27/8-23-82

(1) I-4966

CONF-810399-34

LBL-11967
CONF-810399

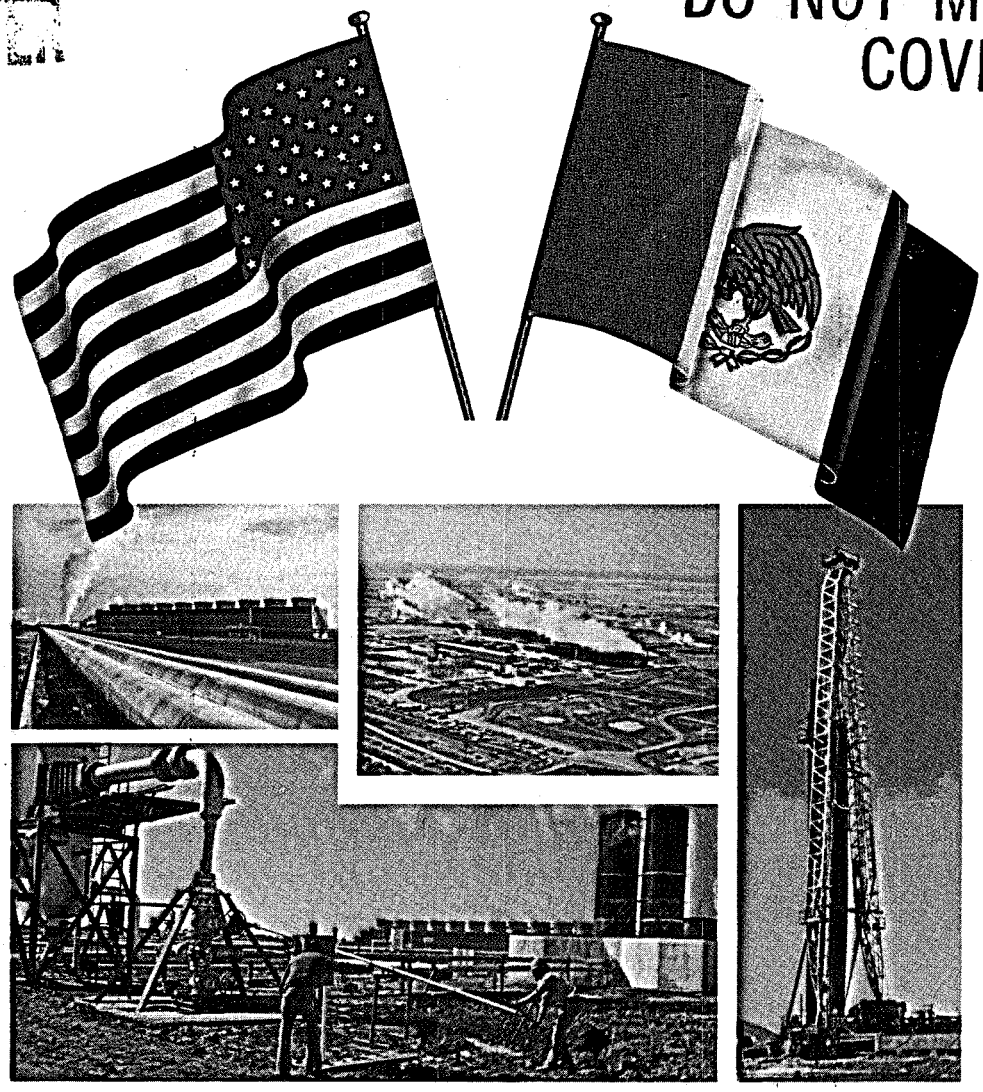
THIRD SYMPOSIUM ON THE CERRO PRIETO GEOTHERMAL FIELD, BAJA CALIFORNIA, MEXICO

Sponsored by

United States Department of Energy, Office of Renewable Technology
Geothermal and Hydropower Technology Division
in Cooperation with
Comisión Federal de Electricidad de México

MASTER

DO NOT MICROFILM COVER



PROCEEDINGS/ACTAS

March 24 - 26, 1981
San Francisco, California

Earth Sciences Division
Lawrence Berkeley Laboratory
University of California
Berkeley, California 94720

Coordinadora Ejecutiva
de Cerro Prieto
Mexicali, Baja California,
México

Prepared for the U.S. Department of Energy under Contract DE-AC03-76SF00098

DISTRIBUTION OF THIS DOCUMENT IS UNLIMITED

PERFILES DE PRESION TEORICOS CONTRA VALORES OBSERVADOS EN POZOS GEOTERMICOS

R. Márquez M.
Comisión Federal de Electricidad
Coordinadora Ejecutiva de Cerro Prieto
Mexicali, Baja California, México

INTRODUCCION

Debido a la gran importancia práctica que el flujo a dos fases tiene en varias ramas de la industria, la materia ha recibido fuerte atención.

La situación de flujo bifásico dentro del aprovechamiento de energía geotérmica, puede presentarse como una mezcla de agua-vapor en una o en todas de las tres secciones principales que comprenden un sistema geotérmico en explotación: el yacimiento en sí, el pozo geotérmico y la transmisión de fluido en la superficie.

El presente estudio se relaciona directamente con lo que es pozo geotérmico y específicamente encaminado hacia la predicción de caídas de presión.

La capacidad de predecir con cierto grado de exactitud el perfil de presión a lo largo de un pozo, produciendo una mezcla de agua y vapor bajo varias condiciones de operación, resulta de gran importancia ya que tendría varias aplicaciones tales como: la optimización del diámetro de producción, la identificación de la zona con probable depositación de carbonato de calcio y, probablemente de mayor interés para Cerro Prieto, el combinar este conocimiento de comportamiento de pozo con un programa de simulación del yacimiento, permitiendo así un modelado completo con el cual se pueda predecir la producción a largo plazo y determinar con anticipación el comportamiento del yacimiento al abatirse parcialmente.

CAIDA DE PRESION

En forma general la caída total de presión resulta de la suma efecto de tres términos:

$$\Delta P_T = \Delta P_f + \Delta P_h + \Delta P_a$$

siendo éstos las pérdidas de presión debidas a fricción, gravedad y aceleración.

La expresión se puede deducir mediante las ecuaciones de continuidad y momento o impulso, sin embargo, la magnitud de sus componentes no se puede predecir en base a la experiencia obtenida en flujo monofásico, ya que la aplicación en un sentido estricto de la dinámica de fluidos resulta difícil.

El término ΔP_h lógicamente está en función directa de la densidad de la mezcla ρ_m, la cual no puede obtenerse únicamente relacionando los flujos másicos y densidades de líquido y vapor, ya que la fase gaseosa viajará con mayor velocidad que el líquido apareciendo un deslizamiento entre fases. Por lo tanto, surge la necesidad de poder estimar la fracción volumétrica real que el líquido ocupa dentro de la línea. Comunmente este concepto se conoce en la literatura como "Hold-Up"(H_L).

