

**PROGRAMA EN MATLAB PARA EL DISEÑO DE UN SISTEMA DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CON GAS EN FLUJO CONTÍNUO**

SALVADOR RUZ ROJAS

**Proyecto de Grado para Optar
El Título de Ingeniero de Petróleos**

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER		No. Clasificación
BIBLIOTECA		P 10951
No. Adquisición	Fecha Recibo	
	31 ENE. 2002	
No. Inventario	Precio	Dpto. Solicitante
101194		

+ 1 CD-ROM

Directora

**RUTH PAEZ CAPACHO
Ingeniera de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS**

**BUCARAMANGA
2001**

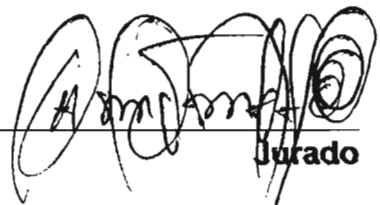
**PROGRAMA EN MATLAB PARA EL DISEÑO DE UN SISTEMA DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CON GAS EN FLUJO CONTÍNUO**

SALVADOR RUZ ROJAS

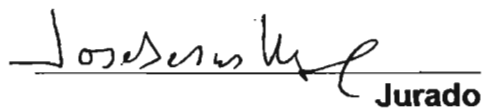
**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2001**

Nota de aceptación

Presidente del Jurado



Jurado



Jurado

Bucaramanga, 14 de Noviembre de 2001

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	
1. LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CON GAS INYECTADO DE FORMA CONTINUA	15
2. CONSIDERACIONES BÁSICAS PARA EL DISEÑO	23
2.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD DEL POZO-IPR	23
2.1.1 Cálculo del Índice de Productividad Actual.	24
2.1.1.1 Método de Vogel	24
2.1.1.2 Método de Fetkovich	26
2.1.1.3 Método de Jones, Blount y Glaze.	27
2.1.2 Predicción de IPR's futuros.	28
2.1.2.1 Método de Standing	28
2.1.2.2 Método de Fetkovich	29
2.2 PSEUDO IPR'S	29
2.3 CURVAS DE PROFUNDIDAD CONTRA RELACIÓN GAS-LÍQUIDO	33
2.4 CURVAS DE RELACIÓN ÓPTIMA GAS-LÍQUIDO VERSUS CAUDAL DE PRODUCCIÓN.	35
2.5 CURVAS DE GRADIENTE	36
2.5.1 Poettmann - Carpenter.	39
2.5.1.1 Desarrollo Teórico de la relación: caída de presión – cambio en profundidad.	40
2.5.1.2 Correlación para el factor de fricción de flujo multifásico.	43
2.5.2 Baxendell - Thomas.	46
2.5.3 Beggs - Brill.	48

2.5.3.1	Relación matemática entre la caída de presión, el cambio de altura y el ángulo de inclinación de la tubería, para flujo multifásico.	48
2.5.3.2	Correlación para la Retención de Líquido.	49
2.5.3.3	Correlación para el Factor de Fricción.	52
2.5.3.4	Esquema de Cálculo.	53
2.6	DESEMPEÑO DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.	55
3.	DISEÑO	56
3.1	ESQUEMA GENERAL DE DISEÑO.	56
3.1.1	Evaluación de la Limitación por Gas.	57
3.1.2	Ubicación de las Válvulas.	58
3.1.3	Cálculo de la relación gas-líquido necesaria y del diámetro de las válvulas.	65
3.2	ANÁLISIS Y SUGERENCIAS PARA EL DISEÑO.	65
3.3	PUNTO ÓPTIMO DE INYECCIÓN.	67
3.4	EJEMPLO DE DISEÑO.	69
4.	FUNCIONAMIENTO DEL PROGRAMA	77
4.1	INTERPRETACIÓN DE LAS CURVAS.	78
4.2	ESQUEMA DE UBICACIÓN DE LAS VÁLVULAS.	84
4.3	GAS DE INYECCIÓN Y DIÁMETRO DE LAS VÁLVULAS.	85
4.4	ALGORITMO GENERAL DEL DISEÑO.	86
4.5	VENTAJAS Y LIMITACIONES.	89
5.	MANUAL DEL USUARIO.	90
5.1	DISEÑO.	92
5.1.1	Datos de una Prueba.	92
5.1.2	Datos de Superficie.	93
5.1.2.1	Disponibilidad de Gas.	93
5.1.2.2	Presión en los Compresores, Delta de Apertura de Válvula y Presión Requerida en Superficie.	95
5.1.2.3	Temperatura Promedio, Gravedad Específica	

del Gas Y Presión de Seguridad.	96
5.1.3. Datos del Crudo y la Salmuera.	96
5.1.4 Estado Mecánico del Pozo.	96
5.1.5 Publicación de Resultados.	97
5.1.6 Válvula de Optimización con Límites.	98
5.1.7 Válvula de Optimización sin Límites.	99
5.2 INDICE DE PRODUCTIVIDAD.	99
5.3 PSEUDO IPR.	100
5.4 CURVAS DE GRADIENTE.	101
5.5 GLR VERSUS PROFUNDIDAD.	102
5.6 GLR SEGÚN NIND.	102
5.7 INFORMACIÓN.	103
6. CONCLUSIONES	105
7. RECOMENDACIONES	107
BIBLIOGRAFÍA	
ANEXO DISCO COMPACTO CON EL PROGRAMA	

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Datos extraídos de la curva de IPR.	31
Tabla 2. Datos leídos para la curva de pseudo IPR.	32
Tabla 3. Diámetro interno de la tubería.	44
Tabla 4. Ecuaciones para diferentes regímenes de flujo.	52
Tabla 5. Datos recogidos de las curvas de pseudo IPR, ejemplo.	73
Tabla 6. Relación gas-líquido dentro de la tubería, según Nind.	74
Tabla 7. Diámetros de las válvulas.	76

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Esquema general del sistema de levantamiento artificial con gas.	17
Figura 2. Ajuste de la válvula fuelle.	18
Figura 3. Válvula <i>kick-off</i> de Taylor.	19
Figura 4. Esquema general de la válvula diferencial.	19
Figura 5. Válvula con resorte, parcialmente balanceada, retirable y operada por presión en el anular.	21
Figura 6. Índice de productividad, primer ejemplo.	25
Figura 7. Índice de productividad, segundo ejemplo.	31
Figura 8. Curva de gradiente.	32
Figura 9. Ejemplo de curva pseudo IPR.	33
Figura 10. Lecturas en la curva de gradiente para la curva de gradiente versus profundidad.	34
Figura 11. Curva de GLR versus profundidad.	35
Figura 12. Forma general de la curva caudal versus GLR óptimo.	36
Figura 13. Forma general de la curva de gradiente.	37
Figura 14. Curvas de gradiente para un diámetro de 3.5 pulgadas y un caudal de 600 BLS.	38
Figura 15. Correlación para el factor de fricción según Poettman – Carpenter.	45
Figura 16. Correlación de Baxendell - Thomas.	46
Figura 17. Patrones de flujo.	51
Figura 18. Esquema de construcción de la curva TPR.	55

Figura 19. Comportamiento general de las curvas de desempeño de la tubería de producción.	57
Figura 20. Factor de corrección por temperatura para la presión en el anular.	59
Figura 21. Esquema general de ubicación de las válvulas según pseudo IPR.	63
Figura 22. Selección de la última válvula, esquema general.	64
Figura 23. Esquema clásico de diseño.	67
Figura 24. Esquema optimizado de diseño.	68
Figura 25. Ubicación de la primera válvula, ejemplo.	71
Figura 26. Distribución de las válvulas a lo largo de la tubería de producción con curvas de pseudo IPR, ejemplo.	72
Figura 27. Selección de la última válvula según las curvas de GLR versus profundidad, ejemplo.	73
Figura 28. Corrección de datos de GLR para la última válvula.	74
Figura 29. Datos de GLR óptimo según Nind.	75
Figura 30. Incertidumbre en la interpolación y extrapolación polinomial.	80
Figura 31. Aproximación de mínimos cuadrados.	81
Figura 32. Aproximación polinomial para las curvas de gradiente.	82
Figura 33. Error cometido con el factor de correlación.	84
Figura 34. Esquema de ubicación de las válvulas según el programa.	85
Figura 35. Diagrama de flujo general.	87
Figura 36. Diagrama de flujo para el diseño sin limitantes.	88
Figura 37. Procedimiento de entrada a Disgal 1.0.	90
Figura 38. Página de entrada al programa.	91
Figura 39. Menú principal.	91
Figura 40. Ventana para el diseño.	92
Figura 41. Ejemplo de iteración por limitación de gas.	94
Figura 42. Ventana de resultados.	97

Figura 43. Opción guardar.	98
Figura 44. Índice de productividad manipulado con el programa.	100
Figura 45. Pseudo IPR según Disgal 1.0.	100
Figura 46. Manipulación de curvas de gradiente.	101
Figura 47. GLR versus profundidad, según el programa.	102
Figura 48. GLR según Nind, manipulado por el programa.	103
Figura 49. Ilustración del menú de información.	104

RESUMEN

Título: PROGRAMA EN MATLAB PARA EL DISEÑO DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CON GAS EN FLUJO CONTÍNUO.

Autor: RUZ ROJAS, Salvador. **

Palabras claves: Levantamiento artificial, flujo continuo, diseño, flujo multifásico, programa Matlab, índice productividad, producción petróleo.

A medida que se extrae crudo de los pozos petrolíferos se va agotando la presión promedio del yacimiento, hasta el punto en que el pozo no puede producir de forma natural.

Para mejorar el caudal de flujo de un pozo petrolífero se han diseñado muchos sistemas de levantamiento artificial, entre ellos la inyección de gas. Este sistema reduce la densidad de la columna hidrostática, permitiendo que el pozo tenga nuevas condiciones para producir. Además, disminuye las pérdidas por fricción desde el fondo hasta el tope del pozo, debido a variación de la relación gas líquido.

Con el fin de evitar largos y tediosos cálculos para lograr este diseño, se construyó un programa en Matlab® que permite realizar el diseño de una sola vez y paso a paso, de tal manera que se tenga la posibilidad de evaluar varios diseños en poco tiempo.

Este trabajo de grado explica por partes el diseño propuesto por T. W. Nind y lo modifica con la intención de mejorar el cálculo del caudal de gas de inyección. Además, propone un nuevo método de diseño y sugiere la inclusión de una válvula de optimización, para lograr la máxima producción alcanzable con el sistema de levantamiento artificial con gas inyectado continuamente.

* Proyecto de Grado

** Escuela de Ingeniería de Petróleos, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Universidad Industrial de Santander. Ing Ruth Páez, Ing. Leovaldo Reyes Ariza.

ABSTRACT

Title: PROGRAM IN MATLAB FOR AN ARTIFICIAL LIFT SYSTEM WITH GAS IN CONTINUOUS FLOW.

Autors: RUZ ROJAS, Salvador. **

Key Words: artificial lift, continuous flow, design, multiphase flow, Matlab program, productivity index, oil production.

When a oil company extract oil from an oil field cause a depletion in the formation pressure until the wells can't produce in natural flow.

To improve the oil rate, there has been developed many artificial lift systems: socker rod pumping, ESP, plunger lift, and others. Among these, the gas inyection system. The objeive of this method is to reduce the hydrostatic column density that block the desirable rate, allowing new conditions to produce. In addition, reduce the friction losses doubt irreversivilities when the fluid flow from well bottom to well top, because change the gas-liquid ratio into the tubing.

To avoid large and tedious calculations for the design, was built on this work, a program in Matlab® code that allow make the design in continuous form or step by step. Consequently, engineer can to analize many designs in few time.

This degree work explain part by part the schedule of design proposed by T. W. Nind and change it, to improve and reduce the calculation of gas inyection rate. In addition, it propose a new design schedule and hint to take in account a valve of optimization to reach the available higher rate with the artificial gas-lift inyection system.

* Degree Project

** Physicochemical Engineering Department School of Petroleum Engineering. Assessors: Engineer: Ruth Páez, Engineer: Leovaldo Reyes Ariza.

INTRODUCCIÓN

Desde comienzos de la existencia humana el hombre se ha preocupado por describir y predecir el comportamiento de la naturaleza. Es en esa preocupación donde nace el espíritu científico que día a día indaga su entorno en busca de respuestas a la insaciable inquietud del hombre.

A medida que se ha avanzado en las ciencias se ha descubierto que son muchas las variables que se conjugan en los fenómenos naturales y que tenerlas todas en cuenta durante la predicción es imposible, debido a la limitación de herramientas de cálculo y a la incertidumbre que trae consigo cada proceso.

Las ciencias se han apoyado en los sistemas computacionales para realizar los cálculos que manualmente resultarían imposibles de realizar en tan poco tiempo. La ingeniería no es la excepción a ésta regla, por el contrario se ve hoy en día el auge del software que simula miles de procesos industriales.

Apartarse de la tecnología sería renunciar a la oportunidad de avanzar más rápidamente en la industria y en la ciencia. Pero es importante saber utilizarla y entender sus limitaciones.

Se propone el uso del software para el diseño del sistema de levantamiento artificial con inyección de gas en flujo continuo, ya que es uno de los sistemas más complicados y tediosos de diseñar.

Un programa que evite la lectura repetitiva de gráficas y que calcule rápidamente los datos es una ayuda para el ejercicio profesional, que permite al ingeniero analizar las diferentes posibilidades y seleccionar las mejores condiciones.

Este libro recopila la información necesaria para entender el trabajo que se ha desarrollado, no solo en lo referente al software sino también en los cambios propuestos al esquema de diseño, y pretende dejar el espacio abierto para que la idea sea discutida, retomada y mejorada.

1. LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CON GAS INYECTADO DE FORMA CONTINUA

A medida que el yacimiento se ha sometido a producción, los pozos van perdiendo cada vez más potencial de flujo, hasta el punto en que la presión promedio del yacimiento ha caído tanto que la producción es poca o nula.

A pesar del poco potencial del pozo es factible implementar sistemas de levantamiento que sean capaces de aportar al fluido la energía que necesita para llegar hasta superficie.

Cuando un pozo deja de producir por flujo natural, tiene un nivel de fluido "muerto" que pesa lo suficiente como para mantener el equilibrio estático. Si se inyecta gas a esta columna de fluido, se reducirá la densidad de manera que el pozo tendrá nuevas condiciones para volver a producir.

Toda vez que la gravedad API del crudo sea mayor que 15 y que se tenga suficiente gas disponible para inyectar, se puede utilizar el sistema de levantamiento artificial con gas para mejorar la tasa de producción de los pozos. Ya que el gas inyectado no solo disminuye el contrapeso que impide el flujo, sino que también reduce las pérdidas por fricción al variar la relación gas-líquido.

Existen dos tipos de levantamiento con gas: inyección continua e inyección por ciclos. La aplicabilidad de uno o de otro depende de la capacidad de producción del pozo. Cuando el pozo no puede producir de forma continua - por falta de capacidad - se opta por flujo intermitente.

Este tipo de levantamiento artificial consiste en inyectar por el anular cierto caudal de gas a una presión determinada, de tal manera que pase a través de válvulas diferenciales, entre en la tubería de producción y coloque al pozo a producir de forma continua.

En algunos casos el gas se inyecta por la tubería de producción y se produce por el anular, en esas situaciones el diseño del sistema aplica principios similares, pero difiere del esquema que se presenta en este trabajo.

En la figura 1 se ilustra el proceso de inyección. En un principio el fluido no puede subir hasta superficie, ya sea porque la presión promedio del yacimiento es baja, o porque fue necesario "matar" el pozo con un fluido que pese lo suficiente para suspender el flujo. Después de instaladas las válvulas y de iniciarse el proceso de inyección, la primera válvula empieza a operar y el pozo inicia la producción. Luego, al alcanzar las condiciones previstas en el diseño, la primera válvula cierra y empieza la segunda a operar. El proceso se repite hasta llegar a la última válvula, la cual ha sido diseñada para permanecer abierta de forma indefinida.

Para el levantamiento artificial con gas se tienen en cuenta principalmente dos tipos de válvulas: de fuelle y diferenciales. Las primeras son utilizadas preferiblemente en sistemas de flujo intermitente, mientras las segundas son de uso común en flujo continuo.

Las válvulas de tipo fuelle abren al lograrse determinada presión en el anular. La presión de apertura se ajusta en el taller de campo presurizando y desfogando nitrógeno hasta lograr el punto que se requiere. Ver figura 2.

BIBLIOTECA UIS

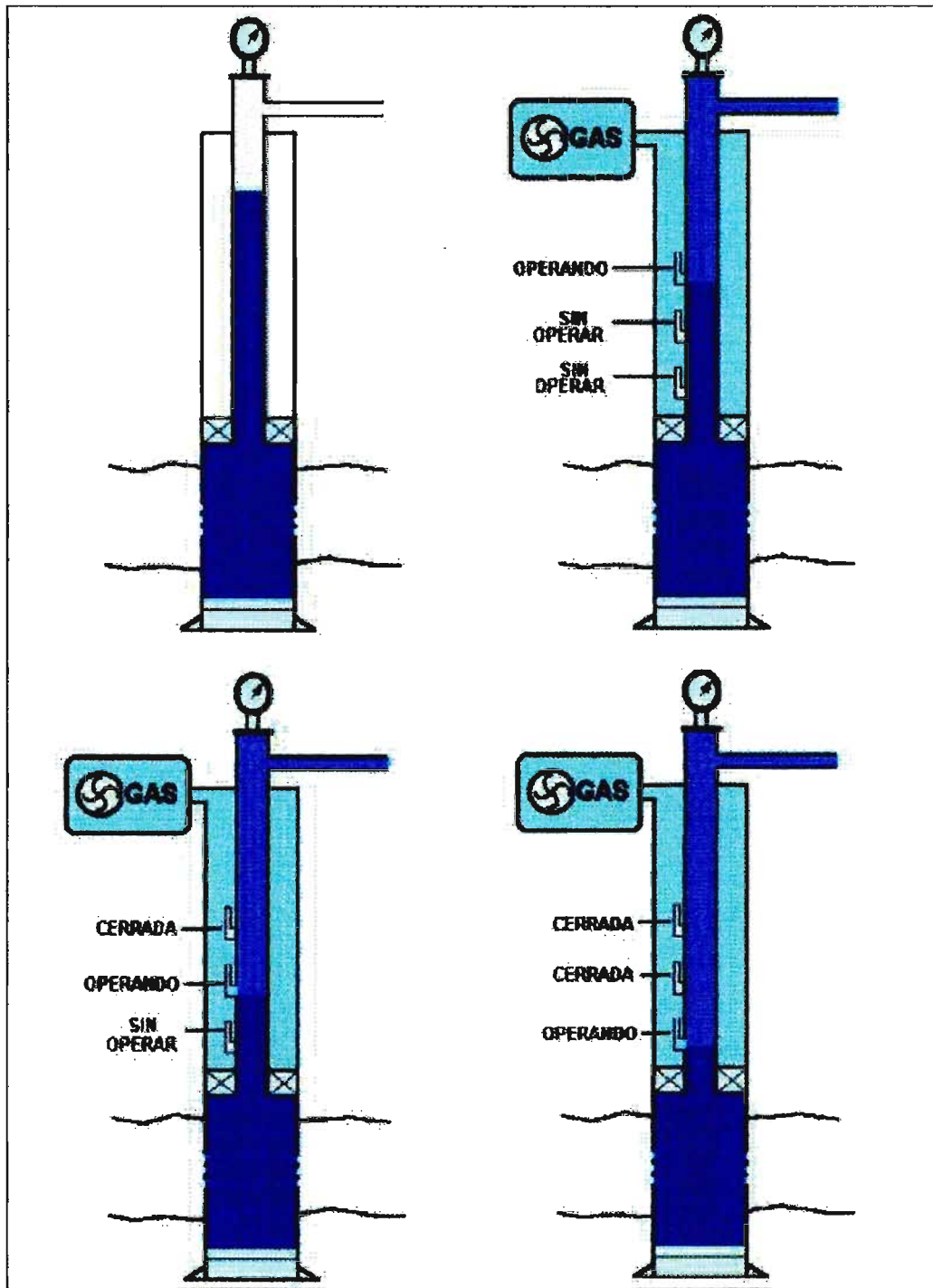


Figura 1. Esquema general del sistema de levantamiento artificial con gas.

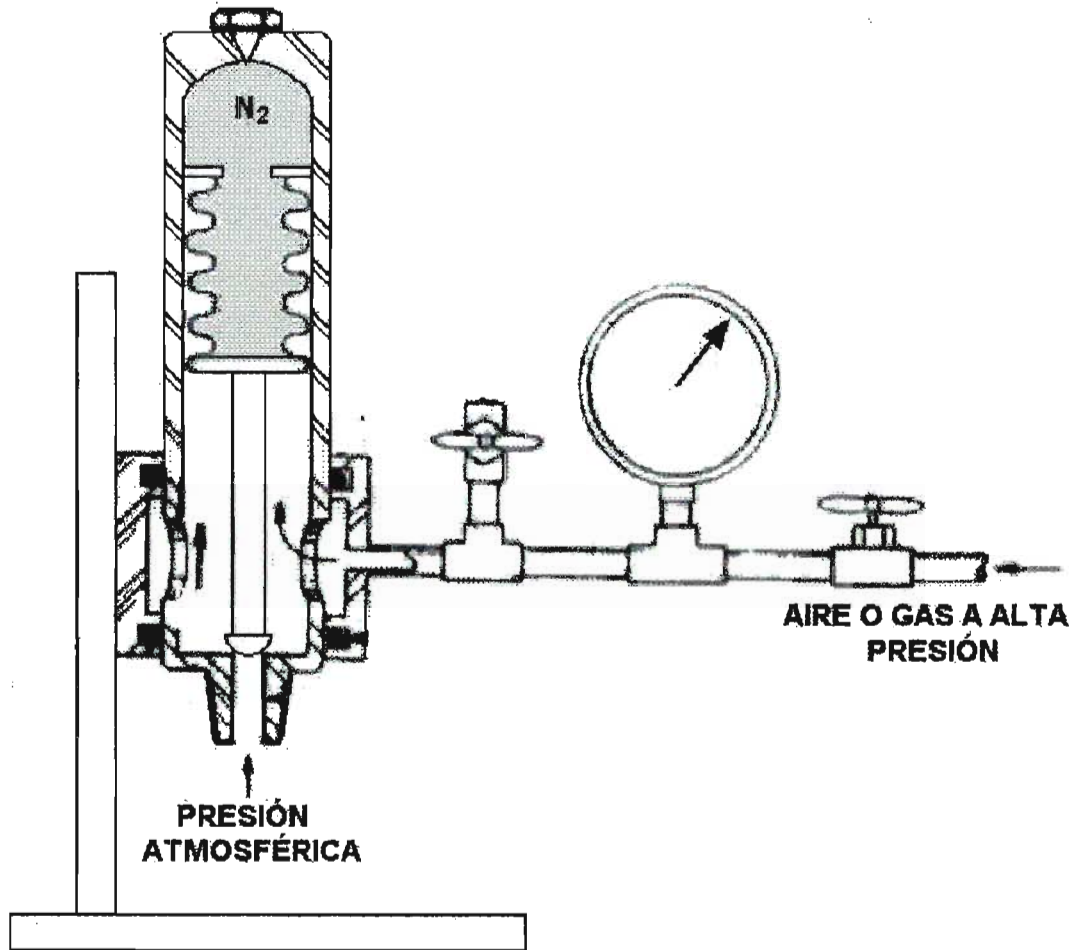


Figura 2. Ajuste de la válvula fuelle.

Las válvulas diferenciales tuvieron su origen en las válvulas *kick-off* de Taylor (figura 3), que operaban con un desbalance de 10 a 20 PSI. El problema de éstas consistía en que la presión de desbalance era muy pequeña. Por esto se crearon nuevas válvulas diferenciales. Lo común es que la válvula se ajuste para cerrar cuando la diferencia de presión está en el rango de 100 a 150 PSI.

Las características principales de las válvulas diferenciales modernas se ilustran en el diagrama de la figura 4. El vástago de la válvula está acoplado

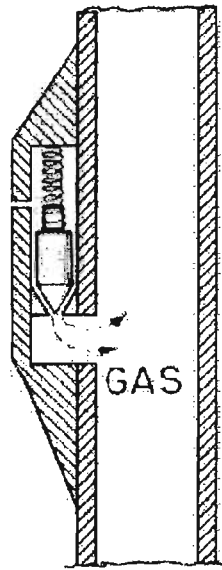


Figura 3. Válvula *kick-off* de Taylor.

a un resorte helicoidal, el cual, en ausencia de otras fuerzas, mantiene el vástago alejado del asiento de la válvula, de tal manera que la válvula está normalmente abierta. La acción del resorte puede regularse con una tuerca ajustable.

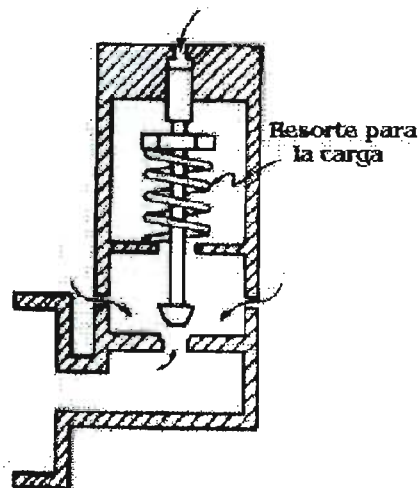


Figura 4. Esquema general de la válvula diferencial.

Cuando la válvula está abierta, se aplica presión externa al vástago en dos formas: a través de la ventana u orificio abierto en la parte superior de la válvula -de modo que la presión total de la inyección de gas a la profundidad en la cual está colocada la válvula se aplica sobre el área del vástago de la válvula- y a través del estrangulador situado en la pared de la válvula.

Cuando la válvula está abierta, y siempre que la presión de inyección de gas sea mayor que la presión en la tubería de producción a la profundidad de la válvula, el gas fluye a través del estrangulador y dentro de la tubería de producción. La presencia del estrangulador ocasiona una caída de presión, de modo que la presión aplicada en la parte inferior del vástago de la válvula es menor que la que se aplica en el extremo superior. Cuando el flujo de gas a través del estrangulador llega a ser suficientemente grande, la diferencia en las presiones del gas aplicada los extremos superior e inferior del vástago, multiplicada por la sección transversal del vástago, es mayor que la fuerza ejercida por el resorte y la válvula se cierra.

