



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

**PROGRAMA DE MAESTRIA Y DOCTORADO
EN INGENIERIA**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**"CALCULO DE LA EFICIENCIA DEL BOMBEO NEUMÁTICO EN LOS
CAMPOS CACTUS NÍSPERO"**

TESIS

Que para obtener el grado académico de:
MAESTRO EN INGENIERÍA PETROLERA

P R E S E N T A:

ING. BERNARDO GARCÍA URQUIZA

DIRECTOR DE TESIS: M.en I. FRANCISCO SANCHEZ ARREDONDO

MÉXICO, D.F.

DICIEMBRE 2007

JURADO ASIGNADO:

Presidente: M.I. Jose Ángel Gomez Cabrera
Secretario: M.I. Noel Ernesto Santamaría Guevara
Vocal: M.I. Francisco Sanchez Arredondo
1er. Suplente: M.I. Jose Manuel Reyes Aguirre
2do. Suplente: M. en C. Jaime Ortiz Ramirez

Lugar o lugares donde se realizó la tesis:

Universidad Nacional Autónoma de México

TUTOR DE TESIS:

M.I. Francisco Sanchez Arredondo

FIRMA

AGRADECIMIENTOS

Anabel,

A ti por tu apoyo y comprensión en esta etapa de mi vida, sin ti a mi lado no lo hubiera logrado,
gracias nena.

A mis hijos Bernardo y Víctor Hugo,
Por ser la razón de mí ser, los amo.

A mis papás,
Gracias por estar siempre junto a mí en los momentos más importantes, mi eterno
agradecimiento para ustedes.

A mis Hermanos,
Judith, Julio Cesar, Eliseo, Cuauhtémoc, Giovanni, por ser parte primordial en mi vida, por los
momentos que hemos pasado juntos.

A la Universidad,
Por darme la oportunidad de ser cada mejor cada día.

Al M. en I. Francisco Sanchez Arredondo y
M. en I. Gerardo Lobato Barradas
Por todo el apoyo y orientación que recibí de ustedes, para la elaboración de esta tesis gracias.

A todos mis amigos,
Por haber confiado en mí y haberme brindado su apoyo al Ingeniero Jaime Castañeda Andrade,
M. en I. Oscar Castillo Castillo, M. en I. Alonso Castillo Castillo, y muy en especial al Ing.
Ramón R. Aguilar Maruri, por haberme dado la oportunidad de estudiar la maestría.

CONTENIDO

	Página
Agradecimientos	
Resumen	ii
I. INTRODUCCIÓN	
I.1 Antecedentes	2
I.2 Descripción de los Sistemas Artificiales	3
I.3 Eficiencia de los Sistemas Artificiales	5
I.3.1 Eficiencia de los Sistemas de Bombeo Mecánico	5
I.3.2 Eficiencia de los Sistemas de Bombeo Electrosumergible	6
I.3.3 Eficiencia de los Sistemas de Bombeo Cavidades Progresivas	7
I.3.4 Eficiencia de los Sistemas de Bombeo Hidráulico	9
II. REVISIÓN BIBLIOGRAFICA	11
III. MODELO PROPUESTO	
III.1 Modelo de Cálculo	13
IV. ANÁLISIS DE CASOS DE CAMPO	
IV.1 Descripción de los pozos en estudio	22
IV.1.1 Pozo Níspero 86A	22
IV.1.2 Pozo Níspero 80	27
IV.1.3 Pozo Cactus 3	30
IV.1.4 Pozo Cactus 4D	32
IV.1.5 Pozo Cactus 301	34
IV.1.6 Pozo Cactus 1063	36
IV.2 Información Adicional	38
IV.2.1 Pozo Sitio Grande 1021	38
V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	41
VI. ANEXOS	45
V. NOMENCLATURA	60
V. REFERENCIAS	62

Los Campo Cactus y Níspero son yacimientos maduros que actualmente se siguen explotando y requieren de los sistemas artificiales de producción como lo es el Bombeo Neumático para su explotación.

Para su operación, el Bombeo Neumático continuo requiere de la inyección de gas a alta presión, lo que representa un costo importante para la operación. Por esta razón, es deseable aprovechar al máximo la energía proporcionada por el gas para elevar los líquidos hasta la superficie. En este trabajo se presenta un análisis de la eficiencia de la utilización del gas para Bombeo Neumático en los campos arriba mencionados. Se presenta un algoritmo de cálculo de la eficiencia de la utilización del gas, apoyado por un modelo mecánico de flujo multifásico vertical en régimen permanente⁵.

Se realizó un programa de cómputo en dos lenguajes de programación, una parte se programó en FORTRAN 95, debido a su exactitud y rapidez que presenta este lenguaje al realizar operaciones matemáticas, mientras que la segunda parte relativa a la interfaz del usuario así como ciertas operaciones matemáticas se programó en Visual Basic 4.0, con lo que se le da al programa una fortaleza en su interfaz gráfica, además de representarle un ambiente amigable al usuario. La comunicación entre estos dos lenguajes se realiza mediante la librería dinámica (dll), lo que le da al programa una gran velocidad de procesamiento de información.

Finalmente, se concluye que la eficiencia del uso del gas para Bombeo Neumático es muy variable. Se observa además que la falta de información sobre las condiciones de operación de los pozos no permitió en ocasiones realizar análisis confiables.

La elevación con gas en México únicamente se justifica en aquellos campos donde el barril producido, por este sistema, se obtiene al menor costo de producción, comparado con otro SAP.

I. INTRODUCCIÓN

Durante la vida productiva de los yacimientos, la presión tiende a disminuir debido a la explotación del campo a tal grado que los pozos productores dejan de fluir de forma natural. En varias ocasiones estas disminuciones de presión pueden ser originadas por daños en los pozos, ocasionados principalmente por la misma operación. Generalmente este daño es removido mediante limpiezas y estimulaciones. Cuando no se tiene daño en la formación y los fluidos no tienen la energía suficiente para llegar a las instalaciones superficiales, es necesario implantar un sistema artificial de producción, acorde a las características del campo.

Más del 90% de los pozos productores de aceite requieren alguna forma de sistema artificial de producción. La mayoría de estos pozos se encuentran ubicados en campos marginales o en campos maduros. Los sistemas artificiales de producción se utilizan cuando los yacimientos no cuentan con suficiente energía como para producir aceite en forma natural, conduciéndolos a la superficie o cuando los regímenes de producción no son los deseados

No obstante, las estrategias de los sistemas artificiales de producción se utilizan en una amplia variedad de pozos que incluyen desde los pozos de aguas profundas con infraestructura submarina que producen a altos gastos, hasta los pozos más viejos de los campos más longevos.

En los campos marginales, el mantenimiento de la presión y los métodos de recuperación secundaria y terciaria ayudan a extender la vida productiva del yacimiento a nivel del campo; sin embargo, tarde o temprano, el interés termina centrándose en el manejo individual de pozos.

Actualmente los campos Cactus y Níspero pertenecientes al activo Integral Muspac, son campos maduros donde la presión del yacimiento no tiene la energía suficiente para seguir explotando algunos pozos en forma fluyente, por lo anterior, surge la necesidad de establecer estrategias de desarrollo para dichos campos, entre las que se contempla la explotación de pozos a través de la inyección de bombeo neumático.

1.1 Antecedentes

Los Campo Cactus y Níspero se localizan al Norte del Estado de Chiapas, aproximadamente a 30 km. al SW de la Ciudad de Villahermosa, Tabasco (Figura 1). Geológicamente, se ubica en la provincia denominada Cuencas Terciarias del Sureste. En septiembre de 1972, se inicio la producción del Campo con el pozo Cactus 1, en el Cretácico Superior y en 1974 inicia la producción el campo Níspero con el pozo Níspero 96 ambos pozos resultaron productores de aceite negro y gas.

Actualmente, operan 24 pozos 16 de los cuales operan con gas de BN, entre los dos campos producen una producción de 10000 bpd de aceite y 33 MMPCD de gas (agosto 2007).

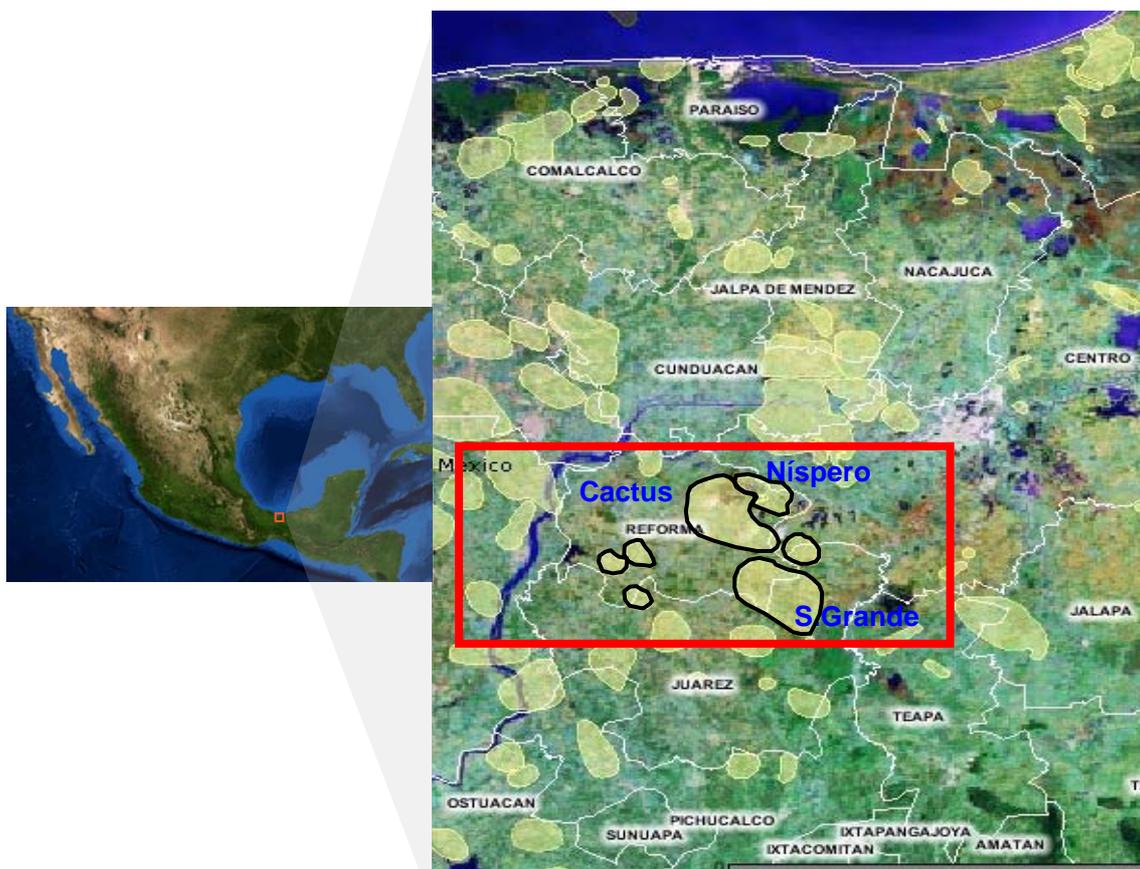


Figura 1

1.2 Descripción de los Sistemas Artificiales.

La decisión del tipo de sistema artificial de producción a utilizar es complicada e implica la evaluación de las características del yacimiento, tales como temperatura, presión, regímenes de producción óptimos y propiedades de los fluidos, y de las particularidades del pozo; profundidad, inclinación, configuración de la terminación, instalaciones de superficie y tipo de energía para producir el levantamiento de los fluidos.

El SAP, más utilizado en el mundo es el bombeo mecánico. Si bien las bombas de varillas son fáciles de operar, y en general tienen un costo inferior al de otros métodos sistemas artificiales de producción, resultan menos eficaces y poseen menor capacidad de bombeo que otros métodos, especialmente en pozos que producen con altas relaciones gas/líquido, tubería de producción de diámetro reducido o desde grandes profundidades.

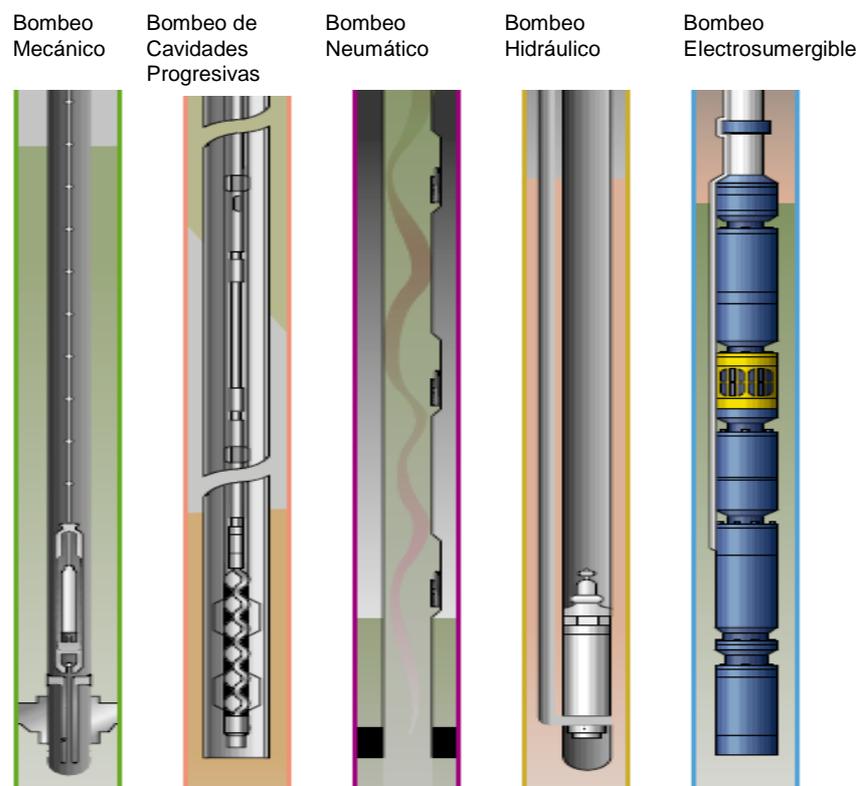


Figura 1.1 ¹

Los cinco sistemas artificiales de producción más comunes (Figura 1.1), entre otros, son: bombeo mecánico, bombeo con cavidades progresivas, bombeo neumático, bombeo hidráulico y bombeo electrosumergible. La aplicabilidad de cada método depende de la profundidad del pozo y de los volúmenes de producción y de muchos otros factores, incluyendo las propiedades de los líquidos producidos, la producción de gas libre, la cantidad y el tipo de sólidos producidos, el ambiente de producción, la desviación del pozo, la geometría de terminación del pozo, su localización, el suministro de energía disponible y los factores económicos.

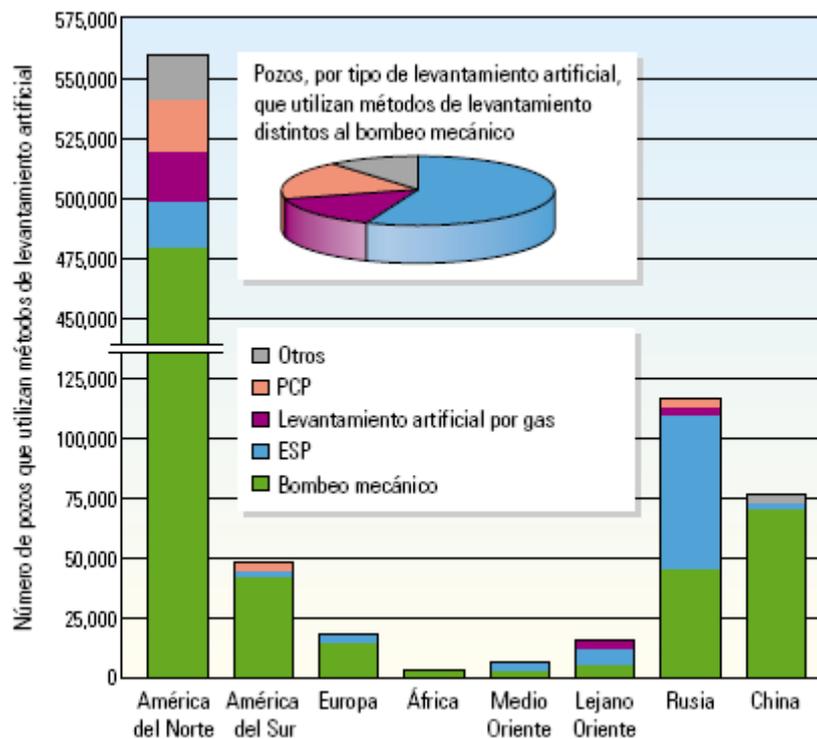


Figura 1.2 ¹

En la Figura 1.2 se muestra una estadística del uso de los sistemas artificiales de producción a nivel mundial. El Bombeo Mecánico representa sin duda el método más común, aunque la cifra está influida por su amplia aplicación en los campos de Estados Unidos de America. Los sistemas de Bombeo Electrosumergible (BEC), son utilizados en casi un 60% de los pozos que requieren SAP, diferentes al bombeo mecánico. Rusia actualmente utiliza más BEC que cualquier otro país.

1.3 Eficiencia de los Sistemas Artificiales

Cuando se realiza el diseño de un sistema artificial, uno de los parámetros a evaluar es la eficiencia de operación de dicho sistema. Este parámetro nos indica en qué medida el sistema transmite la energía a los fluidos que está impulsando. En general la eficiencia de un sistema lo representa la ecuación 1.1

$$\eta = \frac{\text{(Lo que entrega el sistema)}}{\text{(Lo que se suministra al sistema)}} \quad (1.1)$$

1.3.1 Eficiencia en los sistemas de bombeo mecánico.

Para el cálculo de la eficiencia volumétrica se tiene la siguiente expresión que considera la carrera efectiva del émbolo, con lo cual se puede definir el desplazamiento teórico de la bomba. Ecuación 1.2

$$V = A_p S_p N * \frac{1440 \text{ min/día}}{9702 \text{ Pg}^3/\text{bbl}} = 0.1484 A_p S_p N \text{ bbl/día} \quad (1.2)$$

Donde:

V = Desplazamiento teórico de la bomba (bbl/día)

A_p = Área del émbolo (pg²)

S_p = Carrera del émbolo (pg)

N = Velocidad de bombeo (emboladas/minuto)

Para un diámetro dado del émbolo, el término 0.1484 A_p es independiente de las condiciones de operación en superficie y es llamada la constante de la bomba (K). Sustituyendo en la ecuación 1.2, se tiene:

$$V = K S_p N \quad (1.3)$$

El gasto del líquido realmente manejado entre el desplazamiento teórico de la bomba (V), es la eficiencia volumétrica de la bomba.

$$\eta = \frac{q}{V} \quad (1.4)$$

Donde q es el gasto de producción del pozo en barriles por día. La eficiencia volumétrica de la bomba es un factor extremadamente importante en la concepción de problemas, aunque aún no se tenga un grado de exactitud confiable en su cálculo, sino hasta que la producción ha sido establecida. Incluso las dificultades inherentes en la determinación de la carrera real del émbolo hace el cálculo de la eficiencia volumétrica algo menos exacto. La eficiencia volumétrica tiene varios factores que la afectan tales como, la naturaleza del fluido producido, tipo de bomba, profundidad y sumergencia de la bomba, condiciones de operación en superficie e interferencia del gas. Este último factor es particularmente importante, por ejemplo, para pozos con gas o líquido espumoso, frecuentemente se tiene bajas eficiencias que van de 25 al 50%. Para pozos con una buena separación del gas de formación en el pozo, se pueden alcanzar eficiencias de 50 a 70%. Para pozos con una buena separación en el pozo y una profunda inmersión de la bomba, la eficiencia puede ser del orden de 70 al 80% y para un alto nivel de fluido en el pozo sin interferencia de gas, la eficiencia volumétrica puede alcanzar el 100%. Cuando se diseña una instalación para un área en particular, es mejor depender de la experiencia previa en esta área para el cálculo de la eficiencia volumétrica.

1.3.2 Eficiencia en los sistemas de bombeo electrosumergible.

Las bombas electrosumergibles están construidas por una serie de etapas (impulsores y difusores) superpuestas una sobre otra para lograr obtener la altura de la columna deseada. La bomba centrífuga convierte la energía mecánica en energía hidráulica en el seno del líquido que se está bombeando. Esta energía se presenta como energía de velocidad, energía de presión, o ambas. La bomba opera con mayor eficiencia cuando sólo líquidos son producidos a través de la bomba, La producción de gas libre a través de la

bomba reduce su eficiencia y tiene un efecto negativo en la cantidad de la columna generada. La magnitud de la degradación de la columna dinámica de fluido depende en parte de la presión de entrada de la bomba, al disminuir dicha presión el efecto del gas libre dentro de la bomba reduce la columna de fluido generada y aumenta el riesgo de que la bomba cavite debido a candados de gas.

La eficiencia de la bomba electrosumergible depende del espacio que el gas libre ocupa dentro de la bomba, a mayor volumen de gas menor su eficiencia. La fórmula para calcular la eficiencia de la bomba se obtiene a partir de la ecuación:

$$\eta = \frac{h * Capacidad * gravedad.especifica * 100}{3960 * BHP} \quad (1.5)$$

Donde:

h = Altura de la columna en pies

Capacidad = galones/minuto

BHP = Potencia al freno (HP)

1.3.3 Eficiencia en los sistemas de bombeo con cavidades progresivas.

La eficiencia de la bomba es un parámetro de gran importancia para los sistemas de cavidades progresivas. Es por esta razón que la eficiencia de la bomba es evaluada inicialmente en un banco de pruebas, donde se evalúan los parámetros de eficiencia volumétrica y de desplazamiento real. El fluido es bombeado y circulado a través de un ciclo cerrado. El procedimiento consiste, en variar la presión de descarga de la bomba mientras ella opera a una velocidad constante. Inicialmente la presión diferencial debe ser igual a cero y, a medida que transcurre el tiempo se incrementa hasta el máximo limitado por los requerimientos de la aplicación o por la capacidad máxima de levantamiento de la bomba.

Los reportes de comportamiento representan la velocidad, la presión diferencial, desplazamiento y el torque por medio de una grafica, como se muestra en la figura 1.3.

