; 6.- existe la misma presión tanto en la fase aceite como en la fase gas; 7.- Ley de Darcy es válida para ambas fases (aceite y gas).

Estas ecuaciones contienen coeficientes que especifican las propiedades físicas de los fluidos y la habilidad del medio poroso para transmitir los fluidos, incluyendo compresión y expansión de los fluidos.

Para resolver el conjunto de ecuaciones WGS<sup>4</sup> no toman en cuenta efectos de almacenamiento de fluidos en el pozo.

Posteriormente L. L. Handy<sup>5</sup> desarrolla un método para el cálculo de *IP* usando la ecuación de flujo radial, calculando el comportamiento de flujo en un sistema homogéneo y en dos fases. Su trabajo demostró que el incremento en la saturación de gas cerca del pozo es la razón de que el *IP* no sea constante. Es decir que una gráfica de ( $p_w$  vs.  $q_o$ ) no exhibe una línea recta, ya que están fluyendo dos fases (aceite y gas), como se muestra en la Fig.2.

Como el manejo analítico de las ecuaciones II.1.7 y II.1.8 es bastante difícil, debido al comportamiento no lineal de éstas, se hace necesario el uso de una función llamada de pseudopresión, la cual está definida como:

$$m(p) = \int f(p) dp = \int \left( \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) dp \quad (II.1.9)$$

Como la permeabilidad relativa depende de la saturación es necesario definir un procedimiento para encontrar la relación presión-saturación. Levine y Prats<sup>6</sup> observaron que durante el período dominado por frontera la relación gas-aceite se comporta aproximadamente constante a través del yacimiento. La relación gas-aceite está dada por la siguiente ecuación,



$$R = R_1 + \frac{k_{rg} \mu_o B_o}{k_{ro} \mu_g B_g} \quad (II.1.10)$$

Así, teniendo la relación gas-aceite en el pozo es posible, dada una presión, obtener un valor de saturación, siempre y cuando se disponga de datos de permeabilidad relativa y PVT. Una restricción del uso de este método, es que se requiere que la saturación de gas sea mayor que la saturación de gas crítica a través del yacimiento.

Weller<sup>7</sup> evita esta limitación ( $S_g > S_{gc}$  a través del yacimiento), utilizando en lugar de la hipótesis de  $R$  constante, la hipótesis de desaturación constante a través del yacimiento ( $\partial(S_o/B_o)/\partial t = cte$ ) durante el período dominado por frontera. De aquí que Weller llama a esta suposición como "suposición de estado pseudoestacionario", este nombre aunque es sugerente no es completamente correcto, ya que el período pseudoestacionario implica que  $(\partial p/\partial t)$  es constante a través del yacimiento, y en el caso de flujo multifásico no se presenta esta condición<sup>80</sup>.

Weller compara los resultados obtenidos de su procedimiento con los métodos de  $R$  constante<sup>8</sup> y la solución numérica de las ecuaciones II.1.7 y II.1.8 (ref.4). Los resultados muestran que el método de desaturación constante es aplicable sobre un rango mayor que el método de  $R$  constante dado por Handy.

## II.2 INFLUENCIA DEL FACTOR DE DAÑO

Van Everdingen<sup>8</sup> establece que la caída de presión por unidad de gasto de flujo es controlada por la resistencia de la formación, viscosidad del fluido y la resistencia adicional concentrada alrededor del pozo resultado de la técnica de perforación y terminación, además de la práctica de producción usada. En donde esta caída de presión causada por la resistencia adicional es definida como "Efecto de daño" ( $S$ ). El efecto de la reducción de

la permeabilidad puede ser considerada como una caída de presión proporcional al gasto de producción de la formación.

Aunado a lo anterior, en el capítulo IV se verá que el daño dependiente del gasto conlleva a caídas de presión extras debido a las altas velocidades de flujo en la vecindad del pozo, por lo que considerar únicamente el efecto de daño mecánico acarreará errores en cálculos posteriores.

Una solución simplificada al problema de flujo en dos fases fue dada por J. V. Vogel<sup>9</sup> (1968), el cual da una solución numérica al problema de la determinación de la curva de comportamiento de afluencia para flujo en dos fases en el yacimiento. La solución de Vogel involucra las mismas suposiciones propuestas por WGS<sup>4</sup>.

De los resultados numéricos de Vogel obtenidos con varios conjuntos de datos de permeabilidades relativas y propiedades *PVT* para 21 condiciones de yacimientos, obtiene curvas de *IPR* exhibiendo tendencias similares. Presentando de éste la siguiente ecuación general (aproximada para flujo en dos fases en el yacimiento), con la cual la productividad de los pozos puede ser calculada,

$$\frac{q_o}{q_{omax}} = 1 - 0.2 \frac{p_{wf}}{p_r} - 0.8 \left( \frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2 \quad (II.2.11)$$

en donde:

$q_o$  = gasto de producción correspondiente a la  $p_{wf}$  dada una  $p_r$ , (bpd)

$q_{omax}$  = máximo gasto de producción, (bpd),  $EF = 1$

$p_{wf}$  = presión de fondo fluyendo, (psi)

$p_r$  = presión media del yacimiento, (psi)

La ecuación II.2.11 es bien conocida y es referida como la ecuación general de comportamiento de afluencia de Vogel. La cual permite obtener las curvas de *IPR*. Es importante hacer notar que Vogel utiliza las tres hipótesis siguientes:

- 1.- pozos no dañados o estimulados,  $S = 0$ , (eficiencia de flujo  $EF = 1$ )
- 2.- flujo laminar (Ley de Darcy válida)
- 3.- únicamente flujo en dos fases (aceite y gas)

La construcción de las curvas *IPR* se obtiene usando la ecuación II.2.11, en la cual,  $q_{omax}$ , es calculado para  $p_{wf} = 0$  de una prueba de agujero abierto. Las parejas de valores  $p_{wf}$  y  $q_o$  son graficados en papel normal, el resultado es una curva de *IPR* dada la presión media del yacimiento  $p_r$ .

Vogel menciona que el máximo error en productividades calculadas son esperadas dentro del rango de 20 por ciento comparado con un 80 con el método de *IP* constante.

Una operación útil es graficar todas las *IPR*s en forma adimensional. De este tipo de gráfica se pueden obtener gastos para cualquier  $p_{wf}$ , conocidos el potencial del pozo  $q_{omax}$  y la presión media del yacimiento  $p_r$ . Así Vogel presenta una gráfica a la que se le denomina como curva de referencia de Vogel, mostrada en la Fig.3. Esta curva de referencia sólo es válida para yacimientos con empuje por gas en solución.

En 1970, M. B. Standing<sup>10</sup> modifica la curva de referencia de Vogel para poder aplicarla a pozos dañados o estimulados, utilizando el término de "Eficiencia de flujo" ( $EF$ ) para líquido, es decir extiende el trabajo hecho por Vogel tomando casos en donde  $EF \neq 1$ .

La presencia de una zona de daño alrededor del pozo tiene un efecto importante en la distribución de presión. La Fig.4 muestra el perfil de presiones cuando existe daño en un pozo. Una observación importante a una figura similar que aparece en el artículo de Standing<sup>10</sup>, es que la posición a la cual se localiza la presión promedio del yacimiento no es  $0.472r_e$ , sino  $0.54928r_e$ , como se demuestra en la ref.14.

La eficiencia de flujo  $EF$ , cuando una sola fase líquida se encuentra fluyendo en el yacimiento, está dada como sigue,

$$EF = \frac{p_r - p'_{wf}}{p_r - p_{wf}} \quad (II.2.12)$$

aquí,  $p'_{wf}$  es la presión equivalente para un pozo no dañado, definida como:

$$p'_{wf} = p_{wf} + \Delta p_s \quad (II.2.13)$$

$\Delta p_s$ , es la caída de presión debida al daño, dada por la diferencia entre la presión fluyente ideal y la presión fluyente real.

Standing presenta un conjunto de curvas de referencia usando valores de  $EF$  entre 0.5 y 1.5 como es muestra en la Fig.5. El procedimiento de Standing (para obtener la  $IPR$ ) se reduce a los siguientes pasos:

- 1.-cálculo de  $q_{max}$ , para  $EF = 1$
- 2.-los gastos de flujo pueden ser determinados dadas  $EF$  y  $p_{wf}$ , en donde la ecuación de Vogel puede ser utilizada directamente como sigue:

$$\frac{q_o^{EF=j}}{q_o^{EF=1}} = 1 - 0.2 \frac{p'_{wf}}{p_r} - 0.8 \left( \frac{p'_{wf}}{p_r} \right)^2 \quad (II.2.14)$$

en donde,  $q_o^{EF=j}$  es el gasto obtenido cuando  $EF \neq 1$ , mientras que la curva de referencia de Vogel es válida solamente cuando  $EF = 1$ .

La eficiencia de flujo para un yacimiento cilíndrico cerrado con un pozo en el centro, se calcula con,

$$EF = \frac{\ln 0.472 r_c / r_w}{\ln 0.472 r_c / r_w + S} \quad (II.2.15)$$

$EF$  también expresa la relación del gasto de flujo del pozo con daño a el gasto de flujo sin daño. La ecuación II.2.15 es la ecuación básica de la eficiencia de flujo, y requiere que el valor del factor de daño sea conocido.

El Factor de daño  $S$  puede ser determinado de una prueba de presión<sup>11</sup> como sigue:

$$S = 1.151 \left[ (p_{1hr} - p_{wf}) / m - \log \left( \frac{k}{\mu \phi c r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (II.2.16)$$

sólo válida para el caso en que una sola fase líquida se encuentra fluyendo en el yacimiento. El parámetro "m" está definido por la siguiente relación,

$$m = 162.6 \frac{q \mu_o B_o}{k h} \quad (II.2.17)$$

que representa la pendiente en (psi/ciclo) de la porción de la línea recta de la gráfica de presión.

El número  $S$  es llamado factor de daño y es claro que si:

$S > 0$ , hay reducción de la permeabilidad alrededor del pozo,

$S = 0$ , no hay efecto de daño,

$S < 0$ , la permeabilidad en la vecindad del pozo es mejorada.

Es importante notar que el procedimiento propuesto por Standing para corregir la  $IPR$  por la presencia de daño, presenta problemas para valores de  $EF > 1$ , la ecuación II.2.14 muestra una reducción del gasto conforme la presión disminuye, lo cual no es lógico. Existen dos caminos para resolver este problema: El primero consiste en modificar la curva de afluencia, a este respecto se examina la referencia 12, y el segundo consiste en una definición más apropiada de  $EF$  para casos de flujo multifásico, para este caso más adelante se revisa la referencia 20. Para el primer caso se tienen dos opciones:

1.- D. Harrison sugiere la utilización de la siguiente ecuación para valores positivos y negativos de daño,

$$\frac{q_o}{q_{omax}^{EF=1}} = 1.2 - 0.2e^{1.792p_w'/p_r} \quad (II.2.18)$$

esta ecuación puede ser utilizada en lugar de la ecuación de Vogel, sin embargo los gastos de flujo predichos son menores a los obtenidos con la ecuación de Vogel.

2.-Una ecuación de la siguiente forma también puede ser usada:

$$q_o = J_o' (p_r^2 - p_w^2)^n \quad (II.2.19)$$

esta ecuación representa una línea recta en papel log-log. Para utilizar esta ecuación se hace uso de la ecuación de Vogel hasta que los valores de  $q_o$  decrecen al disminuir  $p_{wf}$ . Entonces los valores se regrafican en papel doble-logaritmo, correspondiente a la Fig.6, donde  $J'_o$  es la intersección sobre el eje de los gastos (donde  $p_r^2 - p_{wf}^2 = 1.0$ ) y  $n = 1/m$  ( $m =$  pendiente). Una vez ya determinados los valores de  $n$  y  $J'_o$ , la ecuación II.2.19 puede ser usada para completar la curva de IPR (presión vs. gasto), Fig.7.

Fetkovich<sup>13</sup> desarrolló un método que toma como punto de partida la ecuación de Evinger y Muskat<sup>2</sup>, que es la ecuación básica de flujo radial en estado estable, en un esfuerzo para calcular el comportamiento no lineal observado en pozos de aceite. Es decir para flujo en dos fases en la situación de un pozo de radio  $r_w$ , drenando un yacimiento horizontal, homogéneo y de radio  $r_e$ . Esta ecuación está representada como sigue:

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh}{\ln r_e / r_w} \int_{p_{wf}}^{p_e} f(p) dp \quad (II.2.20)$$

donde  $p_e =$  presión del yacimiento en la frontera externa (psi), considerada constante y

$$f(p) = \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \quad (II.2.21)$$

aquí,  $k_{ro}$  es la permeabilidad relativa al aceite a las condiciones de saturación en la formación a la presión  $p$ .

Fetkovich hace la suposición clave que un buen grado de aproximación de  $(k_{ro}/\mu_o B_o)$  es una función lineal de  $p$ , donde la línea recta pasa a través del origen. Si  $p_i$  es la presión inicial de formación en el caso bajo consideración, entonces  $p_i$  es suficientemente cercana en términos prácticos a  $p_e$ . La suposición de línea recta que pasa por el origen<sup>15</sup>, conduce a la siguiente expresión:

$$\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} = \left( \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_i \frac{p}{p_i} \quad (II.2.22)$$

sustituyendo II.2.22 en II.2.20

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh}{\ln r_e / r_w} \left( \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_i \frac{1}{2p_i} (p_i^2 - p_{wf}^2) \quad (II.2.23)$$

o

$$q_o = J'_{oi} (p_i^2 - p_{wf}^2) \quad (II.2.24)$$

donde  $J'_{oi}$  está definida en la ec. II.2.23, y así la ecuación II.2.24 conduce a una gráfica de *IPR* del tipo cuadrático.

Un reto es modificar esta ecuación, tomando en cuenta que  $p_e$  no es constante, decrece conforme se incrementa la producción acumulada. A este respecto se hace la suposición que  $J'_{oi}$  decrece en proporción a al decremento de la presión promedio del yacimiento. Así cuando la presión promedio es menor que  $p_i$ , la ecuación de *IP* está dada por

$$q_o = J'_o (p_r^2 - p_{wf}^2) \quad (II.2.25)$$

en donde,

$$J'_o = J'_{oi} \frac{p_r}{p_i} \quad (II.2.26)$$



la forma de la ecuación II.2.25 es cercana a la ecuación para yacimientos de gas.

Otra forma de obtener la ecuación II.2.25 sin tener que asumir la ecuación II.2.26, es sustituyendo la ecuación de línea recta por  $f(p)$  en la ecuación correspondiente al período dominado por frontera (yacimiento cerrado)<sup>14</sup>, en donde el valor del exponente ( $n$ ) puede diferir de la unidad.

$$q_o = J'_o (p_r^2 - p_{wf}^2)^n \quad (II.2.27)$$

Además Fetkovich propone que las pruebas "Isocronal" y "Flujo Después de Flujo" también pueden ser usadas en pozos de aceite, la justificación para esto es que una gráfica de  $k_{ro}/\mu_o B_o$  vs.  $p$  puede ser representada aproximadamente por dos líneas rectas como puede ser notado en la Fig.8.

La ecuación de flujo en el período dominado por frontera (yacimiento cerrado y cilíndrico), es

$$q = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh}{\ln r_e/r_w - 0.75 + S} \int_{p_{wf}}^{p_b} f(p) dp \quad (II.2.28)$$

en esta la integral de  $f(p)$  es dividida en dos integrales, resultando

$$q_o = J(p_r - p_b) + J'_o (p_b^2 - p_{wf}^2) \quad (II.2.29)$$

que es la aproximación de la ecuación de flujo sobre el intervalo de presión total, en donde  $J$  y  $J'_o$  están definidas por:

$$J = \frac{7.08kh}{\ln r_c/r_w - 0.75 + S} \quad (II.2.30)$$

y

$$J'_o = \frac{7.08kh}{\ln r_c/r_w - 0.75 + S} \left[ \left( \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{p_r} \left( \frac{1}{2p_r} \right) \right] \quad (II.2.31)$$

reduciendo así la ecuación II.2.29 como es dada en la II.2.27, la cual es igual en forma que la ecuación para gas,

$$q = C_c (p_r^2 - p_{wf}^2)^n \quad (II.2.32)$$

por lo tanto ambas representan líneas rectas en papel log-log con  $J'_o$  y  $C_c$  obtenidas de la intersección en el eje X y  $n = 1/m$ .

Fetkovich presenta los resultados de un análisis de pruebas Isocronal y Flujo Después de Flujo conducidas para pozos de aceite. En todos los casos las curvas de presión contra gasto para pozos de aceite siguieron la misma tendencia general que para pozos de gas.

En términos de  $q_{o\max}$ , la ecuación II.2.27 puede ser escrita como:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = \left[ 1 - \left( \frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2 \right]^n \quad (II.2.33)$$

En donde el exponente " $n$ " varía entre un rango de valores de 0.568 y 1.0, muy cerca de los límites comúnmente aceptados para pozos de gas. Estos límites se obtuvieron de 40

pruebas llevadas a cabo en pozos de aceite. Este trabajo demuestra que pozos de aceite y de gas tienen mucha similitud y pueden ser probados y estudiados con la misma ecuación de flujo básica, y que con el uso de una gráfica doble logarítmica ( $\Delta p^2$  vs.  $q_o$ ), se pueden esperar pendientes menores a uno, tanto para pozos de aceite como para pozos de gas.

Establece que si "n" es cercana a 1, entonces el flujo No-Darciano es despreciable. Nind<sup>15</sup> menciona que el factor de daño es influenciado por una alta saturación de gas que conduce a una reducción de la permeabilidad efectiva al aceite, por lo que la curvatura exhibida para la relación de comportamiento de afluencia *IPR* de Vogel y Fetkovich es un reflejo del incremento de la saturación de gas en la vecindad del pozo productor.

Jones, Blount y Glaze<sup>16</sup> sugieren que la ecuación para flujo radial para aceite y gas podría ser representada en otra forma para mostrar la existencia de restricciones cercas del pozo. El procedimiento usa pruebas de producción para determinar si es turbulencia un factor mayor en la reducción de la capacidad de flujo de los pozos. Señalan que si la caída de presión por flujo turbulento es mayor que la esperada, el pozo probablemente tiene una terminación ineficiente. El procedimiento de análisis es aplicable a pozos de gas y de aceite con altos gastos de flujo. Los datos requeridos son: dos o más pruebas de flujo estabilizado, o de flujo Isocronal.

La ecuación de flujo radial para aceite durante el período dominado por frontera (yacimiento cerrado), incluyendo el término de  $Dq_o$ , es dada por:

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} k_o h (p_r - p_{wf})}{\mu_o B_o (\ln r_e / r_w - 0.75 + S + Dq_o)} \quad (II.2.34)$$

esta puede ser reareglada sustituyendo la expresión  $Dq_o$  como sigue:

$$P_r - P_{wf} = \frac{\mu_o B_o (\ln r_e / r_w - 0.75 + S)}{7.08 \times 10^{-3} k_o h} q_o + \frac{9.08 \times 10^{-13} \beta B_o^2 \rho}{4\pi^2 h_p^2 r_w} q_o^2 = C q_o + D q_o^2 \quad (II.2.35)$$

la cual puede utilizarse si se dispone de suficientes datos, o en su forma simplificada,

$$\frac{p_r - p_{wf}}{q_o} = C + D q_o \quad (II.2.36)$$

De la ecuación anterior si tres o cuatro puntos de gasto de flujo son disponibles, entonces  $C$  y  $D$  pueden ser obtenidos de una gráfica de  $p_r - p_{wf}/q_o$  vs.  $q_o$ . En donde  $C$  es el coeficiente de flujo laminar y  $D$  el coeficiente de flujo turbulento, para aceite o gas.

La ecuación II.2.36, sugiere una gráfica como la que se presenta en la Fig.9, la cual representa una línea recta en papel normal, en donde  $D$  es la pendiente y  $C$  es el valor de la ordenada al origen (a  $q_o = 0$ ). Esta gráfica puede ser usada para distinguir pérdidas de presión causadas por el efecto de flujo No-Darciano ( $Dq_o$ ) de pérdidas de presión causadas por daño ( $S$ ), y de esta forma realizar una mejor selección de la estimulación apropiada para mejorar la productividad.

El valor medido del coeficiente laminar obtenido de la gráfica indica condiciones de daño o no daño de la formación y el valor de  $D$  indica el grado de turbulencia en el pozo. Si  $C'$  se define como,

$$C' = C + D q_{omas} \quad (II.2.37)$$

entonces la relación  $C'/C$  es también un buen indicador para determinar la pérdida de presión causada por el flujo No-Darciano.

Algunas observaciones pueden hacerse de este tipo de gráfica<sup>12</sup>:

- 1.- si el valor de  $C < 0.05$ , no existe daño en la formación, el grado de daño se incrementará como  $C$  se incremente.
- 2.- si el valor de  $C^*/C \leq 2.0$ , existe pequeña o no turbulencia en el sistema formación-pozo.
- 3.- si los valores de  $C$  y de  $C^*/C$  son bajos, el pozo tiene una buena terminación.
- 4.- si el valor de  $C$  es bajo y el valor de  $C^*/C$  es alto, no es recomendable estimular. La baja productividad en el pozo es debida a una insuficiente área en los disparos. Se recomienda redisparar.
- 5.- si el valor de  $C$  es alto y el de  $C^*/C$  es bajo, se recomienda estimular.

En la sección de resultados se analizará este procedimiento<sup>12,16</sup>.

Couto<sup>17</sup> presenta una corrección de la eficiencia de flujo de la IPR de Vogel y provee de una simple ecuación para calcular la productividad de un pozo. Esta se basa en la ecuación de Vogel para un pozo ideal ( $EF = 1$ ) en la cual sustituye la relación  $y = p_{wf}/p_r$ , y para  $EF \neq 1$ ,  $y' = p'_{wf}/p_r$ , donde  $p'_{wf}$  es la presión de fondo ideal.

La ecuación II.2.14 es aplicable para alguna  $p'_{wf}/p_r > 0$ , factorizando y reescribiéndola en términos adimensionales de  $y'$ , la escribe como,

$$\frac{q_o^{EF=j}}{q_{omax}^{EF=1}} = 1 - y'(1 + 0.8y') \quad (II.2.38)$$

si se expresa  $y'$  en términos de  $y$  y  $EF$  se tiene finalmente:

$$\frac{q_o^{EF=j}}{q_{omax}^{EF=1}} = j(1-y)[1.8 - 0.8j(1-y)] \quad (II.2.39)$$

La ecuación anterior representa la *IPR* generalizada de Vogel corregida para eficiencia de flujo diferente de 1. Es importante hacer notar que Couto también utiliza la *EF* para el caso de una sola fase líquida fluyendo en el yacimiento, por lo que es de esperarse de acuerdo a lo visto con el método de Standing, que este procedimiento también presenta fallas.

C. H. Whitson<sup>18</sup> presenta un estudio en donde recalca que el comportamiento de pozos de aceite y de gas son similares y pueden ser estudiados usando aproximaciones. En particular presenta una solución adimensional de la ecuación de flujo radial incluyendo efectos de Alta Velocidad de Flujo (*HVF*) en términos de pseudopresión.

Así mismo también define la función de presión  $f(p)$  para yacimientos saturados y bajosaturados de aceite. La expresión general para la relación de gasto-presión de una fase dada (aceite, gas o agua), está dada por:

$$q = c \int_{p_{wf}}^{p_r} f(p) dp \quad (II.2.40)$$

en donde: "c" es una constante compuesta de propiedades de roca de formación, geometría de drenaje y características no ideales (penetración parcial), y  $f(p)$  es la función de presión evaluada de  $p_{wf}$  a  $p_r$ , y ésta es diferente para sistemas de aceite y gas.

