

01153

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**



FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

PROYECTO TERMINAL

**"TERMINACIÓN DE POZOS DE B. N. CON SARTAS
DE TUBERÍA FLEXIBLE"**

QUE PARA OBTENER EL DIPLOMA DE
ESPECIALISTA EN INGENIERÍA DE
PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS

PRESENTA:

GERARDO MENDEZ MATA

DIRECTOR DE PROYECTO :

M. EN I. ALFONSO MORA RÍOS

ENERO DE 2005

Mendez Mata, Gerardo



m. 341170





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.

Contenido

	Pag.
Contenido	i
Resumen	ii
Introducción	1
Capítulo I “ <i>Comportamiento de Pozos con Bombeo Neumático</i> ”	4
Capítulo II “ <i>Comportamiento de pozos con Tubería Flexible</i> ”	26
Capítulo III “ <i>Análisis de factibilidad en Pozos del campo Samaria</i> ”	62
Capítulo IV “ <i>Resultados de Aplicación</i> ”	86
Conclusiones	99
Recomendaciones	100
Bibliografía	101
Índice de figuras	102
Índice de tablas	105

Resumen

El presente trabajo realiza el análisis de la factibilidad de la Terminación de pozos de la Región Sur con sartas de Tubería Flexible que permita reducir el tiempo y costo de la Terminación; así como mejorar las condiciones de flujo como una propuesta en los sistemas actuales de Bombeo Neumático.

El estudio realizado considera los medios a través de los cuales viajará el aceite: el yacimiento, las conexiones subsuperficiales (Tubería de Producción, accesorios del aparejo) y las conexiones superficiales (medio árbol de válvulas, estrangulador). Esto es básico para la aplicación de cualquier sistema artificial de producción a emplear.

El trabajo se centra en el Sistema de Bombeo Neumático (B.N.), y sabiendo que este utiliza la energía contenida en el gas comprimido para levantar los fluidos, a través de la tubería hasta la superficie, requiere de dos condiciones principales para su aplicación: “un alto índice de productividad (>0.5 bpd/lb/pg²) y una presión de fondo fluyendo equivalente a una columna hidrostática del orden del 50% o más en relación con la profundidad del pozo.”

Actualmente los diseños del aparejo de producción de B.N., consideran el empleo de accesorios tales como: mandriles, camisa deslizable, empacador, tubería de producción, con un costo elevado; estos aparejos son utilizados para producir a través de ellos o bien inyectar el gas a través del aparejo y producir a través del espacio anular entre la TP y la TR.

Considerando esta situación en donde se produce a través del espacio anular, surge la inquietud de emplear la tubería flexible como sarta de inyección, realizando un estudio del comportamiento a los esfuerzos a los que sometería, los accesorios requeridos y realizando un Análisis Nodal donde se observa los

incremento de producción que se obtienen (>100%) tal es el caso del Pozo Samaria 85, perteneciente al Complejo Antonio J. Bermúdez de la Región Sur.

Cubriendo así los aspectos Técnicos – Económicos para su aplicación y como medida de la necesidad de mantener la producción de los campos y de incrementarla.

Introducción

La construcción de un pozo contempla varias etapas, teniendo todas diferentes funciones de gran importancia, la última de estas es la **etapa de terminación** donde su objetivo es llegar a la zona productora para posteriormente acondicionar el pozo y ponerlo a producir. Parte primordial de la ingeniería que se realiza es diseñar el tipo de aparejo de producción ya que será el medio por el cual se transportará los hidrocarburos a la superficie.

La extracción de los hidrocarburos en la Industria Petrolera ya sea por energía propia del yacimiento o por el auxilio de sistemas artificiales de Producción, es un trabajo que deben afrontar cada día los ingenieros petroleros.

Cuando la energía disponible del yacimiento es insuficiente para elevar el aceite hasta la superficie se requiere el auxilio de sistemas artificiales de producción que proporcionen la energía adicional requerida para continuar con la explotación del yacimiento.

La explotación de los campos de la Región Sur (Reforma, Chiapas) inicialmente se realizó empleando la propia energía del yacimiento, posteriormente al declinar la presión de yacimiento para mantener la energía productiva, se aplicó la inyección de agua al acuífero, presentándose a corto tiempo la presencia de esta en los pozos, lo cual originó que se suspendiera su inyección. Con el propósito de mantener la producción en los campos se aplicó el sistema artificial de Bombeo Neumático (B.N.), el cual para su aplicación, se requiere que los pozos reúnan las siguientes condiciones: un alto índice de productividad (>0.5 bpd/lb/pg²) y con presión de fondo fluyendo equivalente a una columna hidrostática del orden del 50% o más, en relación con la profundidad del pozo.

Al principio de los años 80's la utilización de la inyección de gas en los sistemas de B.N. tomó auge, convencionalmente los aparejos se diseñaron para operar en forma continua, introduciendo los aparejos típicos para este sistema artificial con

los siguientes componentes: Tubería de Producción, válvulas convencionales y mandriles de bolsillo con sus válvulas de inyección (7 promedio), empacador, camisa de circulación, niple No-Go, bola colgadora, niple de asiento y medio árbol de válvulas. Su objetivo: inyectar gas por el espacio anular y producir a través de la tubería de producción.

En el transcurso del tiempo y apareciendo tecnología de vanguardia se optimizó el diseño en las terminaciones, logrando que se rediseñara la ubicación de los mandriles, reduciendo el número requerido de los mismos; al continuar la declinación de la presión del yacimiento fue insuficiente la presión disponible en superficie de las redes de B.N; debido a que en muchos casos el nivel de los líquidos se encontraba por debajo de la ubicación de los mandriles más profundos, por lo que al profundizar los puntos de inyección la energía disponible del gas en superficie para levantar la columna de líquido no era suficiente.

La necesidad de mantener la producción y además de incrementarla, trajo como consecuencia el buscar un agente externo que proporcionara la energía excedente requerida para levantar la columna de líquido, así fue como se instalaron los motocompresores a boca de pozo incrementando con ello la presión de la inyección de gas en superficie.

Estudios posteriores mostraron que se podía tener un incremento en la producción de hidrocarburos al incrementar el área de flujo; por lo que en lugar de producir los hidrocarburos a través de la Tubería de Producción se invertiría el flujo y produciría a través de la Tubería de Revestimiento; inyectando el gas por la tubería de producción. Sin embargo el terminar los pozos de esta manera aun representan costos altos, ya que se continúan utilizando los accesorios de producción antes descritos.

La Tubería Flexible inicialmente se utilizó como sarta de velocidad en pozos de gas, con la finalidad de reducir el área de flujo en un diámetro de aparejo dado y

con ello aumentar la velocidad del gas y por consiguiente disminuyendo el efecto de colgamiento de líquidos en la Tubería de Producción, lo que incrementaba la vida productiva del pozo. Sin embargo, por las características propias de la Tubería Flexible, que facilitan el bombeo de fluidos, se observó la facilidad de utilizarla como una tubería que permitía bajar el punto de inyección y con ello logrando levantar más líquido, lo que incrementaría la producción.

El presente trabajo es una propuesta para utilizar la tubería Flexible como aparejo de inyección de gas para los sistemas de Bombeo Neumático, lo cual permite bajar el punto de inyección hasta el nivel medio de los disparos, con lo que se alarga la vida productiva del pozo, se reducen los costos de la Terminación y Reparación de Pozos al eliminar la necesidad de utilizar los accesorios convencionales de una Terminación (Tubería de Producción, válvulas de circulación, mandriles, etc.); además de reducir los requerimientos de válvulas en el árbol de producción. Adicionalmente el tiempo de la intervención se reduce al no tener que armar el aparejo de producción tramo a tramo ya que se utiliza tubería continua. Por otro lado en caso de tener necesidad de hacer un Reparación Menor (R.m.) para toma de información o modificar la profundidad del punto de inyección los tiempos también se reducen, ya que para ello se requiere una Unidad de Tubería Flexible.

Los resultados obtenidos en la aplicación de esta metodología en el pozo Samaria 85 muestran resultados alentadores como se vera más adelante.

Capitulo I

Comportamiento de pozos con Bombeo Neumático

- 1.1 Definición Aplicaciones y Ventajas del Sistema de Bombeo Neumático**
- 1.2 Propiedades de los fluidos**
- 1.3 Clasificación de yacimientos de acuerdo a los comportamientos de fase**
- 1.4 Índice de Productividad “J”**
- 1.5 Curvas del comportamiento de flujo “ IPR ”**
- 1.6 Factores que influyen en la forma de la IPR**
- 1.7 Métodos para predecir las curvas del comportamiento de flujo**
- 1.8 Flujo Multifásico a través de Tuberías**
- 1.9 Flujo Multifásico a través de Estranguladores**
- 1.10 Análisis Nodal**

I. Comportamiento de pozos con Bombeo Neumático

El Bombeo Neumático se define como el método artificial de explotación que utiliza la energía contenida en el gas comprimido para elevar los fluidos, a través de la tubería de producción, desde un nivel inferior a un nivel superior.

Este método de levantamiento por gas inyectado eleva el aceite a la superficie mediante uno o la combinación de los procesos siguientes:

- ❖ Reducción del gradiente del fluido
- ❖ Expansión del gas inyectado
- ❖ Desplazamiento del fluido por el gas comprimido

El éxito y la aplicación económica del Bombeo Neumático requiere de dos condiciones generales:

- a. Que las características del pozo sean adecuadas para el tipo de Bombeo Neumático utilizado, (alto índice de productividad (>0.5 bpd/lb/pg²) y con presión de fondo fluyendo equivalente a una columna hidrostática del orden del 50% o más en relación a la profundidad del pozo).
- b. Que exista una fuente de gas para Bombeo Neumático.

Las aplicaciones y ventajas actuales del Bombeo Neumático son de tal naturaleza que tan solo citaremos unas cuantas de ellas. Así mismo, los materiales, como la técnica de diseño ha contribuido a la mayor aplicación del Bombeo Neumático incrementando la producción.

Aplicaciones del Bombeo Neumático:

- a. Pozos con alta capacidad de producción. Si la capacidad de la Tubería de Producción es insuficiente, se recomienda la inyección con válvulas colocadas dentro de la Tubería de Producción y con producción por el

espacio anular entre la Tubería de Revestimiento y la Tubería de Producción.

- b. Para pozos afectados en su presión de fondo fluyendo, ya que al ser esta alta, puede arrastrar o tener afluencia de agua salada.
- c. Para eliminar las variaciones de presión y de volumen de inyección de gas en los sistemas de alta y baja presión en un sistema de Bombeo Neumático.
- d. En pozos cuya producción viene cargada de arena, evita que la Tubería de Producción se obstruya.
- e. Para pozos con una producción de crudo que tiene una alta viscosidad, si la temperatura promedio de flujo del crudo pueda mantenerse lo suficientemente alta para conservar la viscosidad del aceite, baja, en el pozo.
- f. Para bombear varios pozos con altas relaciones gas inyectado – líquido (RGIL), aunque la producción sea muy baja.

Ventajas del Bombeo Neumático:

- ❖ El costo inicial del equipo es menor que cualquier otra forma de elevación artificial, particularmente para profundidades grandes de elevación.
- ❖ Aplicable para bombear desde una profundidad cercana a la superficie, que para bombear desde una profundidad cercana a la profundidad total.
- ❖ Utilizado en agujeros desviados.
- ❖ Para pozos de alta RGA.
- ❖ Permite el paso a través de la tubería de herramientas de fondo (Operadas con línea o Tubería Flexible)
- ❖ Este sistema es también adecuado para terminaciones dobles.

1.2 Propiedades de los fluidos producidos

De acuerdo a las propiedades de los fluidos producidos se han descubierto yacimientos que contienen todos los diferentes tipos de hidrocarburos y, algunas veces, otros compuestos en casi todas las proporciones concebidas.

Con base a las características de los fluidos que producen, se pueden clasificar a los yacimientos como de: aceite negro, aceite volátil, gas y condensado, gas seco y gas.

El comportamiento normal de una mezcla de hidrocarburos al hacer variar la presión y la temperatura, puede utilizarse para propósitos de clasificación, esto es, tomando como base se diagrama de comportamiento de fase.

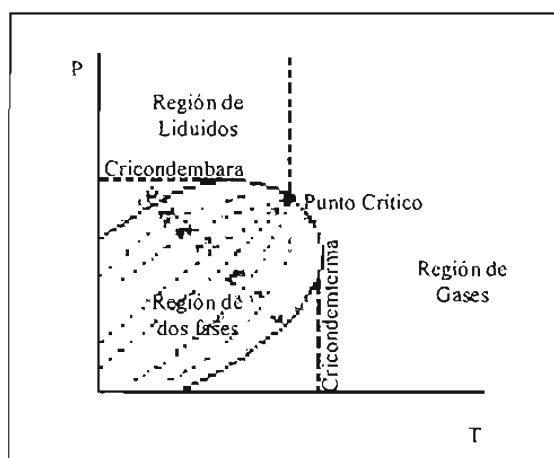


Fig. I.1 Diagrama de fase presión – temperatura ¹

Cada mezcla de hidrocarburos encontrada en un yacimiento tendrá un diagrama de fase característico, el cual permanecerá constante mientras permanezca constante la proporción de componentes de la mezcla.

1.3 Clasificación de yacimientos de acuerdo a los comportamientos de fase

Yacimientos de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento

En términos generales, las condiciones de producción en la superficie se localizan en la región de dos fases y dan lugar a relaciones gas – aceite bajas, generalmente menores de $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$, con aceites oscuros de alta densidad, $>0.85 \text{ gr}/\text{cm}^3$, siendo el gas generalmente pobre en licuables, menos de $30 \text{ bl} / 10^6 \text{ p}^3$.

Si la presión de burbuja de sus fluidos, a la temperatura del yacimiento, se dice que se trata de un yacimiento bajo saturado; si la presión en el yacimiento es igual o menor que la presión de burbuja de sus fluidos, se dice que el yacimiento es, o está, saturado.

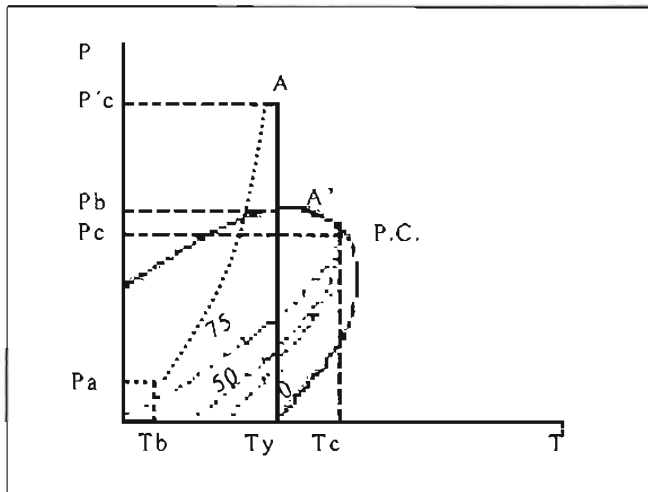


Fig. I.2 Diagrama de fases de los fluidos de un yacimiento de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento ¹

Yacimiento de aceite y gas disuelto de alto encogimiento

Su proporción de gases y licuables en la producción se verá fuertemente influenciada por las condiciones de presión y temperatura de separación.

Las relaciones gas – aceite que se obtienen de estos yacimientos está entre 200 y 1000 m^3/m^3 , y los líquidos que se obtienen presentan una coloración ligeramente oscura, con una densidad entre 0.85 y 0.75 gr/cm^3 .

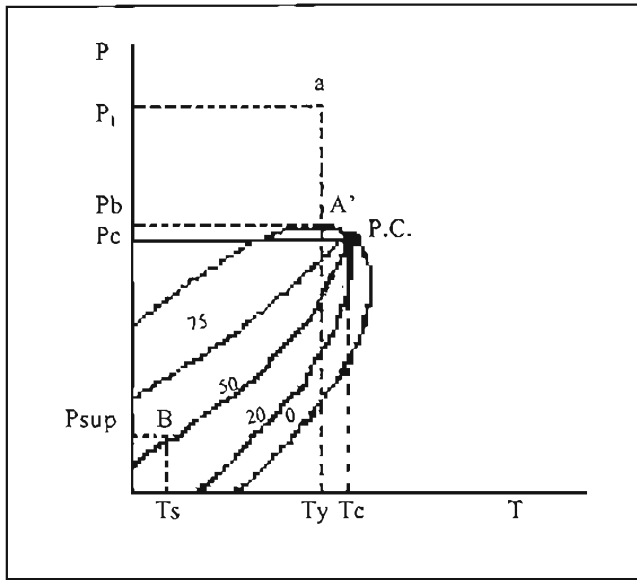


Fig. I.3 Diagrama de fases de los fluidos de un yacimiento de aceite y gas disuelto de alto encogimiento ¹

Yacimientos de gas y condensados

En este caso, si la presión en el yacimiento es superior a la presión de rocío de la mezcla, los fluidos se encuentran inicialmente en estado gaseoso. Los fluidos, al sufrir una fuerte reducción tanto en temperatura como en presión, penetran rápidamente en la región de dos fases, para llegar a la superficie con relaciones de gas – aceite que varían aproximadamente entre 1000 y 10000 m^3/m^3 , variando el contenido de licuables en el gas según las condiciones y el número de etapas de separación, pero siendo generalmente entre 50 y 70 $\text{bl}/10^6 \text{ p}^3$. El líquido

recuperable es, en la mayoría de los casos, de color claro, con densidades que varían entre 0.80 y 0.75 gr/cm³.