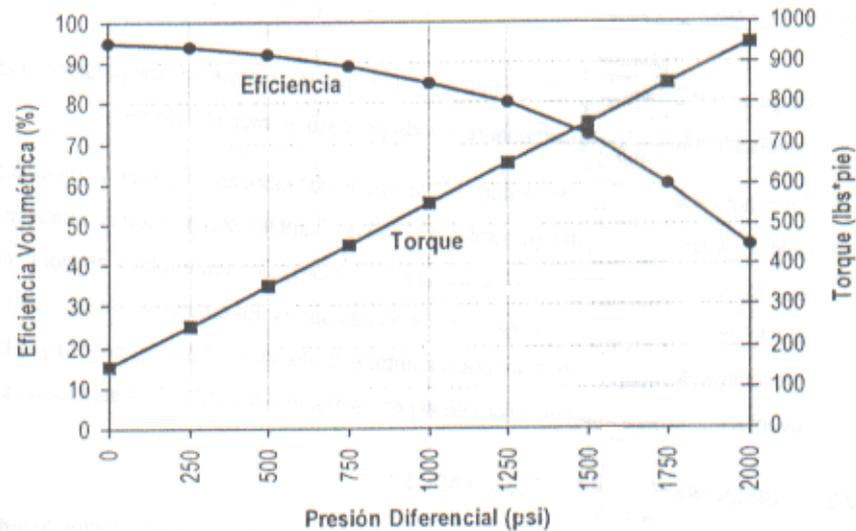


Figura 1.3. Curva típica de comportamiento de una bomba BCP obtenida del banco de pruebas ²

La relación entre el gasto de flujo medido en la prueba y el gasto de flujo nominal de la bomba a la velocidad de la prueba, es conocida como la eficiencia volumétrica de la bomba. A una presión diferencial igual a cero, la eficiencia volumétrica debería ser igual a 100%. Sin embargo este valor raramente es obtenido debido a las diferencias dimensionales de la cavidad. Uno de los factores que afecta significativamente las dimensiones de la cavidad es la variación del tamaño del rotor, los cuales difieren hasta 5% en cuanto a lo nominal se refiere. A medida que aumenta la presión diferencial a través de la bomba tiende a disminuir la eficiencia de ella, tal como se muestra en la figura 1.4. Dicha disminución se debe al deslizamiento que se da del fluido desde la zona de mayor presión a la de menor presión a través de la línea sello rotor/estator. Es decir, a mayor presión diferencial entre dos cavidades subsecuentes, mayor es la pérdida de flujo por deslizamiento. Así que el deslizamiento se puede definir como la diferencia entre el desplazamiento real de la bomba a una presión diferencial cualquiera y el desplazamiento real inicial, es decir, a una presión diferencial de cero.

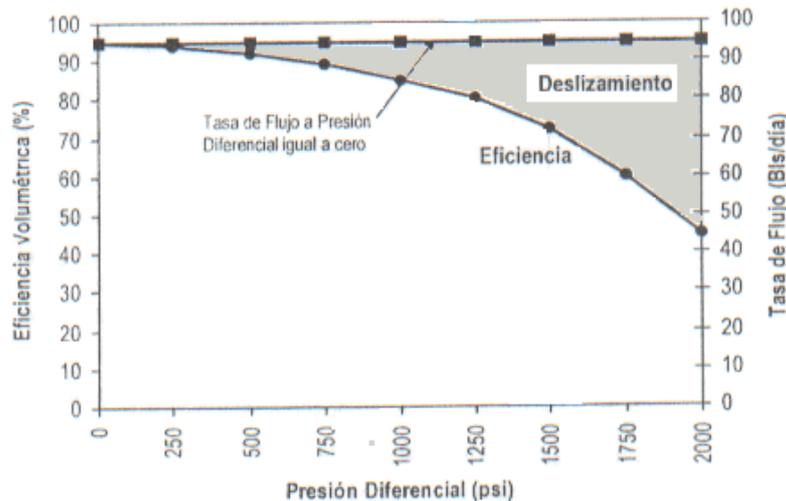
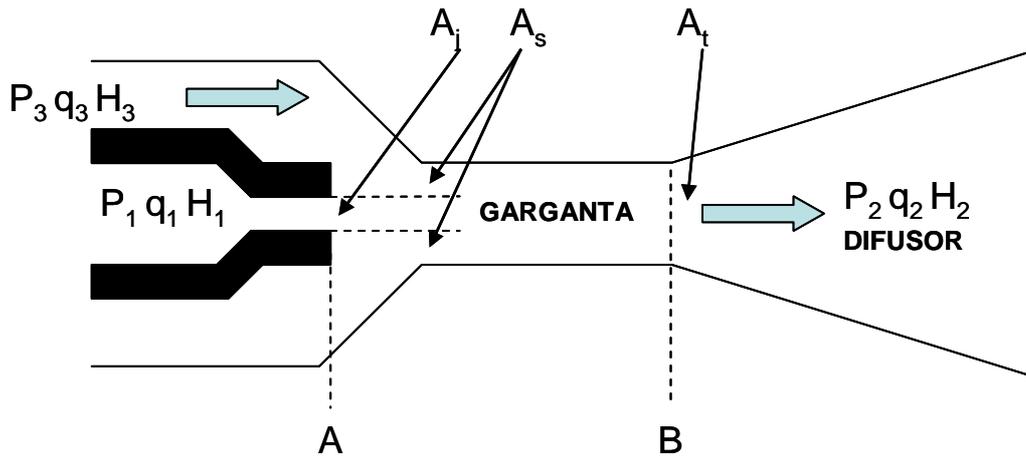


Figura 1.4. Efecto de deslizamiento sobre la eficiencia volumétrica de la bomba ²

1.2.4 Eficiencia en los sistemas de bombeo hidráulico.

El sistema para el bombeo hidráulico de producción artificial consta de un fluido motriz, una bomba superficial de alta presión para transmitir el fluido motriz al fondo del pozo y una bomba subsuperficial impulsada por el fluido a alta presión, la cual actúa como un transformador de energía que convierte la energía potencial del fluido motriz en una carga de presión estática, la cual es transmitida a los fluidos del yacimiento para ser llevados a superficie. Las bombas subsuperficiales pueden ser de tipo desplazamiento positivo o tipo jet.

El fluido motriz a alta presión (baja velocidad) es convertido a una baja presión (alta velocidad) por la tobera. Cuando esta presión llega a ser más baja que la presión en el conducto de succión, el fluido es arrastrado desde el pozo. El fluido en la succión llega a ser ingresado por la alta velocidad y es en este momento cuando la acción del bombeo comienza. Después de mezclarse en la garganta, el fluido motriz y la producción reducen la velocidad en el difusor. Debido a que la velocidad es reducida, la presión aumenta a un valor suficiente como para bombear el fluido a la superficie.



- A_s = ÁREA DE FLUJO NETA DE LA CÁMARA DE MEZCLADO
 A_t = ÁREA DE FLUJO TOTAL DE LA CÁMARA DE MEZCLADO
 A_j = ÁREA DE FLUJO DE LA TOBERA
 q_2 = ÍNDICE DE FLUJO EN LA DESCARGA
 P_2 = PRESIÓN DE DESCARGA
 q_1 = ÍNDICE DE FLUJO DEL FLUIDO MOTRIZ
 P_1 = PRESIÓN DE INYECCIÓN
 P_3 = PRESIÓN DE SUCCIÓN
 q_3 = ÍNDICE DE FLUJO EN LA SUCCIÓN
 H_1 = CARGA TOTAL DEL FLUIDO MOTRIZ
 H_2 = CARGA TOTAL DEL FLUIDO DE DESCARGA
 H_3 = CARGA TOTAL DEL FLUIDO DE SUCCIÓN

Figura 1.5. Nomenclatura fundamental de las unidades de fondo tipo jet.

La eficiencia de la bomba es definida como la razón de la energía añadida al fluido producido entre la energía perdida por el fluido motriz. La energía añadida al fluido producido del pozo se describe en la siguiente ecuación:

$$(HP)_{q_3} \propto q_3 (P_2 - P_3) \quad (1.6)$$

La energía perdida por el fluido motriz es:

$$(HP)_{q_1} \propto q_1 (P_1 - P_2) \quad (1.7)$$

Con las ecuaciones 1.6 y 1.7 obtenemos la eficiencia de la bomba

$$\eta = \frac{(HP)_{q_3}}{(HP)_{q_1}} = \frac{q_3 (P_2 - P_3)}{q_1 (P_1 - P_2)} \quad (1.8)$$

2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

En este trabajo se realizó una revisión de la literatura publicada en dos diferentes etapas. Se revisó la literatura referente al cálculo de la eficiencia de sistemas de bombeo neumático y optimización de la operación.

De estos artículos destaca el trabajo de Liu Younghui y colaboradores ³ El trabajo plantea que para estimar la eficiencia en este tipo de sistema artificial de producción, se debe hacer el cálculo de la eficiencia de cada uno de sus elementos. Se calcula la eficiencia de las tuberías de inyección desde la estación de compresión hasta el pozo. Posteriormente se calcula la eficiencia del flujo dentro del pozo, desde la cabeza del pozo a través del espacio anular (entre tubería de revestimiento y producción), hasta la válvula operante. Finalmente se estima la eficiencia mediante la evaluación de las condiciones de operación en la cabeza del pozo.

Otro de los trabajos revisados fue el de Poblano y colaboradores ⁴ En este trabajo se analiza inestabilidad de pozos que operan con gas de B. N. continuo. Se establece que los pozos son susceptibles de presentar inestabilidad hidrodinámicas (cabeceo en TP, TR o ambos), las cuales pueden causar variaciones cíclicas en presión y gasto. Las oscilaciones de flujo disminuyen la eficiencia del sistema de BN, la distribución del gas de BN así como el control de la producción se vuelven más difíciles cuando algunos parámetros del BN varían con el tiempo. Cuando el gasto de inyección se reduce hasta un cierto mínimo determinado, se da inicio a un violento cabeceo y el pozo puede inclusive dejar de producir, de manera práctica se ha tratado de controlar este problema mediante el uso del estrangulamiento y en ocasiones, el abuso en los volúmenes de gas de inyección. De aquí la importancia de operar el pozo en las mejores condiciones de flujo para maximizar la eficiencia del sistema.

Para realizar el modelo de flujo dentro del pozo, se utilizó el trabajo de Ansari y colaboradores ⁵ Este trabajo presenta un modelo formulado para predecir el comportamiento de flujo ascendente en dos fases. Está compuesto de un modelo para la predicción del patrón de flujo y un conjunto de modelos mecánicos para la predicción de las caídas de presión.

DESCRIPCIÓN DEL MODELO PROPUESTO

Se hace la descripción del modelo en función del flujo bache, dadas las características actuales de los yacimientos Cactus y Níspero.

La determinación de la eficiencia del sistema de producción de bombeo neumático, se basa en la ecuación 1.1:

$$\eta = \frac{(\text{Lo que entrega el sistema})}{(\text{Lo que se suministra al sistema})} \quad (1.1)$$

Pensemos en una situación ideal, en donde para operar un sistema de bombeo neumático se ha colocado una interfase sólida, entre el bache de líquido y la burbuja de gas inyectada y que no hay flujo a través de la interfase sólida, ni ésta genera fricción y su masa es despreciable:

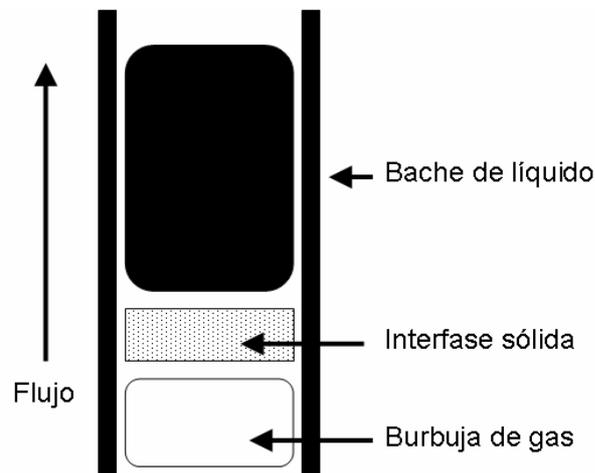


Figura 3.1. Operación ideal de una burbuja de gas en un sistema de bombeo neumático.

En el momento en que la burbuja de gas ha atravesado el orificio de inyección de la válvula de BN para incorporarse al interior de la tubería de producción, dispone de una cierta cantidad de energía, que potencialmente puede suministrar al bache de líquido para moverlo. En esta operación ideal, la burbuja de gas asciende, empujando el bache de líquido, viajando ambos a la misma velocidad. El trabajo realizado por la burbuja de gas para elevar la masa de líquido es la presión aplicada sobre el área de la interfase, multiplicada por la distancia recorrida, esto es:

$$\text{Trabajo} = (\text{Presión}) (\text{Área}) (\text{Distancia})$$

La ecuación anterior representa el trabajo ideal realizado por la burbuja. Cuando existe alguna fuga entre la interfase de la burbuja de gas y el bache de líquido, parte del líquido desplazado cae nuevamente a su posición original, anulando parte del trabajo realizado por la burbuja de gas. Este líquido que ha regresado a su posición original debe ser elevado nuevamente, reduciendo así la eficiencia del proceso. El trabajo original realizado por la burbuja de gas, se merma en una cantidad similar al trabajo necesario para elevar nuevamente la masa de líquido resbalada. La resultante es el trabajo neto realizado por la burbuja (el trabajo que entrega el sistema)

Aplicando este razonamiento, la eficiencia se puede calcular como:

$$\text{Eficiencia} = (\text{Trabajo neto de la burbuja}) / (\text{Trabajo ideal de la burbuja})$$

En el análisis del flujo multifásico vertical, los patrones deseables para aplicar el bombeo neumático son el patrón de flujo burbuja, burbujas dispersas y bache.

Patrones de Flujo Burbuja y Burbuja Dispersa

En el patrón de flujo burbuja, las burbujas de gas viajan en forma independiente dentro del seno de líquido, ascendiendo a una velocidad similar a la de éste. Normalmente este patrón de flujo no se presenta en la operación de sistemas de bombeo neumático, pues el volumen utilizado sería bajo. Cuando la cantidad de burbujas crece y el patrón cambia a burbujas dispersas, ambas velocidades se consideran iguales, por lo que no se presenta resbalamiento. Esto sería similar al caso ideal de la Figura 3.1. Por esta razón no se realizará el análisis de eficiencia para este tipo de patrón de flujo.

Patrón de Flujo Bache

Dadas las características actuales de producción de los yacimientos del campo Cactus - Níspero, estos se encuentran muy por debajo de la presión de saturación. En consecuencia, existe una mayor liberación de gas. Esto, aunado al volumen de gas inyectado resulta en que el patrón de flujo predominante en los pozos de este campo sea flujo bache.

El comportamiento del flujo bache se puede describir como la suma de dos flujos. El primero es el flujo burbuja, que correspondería a parte del bache líquido, donde en la mayor parte del cuerpo del bache es líquido, mientras que el contenido de gas es pequeño, pero ambos fluidos viajan prácticamente a la misma velocidad. El segundo es similar al flujo anular, que corresponde al bache de gas (la Burbuja de Taylor). A diferencia del flujo anular, los tapones de gas son rodeados por una película líquida fina que circula verticalmente hacia abajo. Considerando esto podemos decir que la burbuja de Taylor trabaja como un pistón que va empujando al bache líquido. Esto, como se mencionó anteriormente, representa un trabajo adicional que tiene que realizar el sistema. El líquido que resbala de un bache pasa por la circunferencia de la burbuja de Taylor y se incorpora al siguiente bache de líquido, en el cual nuevamente vuelve a elevarse. Además este líquido que ha resbalado, recibe nuevo líquido que continuamente resbala, hasta desplazarse a la parte baja del cuerpo del bache y caer nuevamente.

Para el caso del flujo anular el gas fluye a lo largo del centro del tubo. El líquido fluye parcialmente como una película a lo largo de las paredes del tubo, y parcialmente como gotitas en el núcleo de gas principal, dividido a estas condiciones particulares del patrón flujo anular, resultaría una operación inadecuada operar pozos con gas de bombeo neumático, razón por la cuál no fue considerado dentro de este estudio.

Modelo de cálculo

Para determinar eficiencia del Bombeo Neumático, cuando se presenta el flujo bache, se determinará la masa total de líquido sobre toda la unidad del bache (L_{SU}). Se debe determinar primeramente los siguientes parámetros, colgamiento del líquido en el bache líquido (H_{LLS}), colgamiento del gas en el bache del líquido (H_{GLS}), colgamiento del líquido en la burbuja de Taylor (H_{LTB}), colgamiento del gas en la Burbuja de Taylor (H_{GTB}), colgamiento de la película de Nusselt en la Burbuja de Taylor (H_{NLTB}), densidad del líquido en el bache líquido (ρ_{LS}), densidad del líquido en el bache de gas (ρ_{LTBA}), longitud de la burbuja de Taylor (L_{TB}), longitud del bache líquido (L_{LS}).

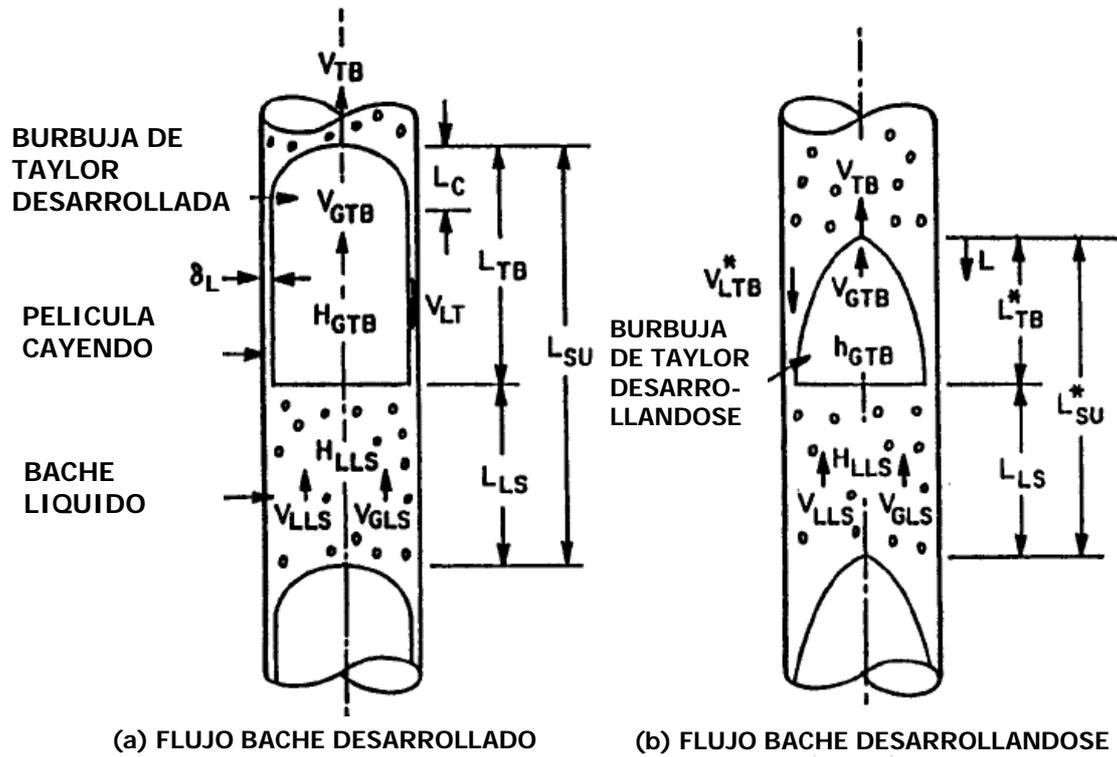


Fig. 2 Diagrama Flujo Bache

La burbuja de Taylor viaja a una velocidad expresada por la siguiente ecuación:

$$v_{TB} = 1.22v_m + 0.35 \left[\frac{gd(\rho_L - \rho_g)}{\rho_L} \right]^{1/2} \quad \text{Ec.1}$$

La fracción de gas (colgamiento de gas) en el bache de líquido es:

$$H_{gLS} = \frac{v_{Sg}}{0.425 + 2.65v_m} \quad \text{Ec. 2}$$

Una vez determinada la velocidad de la Burbuja de Taylor y el colgamiento del gas en la parte líquida del bache, calculamos el colgamiento H_{LTB} , del líquido en la burbuja de Taylor de forma iterativa, hasta que se cumpla la ecuación 4:

$$\text{Donde } \bar{A} = H_{gLS}v_{TB} + (1 - H_{gLS}) \left[v_m - H_{gLS} \left\{ 1.53 \left[\frac{\sigma_L g (\rho_L \rho_g)}{\rho_L^2} \right]^{0.25} (1 - H_{gLS}) \right\} \right] \quad \text{Ec.3}$$

$$3(9.916\sqrt{gd})(1 - \sqrt{H_{LTB}})^{0.5} H_{LTB} - v_{TB}(1 - H_{LTB}) + A = 0 \quad \text{Ec. 4}$$

Una vez obtenido H_{LTB} , calculamos H_{gTB}

$$H_{gTB} = 1 - H_{LTB} \quad \text{Ec. 5}$$

$$v_{LTB} = 9.916 \left[g d \left(1 - \sqrt{H_{gTB}} \right) \right]^{1/2} \quad \text{Ec. 6}$$

$$H_{LLS} = 1 - H_{gLS} \quad \text{Ec. 7}$$

$$v_{gLS} = 1.2 v_m + 1.53 \left[\frac{g \sigma_L (\rho_L - \rho_g)}{\rho_L^2} \right]^{1/4} H_{LLS}^{0.5} \quad \text{Ec. 8}$$

Calculando β de manera iterativa

$$\beta v_{gTB} (1 - H_{LTB}) + (1 - \beta) v_{gTB} (1 - H_{LLS}) - v_{Sg} = 0 \quad \text{Ec. 9}$$

$$L_{LS} = 30d \quad \text{Ec.10}$$

$$L_{TB} = \left[\frac{L_{LS}}{1 - \beta} \right] \beta \quad \text{Ec. 11}$$

Calculando el espesor de la película de Nusselt δ_N de manera iterativa

$$\delta_N = \left(\frac{3 Q_f \mu_L}{\Pi g D \rho_L} \right)^{1/3} \quad \text{Ec. 12}$$

$$Q_p = \left\{ 1 - \frac{4\delta}{D} \right\} \left\{ 1.2 (Q_g - Q_L) + 0.35 A_{TR} \left[\frac{g D (\rho_L - \rho_G)}{\rho_L} \right]^{1/2} \right\} \quad \text{Ec. 13}$$

$$Q_f = Q_P - (Q_G + Q_L) \quad \text{Ec. 14}$$

Calculo de L_{TB} de manera iterativa

$$L_{TB}^{*2} + \left(\frac{-2ab - 4c^2}{a^2} \right) L_{TB}^* + \frac{b^2}{a^2} = 0 \quad \text{Ec. 15}$$

Para la parte de la longitud de la burbuja de Taylor si hizo el siguiente desarrollo:

$$v_{Sg} \left(\frac{L_{TB}^* + L_{LS}}{V_{TB}} \right) - v_{gLS} (1 - H_{LLS}) \frac{L_{LS}}{v_{TB}} = \int_0^{L_{TB}^*} \left[1 - \frac{(v_{TB} - v_{LLS}) H_{LLS}}{\sqrt{2gL}} \right] dL..$$

