



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

***DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO NEUMÁTICO
CONTINUO USANDO UN SOFTWARE TÉCNICO
ESPECIALIZADO***

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

VÍCTOR HUGO RAMÍREZ OLARTE

DIRECTOR DE TESIS

ING. CARLOS LIRA SIL



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D. F.

2007



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-680

SR. VÍCTOR HUGO RAMÍREZ OLARTE
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Carlos Javier Lira Sil y que aprobó ésta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO USANDO UN SOFTWARE TÉCNICO ESPECIALIZADO

- I PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS**
 - II GENERALIDADES DEL BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO**
 - III MÉTODO GRÁFICO PARA EL DISEÑO DE UN SISTEMA DE BNC.**
 - IV DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO USANDO UN SOFTWARE TÉCNICO ESPECIALIZADO**
 - V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- REFERENCIAS**
NOMENCLATURA
APÉNDICES

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

Cd. Universitaria, D. F., a 15 de junio de 2007

EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

RJPYS*gtg

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

***“DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO
USANDO UN SOFTWARE TÉCNICO ESPECIALIZADO”***

TESIS PRESENTADA POR:

VÍCTOR HUGO RAMÍREZ OLARTE

DIRECTOR DE TESIS:

ING. CARLOS JAVIER LIRA SIL

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE: M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

VOCAL: ING. CARLOS JAVIER LIRA SIL

SECRETARIO: M.I. SAÚL BAUTISTA FRAGOSO

1^{er} SUPLENTE: ING. MARÍA ISABEL VILLEGAS JAVIER

2^{do} SUPLENTE: ING. MARIO BECERRA ZEPEDA

The image shows four handwritten signatures in red ink on a document with horizontal lines. The signatures are written over the lines, with some overlapping. The first signature is the most prominent and appears to be the president of the jury. The second signature is smaller and includes the number '124' written below it. The third and fourth signatures are also present but less distinct.

Dedicatorias:

A Kevin, por sacar lo mejor de mí y hacer de mí el padre más feliz del mundo. A ti no solo te dedico esta tesis, sino mi vida entera. Cuando entiendas el significado de esto, recuerda que la vida es hermosa y que ser un hombre pleno implica vencer más de un reto, más de una lucha, es vencerse a sí mismo y ser el hombre que tú sueñas ser.

A mi madre Margarita, por darme más que solo la vida, por darme la fuerza y la inteligencia para vivirla. Esto es uno más de nuestros logros alcanzados, una más de nuestras alegrías. Gracias por dejarme ser parte de tu amor.

A mi padre Donato quien han dedicado gran parte de su vida para que yo sea útil a la sociedad. Gracias por tus consejos, apoyo y todo lo que me has enseñado.

A mis hermanos: Héctor y Yazmín, les dedico mi trabajo por que se que nadie mejor que ustedes entienden el significado del mismo. Gracias por todos los momentos que hemos compartido y por todo el apoyo que me brindan.

A mi abuelo † Zeferino Olarte. Por ser la persona que creyó en nosotros. Por ser motivo de inspiración y por ese gran ejemplo de vida. "Gracias Don. Chefe".

Agradecimientos:

Esté trabajo es el resultado del esfuerzo de un gran número de personas que me brindaron parte de su valioso tiempo, conocimiento, apoyo y experiencia. A todos ellos les doy las gracias y en particular, a quienes me motivaron a seguir adelante en todo momento:

A Dios, por enseñarme que la vida es más que un despertar cada mañana, por ser el maestro que dirige mi vida. Esta tesis es solo un escalón más en mi camino, gracias.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, en especial a la Facultad de Ingeniería por permitirme formar parte de ella y poder tener el acceso al más grande de los tesoros “el saber”, gracias.

Al Ing. Carlos Javier Lira Sil, por su amistad, su gran apoyo y la dirección de esta tesis, gracias.

Al M.I. Saúl Bautista Fragozo, por su amistad, sus enseñanzas y aportaciones valiosas para el desarrollo de esta tesis, gracias.

A la Ing. Ruth García Zepeda, Por todos los consejos valiosos y esa gran amistad, gracias.

A todos mis compañeros y amigos de la Facultad de Ingeniería, por todos los momentos que compartimos, gracias.

*Tal vez una actitud positiva
no resuelva todos tus problemas
pero el esfuerzo se justifica
tan sólo por observar
la respuesta de la gente.*

Herm Albright.

*Puede ser que
aquellos que sueñan más
sean los que logran más.*

Stephen Butler Leacock.

Índice

	Página
Objetivo.	1
Introducción.	3
Capítulo I. Propiedades de los fluidos.	
1.1. Propiedades de los fluidos.	5
1.2. Clasificación de los yacimientos por el tipo de fluido almacenado.	5
1.2.1. Yacimiento de aceite negro (de bajo encogimiento).	5
1.2.2. Yacimiento de aceite volátil (de alto encogimiento).	7
1.2.3. Yacimiento de gas y condensado.	8
1.2.4. Yacimiento de gas húmedo.	9
1.2.5. Yacimiento de gas seco.	10
1.3. Relación gas aceite.	11
1.4. Relación de solubilidad.	11
1.5. Propiedades del aceite.	11
1.5.1. Factor de volumen.	11
1.5.2. Densidad del aceite.	12
1.5.3. Densidad relativa del aceite.	12
1.5.4. Densidad en grados API del aceite.	12
1.5.5. Viscosidad del aceite.	12
1.6. Propiedades del gas.	13
1.6.1. Factor de compresibilidad del gas.	13
1.6.2. Factor de volumen del gas.	15
1.6.3. Densidad del gas libre.	15
1.6.4. Densidad relativa del gas.	15
1.6.5. Viscosidad del gas.	18
1.7. Propiedades del agua saturada asociada al aceite.	18
1.7.1. Factor de volumen del agua saturada.	18
1.7.2. Densidad del agua saturada.	18
1.7.3. Viscosidad del agua saturada.	19
1.7.4. Relación de solubilidad del gas en el agua.	19

	Página
1.8. Propiedades del agua bajo saturada asociada al aceite.	20
1.8.1. Compresibilidad del agua bajo saturada.	20
1.8.2. Densidad del agua bajo saturada.	21
1.8.3. Factor de volumen del agua bajo saturada.	21
1.9. Determinación de las propiedades PVT mediante correlaciones.	21
1.9.1. Propiedades para el aceite saturado.	22
1.9.2. Propiedades para el aceite bajosaturado.	28
1.9.3. Correlaciones para obtener la presión en el punto de burbujeo.	29
Capítulo II. Generalidades del bombeo neumático continuo.	
2.1. Proceso de producción.	31
2.2. Sistemas artificiales.	31
2.3. Antecedentes históricos del bombeo neumático (BN).	36
2.4. Principios básicos teóricos del funcionamiento del BN.	37
2.4.1. Principio de Pascal.	37
2.4.2. Principio de Arquímedes.	38
2.4.3. Leyes del movimiento de Newton.	38
2.5. Descripción del sistema de bombeo neumático continuo (BNC).	39
2.5.1. Equipo superficial para el sistema de BNC.	45
2.5.2. Equipo subsuperficial para el sistema de BNC.	51
2.6. Principio del funcionamiento del sistema de BNC.	57
Capítulo III. Método gráfico para el diseño de un sistema de BNC.	
3.1. Diseño del aparejo del bombeo neumático.	61
3.2. Procedimiento gráfico para localizar el punto óptimo de inyección.	62
3.3. Procedimiento gráfico para el espaciamiento de válvulas balanceadas en el diseño del sistema de BNC.	66
3.3.1. Procedimiento gráfico para determinar la temperatura a la profundidad de colocación de las válvulas.	69
3.3.2. Procedimiento para determinar el gasto de gas de inyección	71
3.3.3. Procedimiento para obtener el diámetro del orificio de la válvula operante.	71
3.3.4. Cálculos para obtener las presiones referentes a la operación de las válvulas.	72
3.4. Procedimiento gráfico para el espaciamiento de válvulas desbalanceadas en el diseño del sistema de BNC.	73
3.4.1. Cálculo para obtener las presiones referentes a la operación de las válvulas.	78
3.5. Ejemplo de aplicación del método gráfico para el diseño de un sistema de BNC con válvulas balanceadas.	81

	Página
Capítulo IV. Diseño del sistema de Bombeo Neumático Continuo usando un software técnico especializado	
4.1. Importancia de utilizar un software en la industria petrolera.	87
4.2. Análisis del sistema de producción.	88
4.3. Diseño de un equipo de BNC (Datos reales de un pozo ejemplo).	89
4.3.1. Información necesaria para la simulación.	89
4.3.2. Ajuste de las correlaciones PVT.	92
4.3.3. Ajuste de la correlación de flujo multifásico (ajuste del pozo).	94
4.3.4. Diseño del bombeo neumático continuo.	107
Capítulo V. Conclusiones y recomendaciones.	
5.1. Conclusiones.	115
5.2. Recomendaciones.	117
Apéndices.	
I. Apéndice A.	119
II. Apéndice B.	129
III. Apéndice C.	137
Nomenclatura.	151
Referencias.	155

Objetivo:

El objetivo de este trabajo es mostrar la importancia que en la actualidad tiene el manejo de una herramienta para facilitar las actividades que desarrolla un ingeniero petrolero en el área de diseño de sistemas artificiales de producción. “Bombeo neumático continuo” (BNC).

Contar con un trabajo de consulta para las personas interesadas en conocer las principales características, ventajas y desventajas del sistema de bombeo neumático continuo; así mismo, el procedimiento de diseño detallado del método gráfico y de forma general los pasos a seguir para realizar un diseño utilizando un software técnico especializado (STE) comercial.

Introducción.

El bombeo neumático (BN) es uno de los sistemas artificiales de explotación más usados en la industria petrolera nacional. Una de las razones de la difusión de su uso es la facilidad de su operación, ya que una vez que se encuentra instalado, requieren relativamente menor supervisión que otros sistemas artificiales. Actualmente el gas se ha convertido en un recurso estratégico que se debe de utilizar de una manera racional, pero queda claro que se tiene que continuar con la operación de pozos con BN para cumplir con los programas de producción establecidos; para esto necesitamos optimizar la operación y las instalaciones de estos pozos, es decir, obtener la máxima producción de aceite con una inyección óptima del volumen de gas.

Al 31 de diciembre de 2005, según el anuario estadístico de PEP, se tienen 1,983 pozos de aceite produciendo con sistema artificial; 1,145 pozos de aceite fluyentes y 2,231 pozos productores de gas fluyentes. Debido a la cantidad de pozos que se tienen con sistema artificial es necesario contar con las herramientas y conocimientos necesarios para un buen diseño de los sistemas artificiales de producción. Del total de pozos con sistema artificial, se tiene que el 66.80 % trabajan con bombeo neumático, el 32.87 % funcionan con el bombeo mecánico y el 0.33 % funcionan con el bombeo electrocentrífugo.

En la actualidad los procesos en la actualización del conocimiento están transformando profundamente nuestro trabajo diario y cambiando el mundo en el que vivimos. Dichas transformaciones generan avances tecnológicos impresionantes. La tecnología de hoy rápidamente se convierte en la tecnología de ayer.

Día con día se tienen nuevos lanzamientos y avances tanto de equipos de cómputo como de software, los cuales facilitan el desempeño de las actividades en la ingeniería. El impacto de esta tecnología en la industria petrolera es de tal magnitud que las compañías cada vez requieren de un mayor suministro de herramientas que permitan a los ingenieros un alto desempeño en sus actividades.

El hecho de que exista cierta variedad de software en el mercado para el diseño del sistema de bombeo neumático continuo (BNC) representa una problemática ya que se dificulta la selección de la herramienta de cómputo adecuada, para fines de este trabajo se eligió utilizar el software técnico especializado PROSPER[®] desarrollado por la compañía Petroleum Experts.

El presente trabajo nos muestra la comparación de realizar un diseño del sistema de BNC utilizando el método gráfico y el diseño realizado utilizando la herramienta de cómputo, y como dependiendo de cada uno de los procedimientos se facilitan las actividades o se complican, es importante recalcar que los resultados obtenidos de una simulación con un software especializado dependen de la calidad de la información de entrada y en gran medida de las habilidades del usuario (ingeniero petrolero). Del uso del simulador especializado para el diseño del sistema de BNC y de la calidad de sus resultados dependerá la facilidad para tomar decisiones con respecto a la operación e instalación del sistema en un pozo.

El capítulo I, trata de las propiedades de los fluidos, debido a que de ellos depende, un buen análisis para la operación durante la producción de un pozo, desde que se considera fluyente hasta una etapa de recuperación mejorada, pasando por el diseño e instalación de un sistema artificial de producción.

En el capítulo II, se ven las generalidades del sistema de BNC, desde sus antecedentes históricos, sus principios de operación, las características de cada uno de sus componentes tanto subsuperficiales y superficiales, las ventajas y desventajas del sistema y el principio de operación del BNC.

En el capítulo III, se explica a detalle el procedimiento de diseño gráfico para un sistema de BNC, cuando se utilizan válvulas balanceadas o desbalanceadas, así mismo se muestran a detalle los cálculos necesarios para determinar las condiciones de operación de las válvulas y también se muestra un ejemplo representativo del diseño del BNC utilizando el método gráfico.

El capítulo IV, muestra las principales características del software y el procedimiento en forma general de los pasos a seguir para realizar un diseño del sistema de BNC, con el simulador.

En el capítulo V y último de este trabajo, se dan las conclusiones y recomendaciones con respecto a las ventajas de utilizar el software, en comparación con el uso del método gráfico.

Capítulo I.

Propiedades de los fluidos.

1.1. Propiedades de los fluidos.

En la industria petrolera, uno de los principales objetivos es la producción de hidrocarburos, esto conlleva el tener que transportarlos desde los yacimientos ubicados en el subsuelo, hasta los tanques de almacenamiento o sus puntos de venta. Para lograr en mejor control sobre los fluidos producidos es de gran importancia entender y conocer los tipos de yacimientos dependiendo de sus fluidos contenidos y todas las propiedades de los fluidos involucrados en el proceso de producción.

1.2. Clasificación de los yacimientos por el tipo de fluido almacenado.

Los yacimientos petroleros se pueden clasificar en cinco tipos dependiendo de sus fluidos contenidos, a continuación se realiza una breve descripción de los diferentes yacimientos y se muestra el diagrama de fases típico para cada uno así como sus características de presión, temperatura, densidad del líquido y color.

1.2.1 Yacimiento de aceite negro (de bajo encogimiento)

Yacimientos de aceite y gas disuelto. Todos los yacimientos de aceite contienen gas disuelto cuando la presión inicial (p_i) es mayor que la presión de saturación (p_b). El gas original se encuentra disuelto en el aceite.

$p_y > p_b @ T_y$ (1 fase)
 Si: $p_y \leq p_b @ T_y$ (2 fases)
 Producción en superficie dentro de la región de 2 fases.
 Gran cantidad de componentes pesados en la mezcla original.
 $RGA (m^3/m^3) < 200$
 Densidad del líquido (gr/cm^3) > 0.85
 Color de líquido: oscuro.

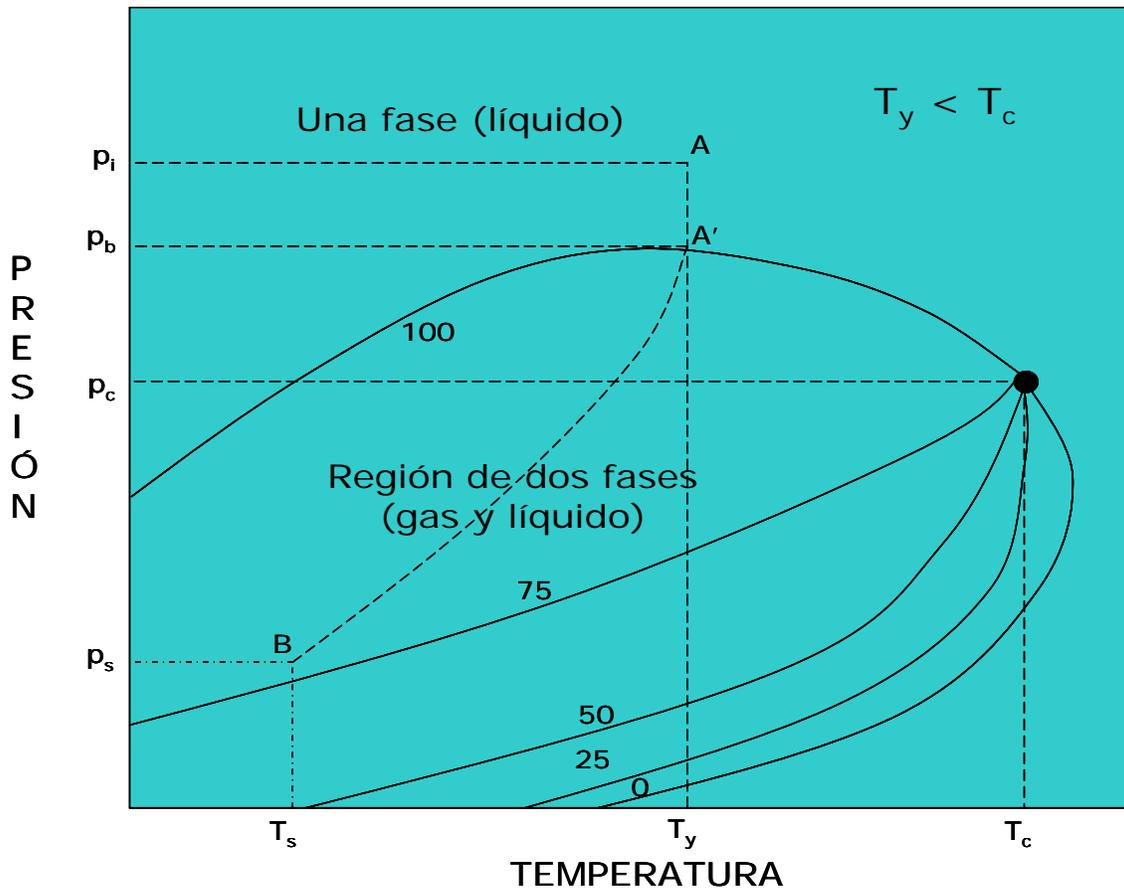


Figura 1.1. Diagrama de fases para un yacimiento de aceite negro de bajo encogimiento.

1.2.2. Yacimiento de aceite volátil (de alto encogimiento).

Yacimientos de aceite, gas disuelto y gas libre. Algunos yacimientos tienen gas libre desde el principio de su explotación, en éstos la presión inicial es menor que la presión de saturación.

- $p_y > p_b @ T_y$ (1 fase)
- Si: $p_y \leq p_b @ T_y$ (2 fases)
- Producción en superficie dentro de la región de 2 fases.
- Gran cantidad de componentes intermedios en la mezcla original.
- RGA (m^3/m^3) entre 200 – 1,000
- Densidad del líquido (gr/cm^3) entre 0.85 – 0.78
- Color de líquido: ligeramente oscuro.

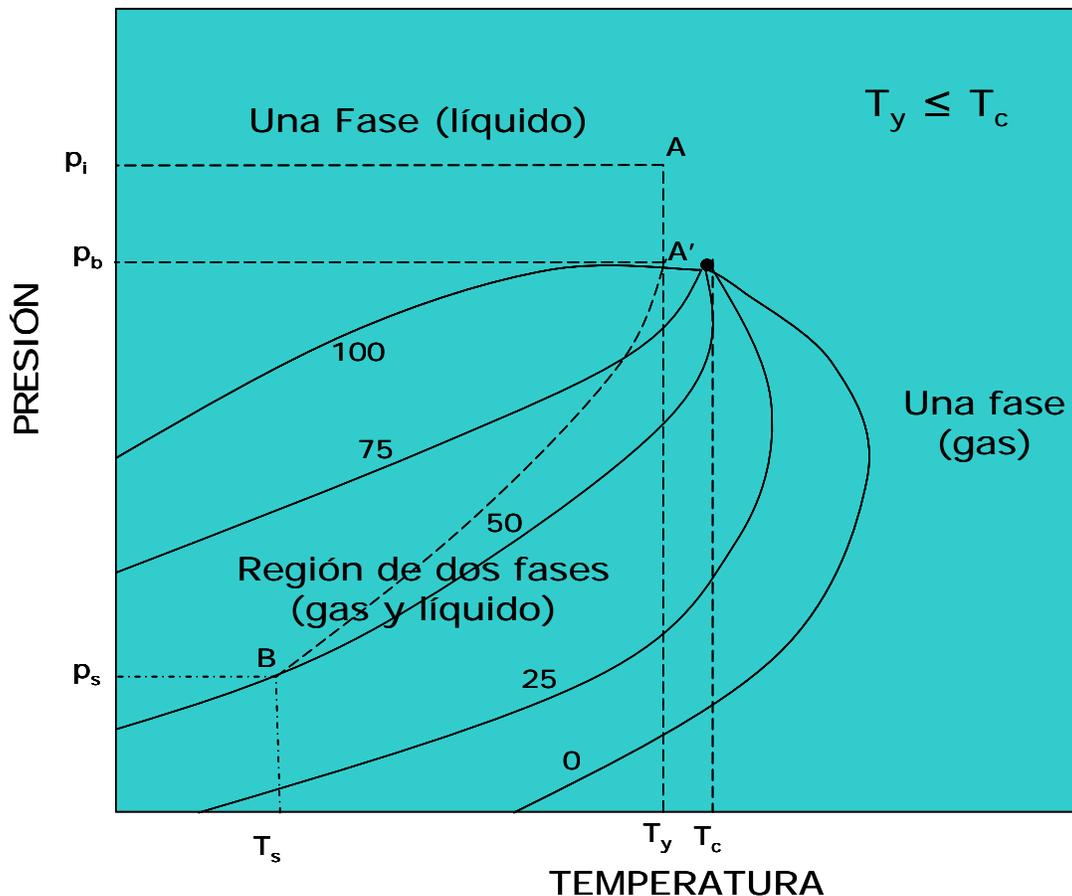


Figura 1.2. Diagrama de fases para un yacimiento de aceite de alto encogimiento

1.2.3. Yacimiento de gas y condensado.

Por sus condiciones originales de presión, temperatura y composición en cierta etapa de su explotación se presenta el fenómeno de condensación retrógrada (condensación de líquido durante la expansión a temperatura constante de un gas) y la producción en la superficie es en dos fases.

$p_y > p_r @ T_y$ (1 fase)

Si: $p_y \leq p_r @ T_y$ (2 fases)

Producción en superficie dentro de la región de 2 fases.

Regulares cantidades de componentes intermedios en la mezcla original.

RGA (m^3/m^3) entre 500 – 15,000

Densidad del líquido (gr/cm^3) entre 0.82 – 0.75

Color de líquido: ligeramente coloreado.

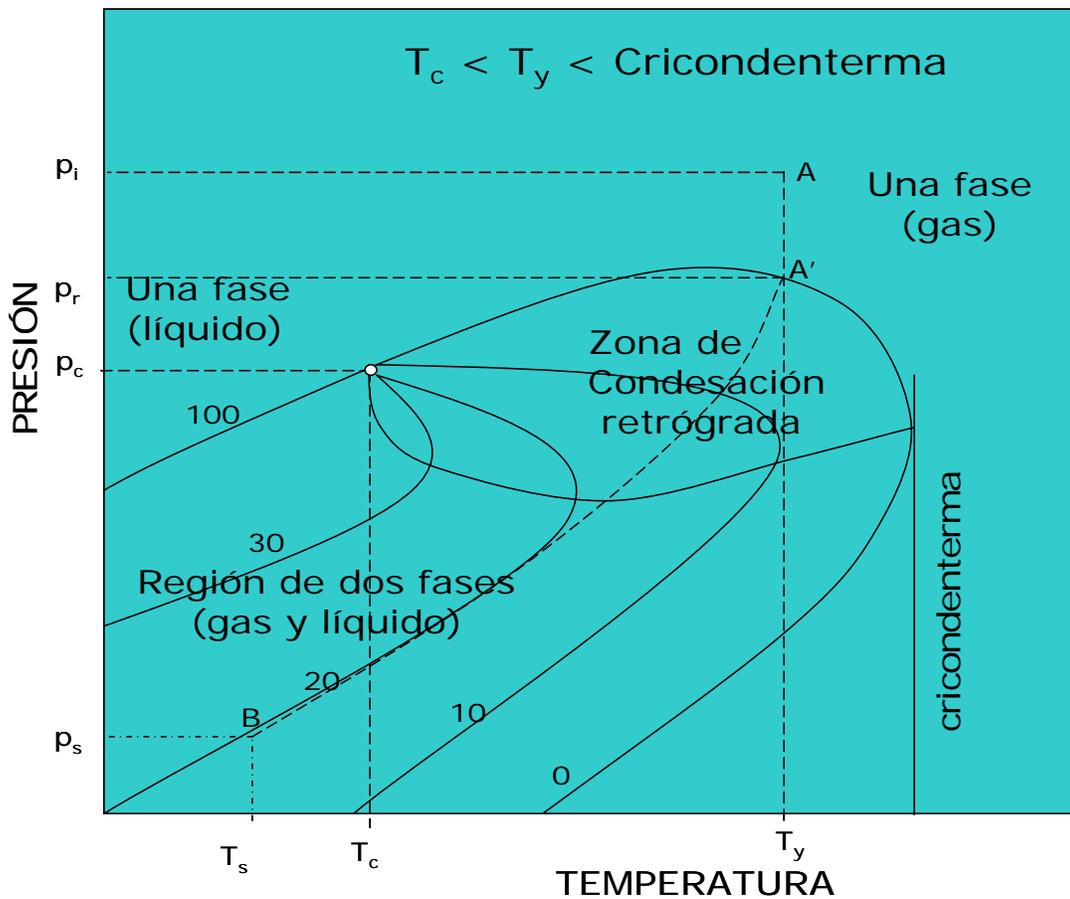


Figura 1.3. Diagrama de fases para un yacimiento de gas y condensado.

1.2.4. Yacimiento de gas húmedo

Sucede cuando las condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que durante su vida productiva, el gas dentro del yacimiento está en una sola fase, pero en la superficie se recupera en dos fases.

p_y , nunca entra a la región de 2 fases en el yacimiento siempre se está en estado gaseoso

Producción en superficie dentro de la región de 2 fases.

Pequeñas cantidades de componentes intermedios en la mezcla original.

RGA (m^3/m^3) entre 10,000 – 20,000

Densidad del líquido (gr/cm^3) entre 0.80 – 0.75

Color de líquido: Casi Transparente.

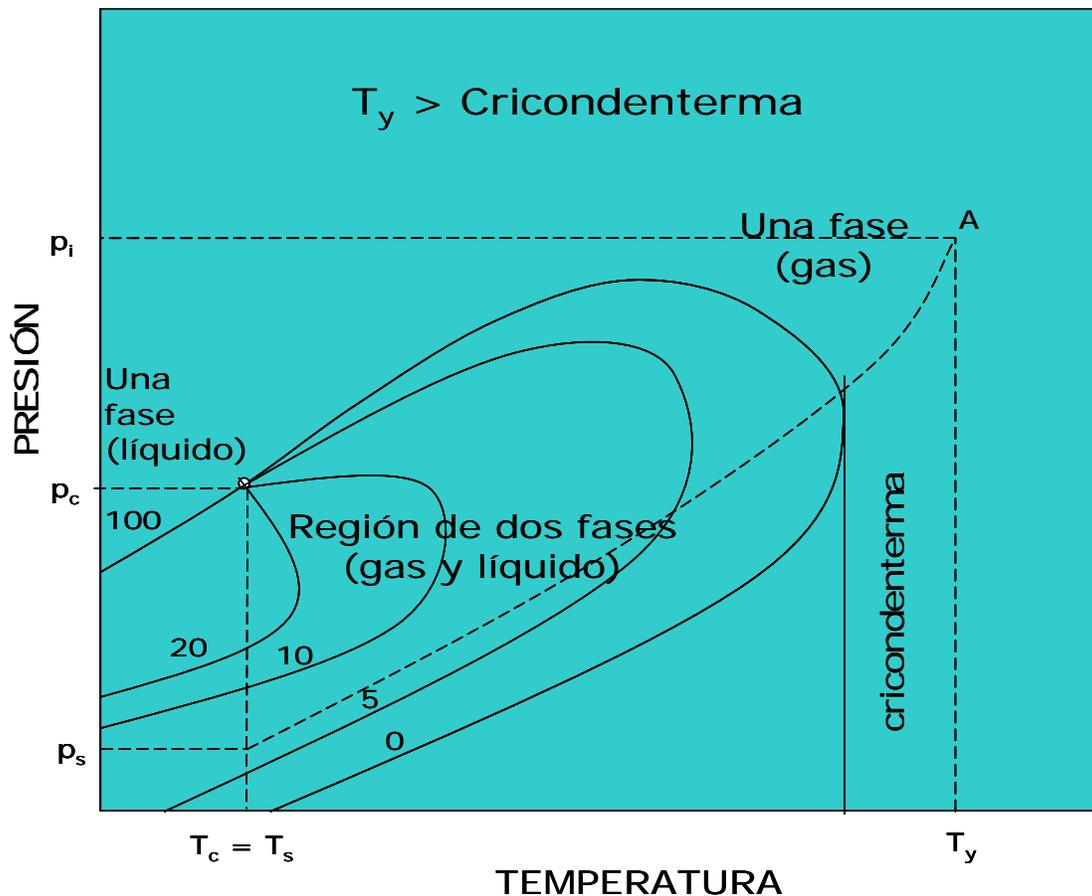


Figura 1.4. Diagrama de fases para un yacimiento de gas húmedo.

1.2.5. Yacimiento de gas seco

Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que durante su vida productiva el gas está en una sola fase tanto en el yacimiento como en la superficie.

p_y , nunca entra a la región de 2 fases en el yacimiento siempre se está en estado gaseoso

Producción en superficie fuera de la región de 2 fases.

Casi puros compuestos ligeros en la mezcla original.

$RGA (m^3/m^3) > 20,000$

Densidad del líquido (gr/cm^3) < 0.75

Color de líquido: Transparente.

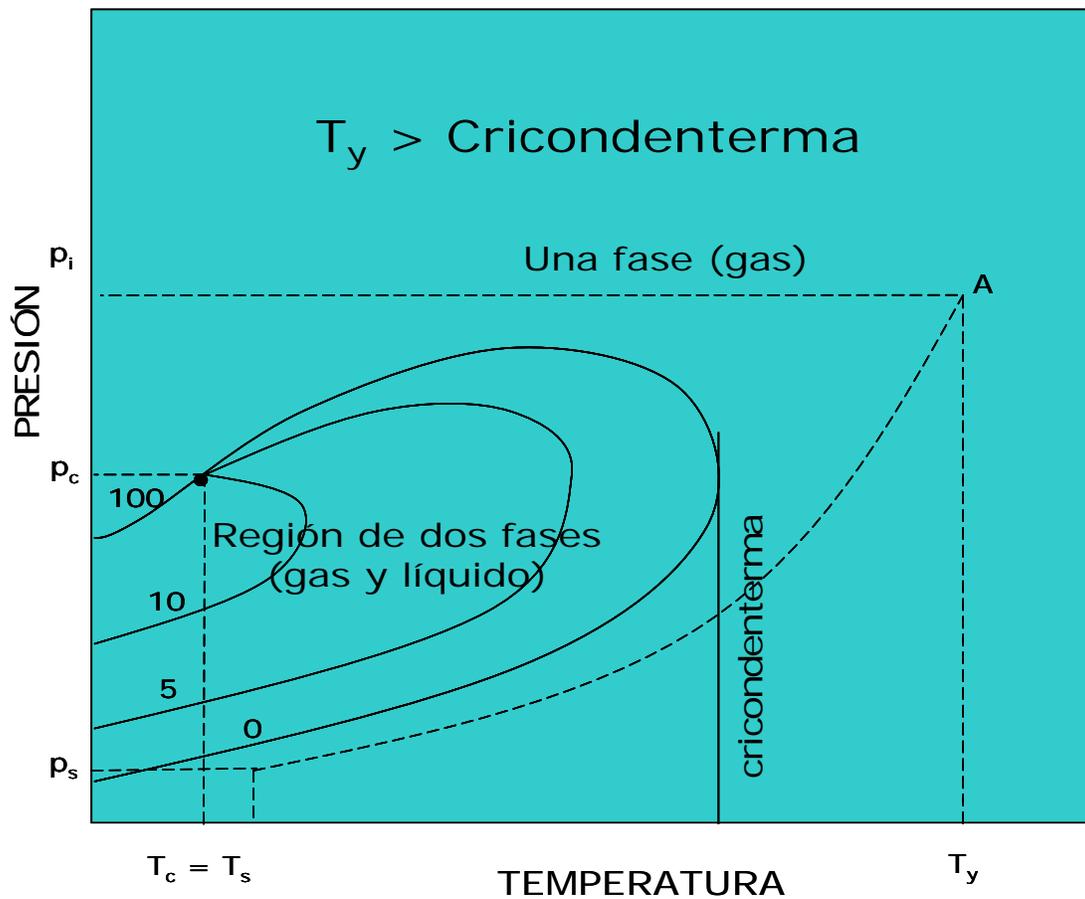


Figura 1.5. Diagrama de fases para un yacimiento de gas seco.

1.3. Relación gas-aceite (RGA).

Son los pies cúbicos de gas producido por cada barril de aceite producido, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar o de superficie. Las condiciones de separación como presión, temperatura y etapas de separación, afectan el valor de dicha relación.

$$RGA = \frac{V_g (\text{pies}^3) @ c.s}{V_o (\text{bbl}) @ c.s} \dots\dots (1.1)$$

1.4. Relación de solubilidad (R_s).

Son los pies cúbicos de gas disueltos en el aceite a ciertas condiciones de presión y temperatura, por cada barril de aceite en el tanque, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar.

$$R_s = \frac{V_g \text{ pies}^3 \text{ disuelto en el aceite @ c.s}}{1 \text{ barril de aceite @ c.s}} \dots\dots (1.2)$$

La relación de solubilidad se puede obtener a partir de correlaciones entre las cuales se tienen las siguientes:

- Correlación de M. B. Standing.
- Correlación de Vázquez.
- Correlación de Oistein.
- Correlación de J. A. Lasater.

1.5. Propiedades del aceite

1.5.1 Factor de volumen (B_o).

Es la relación de aceite, medido a condiciones de yacimiento o de escurrimiento, con el volumen del mismo aceite medido en el tanque de almacenamiento en condiciones estándar, después de pasar por el proceso de separación.

$$B_o = \frac{V_o \text{ con su gas disuelto @ c.y}}{V_o @ c.s} \dots\dots (1.3)$$

El factor de volumen del aceite se puede obtener a partir de correlaciones entre las cuales se tienen las siguientes:

- Correlación de M. B. Standing.
- Correlación de Vázquez.
- Correlación de Oistein.

1.5.2. Densidad del aceite (ρ_o).

La densidad se define como la relación de la masa por unidad de volumen. Se puede obtener por medio de experimentos realizados en el laboratorio, generalmente se utilizan las unidades de gr/cm^3 .

$$\rho = m/V \quad \dots\dots (1.4)$$

1.5.3. Densidad relativa del aceite (γ_o).

Se define como la relación que existe entre la densidad del aceite y la densidad del agua ($\rho_w = 1$). Generalmente se mide a condiciones estándar, o sea a una temperatura de 15.5°C y una presión de $14.7 \text{ (lb/pg}^2\text{)}$.

Para obtener la densidad relativa del aceite en el laboratorio se utiliza un densímetro o hidrómetro, este aparato puede tener la escala en grados API o en gravedad específica.

1.5.4. Densidad en grados API del aceite.

Una manera de manejar la densidad relativa del aceite es con la escala de grados API, que se obtienen con la siguiente fórmula:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad \dots\dots (1.5)$$

1.5.5. Viscosidad del aceite (μ_o)

La viscosidad es una propiedad que depende de la presión y temperatura. Es la principal característica de la mayoría de los aceites. Es una medición de la fluidez a determinadas

temperaturas. Existen algunas correlaciones que nos ayudan a obtener este valor, dentro de las correlaciones existentes están la de; Beggs & Robinson, Glaso, Vazquez & Beggs, Kartatmodjo, entre otras.

1.6. Propiedades del gas.

1.6.1. Factor de compresibilidad del gas (Z).

También se denomina factor de desviación. Este factor se introduce a la ley de los gases ideales para tomar en cuenta la desviación que experimenta un gas real con respecto a un gas ideal, es decir con la ecuación de los gases reales:

$$pV = ZnR(T + 460) \dots\dots (1.6)$$

Donde Z es el factor de compresibilidad.

Existen diferentes correlaciones para calcular el factor de desviación del gas. Uno de los métodos es obteniendo las propiedades pseudo reducidas del gas y comenzar con un procedimiento iterativo, pero también se puede utilizar la gráfica del factor de compresibilidad para los gases naturales (figura 1.6). Cuando un gas contiene impurezas como H₂S y CO₂, es necesario corregir el valor de Z debido a esas impurezas, en estos casos se utiliza el método de Wichert y Aziz.

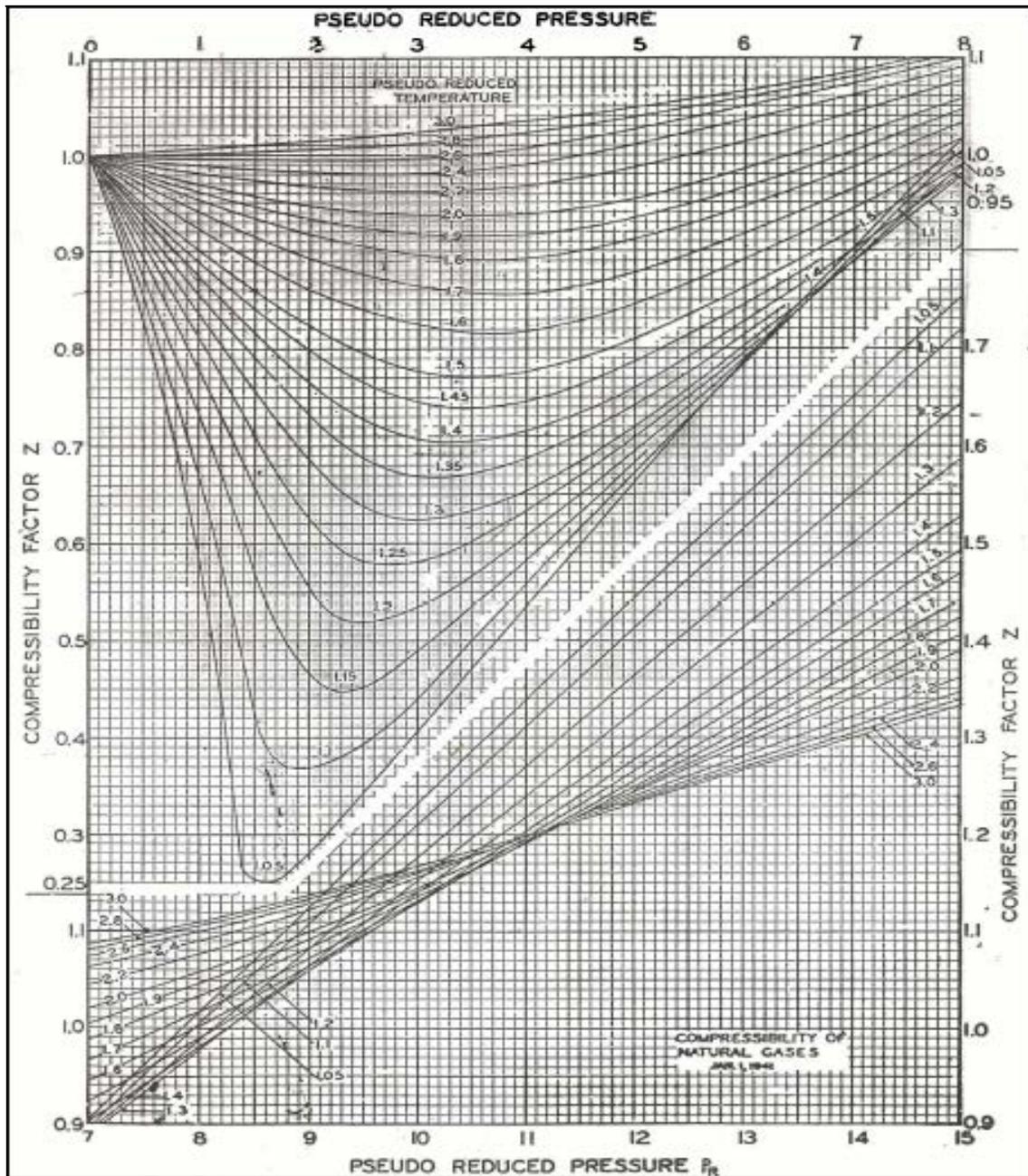


Figura 1.6. Factor de compresibilidad para gases naturales.

1.6.2. Factor de volumen del gas (B_g).

Se define como el volumen de una masa de gas medido a condiciones de presión y temperatura del yacimiento o de escurrimiento, dividido por el volumen de la misma masa de gas medido a condiciones de presión y temperatura estándar.

$$B_g = \frac{V_g @ c.y (pie^3)}{V_g @ c.s (pie^3)} \dots\dots (1.7)$$

Se puede obtener de la ecuación de los gases reales:

$$B_g = \frac{0.02825 \times Z \times (T + 460)}{p} \dots\dots (1.8)$$

1.6.3. Densidad del gas libre (ρ_g).

La densidad del gas libre está dada por la siguiente expresión.

$$\rho_g = \frac{2.7044 p \gamma_{gL}}{B_g} \dots\dots (1.9)$$

Sustituyendo con la ecuación del factor de volumen de gas, se tiene que:

$$\rho_g = \frac{2.7044 p \gamma_{gL}}{Z(T + 460)} \dots\dots (1.10)$$

1.6.4. Densidad relativa del gas (γ_g).

La densidad relativa del gas es el peso molecular de dicho gas entre el peso molecular del aire. (Peso molecular del aire = 28.97 lb)

Ejemplo: el metano tiene un peso molecular de 16.04 lb., su densidad relativa es de:

$$\gamma_{g \text{ metano}} = \left[\frac{16.04 \text{ lb}}{28.97 \text{ lb}} \right] = 0.55 \dots\dots (1.11).$$

Cuando se calculan las propiedades de los fluidos se tiene tres tipos de densidades relativas del gas.

- **La densidad relativa del gas producido (γ_g)**

El gas producido es el conjunto de hidrocarburos que se tienen en superficie a condiciones atmosféricas. Su densidad en superficie puede ser medida, pero también puede ser calculada.

Se puede calcular de mediciones directas en la batería de separación y del número de etapas de separación.

$$\gamma_g = \frac{\sum_{i=1}^n \gamma_{gi} q_{gi}}{q_g} \dots\dots (1.12)$$

Donde:

n = número de etapas de separación.

γ_{gi} = densidad relativa del gas medida en la salida del separador i.

q_{gi} = gasto de gas medido a la salida del separador i (pies³_g @ c.s / día)

- **La densidad relativa del gas disuelto (γ_{gd})**

El gas disuelto es el conjunto de hidrocarburos que a condiciones atmosféricas constituye un gas pero que forma parte de la fase líquida a condiciones de yacimiento o de flujo.

Se puede obtener con la correlación de Katz:

$$\gamma_{gd} = 0.25 + 0.02^\circ API + R_s \times 10^{-6} (0.6874 - 3.5864^\circ API) \dots\dots (1.13)$$

Al liberarse primeramente los componentes ligeros conforme se declina la presión y se aumentan las densidades del gas libre y gas disuelto, por lo tanto $\gamma_{gd} \geq \gamma_{gL} \geq 0.55$, donde

$$\gamma_{g \text{ me tan } o} = 0.55$$

▪ **La densidad relativa del gas libre (γ_{gL})**

El gas libre es el conjunto de hidrocarburos que a condiciones atmosféricas constituyen un gas y que se encuentra separada de la fase líquida a condiciones de yacimiento o de flujo.

La densidad relativa del gas libre se puede obtener de un balance de gasto másico:

$$W_g = W_{gd} + W_{gL} \quad \dots\dots (1.14)$$

Donde:

W_g = es el gasto másico total de gas producido en (lb_m/día).

W_{gd} = es el gasto másico total del gas disuelto en (lb_m/día).

W_{gL} = es el gasto másico del gas libre en (lb_m/día).

Determinando cada uno de los gastos másicos de gas en términos de la relación gas-aceite, gasto de aceite y su correspondiente densidad relativa:

$$W_g = RGA \left(\frac{pie_g^3 @ c.s}{bl_o @ c.s} \right) \times q_o \left(\frac{bl_o @ c.s}{día} \right) \times 0.0764 \left(\frac{lb_{aire}}{pie_{aire}^3 @ c.s} \right) \times \gamma_g \left(\frac{lb_g / pie_g^3 @ c.s}{lb_{air} / pie_{aire}^3 @ c.s} \right) \quad \dots\dots(1.15)$$

$$W_g = 0.0764 \times RGA \times q_o \times \gamma_g \quad \dots\dots (1.16)$$

$$W_{gd} = 0.0764 \times R_s \times q_o \times \gamma_{gd} \quad \dots\dots (1.17)$$

$$W_{gL} = 0.0764 \times (RGA - R_s) \times q_o \times \gamma_{gL} \quad \dots\dots (1.18)$$

Sustituyendo:

$$0.0764 \cdot RGA \cdot q_o \cdot \gamma_g = 0.0764 \cdot R_s \cdot q_o \cdot \gamma_{gd} + 0.0764 \cdot (RGA - R_s) \cdot q_o \cdot \gamma_{gL} \quad \dots\dots (1.19)$$

Resolviendo para γ_{gL} :

$$\gamma_{gL} = \frac{RGA \cdot \gamma_g - R_s \cdot \gamma_{gd}}{RGA - R_s} \quad \dots\dots (1.20)$$

1.6.5. Viscosidad del gas (μ_g).

La viscosidad del gas se obtienen con la correlación de Lee.

$$\mu_g = K \times 10^{-4} \exp \left[X \left(\frac{\rho_g}{62.428} \right)^Y \right] \dots\dots (1.21)$$

$$K = \frac{(9.4 + 0.5794\gamma_{gL})(T + 460)^{1.5}}{209 + 550.4\gamma_{gL} + (T + 460)} \dots\dots (1.22)$$

$$Y = 2.4 - 0.2X \dots\dots (1.23)$$

$$X = 3.55 + \frac{986}{(T + 460)} + 0.2897\gamma_{gL} \dots\dots (1.24)$$

Es necesario corregir la viscosidad del gas por la presencia de contaminantes, como pueden ser el N₂, CO₂ y H₂S.

1.7. Propiedades del agua saturada asociada al aceite.

1.7.1. Factor de volumen del agua saturada (B_w).

El factor de volumen del agua saturada se puede calcular con la siguiente expresión:

$$B_w = 1.0 + 1.2 \times 10^{-4}(T + 60) + 1.0 \times 10^{-6}(T - 60) - 3.33 \times 10^{-6} p \dots\dots (1.25)$$

1.7.2. Densidad del agua saturada (ρ_w).

La densidad del agua saturada se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$\rho_w = \frac{62.43}{B_w} \dots\dots (1.26)$$

1.7.3. Viscosidad del agua saturada (μ_w).

La viscosidad del agua saturada está en función del porcentaje de NaCl que contenga, y está dada por:

$$\mu_w = A + \frac{B}{T} \quad \dots\dots (1.27)$$

Donde:

$$A = -0.04518 + 0.009313 (\% NaCl) - 0.000393 (\% NaCl)^2$$

$$B = 70.634 + 0.09576 (\% NaCl)^2$$

Si las presiones son elevadas es necesario corregir el valor de la viscosidad, por efecto de la presión. Este factor se obtiene con la expresión:

$$C(p, T) = 1 + 3.5 \times 10^{-12} p^2 (T - 40) \quad \dots\dots (1.28)$$

Esta correlación puede aplicarse el siguiente rango de valores:

$$60 \text{ } ^\circ F < T < 400 \text{ } ^\circ F$$

$$p < 10,000 \frac{lb}{pg^2}$$

$$\text{Salinidad } \% NaCl < 26 \%$$

1.7.4. Relación de solubilidad del gas en el agua (R_{sw})

La R_{sw} se calcula de la siguiente manera:

$$P' = 1 - \exp\left(-\frac{p}{2276}\right) \quad \dots\dots (1.29)$$

$$T^* = \frac{5}{9}(T - 32) \quad \dots\dots (1.30)$$

$$T' = \frac{T^* - 32}{10} \quad \dots\dots (1.31)$$

$$S = P(A + BT' + CT'^2 + DT'^3) \quad \dots\dots (1.32)$$

donde :

$$A = 03.69051 \rightarrow B = 0.08746$$

$$C = 0.01129 \rightarrow D = -0.00647$$

$$R_{sW} = 5.6146 \times S \quad \dots\dots (1.33)$$

El valor de R_{sW} deberá corregirse para considerar la salinidad del agua. El factor de corrección es:

$$C_{CS} = 1 + (0.0001736T - 0.07703) \% NaCl \quad \dots\dots (1.34)$$

1.8. Propiedades del agua bajosaturada asociada al aceite.

1.8.1. Compresibilidad del agua bajosaturada (C_w).

La compresibilidad del agua bajosaturada se puede determinar de la siguiente forma:

$$C_w = (A + BT + CT^2) 10^{-6} f^* \quad \dots\dots (1.35)$$

Donde :

$$A = 3.8546 - 0.000134 p$$

$$B = -0.01052 + 4.77 \times 10^{-7} p$$

$$C = 3.9267 \times 10^{-5} - 8.8 \times 10^{-10} p$$

$$f^* = 1 + 8.9 \times 10^{-3} R_{sw} \dots\dots (1.36)$$

f^* es el factor de corrección por presencia de gas en solución. El rango de aplicación es:

$$\left(1000 \frac{lb}{pg^2 abs} \right) < p < \left(6000 \frac{lb}{pg^2 abs} \right)$$

$$(80 \text{ } ^\circ F) < T < (250 \text{ } ^\circ F)$$

$$\left(0 \frac{ft^3}{bbl} \right) < R_{sw} < \left(25 \frac{ft^3}{bbl} \right)$$

1.8.2. Densidad del agua bajosaturada (ρ_w).

La densidad del agua bajosaturada se determina con la ecuación:

$$\rho_w = \rho_{wb} \exp(C_w (p - p_b)) \dots\dots (1.37)$$

1.8.3. Factor de volumen del agua bajosaturada (B_w).

El factor de volumen del agua bajosaturada está dado por la siguiente expresión:

$$B_w = B_{wb} \exp[-C_w (p - p_b)] \dots\dots (1.38)$$

1.9. Determinación de las propiedades PVT mediante correlaciones.

Las propiedades de los fluidos contenidos en el yacimiento afectan considerablemente la optimización del sistema de producción. Idealmente, dichas propiedades se obtienen a través de un estudio de laboratorio de muestras tomadas en el fondo del pozo tratando de reproducir las condiciones existentes en el yacimiento, dicho estudio es conocido como una prueba PVT. Sin embargo, muchas veces los datos experimentales no se pueden emplear debido al elevado costo asociado a la toma de una muestra en cada uno de los pozos, por lo que sólo se realizan algunos análisis PVT por yacimiento y estos se toman como representativos.