Utiliza la función sugerida por Al-Hussainy, Ramey y Crawford para flujo de gas real, y la sugerida por Evinger y Muskat para flujo de aceite, la que sustituyendo en II.2.40 la escribe como:

$$q_o = \frac{2\pi\theta kh}{\ln r_c/r_w - 0.75 + S} \int_{p_w}^{p_r} \left( \frac{k_{r_o}}{\mu_o B_o} \right) dp \quad (II.2.41)$$

donde:

$\theta$  = constante de conversión en la ecuación de flujo

$\mu_o$  = viscosidad del aceite y del gas respectivamente

$kh$  = producto de permeabilidad por espesor (capacidad de flujo)

$r_c/r_w$  = relación del radio de drenaje/radio del pozo

La suposición de estado pseudo-estacionario (pes) sólo es válida si el tiempo de producción es lo suficientemente grande para que la frontera externa se pueda detectar en el pozo. Además, estrictamente hablando, este período de flujo únicamente es válido cuando existe líquido ligeramente compresible fluyendo en la formación, y el pozo produce a un gasto constante<sup>19</sup>, por este motivo es más apropiado hablar de período dominado por frontera. Para formaciones de baja permeabilidad la suposición de período dominado por frontera puede resultar falsa y necesitará usar la fórmula de flujo transitorio, en la cual se reemplazará  $p_r$  con  $p_i$  del yacimiento y el término de  $(\ln r_c/r_w - 0.75)$  con una expresión apropiada durante el período de flujo transitorio.

El efecto de turbulencia o alta velocidad de flujo no es incluido en las ecuaciones II.2.40 y II.2.41, y es comúnmente aceptado que el flujo de gas puede ser influenciado por la alta velocidad de flujo. Este efecto es usualmente expresado como un daño dependiente del gasto,  $Dq$ . Aquí se señala que este fenómeno también ocurre para flujo de aceite a altas velocidades.

Incluyendo daño dependiente del gasto en la ecuación II.2.40, se tiene:

$$q = c \frac{\ln r_e / r_w - 0.75 + S}{\ln r_e / r_w - 0.75 + S + Dq} \int_{P_w}^{P_r} f(p) dp \quad (II.2.42)$$

Basado en evidencias de que el efecto de alta velocidad de flujo también existe en sistemas de aceite saturado y bajosaturado, Whitson señala que éste efecto también puede dominar la ecuación de flujo de aceite, por lo cual  $Dq$  es igualmente aplicable. Whitson hace un desarrollo para generalizar el análisis de pruebas multigasto en pozos de aceite y en pozos de gas para estimar el mínimo gasto  $q_{HVF}$ , para el cual los efectos de alta velocidad de flujo pueden ser esperados, presentando la siguiente expresión.

$$q_{HVF} = A_{HVF} \frac{r_w h_p \mu}{\gamma} \quad (II.2.43)$$

la cual fue desarrollada asumiendo:  $N_{RE} = 1$  y diámetro de grano de 0.5mm para dar una estimación pesimista del  $q_{HVF}$ . Donde  $\gamma$  y  $\mu$  son la densidad relativa y la viscosidad (cp) (aceite o gas) respectivamente.  $A_{HVF}$  en unidades de campo está dada por  $3.061 \times 10^6$  para gas y 634.5 para aceite,  $r_w$  y  $h_p$  en pies. La ecuación II.2.43 será probada en el capítulo IV.

Camacho y Raghavan<sup>20</sup> utilizan un modelo numérico para examinar los efectos del nivel de presión y factor de daño sobre la relación de comportamiento de afluencia  $IPR$  de pozos produciendo por empuje por gas disuelto, y dan una nueva definición de  $EF$  basada en la estructura de la ecuación de afluencia.

Estos autores muestran que las inconsistencias o predicciones no físicas que resultan del uso del método de Standing para modificar la curva de  $IPR$ , especialmente si el daño es negativo ( $EF > 1$ ), es resultado de la definición de  $EF$  usada. Brown<sup>12</sup> y Whitson<sup>18</sup> con anterioridad habían observado estas inconsistencias.



En su trabajo Camacho y Raghavan redefinen la  $EF$  basada en la forma cuadrática de la ecuación de afluencia de Vogel y Fetkovich, y muestran que la inconsistencia mencionada por Brown y Whitson puede ser eliminada. Hacen notar que la curva desarrollada por Standing necesita ser corregida para todo valor de  $S$ , no sólo para valores negativos.

Para incorporar el efecto de daño en la ecuación de afluencia de Vogel ( $S = 0$ ), Standing asume que la definición de  $EF$  para flujo en una sola fase líquida también es válida para empuje por gas disuelto, lo cual acarrea error.

La Fig.10 sugiere que las formas cuadráticas de las curvas de afluencia sugeridas por Vogel y Fetkovich también son aplicables si  $S \neq 0$ . Así de estos resultados se deduce que la definición de eficiencia de flujo debe reflejar la forma cuadrática de la ecuación de afluencia. Definiendo entonces la  $EF$  de la siguiente manera:

$$EF = \frac{(1 + V p'_{wf}/p_r)(1 - p'_{wf}/p_r)}{(1 + V p_{wf}/p_r)(1 - p_{wf}/p_r)} \quad (II.2.44)$$

Aquí  $V$  toma el valor de 0.8 para Vogel y de 1 para Fetkovich,  $p'_{wf}$  es la presión del pozo cuando  $S = 0$ . Esta definición de  $EF$  es consistente con la definición comúnmente usada para pozos de gas, donde la forma cuadrática de la ecuación de afluencia es válida. De esta definición de  $EF$ , el gasto cuando  $EF \neq 1$  puede ser obtenida de la relación:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}^{EF=1}} = EF \left(1 + V \frac{p_{wf}}{p_r}\right) \left(1 - \frac{p_{wf}}{p_r}\right) \quad (II.2.45)$$

La Fig.11 presenta la solución de  $p_{wf}/p_r$  contra  $q_o/q_{o\max}^{EF=1}$ . En esta figura las líneas continuas representan el caso de  $V = 0.8$  (relación de Vogel) cuando la ecuación II.2.44 es usada para definir  $EF$ , y las líneas punteadas muestran el uso de la  $EF$  utilizada por Standing. Todas las curvas son distintas para todo valor de  $EF$ , excepto para  $EF = 1$ ,

confirmando que la definición de  $EF$  para flujo de líquido no puede ser usada. Resultados similares son obtenidos cuando la ecuación de afluencia de Fetkovich es usada.

La Fig.12 compara las respuestas para las ecuaciones de Vogel y Fetkovich bajo la suposición que la forma cuadrática de la definición de  $EF$  es válida. En este caso todas las curvas indican que  $q_o/q_{o,max}^{EF=1} = EF$ , cuando  $p_{wf} = 0$  y más importante es que el comportamiento incorrecto o resultados no físicos no están presentes. Los resultados en la Fig.13 demuestran el efecto de usar la definición cuadrática de  $EF$ . Las condiciones de prueba son anotadas en la figura; también los valores de  $q_{o,max}$  para  $EF = 1$ . Como indica Brown, los resultados obtenidos por Standing sugieren que el gasto de flujo decrece conforme la presión del pozo se aproxima a cero (lo cual no hace sentido físico). Si la definición cuadrática de  $EF$  es usada, entonces el máximo gasto de flujo se obtiene cuando  $p_{wf} = 0$ , que es lo correcto. También se muestra la respuesta calculada por la ecuación de Harrison, la cual utiliza la definición de  $EF$  para flujo en una sola fase, prediciendo gastos mucho más bajos que cuando se usa la forma cuadrática de eficiencia de flujo, siendo las diferencias marcadas.

### II.3 PREDICCIÓN DE CURVAS AFLUENCIA

Un aspecto importante dentro del estudio del comportamiento de afluencia de pozos, es obtener el comportamiento de afluencia  $IPR$  a futuro, la cual es una buena herramienta para la determinación de los gastos de producción futuros así como el momento adecuado en que se tenga que instalar un sistema artificial de producción. Esta herramienta de predicción podrá ser aplicable tanto a pozos fluyentes como a pozos produciendo a través de un método artificial de producción.

En esta parte del trabajo se presentan una serie de métodos que se han venido aplicando tradicionalmente, así como procedimientos recientes.

Sukarno<sup>21</sup> da una clasificación de los métodos para predecir el comportamiento de afluencia a futuro, basado en el desarrollo y suposiciones que involucran, los cuales divide en cinco categorías:

- 1.-Predicción de curvas de afluencia para flujo en una fase de aceite, ( $p_r > p_b$ ).
- 2.-Curvas de *IPR* para flujo en dos fases (aceite y gas), con efecto de daño ( $S = 0$ ) y eficiencia de flujo ( $EF = 1$ ), es decir para condiciones de pozos no dañados.
- 3.-Métodos para predecir curvas de *IPR* para flujo en dos fases, pero considerando daño ( $S$  puede ser calculado de una prueba de incremento) o *EF* (calculada). En los cálculos la *EF* es supuesta constante.
- 4.-Predicción de curvas *IPR* para flujo en dos fases, pero considerando efecto de daño (calculado) o *EF* (calculada y asumida función del gasto) en los cálculos.
- 5.-Los métodos para predecir *IPR* se basan sobre datos de pruebas Isocronales.

#### Procedimiento de Fetkovich<sup>12</sup>

Muskat determinó que el índice de productividad en un pozo a un tiempo 1 puede ser relacionado con la productividad del pozo a un tiempo 2, con la siguiente expresión:

$$\frac{J_1}{J_2} = \frac{(k_{ro}/\mu_o B_o)_1}{(k_{ro}/\mu_o B_o)_2} \quad (11.3.1)$$

Fetkovich asume que  $(k_{ro}/\mu_o B_o)$  es aproximadamente lineal con la presión para yacimientos con empuje de gas disuelto, así:

$$k_{ro} p_r = \frac{p_r}{p_{ri}} \quad (II.3.2)$$

donde  $k_{ro}$  es tomada con respecto a  $k_i$  y es definida en un punto donde no exista abatimiento de presión. En la Fig.14, se observa el comportamiento de la función  $(k_{ro}/\mu_o B_o)$  contra  $(p)$  para  $p \leq p_r \leq p_b$ .

Fetkovich plantea que  $q_o = J'_{oi} \left( p_{ri}^2 - p_{wf}^2 \right)^n$ , la cual define el gasto contra el abatimiento de presión, y usando ésta ecuación con la ec.II.3.2 con corrección por declinación, presenta la siguiente expresión:

$$q_o = J'_{oi} \left( \frac{p_r^2}{p_{ri}^2} \right) (p_r^2 - p_{wf}^2)^n \quad (II.3.3)$$

Usando II.3.3 junto con la información de 3 a 4 pruebas de gasto de flujo para una presión promedio fija, es posible predecir las curvas de *IPR* a otra  $p_r$ .

### Procedimiento de Eikmeier<sup>23</sup>

A este método también se le conoce como método combinado de Fetkovich-Vogel. Eikmeier notó que si se toma la ecuación de Fetkovich para  $p_{r1}$  y la dividimos por la ecuación de afinencia a  $t_2$  (ecuación II.3.3, donde  $p_{ri} = p_{r1}$  y  $p_r = p_{r2}$  con  $q_o = q_{o2}$ ) se llegará a una ecuación para determinar  $q_{o\max}$  a  $t_2$ . Después se puede usar la ecuación de Vogel directamente para preparar la *IPR*.

Resolviendo para  $q_{o\max}$ ,  $n = 1$  y  $p_{wf} = 0$  se obtiene,

$$\frac{q_{omax1}}{q_{omax2}} = \left(\frac{p_{r1}}{p_{r2}}\right)^3 \quad (II.3.4)$$

sólo se necesita una prueba a tiempo presente para determinar  $q_{omax1}$  y  $p_{r1}$ . Se resuelve la ecuación anterior para determinar  $q_{omax2}$  dada  $p_{r2}$ .

### Procedimiento de Standing<sup>23</sup>

Este procedimiento se basa en la ecuación adimensional de Vogel, la cual factorizando se reescribe como:

$$\frac{q_o}{q_{omax}} = 1 - \frac{p_{wf}}{p_r} \left(1 + 0.8 \frac{p_{wf}}{p_r}\right) \quad (II.3.5)$$

Sustituyendo el índice de productividad (cuando una sola fase líquida se encuentra fluyendo al yacimiento), de la ecuación anterior se define  $J$  de la siguiente forma

$$J = \frac{q_{omax}}{p_r} \left(1 + 0.8 \frac{p_{wf}}{p_r}\right) \quad (II.3.6)$$

La condición física inherente de la ecuación II.3.6 es que  $S = 0$ . Ahora se considera que la saturación de fluido es la misma para todo el yacimiento. Esto es análogo a la situación de un decremento de cero.

Si  $J^*$  es el valor inicial del índice de productividad ( $J$ ) bajo estas condiciones, y haciendo que  $p_{wf}$  tienda a  $p_r$ , es decir aplicando el límite a la ecuación II.3.6, se tiene:

$$J^* = 1.8 \frac{q_{omax}}{p_r} \quad (II.3.7)$$

La relación de  $J$  a  $J^*$  se obtiene eliminando  $(q_{omax}/p_r)$  de las ecuaciones II.3.6 y II.3.7

$$J_p^* = \frac{1.8J}{\left(1 + 0.8 \frac{p_{wf}}{p_r}\right)} \quad (II.3.8)$$

esta ecuación permite calcular  $J_p^*$  del valor de  $J$ .

La curva de  $IPR$  a varias presiones promedio del yacimiento, está dada por:

$$q_o = \frac{J_p^* p_r}{1.8} \left[ 1 - 0.2 \frac{p_{wf}}{p_r} - 0.8 \left( \frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2 \right] \quad (II.3.9)$$

Con frecuencia se tienen mediciones de índice de productividad a una presión media del yacimiento, las cuales también son necesarias para predecir el comportamiento de afluencia de pozos para tiempos futuros. Si  $J_p^*$  es el valor presente y  $J_f^*$  algún valor a futuro, la relación de  $J_f^*$  a  $J_p^*$  es dada por la ecuación II.3.9, que es la ecuación de Darcy (ecuación de flujo radial), y  $J_f^*$  se calcula con:

$$J_f^* = J_p^* \frac{\{k_{ro}/\mu_o B_o\}_f}{\{k_{ro}/\mu_o B_o\}_p} \quad (II.3.10)$$

El procedimiento de cálculo para la relación  $IPR$  futura se reduce a:

1.- calcular  $J_p^*$ , con la ecuación II.3.8

2.- ajustar  $J_f^*$  para  $J_f^*$ , ecuación IL3.10

3.- calcular la *IPR* futura, con ecuación IL3.9

Para obtener la relación de la ecuación IL3.10 se requieren valores de  $k_{ro}$ ,  $\mu_o$  y  $B_o$  presentes y futuros. Por lo que es necesario aplicar cálculos de balance de materia para establecer  $S_o$  vs.  $p_r$ , donde  $k_{ro}$  es una función de la  $S_o$ , que es función de la presión media del yacimiento. Standing propone el método de Turner para la determinación de la  $S_o$ .

Si valores de  $k_{ro}$  no son disponibles, Corey sugiere:  $k_{ro} = (S_L - S_{Lr}/1 - S_{Lr})^n$ , donde  $S_L = S_o + S_{wi}$  y  $S_{Lr} = S_{or} + S_{wir}$  o  $k_{ro} = (S_o - S_{or}/1 - S_{or} - S_{wi})^n$ ;  $n$  se aproxima a 4 para arenas consolidadas.

#### Método del Punto Pivote (Pivot Point)<sup>24</sup>

Este método puede ser usado gráfica o analíticamente para predecir en forma rápida la relación de comportamiento de afluencia futura en pozos produciendo de yacimientos por empuje del gas disuelto. Requiere un mínimo de datos de yacimiento y dos pruebas de flujo previas (con sus respectivas  $p_r$ ), no requiere datos *PVT* ni permeabilidad relativa.

La técnica de Punto Pivote usa dos conjuntos de datos ( $q_o$ ,  $p_{wf}$ ,  $p_r$ ) para predecir *IPR* futuras. Estos dos conjuntos corresponden a dos diferentes etapas de declinación del yacimiento.

El procedimiento de predicción utiliza la derivada de la ecuación de Vogel con respecto a  $p_{wf}$ . Esta la evalúa para  $p_{wf} = 0$  y para  $p_{wf} = p_r$  como:

$$\left[ -\frac{dq_o}{dp_{wf}} \right]_{p_{wf}=0} = \frac{0.2q_{omax}}{p_r} \quad (II.3.11)$$

y

$$\left[ -\frac{dq_o}{dp_{wf}} \right]_{p_{wf}=p_r} = \frac{1.8q_{omax}}{p_r} \quad (II.3.12)$$

II.3.12 representa 9 veces el valor dado con la ecuación para  $p_{wf} = 0$ .

Como parte de este trabajo sólo se presenta la solución numérica para presentación de este método, aunque la forma gráfica se puede deducir en la Fig.15.

Para la aproximación de la solución numérica en la obtención del comportamiento a futuro, las cuatro ecuaciones siguientes se utilizan:

$$p_{wf}^* = \frac{1}{8} \left[ \frac{q_{omax2} p_{r1}^2 p_{r2} - q_{omax1} p_{r2}^2 p_{r1}}{q_{omax1} p_{r2}^2 - q_{omax2} p_{r1}^2} \right] \quad (II.3.13)$$

$$\left( -\frac{dq_o}{dp_{wf}} \right)^* = q_{omax1} \left[ 0.2 \frac{1}{p_{r1}} + 1.6 \frac{1}{p_{r1}^2} p_{wf}^* \right] \quad (II.3.14)$$

$$\left[ \left( -\frac{dq_o}{dp_{wf}} \right)_f \right]_{p_{wf}=0} = \frac{\left( -\frac{dq_o}{dp_{wf}} \right)^*}{1 + 8 \left( \frac{p_{wf}^*}{p_{r1}} \right)} \quad (II.3.15)$$

$$\left[ \left( -\frac{dq_o}{dp_{wf}} \right)_f \right]_{p_{wf}=0} = \frac{0.2q_{omaxf}}{p_{rf}} \quad (II.3.16)$$



### Procedimiento:

paso 1-calcular el máximo gasto de flujo de cada prueba usando la ecuación de Vogel (ecuación II.2.11).

paso 2-calcular  $p_{wf}^*$  usando los gastos máximos calculados en el paso anterior, con la ecuación II.3.13

paso 3-obtener  $(-dq_o/dp_{wf})^*$ , usando  $p_{wf}^*$  en la ecuación II.3.14

paso 4-especificar la  $p_r$  futura o  $p_{rf}$  de interés

paso 5-determinar  $(-dq_o/dp_{wf})_f$  para  $p_{wf} = 0$ , ecuación II.3.15

paso 6-calcular el máximo gasto futuro  $q_{omaxf}$ , usando la ecuación II.3.16

paso 7-establecer la *IPR* futura con  $q_{omaxf}$  y  $p_{rf}$

La ecuación II.3.16 se usa para calcular el máximo gasto futuro resolviendo para  $q_{omaxf}$ , esto para obtener la *IPR* futura. Con  $q_{omaxf}$  y  $p_{rf}$  conocidas, la curva de *IPR* correspondiente a una presión estática de yacimiento,  $p_{rf}$ , puede ser determinada utilizando la ecuación de Vogel.

### IPR's Generalizadas de Conto y Golan

Como se mencionó anteriormente Conto y Golan<sup>17</sup> desarrollan dos ecuaciones para describir el comportamiento de afluencia a tiempo futuro, ellos generalizan los métodos ya propuestos por: 1.)Vogel-Standing y 2.)Fetkovich.

1.- Utilizando el índice de productividad para líquido,  $J$ , estos autores obtienen la ecuación de afluencia derivada de la aproximación de Vogel-Standing:

$$q_o^{EF=j} = \frac{3.49\epsilon kh}{\ln 0.47 r_e / r_w} p_r \left( \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{pr} j \left( 1 - \frac{p_{wf}}{p_r} \right) \left[ 1.8 - 0.8j \left( 1 - \frac{p_{wf}}{p_r} \right) \right] \quad (II.3.17)$$

Esta ecuación está constituida por las partes siguientes: factor de geometría, factor de etapa de declinación y el factor de etapa de decremento y terminación. Donde ( $\epsilon$ ) es un factor de conversión y " $j$ " es el valor de la  $EF$ . La ecuación II.3.17 es la  $IPR$  generalizada a tiempo futuro de la aproximación de Vogel/Standing para pozos de capacidad media o baja con alguna área de drenaje,  $r_e$ , estado de terminación de  $EF$  y alguna etapa de declinación del yacimiento.

2.- Para pozos con factor de daño constante la ecuación presentada por Fetkovich es rearrreglada para producir una ecuación de  $IPR$  similar a la II.3.17, dada como,

$$q_o^{EF=j} = \frac{3.14\epsilon kh}{\ln 0.47 r_e / r_w} p_r \left( \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{pr} j \left( 1 - \frac{p_{wf}^2}{p_r^2} \right) \quad (II.3.18)$$

que es una generalización de la  $IPR$  a tiempo futuro para la aproximación de Fetkovich. Las ecuaciones II.3.17 y II.3.18 asumen  $EF = de.$  y factor de daño  $S$  dependiente del gasto. Así, la validación de la ec. II.3.18 es limitada a pozos donde hay pequeños cambios en los registros de flujo, con resultados que difieren levemente a los de la ec. II.3.17.

#### Procedimiento de Kelkar<sup>25</sup>

Kelkar y Cox proponen un procedimiento para predecir curvas  $IPR$  futuras para

yacimientos con gas disuelto. Estos autores señalan que los métodos propuestos en la literatura para obtener las curvas de IPR futuras aparentemente requieren de distintos juegos de datos, sin embargo de que existe cierta uniformidad entre los distintos métodos. Esta uniformidad está basada en la suposición de que la relación  $(k_{ro}/\mu_o B_o)$  varía linealmente con la presión.

Esta técnica al igual que la técnica de Punto Pivote, requiere dos juegos de datos a diferentes presiones de yacimiento,  $p_r$ , para determinar la curva de IPR futura.

Todos los métodos propuestos suponen que  $J^*$  (IP a cero decremento de presión) es relacionado con  $(k_{ro}/\mu_o B_o)$  de la siguiente forma:  $J^* = cte(k_{ro}/\mu_o B_o) p_r$ , donde para el caso de Vogel  $J^*$  es relacionado con  $q_{omax}$  con la ecuación II.3.7, y para el caso de Fetkovich (en el caso de  $n = 1$ ) la constante 1.8 cambia a 2 y en general para  $n \neq 1$ , se tiene,

$$J^* = cte \frac{q_{omax}}{p_r} \quad (II.3.19)$$

así, si  $q_{omax}$ ,  $p_r$  y la constante son conocidas,  $J^*$  puede ser calculada.

Utilizando la aproximación de línea recta  $(k_{ro}/\mu_o B_o)$  se tiene,

$$f(p) = \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} = ap + b \quad (II.3.20)$$

donde  $a$  y  $b$  son constantes, con  $b = f(p_u) = (k_{ro}/\mu_o B_o)$  a  $p_u$ .

Emplean la misma definición de  $X$  que utiliza Whitson<sup>18</sup>, expresada como  $f(p_u)/f(p_r)$ , y entonces la ecuación II.3.20 puede ser reescrita como,

$$f(p) = Xf(p_r) + \frac{f(p_r)(1-X)}{p_r} p \quad (II.3.21)$$

Sustituyendo II.3.21 en la ecuación de Darcy para flujo radial y calculando  $q_o$  y  $q_{o\max}$ , presentan la siguiente ecuación general,

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - \left( \frac{2X}{1+X} \right) \left( \frac{p_{wf}}{p_r} \right) - \left( \frac{1-X}{1+X} \right) \left( \frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2 \quad (II.3.22)$$

si  $X = 1/9$ , la ecuación de Vogel es obtenida.

De la hipótesis de línea recta (ecuación II.3.20) Kelkar y Cox establecen el siguiente conjunto de ecuaciones:

$$q_{o\max_1} = A' p_{r1}^3 + B' p_{r1}$$

y

$$q_{o\max_2} = A' p_{r2}^3 + B' p_{r2} \quad (II.3.23)$$

donde  $A'$  y  $B'$  son constantes a determinar.