Re solviendo _la _Integral

$$\int_0^{L_{TB}^*} \left[1 - \frac{(v_{TB} - v_{LLS}) H_{LLS}}{\sqrt{2g}} * \left(\frac{1}{\sqrt{L}} \right) \right] dL.$$

$$\int_0^{L_{TB}^*} [1] dL - \frac{(v_{TB} - v_{LLS}) H_{LLS}}{\sqrt{2g}} * \int_0^{L_{TB}^*} \left[\left(\frac{1}{\sqrt{L}} \right) \right] dL$$

Agrupando

$$L_{TB}^* - 2 \left[\frac{(v_{TB} - v_{LLS}) H_{LLS}}{\sqrt{2g}} \right] L_{TB}^{*\frac{1}{2}} = v_{Sg} \left(\frac{L_{TB}^* + L_{LS}}{v_{TB}} \right) - v_{gLS} (1 - H_{LLS}) \frac{L_{LS}}{v_{TB}}$$

$$L_{TB}^* - 2 \left[\frac{(v_{TB} - v_{LLS}) H_{LLS}}{\sqrt{2g}} \right] L_{TB}^{*\frac{1}{2}} = \frac{v_{Sg}}{v_{TB}} (L_{TB}^*) + \frac{v_{Sg}}{v_{TB}} (L_{LS}) - v_{gLS} (1 - H_{LLS}) \frac{L_{LS}}{v_{TB}}$$

$$-\frac{v_{Sg}}{v_{TB}} (L_{TB}^*) + L_{TB}^* - 2 \left[\frac{(v_{TB} - v_{LLS}) H_{LLS}}{\sqrt{2g}} \right] L_{TB}^{*\frac{1}{2}} = \frac{v_{Sg}}{v_{TB}} (L_{LS}) - v_{gLS} (1 - H_{LLS}) \frac{L_{LS}}{v_{TB}}$$

$$-\frac{v_{Sg}}{v_{TB}} (L_{TB}^*) + L_{TB}^* - 2 \left[\frac{(v_{TB} - v_{LLS}) H_{LLS}}{\sqrt{2g}} \right] L_{TB}^{*\frac{1}{2}} = \frac{v_{Sg} - v_{gLS} (1 - H_{LLS})}{v_{TB}} L_{LS}$$

$$C = \frac{(v_{TB} - v_{LLS}) H_{LLS}}{\sqrt{2g}}$$

$$B = \frac{v_{Sg} - v_{gLS} (1 - H_{LLS})}{v_{TB}} L_{LS}$$

$$C = \frac{(v_{TB} - v_{LLS}) H_{LLS}}{\sqrt{2g}}$$

$$A = \left(1 - \frac{v_{Sg}}{v_{TB}} \right)$$

$$L_{TB}^* A - 2CL_{TB}^{*\frac{1}{2}} - B = 0$$

Hasta que se cumpla la ecuación 15 obtenemos L_{TB}

$$H_{LTBA} = \frac{2(v_{TB} - v_{LLS})H_{LLS}}{\sqrt{2gL_{TB}^*}} \quad \text{Ec 16}$$

$$\rho_{TBA} = \rho_L H_{LTBA} + \rho_g (1 - H_{LTBA}) \quad \text{Ec 17}$$

$$V_{gTB} = v_{TB} - \frac{(v_{TB} - v_{gLS})(1 - H_{LLS})}{(1 - H_{LTBA})} \quad \text{Ec. 18}$$

$$\rho_{LS} = \rho_L H_{LLS} + \rho_g (1 - H_{LLS}) \quad \text{Ec. 19}$$

Una vez determinados los parámetros de colgamiento existentes en el patrón de flujo bache y agitado podemos determinar la masa total de líquido que existe en una unidad de bache, y la masa que se resbala.

De esta manera, calculando el área ocupada por el líquido tanto en el bache líquido como en el de gas, lo podemos determinar de la siguiente manera:

$$\left(\frac{\pi D^2}{4}\right) * (H_{LLS}). \text{ Área ocupada por el líquido en el bache líquido.} \quad \text{Ec. 20}$$

$$\left(\frac{\pi D^2}{4}\right) * (H_{LTBA}) \text{ Área ocupada por el líquido en el bache de gas.} \quad \text{Ec. 21}$$

De acuerdo a la precisión con la que se calcule la caída de presión, dependerá el número puntos donde se determinen las áreas ocupadas en el aparejo de producción por el líquido y el gas. Para nuestro caso necesitamos determinar el volumen que ocupa

tanto el líquido como el gas por la unidad del bache, para esto también debemos determinar la longitud de la burbuja de Taylor (L_{TB}) y la longitud del bache de líquido (L_{LS}).

Tanto la longitud del bache líquido como la del bache de gas van cambiando conforme la unidad del bache va llegando a superficie, debido a la varían de presión ocasionado principalmente por la fuerza de gravedad sobre la longitud del bache, así al mismo tiempo existe una variación en las propiedades de los fluidos como son la relación de gas libre (RGL), el factor de volumen del aceite (Bo), el factor de compresibilidad (Z), factor de volumen del gas (Bg), la densidad del líquido, densidad del gas, densidad del aceite, etc. (se considera la densidad del líquido ya que el análisis de los pozos del campo Cactus- Níspero manejan agua).

Al determinar la longitud del bache de líquido (L_{LS}) y bache de gas (L_{LTB}), podemos determinar el volumen del líquido en ambos baches, quedando de la siguiente manera.

$$\left(\frac{\pi D^2}{4}\right) * (H_{LTB}) * (L_{LTB}). \text{ Volumen ocupado por el líquido en la burbuja de Taylor Ec. 22}$$

$$\left(\frac{\pi D^2}{4}\right) * (H_{LLS}) * (L_{LS}). \text{ Volumen ocupado por el líquido en el bache líquido. Ec. 23}$$

Una vez obtenido el volumen, lo podemos multiplicar por la densidad del líquido correspondiente a cada sección del flujo bache, obteniendo la masa de líquido en cada unidad del flujo bache.

$$\left(\frac{\pi D^2}{4}\right) * (H_{LTB}) * (L_{LTB}) * (\rho_{LTB}). \text{ Masa de líquido en la burbuja de Taylor, que es la masa de líquido que cae. Ec. 24}$$

$$\left(\frac{\pi D^2}{4}\right) * (H_{LLS}) * (L_{LS}) * (\rho_{LS}). \text{ Masa de líquido ocupada por el bache líquido. Ec. 25}$$

Finalmente podemos obtener la masa total de líquido existente en cada unidad del flujo bache.

$$\left(\frac{\pi D^2}{4}\right) * (H_{LTB}) * (L_{LTB}) * (\rho_{LTB}) + \left(\frac{\pi D^2}{4}\right) * (H_{LLS}) * (L_{LS}) * (\rho_{LS}) \quad \text{Ec. 26}$$

Factorizando

$$\left(\frac{\pi D^2}{4}\right) [(H_{LTB}) * (L_{LTB}) * (\rho_{LTB}) + (H_{LLS}) * (L_{LS}) * (\rho_{LS})]. \quad \text{Ec. 27}$$

Finalmente esta ecuación nos representa la masa total de líquido existente en cada unidad del flujo bache.

Sustituyendo estos resultados en la definición de eficiencia, tenemos lo siguiente:

$$\eta = \frac{\left(\frac{\pi D^2}{4}\right) [(H_{LTB}) * (L_{LTB}) * (\rho_{LTB}) - (H_{LLS}) * (L_{LS}) * (\rho_{LS})]}{\left(\frac{\pi D^2}{4}\right) [(H_{LTB}) * (L_{LTB}) * (\rho_{LTB}) + (H_{LLS}) * (L_{LS}) * (\rho_{LS})]} \quad \text{Ec. 28}$$

Factorizando

$$\eta = \frac{[(H_{LTB}) * (L_{LTB}) * (\rho_{LTB}) - (H_{LLS}) * (L_{LS}) * (\rho_{LS})]}{[(H_{LTB}) * (L_{LTB}) * (\rho_{LTB}) + (H_{LLS}) * (L_{LS}) * (\rho_{LS})]} \quad \text{Ec. 28}$$

La expresión anterior será utilizada para realizar los cálculos.

4. ANÁLISIS DE CASOS DE CAMPO

4.1 Descripción de los pozos en estudio

4.1.1 Pozo Níspero 86A

Una vez que se inicia un estudio se habilita el botón correspondiente a la descripción del pozo en estudio, con lo que se tiene acceso a la ventana que se muestra a continuación. Figura 4.1

Cada botón requiere una información específica, a manera de ejemplo realizaremos el cálculo del pozo **Níspero 86A**.

The image shows two overlapping windows from a software application. The background window, titled 'Form2', has a menu bar with 'ARCHIVO' and a list of options: 'Propiedades de los fluidos.', 'Condiciones de trabajo.', 'Estado mecánico del pozo.', 'Comportamiento del pozo', and 'Presiones del sistema'. A 'SALIR' button is at the bottom. The foreground window is a dialog box with four input fields: 'Densidad del aceite @ c.s.' with value '35' and unit 'API', 'Densidad del gas producido @ c.s.' with value '0.65' and unit 'ADIM', 'Fracción de agua' with value '0.26', and 'Relación gas líquido' with value '1700' and unit 'FT³/BL'. It contains 'Aceptar' and 'Command2' buttons.

Figura 4.1

En el primer botón, Propiedades de los Fluidos, se debe introducir la información de la densidad de aceite en grados °API, densidad del gas producido (adimensional), fracción de agua y relación gas líquido (ft³/bl).

En la siguiente ventana observamos las condiciones de operación medidas, figura 4.2

The image shows the 'Form2' window from the previous figure and a new dialog box titled 'Form3'. The 'Form2' window is partially visible in the background. The 'Form3' dialog box has three input fields: 'Temperatura en la cabeza del pozo' with value '100' and unit 'F', 'Temperatura en el fondo del pozo' with value '248' and unit 'F', and 'Gasto de líquido' with value '800' and unit 'BL/DIA'. It contains 'Aceptar' and 'Cancelar' buttons.

Figura 4.2

En esta ventana introducimos la temperatura en la cabeza y en el fondo del pozo en grados Fahrenheit y el gasto de líquido en bl/día

Una vez introducidos los datos que se requieren en esta ventana, pasamos a la ventana del estado mecánico, donde introducimos el diámetro de la Tp (pg), TR (pg) nivel medio disparados (m), presión de inyección (lb/pg^2) y presión de fondo fluyendo (lb/pg^2).

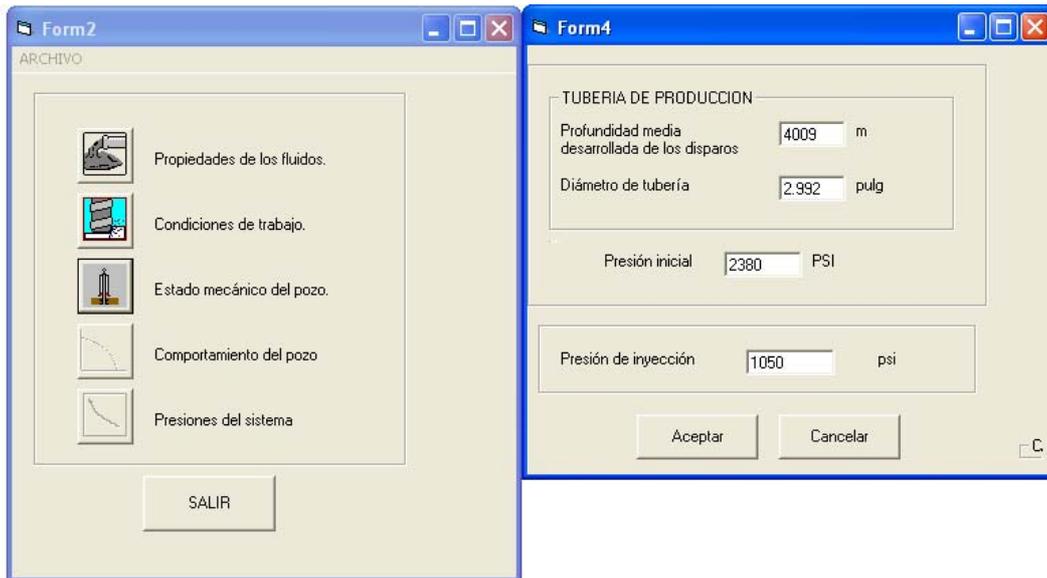


Figura 4.3

En la ventana de comportamiento del pozo calculamos el potencial del pozo, para lo cual requerimos de la presión de fondo fluyendo (lb/pg^2), presión de burbujeo (lb/pg^2), gasto de líquido (bpd), la presión de fondo cerrado (lb/pg^2).

Finalmente con toda esta información pasamos al botón de presiones del sistema, presionamos el botón calcular y nos da como resultado el perfil de presiones del pozo así como la eficiencia del sistema, la cual se despliega al darle clic con el mouse en la pestaña de Eficiencia. En esta ventana introducimos el volumen de gas inyectado, presionamos el botón de calcular en de la parte superior para que ahora considere el punto de inyección y el volumen de gas inyectado, con esta información nos arroja otra ventana donde podemos observar el nuevo perfil de presiones y el calculo de lo eficiencia considerando el gasto de inyección de gas de B.N. Continuando con el ejercicio se muestra al figura 4.4

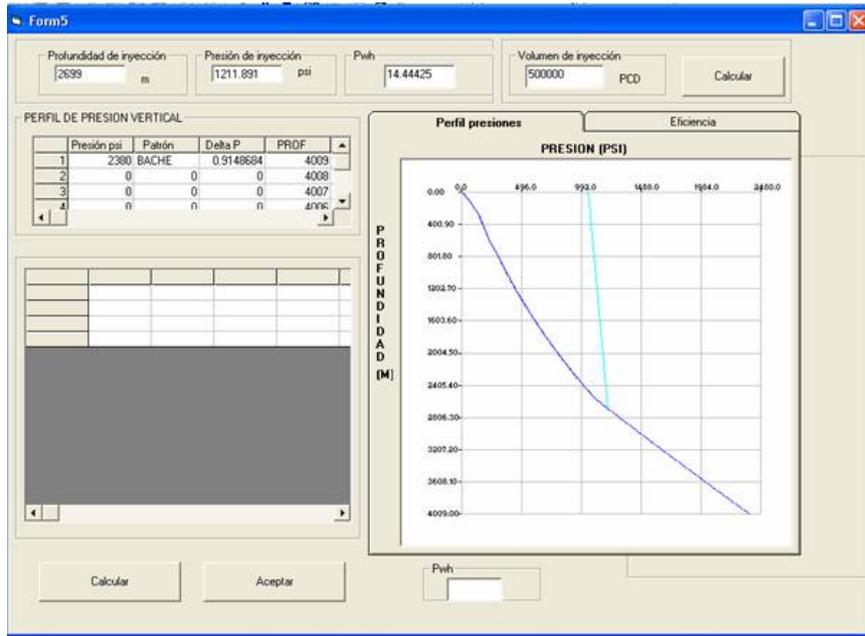


Figura 4.4

En la Figura 4.4 se muestra el perfil de presión, del pozo Níspero 86-A bajo las condiciones dadas en el anexo A, como podemos observar sin el gas de bombeo neumático el pozo no fluye, no tiene la presión suficiente para vencer las caídas de presión en el aparejo de producción y en la línea de descarga e incorporarse a producción. También podemos observar una tabla que nos indica que patrón de flujo existe en el pozo en intervalos de 10 metros. Con la curva azul clara nos indica en donde podemos inyectar con la presión disponible en superficie.

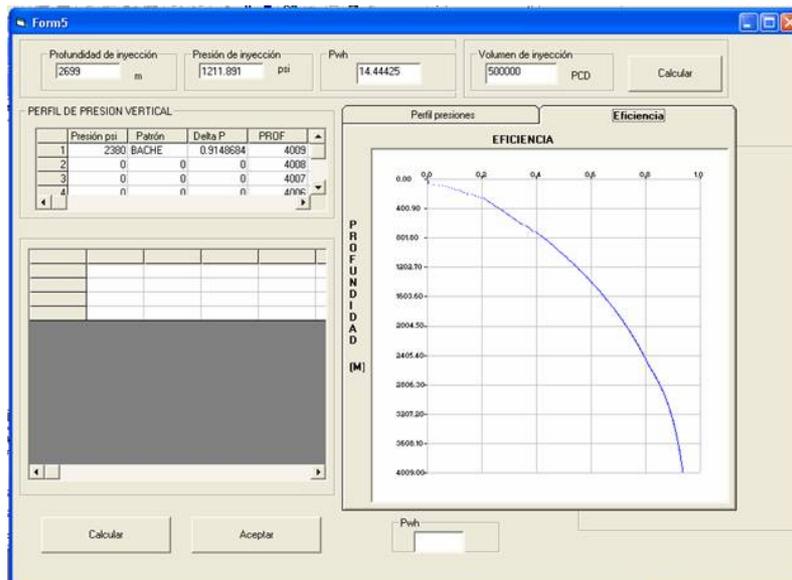


Figura 4.5

En la figura 4.5 observamos el cálculo de la eficiencia del sistema, la cual es cero, el pozo sin gas de B.N, no fluye. Al inyectar un volumen de 0.5 MMPCD se observa como el perfil de presión cambia, llegando a superficie con la presión necesario para producir el pozo.

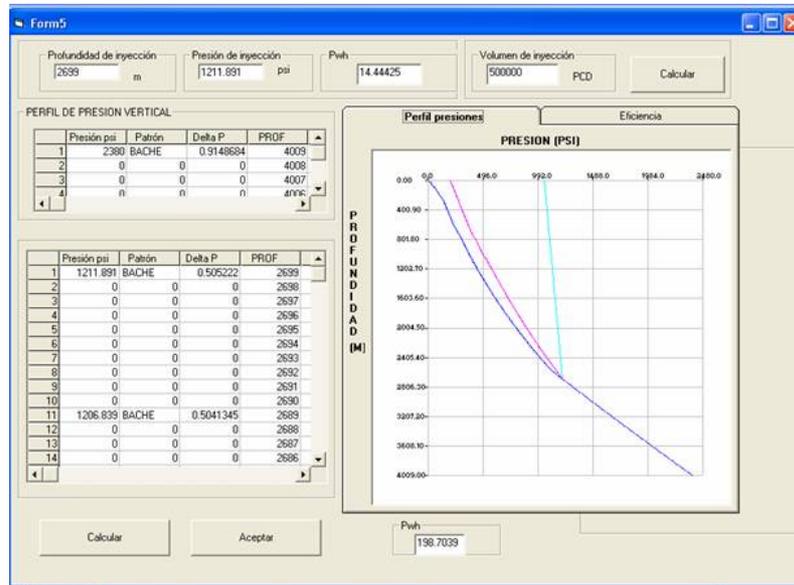


Figura 4.6

La figura 4.6 muestra el perfil de presión con gas de B.N., en la parte inferior de la ventana se muestra la presión con la cual estaría llegando a la cabeza del pozo, en la parte izquierda de la ventana se muestra la presión, el patrón de flujo y la profundidad a largo de toda la tubería, calculada ahora con gas de B.N.

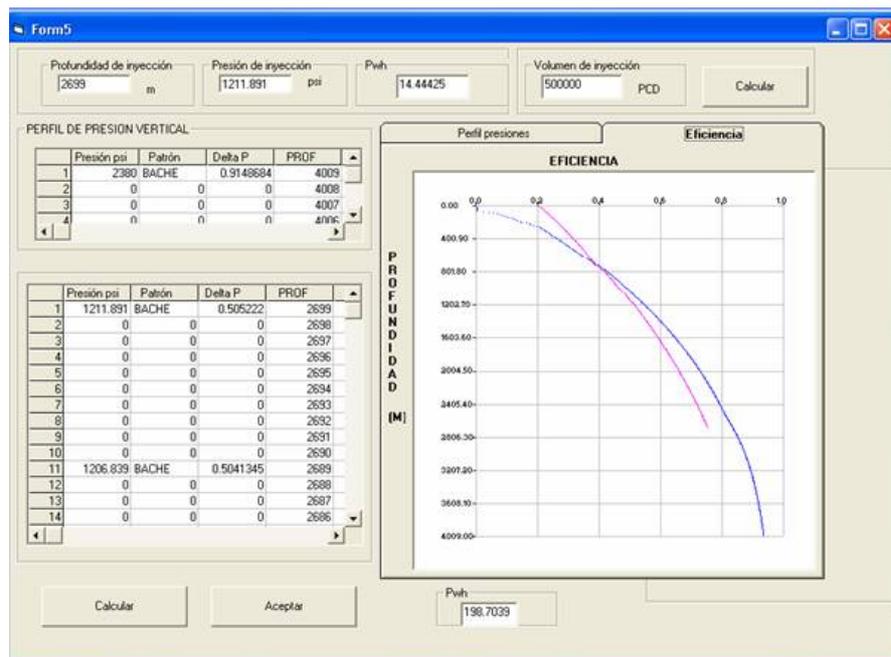


Figura 4.7

Dándole Click con el mouse a la pestaña de eficiencia el programa despliega la ventana de eficiencia sin el B.N. en color azul y la eficiencia al estar inyectando un volumen de 0.5 MMPCD gas de B.N., en color guinda la cual incrementa debido al efecto del B.N. figura 4.7. También nos despliega el patrón de flujo que ahora tenemos debido al gas inyectado. Haciendo un análisis al volumen inyección de gas, se muestra la figura 4.8

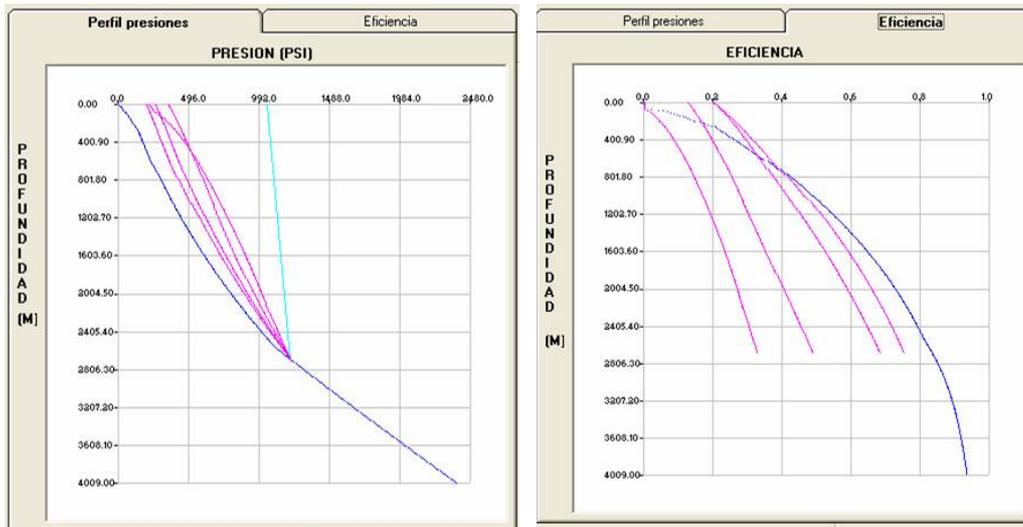


Figura 4.8

En la figura 4.8 observamos el efecto de incrementar el volumen de gas de inyección, conforme se va incrementado el volumen de gas de B.N., la eficiencia va teniendo un comportamiento diferente a lo largo de la tubería de producción y en la cabeza del pozo. La tabla 4.1 muestra este comportamiento de manera puntual.