Cuando en el yacimiento se produce una reducción isotérmica de la presión y se cruza con la presión de rocío, se encuentra en la región de dos fases, ocurriendo la llamada condensación retrógrada de las fracciones pesadas e intermedias, las cuales se depositan como líquidos en los poros de la roca.

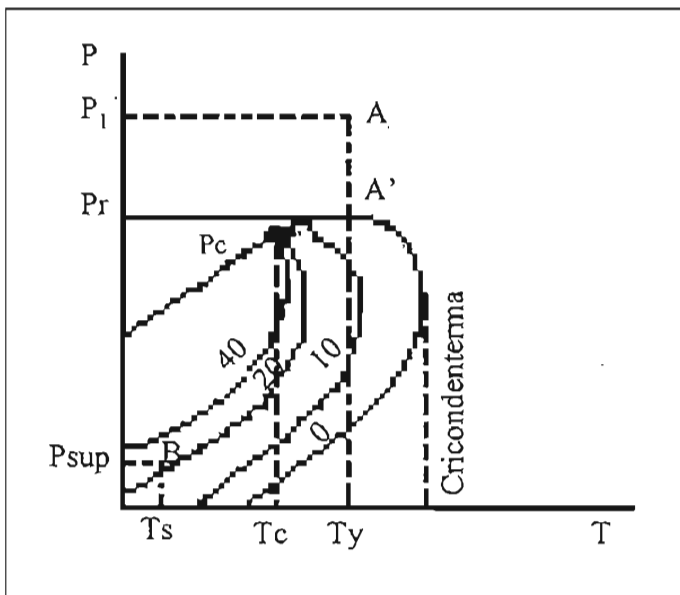


Fig. 1.4 Diagrama de fases de los fluidos de un yacimiento de gas y condensado ¹

Yacimiento de gas seco

Durante la explotación de este tipo de yacimientos, ni a las condiciones de yacimiento, ni a las de superficie, se entra en la región de dos fases, por lo que siempre se está en la región de estado gaseoso, teóricamente los yacimientos de gas seco no producen líquidos en la superficie, aunque en la práctica la diferencia entre un gas seco y un gas húmedo es arbitrariamente; generalmente un yacimiento de hidrocarburos que produzca con relaciones gas – aceite mayores a 20000 m³/m³, se considera de gas seco.

Yacimientos de gas húmedo

En este caso nunca se tendrán dos fases en el yacimiento, sino únicamente fase gaseosa. Cuando los fluidos son llevados a la superficie, entran en la región de dos fases, generando relaciones gas – aceite que varían entre 10000 y 20000 m^3/m^3 , y el líquido recuperable tiende a ser transparente, de densidad menor de $0.75 \text{ gr}/\text{cm}^3$. El contenido de licuables en el gas generalmente es bajo, menos de $30 \text{ bl}/10^6 \text{ p}^3$.

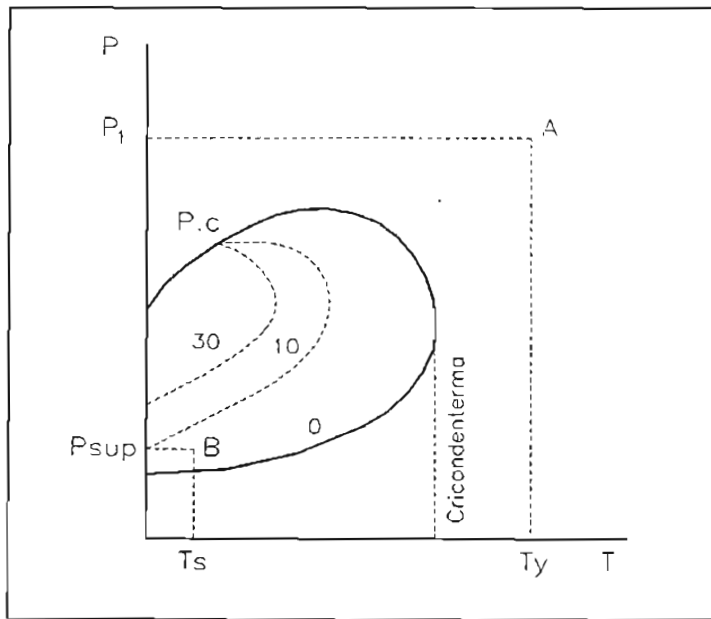


Fig. 1.5 Diagrama de fases de los fluidos de un yacimiento de gas húmedo ¹

1.4 Variación del índice de productividad, J, para distintos tipos de yacimientos

El índice de productividad, J, presenta un comportamiento característico para cada tipo de mecanismos de empuje existentes en los yacimientos, y varía en función del tiempo y la producción acumulada.

Yacimientos con empuje hidráulico muy activo la presión permanece casi constante, como una consecuencia de lo anterior la RGA y el J sufrirán variaciones muy pequeñas en su comportamiento. Sin embargo existen casos en los que al incrementarse la fracción de agua producida ocasiona una reducción del índice de productividad.

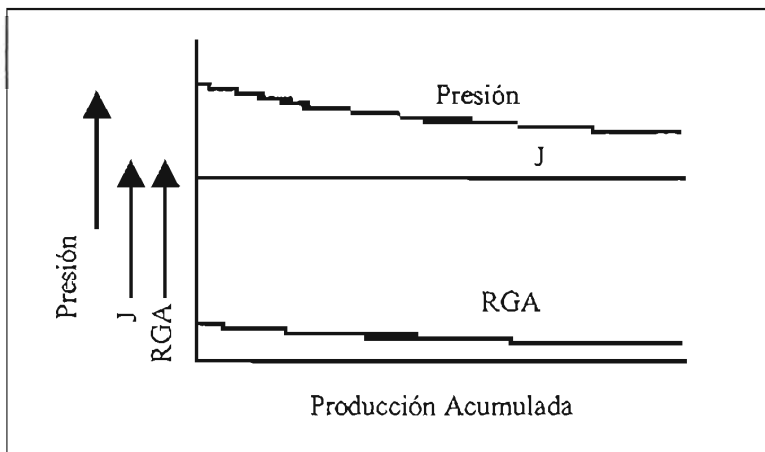


Fig. 1.6 Comportamiento típico de un yacimiento por empuje hidráulico ¹

En los yacimientos con empuje por casquete de gas, la presión disminuye rápidamente, lo que ocasiona que el gas disuelto en el aceite se libere y por consiguiente aumente la RGA y disminuya el índice de productividad.

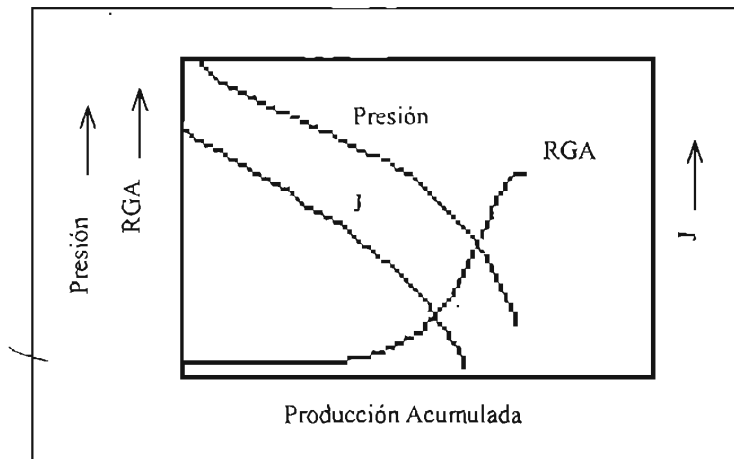


Fig. 1.7 Comportamiento típico de un yacimiento con empuje por casquete de gas ¹

Al inicio de la vida productiva de los yacimientos con empuje por gas disuelto, el volumen de aceite extraído del yacimiento es reemplazado por la misma cantidad de gas, pero cuando la presión declina se forma una fase gaseosa cada vez mayor, entonces se requerirá una mayor expansión del gas por cada unidad de volumen de aceite producido debido a la mayor facilidad de flujo del gas libre. Además, se sabe que al crear una caída de presión excesiva en este tipo de yacimientos, se incrementa la fase gaseosa en el yacimiento, consecuentemente aumentará la permeabilidad efectiva al gas y disminuirá la permeabilidad del aceite.

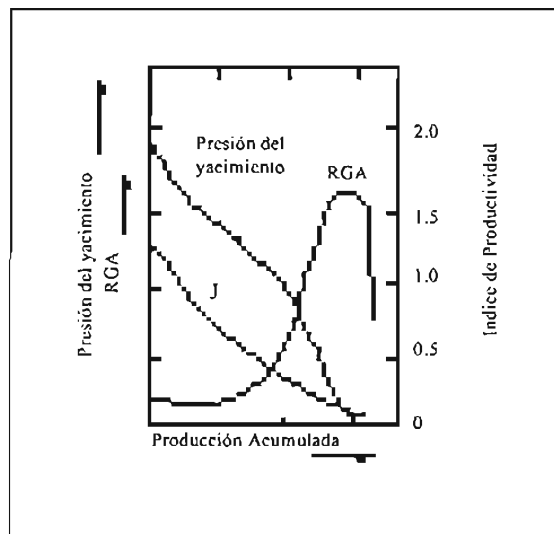


Fig. 1.8 Comportamiento característico de un yacimiento con empuje por gas en solución ¹

1.5 Curvas del comportamiento de flujo “ IPR ”

La importancia de la IPR radica principalmente en la información que de ellas se puede obtener. Con frecuencia, la prueba para determinar la IPR de un pozo, se efectúa al principio de su vida productiva, aunque también se hace en pozos que han producido durante cierto tiempo y luego disminuye su producción de manera notoria.

De la IPR se puede definir lo siguiente:

- ❖ Si un pozo fluirá por sí solo, o bien, si necesitará de un sistema artificial de producción (Bombeo Mecánico “B.M”, Bombeo Neumático “B.N”, etc.), ya sea al inicio o durante alguna etapa de su vida productiva.
- ❖ Se puede determinar si un pozo productor no puede aportar el gasto que se desea, por que las propiedades naturales de la formación no lo permitan (Daño a la formación); en este caso habrá que definir si se requiere de algún tratamiento de estimulación para mejorar la productividad del pozo.

1.6 Factores que influyen en la forma de la IPR

Zona de permeabilidad constante.

Una zona de este genero corresponderia a una formacion homogénea, cuando la presión de fondo fluyendo está debajo de la presión de saturación del aceite (presión de burbuja), a medida que la formación produce el gas disuelto en el aceite se liberará por efecto de la caída de presión en la formación. Este fenómeno se manifiesta en gran proporción en la zona vecina al pozo. Cuando esto sucede, la saturación de gas se incrementa y se facilita su movimiento a través de la formación (aumenta la K_g), mientras que el aceite empezará a tener dificultades para fluir (disminuye la K_o). Entre más grande sea la caída de presión, más marcado será el efecto mencionado y la RGA aumentará considerablemente. Como consecuencia, la IPR dejará de tener un comportamiento lineal (J , variable). Si la zona es de alta permeabilidad, y si la presión esta arriba de la presión de burbuja y además, considerando que se tienen gastos altos a bajas caídas de presión, el efecto del gasto sobre el índice de productividad puede ser despreciable o muy pequeño.

De lo anterior se puede generalizar que si la presión de fondo fluyendo (P_{ff}) esta arriba de la presión de saturación, no se liberará gas; la forma del IPR será una línea recta y el índice de productividad, J , será constante. Por el contrario, si la P_{ff} está debajo de la presión de saturación, el índice de productividad tiende a decrecer ya que la IPR adquirirá la forma de una línea curva cóncava hacia abajo.

Efecto de formación estratificada.

En general, es difícil encontrar formaciones como la mencionada anteriormente (K constante). La mayoría de los pozos producen de formaciones estratificadas conteniendo capas de diferente permeabilidad. Para mostrar el efecto que este tipo de formación tiene sobre la forma de la IPR.

En este caso, la IPR formada (cuando se tienen varios estratos) en su conjunto será una IPR compuesta del pozo. El índice de productividad, mejora al incrementarse la razón de productividad, q/P , cuando el gasto tiene un valor bajo, o el contrario, un índice de productividad que se determina a gastos elevados, situación que se cumple, en todos los casos, para yacimientos por empuje por gas disuelto.

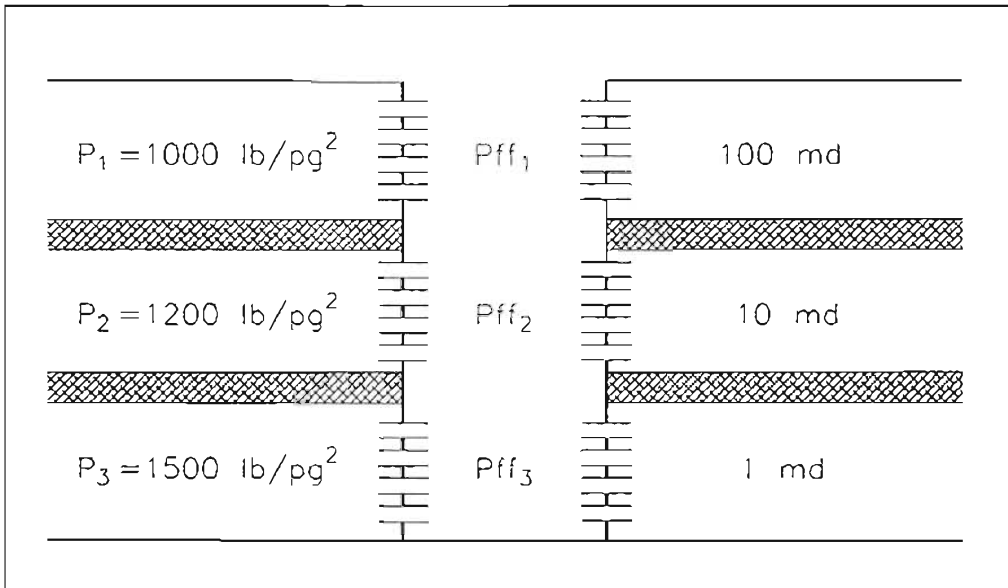


Fig. I.9 Formación estratificada idealizada ¹

1.7 Métodos para predecir las curvas del comportamiento de flujo

Actualmente, varios investigadores han desarrollado correlaciones para evaluar la IPR, para presiones menores a la de saturación o para yacimientos con empuje por gas en solución.

Entre los distintos métodos existentes, los más utilizados son los siguientes:

Vogel

Standing

Fetkovich

Log – Log

Patton y Goland

1.8 Flujo Multifásico a través de Tuberías

El flujo Multifásico en tuberías es el movimiento de gases libres y líquidos a través de ellas, en las que se pueden presentar los siguientes arreglos de flujo.

- ❖ Pequeñas burbujas de gas viajando en el seno del líquido.
- ❖ Baches de líquido alternados con burbujas de gas.
- ❖ El gas y el líquido viajando en forma paralela entre sí.
- ❖ Otras formas de flujo.

El camino que siguen los fluidos durante la vida productiva de un pozo es, en primer lugar, entrar al pozo, después viajar hacia la superficie a través de la tubería de producción y/o el espacio anular entre Tubería de Producción y Tubería de Revestimiento; posteriormente pueden o no pasar por una restricción (estrangulador) en la línea de descarga y finalmente llegar a los separadores.

Estas etapas de flujo se han clasificado de la manera siguiente:

Flujo Multifásico Vertical

Flujo Multifásico Horizontal

Flujo Multifásico Inclinado

Flujo Multifásico a través de Estranguladores

Flujo Multifásico Direccional.

Cabe hacer notar que las mayores caídas de presión tienen lugar en la tubería vertical, por lo que es necesario diseñar en forma óptima las dimensiones de Tubería de Producción, en la que ocurra la menor caída de presión posible.

Además, el manejo adecuado de las caídas de presión del sistema permite diseñar en forma correcta, entre otros, los parámetros siguientes:

- 1.- *Flujo Natural*. Para prolongar la vida fluyente de un pozo, tanto como sea posible, se necesitan reducir al mínimo las caídas de presión por medio del diseño apropiado de sarta de producción.
- 2.- *Terminación en agujero abierto profundo*. En estos trabajos se instala la Tubería de Revestimiento de diámetro más pequeño posible para reducir los costos de terminación, limitándose con esto el diámetro máximo de la Tubería de Producción a utilizar. Si además del diámetro de la Tubería de Producción, se conocen el tipo de empuje predominante del yacimiento y la fracción de agua producida, se puede calcular al máximo gasto que puede fluir a través de un tamaño de tubería dado.
- 3.- *Instalaciones de Bombeo Neumático*. El cálculo de pérdida de presión generada en la tubería vertical, se necesita para diseñar correctamente la mayor parte de las instalaciones de Bombeo Neumático, sobre todo aquellas en las que se inyecta a la Tubería de Producción, una cantidad adicional de gas y/o cuando la bomba se coloca somera o profunda y el pozo produce con una RGA alta; provocando con esto, caídas de presión muy altas en la sección de tubería inferior a la bomba.