Para determinar las propiedades de los fluidos a diferentes condiciones de presión y temperatura (como podrían ser las condiciones de escurrimiento) en cada uno de los pozos del mismo yacimiento se utilizan correlaciones empíricas.

1.9.1. Propiedades para el aceite saturado.

Correlación de M. B. Standing.

Establece las condiciones empíricas observadas entre la presión de saturación y el factor de volumen del aceite en función de la relación gas-aceite, las densidades relativas del gas, del aceite, la presión y la temperatura.

- La presión de saturación se correlacionó, para obtener la R_s :

$$p = 18 \left[\left(\frac{R_s}{\gamma_{gd}} \right)^{0.83} 10^{\left(0.00091T - 0.0125 \text{ } ^0API \right)} \right] \dots\dots (1.39)$$

Por lo que, despejando R_s :

$$R_s = \gamma_{gd} \left[\left(\frac{p}{18} \right) 10^{\left(0.0125 \text{ } ^0API - 0.00091T \right)} \right] \frac{1}{0.83} \dots\dots (1.40)$$

- El B_o se obtiene de la siguiente expresión.

$$B_o = 0.972 + 0.000147 (F^{1.175}) \dots\dots (1.41)$$

donde :

$$F = R_s \left(\frac{\gamma_{gd}}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25T \dots\dots (1.42)$$

Correlación de Vázquez.

El primer parámetro para utilizar esta correlación consiste en obtener la densidad relativa del gas normalizada para una presión de 100 (lb/pg²), manométricas; que sea función de las condiciones de separación.

$$\gamma_{gs} = \gamma_{gp} \left(1 + 5.912 \times 10^{-5} API(T_s) \log \left(\frac{P_s}{114.7} \right) \right) \dots\dots (1.43)$$

Después de haber obtenido la densidad relativa estandarizada de prosigue con el calculo de las siguientes propiedades:

$$R_s = C_1 \gamma_{gs} P^{C_2} \exp \left(\frac{C_3 ({}^0 API)}{T + 460} \right) \dots\dots (1.44)$$

$$B_o = 1 + C_4 R_s + (T - 60) \left(\frac{{}^0 API}{\gamma_{gs}} \right) (C_5 + C_6 R_s) \dots\dots (1.45)$$

	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₆
°API ≤ 30°	0.0362	1.0937	25.724	4.677x10-4	1.751x10-5	-1.811x10-8
°API > 30°	0.0178	1.1870	23.931	4.67x10-4	1.1x10-5	1.337x10-9

Correlación de Oistein.

Fue establecida utilizando aceite de tipo volátil.

- calcular p*

$$\log p^* = -2.57364 + 2.35772 \log p - 0.703988 \log^2 p + 0.098479 \log^3 p \dots\dots (1.46)$$

- Calcular R_s

$$R_s = \gamma_{gd} \left(\frac{p^* ({}^0 API)^{0.989}}{T^a} \right)^{1/0.816} \dots\dots (1.47)$$

a = 0.130, para aceites volátiles

a = 0.172, para aceites negros

- Calcular B_o^*

$$B_o^* = R_s \left(\frac{\gamma_{gd}}{\gamma_o} \right)^{0.526} + 0.968T \quad \dots\dots (1.48)$$

- Determine B_o

$$B_o = 1 + 10^a \quad \dots\dots (1.49)$$

$$a = -6.58511 + 2.91329 \log B_o^* - 0.27683 \log^2 B_o^* \quad \dots\dots (1.50)$$

Correlación de J. A. Lasater

Se basa en mediciones experimentales de separación instantánea, a temperaturas de 34 a 106 °F, presiones de separación de 15 a 605 lb/pg² abs.

La ecuación corresponde para un aceite saturado.

$$p = \frac{p_f (T + 460)}{\gamma_{gd}} \quad \dots\dots (1.51)$$

p_f es el factor de la presión en el punto de burbujeo, el cual es relacionado con la fracción del gas (y_g).

$$p_f = 504.3 \times 10^{-2} y_g^3 + 310.526 \times 10^{-2} y_g^2 + 136.226 \times 10^{-2} y_g + 119.118 \times 10^{-3} \quad \dots\dots (1.52)$$

$$y_g = \frac{R_s / 379.3}{R_s / 379.3 + 350 \gamma_o / M_o} \quad \dots\dots (1.53)$$

El peso molecular del aceite en el tanque (M_o) se correlacionó con los °API del aceite en el tanque de almacenamiento, a cuya curva (figura 1.7) se le ajustaron las siguientes expresiones.

$$si : \rightarrow 15 \leq {}^{\circ}API < 40, M_o = (63.506 - {}^{\circ}API) / 0.099$$

$$si : \rightarrow 40 \leq {}^{\circ}API < 55, M_o = (1048.33 / {}^{\circ}API)^{1.6736}$$

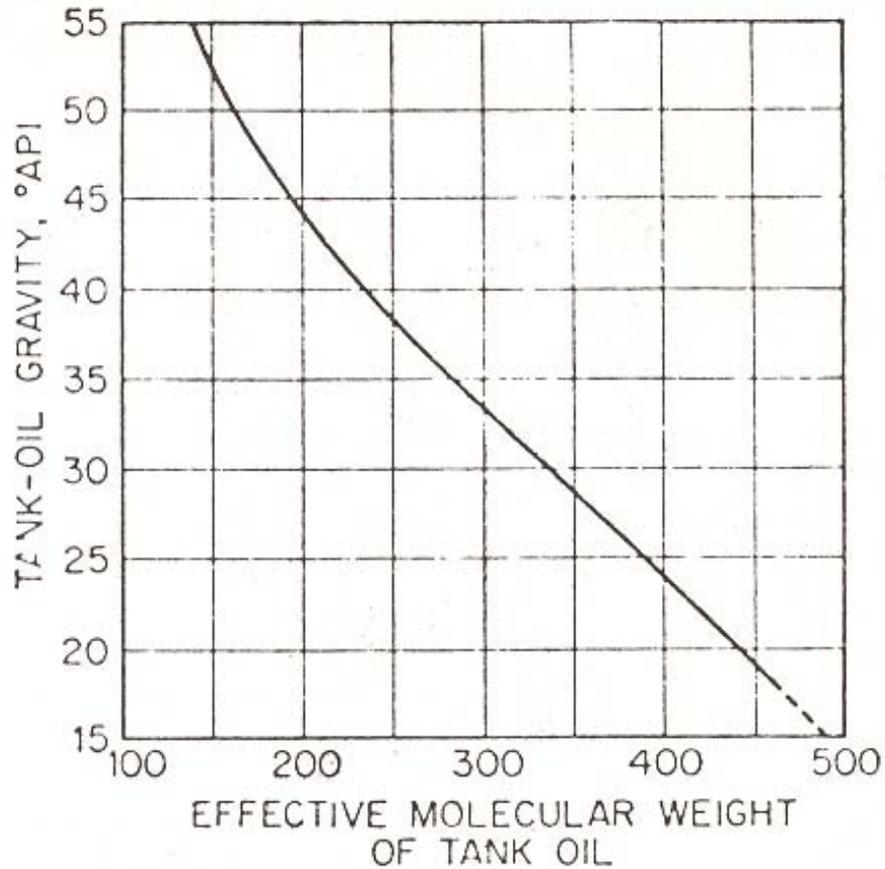


Figura 1.7. Relación del peso molecular del aceite con los °API del aceite en el tanque de almacenamiento.

$$R_s = 132755 \frac{y_g \gamma_o}{(1 - y_g) M_o} \dots\dots (1.54)$$

Por medio de una correlación empírica Lasater realizó una gráfica (Figura 1.8) de la fracción del molar del gas contra la presión en el punto de burbujeo multiplicada por un factor que es afectado por la densidad relativa del gas y la temperatura.

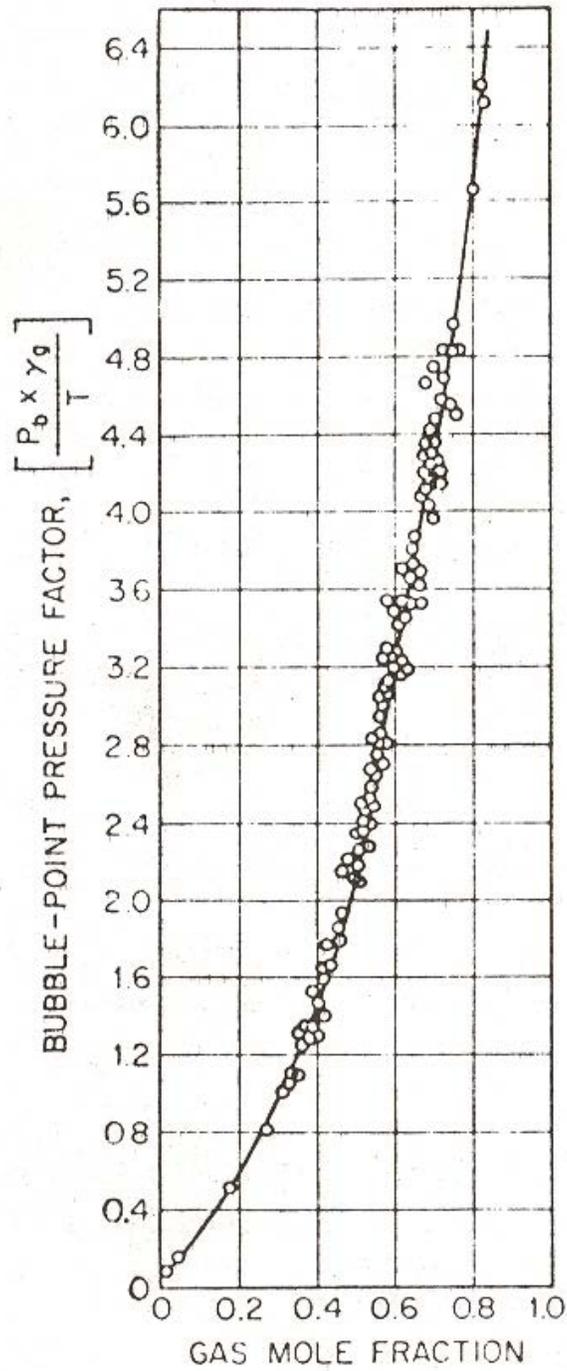


Figura 1.8. Correlación de Lasater del $p_b(y_g/T)$ vs. Fracción molar del gas y_g .

La figura 1.9. Se puede utilizar en combinación con la correlación de Lasater para obtener la p_b o la R_s , calculando previamente alguna de las dos propiedades.

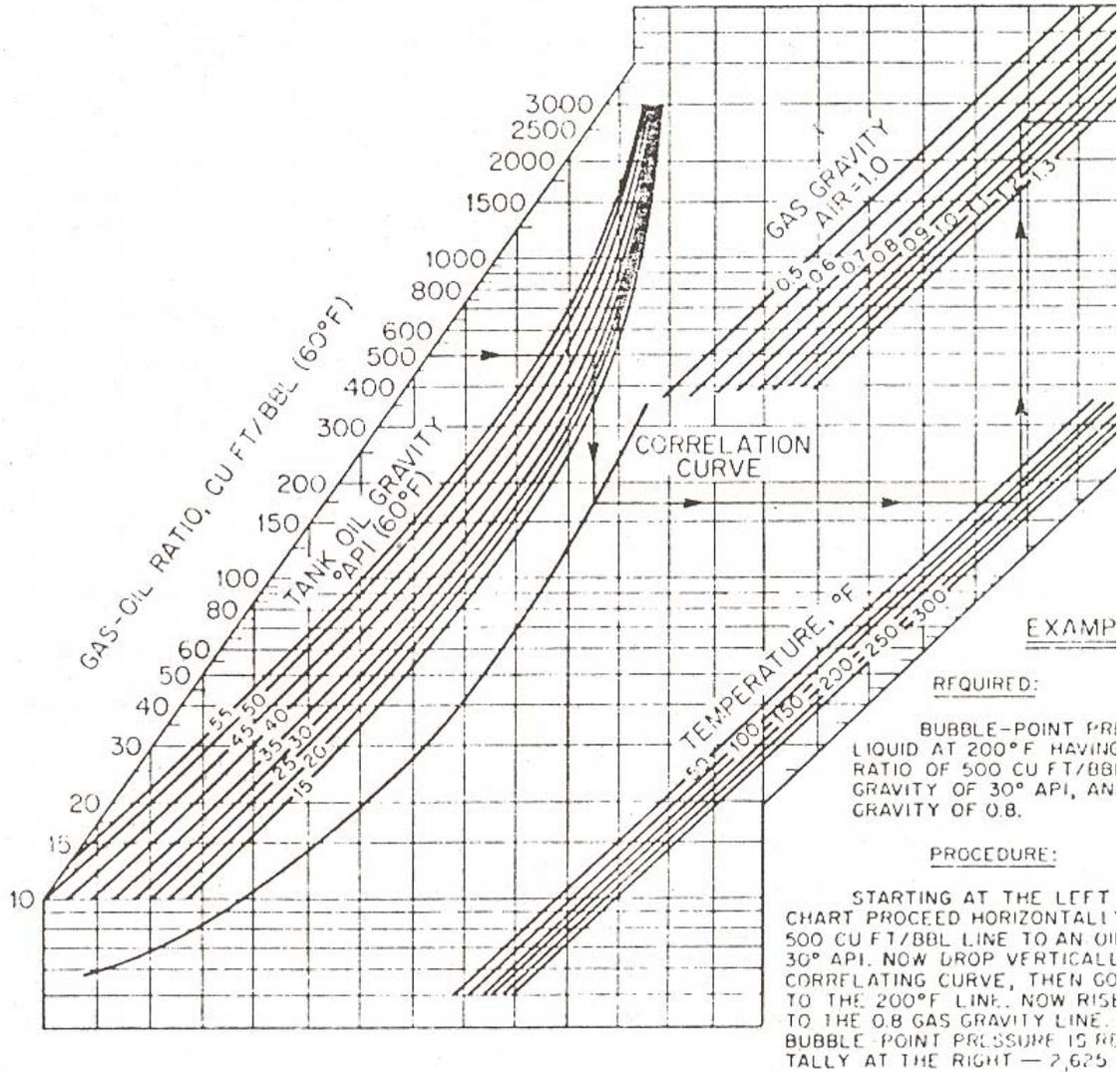


Figura 1.9. Gráfico para determinar la presión en el punto de burbujeo o la relación de solubilidad gas-aceite de la correlación de Lasater.

- Densidad del aceite saturado. Katz propuso un método para calcular la densidad del aceite.

$$\rho_o = \frac{62.4\gamma_o + 0.01362R_s\gamma_{gd}}{B_o} \dots\dots (1.55)$$

- La viscosidad del aceite saturado se puede calcular de la siguiente manera:

$$\mu_o = a\mu_{om}^b \quad \dots\dots (1.56)$$

$$a = 10.715(R_s + 100)^{-0.515} \quad \dots\dots (1.57)$$

$$b = 5.44(R_s + 150)^{-0.338} \quad \dots\dots (1.58)$$

$$\mu_{om} = 10^x - 1 \quad \dots\dots (1.59)$$

$$X = YT^{-1.63} \quad \dots\dots (1.60)$$

$$Y = 10^Z \quad \dots\dots (1.61)$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023 \cdot ^oAPI \quad \dots\dots (1.62)$$

- Tensión superficial del aceite saturado.

$$\sigma_o = (42.4 - 0.047T - 0.267 \cdot ^oAPI) \exp(-0.0007 p) \quad \dots\dots (1.63)$$

1.9.2. Propiedades para el aceite bajosaturado.

- Compresibilidad del aceite bajosaturado.

$$C_o = (-1433 + 5R_s + 17.2T - 1180\gamma_{gs} + 12.61 \cdot ^oAPI) / 10^5 p \quad \dots\dots (1.64)$$

- Densidad del aceite bajosaturado.

$$\rho_o = \rho_{ob} \exp[C_o(p - p_b)] \quad \dots\dots (1.65)$$

- Viscosidad del aceite bajosaturado.

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{P}{P_b} \right)^m \quad \dots\dots (1.66)$$

$$m = 2.6P^{1.187} \exp(-11.513 - 8.98 \times 10^{-5} P) \dots\dots (1.67)$$

- Factor de volumen del aceite bajosaturado.

$$B_o = B_{ob} \exp(-C_o(p - p_b)) \dots\dots (1.68)$$

1.9.3. Correlaciones para obtener la presión en el punto de burbujeo.

S tan ding :
$$p_b = 18 \left[\left(\frac{R}{\gamma_{gd}} \right)^{0.83} 10^{(0.00091T - 0.0125 \cdot API)} \right] \dots\dots (1.69)$$

Vázquez :
$$p_b = \left(\frac{R \cdot \exp((-c_3 \cdot API)/(T - 460))}{c_1 \gamma_{gs}} \right)^{1/c_2} \dots\dots (1.70)$$

Oistein :
$$p_b = 10^{(1.7669 + 1.7447 \log p_b^* - 0.30218 \log^2 p_b^*)} \dots\dots (1.71)$$

donde :
$$p_b^* = \left(\frac{R}{\gamma_{gd}} \right)^{0.816} \frac{T^{0.130}}{API^{0.989}} \dots\dots (1.72)$$

Lasater :
$$p_b = \frac{p_f(T + 460)}{\gamma_{gd}} \dots\dots (1.73)$$

donde p_f se obtiene con la ecuación vista en la correlación de Lasater

Es muy importante conocer las propiedades de los fluidos, para así tener una buena caracterización de los mismos y realizar una optimización confiable de los sistemas de producción, lo cual involucra el diseño y operación de los sistemas artificiales de producción (SAP).

Capítulo II.

Generalidades del Bombeo neumático continuo.

2.1. Proceso de producción.

El proceso de producción consiste en el transporte los fluidos contenidos en el yacimiento, desde el radio externo de drene hasta el separador. La producción de hidrocarburos se realiza por un proceso natural o con un sistema artificial de producción.

El flujo natural se tiene cuando la energía del yacimiento es capaz de desplazar los fluidos contenidos en el interior del pozo hacia la superficie. En la figura 2.1, se muestra el sistema integral de producción (SIP).

2.2. Sistemas artificiales.

Los sistemas artificiales en la industria petrolera son equipos que se anexan a la estructura inicial de un pozo para suministrar energía a los fluidos que son producidos por el yacimiento desde una cierta profundidad.

Se utilizan sistemas artificiales de producción cuando los yacimientos no cuentan con la energía suficiente como para producir los hidrocarburos en forma natural, o cuando los gastos de producción no son los deseados.

Los sistemas artificiales de producción se emplean en una amplia variedad de pozos que incluyen desde los que se ubican en aguas profundas con infraestructura submarina, que operan en un alto régimen de producción, hasta los pozos de los campos más longevos.

Todos los sistemas se diseñan para que se ajusten a las características del pozo que requiere de dicho sistema para continuar con su explotación.

Generalmente uno de los sistemas artificiales que se utiliza cuando los fluidos contenidos en el pozo no son capaces de fluir naturalmente hacia la superficie, es el sistema artificial de bombeo neumático.

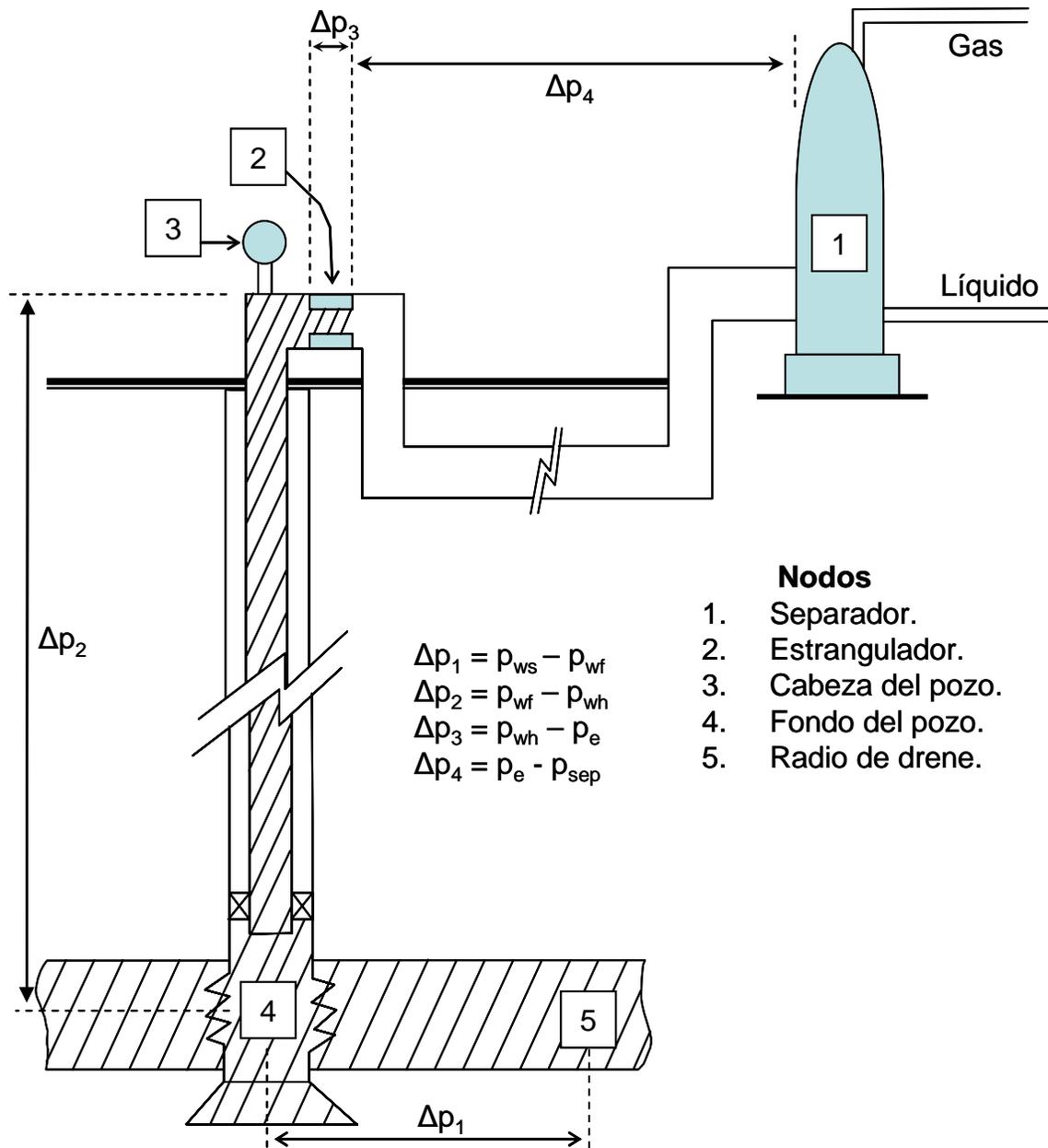


Figura 2.1. Sistema integral de producción (SIP)

Los sistemas artificiales de producción se clasifican en: (figura 2.2)

- Sistema de bombeo mecánico (BM).
- Sistema de bombeo de cavidades progresivas (BCP).
- Sistema de bombeo neumático (BN).
 - Bombeo neumático continuo (BNC).
 - Bombeo neumático intermitente (BNI).
- Sistema de bombeo hidráulico (BH).
 - Bombeo hidráulico tipo jet.
 - Bombeo hidráulico tipo pistón.
- Sistema de bombeo electrocentrífugo (BEC).

Más del 90% de los pozos productores requieren la implementación de un sistema artificial de producción. La mayoría de estos pozos se encuentran en campos marginales, también conocidos como campos maduros.

En los campos marginales, la optimización de la producción, los métodos de recuperación mejorada (secundaria y terciaria) ayudan a extender la vida productiva del yacimiento. El interés radica en el manejo individual de los pozos. Por ejemplo, los pozos que se encuentran en yacimientos que han sido sometidos a un proceso de recuperación secundaria mediante inyección de agua, a menudo producen grandes volúmenes de agua, por lo que requieren el empleo de un sistema artificial de producción para mantener gastos de hidrocarburos económicamente factibles.

La decisión acerca del tipo de sistema artificial a instalar, es complicada y requiere de la evaluación de las características del yacimiento, tales como temperatura, presión, condiciones óptimas de producción, propiedades de los fluidos, y características del pozo; profundidad, inclinación, tipo de terminación, instalaciones superficiales y tipo de energía disponible para el sistema artificial a instalar.

La instalación de los sistemas artificiales de producción, obedecen a razones económicas y técnicas. Antes de instalar un sistema artificial, es conveniente tener un estudio económico que compare todos los sistemas bajo las siguientes premisas:

- Inversión inicial.
- Factibilidad del proyecto.
- Vida útil del sistema.
- Costos de operación.
- Producción esperada.
- Costos y duración de las intervenciones a los pozos.
- Producción diferida por las intervenciones.
- Estadísticas de falla.

Con estas premisas se definen los indicadores económicos de rentabilidad. También es conveniente realizar un estudio de análisis de riesgo, el cual debe de incluir un análisis estadístico de fallas, así como un análisis de riesgo operativo al intervenir los pozos. Se deben revisar las características geométricas de los pozos, las propiedades de los fluidos, la posible formación de depósitos orgánicos e inorgánicos, la posible producción de arena,

la temperatura de los pozos, la producción de gases amargos y la profundidad de los pozos, su localización, el suministro de energía disponible, todo esto con la finalidad de escoger el sistema artificial de producción adecuado a las condiciones del pozo.

Con el estudio económico, de riesgo y técnico, se está en la posibilidad de elegir el sistema indicado para las condiciones específicas esperadas. Este estudio se puede considerar como un estudio de factibilidad.

El método de levantamiento artificial más utilizado es el bombeo mecánico. Si bien son equipos fáciles de operar, y en general tienen un costo inferior al de otros métodos, resultan menos eficaces y poseen menor capacidad de bombeo, especialmente en pozos que producen con una alta relación gas-líquido (RGL), a través de la tubería de producción (TP) de diámetros pequeños o desde grandes profundidades.

En la figura 2.3 se puede observar el rango de aplicabilidad para cada uno de sistemas artificiales de producción, se puede observar para cada sistema, un promedio del gasto de producción para una profundidad de colocación determinada.

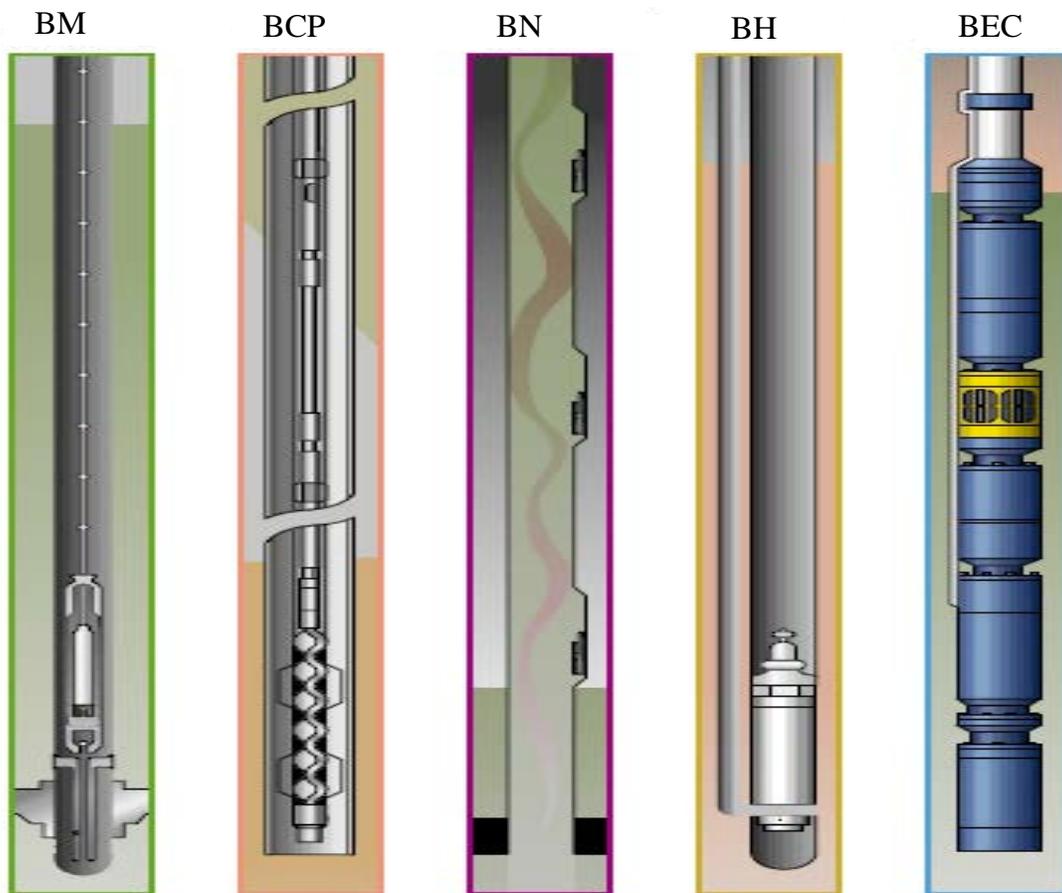


Figura 2.2. Sistemas artificiales de producción.

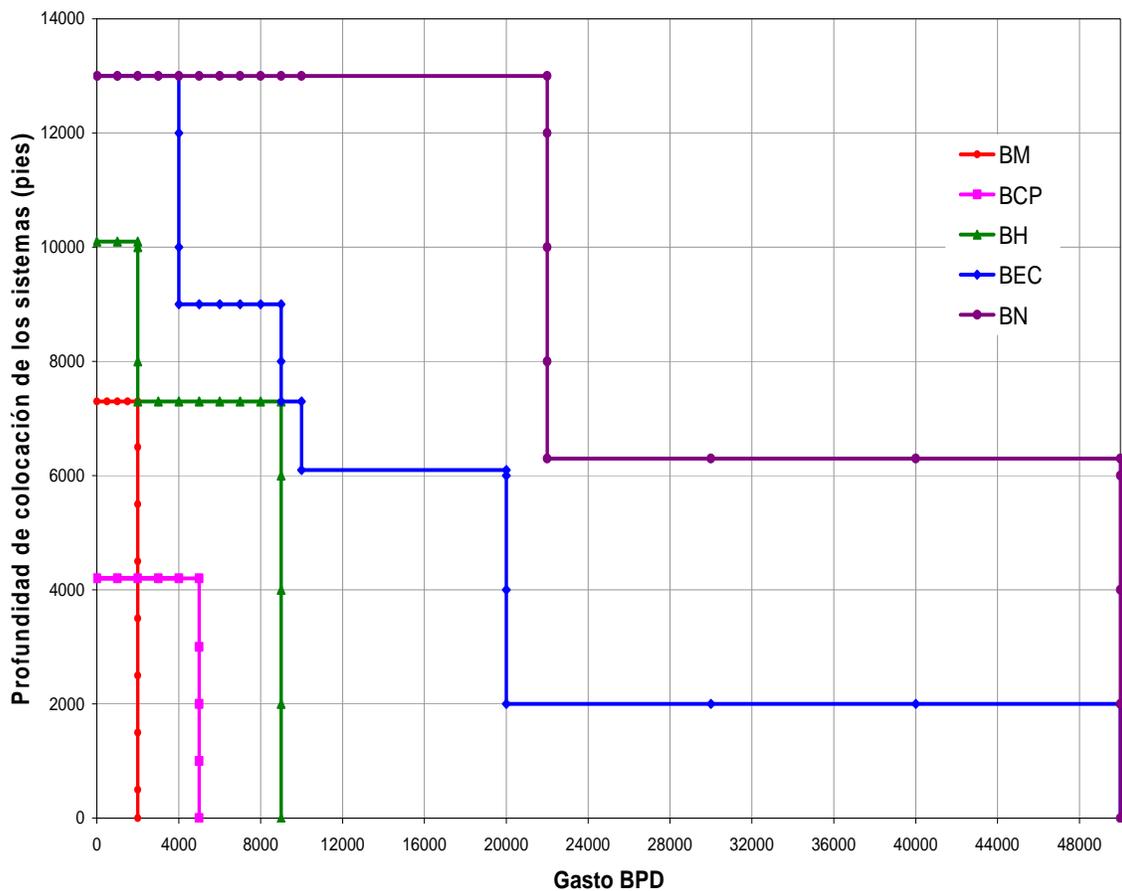


Figura 2.3. Rango de aplicabilidad de los sistemas artificiales de producción.

Cuando se cuenta con un suministro de gas natural y un sistema de compresión, normalmente se selecciona el sistema de bombeo neumático por su flexibilidad, adaptabilidad y por la facilidad para poder reemplazar el equipo utilizando línea de acero. El sistema de bombeo neumático es resistente a los sólidos producidos, resulta ideal para pozos con una alta RGA y para pozos con un alto grado de inclinación. Los beneficios de este sistema disminuyen a medida que la presión del yacimiento se aproxima a los niveles de abandono, generando en ocasiones la necesidad de emplear un sistema artificial de producción diferente durante las últimas etapas de producción.

El Sistema Artificial de Bombeo Neumático, es uno de los sistemas que ha redituado grandes beneficios a la industria de Exploración y Producción, debido a su capacidad para ayudar a producir grandes volúmenes de fluido, a pesar de lo complejo y peligroso en su manejo debido a que se utiliza gas a alta presión para su operación, por lo mismo el sistema se ha dejado de utilizar en pozos cuya ubicación se encuentra en zonas urbanas como una medida de seguridad.

2.3. Antecedentes históricos del bombeo neumático (BN).

Su primera aplicación en la industria fue en campos petroleros de Pennsylvania, por el año de 1865. La primer aplicación en campos de la costa del Golfo de México fue en 1900; en el Estado de California se utilizó 10 años más tarde, usando por primera vez el gas de formación como el medio para la extracción, comprobando que el gas natural provee un procedimiento más eficiente de bombeo debido principalmente a que no tiene efectos corrosivos y se obtiene a una alta presión en cantidades apreciables.

Las primeras instalaciones utilizaron el principio del tubo en “U” que tuvo una amplia aplicación en pozos con una alta productividad y con niveles de producción altos, por lo tanto, la aplicación del sistema estaba limitada a todos aquellos pozos que contaban con las características mencionadas, ya que en pozos que tenían niveles bajos era necesario disponer de una presión de inyección en superficie muy alta.

El bombeo neumático se ha efectuado de diferentes formas, siendo una de las primeras, la perforación de un pequeño orificio en la tubería de producción y con la inyección del gas se elevaban los fluidos a la superficie.

La profundidad a que se perforaba el orificio se basa en:

- El gradiente de presión del fluido del pozo.
- El nivel estático dentro de la TP.
- La presión del gas disponible en la red de distribución.
- El índice de productividad (IP).

Si el índice de productividad se veía afectado por la contrapresión originada de la inyección del gas en la TP, este método ya no funcionaba.

Este sistema se utilizaba para pozos que presentaban las características de bombeo neumático continuo y dejó de utilizarse debido a que una vez que se abatía la presión de fondo, el gas que se ocupaba ocasionaba pérdida de aceite por la TP, sin llegar a la superficie. Otra de las razones por las cuales se dejó de utilizar este sistema fue que el orificio en la TP se ampliaba debido al paso del gas a través de la tubería.

Esto trajo como consecuencia el uso de las válvulas de inyección de gas para bombeo neumático; este dispositivo se puede ubicar a profundidades predeterminadas previamente en un diseño, son colocadas en la tubería de producción para regular la operación, con lo que las necesidades de presión se reducen considerablemente. Se presentó otro problema en aquellos pozos que tenían presión de fondo baja, el de la inhibición del flujo propio del pozo, ya que al mantener una presión alta del gas de inyección, actuando directamente contra la formación productora, se obtenían bajas eficiencias de operación, este problema se solucionó parcialmente, introduciendo un empacador para aislar la

tubería de revestimiento (TR) y evitando la comunicación del gas del espacio anular con la formación.

La aplicación del sistema de bombeo neumático en pozos de baja capacidad de producción y una baja presión de fondo, no ofrecían resultados satisfactorios, hasta que se agregó una válvula de contrapresión en el fondo de la tubería de producción (válvula de pie).

El adelanto que se tiene en las válvulas de inyección de gas, tanto en el material como en la mecánica del diseño, ha contribuido notablemente al incremento de la aplicación del sistema de bombeo neumático al obtenerse una mayor eficiencia en la operación.

2.4. Principios básicos teóricos del funcionamiento del BN.

El sistema de bombeo neumático basa su diseño en los principios teóricos de la física que relaciona a los fluidos en reposo, como el principio de Pascal, el principio de Arquímedes y las leyes del movimiento de Newton.

2.4.1. Principio de Pascal.

Al aplicar una presión en un punto de un fluido (líquido o gas) confinado en un recipiente, la presión en cada punto del mismo aumenta en una cantidad igual a dicha presión ejercida sobre el fluido, es decir que la presión se transmite por igual en todas las direcciones.

El principio de Pascal puede ser interpretado como una consecuencia de la ecuación fundamental de la hidrostática y del carácter incompresible de los líquidos. En esta clase de fluidos la densidad es constante, de modo que de acuerdo con la ecuación de la presión hidrostática (ec. 2.1), si se aumenta la presión en la superficie libre, la presión en el fondo ha de aumentar en la misma medida, ya que **$g \times H$** no varía.

$$p_h = \rho_L \times g \times H \quad \dots\dots (2.1)$$

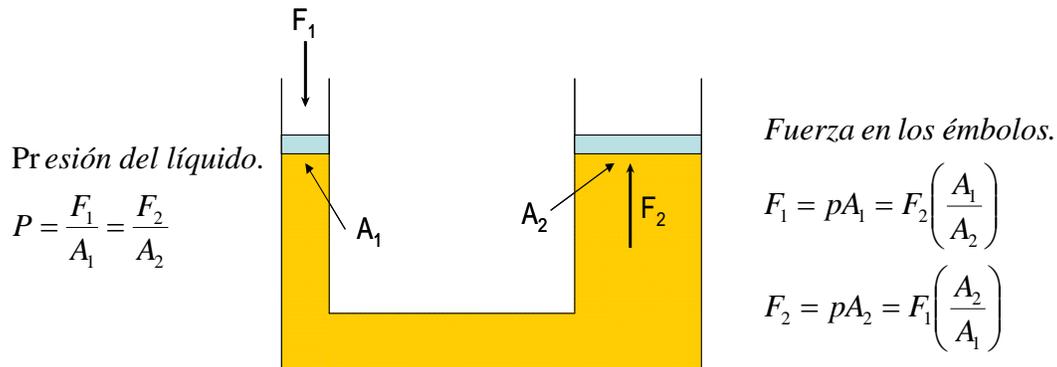


Figura 2.4. Representación del principio de Pascal.

2.4.2. Principio de Arquímedes

Todo cuerpo total o parcialmente sumergido en un fluido, experimenta un empuje vertical y hacia arriba por parte del fluido igual al peso del volumen del fluido que desaloja, o sea que un cuerpo sumergido en un fluido experimenta una pérdida de peso igual al peso del fluido que desaloja. Este principio puede ser obtenido como consecuencia de la ecuación fundamental de la hidrostática.

La dirección del empuje (fuerza) se considera vertical con sentido ascendente y aplicado en el centro de gravedad del fluido desplazado.

El sistema de bombeo neumático consiste fundamentalmente en inyectar al espacio anular (espacio entre TP y TR) gas a alta presión a fin de que pase al interior de la TP a través de válvulas de diseño especial montadas en la tubería de producción, logrando con ello disminuir la densidad de la mezcla de los fluidos procedentes del pozo que se desplazan a través de la TP, reduciendo en consecuencia la contrapresión que se ejerce en el fondo del mismo, logrando así elevar la producción de fluidos del yacimiento hacia la superficie.

2.4.3. Leyes del movimiento de Newton.

1. Todo cuerpo permanece en un estado de reposo o de movimiento rectilíneo uniforme, a menos que actúe sobre él una fuerza resultante. Para que un cuerpo adquiera una aceleración debe actuar sobre él una fuerza.
2. Una fuerza aplicada a un cuerpo, le comunica aceleración en la misma dirección y sentido que dicha fuerza, directamente proporcional a ella e inversamente proporcional a la masa del cuerpo.

$$Ka = \frac{F}{m} \quad \text{o bien} \quad F = Kma$$

siendo K una constante de proporcionalidad.

eligiendo un sistema de unidades apropiado de manera que $K = 1$

$$F = ma$$

3. Principio de acción y reacción. A toda fuerza se le opone otra igual y en sentido contrario, si un cuerpo ejerce una acción sobre otro, este último ejerce también una acción del mismo modo y dirección, pero de sentido contrario sobre el primero. Estas dos fuerzas aunque opuestas, no se equilibran mutuamente.

2.5. Descripción del sistema de bombeo neumático continuo (BNC).

El BNC es el sistema artificial de producción que más se ha utilizado en nuestro país por su parecido al proceso de flujo natural y puede ser considerado una extensión del mismo; aproximadamente el 50% de los pozos que en la actualidad se encuentran produciendo están operado con el sistema BNC, se utiliza en pozos con un alto índice de producción que puede ser mayor a los 0.5 (bbl/día)/(lb/pg²) y altas presiones de fondo (columnas hidrostáticas del orden del 50% o más, con relación a la profundidad del pozo).

En un pozo fluyente, cuando el fluido viaja hacia la superficie, la presión debido a la columna del fluido disminuye y se libera gas de la mezcla. El gas liberado, siendo más ligero que el aceite, reduce la densidad del fluido producido y posteriormente reduce el peso de la columna de fluido sobre la formación. Esta reducción en la densidad de la columna de fluido produce la presión diferencial entre el diámetro interior del pozo y el yacimiento, lo que ocasiona que el pozo fluya. Normalmente cuando un pozo comienza a producir agua, la cantidad de gas libre en la columna se reduce considerablemente debido a que la producción de agua desplaza a la fase de aceite que generalmente contiene al gas, en estos casos, la producción del aceite se puede mejorar supliendo la liberación del gas con la inyección de gas. También se utiliza cuando se están produciendo aceites con una baja RGA.

El sistema artificial de bombeo neumático continuo fue diseñado para continuar con la explotación de un pozo cuando éste ha agotado su energía para desplazar la producción a la superficie. Generalmente es el sistema artificial que se utiliza cuando el pozo deja de ser fluyente para continuar en su etapa secundaria de explotación. Es uno de los sistemas artificiales de explotación que ha redituado grandes beneficios a la industria, aunque debido a que su suministro para entrar en operación es gas a alta presión y esto es riesgoso para el medio ambiente.

Las instalaciones para flujo continuo, requieren una inyección controlada y continua de gas por el espacio anular hacia la columna de fluido que se mueve dentro de la tubería de producción, a una presión relativamente alta (250 lb/pg², mínimo), con el fin de aligerarla y conservar el movimiento de los fluidos en el grado deseado. El grado deseado será aquel que represente la mayor aportación de aceite, con una mayor relación gas inyectado-aceite. El gas inyectado pasa por la válvula operante, a una presión y un volumen previamente determinados con datos del pozo. La válvula operante se mantiene abierta permitiendo el paso del gas mientras que las válvulas restantes se encuentran cerradas. En la figura 2.5, se muestra un aparejo de producción típico para el sistema de BNC.

El sistema de BNC está basado en un solo punto de inyección. El gas inyectado reúne al gas de formación para permitir que los fluidos viajen hacia la superficie debido a los siguientes efectos del gas inyectado en la TP: como se puede ver en la figura 2.6:

- a) Reducción de la densidad del fluido y el peso de la columna de manera que la presión diferencial entre el yacimiento y el diámetro interno del pozo se incremente.
- b) Expansión del gas inyectado de manera que éste empuje al líquido, el cual posteriormente reduce el peso de la columna, incrementando la diferencial de presión entre el yacimiento y el diámetro interior del pozo.
- c) Desplazamiento de baches de líquido mediante burbujas grandes de gas actuando como pistones.

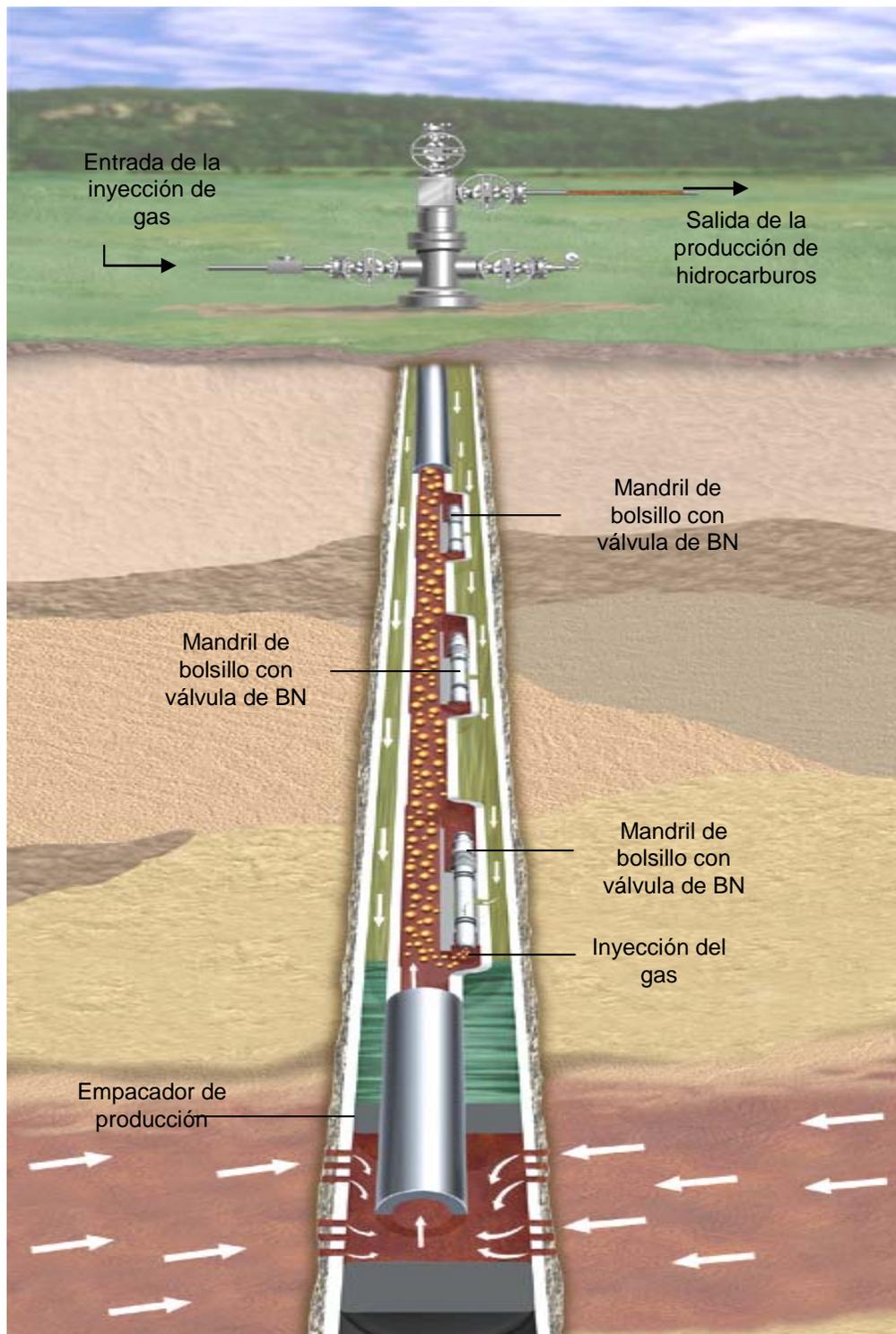


Figura 2.5. Aparejo de producción del sistema de BNC.