Conociendo  $q_o$ ,  $p_{wf}$  y  $p_r$  a dos niveles de declinación, es posible determinar  $q_{o\max}$  para estos dos niveles (ya sea utilizando la ecuación de Vogel o la de Fetkovich). De esta forma la ecuación II.3.23 constituye un sistema de dos ecuaciones con dos incógnitas,  $A'$  y  $B'$ . Se obtienen estos valores y para un valor de  $p_r$  futuro se podrá obtener el valor de

$q_{o,max}$ . Utilizando de nuevo la ecuación de Vogel o Fetkovich se podrá determinar la *IPR* futura.

En su trabajo Camacho y Raghavan<sup>21</sup> también examinan la predicción de curvas de afluencia, partiendo de la siguiente ecuación de flujo en período dominado por frontera:

$$q_o = \frac{kh}{141.2(\ln r_e/r_w - 0.75 + S)} \int_{P_w}^{P_r} f(p) dp \quad (II.3.24)$$

Ellos recalcan que los métodos presentados en la literatura asumen que la función  $(k_{ro}/\mu_o B_o)$  es una función lineal de la presión. Así mismo señalan que la linealidad de  $f(p)$  no es una condición necesaria para la validez de los métodos de Standing y Fetkovich.

En su método Camacho y Raghavan utilizan la ecuación de balance de materia de Muskat, para calcular valores de  $f(p)$  bajo la suposición de  $R = cte.$ , e independiente de la distancia para flujo dominado por frontera (como lo sugieren Levine y Prats) y para todo valor de daño. Para esto, la relación gas-aceite ( $R$ ) para cada presión promedio del yacimiento ( $p_r$ ) es obtenida de la ecuación de Muskat. Este método difiere levemente del método usado por Levine y Prats, los cuales consideran que la  $R$  y  $p$  usadas corresponden a los valores en la frontera externa. Señalando que la principal razón de la inhabilidad de los métodos tradicionales para predecir la función movilidad es que la ecuación II.3.24 es en general no válida si se asume que la función movilidad es una línea recta.

En si este procedimiento de predicción esta basado en la utilización de datos de permeabilidades relativas y *PVT*, dando resultados más cercanos a los reales que los métodos empíricos que utilizan registros de datos gasto-presión para predecir el comportamiento a futuro de las curvas de afluencia.

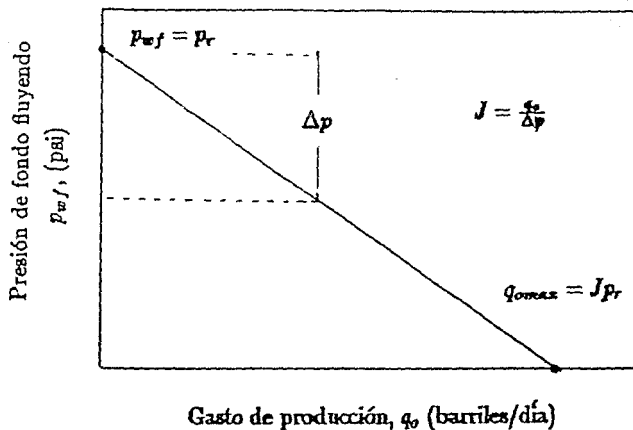


FIG. 1.- GRAFICA DE INDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP) - PARA FLUJO LAMINAR DE UNA FASE EN UN YACIMIENTO BAJOSATURADO ( $P > P_b$ ).

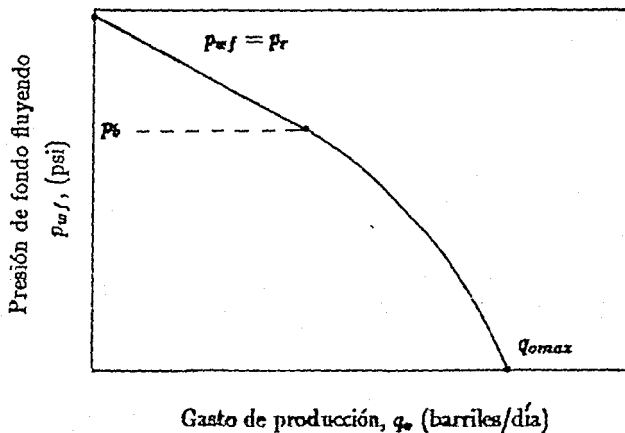


FIG. 2.- COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA IPR PARA FLUJO MULTIFASICO, YACIMIENTO SATURADO ( $P < P_b$ ).

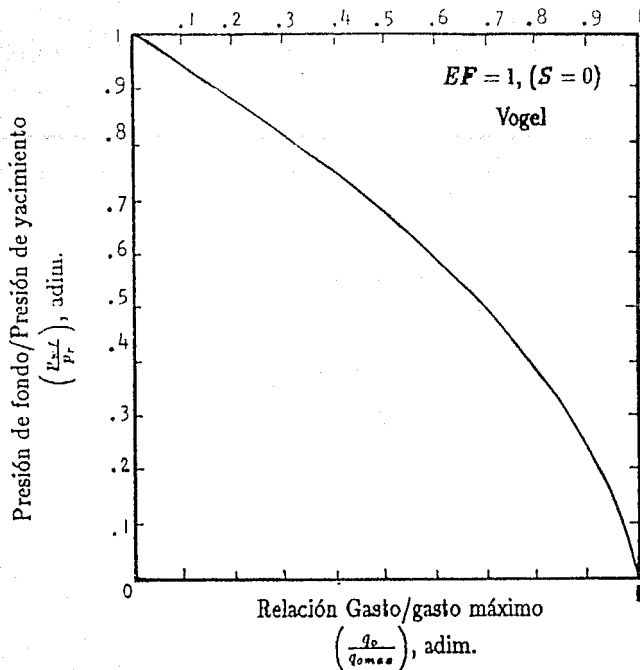


FIG.3.- CURVA DE REFERENCIA DE VOGEL<sup>9</sup>, PARA UN YACIMIENTO DE ACEITE CON GAS EN SOLUCION.

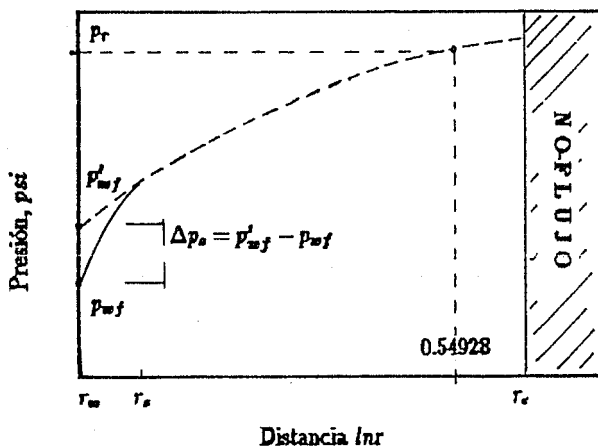


FIG.4.- PERFIL DE PRESIONES CONSIDERANDO UN POZO DAÑADO ( $S \neq 0$ ), DRENANDO DE UN YACIMIENTO CIRCULAR LIMITADO.<sup>14</sup>

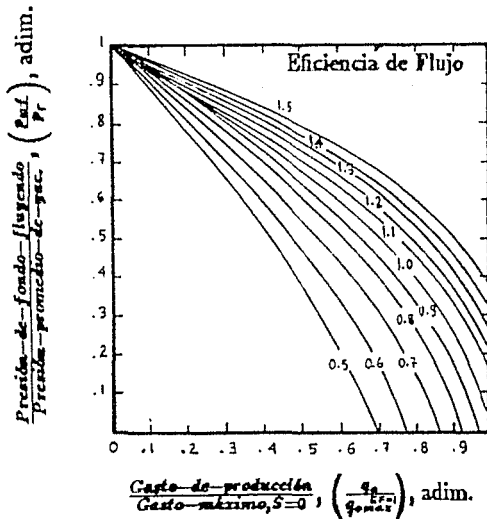
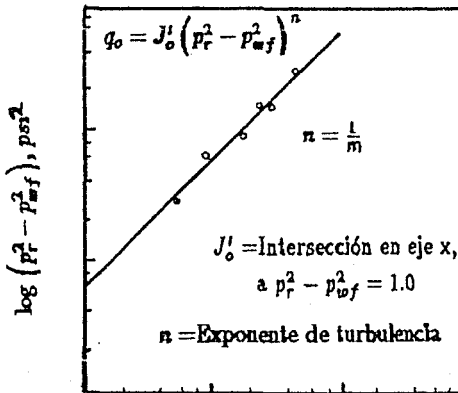


FIG. 5.-CURVAS DE IPR PARA POZOS DAÑADOS - PARA YACIMIENTOS DE ACEITE CON GAS EN SOLUCION, CURVAS DE REFERENCIA DE STANDING<sup>10</sup>



Gasto de producción,  $q_o$  (barriles/día)

FIG. 6.-GRAFICA DOBLE-LOG, PARA EXTRAPOLAR A  $q_{omax}$  Y CORREGIR POR EFECTO DE  $EF > 1$  EN LA ECUACION 11.2.19.



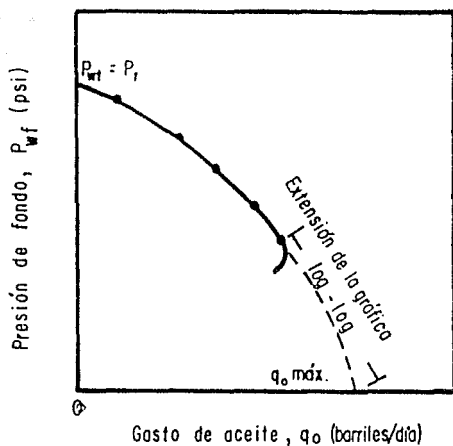


FIG. 7.- EXTENSION DE LA CURVA DE IPR CORREGIDA POR EFICIENCIA DE FLUJO EF, UTILIZANDO LA ECUACION 11.2.19

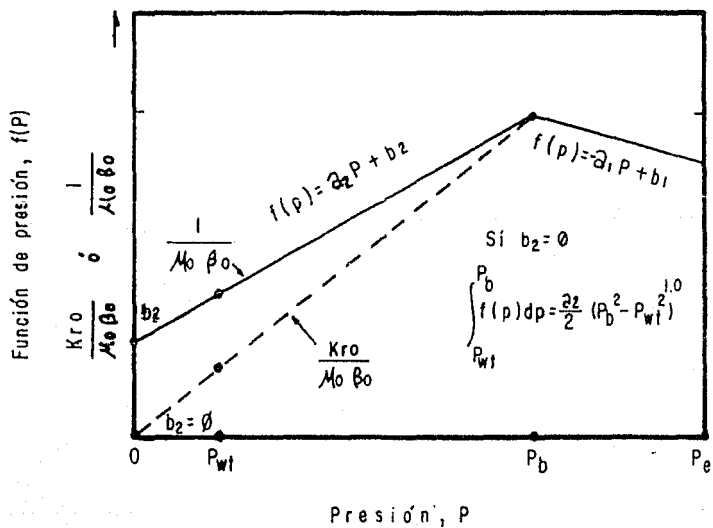


FIG. 8.- FUNCION DE PRESION PARA UN YACIMIENTO BAJOSATURADO (ACEITE)<sup>13</sup>.

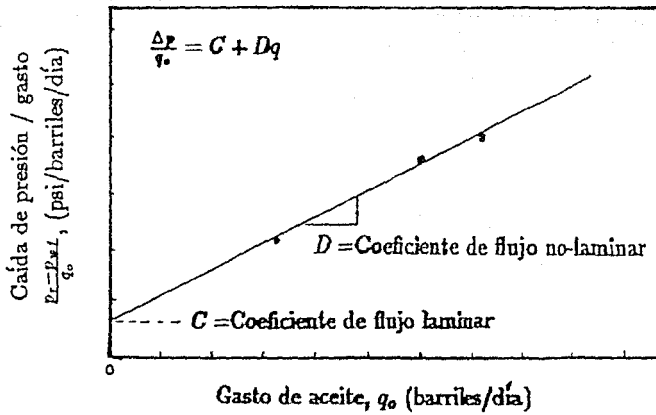


FIG. 9.- GRAFICA TÍPICA JONES, BLOUNT Y GLAZE PARA ANÁLISIS DE ALTA VELOCIDAD DE FLUJO EN POZOS DE ACEITE.

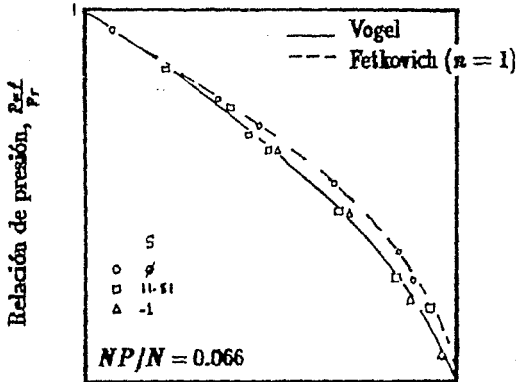


FIG. 10.- REPRESENTACION DE LA FORMA CUADRÁTICA DE LAS ECUACIONES DE AFLUENCIA DE VOGEL Y FETKOVICH PARA  $S \neq 0$ .

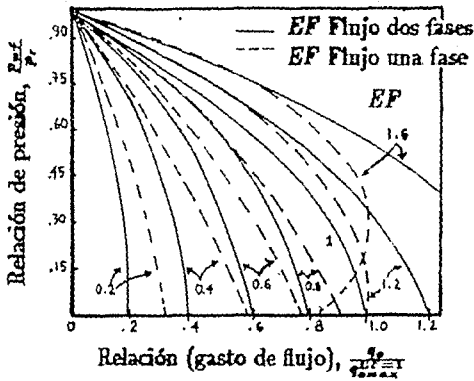


FIG. 11.- MODIFICACIONES A LAS CURVAS DE IPR, POR EFECTO DE LA DEFINICION DE EFICIENCIA DE FLUJO CUADRATICA.<sup>20</sup>

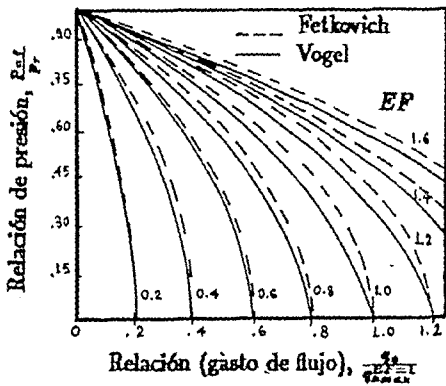


FIG. 12.- CURVAS DE IPR INFLUENCIADAS POR LA DEFINICION DE EFICIENCIA DE FLUJO CUADRATICA.<sup>20</sup>

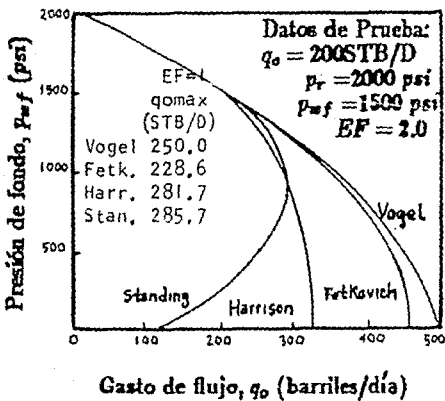


FIG. 13.- COMPARACION DE METODOS PARA LA PREDICCIÓN DE GASTO, DEMOSTRANDO EL EFECTO DE USAR LA DEFINICION DE EF CUADRATICA.<sup>20</sup>

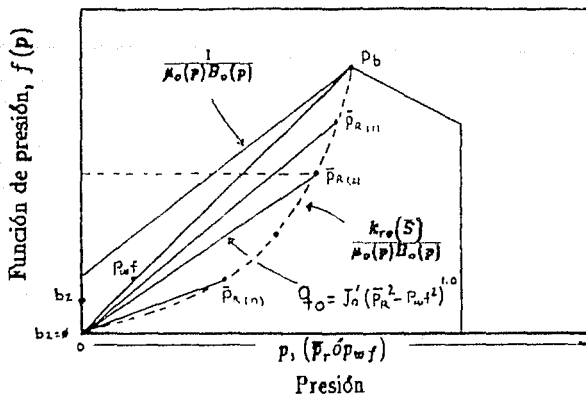


FIG. 14.- FUNCION DE PRESION F(P) ILUSTRANDO DECLINACION Y DECREMENTO<sup>3</sup> (F(P) vs. Pr).

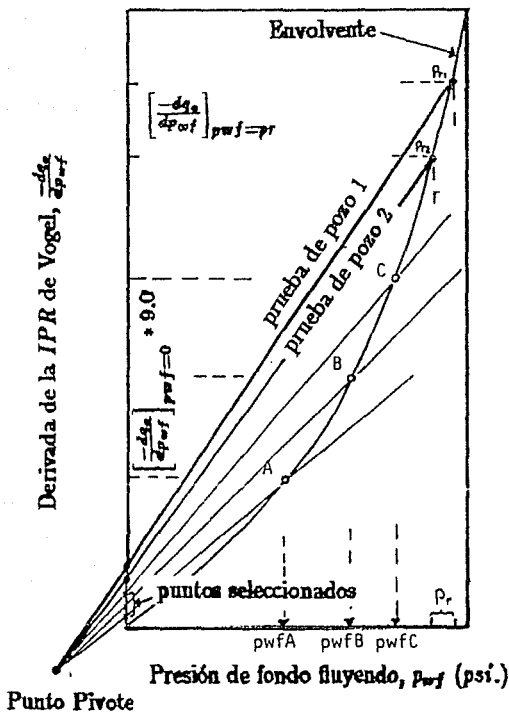


FIG. 15.- REPRESENTACION DE LA SOLUCION GRAFICA DEL METODO DEL PUNTO PIVOTE "PIVOT POINT".<sup>24</sup>

FLUJO NO DARCIANO Y COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA PARA  
YACIMIENTOS DE GAS

En este capítulo se analizan algunos de los métodos para obtener el comportamiento de afluencia para flujo de gas en el medio poroso. Así mismo se estudia el concepto de flujo turbulento (No-Darciano o no-laminar) asociado con el flujo de gas y de aceite a altas velocidades y de cómo influye esta alta velocidad sobre la productividad de los pozos. Aquí se hace referencia al Coeficiente de Resistencia Inercial  $\beta$ , como un parámetro de mucha importancia en la ecuación general de flujo de Forchheimer, especialmente cuando se tienen altas velocidades de flujo, ya sean pozos de gas o de aceite.

Un aspecto importante en el análisis de pozos de gas es el estudio de las pruebas de afluencia, como un medio para evaluar la capacidad de producción. Aunque no es el objetivo de este trabajo el análisis de pruebas, se presenta un esquema de las pruebas básicas, dentro de las cuales figuran las siguientes:

**Flujo Después de Flujo (FAF)**, esta se realiza para un pozo que produce a un determinado gasto seleccionado hasta que la presión se estabiliza. El gasto y presión estabilizados son registrados; el gasto entonces es cambiado y el pozo fluye hasta que la presión se vuelve a estabilizar al nuevo gasto. Esto se repite para un total de 3 o 4 gastos<sup>26</sup>.

**Prueba Isocronal**, de esta se obtienen datos registrados de  $p_{wf}$  como una función del tiempo para cada gasto de flujo.

El resultado de una prueba Isocronal y también de Flujo Después de Flujo puede ser graficada como  $(p_r^2 - p_{wf}^2)$  vs.  $q$ , resultando en una línea recta. Se puede decir que ambas son similares pero con la diferencia de que la prueba Isocronal incluye períodos de cierre entre cada gasto.

Además de las pruebas anteriores existe la prueba "OFPT", que es una prueba de potencial de flujo abierto, de la cual se obtiene el valor de  $q_{max}$ , que como se vio en el capítulo anterior es un parámetro importante para la determinación de las curvas de afluencia.

Muchos autores han contribuido a dar un mejor entendimiento del comportamiento de afluencia en pozos de gas, así, en 1954 Aronofsky y Jenkins<sup>27</sup> obtuvieron la solución numérica de la ecuación diferencial parcial para flujo radial de gas ideal a través del medio poroso, bajo las suposiciones de  $\mu$  y  $Z$  constantes, obedeciendo la Ley de Darcy; y utilizan la aproximación de  $p^2$  para caracterizar el flujo de gas.

Posteriormente Cullender<sup>28</sup> presenta un método empírico donde las características de la pendiente ( $n$ ) de la curva puede ser determinada para un pozo de gas como sigue,

$$q = C_c (p_f^2 - p_i^2)^n \quad (III.1)$$

esta representa los datos tomados de una prueba Isocronal, donde: " $C_c$ " es el coeficiente de comportamiento y los subíndices  $f$  y  $s$  representan a las presiones medidas a condiciones de cierre y de flujo respectivamente, asimismo " $n$ " es la pendiente de la curva de comportamiento. Estos parámetros quedan establecidos en una gráfica en coordenadas logarítmicas de  $\Delta p^2$  vs.  $q$ . Más comúnmente la  $p_f$  es referida a la  $p_r$  y  $p_s$  a  $p_{wf}$ .

Cullender concluye, que el exponente " $n$ " característico de la curva de comportamiento puede ser determinado de datos obtenidos a intervalos de tiempo cortos después de que el pozo es abierto. Esto es debido probablemente a que las caídas de presión ocurren cerca del pozo.

En la teoría referente al flujo de gas en el yacimiento es importante recordar que éste puede estar en estado estable (permanente o estacionario) para el caso en que la presión

en la frontera externa no cambie con el tiempo, inestable (transitorio) cuando la frontera externa no es sentida en la respuesta, y período dominado por frontera para el caso en que la frontera externa es cerrada. En el primero el gasto de flujo y presión no cambian con el tiempo, mientras que en los estados transitorio y dominado por frontera existe un declinamiento del gasto y/o presión con el tiempo. Es decir que el gasto másico que entra a un elemento de volumen del medio no es el mismo que el gasto másico que sale del elemento. Entonces el contenido de fluido en el elemento cambia con el tiempo. Tal cambio es debido a la compresibilidad del fluido.

Para todos los períodos de flujo se puede presentar: flujo laminar, turbulento o una transición entre los dos. Aunque considerando la referencia 54, sólo existen flujo laminar y no-laminar, ya que para flujo de fluidos en el medio poroso, el flujo turbulento requerirá velocidades exageradamente altas.

El flujo laminar a través del medio poroso esta representado por la Ley de Darcy. Forchheimer<sup>30</sup> a ésto propone que el flujo bajo condiciones laminares y no laminares este representado por una ecuación cuadrática que incluya dos componentes: fuerzas viscosas (laminares) y fuerzas inerciales (no laminares). Esta ecuación se expresa como:

$$-\frac{\Delta p}{\Delta l} = \frac{\mu}{k} v + \beta \rho v^2 \quad (III.2)$$

en donde la caída de presión total desde la frontera externa hasta el pozo puede ser expresada por,  $\Delta p_T = \Delta p_L + \Delta p_{NL}$ , en donde el primer término esta referido a la caída de presión en la región de flujo laminar y el segundo a la caída de presión en la región de flujo no-laminar. El término  $\beta$  representa el factor de resistencia inercial y  $\rho$  la densidad del fluido.

De la combinación de la Ley de los gases dada por  $PV = ZRT/144M$  con la ecuación de Forchheimer (en su forma diferencial), aplicanda a un sistema de flujo radial de gas (en

unidades de campo) e integrando asumiendo valores constantes de  $k$ ,  $T$ ,  $\mu$ ,  $h$ ,  $q$  y  $Z$  se puede deducir la siguiente ecuación:

$$p_r^2 - p_{wf}^2 = aq + bq^2 \quad (III.3)$$

en donde los parámetros ( $a$  y  $b$ ) están definidos como:

$$a = \frac{1.418 \times 10^6 \mu_a Z_a T_a \ln(r_f/r_s)}{kh}$$

y

$$b = \frac{3.14 \times 10^6 \beta G Z_a T_a}{h^2} \left( \frac{1}{r_s} - \frac{1}{r_f} \right) \quad (III.4)$$

en donde: el subíndice ( $a$ ) indica condiciones promedio, ( $r_f$ ) es el radio en la frontera externa y ( $r_s$ ) es el radio efectivo del pozo en pie.