4.- *Longitud de las Líneas Superficiales.* La longitud apropiada de las líneas superficiales, permite obtener la máxima producción de hidrocarburos posible, ya que combinando la longitud de la línea desde la cabeza del pozo, (P_{cp}), que controla a la presión de fondo fluyendo, (P_{ff}), que a su vez rige la capacidad de producción del pozo.

1.9 Flujo Multifásico a través de Estranguladores

En el estudio del sistema de flujo completo de pozos petroleros, un aspecto muy importante es el conocimiento del comportamiento del estrangulador necesario para controlar la producción de los pozos, a fin de optimizar la energía propia de un yacimiento para su explotación eficiente y racional.

Generalmente, es practica en el campo la selección de estrangulador basándose únicamente en la experiencia que se tenga. Las ecuaciones utilizadas en la determinación de diámetro de orificio, gastos y caídas de presión, no pueden ser aplicadas a todos los casos, por que han sido desarrolladas para ciertos intervalos y condiciones de operación. Por lo anterior, es importante elegir la correlación (Gilbert, Ros, Achong, Poettmann y Beck, Ashford y Chacon) que mejor se ajuste a las condiciones reales de operación.

Durante la etapa de explotación de los pozos petroleros, es necesario contar con la posibilidad de variar el diámetro en la unión en la Tubería de Producción con la línea de descarga para fines diversos, cuando se desee. Esta posibilidad la establecen los dispositivos de control conocidos como estranguladores superficiales y dentro de sus principales funciones están:

- a. Previene la conificación de gas y de agua.
- b. Permite controlar la limpieza del pozo después de una estimulación
- c. Previene arenamientos
- d. Sirve como dispositivo de seguridad

- e. En la etapa inicial de producción, permite obtener la relación de comportamiento de flujo, IPR, de un pozo.
- f. Se utiliza para establecer el gasto de producción deseado o las presiones requeridas en un sistema.

El estrangulador debe mantener el gasto de producción y la presión en la cabeza del pozo tan constantes como sea posible. El gasto normalmente se incrementa al aumentar el tamaño del estrangulador, y la curva obtenida al trazar la pérdida de presión en la tubería de producción como una función del gasto, cae rápidamente hasta alcanzar un aplanamiento mínimo.

Pero para gastos bajos, ocurre el deslizamiento del gas y reduce la eficiencia de flujo, causando una disminución de la presión en la cabeza del pozo, puesto que el incremento de la P_{ff} es vencido por la pérdida de presión en la Tubería de Producción. Lo anterior da una idea de la influencia del tamaño del estrangulador en el gasto de producción de los pozos fluyentes.

1.10 Análisis Nodal

Hoy en día, debido a las necesidades cada vez mayores de energía, es necesario incrementar la capacidad de producción de los pozos. Lo anterior se puede lograr mediante un adecuado diseño de la terminación del pozo o por medio de una acción correctiva de las condiciones de flujo en el sistema de producción; es decir, realizando una intervención de los pozos con el fin de repararlos o estimularlos mediante acidificaciones o fracturamientos.

La terminación de los pozos en muchos campos petroleros llegan a operar ineficientemente, debido a que no se diseñan analizando previamente las partes que lo componen:

- ❖ El yacimiento o medio poroso (Comportamiento de flujo del yacimiento al pozo)
- ❖ Sistema Subsuperficial (Comportamiento de flujo en la Tubería de Producción)
- ❖ Sistema superficial (Comportamiento de flujo en estranguladores y líneas de descarga)

Que se encuentran interconectados entre sí, desde el límite exterior del yacimiento hacia el interior del pozo, a través de los disparos y después a partir de entrada de la Tubería de Producción hasta la cabeza del pozo, por medio de la tubería de producción. La conexión entre la cabeza del pozo y el separador es mediante la tubería de descarga, que incluye restricciones como el estrangulador de superficie instalado en la cabeza del pozo; todos ellos afectan la productividad de los pozos. Con el objeto de optimizar los componentes de flujo en el pozo, se hace uso del método denominado ***“Análisis Nodal”***.

El análisis nodal es un procedimiento que permite determinar y analizar el comportamiento completo del sistema de producción, con la finalidad de evaluar el efecto de cada uno de los componentes de dicho sistema. Así será posible encontrar que componente del sistema tiene restringida la producción. Una vez

localizado, se debe optimizar para obtener las mínimas pérdidas de presión y, por lo tanto, incrementar la producción del pozo.

En la actualidad la configuración de los sistemas de producción pueden variar desde un sistema muy simple de producción, hasta sistemas más complejos, en los cuales se contempla el uso de estranguladores de fondo, niple de asiento, válvulas de seguridad de fondo y cambios de diámetro en el aparejo (Tubería de Producción combinada).

Para los propósitos del presente trabajo, se analizará el comportamiento de flujo después del estrangulador.

Al estar analizando los posibles problemas en un pozo, los que resultan más fáciles de detectar y resolver son los que se tienen en la superficie; en cambio, los problemas subsuperficiales son más difíciles en detectar y analizar, lo que puede llevar a muchas conclusiones falsas en el diagnóstico del estado de un pozo.

Tabla I.1 Pérdidas de Presión en cada uno de los componentes

Pérdidas de presión en el yacimiento	Pérdidas de presión en la Tubería de Producción	Pérdidas de presión desde la cabeza del pozo y después del estrangulador
10 – 30 %	40 – 80 %	5 – 20 %

De la gráfica del comportamiento de flujo se puede obtener el gasto de producción de un pozo, el cual de ninguna manera el máximo ni mínimo u óptimo, simplemente el que se puede tener para las condiciones dadas del sistema de producción.

En conjunto por medio de la gráfica, se podrá observar el efecto del cambio en alguno de los parámetros del sistema, tales como:

- ❖ Diámetro de la Tubería de Producción (Comportamiento del sistema artificial de producción)
- ❖ Diámetro del estrangulador
- ❖ El número, diámetro y penetración de los disparos
- ❖ El daño a la formación

Con ello anticiparemos el efecto del cambio en algunos de los componentes del sistema, con el fin de predecir la sensibilidad del comportamiento productivo de los pozos. Basándose en lo anterior, es posible mejorar las condiciones de flujo, optimizando las componentes del sistema de producción y logrando una explotación más adecuada de los pozos.

Las tuberías de producción instaladas en los pozos, deben ser de diámetro adecuado para obtener con eficiencia la producción deseada. Por supuesto, dicha producción se debe obtener de acuerdo a las curvas de IP o IPR.

El flujo de hidrocarburos por tuberías verticales es problemático; ya que simultáneamente se presenta el flujo en dos o más fases. Considerando flujo bifásico, aceite y gas, se tiene la premisa que el gas fluye a una mayor velocidad que el aceite. Para un gasto de producción y una RGA constante, la velocidad del gas aumentará con respecto al aceite en tuberías de diámetro grande.

El diseñar un aparato de producción de Bombeo Neumático convencional es muy complejo debido a la información que requiere conocer para que cumpla con su función tales como: estado mecánico del pozo, condiciones del yacimiento, condiciones en que operara, fluidos que manejará, y todo esto para determinar el numero de válvulas de Bombeo Neumático y su ubicación.

Un estudio que engloba todo lo descrito, es el realizar un análisis nodal, que nos permitirá conocer las mejores condiciones de explotación del pozo, toda la información es almacenada en un sistema y procesada con los modelos para calcular la productividad del pozo, caídas de presión en el sistema y potencial del pozo.

El comportamiento de un análisis nodal de un pozo es el siguiente:

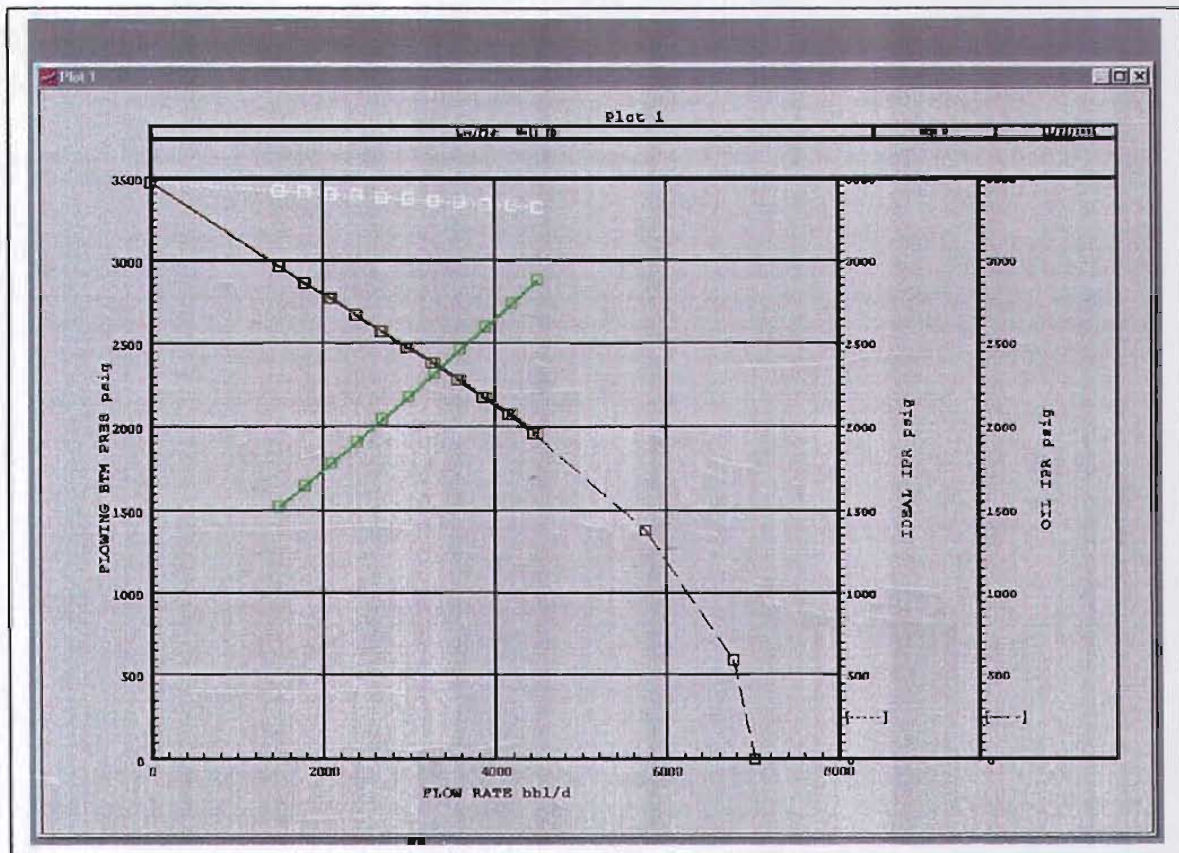


Fig. I.10 Gráfica del Análisis Nodal realizado a un pozo del campo Samaria ²

De la figura I.10 observamos que la línea de color representa el aparejo de producción de Bombeo Neumático convencional característico del campo Samaria.

Características del Aparejo de Producción

Tubería de Producción de 3 ½" de diámetro exterior grado TRC-95 y L-80

2 Mandriles de B.N. con válvula de orificio,

Longitud del aparejo 3500 m

Camisa deslizable

Empacador recuperable para TR de 7 5/8"

Se observa la curva de IPR del pozo con un potencial de 7000 bls a una presión de fondo fluyendo de 0 lb/pg², y una presión de fondo estática de 3500 lb/pg², la línea que ilustra el aparejo de producción al cortar con la curva de IPR indica el gasto producido por el pozo de 3250 bpd.

Como se observa es un pozo que presenta una declinación de la presión, algo importante que considerar es el porcentaje de agua, que para este pozo es bajo del orden de 0.3 % de agua, como se presenta una caída de presión llegaría el momento en la energía del yacimiento no alcanzaría a levantar los fluidos hasta alcanzar un nivel donde siguiera funcionando el sistema. Por lo tanto este análisis se debe realizar periódicamente para predecir en que momento hay que cambiar el punto de inyección de gas.

Se recordará que la mayor caída de presión por fricción se presenta en el aparejo de producción (aproximadamente 60 %), por lo tanto un parejo de producción no es eterno y es necesario realizar análisis posteriores a su instalación para garantizar su eficiencia.

Capítulo II

Comportamiento de pozos con Tubería Flexible

2.1 Descripción de la Unidad de Tubería Flexible

2.2 Diseño de sartas de Tubería Flexible

2.3 Accesorios y Conexiones superficiales

2.4 Análisis Nodal



- Unidad de potencia
- Carrete de tubería
- Cabina de control
- Cabeza inyectora
- Equipo de control del pozo
- Equipo auxiliar

II. Comportamiento de pozos con Tubería Flexible

La aplicación de la Tubería Flexible dentro de la industria petrolera ha tomado una gran importancia en los principales campos productores de mundo. Su aplicación cubre las áreas de Perforación, Terminación, Reparación y Mantenimiento de Pozos.

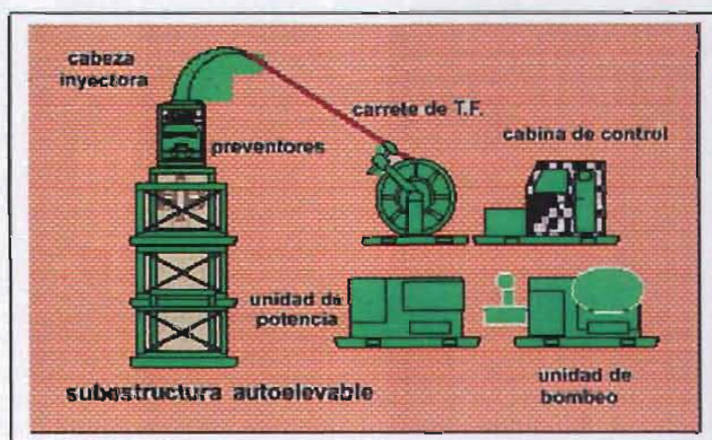
Dentro de sus ventajas de utilización ofrece facilidad en su instalación, bajos costos y seguridad.

Dentro de la gama de aplicaciones que tiene el uso de la Tubería Flexible, nos enfocaremos a su utilización en la etapa de terminación de pozos con Bombeo Neumático como sargas de Tubería Flexible.

2.1 Descripción de la Unidad de Tubería Flexible

Componentes de la Unidad de Tubería Flexible

1. Unidad de Potencia
2. Carrete de Tubería Flexible
3. Cabina y consola de control
4. Cabeza inyectora
5. Equipo de control de presión
6. Equipo auxiliar



1. Unidad de Potencia

Componentes: motor de combustión interna, bombas hidráulicas, mangueras de alta presión, válvulas de control de presión, filtros e intercambiadores de calor, controles de emergencia, compresor para sistema neumático.

La Unidad de Potencia provee energía eléctrica a través del generador de corriente alterna; y suministra aire a través de un compresor para operar los sistemas neumáticos. La unidad de potencia suministra al circuito hidráulico, una presión de 2500 psi para operar cada uno de los componentes del sistema y es regulada mediante válvulas de control de presión.

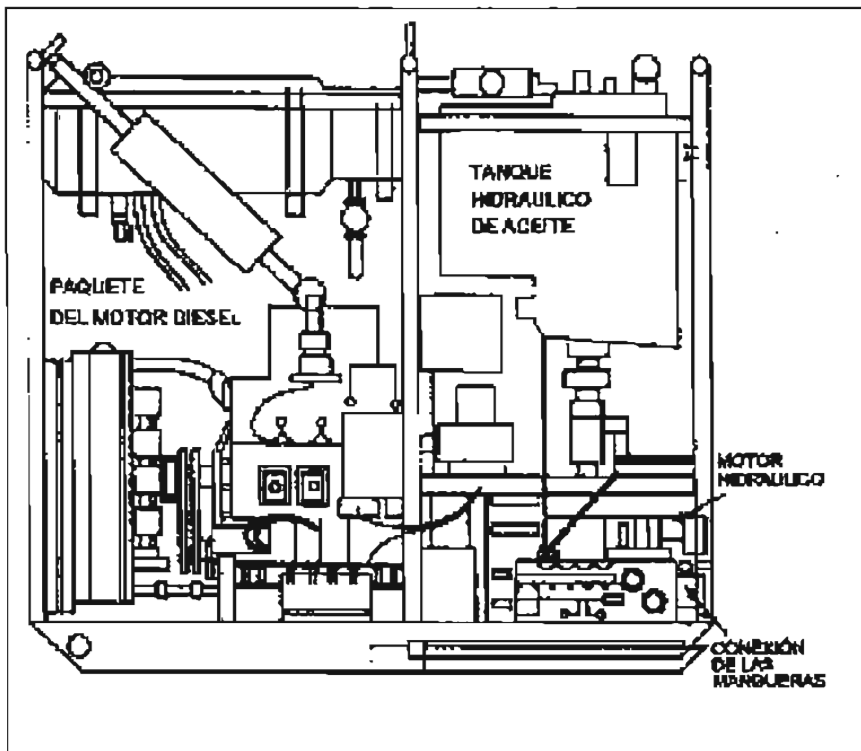


Fig. II.1 Esquema de una Unidad de Potencia de la Unidad de Tubería Flexible²

2. Carrete de Tubería

Consiste de varios elementos y mecanismos los cuales facilitan el embobinado y operación de la tubería aplicando un eficiente método de tensión a la Tubería Flexible. Se opera por medio de un motor hidráulico que imprime la tracción necesaria a través de un conjunto de cadenas y catarinas. Cuenta con un tambor central con diámetros que varían entre 5 y 9 pies aunque el más común es de 6 pies.