Ya que la presión en la tubería de producción es aun menor que la presión del gas inyectado después del estrangulador, la válvula no volverá a abrir hasta que la presión en la tubería de producción haya pasado una elevación substancial o que la presión del gas sufra una caída substancial, de modo que la acción de cierre es positiva y no hay tendencia a que vibre la válvula. Hay que tener presente que las válvulas tienen en su parte inferior un dispositivo que impide que haya flujo de crudo de la tubería de producción hacia el anular, dicho de otra manera: una válvula cheque dentro de la válvula diferencial. Otros esquemas de válvula con el mismo principio se ilustran en la figura 5.

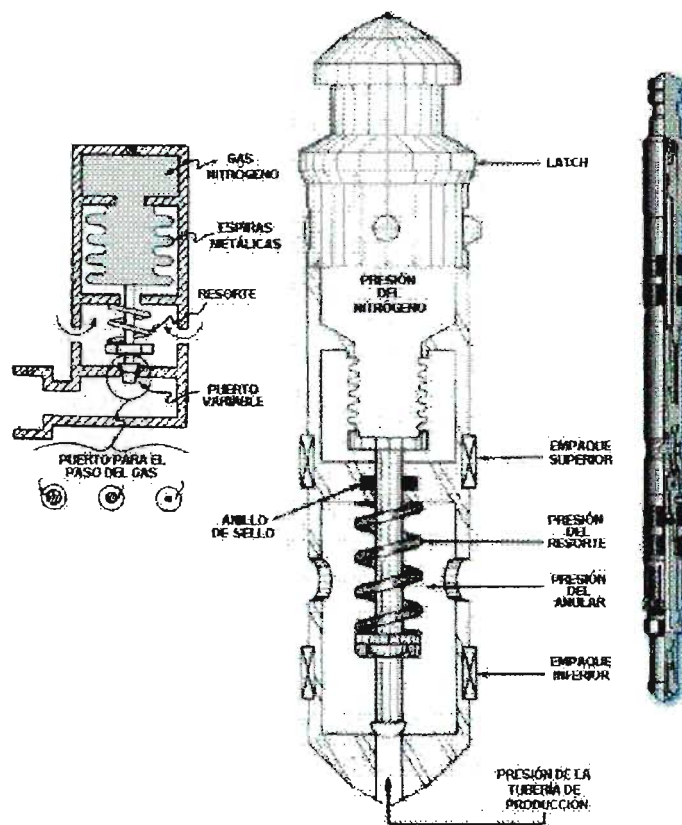


Figura 5. Válvula con resorte, parcialmente balanceada, retirable y operada por presión en el anular.

Partiendo del análisis hecho por R. C. Binder y tomando valores promedios para algunos de los parámetros, se puede llegar a la conclusión que el caudal de gas que pasa a través del estrangulador está descrito por la ecuación:

$$Q_g = 136 * A * p_1 * F \left(\frac{p_2}{p_1} \right) \quad \text{Ecuación 1.1}$$

Donde:

Q_g = caudal de gas, MSCF / DÍA.

A = área de la sección transversal del estrangulador, pulg².

p_1 = presión corriente arriba, PSI.

p_2 = presión corriente abajo, PSI.

Para valores de $\left(\frac{p_2}{p_1}\right) \geq 0.56$ se halla el valor de $F\left(\frac{p_2}{p_1}\right)$ de la ecuación:

$$F\left(\frac{p_2}{p_1}\right) = \left[\left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{1.6} - \left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{1.8} \right]^{0.5} \quad \text{Ecuación 1.2}$$

Para valores de $\left(\frac{p_2}{p_1}\right) < 0.56$ el valor de $F\left(\frac{p_2}{p_1}\right)$ se considera igual a 0.208.

Si se conoce el gas que atraviesa la válvula y las presiones corriente arriba y corriente abajo, se puede determinar el área de la sección transversal del estrangulador y por lo tanto, el diámetro del orificio de la válvula.

$$D = 2\sqrt{\frac{A}{\pi}} \quad \text{Ecuación 1.3}$$

Donde:

D = diámetro del orificio. Las unidades dependen del área, se recomienda expresarlo en 64' avos de pulgada.

$\pi = 3.1416$.

BIBLIOTECA UIS

2. CONSIDERACIONES BÁSICAS PARA EL DISEÑO

En este capítulo se recogen algunos de los fundamentos teóricos necesarios para comprender mejor el diseño.

2.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD DEL POZO - IPR.

El índice de productividad es la relación existente entre el caudal de producción y la caída de presión aplicada.

En el diseño de sistemas de levantamiento juega un papel crucial, ya que es quien determina el potencial de flujo real del pozo y el comportamiento del mismo con los cambios en la presión de fondo fluyente. Los factores que más afectan el índice de productividad son:

- Saturación de gas: un aumento de éste parámetro reduce la permeabilidad relativa al aceite K_{ro} .
- Presión: la disminución de la presión implica la liberación de gas, un aumento de la viscosidad y un cambio en el factor de merma.
- Daño o estimulación a la formación alrededor de la cara del pozo.
- La turbulencia alrededor de la cara del pozo (significativa en pozos de gas, casi despreciable en pozos de aceite).

Todos estos factores cambian con la presión promedio del yacimiento, por lo tanto no se pueden hacer predicciones de producción de aceite o de gas con base en un índice de productividad constante.

2.1.1 Cálculo del Índice de Productividad Actual.

El índice de productividad se considera constante cuando se trabaja por encima del punto de burbuja. La variación del índice de productividad se puede predecir partiendo de la ley de Darcy, pero desafortunadamente no es normal contar con toda la información necesaria. Para resolver este inconveniente se han desarrollado varias correlaciones empíricas "IPR's", entre ellas se tienen las desarrolladas por:

- Vogel
- Fetkovich
- Jones, Blount y Glaze

2.1.1.1 Método de Vogel

La correlación de Vogel fue hecha con base en un modelo matemático y veintiún condiciones de yacimiento. Aunque el método fue desarrollado solamente para yacimientos saturados con empuje por gas disuelto, este puede ser aplicado a yacimientos en los cuales la saturación de gas cambia con la disminución de la presión promedio. Esta ecuación no tiene en cuenta el daño en la cara de la formación. Vogel partió de un modelo de yacimiento propuesto por Weller para generar IPR's a diferentes condiciones. Al graficar presión adimensional $\frac{P_{wf}}{P_R}$ contra el caudal adimensional $\frac{q_o}{q_{o(max)}}$ observó que

el comportamiento de la gráfica era similar en todos los casos, de allí surgió la siguiente ecuación:

$$\frac{q_o}{q_{o(max)}} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_R} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \quad \text{Ecuación 2.1}$$

BIBLIOTECA UN

El método de Vogel puede ser aplicado además, en pozos con producción de agua, reemplazando el término $\frac{q_o}{q_{o(max)}}$ por $\frac{q_L}{q_{L(max)}}$. En donde: $q_L = q_o + q_w$

Este método fundamenta su sencillez en que: con solo los datos de una prueba se puede graficar un IPR. Por ejemplo, para un pozo con una presión promedio de 3500 PSIA y con un caudal de 780 STB/DÍA de aceite a una presión de fondo fluyendo de 890 PSIA, se resuelve la ecuación de Vogel y el resultado se aprecia gráficamente en la figura 6.

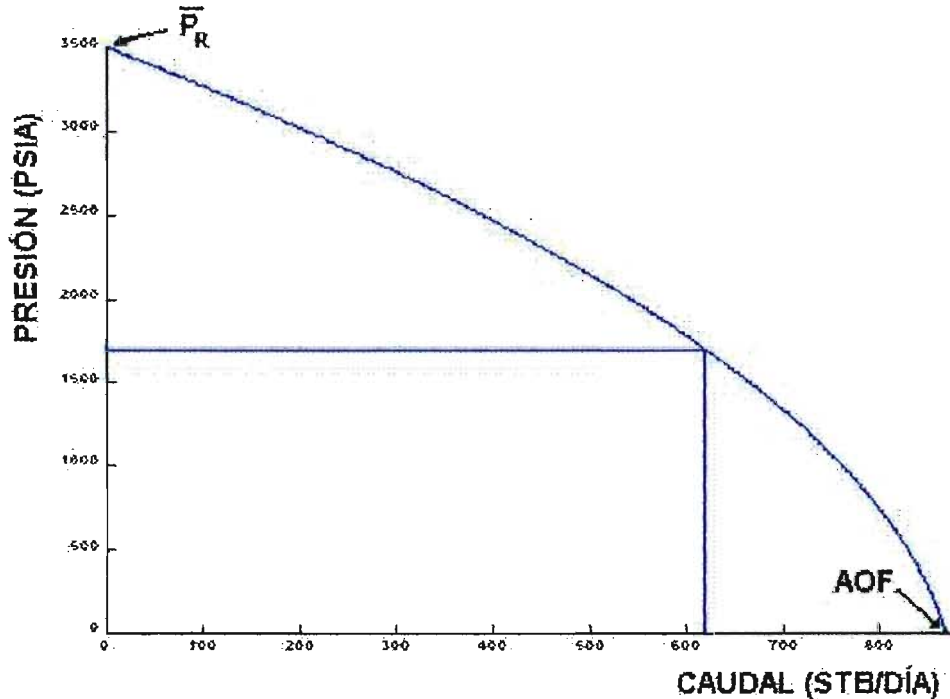


Figura 6. Índice de productividad, primer ejemplo.

El caudal de aceite máximo (*absolute open flow, AOF*) para éste ejemplo es de 869 STB/DÍA. Del resultado se puede establecer que para una presión de fondo fluyente de 1700 PSIA, el caudal de aceite que producirá el pozo en la cara de la formación será de 621 STB/DÍA.

2.1.1.2 Método de Fetkovich

Fetkovich propuso un método de cálculo del índice de productividad para pozos de aceite usando el mismo tipo de ecuación que se utilizó durante años para pozos de gas. El procedimiento se verificó con pruebas isócronas y *flow-after-flow* hechas en yacimientos cuya permeabilidad variaba de 6 md a 1000 md. Las condiciones de presión estaban en un rango que iba desde altamente subsaturados pasando por saturados a la presión inicial hasta campos depletados con una saturación de gas por encima de la crítica.

En todos los casos se encontró el mismo comportamiento y la ecuación resultante fue:

$$q_o = C(p_R^2 - p_{wf}^2)^n \quad \text{Ecuación 2.2}$$

en donde:

q_o = caudal de aceite, STB/DÍA.

\bar{p}_R = presión promedio del yacimiento, PSI.

p_{wf} = presión de fondo fluyendo, PSI.

C = coeficiente de flujo.

n = exponente que depende de las características del pozo.

En esta ecuación existen dos incógnitas, por lo tanto se necesitan dos datos de pruebas de pozo para hallarlas, suponiendo que se conoce de antemano la presión promedio.

2.1.1.3 Método de Jones, Blount y Glaze.

Su esquema parte de la ecuación:

$$q_o = \frac{0.00708 K_o h (\bar{p}_R - p_{wf})}{\mu_o B_o [\ln(0.472 r_e / r_w) + S']} \quad \text{Ecuación 2.3}$$

Para llegar a la expresión:

$$\bar{p}_R - p_{wf} = A q_o + B q_o^2 \quad \text{Ecuación 2.4}$$

en donde:

$$A = \frac{141.2 \mu_o B_o}{k_o h} [\ln(0.472 r_e / r_w) + S'] \quad \text{Ecuación 2.4.a}$$

$$B = \frac{2.3 * 10^{-14} \beta B_o^2 \rho_o}{h^2 r_w} = \frac{141.2 \mu_o B_o D}{k_o h} \quad \text{Ecuación 2.4.b}$$

$$\beta = \frac{2.329 * 10^{10}}{k_o^{1.2}} \quad \text{Ecuación 2.4.c}$$

ρ_o = densidad del aceite evaluada a T_R y $0.5(\bar{p}_R + p_{wf})$, en lbm/pie³.

$A q_o$ es la contribución a la caída de presión debido al flujo laminar y $B q_o^2$ es la contribución a la caída por turbulencia. k_o debe expresarse en milidarcies.

En una gráfica de $\frac{\bar{p}_R - p_{vgf}}{q_o}$ versus q_o en papel cartesiano se obtendrá una línea recta de pendiente B y de intercepto A en la ordenada. Para crear una curva de índice de productividad con esta ecuación se necesitan al menos dos datos de prueba de productividad.

2.1.2 Predicción de IPR's futuros.

El índice de productividad variará a medida que se produce el pozo. Para determinar el comportamiento del pozo en tiempos futuros se han desarrollado varios métodos, entre ellos:

- Standing
- Fetkovich

2.1.2.1 Método de Standing

Éste método predice el valor de $q_{o(max)}$ a medida que la saturación de gas aumenta con la disminución de la presión.

Standing definió el índice de productividad a "caída de presión nula" como:

$$J^* = \lim_{p_w \rightarrow \bar{p}_R} J = \frac{1.8q_{o(max)}}{\bar{p}_R} \quad \text{Ecuación 2.5}$$

Otra forma de expresar J^* es:

$$J^* = \frac{0.00708kh}{\ln\left(\frac{0.472r_e}{r_w}\right)} (f(\bar{p}_R)) \quad \text{Ecuación 2.6}$$

En donde:

$$f(\bar{p}_R) = \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \quad \text{Ecuación 2.6.a}$$

La función presión cambiará con el abatimiento debido a que μ_o y B_o son funciones de la presión promedio, y k_{ro} es una función de la saturación del aceite y del gas. La relación entre J' actual y J' futuro es:

$$\frac{J_F^*}{J_P^*} = \frac{f(\bar{p}_{RF})}{f(\bar{p}_{RP})} \quad \text{Ecuación 2.7}$$

Con estas correlaciones y con datos de μ_o , B_o y k_{ro} presentes y futuros, se puede calcular el $q_{o(\max)F}$.

2.1.2.2 Método de Fetkovich

Fetkovich redujo el problema de la predicción de un IPR futuro al cálculo de un nuevo parámetro C , el cual se puede definir como:

$$C_F = C_P \left(\bar{p}_{RF} / \bar{p}_{RP} \right) \quad \text{Ecuación 2.8}$$

2.2 PSEUDO IPR'S

A partir del conocimiento del índice de productividad y de la relación gas-líquido de la formación, se puede graficar un conjunto de curvas de presión contra caudal a diferentes profundidades que varían desde la profundidad de las perforaciones hasta el nivel de fluido "muerto".

Estas curvas sirven para hallar el caudal que se produciría en cualquier punto de la tubería de producción a determinada presión, sin tener en cuenta los factores que puedan alterar el flujo desde ese punto hasta superficie.

El procedimiento de construcción de estas curvas consiste en fijar el caudal y a partir de las curvas de gradiente (o de un análisis estático, dado el caso) determinar el comportamiento de la presión a lo largo de toda la tubería de producción. Por lo tanto la forma que tomen éstas curvas depende de la caída de presión desde la formación hasta el punto que se quiere evaluar.

El proceso de construcción de estas curvas se ilustra mejor en el siguiente ejemplo.

Para un pozo con una presión promedio de 2500 PSIA se hizo una prueba que arrojó los siguientes resultados:

Caudal de aceite: 470 STB/DÍA.

Presión de fondo fluyente: 300 PSIA.

Relación gas-aceite de la formación = 200 SCF / STB.

Se pretende determinar cuál sería la producción del pozo si a una profundidad de 4500 PIES se logra una presión de 200 PSIA. Se cuenta con los siguientes datos del estado mecánico del pozo:

Diámetro de la tubería de producción = 2.875 pulgadas.

Profundidad media de las perforaciones = 6100 PIES.

El primer paso de solución consiste en determinar el IPR:

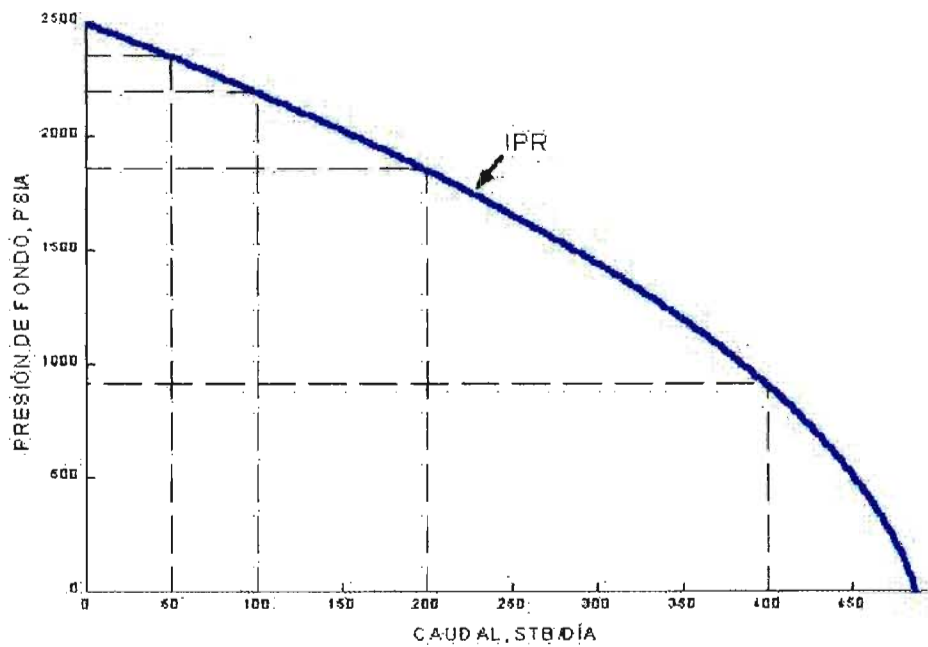


Figura 7. Índice de productividad, segundo ejemplo.

De esta curva se puede establecer la siguiente tabla:

Tabla 1. Datos extraídos de la curva de IPR.

<i>Presión de fondo fluyente (PSIA)</i>	<i>Caudal de aceite (STB / DÍA)</i>
2358.19	50
2193.58	100
1861.23	200
917.508	400
0	487.309

Luego, se toman las curvas de gradiente correspondientes a la relación gas-líquido (GLR) de la formación, se varían los caudales (50, 100, 200, 400) y siguiendo el procedimiento ilustrado en la figura 8 se leen los datos para la presión de la curva pseudo IPR.

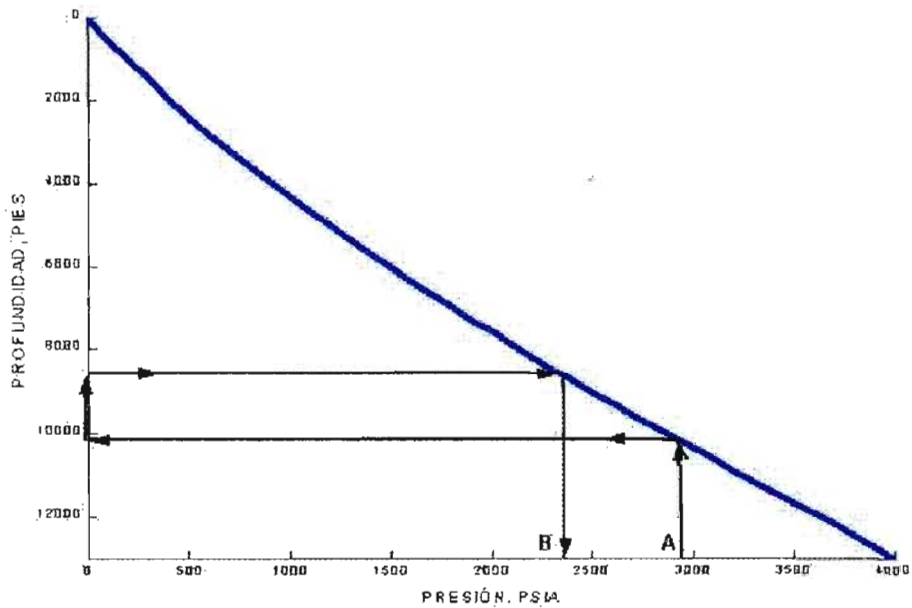


Figura 8. Curva de gradiente.

El punto A es la lectura de la presión de fondo fluente tomada del IPR para cada q_i (caudal que se varía). El punto B es la presión de fondo fluente para la curva de pseudo IPR correspondiente a q_i . Los resultados obtenidos se ilustran en la siguiente tabla:

Tabla 2. Datos leídos para la curva de pseudo IPR.

Caudal (STB/DÍA)	Pwf según el IPR (PSIA)	Profundidad 1	Profundidad 2	Presión para el pseudo IPR (PSIA)
50	2358.19	8559.93	6959.93	1818.30
100	2193.58	8666.80	7066.80	1675.20
200	1861.23	8072.13	6472.13	1391.41
400	917.51	5052.14	3452.14	557.439

Por lo tanto la curva pseudo IPR toma la forma que se ilustra en la figura 9.

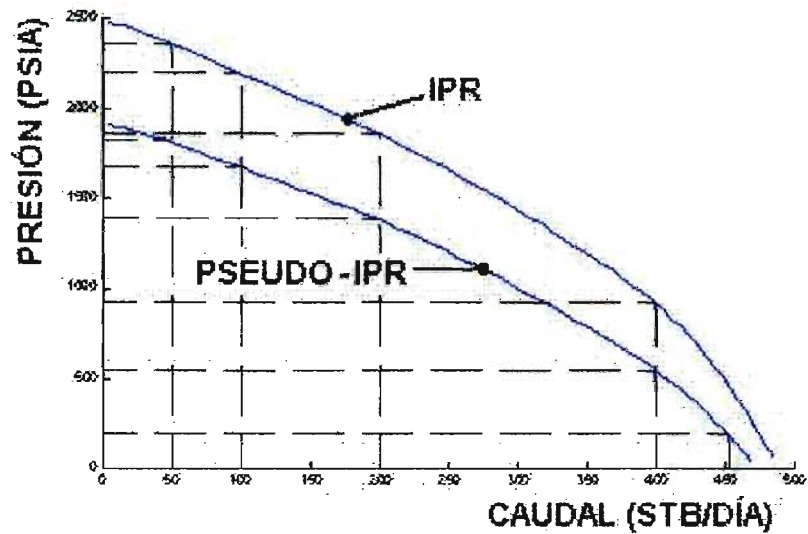


Figura 9. Ejemplo de curva pseudo IPR.

Con base en la figura 9 se puede establecer que si se logra una presión de 200 PSIA a una profundidad de 4500 PIES, para un pozo con éstas características, el caudal que aporta la formación es de 453.4 STB / DÍA.

* 2.3 CURVAS DE PROFUNDIDAD CONTRA RELACIÓN GAS-LÍQUIDO

Este tipo de curvas tienen como objetivo principal establecer si se alcanza la presión en cabeza necesaria, con base en la presión que se aplica a determinada profundidad.

El trazado de éstas curvas se inicia fijando la presión en cabeza, la presión de fondo fluyendo y el caudal. Luego se varía la relación gas-líquido (GLR) y para cada valor de éste, se lee de la curva de gradiente correspondiente los dos valores de profundidad para las presiones, luego se efectúa la resta y se grafica. La resta corresponde al valor de H_i de la figura 10.

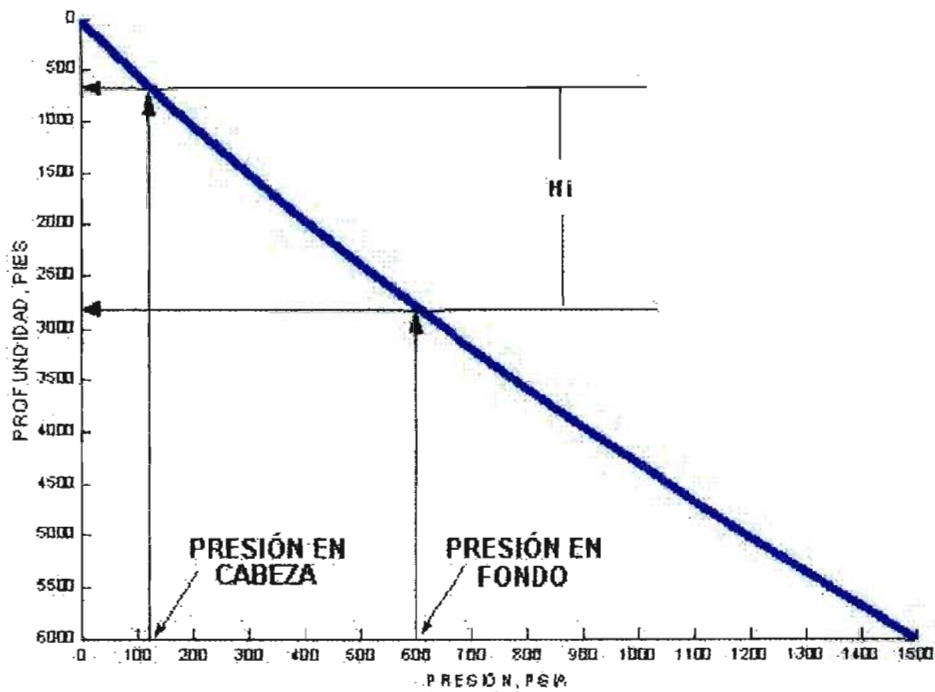


Figura 10. Lecturas en la curva de gradiente para la curva de gradiente versus profundidad.

El punto máximo de la curva GLR versus profundidad obtenida, nos indica que a una profundidad mayor a dicho punto no se alcanzará la presión en cabeza que se requiere, a pesar de que de se aumente la relación gas-líquido.

Ejemplo: se desea conocer si existe una relación gas-líquido que permita un caudal de 600 BLS/DÍA y una presión en cabeza de 75 PSIA, con una disponibilidad de presión dentro de la tubería de producción de 400 PSIA para ser aplicados a 4000 PIES, en una tubería de producción de 3.5 Pulgadas.