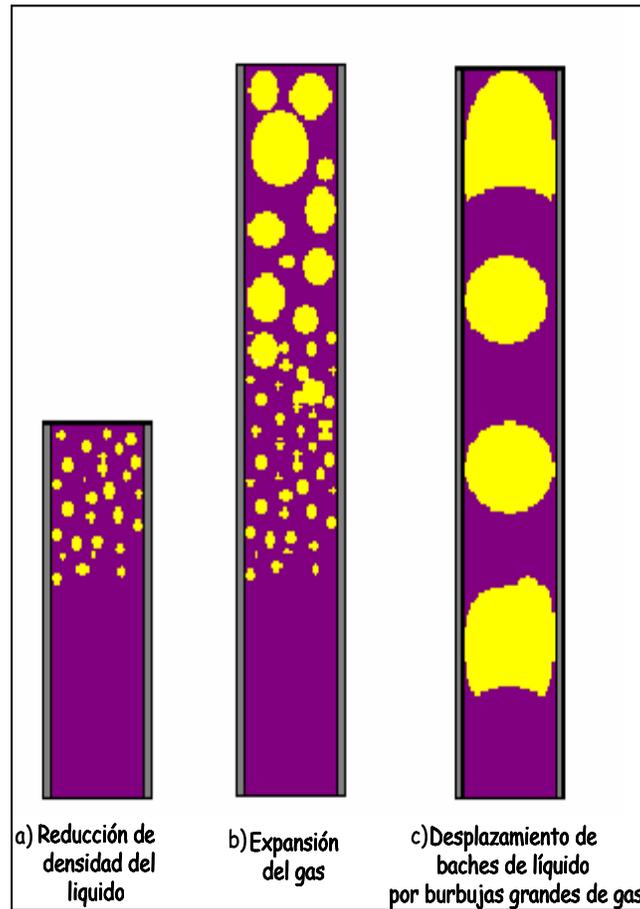


Figura 2.6. Efectos del gas de inyección en la TP.

Un diagrama del proceso típico de bombeo neumático se muestra en la figura 2.7, el cual muestra la instalación consistente: en una planta de suministro de gas (puede ser directo de los separadores), una estación de compresión que proporciona el bombeo de gas a los pozos, una red de distribución de BN y la medición del gas a boca de pozo. Los volúmenes de gas bombeados, son controlados y medidos independientemente para cada uno de los pozos conectados a la red de distribución, permitiendo la organización del sistema entero. Los fluidos producidos fluyen hacia un cabezal de recolección y posteriormente a una batería de separación, donde el gas seco es comprimido y utilizado para el sistema de bombeo neumático, y el gas restante es conducido a las líneas correspondientes para su venta.

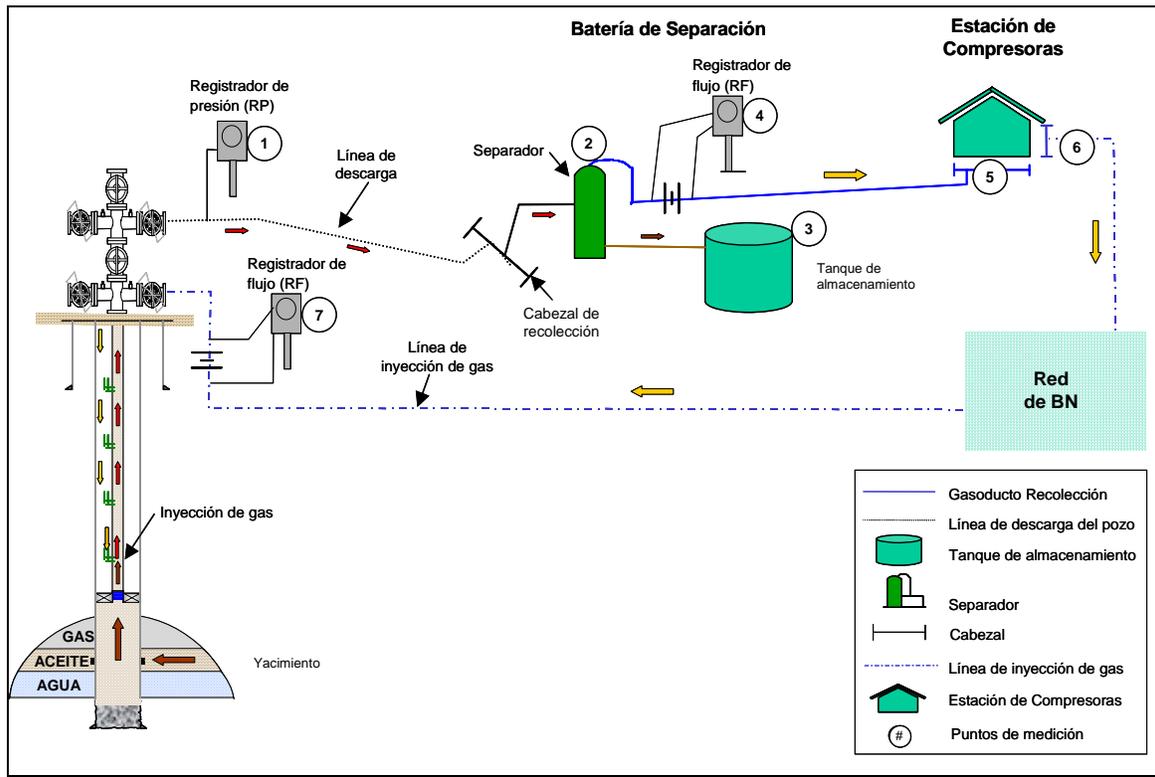


Figura 2.7. Diagrama de proceso del BN

Existen diferentes tipos de instalaciones de producción del sistema artificial de bombeo neumático continuo (BNC), las cuales son:

- Sin empacador (abierta). Al no tener empacador de producción, la presión del gas inyectado actúa contra la formación productora.
- Con empacador y sin válvula de pie. Tiene la ventaja de que el fluido no erosiona a la válvula operante.
- Con empacador y válvula de pie. Se pueden alcanzar presiones de abandono mucho más bajas.
- Con tubería flexible. No requiere equipo de reparación para su instalación, se disminuyen los costos.
- Abierta con producción por el espacio anular. Para pozos con alto índice de productividad (IP) y geometría restringida.
- Con compresor a boca de pozo. Para pozos profundos y donde es necesario profundizar el punto de inyección, en pozos de alta productividad donde se requiere una inyección mayor de volumen de gas.
- Con tubería macarroni. Para pozos con un bajo índice de productividad y geometría restringida.
- Con carga puncher. Para la conversión del pozo al sistema no se requiere equipo de reparación y terminación de pozo para su instalación

y tiene la desventaja que no se puede profundizar el punto de inyección.

Un pozo con un alto índice de productividad e insuficiente presión, es el mejor candidato para la instalación y puesta en operación del sistema artificial de producción BNC. Para el diseño del aparejo de producción es necesario tomar en cuenta las siguientes condiciones:

- Profundidad del intervalo productor.
- Diámetro de la tubería de producción.
- Diámetro de la tubería de revestimiento.
- Presión de gas disponible.
- Volumen de gas disponible.
- Volumen de fluido por recuperar.
- Gradiente de presión estática.
- Gradiente de presión fluyendo.

Ventajas del sistema de BNC:

- Inversiones bajas para pozos profundos.
- Bajos costos en pozos con elevada producción de arena.
- Flexibilidad operativa al cambiar condiciones de producción.
- Adaptable en pozos desviados.
- Capaz de producir grandes volúmenes de fluido, en pozos con un alto índice de productividad.
- Las válvulas pueden ser recuperadas con línea de acero.
- Mínimo espacio requerido para las conexiones superficiales.
- Adaptable para terminaciones múltiples o con diámetro reducido.
- Maneja altos porcentajes de agua.
- Maneja un gran volumen de sólidos.
- Se puede aplicar en instalaciones costa fuera.
- Se pueden obtener fácilmente el gradiente de la presión de fondo del pozo.

Desventajas del sistema de BNC:

- Requiere de una fuente continua de gas.
- Costos operativos altos, si el gas es comprado.
- Altos costos operativos al manejar gases amargos.
- Se requieren niveles de líquidos altos.
- Se requiere alimentación de gas a alta presión.
- Dificultad para elevar emulsiones y crudos viscosos.
- La TR debe de soportar una alta presión.
- Problemas con líneas superficiales sucias.

Para la aplicación de un sistema de BNC, se tienen las siguientes consideraciones: resiste a la corrosión, excelente en el manejo de sólidos, servicio con línea de acero, maneja aceite con una densidad mayor a los 15 °API, la eficiencia del sistema es del 10% - 30%, en la tabla 2.1, se muestran las consideraciones de aplicación relacionadas con las características del pozo.

	Rango típico	Máximo
Profundidad	1,000 – 3,000 m.	5,000 m.
Volumen	100 – 10,000 BPD	30,000 BPD
Temperatura	100 – 250 °F	400 °F
Desviación	0 – 50°	70° radio de bajo a medio

Tabla 2.1. Consideraciones de aplicación.

2.5.1. Equipo superficial para el sistema de BNC.

El equipo superficial para una instalación de BNC, es el conjunto de mecanismos que se instalan en la superficie del pozo con la finalidad de controlar y regular el suministro de gas necesario para poner en operación al sistema, así como para conducir y controlar la producción extraída hacia lugares de almacenamiento y consta de:

- I. Árbol de válvulas.
- II. Estrangulador.
- III. Compresoras.
- IV. Medidor de gas.
- V. Línea de inyección.
- VI. Tipos de conexiones superficiales.

I. Árbol de válvulas: Es el mecanismo de control de la producción de los fluidos y provee de una base dónde instalar el equipo de control superficial, un conducto por donde poder inyectar o conducir los fluidos del pozo debidamente controlados por medio de válvulas, y un múltiple para el control final del pozo. Un árbol de válvulas está compuesto por las siguientes secciones (figura 2.8):

- a) Cabezal de tubería de revestimiento.
- b) Carrete para la tubería de revestimiento.
- c) Cabezal de tubería de producción.
- d) Medio árbol de válvulas.

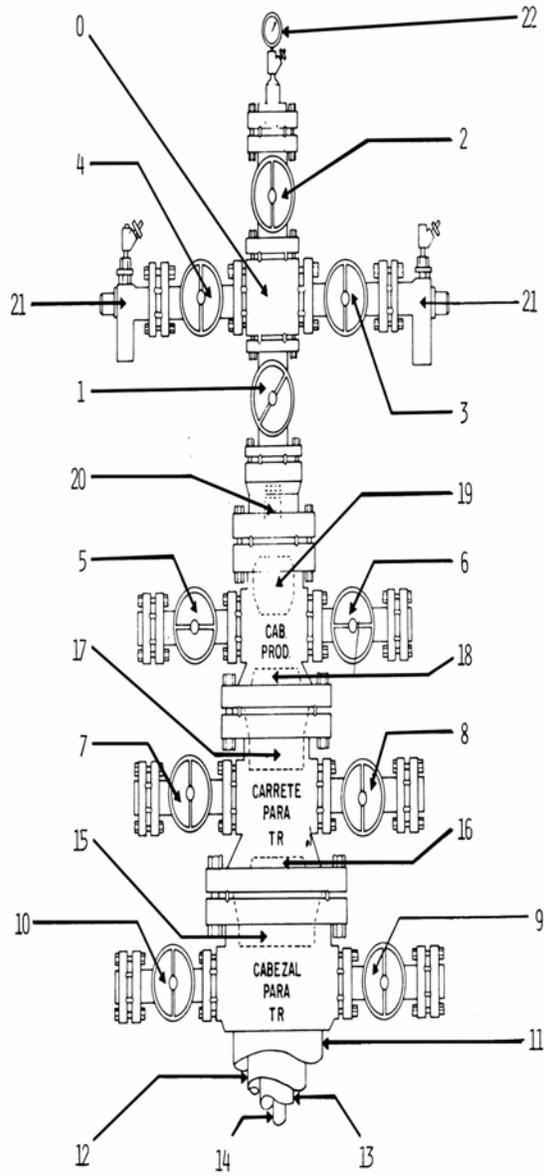


Figura 2.8. Árbol de válvulas

0. Cruz maestra (cruz de flujo).
1. Válvula maestra inferior.
2. Válvula maestra superior.
3. Válvula lateral derecha del medio árbol.
4. Válvula lateral izquierda del medio árbol.
5. Válvula lateral izquierda del cabezal de producción.
6. Válvula lateral derecha del cabezal de producción.
7. Válvula lateral izquierda del carrete de TR.
8. Válvula lateral derecha del carrete de TR.
9. Válvula lateral derecha del cabezal de TR.
10. Válvula lateral izquierda del cabezal de TR.
11. Tubería de revestimiento superficial.
12. Tubería de revestimiento intermedia.
13. Tubería de revestimiento de explotación (producción).
14. Tubería de producción.
15. Colgador envolvente (cuñas) para TR.
16. Sellos secundarios para TR.
17. Colgador envolvente (cuñas) para TR.
18. Sellos secundarios para TR.
19. Colgador envolvente para tubería de producción.
20. Cople colgador.
21. Bridas porta-estranguladores.
22. Manómetro de presión.

II. Estrangulador: Sirve para optimizar la producción de acuerdo a las capacidad de aportación del pozo, también permite que la energía acumulada en el espacio anular se libere adecuadamente durante el viaje del fluido a la superficie. Existen estranguladores fijos y variables figura 2.9.



Figura 2.9. Estrangulador.

III. Medidor de gas (registrador de flujo “RF”): su función es medir la cantidad de gas inyectado, la medición se realiza por medio de una placa de orificio, registrando la presión diferencial y estática con un bourdon. Utiliza el

principio del tubo Venturi. Actualmente existen medidores mecánicos, que utilizan un mecanismo de reloj, medidores electrónicos que realizan una corrección por temperatura. En la figura 2.10 se muestra un registrador de flujo mecánico típico, con su grafica L-10



Figura 2.10. Registrador de flujo mecánico.

IV. Registrador de presión (RP): su función es la de medir la variación de la presión existente en lapsos de tiempo predeterminados, la medición puede ser tomada antes y después del estrangulador de producción ubicado en el árbol de válvulas o en la TR y la TP. El registro de la presión se obtiene en una gráfica L-10.

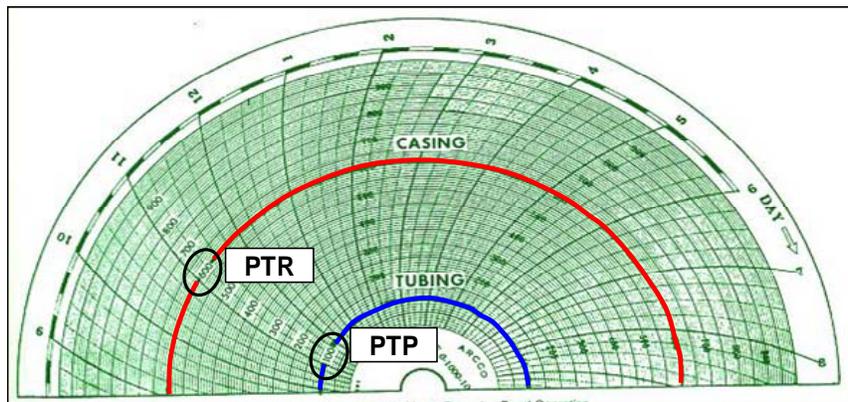


Figura 2.11. Gráfica de un registrador de presión

V. Línea de inyección: es el ducto por el cual se conduce el gas, para ser inyectado al interior del pozo. Está compuesta por:

- a) Válvula de control
- b) Garza
- c) Válvula de control.
- d) Válvula de aguja.
- e) Tuerca unión.
- f) Interruptor de inyección de gas.
- g) Registrador de flujo.
- h) Porta placa.
- i) Tuerca unión.
- j) Válvula de retención (check).

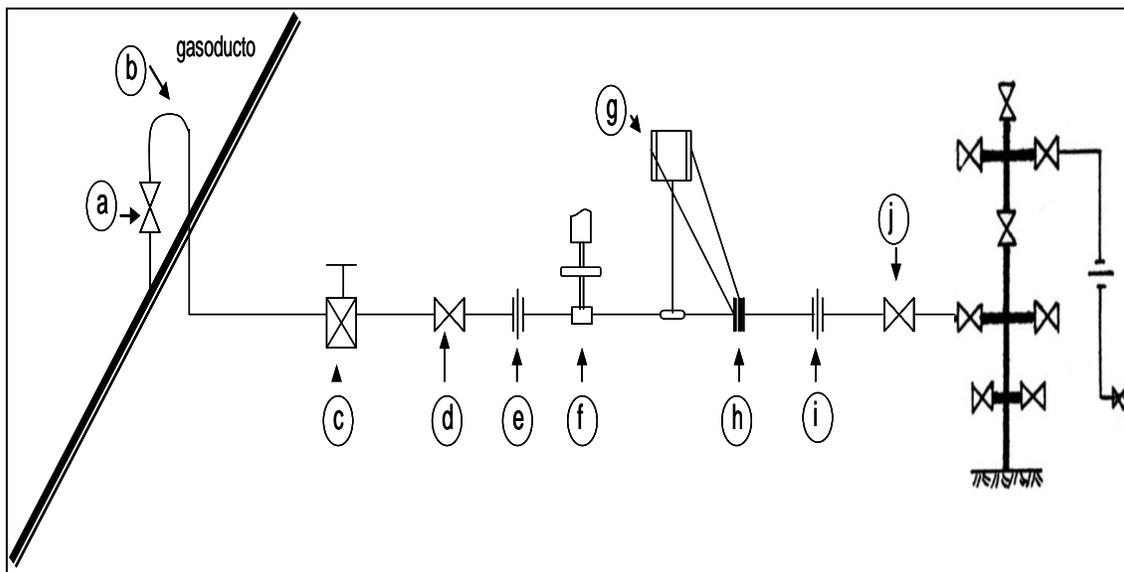


Figura 2.12. Línea de Inyección de Gas

VI. Tipo de conexiones superficiales. Las conexiones superficiales en un árbol de válvulas de un pozo con sistema de bombeo neumático constan fundamentalmente de:

- a) Línea de inyección de gas.
- b) Línea de descarga.
- c) By-pass

La distribución de las conexiones en el árbol de válvulas varía de acuerdo a las necesidades y condiciones de cada pozo con el fin de facilitar la instalación de las mismas, a continuación se proporcionan ejemplos de las 3 posibles instalaciones de conexiones superficiales en un pozo con sistema de bombeo neumático (figura 2.13).

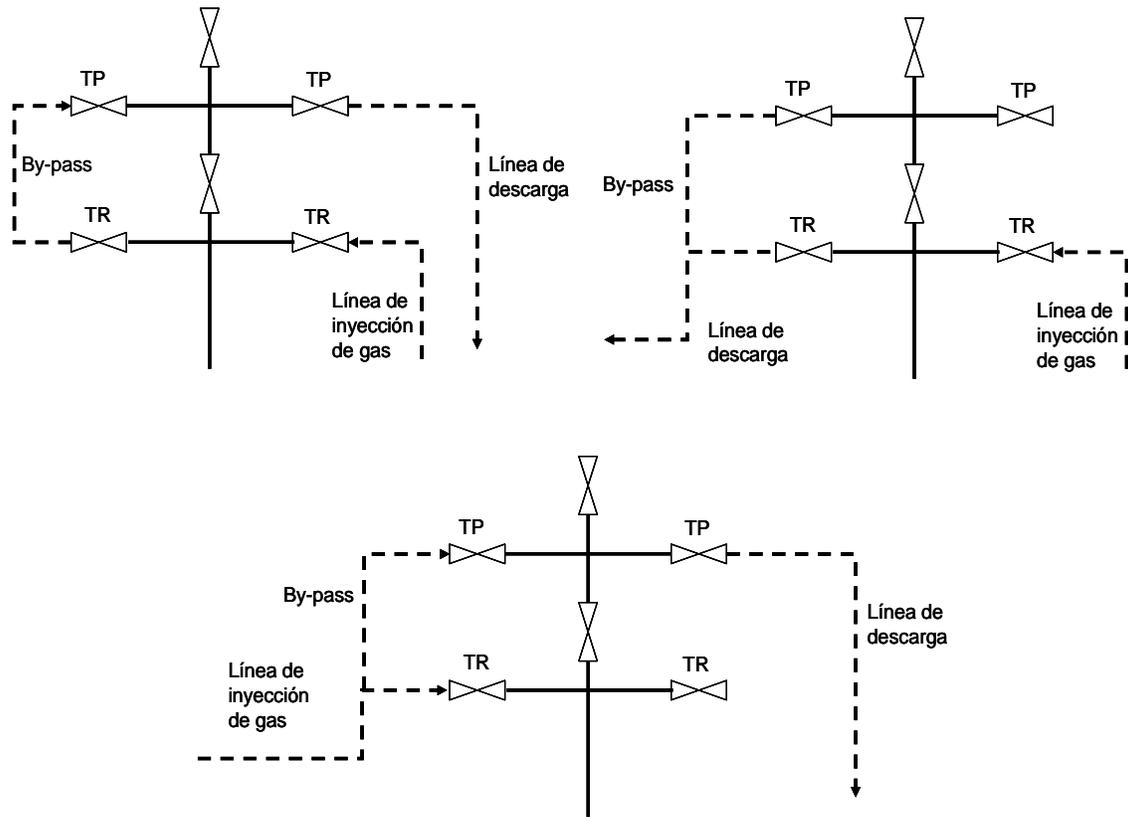


Figura 2.13. Los 3 diferentes diagramas de las conexiones superficiales.

En la actualidad algunos pozos con sistema de bombeo neumático están provistos de una garza en la descarga del pozo hacia la batería de separadores, fue diseñada para eliminar la turbulencia y el golpe de ariete con el fin de evitar pérdidas por los cambios de dirección del flujo. La garza está conectada a la cruceta de flujo donde se alojará la válvula superior.

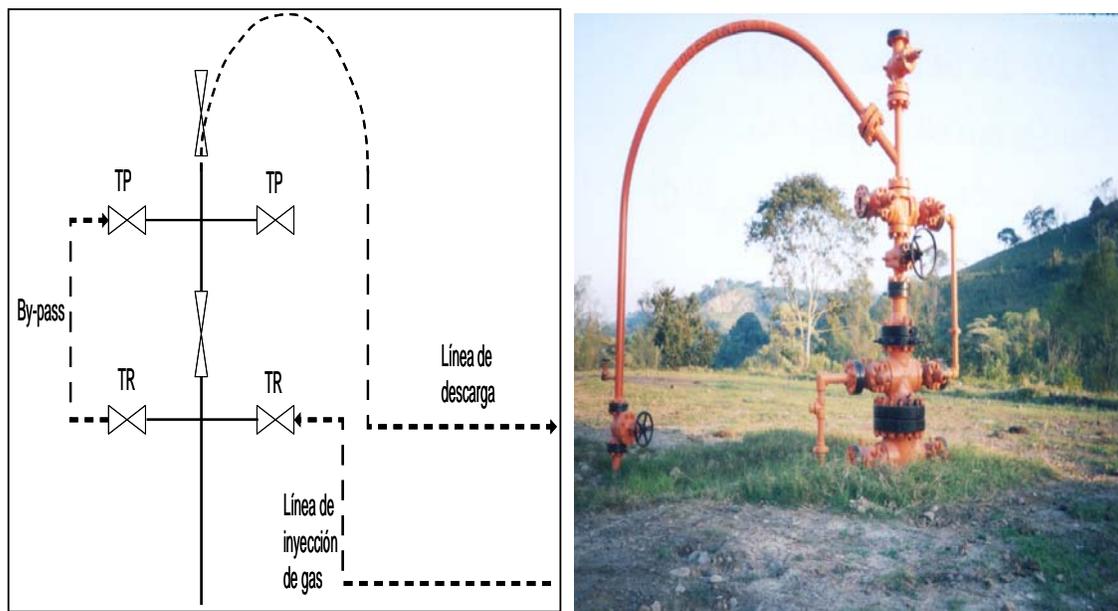


Figura 2.14 Diagrama de conexiones superficiales con garza

2.5.2. Equipo subsuperficial para el sistema de BNC.

Es el conjunto de mecanismos que se alojan en el interior del pozo (aparejo de producción) y que al ser puestos en operación contribuyen para que los fluidos contenidos sean desplazados más fácilmente e incrementar la producción o continuar con la misma. El equipo subsuperficial consiste en:

- I. Tubería de producción (TP).
- II. Mandriles
- III. Válvulas de inyección de gas.
- IV. Empacador.

I. Tubería de producción (TP). Es el medio por el cual fluye el fluido desde el fondo del pozo hacia la superficie. La TP, es la encargada de alojar a todos los otros componentes.

II. Mandriles. Su función es la de alojar y posicionar a la válvula de inyección en la tubería de producción a la profundidad deseada y permiten la entrada del gas desde el espacio anular. Existen dos tipos de mandriles, los convencionales y los de bolsillo, los últimos son los más utilizados actualmente, estos permiten introducir y recuperar las válvulas con herramienta de línea de acero. Existen con

conexión roscadas para diámetros de TP desde $2 \frac{3}{8}$ de pulgada hasta para 7 pulgadas y algunas aplicaciones para tubería flexible.

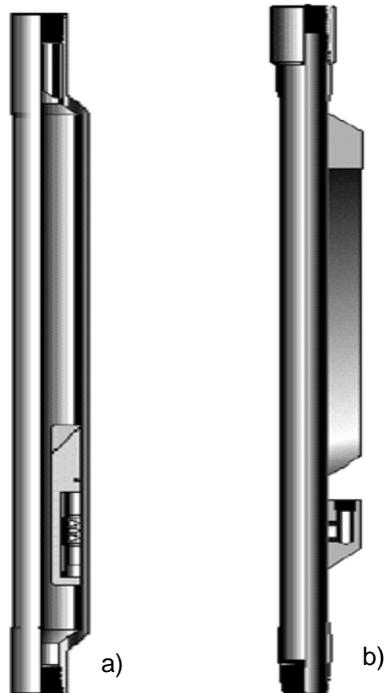


Figura 2.15. Mandril de bolsillo (a) y convencional (b) para válvulas de BNC.

III. Válvulas de inyección de gas. Son consideradas como la parte medular de la instalación, debido a que es precisamente por éstas donde se realiza la transferencia de energía del gas de inyección al fluido producido por el pozo. Una de sus grandes ventajas es que, tiene el mínimo de partes móviles con lo cual su vida útil es muy grande. Existen diversos tipos de válvulas para BN de acuerdo a la aplicación y función para la que se desee usar.

Las válvulas para flujo continuo deberán ser sensibles a la diferencia de presión fluyendo, si la columna es sumamente ligera; la válvula deberá restringir la inyección de gas o bien; si la columna es más pesada, la válvula deberá permitir la entrada de un volumen mayor, o sea que la operación de esta válvula está determinada fundamentalmente, por el gradiente fluyendo o por la contrapresión presente en la tubería de producción. El número de válvulas de inyección requeridas en la instalación del sistema de BNC, varía de acuerdo, al tipo de válvula que se utiliza, así como a las características propias del pozo, distribuyéndose a diferentes profundidades de acuerdo al nivel estático del fluido y de la presión del gas de inyección. Una presión constante en el espacio anular durante el procedimiento de descarga del fluido de control, permite que todas las válvulas en el aparejo estén abiertas, durante este proceso las válvulas de flujo continuo se cierran a medida que la presión hidrostática en el espacio anular

disminuye, dejando finalmente abierta la válvula operante, al conjunto de estas válvulas de inyección se le denomina “Aparejo de BN”.

Las válvulas de inyección de gas se dividen en dos grupos en base a su calibración en válvulas con carga de nitrógeno en el fuelle y con resorte. Cada válvula de inyección de gas requiere de una calibración específica, esta calibración se logra proporcionando a la válvula la presión, de cierre solicitada y de acuerdo a su amplitud generará una presión de apertura esto en el caso de válvulas con resorte, en el caso de válvulas con carga de nitrógeno en el fuelle, se purga el domo hasta encontrar la apertura solicitada, enfriando previamente la válvula a 60 °F. Las válvulas también se pueden clasificar de acuerdo a su introducción y extracción en el interior del pozo en válvulas convencionales y recuperables como se muestra en la figura 2.16.

Las válvulas convencionales van instaladas en un adaptador en el interior de un mandril convencional, el cual se introduce al pozo como parte de la TP y para recuperar estas válvulas es necesario extraer la TP. Las válvulas recuperables se localizan excéntricamente en el bolsillo de un mandril, el cual se introduce al pozo como parte de la TP, y la válvula puede alojarse y recuperarse por línea de acero, sin necesidad de extraer la TP.

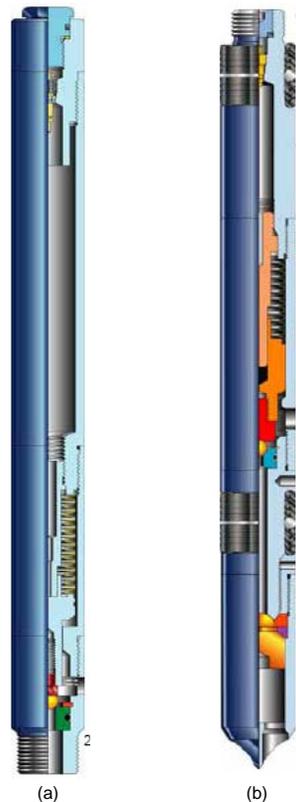


Figura 2.16. Válvula convencional (a) y recuperable (b).

Las válvulas para BNC, se pueden clasificar como balanceadas y desbalanceadas.

Válvula desbalanceada. Tienen un rango de presión limitado por una presión superior de apertura y por una presión inferior de cierre, es decir que la válvula abre a una presión determinada y cierra con una presión más baja.

Válvula balanceada. Una válvula de presión balanceada no está influenciada por la presión en la TP, cuando está cerrada o abierta, esto significa que la válvula abre y cierra a la misma presión del domo.

Tipos de válvulas para el BNC. En el mercado se conocen 3 tipos de válvulas para el sistema las cuales son:

- a) Válvula diferencial.
- b) Válvula operada por presión.
- c) Válvula operada por fluido.

a) Válvula diferencial. Fue diseñada para descargar un pozo con una presión de gas de inyección determinada. La válvula abre y cierra basándose en una diferencia entre las presiones de la TR y la TP a la profundidad de la válvula, aun cuando una válvula diferencial es principalmente una válvula actuada por la TP no es una válvula operada por presión, es una válvula que normalmente está abierta (figura 2.17). Se utiliza para flujo continuo para ciertas aplicaciones especiales, pero no para flujo intermitente.

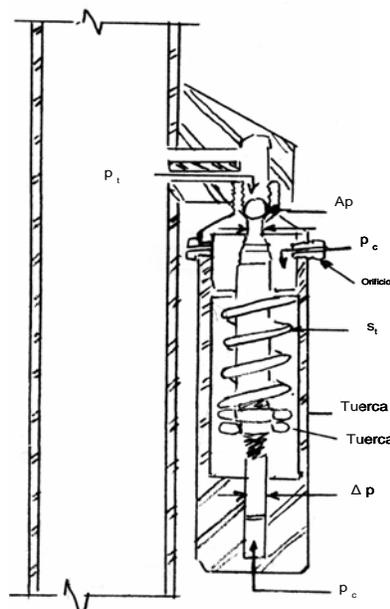


Figura 2.17. Válvula diferencial lista para abrir

p_t	=	Presión de la TP a la profundidad de la válvula
A_p	=	Área del orificio
p_c	=	Presión de inyección del gas a la profundidad de la válvula
S_t	=	Efecto de la presión del resorte

b) Válvulas operadas por presión. Su mecanismo es controlado por la presión ejercida en el espacio anular. El principio de operación de una válvula operada por presión es prácticamente el mismo que el de un regulador de presión, la fuerza que trata de cerrarla en la mayoría de las válvulas de bombeo neumático operadas por presión, se obtiene de un fuelle cargado a presión, un resorte o una combinación de ambos. El fuelle es el corazón de una válvula de bombeo neumático operada con presión con o sin resorte; si el fuelle falla, la válvula deja de funcionar. En la figura 2.18, se muestra una válvula operada por presión.

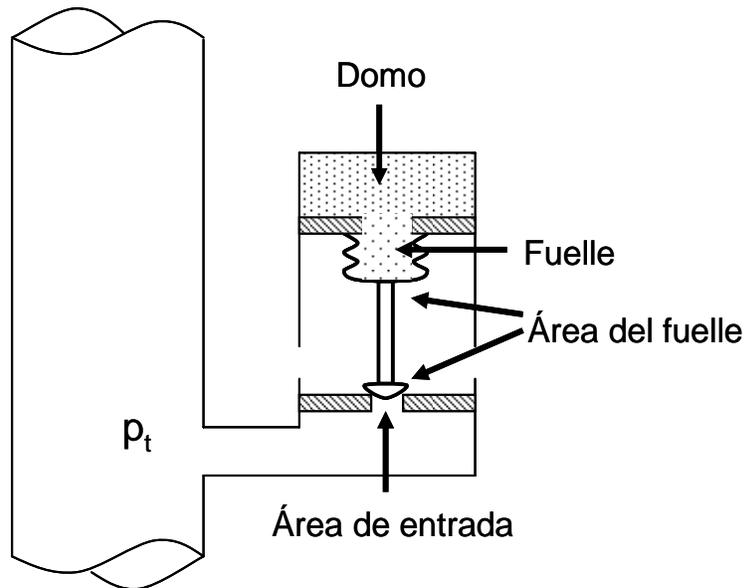


Figura 2.18. Válvula operada por presión

Válvulas operadas por presión para flujo continuo. Están diseñadas para permitir la entrada del gas de inyección a la tubería de producción. La mecánica de las válvulas es la misma para válvulas operadas por presión que para las válvulas de flujo continuo a través de la tubería de producción. La única diferencia es que el gas de inyección se encuentra dentro de la tubería de producción para las aplicaciones en que se fluya por la tubería de revestimiento, en vez de almacenarse en la misma tubería. En la figura 2.19 se muestra una válvula operada por presión para flujo continuo.

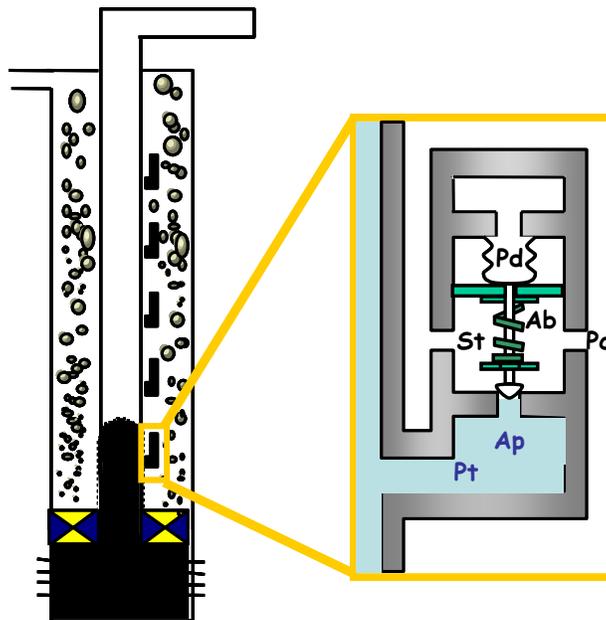


Figura 2.19. Válvula operada por presión en TR para BNC

- p_d = Presión de carga en los fuelles a la temperatura del pozo
- A_b = Área efectiva del fuelle
- p_c = Presión de inyección del gas a la profundidad de la válvula
- s_t = Efecto de la presión del resorte
- A_p = Área del orificio
- p_t = Presión de la T.P. a la profundidad de la válvula

c) Válvula operada por fluido. La diferencia entre la operación con presión en la TR y en la TP es principalmente la aplicación de la válvula de bombeo neumático, la presión de la TP es la presión de apertura ejercida sobre el área del fuelle de una válvula operada por fluido, las mismas series normales se utilizan tanto en operaciones con presión en la TR como en la TP, solamente el mandril es el diferente. En la figura 2.20 se observa una válvula operada por fluido.

Un mandril para una válvula operada por fluido (un mandril para fluir por el espacio anular para instalaciones que fluyen por la TR) y una válvula de contra presión normal, se emplea para la operación de presión en la TP. Cuando una válvula operada por fluido abre, la presión de la TR es generalmente de 150 a 200 lb/pg² mayor que la presión de la TP a la profundidad de la válvula. Por lo tanto, el aumento total en la presión contraria al fuelle después de que la válvula abre es mucho mayor que el de una válvula operada por presión, por esta razón es importante que se utilicen ciertos dispositivos para restringir el cambio de la posición de los fuelles en una válvula operada por presión para asegurar una vida prolongada en el fuelle.

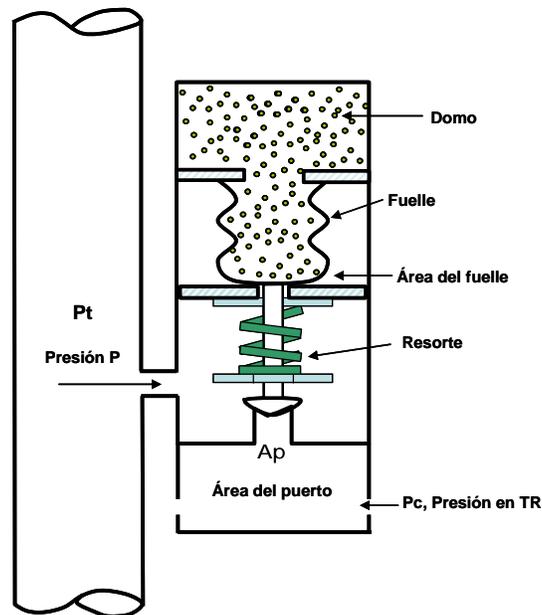


Figura 2.20. Válvula operada por fluido

2.6. Principio del funcionamiento del sistema de BNC

El sistema de BNC, es un diseño artificial de explotación, empleado en pozos donde la presión del yacimiento no es suficiente para llevar la producción a la superficie. El método está basado en la energía del gas comprimido en el espacio anular, siendo ésta la fuerza principal que hace elevar al aceite.

A continuación analizamos el principio de operación de descarga continua del sistema de BNC paso por paso, esto se puede observar en la figura 2.21.

1. El proceso comienza suponiendo que el pozo se encuentra lleno de un fluido de control, como se observa en el inciso "a", así inicia la inyección de gas, en este momento todas las válvulas están abiertas debido al principio de Arquímedes o de flotación circulando de esta manera el fluido de control, del espacio anular al interior de la TP; cabe señalar que el fluido de control está descargando en "U", ya que, dado el nivel tan alto en el espacio anular, impide que haya flujo del gas de inyección a través de la válvula hacia la tubería de producción.
2. El gas se inyecta lentamente por el espacio anular a través de un estrangulador (válvula de aguja), a medida que se inyecta el gas la presión en

la TR comienza a aumentar y el fluido de control comienza a circular hacia la superficie a través de la TP, en el inciso “**b**”, se observa que el nivel de fluido está justamente arriba de la 1^{er} válvula y que ésta no tardara en quedar al descubierto.

3. Cuando la 1^{er} válvula queda al descubierto como se observa en el inciso “**c**”, se elimina el efecto de flotación, permitiendo que el mecanismo de la válvula actúe cerrando el puerto, se continua con la inyección hasta que la presión del gas comprimido en el espacio anular logre vencer la presión de calibración, y se permita el paso del gas a través de la válvula, de esta manera el gas actuará sobre la columna de fluidos que se encuentran por arriba de la válvula. El paso del gas a través de la válvula se refleja en la superficie por el aumento considerable de la velocidad del flujo.
4. Es importante mencionar que además del fluido de control se empieza a desplazar un volumen paulatinamente y creciente de los fluidos aportados por el yacimiento, al continuar con la inyección del gas se continua desplazando el fluido del espacio anular por la 2^{da} válvula, se observa en el inciso “**d**” que el nivel de fluido está justamente arriba de la 2^{da} válvula y que ésta no tardara en quedar al descubierto.
5. Al sobrepasar la presión de calibración de la 1^{er} válvula, ésta se cierra y se alcanza la profundidad de la 2^{da} válvula que es la que comienza a operar, al ser vencida su presión de calibración permitiendo el paso de gas al interior de la TP, el resto de las válvulas continúan abiertas al estar sumergidas en el fluido de control, inciso “**e**”.
6. En los incisos “**f**” y “**g**” de la figura, se observa que la aportación de fluidos del yacimiento va siendo mayor y que el volumen de gas inyectado se incrementa, el procedimiento para que la 3^{ra} y 4^{ta} válvula comiencen a operar respectivamente, el procedimiento es el mismo que se describe para la 1^{ra} y 2^{da} válvula.
7. Finalmente se alcanza el punto de inyección deseado (5^{ta} válvula), el volumen de gas inyectado es alto (de acuerdo con la profundidad de inyección), el yacimiento está aportando un volumen de fluido de acuerdo con su índice de productividad. Todas las válvulas que sirvieron para desalojar el fluido de control hasta lograr el nivel óptimo del pozo se encuentran cerradas y la válvula localizada en el punto óptimo se denomina válvula operante.

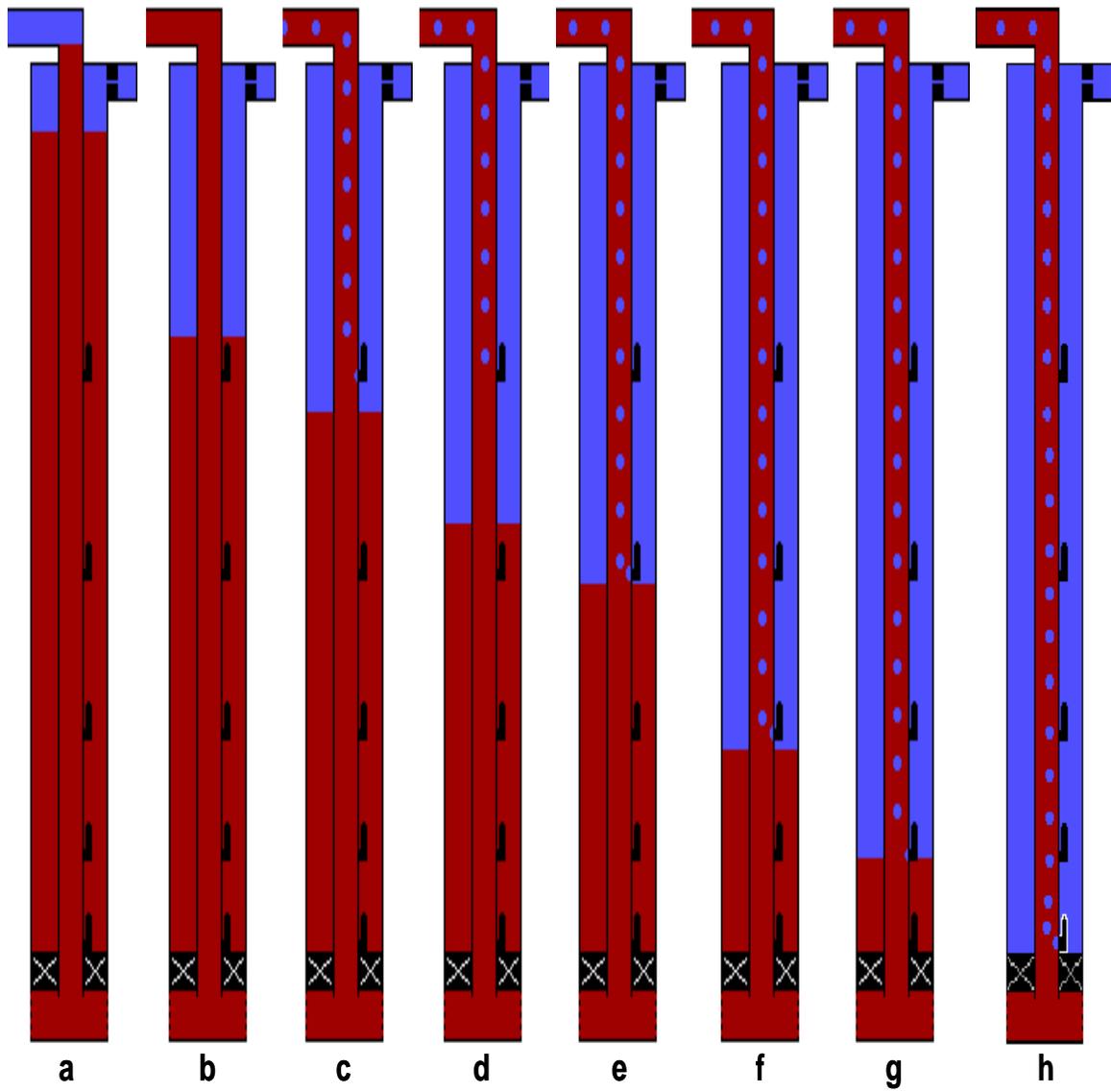


Figura 2.21. Procedimiento de funcionamiento del sistema de BNC

Capítulo III.

Método gráfico para el diseño de un sistema de BNC.

3.1. Diseño de aparejos de bombeo neumático

En la realización de un diseño del aparejo del BNC, se toman en cuenta los diversos factores que intervienen en el mismo. El método utilizado es el gráfico, con el cual se puede determinar el número de válvulas necesarias para el funcionamiento del sistema, así como la profundidad de colocación de las mismas y la temperatura a la que operaran.

El espaciamiento de las válvulas de BNC se ve influenciado por la presión del gas disponible, la densidad del fluido de control en el pozo, el comportamiento de afluencia, el nivel del fluido en el interior de la TP, la presión de fondo fluyendo y de las características de los fluidos producidos.

Para diseñar una instalación de BNC es necesario contar con la siguiente información:

- Tamaño de la TP.
- Tamaño de la TR.
- Profundidad media del los disparos.
- Densidad del aceite.
- RGA.
- Densidad relativa del gas de la formación
- Densidad relativa del gas de inyección.
- Producción neta esperada.
- Densidad relativa del agua
- Presión en la cabeza del pozo.
- Presión de inyección en la cabeza del pozo (disponible).
- Volumen de inyección en la cabeza del pozo (disponible).

- Índice de productividad
- Temperatura en el fondo del pozo.
- Presión de fondo estática
- Temperatura superficial.
- Presión de fondo fluyendo

Para realizar el diseño del sistema de BNC por el método gráfico es necesario comenzar con la localización del punto óptimo de inyección de la válvula operante.

3.2. Procedimiento gráfico para localizar el punto óptimo de inyección

- I. Se grafica en coordenadas rectangulares, la profundidad en el eje de las ordenadas con la profundidad total en el origen y la presión en el eje de las abscisas con la presión cero en el origen. Se traza una línea horizontal que represente a la profundidad media del intervalo disparado, sobre ésta se marca la presión estática (p_{ws}) y la presión de fondo fluyendo (p_{wf}), la cual se calcula con el índice de productividad y un gasto deseado (ecuación 3.1). Sobre una línea horizontal a la profundidad cero se trazan los puntos de la presión de inyección disponible (p_{disp}) y la presión en la cabeza del pozo (p_{wh}), como se observa en la figura 3.1.

$$p_{wf} = p_{ws} - \frac{q_o}{IP} \dots\dots (3.1)$$

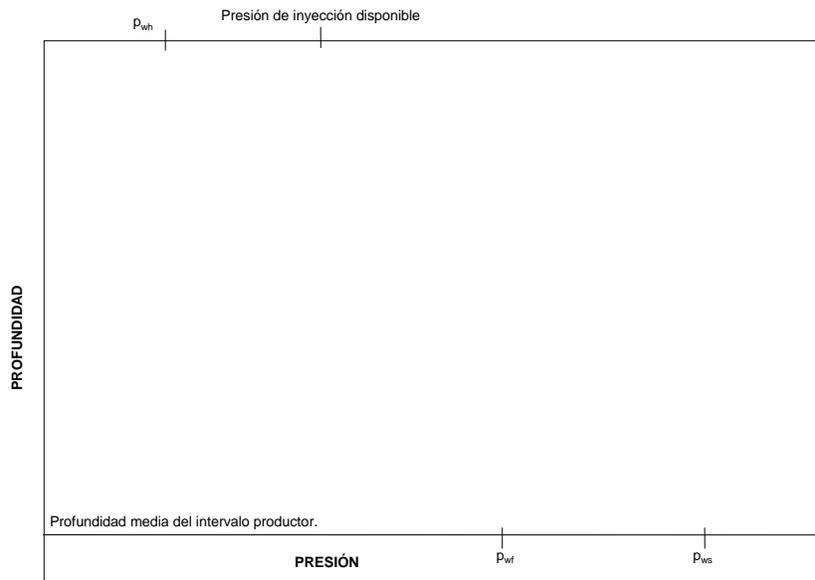


Figura 3.1. Gráfica de la profundidad vs. la presión.

- II. Partiendo del punto de la p_{ws} se traza una línea del gradiente estático (en ocasiones se trata del fluido de control) hasta intersectar al eje de las ordenadas (Figura 3.2), este punto corresponde al nivel estático dentro del pozo (ecuación 3.2), para calcular el nivel estático es necesario conocer la profundidad media de los disparos, la presión de fondo estática y el gradiente del fluido producido o el fluido de control. De la figura 1A del apéndice A, se obtienen diferentes gradientes de mezclas de aceite y agua, utilizando los grados °API y el porcentaje de agua salada.

$$NE = \text{prof. media de los disparos} - \left[\frac{p_{ws}}{G_m} \right] \dots\dots (3.2)$$

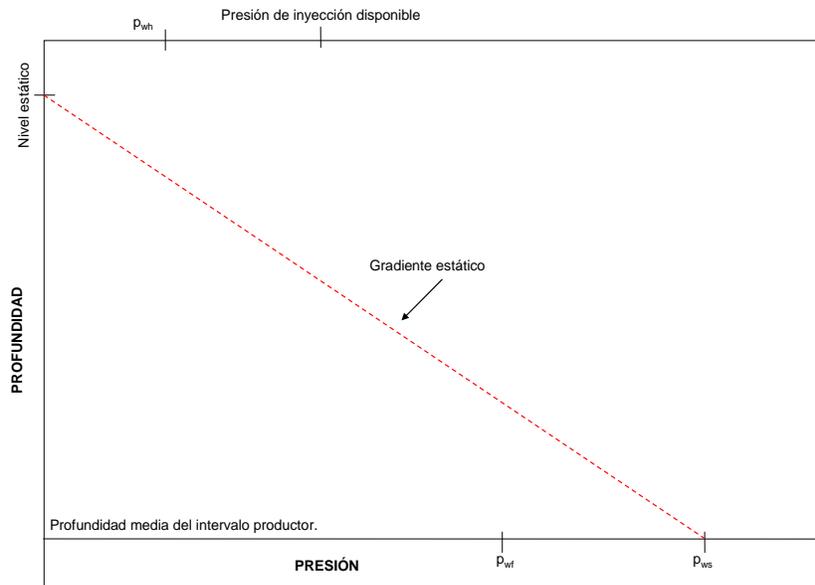


Figura 3.2. Trazo del gradiente estático.