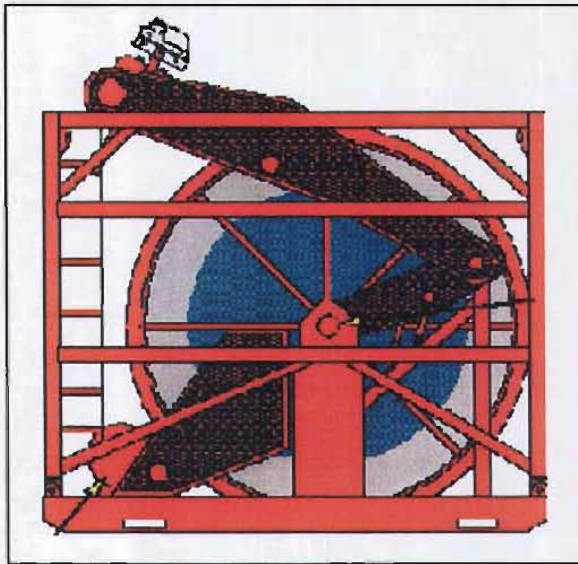


Fig. II.2 Esquema del Carrete de la Unidad de Tubería Flexible²

Los componentes que integran el carrete de Tubería Flexible y que realizan una función específica en las operaciones de pozos en conjunto son:

Unión giratoria; permite el bombeo de fluidos a la sarta de tubería flexible, mientras gira el carrete.

Medidor de profundidad; es un mecanismo que indica la profundidad del extremo de la tubería dentro del pozo. Este mecanismo se localiza frente a la barra guía junto con el lubricador de tubería. También se puede con otro contador de profundidad en la cabeza inyectora, por debajo de las cadenas. Algunas Unidades de tubería flexible cuentan con sistema digital de medición adicional.



Fig. II.3 Medidor de profundidad de la Unidad de Tubería Flexible²

Guía de tubería; es una guía automática que evita que la tubería se traslape en el carrete durante la introducción (desenrollado) ó extracción (enrollado) en un pozo, su movimiento esta sincronizado con el giro del carrete y se opera desde la cabina de control.

Lubricador de tubería; es un dispositivo montado sobre el carrete de tubería que tiene la función de proporcionar una película de aceite para protección de la misma.

3. Cabina y consola de control

La consola de control se encuentra dentro de la cabina, en donde con todos los instrumentos (manómetros, válvulas de control e indicadores de la tensión de las cadenas de la cabeza inyectora, indicadores de peso de la sarta de tubería, controles para operar el equipo de control de presión, paro automático de emergencia, control de la unidad de potencia y equipo electrónico); que integran la unidad de tubería flexible. La cabina de control consiste de una caseta, la cual durante las operaciones mediante un sistema de gastos neumáticos, se eleva,

para facilitar al operador la visibilidad de todos los componentes durante la intervención a los pozos.

4. Cabeza inyectora

Es uno de los componentes más importantes en la unidad de tubería flexible. Su función es la de introducir y extraer la sarta en el pozo. Esta constituida por diferentes partes mecánicas y sistemas hidráulicos, que permiten suministrar la potencia requerida para operar con un alto grado de control, eficiencia y sin riesgos de daño del equipo en general.

Sus componentes principales de la cabeza inyectora son:

Motores hidráulicos; suministran la tracción requerida para mover la tubería dentro y fuera del pozo. Los motores utilizados están sincronizados a través de una caja de velocidades para operar el movimiento de las cadenas.

Indicador de peso; proporciona el peso de la sarta de tubería colgada en las cadenas de la cabeza inyectora, el cual está en función de las características y dimensiones de la sarta, así como de las condiciones del pozo. Hay que considerar que un incremento de peso es función de la profundidad, por lo que, una disminución observada en el indicador nos manifiesta una obstrucción o resistencia en el pozo. Este dispositivo opera hidráulica y/o electrónicamente.

Cuello de ganso; es un arco de acero con roles montado sobre la cabeza inyectora, su función principal es guiar la tubería flexible del carrete hacia la cabeza inyectora, así como proporcionar un medio de soporte a la misma durante la introducción y extracción al pozo. (Radio aproximado de 6 pies)

La función de los roles es minimizar los puntos de carga de la tubería flexible y con ello aumentar la vida de la misma.

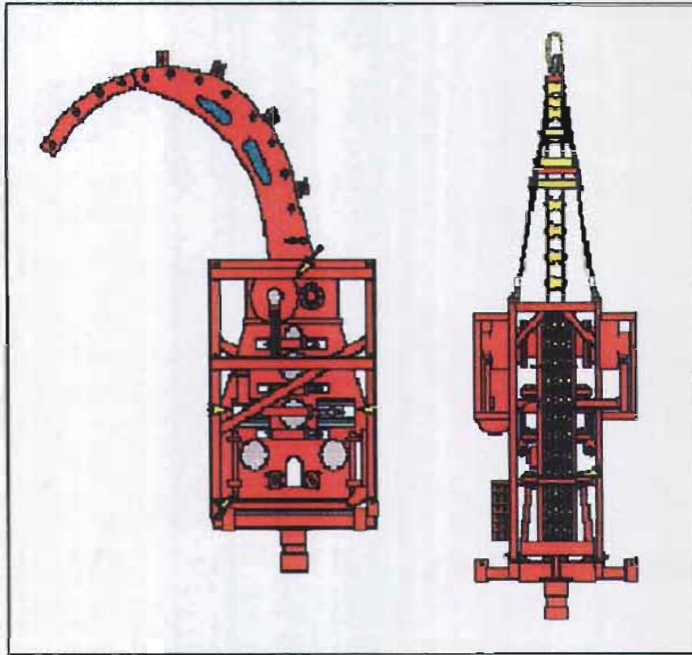


Fig. II:4 Esquema del cuello de ganso y la unidad inyectora de la U. Tubería Flexible²

Conjunto de cadenas; son una serie de eslabones, roles y blocks de acero con caras semicirculares ligeramente mayor que la tubería flexible, cuya función es transmitir la fuerza requerida para introducir y extraer la tubería del pozo. Durante la operación de introducción de tubería en el pozo en las cadenas se incrementa la carga y por lo tanto se requiere aumentar la fuerza de los blocks, para mantener una fricción eficiente. Esto se logra por medio de un sistema de tensión de cadenas, usando presión hidráulica a través de engranes o catarinas.

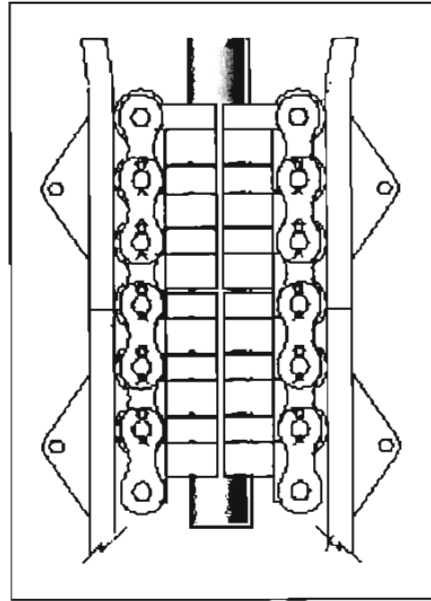
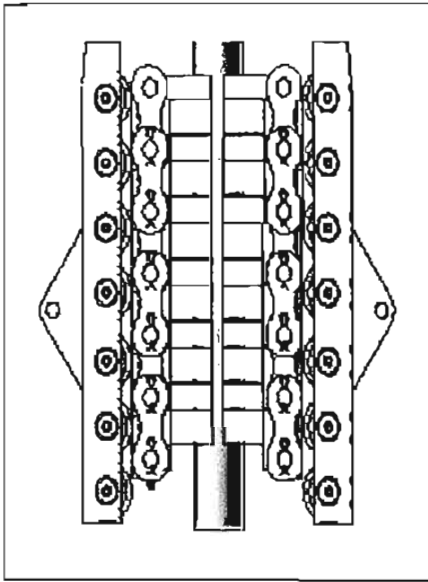


Fig. II.5 Esquema de las cadenas de la unidad inyectora de la Tubería Flexible²

5. *Equipo de control de Presión*

Esta formado por el conjunto de preventores y el estopero o stripper, su función es proporcionar un medio de control seguro y eficiente en el manejo de la presión del pozo durante una operación normal o de emergencia. El conjunto de preventores es operado desde la cabina de control a través del circuito hidráulico y de un acumulador neumático (cargado con nitrógeno).

La configuración de los rams en el preventor y en el puerto de matar, facilita las operaciones de control del pozo en diferentes situaciones, para cierre de emergencia los acumuladores proporcionan la energía requerida para activar el juego de rams que permiten el control del pozo, o bien pueden ser cerrados manualmente.

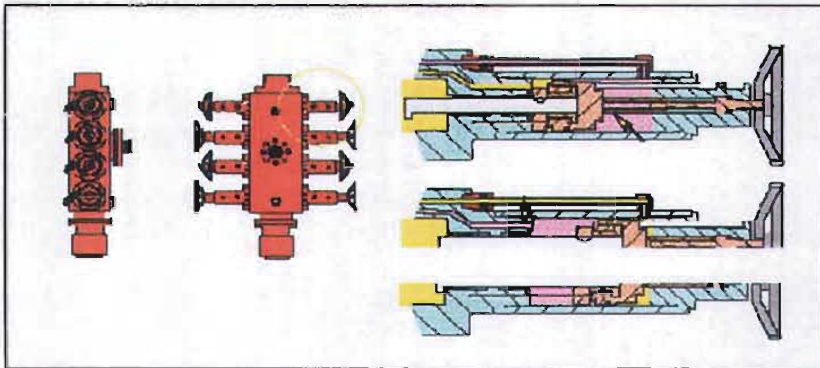


Fig. II.6 Esquema del equipo de control de presión de la Tubería Flexible²

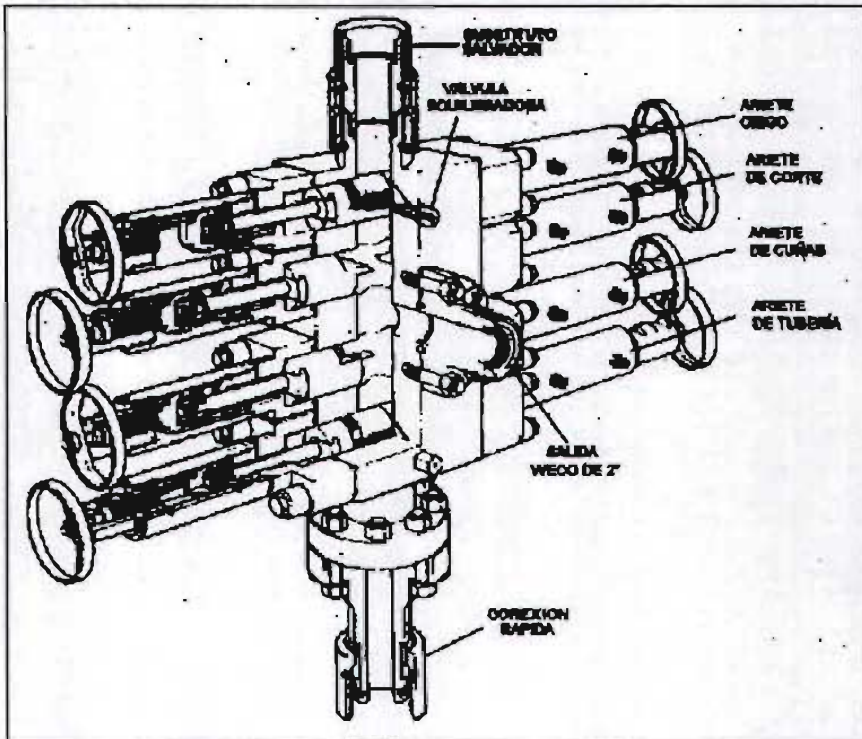


Fig. II.7 Esquema del arreglo de preventores para la Tubería Flexible²

6. Equipo auxiliar

Es necesario contar con equipo auxiliar para mover los componentes o bien que sirvan de soporte:

Grúa de maniobras; es el sistema de izaje con que cuenta la unidad de tubería flexible. El principio de funcionamiento está basado en la activación de pistones hidráulicos (gatos), con brazos de palanca telescopiados, que permiten girar y ajustar la instalación, operación y desmantelamiento. Esta puede ser integrada en la unidad o incorporada en otro equipo modular.

Subestructura; durante las operaciones de perforación y terminación utilizando la unidad de tubería flexible, en pozos donde no se cuenta con equipo convencional, se requiere de un sistema auxiliar (Subestructura) como soporte de carga, seguro, confiable y práctico para realizar las maniobras requeridas.

Presas de fluidos; son sistemas cerrados para evitar el impacto ambiental y son similares a las utilizadas en equipos convencionales.

Bombas de lodos; las bombas de fluidos que se utilizan para las operaciones con tubería flexible, comúnmente utilizadas son las triples y pueden estar integradas a la unidad de tubería flexible o en forma modular.

Las unidades terrestres, se montan en remolques o en plataformas con tractocamión y permiten efectuar menos movimientos logísticos y requieren menor área en la localización. Sus dimensiones y pesos están restringidos por las leyes de tránsito.

2.2 Diseño de sartas de Tubería Flexible

En la actualidad las principales compañías que suministran los carretes de tubería flexible a todos los prestadores de servicios en el mercado petrolero son: Quality Tubing, Southwestern Pipe Inc y Presicion Tube Technology. Los materiales utilizados para su fabricación son acero de alta resistencia y baja aleación (HSLA), aunque existen algunas aleaciones con otros materiales que se utilizan para aplicaciones especiales.

Es de suma importancia conocer los esfuerzos a que se encuentra sometida una tubería flexible cuando se introduce o se extrae del pozo. La mayoría de las condiciones de trabajo de la tubería flexible están sujetas a esfuerzo elástico y plástico altos, además de elevada temperatura – presión y presencia de fluidos corrosivos.

Por lo tanto la tubería flexible sufre una deformación similar a la de otros materiales, por lo que su curva de esfuerzo – deformación se describe a continuación: el limite elástico se localiza en la región B, es decir la deformación es proporcional al esfuerzo (sigue la Ley de Hook) y la tubería regresa a su estado original una vez que el esfuerzo es removido. Existe una región plástica en donde una unidad de esfuerzo produce una mayor deformación que la sufrida por el material en el rango elástico, en donde finalmente se deforma permanentemente.

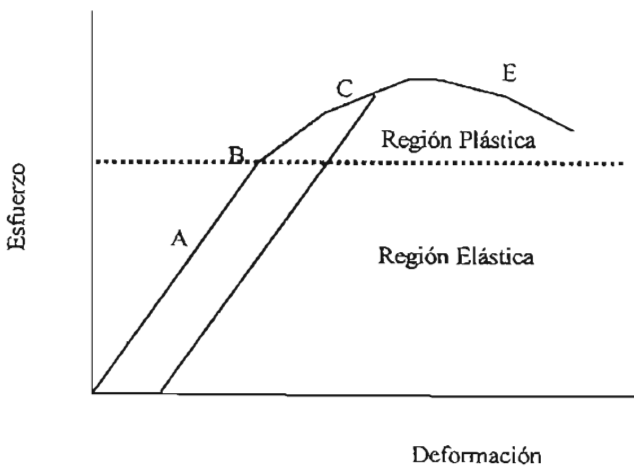


Fig. II.8 Curva Típica del comportamiento esfuerzo deformación para materiales.²

En la mayoría de las operaciones de tubería flexible, la tubería se encuentra sujeta a diversas fuerzas que actúan sobre la herramienta, estas son: presión de colapso, presión interna, tensión y compresión. El cálculo de los esfuerzos se realiza por medio del estudio de la distorsión de la energía máxima o teoría de Hencky – Von Mises.

Enseguida se presenta la gráfica que relaciona la carga de tensión y la carga ocasionada por la presión interna y de colapso.