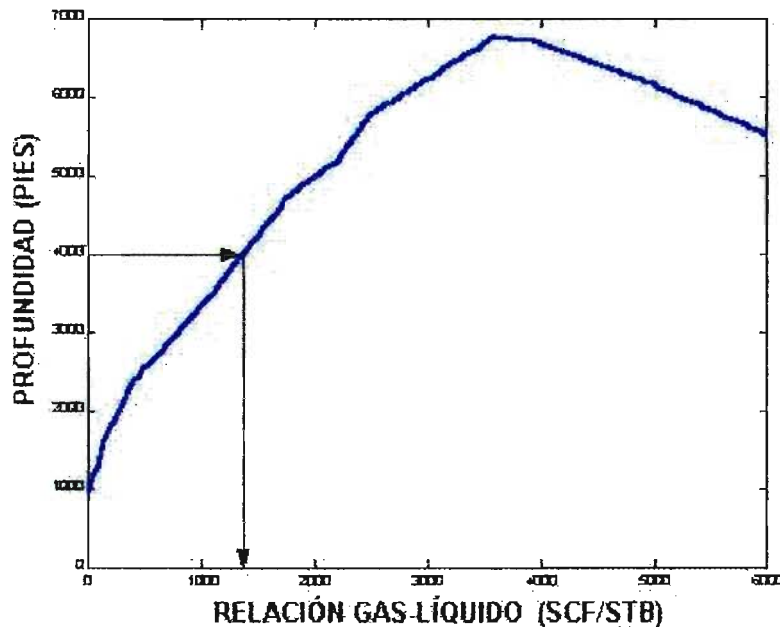


Figura 11. Curva de GLR versus profundidad.

Gráficamente se observa que sí es posible llegar a superficie inyectando a 4000 PIES, ya que el punto máximo está entre 6000 y 7000 PIES. Es característico en éste tipo de curvas que: a medida que aumenta el caudal, la profundidad máxima posible se hace menor.

2.4 CURVAS DE RELACIÓN ÓPTIMA GAS-LÍQUIDO VERSUS CAUDAL DE PRODUCCIÓN.

Este tipo de curva se utiliza para determinar el caudal de gas óptimo para una tubería de producción, partiendo del caudal de líquido. Se trazan con base en las relaciones óptimas gas-líquido para un diámetro de tubería específico, dependiendo del caudal.

El resultado para una tubería de 3.5 pulgadas de diámetro, se ilustra en la figura 12.

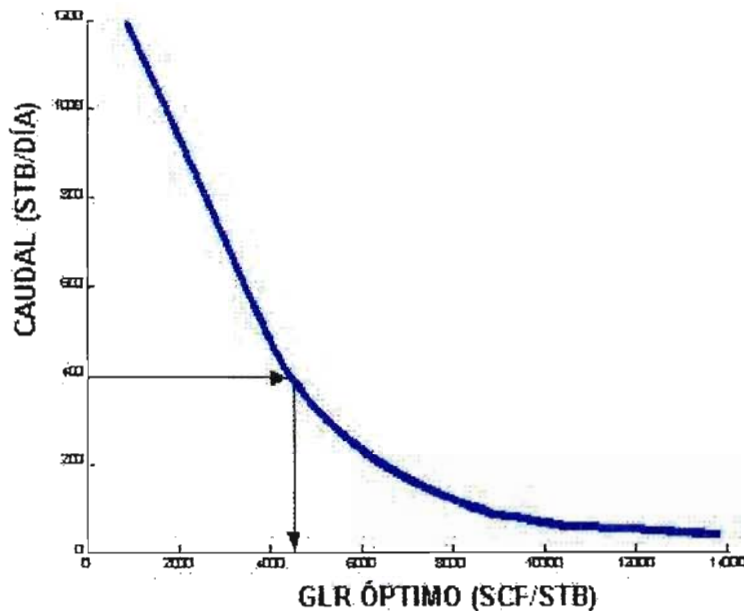


Figura 12. Forma general de la curva caudal versus GLR óptimo.

De la misma se deduce que para un caudal de líquido de 400 BLS/DÍA el GLR que producirá menos pérdidas por fricción es 4500 SCF/BLS.

2.5 CURVAS DE GRADIENTE

Son gráficas que sirven para correlacionar las pérdidas por irreversibilidades con el cambio de altura, partiendo del diámetro de la tubería, del caudal y de la relación gas-líquido.

En la figura 13 se ilustra un ejemplo de curvas de gradiente para un diámetro de 2.875 pulgadas, una relación gas-líquido de 200 SCF/BLS y un caudal de 400 BLS/DÍA. Sobre la misma se ha determinado una caída de presión de 1044 PSIA para un cambio de altura de 5300 PIES y una presión en cabeza de 65 PSIA.

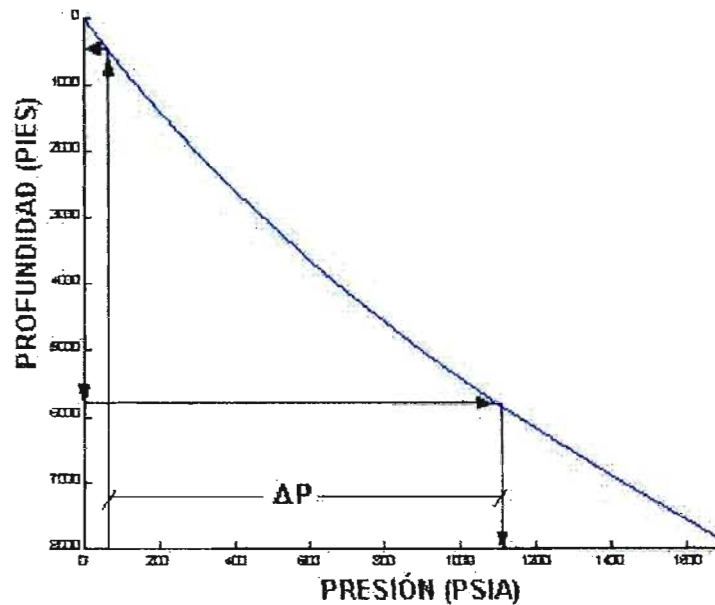


Figura 13. Forma general de la curva de gradiente.

A medida que se aumenta la relación gas-líquido las pérdidas por fricción se van haciendo menores (ver figura 14), hasta que se llega a un punto en que el efecto empieza a ser inverso, este punto corresponde a la relación gas-líquido óptima. El eje vertical de la figura 14 representa la profundidad en miles de pies. Las curvas B se trazaron por aparte para facilitar la lectura de los datos, por lo tanto en el punto de convergencia de 5000 pies se debe considerar como cero pies, el de 10000 pies como 5000 pies y así sucesivamente.

Las figuras 13 y 14 fueron hechas con base en las curvas de gradiente de Gilbert. Otros investigadores han trabajado sobre el tema de flujo bifásico gas-crudo. En este capítulo se resumen los aportes de Poettmann - Carpenter, Baxendell - Thomas y Beggs - Brill. Los dos primeros como punto de partida al análisis de pérdidas por irreversibilidades para condiciones particulares de yacimiento y la última para los casos en los cuales se hace necesario tener en cuenta la inclinación.

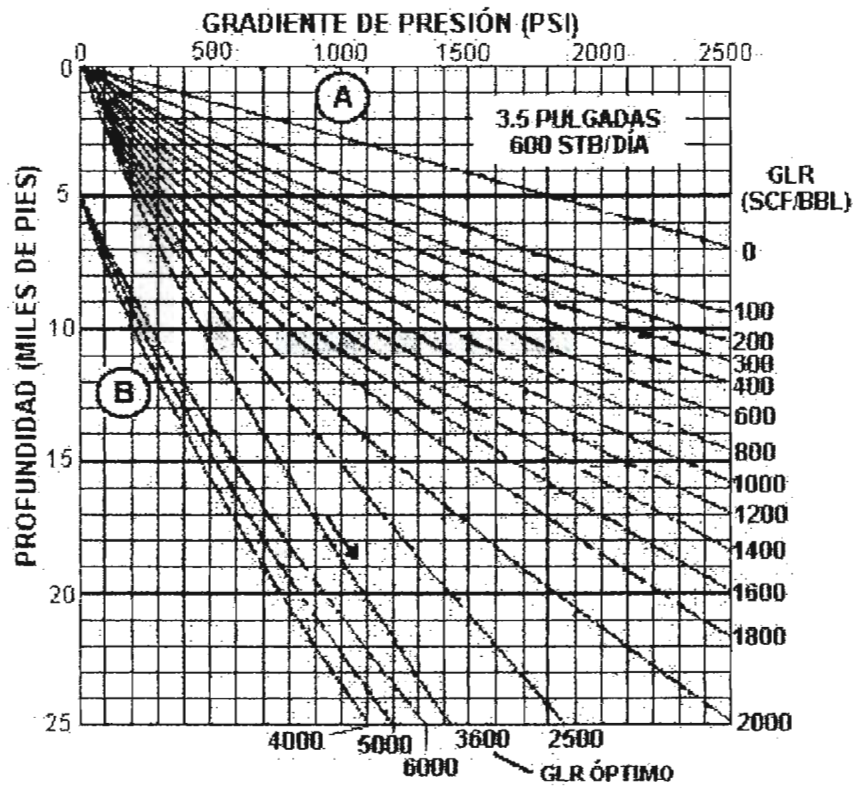


Figura 14. Curvas de gradiente para un diámetro de 3.5 pulgadas y un caudal de 600 BLS.

Si el lector desea ampliar puede consultar el trabajo de:

- Hagedorn & Brown. "Experimental Study of Pressure Gradients Ocurring During Continuos Two-Phase Flow in Small Diameters Conduits". JPT (1965, Abril). 475-484.
- Orkiszweski. "Predicting Two Phase Pressure Drops in Vertical Pipes". JPT (1967, Junio). 829-838.
- Duns & Ros. " Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells" Proc., 6^{to} Congreso Mundial del Petróleo. (1963). 451.
- Mukherjee & Brill. "Pressure Drop Correlations for Inclined Two-Phase Flow". J. Energy Res. Tech. (1985, Diciembre).

- Azis, Govier & Fogarasi. "*Pressure Drop in Well Producing Oil and Gas*". J. Canadian Pet. Tech. (1985, Diciembre).
- Fancher & Brown. "*Prediction of Pressure Gradients for Multiphase Flow in Tubing*". Trans. AIME. (1963) 228-59.

2.5.1 Poettmann - Carpenter.

Fred H. Poettmann y Paul G. Carpenter publicaron en 1952 un artículo titulado: " El Flujo Multifásico de Gas, Aceite y Agua a través de Sartas de Flujo Vertical Con Aplicación al Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial con Gas". En el cual plantean un método para predecir la caída de presión en pozos fluyendo de forma natural o sometidos a un levantamiento artificial por inyección de gas.

Para el análisis tuvieron en cuenta datos de 49 pozos que fluían con un sistema de inyección de gas, en diferentes condiciones de operación. Difieren de otros autores porque no han tratado de determinar si el pozo está en flujo tapón, continuo, anular o en alguna de las diversas formas que puede tomar. Centrarón su investigación en el comportamiento de un flujo turbulento y de allí dedujeron que las pérdidas por esfuerzo de corte en el líquido eran despreciables, por lo tanto las pérdidas por viscosidad no se tendrían en cuenta.

Las características principales del modelo son:

- Utiliza datos de campo, evitando extrapolar datos de laboratorio a condiciones de campo.
- No contempla todas las variantes del flujo sino que asume una fase homogénea y sencilla.

- La energía que entra y sale de la tubería de producción debido al flujo depende de las propiedades presión-volumen del fluido que entra y sale de la tubería, no del fluido in-situ.

2.5.1.1 Desarrollo Teórico de la relación: caída de presión – cambio en profundidad.

Partiendo de un balance de energía entre dos puntos se tiene:

$$\int_{P_1}^{P_2} V dp + \Delta h + \Delta \left[\frac{v^2}{2g_c} \right] + W_f + W_s = 0 \quad \text{Ecuación 2.9}$$

En donde:

V = volumen específico del fluido fluyente, en pies cúbicos por libra.

P = presión, PSI.

Δh = diferencia de alturas, pies.

$\Delta \left[\frac{v^2}{2g_c} \right]$ = diferencia en la energía cinética de una libra de fluido fluyente

entre el punto inicial y final de flujo; v es la velocidad, en pies por segundo y

$g_c = 32,174$.

W_f = pérdidas de energía debido a las irreversibilidades del fluido en flujo tales como el deslizamiento y el agarre del líquido. Efectos friccionales causados por la superficie de la tubería de producción; cambios en las áreas superficiales de la mezcla fluyente líquido-gas en la tubería de producción; combinación de algunos de estos efectos y otros tantos.

W_s = trabajo hecho por el fluido mientras fluye.

Suponiendo un estado estable y homogéneo entre los dos puntos límite del flujo bifásico, y que el trabajo externo W_s hecho por el fluido es cero. Se tiene:

$$\int_{P_1}^{P_2} V dp + \Delta h + W_f = 0 \quad \text{Ecuación 2.10}$$

Se supone que se puede correlacionar el término de pérdidas por irreversibilidades W_f con la conocida ecuación de Fanning:

$$f = \frac{2g_c W_f D}{4\bar{v}^2 \Delta h} \quad \text{Ecuación 2.11}$$

Se obtiene en unidades de campo:

$$\Delta h = \frac{\frac{1}{M} \int_{P_1}^{P_2} V_m dp}{1 + \frac{f Q^2 \bar{V}_m^2}{7.413 * 10^{10} D^5}} \quad \text{Ecuación 2.12}$$

En donde:

V_m = pies cúbicos de la mezcla agua, gas y aceite a la presión P por barril de aceite en el tanque de almacenamiento con base en la relación de los fluidos que fluyen dentro y fuera de la sarta de producción.

M = masa total de la mezcla en libras, asociadas a un barril del tanque de almacenamiento, dentro y fuera de la sarta de producción.

Q = barriles de aceite en el tanque de almacenamiento, producidos por día.

\bar{V}_m = constante definida de forma arbitraria e igual al valor de la integral promedio de V_m entre los límites P_1 y P_2 .

D = diámetro interno de la tubería de producción, en pies.

\bar{v} = constante arbitraria, igual a la integral promedio entre los puntos P_1 y P_2 .

El volumen V_m puede ser calculado si se conoce el factor volumétrico de formación del aceite, la solubilidad del gas en el aceite, la relación gas-aceite producido y la relación agua-aceite producido:

$$V_m = 5.61F + \frac{P_a T_{avg} Z}{P T_a} \left(S_{g/o} - S_g \right) + V_w \quad \text{Ecuación 2.13}$$

En donde :

F = factor volumétrico de formación a la presión P , en RB/STB.

$S_{g/o}$ = relación gas-aceite producido, pies cúbicos / STB.

S_g = solubilidad del gas en el aceite a la presión P , pies³ / STB.

V_w = pies cúbicos de agua producida / STB.

T_{avg} = promedio aritmético de la temperatura en la sarta de producción en Rankine.

P = presión, PSI.

P_a = presión básica a la cual fue medido el gas, PSI.

T_a = temperatura a la cual fue medido el gas, Rankine.

Z = factor de compresibilidad del gas en la tubería de producción a la temperatura promedio T_{avg} y a la presión P .

La masa total del fluido fluyente asociado con un barril de crudo en el tanque de almacenamiento puede ser calculado de la siguiente expresión:

$$M = (5.61)(62.4)(G_{sto}) + (0.0764)(G_g) \left(S_{g/o} \right) + (62.4)(G_b)(V_w) \quad \text{Ecuación 2.14}$$

En donde:

G_{sto} = gravedad específica del aceite en el tanque de almacenamiento.

G_g = gravedad específica del gas en el separador. (Aire = 1).

G_b = gravedad específica del agua producida.

\bar{V}_m y V se grafican contra la presión absoluta y luego se calcula el área bajo la curva para hallar el valor de las integrales necesarias. El valor de \bar{V}_m se determina de la expresión:

$$\bar{V}_m = \frac{\int_{P_1}^{P_2} V_m dP}{P_1 - P_2} \quad \text{Ecuación 2.15}$$

Para determinar el volumen específico del fluido fluyente como una función de la presión, el procedimiento más preciso es medición directa en el laboratorio.

2.5.1.2 Correlación para el factor de fricción de flujo multifásico.

Si se tienen disponibles datos de producción y pruebas PVT del fluido se puede determinar el valor de f y con éste (reemplazando en la ecuación 2.12) se obtiene diferencia de elevación entre los puntos P_1 y P_2 .

Analizando datos de campo se encontró que el factor de fricción se puede correlacionar a partir de la ecuación 2.16.

BIBLIOTECA UN

$$Dv\rho = 1.4737 * 10^{-5} \frac{MQ}{D} \quad \text{Ecuación 2.16}$$

Esta ecuación corresponde con el numerador del número de Reynolds y está de acuerdo con el hecho de no tener en cuenta la viscosidad en las pérdidas por irreversibilidades. La figura 15 muestra el resultado de la correlación para el factor de fricción.

El resultado obtenido fue comparado con datos de campo de la Compañía Petrolera Phillips y del Departamento de minas de Estados Unidos, la desviación algebraica promedio fue de 1.8 % para los datos de la compañía y para los datos del instituto, mientras que la desviación estándar fue de 8.3 % y 9.5 % respectivamente.

Para el uso de la correlación es importante tener en cuenta el diámetro interno de la tubería de producción. En la tabla 3 se listan algunos de éstos en función del peso de la tubería.

Tabla 3. Diámetro interno de la tubería

Nominación API, pulg.	Diámetro externo, pulg.	Peso, libras por pie	Diámetro interno, pulg.	Diámetro nominal, pulg.
2 3/8	2.375	4.0	2.041	2.0
2 3/8	2.375	4.5 ó 4.7	1.995	2.0
2 7/8	2.875	5.897	2.469	2 1/2
2 7/8	2.875	6.2 ó 6.5	2.441	2 1/2
3 1/2	3.5	7.695	3.068	3.0
3 1/2	3.5	8.50	3.018	3.0
3 1/2	3.5	9.30	2.992	3.0
3 1/2	3.5	10.20	2.922	3.0

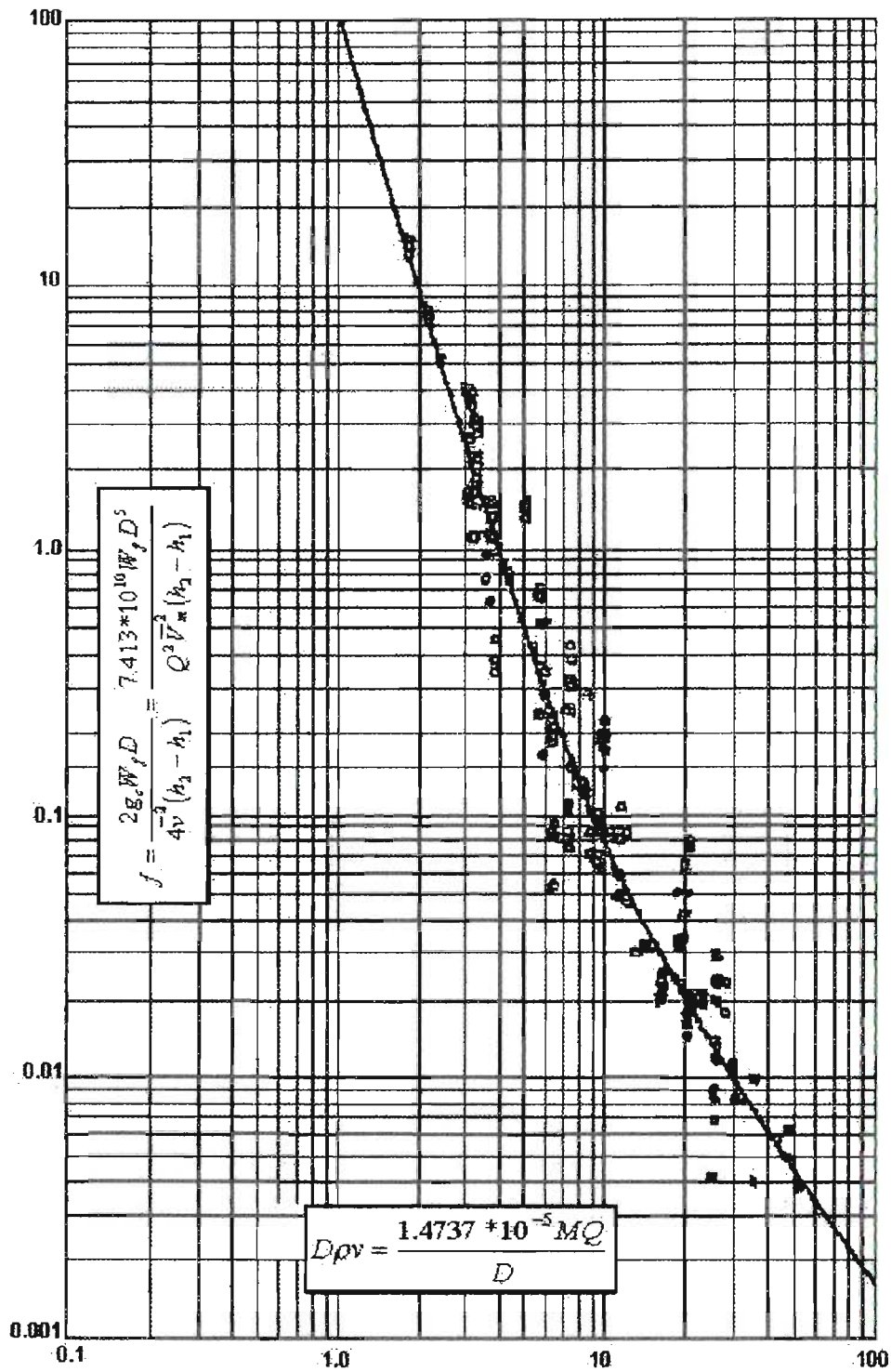


Figura 15. Correlación para el factor de fricción según Poettman - Carpenter.

2.5.2 Baxendell - Thomas.

Estos autores notaron que la correlación para el factor de fricción de Poettmann - Carpenter era inexacta para altos caudales (>900 BLS/DÍA), por lo tanto plantearon una modificación. El resultado se ilustra en la figura 16.

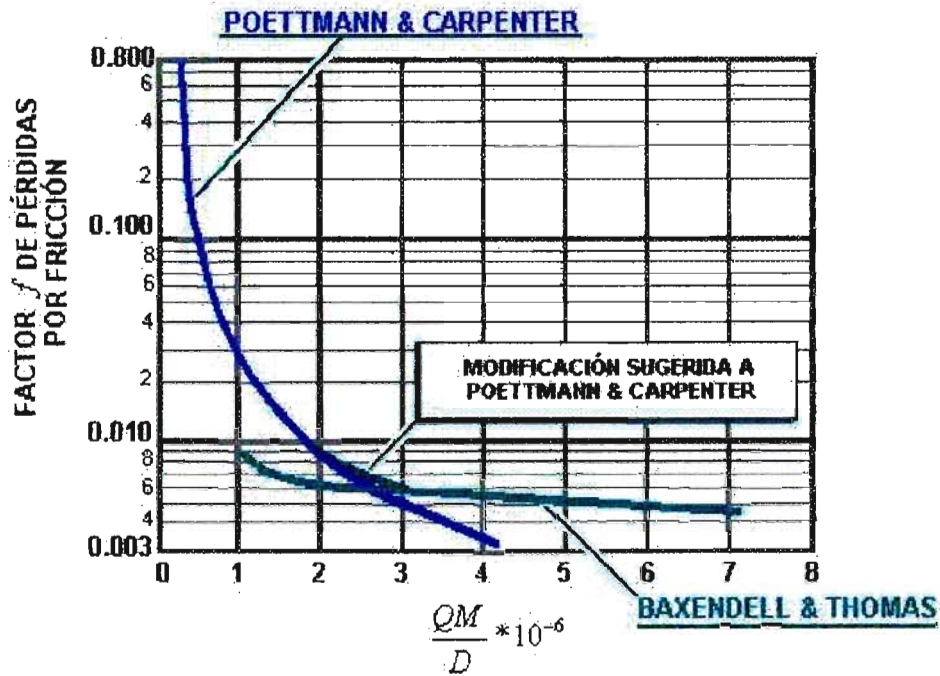


Figura 16. Correlación de Baxendell - Thomas.

Se recomienda utilizar para flujo vertical y para horizontal la nueva correlación, en los casos en los que se logre $\frac{QM}{D} > 2.5 * 10^{-6}$.

No se pudo encontrar una función de aceptable precisión en el rango correspondiente a $2.0 * 10^{-6} < \frac{QM}{D} < 3.0 * 10^{-6}$. Esto se explica como un área en la cual se tiene la turbulencia verdadera de fase.

Para flujo anular se tuvo en cuenta el diámetro equivalente, expresado en la ecuación:

$$D_e = \frac{4 * \pi / 4 (D_c^2 - D_i^2)}{\pi (D_c + D_i)} = D_c - D_i \quad \text{Ecuación 2.17}$$

Equivalente a decir $D_e = 4 * (\text{área transversal} / \text{diámetro mojado})$.

La ecuación general es:

$$144 \frac{\Delta P}{\Delta h} = \frac{\rho}{\rho} + \frac{f Q^2 M^2}{7.413 * \rho * D^5 * 10^{10}} \quad \text{Ecuación 2.18}$$

El término D^5 en flujo anular equivale a $(D_c^2 - D_i^2)(D_c - D_i)$, en donde:

D_c = diámetro interno de la tubería de revestimiento.

D_i = diámetro externo de la tubería de producción.

Esta deducción pierde exactitud cuando existen muchas restricciones al flujo por el anular, tales como los collares y los *upsets* de la tubería de producción. Aun así, se puede utilizar como punto de partida para el análisis.

A nivel general, cuando se tienen altos caudales no existe deslizamiento ni agarre del fluido, por lo tanto las pérdidas son función del factor de fricción principalmente.

2.5.3 Beggs - Brill.

Después de analizar el flujo vertical, tan solo falta saber cómo se determinan las pérdidas por fricción en pozos con inclinación significativa. H. Dale Beggs y James P. Brill publicaron un artículo en el cual resolvían este inconveniente.

Caso contrario al flujo monofásico, el flujo bifásico no recupera cuando desciende la energía perdida en el ascenso. La complejidad del análisis radica en que en el flujo bifásico se debe tener en cuenta el deslizamiento entre fases, el patrón de flujo y el intercambio de masa entre fases. Entonces, para predecir la caída de presión es necesario desarrollar para varios ángulos de inclinación correlaciones para la retención de líquido y el factor de fricción.

2.5.3.1 Relación matemática entre la caída de presión, el cambio de altura y el ángulo de inclinación de la tubería, para flujo multifásico.

La ecuación que se utiliza para calcular el gradiente en presión cuando fluye gas, aceite o la mezcla de ambos en un tubo es:

$$-\frac{\partial P}{\partial Z} = \frac{\frac{g}{g_c} \text{sen}\theta [\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)] + \frac{f_{tp} G_m v_m}{2g_c d}}{1 - \frac{[\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)] v_m v_{sg}}{g_c P}} \quad \text{Ecuación 2.19}$$

En esta ecuación existen dos incógnitas principales.