El término ΔP_f depende además de la densidad de la mezcla, de la geometría del flujo bifásico ya que esto afecta el área relativa en la interfase gas-líquido, donde acontecen fuerzas cortantes de importancia.

Finalmente la contribución del ΔP_a a la pérdida total de presión, puede ser significante en flujo bifásico, cuando se presentan condiciones de grandes flujos y baja presión.

Pues bien, actualmente la experiencia ganada en flujo vertical a dos fases ha sido inspirada principalmente en la industria petrolera, reactores nucleares y sistemas aire-líquido de laboratorio. Correlaciones empíricas y semiempíricas han sido desarrolladas para estos sistemas con el fin de estimar los términos de caídas de presión mencionados anteriormente.

Por lo tanto se requiere de una metodología específicamente desarrollada para pozos geotérmicos, o bien, de revisiones a las ya hechas para otras aplicaciones e identificar si es que existe alguna, que sea adecuado para pozos geotérmicos.

Es en esta última dirección en que se encamina el presente estudio haciendo una evaluación de varios métodos de predicción.

CORRELACIONES EVALUADAS

Existe en la literatura un gran número de publicaciones al respecto que analizarlas todas sería prácticamente imposible y por ello se obedece algún criterio de selección.

Los métodos de predicción seleccionados de la literatura para analizarlos y compararlos entre sí contra mediciones reales de presión, se presentan enseguida:

1). Hagedorn and Brown
2). Orkiszewski
3). Hughmark - Duckler
4). Hughmark - Wisman
5). Harrison

Los tres primeros fueron seleccionados por el hecho de que han sido recomendados para aplicación geotérmica, por diferentes autores en trabajos anteriores.

La correlación número 1 fue reportada como la

DISCLAIMER

This report was prepared as an account of work sponsored by an agency of the United States Government. Neither the United States Government nor any agency Thereof, nor any of their employees, makes any warranty, express or implied, or assumes any legal liability or responsibility for the accuracy, completeness, or usefulness of any information, apparatus, product, or process disclosed, or represents that its use would not infringe privately owned rights. Reference herein to any specific commercial product, process, or service by trade name, trademark, manufacturer, or otherwise does not necessarily constitute or imply its endorsement, recommendation, or favoring by the United States Government or any agency thereof. The views and opinions of authors expressed herein do not necessarily state or reflect those of the United States Government or any agency thereof.

DISCLAIMER

Portions of this document may be illegible in electronic image products. Images are produced from the best available original document.

mejor predicción en el trabajo de Gould[3] en 1974 para flujo bifásico tipo bala (slug), usando pozos de Wairakei y Broadlands, Nueva Zelandia.

El método de Orkiszewski[9] fue recomendado en un reporte de la SPE-AIME[8] de 1977 usando pozos de Estados Unidos y Filipinas.

Y el tercer método es el seguido por el Instituto de Investigaciones de Denver[18] al presentar un manual de diseño de pozos geotérmicos. Este método se compone de las ecuaciones de Hugmark[4] para predecir la fracción real volumétrica del líquido "H_L" (y consecuentemente la caída de presión por gravedad), y la correlación de Duckler[12] caso II para estimar la componente por fricción, utilizando también el valor obtenido de "H_L".

Los métodos adicionales 4 y 5 fueron desarrollados en 1975 y aunque no fueron obtenidos para pozos geotérmicos exclusivamente, sí incluyeron mezclas agua-vapor en sus desarrollos.

Wisman[14] al igual que Duckler predice únicamente la componente por fricción; sin embargo Wisman reporta una mejoría del 10% en pruebas experimentales de flujo vertical agua-vapor en diámetros de 0.025m a 0.1143m (1-4.5 pulgadas). Para su aplicación en este trabajo, se combinó también con la correlación de Hughmark.

Finalmente el método de Harrison[6] fue obtenido para tuberías horizontales pero con flujo geotérmico, las cuales tienen diámetros mayores que aquellos usados en las correlaciones antes citadas. Además reportó[5] predicciones mejores que aquellas de Martinelli, Duckler, el modelo homogéneo y Chisholm.

DESCRIPCION DE PROCEDIMIENTOS DEL ESTUDIO

POZOS ANALIZADOS

Las cinco correlaciones se probaron en cinco pozos de diferentes campos geotérmicos.

BR-27	Campo Geotérmico de Broadlands, Nueva Zelandia.
KA-27	Campo Geotérmico de Kawerau, Nueva Zelandia
M-102	Campo Geotérmico de Cerro Prieto, México
OKOY-6	Campo Geotérmico Los Negros, Filipinas
WK-72	Campo Geotérmico Wairakei, Nueva Zelandia

CONSIDERACIONES

Con el fin de simplificar la secuencia general de cálculo, se asumieron principalmente dos situaciones:

1). Flujo adiabático: De acuerdo con la referencia de Gould, él concluyó que la caída de presión es casi insensible al efecto de transferencia de calor para pozos con flujos relativamente altos mayores a 10 Kg/s. Aquí se utilizan pozos con flujos variando de 10.56 Kg/s a 60.83 Kg/s.

2). Mezcla pura de agua-vapor: No se consideró el posible efecto de sólidos disueltos sobre las propiedades del agua, así como del contenido de gases asociados en flujos geotérmicos. Se espera que esto sea aceptable para las concentraciones de los pozos estudiados aquí. Sin embargo se podrían estudiar en forma más detallada los pozos M-102 y BR-27, tomando en cuenta la concentración de sólidos del primero y el contenido de gas del segundo; siendo aproximadamente de 2% en peso y 3% respectivamente a condiciones de yacimiento.

PROCEDIMIENTO DE CALCULO

La ecuación general utilizada para todas las correlaciones se deriva simplemente de la expresión de caída de presión total, dividiéndola por un incremento de longitud ΔZ, substituyendo ΔP_h por su definición $\rho_m g \Delta Z$ y nominando $\Delta P_f/\Delta Z$ por T_f y despejando para ΔZ.

$$\Delta Z = (\Delta P_T - \Delta P_a)10^5 / (T_f + \rho_m g) \qquad (1)$$

y con esto la secuencia de pasos principales para determinar el perfil de presión teórico a lo largo del pozo es como sigue:

a) Iniciando con las condiciones de cabezal, se selecciona un pequeño incremento de presión total procurando se conserve dentro de un 10% de la presión precedente. Como nota cabe mencionar que en algunos pozos donde la presión de cabezal se tomó con instrumento diferente al del registro a lo largo del pozo, se consideró el punto inicial a los primeros 100 m. para evitar cualquier diferencia de lecturas.

b) Usando la presión promedio del incremento, las propiedades de agua y vapor son obtenidas considerando equilibrio térmico.

c) Una nueva calidad de vapor se calcula con las propiedades del inciso b), considerando proceso isoentálpico.

d) Usando la correlación seleccionada se calculan los términos ΔP_a, T_f y ρ_m

e) Se determina el incremento de longitud para el cual ocurre el ΔP_T especificado por medio de la ecuación anotada.

f) La presión se incrementa nuevamente y se calcula el correspondiente ΔZ siguiendo los pasos b, c, d y e.

g) Este procedimiento se continúa hasta que se obtiene la profundidad total o hasta que el cambio de fase ocurre.