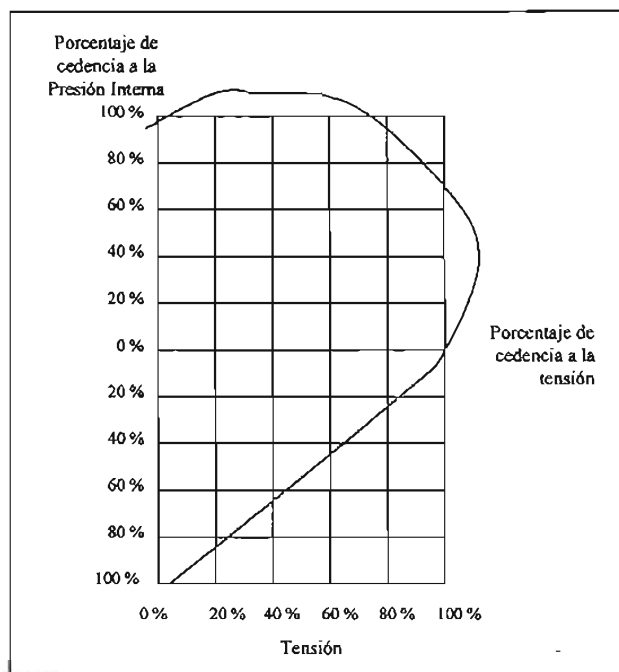


Fig. II.9 Diagrama de Von Mises para T.F. ²

La gráfica muestra que para la presión interna la cedencia a la tensión se encuentra en un rango del 0 al 65 %, por el contrario cualquier presión de colapso reduce la resistencia a la tensión, por ejemplo con un 20% de presión de colapso la resistencia a la tensión es del 85%, del valor original y con un 60 % esta se reduce a cerca del 50%.

Otros factores que se deben considerar en las operaciones con tubería flexible son:

La **Ovalidad** de la tubería que puede disminuir la presión de colapso, por lo que debe de monitorearse durante las operaciones de campo para retirarla cuando la ovalidad sea mayor del 5%;

El Radio de Pandeo a que es sometida la tubería, debido a que es inversamente proporcional al esfuerzo cedente. Durante un viaje redondo en una operación normal, la tubería flexible sufre seis eventos de pandeo, cuatro de estos toman lugar en el cuello de ganso y los otros dos en el carrete de la tubería.

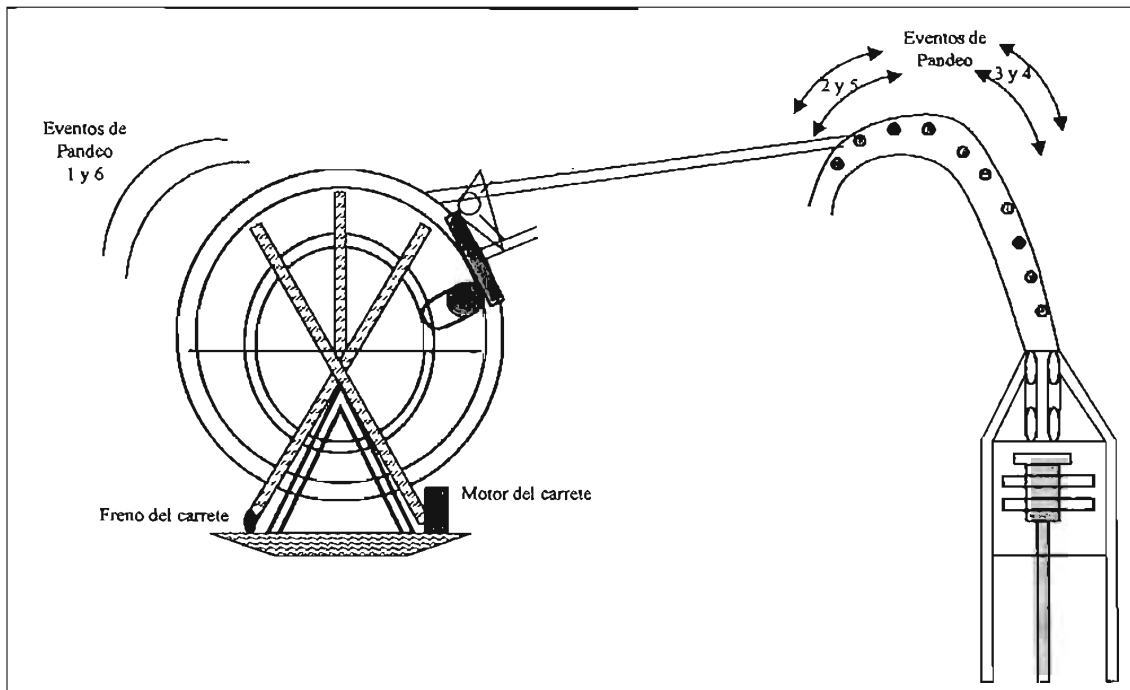


Fig. II.10 Eventos de pandeo sobre la tubería flexible durante un viaje en el pozo²

Determinación de los límites de trabajo (Fatiga, Esfuerzos, resistencia)

Un criterio empleado para determinar los límites de presión y tensión sobre la tubería flexible es el criterio de cedencia incipiente, el cual es fácil de calcular y se ajusta con datos de resultados experimentales, una característica de este criterio es que desprecia los efectos de esfuerzos residuales sobre la tubería. Los esfuerzos residuales en la región de deformación plástica pueden causar cedencia al inicio. A niveles de esfuerzo menores que aquellos predichos por el criterio de cedencia incipiente.

Las fuerzas externas que causan deformación en la tubería son:

- *Esfuerzo Axial* (cuando la tubería se encuentra en tensión) a la combinación de los esfuerzos axial y de pandeo origina que la tubería tenga un pandeo helicoidal.
- *Esfuerzo Radial* (varía a través del espesor de la tubería y adquiere su valor máximo cuando la presión interna y externa se igualan).
- *Esfuerzo Tangencial* (también varía a través del espesor de la tubería en cualquier punto en el interior de la tubería).

El diseño de la terminación requiere de una evaluación inicial de las características del pozo perforado. Generalmente los datos son suministrados a un paquete de cómputo, el cuál se usa para simular múltiples configuraciones de terminación con T.F. Comparando y evaluando los resultados proporcionados por el simulador, en conjunto con los factores económicos y logísticos, permite seleccionar el diseño apropiado de terminación.

En la actualidad existen varios métodos para determinar **la vida útil** de la tubería flexible, y en todos los casos el objetivo es entender y evitar en la medida de lo posible aquellas condiciones que hacen que la tubería falle, el desarrollo de una predicción exacta y confiable de la fatiga de la tubería, que nos permita conocer el

momento de retirar la sarta antes de que presente la falla, debida a las deformaciones plásticas sufridas durante su uso.

Los factores que la afectan son:

- a) Los ciclos de pandeo al pasar por el cuello de ganso y carrete, es el principal causante de deformación plástica, aunque raramente las fuerzas al interior del pozo causan deformación plástica a la tubería.
- b) La presión interna de la tubería, significativamente incrementa la tendencia de la tubería a balonamiento es decir incremento en diámetro interno mientras es sometida a deformación plástica.
- c) El diseño del equipo, puede tener un significativo impacto en la vida de la tubería flexible, especialmente el tamaño del carrete y cuello del ganso.
- d) Los fluidos bombeados a través de la tubería, como los corrosivos pueden conducir a daños estructurales.
- e) La ovalidad de la tubería puede causar excesiva tensión en las cadenas de la cabeza inyectora, este tipo de daño deteriora la resistencia al colapso de la tubería.
- f) Daños a la tubería pueden ocurrir mientras esta se instala o desmantela, por el arreglo de fondo (BHA) o mientras viaja a través del pozo.

El empleo de la tubería flexible en los trabajos de terminación y reparación de pozos se ha incrementado debido a las mejoras en los equipos y accesorios empleados con la tubería; por otro lado la geometría de la tubería flexible, permite manejar las cargas de tensión, presión de colapso e internas además de torsión generada por el uso de los aparejos de fondo.

Hoy en día los pozos son más profundos, de tipo direccional u horizontales, por lo que el análisis de fuerzas y los esfuerzos a que se somete la tubería es más complejo, ya que se debe considerar el manejo de fluidos en dos fases, el efecto

de resbalamiento y los cambios en los patrones de flujo se relacionan con la fuerza de gravedad.

El comportamiento del bukcle o pandeo en la tubería flexible está relacionado con la fricción entre la sarta de TF y la tubería del pozo, para factores de fricción bajos se genera menos arrastre, lo que retarda el inicio del bukcle.

Conociendo las condiciones en que se va a encontrar sometida la tubería flexible, pueden realizarse varios análisis previos para seleccionar un diseño apropiado. Los procedimientos de análisis pueden ser categorizados de la siguiente forma:

Yacimiento.-

- Presión y temperatura del yacimiento
- Contacto Gas-aceite y aceite-agua
- Intervalo disparado, profundidad, densidad, etc.
- Fluidos contenidos (Tipo, densidad, H₂S, CO₂, etc.)

Producción.-

- Resultados de las pruebas de producción
- Registros de producción
- Resultados del análisis nodal

Terminación existente (si la hay) .-

- Tubería de Revestimiento de producción, liner y aparejo (Diámetro, peso, grado, profundidad, desviación, nipples o restricciones, etc.)
- Configuración y diámetro de cabezales, bridas y líneas de flujo.

Logística.-

- Restricciones de peso y espacio durante la instalación/ servicios.

Para el diseño de las sargas de tubería flexible existe una gran variedad de software que utilizan las compañías de servicio el cual requiere que la información proporcionada y cargada al software sea real.

Software disponible y que nos ayuda a diseñar la T.F. y simular las condiciones en que opera.

Coilcade (Schlumberger)

Cdrag (Maurer)

CTLife

CTStress

PROMOD

PIPESIME

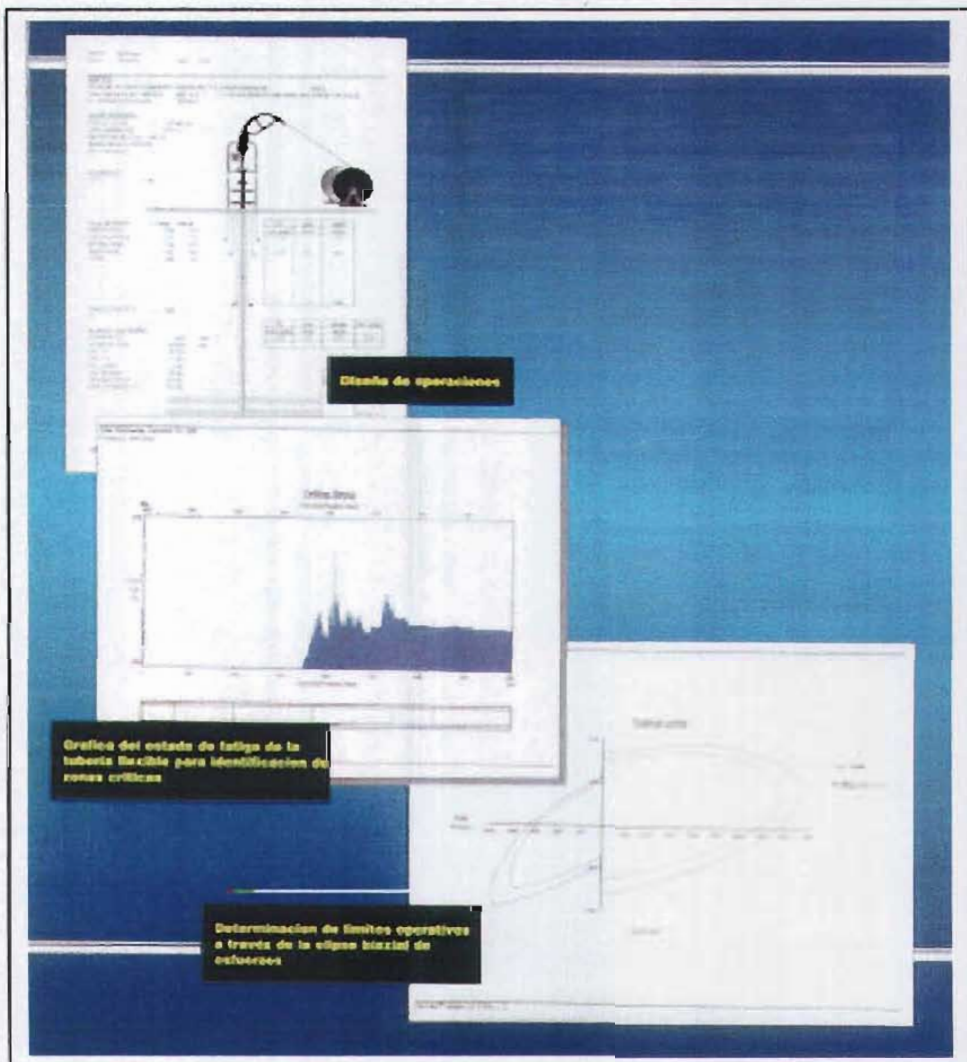


Fig. II.11 Diagramas y Gráficas obtenidas de la corrida del software³

2.3 Accesorios y Conexiones superficiales

Uno de los logros en la aplicación de Tubería Flexible en las actividades de la Industria Petrolera, es el desarrollo de mejores herramientas de fondo las cuales a su vez requieren de conexiones para su enlace; por ello se diseñaron en el mercado diferentes tipos de roscas.

Dentro de las conexiones roscadas más comunes se encuentran: conexión Dowell Estandar, Hydril CS, AW / BW Rod, API Regular y API Internal Flush. Existen otras que dependen de las especificaciones del fabricante, como son: paso, conicidad, sello, etc.

Dentro de las conexiones no roscadas, se utilizan donde es difícil hacer rotación de herramientas al realizar la conexión en la superficie, como son herramientas de registros eléctricos que tengan un diámetro interior reducido.

Existe una gran gama de herramientas y accesorios de fondo, para todo tipo de operación: perforación, registro, estimulación, cementación, disparos, pescas, moliendas, etc. Para el caso de utilizar la tubería Flexible como aparejo de inyección de gas para los sistemas de Bombeo Neumático, se mencionarán solo los accesorios y herramientas requeridas.

Conectores

Los conectores son la parte fundamental del enlace de la tubería flexible con las diversas sartas de fondo, para las diferentes aplicaciones. Existe una variedad de conectores, mencionaremos los siguientes:

Conector tipo grapa

Este tipo de conector se sostiene y sella sobre el diámetro exterior de la tubería flexible, además provee de una conexión roscable con un sello O-ring para conectar una amplia variedad de herramientas de fondo.

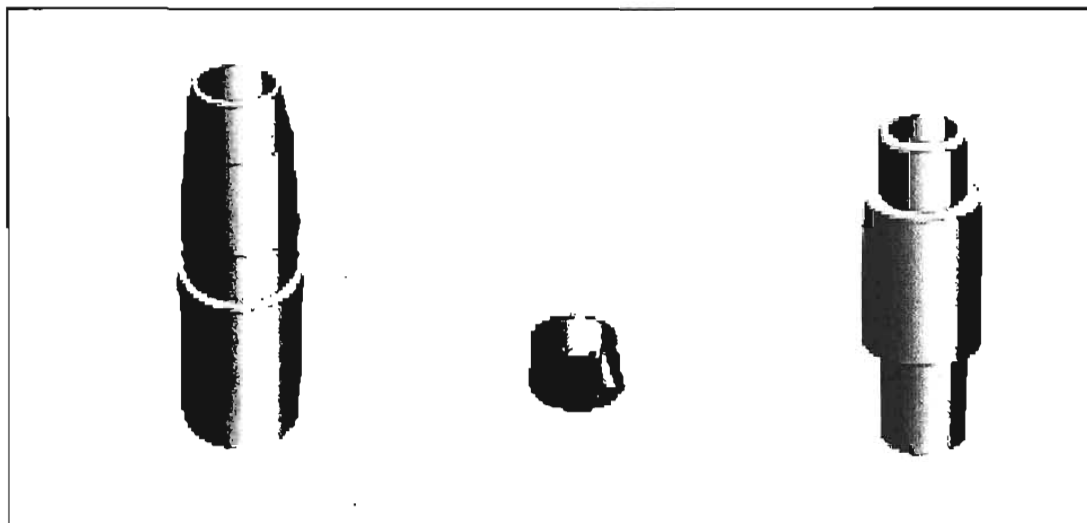


Fig. II.12 Conector tipo Grapa para Tubería Flexible⁴

Conectores Roscables

Este tipo de conector es instalado en la tubería flexible y es sujetado por una serie de tornillos en dos secciones colocados a 90° cada uno, para tener mayor sujeción de la tubería. Ofrece una resistencia al torque y tensión cuando se operan herramientas rígidas.

Una desventaja de este tipo de conector es que restringe el diámetro interior de la sarta debido a las muescas de los tornillos, limitando el uso de esferas o dardos, para activar la otra herramienta de fondo.