- Factor de retención del líquido = H_L = volumen de líquido de un elemento / volumen del elemento. Utilizado para determinar la densidad in-situ = $\rho_{ap} = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)$.
- Factor de fricción bifásico = f_{fp} = utilizado para calcular las pérdidas por fricción totales.

El objetivo es lograr correlaciones para predecir H_L y f_{fp} partiendo de las propiedades del sistema y de propiedades del fluido conocidas. Para lograrlo se diseñó y construyó un aparato especial que pudiera medir los caudales, el gradiente de presión, el ángulo de inclinación y la retención de líquido.

2.5.3.2 Correlación para la Retención de Líquido.

El efecto de la gravedad y de la viscosidad crece a medida que aumenta el ángulo. De igual manera aumentan el deslizamiento y la retención, y disminuye la velocidad del líquido.

Para correlacionar se decidió normalizar con la retención de líquido a cero grados:

$$\frac{H_L(\theta)}{H_L(0)} = \psi \quad \text{Ecuación 2.20}$$

En donde ψ es el factor de corrección por inclinación.

$$H_L(0) = A \lambda^\alpha N_{FR}^\beta \quad \text{Ecuación 2.21}$$

En donde:

A = área del tubo.

$$\lambda = \frac{q_L}{(q_L + q_g)}$$

N_{FR} = número de Froude.

La ecuación 2.21 no se recomienda para flujos con poca retención. El factor de corrección por inclinación se expresa como:

$$\psi = 1 + 1 + C \left(\text{seno } \phi - \frac{1}{3} \text{seno}^3 \phi \right) \quad \text{Ecuación 2.22}$$

En donde $\phi = 1.8\theta$. Para flujo ascendente:

$$C_+ = (\psi_{\max} - 1)1.5 \quad \text{Ecuación 2.23}$$

Para flujo descendente:

$$C_- = (1 - \psi_{\min})1.5 \quad \text{Ecuación 2.24}$$

Donde ψ_{\min} y ψ_{\max} son los valores de mínimo y máximo de ψ para determinadas condiciones. Para el análisis se tuvo en cuenta tres regímenes de flujo: segregado, intermitente y distribuido (ver figura 17), los cuales se pueden establecer a partir de:

- Segregado si: $N_{FR} < L_1$.
- Distribuido si: $N_{FR} > L_1$ y $N_{FR} > L_2$
- Intermitente si: $L_1 < N_{FR} < L_2$

$$L_1 = \exp(-4.62 - 3.757X - 0.481X^2 - 0.0207X^3) \quad \text{Ecuación 2.25}$$

$$L_2 = \exp(1.061 - 4.602X - 1.609X^2 - 0.179X^3 + 0.635 \cdot 10^{-3} X^5) \quad \text{Ecuación 2.26}$$

En donde $X = \ln(\lambda)$.

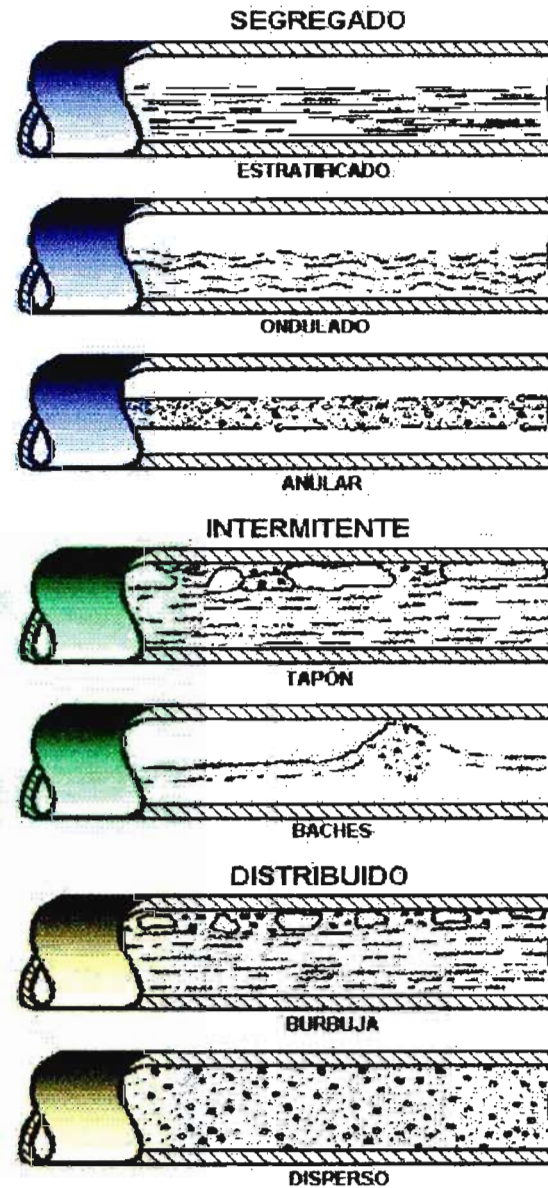


Figura 17. Patrones de flujo.

En la tabla 4 se muestran las ecuaciones para el cálculo para todas las condiciones. Se determinó que si el flujo era disperso, burbuja o espuma el cambio en la retención de líquido era insignificante.

Tabla 4. Ecuaciones para diferentes regímenes de flujo.

Patrón de flujo	Retención Horizontal	C_+	C_-
Segregado	$H_L(0) = \frac{0.98 \lambda^{0.4846}}{N_{FR}^{0.0848}}$	$C_+ = (1 - \lambda) \ln \left[\frac{0.011 N_{LV}^{3.539}}{\lambda^{3.768} N_{FR}^{1.614}} \right]$	$C_- = (1 - \lambda) \ln \left[\frac{4.7 N_{LV}^{0.1244}}{\lambda^{0.3692} N_{FR}^{0.5066}} \right]$
Intermitente	$H_L(0) = \frac{0.845 \lambda^{0.5351}}{N_{FR}^{0.0173}}$	$C_+ = (1 - \lambda) \ln \left[\frac{2.96 \lambda^{0.305} N_{FR}^{0.0978}}{N_{LV}^{0.4473}} \right]$	$C_- = (1 - \lambda) \ln \left[\frac{4.7 N_{LV}^{0.1244}}{\lambda^{0.3692} N_{FR}^{0.5066}} \right]$
Distribuido	$H_L(0) = \frac{1.065 \lambda^{0.5824}}{N_{FR}^{0.6609}}$	$C_+ = 0$	$C_- = (1 - \lambda) \ln \left[\frac{4.7 N_{LV}^{0.1244}}{\lambda^{0.3692} N_{FR}^{0.5066}} \right]$

2.5.3.3 Correlación para el Factor de Fricción.

El factor de fricción bifásico f_{tp} se normalizó con el factor de fricción sin deslizamiento f_{ns} .

$$f_{ns} = \left[2 \log \left(\frac{N_{Re ns}}{4.5223 \log N_{Re ns} - 3.8215} \right) \right]^{-2} \quad \text{Ecuación 2.27}$$

$$N_{Re ns} = \frac{[\rho_L \lambda + \rho_g (1 - \lambda)] v_m d}{\mu_L \lambda + \mu_g (1 - \lambda)} \quad \text{Ecuación 2.28}$$

Donde:

$N_{Re ns}$ = número de Reynolds.

ρ_L = densidad del líquido.

ρ_g = densidad del gas.

La ecuación para el factor de fricción es:

$$\frac{f_{tp}}{f_{ns}} = e^S \quad \text{Ecuación 2.29}$$

En donde:

$$S = [\ln(y)] / \left\{ -0.0523 + 3.182 \ln(y) - 0.8725 [\ln(y)]^2 + 0.01853 [\ln(y)]^4 \right\} \quad \text{Ecuación 2.30}$$

y

$$y = \frac{\lambda}{[H_L(\theta)]^2} \quad \text{Ecuación 2.31}$$

Si $1 < y < 1.2$ entonces:

$$S = \ln(2.2y - 1.2) \quad \text{Ecuación 2.32}$$

2.5.3.4 Esquema de Cálculo.

- Calcule $\rho_L, \rho_g, v_{sL}, v_{sg}, v_m, G_m, \lambda, N_{FR}, N_{Re,ns}$ y N_{Lv} a P y T .
- Calcule L_1 y L_2 de las ecuaciones 2.25 y 2.26.
- Determine el patrón de flujo.
- Calcule $H_L(0)$.
- Calcule C, ϕ y ψ .
- Calcule $H_L(\theta)$.

- Determine f_{tp}/f_{ns} de la ecuación 2.29.
- Calcule f_{ns} de la ecuación 2.27.
- Calcule f_{tp} .
- Calcule $\partial P/\partial Z$ de la ecuación 2.19.

Convenciones:

A_p = área del tubo.

G = flujo másico por unidad de área = w/A_p .

G_m = flujo másico por unidad de área de la mezcla $G_L + G_g$.

M = peso molecular.

N_D = número del diámetro = $d \left(\frac{\rho_L g}{\sigma} \right)^{0.5}$.

N_{gv} = número de velocidad del gas = $v_{sg} \left(\frac{\rho_L}{g\sigma} \right)^{0.25}$.

N_{Lv} = número de velocidad del líquido = $v_{sL} \left(\frac{\rho_L}{g\sigma} \right)^{0.25}$.

N_{FR} = número de Froude = v_m^2 / gd .

N_{Re} = número de Reynolds = $\rho v d / \mu$.

v_m = velocidad de la mezcla = $(q_L + q_g) / A_p$.

v_{sg} = velocidad superficial del gas = q_g / A_p .

v_{sL} = velocidad superficial del líquido = q_L / A_p .

w = caudal de flujo másico.

2.6 DESEMPEÑO DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.

Curvas TPR es el nombre que reciben las gráficas de desempeño de la tubería de producción. El objetivo de éstas gráficas es saber cuál será la presión de fondo fluente en la cara del pozo a determinado caudal, partiendo de una relación gas-líquido supuesta, del diámetro de la tubería, de la presión necesaria en cabeza y de la profundidad media de las perforaciones. Con este tipo de análisis se puede determinar qué diámetro de tubería de producción es más eficiente para determinadas condiciones de pozo. El procedimiento de trazado de las curvas es el siguiente:

- Se grafica el IPR.
- Se fija un valor para la relación gas-aceite.
- Se varían los caudales y se determinan las correspondientes presiones de fondo fluendo.
- Se superponen los datos en la gráfica IPR trazada inicialmente, figura 18.

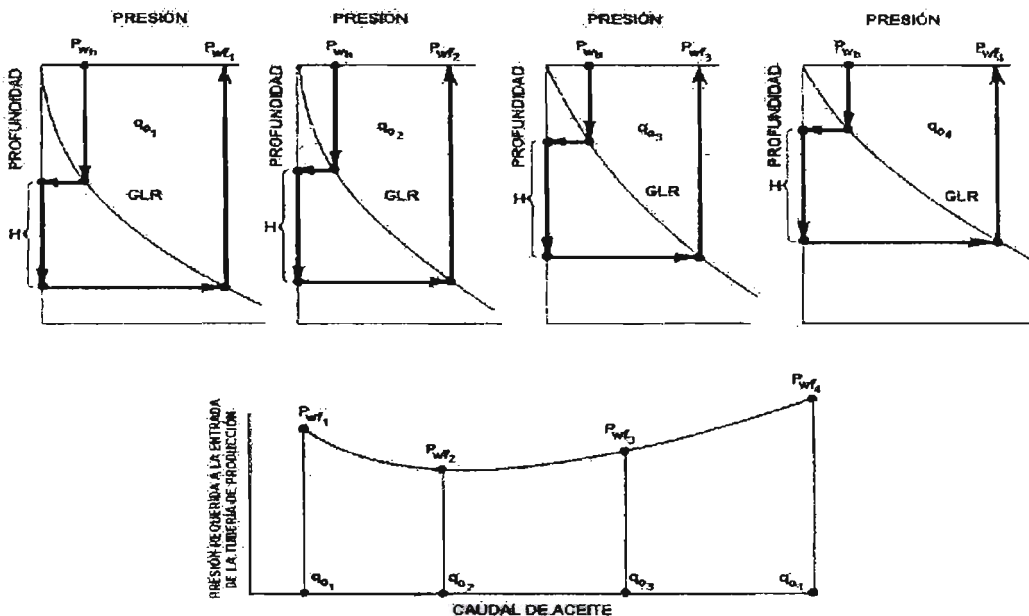


Figura 18. Esquema de construcción de la curva TPR.

3. DISEÑO

El diseño de un sistema de levantamiento artificial con gas en flujo continuo debe cumplir tres condiciones principales. La primera es que el caudal pronosticado esté acorde con la capacidad de producción del pozo. La segunda es que se cuente con el gas suficiente para aumentar hasta un punto óptimo la relación gas-líquido dentro de la tubería de producción y la tercera es que la presión en los compresores permita llevar el fluido hasta superficie con la energía necesaria para recorrer el trayecto desde la cabeza del pozo hasta el tanque de almacenamiento, es decir, que supere las pérdidas por irreversibilidades.

3.1 ESQUEMA GENERAL DE DISEÑO.

El diseño consiste principalmente en:

- Evaluación de la limitación por gas.
- Ubicación de las válvulas.
- Cálculo de la relación gas-líquido necesaria y del diámetro de las válvulas.

Los siguientes pasos son los propuestos por algunos profesionales de la industria del petróleo. Se explica el modelo general propuesto y luego se proponen cambios en el esquema. El lector puede remitirse a la bibliografía para obtener una visión general y optar por el sistema que más le parezca.

3.1.1 Evaluación de la Limitación por Gas.

Conociendo el gas disponible en superficie y trazando curvas de TPR para varias relaciones gas-líquido, se determina inicialmente las posibles limitaciones por gas. Ver figura 19.

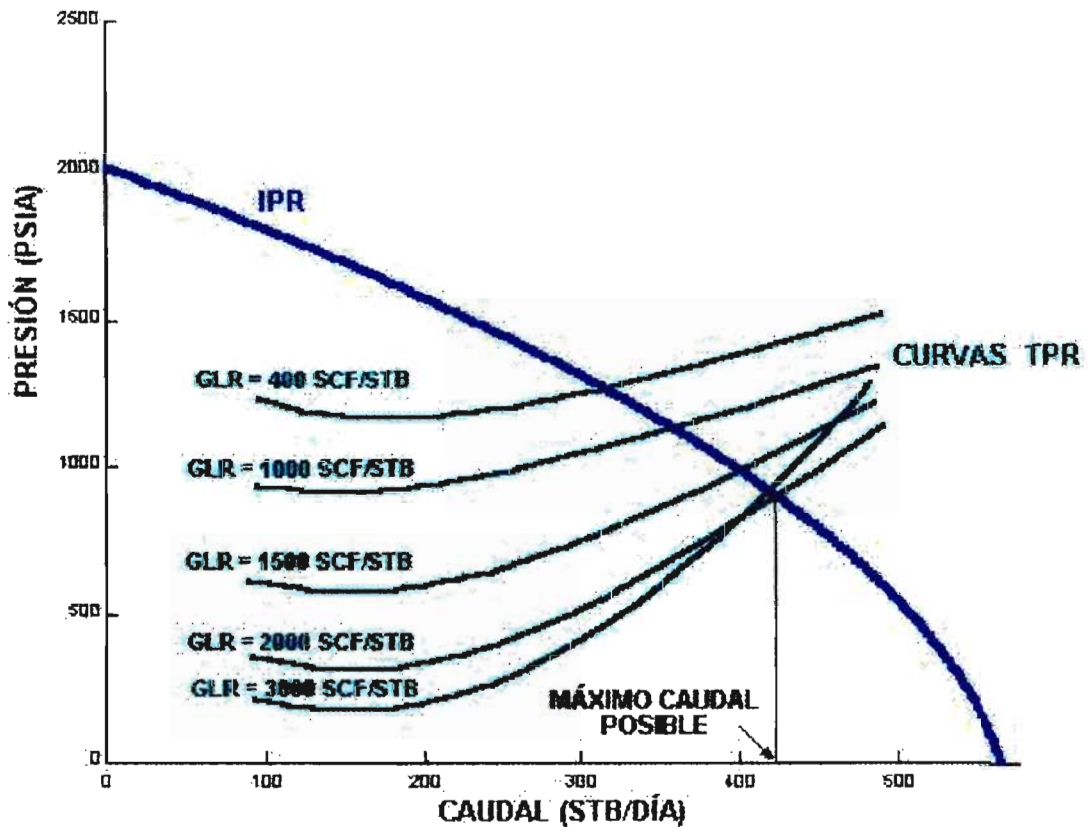


Figura 19. Comportamiento general de las curvas de desempeño de la tubería de producción.

Si las curvas de TPR no cortan la curva del IPR se dice que el diseño con inyección de gas de forma continua no se puede realizar. Además, si el máximo caudal alcanzable según la figura 19 requiere más gas del disponible, se dice que hay limitación por gas.

3.1.2 Ubicación de las Válvulas.

Los compresores envían el gas inyectado por el anular entre la tubería de producción y la de revestimiento. El gas llega hasta la parte externa de la válvula con una presión igual a la de los compresores más la que aporta el peso del gas. Gilbert expresó en una ecuación muy sencilla el valor de la presión en el anular (tubería de revestimiento y de producción), en función de la profundidad y de la presión en cabeza:

$$P_{\text{huecoabajo}} = P_{\text{superficie}} \left(1 + \frac{H}{40,000} \right) \quad \text{Ecuación 3.1}$$

En donde:

H = es el cambio de profundidad desde superficie hasta la válvula, en pies.

En el libro de Kermit - Brown existe un método para el cálculo de la presión anular en el fondo, a partir de la presión en cabeza, la temperatura promedio y la gravedad específica del gas. Los pasos son:

1. Leer el factor F de la figura 20, entrando con la presión en cabeza y cortando la línea que corresponde a la gravedad específica del gas..
2. Corregir con la temperatura promedio.
3. Sumarle al factor F la unidad y multiplicar por la presión en cabeza para hallar la presión anular en fondo.

La ecuación 3.2 sirve para corregir por temperatura.

$$F_{\text{corregido}} = F_{\text{leido}} \left(\frac{80(^{\circ}\text{F}) + 460}{\text{Temp}_{\text{prom}}(^{\circ}\text{F}) + 460} \right) \quad \text{Ecuación 3.2}$$

Siendo la temperatura promedio:

$$\text{Temp}_{\text{prom}} = \frac{\text{Temp}_{\text{superficie}} + \text{Temp}_{\text{fondo}}}{2} \quad \text{Ecuación 3.3}$$

La corrección por temperatura se debe a que la figura 20 se trazó a 80 °F.

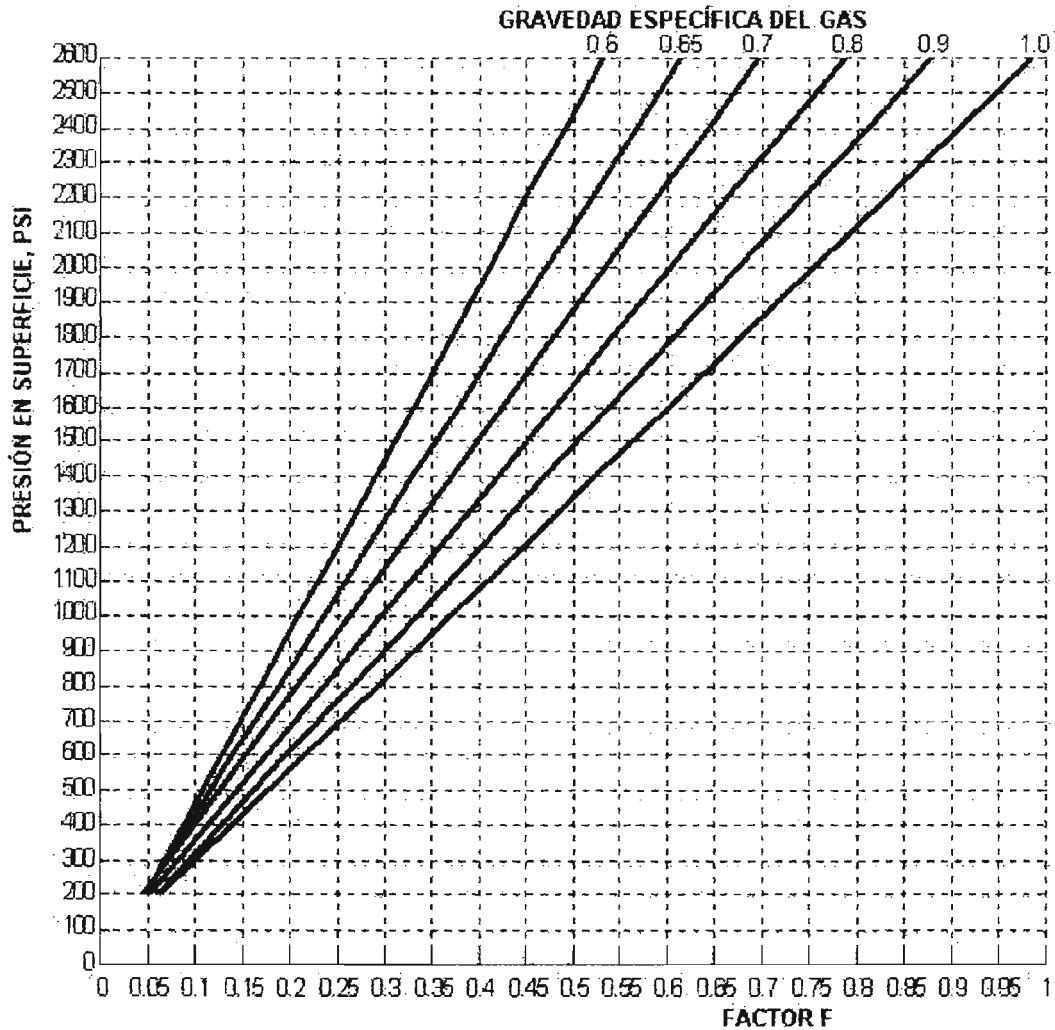


Figura 20. Factor de corrección por temperatura para la presión en el anular.

Se ubica entonces la primera válvula en el punto en el cual existe un equilibrio por presiones entre el fluido “muerto” y el gas inyectado, teniendo presente que parte de la presión hueco abajo se pierde debido al paso del gas a través de los orificios de la válvula. La ecuación de ubicación de la primera válvula es:

$$D_1 = \frac{P_{huecab} - \Delta p_{val} - \bar{P}_R - P_S}{G_{liq.}} + PMP \quad \text{Ecuación 3.4}$$

En donde:

D_1 = distancia desde la superficie hasta la ubicación de la primera válvula, pies.

P_{huecab} = presión hueco abajo en el anular, frente a la válvula, PSI.

Δp_{val} = delta de presión de la válvula diferencial, PSI.

\bar{P}_R = presión promedio del yacimiento, PSI.

P_S = presión de seguridad. (100 -150 PSI).

PMP = profundidad media de las perforaciones, pies.

$G_{liq.}$ = gradiente en presión del líquido que impide el flujo natural, PSI / pie.

La presión de seguridad sirve para evitar cálculos demasiado optimistas en el diseño. Tenerla en cuenta implica que la primera válvula será ubicada más cerca de la superficie que en el caso contrario.

Si se diseña teniendo presente el cambio de presión en el anular desde superficie hasta el fondo, la ubicación de las válvulas resultará inconveniente si se produce una disminución brusca de presión en los compresores, sin importar cuán pequeño sea. Se debe tener presente que el hecho de ubicar

la primera válvula un poco más arriba solo garantiza que inicialmente habrá flujo, pero después de que el sistema entra en operación esa presión de seguridad inicial ya no es tenida en cuenta y la ubicación de las válvulas estará regida por el delta de operación de la válvula diferencial, de la capacidad del pozo, del diámetro de la tubería de producción y de la relación gas líquido de la formación. T. W. Nind recomienda asumir una presión constante en el anular desde superficie hasta el fondo y, al terminar el diseño, colocar las válvulas treinta pies por encima de la profundidad hallada. En resumen, el diseñador define con base en su criterio el grado de exactitud del diseño.

En el punto inicial, antes de que se inicie el levantamiento con la ayuda del gas, el pozo no fluye ya sea porque no tenía potencial para levantar su propio fluido, ó porque fue necesario suspender el flujo bombeándole un fluido estabilizador que detuviera el flujo (*kill fluid*).

Si se utilizó un fluido estabilizador, el gradiente se determina con:

$$G_{liq} = \frac{12}{231} \rho_{liq} \quad \text{Ecuación 3.5}$$

En donde:

G_{liq} = gradiente del fluido que impide el flujo, PSI / pié.

ρ_{liq} = densidad del fluido estabilizador, libras / galón.

Si el fluido que impide el flujo es el mismo de la formación, el gradiente de presión del fluido G_{liq} en PSI / pies se puede expresar según la ecuación 3.6.

$$G_{h_q} = 0.4332 * [GE_w * BSW + GE_o(1 - BSW)] \quad \text{Ecuación 3.6}$$

En donde:

GE_w = gravedad específica del agua de formación, adimensional.

GE_o = gravedad específica del crudo, adimensional.

BSW = relación entre la suma del agua y los sólidos y el volumen total, adimensional.

Luego de ubicada la primera válvula, se ubican las demás siguiendo las curvas de pseudo IPR. Las cuales se trazan cada 1000 pies (magnitud opcional) desde poco antes de la primera válvula hasta la profundidad media de las perforaciones. Por ejemplo: si la válvula primera se ubicó a 2190 pies y la profundidad media de las perforaciones es 6800, se trazan las curvas de pseudo IPR a las profundidades de 2000, 3000, 4000, 5000 y 6000.

Los parámetros de ubicación son la presión en el anular y el delta de presión de la válvula diferencial. Se parte del punto en el cual coinciden la presión en el anular menos el delta de presión de la válvula diferencial y la pseudo IPR de la primera válvula, luego se sigue la tendencia de las curvas hasta superar la profundidad de asentamiento del empaque. Ver figura 21.

Las profundidades de las nuevas válvulas se determinan interpolando entre las curvas de pseudo IPR. Las líneas rectas de presión, que cortan las curvas de pseudo IPR, son paralelas. La diferencia de presión entre ambas es igual al delta de presión de operación de la válvula diferencial con la que se cuenta.

Cuando no se presente el efecto del peso del gas en la presión del anular, el trazado de las líneas de presión es elemental, porque consiste dibujar un par de líneas paralelas al eje del caudal. Si se tiene en cuenta el efecto de la gravedad específica del gas de inyección, el trazado de las líneas de presión se hace fijando puntos en profundidad.