- III. Partiendo del punto de la p_{wf} se traza la línea de gradiente fluyendo abajo del punto de inyección (Figura 3.3). Cuando la línea del gradiente intersecta al eje de las ordenadas se tiene el punto del nivel dinámico dentro del pozo (ecuación 3.3), para calcular este nivel es necesario conocer la profundidad media de los disparos, la presión de fondo fluyendo y el gradiente del fluido producido (figura 1A del apéndice A)

$$ND = \text{prof. media de los disparos} - \left[\frac{p_{wf}}{G_{m \text{ prod}}} \right] \dots\dots (3.3)$$

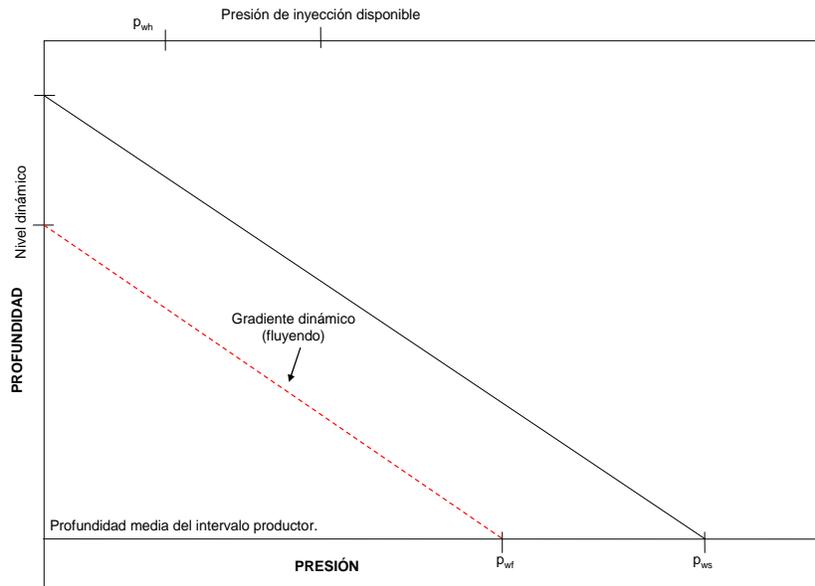


Figura 3.3. Trazo de la línea del gradiente fluyendo.

IV. La presión de arranque del gas es la máxima de inyección. La presión disponible es menor que la presión de arranque en 50 (lb/pg²) y la presión de operación generalmente se fija 100 (lb/pg²) por debajo de la presión disponible, en la figura 3.4, se observa el trazo de las líneas de los gradientes de gas correspondiente a la presión de operación y a la disponible, éstas se prolongan hasta intersectar a la línea del gradiente dinámico, establecida en el inciso III. Para el cálculo de los gradientes del gas se utiliza la figura 2A ó 3A del apéndice A.

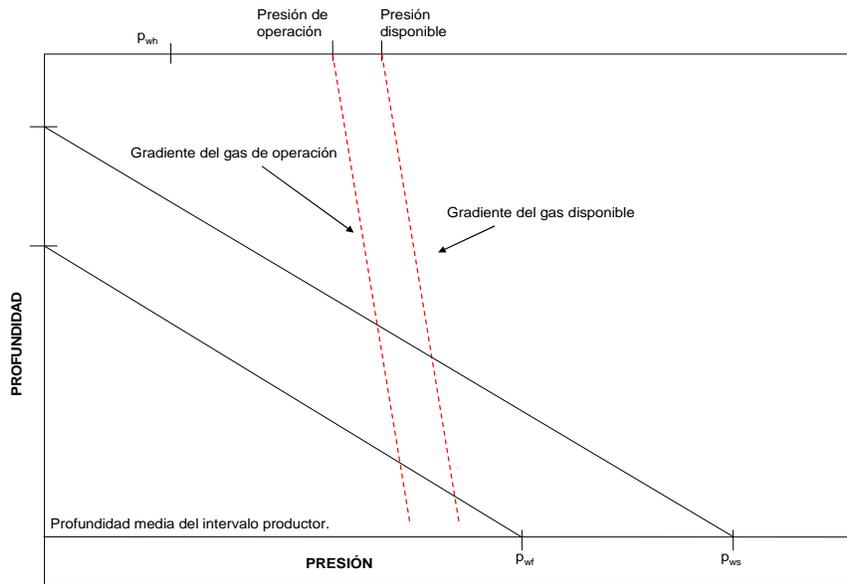


Figura 3.4. Gradiente del gas disponible y de operación.

- V. Se marca el punto donde se intersectan la curva del gradiente de gas correspondiente a la presión de operación y la curva del gradiente dinámico debajo del punto de inyección, este punto es el de balance entre la presión del espacio anular y la presión en la TP. Partiendo del punto de balance y sobre la línea del gradiente fluyendo se determina el punto de inyección del gas restándole $100 \text{ (lb/pg}^2\text{)}$ al punto de balance, como se observa en la figura 3.5.

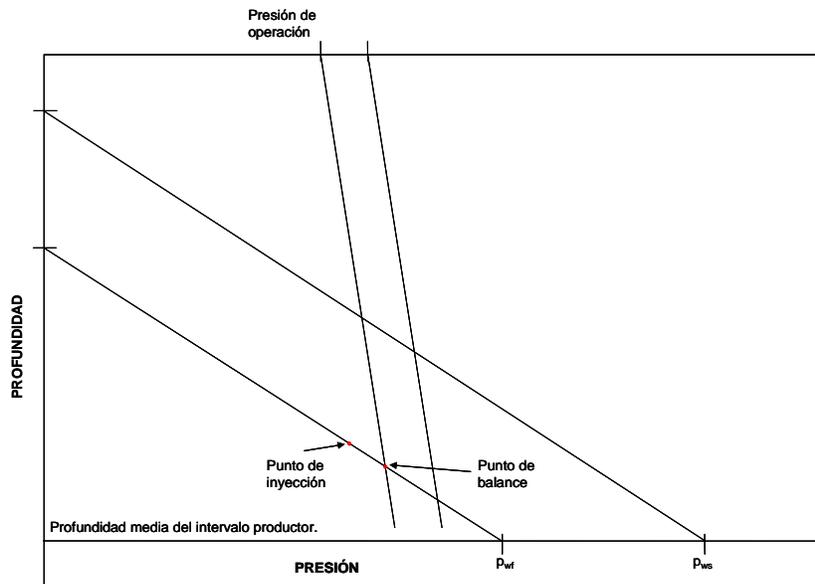


Figura 3.5. Localización del punto de inyección.

VI. Partiendo del punto de inyección localizado en el inciso anterior, se traza una línea para unir dicho punto con el de la presión en la cabeza del pozo, esta línea representa el gradiente fluyendo arriba del punto de inyección, este gradiente debe determinarse utilizando la curva de gradiente de presión o la correlación de flujo multifásico que mejor se ajuste con las condiciones de operación y del estado mecánico. La curva de gradiente o la correlación de flujo proporcionan la relación gas-líquido total (RGLT) que se requiere para la producción del pozo a un gasto deseado. Si no se disponen de curvas de gradiente o de correlaciones de flujo multifásico, el punto de inyección y la p_{wh} se pueden unir con una línea recta para propósitos del espaciamiento de las válvulas, como se observa en la figura 3.6.

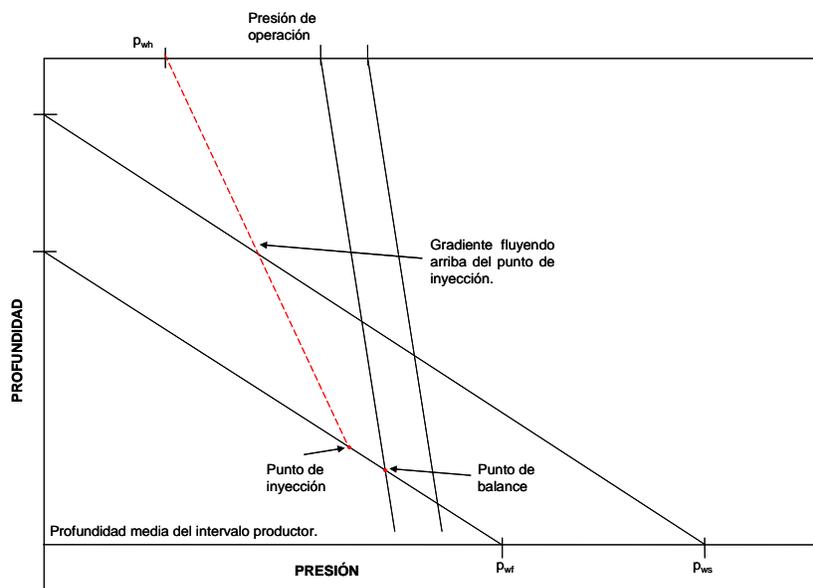


Figura 3.6. Gradiente fluyendo arriba del punto de inyección.

3.3. Procedimiento gráfico para el espaciamiento de válvulas balanceadas en el sistema de BNC.

Una vez determinado el punto de inyección, el espaciamiento de las válvulas se determina sobre la misma gráfica de la profundidad vs. presión, sobre la que se viene trabajando.

- I. Sobre la gráfica realizada para la obtención del punto de inyección, se traza el gradiente del fluido de control partiendo de la p_{wh} , hasta intersectar al gradiente de la presión disponible del gas de inyección, este punto de intersección corresponde a la profundidad de colocación de la primera válvula y también representa la presión que se tiene en la TR (figura 3.7). Cuando el fluido de control es el mismo que el fluido

aportado por el pozo, entonces el gradiente es el mismo que el estático. La presión del fluido de control para diferentes profundidades se obtiene con la ecuación 3.4.

$$P_{F,control} = P_{wh} + G_{F,control}(H) \dots\dots (3.4)$$

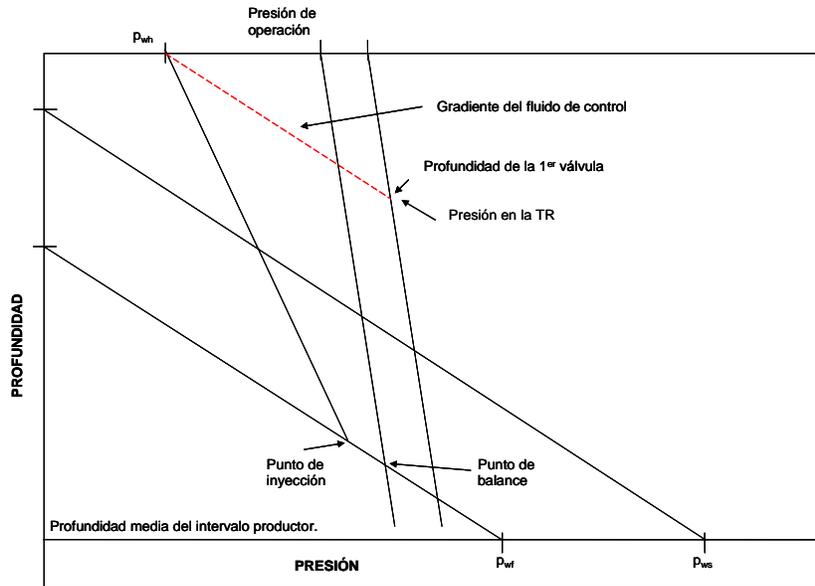


Figura 3.7. Punto de colocación de la primera válvula y la presión en la TR.

- II. Se traza una línea horizontal desde el punto de colocación de la primera válvula, hasta que intersecte a la línea del gradiente fluyendo arriba del punto de inyección, este punto corresponde a la presión que se tiene en la TP a la profundidad de la válvula. Se traza una paralela a la línea del gradiente del fluido de control partiendo del punto de intersección anterior hasta que se intersecte con una línea paralela y menor al gradiente de la presión disponible del gas de inyección, esta línea paralela normalmente es menor debido a que se utiliza un factor de seguridad, este punto de intersección es la profundidad de colocación de la segunda válvula (figura 3.8). El factor de seguridad reduce la presión necesaria para abrir cada válvula, reduciéndose el espaciamiento y aumentando el número de válvulas. Normalmente el factor de seguridad es de 20 (lb/pg²) por debajo del gradiente de la presión disponible.

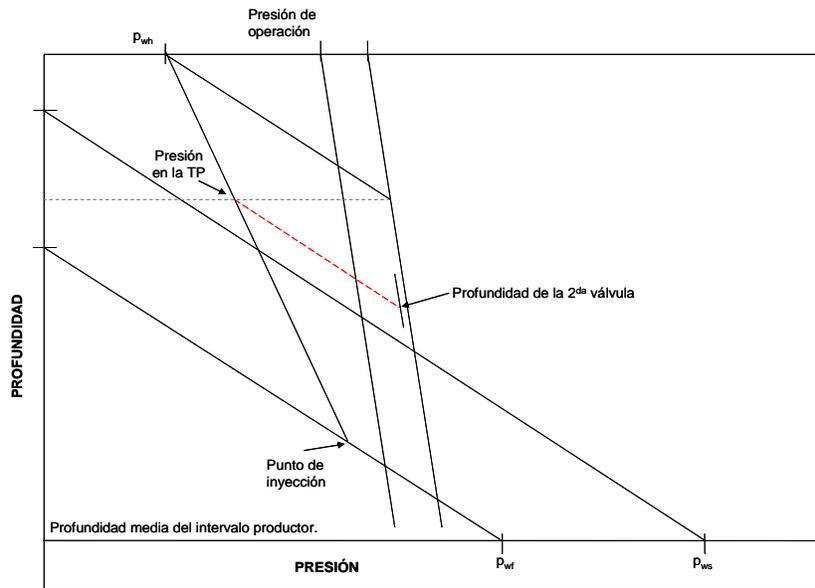


Figura 3.8. Profundidad de colocación de la segunda válvula.

III. Se traza nuevamente una línea horizontal desde el punto de colocación de la segunda válvula hasta intersectar al gradiente fluyendo arriba del punto de inyección y se obtiene la presión en la TP, desde este punto se traza una línea paralela al gradiente del fluido de control hasta que intersecte a una línea paralela al gradiente de presión disponible del gas de inyección, utilizando el factor de seguridad. Este punto corresponde a la profundidad de colocación de la tercera válvula (figura 3.9).

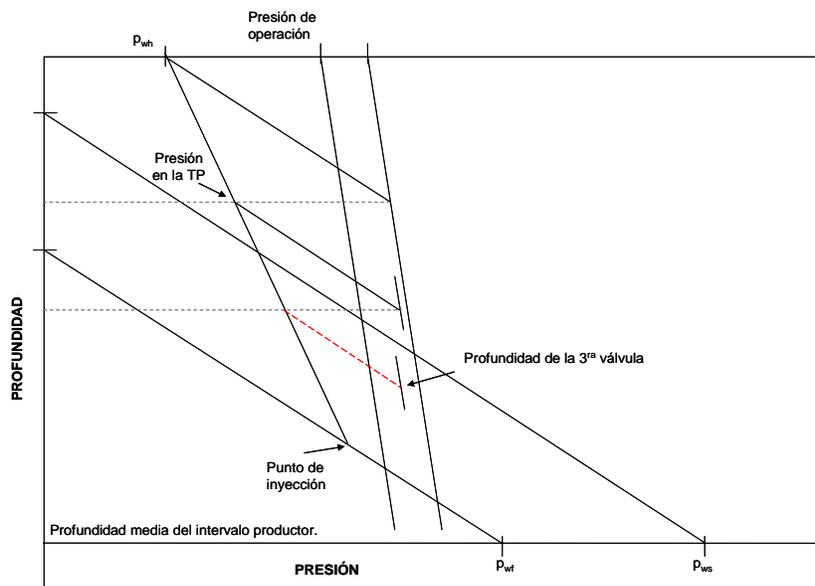


Figura 3.9. Profundidad de colocación de la tercera válvula.

IV. Se repite el procedimiento del inciso III hasta alcanzar el punto de inyección, como se muestra en la figura 3.10.

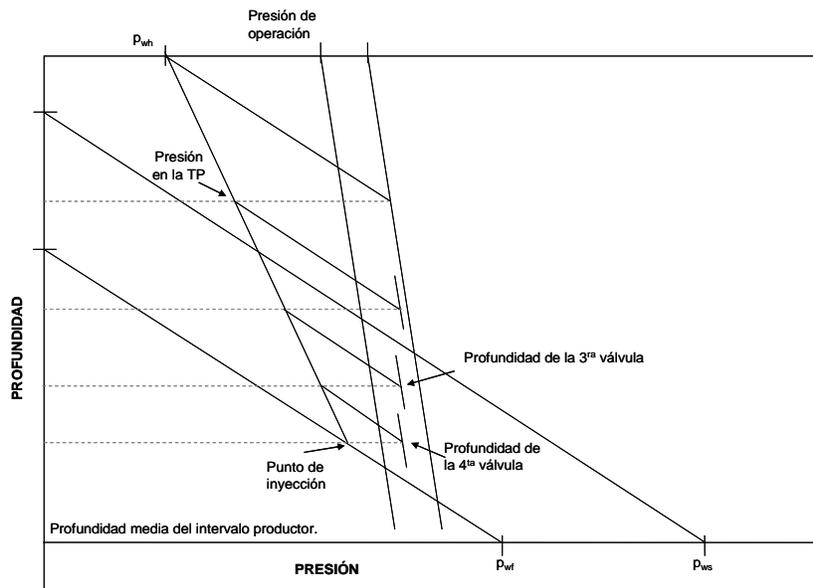


Figura 3.10. Punto de colocación de la válvula a la profundidad del punto de inyección.

Como una medida de prevención se deben de colocar dos válvulas más por debajo del punto de inyección, para poder seguir operando cuando se presente una posible reducción en la presión media del yacimiento, o en un cambio en el índice de productividad del pozo.

3.3.1. Procedimiento gráfico para determinar la temperatura a la profundidad de colocación de las válvulas.

- I. Sobre la gráfica que se ha venido trabajando, se traza una línea que represente la temperatura a una escala conveniente en el eje de las abscisas al lado derecho de la gráfica (usando la misma escala de profundidad). Se marca el punto de la temperatura en superficie a la profundidad cero y el punto de la temperatura de fondo, se traza una línea para unir estos dos puntos (figura 3.11), ésta será la línea del gradiente de temperatura.

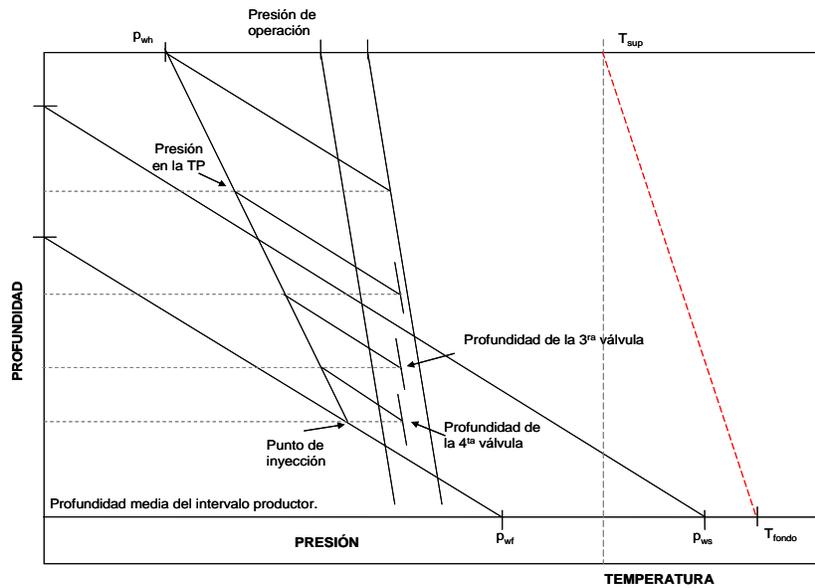


Figura 3.11. Trazo del gradiente de temperatura.

- II. Para determinar la temperatura de las válvulas se prolongan las líneas horizontales que marcan la profundidad de las válvulas, hasta que intersecten a la línea del gradiente de temperatura, estas intersecciones nos indican la temperatura a la que se encuentran las válvulas a dicha profundidad (figura 3.12).

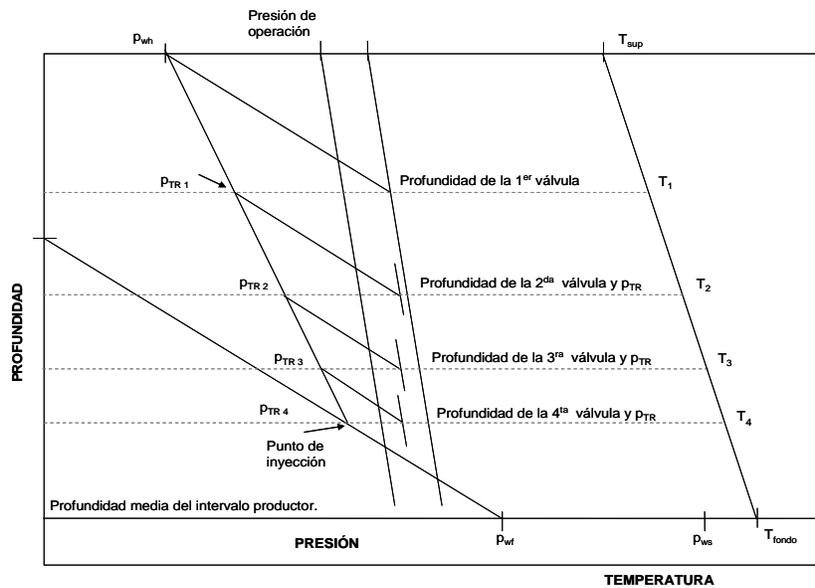


Figura 3.12. Determinación de la temperatura a la profundidad de colocación de las válvulas

3.3.2. Procedimiento para determinar el gasto de gas de inyección.

Para determinar el gasto de gas de inyección es necesario, conocer la relación gas inyectado-líquido (RGIL) y el gasto de aceite actual. La relación gas inyectado-líquido se determina utilizando la ecuación 3.5. Utilizando una gráfica de curvas de gradiente de presión para las características del pozo y superponiéndola en la figura 3.12, haciendo coincidir el cero con la p_{wh} y de la curva que mejor se ajuste al gradiente fluyendo arriba del punto de inyección, nos proporcionara la RGLT, con la que se calcula la RGIL.

$$RGIL = RGLT - RGA \dots\dots(3.5)$$

$$q_{gi} = (RGIL) \times q_o \dots\dots (3.6)$$

Para tener un valor más exacto es necesario aplicarle un factor de corrección al gasto de gas de inyección (ecuación 3.7). Con el factor de corrección y el gasto calculado con la ecuación 3.6, se determina el gasto de inyección corregido (ecuación 3.8).

$$F_c = 0.0544(\gamma_g \times T(^{\circ}R))^{0.5} \dots\dots (3.7)$$

$$q_{gic} = q_{gi} \times F_c \dots\dots (3.8)$$

3.3.3. Procedimiento para obtener el diámetro del orificio de la válvula operante.

- I. Este procedimiento se puede realizar utilizando las gráficas publicadas por los fabricantes o por medio de las siguientes ecuaciones, el diámetro tiene que ser proporcionado en 64 (avos) de pulgada.

$$d_v = 64 \left[\frac{4(CA)}{\pi} \right]^{1/2} \dots\dots (3.9)$$

donde CA se obtiene de:

$$CA = \frac{q_g}{155500(p_1) \left\{ \frac{64.34(k)}{\gamma_g (T_{v\u00e1lvula} + 460)(k-1)} \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{2/k} - \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{k+1/k} \right] \right\}^{1/2}} \dots\dots (3.10)$$

k es una relación de calores específicos a presión y volumen constante, se puede obtener utilizando la temperatura calculada en la válvula y la densidad del gas de inyección por medio de la figura 4A del apéndice A.

A = área del estrangulador (pg^2)

C = coeficiente de descarga del estrangulador

p_1 = presión corriente arriba del estrangulador (la presión del punto de balance)

p_2 = presión corriente abajo del estrangulador (la presión en el punto de inyección)

El diámetro de la válvula también se puede obtener mediante la ecuación utilizada para determinar el diámetro de un estrangulador, establecida por Cook.

$$dv = 1.75105 + 932.334(CA) - 29372.7(CA)^2 + 397972(CA)^3 - 1510615(CA)^4 \dots\dots (3.11)$$

Con el diámetro calculado se utilizan los catálogos proporcionados por el fabricante para determinar el tipo de válvula a utilizar y sus características.

3.3.4. Cálculos para obtener las presiones referentes a la operación de las válvulas.

- I. **Presión superficial de apertura (p_{so}).** Se determina restándole 25 (lb/pg^2) a la presión disponible del gas de inyección, para la primera válvula y así sucesivamente para las válvulas restantes.

$$p_{so} = p_{disp} - 25(lb/pg^2) \dots\dots (3.12)$$

- II. **Presión de apertura a la profundidad de la válvula (p_{vo}).** Para determinar la presión de apertura es necesario utilizar la figura 1A del apéndice A, la presión superficial de apertura y la densidad del gas utilizado, con lo que se obtiene una diferencial de presión. Es necesario corregir la diferencial de presión y para esto es necesario calcular la temperatura de la válvula según la ecuación 3.13, también se utiliza la

temperatura real de válvula y la diferencial de presión leída de la figura 1A del apéndice A. Finalmente la presión de apertura se calcula según la ecuación 3.15.

$$\bar{T}_{cal} (^{\circ}F) = \frac{100 ^{\circ}F + \left[70 ^{\circ}F + \left(1.6 ^{\circ}F \times \frac{prof.}{100 \text{ pies}} \right) \right]}{2} \dots\dots (3.13)$$

$$\Delta p_{corr} = \Delta p_{graf} \left(\frac{\bar{T}_{cal} ^{\circ}R}{T_{real} ^{\circ}R} \right) \times prof. \text{ de la válvula} \dots\dots (3.14)$$

$$p_{vo} = p_{so} + \Delta p_{corr} \dots\dots (3.15)$$

III. **Presión de calibración del domo @ 60 °F.** Empleando la tabla 1A del apéndice A, se determina el valor de C_t (Factor de corrección por temperatura). También se pueden utilizar las figuras del apéndice B para determinar la $p_d @ 60$ ó 80 °F.

$$p_d @ 60 ^{\circ}F = C_t (p_{vo} @ T_{válvula}) \dots\dots (3.16)$$

Existe una expresión que se puede utilizar en lugar de la tabla 1A del apéndice A. La ecuación 3.17 se puede utilizar para cualquier temperatura base.

$$C_t = \frac{1}{1 + 0.00215(T_{prof.val.} - 60)} \dots\dots (3.17)$$

IV. **Presentación de los resultados.** Los resultados deben de presentarse en una tabla que muestre como mínimo la siguiente información: el número de válvula, la profundidad de colocación, la temperatura, la p_{so} , la p_{vo} y la $p_d @ 60$ °F.

No. válvula	Prof.	T	p_{so}	p_{vo}	$p_d @ 60$ °F

Tabla 3.1. Tabla para presentar los resultados finales del diseño de BNC.

3.4. Procedimiento gráfico para el espaciamiento de válvulas desbalanceadas en el diseño del sistema de BNC.

Después de haber calculado el punto de inyección mediante el procedimiento descrito anteriormente (apartado 3.2), el espaciamiento de válvulas desbalanceadas se lleva acabo por medio de los siguientes pasos:

- I. A la presión en la cabeza del pozo (p_{wh}) se le suman 200 (lb/pg²) y en la gráfica de profundidad contra presión, se marca la nueva presión a la profundidad cero, desde este punto se traza una línea recta hasta el punto de inyección previamente obtenido (figura 3.13), la cual representa a la presión de diseño en la TP.

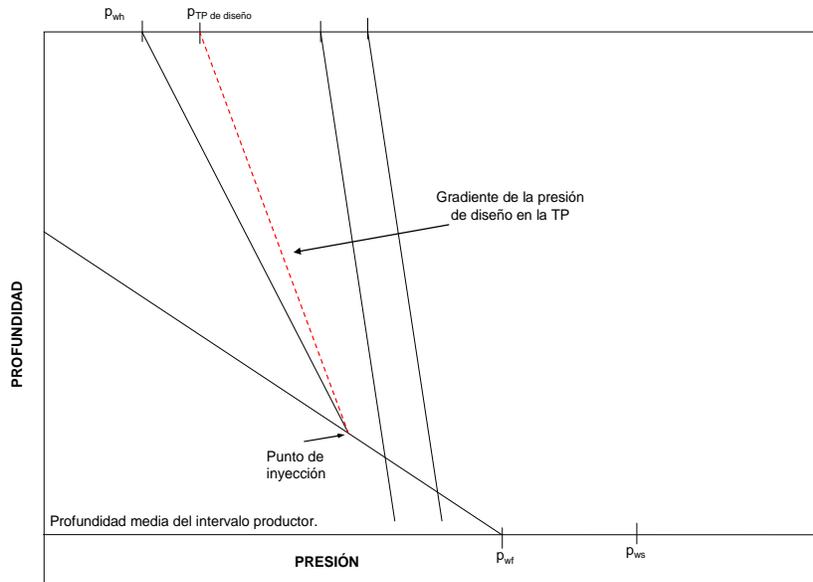


Figura 3.13. Presión de diseño de la TP.

- II. Sobre la gráfica de la presión contra la temperatura se traza una línea del gradiente del fluido de control, partiendo desde una presión cero (cuando el pozo descarga a un quemador) o partiendo de la presión en la cabeza del pozo (cuando el pozo descarga al separador), hasta intersectar la línea del gradiente del gas disponible y este punto pertenece a la profundidad de colocación de la primera válvula (figura 3.15).

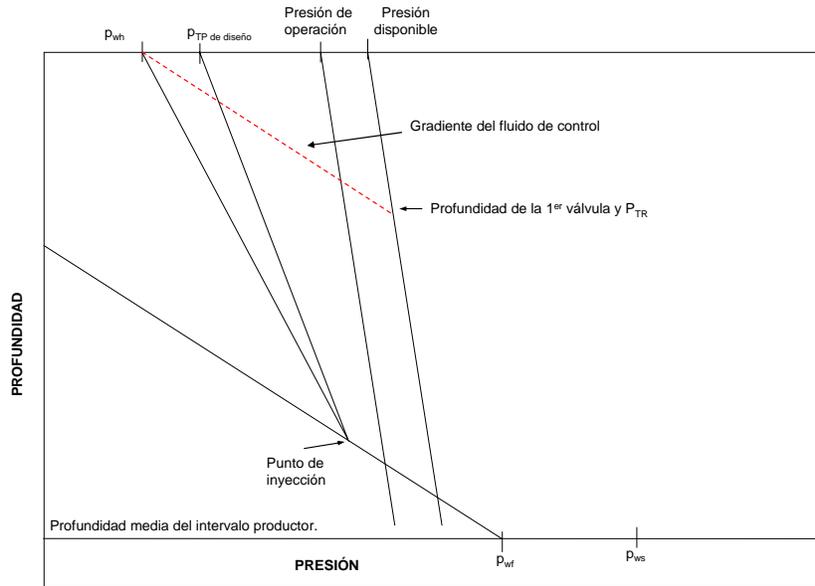


Figura 3.14. Punto de colocación de la primera válvula.

III. Se traza una línea horizontal partiendo desde el punto anterior y hasta intersectar a la línea del gradiente de la presión en la TP de diseño, este punto pertenece a la presión de diseño en el interior de la tubería de producción (figura 3.15).

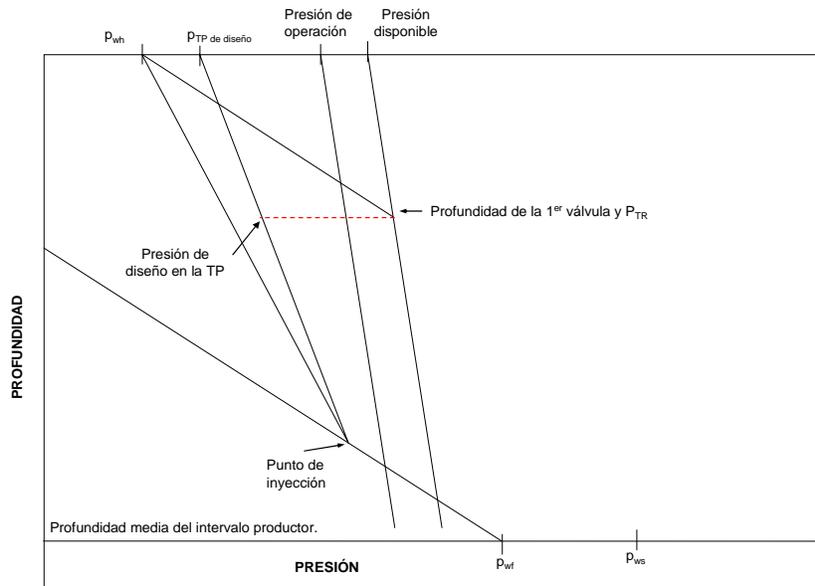


Figura 3.15. Presión de diseño en la tubería de producción.

- IV. Partiendo desde el punto del inciso anterior se traza una línea paralela al gradiente del fluido de control hasta intersectar a la línea del gradiente de la presión de operación del gas, este punto determina la profundidad de colocación de la segunda válvula (figura 3.16).

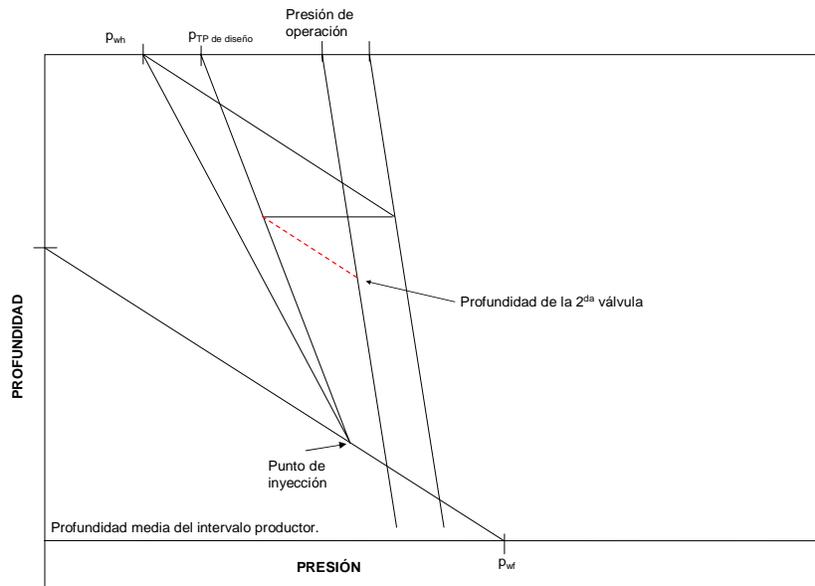


Figura 3.16. Profundidad de colocación de la segunda válvula.

- V. Partiendo del punto de colocación de la segunda válvula, se realiza nuevamente lo mencionado en los incisos III y IV para localizar la profundidad de colocación de la tercera válvula, este procedimiento se continúa hasta alcanzar la profundidad del punto de inyección, como se observa en la figura 3.17.

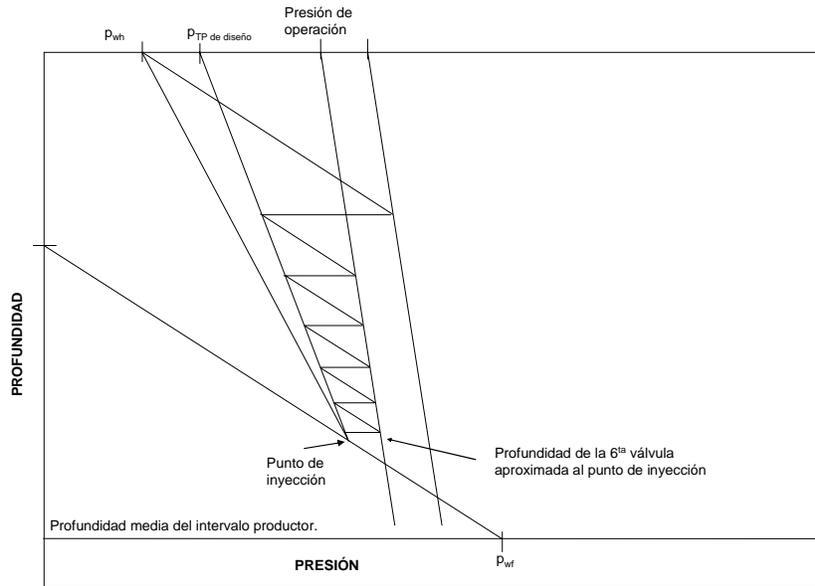


Figura 3.17. Espaciamiento de las válvulas desbalanceadas para BNC

VI. Generalmente al realizar el espaciamiento, el punto de colocación de la última válvula no coincide con el punto de inyección entonces es necesario realizar una redistribución de las válvulas cercanas al punto de inyección con el fin de hacer coincidir una válvula a la profundidad de dicho punto. Se recomienda un espaciamiento máximo de 250 pies entre válvulas cercanas al punto de inyección (figura 3.18).

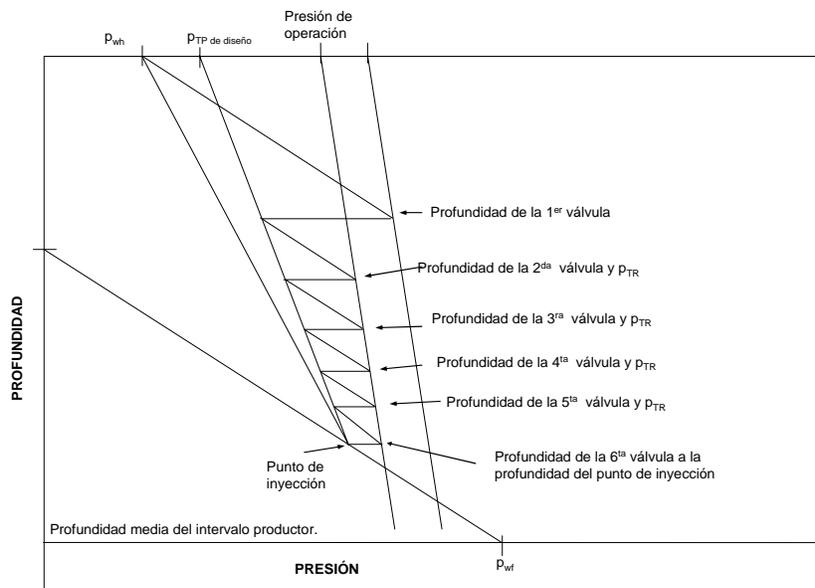


Figura 3.18. Espaciamiento con una redistribución en las válvulas cercanas al punto de inyección.

Dependiendo de las características de declinación de la producción aportada por el yacimiento en ocasiones es necesario colocar una válvula más por debajo del punto de inyección.

Para determinar la temperatura a la profundidad de cada una de las válvulas se realiza el mismo procedimiento descrito en el apartado 3.4. Incisos I y II.

3.4.1. Cálculos para obtener las presiones referentes a la operación de las válvulas.

- I. **Presión superficial de apertura (p_{so}).** Para la primera válvula se fija por debajo de la presión disponible de inyección del gas, esto es restándole 50 (lb/pg²).

$$P_{so} = P_{disp} - 50 \text{ (lb/pg}^2\text{)} \quad \dots\dots (3.18)$$

Para determinar la presión superficial de apertura del resto de las válvulas se deja una diferencial de presión de 10 (lb/pg²) entre válvula y válvula partiendo de la presión superficial de apertura de la primera válvula

$$P_{so} = P_{so \text{ primer válvula}} - 10 \text{ (lb/pg}^2\text{)} \quad \dots\dots (3.19)$$

- II. **Presión de apertura a la profundidad de la válvula (p_{vo}).** A la presión superficial de apertura de cada válvula se les suma la presión debido al peso de la columna de gas correspondiente, para determinar este valor se utiliza la figura 2A ó 3A del apéndice A.

$$P_{vo} = P_{so} + P_{columna \text{ de gas}} \quad \dots\dots (3.20)$$

- III. **Presión del domo (p_d) o presión de cierre frente a cada válvula (p_{vc}).** Se calcula utilizando la presión de diseño en la TP, la presión de apertura de cada válvula y el diámetro del orificio seleccionado.

$$P_d = P_{vc} = P_{vo}(1 - R) + P_{TP \text{ diseño}}(R) \quad \dots\dots (3.21)$$

Para el cálculo del diámetro se realiza el procedimiento descrito en el apartado 3.3.2.

IV. **Presión superficial de cierre (p_{sc}).** Se utiliza la siguiente expresión.

$$P_{sc} = P_d - P_{columna\ de\ gas} \dots\dots (3.22)$$

V. **Presión del domo a 60 °F.** estos valores se determinan utilizando las figuras del apéndice B o la tabla 1A del apéndice A

VI. **Presión de apertura en el taller (p_{tro}).** Se utiliza la siguiente ecuación.

$$P_{tro} = \frac{P_d @ 60\ ^\circ F}{1 - R} \dots\dots (3.23)$$

VII. **Presión de apertura real de cada válvula a la profundidad correspondiente.** Para el cálculo de esta presión se utiliza la presión en la TP fluyendo (real).

$$P_{vo\ real} = \frac{P_d - (P_{TP\ fluyendo}) R}{1 - R} \dots\dots (3.24)$$

VIII. **Presión superficial de apertura real.** Para el cálculo de esta presión se emplea la siguiente expresión.

$$P_{so\ real} = P_{vo\ real} - P_{columna\ de\ gas} \dots\dots (3.25)$$

IX. **Presentación de los resultados.** Los resultados deben de presentarse en una tabla que muestre como mínimo la siguiente información: el número de válvula, la profundidad de colocación, la temperatura, la p_{so} (diseño), la p_{vo} (diseño), la p_{tp} (fluyendo), la p_{tp} (diseño), la p_d a la temperatura de la válvula y @ 60 °F, la p_{sc} , la p_{tro} , la p_{so} (real), la p_{vo} (real).

No. válvula	Prof.	T	P_{TP} (diseño)	P_{TP} (real)	P_{so} (diseño)	P_{vo} (diseño)	P_{vc}	P_{sc}	$P_d @ 60\ ^\circ F$	P_{tro}	P_{vo} (real)	P_{so} (real)

Tabla 3.2. Tabla para presentar los resultados finales del diseño de BNC con válvulas desbalanceadas.

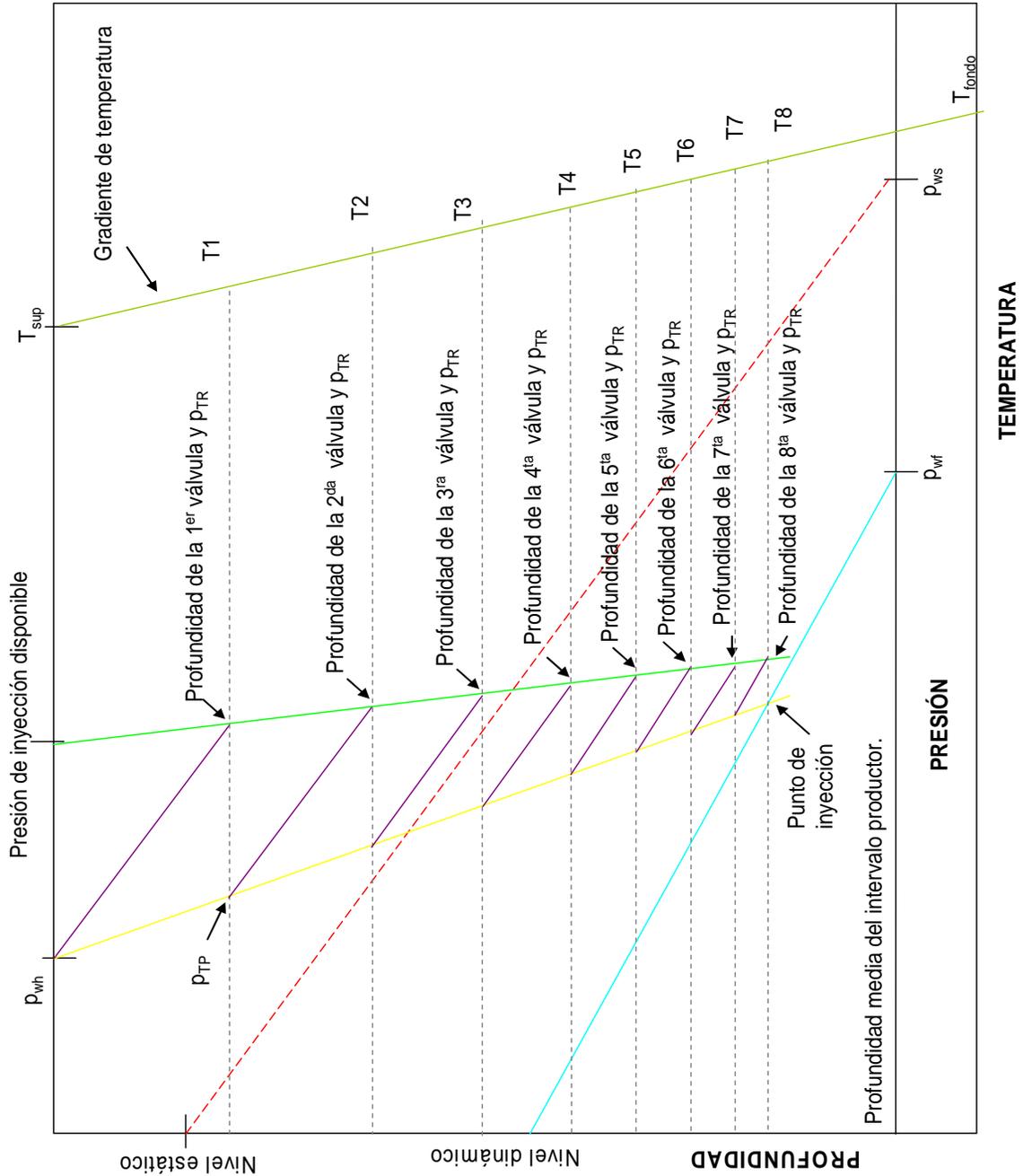


Figura 3.19. Gráfica representativa del diseño de un aparato de BNC con el método gráfico.

3.5. Ejemplo de aplicación del método gráfico para el diseño de un sistema de BNC con válvulas balanceadas.

Información disponible:

- Profundidad media del intervalo productor = 8,000 (pies)
- $p_{ws} = 2,900$ (lb/pg²)
- $q_L = 700$ (BPD) 95 % agua
- Φ de la TP = $2 \frac{3}{8}$ (pg) (1.995 pg Φ interno)
- $p_{wh} = 100$ (lb/pg²)
- Temperatura superficial fluyente = 150 °F
- Temperatura en el fondo del pozo = 210 °F
- Presión del gas de inyección disponible en superficie = 900 (lb/pg²)
- Presión de operación = 950 (lb/pg²)
- Gradiente del fluido de control = 0.5 (lb/pg²/pie)
- IP = 7 BPD/(lb/pg²) constante
- Densidad relativa del gas de inyección = 0.65 (aire = 1.0)
- °API = 40

El pozo está totalmente lleno de fluido de control.

Solución.

- a) Se calcular la p_{wf} , con la ecuación 3.1

$$p_{wf} = 2,900 - \frac{700}{7} = 2,800 \left(\frac{lb}{pg^2} \right)$$

- b) Para determinar la línea del gradiente estático, con la figura 1A del apéndice A, y se utiliza el porcentaje de agua salada y la densidad del aceite.