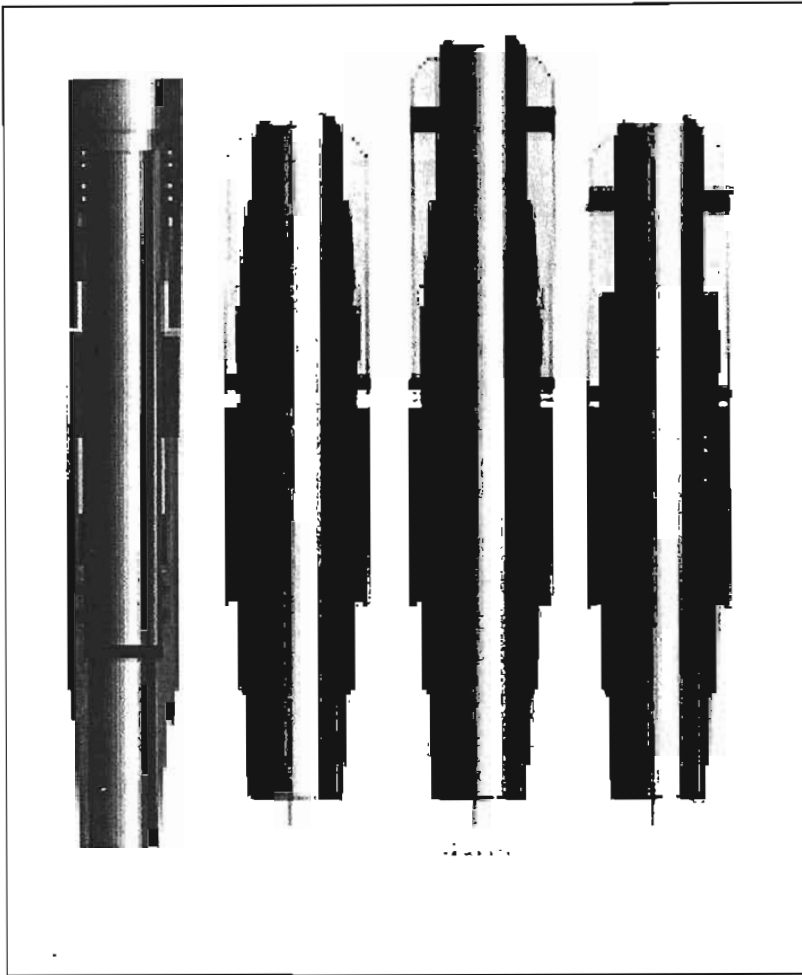


Fig. II.13 Conector tipo Roscable para Tubería Flexible⁴

Conector Roll – On

Existen dos tipos de conectores Roll – On:

Sencillo, que es utilizado para insertarse en el extremo de la tubería flexible para sargas de pequeña longitud o para pruebas superficiales de presión.

Doble, que es utilizado cuando hay daño superficial en la tubería permitiendo conectar con ello los dos extremos de la tubería para continuar enrollando la sarta en el carrete.

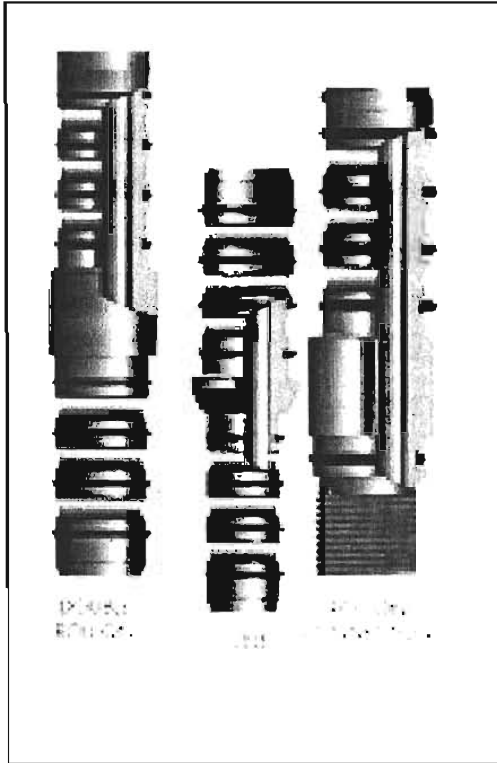


Fig. II.14 Conector tipo Roll – On para Tubería Flexible⁴

Conector Roscado

Es el más utilizado en las sargas de herramientas de fondo ya que permite operar bajo tensión, torsión y no reduce el diámetro interior de este.

Conectores Soldables

Estos en la actualidad son de poco uso ya que existe el riesgo de atraparse y presentan el punto más débil en la soldadura de este en la tubería. Una de sus ventajas es que el diámetro exterior de la sarga es uniforme.

Válvulas

Válvula de contrapresión (Check)

Generalmente las válvulas de contrapresión son instaladas dentro de la sarta de trabajo abajo del conector de tubería y se utilizan para prevenir la entrada de flujo de fluidos del pozo al interior de la tubería flexible y trabaja como una válvula de seguridad de fondo cuando se presentan fracturas o daños en la tubería que se encuentra fuera del pozo (superficie).

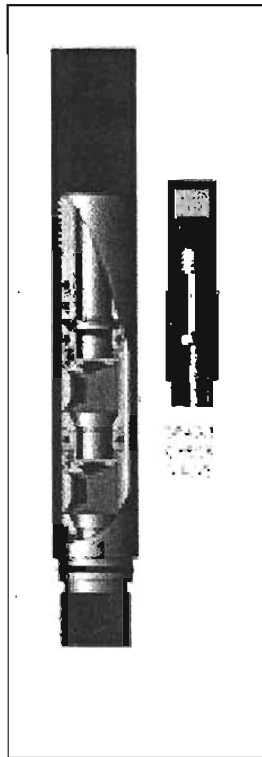


Fig. II.15 Válvula de contrapresión (Check) para Tubería Flexible⁴

Existen dos tipos de válvulas de contrapresión:

Válvula de contrapresión con asiento para esfera

El diseño de esta válvula restringe el uso de herramientas de fondo ya que en el interior de esta se aloja una esfera de acero que impide el paso de otras

herramientas, restringe el flujo de fluidos presentándose erosión en el asiento de la esfera ocasionado por los sólidos contenidos en el fluido de circulación.

Válvula de contrapresión de chomela

Por su diseño son comúnmente usadas ya que permite manejar herramientas de fondo como empacadores mecánicos o soltadores hidráulicos, fluidos con alto contenido de sólidos y utilizar técnicas de operación más complejas, reducen la erosión en su interior debido a que no se origina turbulencia.

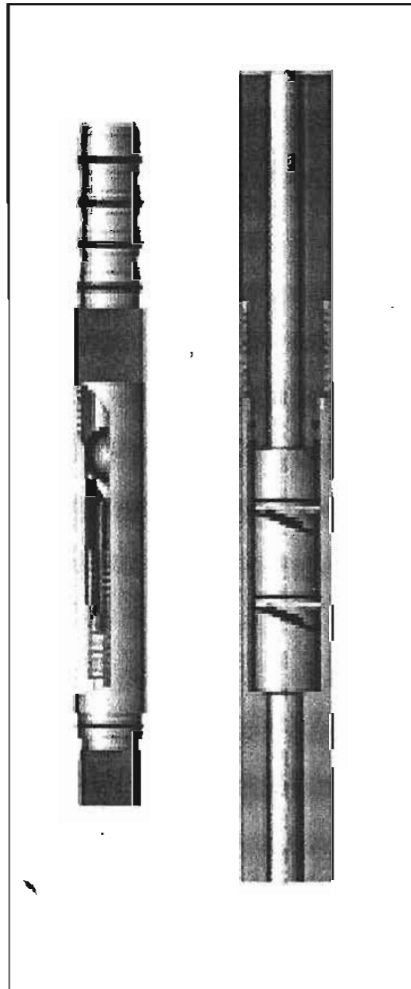


Fig. II.16 Tipos de válvulas de contrapresión (esfera y chamela) para Tubería Flexible⁴

Trompos Difusores

Utilizados en el extremo de la sarta de tubería flexible, son de simple diseño y construcción. La posición y diámetro de la boquilla o puertos determina la acción de jet requerido para una operación específica.

El tamaño y número de puertos maquinados en un trompo es determinado por la aplicación deseada, en general estas herramientas caen en dos categorías:

Trompo de circulación

Utilizados donde los fluidos serán circulados sin el requerimiento de jet, tendrán un área de puerto mayor, pueden ser varios puertos pequeños o un puerto de mayor diámetro, el criterio a seguir es generar una menor caída de presión. A través de los orificios del trompo.

Trompo tipo jet

La eficiencia de este tipo de trompo es mayor y depende de la velocidad a través del puerto. Para generar la velocidad requerida, el gasto y la caída de presión a través del trompo deben ser los adecuados debido a la gran pérdida de presión por fricción generada en la tubería flexible y toberas del trompo, estos son utilizados para limpiezas de aparejos principalmente.

Centradores

Los centradores son incluidos dentro de la sarta de tubería flexible para mantener la herramienta lejos de las paredes del pozo, esto ayuda a lograr las siguientes condiciones:

- ❖ Prevenir el colgamiento tubular sobre las paredes del pozo.
- ❖ Localizar la boca del pescado o herramienta a recuperar.
- ❖ Minimizar el flambeo de la tubería.
- ❖ Prever centralización de herramientas de registro.
- ❖ Prevenir la estabilización de las herramientas de molienda y/o perforación.
- ❖ Mejorar el desplazamiento de los fluidos.

Los mecanismos de centradores comúnmente utilizados en operaciones con tubería flexible pueden ser configurados en tres clases:

- ❖ La centralización es una parte integral de la herramienta o sarta de soporte.
- ❖ El mecanismo de centralización está diseñado para sujetarse con grapas.
- ❖ El mecanismo de centralización esta separado de la sarta de herramienta.

Tipo de Centradores

Rígidos

Generalmente son configurados de 3 o 4 flejes, el diámetro exterior será ligeramente menor que el diámetro interior de la tubería donde va ser corrido, algunos están diseñados con roles o canicas lo cual permite reducir la fricción con la tubería.

Flexibles

Configurados con tres resortes flexibles en forma de arco, los cuales permiten ser efectivos en un amplio rango de diámetros. Tienen la habilidad de reducirse o expandirse, lo cual les permite ser corridos dentro del aparejo de producción, son utilizados en operaciones de molienda, para centrar cortadores de tubería, perforación y centrar empacadores y tubería.

Eslabón

Similar a los de tipo flexible, su característica principal es que cuentan con roles en el punto de contacto. Como función secundaria puede ser utilizados como localizadores de extremo de aparejos de producción.

Esta herramienta está diseñada con una serie de cuchillas de alta dureza (dos o tres), y se utiliza para cortar por el interior de tuberías de producción o revestimiento, esta herramienta debe ser corrida con un motor de fondo y un centralizador hidráulico para reducir los esfuerzos de las cuchillas.

Conexiones Superficiales

Así como revisamos el extremo inferior de la tubería, ahora veremos que tipo de accesorios y herramientas se requiere en superficie.

Para el caso donde la tubería flexible se utilizará como sarta de inyección de gas y se producirá el aceite por el espacio anular entre la Tubería Flexible y la Tubería de Revestimiento, requiere que el medio árbol de válvulas, en la actualidad con una serie de accesorios tales como cabezales para tubería de producción, empaques y colgadores, adaptador, se han considerados similares al de una terminación doble. La descripción de se presenta a continuación:

Los cabezales son fabricados de acero forjado, cuentan con dos tornillos retráctiles de alineación para trabajo pesado que ayudan a soportar con seguridad el peso de tuberías para pozos muy profundos. También cuenta con un tornillo guía para orientar al colgador, su preparación inferior incluye una grasea de seguridad para inyección de plástico a bujes rectores para el sellado del espacio anular.

- ❖ *Cabezal para tubería de producción en terminación múltiple*; en su forma de tazón recto tipo FTC – 60 – BG, estos cabezales han sido diseñados para cubrir necesidades de una apertura máxima de paso para acomodar terminaciones dobles; esto permite acceso a Tuberías de Revestimiento de 7 5/8" y de 9 5/8" a través de bridas de 7 1/16" y de 9" respectivamente, lo que elimina la necesidad de cambiar a mayores tamaños de bridas cuando las condiciones del pozo requieren de diámetros de revestimiento como los antes señalados.

❖ El diseño del *colgador de cuello extendido* consta de un cilindro bipartido que permite correr y levantar las sargas de tubería en forma independiente.

Una vez que ambas mitades se alojan en el tazón, el sello del espacio anular se activa mediante la acción de los tornillos de sujeción del cabezal, mismos que al atornillarse deslizan contra el plano diametral inclinado de los retenes metálicos de empaque desplazándolos hacia abajo y provocando la expansión del elemento empacador para formar el sello anular.

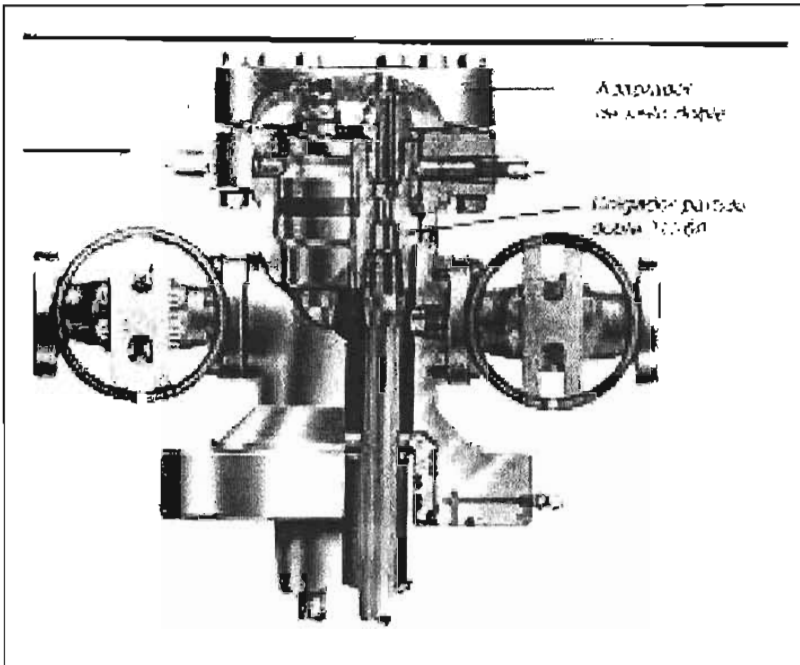


Fig. II.17 Cabezal para tubería en terminación doble, se observa el colgador de la tubería⁴

❖ En caso que se requiera dar rotación a la tubería de producción con el propósito de manipular los empacadores de fondo, existe un *colgador de tubería de producción especial* para esto.

- ❖ *Adaptador de producción para terminación doble*; se usa con el colgador, su diseño incluye preparación (2) para línea de control de fondo y conexiones para prueba de la integridad de las líneas de control y válvulas de seguridad antes de continuar con los trabajos de terminación del pozo.



Fig. II.18 Adaptador para tubería en terminaciones dobles. ⁴

- ❖ *Adaptadores forjados para tubería de producción en terminación doble*; proporciona una solución sencilla y confiable para presiones de trabajo de hasta 5000 lb/pg², su conexión inferior es de brida embirlada para ensamblarse directamente con la brida superior del cabezal de producción. El extremo superior puede ser embirlado para recibir válvulas de receso con bridas segmentadas de cinco birlos o puede ser roscado hembra para recibir válvulas de receso de extremos roscados.

Su diseño interior incluye preparación para recibir camisas de sello para confinar la presión y flujo de cada sarta.



Fig. II.19 Adaptador forjado para tubería en terminaciones dobles.⁴

- ❖ Camisa de sello para terminación múltiple; una vez instalado el colgador de producción se efectúa el roscado de las camisas de sello en las roscas superiores del colgador hasta sellar ambos elementos mediante el anillo "O" inferior de las camisas, apretando con una herramienta que se instala en las muescas superiores de la camisa. El sello de las camisas contra el adaptador de producción se logra posteriormente por el contacto de los anillos "O" superiores de las camisas contra las cajas inferiores del adaptador, al montarse este sobre la brida superior del cabezal de producción, mediante el apriete de las tuercas de los birlos integrantes del adaptador. La camisa sello para bridas logran el confinamiento de presión y flujo de cada sarta, por contacto de los anillos "O" contra las cajas de las bridas que se están ensamblando.



Fig. II.20 Camisa sello para terminaciones dobles.⁴

Te forjada en terminación doble, se usa con cajas en los conductos (inferior y superior) para instalar camisas de sello.



Fig. III.21 Te o cruceta forjada para terminaciones dobles.⁴

El arreglo de la sarta de tubería flexible: se aloja arriba de la cruz de flujo, el carrete con los tornillos sujetadores de los sellos y las cuñas de anclaje de la tubería flexible, asentando el colgador de tubería flexible y posteriormente arriba se instala la válvula de sondeo.