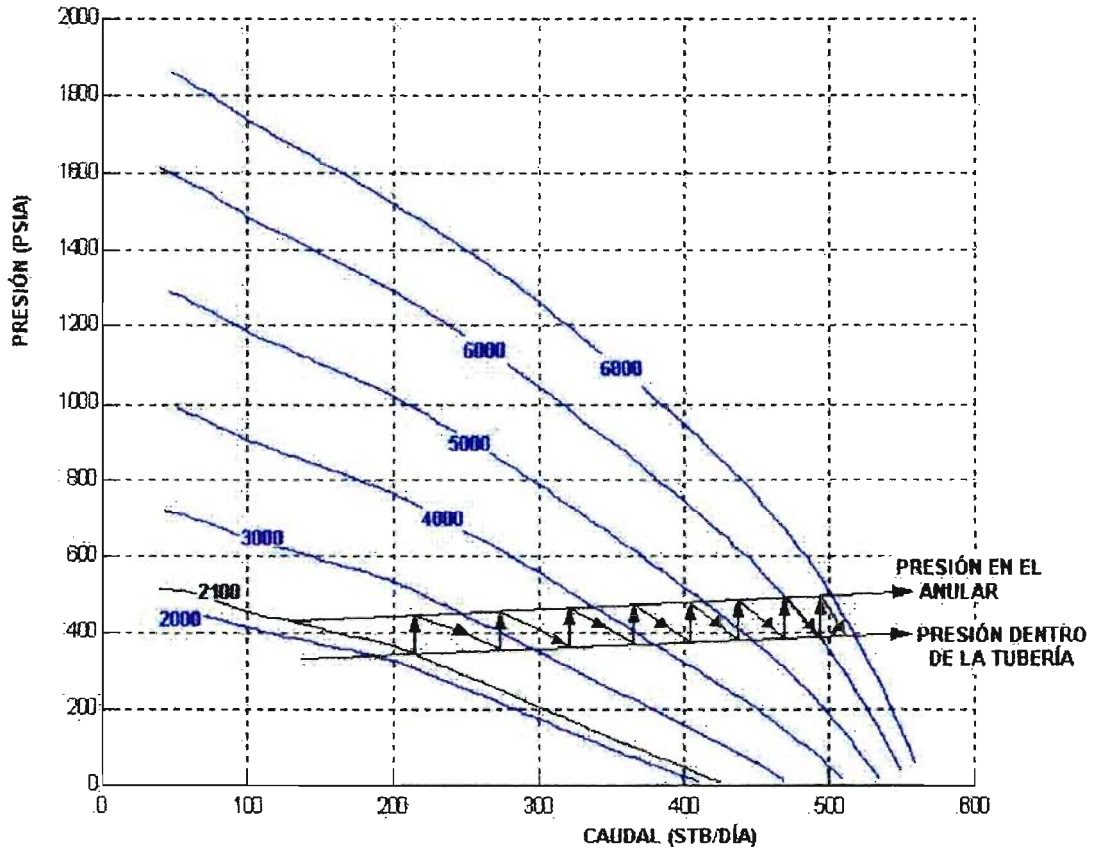


Figura 21. Esquema general de ubicación de las válvulas según pseudo IPR.

Para trazar la línea más baja, se ubican dos puntos en dos curvas pseudo IPR's diferentes. Como se conoce la profundidad de las dos curvas se puede determinar con cuánta presión está entrando el gas a la tubería y el caudal se halla del corte de la presión -establecida con el factor F- y la curva pseudo IPR correspondiente. La línea más alta se traza paralela a la más

baja con una diferencia de presión igual al delta de operación de la válvula diferencial.

La última válvula se halla utilizando las curvas de GLR versus profundidad. Estas curvas se trazan para caudales de 50, 100, 200, 400, 600 ó según criterio del ingeniero.

El caudal correspondiente a cada válvula es el caudal que se espera obtener en superficie cuando entre en operación dicha válvula. Este valor se puede obtener de las curvas de pseudo IPR. La última válvula será la que no corte la curva correspondiente a su caudal y que además sea la más cercana a superficie. Ver figura 22.

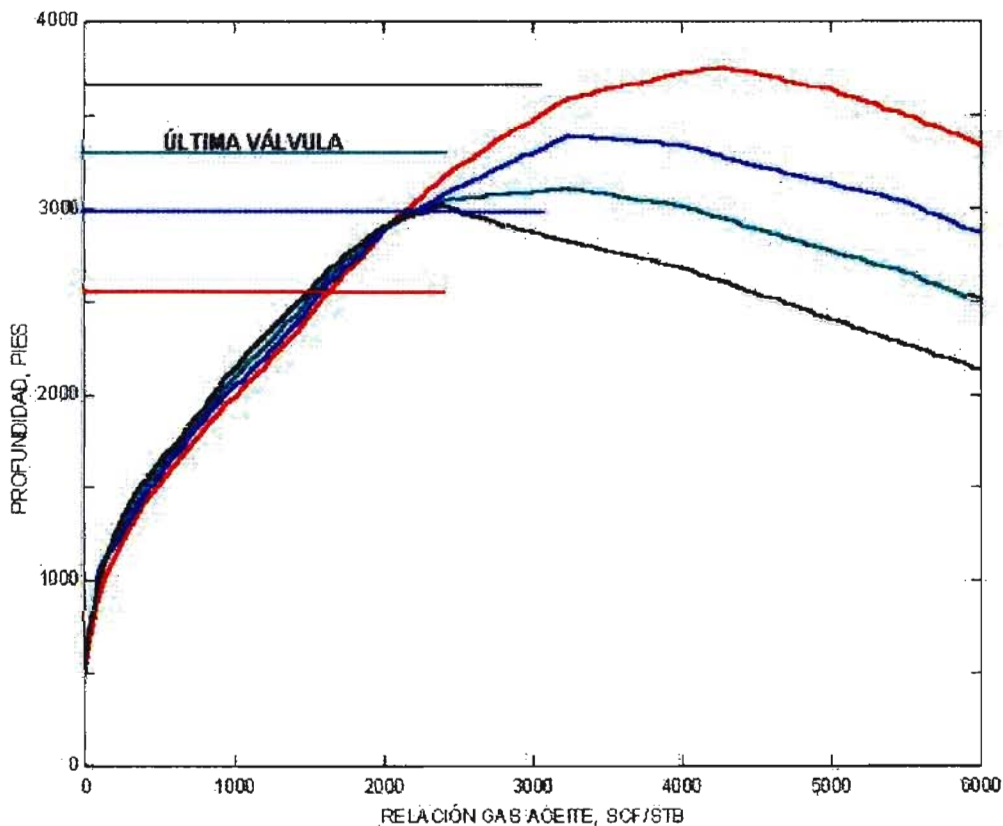


Figura 22. Selección de la última válvula, esquema general.

3.1.3 Cálculo de la relación gas-líquido necesaria y del diámetro de las válvulas.

Luego de determinadas todas las válvulas, se procede a definir el GLR que se necesita en el interior de la tubería de producción para que se obtenga la presión en cabeza requerida y el caudal esperado. Para calcular ésta relación gas-líquido se utilizan las curvas de relación óptima gas-líquido versus caudales, ya que los caudales correspondientes a cada válvula se conocen.

Con el GLR y el caudal correspondiente a cada válvula se puede hallar el gas de inyección necesario, partiendo de la relación gas-aceite de la formación y del corte de agua.

Conocido el gas necesario para la inyección y las presiones aguas arriba y aguas abajo se puede calcular el diámetro del orificio de cada válvula, el cual debe ser expresado en 64 avos de pulgada. Hay que tener en cuenta que la presión aguas abajo de la última válvula debe ser un poco más alta que en las anteriores válvulas, para evitar que la última válvula se cierre.

3.2 ANÁLISIS Y SUGERENCIAS PARA EL DISEÑO.

El diseño se puede clasificar de dos maneras:

- Ubicación de las válvulas según capacidad de producción en el pozo.
- Selección de la última válvula según la capacidad de los compresores y del gas disponible.

Como se explicó anteriormente la primera válvula se ubicó según un análisis estático. Las demás se ubicarán según la relación gas-líquido que aporta la

formación, la presión disponible en los compresores y el delta de presión de las válvulas diferenciales. Hasta aquí existe claridad, pero hay algunas contradicciones cuando se evalúan las limitaciones de gas y cuando se determina el GLR necesario en la sarta de producción.

El esquema de diseño inicia determinando las posibles limitaciones por gas. Para esto se apoya en las curvas TPR. Si se observa con detenimiento, las curvas de TPR se trazan partiendo de la longitud total de la tubería de producción. Siendo así, la limitación por gas que se haya parte del hecho de que la inyección del gas se hará en el extremo inferior de la tubería de producción, situación que realmente no se presenta en este tipo de diseño, ya que las válvulas se distribuyen a lo largo de la sarta de producción .

Siguiendo el procedimiento que se explica en este libro, la última válvula quedará ubicada máximo a la profundidad del empaque menos treinta pies y no enfrente de las perforaciones. Entonces, el gas que se presupuesta con las curvas TPR es más alto del que realmente se necesita, por lo tanto se sugiere eliminar éste primer paso del diseño.

La eliminación del paso debe hacerse teniendo certeza de que en el pozo se puede diseñar inyección de gas flujo continuo, de lo contrario es mejor no excluir el paso y cerciorarse del potencial del pozo.

En el tercer paso del esquema general se determinan las relaciones gas-líquido de las curvas de GLR óptimo versus caudal. Éstas curvas se grafican partiendo de la GLR que menos pérdidas por fricción causarían. En condiciones reales no interesa reducir al máximo las pérdidas por fricción, sino reducirlas al menos hasta el punto en que se logra la presión necesaria en cabeza. Por lo tanto siguiendo el diseño clásico seguramente se hallará un caudal de gas de inyección muy superior al que realmente se necesita.

Esta situación puede explicarse teniendo en cuenta que hallar el GLR estrictamente necesario, es un proceso largo de lecturas de curvas de gradiente y de varias interpolaciones.

Hallar el GLR estrictamente necesario implica que las curvas de GLR versus profundidad se deben trazar con los caudales correspondientes a cada válvula, proceso que realizado manualmente es muy tedioso.

3.3 PUNTO ÓPTIMO DE INYECCIÓN.

El diseño ubica una válvula y luego empieza a descender hasta que el límite de profundidad lo permite, ver figura 23. En algunas circunstancias en las que se tiene buena disposición de gas y de presión en los compresores, la última válvula queda ubicada mucho más arriba del punto de inyección más favorable en términos de caudal de aceite (punto óptimo).

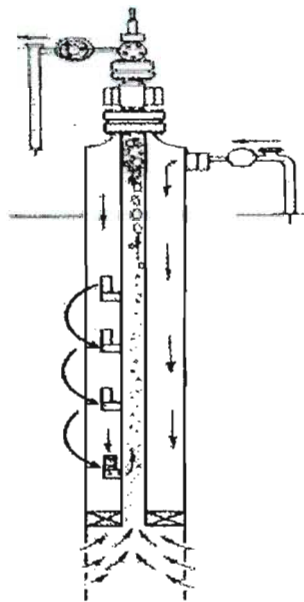


Figura 23. Esquema clásico de diseño.

BIBLIOTECA UIS

En éstos casos el punto óptimo estaría entre la última válvula determinada en el diseño y la profundidad de asentamiento de los empaques.

Un diseño que evite este inconveniente tendría que ubicar primero el punto óptimo de inyección y luego ubicar las demás válvulas en orden ascendente. Ver figura 24.

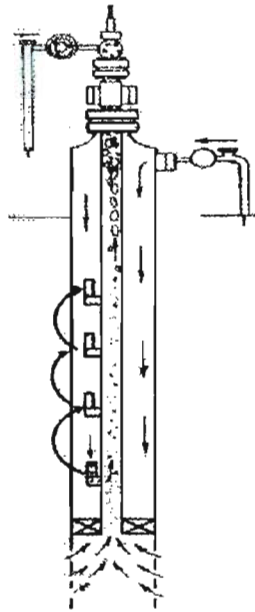


Figura 24. Esquema optimizado de diseño.

Este esquema de diseño demora mucho tiempo, aún con la ayuda de una computadora. Se sugiere entonces seguir el esquema normal de diseño (descendente) y luego hallar el punto óptimo de inyección. Entonces al diseño convencional se le agrega una última válvula en el punto óptimo. El nuevo interrogante es: ¿Cómo se halla el punto óptimo de inyección?.

Con base en varios diseños se pudo establecer que el punto más profundo en el cual se puede colocar una válvula es el punto que mayor cantidad de aceite producido aporta, por consiguiente la profundidad sugerida para el

punto óptimo de inyección es la profundidad de asentamiento del empaque menos treinta pies.

El siguiente paso es hallar la presión de fondo fluyente que más aporte aceite en ese punto y que logre la presión en cabeza requerida inyectándole el caudal de gas necesario para alcanzar la GLR óptima. Según este requerimiento se debe ir directamente a la curva de pseudo IPR a la profundidad definida y variar la presión desde presión en cabeza hasta la presión promedio del yacimiento. Para cada presión escogida, se halla el GLR estrictamente necesario de las curvas de GLR versus profundidad. En la primera presión de fondo fluyendo que se logre la presión en cabeza necesaria, se detiene la iteración, se halla el caudal de gas necesario y el diámetro de la válvula. Si el gas disponible no es suficiente, se debe continuar el tanteo. Este proceso, por tener demasiados cálculos, necesita la ayuda de una computadora.

Si se quiere saber cual sería el punto óptimo de inyección cuando no se tiene presión suficiente en los compresores, se debe dividir la tubería por secciones de estudio y evaluar punto a punto desde la profundidad del empaque hasta superficie. Se busca un primer punto donde se encuentre un GLR que cumpla los requerimientos de presión en cabeza, partiendo de la presión disponible en los compresores. Si el gas disponible no es suficiente, se debe continuar con la iteración.

3.4 EJEMPLO DE DISEÑO.

Se cuenta con los siguientes datos de un pozo:

Datos de una prueba:

- Presión promedio del yacimiento: 2300 PSIA.

- Caudal de aceite: 500 STB/DÍA.
- Caudal de agua: 100 BLS/DÍA.
- Presión de fondo fluyendo: 300 PSIA.
- Relación gas-aceite de formación: 250 SCF/STB.
- Temperatura promedio del yacimiento: 105 °F

Datos de superficie:

- Disponibilidad de gas: ILIMITADA.
- Presión disponible en los compresores: 500 PSIA.
- Gravedad específica del gas 0.7
- Delta de apertura de las válvulas diferenciales: 100 PSIA.
- Presión necesaria en cabeza: 75 PSIA.
- Presión de seguridad 100 PSIA
- Densidad del fluido de estabilización (*kill fluid*): 10 lpg.

Datos del fluido del yacimiento:

- Gravedad API del crudo: 25.
- Densidad del agua de formación: 1.1 gr/cc.

Datos del estado mecánico del pozo:

- Profundidad media de las perforaciones: 8000 PIES.
- Diámetro de la tubería de producción: 3.5 PULGADAS.
- Profundidad del empaque: 7900 PIES.

Se requiere un sistema de levantamiento artificial con gas en flujo continuo.

El primer paso en el diseño manual consiste en determinar la profundidad de la primera válvula. En éste caso se parte del gradiente del fluido estabilizador y de la gravedad específica del gas. El gradiente del fluido

estabilizador es 0.5195 PSI / pie. El factor F leído de la figura 20 es: 0.1273 PSI / pie y corregido por temperatura: 0.1216 PSI / pie. Entonces la presión que ejercería el gas si llegara a la profundidad media de las perforaciones sería: $500 \cdot (1 + 0.1216) = 560.8$ PSI. Gráficamente la primera válvula se ubicaría según la figura 25.

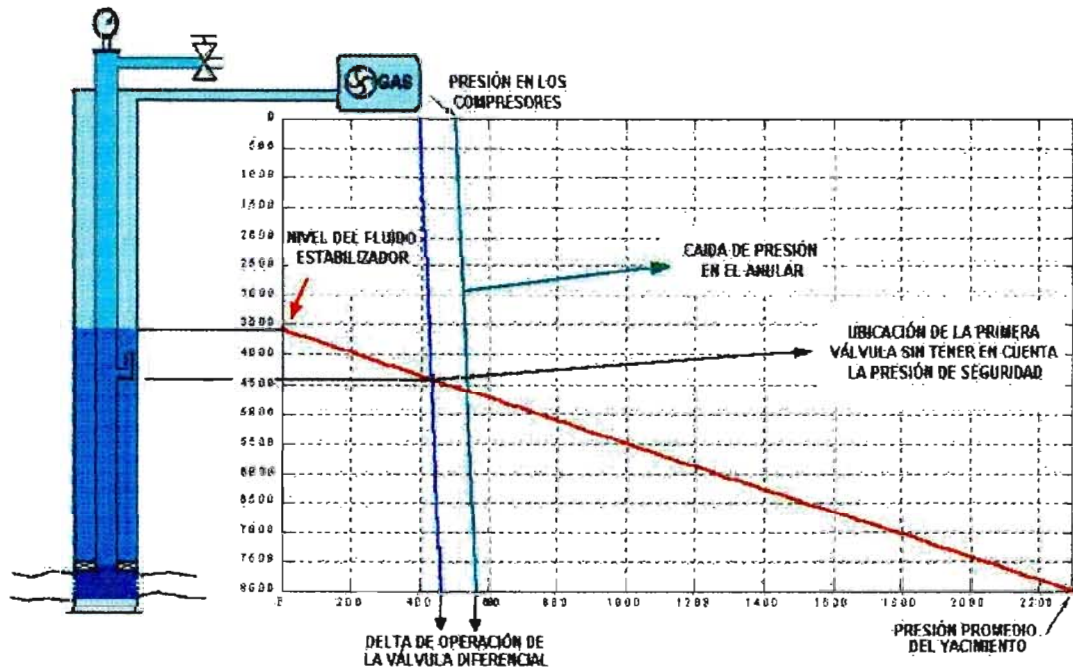


Figura 25. Ubicación de la primera válvula, ejemplo.

Sin tener en cuenta la presión de seguridad, la válvula primera debería ubicarse a 4407 pies. Como la presión de seguridad es 110 PSI, entonces la primera válvula se ubica a 4195.2 pies.

El siguiente paso consiste en desarrollar las curvas de pseudo IPR para diferentes profundidades, que van desde el nivel de fluido hasta la profundidad del empaque.

La primera línea de presión se traza ubicando el primer punto en la curva de pseudo IPR de la primera válvula: $p = 431.89$ PSI (obtenido de la profundidad de la primera válvula y la curva azul de la figura 25) y un caudal $q = 390.68$ BLS/DÍA (obtenido de la curva de pseudo IPR de la primera válvula). El segundo punto se ubica en la curva de IPR: $p = 460$ PSI (obtenido de la profundidad media de la perforaciones y la curva azul de la figura 25) y $q = 579.7$ BLS/DÍA (obtenido de la curva de IPR). La segunda línea de presión es una paralela a la primera, separadas por el delta de apertura de la válvula diferencial.

Luego se grafican curvas de pseudo IPR para 4000, 5000, 6000, 7000 y 8000 y se sigue el procedimiento que se explicó en la sección 3.1.2.

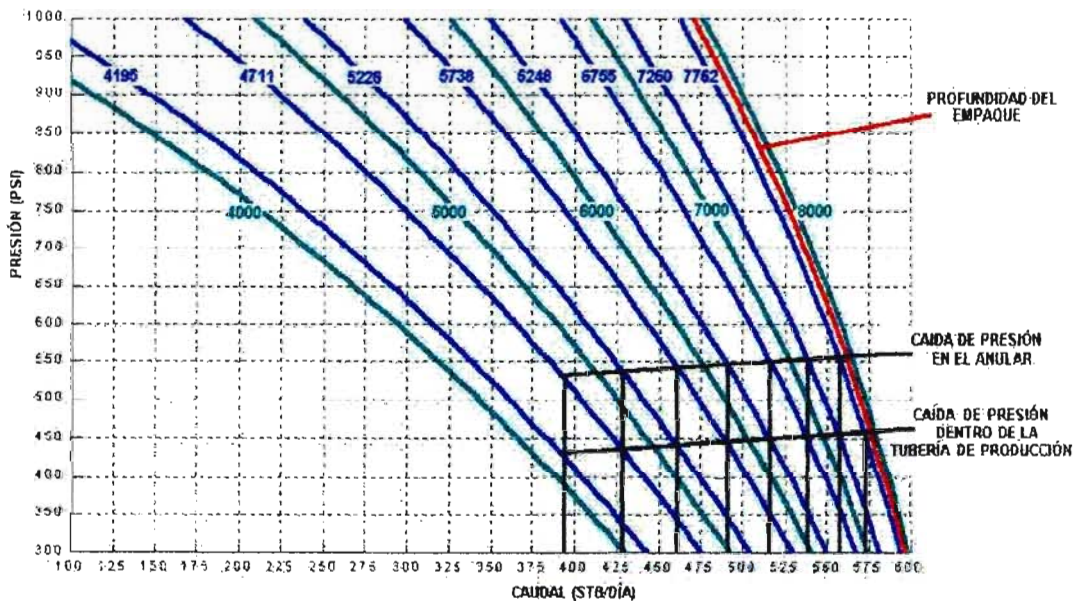


Figura 26. Distribución de las válvulas a lo largo de la tubería de producción con curvas de pseudo IPR, ejemplo.

De la figura 26 se determina el caudal esperado en el momento en que opere cada válvula. Por supuesto, la producción no se logrará de forma inmediata,

se espera que el sistema funcione de forma gradual. El valor del caudal se lee de la intersección entre las curvas de pseudo IPR y la línea de presión dentro de la tubería de producción. En la tabla 5 se listan los resultados.

Tabla 5. Datos recogidos de las curvas de pseudo IPR, ejemplo.

VÁLVULA	PROFUNDIDAD (PIES)	CAUDAL (BLS/DÍA)	PRESIÓN DENTRO DE LA TUBERÍA (PSIA)
1	4195	390.7	431.9
2	4711	428.8	435.8
3	5226	461.5	439.7
4	5738	490.3	443.6
5	6248	515.6	447.5
6	6775	537.3	451.4
7	7260	555.8	455.2
8	7762	572.3	459.0

El siguiente paso en el diseño, consiste en verificar si con la presión disponible en los compresores se puede lograr levantar el fluido hasta superficie, esto puede determinar con las curvas de GLR versus profundidad.

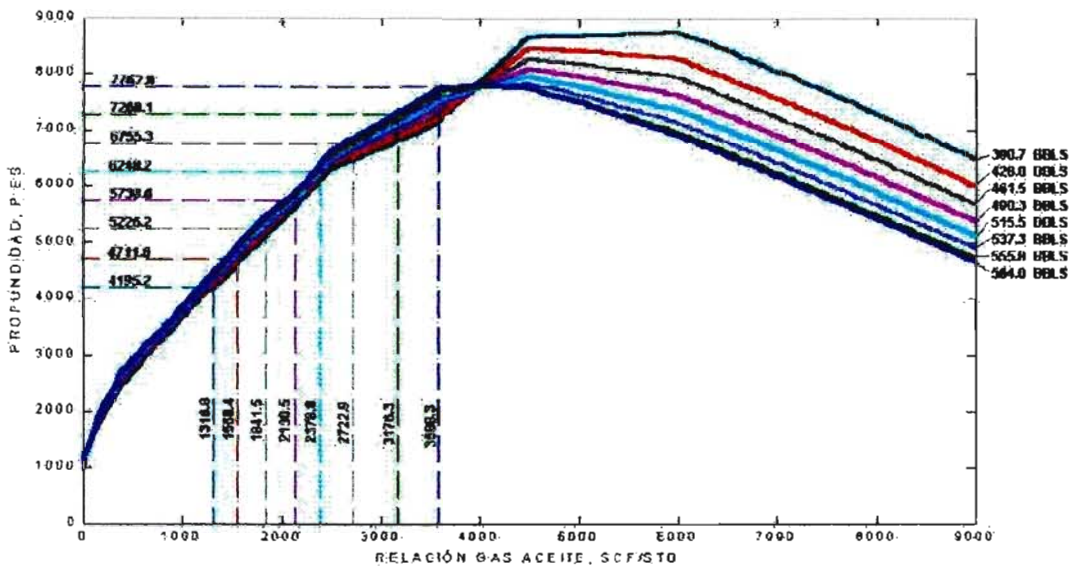


Figura 27. Selección de la última válvula según las curvas de GLR versus profundidad, ejemplo.

La figura nos muestra que con la presión que se tiene en los compresores, todas las válvulas ubicadas hasta el momento pueden operar. Entonces se toma como última la octava y se le cambia la presión aguas abajo para evitar que se cierre. Luego se toma como presión interna: 509.0 PSI. Con esta presión cambia además el caudal esperado (de 572.3 BLS a 564.0 BLS) y la curva GLR versus profundidad.

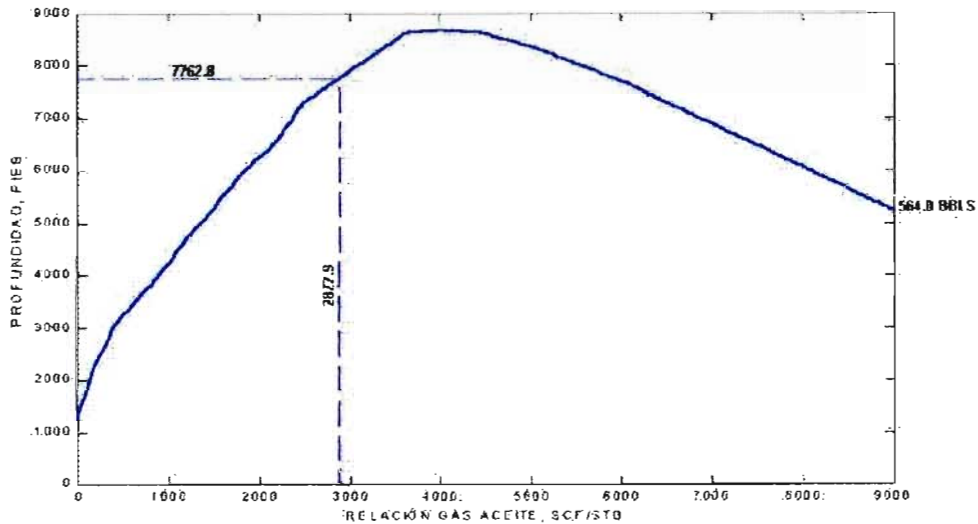


Figura 28. Corrección de datos de GLR para la última válvula.