Se obtiene un gradiente estático = 0.46 (lb/pg²/pie), se calcula el punto del nivel estático con la ecuación 3.2 y se traza una línea del gradiente.

$$NE = 8,000 - \left[\frac{2,900}{0.46} \right] = 1,696 \text{ (pies)}$$

- c) Para determinar la línea del gradiente fluyendo abajo del punto de inyección, se utiliza el gradiente estático, la ecuación 3.3 y se traza la línea correspondiente.

$$ND = 8,000 - \left[\frac{2,800}{0.46} \right] = 1,913 \text{ (pies)}$$

- d) Calculo de las líneas de los gradientes de presión del gas de operación y disponible. Se utiliza la figura 2A ó 3A del apéndice A. Con una densidad del gas de 0.7 y una $p_{dis} = 900 \text{ (lb/pg}^2\text{)}$.

$$p_{op} = 900 - 100 = 800 \left(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right)$$

$$\Delta p_{graf} = 21 \left(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right) \text{ por cada 1,000 pies de profundidad}$$

$$\bar{T}_{graf} = \frac{170 + \left[1.6 \times \left(\frac{8,000}{100} \right) \right]}{2} = 149 \text{ (}^\circ\text{F)} = 609 \text{ (}^\circ\text{R)}$$

$$\bar{T}_{real} = \frac{150 + 210}{2} = 180 \text{ (}^\circ\text{F)} = 640 \text{ (}^\circ\text{R)}$$

$$\Delta p_{corr} = 21 \times \left(\frac{609}{640} \right) = 19.98 \left(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right) \text{ por cada 1,000 pies de profundidad}$$

$$\text{para la } p_{dis} = 900 \left(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right)$$

$$\Delta p_{graf} = 23.5 \left(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right) \text{ por cada 1,000 pies de profundidad}$$

$$\Delta p_{corr} = 23.5 \times \left(\frac{609}{640} \right) = 22.36 \left(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right) \text{ por cada 1,000 pies de profundidad}$$

Las líneas de los gradientes son:

Prof. (pies)	p_{op} (lb/pg ²)	p_{dis} (lb/pg ²)
0	800	900
1,000	819.98	922.36
2,000	839.96	944.72
3,000	859.94	967.08
4,000	879.92	989.44
5,000	899.9	1011.8
6,000	919.88	1034.16
7,000	939.86	1056.52
8,000	959.84	1078.88

- e) Se determina el punto de inyección del gas. De la intersección de la línea de gradiente de la presión de operación y la línea del gradiente fluyendo abajo del punto de inyección, se obtiene el punto de balance y restándole 100 (lb/pg²) se obtiene el punto de inyección.

Punto de balance :

$$p_{pb} = 874.3 \left(\frac{lb}{pg^2} \right)$$

$$Prof._{pb} = 3820 \text{ (pies)}$$

Punto de inyección :

$$p_{pb} = 774.3 \left(\frac{lb}{pg^2} \right)$$

$$Prof._{pb} = 3596.25 \text{ (pies)}$$

- f) Se determina la curva del gradiente fluyendo arriba del punto de inyección, para esto, es necesario localizar la curva de gradiente de presión de flujo multifásico para una tubería vertical de 1.995 pg de diámetro interno, un 10% de aceite y un gasto de aceite de 700 BPD (figura 5A del apéndice A). se superpone la figura 5A sobre la gráfica del espaciamiento de válvulas, de tal forma que la p_{wh} coincida con el cero de la figura 5A, con esto se determina la RGLT = 300 (pie³/bl). (esta curva es la que más se aproxima al IP)
- g) Para determinar la profundidad de colocación de las válvulas es necesario trazar una línea del gradiente del fluido de control, ecuación 3.4.

- h) Se determina el volumen de gas de inyección requerido. Para determinar la R_s se utiliza la figura 5A del apéndice A. y se superpone sobre la gráfica del diseño haciendo coincidir nuevamente el cero de la figura y la p_{wh} de la gráfica, y la curva que mejor represente al gradiente fluyendo abajo del punto de inyección, proporcionara la $R_s = 130$ (pie³/bl).

$$q_{gi} = (RGLT - R_s) \times q_L$$

$$q_{gi} = (300 - 130) \times 700 = 119,000 \left(\frac{\text{pie}^3}{\text{día}} \right)$$

Utilizando la temperatura de la válvula colocada en el punto de inyección y la densidad relativa del gas a inyectar, ecuación 3.7, se determina el factor de corrección.

$$F_c = 0.0544(0.65 \times (177 + 460))^{0.5} = 1.3723$$

Calculando el gasto de gas de inyección corregido, ecuación 3.8.

$$q_{gic} = 119,000 \times 1.3723 = 163,304 \left(\frac{\text{pie}^3}{\text{día}} \right)$$

- i) Se determina el diámetro del orificio de la válvula operante. Utilizando las ecuaciones 3.10 y 3.11.

Se obtiene el valor de "k", utilizando la densidad relativa del gas, la temperatura de la válvula operante y la figura 4A del apéndice A.

$$CA = \frac{163,304}{155,500(874) \left\{ \frac{64.34(1.257)}{0.65(177 + 460)(1.257 - 1)} \left[\left(\frac{774}{874} \right)^{2/1.257} - \left(\frac{774}{874} \right)^{1.257+1/1.257} \right] \right\}^{1/2}}$$

$$CA = 9.69 \times 10^{-3}$$

$$dv = 1.75105 + 932334 (9.69 \times 10^{-3}) - 293727 (9.69 \times 10^{-3})^2 + 397972 (9.69 \times 10^{-3})^3 - 1510615 (9.69 \times 10^{-3})^4$$

$$dv = \frac{8}{64} (pg)$$

Para determina el tipo de válvula a instalar, se utiliza un catalogo del fabricante, para este ejemplo se puede escoger entre una válvula recuperable y una convencional de la marca CAMCO.

- Si se utiliza una Válvula recuperable (figura 6A del apéndice A).

Tipo	A _b área efectiva (pg)	Tamaño del puerto (pg)	A _p área del puerto (pg)		R = A _p /A _b		1-R	
			Fluido estándar	sólidos	Fluido estándar	sólidos	Fluido estándar	sólidos
R-20	0.77	1/8	0.013	0.021	0.017	0.027	0.983	0.973

- Si se utiliza una válvula convencional (figura 7A del apéndice A).

Tipo	A _b área efectiva (pg)	Tamaño del puerto (pg)	A _p área del puerto (pg)	R = A _p /A _b	1-R
JR-20	0.77	1/8	0.013	0.017	0.983

- j) En la figura 3.20, se muestra el diseño gráfico con los gradientes y parámetros que intervienen en una instalación de BNC con válvulas balanceadas.
- k) Se muestran los resultados obtenido de los parámetros de operación de las válvulas.

No. de válvula	Profundidad (pies)	Temperatura (°F)	p _{so} (lb/pg ²)	p _{vo} (lb/pg ²)	p _d @ 60 °F (lb/pg ²)
1	1678.86	162.65	875	906.18	742.35
2	2650.39	169.93	850	898.41	726.66
3	3269.02	174.60	825	883.51	708.85
4	3596.25	177.00	800	862.88	689.45

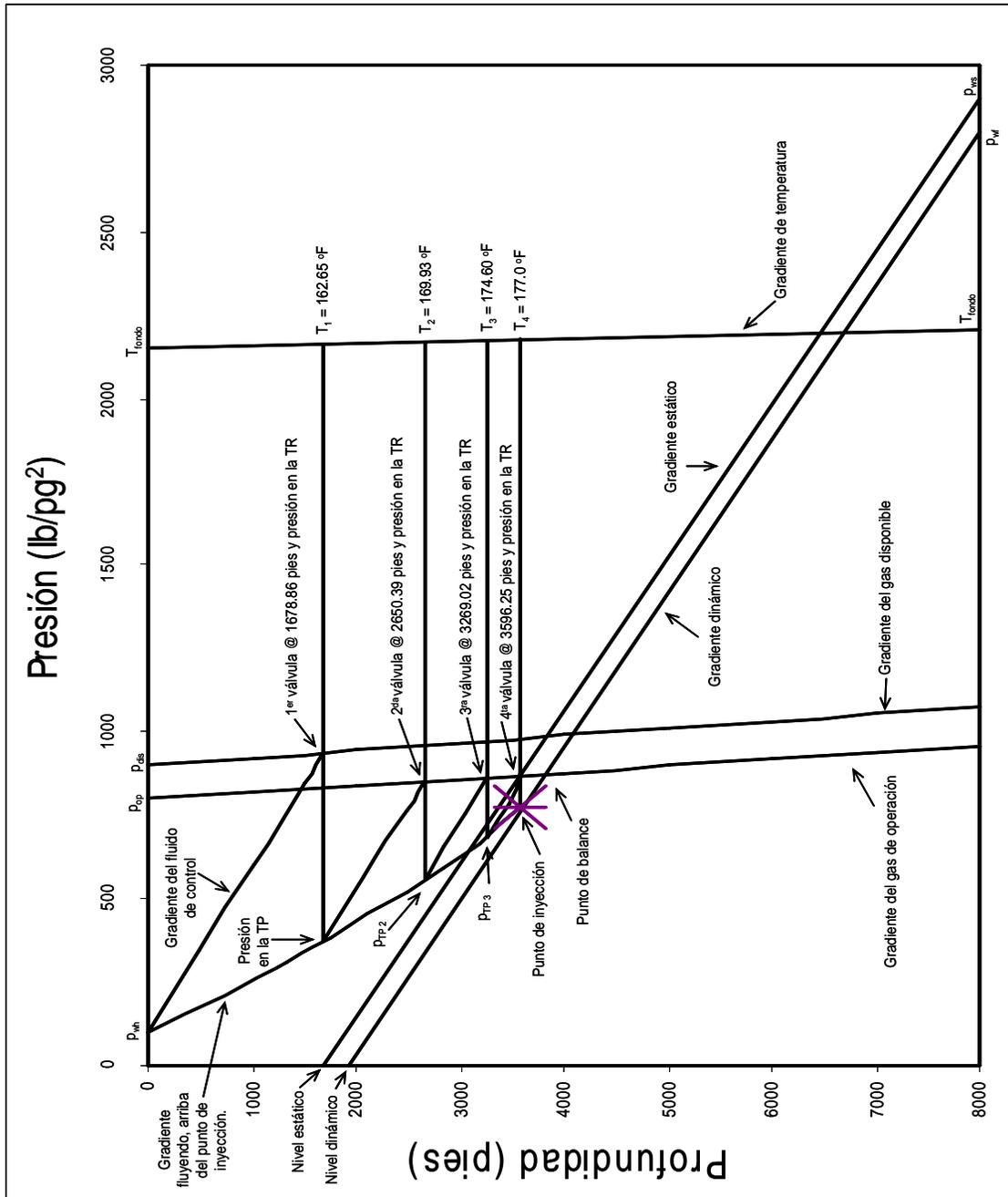


Figura 3.20. Diseño gráfico.

Capítulo IV.

Diseño del sistema de Bombeo Neumático Continuo usando un software técnico especializado.

4.1. La importancia de utilizar un software en la industria petrolera.

En la actualidad, cada vez es más frecuente la necesidad de tomar decisiones importantes de las cuales depende el buen manejo de la industria petrolera, en todas sus subsidiarias. Las decisiones deben de estar soportadas por estudios técnicos, los cuales pueden realizarse con mayor rapidez y certidumbre, si se utiliza la herramienta adecuada, una de estas herramientas que ha evolucionado y continúa evolucionando al ritmo de las necesidades actuales es la industria del software.

Los recientes avances en la industria del software aplicado a la industria petrolera en la actualidad han cobrado una gran importancia ya que le facilitan al ingeniero la realización de sus actividades.

Para fines de este trabajo se eligió utilizar el software técnico especializado (STE) para pozos PROSPER[®], debido a que en la actualidad es uno de los simuladores más completos en su categoría y que a su vez fue evaluado por la Redes de Expertos en Sistemas Artificiales, conformada por la Gerencia de Gestión y Transferencia Tecnológica, de la Subdirección de la Coordinación Técnica de Explotación de PEMEX, entre cuyas funciones tiene la facultad de evaluar el software especializado para estandarizar el uso del mismo.

4.2. Análisis de sistemas de producción.

PROSPER[®] es un simulador para el diseño y optimización de pozos. Permite la construcción de modelos confiables y consistentes, cuenta con la facilidad para manejar cada aspecto del modelado, la caracterización de los fluidos, las correlaciones para generar la curva del comportamiento de flujo vertical (VLP) y el comportamiento de afluencia al pozo (IPR).

Provee un conjunto único de características de acuerdo a un grupo de datos medidos de campo para obtener las propiedades PVT, la correlación de flujo multifásico que mejor se ajuste y el comportamiento de afluencia al pozo, permitiendo realizar un modelo consistente del pozo para su uso en predicciones de sensibilidad o en el diseño de sistemas artificiales. También permite detallar el funcionamiento de la tubería en superficie y su diseño, con base en los regímenes de flujo, la estabilidad de la tubería, el tamaño del bache de fluido y su frecuencia.

Este simulador considera el diseño de pozos fluyentes con; BNC, BEC, BCP y BH. No considera la inyección de gas caliente para el BNC. Se pueden hacer predicciones del comportamiento de afluencia para pozos de gas y condensado, aceite, agua, gas seco y gas húmedo.

Cuando se comienza una simulación es necesario definir el tipo de pozo, el tipo de fluido contenido en el yacimiento y el perfil de presiones, si se cuenta con un análisis PVT se utiliza una correlación para los datos de las propiedades PVT, que se pueden ajustar previamente. Es necesario definir el equipo de fondo basándonos en el estado mecánico y seleccionar el modelo del yacimiento para determinar la curva del IPR. Con una prueba de pozo y utilizando las correlaciones de flujo multifásico vertical se realiza una comparación entre ellas para seleccionar la que mejor represente el comportamiento del flujo en la tubería de producción, con la correlación que mejor se ajuste se generara la curva VLP y se checa la calidad de las curvas generadas en una gráfica presión vs. gasto donde se represente el VLP/IPR, figura 4.1.

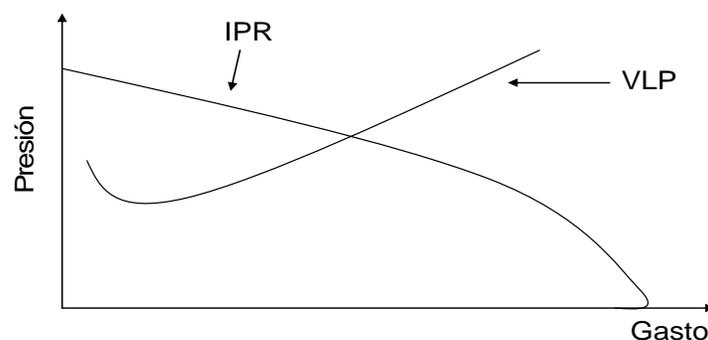


Figura 4.1. Representación del comportamiento de afluencia al pozo (IPR) y la curva del comportamiento de flujo vertical (VLP).

El objetivo del simulador en el diseño del BNC, es optimizar el gasto de producción dependiendo del gasto de inyección disponible y la profundidad de colocación de la válvula y tener flexibilidad en los diseños para realizar cambios dependiendo de las condiciones futuras (cambios en el corte de agua y la presión del yacimiento).

Existen 3 métodos para el diseño de equipos de BNC:

- Profundidad de inyección fija: es la máxima profundidad de inyección
- Profundidad óptima de inyección: se requieren los datos de la presión disponible y la caída de presión en la válvula.
- Profundidad de colocación de las válvulas: para rediseñar, se requiere la posición actual de los mandriles, la presión de inyección y la caída de presión en la válvula.

Para diseñar un aparejo de bombeo neumático continuo es necesario primero verificar la respuesta del gasto de inyección, debido a que conforme se va inyectando gas en el punto óptimo el colgamiento de líquido se reduce.

4.3. Diseño del equipo de BNC (Datos reales de un pozo ejemplo).

Para fines de este ejercicio se utiliza información real de un pozo ejemplo. Para comenzar con el diseño del equipo de BNC del pozo, es necesario contar con toda la información necesaria para realizar el modelo del comportamiento de afluencia al pozo (IPR), ajustándolo con una prueba del mismo; para esto es necesario realizar el ajuste de las propiedades PVT mediante correlaciones, introducir adecuadamente el estado mecánico del pozo y ajustar la correlación de flujo multifásico. Cabe mencionar que el pozo seleccionado ya cuenta con un aparejo de producción por BNC, y lo que se requiere es realizar un rediseño del sistema. El pozo es de aceite negro y no se consideran emulsiones.

4.3.1. Información necesaria para la simulación.

La siguiente información es fundamental para realizar el diseño del sistema de BNC, es necesario que la información esté actualizada a una misma fecha.

- Estado mecánico del pozo
- Análisis PVT representativo
- Registro de presión de fondo cerrado (RPFC)
- Registro de presión de fondo fluyendo (RPF)
- Un aforo simultáneo
- Registro giroscópico

La información utilizada y mencionada en la lista anterior se puede observar en las figuras del apéndice C. Es muy importante que la fecha del aforo a utilizar coincida con la fecha de realización del registro de presión de fondo cerrado y de fondo fluyendo o que por lo menos las fechas sean muy cercanas.

Es importante tener en cuenta que este simulador sólo acepta un total de 18 valores para determinar la configuración del estado mecánico (figura 1C y 2C del apéndice C), por lo que es conveniente hacer una selección de los componentes que mejor representen las características mecánicas del pozo, en la tabla 4.1 se muestran los 18 valores que se utilizan para este ejercicio.

	Label	Type	Measured Depth (m)	Tubing Inside Diameter (pg)	Tubing Inside Roughness (pg)	Tubing Outside Diameter (pg)	Tubing Outside Roughness (pg)	Casing Inside Diameter (pg)	Casing Inside Roughness (pg)
1	E.M.R	Xmax tree	16.67						
2	T.P 7"	Tubing	33.22	6.276	0.0006	7.000	0.0006	10.685	0.0006
3	Comb 7 5/8" - 7"	Tubing	33.74	6.375	0.0006	7.675	0.0006	10.685	0.0006
4	T.P 7 5/8"	Tubing	143.04	6.765	0.0006	7.625	0.0006	10.685	0.0006
5	Comb 7 5/8" - 7"	Tubing	143.52	6.375	0.0006	7.675	0.0006	10.685	0.0006
6	V.T 7"	SSSV	149.06	5.750	0.0006	9.500	0.0006	10.685	0.0006
7	Comb 7 5/8" - 7"	Tubing	149.58	6.375	0.0006	7.675	0.0006	10.685	0.0006
8	T.P 7 5/8"	Tubing	1589.85	6.765	0.0006	7.625	0.0006	10.685	0.0006
9	T.P 7 5/8"	Tubing	1801.29	6.765	0.0006	7.625	0.0006	8.535	0.0006
10	Comb 7 5/8" - 5 1/2"	Tubing	1801.79	4.875	0.0006	7.650	0.0006	8.535	0.0006
11	MANDRIL 5 1/2"	Tubing	1805.11	4.650	0.0006	7.900	0.0006	8.535	0.0006
12	Comb 7 5/8" - 5 1/2"	Tubing	1805.63	4.875	0.0006	7.650	0.0006	8.535	0.0006
13	T.P 7 5/8"	Tubing	1847.69	6.765	0.0006	7.625	0.0006	8.535	0.0006
14	Comb 7 5/8" - 5 1/2"	Tubing	1848.21	4.875	0.0006	7.650	0.0006	8.535	0.0006
15	MANDRIL 5 1/2"	Tubing	1851.54	4.650	0.0006	7.900	0.0006	8.535	0.0006
16	Comb 7 5/8" - 5 1/2"	Tubing	1852.06	4.875	0.0006	7.650	0.0006	8.535	0.0006
17	T.P 7 5/8"	Tubing	1940.81	6.765	0.0006	7.625	0.0006	8.535	0.0006
18	T.R 7 5/8"	Casing	2460.00		0.0006		0.0006	6.625	0.0006

Tabla 4.1. Datos de la configuración del equipo de fondo utilizado para el diseño.

Así mismo también hay que hacer una selección de los datos más representativos del registro de desviación (giroscópico) (figura 3C del apéndice C), debido a que en este rubro también sólo se admiten 18 puntos, en la tabla 4.2, se muestran los datos utilizados.

	PROF	PVV	DES	SEVERIDAD	DESPLAZAMIENTO
1	0.00	0.00	0.00		
2	800.00	800.00	0.43	0.00	1.28
3	1290.00	1289.97	2.71	6.60	6.32
4	1320.00	1319.91	4.42	5.70	8.63
5	1350.00	1349.81	6.95	50.60	11.16
6	1380.00	1379.51	9.22	7.57	15.97
7	1410.00	1409.07	11.06	9.20	21.41
8	1440.00	1438.48	12.62	15.60	27.43
9	1470.00	1467.64	14.63	6.70	35.01
10	1500.00	1496.54	16.48	6.17	43.52
11	1530.00	1525.20	17.81	4.43	52.69
12	1560.00	1553.62	19.54	5.77	62.73
13	1590.00	1581.79	20.74	4.00	73.35
14	1620.00	1609.83	21.79	21.00	84.06
15	1800.00	1777.42	19.68	6.00	149.29
16	1830.00	1805.66	20.63	19.00	159.47
17	1920.00	1890.33	18.03	6.70	189.31
18	2552.00	2493.71	17.35	0.00	377.11

Tabla 4.2. Datos utilizados del registro giroscópico.

El PVT utilizado se muestra en la figura 4C del apéndice C, se utiliza un análisis PVT que sea el representativo del yacimiento.

Para poder utilizar el análisis PVT, éste debe de estar expresado como una separación flash. Enseguida se muestra la información utilizada para realizar el ajuste de las correlaciones para las propiedades PVT.

- $R_s = 84.95 \text{ (m}^3\text{/m}^3\text{)}$
- Densidad residual del aceite = 21.4 °API
- Densidad relativa del gas = 0.922
- $p_b = 147.08 \text{ (Kg/cm}^2\text{)}$
- $T_y = 86.11 \text{ }^\circ\text{C}$
- Impurezas del gas de formación:
 - 2.36 % de H_2S
 - 3.31 % de CO_2
 - 0.53 % de N_2

Del registro de presión de fondo cerrado (figura 5C del apéndice C), se obtiene la información de la temperatura de fondo, la temperatura en la cabeza y la presión de fondo estática. Del registro de presión de fondo fluyendo (figura 6C del apéndice C) obtenemos la presión de fondo fluyendo. Del registro de aforos (figura 7C del apéndice C) se eligió el que tiene fecha del 02/02/2001 y se obtiene el gasto de aceite, el gasto de gas de inyección, la relación gas inyectado-líquido (RGIL) y la relación gas-aceite (RGA). Se muestra una lista con la información necesaria que se obtiene de los registros de presión

y del aforo del pozo. Antes de comenzar un diseño siempre es recomendable realizar una tabla con la información a utilizar, para que se facilite la introducción de los datos al simulador.

- $p_{ws} = 113.9 \text{ (Kg/cm}^2\text{)}$
- $T_{wh} = 27 \text{ (}^\circ\text{C)}$
- $T_{ws} = 110 \text{ (}^\circ\text{C)}$
- $p_{wf} = 108.6 \text{ (Kg/cm}^2\text{)}$
- $q_o = 9332 \text{ (BPD)}$
- $q_{gi} = 2.4 \text{ (MMpcd)}$
- $RGIL = 45.8 \text{ (m}^3\text{/m}^3\text{)}$
- $RGA = 59.7 \text{ (m}^3\text{/m}^3\text{)}$

Datos necesarios del gas de inyección para realizar el diseño del equipo de BNC.

- Densidad relativa del gas de inyección = 0.675
- Porcentaje de moles de $\text{H}_2\text{S} = 0.0 \text{ (}\%\text{)}$
- Porcentaje de moles de $\text{CO}_2 = 0.17 \text{ (}\%\text{)}$
- Porcentaje de moles de $\text{N}_2 = 0.31 \text{ (}\%\text{)}$

Utilizando un método de diseño donde los parámetros de operación y el método de diseño es para determinar el gasto de producción máximo.

4.3.2. Ajuste de las correlaciones PVT.

Utilizando la información del análisis PVT, se realiza el ajuste de las correlaciones para las propiedades de los fluidos. En la pantalla principal de simulador, en el recuadro del módulo PVT, se ingresan los valores de los fluidos obtenidos del análisis PVT, posteriormente se ingresan los valores de la presión de burbujeo (p_b) y la temperatura de fondo, así mismo como los datos del PVT; estos deben de estar expresados como una separación flash, en la figura 4.2, se observa la pantalla, con los valores de los fluidos y los valores del análisis PVT.

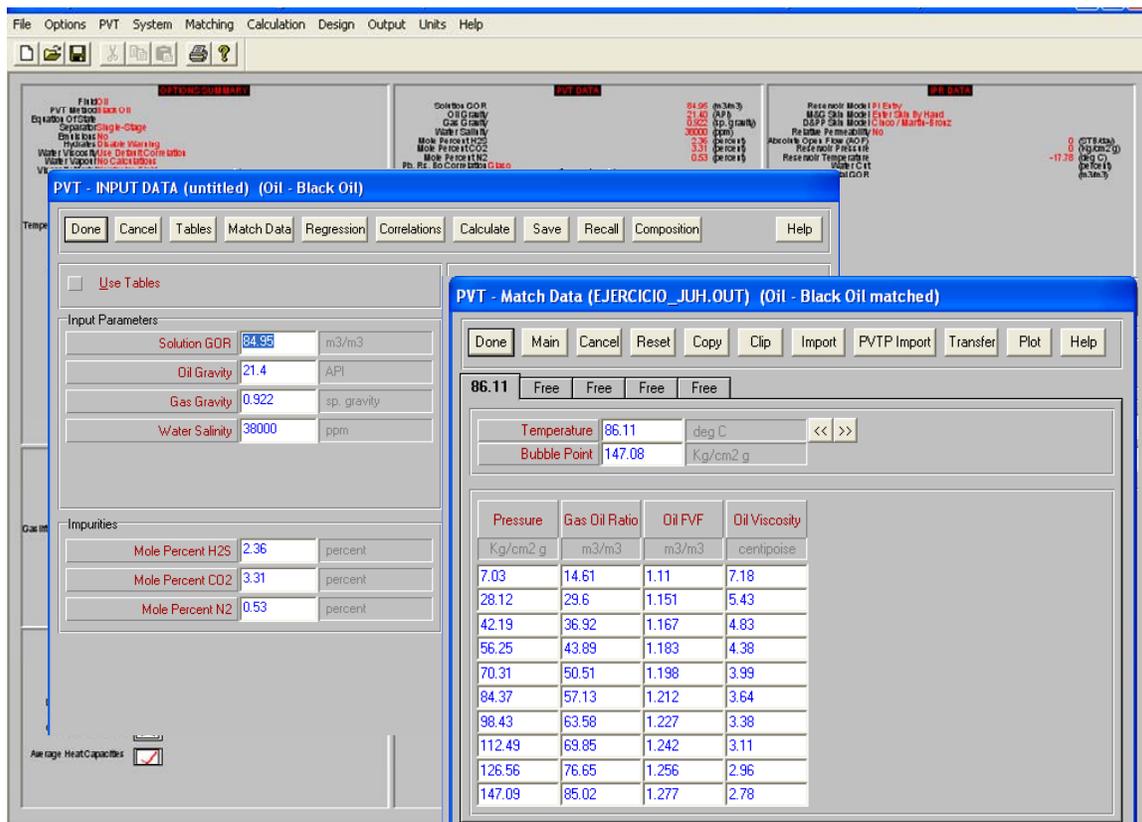


Figura 4.2. Introducción de los datos de los fluidos y del análisis PVT.

Después de introducir los datos, que se muestran en la figura 4.2, se prosigue a realizar el ajuste de las correlaciones para las propiedades PVT. Para cada una de las variables se realiza el cálculo con todas las correlaciones que maneja el software, se elegirá la correlación que presente la menor desviación. Las variables que se utilizan son: la presión en el punto de burbujeo, la RGA, el factor de volumen del aceite (B_o) y la viscosidad del aceite.

En este ejercicio se eligió la correlación de Beggs y colaboradores para la viscosidad del aceite y la correlación de Lasater para el B_o , la RGA y la presión en el punto de burbujeo. En la figura 4.3 se puede observar que las correlaciones seleccionadas son las que presentan la menor desviación.

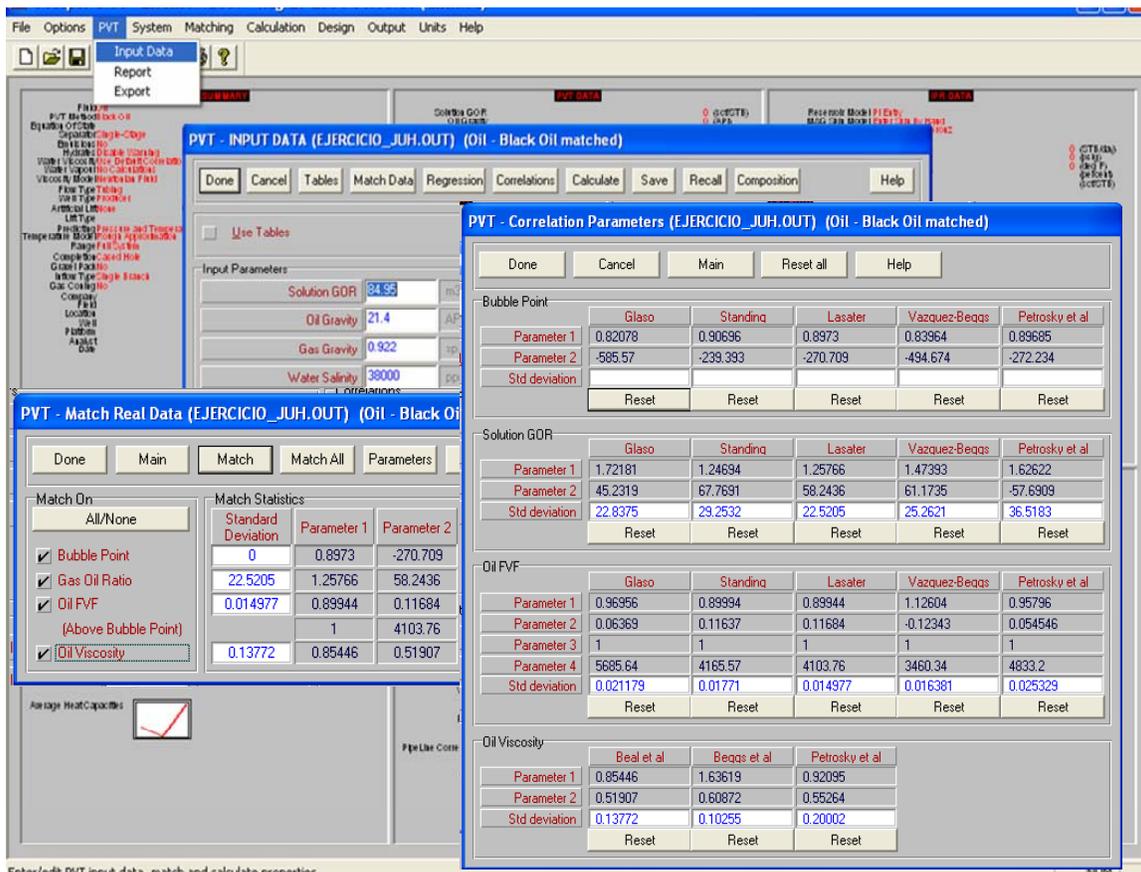


Figura 4.3. Selección de las correlaciones PVT que mejor se ajustan.

4.3.3. Ajuste de la correlación de flujo multifásico (ajuste del pozo).

Partiendo del ajuste realizado de las correlaciones PVT, y utilizando la información del aforo del pozo, la información de los registros de presión de fondo cerrado y de fondo fluyendo, así como los componentes del estado mecánico del pozo y su registro de desviación se realiza el ajuste del pozo.

Para comenzar, sobre la ventana principal, se elige de la barra de menú la opción de sistema y posteriormente la de equipamiento. Estando en la subventana de datos del equipo, se introducen los 18 valores previamente elegidos del registro de desviación (tabla 4.2) y así mismo también se introducen los datos seleccionados del estado mecánico (tabla 4.1). En las figuras 4.4 y 4.5 se observan las pantallas donde se introducen los datos mencionados respectivamente.

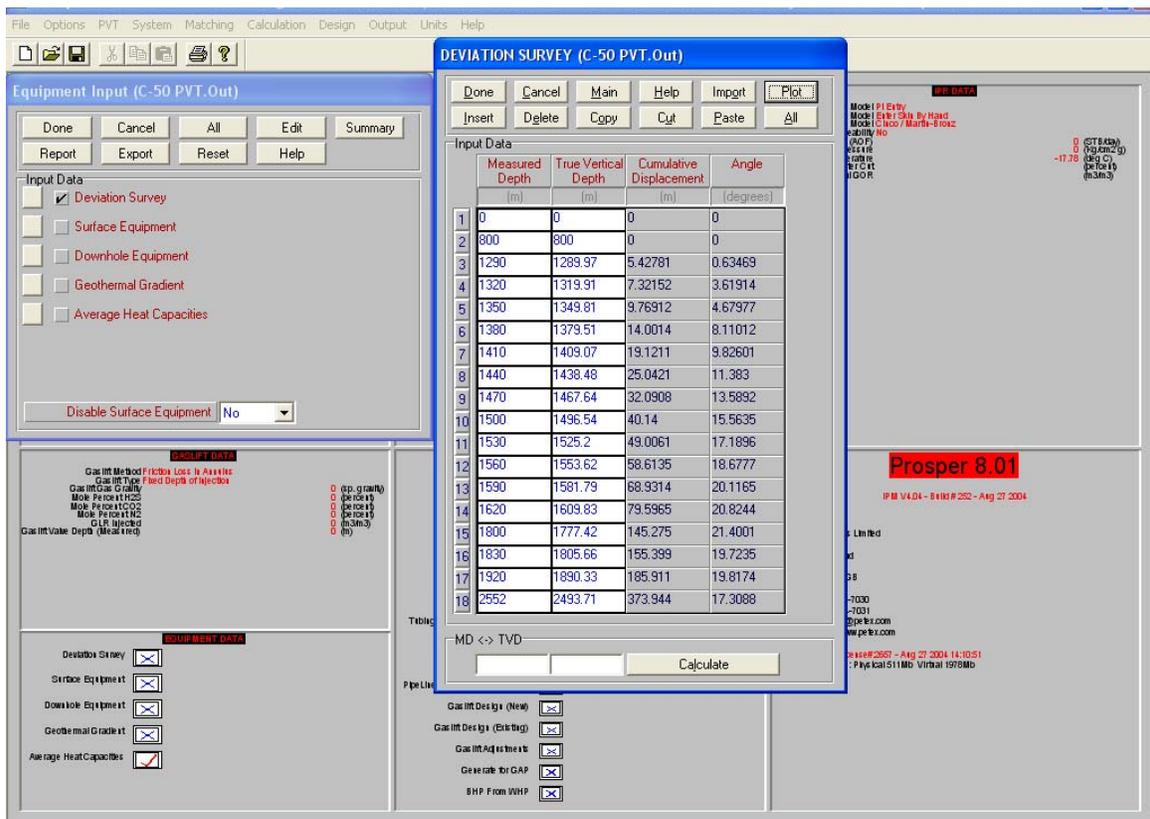


Figura 4.4. Información del registro giroscópico del pozo.

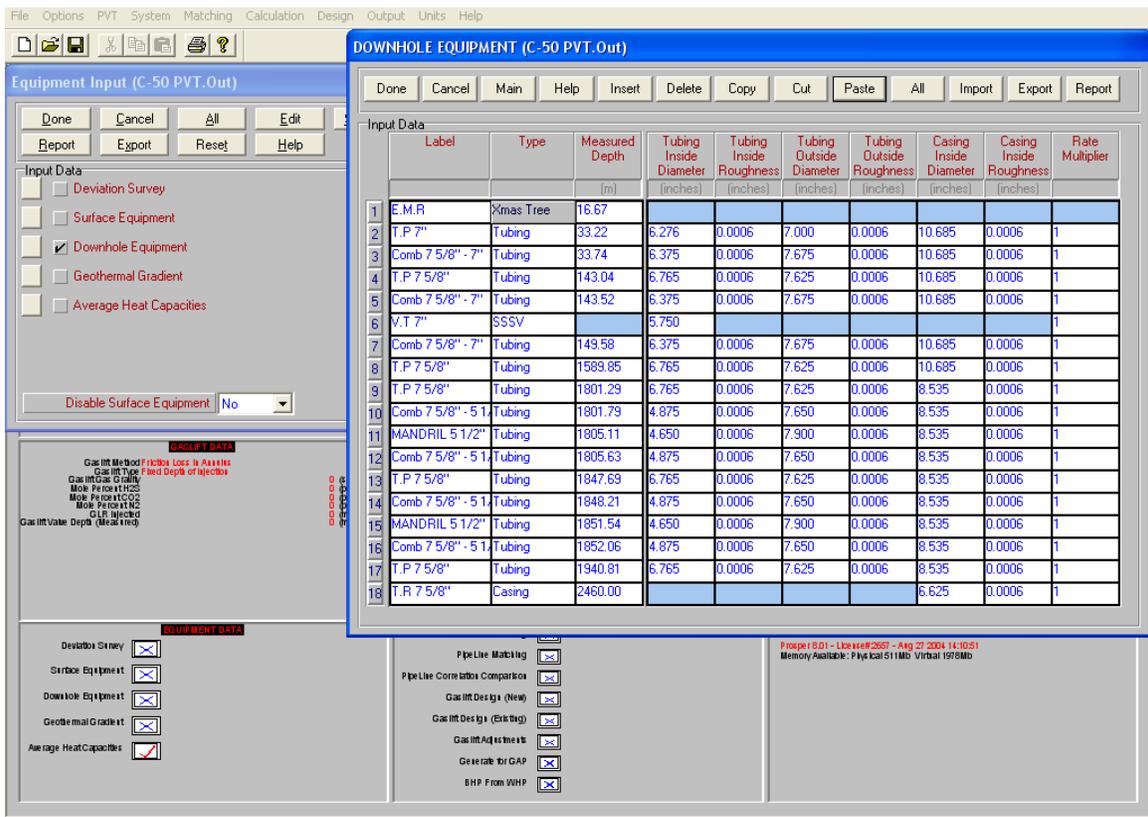


Figura 4.5. Información del estado mecánico del pozo

Después de tener los datos del equipo de fondo y del registro de desviación del pozo, se introducen los datos de la temperatura de fondo y en la cabeza del pozo, para determinar el gradiente geotérmico, en esta ventana se utiliza un coeficiente de transferencia de calor para determinar dicho gradiente, inicialmente se propone un valor de 8 (BTU/h/pie²/°F) y posteriormente se realiza un ajuste para determinar el coeficiente correcto a utilizar dependiendo de las características del pozo, en la figura 4.6 se muestra la ventana donde se introducen los valores de temperatura.

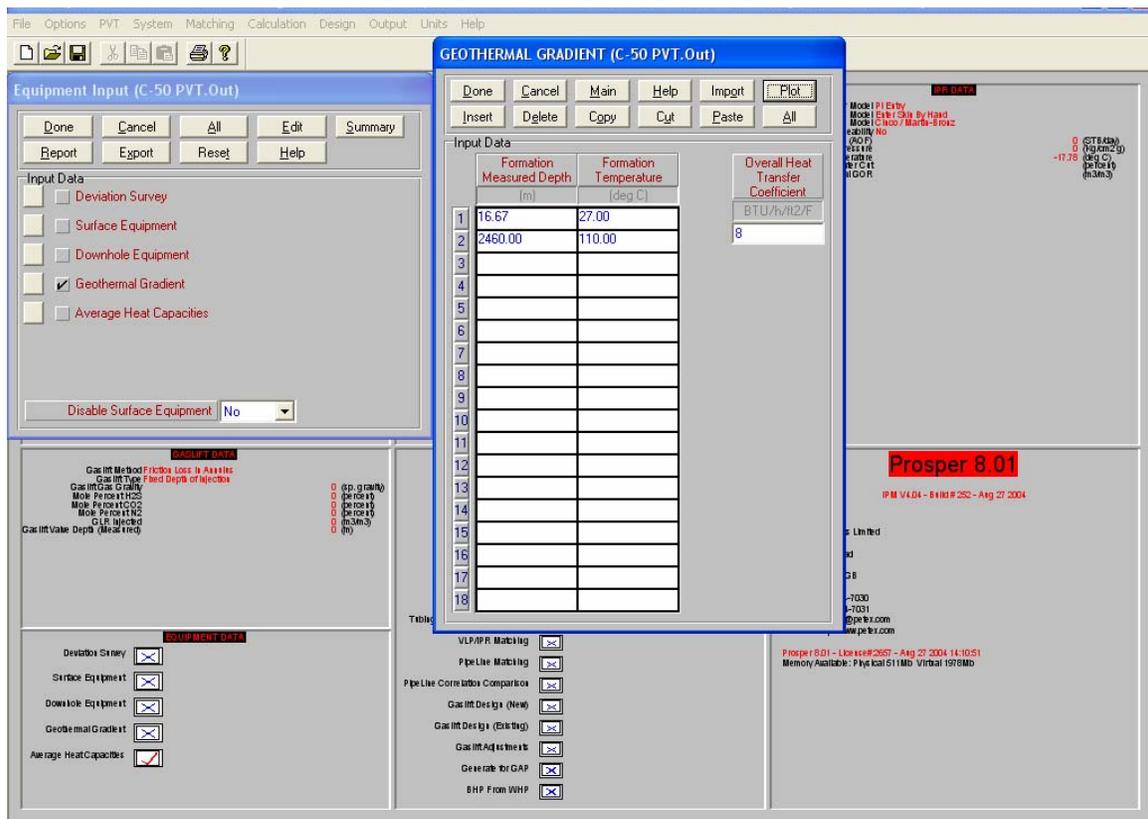


Figura 4.6. Datos del gradiente geotérmico.

Para realizar el ajuste del coeficiente de transferencia de calor es necesario determinar la curva del comportamiento de afluencia al pozo. El siguiente paso es entrar a la ventana del comportamiento de afluencia y en ésta se selecciona el modelo de Vogel para el yacimiento (figura 4.7), también se introducen los siguientes datos:

- $p_{ws} = 113.9 \text{ (Kg/cm}^2\text{)}$
- $T_{ws} = 110 \text{ (}^\circ\text{C)}$
- Corte de agua = 0 %
- $RGLT = 59.7 \text{ (m}^3\text{/m}^3\text{)}$

Se selecciona la opción input data, donde se introducen los datos de la prueba del pozo (gasto y presión de fondo fluyendo) y se selecciona calcular, con lo que se obtiene la gráfica del IPR utilizando Vogel. En la figura 4.8 se observa gráfica de la curva del IPR, también se pueden visualizar los datos de la prueba, como una confirmación de que es la curva correcta y por consecuencia el punto sobre la curva que representa el aforo del pozo.

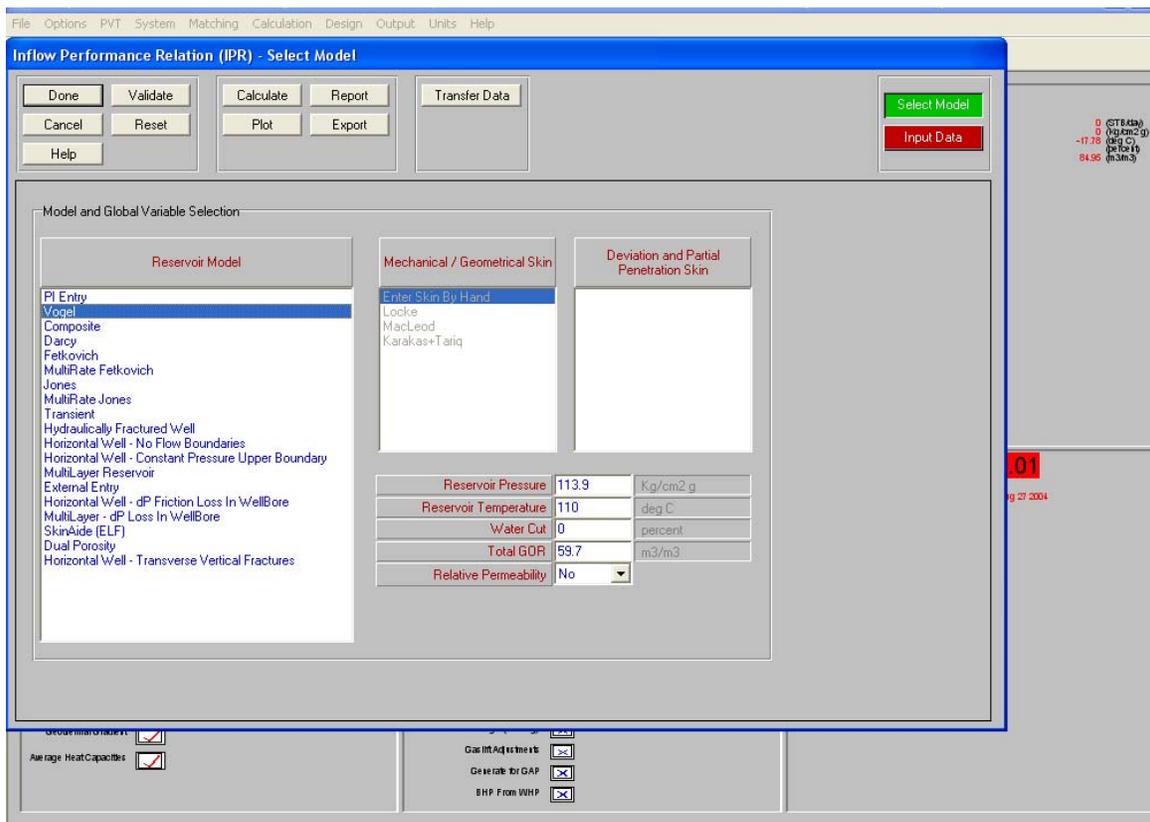


Figura 4.7. Selección del modelo de flujo para el yacimiento e introducción de los datos para construir el IPR

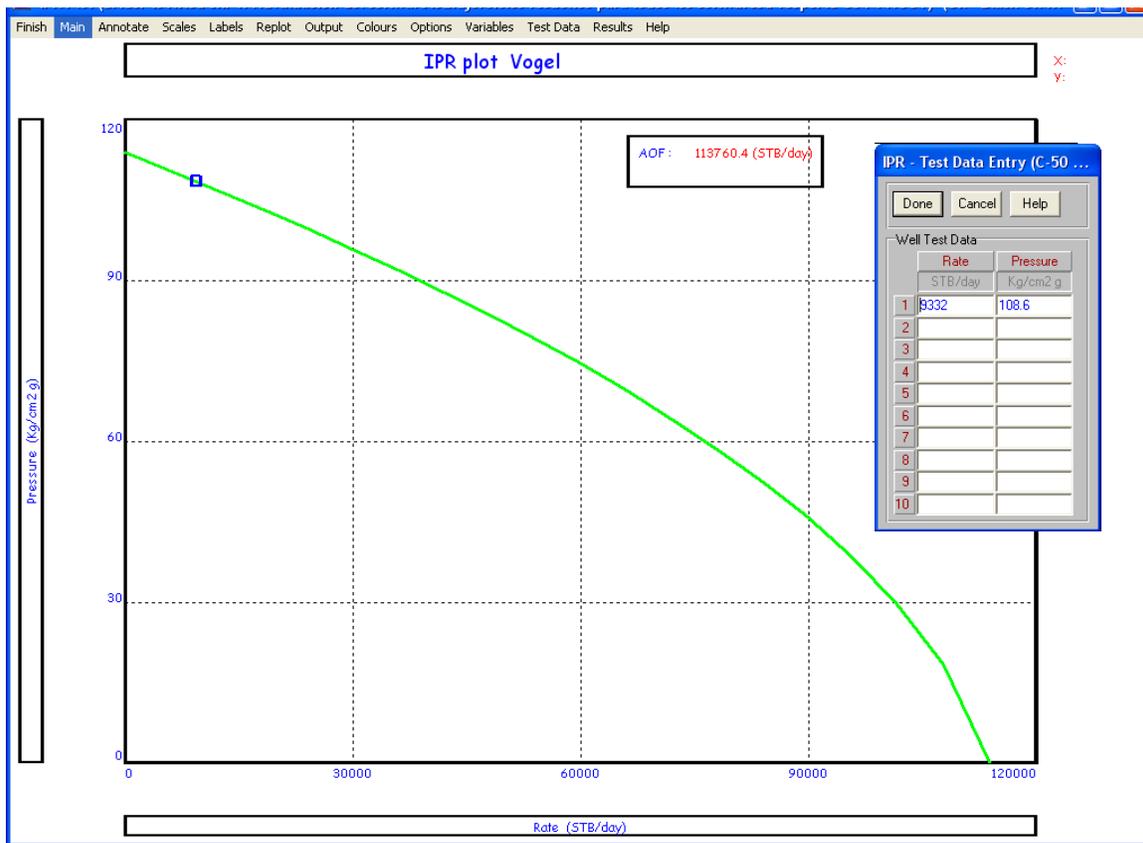


Figura 4.8. Gráfica del comportamiento de afluencia al pozo.

El siguiente paso es introducir los datos que se obtienen del análisis cromatográfico realizado al gas de bombeo neumático, el dato de la relación gas inyectado-líquido (RGIL) se obtienen del aforo del pozo. En la figura 4.9 se observa la ventana con los valores utilizados.