Qiny (MMPCD)	Pwh (Psi)	Eficiencia (Fracción)
0.50	198.00	0.20
1.00	264.00	0.20
3.00	356.00	0.16
6.00	222.00	0.00

Tabla 4.1

Al inyectar 0.5 y 1.0 MMPCD tenemos la misma eficiencia pero la presión en la cabeza del pozo es mayor para 1.0 MMPCD, sin embargo al ir incrementando el gasto de inyección observamos una disminución en la eficiencia, no así para la Pwh, al pasar de 3.0 a 4.0 MMPCD se observa un decremento tanto de la eficiencia y la Pwh, esto se debe a que las caídas de presión por fricción son mayores, debido al volumen de gas que se esta inyectando. Del análisis realizado al Níspero 86A el pozo alcanza su máxima eficiencia desde el punto de vista de patrón de flujo con un gasto de inyección de 0.5 MMPCD.

4.1.2 Pozo Níspero 80

Una vez capturada toda la información referente a este pozo se procedió al análisis del pozo.

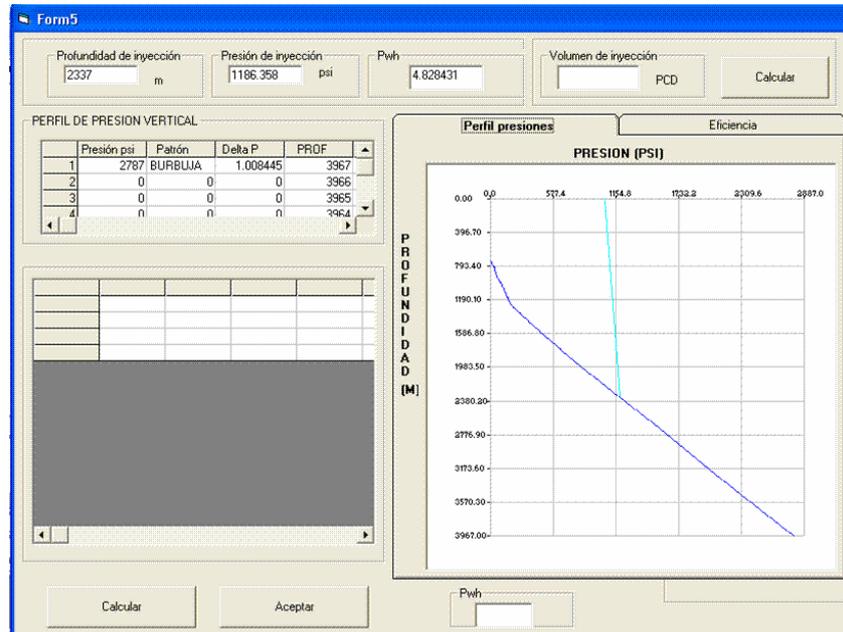


Figura 4.9

En la figura 4.9 se observa el gradiente de presión del pozo sin gas de B.N., al igual que el pozo Níspero 86-A requiere del bombeo neumático para su explotación. En la ventana observamos la tabla del cálculo del perfil de presión vertical, en donde podemos observar el patrón de flujo, las caídas de presión, patrón de flujo existente dentro de la tubería y la profundidad.

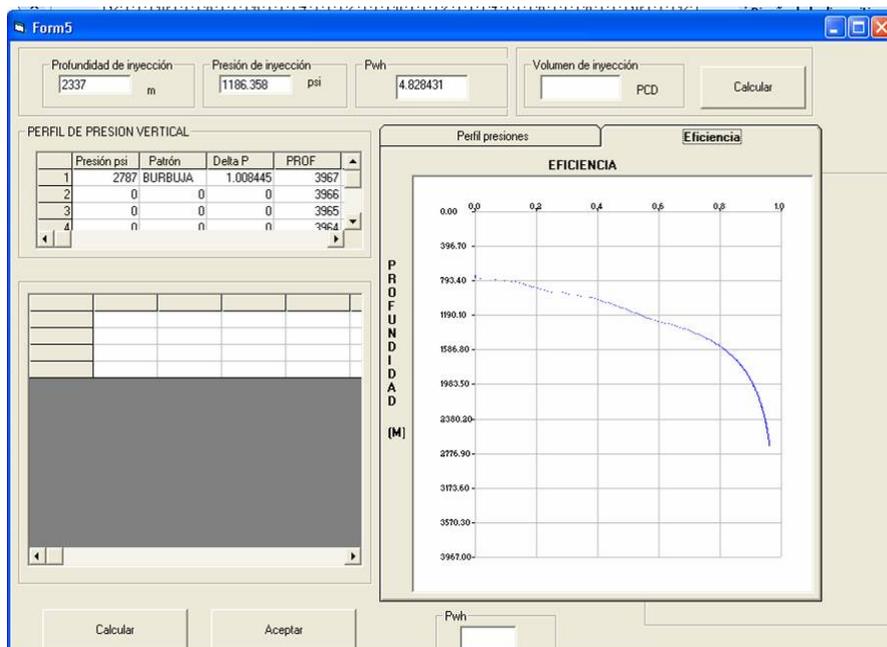


Figura 4.10

En la figura 4.10 visualizamos el patrón de flujo existente en el pozo, así como la presión, profundidad y caída de presión, bajo el cual esta operando este pozo, del lado derecho podemos visualizar la eficiencia que existe en el pozo, sin la inyección de gas de BN, la cual empieza con valores altos en la eficiencia, pero cae rápidamente producto de la baja energía que el pozo tiene, hasta llegar a cero aproximadamente a 793 metros. Esto nos indica que el pozo requiere de la adición de energía para su explotación.

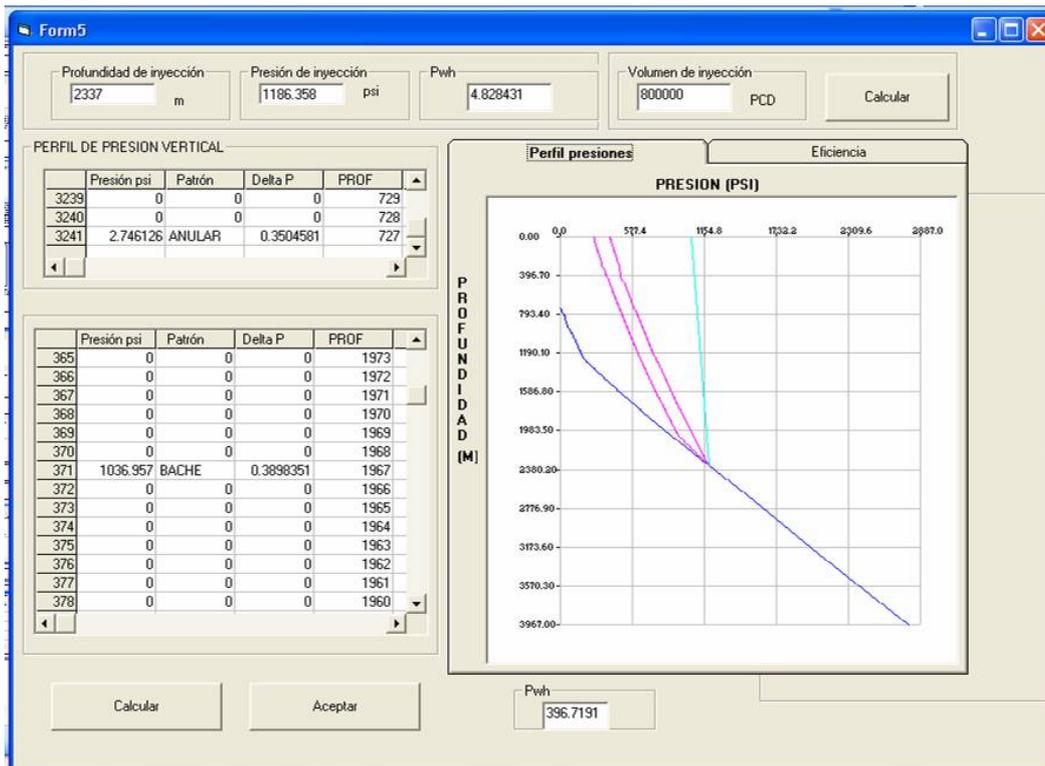


Figura 4.11

En la figura 4.11 la grafica nos muestra en perfil de presión del pozo inyectando gas de B.N. a 2337 metros con dos diferentes gastos de inyección 05 y 0.8 MMPCD, en este caso podemos concluir que el efecto de inyectar gas de B.N., ayuda notablemente al pozo a continuar aportando hidrocarburos, la eficiencia del sistema al inyectar de 0.5 o 0.8 MMPCD es prácticamente la misma, los beneficios de inyectar 0.8 MMPCD es que se alcanza la presión requerida para entrar a producción.

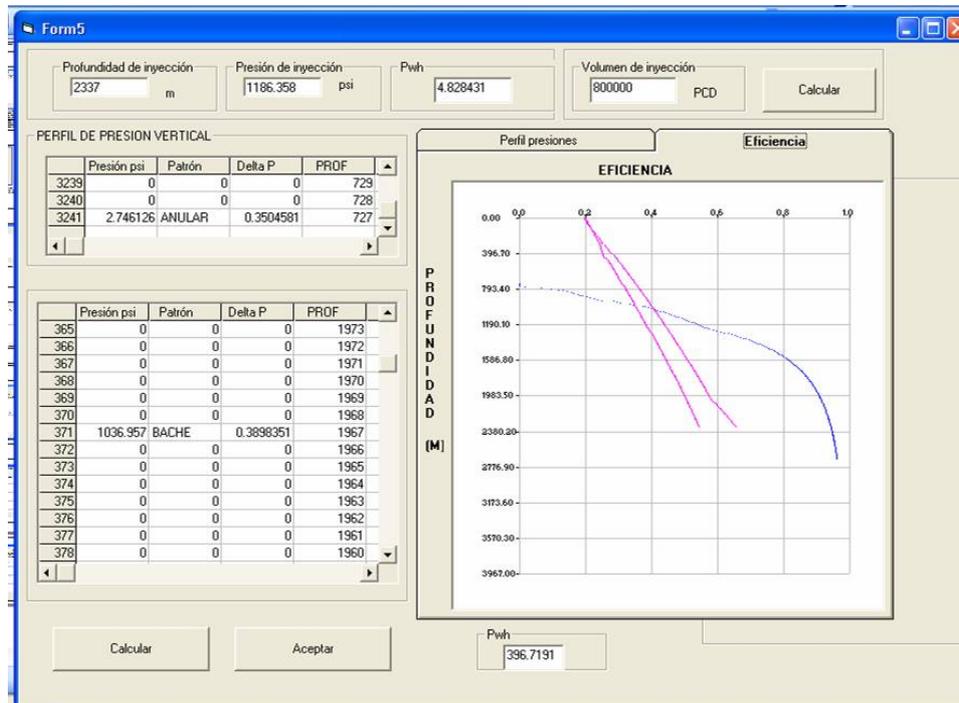


Figura 4.12

En la figura 4.12 la grafica nos muestra en perfil de eficiencia al inyectar un volumen de gas de 0.5 y 0.8 MMPCD, la diferencia que existe entre inyectar y no inyectar gas es significativo, no solo en la aportación de hidrocarburos sino en el comportamiento del flujo.

Al inyectar gas de BN el pozo aporta hidrocarburos y pasa de flujo anular a flujo bache, tal como lo muestra el perfil de presión en la primera ventana, esto se debe a la adición de energía que el sistema artificial le proporciona al pozo.

4.1.3 Pozo Cactus 3

Para el pozo Cactus 3, se muestra el perfil de presión (línea azul) del pozo sin gas de B.N., y con tres diferentes gastos de inyección (0.5, 1.0, 1.2 MMPCD), el pozo sin el gas de B.N, al igual que la mayoría de los pozos analizados no fluyen sin la ayuda el gas de BN.

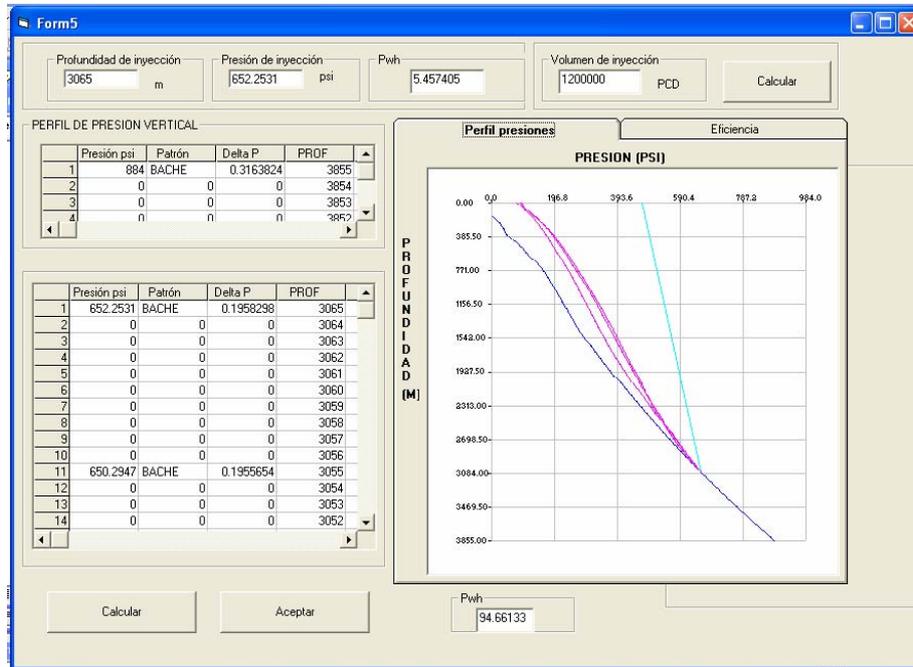


Figura 4.13

La figura 4.13 muestra los perfiles de presión del pozo Cactus 3, para el caso del perfil sin gas de BN, el patrón de flujo que prevalece es el flujo bache y termina con flujo anular, la presión con la que llega a superficie es baja y no puede incorporarse a producción, se realizaron tres corridas con gastos de inyección de 0.5, 1.0 y 1.2 MMPCD, en lo respecta a la presión en superficie esta vario de 80 lb/pg² para 0.5 MMPCD y 105 lb/pg² para 1.2 MMPCD.

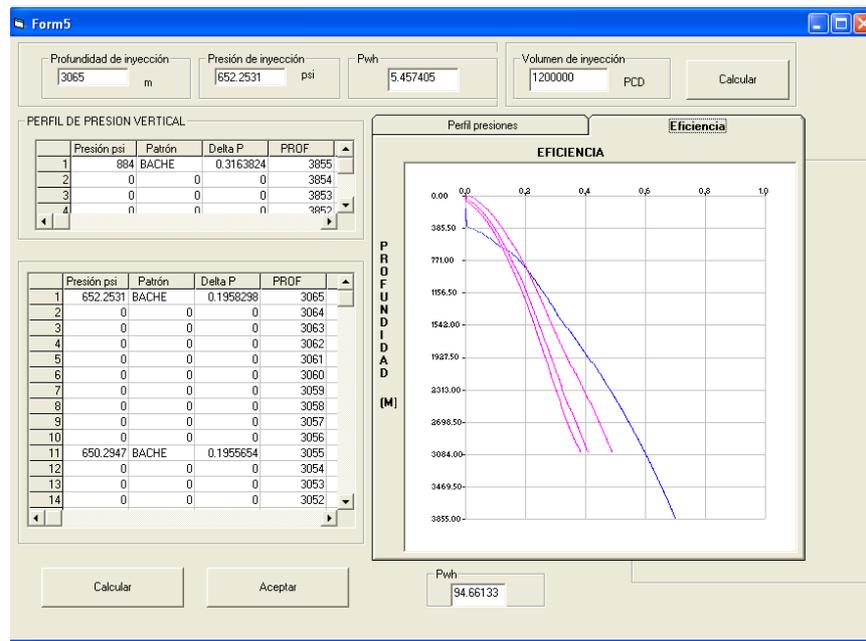


Figura 4.14

En la figura 4.14 se muestra el perfil de la eficiencia a lo largo de toda la tubería de producción, conforme la presión va cayendo dentro del aparejo de producción, la eficiencia va disminuyendo producto de la caída de presión y cambios en los diferentes patrones de flujo, para este caso la mayor eficiencia del sistema se obtuvo con un gasto de inyección de 0.5 MMPCD.

4.1.4 Pozo Cactus 4D

Una vez introducida la información necesario para hacer el cálculo del la eficiencia del pozo, realizamos la corrida del pozo en el programa obteniendo los siguientes resultados:

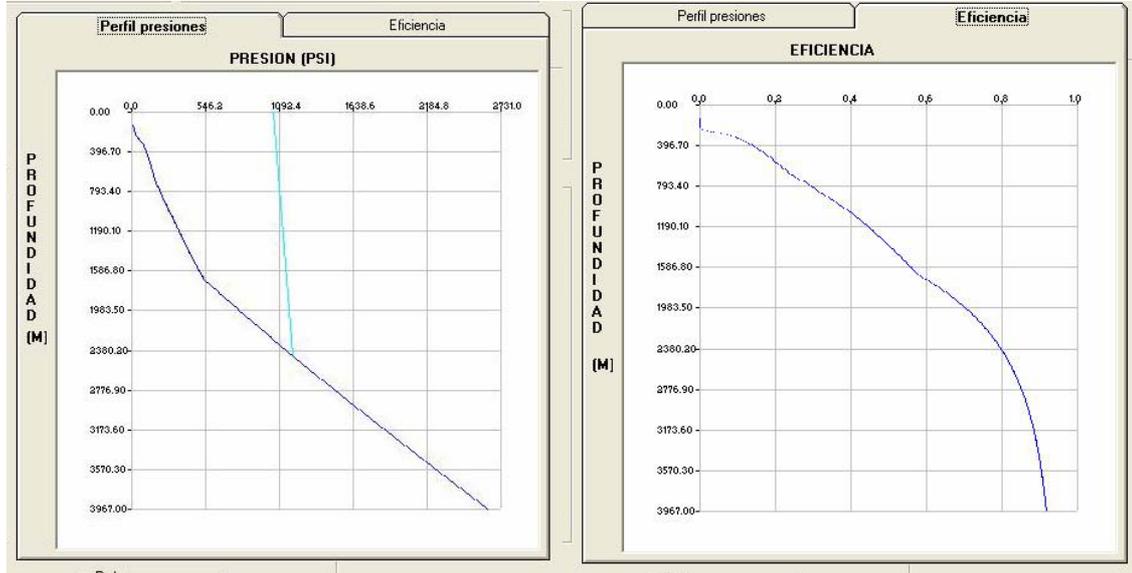


Figura 4.15

El comportamiento del pozo en el gradiente de presión (figura 4.15), es muy similar a los pozos que ya se han analizado, de acuerdo al perfil de presión del pozo en condiciones estáticas, el nivel de fluidos lo tenemos aproximadamente a 100 metros, el patrón de flujo que prevalece dentro del aparejo de producción es flujo bache. El pozo requiere de la adición de energía del sistema artificial de producción como es el gas de B.N., para su explotación.

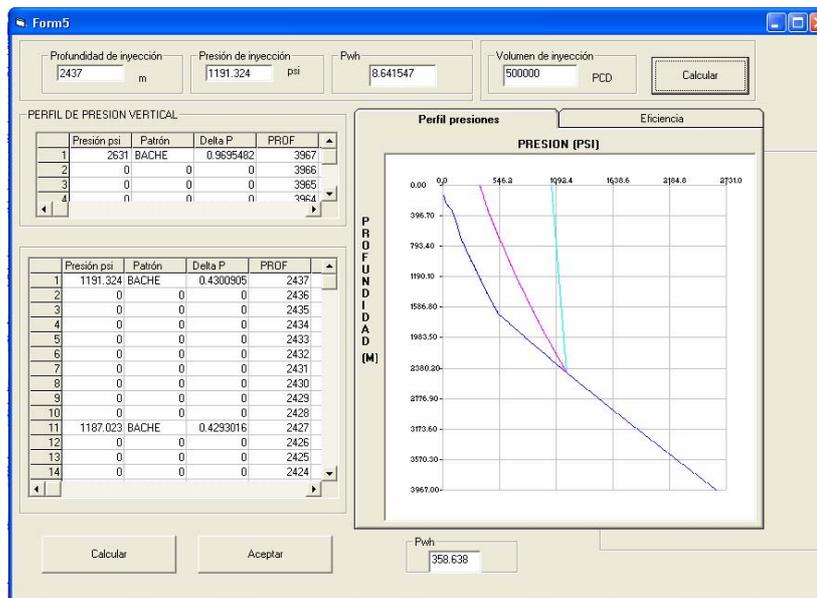


Figura 4.16

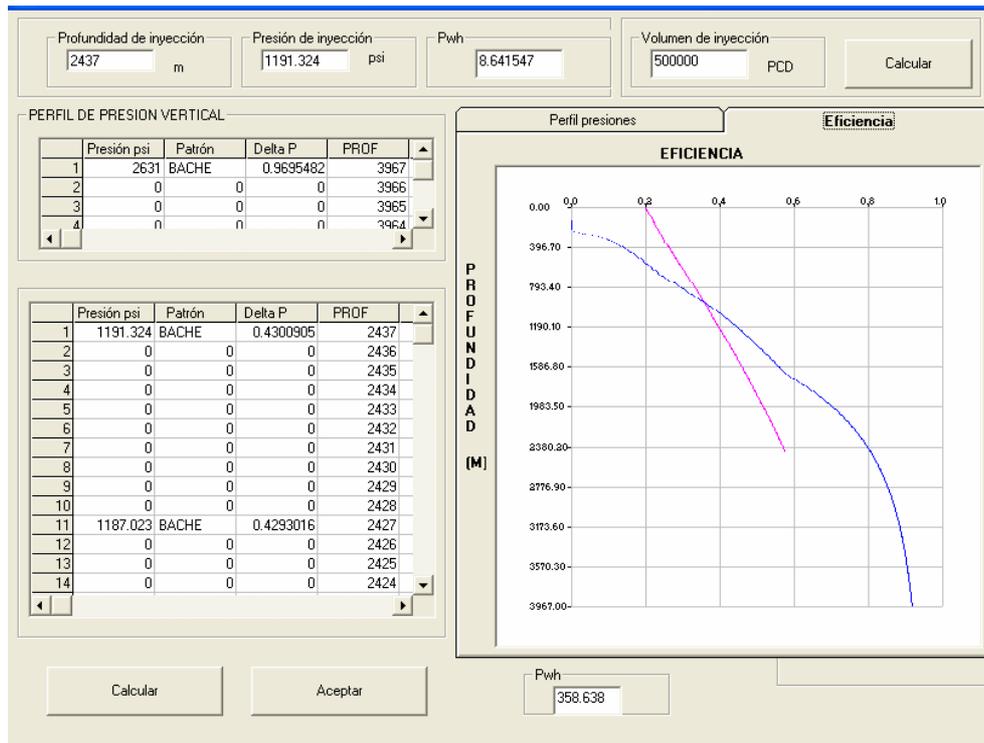


Figura 4.17

En las figuras 4.16 y 4.17 se muestran el perfil de presión y la eficiencia del pozo inyectado un volumen de 0.5 MMPCD.