PROCEDIMIENTO DE COMPARACION

Una vez calculados los perfiles de presión, se tomaron incrementos de longitud de 100 m. a lo largo del pozo, comparándose en forma estadística y gráfica, los valores teóricos de caída de presión con los observados para tales segmentos.

Evaluación estadística:

Consistió en evaluar la desviación media aritmética $\bar{d}$ y la desviación estandar σ por medio de las ecuaciones (2) y (3), respectivamente.

$$\bar{d} = \Sigma_{i=1}^{n} di / n \qquad (2)$$

$$\sigma = [[\Sigma_{i=1}^{n} di - \frac{\left(\Sigma_{i=1}^{n} di\right)^2}{n}] / (n-1)]^{1/2} \qquad (3)$$

Donde

di = Desviación local para cada valor de caída de presión comparado.

$di = (\Delta P_c - \Delta P_o) / \Delta P_o$

n = Número de valores comparados.

ΔP_c = Pérdida de presión calculada por cada 100 m.

ΔP_o = Pérdida de presión observada por cada 100 m.

El valor de $\bar{d}$ podría ser una observación directa de la exactitud del método, sin embargo, debido a que pequeños valores de $\bar{d}$ pueden ser obtenidos con grandes desviaciones locales d_i pero de signos opuestos y equivalentes, se requiere de otro parámetro estadístico que describa la dispersión entre valores calculados y observados, es decir, la desviación estandar.

Se sugiere entonces evaluar los métodos de predicción calculando el valor de " $|\bar{d}| + \sigma$ ", el cual entre más pequeño, mayor la confiabilidad del método evaluado.

Evaluación Gráfica:

Se elaboraron un juego de gráficas donde se puede visualizar con mayor facilidad el comportamiento de las correlaciones.

Figuras 1 a 5 representan los perfiles de presión tanto teóricos como el observado para cada pozo, en coordenadas de presión contra profundidad.

Figuras 6 a 10 corresponden para cada una de las correlaciones comparando los valores teóricos contra aquellos observados de las caídas de presión por cada 100 m. para todos los pozos. Una sucesión de puntos dando una línea recta a 45° indicaría una predicción perfecta.

RESULTADOS

RANGO DE PARAMETROS RELEVANTES

Diámetro del pozo	(D)	0.147	-	0.29	m
Long.de pozo con flujo a dos fases	(Z_{TP})	600	-	1500	m
Flujo másico	(M_T)	10.56	-	60.83	Kg/s
Entalpía de fondo	(h_e)	1171	-	1522	Kj/Kg
Presión de cabezal	(P_{wh})	11.9	-	73.8	Bars
Presión en el punto de cambio de fase	(P_{FP})	20	-	128	Bars
Fracción de vapor en peso	(X)	0	-	0.28	-
Velocidad superficial del agua	(V_{SL})	0.036	-	2.46	m/s
Velocidad superficial del vapor	(V_{SG})	0	-	33.3	m/s
Patrón de flujo**	-	Flujo tipo bala (slug) únicamente.			

** Según fronteras propuestas por Orkiszewski.

OBSERVACIONES Y CONCLUSIONES

OBSERVACIONES

De los tres métodos (Hagedorn and Brown, Orkiszewski y Hughmark-Duckler) sugeridos en referencias (3), (8) y (18) como suitables para pozos geotêrmicos, la correlación de Orkiszewski arrojó resultados muy esparcidos, lo cual reduce la confianza en el método (ver figura 6).

En cuanto a los otros dos métodos resulta difícil identificar cuál es mejor ya que en la Tabla 2 Hagedorn and Brown arroja un valor menor de " $|d| + \sigma$ ", y en la Tabla 3 Hughmark-Duckler mostró mejor predicción (complementar con párrafos 5 y 6). Ambos pueden ser usados con similar confianza, tomando en cuenta que mientras Hagedorn and Brown predice resultados inferiores a los observados, Hughmark-Duckler los predice superiores, siendo sus desviaciones medias absolutas de aproximadamente 28%.

La correlación de Harrison arrojó el perfil de presión con la mayor desviación media $\bar{d}$. Esto se comprende ya que ciertas constantes usadas en tal correlación, fueron determinadas para flujo geotérmico pero a condiciones diferentes a las existentes en flujo vertical.

El hecho de usar el estudio analítico de Wisman en combinación con Hughmark, parece dar las mejores predicciones de los cinco métodos, dando en la Tabla 2 el valor más pequeño de " $|\bar{d}| + \sigma$ " con una desviación media de +16.9%. Asimismo en Tabla 1 la cual analiza los pozos individualmente, muestra que Hughmark-Wisman dió la mejor predicción para tres pozos y fue satisfactorio para los restantes dos pozos.

En el caso del pozo BR-27 todos los métodos a excepción de Hagedorn and Brown, predijeron presiones muy superiores a las observadas (ver Tabla 1). Esto pudiera deberse al mayor contenido de gas de este pozo lo cual alteraría el comportamiento del fluido, reduciendo la densidad de la mezcla. Se requiere de un estudio más detallado para evaluar la magnitud de este efecto.

Si no se considera el pozo BR-27, la Tabla 3 aparece con los nuevos valores estadísticos. Hughmark-Wisman aun da la mejor predicción pero esta vez con una mayor ventaja. Su desviación media $\bar{d}$ se redujo a +7.9%.

Las condiciones de flujo limitaron los resultados al patrón de flujo tipo Bala (slug) exclusivamente, por lo tanto nada se puede afirmar con respecto a los demás patrones de flujo. Sin embargo, resultados en flujo Bala son importantes

ya que esta distribución del fluido bifásico es muy persistente en la dirección vertical y difícil de analizar.

CONCLUSIONES

1. De acuerdo a estos resultados, se recomienda el método formado por los trabajos de Hugmark y Wisman para estimar caídas de presión en pozos geotérmicos descargando flujo bifásico; y continuar su estudio para conocer sus límites de aplicación.

2. El procedimiento se basó principalmente en las siguientes suposiciones:

a). Estado estable.
b). Flujo adiabático.
c). Sin sólidos disueltos.
d). Sin contenido de gas.