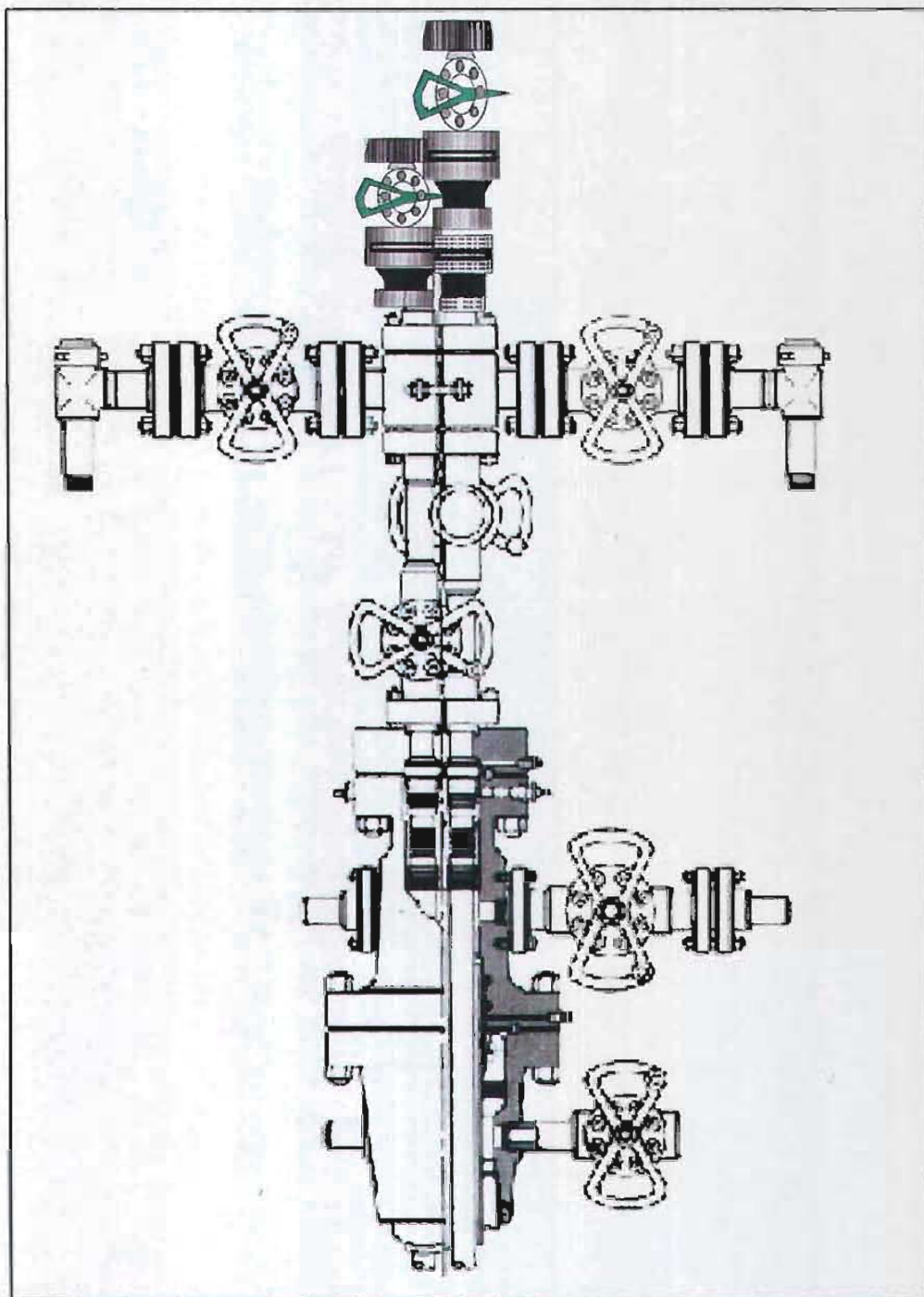


Fig. II.22 Arreglo de medio árbol de válvulas y colgador de TF ⁴

2.4 Análisis Nodal

Así como se menciona en el Capítulo II de Comportamiento de pozos de B.N. en el punto de Análisis Nodal para el diseño de aparejos de producción de B.N. convencional, el seguimiento para el caso de Tubería Flexible es el mismo.

En donde su objetivo es el incrementar la capacidad de producción de los pozos; lo anterior se logra mediante el adecuado diseño de la terminación del pozo.

Para que nuestro diseño de aparejo de inyección opere eficientemente, es recomendable no olvidar que se debe analizar en forma conjunta el yacimiento o medio poroso, el sistema subsuperficial y el sistema superficial. Los tres se encuentran interconectados entre sí, desde el límite exterior del yacimiento hacia el interior del pozo, a través de los disparos y después a partir de entrada de la Tubería de Producción hasta la cabeza del pozo, por medio de la tubería de producción. Y por último la conexión entre la cabeza del pozo y el separador es mediante la tubería de descarga, que incluye restricciones como el estrangulador de superficie instalado en la cabeza del pozo; todos ellos afectan la productividad de los pozos.

El sistema de producción que evaluaremos en esta parte del Capítulo II es un sistema muy simple de producción, por lo que no tendremos la dificultad de considerar accesorios, solo estará influenciado por el área donde fluirá el aceite, ya que la tubería flexible servirá para inyectar el gas de B.N.

El software utilizado para conocer el comportamiento del pozo es el mismo que se utiliza para el diseño de aparejo de producción convencional.

De la gráfica del comportamiento de flujo se puede obtener el gasto de producción de un pozo, el cual de ninguna manera el máximo ni mínimo u óptimo, simplemente el que se puede tener para las condiciones dadas del sistema de producción.

El comportamiento del análisis nodal de un pozo es el siguiente:

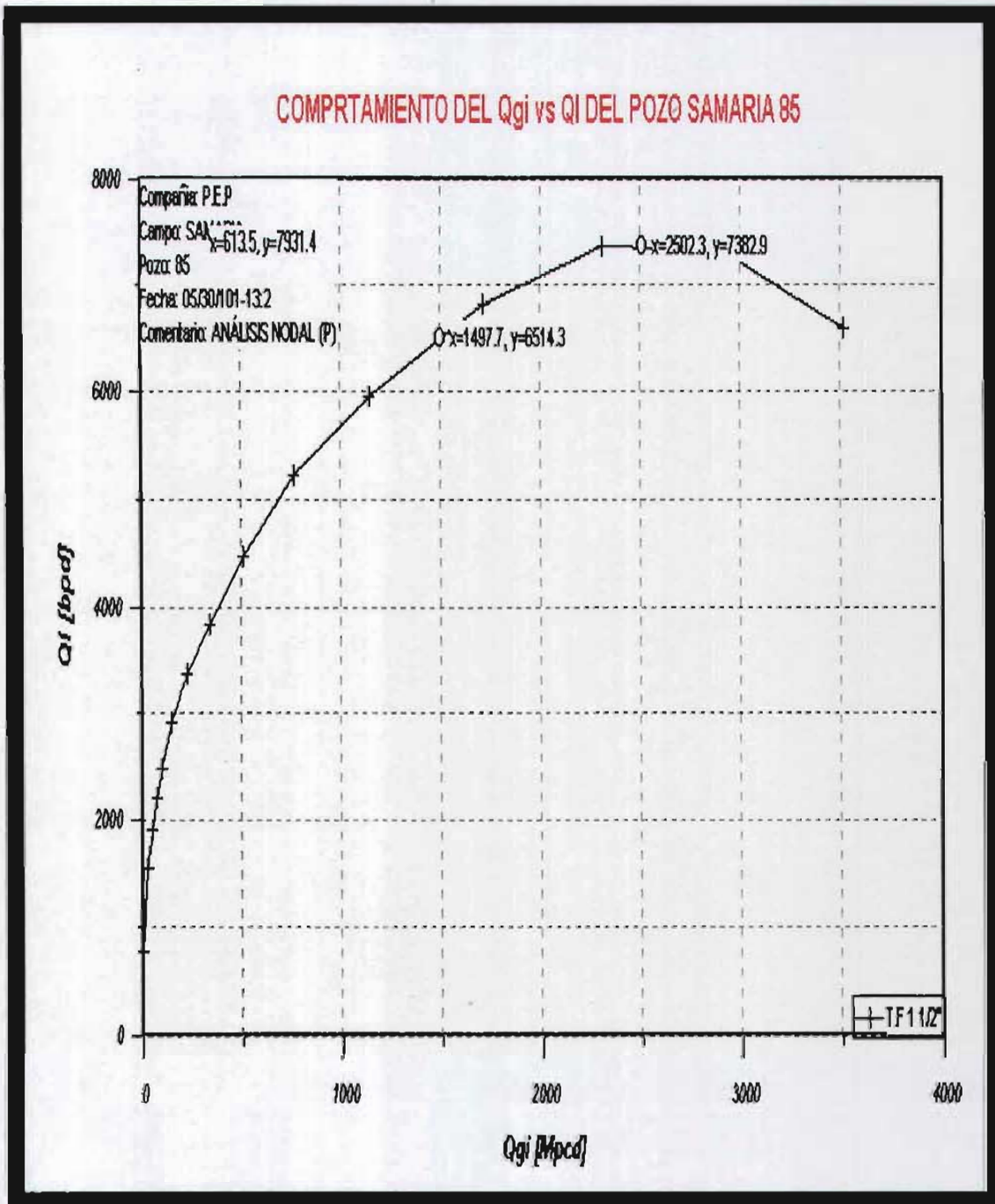


Fig. II.23 Comportamiento del gasto de inyección de gas ⁵

COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DEL POZO SAMARIA 85

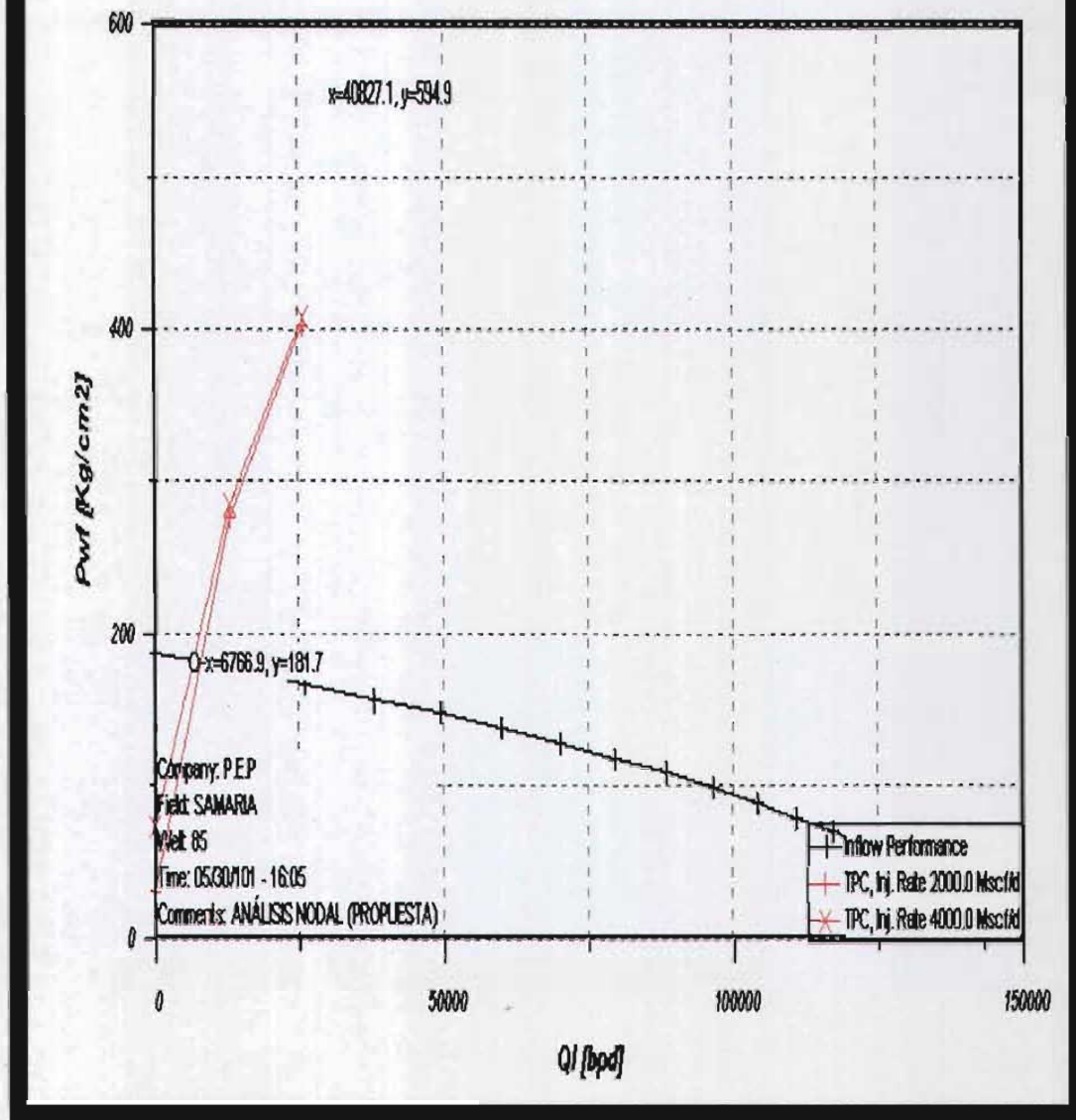


Fig. II.24 Comportamiento de la afluencia de aceite ⁵

De la figura II.23 referente al comportamiento del gasto de inyección de gas, se observa que a medida que el volumen de inyección se incrementa la producción también incrementa, pero este incremento no es constante, debido a que llega un momento en que

alcanza su máximo de producción y comienza a decrecer debido a que la RGA del pozo crece, originando la presencia del colgamiento de líquido.

El gasto de inyección de gas optimo no se encuentra donde le pozo alcanza su producción máxima, si no que existe una región antes del punto máximo, en donde por medio de un algoritmo matemático se determina el valor del gasto de inyección.

Es importante recalcar que la inyección se realiza a través de la Tubería Flexible y se produce a través de la Tubería de Revestimiento.

La figura II.24 ejemplifica el comportamiento del índice de productividad del pozo y la sarta de tubería flexible con dos diferentes gasto de inyección de gas de 4.0 mmpcd y 2.0 mmpcd; observando que el pozo tiene un potencial alto.

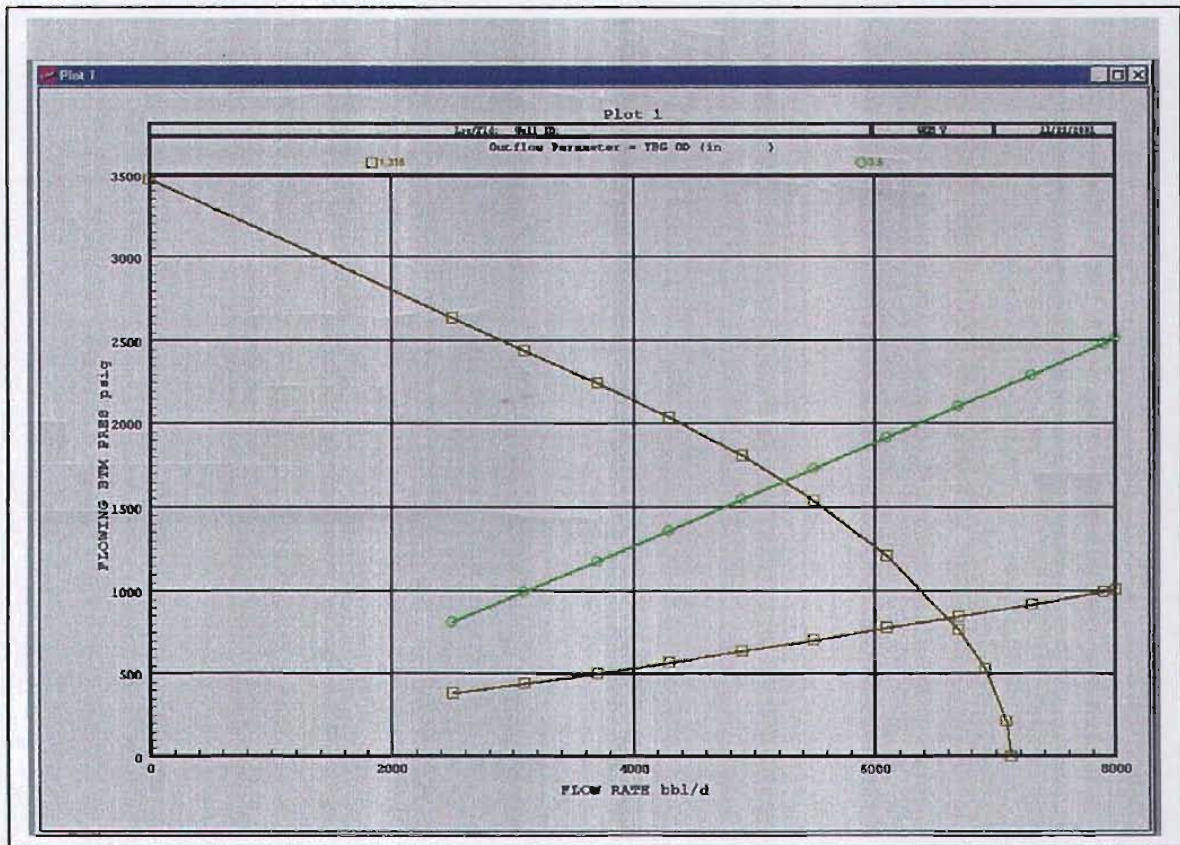


Fig. II.25 Comportamiento entre una sarta de inyección de TP 3 ½" y TF de 1 ½" ⁵

De la figura II.25 se observa que al variar el área de inyección se alcanza valores de afluencia mayores debido a que se tiene una mayor área de flujo del aceite y a que se genera una menor caída de presión.