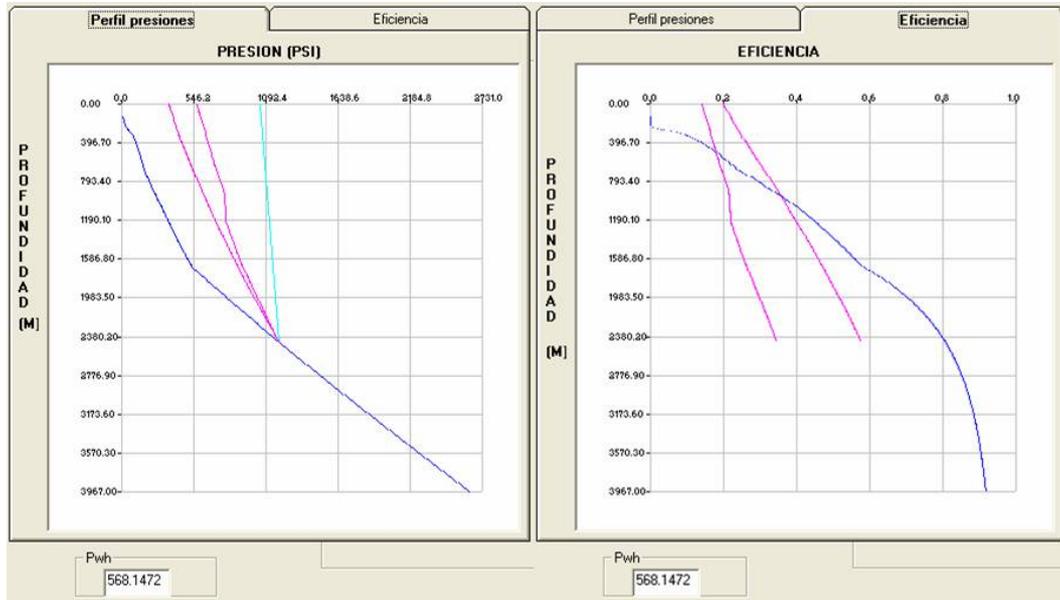


Figura 4.18

En la figura 4.18 vemos el perfil de presión y de eficiencia con dos diferentes gastos de inyección, con 0.5 MMPCD (la primer curva de grafica en la ventana de eficiencia de derecha a izquierda) y 1.5 MMPCD, la eficiencia es mayor cuando se inyecta 0.5 MMPCD.

4.1.5 Cactus 301

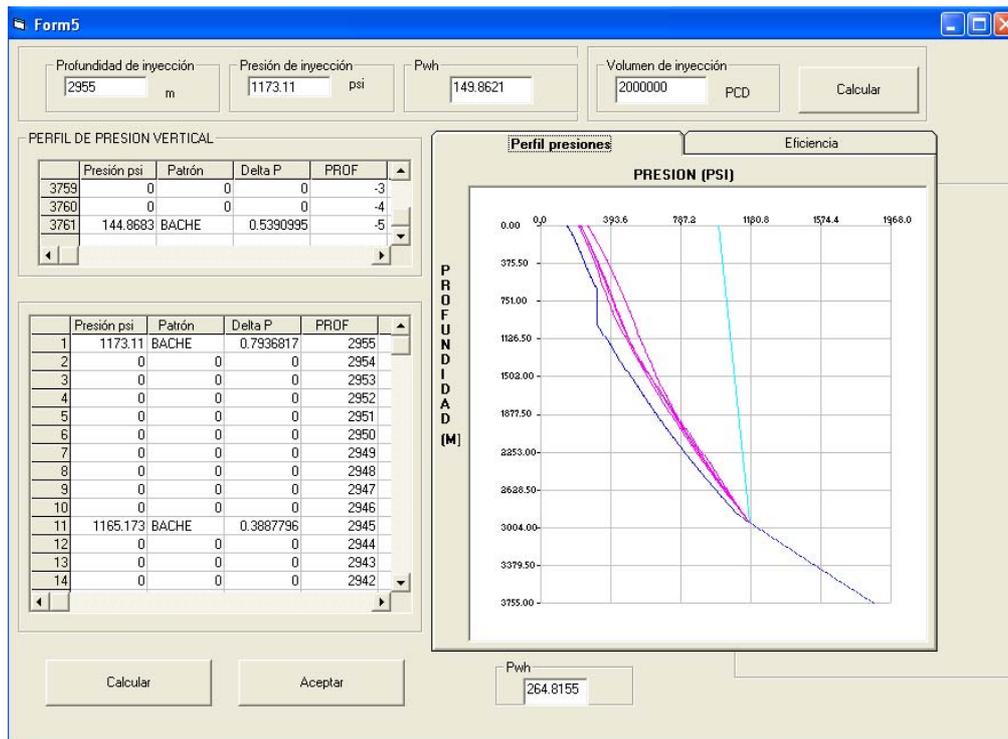


Figura 4.19

El pozo Cactus 301 tiene aparejo de producción con mandriles y válvulas calibradas, para este pozo una vez introducida la información en el programa, se obtuvo el perfil de presión del pozo la cual se muestra en la figura 4.19, el pozo tiene la energía suficiente para producir en superficie, el patrón de flujo prevaleciente en el pozo es el flujo bache. Se realizaron 4 corridas con gasto de inyección de 0.5, 0.75, 1.0, 2.0 MMPCD, para cada uno de ellos se obtuvo su perfil de presión.

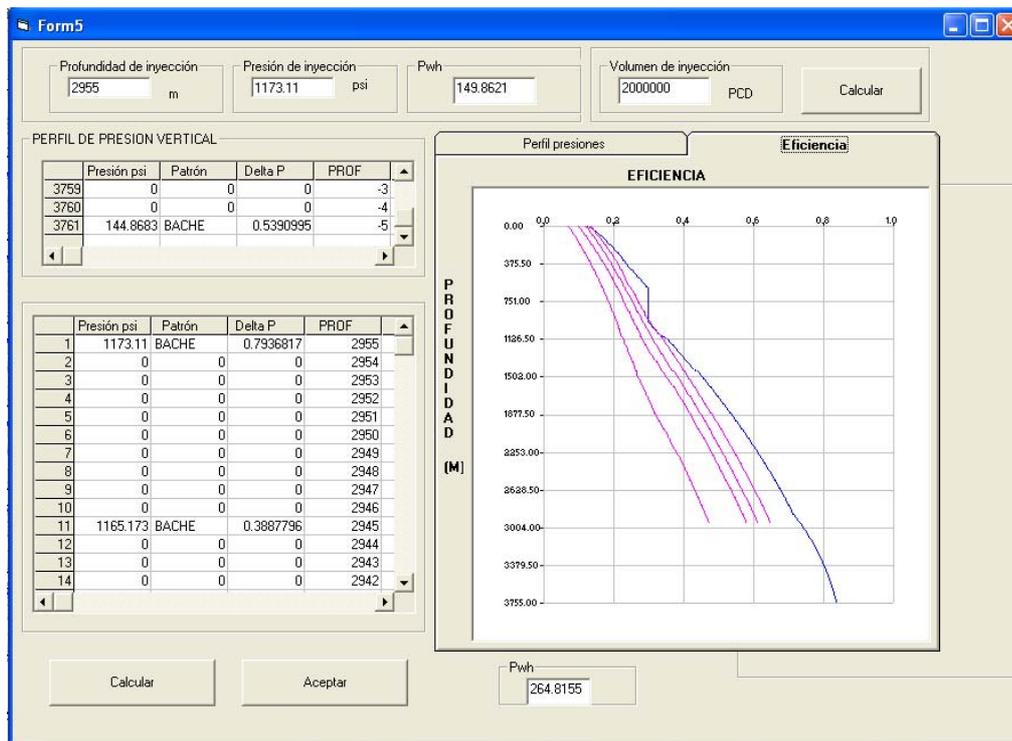


Figura 4.20

La eficiencia, para este caso el pozo puede operar de forma fluyente alcanzando una eficiencia de 16% al operarlo con gas de B.N. su eficiencia sube 18%, sin embargo para incrementar la eficiencia el gasto de inyección no debe ser mayor a 0.5 MMPCD, gastos de inyección superiores a este valor reducen la eficiencia del sistema.

4.1.6 Cactus 1063

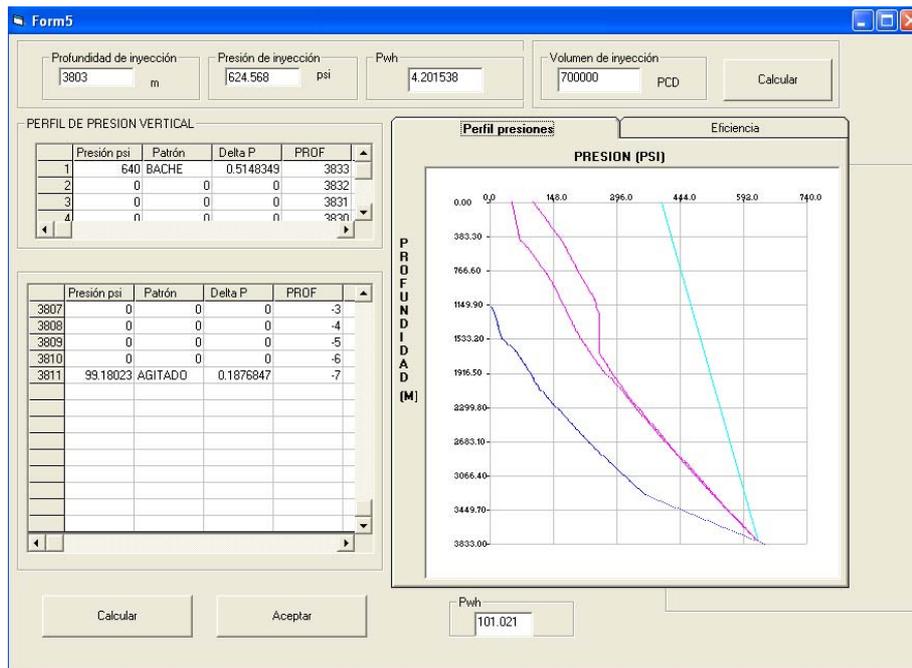


Figura 4.21

El pozo cactus 1063 tiene una baja presión de fondo fluyendo, condición por la cual requiere del BN para la producción de hidrocarburos, en el gradiente de presión del pozo sin gas de BN, se observa que el nivel de líquidos está aproximadamente a 1150 metros, los patrones de flujo que se presentan son el bache, agitado y anular. Se hicieron dos corridas con 0.5 y 0.7 MMPCD y el patrón de flujo paso de anular a flujo agitado.

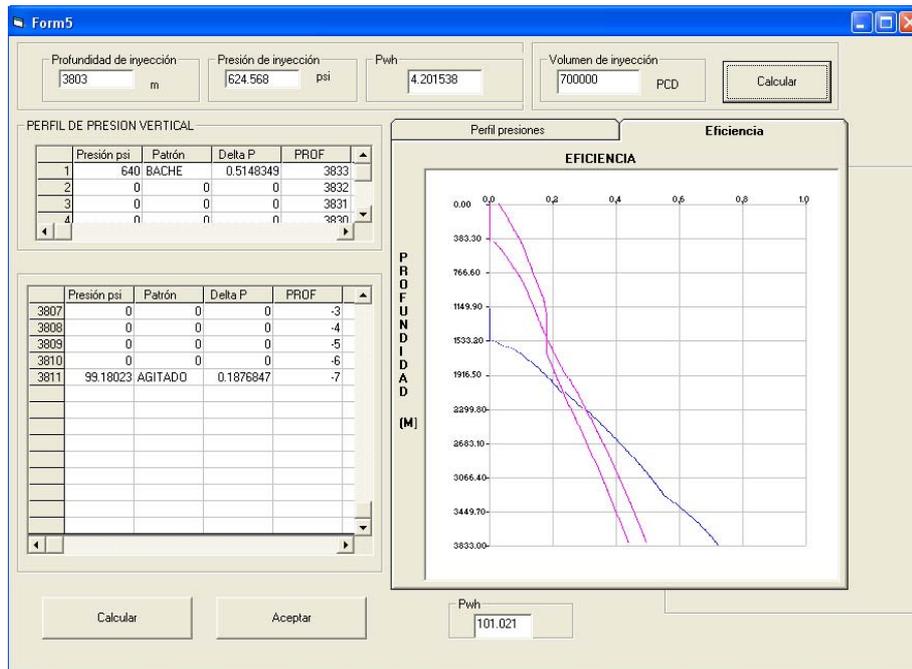


Figura 4.22

Las figuras 4.21 y 4.22 corresponden al cálculo del gradiente de presión y de la eficiencia del pozo Cactus 1063, el pozo alcanza su mayor eficiencia con un gasto de inyección de de 0.7 MMPCD, mismo que es el mínimo para que el pozo entre a producción.

4.2 INFORMACIÓN ADICIONAL

4.2.1 Pozo Sitio Grande 1021

Una vez capturada la información del pozo, se analizo con el programa dando los siguientes resultados:

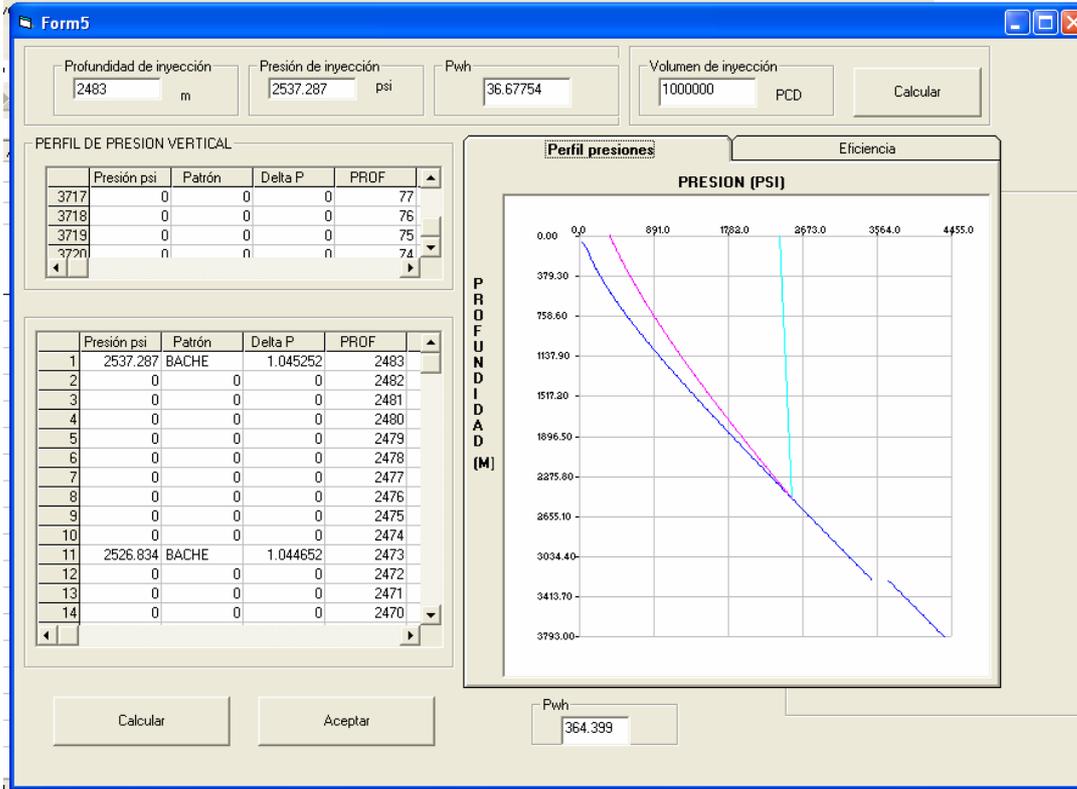


Figura 4.23

La figura 4.23 nos muestra el perfil de presión del pozo con y sin gas de bombeo neumático, en la línea azul se observa una discontinuidad del gradiente de presión, esto debido al cambio de patrón de flujo burbuja a flujo bache, la presión de inyección disponible en superficie es de 165 kg/cm², con esta presión alcanzamos a operar a tan solo 2483 metros, a partir de esta profundidad se calcula el gradiente de presión debido con gas de B.N.

Con el pozo sin gas de B.N. se tiene una presión en la cabeza de 34.67 lb/pg², inyectando 1.0 MMPCD de gas de B.N con una presión de 165 kg/cm², tenemos una presión en cabeza de 364.4 lb/pg².

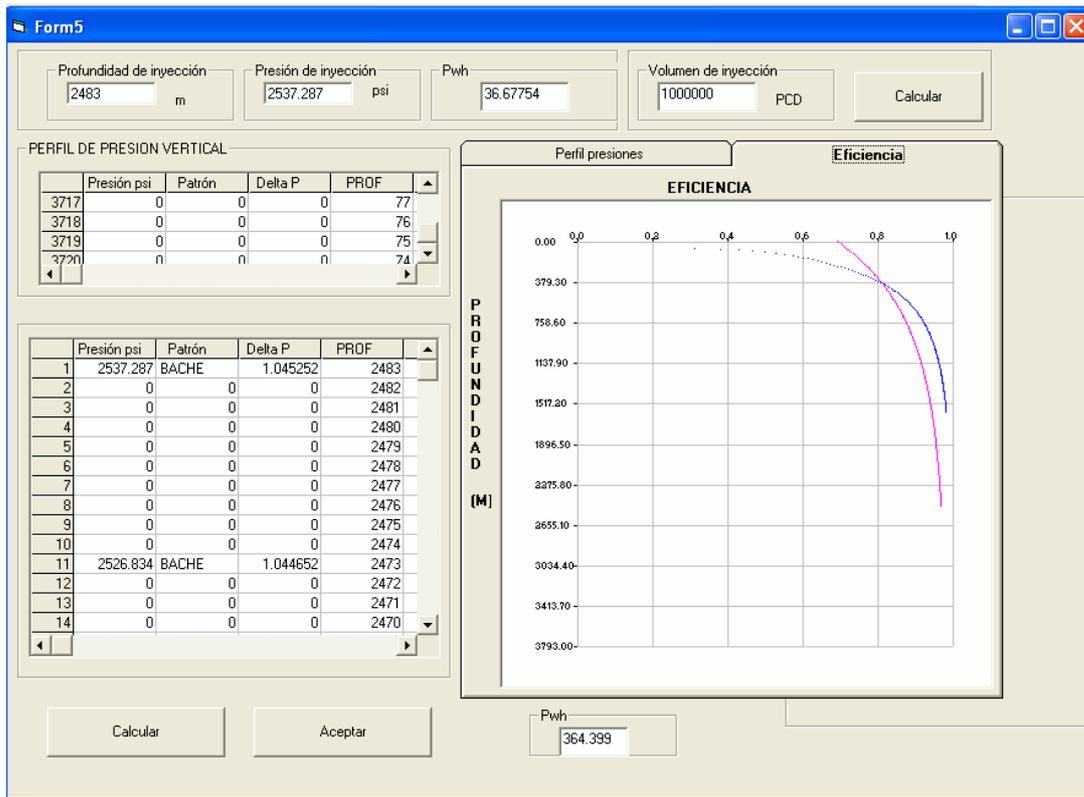


Figura 4.24

En lo que corresponde al cálculo de la eficiencia observamos que con respecto a los pozos de Cactus y Níspero es muy alta, esto se debe en gran medida a las propiedades del fluido y del pozo, de la presión de fondo fluyendo, presión de fondo cerrado y el patrón de flujo.

De la figura 4.24, la curva azul es el caso base sin gas de B.N., comienza con una eficiencia muy alta, sin embargo debido al alto corte de agua que maneja el pozo mayor al 85%, la columna de líquido se vuelve muy pesada y el pozo deja de aportar líquidos, una vez que se opera con gas de B.N., y motocompresor a boca de pozo, la eficiencia final del sistema esta en el orden del 70% muy alta si la comparamos con la eficiencias obtenidas de los pozos del campo cactus

En la siguiente figura 4.25 se corrió el programa con dos diferentes gastos de inyección de gas de B.N., con 1.0 y 1.6 MMPCD, para este pozo se claramente como al aumentar el volumen de inyección a mas de 1.0 MMPCD la eficiencia del sistema cae.

El programa tiene como finalidad determinar la eficiencia en función del patrón de flujo, determinar cuales son las mejores condiciones de explotación de un pozo con gas de B.N, con todas las variables de flujo multifasico, que conllevan al cálculo de la caída de presión, y en función de todos estos parámetros obtener la eficiencia del sistema.