Nótese que en el pozo BR-27 con mayor contenido de gas, se perdió exactitud en las predicciones.

3. El método ha sido probado contra pozos operando en el patrón de flujo tipo Bala. Pozos con mayores flujos o entalpías de fondo, podrían descargar bajo condiciones de flujo anular y el método necesita ser probado para este caso.

REFERENCIAS

1. Hagedorn A.R. and Brown K.E. (1965): Experimental study of pressure gradients ocurring during continuous two-phase flow in small diameter vertical conduits. Journal of Petroleum Technology April, 1965, p. 475-484.

2. Hughmark G.A. and Pressburg B.S. (1961) Hold-up and pressure drop with gas-liquid flow a vertical pipe. A.I. Ch.E. Journal, Vol 7, No. 4, p. 677-681.

3. Gould T.L. (1974): Vertical two phase steam water flow in geothermal wells. Journal of Petroleum Technology, August, 1973, p. 833-842.

4. Hughmark G.A. (1962): Hold up in gas liquid flow. Chemical Engineering Progress, Vol. 58, No. 4, p. 62-65.

5. Harrison R.F. (1977): Geothermal two phase pipe flow. Chemistry Division, D.S.I.R. Wairakei, New Zealand, Geothermal Circular, September 1977.

6. Harrison R.F. (1975): Methods for the analysis of geothermal two phase flow. Thesis, University of Auckland, New Zealand, 1975.

7. Griffith P. and Wallis G.B. (1961): Two phase slug flow. Journal of Heat Transfer,August, 1961, p. 307-320.

8. Upadhyay R.N., Hartz J.D., Tomkoria B.N., and Gulati M.S. (1977): Comparison of calculated and observed pressure drops in geothermal wells producing steam water mixtures. Society of Petroleum Engineers of AIME, SPE 6766.

9. Orkiszewski J. (1967): Predicting two phase pressure drops in vertical pipe. Journal of Petroleum Technology, June 1967, p. 829-838.

10. Juprasert S. and Sanyal S.K. (1977): A numerical simulator for flow in geothermal well bores. Geothermal Resources Council, Transactions, Vol. 1, May 1977, p. 159-161.

11. Duckler A.E., Wicks M. III and Cleveland R.G. (1964): Frictional pressure drop in two phase flow: A. A comparison of existing correlations for pressure loss and hold-up. A. I.Ch.E. Journal, Vol. 10, No. 1, p. 38-43.

12. Duckler A.E., Wicks M.III, and Cleveland R.G. (1964): Frictional pressure drop in two phase flow: B. An approach through similarity analysis. A.I.Ch.E. Journal, Vol. 10, No. 1 p. 44-51.

13. Ridgway E.L. (1977): Two phase flow in geothermal well bore. Evaluations of Geothermal Energy Exploration and Resource Assessment- final report, Vol. II.

14. Wisman R. (1975): Analytical pressure drop correlation for adiabatic vertical two phase flow. Appl. Sci. Res. 30 March 1975. p. 367-380.

15. Coury and Associates, Denver, Colorado (1976): Design and analysis of geothermal wells in two phase flow. First Annual Report under ERDA Contract, June 1976.

16. Bankoff S.G. (1960): A variable density single fluid model for two phase flow with particular reference to steam-water flow. Journal of Heat Transfer, Transactions of the ASME, November 1960, p. 265-272.

17. Streeter V.L. (1966): Fluid mechanics. McGraw Hill Book Company.

18. Denver Research Institute and, Coury and Associates, Inc. 1977, Geothermal Well Design Handbook.

19. Kanyua J.F. (1979): Geothermal well design prediction of flow and heat transfer. Project for the Diploma in Energy Technology (Geothermal), University of Auckland, New Zealand, Report No. 79.12, November 1979.

20. Keenan J.H., Keyes F.G., Hill P.G. and Moore J.G. (1969): Steam tables. John Wiley & Sons Inc.

FIGURAS COMPARATIVAS

Perfiles de presión:

Simbología

● - - - - - - - - - - - - Orkiszewski

X - - - - - - - - - - - - Hagedorn and Brown

Δ - - - - - - - - - - - - Hughmark-Duckler

□ - - - - - - - - - - - - Harrison

O - - - - - - - - - - - - Hughmark-Wisman

—— - - - - - - - - - - - - Observado

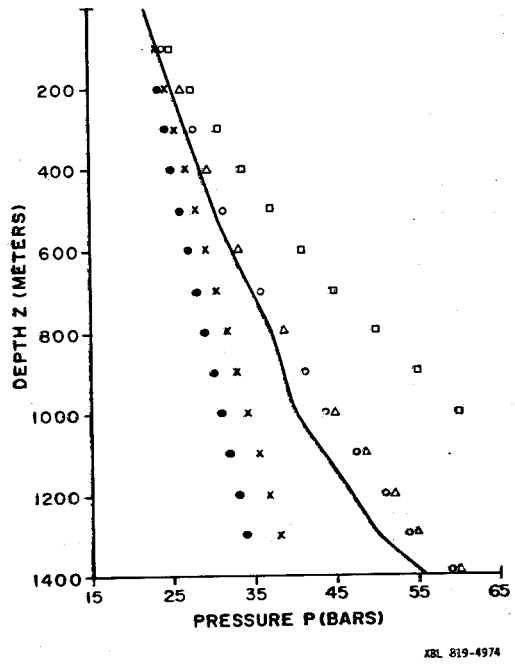


Figura 1: Pozo OKOY-6

Figure 1. Pressure versus depth. Well OKOY-6.

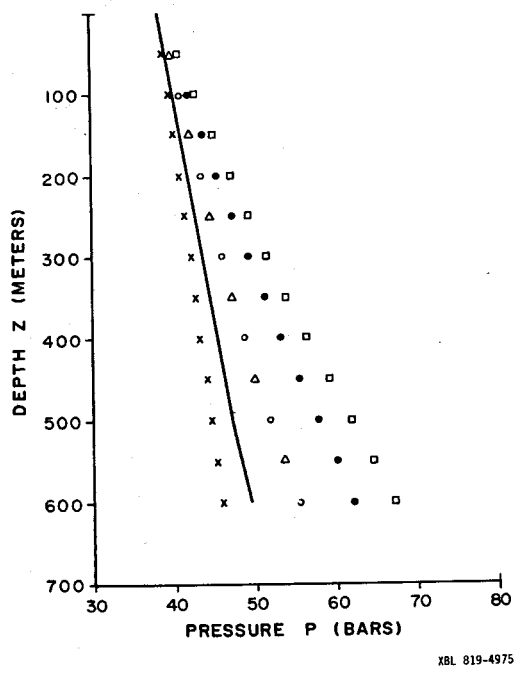


Figura 2 : Pozo BR-27

Figure 2. Pressure versus depth. Well BR-27.