Tek, Grove y Poettmann<sup>31</sup> estudian el flujo de gas natural en el medio poroso, y señalan que para pozos de gas la relación entre el gasto de afluencia y la  $p_{wf}$  toma en general la forma de la ecuación III.1, en donde "n" esta definido como el exponente de turbulencia.

Un método basado en consideraciones teóricas para estimar el comportamiento estabilizado en pozos de gas de datos obtenidos de Pruebas de Flujo Cortas (Short Term Flow Test) es dado por Carter, Miller y Riley<sup>32</sup>. Ellos presentan un método denominado como "Método de dos flujos" que permite estimar el comportamiento estabilizado de información obtenida de una prueba de flujo corta. Recalcan el uso de la ecuación III.1 para relacionar



la caída de presión con el gasto. Para condiciones de flujo estabilizado la ecuación está dada por:

$$p_f^2 - p_{wf}^2 = \frac{1424\mu ZTq_g}{k_g h} [S + \ln(0.606r_e/r_w)] + Bq_g^2 \quad (III.5)$$

donde:  $k_g h = 1637q_g \mu ZT/m$ , siendo "m" la pendiente de la curva de decremento en  $\text{psi}^2/\text{ciclo}$ .

$$B = \frac{(p_f^2 - p_{wf}^2)_1 / q_{g1} - (p_f^2 - p_{wf}^2)_2 / q_{g2}}{q_{g1} - q_{g2}}$$

y

$$S = \frac{k_g h}{1424\mu ZTq_g} [(p_f^2 - p_{wf}^2) - Bq_g^2] - 0.5(\ln t_D + 0.809)$$

los subíndices 1 y 2 indican valores medidos,  $p_f$  es la presión a  $r_e$  (radio externo, ft) y  $\mu$ ,  $Z$  están medidos a condiciones promedio de presión. La relación entre el decremento y el gasto de flujo se calcula con la ecuación III.5 para condiciones estabilizadas.

Como se mencionó en el capítulo II, JBG<sup>16</sup> determinan que la presencia de flujo no laminar es un factor importante en la reducción de la capacidad de flujo de un pozo. Si la caída de presión por flujo no laminar es más grande que el esperado, entonces el pozo tiene probablemente una terminación ineficiente. En su procedimiento está enfocado al análisis de la efectividad de terminación en pozos, para lo cual la relación gasto de flujo y la caída de presión se obtiene de la ecuación,

$$\frac{p_r^2 - p_{wf}^2}{q_g} = C + Dq_g \quad (III.6)$$

esta ecuación es usada para pozos de gas, en donde:  $C$  es el coeficiente laminar y  $D$  es el coeficiente no-laminar obtenido de la pendiente de la línea recta definida por una gráfica ( $\Delta p^2/q_g$  vs.  $q_g$ ). El análisis es idéntico que para aceite, ya anteriormente visto.

En forma análoga, de un análisis de 4 pozos de gas y 6 de aceite, Himmatramka<sup>33</sup> atribuye la baja productividad en terminaciones de aceite y gas debido a causas mecánicas, tal como formaciones dañadas y/o baja capacidad de formación; definiendo la relación  $C^d/C$  como un buen indicador de la pérdida de presión debido a flujo No-Darciano, donde el valor  $C$  es calculado asumiendo daño ( $S = 0$ ) para cada pozo y comparado con el valor de  $C^d$  (a  $q_{omax}$ ) obtenido de la gráfica. Entonces dependiendo del valor de ésta relación y el valor de daño, se determina si la reducción de productividad es debida a flujo no-laminar o debida a daño a la formación.

Himmatramka se basa en el análisis conjunto de datos medidos de presión transitoria con pruebas de producción para pozos de gas y de aceite, a lo que JBG<sup>16</sup> sólo usa pruebas de producción; pero en sí el procedimiento es similar.

### III.1 FLUJO NO-DARCIANO

Swift y Kiel<sup>34</sup> presentan un método para determinar el efecto de flujo No-Darciano sobre el comportamiento de pozos de gas. Sus resultados indican que el flujo no-laminar origina una caída de presión cerca del pozo la cual puede ser tratada como un efecto de daño dependiente del gasto de flujo. Estos autores obtienen la solución de la ecuación diferencial parcial no lineal que describe el flujo transitorio No-Darciano de gas a través del medio poroso, como sigue:

$$q = B \frac{[p_o^2 (1 - qt/v)^2 - p_w^2]}{[\alpha \ln(At) + Dq]} \quad (III.1.7)$$

en donde:

$$A = 0.006329 k p_o \gamma t / \mu \phi r_w^2, \quad B = 19.87 \times 10^{-6} h k T_b / \mu p_b T,$$

$$D = 2.715 \times 10^{-15} \beta k p_b M / \mu h T_b r_w$$

$q$  = gasto de producción medido a condiciones base ( $p_b T_b$ ),  $r_d$  = radio de drenaje

$T_b$  = temperatura base,  $p_w$  = presión de fondo fluyendo

$qt$  = gasto de flujo por tiempo,  $\beta$  = coeficiente de flujo No-Darciano

$p_o$  = presión inicial,  $p_d$  = presión promedio de formación

$v$  = volumen de gas contenido en el área de drenaje del pozo inicialmente

$\alpha$  y  $\gamma$  son constantes definidas por:  $\ln r_d / r_w = \alpha \ln [\gamma k p_o t / \mu \phi r_w^2]$ . Si graficamos  $p_d^2 - p_w^2 / q$  vs.  $\ln(t)$ , las constantes de la ec. III.1.7 pueden ser determinadas.

Swift y Kief señalan que a gastos de producción de gas altos, una caída de presión adicional será introducida debido al efecto de flujo no-laminar (cerca del pozo).

Ramey<sup>35</sup> resume que el flujo No-Darciano puede ser interpretado como un efecto de daño dependiente del gasto de flujo, es decir que a altos gastos de producción de gas, una caída de presión adicional es introducida cerca del pozo debido al flujo turbulento. Así cuando el flujo No-Darciano es importante, la caída de presión adicional no puede ser

despreciada en el cálculo de eficiencias de flujo.

El efecto de daño efectivo puede ser calculado por dos pruebas diferentes: de incremento y/o decremento a dos gastos constantes ( $q_1$  y  $q_2$ ), en donde el factor de daño es representado por la relación,

$$S' = S + Dq \quad (III.1.8)$$

Si graficamos  $S'$  vs.  $q$  resulta una línea recta de pendiente y constante de flujo No-Darciano  $D$  y  $S$  como el efecto de daño mecánico extrapolando a  $q = 0$ .

El efecto de flujo No-Darciano causado por alta velocidad de flujo cerca de los pozos, puede ser afectado por otros mecanismos, como es el cambio en la permeabilidad relativa al gas como una consecuencia de la condensación de líquidos<sup>36</sup>; esperándose incrementos de flujo no-laminar cerca del pozo en la misma región en que el daño existe. También es asociado con altos gastos en yacimientos de aceite saturado con disparos limitados<sup>37</sup>.

Un método directo para determinar el valor del exponente en una ecuación de flujo tipo Forchheimer es presentada por Phipps y Khalil<sup>38</sup>, quienes proponen la siguiente ecuación general:

$$\Delta p_w = Aq + Bq^n \quad (III.1.9)$$

en donde la velocidad de flujo es igual al gasto de flujo volumétrico por unidad de área transversal,  $\Delta p_w$  = decremento de presión en el pozo,  $A$  y  $B$  son los coeficientes de flujo para el sistema yacimiento-pozo,  $n$  = exponente de gasto de flujo (velocidad) y  $q$  = gasto de flujo en el pozo.

Estos autores señalan que usar la ecuación de Darcy en lugar de la ecuación III.2 puede resultar en errores del orden del 50 por ciento o más en la predicción de gastos de pozos. Rearreglando la ecuación III.1.9 como,

$$\ln \left( \frac{\Delta p_w}{q} - A \right) = LnB + (n - 1) \ln q \quad (III.1.10)$$

la cual representa una línea recta en coordenadas log-log. Los parámetros  $A$ ,  $B$  y  $n$  pueden ser determinados por medio del siguiente procedimiento:

- 1.-graficar  $\Delta p_w/q$  vs.  $q$ , para al menos tres pares de datos, trazando una curva suave a través de los puntos.
- 2.-leer valores de  $\Delta p_w/q$  en dos puntos medidos, denominados como  $q_1$  y  $q_2$ .
- 3.-leer el tercer valor de  $q_3 = \Delta p_w/q$  de la curva, a un valor de  $q_3 = (q_1 q_2)^{1/2}$
- 4.-el valor de  $A$  puede calcularse con :  $A = (q_1 q_2 - q_3^2 / q_1 + q_2 - 2q_3)$
- 5.-con  $A$ , graficar  $(\Delta p_w/q - A)$  vs.  $q$  en coordenadas doble-log., de esta una línea recta de pendiente  $(n - 1)$  puede derivar el valor del exponente  $n$ .
- 6.-con  $A$  y  $n$ , determinar  $B$  directamente.

Debe notarse que si  $n = 2$ ,  $(\Delta p_w/q)$  vs.  $q$  producirá una línea recta en papel cartesiano, entonces  $A$  y  $B$  pueden determinarse directamente.

Downing<sup>29</sup> recalca que el efecto de flujo no-laminar a altos gastos de flujo en pozos de gas domina el factor de daño total y es despreciable en pozos de aceite (esto es correcto bajo

condiciones laminares). También analiza el efecto de flujo No-Darciano en términos de los componentes  $S$  (daño verdadero) y  $Dq$  de la ecuación III.1.8. Utiliza dos pares de pruebas de gasto para desarrollar una solución simplificada para el problema de determinación del término de flujo No-Darciano  $D$ . Así también la referencia 40 presenta un método con el cual el factor de turbulencia puede ser obtenido, esto basándose sobre una variación al método sugerido por Odeh y Jones, permitiendo un cálculo directo del factor de turbulencia de datos de pruebas de pozos. Apuntando que es común evaluar el *OFPT* utilizando las ecuaciones III.1 y III.3

Perez y Kellar<sup>41</sup>, consideran que la alta velocidad de flujo en los disparos tiene un efecto importante en la caída de presión. En donde la caída de presión adicional debida a la alta velocidad de flujo es afectada por la permeabilidad relativa y las variaciones en las propiedades. Estos autores concluyen que la alta velocidad de flujo es un factor importante que afecta la productividad de un pozo.

### III.2 COEFICIENTE DE RESISTENCIA INERCIAL

Aquí se revisan algunos de los estudios relativos a la influencia de algunos parámetros sobre el Coeficiente Inercial de flujo No-Darciano,  $\beta$ , que como se sabe es de gran importancia en el término de flujo no-laminar de la ecuación de Forchheimer. También se presentan algunas ecuaciones y correlaciones propuestas por diferentes autores para su determinación.

Forchheimer considera que el efecto de flujo No-Darciano es un resultado de las fuerzas inerciales que son despreciables a bajos gastos de flujo, pero que pueden ser más grandes que las fuerzas viscosas a gastos de flujo altos.

Muchos investigadores usan para designar y describir el flujo visco-inercial a altas ve-

locidades de flujo cerca de los pozos de gas los términos de turbulencia o flujo No-Darciano, es decir que cuando las velocidades son grandes, los efectos inerciales son entonces importantes, por lo que es cuando se hace necesario modificar la Ley de Darcy introduciendo un término adicional que contiene el término  $\beta$  que representa el Coeficiente de Resistencia Inercial también llamado Coeficiente de Flujo No-Darciano o Factor de Turbulencia cuyas unidades están en  $(ft^{-1})$ . Así la magnitud de  $\beta$  determina la magnitud de desviación de la Ley de Darcy. Esto se verifica en los resultados gráficos en el capítulo IV.

Cornell y Katz<sup>42</sup> utilizan la ecuación III.2 y correlacionan  $\beta$  con un factor de resistividad eléctrica, relacionándola a la desviación de flujo de una línea recta y la  $k_a$  del medio poroso. Reportan mediciones sobre sólidos e introducen un factor de turbulencia característico del medio, reportando valores de  $\beta$  para varios tipos de formación.

Algunos trabajos se han desarrollado para hacer más entendible el fenómeno de turbulencia, así Tek, Coats y Katz<sup>43</sup> muestran el efecto del factor de turbulencia sobre la pendiente de la curva de presión, y señalan que en el flujo laminar viscoso la energía cinética de las partículas es reversiblemente intercambiable con la energía de presión durante el proceso de aceleración y desaceleración del fluido.

Comúnmente se usa el término de flujo turbulento simplemente para designar una condición de velocidad, tal que los incrementos en caídas de presión para líquidos y caídas de presión al cuadrado para gases son más grandes en proporción que los incrementos en gastos de flujo.

Lee, Logan y Tek<sup>44</sup> hacen notar que ya sea en producción o en almacenamiento se debe entender que el comportamiento de afluencia del gas envuelve la naturaleza de flujo a través del medio poroso, y que esta es controlada por efectos estables, inestables, laminares, inerciales y efectos de turbulencia, además de que el flujo cerca del pozo es afectado por efectos de daño. En su trabajo incluyen un número de turbulencia  $NT$ , como una función del factor inercial  $\beta^*$  de la ecuación de Forchheimer, la que escriben como:

$$NT = \frac{1.564 \times 10^{-18} k^2 \beta G m_i}{T \mu_i r_w} \quad (III.2.11)$$

para modificar el factor de turbulencia ( $D$ ), correlacionan coeficientes adimensionales,  $C_1 = (1 - r_w/r_d) \gamma (q_D NT)^{-0.028}$  para  $q_D NT > 1$ , en donde  $C_1$  es el coeficiente de correlación (flujo turbulento) representado como una función de  $NT$ ,  $q_D$  y propiedades físicas, para esto el gasto de flujo adimensional se calcula con  $q_D = 1.422 \times 10^6 T q_{cs} / k h m_i$ . En donde:

$m_i$  = pseudopresión inicial,  $\text{psia}^2/\text{cp}$

$G$  = densidad relativa del gas, adim

$\gamma = \mu_i/\mu$  relación de viscosidad, adim

$r_w$  = radio del pozo, ft

$r_d$  = radio drenado, ft

Calculando  $NT$  y  $q_D$ , se puede determinar el tipo de flujo (laminar, transición o no-laminar) al que pertenece.

Holditch y Morse<sup>45</sup> señalan que el exceso de gradiente de presión a alta velocidad de flujo puede ser causada por turbulencia o resistencia inercial o por combinación de los dos, dependiendo de la configuración de los poros en el yacimiento. Utilizan el factor  $\beta$  para calcular el gradiente de presión correcto bajo condiciones de flujo turbulento y proponen un término de corrección llamado Factor de flujo No-Darciano  $FND$ , para obtener el perfil correcto de presión en el yacimiento. Este es dado por la relación:



$$FND = \frac{k_T}{k_D} = \frac{1}{1 + 5.6555 \times 10^{-9} (\beta \rho v k_D / \mu)} \quad (III.2.12)$$

*FND* representa la medida del grado de flujo No-Darciano a través del medio poroso,  $k_D$  es la permeabilidad bajo condiciones de flujo Darciano y  $k_T$  es la permeabilidad requerida en la Ley de Darcy para proveer valores correctos bajo condiciones de flujo No-Darciano. De esta ecuación se observa que si el factor ( $\beta$ ) y ( $v$ ) son bajos o tienden a cero, *FND* es cercano a la unidad, y la caída de presión puede ser calculada con la ecuación de Darcy. Si la velocidad es alta  $FND < 1$ , es decir conforme  $\beta$  o  $v$  se incrementan *FND* disminuye y entonces se tendrán efectos importantes de flujo No-Darciano.

Más recientemente Kadi<sup>46</sup> basado en el trabajo realizado por Phipps y Khalil<sup>45</sup> presenta resultados de flujo No-Darciano para flujo de aceite saturado y bajosaturado. En esta tesis se analizarán exclusivamente los resultados correspondientes a yacimientos bajosaturados.

La referencia 46 presenta resultados tanto para flujo laminar como no-laminar, en términos de  $\Delta p^2$  contra  $q_o$ . Para yacimientos bajosaturados no es apropiado graficar los resultados en la forma presentada por este autor, ya que es bien sabido que para flujo laminar una gráfica de  $(p_r - p_{wf})$  vs.  $q_o$  produce una línea recta tanto en papel log-log como en cartesiano. En papel log-log la gráfica de  $\Delta p$  vs.  $q_o$  produce una línea recta con pendiente unitaria y un desplazamiento dependiente del daño. Sin embargo, este autor forza una línea recta en la gráfica de  $(p_i^2 - p_{wf}^2)$  vs.  $q_o$ , aún cuando no hay justificación teórica para este procedimiento.

En 1985 Evans, Hudson y Greenlee<sup>47</sup> investigan los efectos de saturación de líquido inmóvil y móvil sobre el coeficiente  $\beta$  de gas, estableciendo que para condiciones de incremento de saturación,  $\beta$  del gas se incrementa. Desarrollan una correlación para medir el coeficiente como una función de las propiedades de la roca y de los fluidos y la comparan con los resultados de las correlaciones<sup>48,53</sup>, ver Fig.16. Su trabajo sigue en sí el

procedimiento de Gewers y Nichols<sup>50</sup>, y concluyen que  $\beta$  se incrementa con decrementos de permeabilidad y/o porosidad e incrementos de saturaciones de líquido.

Estos autores señalan que los efectos de flujo No-Darciano son influenciados por la presencia de una fase líquida móvil únicamente en el grado que la  $k_v$  decrete.

Hasta la fecha muchos investigadores se han enfocado al estudio y el desarrollo de correlaciones para la determinación del Coeficiente de Resistencia Inercial, para flujo en una fase así como para flujo multifásico<sup>53</sup>. Muchos trabajos<sup>48,51,53</sup> definen el valor de  $\beta$  como una función de varios parámetros como las características del medio poroso, para lo cual las propiedades de los fluidos y de la roca cobran gran importancia.

En 1953 Cornell y Katz<sup>42</sup> definen,

$$\beta = \frac{4.11 \times 10^{10}}{k^{0.75}} \quad (III.2.13)$$

Janicek y Katz<sup>43</sup> recorrelacionan los datos obtenidos por Cornell y Katz, y establecen una nueva correlación de  $\beta$  como,

$$\beta = \frac{5.5 \times 10^9}{k^{5/4} \phi^{3/4}} \quad (III.2.14)$$

resultando en una línea recta (para calizas dolomitas, y areniscas), usando la porosidad como parámetro, Fig.17. Establecen que  $\beta$  decrece con el incremento de la  $k$  y  $\phi$ , y cabe mencionar que esta correlación fue la primera más aceptable.

Katz y colaboradores<sup>48</sup> muestran la siguiente correlación,

$$\beta = \frac{4.2 \times 10^{16}}{k^{1.35}} \quad (III.2.15)$$

Ramey<sup>35</sup> define  $\beta$  de la siguiente forma,

$$\beta = \frac{5.5 \times 10^9}{k^{1.25} (\phi S_g)^{0.75}} \quad (III.2.16)$$

Posteriormente Gewers y Nichols<sup>50</sup> desarrollan una correlación de  $\beta$  y  $k$  para rocas carbonatadas; en donde para este tipo de roca los valores de  $\beta$  fueron en magnitud mayores a los valores predichos por la correlación de Janicek y Katz, atribuyendo ésto al alto grado de inhomogeneidad de las muestras usadas para su estudio.

Cooke<sup>51</sup> mide el coeficiente de flujo No-Darciano en particular para fracturas inducidas hidráulicamente, y grafica  $\beta$  vs.  $k$  para diferentes tamaños de arenas, en donde las curvas fueron de la forma,

$$\beta = \frac{b}{k^a} \quad (III.2.17)$$

En la ecuación anterior la permeabilidad está dada en Darcies y las constantes  $a$  y  $b$  son dependientes del tamaño de arena.

Una discusión al trabajo de Cooke es hecha por Geertman<sup>52</sup>, en la que puntualiza que la ecuación propuesta es dimensionalmente incorrecta; a menos que la constante "a" sea igual a 0.5. Opinando que Holditch y Morse prefieren esta forma porque aquí la influencia de porosidad ( $\phi$ ), sobre  $\beta$  es oculta.

Geertman<sup>53</sup> presenta una relación empírica entre  $\beta$ ,  $\phi$  y  $k$  basado en una combinación

de datos experimentales, para arenas no consolidadas. Indicando que en el flujo de fluidos en una sola fase dos fuerzas interactúan simultáneamente (fuerzas viscosas e inerciales), siendo las inerciales las que tienen mayor importancia conforme la velocidad se incrementa.

Este autor grafica en papel doble log ( $\phi$  vs.  $\beta/k^{0.5}$ ), encontrando una correlación que puede ser empleada para un amplio rango de porosidades, expresándola en la forma,

$$\beta = \frac{0.005}{\phi^{5.5} k^{0.5}} \quad (III.2.18)$$

únicamente válida para el 100 por ciento de líquido o gas, la cual en unidades de campo está dada por,

$$\beta = \frac{48511}{\phi^{5.5} k^{0.5}}$$

Para sistemas multifásicos el valor de  $\beta$  es mayor comparado con los sistemas secos, por lo que la ecuación III.2.18 es modificada para formaciones conteniendo saturación de líquido inmóvil, usando la permeabilidad efectiva de la formación del fluido móvil en lugar de  $k$ , proponiendo la siguiente ecuación:

$$\beta = \frac{0.005}{\phi^{5.5} k^{0.5}} \left[ \frac{1}{(1 - S_w)^{5.5} k_{rel}^{0.5}} \right] \quad (III.2.19)$$

Geertsma señala que la presencia de una fase líquida en el flujo de gas aumenta el valor de  $\beta$ , por lo que la ecuación III.2.19 no es aplicable si se tienen saturaciones de líquido altas. Mientras que la ec. III.2.18 sólo es válida para 100 por ciento líquido o gas.

Un análisis de flujo de gas a alta velocidad es realizado por Firoozbadi y Katz<sup>54</sup>

buscando la mejor correlación (entre las existentes) basadas sobre características de la roca  $k$  y  $\phi$ . Expresan que el término de coeficiente de velocidad es más apropiado para  $\beta$ , como objeción al factor de turbulencia o coeficiente inercial. Concluyen que las correlaciones usadas presentan sólo un modesto mejoramiento con el uso de un mayor número de datos, y que las correlaciones de  $\beta$  usadas los pasados 20 años son generalmente representativas de las características de la roca del yacimiento.

Una estimación del coeficiente  $\beta$  para flujo de gas a altos gastos lo realiza Noman<sup>55</sup>, para el cálculo de la caída de presión por flujo no-laminar. Comparando algunas mediciones de  $\beta$  con las respuestas de su trabajo presenta correlaciones para estimar  $\beta$  de  $k$ ,  $\phi$  y  $S_g$ , de donde obtiene,

$$\beta = \frac{2.48 \times 10^9}{(k/\phi S_g)^{1.22}} \quad (III.2.20)$$

La ecuación anterior representa la correlación de mayor ajuste obtenida, estableciendo que la mayor limitación de las correlaciones propuestas en la literatura, es que, solamente  $\phi$  y  $k$  son tomadas como variables independientes.

### III.3 COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA EN POZOS DE GAS

Esta parte tiene como objetivo el análisis del comportamiento de afluencia para yacimientos de gas.

La ecuación de flujo radial en una sola fase ya sea líquido o gas, asumiendo que la ecuación de Darcy es válida, es la siguiente:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( \frac{k\rho}{\mu} r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \phi c \rho \left( \frac{\partial p}{\partial t} \right) \quad (III.3.21)$$

Esta ecuación puede ser linealizada para flujo de líquido suponiendo:  $\mu$  constante;  $c$  pequeña y constante;  $\partial p / \partial r$  pequeña lejos del pozo y  $c(\partial p / \partial r)^2$  despreciable cerca del pozo. Por lo que ( $c\rho \ll 1$ ).

Bajo estas hipótesis la ecuación III.3.21 se puede escribir como,

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (III.3.22)$$

La ecuación III.3.22 representa la ecuación de flujo radial para líquido en una sola fase y compresibilidad constante. Para su desarrollo las siguientes suposiciones son utilizadas<sup>56</sup>: flujo radial y laminar, medio poroso homogéneo e isótropo, espesor uniforme, fluido de compresibilidad pequeña y constante, gradiente de presión pequeño y efectos gravitacionales se consideran despreciables. (La penúltima hipótesis no es muy apropiada, la hipótesis adecuada es que la compresibilidad multiplicada por el gradiente de presión al cuadrado sea despreciable).