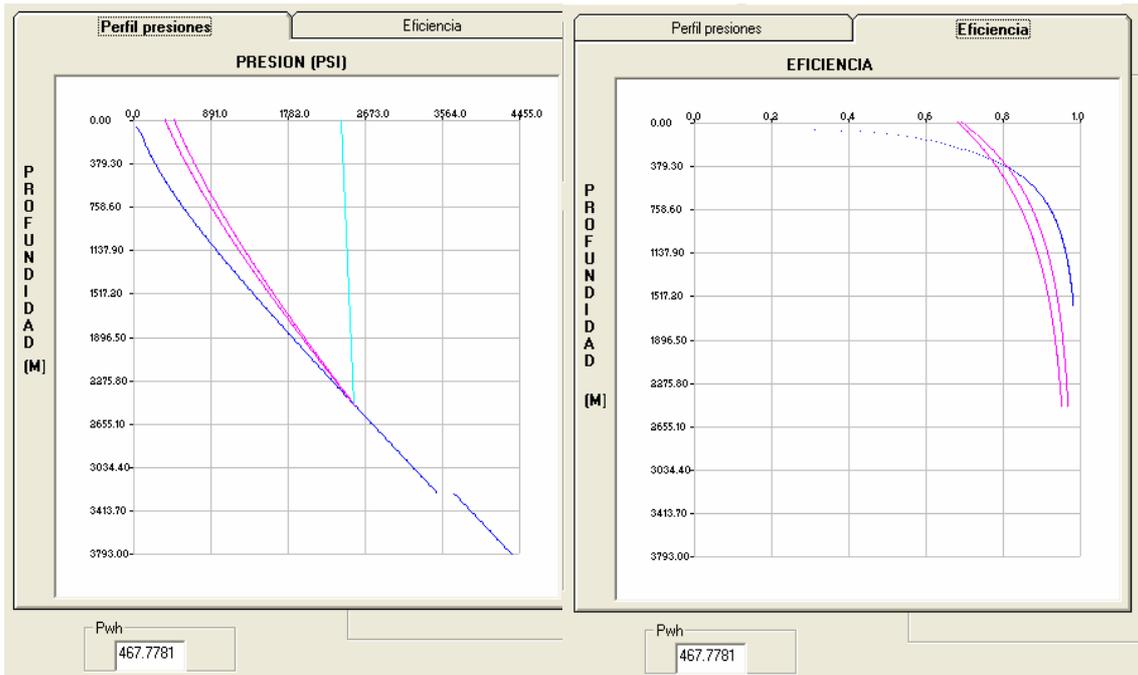


Figura 4.25

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A continuación se presentara los resultados obtenidos mediante el programa de calculo realizado, el cual ya fue descrito en el capitulo 3 y 4, con el cual podemos determinar el calculo de la eficiencia a diferentes gastos de inyección de gas de B.N., así como, la presión en la cabeza del pozo, gasto de líquido, gasto de aceite y tipo de flujo que existente con y sin inyección de gas de B.N.

Aunque para ciertos pozos la eficiencia máxima se alcanzaba a bajos gastos de inyección, la presión mínima requerida para entrar a producción no se alcanza, por lo que estos requieren de un gasto de inyección de BN mayor al óptimo, a manera de ejemplo citaremos el caso del pozo Cactus 3, la eficiencia máxima es del 3% con un gasto de inyección de 0.5 MMPCD la presión en la cabeza del pozo no es suficiente para incorporarse a producción, esta presión se alcanza con un gasto de 1.0 MMPCD que es de 92.66 lb/pg² y la eficiencia se reduce a 1.5%.

Los pozos que operan en el campo Cactus Níspero, son pozos que tienen una presión de fondo fluyente muy por debajo de le presión de burbujeo, esto implica que en todos los pozos manejan una alta relación gas aceite y el patrón de flujo que prevalece en estos pozos es el flujo bache, agitado y anular, que sin el gas de B.N., no podrían estar operando. Los patrones de flujo burbuja dispersa y burbuja son los patrones de flujo con mayor eficiencia, dado que las condiciones bajo las cuales este tipo de flujo se da, la presión de fondo fluyendo debe ser mayor a la presión de burbujeo, la velocidad de la fase líquida es mayor a la fase gaseosa.

Cactus 3

Dada su alta RGA, baja presión de Pwf, el pozo maneja una baja eficiencia, de acuerdo al análisis realizado el pozo alcanza su máxima eficiencia con un gasto de inyección de 0.5 MMPCD (ver tabla 5.1), sin embargo el pozo opera inestablemente, esto debido a que pasa de flujo anular a flujo bache, pasa por un estado de transición entre estos dos tipos de flujo, por lo que se recomienda operar con gasto de inyección de 1.0 MMPCD para estar en la zona estable. Aunque la eficiencia es baja el gasto de aceite que se obtiene por operar con gas de BN es totalmente rentable, tal como lo muestra en la tabla 5.1.

Pozo	Qgasiny (MMPCD)	Pwh (psia)	Tipo de flujo	Eficiencia (%)	QL (bpd)	QO (bpd)
Cactus 3	0.00	5.45	Anular	0.00	0.00	0
	0.50	80.00	Bache	3.00	550.00	505
	1.00	92.66	Bache	1.50	586.00	538
	1.20	105.00	Bache	0.00	596.00	547

Tabla 5.1

Cactus 4D

El pozo maneja una alta RGA ($6000 \text{ ft}^3/\text{bl}$) pero maneja una Pwf alta (2631 lb/pg^2) estos parámetros son determinantes para el calculo de la eficiencia, con una presión de fondo alta existe una mayor cantidad de gas disuelto en el aceite, por lo que la eficiencia de transporte del aceite con la inyección de gas sea relativamente alta. El pozo debe de operar con gas de B.N. para aportar fluidos, con un gasto de inyección de 0.5 MMPCD se tiene 21% de eficiencia en el sistema, tal como se muestra en la tabla 5.2

Pozo	Qgasiny (MMPCD)	Pwh (psia)	Tipo de flujo	Eficiencia (%)	QL (bpd)	QO (bpd)
Cactus 4D	0.00	8.60	Anular	0.00	0.00	0
	0.50	358.00	Bache	21.00	319.00	134
	1.50	568.00	Bache	17.00	351.00	163

Tabla 5.2

Cactus 301

Este pozo junto con los pozos cactus 3 y 1063, pueden fluir con su propia energía ya que su presión de fondo fluyendo puede vencer las caídas de presión generadas dentro del aparejo de producción hasta llevar el líquido a superficie, el pozo por si solo tiene una buena eficiencia, la cual incrementa con la inyección de gas de BN. Con un gasto de inyección de 0.5 MMPCD se tiene la mayor eficiencia, aunque el gasto de líquido sea el mismo que operando el pozo de manera fluyente, al inyectar gas de BN el pozo opera en forma estable.

Pozo	Qgasiny (MMPCD)	Pwh (psia)	Tipo de flujo	Eficiencia (%)	QL (bpd)	QO (bpd)
Cactus 301	0.00	140.00	Bache	16.00	406.00	214
	0.50	214.00	Bache	18.00	406.00	214
	0.75	226.00	Bache	15.00	473.00	255
	1.00	224.00	Bache	13.00	483.00	260
	2.00	264.00	Bache	7.00	505.00	273

Tabla 5.3

Cactus 1063

El pozo tiene una Pwf muy baja (640 lb/pg²) una alta RGA (2751) y un bajo corte de agua el pozo (6%), razón por la cual el pozo fluye en flujo anular sin la inyección de gas de BN, con la inyección de gas de BN con 0.7 MMPCD mejora la eficiencia del sistema, esto se debe a que la presión en la cabeza llega hasta 101 lb/pg², provocando un integración del flujo pasando de Anular a Agitado.

Pozo	Qgasiny (MMPCD)	Pwh (psia)	Tipo de flujo	Eficiencia (%)	QL (bpd)	QO (bpd)
Cactus 1063	0.00	9.20	Anular	0.00	125.00	120
	0.50	50.96	Anular	1.00	143.00	137
	0.70	101.00	Agitado	5.00	147.00	141

Tabla 5.4

Níspero 80

El pozo aunque la P_{wf} es alta (2787), la RGA es media ((1590 lb/pg²) no tiene la energía suficiente para fluir por energía propia ya que el corte de agua es de 57% esto hace mas pesada la columna de líquidos y el gas existente en el pozo no tiene la capacidad de transportar el líquido que aporta el pozo hasta la superficie. Sin gas de BN el pozo esta en flujo anular tal como se observa en la tabla 5.5, y de acuerdo con las graficas mostradas en el capitulo anterior, para mejorar su eficiencia se debe inyectar gas de BN para provocar que el tipo de flujo cambie de anular a flujo bache, con la inyección del 0.5 MMPCD se alcanza la eficiencia mas alta del sistema es de 22%,

Pozo	Qgasiny (MMPCD)	Pwh (psia)	Tipo de flujo	Eficiencia (%)	Q _L (bpd)	Q _O (bpd)
Níspero 80	0.00	4.28	Anular	0.00	0.00	0
	0.50	257.00	Bache	22.00	49.00	21
	0.80	348.00	Bache	20.00	69.00	29

Tabla 5.5

Níspero 86A.

El pozo requiere forzosamente de la adición de energía para poder explotarlo, el gas de B.N., nos da la energía que el pozo necesita para producir, en la tabla 5.6 podemos observar como varía la eficiencia conforme se inyecta gas de B.N, la mayor eficiencia se alcanza con un gasto de inyección de 0.7 MMPCD, gasto de inyección con el cual opera, sin embargo el gasto de liquido incrementa conforme se incrementa el gas de inyección con 3.0 MMPCD obtenemos el mayor gasto de líquido, pero para 6.0 MMPCD obtenemos menor gasto de liquido, esto se debe al incremento en el volumen de gas inyectado, provocando que la caída de presión por fricción sea mayor.

Pozo	Qgasiny (MMPCD)	Pwh (psia)	Tipo de flujo	Eficiencia (%)	Q _L (bpd)	Q _O (bpd)
Níspero 86A	0.00	14.67	Anular	0.00	0.00	0
	0.50	198.00	Bache	25.00	639.00	447
	0.70	214.00	Bache	28.00	835.00	584
	1.00	264.00	Bache	20.00	998.00	663
	3.00	326.00	Bache	14.00	1057.00	740
	6.00	222.00	Anular	0.00	895.00	591

INFORMACIÓN DE POZOS

Pozos Níspero

La presión disponible en la red de inyección de gas de Bombeo neumático en el campo Cactus y Níspero es de 75 Kg./cm². La presión de separación es de 6.5 Kg./cm².

Los pozos del campo Níspero que se encuentran produciendo con el sistema artificial de producción de Bombeo neumático son:

Níspero 80

Níspero 86

A continuación se hace una breve descripción, de las condiciones de operación y producción de estos pozos, a la fecha del mes de agosto del 2005.

	Níspero 80	Níspero 86-A
Gasto aceite bruto (BPD)	148	799
Gasto aceite neto (BPD)	63	554
Gasto de agua (BPD)	85	245
Corte de agua (%)	57	30
Gravedad °API	37	37
Salinidad (PPM)	70,000	120,000
Gas de formación (MMPCD)	0.04	0.23
Gas de Inyección (MMPCD)	1.64	0.70
R.G.A (m3/m3)	283	286
Presión de fondo cerrado (Kg/cm²)	235	197
Presión de fondo fluyendo (Kg/cm²)	196	159
Nivel Medio Disparado (mts)	3967	4009
Presión en T.P. (Kg/cm²)	22	13.5
Presión en T.R. (Kg/cm²)	70	74
Presión en L.E. (Kg/cm²)	9.5	11
Estrangulador (pulg.)	¾	104/64

Tabla 6.1

El pozo Níspero 80 cuenta con una línea de descarga de 4" de diámetro nominal, con una longitud de 1.72 kilómetros, de grado G.B.

El pozo Níspero 86-A cuenta con una línea de descarga de 4" de diámetro nominal con una longitud de 1.4 kilómetros, espesor de 0.237" grado G.B.

El estado mecánico de los pozos antes mencionados se muestra a continuación en la figura 6.1 y 6.2

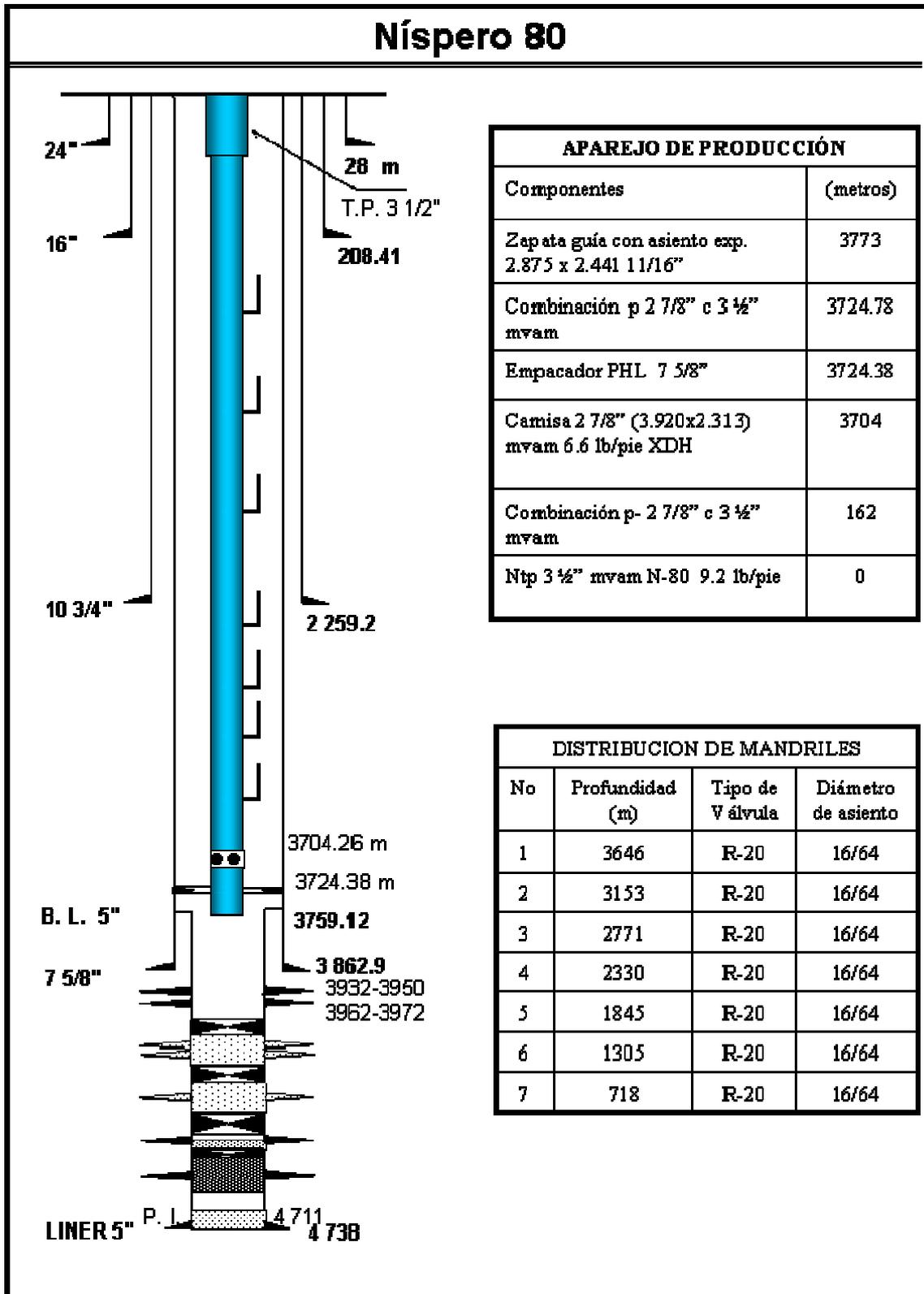


Figura 6.1

Níspero 86A

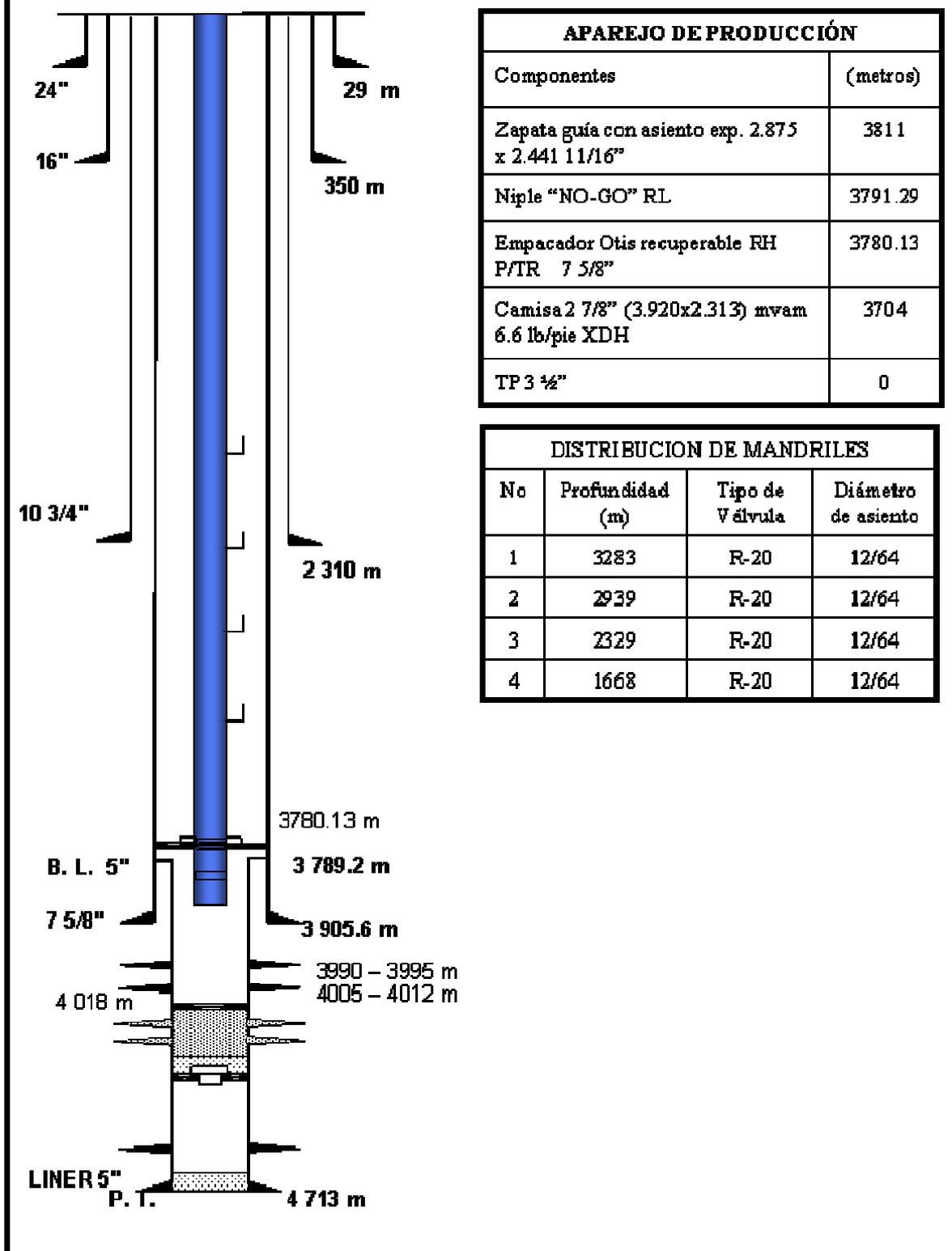
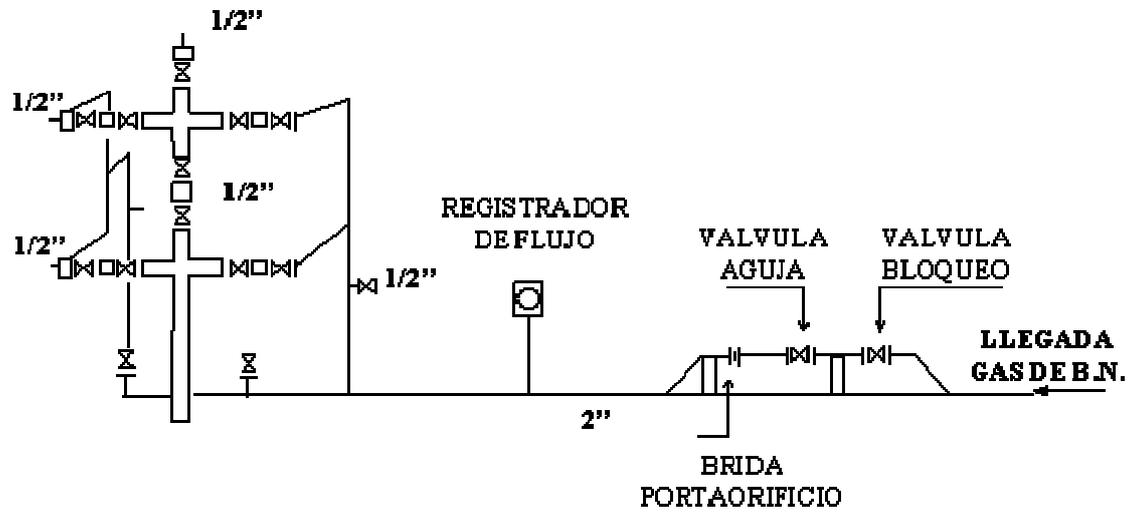


Figura 6.2



En la figura 6.3 se muestra el diagrama típico de la inyección de gas de B.N. en pozos del activo integral Muspac.

Pozos Cactus

Los pozos que a la fecha de agosto del 2005 se encontraban operando con gas de B.N. en el campo Cactus, son:

Cactus 3, 4D, 60S, 61, 61D, 301, 341, 1063.

A continuación se enlistan las condiciones de operación y explotación de cada uno de los pozos del campo Cactus en la Tabla 6.2, 6.3 y 6.4.

	Cactus 3	Cactus 4D	Cactus 60S
Gasto aceite bruto (BPD)	541	346	38
Gasto aceite neto (BPD)	522	145	31
Gasto de agua (BPD)	19	201	6.3
Corte de agua (%)	3.5	58	17
Gravedad °API	37.5	36.5	35
Salinidad (PPM)	14000	7000	190000
Gas de formación (MMPCD)	1.11	0.87	0.18
Gas de Inyección (MMPCD)	1.2	0.76	0.33
R.G.A (m3/m3)	380	1065	1027
Presión de fondo cerrado (Kg/cm²)	100	220	98
Presión de fondo fluyendo (Kg/cm²)	62.2	185	53.34
Nivel Medio Disparado (mts)	3855	3967	3670
Presión en T.P. (Kg/cm²)	10.5	15	8
Presión en T.R. (Kg/cm²)	66	73	20
Presión en L.E. (Kg/cm²)	8	14	7.5
Estrangulador (pulg.)	1	104/64	104/64

Tabla 6.2

El pozo Cactus 3 cuenta con una línea de descarga de 4" de diámetro nominal, con una longitud de 0.5 kilómetros, espesor de 0.237" grado G.B.

El pozo Cactus 4D cuenta con una línea de descarga de 4" de diámetro nominal, con una longitud de 1.05 kilómetros, espesor de 0.237" grado API-5L-X-52.

El pozo Cactus 60S cuenta con una línea de descarga de 4" de diámetro nominal, con una longitud de 1.15 kilómetros, espesor de 0.237" grado G.B.