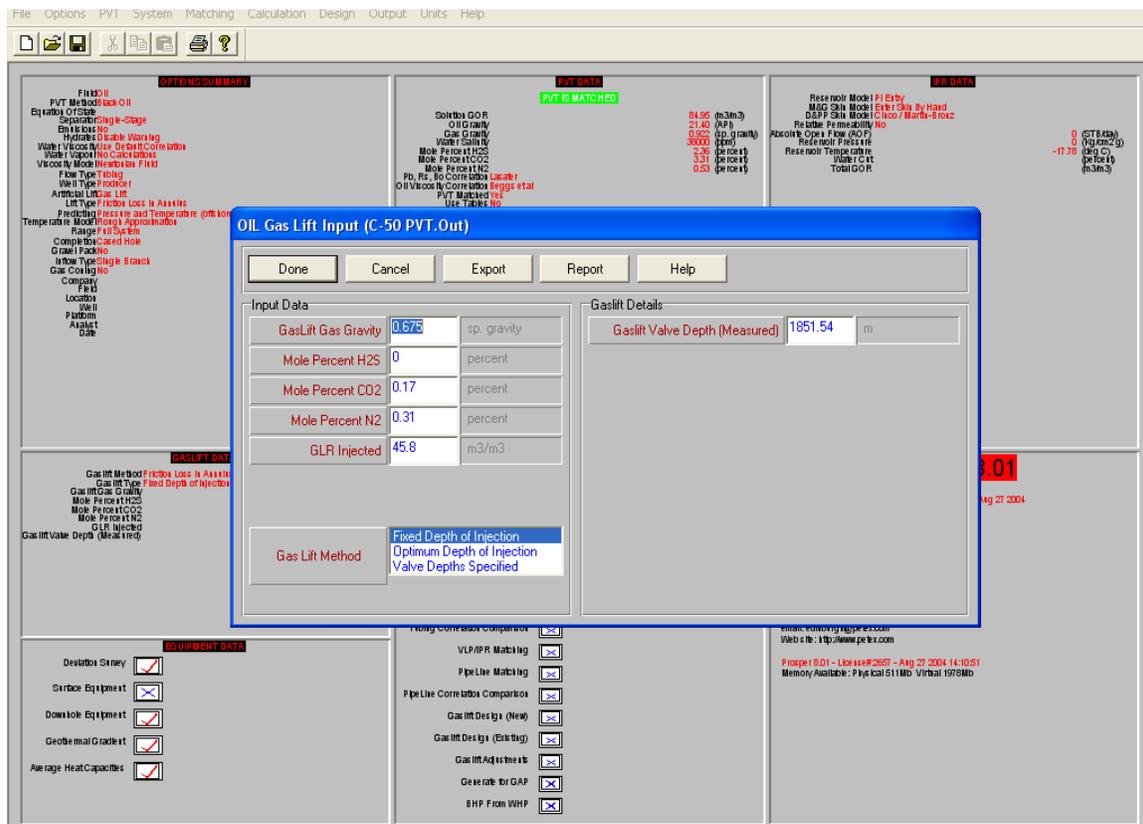


Figura 4.9. Datos del gas de inyección.

Se prosigue a revisar la calidad de las curvas VLP e IPR, estando en la ventana que se muestra en la figura 4.10, donde se muestra el conjunto de valores que se tienen a la profundidad de estabilización. Se selecciona el punto de estabilización y se realiza la estimación del valor de “U”, que es el coeficiente de transferencia de calor para el punto seleccionado (fondo del pozo). Con el valor ajustado del coeficiente de transferencia de calor es necesario regresar a la ventana de la figura 4.6 y cambiar el valor de 8 (BTU/h/ft²/°F) por el de 11.2891 (BTU/h/ft²/°F).

Una vez que ya se cambio el valor del coeficiente de transferencia de calor, es necesario regresar a la ventana de la figura 4.10, desde donde se procederá a realizar la selección de las correlación de flujo multifásico en tubería vertical, con la ayuda de una prueba de producción.

Un buen parámetro para saber si los datos utilizados de la prueba de producción son buenos es escoger las correlaciones de flujo multifásico de Fancher & Brown y Beggs & Brill, ya que nos sirven como límites cuando se grafica el punto de la prueba. Seleccionando las correlaciones recomendadas (figura 4.11) y graficando las correlaciones y el punto de prueba, se observa en la figura 4.12 que el punto se encuentra dentro de las correlaciones de mencionadas, por lo tanto nuestros datos son aceptables.

La correlación de Fancher & Brown, no considera colgamiento, ni resbalamiento, con esta correlación se determina la máxima producción. La correlación de Beggs & Brill, utiliza el patrón de flujo tipo niebla, no considera el colgamiento ni resbalamiento pero si considera altas pérdidas por fricción; con esta correlación se puede determinar la producción mínima.

Como el punto de prueba es bueno se seleccionan más correlaciones para realizar una comparación y seleccionar la que mejor se ajuste al punto. Para este ejemplo se eligieron 6 correlaciones y la que mejor representa el flujo es la de Petroleum Experts 3, como se observa en la figura 4.13.

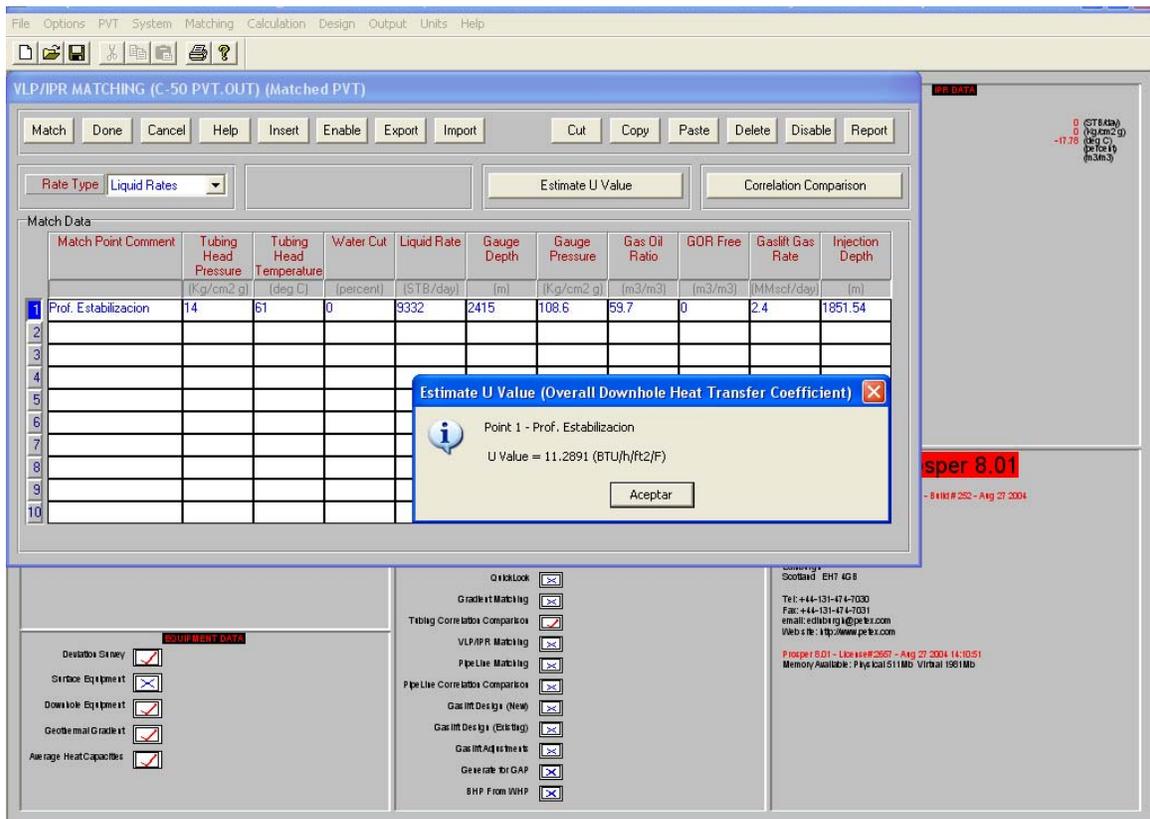


Figura 4.10. Ajuste del valor del coeficiente de transferencia de calor.

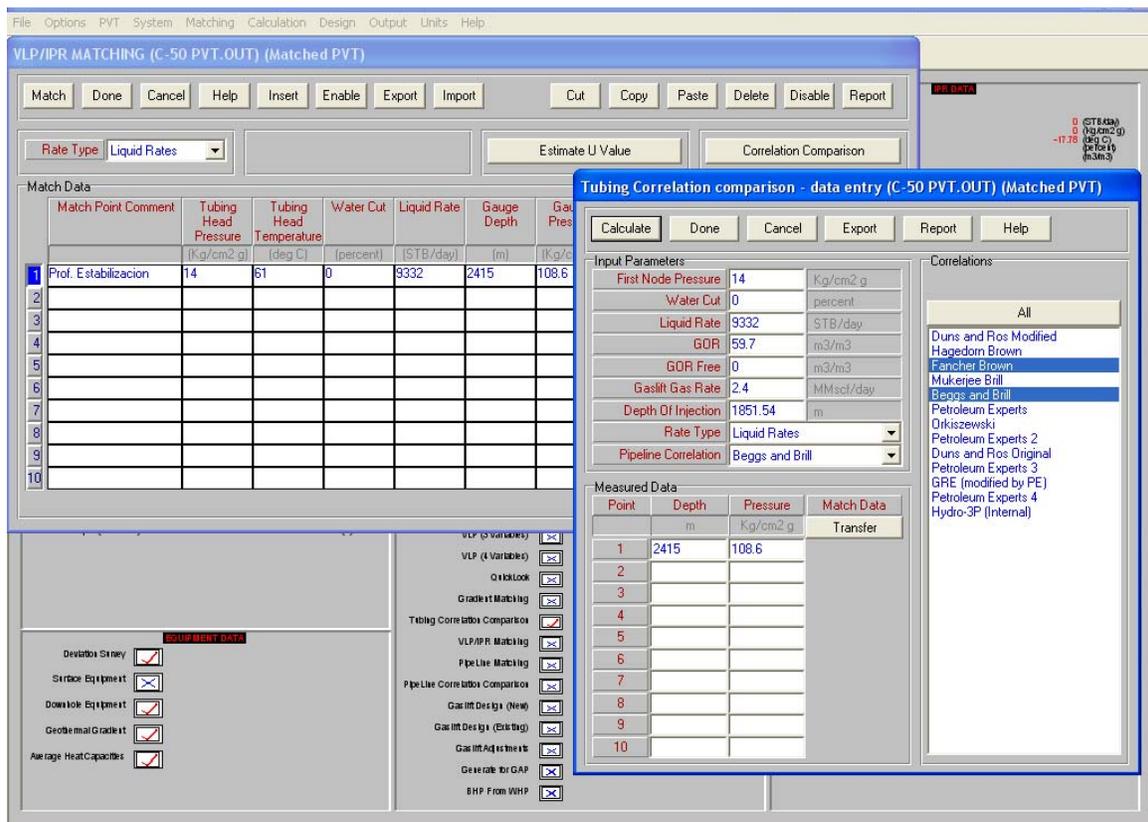


Figura 4.11. Selección de las correlaciones de referencia.

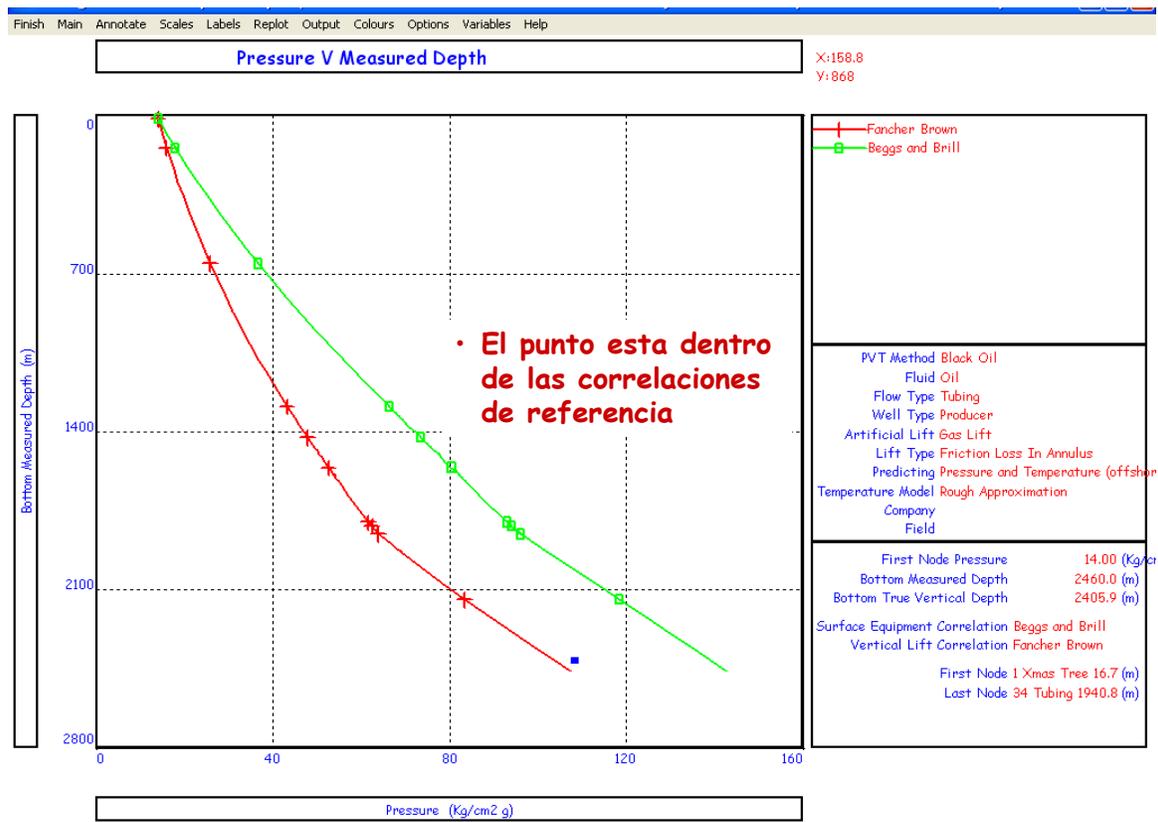


Figura 4.12. Se verifica si el punto de prueba se encuentra dentro de las correlaciones de referencia.

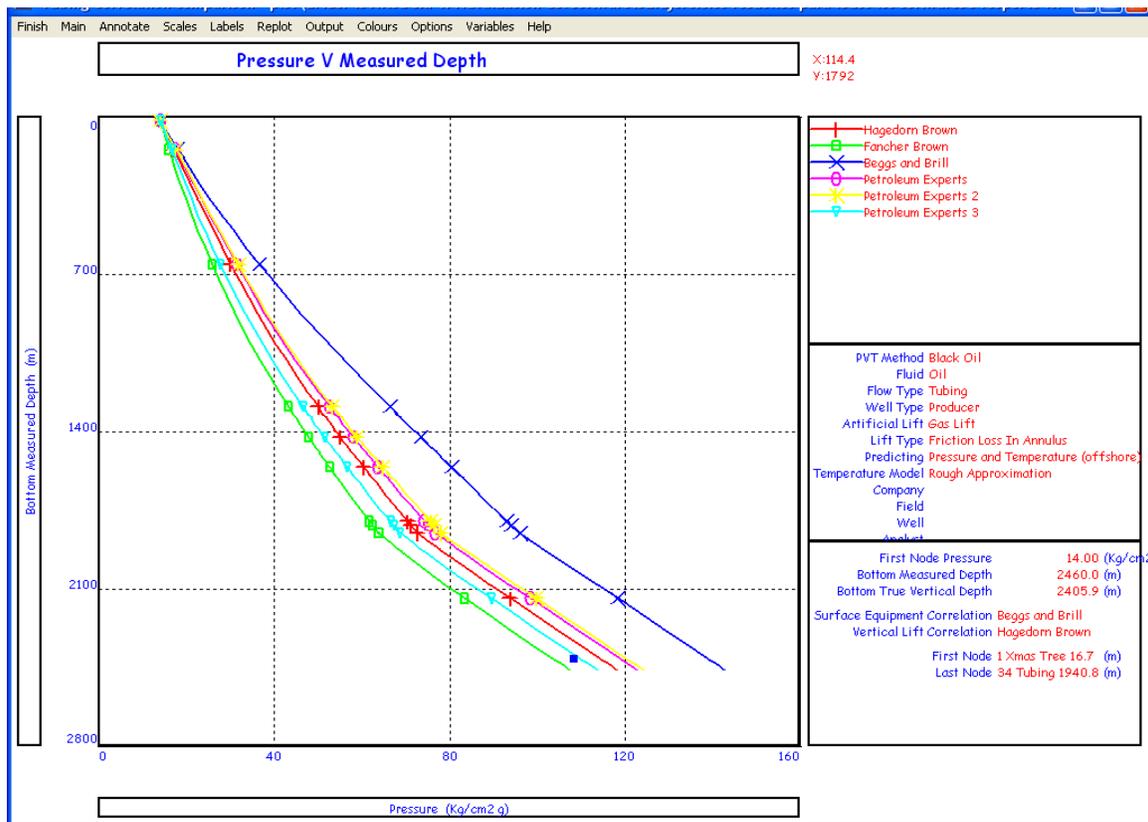


Figura 4.13. Selección de la correlación que mejor se ajusta al punto de prueba.

Después de haber realizado la comparación de las correlaciones de flujo multifásico y de observar que la correlación de Petroleum Experts 3 es la que mejor se ajusta, se realiza la selección de la correlación para obtener los parámetros de ajuste (figura 4.14) y posteriormente también se selecciona la misma correlación en la ventana del ajuste del IPR, de donde se obtendrá el valor de la $p_{wf} = 112.02$ (Kg/cm²) a la profundidad media de los disparos (figura 4.15).

Una vez que se ha calculado el valor de la p_{wf} a la profundidad media de los disparos, es necesario cambiar el valor que inicialmente utilizamos de $p_{wf} = 108.6$ (kg/cm²) por el valor calculado, y posteriormente realizar la gráfica correspondiente donde se muestran las dos curvas, la del comportamiento de afluencia al pozo (IPR) y la curva del comportamiento en la tubería vertical (VLP), en la figura 4.16 se pueden observar dichas curvas y con esto se termina el ajuste del pozo.

The screenshot displays the 'VLP/IPR MATCHING (C-50 PVT.OUT) (Matched PVT)' software interface. The main window contains a 'Match Data' table with the following data:

Match Point	Comment	Tubing Head Pressure (Kg/cm ² g)	Tubing Head Temperature (deg C)	Water Cut (percent)	Liquid Rate (STB/day)	Gauge Depth (m)	Gauge Pressure (Kg/cm ² g)	Gas Oil Ratio (m ³ /m ³)	GOR Free (m ³ /m ³)	Gaslift Gas Rate (MMscf/day)	Injection Depth (m)
1	Prof. Estabilizacion	14	61	0	9332	2415	108.6	59.7	0	2.4	1851.54

A secondary window is open, showing 'Match Statistics' with a correlation of 0.9916 and 'Match Data' with a measured value of 108.6. A red arrow points to the 'Parameter 1' value of 0.98916, which is labeled 'Parámetros de ajuste'.

Figura 4.14. Obtención de los parámetros de ajuste

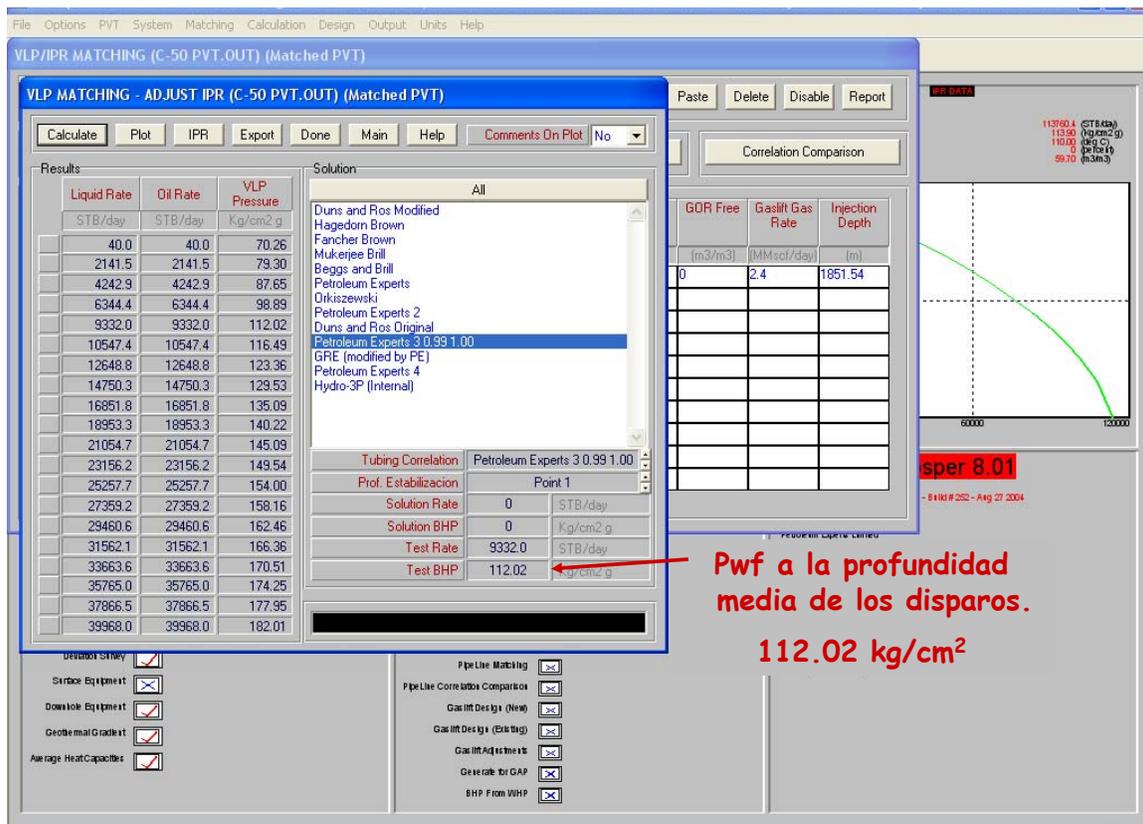


Figura 4.15. Con la correlación seleccionada se obtiene la p_{wf} a la profanidad media de los disparos.

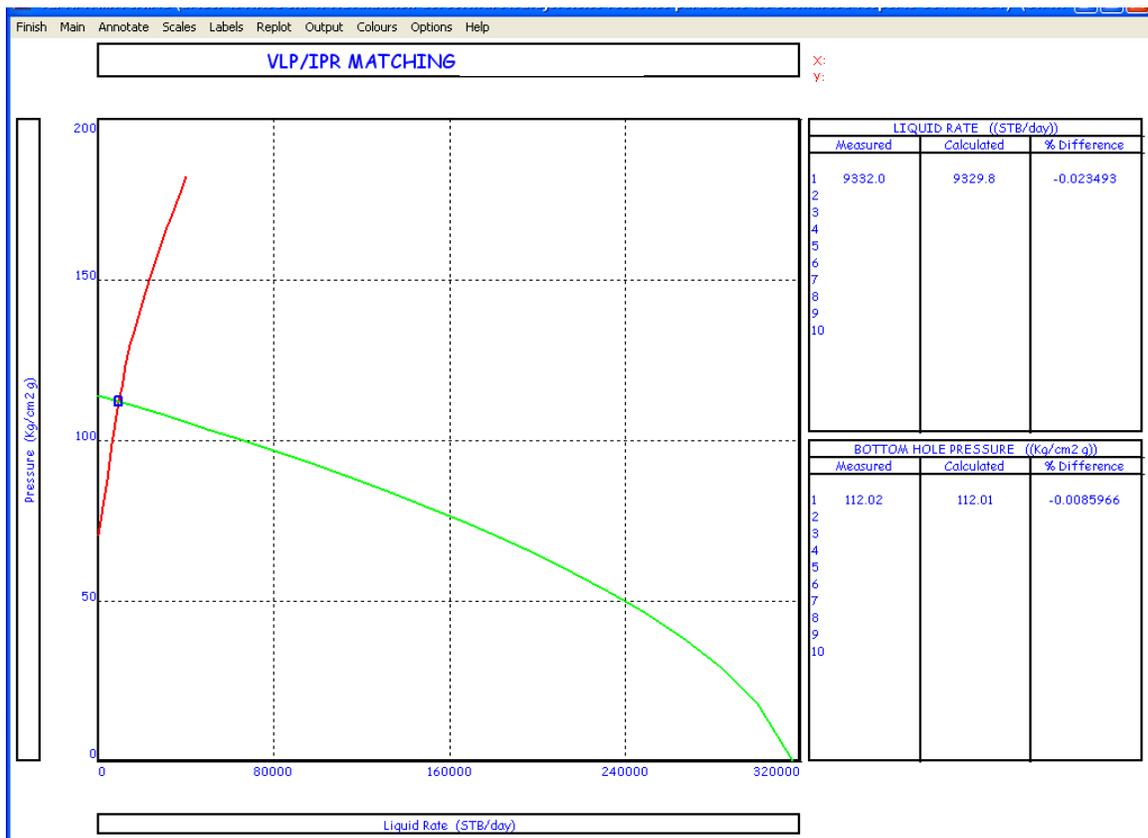


Figura 4.16. Gráfico del ajuste de la curva del IPR y la curva VLP

4.3.4. Diseño del bombeo neumático continuo.

Después de haber realizado el ajuste de la correlación de flujo multifásico vertical y de haber ajustado el pozo, el último paso es realizar el diseño del sistema de BNC, para esto es necesario elegir de la barra de menú diseño y posteriormente se elige la opción un pozo nuevo para BN.

Estando en la ventana del diseño del BNC (figura 4.17), se realiza una consideración inicial, para este ejemplo se propone un gasto máximo de líquido de 20,000 BPD, un gasto máximo disponible de gas de 6 MMpies³/día, y este mismo valor se toma como el gasto máximo del gas durante la descarga. Es necesario tener los datos de las condiciones de operación del pozo y del anillo de distribución del gas de BN, para este ejemplo las condiciones de operación de la plataforma son: presión de operación de inyección = 65 (kg/cm²), presión en la línea de descarga del pozo = 10 (kg/cm²). Otros datos necesarios para el diseño son:

- El gradiente estático del fluido = 0.1 (kg/cm²/m), este valor se toma del reporte de perforación.

- La caída de presión deseada a través de la válvula = 7.03 (kg/cm²), este valor es una práctica recomendada por el Instituto Americano del Petróleo (API).
- La máxima profundidad de inyección = 1937.98 (m), este dato se obtiene del estado mecánico.

En la ventana que se muestra en la figura 4.17, es necesario elegir el tipo de válvulas, para este ejemplo se eligen válvulas Camco R-20 BK-1 normales.

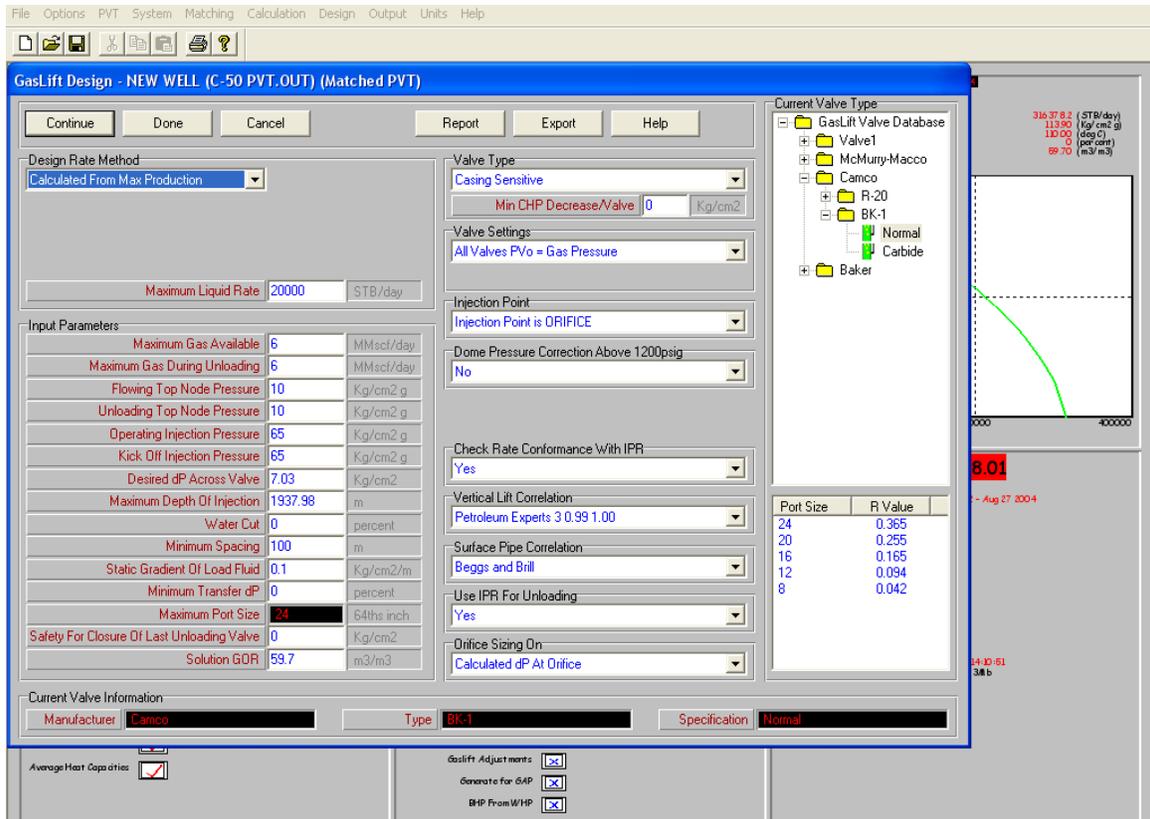


Figura 4.17. Datos necesarios para el diseño del BNC

Se calcula el gasto que se obtendría con el máximo gas disponible, éste se observa en la ventana que se muestra en la figura 4.18, También se pueden ver los valores de la RGIL, el gasto de líquido, el gasto de aceite, la presión en la curva VLP, la presión en la curva del IPR, la desviación estándar para el gasto de gas de diseño y la producción de aceite.

Se realiza una gráfica (figura 4.19) del gas inyectado contra la producción de aceite donde se puede observar cual sería el gasto de gas a inyectar óptimo, es importante analizar que a partir de cierto puntos el incremento en la producción no es tan grande en comparación con el aumento del gasto de gas a inyectar.

Para este ejemplo se analizó para cuando se inyectan 4, 5 y 6 MMpies³/día de gas, donde los incrementos de la producción son de 1,114 y 1,455 BPD, en la siguiente tabla se

muestran los valores del gas inyectado y su respectiva producción. Observando que el incremento en la producción no es significativo en comparación con el gasto de gas a inyectar, para este ejemplo se elige un gasto de gas de 4 MMpies³/día para el diseño.

6 MMpies ³ /día	18,754 BPD
5 MMpies ³ /día	17,640 BPD
4 MMpies ³ /día	16,185 BPD

Tabla 4.3. Valores analizados para la inyección óptima

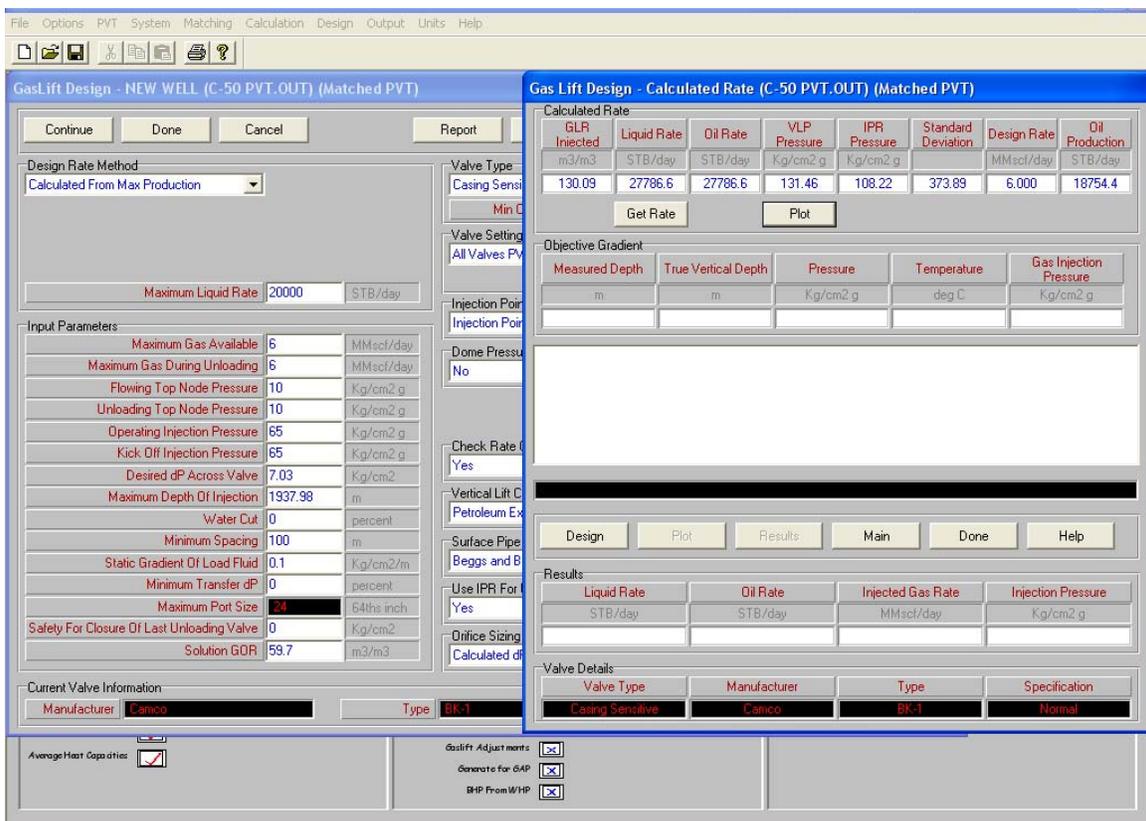


Figura 4.18. Cálculo de la producción de aceite que se obtendría inyectando 6 MMpies³/día de gas

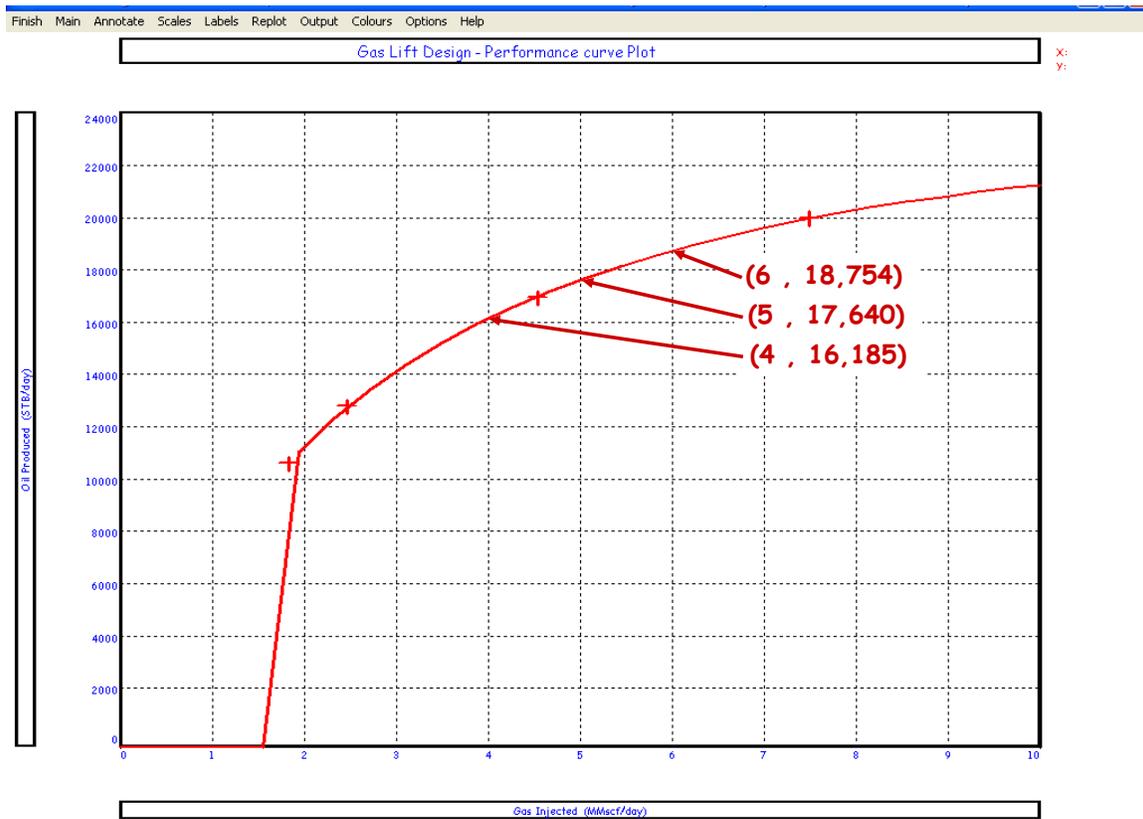


Figura 4.19. Comportamiento de la producción de aceite contra el gas inyectado.

Después de elegir el gasto de inyección óptimo para el diseño, se procede a realizar el cambio en los datos del máximo gasto de gas, disponible y durante la descarga, de un valor de 6 a 4 MMpies³/día, en la ventana de la figura 4.17 y se realiza nuevamente el cálculo del gasto esperado. En la figura 4.20 se muestra el cambio en el dato del gas de inyección y el cálculo de la producción de aceite, el gasto de líquido, la RGIL, la presión en la curva del VLP, la presión en la curva del IPR y la desviación estándar.

Se selecciona la opción de diseño del aparejo de BNC y para este ejemplo se tienen 5 válvulas en el diseño como se observa en la figura 4.20, también se muestran los valores obtenidos para la profundidad de colocación de las válvulas, la temperatura y la presión del gas de inyección a la profundidad de la válvula operante.

En la figura 4.21, se muestra el gráfico del espaciamiento obtenido como resultado en la colocación de las válvulas, también se puede observar un reporte del diseño del sistema de BNC.

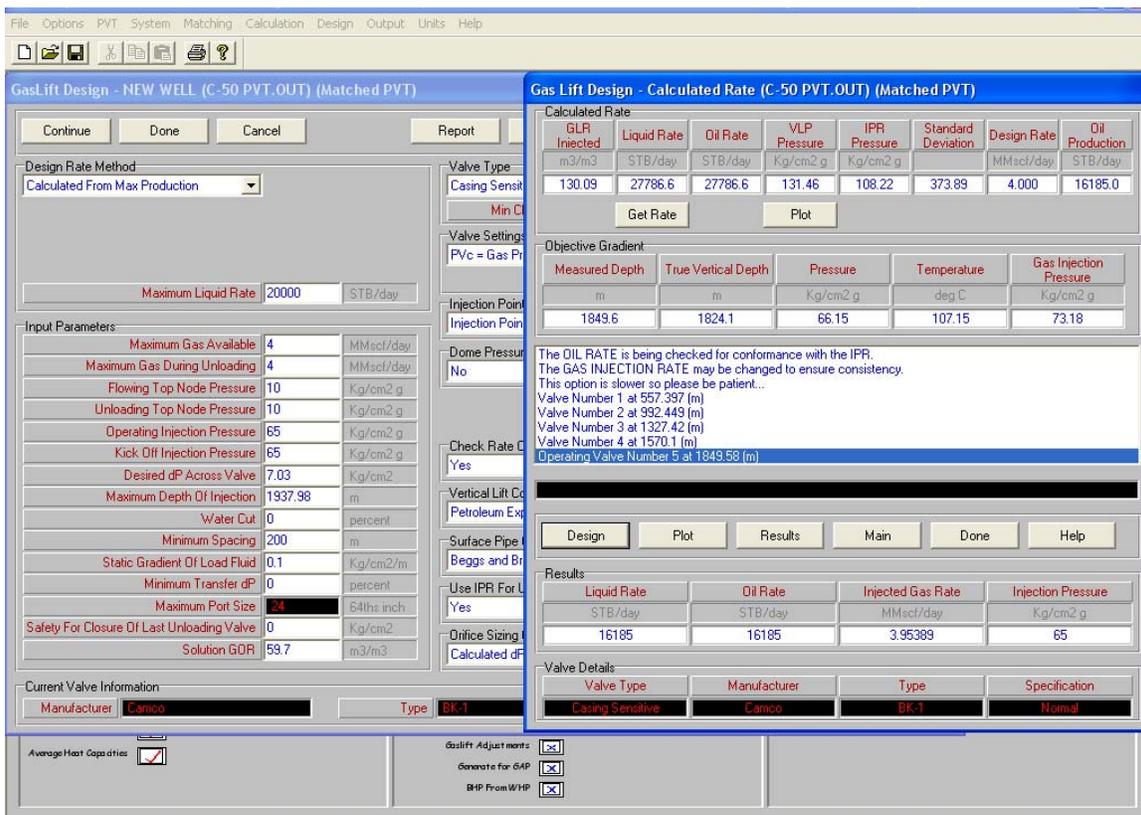


Figura 4.20. Profundidad de colocación de las válvulas

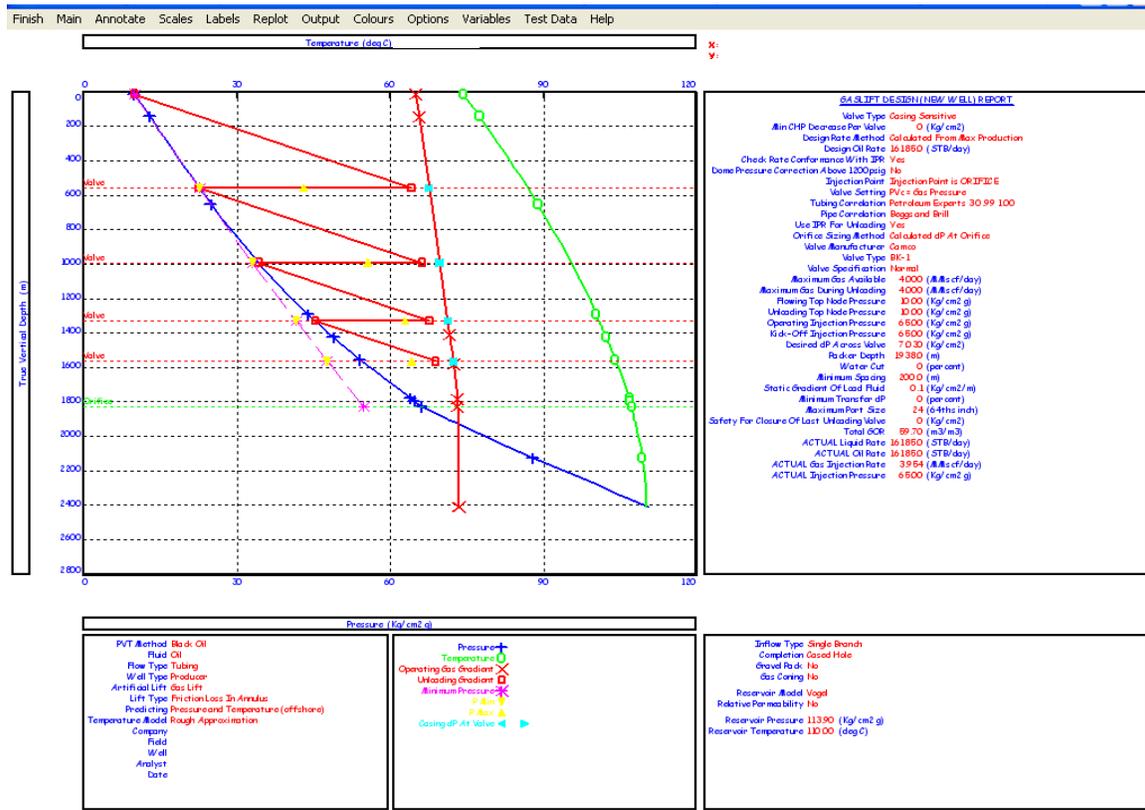


Figura 4.21. Gráfico del resultado del espaciado de válvulas en el diseño del sistema de BNC.

Después de obtener el espaciado es necesario calcular los resultados de los parámetros de operación de las válvulas, en la figura 4.22, se muestra la ventana de los resultados del diseño de BNC para este ejemplo, los datos mostrados se dividen en dos grupos, uno es el de los parámetros de entrada (tipo de válvula, profundidad de colocación y presión en la TP) y el segundo grupo es el de los parámetros de operación calculados para cada una de las válvulas. En la figura 4.22 se muestran los resultados y con esto se da por terminado el diseño del sistema de BNC.

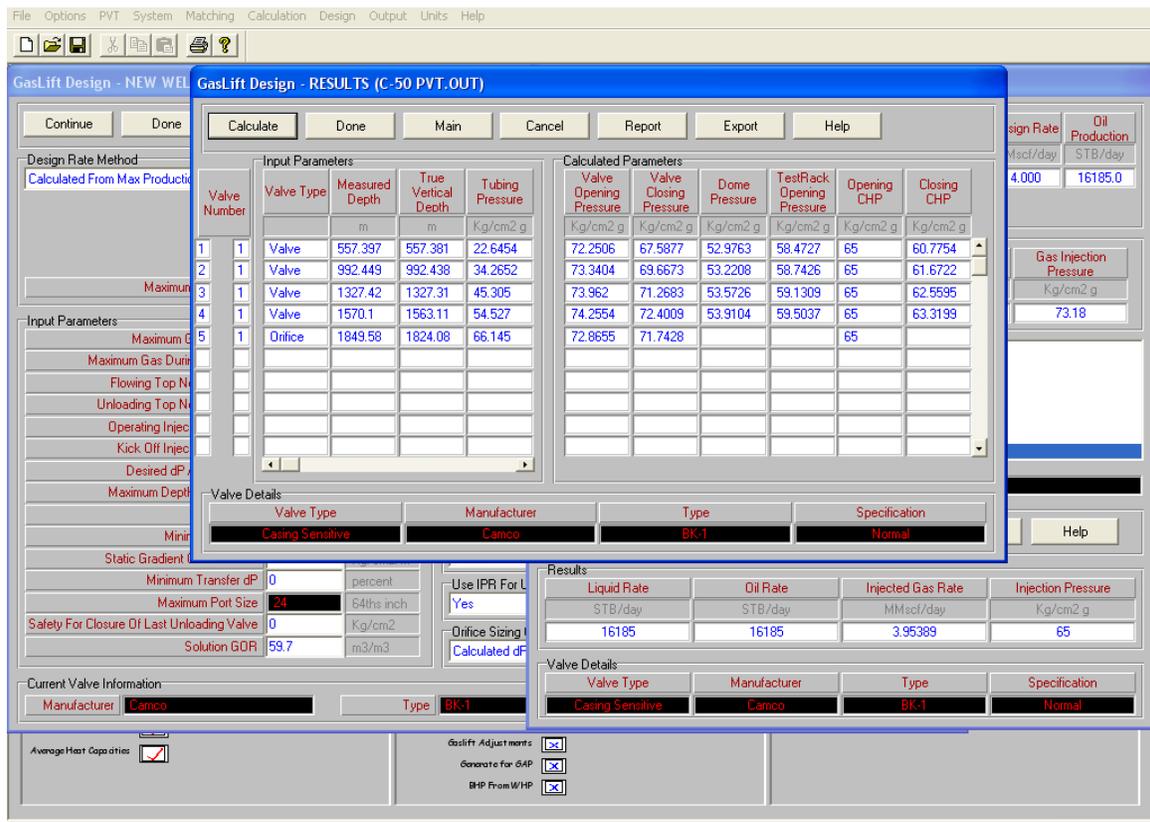


Figura 4.22. Resultados del diseño del BNC.

Capítulo V.

Conclusiones y Recomendaciones.

5.1. Conclusiones.

- Se muestra la importancia que en la actualidad tiene el manejo de herramientas que facilitan las actividades que desarrollan los ingenieros petroleros en el área de producción, en cuanto al diseño de sistemas artificiales.
- En el capítulo III, se mostró la complejidad que existe cuando se realiza un diseño del sistema de BNC por el método gráfico, para esta metodología es necesario contar con información muy específica, por ejemplo el índice de productividad (IPR). Cuando no se tiene la información necesaria descrita en el capítulo III, el diseño solo sirve para obtener el espaciamiento de las válvulas y se carecen de las características de operación de las mismas.
- Si durante el diseño de un sistema de BNC, mediante el método gráfico (capítulo III), se carece de información, ésta se podría determinar utilizando correlaciones de flujo, gráficas de gradientes, lo que ocasionaría incurrir en errores significativos que repercuten en la operación del sistema y en la toma de decisiones.
- Es importante señalar que el uso del STE para realizar el diseño de un sistema artificial de producción facilita el procedimiento de diseño y no exime al ingeniero de tener todos los conocimientos básicos y fundamentales que se requieren para el diseño del sistema de BNC.
- Cuando utilizamos un STE para diseñar el sistema artificial con bombeo neumático continuo (BNC) se reducen los tiempos en el análisis de la información y diseño

del sistema, siempre y cuando se cuente con la experiencia necesaria en el manejo del simulador.

- Con la utilización de un STE, se facilitan notablemente las operaciones de cálculo, ya que el programa reúne las características necesarias para desarrollar un diseño del sistema de BNC, partiendo desde el ajuste de las propiedades PVT de los fluidos, realizando el ajuste del comportamiento del pozo y finalmente determinando el diseño óptimo del sistema artificial de BNC. Dentro de cada uno de los submódulos el software se tiene control de la información de entrada y con la experiencia necesaria se pueden determinar rangos de referencia, como en el caso que se estudió en el capítulo IV para las correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales.
- La validez de los resultados obtenidos con el software dependen de la calidad de los datos de entrada, del cuidado que se tenga en su manejo, de la habilidad del usuario en la interpretación de la información tanto en la entrada como en los resultados obtenidos.
- Debido a que PROSPER® es uno de los dos software propuestos por la Red de Expertos en Sistemas Artificiales de Producción según el dictamen realizado en abril de 2005 y cumpliendo con unos de los objetivos de la Dirección General de PEP, es necesaria tener conocimientos de su aplicación.

Características en el diseño del sistema de BNC, utilizando el STE y utilizando el método gráfico.