Las hipótesis anteriores no pueden ser aplicables para flujo de gas, ya que la viscosidad depende de la presión y la compresibilidad isotérmica del gas no es necesariamente pequeña ni constante, dado que,

$$C_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \frac{\partial Z}{\partial p} \quad (III.3.23)$$

Así, para compresibilidad isotérmica sustituyendo la ecuación III.3.23 en la ecuación III.3.21 se tiene,

$$\frac{\phi c_t}{Z} \frac{\partial p^2}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( \frac{k}{\mu Z} r \frac{\partial p^2}{\partial r} \right) \quad (III.3.24)$$

Para un gas ideal:  $Z = 1$ ,  $\mu$  es independiente de la presión y pasando  $k$  y  $\mu$  del lado izquierdo se tiene,

$$\frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p^2}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial p^2}{\partial r} \right) \quad (III.3.25)$$

Asumiendo un yacimiento homogéneo la ecuación III.3.25 es similar a la ecuación III.3.22 para flujo de líquido, solo que  $(p)$  es reemplazada por  $p^2$  y  $c_t = c_r + 1/p$ .

Al-Hussainy, Ramey y Crawford<sup>57</sup> consideran el efecto de variación de la viscosidad ( $\mu$ ) y el factor de desviación de los gases ( $Z$ ) con la presión sobre el flujo de gases reales a través del medio poroso. Estos autores introducen el término de Pseudo-presión  $m(p)$  para flujo de gas, que reemplaza a la presión o presión al cuadrado; argumentando que sólo un número limitado de soluciones son válidas en términos de  $p^2$  y que estas no son de gran utilidad. Definiendo la Pseudo-presión para gas real  $m(p)$  como:

$$m(p) = 2 \int_{p_m}^p \frac{p}{\mu(p) Z(p)} dp \quad (III.3.26)$$

en donde  $p_m$  es una presión de referencia y ( $\mu, Z$ ) son funciones únicas de la presión (para flujo isotérmico).

La referencia 58 presenta la solución de flujo de gas real en un sistema de flujo radial, suponiendo que:

- (1) el espesor de formación, porosidad, saturación de agua, permeabilidad absoluta,

temperatura y composición del gas son constantes; (2) la compresibilidad del gas y densidad son funciones de la presión como es descrito por la ley de los gases  $PV = ZnRT$ ; (3) viscosidad del gas es una función de la presión; (4) la permeabilidad efectiva al gas puede ser una función de presión válida para condensación de líquido; (5) condensación inmóvil; y (6) formación no depresionada.

Esta solución (utilizando la Ley de Darcy, para un yacimiento produciendo a gasto constante), está dada por:

$$m(p_i) - m(p_w) = 1637 \frac{qT}{kh} [\log t_D + 0.3513 + 0.87(S + Dq)] \quad (III.3.27)$$

esta ecuación incluye el efecto de daño mecánico y el término de flujo No-Darciano ( $Dq$ ), para  $t_D > 100$ , en donde  $p$  y  $T$  son tomados a condiciones estandar y  $t_D$  esta definida como  $0.000264kt/\phi(\mu C_t); r_w^2$ , en donde:

$q$  = gasto de flujo de gas a cs, mscf/día

$T$  = temperatura de yacimiento, °R

$k$  = permeabilidad al gas y  $k$  de formación, md

$h$  = espesor de la zona de gas, ft

$\phi$  = porosidad, fracc.

$t$  = tiempo de producción, hra.

$\mu$  = viscosidad inicial del gas, cp



$c_t$  = compresibilidad inicial total, 1/psi

Una gráfica  $m(p_{wf})$  contra el logaritmo del tiempo de producción para gasto de producción constante puede producir una línea recta de pendiente,  $-b = 1637qT/kh$  medida a condiciones standard.

Y para tiempos de flujo largos durante el período dominado por frontera, se tiene:

$$q = \frac{1.987 \times 10^{-6} kh T_{cs} (m(p_r) - m(p_{wf}))}{P_{cs} T [(n0.472r_c/r_w + S + D)q]} \quad (III.3.28)$$

El coeficiente de flujo No-Darciano ( $D$ ) es inversamente proporcional a la viscosidad del gas, y ligeramente dependiente del tiempo para períodos de flujos transitorios muy cortos. Por lo que,  $D$ , puede ser considerado constante como una aproximación adecuada de ingeniería para pruebas de decremento.

De la ecuación III.3.27 se puede obtener el factor de daño total que incluye el efecto de daño mecánico y el coeficiente de flujo No-Darciano como sigue:

$$S' = S + Dq = 1.151 \left[ \left( \frac{m(p_i) - m(p_{1kr})}{-b} \right) - \log \left( \frac{k}{\phi(\mu c_t)_i r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (III.3.29)$$

Es necesario tener pruebas de decremento a dos gastos de flujo para determinar tanto el efecto de daño mecánico, como el coeficiente de flujo No-Darciano.

Usando una gráfica, tal como en la Fig.18, los valores de  $m(p)$  a ciertos valores de presión pueden ser obtenidos, y aplicando la ecuación III.3.28, la relación de comportamiento de afluencia de un pozo de gas puede ser determinada.

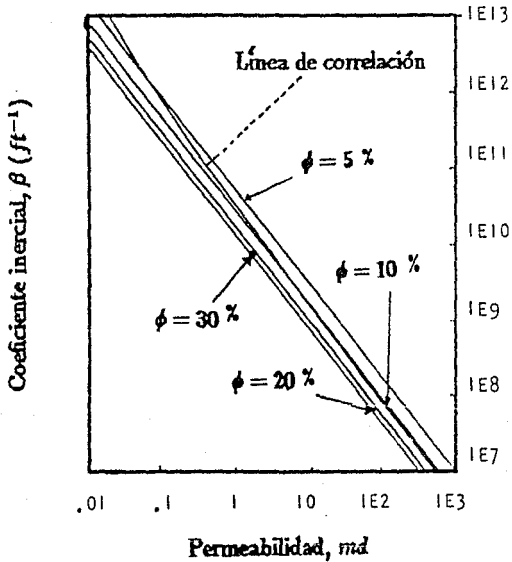
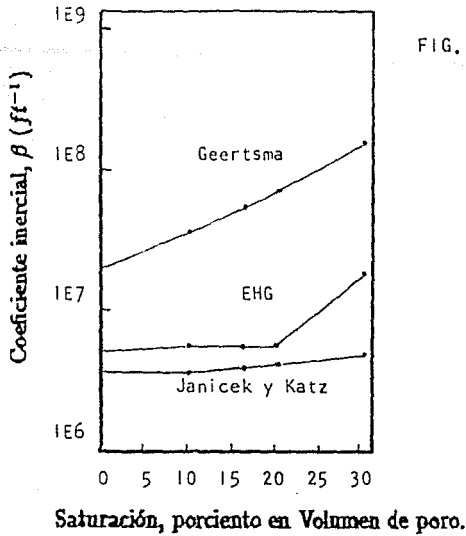


FIG. 17.- CORRELACION DEL FACTOR DE TURBULENCIA CON PERMEABILIDAD.<sup>48</sup>

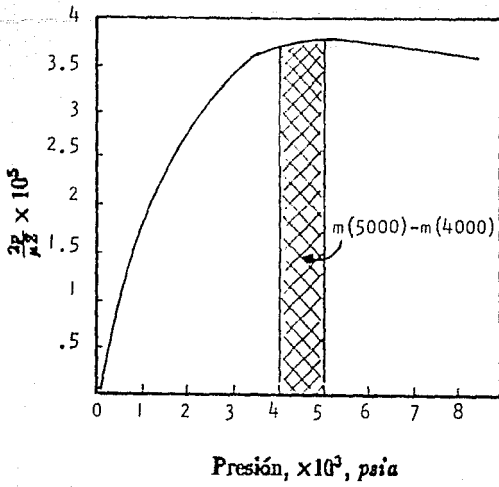


FIG. 18.- GRAFICA DE PSEUDOPRESION<sup>12</sup> -  
( $2P/Z$  vs.  $P$ )

## IV

### RESULTADOS PARA ACEITE BAJOSATURADO

#### INTRODUCCION

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos de pruebas de simulación<sup>59</sup>, en las cuales se consideró una sola fase fluyente (aceite) para un yacimiento bajosaturado, homogéneo y de permeabilidad constante; tomando en cuenta para el análisis tanto condiciones de flujo laminar como no-laminar.

En general los resultados presentados son la respuesta de un promedio de 150 pruebas, correspondientes a condiciones de pozo sin daño ( $S = 0$ ), con daño ( $S = 20$ ) y estimulado ( $S = -2$ ), incluyendo en cada caso el efecto de daño dependiente del gasto o flujo no-laminar como parte del análisis de este trabajo.

Cabe mencionar que los datos generados se obtuvieron de pruebas a gasto o presión de fondo constante, para obtener registros de gasto-presión ( $q_o$  y  $p_{wf}$ ) a una presión promedio de yacimiento  $p_r$ . Además para mostrar la variación en el comportamiento de afluencia, las pruebas se realizaron para propiedades de roca y fluido constantes, considerando el factor ( $S$ ) como el parámetro variable para mostrar su efecto. Los datos para la simulación se muestran en la Tabla 1.

Los datos de prueba se tomaron tanto para flujo laminar (o Flujo Darciano) como para no-laminar (Flujo No-Darciano); para este último se introdujo el término Inercial o de velocidad ( $\beta$ ) como parámetro presente en el 2o término de la ecuación de flujo de Forchheimer<sup>30</sup>. Se comparan los resultados para las mismas presiones promedio para los dos casos de flujo, y como es de esperarse la ecuación de Darcy a gastos bajos de producción produce el mismo comportamiento de afluencia que la ecuación de Forchheimer.

En nuestro estudio se recurrió al uso de  $\beta$  para flujo de una fase (se considera saturación del 100 por ciento) presentada por Geertsma<sup>53</sup> (ecuación III.2.18, en unidades de campo) para la estimación de coeficientes no-laminares y así establecer la tendencia de las curvas de comportamiento de afluencia *IPR*.

## RESULTADOS

Los resultados para un yacimiento bajosaturado en el que se considera un valor de  $\beta = 0$  (efectos de turbulencia nulos), son mostrados en la Fig.19, corroborándose el comportamiento tradicional de una curva de afluencia trazada en una gráfica doble-logarítmica de caída de presión contra gasto ( $\Delta p$  vs.  $q_o$ ) la cual exhibe líneas rectas de pendiente unitaria, se puede observar claramente el declinamiento del gasto de producción debido al efecto de daño mecánico existente en la vecindad del pozo ( $S = 20$ ). Las tres curvas muestran paralelismo, el cual es de esperarse basados en la forma de la ecuación para flujo laminar. Estas rectas se desplazan hacia arriba si  $S$  es mayor que cero, y hacia abajo si  $S < 0$ , con respecto a la curva de  $S = 0$ . Esto es lógico, ya que para  $S = -2$  se obtendrán mayores gastos que los correspondientes para ( $S = 0$ ) y con mas razón que para  $S = 20$ .

Es importante señalar que los resultados del simulador consideran que la zona de daño está representada por una zona de espesor diferente de cero  $r_s$ , y con una permeabilidad  $k_s$  diferente a la del yacimiento alrededor del pozo, utilizando la ecuación propuesta por Hawkins<sup>61</sup>, dada por la siguiente expresión,

$$S = \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left( \frac{r_s}{r_w} \right) \quad (IV.1)$$

Donde:  $r_s$  = radio de la zona de daño, y  $k_s$  = permeabilidad de la zona de daño.

El desplazamiento de las curvas son el resultado de resistencias al flujo presentes en la vecindad del pozo, producto de las técnicas de perforación y terminación empleadas, tipos de lodos, penetración de disparos y densidad empleada, entre otras. Estas condiciones de flujo alrededor del pozo intervienen directamente a que se tengan grandes caídas de presión para el caso de  $S > 0$ , y a una reducción de la caída de presión cuando el pozo está estimulado.

Siguiendo el esquema anterior, es necesario señalar que no sólo los efectos de daño mecánico están presentes, sino que se deben tomar en cuenta los efectos de flujo no-laminar, existentes en las regiones cercanas a los pozos productores, siendo su efecto importante no sólo en pozos de gas sino en pozos de aceite también.

Al efecto de flujo no-laminar muchos autores lo denominan como efecto de daño dependiente del gasto,  $Dq$ , el cual forma parte importante en el daño total  $S_t = S + Dq$ .

Para el análisis de los valores de los coeficientes laminares y no laminares se tomó como punto de partida la ecuación cuadrática de Forchheimer que en forma simplificada está representada por una gráfica del tipo  $(\Delta p/q$  vs.  $q)$  en coordenadas normales, que al igual que Jones-Blount y Glaze<sup>16</sup> nosotros también utilizamos para estimar los valores de los coeficientes de flujo laminar y no-laminar  $C$  y  $D$ , (ordenada al origen y pendiente de la línea recta). Este procedimiento es aplicable tanto para pozos de gas como de aceite (aunque para pozos de gas se utiliza  $\Delta p^2$  en lugar de  $\Delta p$ ). Como se vió en el capítulo II, para pozos de aceite la ecuación a utilizar está dada en la siguiente forma,

$$\frac{\Delta p}{q_0} = C + Dq_0 \quad (IV.2)$$

Para flujo laminar de aceite bajosaturado durante el período dominado por frontera, la ecuación a utilizar para un yacimiento cilíndrico con el pozo en el centro, es la siguiente,

$$\frac{\Delta p}{q_0} = \frac{141.2\mu_0 B_0 |\ln(r_c/r_w) - 0.75 + S|}{k_0 h} = C \quad (IV.3)$$

La Tabla 2 presenta valores de coeficientes laminares utilizando datos generados de simulación y calculados con la ecuación IV.3, observándose que los valores son muy cercanos, lo cual nos indica que los resultados del simulador numérico son confiables. Las diferencias observadas son el resultado de errores en el proceso de interpolación para la generación de las curvas de IPR (se utilizó una interpolación lineal). Además de que el simulador considera una zona de daño de espesor diferente de cero.

La Fig.20 presenta los resultados para flujo laminar. Esta gráfica presenta líneas rectas de pendiente cero y de intersección  $C$  en el eje vertical.

A este respecto Brown<sup>12</sup> presenta una relación de valores para los cuales existirá turbulencia en el sistema formación-pozo, la que expresa como  $C'/C \geq 2$ , en la cual  $C'$  es dada como  $C' = C + D_{q_{\text{osmar}}}$ . Así, si la relación  $C'/C$  es aproximadamente igual a la unidad los efectos de turbulencia son nulos y si  $C'/C$  tiene un valor arriba de 4 los efectos no laminares son marcados. Esto es mostrado en los resultados.

Brown también menciona que para valores de  $C > 0.05$  se tendrá daño en la formación. Observando la ecuación IV.3 el valor de  $C$  depende en gran medida de las propiedades de la roca y del fluido, por lo que a criterio propio no es posible estimar un valor promedio, dado que aun para daño cero se pueden obtener valores de  $C$  arriba de 0.05.

Dada la tendencia en la Fig.20 no se puede desvincular el concepto de índice de productividad constante ( $IP = cte$ ) para cualquier abatimiento de presión y etapa de la vida productiva de un pozo. La Fig.21 reproduce ésta tendencia para las condiciones de yacimiento bajosaturado y "Flujo Laminar". En base a resultados y de experiencia, se puede decir que esto es válido exclusivamente para condiciones ideales en las cuales los efectos de flujo laminar prevalecen en la vecindad de los pozos.

Algunos trabajos<sup>30</sup> enfatizan que los efectos no laminares son propios de pozos de gas y que para pozos de aceite pueden ser despreciados. De acuerdo a los resultados obtenidos, aun en pozos de aceite cuando altas velocidades de flujo existen en la vecindad del pozo, se esperan efectos No-Laminares. Esto recae en grandes incrementos en las caídas de presión y por lo tanto en la reducción sustancial de los gastos de producción.

JBC<sup>16</sup> escriben la ecuación (IV.2) para flujo radial de aceite incluyendo efectos no laminares, en función de términos de propiedades del yacimiento y de los fluidos, como:

$$\Delta p = \frac{141.2 \mu_o B_o}{k_o h} q_o (\ln r_c / r_w - 0.75 + S) + \frac{9.115 \times 10^{-13} \beta \rho B_o^2}{4 \pi^2 h^2} q_o^2 \left( \frac{1}{r_w} \right) \quad (IV.4)$$

Es importante mencionar que la ecuación (IV.4) es una aproximación de la ecuación de Forchheimer, en la cual se ha asumido que: 1) el gasto de aceite en la cara del pozo es un valor representativo del gasto dentro del área de drenaje, y que 2)  $r_c \gg r_w$  (la cual es una hipótesis razonable). Otra hipótesis inherente a la ecuación (IV.4) es: 3) que la zona de daño se considera de espesor cero, es decir que toda la caída de presión adicional debida al daño toma lugar en la cara del pozo. En el simulador se considera que la zona de daño o estimulación tiene un espesor diferente de cero,  $r_s \neq 0$ .

Uno de los principales propósitos de este trabajo es evaluar la ecuación (IV.4) bajo las hipótesis anteriores. Esta evaluación se realiza por medio de la comparación de resultados de simulación, en los cuales no se incluyen las hipótesis mencionadas.

La Tabla 3 muestra los valores de los coeficientes laminar y no-laminar  $C$  y  $D$  obtenidos para Flujo no Laminar de datos de simulación y utilizando la ecuación (IV.4). En esta tabla también se incluyen valores de índices de productividades  $IP$  así como de potenciales,  $q_{o,max}$ , para varias presiones promedio de yacimiento,  $p_r$ . Se puede observar que para casos de daño  $S \neq 0$  los resultados difieren de los obtenidos con las pruebas de simulación, y



para  $S = 0$  los resultados son cercanos.

Comparando los resultados obtenidos de  $q_{omax}$  de simulación y ecuaciones IV.3 y IV.4 para ambos tipos de flujo, se muestra la siguiente tabla:

Flujo Laminar:

$$S = 0, ERP = 0.069 \text{ por ciento}$$

$$S = 20, ERP = 3.28 \text{ por ciento}$$

$$S = -2, ERP = 2.67 \text{ por ciento}$$

Flujo No-Laminar:

$$S = 0, ERP = 0.20 \text{ por ciento}$$

$$S = 20, ERP = 16.7 \text{ por ciento}$$

$$S = -2, ERP = 28 \text{ por ciento}$$

en donde  $ERP = \text{"Error Relativo Promedio"}$  para todos los valores de  $p_r$  considerados en el cálculo de potenciales. Estos valores fueron calculados con:

$$\frac{|q_{omax,c} - q_{omax,s}|}{q_{omax,c}} * 100 = ERP$$

donde:  $q_{omax,c}$  = gasto máximo obtenido con las ecuaciones de flujo (IV.3 y IV.4) y  $q_{omax,s}$  = gasto máximo obtenido de pruebas de simulación.

De los resultados de la Tabla 3, se pueden hacer las siguientes observaciones:

a) El índice de productividad es función del tiempo de producción, y no es constante como para el caso de flujo laminar, b) los resultados del simulador de índices de productividad y de gastos máximos son cercanos a los resultados usando la ecuación (IV.4) para el caso de daño cero con una diferencia máxima de 0.2 por ciento. Esto sugiere que las hipótesis involucradas en la ecuación (IV.4) son razonables para el caso de  $S = 0$ , c) para los casos de  $S \neq 0$ , los resultados del simulador difieren con los correspondientes usando la ecuación (IV.4), obteniendo una diferencia relativa del 28 por ciento para el caso de  $S = -2$  y de 16.7 para  $S = 20$ .

Las diferencias antes mencionadas se deben principalmente a que la ecuación (IV.4) considera zona de daño de espesor cero ( $r_s = 0$ ), mientras que el simulador no incluye esta hipótesis. La consecuencia de esto es que el simulador considera una zona alrededor del pozo con un coeficiente inercial,  $\beta$ , diferente del coeficiente  $\beta$  del yacimiento, para los casos de daño diferente de cero. Así, si se utiliza el valor de  $\beta$  del yacimiento en el cálculo con la ecuación (IV.4), se tiene que los valores de  $q_{omax}$  del simulador se encuentran entre los dos valores obtenidos con la ecuación (IV.4) con  $\beta$  del yacimiento y con  $\beta$  de la zona de daño. Como se puede corroborar al comparar las Tablas 3 y 3a.

La Fig. 22 presenta la tendencia generada de datos obtenidos de pruebas, en términos de  $\Delta p$  vs.  $q_o$  mostrándose que el comportamiento lineal (con pendiente unitaria) no está presente en el comportamiento de afinencia. Una observación muy importante a esta figura es que incluso para flujo no-laminar existe cierto paralelismo en las tres curvas trasadas a gastos pequeños, lo cual corresponde a flujo laminar. El desplazamiento es función del daño mecánico. Ahora la desviación de la línea recta, es causada por el efecto de daño dependiente del gasto o alta velocidad de flujo,  $Dq_o$ , que depende del valor del coeficiente inercial,  $\beta$ , marcando el efecto (No-Darciano) a gastos de producción altos, en donde la curvatura es más marcada.

De lo anteriormente dicho, es mostrado que a gastos bajos de producción los efectos de flujo no-laminar se atenúan, tendiendo al comportamiento exhibido para flujo laminar, Fig.19, y a gastos altos ocurre una desviación hacia arriba, incrementándose al aumentar los gastos de producción.

La Fig.23 muestra las tendencias trazadas tanto para flujo laminar como para no-laminar, ambos datos obtenidos de pruebas de simulación, en las que se consideran los tres valores de daño mecánico y alta velocidad de flujo. Se observa claramente que el efecto de flujo No-Darciano recae en mayores caídas de presión a las esperadas, que conlleva a gastos de producción muy por debajo de los predichos bajo condiciones ideales (Darcianas), que consecuentemente acarreará errores en el cálculo de potenciales. De los resultados presentados en este trabajo, se establece un rango promedio del 85 por ciento arriba del potencial real del pozo, esto al no considerar tales efectos.

Otra observación es que para el conjunto de datos considerados, para gastos menores de 45 bpd, los efectos laminares son predominantes, no existiendo diferencia entre ambas condiciones de flujo, siendo la ley de Darcy válida en esta región de flujo.

La Tabla 4, correspondiente a Flujo Darciano y No-Darciano ( $S = 0$ ), muestra valores de  $IP$  y de caídas de presión  $\Delta P$  para una  $p_r = 5000$ psi. Se observa claramente para flujo no-laminar una reducción en los valores de índices de productividad conforme se incrementan los gastos, mientras que para flujo laminar el  $IP$  permanece constante. Así hablar de un  $IP$  constante resulta falso cuando existen efectos de flujo no-laminar.

La Fig.24 presenta una gráfica de  $(\Delta p/q_o \text{ vs. } q_o)$  para las dos condiciones de flujo, y se puede concluir de esta que: para un yacimiento bajosaturado, para cualquier valor de  $S$ , cuando los efectos de flujo No-Darciano son importantes ( $D \neq 0$ ) es falso hablar de un comportamiento lineal ( $IP = CTE.$ ), esto se corrobora en una gráfica de presión contra gasto ( $p_{wf}$  vs.  $q$ ), Fig.25, en la cual para cada valor de daño las  $IPR$  son iguales en forma a las  $IPR$  obtenidas para flujo multifásico de Vogel<sup>9</sup>, Standing<sup>10</sup>, Fetkovich<sup>13</sup> y Couto<sup>17</sup>

entre otros. Así mismo la Fig. 26, presenta la predicción del comportamiento para  $S = 0$  a diferentes presiones de yacimiento  $p_r$ .