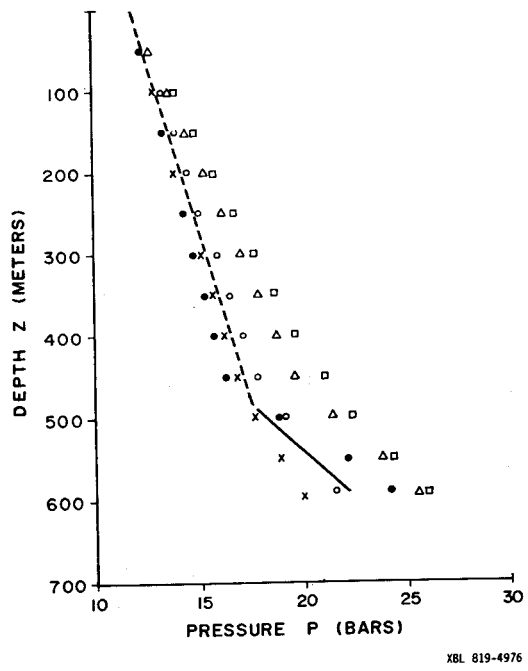


Figura 3 : Pozo WK-72

Figure 3. Pressure versus depth. Well WK-72.

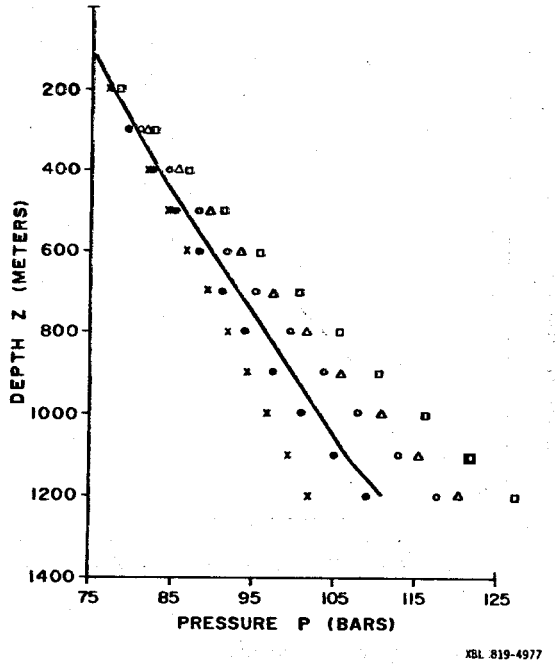


Figura 4: Pozo M-102

Figure 4. Pressure versus depth. Well M-202.

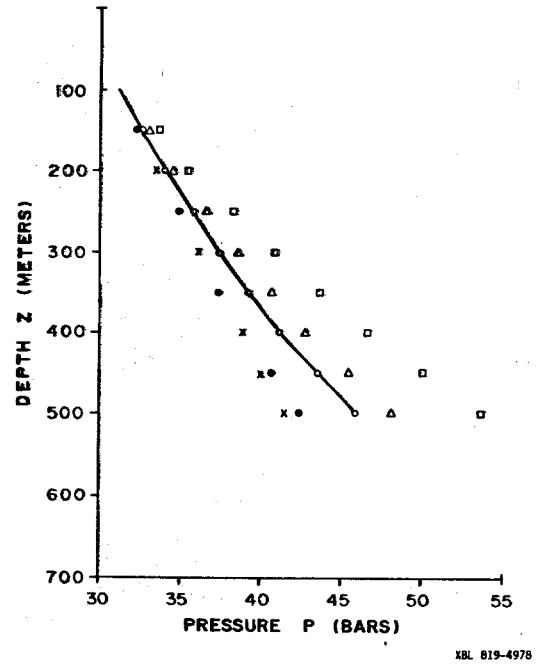


Figura 5: Pozo KA-27

Figure 5. Pressure versus depth. Well KA-27.

Valores de ΔP_T/100 m observados vs calculados:

Simbología

● - - - - - - - - - - - - - - Pozo OKOY-6

X - - - - - - - - - - - - - - Pozo M-102

Δ - - - - - - - - - - - - - - Pozo WK-72

□ - - - - - - - - - - - - - - Pozo BR-27

O - - - - - - - - - - - - - - Pozo KA-27

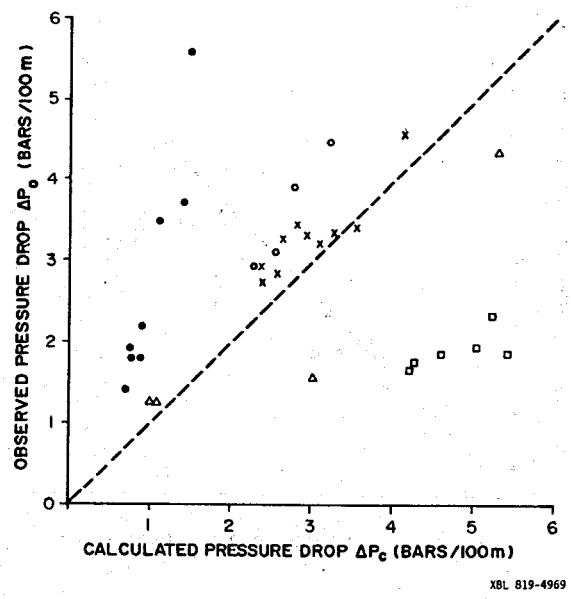


Figura 6: Orwiszweski

Figure 6. Comparison between observed pressure drops and those predicted by Orkiszewski´s method.

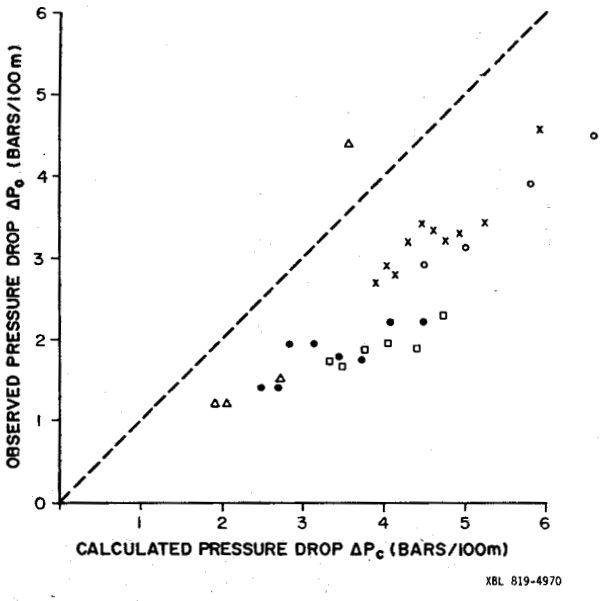


Figura 7: Harrison

Figure 7. Comparison between observed pressure drops and those predicted by Harrison's method.