Utilizando el STE	Utilizando el método gráfico
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Es necesario contar con la mayor información posible <ul style="list-style-type: none"> ○ Estado mecánico ○ Registro giroscópico ○ Análisis PVT representativo ○ Registro de presión de fondo cerrado y de fondo fluyendo ○ Una prueba de producción ○ Análisis cromatográfico del gas de inyección ▪ Se reducen el tiempo del diseño ▪ Se realiza un ajuste de las propiedades de los fluidos ▪ Se pueden seleccionar las correlaciones PVT ▪ Realiza el análisis nodal ▪ Se pueden utilizar diferentes modelos para el ajuste del pozo ▪ Se puede seleccionar la mejor correlación de flujo multifásico 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Se requiere un mínimo de información para el diseño <ul style="list-style-type: none"> ○ Estado mecánico ○ Propiedades de los fluidos ○ Registro de presión de fondo cerrado y de fondo fluyendo ○ Índice de productividad ○ Análisis cromatográfico del gas de inyección ▪ El tiempo de diseño es mayor que al utilizar el software ▪ Es muy fácil incurrir en errores debido a que todo se realiza en forma manual ▪ No se considera la desviación del pozo ▪ El ajuste del pozo no se considera durante el diseño del sistema ▪ Se complica el uso de gráficas para realizar el espaciamiento ▪ Realiza el espaciamiento ▪ Se determinan las características de

<ul style="list-style-type: none"> ▪ Se pueden exportar datos desde un archivo externo (Excel) ▪ Muestra los resultados en forma gráfica. Tiene un ambiente amigable para el usuario, presenta los resultados en forma gráfica y en tablas. ▪ Es muy fácil omitir datos durante la introducción de la información ▪ Es necesario tener las bases teóricas para realizar la interpretación de los resultados ▪ Manda mensajes de error y tips para solucionar el problema ▪ Se pueden realizar diagnósticos de sistema de BNC ▪ Realiza un análisis completo, desde el ajuste de las correlaciones PVT, el de las correlaciones de flujo multifásico y el diseño del sistema de BNC ▪ Realiza un análisis de sensibilidad de los parámetros de diseño ▪ Calcula las caídas de presión en el espacio anular ▪ Determina el espaciamiento entre válvulas ▪ Contiene bases de datos de las características de las válvulas ▪ Cuenta con manuales electrónicos y ayuda en línea ▪ Tiene la facilidad de interactuar con otros simuladores, tanto de redes como de yacimientos 	operación de las válvulas
---	---------------------------

5.2. Recomendaciones.

- Es fundamental conocer el procedimiento gráfico, como parte de la preparación académica del ingeniero petrolero.
- Darle la importancia necesaria al manejo de herramientas (software), ya que en la vida laboral es de gran importancia el tener un conocimiento por lo menos básico.
- Adquirir la habilidad de analizar la información necesaria para realizar un diseño de BNC.

Apéndice A.

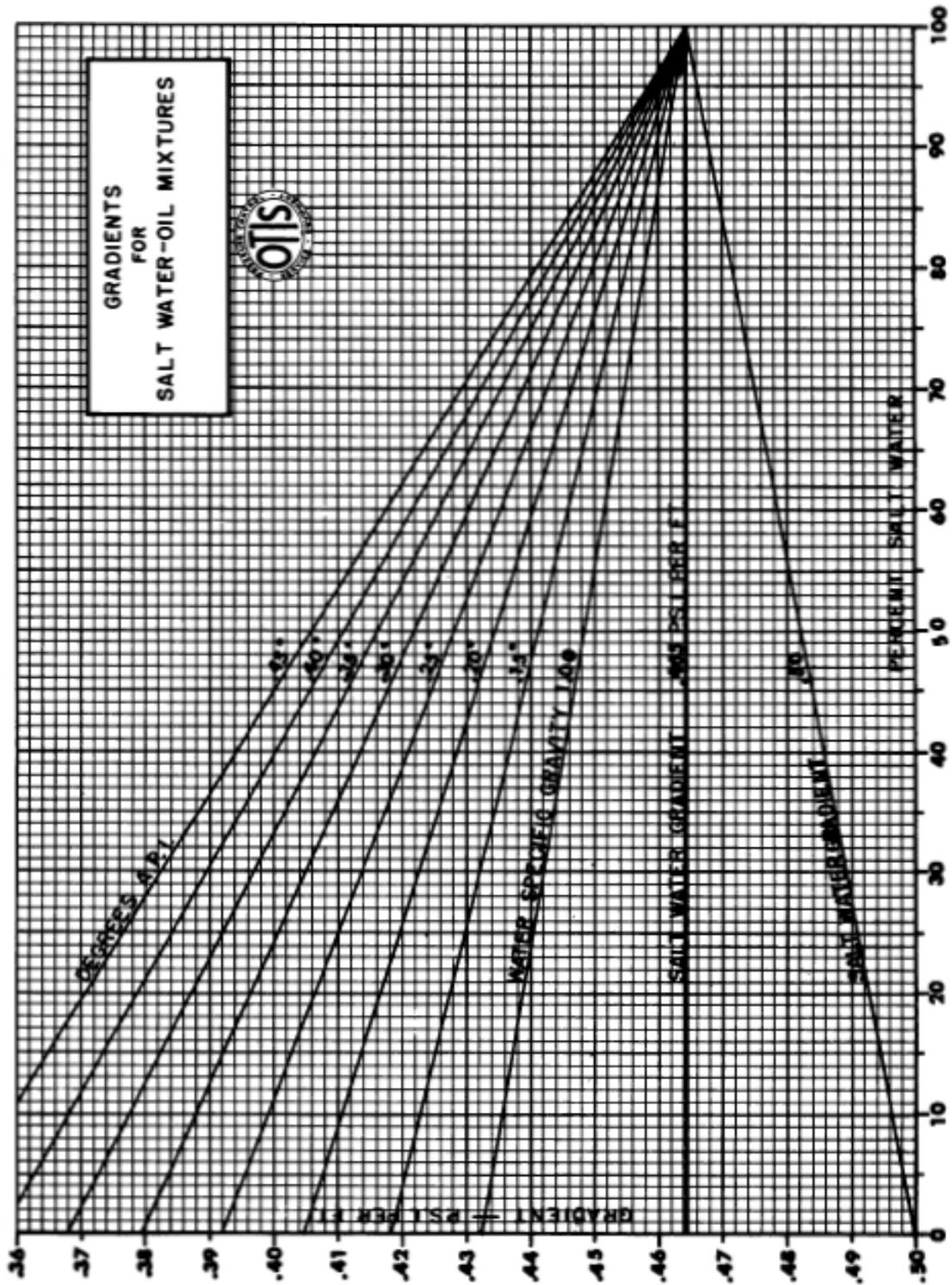


Figura 1A. Gradientes para mezclas de aceite-agua salada.

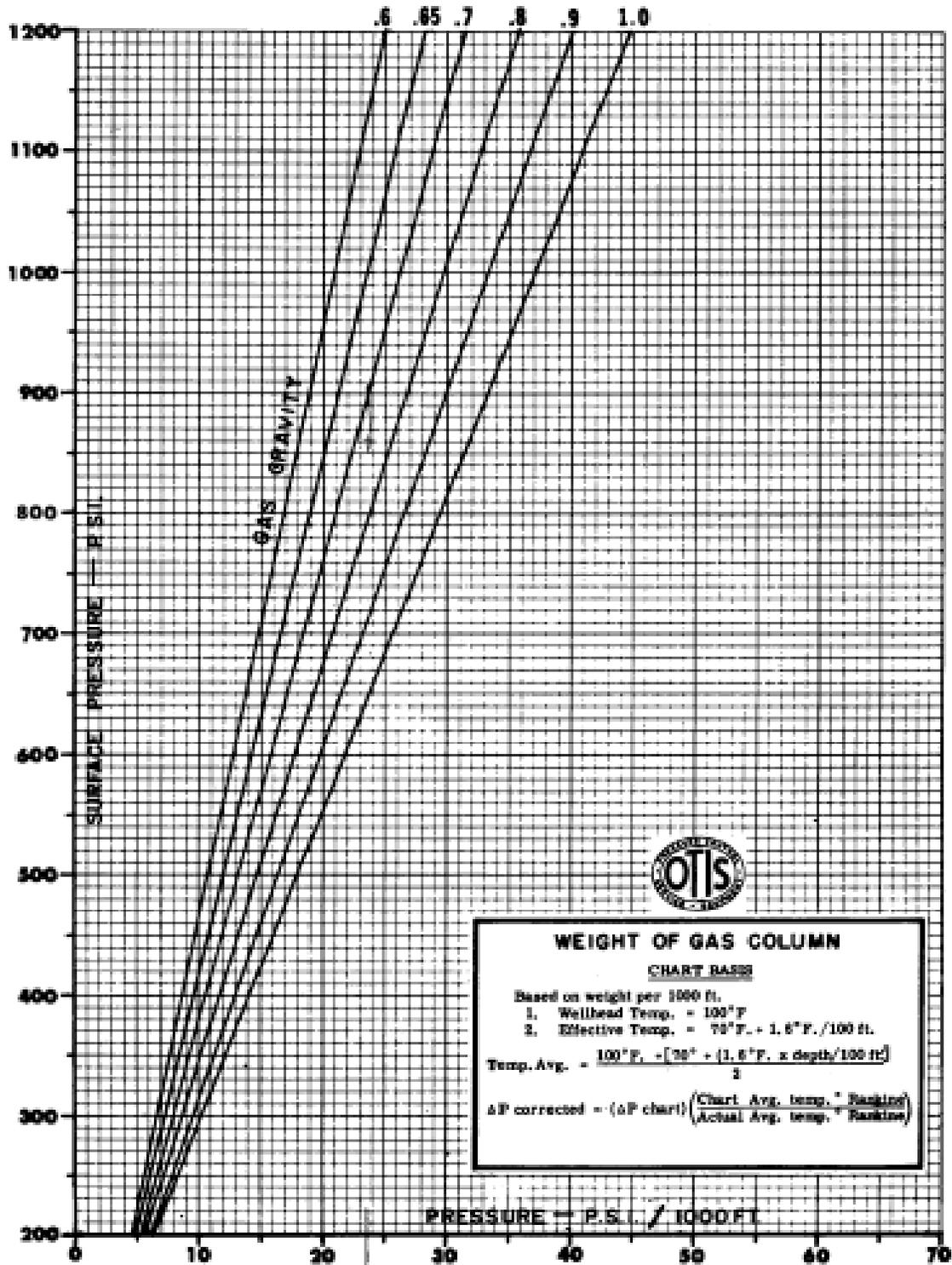


Figura 2A. Peso de la columna de gas.

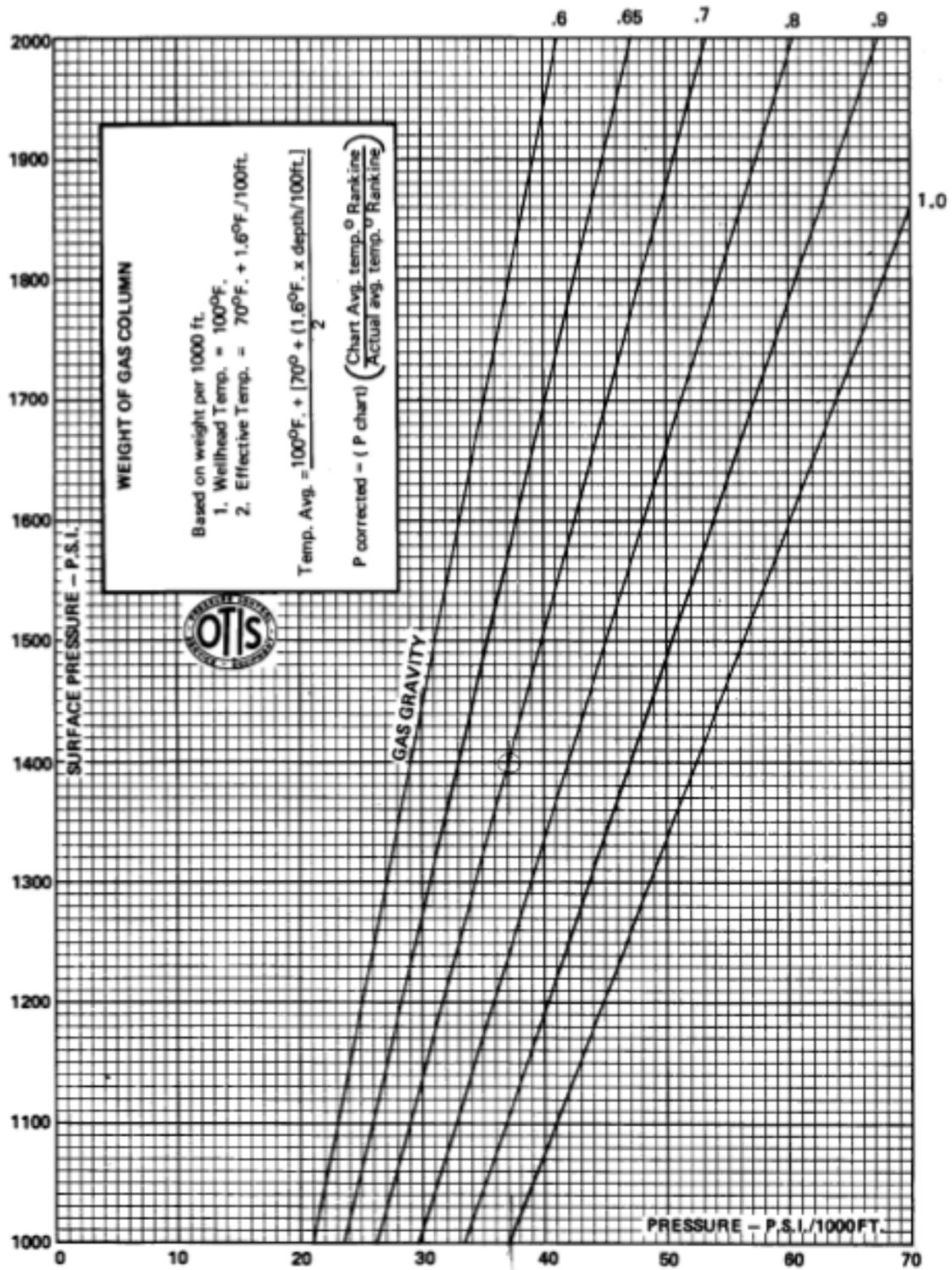


Figura 3A. Peso de la columna de gas

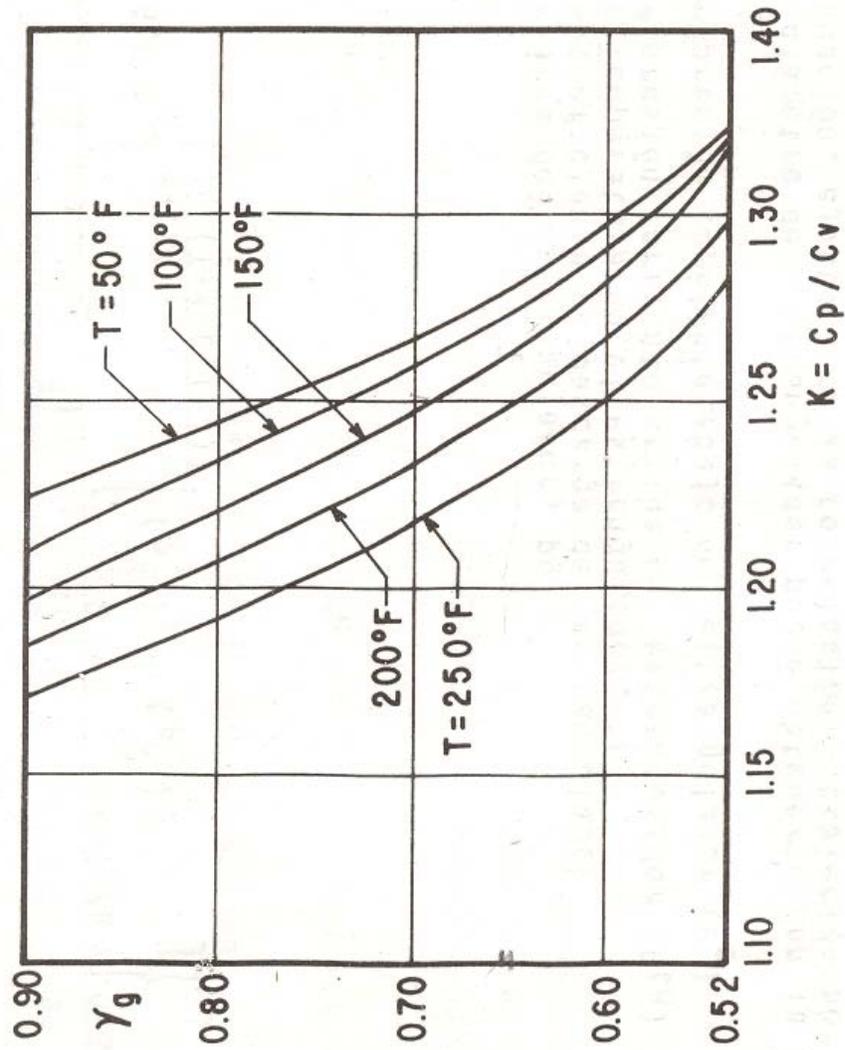


Figura 4A. Relación de calores específicos.

°F	C _t										
61	0.998	101	0.919	141	0.852	181	0.794	221	0.743	261	0.698
62	0.996	102	0.917	142	0.850	182	0.792	222	0.742	262	0.697
63	0.994	103	0.915	143	0.849	183	0.791	223	0.740	263	0.696
64	0.991	104	0.914	144	0.847	184	0.790	224	0.739	264	0.695
65	0.989	105	0.912	145	0.845	185	0.788	225	0.738	265	0.694
66	0.987	106	0.910	146	0.844	186	0.787	226	0.737	266	0.693
67	0.985	107	0.908	147	0.842	187	0.786	227	0.736	267	0.692
68	0.983	108	0.906	148	0.841	188	0.784	228	0.735	268	0.691
69	0.981	109	0.905	149	0.839	189	0.783	229	0.733	269	0.690
70	0.979	110	0.903	150	0.838	190	0.782	230	0.732	270	0.689
71	0.977	111	0.901	151	0.836	191	0.780	231	0.731	271	0.688
72	0.975	112	0.899	152	0.835	192	0.779	232	0.730	272	0.687
73	0.973	113	0.898	153	0.833	193	0.778	233	0.729	273	0.686
74	0.971	114	0.896	154	0.832	194	0.776	234	0.728	274	0.685
75	0.969	115	0.894	155	0.830	195	0.775	235	0.727	275	0.684
76	0.967	116	0.893	156	0.829	196	0.774	236	0.725	276	0.683
77	0.965	117	0.891	157	0.827	197	0.772	237	0.724	277	0.682
78	0.963	118	0.889	158	0.826	198	0.771	238	0.723	278	0.681
79	0.961	119	0.887	159	0.825	199	0.770	239	0.722	279	0.680
80	0.959	120	0.886	160	0.823	200	0.769	240	0.721	280	0.679
81	0.957	121	0.884	161	0.822	201	0.767	241	0.720	281	0.678
82	0.955	122	0.882	162	0.820	202	0.766	242	0.719	282	0.677
83	0.953	123	0.881	163	0.819	203	0.765	243	0.718	283	0.676
84	0.951	124	0.879	164	0.817	204	0.764	244	0.717	284	0.675
85	0.949	125	0.877	165	0.816	205	0.762	245	0.715	285	0.674
86	0.947	126	0.876	166	0.814	206	0.761	246	0.714	286	0.673
87	0.945	127	0.874	167	0.813	207	0.760	247	0.713	287	0.672
88	0.943	128	0.872	168	0.812	208	0.759	248	0.712	288	0.671
89	0.941	129	0.869	169	0.810	209	0.757	249	0.711	289	0.670
90	0.939	130		170	0.809	210	0.756	250	0.710	290	0.669
91	0.938	131	0.686	171	0.807	211	0.755	251	0.709	291	0.668
92	0.936	132	0.686	172	0.806	212	0.754	252	0.708	292	0.667
93	0.934	133	0.864	173	0.805	213	0.752	253	0.707	293	0.666
94	0.932	134	0.863	174	0.803	214	0.751	254	0.706	294	0.665
95	0.930	135	0.861	175	0.802	215	0.750	255	0.705	295	0.664
96	0.928	136	0.860	176	0.800	216	0.749	256	0.704	296	0.663
97	0.926	137	0.858	177	0.799	217	0.748	257	0.702	297	0.662
98	0.924	138	0.856	178	0.798	218	0.746	258	0.701	298	0.662
99	0.923	139	0.855	179	0.796	219	0.745	259	0.700	299	0.661
100	0.921	140	0.853	180	0.795	220	0.744	260	0.699	300	0.660

$$C_t = \frac{\text{Presión en el domo de la válvula @ 60 °F}}{\text{Presión del domo de la válvula a temperatura del pozo}}$$

Tabla 1A. Factores de corrección por temperatura para domo cargado con nitrógeno a 60 °F.

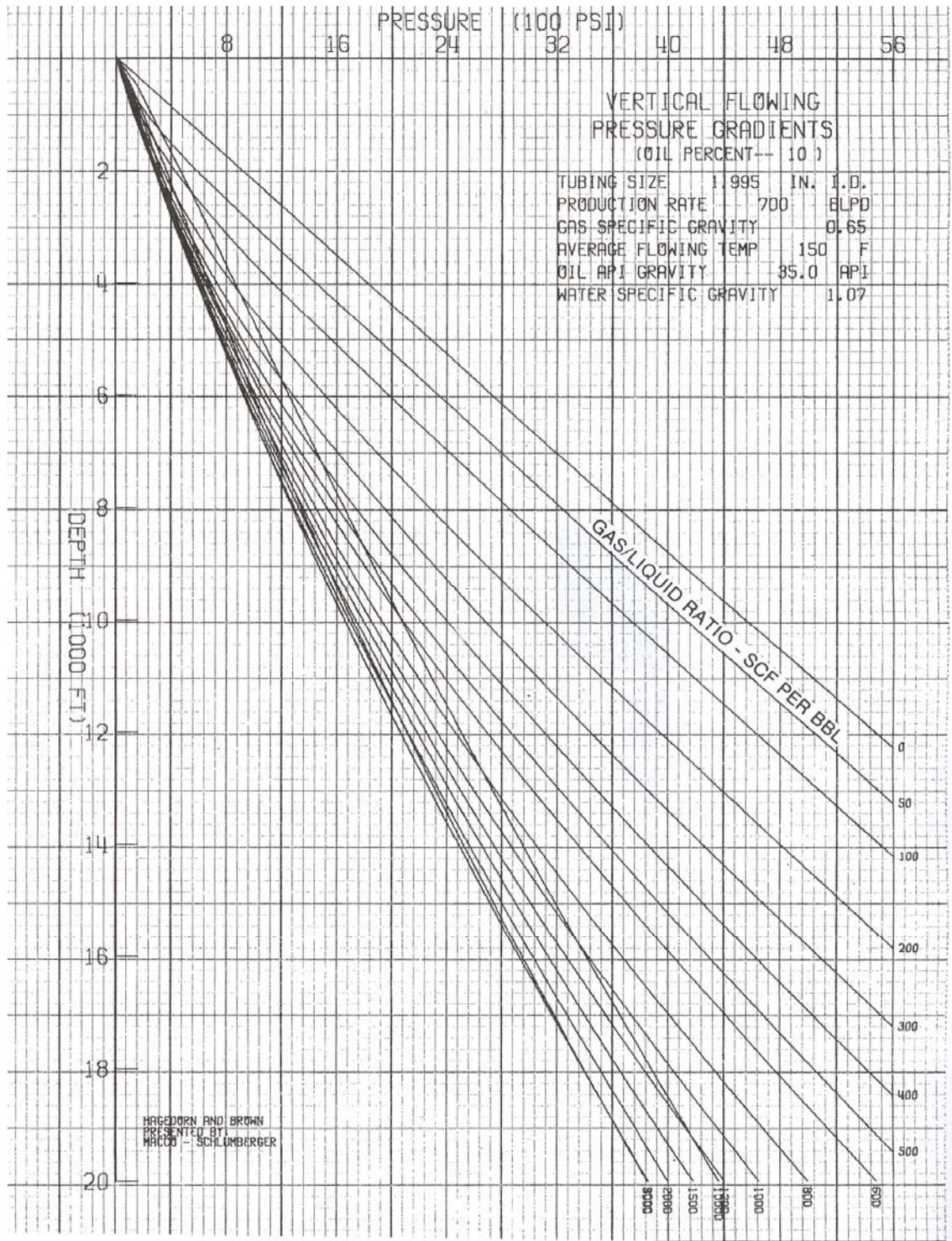


Figura 5A. Curvas de gradientes de presión para flujo multifásico vertical.

Valve Specifications								PPEF*		
Type	A _b - Effective Bellows Area (sq in.)	Port Size (in.)	A _p - Area of Port With Bevel (sq in.)		A _p /A _b		1 - (A _p /A _b)		PPEF = $\frac{A_p/A_b}{1 - (A_p/A_b)}$	
			Standard Monel	Solid Carbide	Standard Monel	Solid Carbide	Standard Monel	Solid Carbide	Standard Monel	Solid Carbide
R-20	0.77	1/8	0.013	0.021	0.017	0.027	0.983	0.973	0.017	0.028
		3/16	0.029	0.037	0.038	0.048	0.962	0.952	0.040	0.050
		1/4	0.051	0.058	0.066	0.075	0.934	0.925	0.071	0.081
		5/16	0.079	0.097	0.103	0.126	0.897	0.874	0.115	0.144
		3/8	0.113	0.129	0.147	0.168	0.853	0.832	0.172	0.202
		7/16	0.154	0.166	0.200	0.216	0.800	0.784	0.250	0.276
		1/2	0.200	0.230	0.260	0.299	0.740	0.701	0.351	0.427
R-28	0.77	1/4	0.051	0.058	0.066	0.075	0.934	0.925	0.071	0.081
		5/16	0.079	0.097	0.103	0.126	0.897	0.874	0.115	0.144
R-25	0.77	3/16	0.029	0.037	0.038	0.048	0.962	0.952	0.040	0.050
		1/4	0.051	0.058	0.066	0.075	0.934	0.925	0.071	0.081
		5/16	0.079	0.097	0.103	0.126	0.897	0.874	0.115	0.144
R-25P	0.77	3/8	0.113	0.129	0.147	0.168	0.853	0.832	0.172	0.202
RP-6**	0.77	1/4	0.051	0.058	0.066	0.075	0.934	0.925	0.071	0.081
		5/16	0.079	0.097	0.103	0.126	0.897	0.874	0.115	0.144
		3/8	0.113	0.129	0.147	0.168	0.853	0.832	0.172	0.202
		7/16	0.154	0.166	0.200	0.216	0.800	0.784	0.250	0.276
		1/2	0.200	0.230	0.260	0.299	0.740	0.701	0.351	0.427
RPB-5**	0.77	1/4	0.051	0.058	0.066	0.075	0.934	0.925	0.071	0.081
		5/16	0.079	0.097	0.103	0.126	0.897	0.874	0.115	0.144
		3/8	0.113	0.129	0.147	0.168	0.853	0.832	0.172	0.202
		7/16	0.154	0.166	0.200	0.216	0.800	0.784	0.250	0.276
RMI	0.65	1/4	0.051	0.058	0.078	0.089	0.922	0.911	0.085	0.098
		5/16	0.079	0.097	0.122	0.149	0.878	0.851	0.139	0.175
		3/8	0.113	0.129	0.174	0.198	0.826	0.802	0.211	0.246
		7/16	0.154	0.166	0.237	0.255	0.763	0.745	0.311	0.342
		1/2	0.200	0.230	0.308	0.354	0.692	0.646	0.445	0.548
BK, PK-1**	0.31	1/8	0.013	0.021	0.042	0.068	0.958	0.932	0.044	0.073
		3/16	0.029	0.037	0.094	0.119	0.906	0.881	0.104	0.135
		1/4	0.051	0.058	0.165	0.187	0.835	0.813	0.198	0.230
		5/16	0.079	0.097	0.255	0.313	0.745	0.687	0.342	0.456
BK-1	0.31	1/8	0.013	0.021	0.042	0.068	0.958	0.932	0.044	0.073
		3/16	0.029	0.037	0.094	0.119	0.906	0.881	0.104	0.135
		1/4	0.051	0.058	0.165	0.187	0.835	0.813	0.198	0.230
		5/16	0.079	0.097	0.255	0.313	0.745	0.687	0.342	0.456
		3/8	0.113	0.129	0.365	0.416	0.635	0.584	0.575	0.712
BKF-10, BKR-5, BKF-6	0.31	1/8	0.013	0.021	0.042	0.068	0.958	0.932	0.044	0.073
		3/16	0.029	0.037	0.094	0.119	0.906	0.881	0.104	0.135
		1/4	0.051	0.058	0.165	0.187	0.835	0.813	0.198	0.230
BKLK-2, RCB	0.31	1/8	0.013	0.021	0.042	0.068	0.958	0.932	0.044	0.073
		3/16	0.029	0.037	0.094	0.119	0.906	0.881	0.104	0.135
BKT, BKT-1	0.31	1/8	N/A	0.021	N/A	0.068	N/A	0.932	N/A	0.073
		3/16	N/A	0.037	N/A	0.119	N/A	0.881	N/A	0.135
		1/4	N/A	0.058	N/A	0.187	N/A	0.813	N/A	0.230
		5/16	N/A	0.097	N/A	0.313	N/A	0.687	N/A	0.456
		3/8	N/A	0.129	N/A	0.416	N/A	0.584	N/A	0.712
BKHLK-2, RCBH	0.26	1/8	N/A	0.021	N/A	0.081	N/A	0.919	N/A	0.088
		3/16	N/A	0.037	N/A	0.142	N/A	0.858	N/A	0.166

* PPEF (production pressure effect factor) was formerly referred to as TEF (tubing effect factor).

** These specifications apply to the pilot section only.

Figura 6A. Datos técnicos para válvulas recuperables CAMCO.

Valve Specifications						PPEF**
Type	A _b - Effective Bellows Area (sq in.)	Port Size (in.)	A _p - Area of Port With Bevel (sq in.)	A _p /A _b	1 - (A _p /A _b)	PPEF = $\frac{A_p/A_b}{1 - (A_p/A_b)}$
J-20	0.77	3/16	0.029	0.038	0.962	0.040
		1/4	0.051	0.066	0.934	0.071
		5/16	0.079	0.103	0.897	0.115
		3/8	0.113	0.147	0.853	0.172
		7/16	0.154	0.200	0.800	0.250
		1/2	0.200	0.260	0.740	0.351
JR-20	0.77	1/8	0.013	0.017	0.983	0.017
		3/16	0.029	0.038	0.962	0.040
		1/4	0.051	0.066	0.934	0.071
CP-2***	0.77	1/4	0.051	0.066	0.934	0.071
		5/16	0.079	0.103	0.897	0.115
		3/8	0.113	0.147	0.853	0.172
		7/16	0.154	0.200	0.800	0.250
		1/2	0.200	0.260	0.740	0.351
J-40	0.31	1/8	0.013	0.042	0.958	0.044
		3/16	0.029	0.094	0.906	0.104
		1/4	0.051	0.165	0.835	0.198
		5/16	0.079	0.255	0.745	0.342
		3/8	0.113	0.365	0.635	0.575
JR-40	0.31	1/8	0.013	0.042	0.958	0.044
		3/16	0.029	0.094	0.906	0.104
J-46-0	0.31	1/8	0.013	0.042	0.958	0.044
		3/16	0.029	0.094	0.906	0.104
		1/4	0.051	0.165	0.835	0.198
BP-2***	0.31	3/16	0.029	0.094	0.906	0.104
		1/4	0.051	0.165	0.835	0.198
		5/16	0.079	0.255	0.745	0.342
		3/8	0.113	0.365	0.635	0.575
J-50	0.12	1/8	0.013	0.108	0.892	0.121
		5/32	0.020	0.167	0.833	0.200
		13/64	0.037	0.308	0.692	0.445
		1/4	0.051	0.425	0.575	0.739
JR-50	0.12	3/32	0.008	0.067	0.933	0.072

* Monel seats are standard in these valves.

** PPEF (production pressure effect factor) was formerly referred to as TEF (tubing effect factor).

*** These specifications apply to the pilot section only.

Figura 7A. Datos técnicos para válvulas convencionales de BN, marca CAMCO.

Apéndice B.

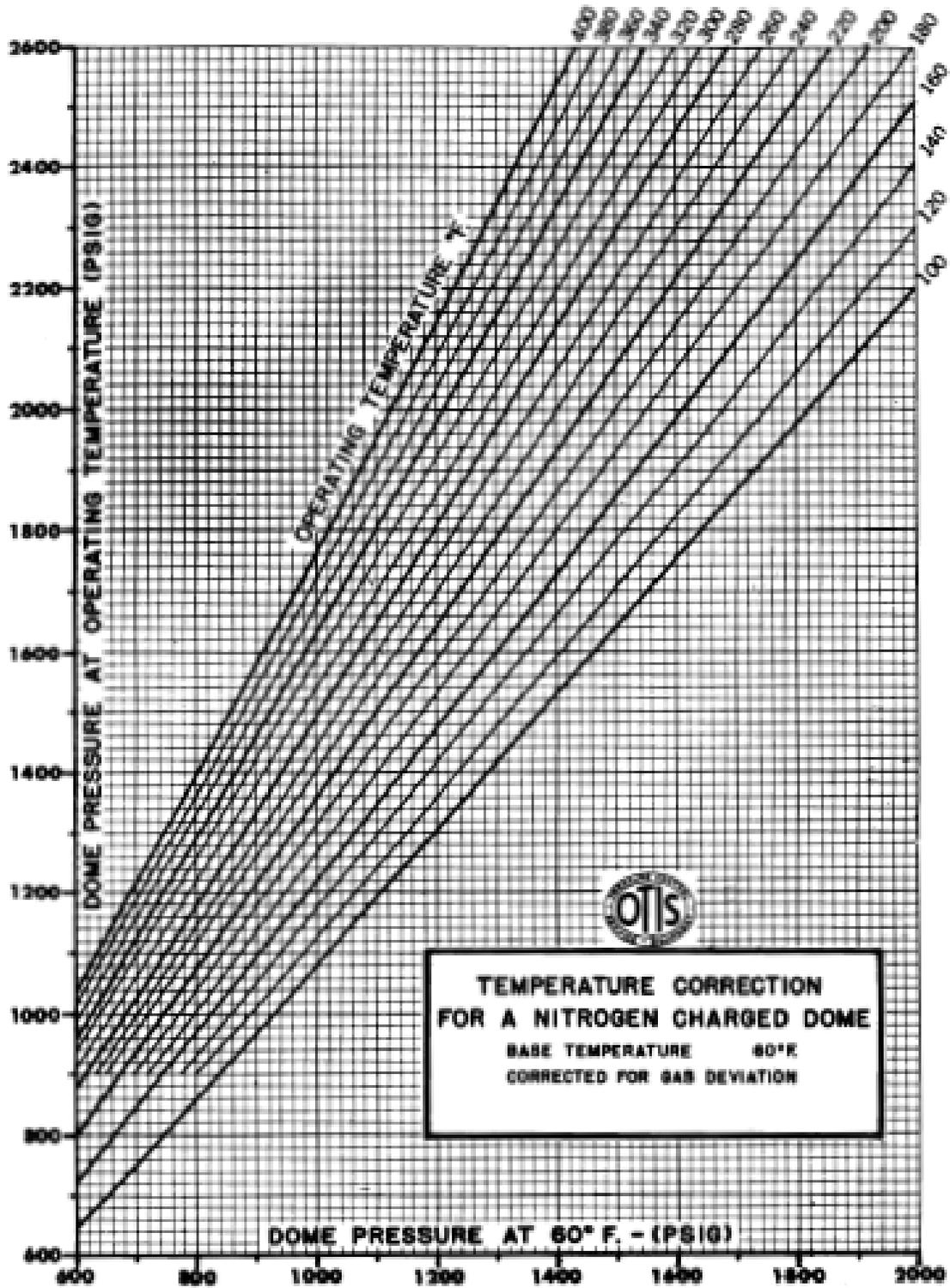


Figura 1B.

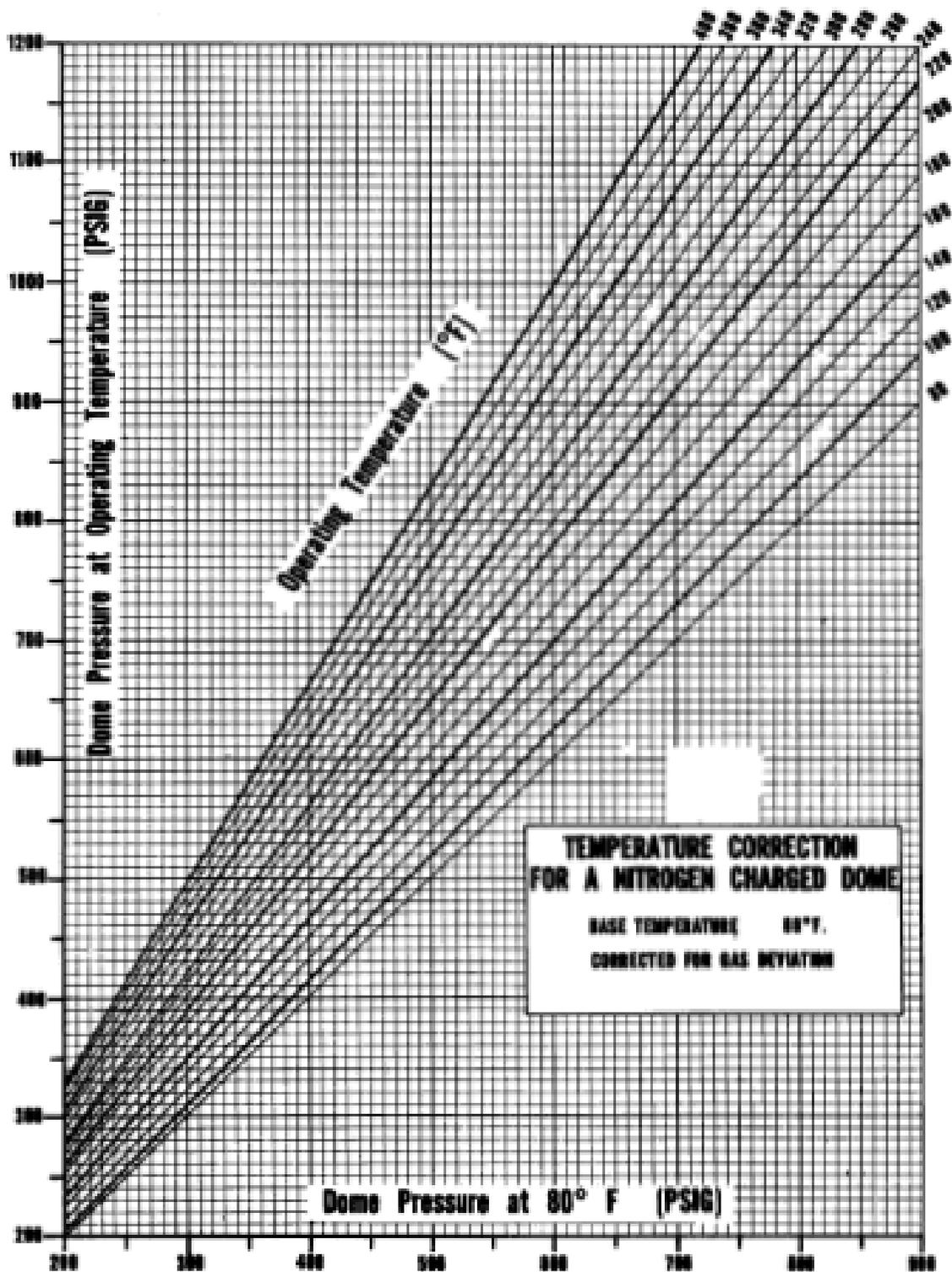


Figura 2B.

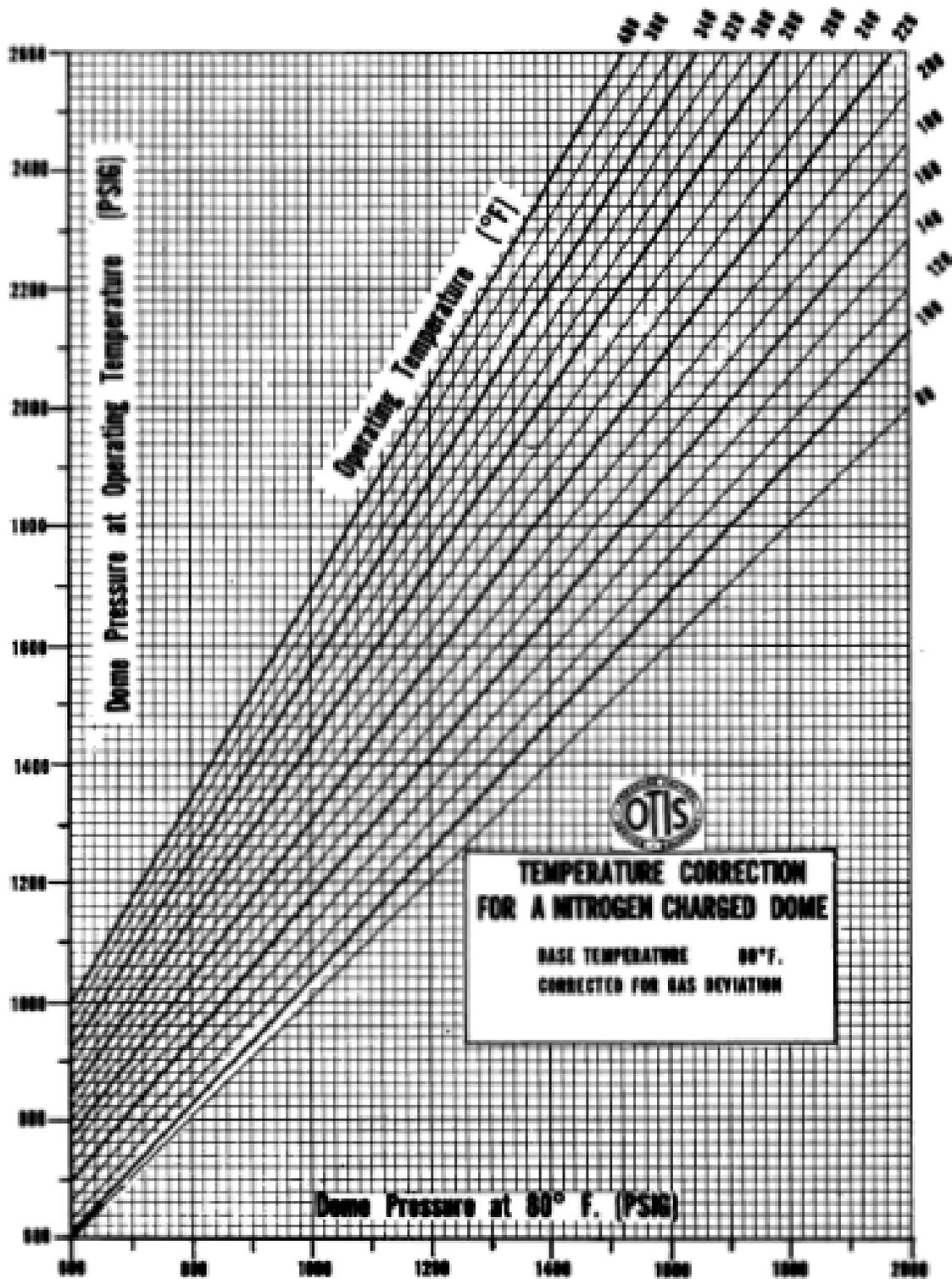


Figura 3B.

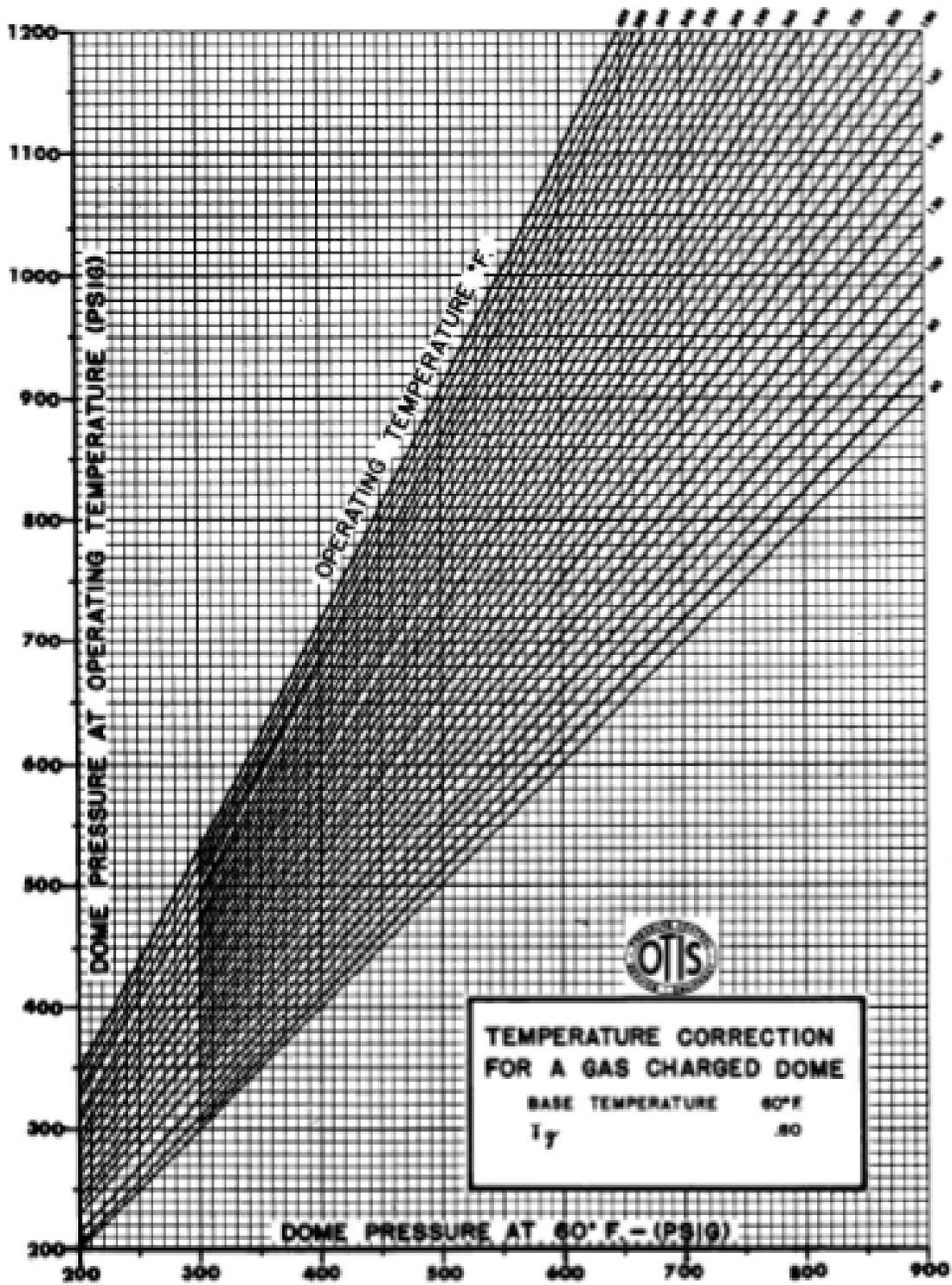


Figura 4B.

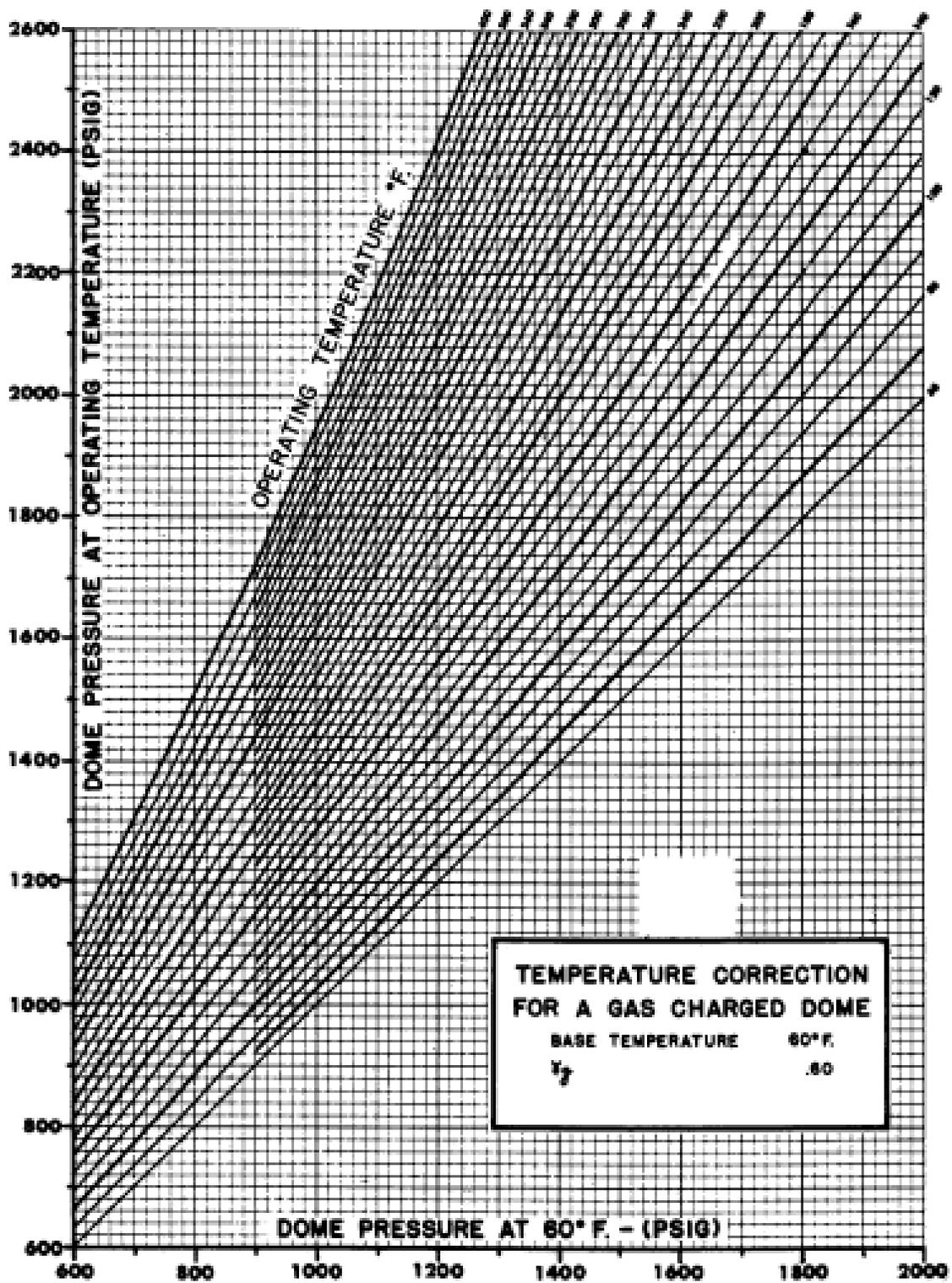


Figura 5B.