## DISCUSIONES

A la fecha se han presentado varios trabajos sobre flujo No-Darciano, tomando cada uno de ellos condiciones particulares de yacimientos para sus estudios, ya sean yacimientos bajosaturados, saturados, o de gas. Se han considerado tanto datos de campo como de simulación. Estos trabajos han contribuido a un avance en el conocimiento referente al comportamiento de afluencia.

En esta sección se analizan algunos de estos trabajos en relación con yacimientos bajosaturados con flujo No-Darciano.

La referencia 46 presenta resultados para flujo Darciano y No-Darciano en yacimientos de aceite con gas en solución (dos fases), obteniendo también resultados para yacimientos bajosaturados.

Kadi<sup>46</sup> presenta curvas con pendientes menores a la unidad para régimen No-Darciano y cercanas a la unidad para régimen Darciano. Es importante señalar, sin embargo, que Kadi utiliza una gráfica del tipo doble-logarítmica de  $\Delta p^2$  vs.  $q_0$  para establecer sus resultados. En su estudio para flujo laminar presenta líneas rectas paralelas con desplazamiento como función del daño mecánico, y para flujo no-laminar obtiene líneas rectas no paralelas con incrementos de pendiente para daño positivo y decrementos para daño negativo, esto respecto a la recta de  $S = 0$ , para flujo no-laminar.

Haciendo referencia al tipo de gráficas que utiliza Kadi, es bien sabido que para aceite, ya sea en flujo laminar o flujo no-laminar, la ecuación (IV.4) conlleva a una gráfica de  $\Delta p$

vs.  $q_0$  y no  $\Delta p^2$  vs.  $q_0$ , por lo tanto los resultados que presenta Kadi no son acordes con la ecuación general para aceite durante el período dominado por frontera.

La Fig.27 muestra los resultados, pero ahora graficados en términos  $\Delta p^2$  vs.  $q_0$ . En esta figura se obtienen aproximadamente rectas para cada valor de daño al igual que los resultados de Kadi para flujo laminar. La razón de por que se generan aproximadamente rectas se encuentra en el siguiente análisis<sup>62</sup>:

$$\Delta p^2 = p_r^2 - p_{wf}^2 = (p_r - p_{wf})(p_r + p_{wf})$$

obteniendo logaritmos con  $p_r \gg p_{wf}$ , se obtiene :

$$\log \Delta p^2 = \log(p_r - p_{wf}) + \log(p_r) = \log \Delta p + Cte.$$

esto implica que para altos gastos en condiciones de flujo laminar la gráfica de  $\log(\Delta p^2)$  es casi paralela a la gráfica de  $\log(\Delta p)$  desplazada por una constante.

Las pendientes que se obtienen en la gráfica de  $\Delta p^2$  vs.  $q_0$  ya no son exactamente iguales a la unidad, aunque son cercanas a la unidad para el caso de flujo laminar como se muestra en la Fig.27. Estrictamente la gráfica en términos de  $\Delta p^2$  para yacimientos bajosaturados no está justificada.

Kadi se basa en la ecuación propuesta por Fetkovich<sup>13</sup> para yacimientos de gas y yacimientos saturados en el sentido de que una gráfica doble-logarítmica de  $\Delta p^2$  vs.  $q_0$  genera aproximadamente una recta con pendiente  $1/n$ , donde  $n$  es el exponente de turbulencia. Sin embargo para yacimientos con aceite bajosaturado, de acuerdo a la ecuación (IV.4), la gráfica debe estar en términos de  $\Delta p$  vs.  $q_0$ .

Para yacimientos bajosaturados con flujo no-laminar, Kadi sugiere de nuevo graficar en términos de  $\Delta p^2$  vs.  $q_o$ , presentando sus resultados también como líneas rectas. Sin embargo aun cuando presenta sus resultados también como rectas, en general esto no es así. En la Fig.28, se presentan resultados graficados en términos de  $\Delta p^2$  vs.  $q_o$  para tres diferentes valores de daños. Aún cuando los datos muestran claramente una tendencia no lineal, se realizó un ajuste por mínimos cuadrados de una línea recta, mostrándose este ajuste en la misma gráfica.

Los datos en términos de  $\Delta p^2$  se acercan un poco más a la tendencia lineal para el caso de flujo no-laminar, que en términos de  $\Delta p$ , lo cual posiblemente llevó a Kadi a proponer esta manera de graficar los datos.

Aproximando líneas rectas por mínimos cuadrados, se obtienen pendientes menores que los casos correspondientes para flujo laminar, lo cual implica que los valores de "n" sean menores que la unidad para Flujo No-Laminar. Esta observación concuerda con las observaciones realizadas por Fetkovich<sup>13</sup> y Kadi<sup>46</sup>.

C. Whitson<sup>18</sup> señala que el término de daño dependiente del gasto es igualmente aplicable para flujo de aceite, lo cual esta demostrado en este trabajo para el caso de un sistema de aceite bajosaturado. Whitson presenta una ecuación para estimar el mínimo gasto,  $q_{HVF}$ , para el cual los efectos de alta velocidad de flujo HVF, pueden esperarse. Escrita para aceite o gas de la siguiente forma:

$$q_{HVF} = q_{HVF} \frac{r_w h_y H}{\rho} \quad (IV.5)$$

Para el caso de aceite presenta una constante de conversión en unidades de campo, expresada como  $s_{HVF} = 634.5$ . Si se utiliza esta relación para los datos presentados en la Tabla 1, resulta que,  $q_{HVF} = 5119$  bpd (para  $S = 0$ ), que de acuerdo a Whitson, es el gasto de flujo al que se empiezan a sentir los efectos de turbulencia. Basados en resultados de

simulación, en la Fig.23 se observa que la variación entre los resultados para flujo laminar y no-laminar se empieza a sentir a partir de  $q_{ENL} = 45$  bpd. En otras palabras es el punto en el cual ocurre la desviación de la línea recta, descrita por la Ley de Darcy.

Se puede pensar que el valor de  $q_{HVF}$ , de la ecuación IV.5, es el valor al cual se sienten los efectos de turbulencia, es decir que a 5119 bpd se está entrando a la región de flujo de alta velocidad después de haber pasado por una transición de flujo laminar (Darciano) a no-laminar (No-Darciano). Así el valor reportado de  $q_{HVF}$  representa el gasto al cual los efectos de turbulencia dominan la respuesta. Para los casos de daño 0 y -2 con flujo no-laminar, de simulación se obtienen gastos máximos de 7803 y 15715 bpd respectivamente. Dados estos resultados, se da cabida a pensar en la existencia de efectos de alta velocidad de flujo. Estrictamente se tendrá que analizar el equivalente del diagrama de *Moody* para medios porosos para darle un significado físico a  $q_{HVF}$ .

La Fig.29, muestra curvas de *IPR* para diferentes condiciones de yacimiento (ver Tabla 5), en las cuales se consideró daño cero y flujo no-laminar para un yacimiento de aceite bajosaturado. Para la región de flujo laminar el paralelismo existente entre todas las curvas es claro y característico de éste tipo de flujo. Así, como es de esperarse, cuando se está produciendo a gastos bajos la Ley de Darcy es válida.

Se puede observar la tendencia no lineal a gastos de producción altos, y en especial para las condiciones de yacimiento 1,2 y 3, comparadas con las líneas rectas obtenidas cuando los efectos inerciales son despreciables en los casos de los yacimientos 4 y 5.

La Fig.30 presenta una gráfica típica de *IPR* ( $p_{wf}$  vs.  $q_o$ ) para  $S = 0$  y  $p_r = 5000$  psi, en la cual los efectos de flujo No-Darciano se visualizan mejor para cada curva. En esta figura se presentan líneas rectas de  $IP = cte$  cuando los efectos viscosos predominan sobre los efectos inerciales, no obstante que  $\beta > 0$ . Y curvas semejantes a *IPR*'s para flujo multifásico, cuando los efectos inerciales dominan el comportamiento de flujo.

Aquí se puede señalar que la tendencia no lineal obtenida por muchos autores, para el caso de flujo multifásico puede esperarse para flujo de una fase (aceite) cuando los efectos No-Darcianos dominan el comportamiento de afluencia. Así la teoría de que una línea recta de  $IP = cte$  se espera cuando  $p_{wf} > p_b$ , no siempre es válida.

La Tabla 6 presenta valores de coeficientes para las cinco tendencias trazadas en las Figs.29 y 30. Estos coeficientes pueden ser graficados en forma de  $\Delta p/q_o$  vs.  $q_o$ , como se muestra en la Fig.31. Para este tipo de gráfica Brown<sup>12</sup> menciona que para valores del coeficiente laminar  $C \leq 0.05$  no existirá daño en la formación y que el grado de daño aumentará conforme el valor de  $C$  se incremente. Esto resulta un tanto inadecuado debido a que aun para  $S = 0$ , la Tabla 6 reporta valores de  $C > 0.05$ , ya que este valor no sólo es función del daño mecánico  $S$ , sino de las propiedades de la roca y del fluido, las cuales difieren para cada condición de yacimiento.

A opinión personal los valores de los coeficientes  $C$  y  $D$  cuando existe flujo No-Darciano, más que proporcionar el grado de daño, proporcionan el tipo de flujo que domina en el sistema. A continuación se presentan la siguiente guía para el caso de un sistema de "Aceite Bajosaturado con Flujo No-Darciano":

- 1.- Si  $C^*/C > 2$ , se tendrán efectos de flujo no-laminar, y si  $C^*/C > 4$  los efectos No-Darcianos son marcados.
- 2.- Si  $1.0 \leq C^*/C \leq 2.0$ , existe la probabilidad de que los efectos laminares dominen el comportamiento de flujo, decreciendo los efectos laminares al aumentar la relación  $C^*/C$ .
- 3.- Si  $p_r/q_{o\max} \gg C$ , se tendrán efectos No-Darcianos marcados.
- 4.- Si  $p_r/q_{o\max}$  es aproximadamente igual a  $C$ , todo se reduce a utilizar la ecuación de Darcy para la obtención del comportamiento de afluencia. Por lo tanto los efectos de flujo no-laminar pueden ser despreciados para el cálculo de potenciales, para ésto el gasto



máximo se puede calcular en forma rápida utilizando,  $q_{omax} = C^{-1} p_r$ , (barriles/día).

Los cuatro puntos presentados pueden ser utilizados como guías en la estimación de los efectos laminares y no laminares en el comportamiento de afluencia. Los datos requeridos son dos o más pruebas de producción, con las cuales se podrá determinar el valor de los coeficientes  $C$  y  $D$ . Un resultado de esto, es, poder obtener en forma menos ideal el comportamiento de  $IPR$  correspondiente, además de establecer en forma aproximada la magnitud de los efectos no-laminares.

También se puede utilizar la ecuación IV.4 para la determinación del gasto máximo,  $q_{omax}$ , cuando existen efectos de flujo No-Darciano ( $\beta > 0$ ) y en especial cuando  $S = 0$ .

Para remarcar el objetivo de este trabajo y sólo por comparación, la Fig.32 presenta una gráfica en forma adimensional de  $q_o/q_{omax}$  vs.  $p_{wf}/p_r$  para las consideraciones de  $S = 0$  ( $EF = 1$ ) a una  $p_r = 5000$  psi. El objetivo de esta gráfica es demostrar que aun para yacimientos de aceite bajosaturado ( $p_{wf} > p_b$ ) una tendencia no lineal ( $IP \neq cte$ ) se puede esperar cuando se tienen presentes efectos de flujo No-Darciano en la vecindad de los pozos. Es decir que la relación gasto-abatimiento de presión dejan de ser proporcionales.

Los resultados de simulación (conjunto 2 en Tabla 5) para un un sistema bajosaturado (línea gruesa y continua), son comparados con las tendencias obtenidas aplicando los métodos propuestos por Vogel<sup>9</sup>, Harrison<sup>12</sup> y Fetkovich<sup>13</sup>, estos para un sistema multifásico o que se considera un yacimiento de aceite con empuje por gas en solución. Los tres métodos de comparación toman como condición la existencia de flujo laminar (refs. 9 y 12), a excepción de la referencia 13 que incluye la estimación de los efectos de turbulencia. Comparando las curvas, en todos los casos se observa un comportamiento semejante entre todas las curvas trazadas, o sea un comportamiento parabólico de  $IPR$ .

La similitud del comportamiento de afluencia para ambos sistemas se explica como sigue: Para un sistema saturado el comportamiento no lineal tiene como causa principal el incremento de la saturación de gas (reducción de  $k_{r_o}$ ) en la cara del pozo, mientras que para un sistema bajosaturado, los efectos de flujo No-Darciano o de alta velocidad de flujo en la vecindad del pozo productor es la causa del comportamiento no lineal.

T A B L A 1

## DATOS DE SIMULACION

Radio de drenaje, $r_e$	1000 ft.
Radio del pozo, $r_w$	0.5 ft.
Espesor del yacimiento, $h$	50 ft.
Presión inicial del yac., $p_i$	5700 psi.
Densidad del aceite, $\rho_o$	58 lbm/ft <sup>3</sup>
Permeabilidad efectiva, $k$	100 md.
Porosidad, $\phi$	0.05 fracc.
Factor de daño, $S$	0.20, -2 adim.
Viscosidad del aceite, $\mu_o$	0.3 cp.
Factor de volumen del aceite, $B_o$	1.0 $B_{o1}/B_{o2}$
Compresibilidad del fluido, $C$	$1.0 \times 10^{-6}$ psi <sup>-1</sup>

## Nota:

Los datos enumerados se utilizaron tanto para flujo laminar (Darciano  $\beta = 0$ )  
como para flujo no laminar (No-Darciano  $\beta > 0$ ).

T A B L A 2

RESULTADOS PARA FLUJO LAMINAR - SIMULADOR  $\beta=0$ 

PRESION PROMEDIO DE YACIMIENTO	FACTOR DE DAÑO (adim)								
	S=0			S=20, $r_s=1.163$ ft			S=-2, $r_s=3.755$ ft		
	C	IP	Q <sub>max</sub>	C	IP	Q <sub>max</sub>	C	IP	Q <sub>max</sub>
5 0 0 0			86205			22727			125,000
4 5 0 0	0	17	77586	0	4	20454	0	25	112,500
4 0 0 0	0	2	68965	2	5	18191	0	0	100,000
3 5 0 0	5	4	60344	2	4	15909	4	0	87500

## RESULTADOS FLUJO LAMINAR ECUACION (IV.3)

Pr (psi)	C	IP	Q <sub>max</sub>	C	IP	Q <sub>max</sub>	C	IP	Q <sub>max</sub>
5 0 0 0			86146			21980			121,664
4 5 0 0	0	17	77532	0	4	19782	0	24	109,497
4 0 0 0	0	2	68917	2	4	17584	0	3	97231
3 5 0 0	5	3	60302	3		15386	4	3	85165

C= Coeficiente de flujo laminar.

IP=Indice de productividad, (bpd / psi)

Q<sub>max</sub>= Gasto máximo de aceite (potencial), bpd

S=Factor de daño (Skin factor), (adim)

T A B L A 3

## RESULTADOS PARA FLUJO NO-LAMINAR SIMULADOR

PRESION PROMEDIO DEL YACIMIENTO	FACTOR DE DAÑO (adim)					
	S=0		S=20, rs=1.163 ft		S=-2, rs=3.795 ft	
	I P	Q <sub>max</sub>	I P	Q <sub>max</sub>	I P	Q <sub>max</sub>
5 0 0 0	1.562	7803	0.813	4068	3.143	15715
4 5 0 0	1.641	7283	0.853	3837.1	3.201	14855
4 0 0 0	1.735	6937.8	0.878	3593.7	3.486	13945
3 5 0 0	1.848	6477.5	0.953	3335.1	3.708	12977
C	0.058		0.22		0.04	
D	7.47E-5		2.48E-4		1.77E-5	
β	6.942E10 1/FT		3.449E11 1/FT		7.999E9 1/FT	

## RESULTADOS FLUJO NO LAMINAR ECUACION (IV.4)

Pr (PSI)	I P		Q <sub>max</sub>		I P		Q <sub>max</sub>	
	I P	Q <sub>max</sub>	I P	Q <sub>max</sub>	I P	Q <sub>max</sub>	I P	Q <sub>max</sub>
5 0 0 0	1.564	7810.2	0.877	3383.6	4.275	21877		
4 5 0 0	1.644	7398.0	0.707	3182.0	4.857	20644		
4 0 0 0	1.738	6953.7	0.749	2996.8	4.835	19340		
3 5 0 0	1.852	6490.8	0.726	2785.3	5.130	17954		
C	0.058		0.227		0.041			
D	7.437E-5		3.695E-4		8.569E-6			

β= Coeficiente Inercial de flujo en la cara del pozo, (1/ft)

C= Coeficiente de flujo laminar

D= Coeficiente de flujo no laminar

IP= Indice de productividad, (bpd / psi)

Q<sub>max</sub>= Gasto máximo de aceite (potencial), (bpd)(a pwf=0 psi)

S= Factor de daño (Skin factor), (adim)

T A B L A 3a

RESULTADOS PARA FLUJO NO-LAMINAR ECUACION (IV.4)  $\beta=6.9423E10$  1/ft

PRESION PROMEDIO DEL YACIMIENTO	FACTOR DE DAÑO (adim)					
	S=0		S=20, $r_s=1.153$ ft		S=-2, $r_s=3.795$ ft	
	IP	Q <sub>max</sub>	IP	Q <sub>max</sub>	IP	Q <sub>max</sub>
5 0 0 0	idem. S=0 en Tabla 2		1.342	6811.4	1.58	7927.5
4 5 0 0			1.422	6398.0	1.668	7507.0
4 0 0 0			1.490	5962.0	1.765	7062.5
3 5 0 0			1.571	5499.0	1.883	6589.2
C	0.058		0.227		0.041	
D	7.437E-5		7.437E-5		7.437E-5	

$\beta$ = Coeficiente Inercial del yacimiento, (1/ft)

C= Coeficiente de flujo laminar

D= Coeficiente de flujo no laminar

IP= Indice de productividad, (bpd / psi)

Q<sub>max</sub>= Gasto máximo de aceite (potencial), (bpd)(a pwf=0 psi.)

S= Factor de daño (Skin factor), (adim)

## T A B L A 4

TABLA COMPARATIVA PARA  $\beta=0$ , QUE INCLUYE LA RESPUESTA OBTENIDA DE SIMULACION TANTO PARA FLUJO LAMINAR ( $\beta=0$ ) COMO PARA FLUJO NO-LAMINAR ( $\beta$  dif.de 0) CON RESPECTO A  $\Delta P$  E IP PARA UNA  $Pr=5000$  psi.

GASTO DE PRODUCCION	FLUJO NO LAMINAR		FLUJO LAMINAR	
	$\Delta P$ (psi)	IP(bpd/psi)	$\Delta P$ (psi)	IP(bpd/psi)
5 0	3.08	16.23	2.9	17.24
5 0 0	47.64	10.50	29.0	17.24
1 0 0 0	132.49	7.55	53.0	17.24
5 0 0 0	2152.52	2.32	290.0	17.24
7 5 0 0	4630.62	1.62	435.0	17.24

IP= Indice de productividad, (bpd/psi)

Qo= Gasto de aceite, (bpd)

$\Delta P$ = Caída de presión, (psi)

T A B L A 5

Tabla de valores para diferentes condiciones de yacimiento

N	h	k	$\phi$	$\mu$	$\rho$
1	50	10	0.10	0.01	50
2	50	100	0.05	0.30	58
3	50	10	0.05	0.30	58
4	50	10	0.10	1.00	50
5	400	0.1	0.10	0.60	50

N= Número de clave para la condición de prueba.

h= Espesor del yacimiento, ft

k= Permeabilidad, md

$\phi$  = Porosidad, adims

$\mu$  = Viscosidad, cp

$\rho$  = Densidad, lb/ft<sup>3</sup>

Nota: Los parámetros anotados se presentan como variables en la simulación.

Los datos complementarios constantes son presentados en la Tabla 1.



T A B L A 6

RESULTADOS DE SIMULACION PARA FLUJO NO-LAMINAR, S=0 Y Pr=5000 (psi)								
CON. DE YAC.	$\beta$ (1/ft)	C	D	q <sub>max</sub> (bpd)	C'/C	$\Delta p/q_{max}$	q <sub>HVF</sub>	q <sub>ENL</sub>
1	4.8511E9	.019	4.45E-6	31453	8.3660	0.159	197	100
2	6.942E10	.058	7.46E-5	7203.7	11.037	0.6407	5119	50
3	2.195E11	.588	2.36E-4	3528.7	2.4345	1.4170	5119	100
4	5.3511E9	1.93	6.30E-6	2569.1	1.0084	1.9462	19796	—
5	4.851E10	14.5	7.00E-7	344.56	1.0000	14.511	95022	—

- $\beta$  = Coeficiente Inercial del yacimiento, (1/ft)  
 C = Coeficiente de flujo laminar  
 D = Coeficiente de flujo no-laminar  
 Q<sub>max</sub> = Gasto máximo de aceite, (bpd) (a pwf=0 psi.)  
 C'/C = Relación flujo no-laminar/laminar  
 $\Delta p/q_{max}$  = Caída de presión por potencial, (psi/barriles/día)  
 q<sub>HVF</sub> = Gasto al cual los efectos de alta velocidad de flujo se empiezan a sentir, (bpd), según Whitson.  
 q<sub>ENL</sub> = Gasto al cual los efectos de flujo No-Laminar se empiezan a sentir, (bpd), según resultados de simulación.

NOTA: Las cinco condiciones de yacimiento están dadas en la Tabla 5.

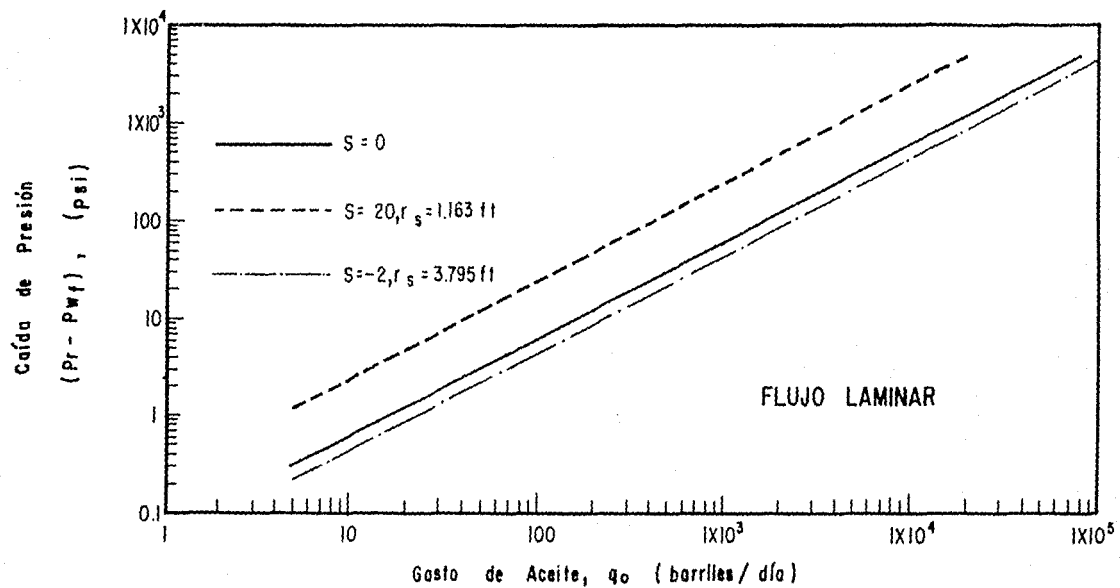


FIG. 19.- COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA PARA FLUJO LAMINAR ( $P_r \leq 5000$  psi).