La gráfica indica que el nuevo GLR es 2877.9 SCF/BLS. Si se sigue el procedimiento propuesto por Nind el GLR requerido para cada válvula sería:

Tabla 6. Relación gas-líquido dentro de la tubería, según Nind.

VÁLVULA	GLR SEGÚN NIND
1	4563.8
2	4314.9
3	4127.4
4	3982.2
5	3870.4
6	3785.3
7	3721.4
8	3695.6

BIBLIOTECA

Los datos se ilustran en la figura 29.

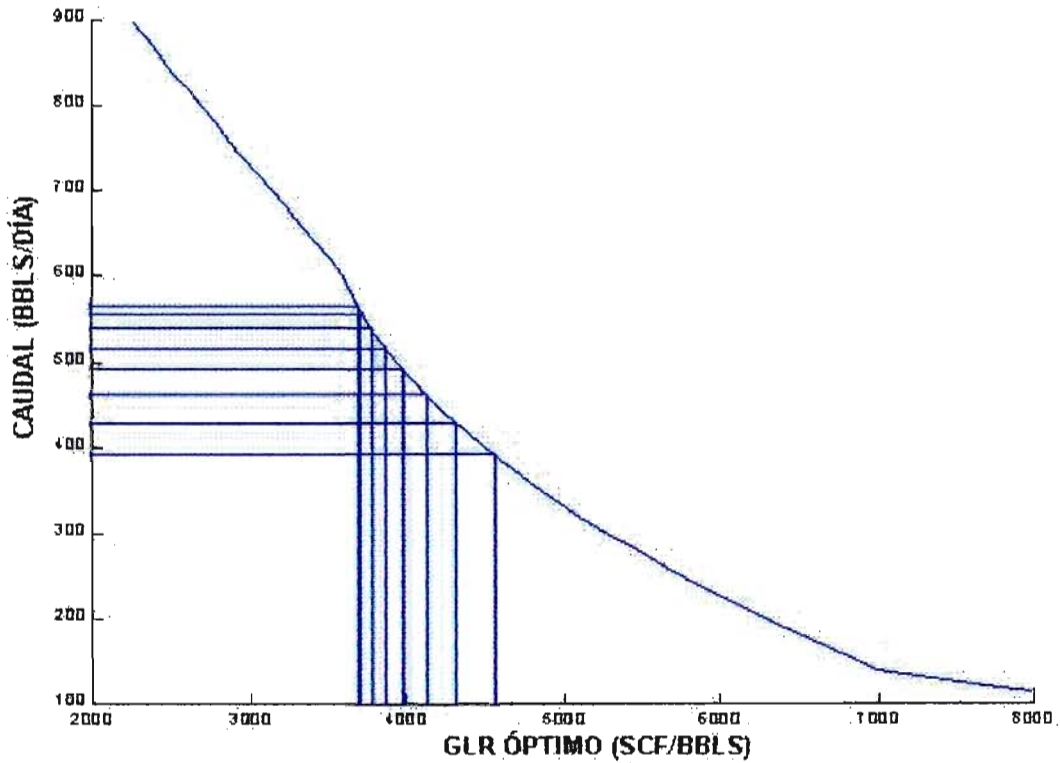


Figura 29. Datos de GLR óptimo según Nind.

Con la relación gas-líquido necesaria dentro de la tubería y la relación gas aceite de la formación se puede determinar el gas de inyección (ver ecuación 3.8). El corte de agua en la producción, se tiene en cuenta al incluir el término:

$$Q_{aceite} = Q_{liq} \left(1 - \frac{Q_{agua}}{Q_{agua} + Q_{aceite}} \right) \quad \text{Ecuación 3.7}$$

$$Q_g = Q_{liq} (GLR_{necesario}) - Q_{aceite} (GLR_{formación}) \quad \text{Ecuación 3.8}$$

Conociendo el gas que se debe inyectar y la caída de presión a través de la válvula se puede determinar el diámetro de cada válvula siguiendo el

BIBLIOTECA UIS

procedimiento explicado en el capítulo 1. Los resultados de éste ejemplo se listan en la tabla 7.

Tabla 7. Diámetros de las válvulas.

Válvula	P ₁	P ₂	F(P ₂ /P ₁)	Q _g (MSCF/DÍA)	Diámetro en 64 'avos pulg.
1	431.9	531.9	0.1710	433.0	14
2	435.8	535.8	0.1705	583.2	16
3	439.7	539.7	0.1701	753.6	18
4	443.6	543.6	0.1696	942.4	20
5	447.5	547.5	0.1692	1118.9	22
6	451.4	551.4	0.1688	1351.1	24
7	455.2	555.2	0.1683	1649.5	26
8	509.0	559.0	0.1264	1505.7	29

Como se explicó anteriormente, en este diseño se cumple que se puede colocar una válvula entre la última y la profundidad del empaque, la cual produciría más caudal del obtenido hasta este punto. Otra manera de mejorar el diseño es reducir un poco la presión en los compresores y repetir los cálculos, tratando de lograr menor presión en la cara de la formación y por consiguiente más producción.

4. FUNCIONAMIENTO DEL PROGRAMA

El programa ha sido estructurado en una serie de subrutinas que permiten evaluar su funcionamiento parte por parte. Además, facilita los cambios que se quieran realizar ó las funciones que se deseen agregar.

Inicialmente se pretendió una estructura central que coordinara todas las actividades apoyándose en las subrutinas. Pero la variedad de situaciones que se pueden presentar a la hora de evaluar los datos de entrada y el sin número de facilidades que se pueden aprovechar del esquema general, impidieron ese sistema. Por lo tanto el programa se desplaza sin importar la estructura central.

En otras palabras, el programa trabaja como una empresa, en donde se puede entrar a conversar con el asesor de ventas sin necesidad de dialogar con el gerente, pero que para hablar con el gerente se necesita llevar cierta cantidad de información que en caso de faltar, obliga al visitante a recorrer las oficinas que le brinden esa información.

Dividir el programa en pequeñas funciones ubicadas fuera del programa principal, evita la acumulación de información innecesaria, además de la escritura de enormes y redundantes algoritmos.

La idea central era lograr un programa para el diseño de un sistema de levantamiento artificial en flujo continuo. Para esto se buscó apoyo en la interpretación práctica del sistema de levantamiento, más que en los métodos numéricos. Es decir, antes de aplicar una técnica de convergencia

para hallar el punto de intersección entre dos líneas, deducir por qué es necesario que esas curvas coincidan. Es así como la intersección de las curvas de pseudo IPR y las líneas de presión no se programó con esquemas de convergencia, sino con análisis físico del problema.

4.1 INTERPRETACIÓN DE LAS CURVAS.

Como el diseño es esencialmente gráfico, se necesita de un mecanismo sencillo de interpretación de las gráficas, de tal manera que el computador manipule los datos de la misma forma que lo hace un ingeniero. Es ahí donde el desarrollo matemático de aproximaciones de un conjunto de datos a ecuaciones juega un papel importante.

Existen tres tipos principales de aproximación:

- Combinación lineal de monomios (polinomial).
- Combinación lineal de funciones de Fourier.
- Combinación lineal de exponenciales.

Siendo $g(x)$ la función que se quiere aproximar a $f(x)$ se tendría respectivamente para cada caso:

$$f(x) = g(x) = a_0 + a_1x^1 + a_2x^2 + a_3x^3 + \dots + a_nx^n \quad \text{Ecuación 4.1}$$

$$f(x) = g(x) = a_0 + a_1 \cos x + a_2 \cos 2x + a_3 \cos 3x + \dots + a_n \cos nx + b_1 \text{sen} x + b_2 \text{sen} 2x + b_3 \text{sen} 3x + \dots + b_n \text{sen}(nx) \quad \text{Ecuación 4.2}$$

$$f(x) = g(x) = a_0 e^{b_0x} + a_1 e^{b_1x} + a_2 e^{b_2x} + a_3 e^{b_3x} + \dots + a_n e^{b_nx} \quad \text{Ecuación 4.3}$$

En donde el símbolo \approx significa: muy parecido a.

La aproximación se facilita cuando se tiene información acerca del proceso que se va a simular. Por ejemplo, si se tiene una serie de datos de laboratorio y además se conoce que son mediciones de la variación de la posición de un péndulo de resorte con el tiempo, se elegirá una aproximación de Fourier antes de buscar una polinomial.

Se elige para éste trabajo Matlab* por ser una herramienta computacional que hace énfasis en aplicaciones matemáticas. Éste software maneja en vectores los coeficientes de una ecuación polinomial. Por esta facilidad y por su buen grado de ajuste se decidió utilizar aproximación polinomial para trabajar las curvas del diseño.

Aunque el comportamiento real de las curvas es exponencial, no se está lejos de la realidad al utilizar polinomios, partiendo del hecho de que cuando se realizan operaciones en computador con funciones trigonométricas y exponenciales realmente se están utilizando polinomios, o mejor, series de aproximación truncadas.

La exactitud del polinomio tiene relación directa con el grado del mismo y con el número de datos con los que se cuente. Las incógnitas son los coeficientes de la ecuación, que deben ser menores o iguales al número de datos que se tienen.

Si se tienen pocos datos se aumenta el grado de incertidumbre en las predicciones. Ver figura 30.

* Matlab es una marca registrada de *The Math Works Inc.*

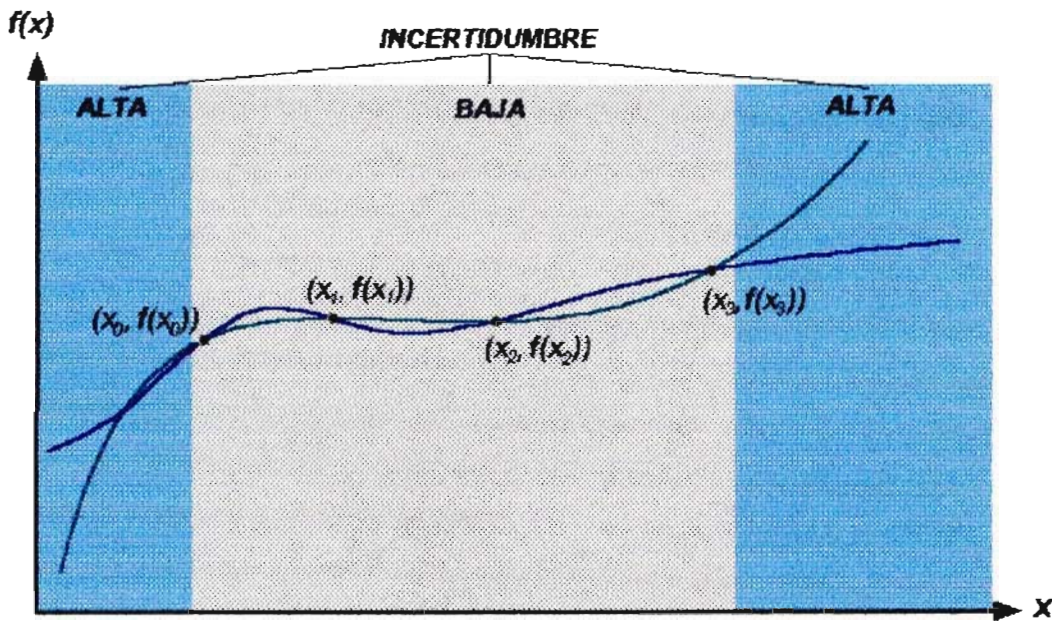


Figura 30. Incertidumbre en la interpolación y extrapolación polinomial.

En este caso si se contara con más datos entre x_0 y x_1 se podría saber cuál de las dos aproximaciones es mejor en ese intervalo. Para valores de n que cumplan: $x_0 > n > x_3$ la incertidumbre se hace mayor.

Para encontrar un polinomio que se ajuste a determinada cantidad de datos se pueden utilizar varios criterios. Uno de ellos es el método de mínimos cuadrados, que basa su principio en encontrar una ecuación cuya sumatoria del cuadrado de las discrepancias (ecuación 3.4) sea la mínima.

$$E = \sum_{i=0}^n \delta_i^2 = \sum_{i=0}^n [p_m(x_i) - f(x_i)]^2 \quad \text{Ecuación 4.4}$$

En donde $p_m(x_i)$ es valor que resulta de aplicar el polinomio de grado m de ajuste: p_m para cada x_i y $f(x_i)$ es cada uno de los datos que se quiere aproximar.

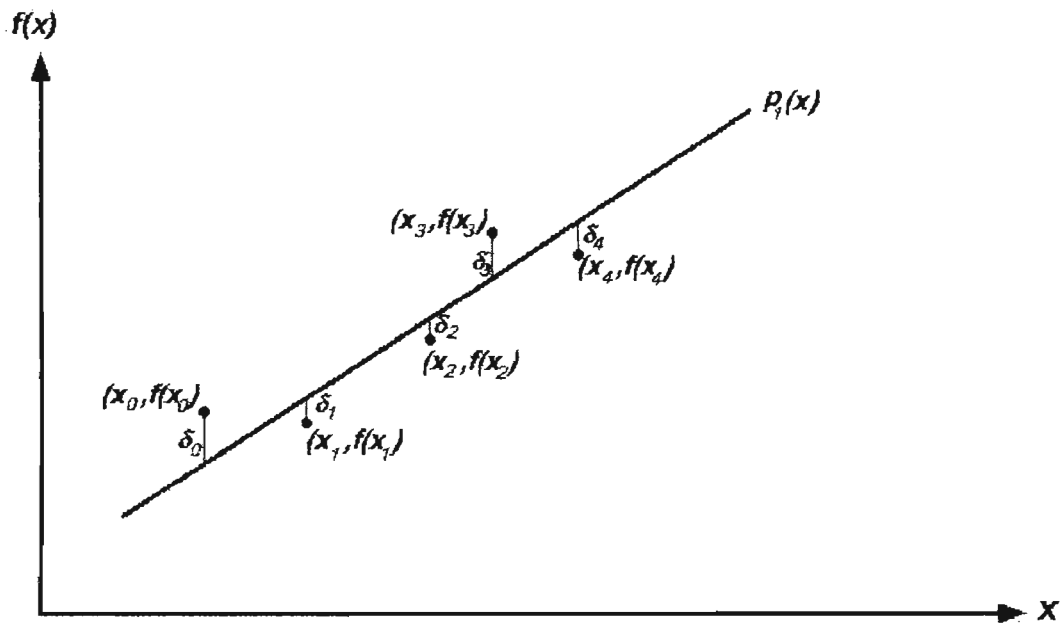


Figura 31. Aproximación de mínimos cuadrados.

El software utilizado tiene una función que nos permite aproximar a un polinomio con el método de mínimos cuadrados. Solo basta insertar los datos para la abscisa, la ordenada y el grado del polinomio.

Las curvas de gradiente utilizadas en éste diseño son las propuestas por W. E. Gilbert. Para evitar errores se restringió el uso de las ecuaciones obtenidas a presiones menores de 4000 PSI y lógicamente mayores o iguales a cero PSI.

La ecuación de curvas de gradiente para profundidad en función de la presión ajustó de mejor manera con un polinomio de grado tres, mientras que la presión en función de la profundidad ajustó mejor con un grado igual a seis.

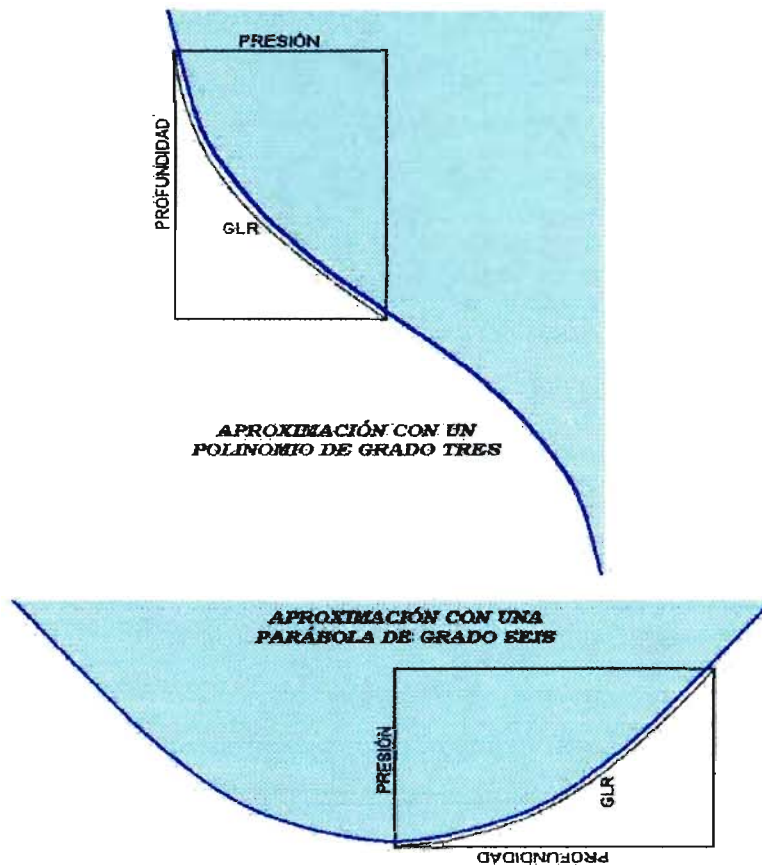


Figura 32. Aproximación polinomial para las curvas de gradiente.

Además de una inspección visual, se puede utilizar el factor de correlación para determinar el grado de ajuste del polinomio (ecuaciones 4.5). Éste factor es óptimo cuando se tienen muchos datos de un intervalo pequeño y para polinomios de bajo grado (menor a diez). Un factor de correlación cercano a cero indica un acercamiento malo, mientras que en un factor cercano a la unidad indica lo contrario, pero esto no implica que se tenga una ecuación que represente de forma correcta la tendencia de los datos (ver figura 33).

$$\text{Variación Total} = \sum (y - \bar{y})^2 \quad \text{Ecuación 4.5a.}$$

$$\text{Variación explicada} = \sum (Y_{test} - \bar{Y}) \quad \text{Ecuación 4.5b.}$$

$$\text{C. de correlación no lineal} = r^2 = \frac{\sum (Y_{test} - \bar{Y})}{\sum (Y - \bar{Y})^2} \quad \text{Ecuación 4.5c.}$$

$$\text{C. correlación lineal} = r = \frac{N \sum XY - (\sum X)(\sum Y)}{\sqrt{(N \sum Y^2 - (\sum Y)^2)(N \sum X^2 - (\sum X)^2)}} \quad \text{Ecuación 4.5d.}$$

En donde:

Y_{test} = datos de "Y" a correlacionar.

X = datos de "X" a correlacionar.

N = número de parejas de datos a correlacionar.

Y = datos obtenidos de X y de la correlación hallada.

\bar{Y} = Y / N .

El coeficiente de correlación se utilizó solamente para hallar la ecuación necesaria para extraer datos de las curvas de pseudo IPR, ya que para esas curvas se tenían decenas de puntos y no era necesario extrapolar. El programa tiene una subrutina especial que se encarga de encontrar la mejor ecuación con base en éste criterio.

La interpolación y extrapolación entre curvas de gradiente se hizo de forma lineal, tanto para caudal como para la relación gas-líquido.

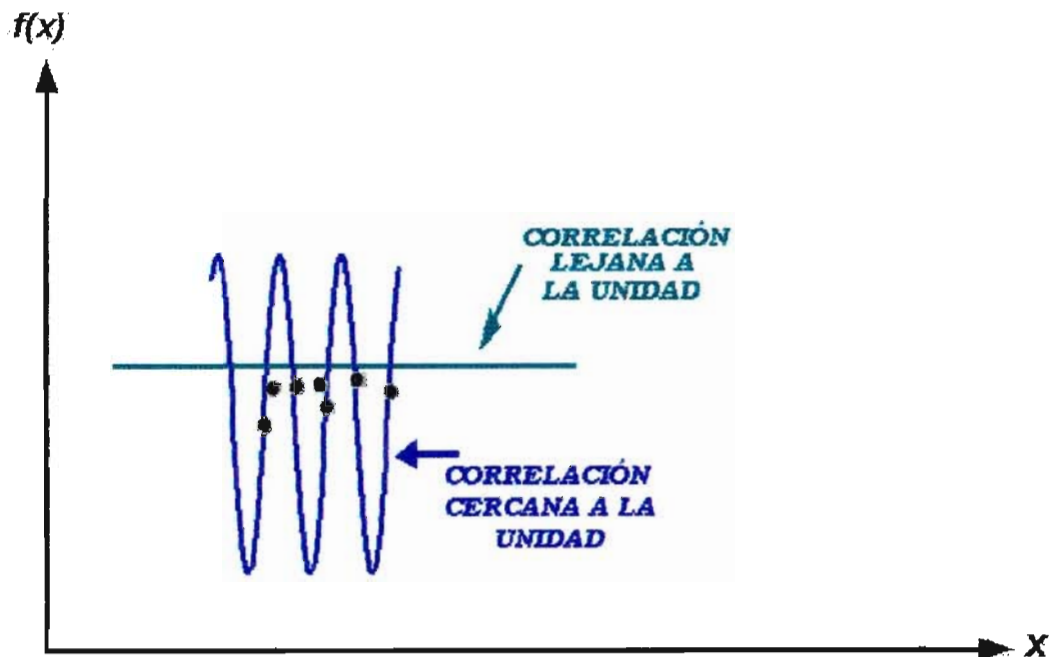


Figura 33. Error cometido con el factor de correlación.

4.2 ESQUEMA DE UBICACIÓN DE LAS VÁLVULAS.

La primera válvula se ubica con la intersección de dos líneas rectas que dependen del gradiente del gas y del fluido estabilizador (ver figura 25). De cada una de las líneas se extrae una ecuación de dos coeficientes, por lo tanto no es necesario aplicar técnicas de convergencia, sino despejar una variable de una de las ecuaciones y reemplazar dentro de la otra. Para la ubicación de las demás válvulas se siguió con un análisis físico, el cual arroja como resultado el siguiente procedimiento:

- Con la presión dentro de la tubería y el pseudo IPR, se calcula el caudal.
- Con el caudal hallado y el GLR de la formación, se va a las curvas de gradiente encontrando un punto en el cual la presión es igual a la de la válvula en cuestión más el delta de apertura de la válvula diferencial.

- Si no se ha superado la profundidad de los empaques, se construye un nuevo pseudo IPR para la profundidad encontrada y retorne al primer paso. Si se sobrepasa la profundidad límite, se suspende.

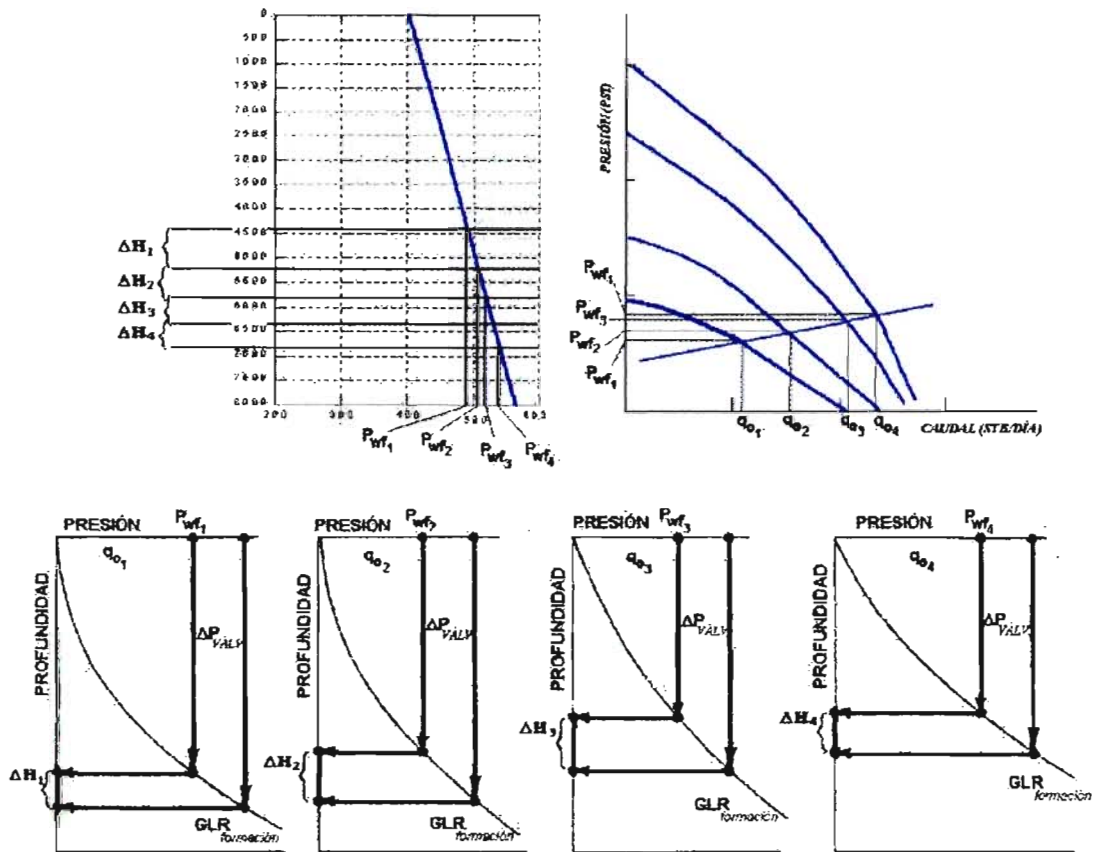


Figura 34. Esquema de ubicación de las válvulas según el programa.

4.3 GAS DE INYECCIÓN Y DIÁMETRO DE LAS VÁLVULAS.

El GLR necesario dentro de la tubería se halló buscando desde cero hasta 9000 SCF/BLS, avanzando de 100 en 100 SCF/BLS, deteniéndose en el sitio en que se encontrara el punto óptimo para realizar la interpolación lineal entre los dos últimos puntos de investigación. En el caso de fracasar en el intento se sale del bucle y continúa hacia la determinación del diámetro de las válvulas.

El diámetro de las válvulas se calcula con las presiones y el caudal de gas, tal como se explicó anteriormente.

4.4 ALGORITMO GENERAL DEL DISEÑO.

El programa puede determinar con base en los datos de entrada si el pozo tiene capacidad de flujo natural. Sin embargo, antes de realizar los cálculos pregunta al usuario si fue necesario utilizar fluido de estabilización.