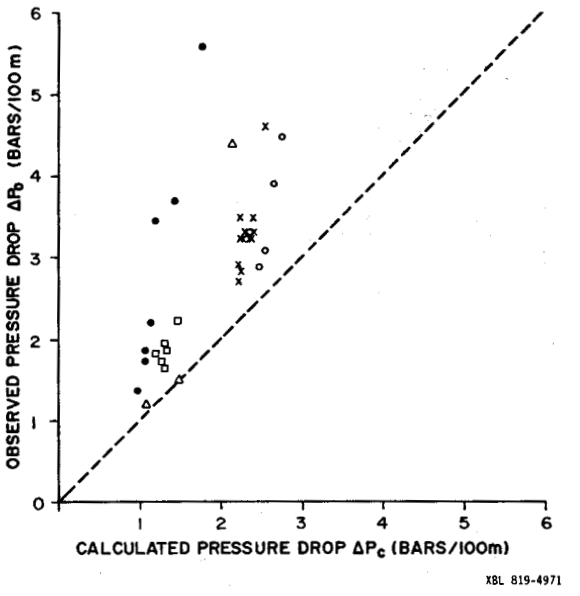


Figura 8: Hagedorn and Brown

Figure 8. Comparison between observed pressure drops and those predicted by Hagedorn and Brown's method.

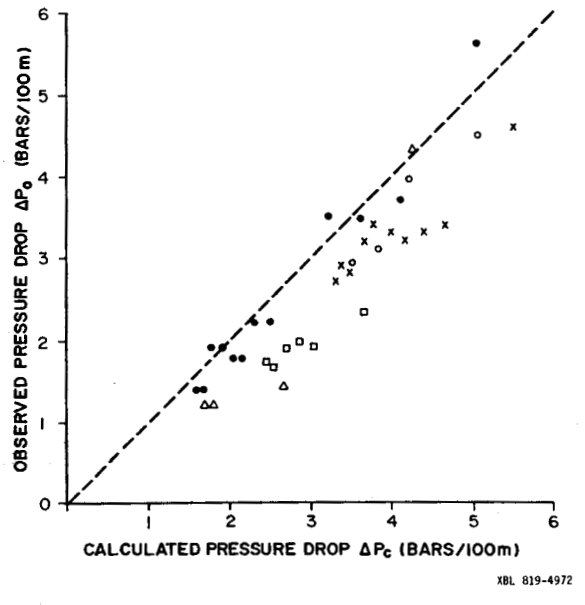


Figura 9: Hughmark-Duckler

Figure 9. Comparison between observed pressure drops and those predicted by Hughmark-Duckler's method.

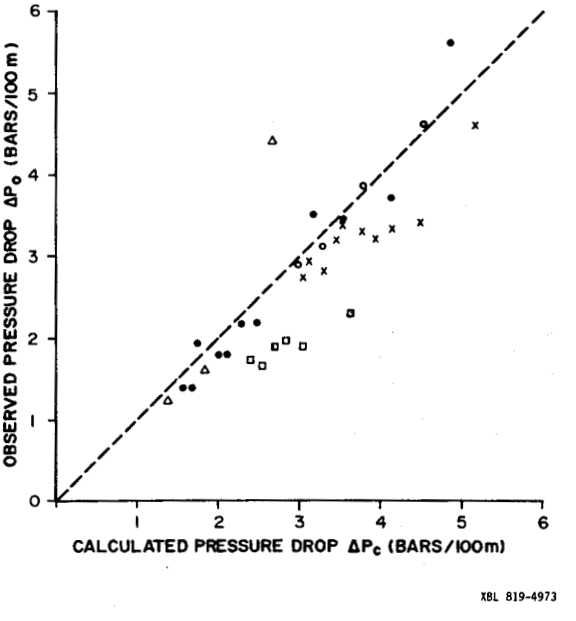


Figura 10: Hughmark-Wisman

Figure 10. Comparison between observed pressure drops and those predicted by Hughmark-Wisman's method.

Tabla 1: Resume los valores de $\bar{d}$, σ y "$|\bar{d}| + \sigma$" obtenidos por cada una de las correlaciones y para cada uno de los pozos estudiados.

Table 1. Summary of $\bar{d}$, σ, and "$|\bar{d}| + \sigma$" values obtained for each of the formulas and for each of the wells studied.

	HAGEDORN AND BROWN			ORKISZEWSKI			HUGHMARK DUCKLER			HUGHMARK WISMAN			HARRISON		
Well	$\bar{d}$	σ	$\lvert\bar{d}\rvert+\sigma$	$\bar{d}$	σ	$\lvert\bar{d}\rvert+\sigma$	$\bar{d}$	σ	$\lvert\bar{d}\rvert+\sigma$	$\bar{d}$	σ	$\lvert\bar{d}\rvert+\sigma$	$\bar{d}$	σ	$\lvert\bar{d}\rvert+\sigma$
OKOY-6	-47.3	15.0	62.3	-59.4	8.3	67.7	9.3	12.6	21.9	7.4	12.2	19.6*	89.3	21.3	10.5
M-102	-27.7	7.5	35.2	-9.0	7.5	16.5*	24.4	8.9	32.8	17.1	9.3	26.4	44.3	9.0	53.3
BR-27	-28.7	5.4	34.1*	157.4	20.2	177.6	53.3	9.1	62.4	58.1	9.1	62.2	112.6	13.9	26.5
WK-72	-12.9	18.7	31.1	11.2	43.9	55.1	45.1	25.7	70.8	6.2	22.6	28.8*	57.2	37.2	94.4
KA-27	-26.5	12.3	38.8	-23.6	5.5	29.1	17.4	6.8	24.2	0.8	4.2	5.0*	55.3	7.3	62.6

Tabla 2: Muestra los valores $\bar{d}$, σ y "$|\bar{d}| + \sigma$" obtenidos por cada correlación pero tomando en cuenta todos los pozos.

Table 2. Sample of $\bar{d}$, σ, and "$|\bar{d}| + \sigma$" values obtained for each formula but taking all the wells into account.

HAGEDORN AND BROWN			ORKISZEWSKI			HUGHMARK DUCKLER			HUGHMARK WISMAN			HARRISON		
$\bar{d}$	σ	$\lvert\bar{d}\rvert+\sigma$	$\bar{d}$	σ	$\lvert\bar{d}\rvert+\sigma$	$\bar{d}$	σ	$\lvert\bar{d}\rvert+\sigma$	$\bar{d}$	σ	$\lvert\bar{d}\rvert+\sigma$	$\bar{d}$	σ	$\lvert\bar{d}\rvert+\sigma$
-28.5	12.4	40.9	15.3	83.5	98.8	29.9	18.6	48.5	16.9	21.1	38.0*	71.7	28.3	100

Tabla 3: Similar a Tabla 2 pero sin considerar el pozo BR-27. Esta Tabla se incluye para complemento de los párrafos 5 y 6 de la sección de observaciones.