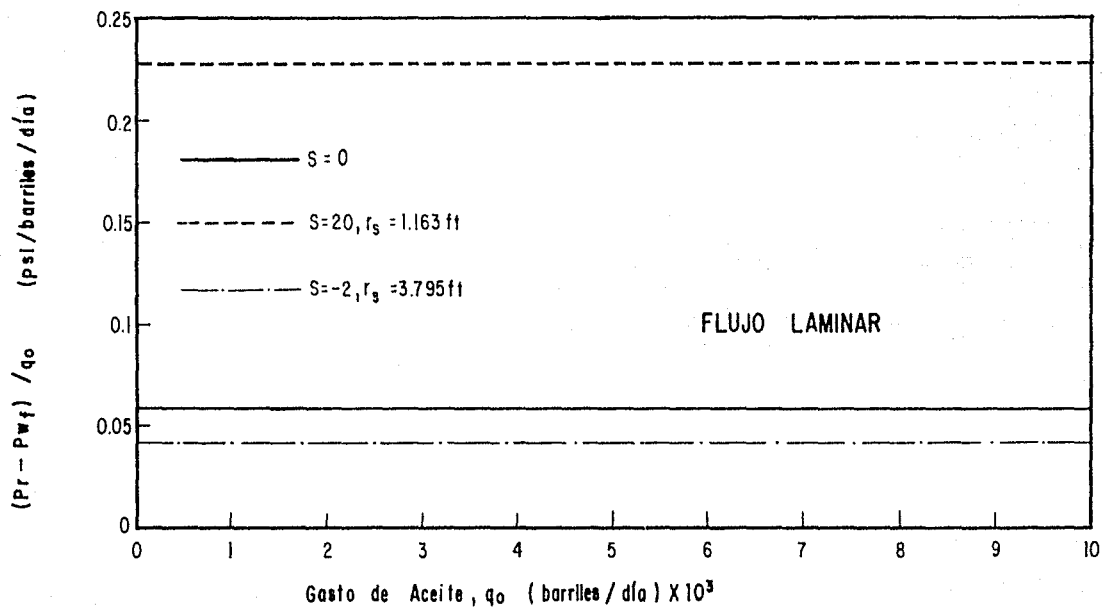


FIG. 20.- GRAFICA TIPO JONES, BLOUNT Y GLAZE, FLUJO LAMINAR.

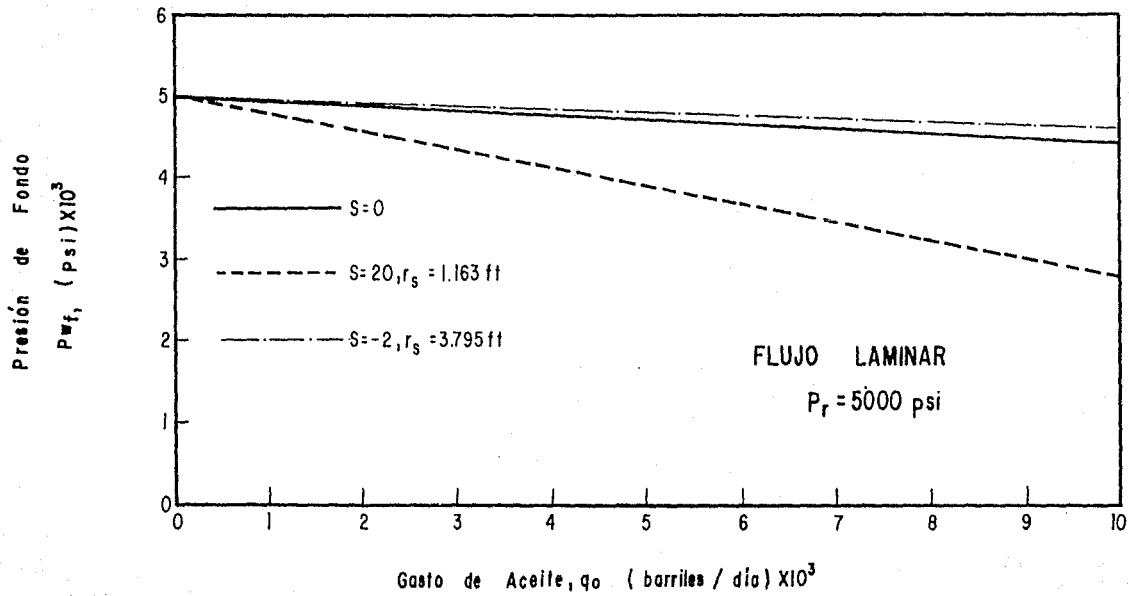


FIG. 21.- COMPORTAMIENTO DE IP, FLUJO LAMINAR.

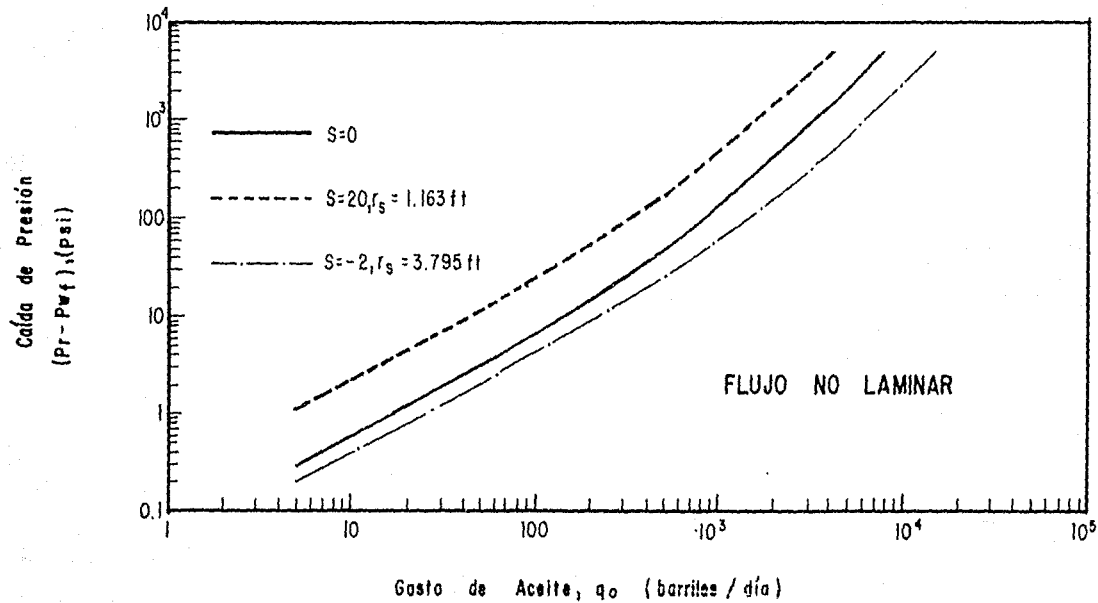


FIG. 22.- COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA PARA FLUJO NO-DARCIANO ( $P_r \leq 5000$  psi),

$$\beta = 6.9423 \text{ E}10, 1/\text{ft.}$$

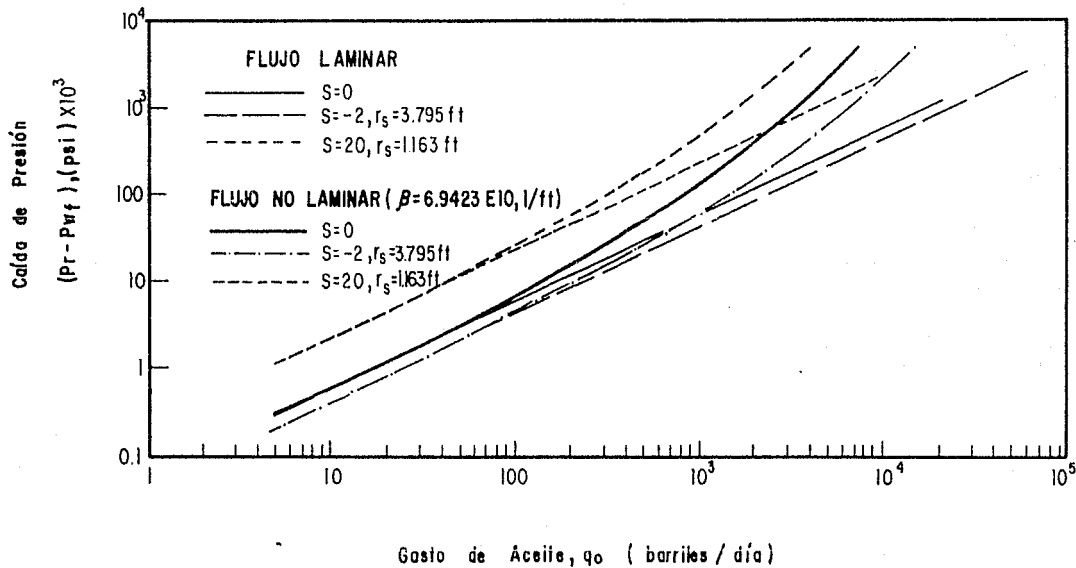


FIG. 23.- COMPARACION DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA PARA FLUJO LAMINAR Y FLUJO NO LAMINAR EN UN YACIMIENTO BAJOSATURADO.

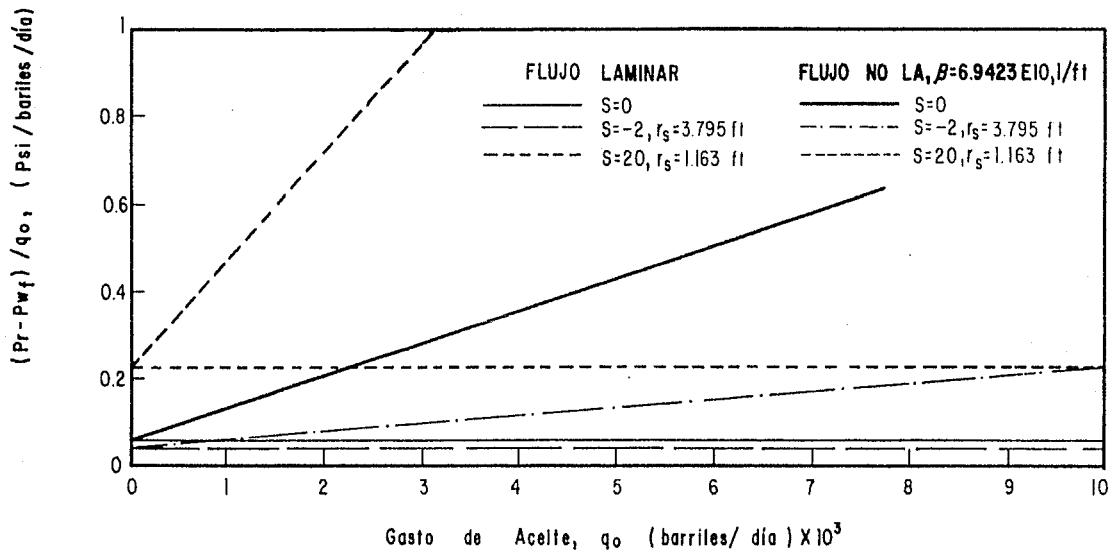


FIG. 24.- COMPARACION DE TENDENCIAS EN GRAFICA TIPO JONES, BLOUNT Y GLAZE PARA FLUJO LAMINAR Y NO-LAMINAR EN UN YACIMIENTO BAJOSATURADO.

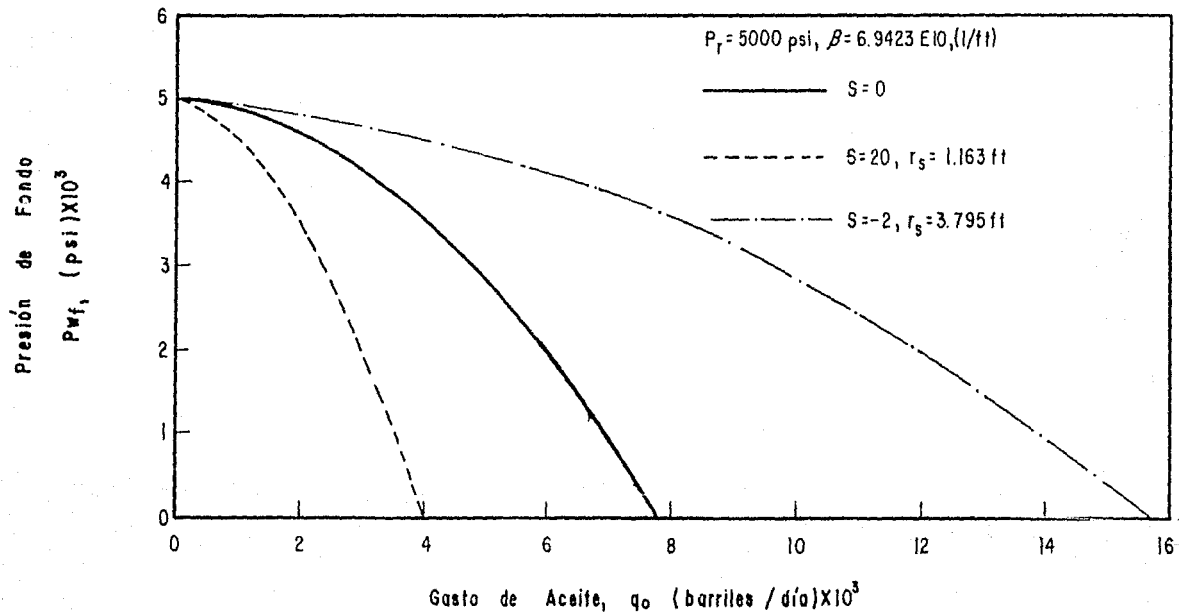


FIG. 25.- CURVAS DE IPR PARA  $S=0, 20$  y  $-2$  A  $P_r=5000 \text{ psi.}$ , FLUJO NO-LAMINAR Y YACIMIENTO BAJOSATURADO.



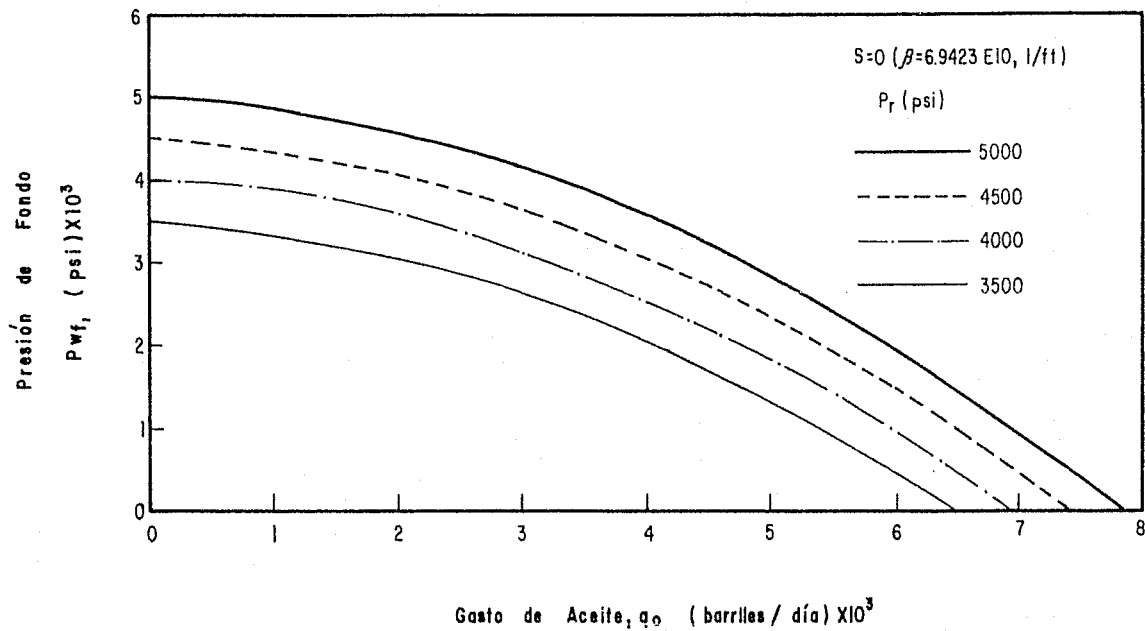


FIG. 26.- CURVAS DE IPR PARA  $S=0$  CON FLUJO NO-LAMINAR A VARIAS PRESIONES DE YACIMIENTO.

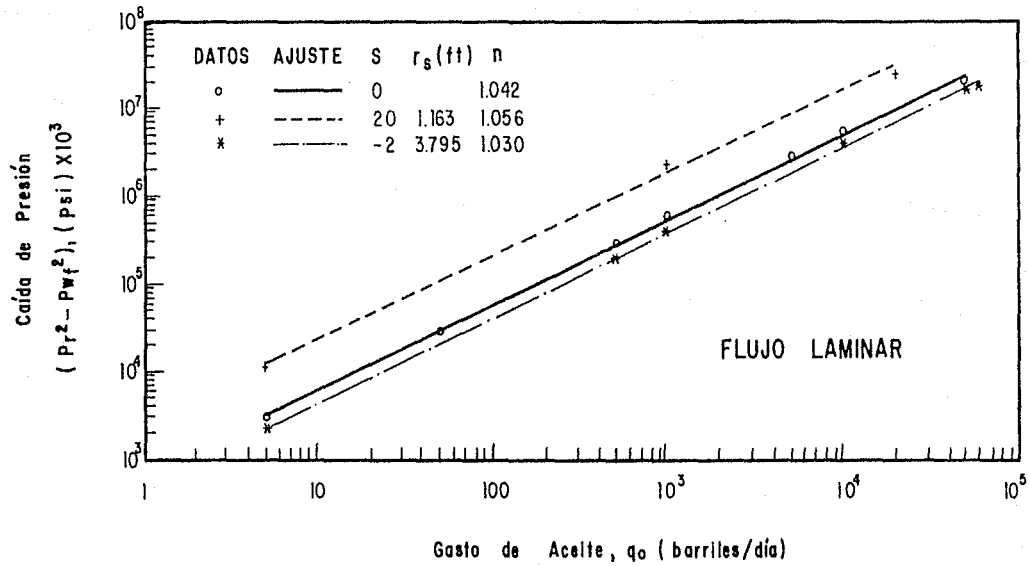


FIG. 27.- AJUSTE DE DATOS  $\Delta P^2$  PARA FLUJO LAMINAR.

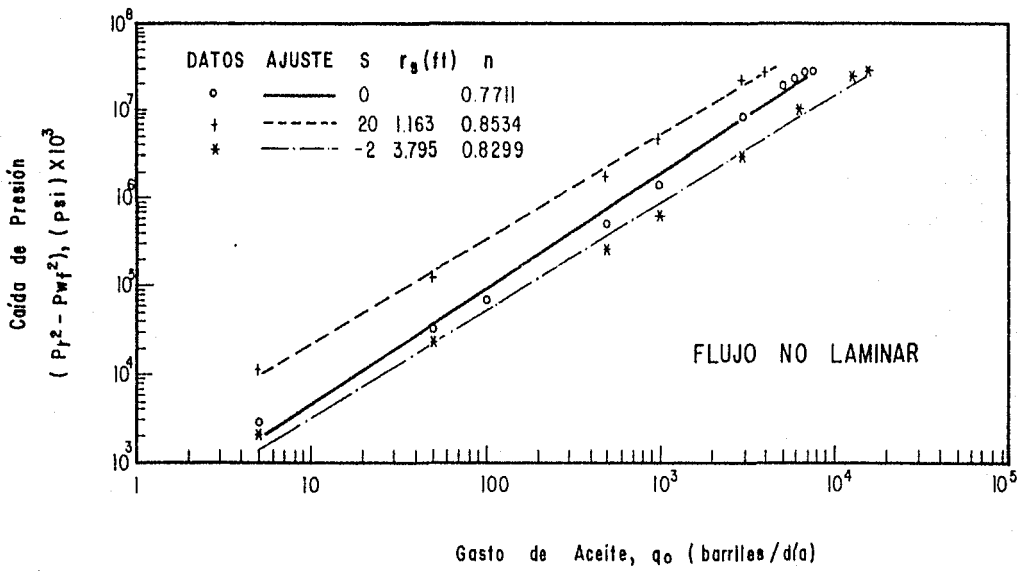


FIG. 28.- AJUSTE DE DATOS  $\Delta P^2$  PARA FLUJO NO-LAMINAR.

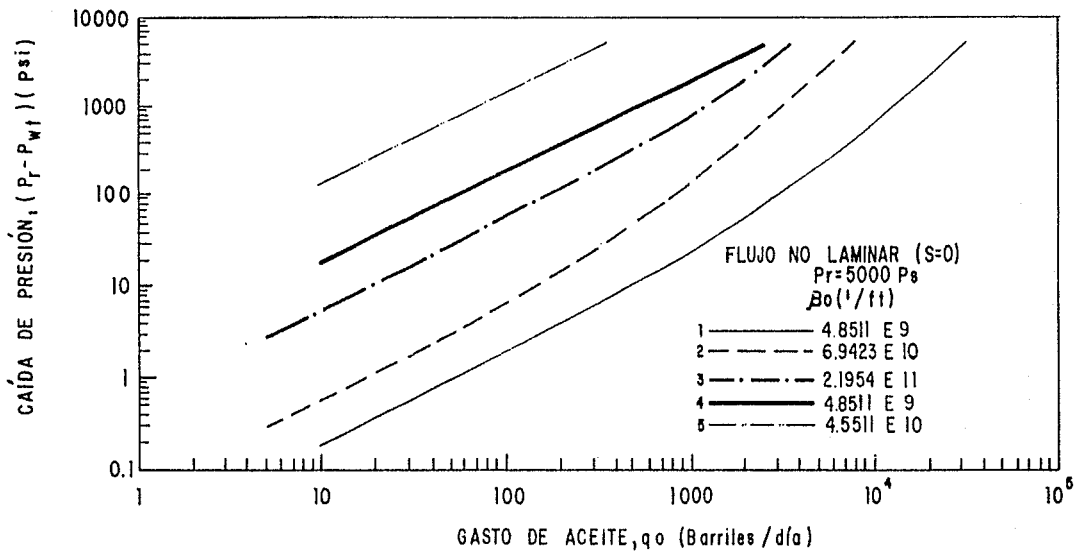


FIG. 29.- CURVAS DE IPR PARA DIFERENTES CONDICIONES DE YACIMIENTO,  $S=0$  Y FLUJO NO-LAMINAR.

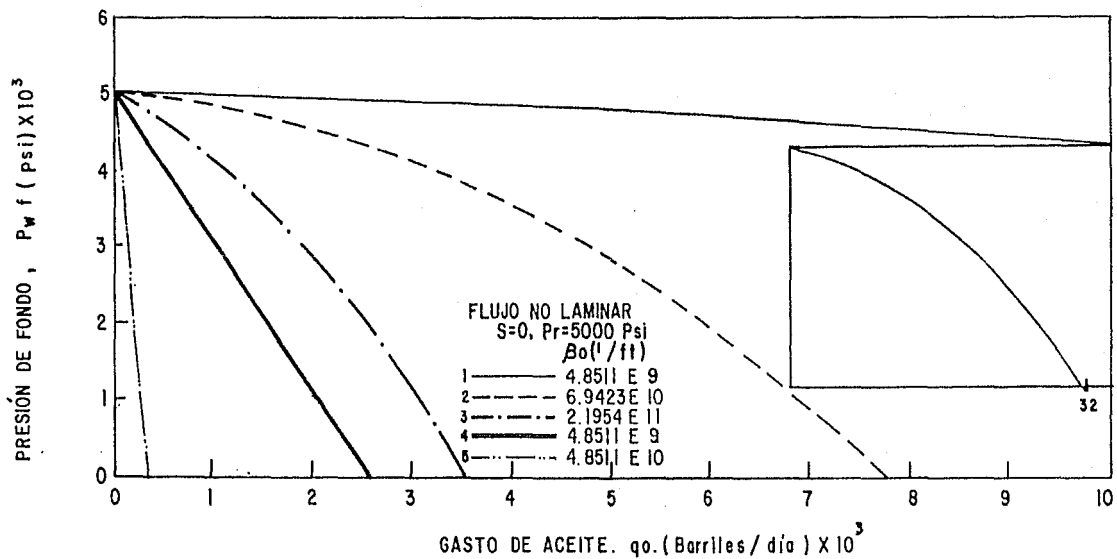


FIG. 30.- CURVAS DE IPR ( $p_{wf}$  vs.  $q_o$ ) PARA DIFERENTES CONDICIONES DE YACIMIENTO  
 $S=0$  Y FLUJO NO-LAMINAR.