Cada paso del diseño se hace con base en los datos de entrada del usuario, siguiendo las limitaciones ó diseñando sin interrupciones hasta el final. Los diagramas de flujo (figura 35 y 36) dan una idea más clara de cómo opera el sistema.

Los cuadros que tienen letras negras y fondo blanco son momentos en los que interviene el usuario. Los cuadros de fondo negro y letras blancas son cuestionamientos propios del programa. Los cuadros de resultados que no tienen borde negro y que coinciden en color, también coinciden en la respuesta que arrojan. Es decir, que si el programa busca un nuevo punto y no encuentra el resultado buscado, arroja los resultados iniciales y no el último punto de la iteración.

La presión de seguridad y el gradiente del fluido estabilizador solo se tienen en cuenta en el paso de "diseño sin limitantes". Las curvas de gradiente, el factor F del gas, el cálculo del diámetro de las válvulas, los datos de los pseudo IPR, los algoritmos de búsqueda por presión y temperatura, el seleccionador de la mejor ecuación y otras funciones, están por fuera del esquema central. Solo operan cuando son llamadas por algún algoritmo.

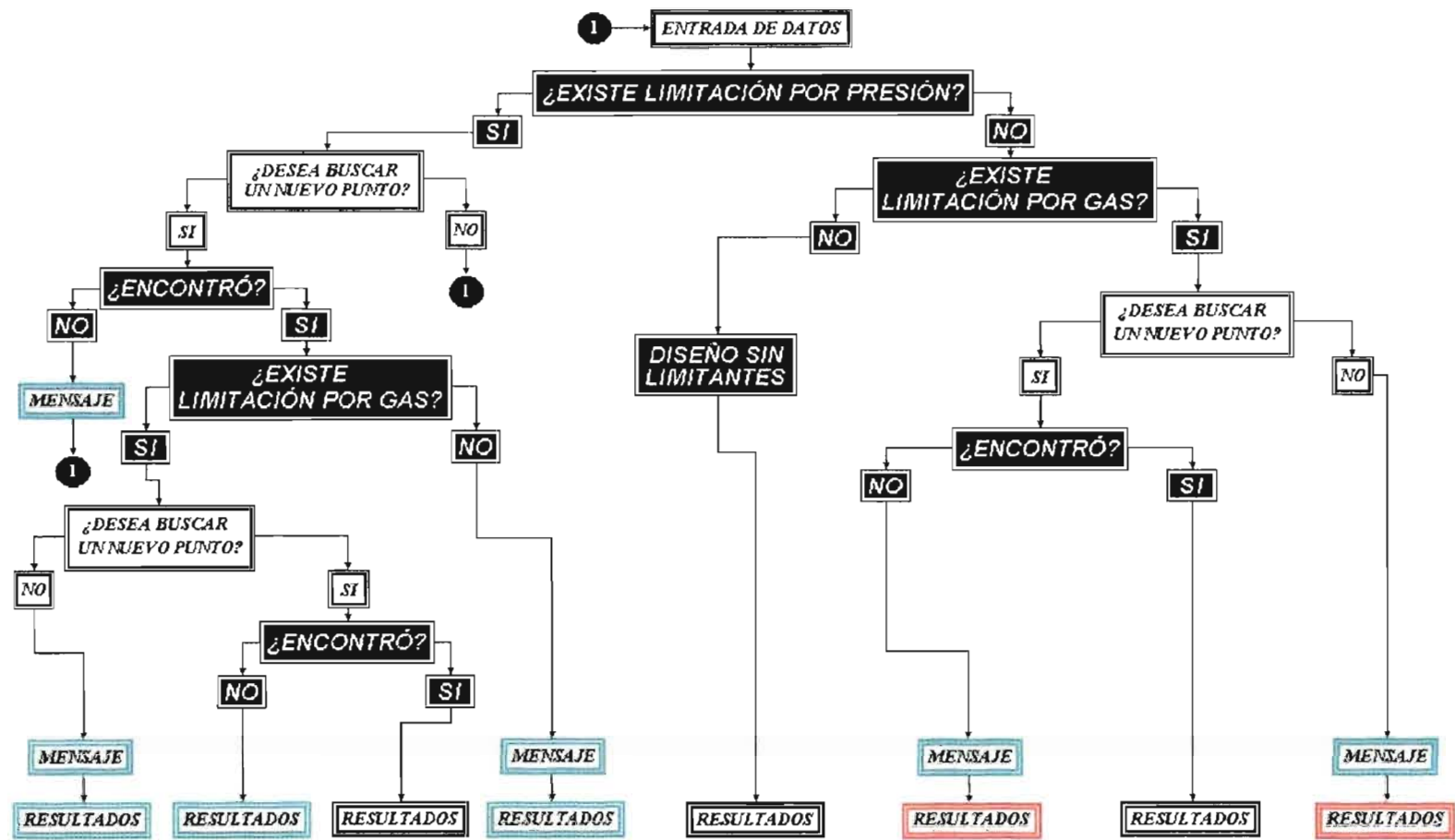


Figura 35. Diagrama de flujo general.

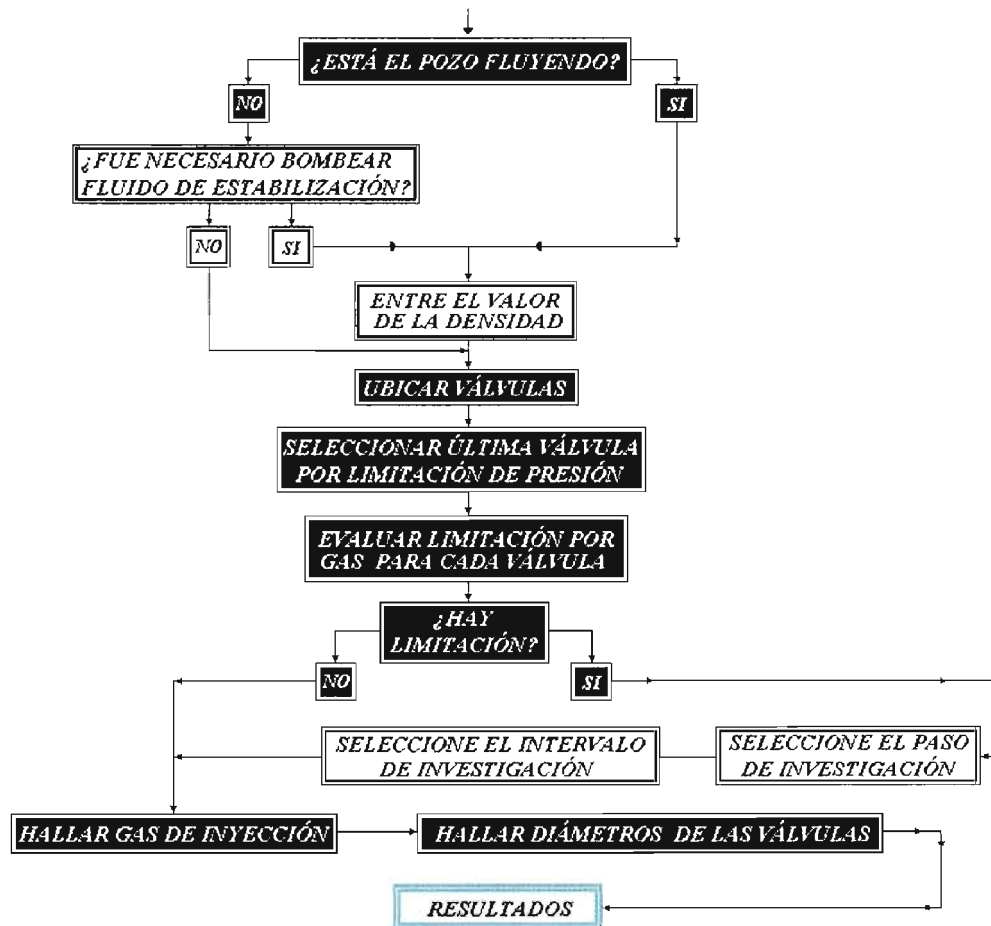


Figura 36. Diagrama de flujo para el diseño sin limitantes.

Paso de investigación es el delta de profundidad de avance. Es decir, si se selecciona un intervalo de investigación de 3560 a 3460 pies y el paso de investigación elegido es 20 pies, entonces el programa hará cálculos para 3560, 3540, 3520, 3500, 3480 y 3460 pies. La iteración se detendrá en 3460 ó antes si se logra el objetivo.

Es importante tener presente que un paso de investigación muy pequeño puede significar miles de cálculos que pueden tomar horas de cómputo. En

éste programa se recomienda al usuario elegir un paso que no supere treinta iteraciones.

4.5 VENTAJAS Y LIMITACIONES.

Además de evitar tediosas lecturas de datos y extensos cálculos, el programa aventaja al diseño manual en que:

- Calcula la cantidad de gas con exactitud, sin sobre diseñar.
- Determina el punto óptimo de inyección de acuerdo con la disponibilidad en superficie.
- Halla el máximo caudal que se puede obtener con un sistema de levantamiento artificial con inyección de gas en flujo continuo.
- Facilita el estudio del comportamiento del diseño a medida que al pozo pierde potencial.

Las desventajas del programa son:

- El comportamiento del pozo debe ajustarse a las curvas de W.E. Gilbert y debe estar en el mismo rango de caudales y relaciones gas-líquido.
- El diámetro de la tubería de producción debe ser constante desde superficie hasta el fondo.
- La tubería no debe tener inclinaciones considerables.

Estas desventajas se pueden superar implementando los trabajos de Poettmann - Carpenter, Baxendell – Thomas y Beggs - Brill explicados en el segundo capítulo.

A pesar de las limitaciones, el programa es una herramienta muy valiosa para fines académicos y diseños iniciales.

BIBLIOTECA UIS

5. MANUAL DEL USUARIO.

El programa Disgal 1.0 debe ejecutarse en el software Matlab 3.5. Para esto se recomienda copiar la carpeta Disgal del disco compacto y pegarla en el disco duro de la computadora en el sitio desde donde se desee ejecutar.

Luego se abre la ventana de comandos de Matlab, se ajusta el *path browser* en la carpeta Disgal, se escribe entrar y se pulsa la tecla "enter". Allí aparecerá la ventana de entrada de Disgal 1.0. Haga clic en el botón cuadrado que queda al lado del texto para entrar al menú principal.

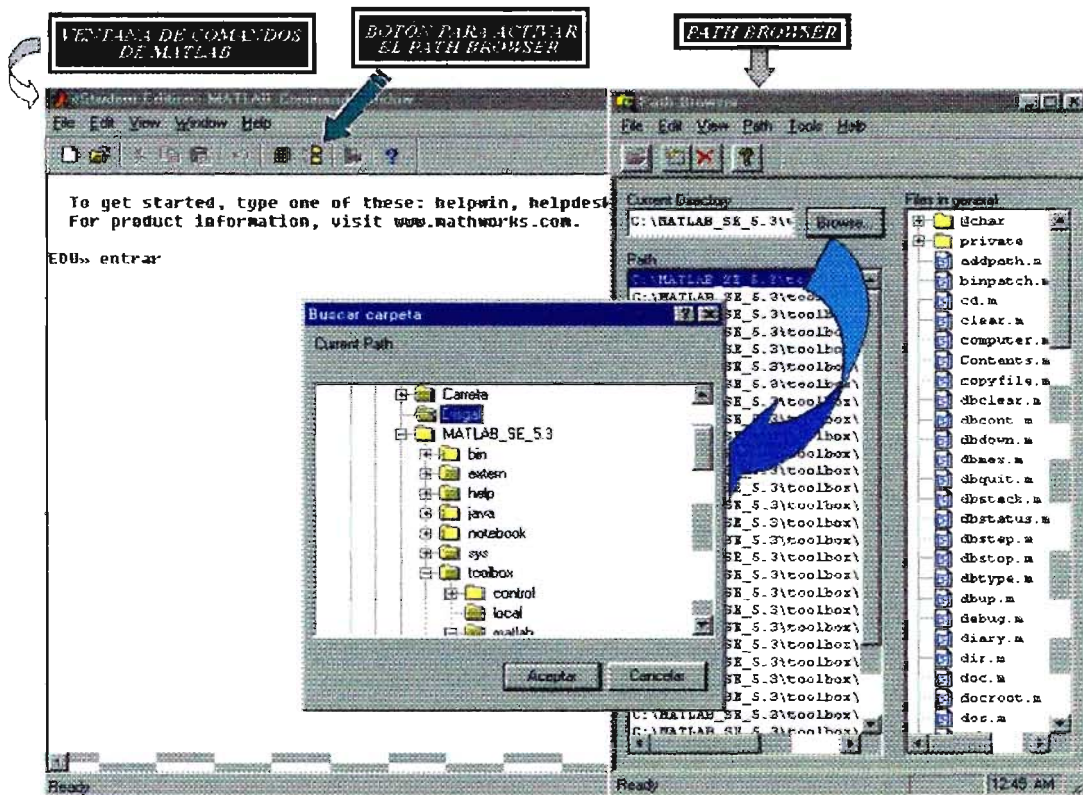


Figura 37. Procedimiento de entrada a Disgal 1.0.



**BOTÓN DE ENTRADA
A LA PÁGINA PRINCIPAL**

Figura 38. Página de entrada al programa.

El menú principal permite ir directamente al diseño ó hacer análisis individuales de los pasos del diseño.



Figura 39. Menú principal.

5.1 DISEÑO.

El primer botón abre la ventana de entrada de datos para hacer un diseño. Los datos que solicita son resultados de una prueba, disponibilidad en superficie, propiedades de los fluidos del yacimiento y estado mecánico del pozo. Tenga presente que algunos de esos valores pueden ser inútiles de acuerdo con el tipo de diseño que se quiera, aún así deben ser escritos ya que de lo contrario el programa no podrá ser ejecutado. En esos casos digite cualquier valor promedio para la variable requerida.

DATOS DE UNA PRUEBA		
CAUDAL DE ACEITE	500	STB/DÍA
CAUDAL DE AGUA	100	BLS/DÍA
PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO	250	PSIA
PRESIÓN PROMEDIO DEL YACIMIENTO	2015	PSIA
RELACIÓN GAS ACEITE DE LA FORMACIÓN	200	SCF/STB

DATOS DE SUPERFICIE		
DISPONIBILIDAD DE GAS	0	SCF/DÍA
PRESIÓN EN LOS COMPRESORES	200	PSIA
DELTA DE APERTURA DE LA VÁLVULA	100	PSIA
PRESIÓN REQUERIDA EN SUPERFICIE	75	PSIA
PRESIÓN DE SEGURIDAD	120	PSIA
TEMPERATURA PROMEDIO	110	°F
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS	0.7	

DATOS DEL CRUDO Y LA SALMUERA		
GRAVEDAD API	25	
GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL AGUA DE FORMACIÓN	1	
BS&W	20	

ESTADO MECÁNICO DEL POZO		
PROFUNDIDAD MEDIA DE LAS PERFORACIONES	7015	PIES
DIÁMETRO DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN	2.875	PULG
PROFUNDIDAD DEL EMPAQUE	6960	PIES

Figura 40. Ventana para el diseño.

5.1.1 Datos de una Prueba.

Estos valores son esenciales para diseñar porque de allí se deduce, con la ayuda de la ecuación de Vogel, el índice de productividad del pozo.

La relación gas aceite de la formación y el corte de agua se utilizan para las curvas de pseudo IPR y para saber cuanto gas está aportando la formación, de tal modo que ese gas sea tenido en cuenta para el cálculo del gas de inyección.

5.1.2 Datos de Superficie.

Los datos de superficie son valores de disponibilidad de válvulas, presión en los compresores, disponibilidad de gas, y otros tantos que van a afectar de forma directa el diseño, principalmente en la parte de distribución de válvulas y gradiente de presión en el anular. De estos datos depende la óptima recuperación.

5.1.2.1 Disponibilidad de Gas.

El valor insertado en ésta casilla determina la última válvula que se puede colocar dependiendo de la necesidad de gas. Se recomienda insertar un valor muy alto (un número con más de diez cifras) para diseñar y luego escribir el valor real, para determinar inicialmente cuánto gas se debe tener disponible para un buen diseño. Cuando se tiene disponibilidad ilimitada de gas también se debe insertar un valor alto en ésta casilla.

Si la cantidad de gas disponible es muy pequeña, seguramente se tendrá que diseñar con limitación. El programa le pedirá que elija el paso de investigación y el intervalo a evaluar. Por ejemplo, si se tiene suficiente gas para las primeras tres válvulas pero es insuficiente para las cuatro últimas, entonces el programa buscará desde la posición de la última válvula hasta la profundidad de la válvula tres (ver figura 41). El usuario puede disminuir el intervalo para mejorar la exactitud.

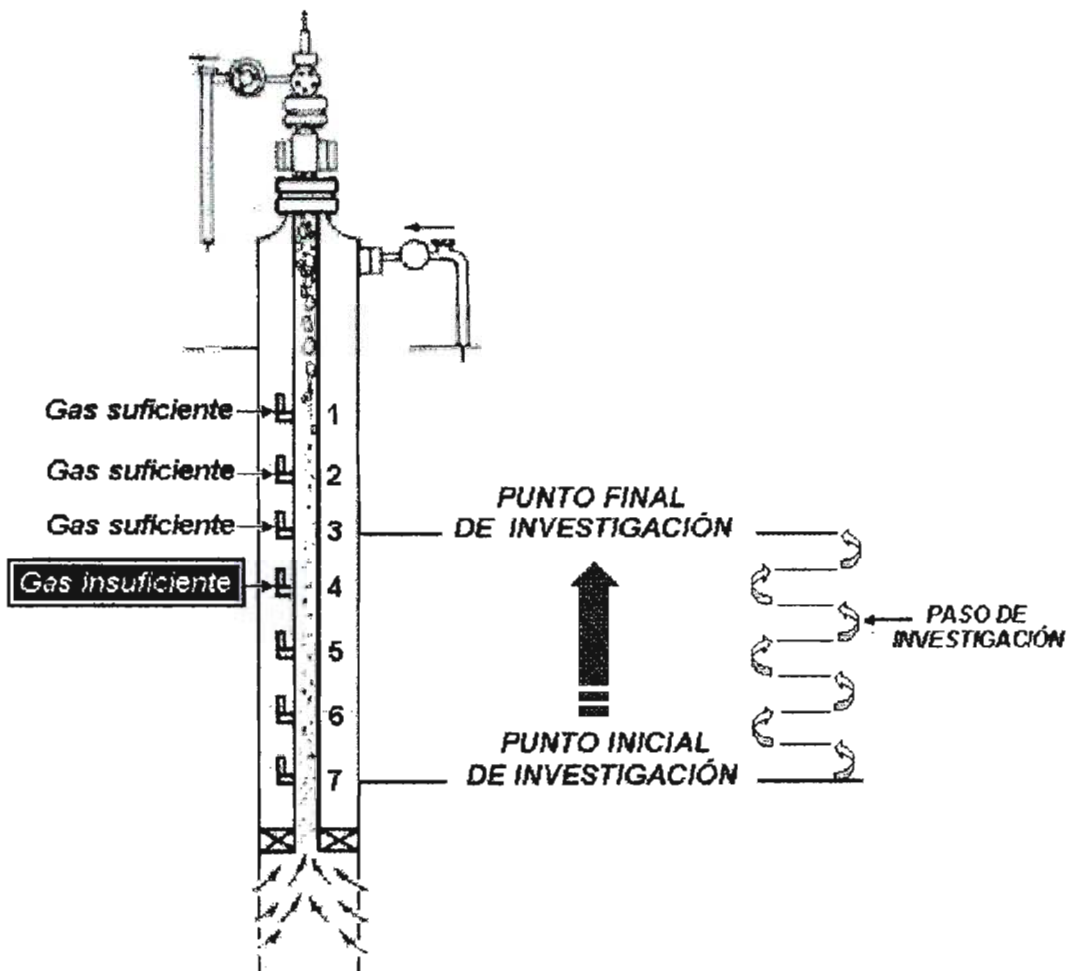


Figura 41. Ejemplo de iteración por limitación de gas.

Si se deja el valor por defecto del programa para el punto inicial (válvula siete) seguramente se obtendrá una profundidad mayor que la profundidad de la válvula cuatro, en ese caso se obtendrá un punto óptimo de inyección de gas y se logrará el mayor caudal posible con las limitaciones de superficie. Pero, el análisis por curvas de pseudo IPR se alterará para la última válvula. El ingeniero puede decidir el punto último de inyección, ajustando el punto inicial de investigación.

5.1.2.2 Presión en los Compresores, Delta de Apertura de Válvula y Presión Requerida en Superficie.

De la presión disponible depende el recobro que se tenga en superficie. Si se tiene poca presión seguramente no se tendrá suficiente energía para llevar el fluido desde el fondo hasta superficie. Pero, si se exagera en el valor de presión se puede estar sobredimensionando el diseño y obteniendo menor producción de la posible.

La presión del gas que atraviesa la válvula diferencial, determina (con base en el diámetro de la tubería, del caudal y de la relación gas-líquido de la formación) el valor de la presión en la cara de la formación. Y es importante tener en cuenta que: a menor presión obtenida enfrente de las perforaciones, mayor será el caudal producido. Dicha presión depende directamente de la presión de los compresores y por esto en algunos casos es recomendable disminuir éste valor para obtener un caudal mayor en superficie, teniendo en cuenta que la disminución no puede ser tal que no se logre la presión necesaria en cabeza de pozo.

Cuando la presión en los compresores no es la óptima en términos de producción, el programa expone un mensaje de sugerencia de disminución de la presión de los compresores.

El delta de apertura de la válvula es la presión de operación de la válvula diferencial. Es decir, la caída de presión necesaria a través del orificio para que la válvula se cierre.

La presión requerida en superficie es la presión necesaria para superar las pérdidas por irreversibilidades desde cabeza de pozo hasta batería de producción.

5.1.2.3 Temperatura Promedio, Gravedad Específica del Gas Y Presión de Seguridad.

La temperatura promedio es el promedio aritmético de la temperatura de superficie y la temperatura de fondo. Sirve para corregir el factor F del gas cuando se tiene en cuenta el peso del gas en la presión en el anular.

La presión de seguridad es un parámetro que influye en la ubicación de la primera válvula. Se tiene en cuenta solamente cuando el programa corre en el algoritmo "diseño sin limitantes". Ver figuras 35 y 36.

5.1.3. Datos del Crudo y la Salmuera.

Estos valores juegan un papel importante en la ubicación de la primera válvula cuando el pozo no tiene capacidad de flujo y no fue necesario utilizar un fluido estabilizador, en los demás casos no se utilizan.

La gravedad API del crudo y la densidad del agua de formación son variables que influyen directamente en las pérdidas por fricción en la tubería de producción, pero como el programa trabaja con las curvas de gradiente de W.E. Gilbert y se asumió la similitud en el comportamiento, estas variables solo influyen en el caso explicado anteriormente.

5.1.4 Estado Mecánico del Pozo.

El usuario puede variar el diámetro de la tubería de producción desde 1.66 pulgadas hasta 3.5 pulgadas. Existe la restricción de que el diámetro seleccionado se supone constante desde superficie hasta la profundidad del empaque. Además, no se ha tenido en cuenta la variación del diámetro interno con el cambio de las libras por pie de la tubería.

5.1.5 Publicación de Resultados.

Los resultados obtenidos del diseño son: número, profundidad, diámetro y caudal de gas a inyectar, para cada válvula. Además, la producción de aceite, gas y agua que se presentará cuando cada una empiece a operar.

En la misma página de resultados se pueden determinar los valores de inyección de gas según Nind. Este procedimiento solo afecta el caudal de gas a inyectar, el diámetro de las válvulas y el caudal de gas producido. Por eso los resultados de este paso sólo ilustran éstas variables. El botón “ver gráficas del diseño” arroja como resultado las figuras inherentes al diseño del levantamiento artificial con gas en flujo continuo, para que el usuario pueda hacer su interpretación de los resultados a partir de las curvas de pseudo IPR y las de GLR versus profundidad. La última curva en el pseudo IPR es el IPR de la formación.

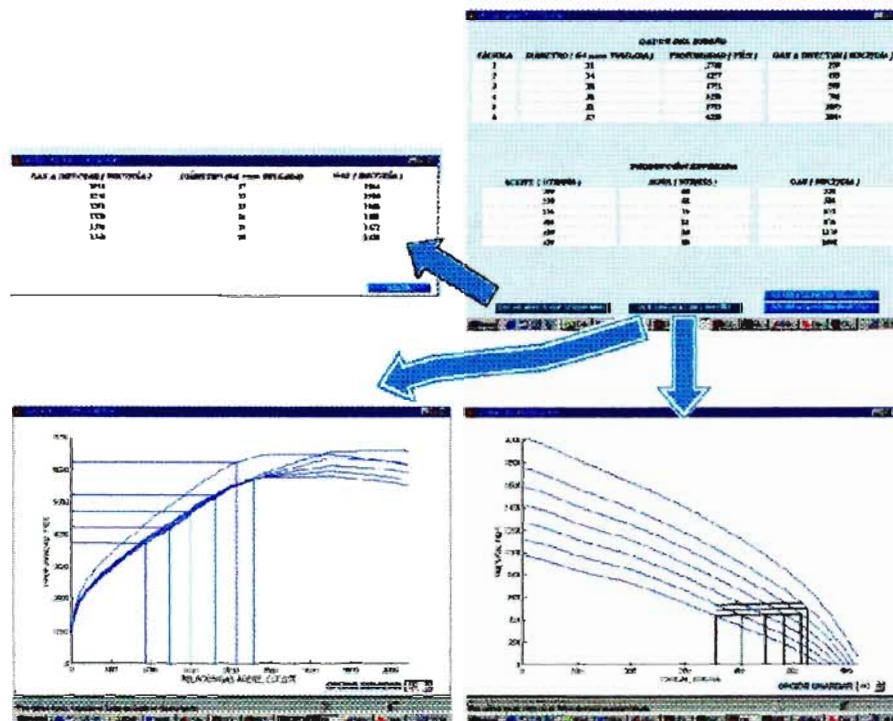


Figura 42. Ventana de resultados.

Los dos botones azul claro de la parte inferior derecha, sirven para volver a la página del diseño ó para retornar a la página principal. La “opción guardar” de las gráficas se coloca en la posición “si” para que aparezca en la parte superior la barra de menús de Matlab. Con ella se puede modificar el espesor de las líneas, los límites de los ejes, el color de las líneas, etc. Además se puede copiar la figura.