Table 3. Similar to Table 2 but excluding well BR-27. This table is included to complement paragraphs 5 and 6 of the observations section.

HAGEDORN AND BROWN			ORKISZEWSKI			HUGHMARK DUCKLER			HUGHMARK WISMAN			HARRISON		
$\bar{d}$	σ	$\lvert\bar{d}\rvert+\sigma$	$\bar{d}$	σ	$\lvert\bar{d}\rvert+\sigma$	$\bar{d}$	σ	$\lvert\bar{d}\rvert+\sigma$	$\bar{d}$	σ	$\lvert\bar{d}\rvert+\sigma$	$\bar{d}$	σ	$\lvert\bar{d}\rvert+\sigma$
-28.5	14.3	47.8	-20.2	29.8	50.0	24.1	15.3	39.4	7.9	6.8	14.7*	61.5	19.3	80.8

COMPARISON OF THEORETICAL AND OBSERVED PRESSURE PROFILES IN GEOTHERMAL WELLS

INTRODUCTION

The subject of two-phase flow has received a great deal of attention because of its practical importance in several fields of technology. In the utilization of geothermal energy, two-phase water-steam flow conditions are present in the three main sections comprising a geothermal system under exploitation, namely, in the reservoir itself, in the geothermal wells, and in the fluid transmission lines on the surface. The present study is directly related to geothermal wells and is specifically aimed at predicting pressure drops in these wells.

The ability to predict with some degree of accuracy the pressure profile along a well producing a water and steam mixture under various operating conditions is of great importance because it could be applied in several areas, such as, optimization of production casing diameters and identification of likely locations of calcium carbonate precipitation. Of greater interest at Cerro Prieto is the ability to couple the behavior of the well with a reservoir simulation program. This would permit a comprehensive model to be developed with which long range production can be predicted and which can anticipate the behavior of the reservoir with depletion.

PRESSURE DROP

In general terms, the total pressure drop in a pipe results from the sum of three effects:

$$\Delta P_T = \Delta P_f + \Delta P_h + \Delta P_a$$

These are the pressure losses due to friction, gravity, and acceleration, respectively.

This expression can be deduced from the equations of continuity and conservation of momentum, or impulse. However, the magnitude of its components cannot be predicted on the basis of single-phase flow because of the difficulty of a rigorous application of fluid dynamics.

The ΔP_h term is logically directly proportional to the density of the mixture ρ_m, which cannot be obtained by simply relating the mass flows and densities of liquid and steam because the gaseous phase will travel faster than the liquid phase because of slippage between the two phases. It is therefore necessary to estimate the actual volume fraction occupied by the liquid within the pipe. This concept is commonly known in the literature as "Hold-Up" (H_L).

The term ΔP_f depends on the density of the mixture as well as on the geometry of the two-phase flow since the latter affects the relative area of the gas-liquid interface, where there exist important shearing forces.

Finally, the contribution of the ΔP_a term to the total pressure drop may be significant in two-phase flow under high flow rates and low pressures conditions.

At present, most of the experience with vertical two-phase flow has been in the oil industry, nuclear reactors, and laboratory liquid-air systems. Empirical and semi-empirical correlations have been developed for these systems with the purpose of estimating the above-mentioned pressure drop terms.

A methodology specifically developed for geothermal wells is therefore required. Alternatively, it must be determined whether it could be possible to modify the formulations developed in other fields to see if one is suitable for geothermal wells. The present study is aimed in this last direction, namely, to make an evaluation of several prediction methods.

CORRELATIONS

There are so many publications in the literature dealing with this subject that it all would be practically impossible to analyze them all. Therefore, some selection criteria must be used.

The following prediction methods were selected from the literature to be analyzed and compared with each other and with actual pressure measurements:

1. Hagedorn and Brown
2. Orkiszewski
3. Hughmark-Duckler
4. Hughmark-Wisman
5. Harrison

The first three were selected because that they have been recommended for geothermal applications by various authors in prior publications.

Gould (1974)[3] reported the first correlation to be the best predictor for two-phase, slug-type flow, using wells from Wairakei and Broadlands, New Zealand.

Orkiszewski's[9] method was recommended in a 1977 SPE-AIME report, based on experience with wells from the United States and the Phillipines.

The Denver Research Institute[18] uses the Hughmark-Duckler method in a manual on geothermal well design. This method consists of Hughmark's[4] equations for predicting the actual volume fraction of the liquid "H_L" (and therefore the pressure drop due to gravity), and Duckler's[12] case II correlation to estimate the component due to friction, using the value of H_L obtained above.

Hughmark-Wisman's and Harrison's methods, developed in 1975, although not exclusively for

geothermal wells, also include water-steam mixtures in their derivations.

Both Wisman[14] and Duckler predict only the component due to friction. However, Wisman predicts a 10 percent improvement in experimental tests of vertical flow of water-steam in 0.025 to 0.1143 m (1 to 4.5 in.) diameter pipes. In the present paper, Wisman's calculations were combined with Hughmark's.

Finally, Harrison's[6] method was used for horizontal pipes, which carry geothermal fluids, of greater diameters than those used in the above cited correlation. He also reported[5] better predictions than those of Martinelli, Duckler's homogeneous model, and Chisholm.

DESCRIPTION OF THE APPROACH USED IN THIS STUDY

Wells Analyzed

The five correlations were tested on the following five wells:

BR-27	Broadlands geothermal field, New Zealand
KA-27	Kawerau geothermal field, New Zealand
M-102	Cerro Prieto geothermal field, México
OKOY-6	Los Negros geothermal field, Phillipines
WK-72	Wairakei geothermal field, New Zealand.

Assumptions

To simplify the calculations, two main assumptions were made:

1. Adiabatic flow. According to Gould[3], the pressure drop is almost insensitive to the effect of heat transfer in wells with relatively high flow rates, in excess of 10 kg/s. Here wells with flow rates varying between 10.56 kg/s and 60.83 kg/s and analyzed.

2. Pure water-steam mixture. The possible effect of dissolved solids on the properties of water was not considered. Gas contents usually associated with geothermal flows were also ignored. It is hoped that these are reasonable assumptions for the wells studied here. However, wells M-102 and BR-27 could be studied in more detail, taking into account the concentration of solids in the former and the gas content of the latter. These represent approximately 2 percent and 3 percent by weight of solids and gas, respectively, under reservoir conditions.