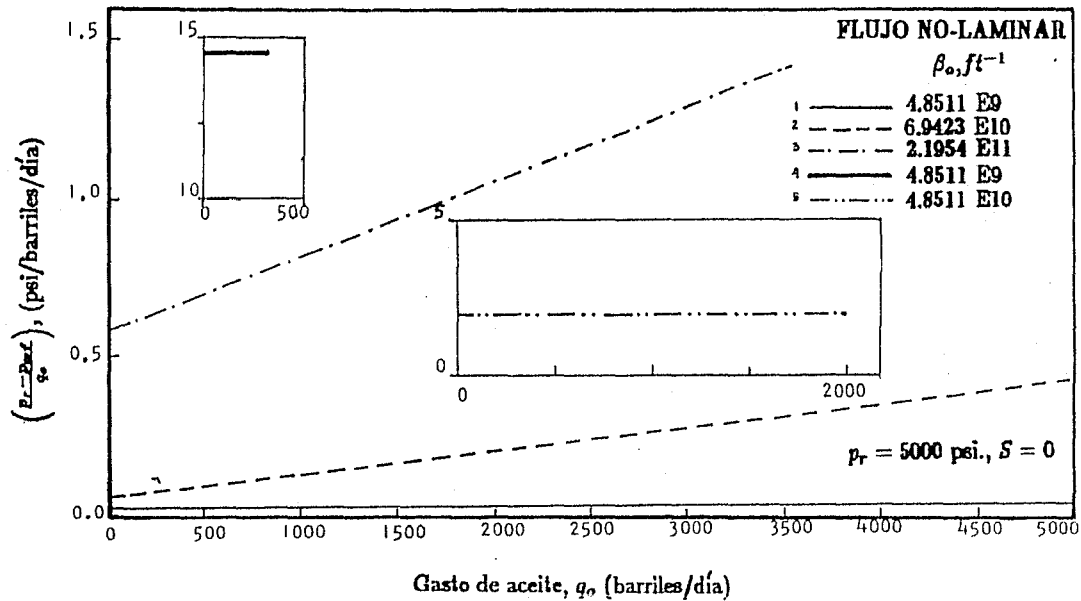


FIG. 31.- GRAFICA TIPO JBG CONSIDERANDO FLUJO EN UNA FASE,  $S=0$  Y FLUJO NO-LAMINAR.

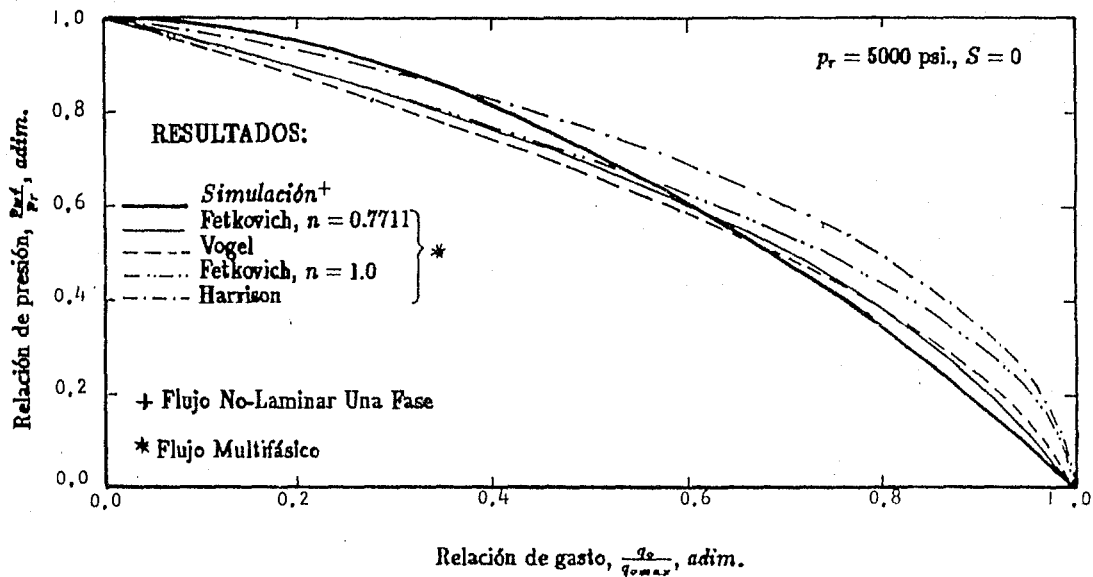


FIG. 32.- COMPARACION DE CURVAS DE IPR OBTENIDAS PARA FLUJO MULTIFASICO, RESPECTO A LA RESPUESTA PARA FLUJO DE UNA FASE DE ACEITE, YACIMIENTO BAJOSATURADO Y FLUJO NO-LAMINAR.

## ANALISIS Y CONCLUSIONES

A lo largo de este trabajo se han señalado ciertas condiciones para la existencia de efectos No-Darcianos en el comportamiento de flujo del medio poroso hacia el pozo. El caso particular de análisis corresponde a un sistema de aceite bajosaturado.

Es necesario señalar que el valor del gasto de flujo se presenta como una condición importante para la existencia de flujo laminar (y como limitante de la aplicabilidad de la Ley de Darcy) conforme la velocidad de flujo se incrementa, ocurriendo la desviación de esta tendencia lineal cuando la relación gasto-gradiente de presión dejan de ser proporcionales.

Al aumentar los gastos de producción, las condiciones de alta velocidad dominan los incrementos en caídas de presión totales y la condición de daño en la vecindad de los pozos productores, asociado al decremento en los índices de productividad esperados.

En base a los resultados (gráficos y en forma de tablas) presentados en este trabajo se proponen las siguientes conclusiones y recomendaciones.

### CONCLUSIONES :

- 1.- Utilizar la Ley de Darcy para describir el flujo de fluidos de la formación al pozo acarrea errores en los cálculos de potenciales en sistemas de aceite bajosaturado con altos gastos de flujo. Esto puede ocasionar estimaciones muy por arriba de la capacidad real de producción de pozos (hasta de un 85 por ciento), lo cual puede direccionarse a un ámbito de orden económico.



- 2.- Los primeros estudios sobre el comportamiento de afluencia establecen un comportamiento lineal, ésto es verdadero si y sólo si un yacimiento produce una sola fase de aceite bajosaturado, y estrictamente bajo flujo laminar.
- 3.- Considerando los efectos de flujo No-Laminar se obtienen caídas de presión extras muy por encima de las esperadas, resultando de esto curvas de *IPR* similares a las obtenidas para flujo multifásico, que análogamente conlleva a tener declinación en índices de productividades. De esta forma se puede hablar de curvas de *IPR* tanto para flujo de gas, yacimientos de aceite con gas en solución, y para yacimientos de aceite bajosaturado. Desechando la teoría de que el efecto de flujo No-Darciano domina el factor de daño total sólo en pozos de gas.
- 4.- La ecuación IV.4 es más exacta para los casos en que el espesor de la zona de permeabilidad alterada alrededor del pozo es cercano a cero.
- 5.- La ecuación propuesta por C. Whitson, para estimar el mínimo gasto para el cual los efectos de alta velocidad de flujo pueden esperarse, sobreestima el valor del gasto para el cual la ecuación de Darcy deja de ser válida.

### RECOMENDACIONES :

- I.- Se recomienda la utilización de la ecuación general de flujo de Forchheimer para la determinación del comportamiento de afluencia para cualquier condición de flujo (sea laminar o No-laminar). A gastos de producción bajos es indistinto utilizar la ecuación de Darcy o la forma cuadrática, am cuando  $\beta > 0$ .
- II.- Se recomienda preparar una gráfica de  $\Delta p/q_o$  vs.  $q_o$  para detectar la presencia de flujo no-laminar y obtener su magnitud relativa respecto a la parte laminar.

- III.- Es recomendable obtener el límite para el cual las condiciones laminares se mantienen. Ya que, de una gráfica doble-logarítmica de  $\Delta p$  vs.  $q_0$  manteniendo el gasto debajo de este límite se podrá obtener una reducción en las caídas de presión y de esta forma poder extender la vida productiva de los pozos.
- IV.- La ecuación  $\Delta p = Cq + Dq^2$  puede emplearse para predecir el comportamiento a futuro de un yacimiento bajosaturado conociendo  $C$  y  $D$ , para cualquier nivel de presión del yacimiento.
- V.- Es de esperarse que en formaciones fracturadas el fenómeno de turbulencia sea más marcado, por lo que es recomendable dedicar un estudio para este caso.

## NOMENCLATURA

$A_{HVF}$  = cte. en unidades de campo en ec. II.2.43

$A'$  y  $B'$  = ctes. incógnitas en eca. II.3.23

$a$  y  $b$  = ctes. definidas en ec. III.4

$B_o$  = factor de volumen del aceite,  $V_{oc}/V_{ocs}$

$B_g$  = factor de volumen del gas,  $V_{gc}/V_{gcs}$

$C$  = coeficiente de flujo laminar en ec. IV.2

$C'$  = coeficiente de relación de efectos laminares y no-laminares, ec. II.2.37

$C_c$  = coeficiente de comportamiento para pozos de gas en ec. III.1

$c$  = cte. compuesta de propiedades en ec. II.2.40

$C_g$  = compresibilidad del gas,  $\text{psi}^{-1}$

$D$  = coeficiente de flujo no-laminar,  $(1/\text{barriles}/\text{día})$  o  $(1/\text{ft}^2/\text{día})$

$Dq$  = efecto de daño dependiente del gasto

$EF$  = eficiencia de flujo

$f(p)$  = función de presión,  $(\text{psia}/\text{cp})$  o  $(\text{psia}^2/\text{cp})$

$G$  = densidad relativa del gas,  $\text{adim}$

$h$  = espesor de yacimiento,  $\text{ft}$

$J$  = índice de productividad o  $IP$ ,  $\text{barriles}/\text{día}/\text{psi}$

$J^*$  = valor del índice de productividad a cero decrecimiento,  $\text{barriles}/\text{día}/\text{psi}$

$J'_o$  = índice de productividad establecido en curva de presión,  $\text{bpd}/\text{psi}^{0.5}$

$j$  = valor numérico de la eficiencia de flujo

$k$  = permeabilidad absoluta,  $\text{md}$

$k_o$  = permeabilidad efectiva al aceite,  $\text{md}$

$k_{ro}$  = permeabilidad relativa al aceite,  $\text{adim}$

- $k_{ry}$  = permeabilidad relativa al gas, *adim.*  
 $m(p)$  = función de pseudopresión, ( $\text{psia}/\text{cp}$ ) o ( $\text{psia}^2/\text{cp}$ )  
 $n$  = exponente de turbulencia,  $1/m$  de la curva de presión  
 $p_r$  = presión promedio de yacimiento,  $\text{psi}$   
 $p_{wf}$  = presión de fondo fluyendo,  $\text{psi}$   
 $p'_{wf}$  = presión de fondo equivalente (ideal),  $\text{psi}$   
 $p_i$  = presión inicial de yacimiento,  $\text{psi}$   
 $p_e$  = presión en la frontera externa,  $\text{psi}$   
 $p_s$  = presión de saturación,  $\text{psi}$   
 $q_o$  = gasto de aceite, *barriles/día*  
 $q_g$  = gasto de gas,  $\text{Mft}^3/\text{día}$   
 $q_{o\text{max}}$  = gasto máximo de aceite (potencial a  $p_{wf} = 0$ ), *barriles/día*  
 $q_{HVF}$  = gasto mínimo para sentir efectos de turbulencia en ec. II.2.43, *barriles/día*  
 $q_{ENL}$  = gasto mínimo para sentir efectos no-laminares, *barriles/día*  
 $r_c$  = radio de drenaje, *ft*  
 $r_w$  = radio del pozo, *ft*  
 $r_s$  = radio de la zona de daño, *ft*  
 $R$  = relación gas-aceite,  $V_g/V_o$  a *cs*  
 $R_s$  = relación de solubilidad gas-aceite,  $V_g/V_o$  a *cs*  
 $S$  = factor de daño, *adim.*  
 $S_t$  = factor de daño total, *adim.*  
 $S_{o,g,w}$  = saturación (aceite, gas o agua), *fracc.*  
 $T$  = temperatura de yacimiento, *grados °R*  
 $t$  = tiempo de producción, *hrs.*  
 $V$  = cte. igual a 0.8 para Vogel y 1.0 para Fetkovich en eca. II.2.44

$w$  = término de velocidad, *cm/seg*

$y$  = relación de  $p_{wf}/p_r$ , *adim.*

$y'$  = relación de  $p'_{wf}/p_r$ , *adim.*

$Z$  = factor de desviación de los gases, *adim.*

### **Subíndices :**

**1 y 2** -condiciones inicial y final de prueba

**b** -condición base

**cs** -condiciones standard

**cy** -condiciones de yacimiento

**f** -futuro

**g** -gas

**HVF** = alta velocidad de flujo

**i** -condición inicial

**l** -líquido

**o** -aceite

**p** -presente

**w** -agua

### **Símbología griega**

$\beta$  = coeficiente inercial o de turbulencia,  $ft^{-1}$

$\Delta p$  = caída de presión (aceite),  $psi$

$\Delta p^2$  = caída de presión(gas),  $psi^2$

$\Delta p_s$  = caída de presión por daño,  $psi$

$\epsilon$  = factor de conversión en ec. II.3.17 y 18

$\phi$  = porosidad, *fracc.*

$\gamma$  = densidad relativa (aceite o gas), *adim.*

$\mu$  = viscosidad (aceite o gas), *cp*

$\rho$  = densidad (aceite o gas),  $lb/ft^3$

$\theta$  = cte. de conversión en ec. II.2.41

## REFERENCIAS

- 1 Moore, T. V.:<sup>o</sup> Determination of Potential Production of Wells Without Open Flow Test ", Proceeding, API 11 th Annual Meeting 1939.
- 2 Evinger, H. H., and Muskat, M.:<sup>o</sup> Calculation of Theoretical Productivity Factor ", Transactions, AIME (1942).
- 3 Gilbert, W. E.:<sup>o</sup> Flowing and Gas-Lift Well Performance ", API Drilling and Production Practice (1954).
- 4 West, W. J., Gavin, W.W. and Sheldon, J. W.:<sup>o</sup> Solution of the Equations of Unsteady-State Two-Phase Flow in Oil Reservoirs ", Trans., AIME (1954).
- 5 Handy, L. L.:<sup>o</sup> Effect of Local High Gas Saturations on Productivity Indices ", API Drilling and Production Practice (1954).
- 6 Levine, J. S., and Prats, M.:<sup>o</sup> The Calculated Performance of Solution-Gas-Drive Reservoirs ", Soc. Pet. Eng. Jour., (Sep., 1961).
- 7 Weller, W. T.:<sup>o</sup> Reservoir Performance During Two Phase Flow ", Jour. Pet. Tech., (Feb., 1966).
- 8 Van Everdingen, A. F.:<sup>o</sup> The Skin Effect and Its Influence on the Productive Capacity of a Well ", Trans., AIME (1942) .
- 9 Vogel, J. V.:<sup>o</sup> Inflow Performance Relationship For Solution Gas-Drive Wells ", Jour. Pet. Tech., (Jan., 1968).
- 10 Standing, M. B.:<sup>o</sup> Inflow Performance Relationship for Damage Wells Producing by Solution Gas-Drive ", Jour. Pet. Tech., (Nov., 1970).
- 11 Nind, T. E. W.:<sup>o</sup> Skin Factor and Flow Efficiency in Wells Producing Under Solution Gas Drive ", Paper No. 85-36-9 , Petroleum Society of CIM (1985).
- 12 Brown, K. E.:<sup>o</sup> The Thechnology of Artificial Lift Methods ", Vol I, The Pennwell Publishing Company Book, Tulsa, Oklahoma .
- 13 Fetkovich, M. J.:<sup>o</sup> The Isochronal Testing of Oil Wells ", SPE 4529, 48th Annual Meeting of SPE and AIME, Las Vegas, Nevada, Sep-Oct., 1973.

- 14 Camacho-V., R. G., and Raghavan, R.:<sup>2</sup> "Some Theoretical Results Useful in Analysing Well Performance Under Solution Gas Drive ", Paper SPE 16580 Submitted to SPE of AIME
- 15 Nind, T. E. W.:<sup>2</sup> "Principles of Oil Well Production ", Mc-Graw-Hill Book Co., Inc., New York (1964).
- 16 Jones, L. G., Blount, E. M., and Glase, O. H.:<sup>2</sup> "Use of Short-Term Multiple Rate Flow Test to Predict Performance of Wells Having Turbulence ", SPE 6133 1976.
- 17 Couto, L. E., and Golan, M.:<sup>2</sup> "General Inflow Performance Relation-ship For Solution-Gas Reservoirs Wells ", Jour. Pet. Tech., (Feb., 1982).
- 18 Whitson, C. S.:<sup>2</sup> "Reservoir Well Performance and Predicting Deliverability ", Whitson Oil Co., Inc., SPE 12518 (Aug 15, 1983)
- 19 Camacho-V., R. G., and Raghavan, R.:<sup>2</sup> "Boundary-Dominated Flow in Solution Gas-Drive Reservoirs ", SPE Reservoir Engineering Nov., 1989.
- 20 Camacho-V., R. G., and Raghavan, R.:<sup>2</sup> "Inflow Performance Relation-Ship For Solution Gas Drive Reservoirs ", Jour. Pet. Tech., May, 1989.
- 21 Sukarno, P.:<sup>2</sup> "Comparison of the Methods For Predicting Inflow Performance Relationship Curves ", M. S. Thesis, University of Tulsa, 1982.
- 22 Eickmeier, J. R.:<sup>2</sup> "Flow to Accurately Predict Future Well Productivities ", World Oil, May 1968.
- 23 Standing, M. B.:<sup>2</sup> "Concerning the Calculation on Inflow Performance of Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoirs ", Jour. Pet. Tech., (Sep., 1971)
- 24 Uhri, D. C., and Blount, E. M.:<sup>2</sup> "Pivot Point Method Quickly Predict Well Performance ", World Oil, (May 1982)
- 25 Kelkar, B. G., and Cox, R.:<sup>2</sup> "Unified Relationship to Predict Future IPR Curves For Solution Gas-Drive Reservoirs ", Paper SPE 14239 1985.
- 26 Lee, W. J.:<sup>2</sup> "Well Testing ", SPE of AIME 1982, Chapter 5
- 27 Aronofsky, J. S. and Jenkins, R.:<sup>2</sup> "A Simplified Analysis of Unsteady Radial Gas - Flow ", Trans., AIME (1954).



- 28 Cullender, M. H.: "The Isochronal Performance Method of Determining The Flow Characteristics of Gas Wells", Trans., AIME (1955).
- 29 Theory and Practice of the Testing of Gas Wells, Second Edition, National Library of Canada (July 1965).
- 30 Forchheimer, P. H.: Zeits.V. Deutch-Ing. (1901), 45p. 1782
- 31 Tek, M. R., Grove, M. L., and Poettmann, F. H.: "Method For Predicting The Back-Pressure Behavior of Low Permeability Natural Gas Wells", SPE of AIME 1967.
- 32 Carter, R. D., Miller, S. C., and Riley, H. G.: "Determination of Stabilized Gas Well Performance From Short Flow Test", Jour. Pet. Tech., (June, 1963).
- 33 Himmatramka, A. K.: "Analysis of Productivity Reduction Due of Non-Darcy Flow and True Skin In Gravel-Packed Wells", SPE 10084, 1981.
- 34 Swift, G. W., Kiel, O. G.: "The Prediction of Gas-Well Performance Including the Effect of Non-Darcy Flow", Jour. Pet. Tech., (Jul., 1962).
- 35 Ramey, H. J. Jr.: "Non-Darcy Flow and Wellbore Storage Effects in Pressure Build-Up and Drawdown of Gas Wells", Jour. Pet. Tech., (Feb., 1965).
- 36 Fligelman, H., Cinco-L, H., and Ramey, H. J. Jr.: "Drawdown Testing For High Velocity Gas Flow", SPE 9904, 1981.
- 37 Blacker, L. K.: "An Analysis of Rate-Sensitive Skin in Oil Wells", SPE 11187, 1982
- 38 Phipps, S. C., and Khalil, J. N.: "A Method For Determining The Exponent Value in a Forchheimer Type Flow Equation", Jour. Pet. Tech., July 1975.
- 39 Doung, A. N.: "Inflow Performance Relationship For Oil Wells With Rate Dependent Skin", Petroleum Society of CIM, Paper No. 86-37-37.
- 40 Beck, F. E., and Lee, R. L.: "A Method For Determination of Permeability, Skin Factor and Turbulence Factor From an Open-Flow-Potential Test", SPE 18270, 1988.
- 41 Perez, G., and Kelkar, B. G.: "A New Method to Predict Two-Phase Pressure Drop Across Perforations", SPE 18248 (Oct., 2-5 1988).
- 42 Cornell, D., and Katz, D. L.: "Flow of Gases Through Porous Media", Ind. Eng. Chem., (1953).

- 43 Tek, M. R., Coats, K. H., and Katz, D. L.: "The Effect of Turbulence on Flow of Natural Gas Through Porous Media", Jour. Pet. Tech., (Jul., 1962).
- 44 Lee, R. L., Logan, R. W., Tek, M. R.: "Effect of Turbulence on Transient Flow of Real Gas Through Porous Media", SPE 14205, 1985.
- 45 Holditch, S. A., and Morse, R. A.: "The Effect of Non-Darcy Flow on the Behavior of Hydraulically Fractured Gas Wells", Jour. Pet. Tech., (Oct., 1976).
- 46 Kadi, K. S.: "Non-Darcy Flow in Dissolved Gas-Drive Reservoirs", SPE 9301, 1980.
- 47 Evans, R. D., Hudson, C. S., and Greenlee, J. E.: "The Effect of Liquid on The Non-Darcy Flow Coefficient in Porous Media", SPE 14206, 1985.
- 48 Janicek, J.D., and Katz, D.L.: "Applications of Unsteady State Gas Flow Calculations", Preprint From Res. Cont. U. of Mich. (Jun., 1955).
- 49 Katz, D. L., et al.: "Handbook of Natural Gas Engineering", McGraw Hill Book Co., New York, 1959.
- 50 Gewern, C. W., and Nichols, L. R.: "Gas Turbulence Factor in a Microvugular Carbonates", Jour. Cnd. Pet. Tech., (April-Jun., 1969).
- 51 Cooke, C. E., Jr.: "Conductivity of Fracture Proppants in Multiple Layers", Jour. Pet. Tech., (Sep., 1973).
- 52 Geertama, J.: (Discussion), JPT Oct., 1976.
- 53 Geertama, J.: "Estimating the Coefficient of Inertial Resistance in Fluid Flow Through Porous Media", SPEJ, (Oct., 1974).
- 54 Firoozabadi, A., and Katz, D. L.: "An Analysis of High Velocity Gas-Flow Through Porous Media", SPE 6827, 1977.
- 55 Noman, R.: "Estimation of the Coefficient of Inertial Resistance in High-Rates Gas Wells", SPE 14207, 1985.
- 56 Matthews, C. S., and Russell, D. G.: "Pressure Buildup and Flow Test in Wells", Monograph Vol. 1, Society of Petroleum Engineers of AIME, 1957.
- 57 Al-Humayni, R., Ramey, H. J. Jr., and Crawford, P. B.: "The Flow of Real Gases Through Porous Media", Jour. Pet. Tech. (May, 1966).

- 58 AL-Hussainy, R., and Ramey, H.J. Jr.: "Application of Real Gas Flow Theory to Well Testing and Deliverability Forecasting ", JPT, (May, 1966).
- 59 Camacho-V, R. G.: Well Performance Under Solution Gas Drive, Ph. D. Dissertation, University of Tulsa, 1987.
- 60 Camacho-V., R. G.: Comunicación Personal.
- 61 Hawkins, M. F. Jr.: "A Note on the Skin Effect ", Trans., AIME (1956).
- 62 Camacho-V, R. G., Padilla, S. R. y Vásquez, C. M.: "Proyecto CB45069.- Caracterización de Yacimientos con Fluido Multifásico No-Darciano a Través de Análisis de Presiones (Primer Reporte), " División de Evaluación de Formaciones, Subdirección de Tecnología de Explotación, Instituto Mexicano del Petróleo ( Marzo, 1990).