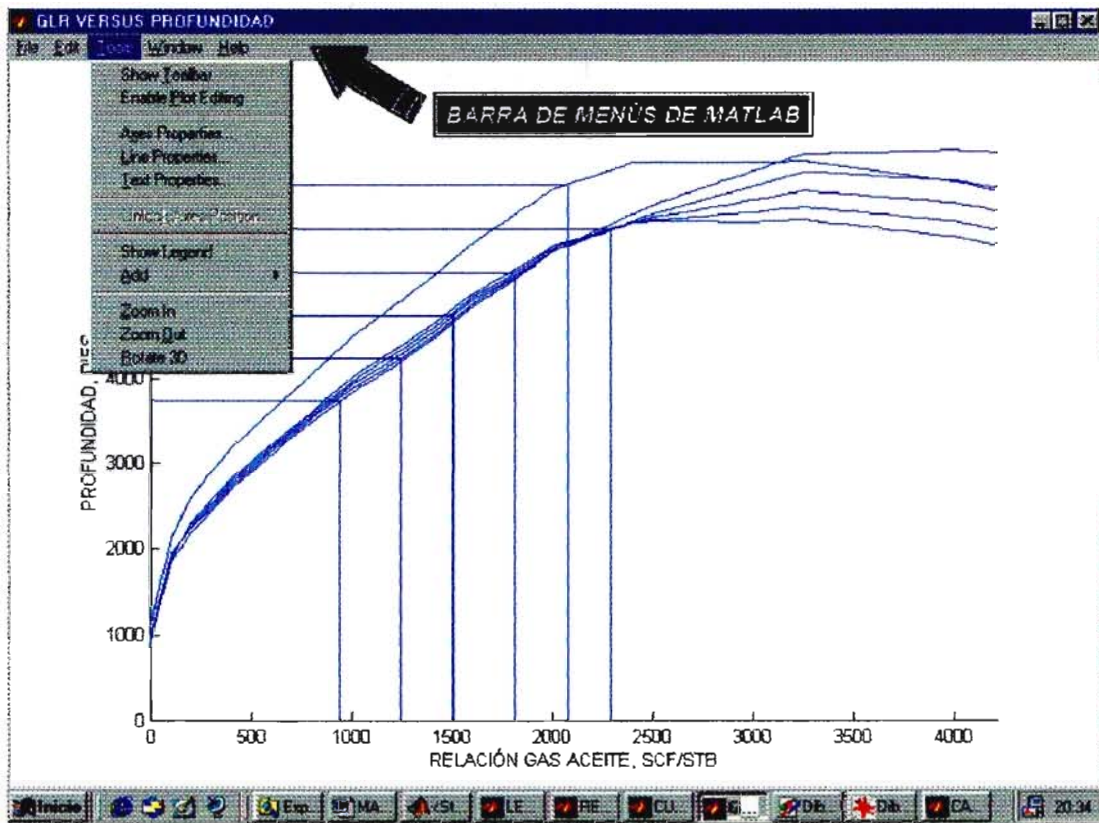


Figura 43. Opción guardar.

5.1.6 Válvula de Optimización con Límites.

El objetivo de buscar una válvula de optimización con límites es encontrar un punto entre el nivel de fluido y la profundidad del empaque en el cual se logre el máximo caudal posible con la presión en los compresores y el caudal de

gas disponible en superficie. Para esto se necesita que el usuario seleccione el paso de investigación, del cual depende el tiempo de cómputo y la precisión del resultado.

El caudal de gas encontrado tiene una precisión de ± 50 MSCF/DÍA. La precisión es relativamente baja debido a la necesidad de velocidad en los cálculos.

Como se explicó al inicio del libro, se busca que el funcionamiento del diseño sea gradual, de manera que las válvulas entren en operación y vayan logrando el aumento del caudal de forma secuencial. Por lo tanto se recomienda que la válvula de optimización que arroja el diseño no se coloque de forma individual, sino que se sume a las válvulas que se encontraron con el diseño clásico.

5.1.7 Válvula de Optimización sin Límites.

La válvula de optimización sin límites permite encontrar las condiciones bajo las cuales el pozo producirá el máximo caudal posible utilizando un sistema de levantamiento artificial con gas inyectado de forma continua. Las recomendaciones para ésta válvula son las mismas del ítem anterior.

5.2 INDICE DE PRODUCTIVIDAD.

Éste botón del menú principal de Disgal 1.0 sirve para trazar curvas de IPR según Vogel, partiendo de datos de una prueba de pozo. Además se puede extraer valores de presión insertando el caudal y viceversa. Al igual que en todas las gráficas existe la posibilidad de habilitar la barra de menús de Matlab.

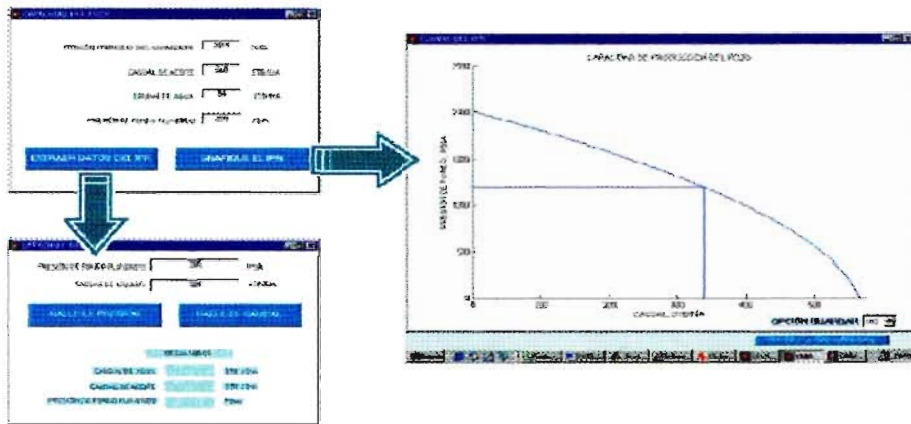


Figura 44. Índice de productividad manipulado con el programa.

5.3 PSEUDO IPR.

El pseudo IPR según Disgal 1.0 empieza recibiendo los datos para el IPR, luego solicita los datos del estado mecánico del pozo y la profundidad que se desea evaluar. Al igual que con el IPR se pueden extraer datos de la curva.

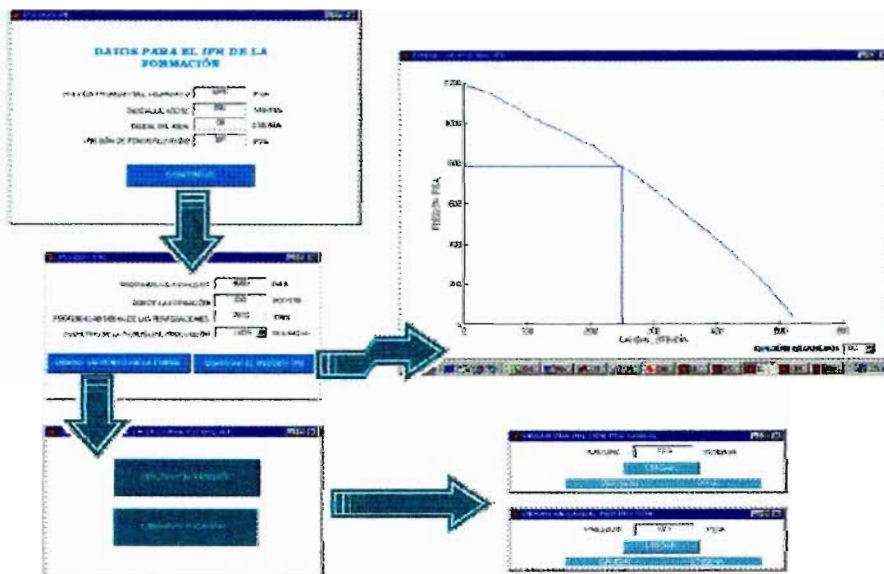


Figura 45. Pseudo IPR según Disgal 1.0.

5.4 CURVAS DE GRADIENTE.

El programa permite manipular las curvas de gradiente de W. E. Gilbert. Se parte del diámetro de la tubería y se grafica la curva. De la misma se puede hallar la profundidad en función de la presión y viceversa. Además, existe la opción "borrar gráficas" para evitar acumulación de curvas.

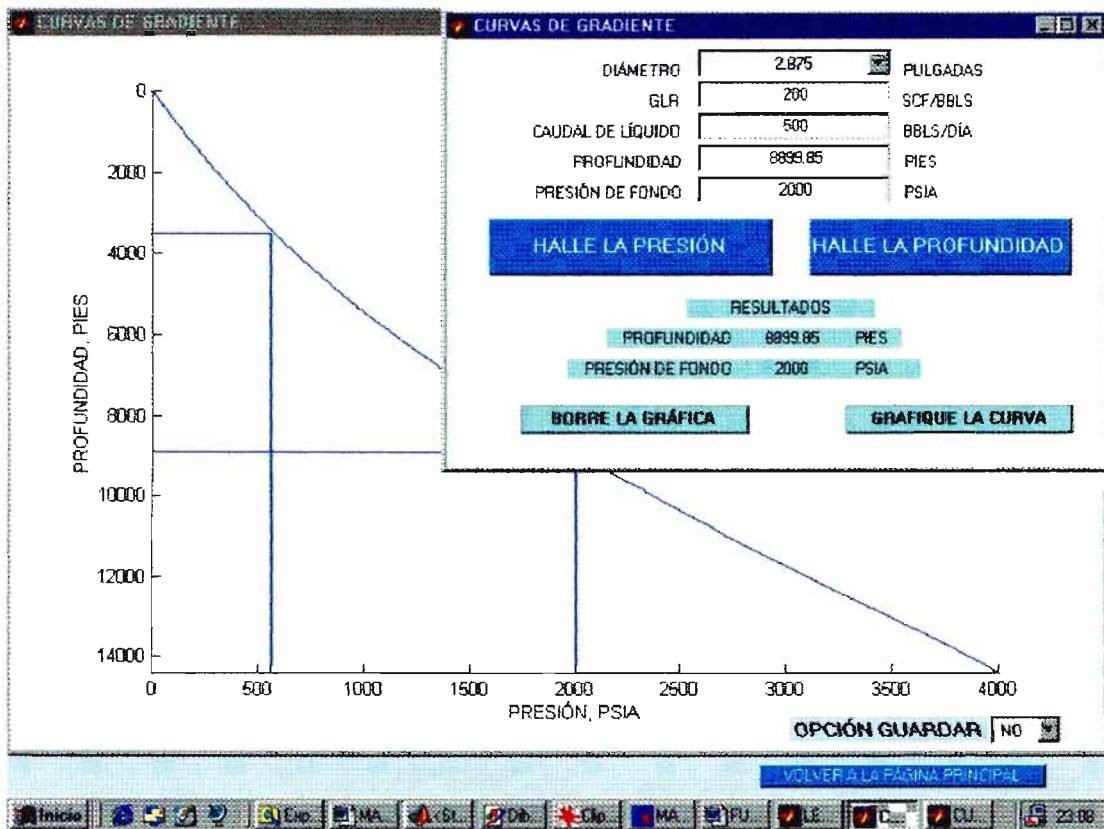


Figura 46. Manipulación de curvas de gradiente.

El botón "volver a la página principal" hace parte de una ventana que funciona a modo de telón y sirve para volver al menú principal. Cuando el programa se está ejecutando aparecerá ésta ventana. Si el usuario desea detener el programa debe pulsar las teclas Ctrl y c.

5.5 GLR VERSUS PROFUNDIDAD.

Partiendo de datos de la tubería de producción, presión necesaria en cabeza, presión de fondo y caudal, el programa traza la gráfica de GLR versus profundidad. Además permite hallar el GLR a partir de una profundidad.

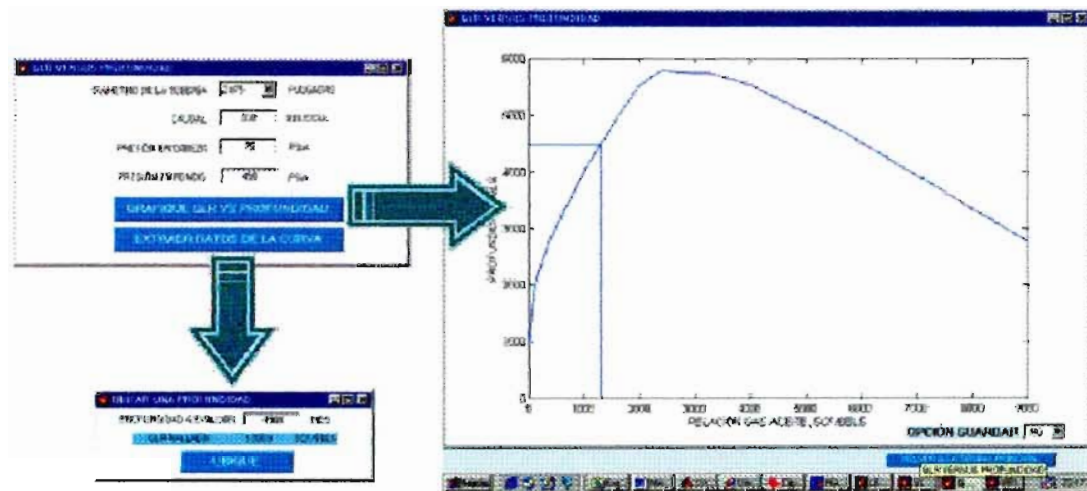


Figura 47. GLR versus profundidad, según el programa.

5.6 GLR SEGÚN NIND.

Como se explicó anteriormente, existe una diferencia en el cálculo del gas de inyección entre el modelo clásico y el propuesto en éste trabajo. Por esto se ubica un botón que permite hallar el GLR que debe existir dentro de la tubería según Nind. Para iniciar se debe seleccionar solamente el diámetro. El programa grafica automáticamente y luego permite hallar el GLR a partir del caudal. Ver figura 48.

5.7 INFORMACIÓN.

Un solo ítem compone la barra de menú de la página principal. De allí se puede obtener información muy general de los botones del menú principal. La información más detallada se encuentra en el archivo TESIS.pdf, que viene incluido en el disco compacto del programa. Para abrir el archivo se necesita instalar Acrobat Reader*. Éste software es de libre distribución y viene incluido en el disco compacto.

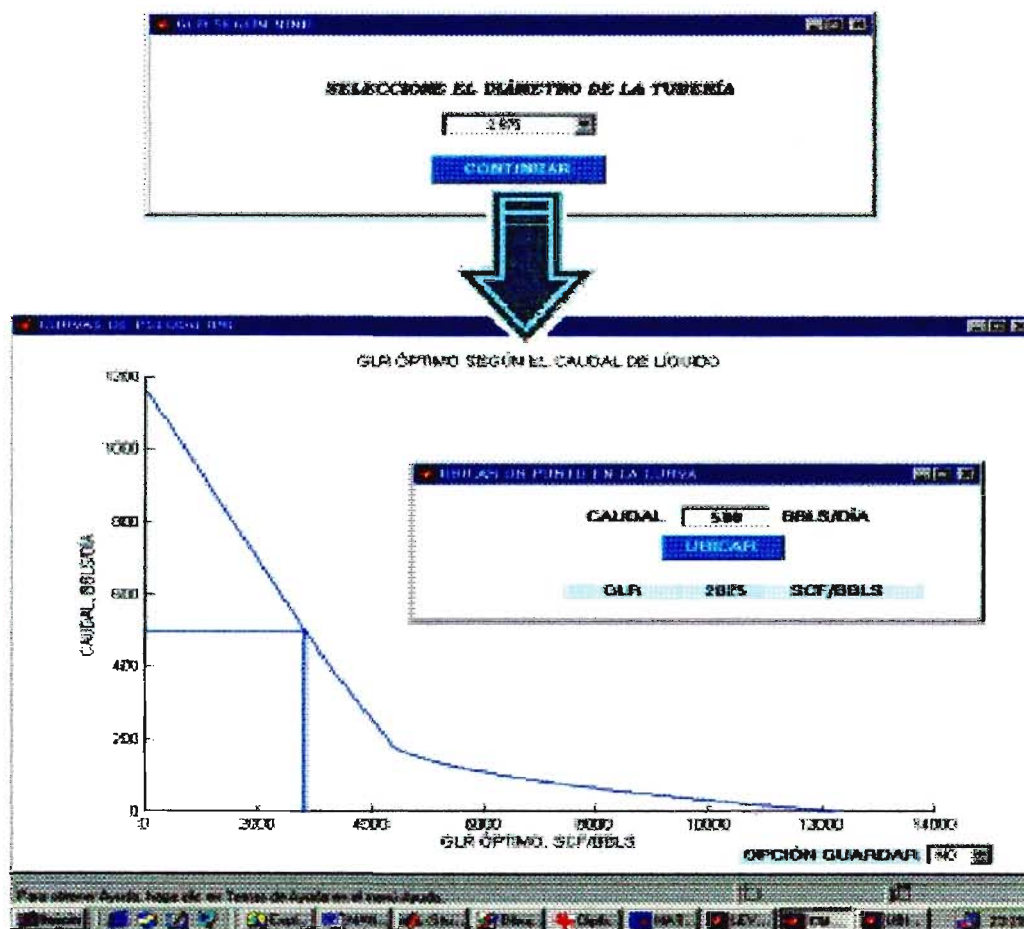


Figura 48. GLR según Nind, manipulado por el programa.

* Adobe Acrobat son marcas patentadas por Adobe Systems Incorporated.

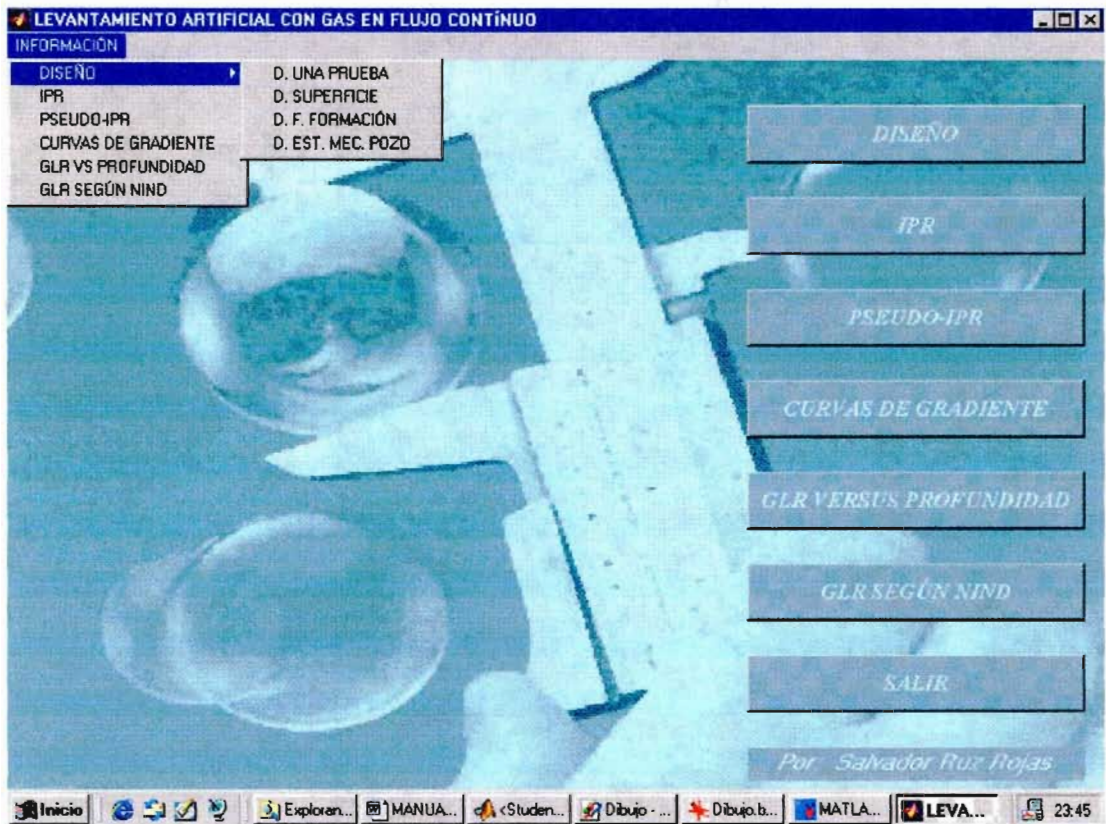


Figura 49. Ilustración del menú de información.

6. CONCLUSIONES

La programación ha sido hecha con el fin de ayudar al ingeniero, y de ninguna manera debe verse como su sustituto. Siempre será necesario que alguien interprete el diseño, ya que las máquinas solo calculan y no piensan, a pesar de la calidad de los programas.

No todo está dicho, hasta éste punto solo se ha abierto el camino. Queda abonado el terreno para trabajar una nueva versión que tenga en cuenta nuevas variables. El código básico del software no está restringido, quien quiera interpretarlo y mejorarlo, puede hacerlo sin restricción alguna.

Los programas no son perfectos. Existen algunas limitaciones que en algún momento alejan a los resultados de la realidad. Por lo general es el programador quien conoce el alcance real del software y no se debe tener confianza ciega.

Este proyecto de grado entrega un software que lee las curvas de gradiente con precisión decimal, evalúa las mejores posibilidades partiendo de las condiciones del pozo, optimiza la producción agregando nuevas válvulas, facilita el diseño paso a paso, trabaja rápidamente y por ende hace más fácil el análisis del diseño con respecto al abatimiento del pozo.

Además, se han propuesto cambios en el esquema de diseño de Nind: se mejoró el cálculo de gas de inyección y se estudió la posibilidad de optimizar al máximo la distribución de las válvulas.

Queda demostrada la ventaja del uso de los sistemas informáticos y la importancia de los fundamentos matemáticos en la solución de los problemas. Ésa es la labor del ingeniero: la utilización de los medios con que se cuenta para la creación; el uso del ingenio.

La intención de los programas no es reemplazar el análisis ingenieril. La digitación de datos en casillas vacías y la ejecución de los programas no necesita de varios semestres de preparación académica. El ingeniero debe superar la dependencia tecnológica, de lo contrario no existiría diferencia alguna entre un transcriptor de textos y un profesional de la industria del petróleo.

Es importante que la universidad brinde las herramientas adecuadas y suficientes para la formación académica y humanística de sus estudiantes, de tal manera que la formación integral constituya la base para el desarrollo de la nación, a partir de verdaderos profesionales. Como decía Ernesto Guevara: “no podrá haber una cultura técnica adecuada, sino está complementada con una cultura ideológica”

7. RECOMENDACIONES

A quien pretenda trabajar en la aproximación de datos a ecuaciones se recomienda hacer una inspección visual del resultado obtenido, además del uso del factor de correlación. Porque muchas veces el solo factor de correlación no muestra la verdadera tendencia de los datos, tal como se mostró en la figura 33.

Sería conveniente en futuros trabajos incluir nuevas correlaciones que tengan en cuenta condiciones particulares del pozo, diferentes a las propuestas por Gilbert. Además, considerar la inclinación del pozo, producción por el anular y la posibilidad de cálculos para pérdidas por fricción desde el cabezal del pozo hasta la batería de producción. Hablamos entonces, de correlaciones para pérdidas por fricción en tuberías horizontales, verticales e inclinadas, tales como las explicadas en el capítulo 2.

Para estudiar flujo multifásico en tuberías es recomendable buscar los artículos más concretos y prácticos. Algunos se enfocan demasiado en la descripción y predicción del patrón de flujo dentro de la tubería (distribuido, segregado, intermitente), complicando el análisis y creando demasiados coeficientes hasta el punto de crear variables que no han sido definidas con exactitud.

En cuanto a programación resulta muy conveniente dividir el programa en subfunciones, que lo hagan flexible a transformaciones y a la vez fácil de revisar en caso de encontrar errores.

Para un nuevo esquema de diseño teniendo en cuenta pozos direccionales, muy comunes en plataformas mar adentro donde el levantamiento artificial con inyección de gas es muy usado, es mejor trazar curvas de gradiente en profundidad teniendo en cuenta todas las particularidades y luego incorporarlas al diseño, en vez de tratar de incorporar directamente las condiciones del pozo dentro del diseño. Es decir, construir curvas de gradiente y luego diseñar como se ha hecho hasta ahora, y no evaluar el diseño por tramos de tubería. Lo mismo se sugiere para pozos profundos donde es necesario variar el diámetro de la tubería de producción.

BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, Production Department. Gas Lift Book & of Vocational Training Series. Jhonston Printing Company. USA 1984. Págs. 3, 7.

* BAXENDELL, P. B. THOMAS, R. Calculations of Pressure Gradients in High-Rate Flowing Wells. Journal of Petroleum Technology. October, 1961. Págs. 1023-1028.

* BEGGS DALE, H. Production Optimization. OGC Publications. Tulsa, USA 1991. Págs. 9-55.

* BEGGS, H. D. BRILL, J. P. Two-Phase Flow in Pipes. Journal of Petroleum Technology. Mayo, 1973. Transaction of AIME. Págs. 607-617.

BROWN, Kermit. BEGGS DALE, H. The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 1. Penn Well Books. USA, 1977. Pág. 136.

BROWN, Kermit. The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 2a. Penn Well Books. USA, 1980. Págs. 103-104, 569-571.

CARNAHAN Brice. LUTHER H. A. Applied Numerical Methods. John Wiley & Sons, INC. USA 1961. Págs. 1-4.

GILBERT, W.E. Flowing and Gas-Lift Performance. Drilling and Production Practice, API. 1954. Págs. 1266-157.

GOLAN, Michael. CURTIS H, Whitson. Well Performance. Second Edition. Prentice-Hall, USA 1991. Págs. 1-107. Apéndice A.

NAKAMURA, Shoichiro. Análisis Numérico y Visualización Gráfica con Matlab. Traducción Roberto Escalona García. Prentice-Hall Hispanoamericana S.A, México 1997. Págs. 254-275, 284-294, 429-469.

NIND, T. E. W. Principles of Oil Well Production. McGraw-Hill Book Company. USA 1964. Págs. 198-213.

POETTMANN, Fred. CARPENTER, Paul. The Multiphase Flow of Gas, Oil and Water through Vertical Flow Strings with Applications to the Design of Gas-Lift Installations. Drilling and Production Practice. 1952. Págs. 257-317.

WINKLER, Herald. CAMCO Gas Lift Manual. CAMCO Incorporated. USA 1962. Págs. 4-001, 4-003, 4-019.