	Cactus 61	Cactus 61D	Cactus 301
Gasto aceite bruto (BPD)	100	163	478
Gasto aceite neto (BPD)	75	138	258
Gasto de agua (BPD)	25	25	220
Corte de agua (%)	25	15	46
Gravedad °API	38	36	38
Salinidad (PPM)	4000	160000	122000
Gas de formación (MMPCD)	1.55	0.78	1.25
Gas de Inyección (MMPCD)	0.30	1.37	0.87
R.G.A (m3/m3)	3658	1001	863
Presión de fondo cerrado (Kg./cm²)	31.91	242	150
Presión de fondo fluyendo (Kg./cm²)	29.76	59.69	131.34
Nivel Medio Disparado (mts)	3645	3693	3755
Presión en T.P. (Kg./cm²)	10	10	25
Presión en T.R. (Kg./cm²)	37	66	72
Presión en L.E. (Kg./cm²)	9.5	9.5	7.5
Estrangulador (pulg.)	93/64	80/64	93/64

Tabla 6.3

El pozo Cactus 61 y 61D fluyen por una línea de descarga de 4" de diámetro nominal, con una longitud de 1.69 kilómetros, espesor 0.237 de grado G.B.

El pozo Cactus 301 cuenta con una línea de descarga de 6" de diámetro nominal, con una longitud de 2.6 kilómetros, espesor de 0.312" grado G.B.

	Cactus 341	Cactus 1063
Gasto aceite bruto (BPD)	126	151
Gasto aceite neto (BPD)	94	145
Gasto de agua (BPD)	32	6
Corte de agua (%)	25	4
Gravedad °API	36	38
Salinidad (PPM)	92000	137000
Gas de formación (MMPCD)	0.12	0.40
Gas de Inyección (MMPCD)	1.33	0.94
R.G.A (m3/m3)	218	490
Presión de fondo cerrado (Kg./cm²)	100	110
Presión de fondo fluyendo (Kg./cm²)	56.8	45.03
Nivel Medio Disparado (mts)	3739	3833
Presión en T.P. (Kg./cm²)	8.0	8.0
Presión en T.R. (Kg./cm²)	33	45
Presión en L.E. (Kg./cm²)	7	7
Estrangulador (pulg.)	93/64	93/64

Tabla 6.4

El pozo Cactus 341 cuenta con una línea de descarga de 6" de diámetro nominal, con una longitud de 1.7 kilómetros, espesor de 0.312" grado G.B.

El pozo Cactus 1063 cuenta con una línea de descarga de 6" de diámetro nominal, con una longitud de 0.63 kilómetros, espesor 0.312" de grado G.B.

A continuación podemos observar los estados mecánicos los pozos de Cactus que actualmente operan con gas de B.N.