Calculation Procedures

The general equation used for all the correlations is derived straightforward from the expression for total pressure drop by dividing it by an increment of length Δz. Substituting ΔP_h by its definition $\rho_m g \Delta z$, defining T_f as $\Delta P_f/\Delta z$, and solving for Δz we obtain:

$$\Delta z = (\Delta P_T - \Delta P_a)10^5/(T_f + \rho_m g) \qquad (1)$$

The sequence of steps to determine the theoretical pressure profile in a well is as follows:

a. Starting with known wellhead conditions, a small total pressure increment is selected, within 10 percent of the preceding pressure. It is worth noting that, in those wells where the wellhead pressure was measured with a different instrument than used inside the well, the starting point is taken 100 m into the well to avoid any anomalous difference in readings.

b. Using the average pressure for the increment, the properties of the water and the steam are obtained assuming thermal equilibrium.

c. A new value for vapor quality is calculated using the properties obtained in b, assuming an isoenthalpic process.

d. Using the selected correlation, the values for ΔP_a, T_f, and ρ_m are calculated.

e. The length increment over which the change in pressure ΔP_T occurs is computed using Equation (1).

f. The pressure is incremented again, and the corresponding Δz is calculated following steps b, c, d, and e.

g. This procedure is continued until the total depth of the well is reached or until a phase change takes place.

Comparison Procedure

Once the pressure profiles are calculated, theoretical values of pressure drop calculated at 100-m increments are compared statistically and graphically with observed pressure drops over the same intervals.

Statistical Evaluation. This consisted in evaluating the mean arithmetic deviation $\bar{d}$ and the standard deviation σ using Equations (2) and (3), respectively.

$$\bar{d} = \sum_{i=1}^{n} \frac{d_i}{n} \qquad (2)$$

$$\sigma = \left[\left(\sum_{i=1}^{n} d_i - \frac{\left(\sum_{i=1}^{n} d_i\right)^2}{n}\right)/(n-1)\right]^{1/2} \qquad (3)$$

where

d_i = Local deviation for each value of pressure drop compared.

$d_i = (\Delta P_c - \Delta P_o)/\Delta P_o$

n = Number of values compared.

P_c = Calculated pressure drop for each 100 m.

P_o = Observed pressure drop for each 100 m.

The value of $\bar{d}$ could be a direct measure of the accuracy of the method. However, since small values of $\bar{d}$ can result from large local deviations of di of opposite sign, a different statistical parameter is required to describe the dispersion between calculated and observed values. This parameter is the standard deviation.

The prediction methods were therefore evaluated by calculating the value of "$|\bar{d}|+\sigma$". The smaller this value, the greater the confidence in the method being evaluated.

Graphical Evaluation. A set of graphs was prepared to help visualize the behavior of the correlations. Figures 1 to 5 represent the theoretical and observed profiles for each well. The coordinates used in these plots are pressure versus depth. Figures 6 to 10 correspond to each of the correlations and compare the theoretical versus the observed pressure drops for each 100 m-interval for all the wells. A straight 45° line would indicate a perfect match.

Results

RANGE OF RELEVANT PARAMETERS		
Well Diameter	(D)	0.147 - 0.29 m
Well bore length with two-phase flow	(Z_{TP})	600 - 1500 m
Mass flow	(M_T)	10.56 - 60.83 kg/s
Well-bottom enthalpy	(h_e)	1171 - 1522 kJ/kg
Wellhead pressure	(P_{wh})	11.9 - 73.8 Bars
Flashing point pressure	(P_{FP})	20 - 128 Bars
Vapor fraction by weight	(X)	0 - 0.28
Surficial water velocity	(V_{SL})	0.036 - 2.46 m/s
Surficial steam velocity	(V_{SG})	0 - 33.3 m/s
Flow regime** -- Only slug flow conditions		

**According to boundaries proposed by Orkiszewski.

Tables for Statistical Comparison

Table 1. Summary of $\bar{d}$, σ, and "$|\bar{d}|+\sigma$" values obtained for each of the correlations and for each of the wells studied.

Table 2. Sample of $\bar{d}$, σ, and "$|\bar{d}|+\sigma$" values obtained for each correlation, but taking all the wells into account.

Table 3. Similar to Table 2, but excluding well BR-27. This table is included to complement paragraphs 5 and 6 of the next section.

OBSERVATIONS AND CONCLUSIONS

Observations

Of the three methods (Hagedorn and Brown, Orkiszewski, and Hughmark-Duckler) suggested in references (3), (8), and (18) as suitable for geothermal wells, Orkiszewski's correlations yielded very scattered results, which reduces confidence in the method (see Figure 6).

Regarding the other two methods, it is difficult to identify which is better, since in Table 2, Hagedorn and Brown yield a lower value of "$\bar{d}+\sigma$", whereas in Table 3 Hughmark-Duckler showed a better match (see paragraphs 5 and 6 of this section). Both methods can be used with the same degree of confidence, taking into account that, whereas Hagedorn and Brown predict lower values than observed, Hughmark-Duckler predicts higher-than-observed values, with absolute mean deviations of about 28 percent.

Harrison's correlation yielded the pressure with the greatest mean deviation $\bar{d}$. This is understandable since some of the constants used by this correlation were determined for geothermal flows under other than vertical flow conditions.

Of the five methods studied, the combination of the analytical correlation of Wisman with Hughmark's work seems to yield the best predictions, giving the lowest value of "$\bar{d}+\sigma$", with a mean deviation of 16.9 percent (Table 2). Furthermore, a shown in Table 1, when each well is analyzed individually, the Hughmark-Wisman relation gave the best prediction for three wells and was satisfactory for the remaining two.

In the case of well BR-27, all the methods, with the exception of Hagedorn and Brown, predicted much higher pressures than observed (see Table 1). This could be due to the higher gas content of this well, which would alter the behavior of the fluid by reducing the density of the mixture. A more detailed study is required to evaluate the magnitude of this effect.

Table 3 shows the statistical results if well BR-27 is excluded. Hughmark-Wisman still yields the best predictions, this time with even better results; its mean deviation $\bar{d}$ was reduced to +7.9 percent.

The flow conditions limited the results to a slug-type flow exclusively. Therefore, nothing can be said for other flow regimes. Nonetheless, the results for slug-type flows are important since this type of flow is very persistent in vertical two-phase flow and is difficult to analyze.

CONCLUSIONS

1. From the results presented above, the

method combining the work of Hughmark and Wisman is recommended for estimating the pressure drops in geothermal wells with a two phase flow conditions, This procedure should be studied further to determine the limitations to its application.

2. The procedure was based mainly on the following assumptions:

a. Steady state flow.
b. Adiabatic flow.
c. No dissolved solids.
d. No gas content.

Note that in well BR-27, which had a higher gas content, the predictions were less accurate.

3. The method has been tested in wells showing slug-type flow regimes. Wells with greater flow rates or down-hole enthalpies could discharge under anular flow conditions; the method needs to be tested for that case.