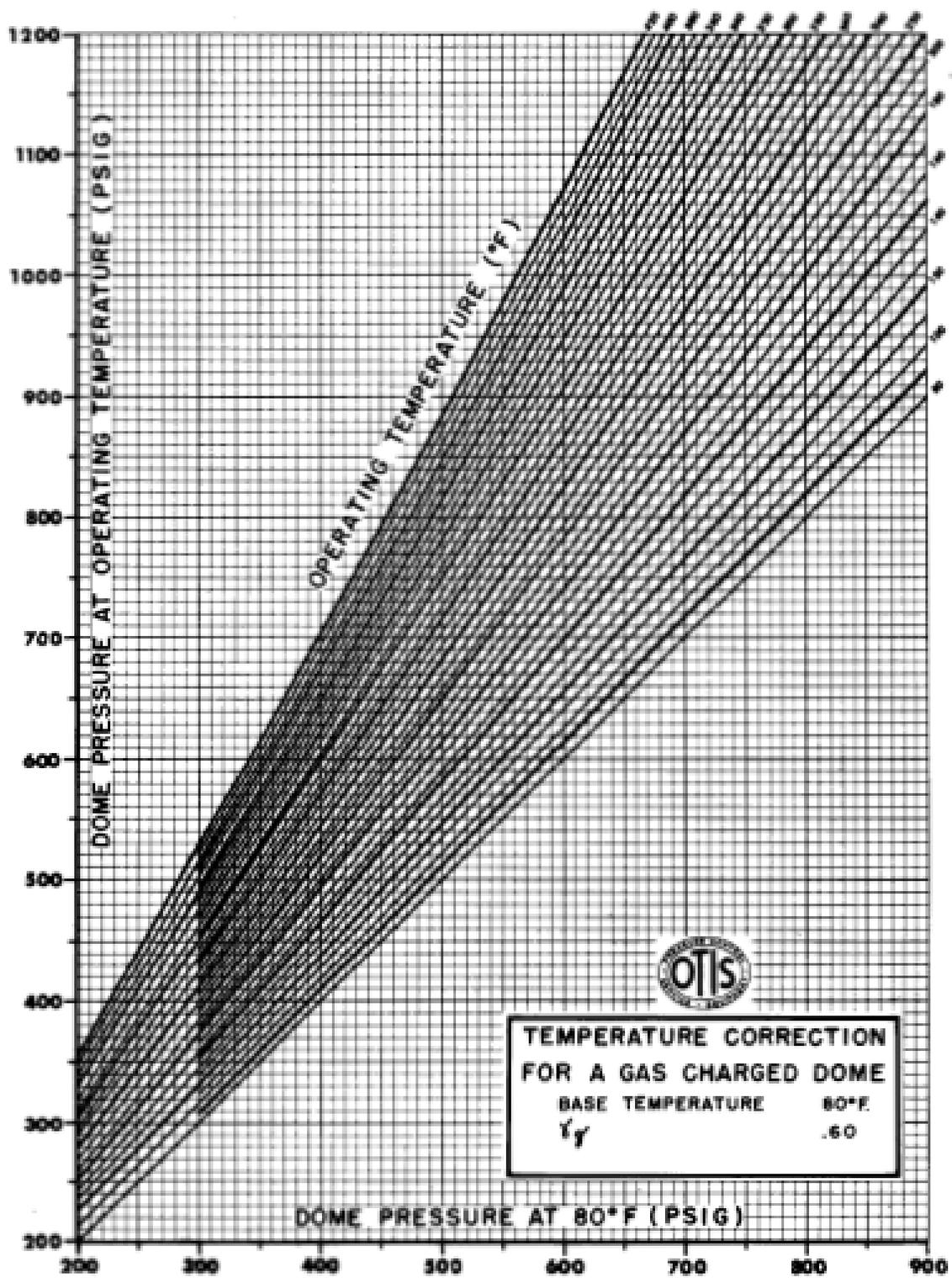


Figura 6B.

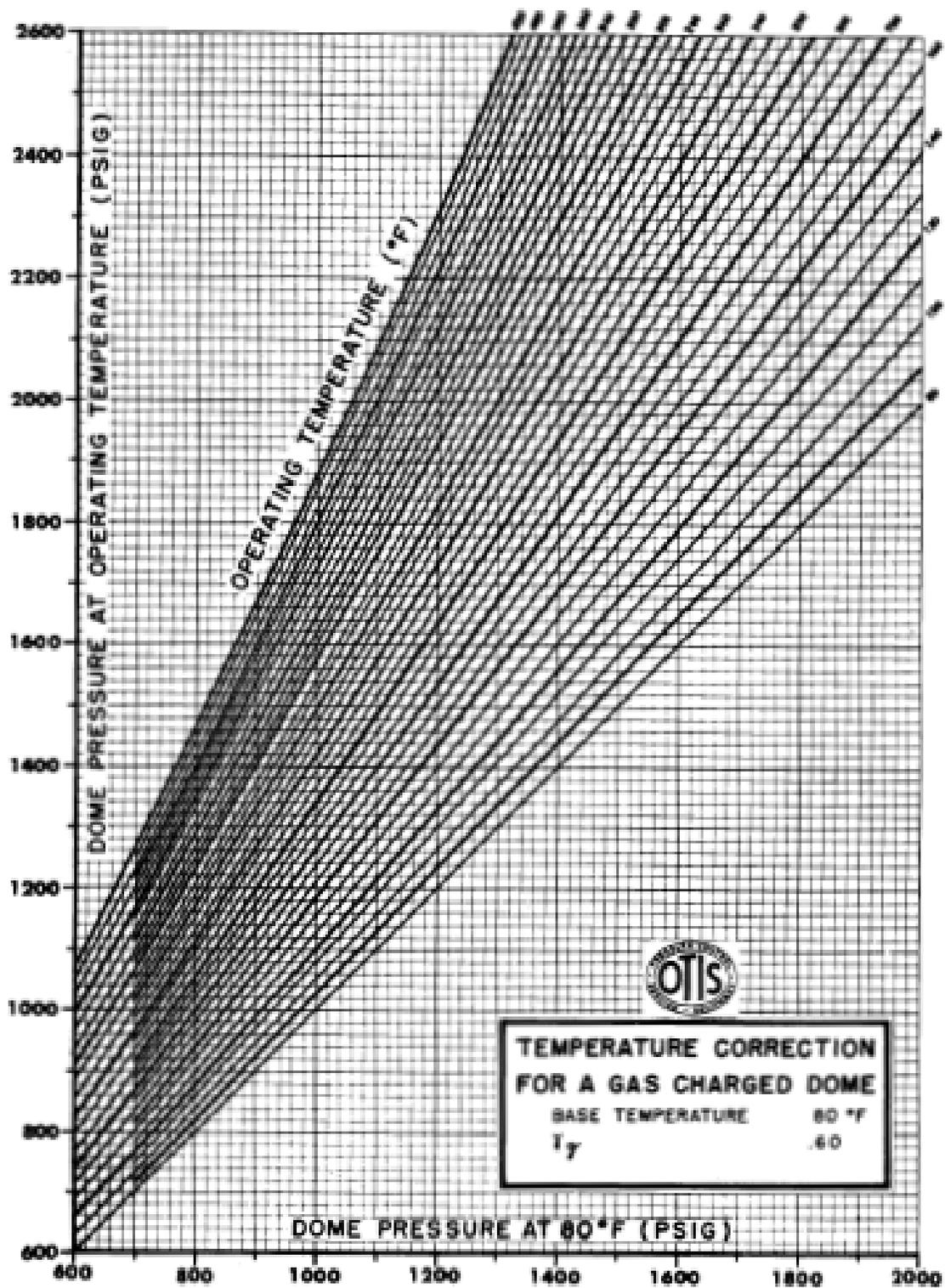


Figura 7B.

Apéndice C.

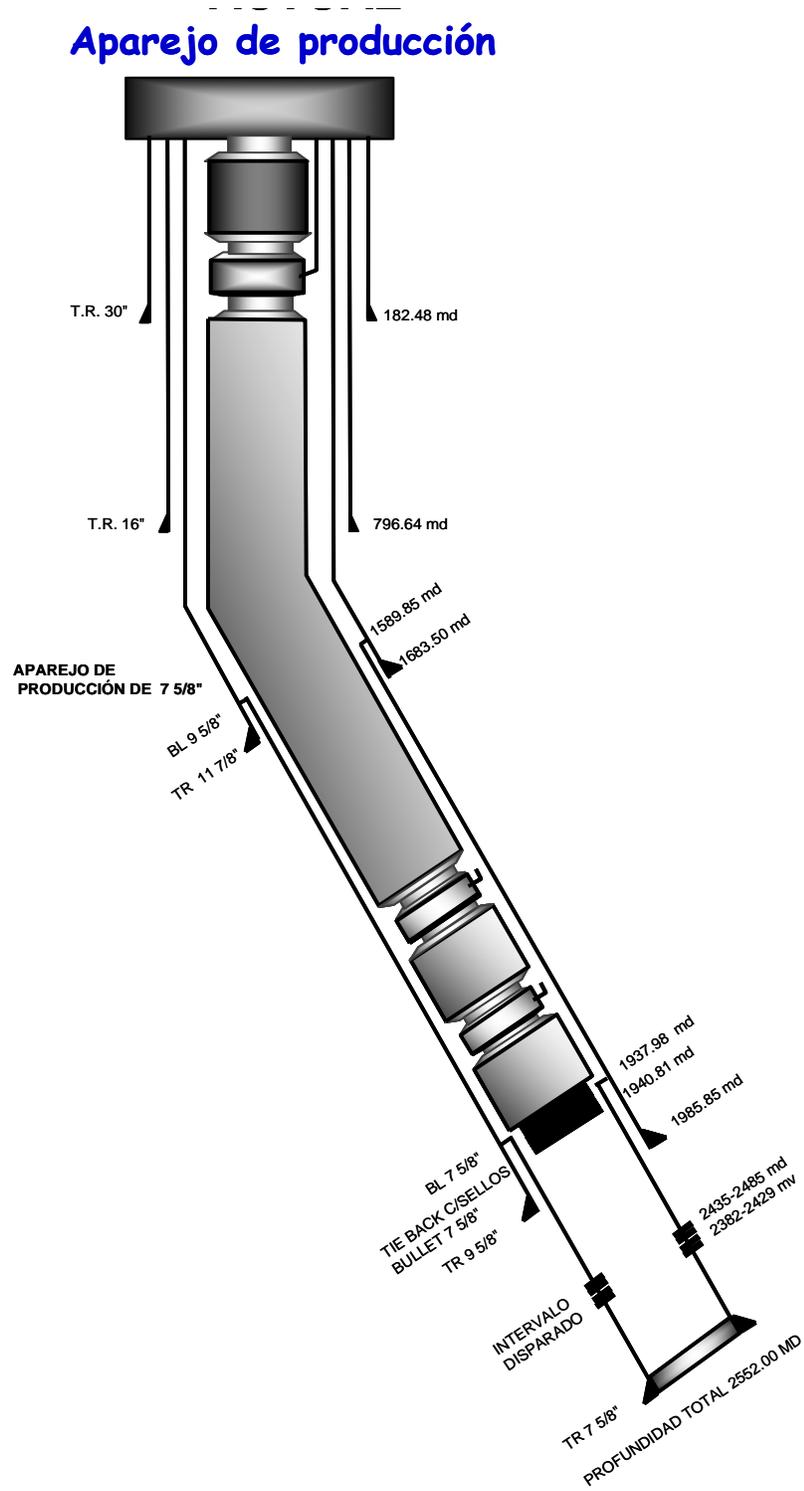


Figura 1C. Estado mecánico del pozo.

DISTRIBUCIÓN DE APAREJO DE PRODUCCIÓN DEL POZO		
DESCRIPCION	LONG.	PROFUND.
	m	m
E.M.R.		16.2
BOLA COLG. 13 5/8" x 7" 5M, FMC, P) ACME x P) MVAM	0.47	16.67
1 TTP 7" CORTO, L-80, 26 LB/P, MVAM	3.12	19.79
1 TTP 7", L-80, 26 LB/P, MVAM	13.43	33.22
COMB. P) 7 5/8" V-FJL x C) 7" MVAM, L-80	0.52	33.74
8 TTP 7 5/8", TRC-95, 33.7 LB/P, VFJL	109.3	143.04
COMB. P) 7" MVAM x C) 7 5/8" VFJL, L-80	0.48	143.52
VALV. TTA. 7" HALLIBURTON, 26 LB/P, MOD. SIDE GUARD C/CEREBRO, No. O-0182 CHR, MVAM, 5M	5.54	149.06
COMB. P) 7 5/8" V-FJL x C) 7" MVAM, L-80	0.52	149.58
117 TTP 7 5/8", TRC-95, 33.7 LB/P, VFJL	1651.71	1801.29
COMB. P) 5 1/2" MVAM x C) 7 5/8" VFJL, 33.7 LB/P, L-80	0.5	1801.79
1er MANDRILL DE BN 5 1/2" CAMCO MODELO "L" OBTURADO, MVAM	3.32	1805.11
COMB. P) 7 5/8" VFJL x C) 5 1/2" MVAM, 33.7 LB/P, L-80	0.52	1805.63
3 TTP 7 5/8", TRC-95, 33.7 LB/P, VFJL	42.06	1847.69
COMB. P) 5 1/2" MVAM x C) 7 5/8" VFJL, 33.7 LB/P, L-80	0.52	1848.21
2do MANDRILL DE BN 5 1/2" CAMCO MODELO "L" C/VALV. ORIFICIO DE 3/4", MVAM	3.33	1851.54
COMB. P) 7 5/8" VFJL x C) 5 1/2" MVAM, 33.7 LB/P, L-80	0.52	1852.06
6 TTP 7 5/8", TRC-95, 33.7 LB/P, VFJL	84.26	1936.32
COMB. 7 5/8" P) MVAM x C) VFJL	1.27	1937.59
COPLA DE TIE BACK 7 5/8", MVAM BAKER	0.32	1937.91
TIE BACK BAKER 7 5/8", L-80, 4 SELLOS BULLET P/C2 DE 10 PIES, 39 LB/P	2.9	1940.81

Detalle Tuberías de Revestimiento		
DESCRIPCIÓN	DE: (MD)	A:(MD)
30" X 1", 309.72 LB/PIE, XLF	0.00	182.48
16", L-80, 84 LB/PIE, HD-521	0.00	796.64
11 7/8", TRC-95, 71.8 LB/PIE, HD5LX	0.00	1683.50
9 5/8", L-80, 53.5 LB/PIE, VAM-FJL	1589.85	1985.85
7 5/8", L-80, 39 LB/PIE, VAM-FJL	1937.98	2552.00

Figura 2C. Detalle de la distribución del aparejo de producción y de la TR del pozo.

Ejemplo							Registro Completo		
PROF	PVV	DESV	AZIM	D N S	D E O	COORD X	COORD Y	SEVERIDAD	DESPLAZAMIENTO
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	602145.81	2147190.25		
30.00	30.00	0.00	0.00	0.00	0.00	602145.81	2147190.25	0.00	0.00
60.00	60.00	0.00	0.00	0.00	0.00	602145.81	2147190.25	0.00	0.00
90.00	90.00	0.00	0.00	0.00	0.00	602145.81	2147190.25	0.00	0.00
120.00	120.00	0.00	0.00	0.00	0.00	602145.81	2147190.25	0.00	0.00
150.00	150.00	0.00	0.00	0.00	0.00	602145.81	2147190.25	0.00	0.00
180.00	180.00	0.00	0.00	0.00	0.00	602145.81	2147190.25	0.00	0.00
210.00	210.00	0.00	0.00	0.00	0.00	602145.81	2147190.25	0.00	0.00
240.00	240.00	0.00	0.00	0.00	0.00	602145.81	2147190.25	0.00	0.00
270.00	270.00	0.00	0.00	0.00	0.00	602145.81	2147190.25	0.00	0.00
300.00	300.00	0.00	0.00	0.00	0.00	602145.81	2147190.25	0.00	0.00
330.00	330.00	0.00	0.00	0.00	0.00	602145.81	2147190.25	0.00	0.00
360.00	360.00	0.00	0.00	0.00	0.00	602145.81	2147190.25	0.00	0.00
390.00	390.00	0.00	0.00	0.00	0.00	602145.81	2147190.25	0.00	0.00
420.00	420.00	0.00	0.00	0.00	0.00	602145.81	2147190.25	0.00	0.00
450.00	450.00	0.00	0.00	0.00	0.00	602145.81	2147190.25	0.00	0.00
480.00	480.00	0.00	0.00	0.00	0.00	602145.81	2147190.25	0.00	0.00
510.00	510.00	0.00	0.00	0.00	0.00	602145.81	2147190.25	0.00	0.00
540.00	540.00	0.00	0.00	0.00	0.00	602145.81	2147190.25	0.00	0.00
570.00	570.00	0.00	0.00	0.00	0.00	602145.81	2147190.25	0.00	0.00
600.00	600.00	0.00	0.00	0.00	0.00	602145.81	2147190.25	0.00	0.00
630.00	630.00	0.00	0.00	0.00	0.00	602145.81	2147190.25	0.00	0.00
650.00	650.00	0.43	256.34	-0.02	-0.07	602145.75	2147190.25	2.15	0.15
680.00	680.00	0.43	256.34	-0.07	-0.29	602145.50	2147190.25	0.00	0.38
710.00	710.00	0.43	256.34	-0.12	-0.51	602145.31	2147190.25	0.00	0.60
740.00	740.00	0.43	256.34	-0.18	-0.73	602145.06	2147190.00	0.00	0.83
770.00	770.00	0.43	256.34	-0.23	-0.95	602144.88	2147190.00	0.00	1.05
800.00	800.00	0.43	256.34	-0.28	-1.17	602144.62	2147190.00	0.00	1.28
830.00	828.99	0.43	256.34	-0.34	-1.39	602144.44	2147190.00	0.00	1.50
860.00	859.99	0.43	256.34	-0.39	-1.60	602144.19	2147189.75	0.00	1.73
890.00	849.99	0.43	256.34	-0.44	-1.82	602144.00	2147189.75	0.00	1.95
920.00	919.99	0.43	256.34	-0.50	-2.04	602143.75	2147189.75	0.00	2.18
950.00	949.99	0.43	256.34	-0.55	-2.26	602143.56	2147189.75	0.00	2.40
980.00	979.99	0.43	256.34	-0.60	-2.48	602143.31	2147189.75	0.00	2.63
1010.00	1009.99	0.43	256.34	-0.66	-2.70	602143.12	2147189.50	0.00	2.85
1040.00	1039.99	0.43	256.34	-0.71	-2.92	602142.88	2147189.50	0.00	3.08
1065.00	1064.99	0.43	256.34	-0.75	-3.10	602142.69	2147189.50	0.00	3.26
1095.00	1094.99	0.43	256.34	-0.81	-3.32	602142.50	2147189.50	0.00	3.49
1125.00	1124.99	0.43	256.34	-0.86	-3.54	602142.25	2147189.50	0.00	3.71
1155.00	1154.99	0.43	256.34	-0.91	-3.76	602142.06	2147189.25	0.00	3.94
1185.00	1184.98	0.43	256.34	-0.97	-3.97	602141.81	2147189.25	0.00	4.17
1215.00	1214.98	0.43	256.34	-1.02	-4.19	602141.62	2147189.25	0.00	4.39
1230.00	1229.98	0.49	305.98	-1.00	-4.31	602141.50	2147189.25	0.40	4.52
1260.00	1259.98	0.73	316.13	-0.79	-4.55	602141.25	2147189.50	0.80	4.90
1290.00	1289.97	2.71	354.88	0.02	-4.91	602140.88	2147190.25	6.60	6.32
1320.00	1319.91	4.42	15.91	1.86	-4.74	602141.06	2147192.00	5.70	8.63
1345.00	1344.83	4.42	15.91	3.72	-4.21	602141.62	2147194.00	0.00	10.56
1350.00	1349.81	6.95	26.54	4.18	-4.03	602141.75	2147194.50	50.60	11.16
1380.00	1379.51	9.22	35.75	7.78	-1.85	602143.94	2147198.00	7.57	15.97
1390.00	1389.38	9.22	35.75	9.08	-0.92	602144.88	2147199.25	0.00	17.57
1410.00	1409.07	11.06	47.85	11.70	1.43	602147.25	2147202.00	9.20	21.41
1430.00	1428.69	11.06	47.85	14.28	4.27	602150.06	2147204.50	0.00	25.25
1440.00	1438.48	12.62	57.32	15.52	5.90	602151.69	2147205.75	15.80	27.43
1470.00	1467.64	14.63	60.88	19.15	11.96	602157.75	2147209.50	6.70	35.01
1500.00	1496.54	16.48	62.16	22.99	19.03	602164.81	2147213.25	6.17	43.52
1530.00	1525.20	17.81	62.89	27.07	26.88	602172.69	2147217.25	4.43	52.88
1560.00	1553.62	19.54	63.64	31.39	35.46	602181.25	2147221.75	5.77	62.73
1590.00	1581.79	20.74	64.54	35.90	44.75	602190.56	2147226.25	4.00	73.35
1615.00	1605.17	20.74	64.54	39.71	52.74	602198.56	2147230.00	0.00	82.21
1620.00	1609.83	21.79	65.26	40.48	54.38	602200.19	2147230.75	21.00	84.06
1650.00	1637.67	21.91	65.76	45.11	64.54	602210.38	2147235.25	0.40	95.26
1680.00	1665.51	21.84	64.74	49.79	74.69	602220.50	2147240.00	0.23	106.42
1710.00	1693.35	21.93	64.58	54.57	84.80	602230.62	2147244.75	0.30	117.62
1740.00	1721.26	21.09	62.78	59.45	94.66	602240.50	2147249.75	2.80	128.42
1770.00	1749.30	20.58	62.72	64.34	104.15	602249.94	2147254.50	1.70	138.96
1785.00	1763.34	20.58	62.72	68.75	108.83	602254.62	2147257.00	0.00	144.23
1800.00	1777.42	19.68	62.13	69.14	113.41	602259.25	2147259.50	6.00	149.29
1825.00	1800.96	19.68	62.13	73.08	120.85	602266.69	2147263.25	0.00	157.70
1830.00	1805.66	20.63	61.09	73.90	122.37	602268.19	2147264.25	19.00	159.47
1860.00	1833.79	20.04	63.24	78.76	131.58	602277.98	2147269.00	1.97	169.75
1890.00	1861.97	20.04	63.33	83.39	140.77	602286.56	2147273.75	0.00	180.03
1920.00	1890.33	18.03	61.06	87.95	149.42	602295.25	2147278.25	6.70	189.31
1950.00	1918.89	17.57	61.06	92.39	157.45	602303.25	2147282.75	1.53	198.37
1980.00	1947.50	17.42	60.10	96.82	165.30	602311.12	2147287.00	0.50	207.35
2010.00	1976.14	17.28	60.00	101.28	173.05	602318.88	2147291.50	0.47	216.26
2040.00	2004.82	16.86	59.24	105.74	180.65	602326.44	2147296.00	1.40	224.96
2043.00	2007.69	16.86	59.24	106.18	181.40	602327.19	2147296.50	0.00	225.83
2060.00	2023.96	16.86	59.24	108.70	185.63	602331.44	2147299.00	0.00	230.76
2070.00	2033.52	17.17	58.77	110.21	188.14	602333.94	2147300.50	3.10	233.71
2100.00	2062.18	17.19	60.36	114.70	195.78	602341.62	2147305.00	0.07	242.88
2130.00	2090.83	17.28	60.07	119.11	203.50	602349.31	2147309.25	0.30	251.49
2160.00	2119.50	17.07	60.59	123.50	211.20	602357.00	2147313.75	0.70	260.30
2190.00	2148.15	17.39	59.95	127.91	218.91	602364.75	2147318.25	1.07	269.26
2220.00	2176.78	17.37	59.88	132.40	226.67	602372.50	2147322.75	0.07	278.22
2243.00	2198.73	17.37	59.88	135.84	232.60	602378.44	2147326.00	0.00	285.09
2250.00	2205.41	17.29	59.15	136.90	234.40	602380.19	2147327.25	1.14	287.17
2280.00	2234.05	17.36	58.02	141.56	242.03	602387.81	2147331.75	0.23	296.12
2310.00	2262.69	17.34	57.95	146.30	249.61	602395.44	2147336.50	0.07	305.06
2340.00	2291.34	17.13	56.59	151.11	257.09	602402.88	2147341.25	0.70	313.90
2370.00	2320.00	17.26	55.79	156.04	264.46	602410.25	2147346.25	0.43	322.80
2400.00	2348.64	17.40	56.34	161.03	271.87	602417.69	2147351.25	0.47	331.77
2430.00	2377.27	17.35	56.73	165.97	279.35	602425.19	2147356.25	0.17	340.72
2435.00	2382.04	17.35	56.73	166.79	280.59	602426.38	2147357.00	0.00	342.21
2460.00	2405.90	17.35	57.10	170.86	286.84	602432.62	2147361.00	0.00	349.66
2485.00	2429.77	17.35	57.10	174.91	293.10	602438.94	2147365.25	0.00	357.12
2490.00	2434.54	17.48	57.78	175.71	294.36	602440.19	2147366.00	2.60	358.62
2508.00	2451.71	17.35	56.90	178.62	298.89	602444.69	2147368.75	0.72	363.99
2540.00	2482.26	17.35	56.90	183.83	306.89	602452.69	2147374.00	0.00	373.53
2552.00	2493.71	17.35	56.90	185.79	309.89	602455.69	2147376.00	0.00	377.11

Figura 3C. Registro giroscópico del pozo.

Page 1 of 17

File RFL 81012

Company _____ Date Sampled April 27, 1980
 Well _____ State _____
 Field _____ Country Mexico

FORMATION CHARACTERISTICS

Formation Name	<u>Paleocene</u>
Date First Well Completed	<u>June 11, 1979</u>
Original Reservoir Pressure	<u>5257 PSIG @ _____ Ft.</u>
Original Produced Gas-Oil Ratio	<u>477 SCF/Bbl</u>
Production Ratio	<u>_____ Bbl/Day</u>
Separator Pressure and Temperature	<u>75 PSIG, 140 °F.</u>
Oil Gravity at 60°F.	<u>_____ °API</u>
Datum	<u>_____ Ft. Subsea</u>
Original Gas Cap	<u>_____</u>

WELL CHARACTERISTICS

Elevation	<u>31 BRT</u>	<u>_____ Ft.</u>
Total Depth	<u>6863</u>	<u>_____ Ft.</u>
Producing Interval	<u>6804-6922</u>	<u>_____ Ft.</u>
Tubing Size and Depth	<u>7</u>	<u>_____ In. to _____ Ft.</u>
Productivity Index	<u>_____ Bbl/D/PSI @ _____</u>	<u>_____ Bbl/Day</u>
Last Reservoir Pressure	<u>_____ PSIG @ _____</u>	<u>_____ Ft.</u>
Date	<u>_____</u>	<u>_____</u>
Reservoir Temperature	<u>187</u>	<u>_____ °F. @ _____ Ft.</u>
Status of Well	<u>_____</u>	<u>_____</u>
Pressure Gauge	<u>_____</u>	<u>_____</u>
Normal Production Rate	<u>34550</u>	<u>_____ Bbl/Day</u>
Gas-Oil Ratio	<u>371</u>	<u>_____ SCF/Bbl</u>
Separator Pressure and Temperature	<u>_____ PSIG, _____</u>	<u>_____ °F.</u>
Base Pressure	<u>_____</u>	<u>_____ PSIA</u>
Well Making Water	<u>Nil</u>	<u>_____ X Cut</u>

SAMPLING CONDITIONS

Sampled at	<u>6808</u>	<u>_____ PSIG @ _____</u>	<u>_____ Ft.</u>
Status of Well	<u>Shot in</u>	<u>_____</u>	<u>_____</u>
Gas-Oil Ratio	<u>_____</u>	<u>_____</u>	<u>_____ SCF/Bbl</u>
Separator Pressure and Temperature	<u>75</u>	<u>_____ PSIG, _____</u>	<u>_____ °F.</u>
Tubing Pressure	<u>_____</u>	<u>_____</u>	<u>_____ PSIG</u>
Casing Pressure	<u>_____</u>	<u>_____</u>	<u>_____ PSIG</u>
Sampled by	<u>_____</u>	<u>_____</u>	<u>_____</u>
Type Sampler	<u>_____</u>	<u>_____</u>	<u>_____</u>

REMARKS: Cylinders SS-738 and SS-873.

Figura 4C-A. Análisis PVT del pozo.

Page 11 of 17
 File RPL 81012
 Well

DIFFERENTIAL VAPORIZATION AT 187°F.

<u>Pressure, PSIG</u>	<u>Solution Gas/Oil Ratio(1)</u>	<u>Relative Oil Volume(2)</u>	<u>Relative Total Volume(3)</u>	<u>Oil Density, Gm/Cc</u>	<u>Deviation Factor, Z</u>	<u>Gas Formation Volume Factor(4)</u>	<u>Incremental Gas Gravity</u>
2092	488	1.306	1.306	0.7895			
1800	440	1.285	1.357	0.7969	0.841	0.00845	0.741
1600	401	1.270	1.418	0.8008	0.847	0.00956	0.743
1400	365	1.255	1.497	0.8056	0.856	0.01103	0.747
1200	328	1.240	1.610	0.8106	0.865	0.01298	0.751
1000	290	1.225	1.776	0.8155	0.874	0.01569	0.763
800	252	1.210	2.043	0.8203	0.888	0.01965	0.781
600	212	1.194	2.511	0.8251	0.907	0.02688	0.814
400	170	1.177	3.471	0.8304	0.922	0.04050	0.869
200	118	1.154	6.450	0.8371	0.948	0.08037	1.017
100	84	1.135	12.153	0.8433	0.966	0.15312	1.205
0	0	1.053		0.8782			1.786
		@ 60°F. = 1.000					

Gravity of residual oil = 21.4°API @ 60°F.

Figura 4C-C. Analisis PVT del pozo.

CAMPO:		PLATAFORMA:				
POZO:		HORA: _____				
FECHA:		EDO. DEL POZO:		CERRADO		
VERT. PROF. MTS	DESARR. PROF. MTS	PRESION KG/CM ²	INCREM. PRESION	GRAD. KG/CM ² M		
0	0	11.7	-----	-----	PRESION EN T.R.	S/CONEXION
500	500	13.2	1.5	0.0030	PRESION EN T.P.	11.7 KG/CM ²
750	750	14.9	1.7	0.0068	NIVEL DE ACEITE:	1402 MBMR
1000	1000	18.2	3.3	0.0132	NIVEL DE AGUA:	
1250	1250	25.3	7.1	0.0284	NIVEL DE FLUIDOS:	
1500	1504	38.0	12.7	0.0508	TEMP. BOCA DE POZO:	27 °C
1750	1771	59.4	21.4	0.0856	TEMP. MAX. DE FONDO:	110.0 °C
2000	2036	80.5	21.1	0.0844	TIEMPO CERRADO:	05:00 HRS
2250	2297	100.8	20.3	0.0812	ELEV. MESA ROTARIA:	16.2 MTS
2405	2460	113.9	13.1	0.0845	INSTRUMENTO:	67375-420 KG/CM ²
					MODULO DEL INSTR.:	0.213818
					FECHA DEL ULT. REG.	12-05-1999
					PRESION ULT. REG.:	115 KG/CM ²
					VARIACION PRES FONDO:	-1.1 KG/CM ²
					T.P.	7"- 7 5/8"-1937.91 MBMR
					T.R.	9 5/8"-1985.85 MBMR
					LINER:	7 5/8"-1937.98-2552 MBMR
					INTERV. PROD.:	2435 -- 2485 MBMR
					N.M.D.	2460 MBMR
					P.I. ANTERIOR:	
					P.I. ACTUAL:	2508 MBMR
					PROF. TOTAL:	2552 MBMR
					DIAM.Y CUERDA DEL MEDIO ARBOL:	7-8 HRR
ANOTACIONES:						
CALIBRO CON BARRIL MUESTRERO DE 2" HASTA 2500 MTS. RXS.						
REGISTRADO POR:			CALCULADO POR: _____			
AMERADA INFERIOR			PRODUCCION: ACEITE: GAS: E.C.A.: AGUA:			

Figura 5C-A. Registro de presión de fondo cerrado del pozo, amerada inferior.

CAMPO:		PLATAFORMA:				
POZO:		HORA:				
FECHA:		EDO. DEL POZO:		CERRADO		
VERT. PROF. MTS	DESARR. PROF. MTS	PRESION KG/CM ²	INCREM. PRESION	GRAD. KG/CM ² M		
0	0	11.6	-----	-----	PRESION EN T.R.	S/CONEXION
500	500	13.1	1.5	0.0030	PRESION EN T.P.	11.6 KG/CM ²
750	750	14.8	1.7	0.0068	NIVEL DE ACEITE:	1402 MBMR
1000	1000	18.2	3.4	0.0136	NIVEL DE AGUA:	
1250	1250	25.3	7.1	0.0284	NIVEL DE FLUIDOS:	
1500	1504	38.0	12.7	0.0508	TEMP. BOCA DE POZO:	27 °C
1750	1771	59.0	21.0	0.0840	TEMP. MAX. DE FONDO:	110.0 °C
2000	2036	80.0	21.0	0.0840	TIEMPO CERRADO:	05:00 HRS
2250	2297	100.4	20.4	0.0816	ELEV. MESA ROTARIA:	16.2 MTS
2405	2460	113.4	13.0	0.0839	INSTRUMENTO:	67404-490 KG/CM ²
					MODULO DEL INSTR.:	0.261219
					FECHA DEL ULT. REG.:	12-05-1999
					PRESION ULT. REG.:	115 KG/CM ²
					VARIACION PRES FONDO:	-1.6 KG/CM ²
					T.P.	7"- 7 5/8"-1937.91 MBMR
					T.R.	9 5/8"-1985.85 MBMR
					LINER:	7 5/8"-1937.98-2552 MBMR
					INTERV. PROD.:	2435 -- 2485 MBMR
					N.M.D.	2460 MBMR
					P.I. ANTERIOR:	
					P.I. ACTUAL:	2508 MBMR
					PROF. TOTAL:	2552 MBMR
					DIAM.Y CUERDA DEL MEDIO ARBOL:	7"-8 HRR
ANOTACIONES:						
CALIBRO CON BARRIL MUESTRERO DE 2" HASTA 2500 MTS. RXS.						
REGISTRADO POR:			CALCULADO POR:			
AMERADA SUPERIOR			PRODUCCION: ACEITE: GAS: N.G.A.: AGR.:			

Figura 5C-B. Registro de presión de fondo cerrado del pozo, amerada superior.

CAMPO Y No. DE POZO:								
INSTRUMENTO Y RANGO: 67375-420								
MOD. DEL INSTRUMENTO: 0.213818 AMERADA INFERIOR								
ESTABILIZACION DE PRESION A:					2415		MBMR	
HORA	FECHA	PRESION			HORA	FECHA	PRESION	
12:00	02-May-2001	109.4						
12:10		109.4						
12:20	02-May-2001	109.4						
12:30		109.4						
12:40	02-May-2001	109.4						
12:50		109.4						
13:00	02-May-2001	109.4						
DATOS DE LA CURVA DE DECREMENTO A:					2415		MBMR	
FECHA DE INICIO:					FECHA FINAL:			
HORA	TMPOS. FLUICDO	PRESION T. P.	PRESION BAJANTE	TEMPERAT.	LECTURA	PRESION FONDO	INC. DE PRES	OBSERVACIONES
18:00	00:00	44.0	10.8	27.0		109.4	---	ABRE POZO A BAT.X 1/4, 1/2, 1 1/4
	00:05	40.0	10.8	27.0		108.6	-0.8	1 1/2, 1 3/4, 2
	00:10	28.0	11.0	27.0		107.1	-1.5	2 1/2, 3
	00:15	18.0	10.8	35.0		108.4	1.3	3 1/2, 4
	00:20	12.0	10.8	40.0		107.7	-0.7	4 1/16"
	00:25	13.0	12.8	44.0		107.9	0.2	GASTO Q=3.0 MMPCD
	00:30	13.0	12.2	46.0		108.1	0.2	
	00:45	14.0	13.2	47.0		108.4	0.3	
	01:00	14.0	13.0	50.0		108.6	0.2	
	01:15	14.0	12.8	50.0		108.6	0.0	
	01:30	14.0	13.0	51.0		108.6	0.0	
	01:45	14.0	13.2	52.0		108.6	0.0	
	02:00	14.0	13.2	53.0		108.6	0.0	
	02:30	14.0	13.2	54.0		108.6	0.0	
	03:00	14.0	13.5	54.0		108.6	0.0	
	03:30	14.0	13.2	54.0		108.6	0.0	INICIA AFORO SIMULTANEO
	04:00	14.0	13.0	53.0		108.6	0.0	
	04:30	14.0	13.0	50.0		108.6	0.0	
	05:00	14.0	13.0	49.0		108.6	0.0	
	05:30	14.0	13.0	49.0		108.6	0.0	
	06:00	14.0	13.2	48.0		108.6	0.0	
	06:30	14.0	13.2	48.0		108.5	0.0	
	07:00	14.0	13.2	48.0		108.6	0.0	
	07:30	14.0	13.2	48		108.6	0.0	
02:00	08:00	14.0	13.2	48		108.6	0.0	

Figura 6C-A. Registro de presión de fondo fluyendo del pozo, amerada inferior.

FECHA	Qo (bpd)	QGT (mmpcd)	QGI (mmpcd)	QGF (mmpcd)	RG@CS (m ³ /m ³)	RGIL (m ³ /m ³)	ESTRAN. (pg)	PTP (Kg/cm ²)	PSEP (Kg/cm ²)	PBAJ (Kg/cm ²)	PSAL (Kg/cm ²)	PTR (Kg/cm ²)	TEMP (°C)
28/06/2004	9036	5.3341	3.465	52,932.98	36.9	105.1	4 1/16	15	10.5	12	9	61	73
20/01/2004	9462	5.1345	3.089	57,912.97	38.5	96.6	4 1/16	12.5	8.8	10.7	9	59	69
15/11/2003	9960	4.9515	2.14	79,601.67	50.3	88.5	4 1/16	10.8	6.7	9.2	5	61	70
19/10/2003	10074	6.0994	3.52	73,029.13	45.6	107.8	4 1/16	11.8	7.4	10	6	63	71
02/05/2001	9332	5.5286	2.4	88,579.39	59.7	45.8	4 1/16	14	10.8	13	10	63	61
28/06/2000	8931	6.0337	3.07	83,910.56	59.1	61.2	4.0625	13.5	10.3	12.5	8	58	60
04/03/2000	9662	6.2166	3.551	75,455.63	49.1	65.5	4 1/16	14.2	9.4	12.8	8	61	64
29/06/1999	11487	6.6699	3.462	90,812.79	60.6	53.7	4 1/16	13.8	8	11.5	7	60	62
16/05/1999	10301	5.3651	3.625	49,279.83	43.4	62.7	4 1/16	15.6	11.2	13.3	8	60	61

Figura 7C. Aforos del pozo.

Nomenclatura.

Símbolo.	Descripción.	Unidades.
A	Área	pg ²
a	aceleración	pies/seg ²
API	Instituto Americano del Petróleo	
A _b	Área efectiva del fuelle	pg ²
A _p	Área del asiento de la válvula	pg ²
BCP	Bombeo de cavidades progresivas	
BEC	Bombeo electrocentrífugo	
BH	Bombeo hidráulico	
BN	Bombeo neumático	
BNC	Bombeo neumático continuo	
BNI	Bombeo neumático intermitente	
BM	Bombeo mecánico	
B _g	Factor de volumen del gas	Adimensional
B _o	Factor de volumen del aceite	Adimensional
B _w	Factor de volumen de agua	Adimensional
CA	Coefficiente de descarga por el área del estrangulador	
C _o	Compresibilidad del aceite	
C _t	Factor de calibración del domo	
C _w	Compresibilidad del agua	
C.S.	Condiciones estándar	
C.Y.	Condiciones de yacimiento	
dv	Diámetro de la válvula	pg
F	Fuerza	lb/pg ²
F _c	Factor de corrección para el gasto de gas de inyección	
G _{F, control}	Gradiente del fluido de control	lb/pg ² /pie
G _m	Gradiente de la mezcla	lb/pg ² /pie
G _{m prod}	Gradiente de la mezcla producida	lb/pg ² /pie
g	Gravedad	pies/seg ²
H	Profundidad o altura	pies
IP	Índice de productividad	BPD/(lb/pg ²)
IPR	Comportamiento de afluencia al pozo	
K	constante	
k	Relación de calores específicos	
m	Masa	lb
ND	Nivel dinámico	pies
NE	Nivel estático	pies

Símbolo.	Descripción.	Unidades.
p_b	Presión de burbujeo	lb/pg ²
p_c	Presión crítica	lb/pg ²
p_d	Presión del domo a la temperatura de la válvula	lb/pg ²
$p_d @ 60\text{ }^\circ\text{F}$	Presión de calibración del domo	lb/pg ²
p_{disp}	Presión disponible del gas de inyección	lb/pg ²
p_e	Presión después del estrangulador en superficie	lb/pg ²
$p_{F, control}$	Presión del fluido de control	lb/pg ²
p_h	Presión hidrostática	lb/pg ²
p_i	Presión inicial	lb/pg ²
p_{op}	Presión de operación del gas de inyección	lb/pg ²
p_{pb}	Presión en el punto de balance	lb/pg ²
p_{sc}	Presión superficial de cierre	lb/pg ²
p_{sep}	Presión de separación	lb/pg ²
p_{so}	Presión superficial de apertura de la válvula	lb/pg ²
$p_{TP\text{ diseño}}$	Presión de diseño en el interior de la TP	lb/pg ²
p_t	Presión en la TP	lb/pg ²
p_{tro}	Presión de apertura en el taller	lb/pg ²
p_{vc}	Presión de cierre frente a la válvula	lb/pg ²
p_{vo}	Presión de apertura a la profundidad de la válvula	lb/pg ²
p_y	Presión del yacimiento	lb/pg ²
p_{wf}	Presión de fondo fluyendo del pozo	lb/pg ²
p_{wh}	Presión en la cabeza del pozo	lb/pg ²
p_{ws}	Presión de fondo estática del pozo	lb/pg ²
p_1	Presión corriente arriba del estrangulador	lb/pg ²
p_2	Presión corriente abajo del estrangulador	lb/pg ²
q_g	Gasto de gas	ft ³ /día
q_{gi}	Gasto de gas de inyección	ft ³ /día
q_{gic}	Gasto de gas de inyección corregido	ft ³ /día
q_L	Gasto de líquido	BPD
q_o	Gasto de aceite	BPD
q_w	Gasto de agua	BPD
R	Relación de áreas de la válvula	adimensional
RF	Registrador de flujo	
RGA	Relación gas aceite	ft ³ /bl
$RGIL$	Relación gas inyectado - líquido	ft ³ /bl
RGL	Relación gas líquido	ft ³ /bl
$RGLT$	Relación gas liquido total	ft ³ /bl
RP	Registrador de presión	
R_s	Relación gas disuelto aceite (solubilidad)	ft ³ _{gd} /bl _o
R_{sW}	Solubilidad del gas en el agua	ft ³ /bl
SIP	Sistema integral de producción	
STE	Software técnico especializado	
S_t	Efecto de la presión ejercida por el resorte	lb/pg ²
TP	Tubería de producción	
TR	Tubería de revestimiento	
T_c	Temperatura crítica	°F

Símbolo.	Descripción.	Unidades.
T_{fondo}	Temperatura en el fondo del pozo	$^{\circ}\text{F}$
T_{sup}	Temperatura en la cabeza del pozo	$^{\circ}\text{F}$
T_y	Temperatura de yacimiento	$^{\circ}\text{F}$
T_{ws}	Temperatura en el fondo del pozo	$^{\circ}\text{F}$
T_{wh}	Temperatura en la cabeza del pozo	$^{\circ}\text{F}$
U	Coefficiente de transferencia d calor	$\text{BTU/h/pie}^2/^{\circ}\text{F}$
VLP	Curva del comportamiento vertical	
V_g	Volumen de gas	pies^3
V_o	Volumen de aceite	barriles
W_g	Gasto másico del gas producido	$\text{lb}_m/\text{día}$
W_{gd}	Gasto másico del gas disuelto	$\text{lb}_m/\text{día}$
W_{gL}	Gasto másico del gas libre	$\text{lb}_m/\text{día}$
y_g	Fracción del gas	
Z	Factor de compresibilidad del gas	
γ_g	Densidad relativa del gas producido	
γ_{gd}	Densidad relativa del gas disuelto	
γ_{gL}	Densidad relativa del gas libre	
γ_o	Densidad relativa del aceite	
μ_g	Viscosidad del gas	cp
μ_o	Viscosidad del aceite	cp
μ_w	Viscosidad del agua	cp
ρ_g	Densidad del gas	gr/cm^3
ρ_L	Densidad del líquido	gr/cm^3
ρ_o	Densidad del aceite	gr/cm^3
ρ_w	Densidad del agua	gr/cm^3
σ_o	Tensión superficial del aceite	lb/pg^2
ϕ	Diámetro	pg
Δp	Variación de presión	
$^{\circ}\text{API}$	Unidad para medir la densidad del aceite	

Referencias.

1. Ing. Francisco Garaicochea Petrirena, Ing. Cesar Bernal Huicochea y Ing. Oscar Lopez Ortiz.
“Transporte de hidrocarburos por ductos” Colegio de ingenieros petroleros, A.C. 1991
2. William D. McCain.
“The properties of petroleum fluids” PennWell Books, Tulsa Oklahoma. 1989
3. A. A. Al-Shammasi, Saudi Arabian Texaco, SPE.
“Bubble point pressure and oil formation volume factor correlations”. SPE 53185. 1999.
4. Operación de pozos, PEMEX Exploración y Producción, Activo de producción Poza Rica.
“Manual de operación de bombeo neumático”:
5. Kermit Brown, H. Dale Beggs.
“Fluid property options technology of artificial lift methods Volumen 1”
PennWell Books. Tulsa, Oklahoma.
6. Kermit Brown, H. Dale Beggs.
“Fluid property options technology of artificial lift methods Volumen 2”
PennWell Books. Tulsa, Oklahoma.
7. E. Poblano. SPE, Natl. Autonomous U. of México, Y.V. Fairuzov, Institute of Engineering, UNAM.
“Sability analysis of continuous-flow gas-lift wells”. SPE 77732, 2002
8. M.I. José Angel Gomez Cabrera.
“Apuntes de pozos fluyentes, bombeo neumático y bombeo hidráulico”
Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de ingeniería.

9. Weatherford. Gas lift systems
“Curso Teórico Práctico sobre técnicas modernas de producción”

10. M.I. José Angel Gomez Cabrera.
“Producción de pozos I (Cuaderno de ejercicios)”. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería. División de ingeniería en Ciencias de la Tierra Departamento de Explotación. 1990.

11. Z. Schmidt & D.R. Dotty, U. of Tulsa; B. Agena, Computer Enhanced Artificial Lift Consulting.
“New developments to improve continuous flow gas lift utilizing personal computers” SPE 20677-MS, 1990.

12. Kermit E. Brown, SPE, U. of Tulsa.
“Overview of artificial lift systems” SPE 9979, 1982

13. M. I. Carlos Balderas Joers.
“Redes de especialistas. Una estrategia de PEP” Ingeniería Petrolera (AIPM)

14. M. C. José Manuel Reyes Aguirre, M. I. Carlos Islas Silva.
“Métodos para la evaluación y clasificación de software técnico de ingeniería petrolera” Ingeniería Petrolera (AIPM) Octubre de 1997

15. Red de Expertos en Sistemas Artificiales.
“Evaluación de software especializado para Bombeo Neumático Continuo”
Abril de 2005.

16. Red de Expertos en Sistemas Artificiales.
“Presentaciones generadas durante el taller de evaluación del software especializado para Bombeo Neumático Continuo” Abril de 2005.

17. **“Apuntes del curso de PROSPER”** impartido a personal del IMP en junio de 2006.

18. Petroleum Experts
Training course **“Integrated Production Modelling an introduction to PROSPER, MBAL & GAP”**.