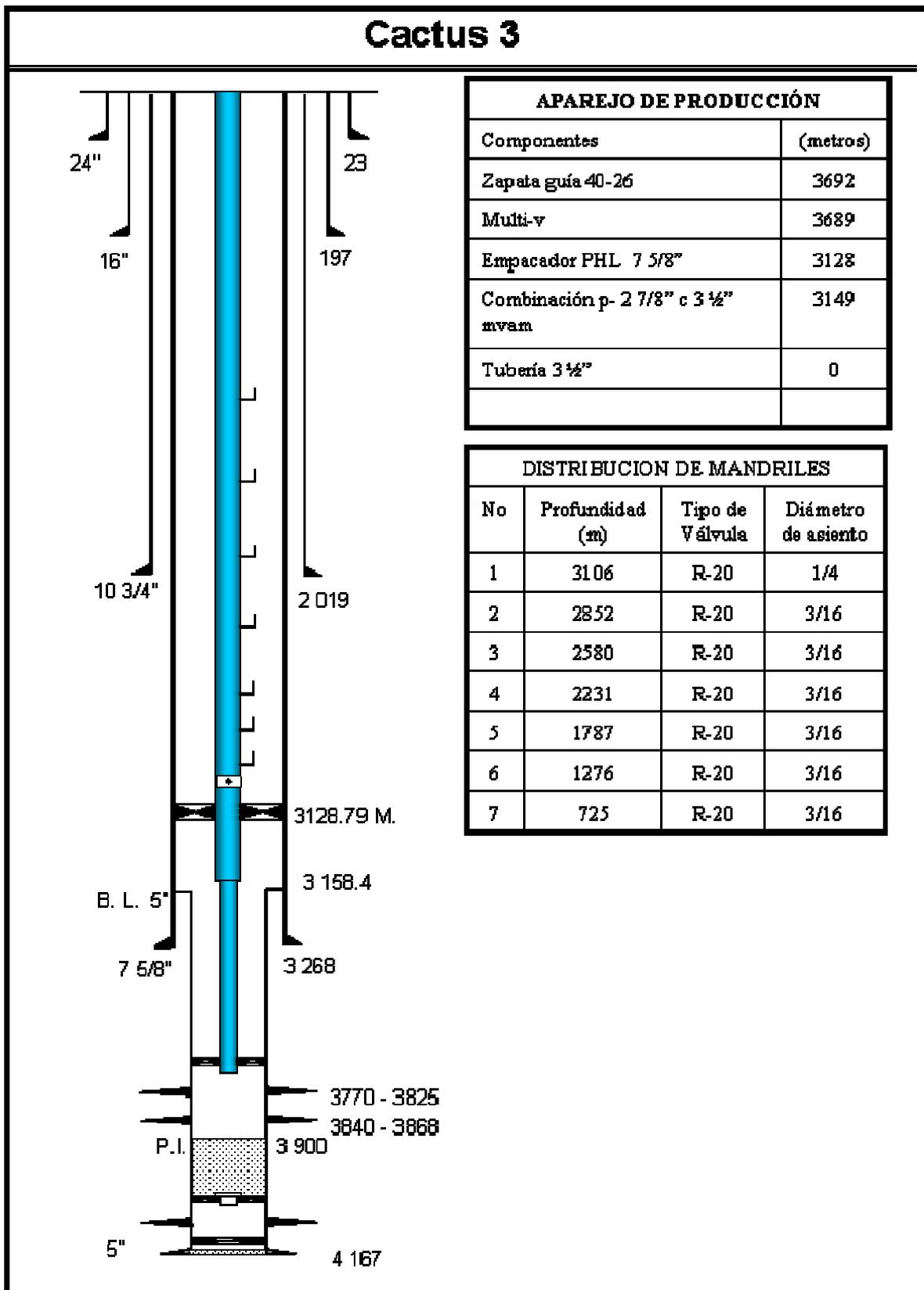


Figura 6.4

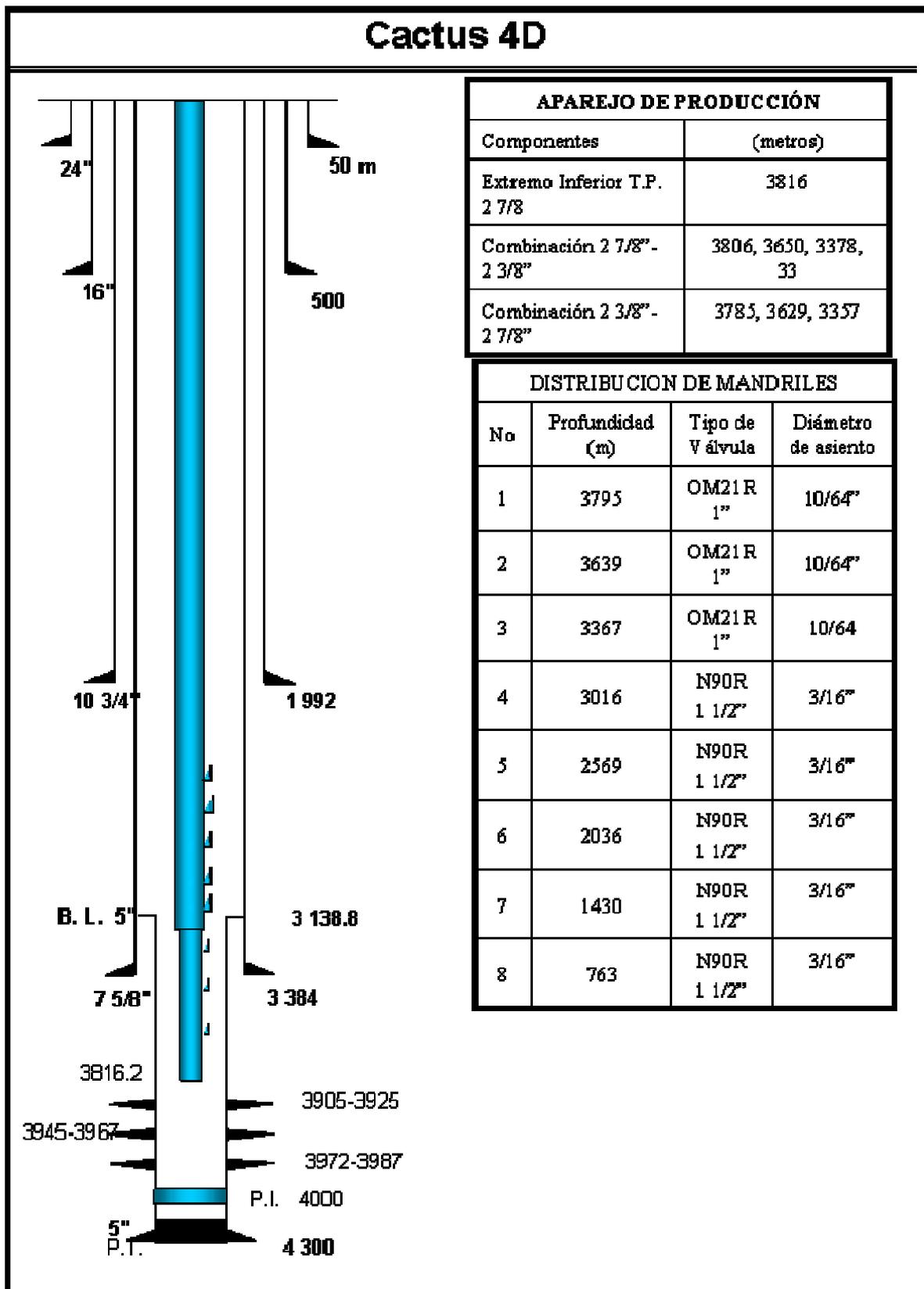


Figura 6.5

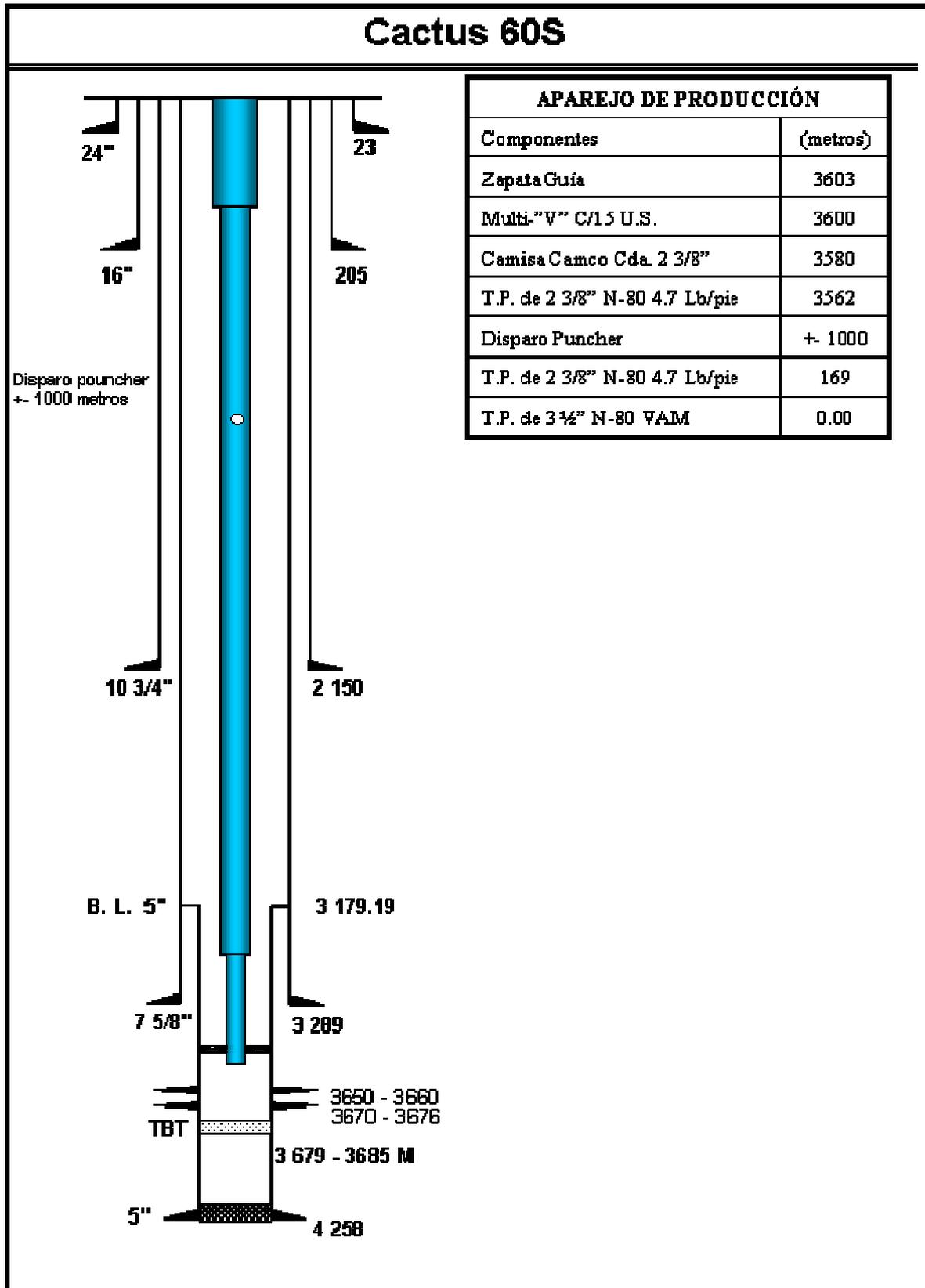


Figura 6.6

Cactus 61

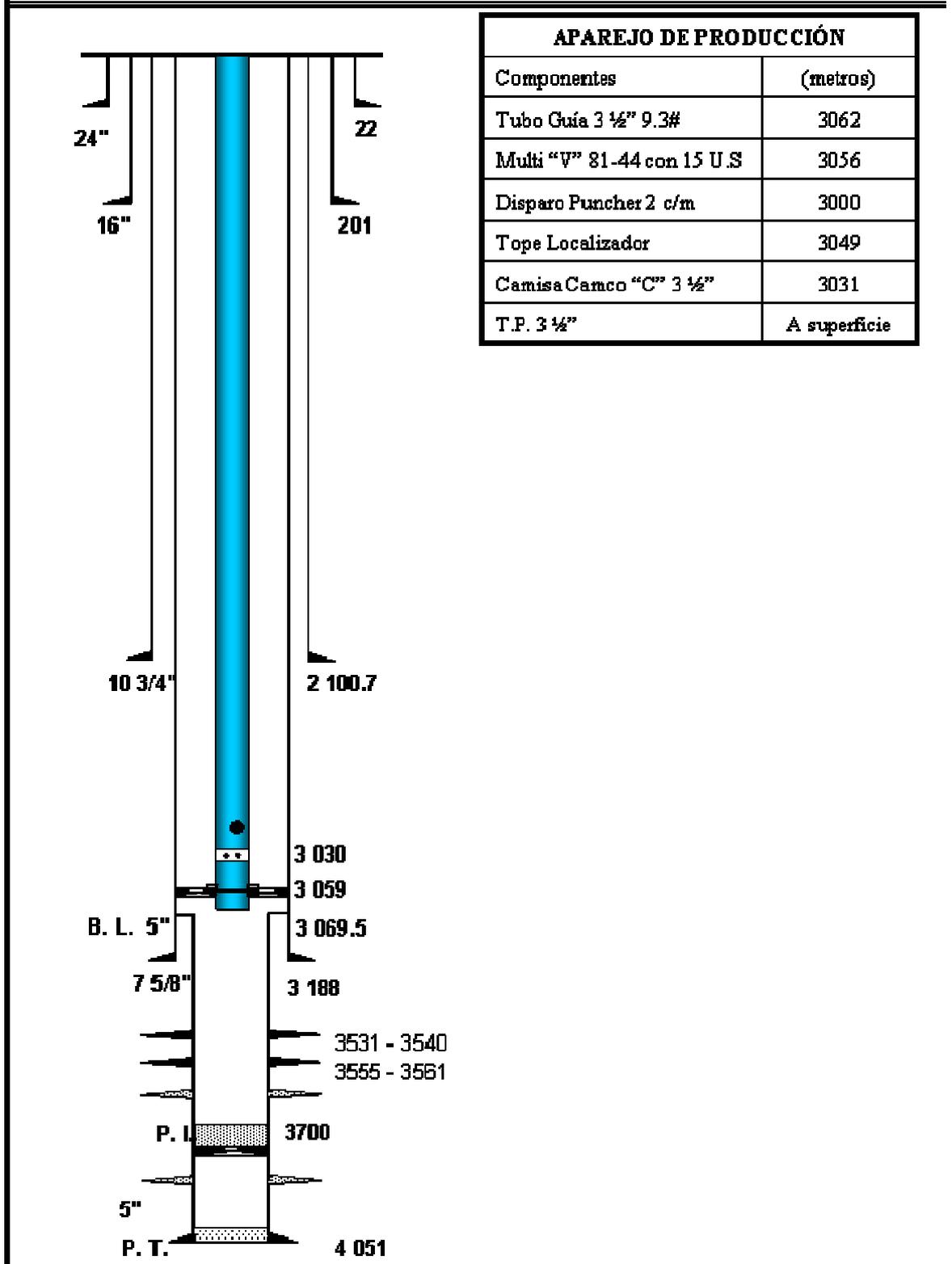


Figura 6.7

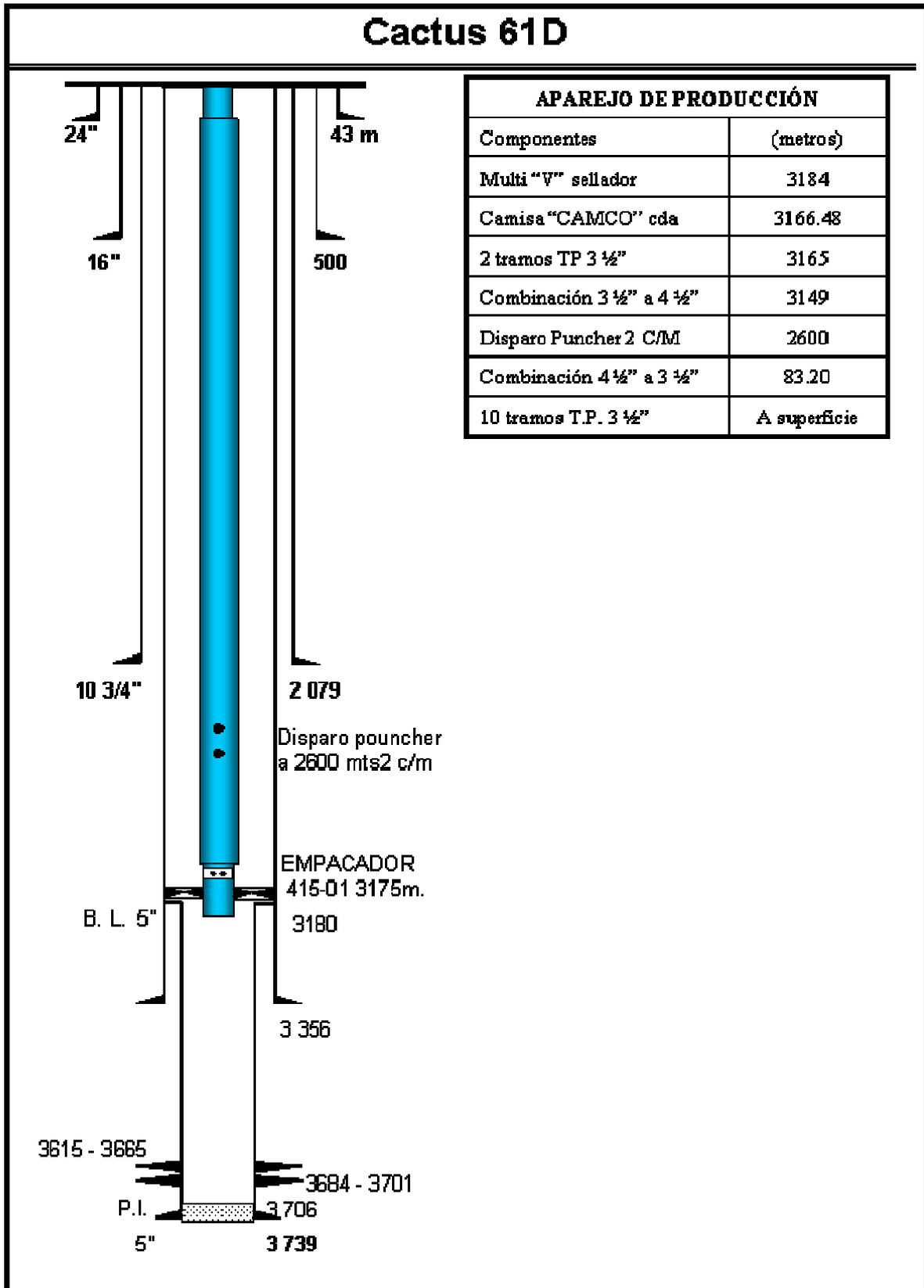


Figura 6.8

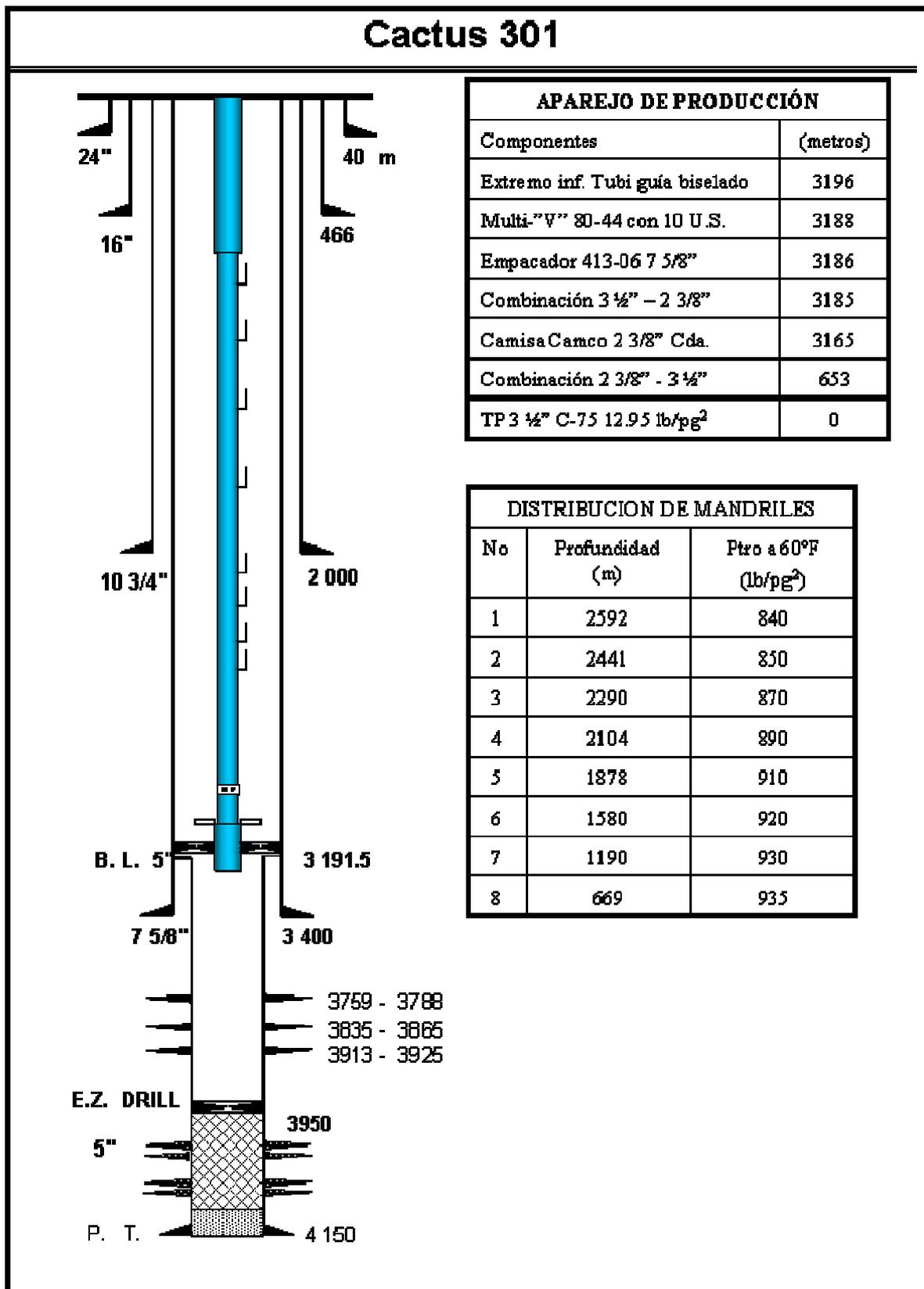


Figura 6.9

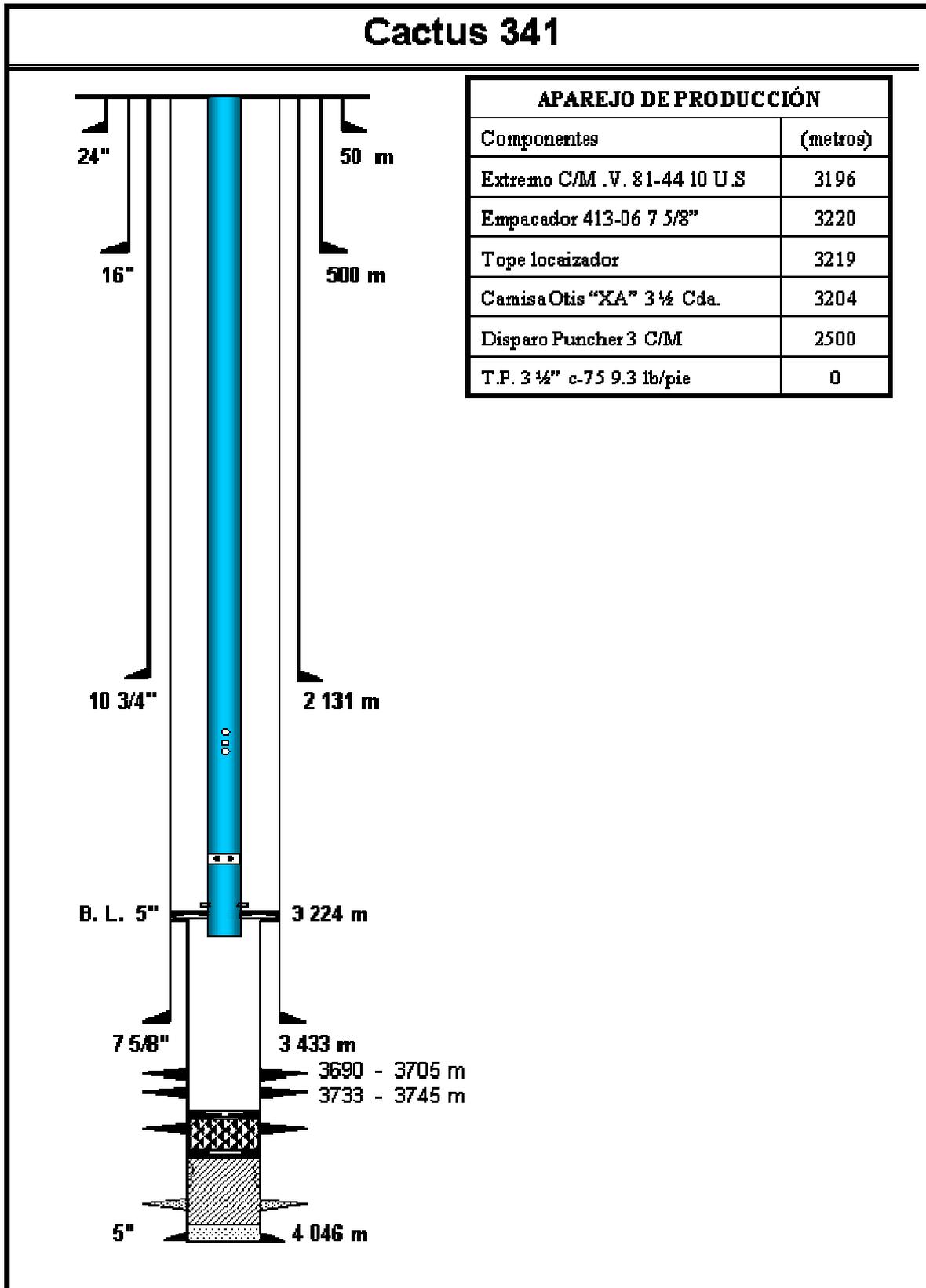


Figura 6.10

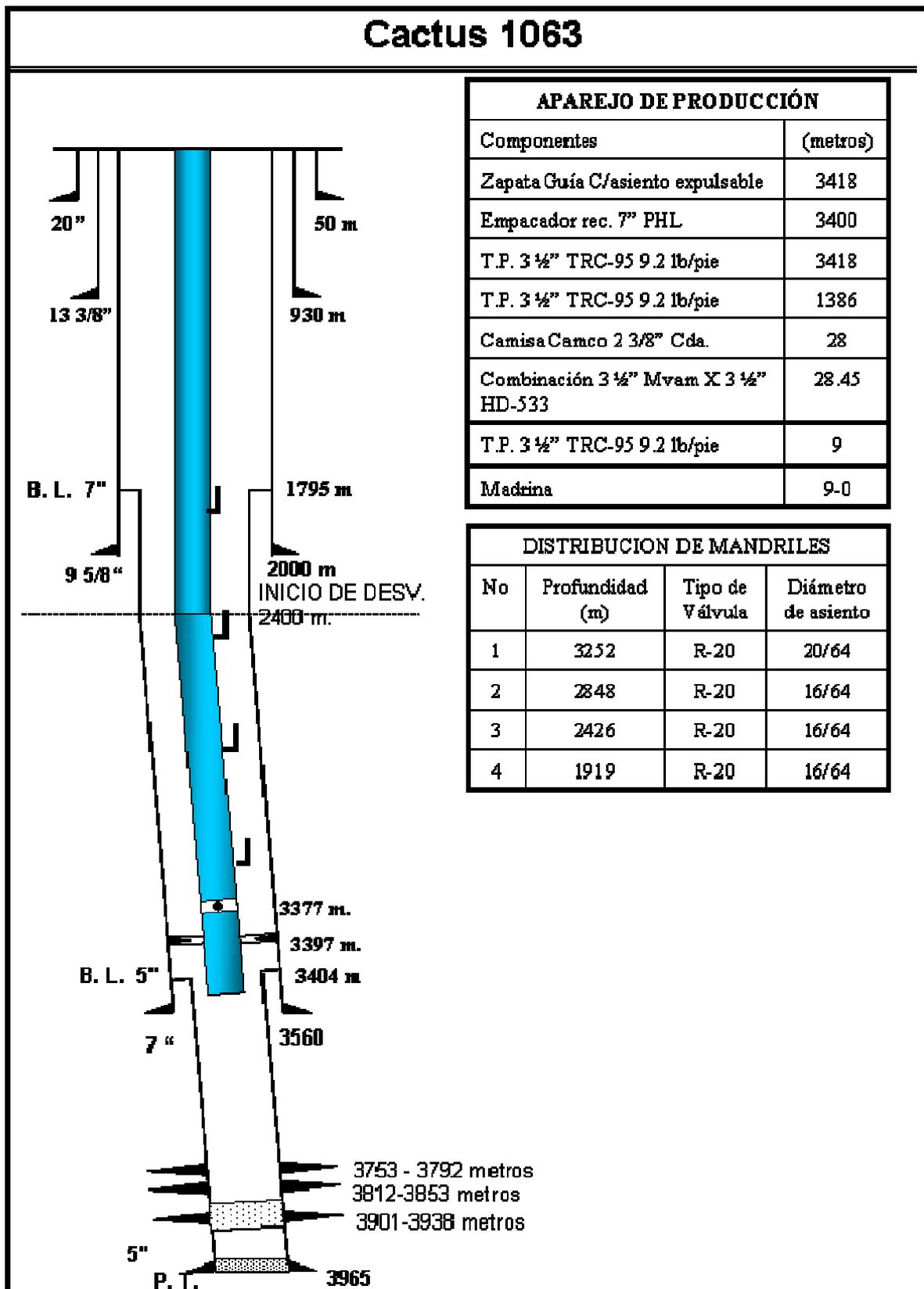


Figura 6.11

d_{\min}	= Diámetro mínimo en el que el flujo burbuja ocurre. (m)
σ_L	Tensión Superficial del Líquido (N/m)
ρ_L	Densidad del Líquido (Kg/m ³)
ρ_G	Densidad del Gas (Kg/m ³)
ρ_{LS}	Densidad del Bache Líquido (Kg/m ³)
ρ_{TP}	Densidad de las dos fases (Kg/m ³)
ρ_c	La densidad en el centro (Kg/m ³)
f	Factor de fricción
g	Aceleración Gravitacional (m/s ²)
d	Diámetro de la Tubería (m)
H_{LF}	Colgamiento del Líquido en el Bache, es la fracción de la sección de la tubería, cruza la sección ocupada por la película de líquido (fracción)
δ_{\min}	Espesor de la película de líquida (m)
μ_L	Viscosidad del Líquido (Kg/m.s)
μ_g	Viscosidad del gas (Kg/m.s)
μ_{TP}	Viscosidad de las dos Fases (Kg/m.s)
λ_L	Colgamiento sin resbalamiento del Líquido (fracción)
$\left(\frac{dp}{dL}\right)_e$	Gradiente de presión por elevación ()
$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f$	Gradiente de presión por fricción ()
$\left(\frac{dp}{dL}\right)_T$	Gradiente de presión Total ()
f_{TP}	Factor de fricción de las dos fases
f_{LS}	Factor de fricción superficial del líquido
$N_{Re_{TP}}$	Numero de Reynolds de las dos fases
N_{Re_F}	Numero de Reynolds del factor de fricción de la película
$N_{Re_{sc}}$	Numero de Reynolds del factor de fricción superficial en el centro
$N_{Re_{sl}}$	Numero de Reynolds del factor de fricción superficial del líquido
β	Proporción de longitud
H_{LTB}	Colgamiento del líquido en la Burbuja de Taylor
H_{LLS}	Colgamiento del líquido en la parte líquida del bache
H_{gLS}	Colgamiento del gas en la parte líquida del bache
H_{gTB}	Colgamiento del gas en la Burbuja de Taylor
H_{NLTB}	Colgamiento del líquido en película de Nusselt de la Burbuja de Taylor
v_{Sg}	= Velocidad Superficial del gas (m/s)
v_{sl}	Velocidad Superficial del Líquido (m/s)

v_s	Velocidad de Resbalamiento (m/s)
V_{TP}	Velocidad de las dos fases (m/s)
v_{gTB}	Velocidad del gas en la Burbuja de Taylor (m/s)
v_{gLS}	Velocidad del gas en la parte líquida del bache, velocidad de la burbuja de gas en el bache de líquido (m/s)
v_{LTB}	Velocidad del líquido en la burbuja de Taylor, velocidad de la película cayendo (m/s)
v_{LLS}	Velocidad del líquido en la parte líquida del bache (m/s)
v_{TB}	Velocidad de la Burbuja de Taylor (m/s)
v_m	Velocidad de la Mezcla (m/s)
v_{NgTB}	Velocidad del gas en la película de Nusselt de la Burbuja de Taylor
v_{crit}	Velocidad Crítica (m/s)
v_{SC}	Velocidad superficial en el centro (m/s)
V_{gTB}^*	Volumen de la burbuja de Taylor (m ³)
L_{LS}	Longitud de la parte líquida del bache, longitud del bache (m/s)
L_{SU}	Longitud de la unidad del Bache (m)
L_{TB}	Longitud de la burbuja de Taylor (m)
L_C	Longitud del casquete de la burbuja (m)
δ_N	Espesor de la película de Nusselt (m)
A_{TB}^*	Area de la sección Transversal de la Burbuja de Taylor
F_E	Facción total de líquido atrapado en el centro
λ_{LC}	Colgamiento sin resbalamiento en el núcleo
f_F	Factor de fricción de la película, factor de fricción para la velocidad del líquido superficial
q_L	Gasto del Líquido (m ³ /s)
Z	Factor de correlación para la fricción interfacial
f_{SC}	Factor de fricción superficial en el centro
μ_C	Viscosidad superficial en el centro
ϕ_C^2	Variable adimensional

1. Examinando los Pozos Productores: Supervisión de los Sistemas BEC, Ron Bates, Signal Hill Petroleum Inc, Charlie Cosad, Abigton Inglaterra, Lance Fielder, Alex Posmola, Cambridge Inglaterra.
2. Progressing Cavity Pump (PCP): New Performance Ecuations for Optimal Desing, Saveth,K.J. y Robello, S.G., Paper SPE 39786, Society of Petroleum Engineers Inc., 1998.
3. A Method To Calculate The Gas-Lift System Efficiency. Liu Yonghui, Li Yingchian/Southwest Petroleum Institute, Liu Sanwei, Wang Hai, Li xiaoqi/Zhong Yuan Oil Field Branch Company SINOPEC. This paper was prepared for presentation at the SPE international thermal operations and heavy oil symposium and Western Regional Meeting held in Bakersfield, California, U.S.A., 16-18 March 2004. Este método es aplicable a BN continuo.
4. Stability Analysis of Continuos-Flow Gas-Lift Wells. E. Poblano, SPE, Natl. Autonomous U. of México; R. Camacho, SPE, PEMEX, E&P, And Y.V. Fairuzov, Natl Autonomous U. of México.
5. A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two Phase Flow in Wellbores, A.M. Ansari, Pakistan Ltd; n.D. Sylverter, U. of Akron and C. Sarica , O. Shoham, and J.P. Brill, U. of Tulsa. SPE. Production & Facilities, may 1994.
6. Flow Patterns in Vertical Two-Phase Flor, K.W. Mc Quillan and P.B. Whalley, Department of Engineering Science, University of Oxford, Parks Road, Orford, OXI 3PJ. Int. J. Multiphase Flow Vol. 11 No. 2 pp 161-175, 1985 USA.
7. A Unified Model for Predicting Flow Pattern Transitions for the Whole Range of Pipe Inclinations, D. Barnea Faculty of Engineering, Department of Fluid Mechanics and Heat Transfer, Tel Aviv University Ramat Aviv 69978 Israel. February 1986
8. Stability Maps for Continuous Gas-Lift Wells: A New Approach to Solving an Old Problem. Y. V. Fairuzov,SPE, I. Guerrero-Sarabia, C. Calva-Morales/Natl.

- Autonomous U. of Mexico; R. Carmona-Díaz, T.Cervantes-Baza, N. Miguel-Hernandez, and A. Rojas-Figueroa/PEMEX Exploration & Production , 2004, Society of Petroleum Engineers Inc.
9. Simulation and Optimization of Continuous Gas Lift System in Aghajari Oil Field. Alireza Bahadori National Iranian South Oil Company , Sh. Ayatollahi and M. Moshfeghian Shiraz University, This paper was prepared for presentation at the SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference held in Kuala Lumpur, Malaysia, 8-9 October 2001.
 10. Continuous Gas-Lift Instability: Diagnosis, Criteria, and Solutions. F.J.S. Alhanati, Petrobras S.A./CENPES; Zelimir Schmidt and D.R. Doty, U. of Tulsa; and D.D. Lagerlef, ARCO Alaska Inc.
 11. Application and Optimization of Continuous Flow Gas-Lift Wells for. Zeit Bay and Ras Budran Wells, Y,A,W, ElMassry," A.H, Abdel Hamid, and M,M, Abu El Yazid, Suez Oil Co, April de 1993
 12. New and Expected Developments in Artificial Lift. J.F. Lea, Amoco Production Research, and H.W. VVinkler, Texas Tech U. Paper was prepared for presentation at the University of Tulsa Centennial Petroleum Engineering Symposium Held in Tulsa, OK, U.S.A., 2S-31 August11994.
 13. Theoretical Stability Analysis of Flowing Oil Wells And Gas Lift Wells. E.F. Blick, SPE, U, of Oklahoma, P.N. Enga, SPE .U. Of Oklahoma, P.C. Lin U. of Oklahoma.
 14. A Dynamic Simulator to Analyse and Remedy Gas Lift Problems. D. ter Avest, SPE, and P. Oudeman, SPE, Shell Research B.V. This peper was prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference 6 held in Dallas, U. S. A., 22-25 October, 1SS5.

15. Intermittent Gas Lift Optimization in Rosa Mediano Field. A. Hernandez, Spe, Pdvsa-Intevep; C. Perez, U. Navarro, W. Lobo, Pdvsa Ep Occidente, This paper was prepared for presentation at the 1999 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Caracas, Venezuela, 21–23 April 1999.
16. Gas Lift Optimization Efforts and Challenges. Y.C. Chia, SPE and Sies Hussain, SPE, Esso Production Malaysia Inc. This paper was prepared for presentation at the 1999 SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference to be held in Kuala Lumpur, Malaysia, 25–26 October 1999.
17. Guideline of Artificial Lift Selection for Mature Field. M. A. Naguib, SPE, SUCO, A. Bayoumi, N.El-Emam, A.El Batrawy, Al-Azhar University. This paper was prepared for presentation at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Brisbane, Australia, 16–18 October 2000.
18. Natural Gas_lift Theory and Practice. S. Bentacourt, Shulumnerger, K. Dahlberg, Norsk Hydro, O. Hovde, Norsk Hydro, Y. Jalali, Schulumberger, 2002
19. Gas Lift Optimization For Long Term Reservoir Simulations. Pengju Wang, SPE, BP Michael Litvak, SPE, BP, 2004.
20. El Flujo Multifásico de Gas, Aceite, y Agua a través de sartas de flujo verticales con Aplicación para el Diseño de Instalaciones de Gas-lift. Fred H Poettman and Paul G. Carpenter.
21. A Study of Two- Phase Flow in Inclined Pipes, H. Dale Beggs, James P. Brill, SPR-AIME, U. of Tulsa.
22. Transient Two Phase Flow Model for Predicting Column Formation in Intermittent gas Lift System, S. Sandoval, PDVSA INTEVEP:, L.R. Solórzano, USB; and S. Gasbarri, UCV. This paper was prepared for presentation at the SPE Latin

- American and Caribbean petroleum Engineering Conference held in Rio Janeiro Brazil, 20 -23 June 2005.
23. A Study of Oil/Water Flow Patterns in Horizontal Pipes, J.L. Trallero. SPE, Intevep S.A. and Cem Sarica, SPE, and J.P. Brill SPE, U. of Tulsa.
24. Alternative Flow Patterns Maps Can Improve Pressure Drop Calculations of the Azis et al. Multiphase Flow Correlation, Hazim S.H. Al Najar and Nimat B. Abu Al Scoot, Petroleum Research Centre, Bagdad.
25. Unified Mechanistic Model for Steady State Two Phase Flow; Horizontal to Vertical Upward Flow, L.E. Gomez, SPE Ovadia Shoham, SPE, and Zelmir Schmidt, SPE, U. of Tulsa R.N. Chokshi, ** SPE, Zenith ETX, Co. and Tor Northug, Stat oil. Houston 1999.
26. Film Thickness Distribution for Anular Flow in Directional Wells Horizontal to Vertical. R.J. Paz, SPR, and Ovadia Shoham, SPE, U. of Tulsa. New Orleans September 1994. This paper (SPE 65705) was revised for publication from paper SPE 56520, presented at the 1999 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, 5–8 October. Original manuscript received for review 20 October 1999. Revised manuscript received 20n May 2000. Manuscript peer approved 9 June 2000.
27. Two Phase Flow Through Vertical Inclined, or Curved Pipe. Thomas L. Gould SPE-AIME, U. of Michigan, M. Rasin Tek, SPE-AIME U. of Michigan, August 1974.
28. A Study of Multiphase Flow Behavior in Vertical Oil Wells: Part II Field Application. By C.S. Kabir, Schulumberger Overseasn Sitl., and A.R. Hasan, U. of North Dakota, Oakland CA. 1986.
29. Estudio Experimental de flujo Bifásico en Tuberías Verticales, Rodríguez, R.A. Amaro, U.J. Departamento de Termodinámica y Fenómenos de Transferencia.

30. Transient Two Phase Flow Model for Predicting Column Formation in Intermittent Gas Lift Systems, S. Sandoval, PDVSA-Intevep; L.R. Solórzano, USB and S. Gasbarri, UCV. Janeiro Brazil 2005

31. Estudio de Flujo Bifásico Líquido - Líquido en Tuberías Horizontales Y ligeramente Inclinas. Carla Casanova, Carolina Penachia. Departamento de Termodinámica y Fenómenos de Transporte.