Por lo tanto, la línea que indica un mayor gasto de producción es debida a la sarta de Tubería Flexible, por lo tanto se obtendría una mayor producción a un menor costo ya que no se compara el costo que tiene una sarta de Tubería de Producción de 3 ½" a la sarta de Tubería Flexible de 3 ½".

Capitulo III

Análisis de Factibilidad en Pozos del Campo Samaria

3.1 Control de las intervenciones a pozos nivel Región Sur

3.2 Pozos del Campo Samaria

3.3 Análisis de propuesta de pozos

3.4 Análisis de Costos

III. Análisis de Factibilidad en Pozos del Campo Samaria

3.1 Control de las intervenciones a pozos nivel Región Sur

Como consecuencia de los constantes cambios que se han generado en la Industria Petrolera y en particular en la organización de Petróleos Mexicanos, nace la necesidad de retomar proyectos que en años anteriores se venían utilizando; en particular la Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos retomó el proyecto denominado O. C. T. R. (Optimización de la Calidad de Terminación y Reparación) con el cual se pretende optimizar las actividades en la terminación y reparación de pozos petroleros, detectando las áreas de oportunidad.

El formato que maneja el proyecto es una hoja de excell que permite obtener la duración de cada actividad en tiempo (días), dicho formato es de fácil manejo, su ventaja principal es el soporte estadístico para la intervención de pozos, ya que agrupa dicha información por pozo los resultados que se obtienen es: Estadística por número de intervenciones, tipo de intervenciones ó por campo.

Partiendo de lo anterior y haciendo una revisión histórica de las actividades de Terminación y Reparación de Pozos Petroleros, se encontraron que varias áreas de oportunidad que permiten reducir los tiempos de intervención.

Las figuras III.1 y III.2 son ejemplo de la información que se puede obtener de dicho proyecto, en los cuales se aprecian tiempos promedios de 50 días por intervención.

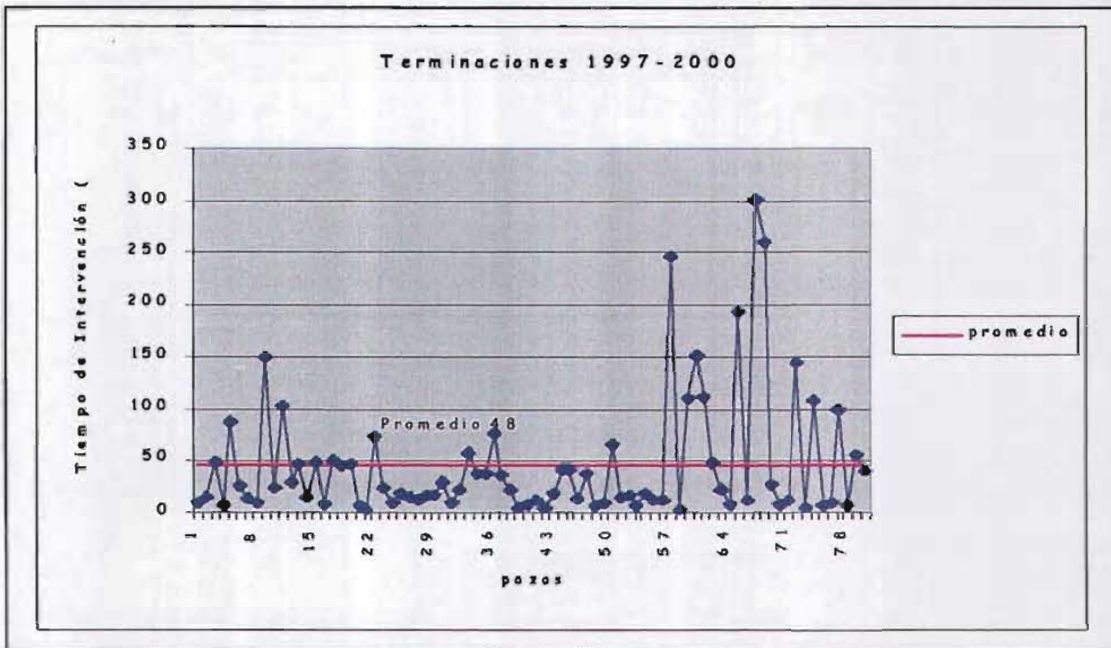


Fig. III.1 Distribución de tiempos en la terminación de pozos durante el periodo 1997 – 2000⁶



Fig. III.2 Distribución de tiempos en Reparaciones Mayores Convencionales con equipo periodo 1997 – 2000⁶

3.2 Campos del Mesozoico (Región Sur)

El área correspondiente a los campos del Mesozoico pertenecientes a la Región Sur, se localiza en el extremo oriental de la cuenca Salina del Istmo de Tehuantepec dentro de los estados de Tabasco y Chiapas, en las regiones denominadas la Chontalpa del centro y de la sierra y en las inmediaciones de la sierra de Chiapas.

Los campos: Acuyo, Arroyo Prieto, Artesa, Cacho López, Cactus, Carmito, Catedral, Chiapas, Copano, Juspi, Mundo Nuevo, Muspac, Nispero, Sabancuy, Sitio Grande, Sumuapa, Topen, entre otros se encuentran localizados en el estado de Chiapas.

Los campos: Agave, Bellota, Caparroso, Cardenas, **Cunduacan**, Edén, Fenix, Iride, Giraldas, Jolote, Jujo, Mora, Oxiacaque, Paredón, Platanal, **Samaria**, Tapijulapa y Tecominoacán se localizan en el estado de Tabasco.

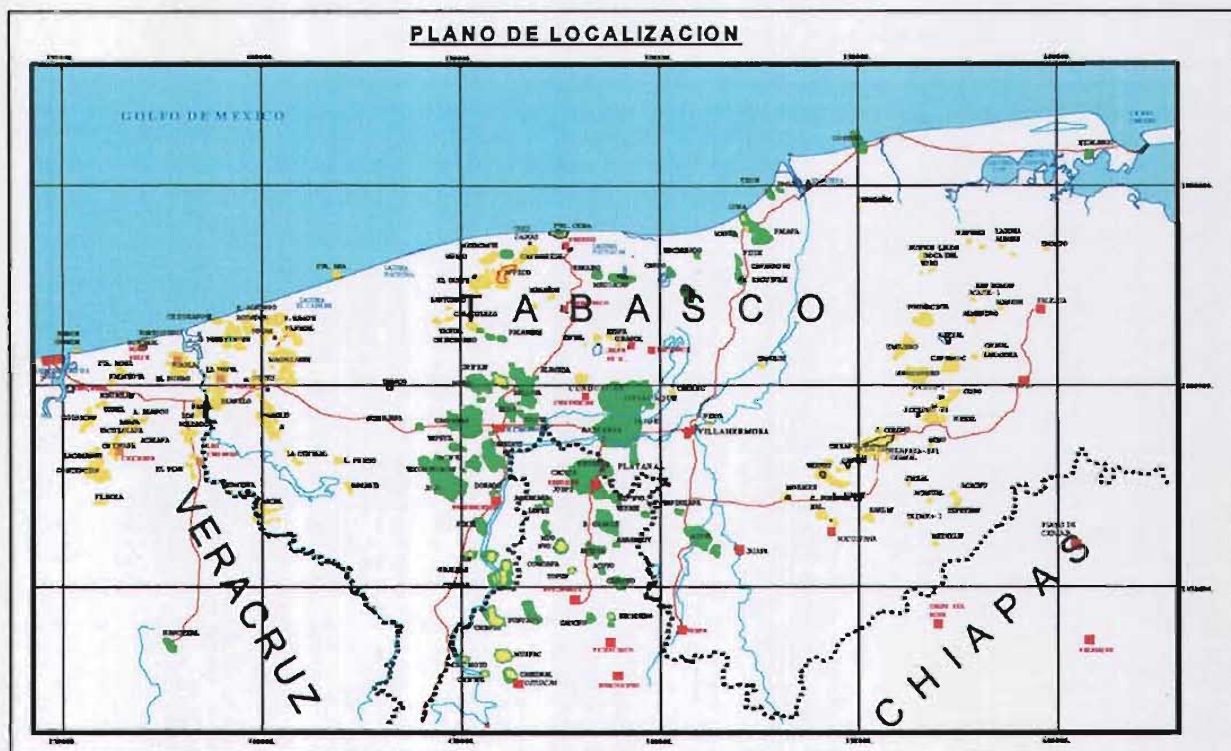


Fig. III.3 Plano de Localización de los campos de la Región Sur⁷

El clima es húmedo y caluroso con abundantes lluvias y temperaturas de hasta 40 °C, los vientos dominantes son del N – E y en época de estío del S – E.

Por su gran importancia en producción de aceite y gas lo coloca en segundo nivel en el ámbito nacional de acuerdo al volumen de su producción después de la Región Marina.

Dentro de la Región Sur se encuentra el Complejo Antonio J. Bermúdez perteneciente al Activo de Producción Samaria – Sitio Grande. El cual se localiza a 20 km al N – E de la Ciudad de Villahermosa, Tabasco.

Los campos que lo conforman son: Samaria, Iride, Cunduacan, Oxiacaque y Platanal, todos ellos productores de rocas carbonatadas del Cretácico.

El Complejo Antonio J. Bermúdez cuenta con un total de pozos de:

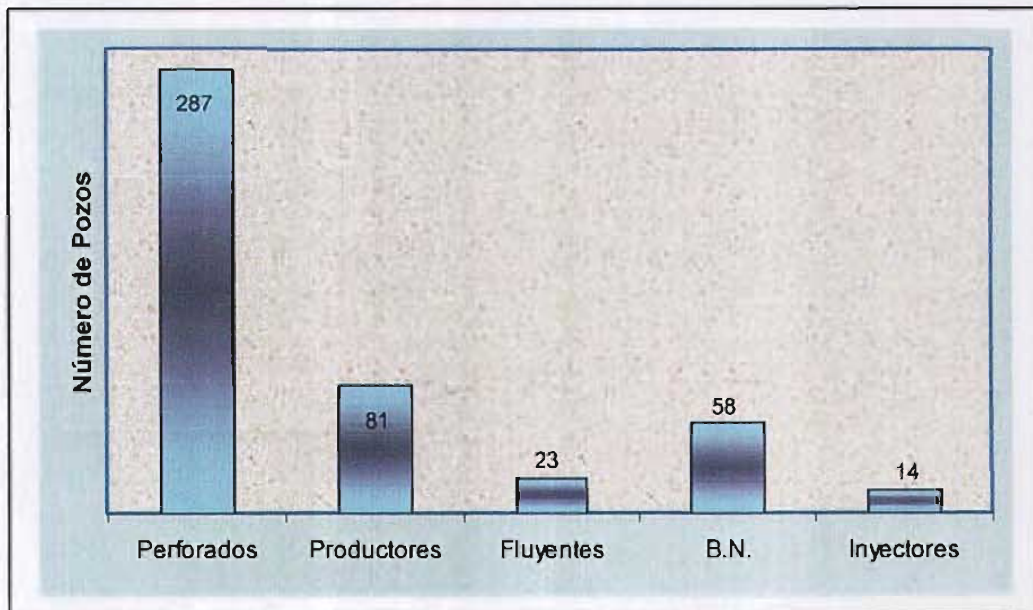


Fig. III.4 Distribución de pozos por su actividad en el Complejo Antonio J. Bermúdez ⁷

El Complejo Antonio J. Bermúdez tiene una producción:

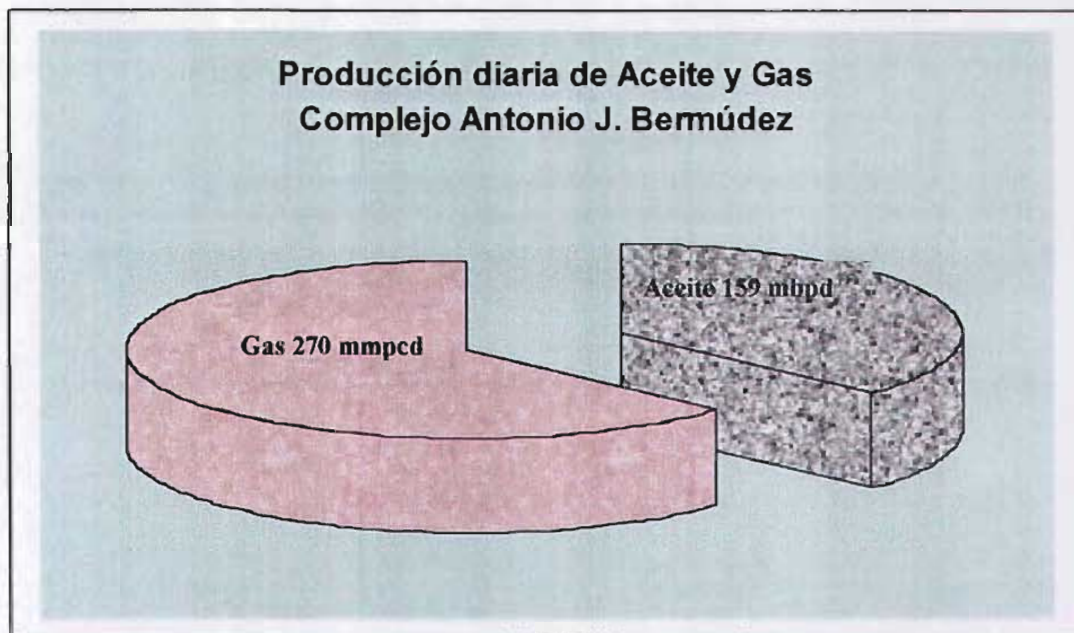


Fig. III.5 Producción diaria de aceite y gas del Complejo Antonio J. Bermúdez, información proporcionada por la Coordinación de Operación de Explotación del Activo Samaria – Sitio Grande⁷

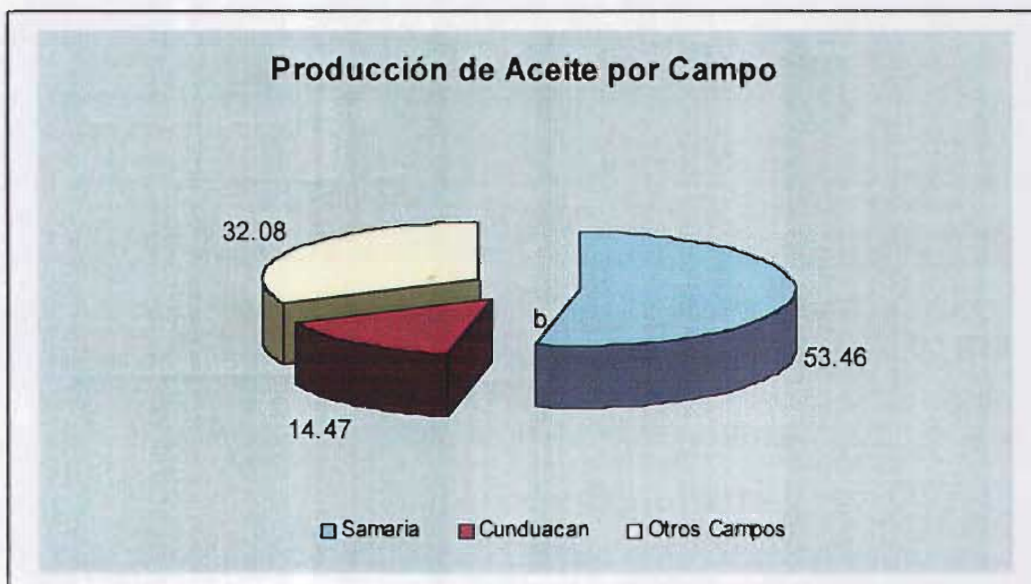


Fig. III.6 Producción diaria de aceite por campo del Complejo Antonio J. Bermúdez, información proporcionada por la Coordinación de Operación de Explotación del Activo Samaria – Sitio Grande⁷

Historia del Complejo Antonio J. Bermúdez

Etapa 1 (1973 – 1979)

Desarrollo del complejo con 80 pozos operando, alcanzando su máxima producción en enero de 1979 (660 MBPD).

Inicia la inyección de agua en octubre de 1977

Etapa 2 (1980 – 1983)

Declinación de la producción

Máximo volumen de inyección de agua 420,000 BPD en el año de 1982.

Etapa 3 (1984 – 1994)

Se mantiene la producción del orden de 150 MBPD, se inician los estudios de implementar un sistema artificial de producción.

Etapa 4 (1995 – 2001)

Inicio de la perforación de pozos intermedios e implementación del Bombeo Neumático profundo.

Desarrollo del proyecto de Bombeo Neumático

El común denominador de los yacimientos carbonatados e intensamente fracturados, del área correspondiente al Mesozoico en los Estados de Chiapas y Tabasco, es su alta productividad a la que se asocian drásticos depresionamientos.

Debido a la premisa anterior en los yacimientos del Complejo Antonio J. Bermúdez, Sitio Grande, Cactus y Níspero, (figura III.7 y III.8) se han implementado sistemas de recuperación Secundaria, por medio de inyección de agua a partir del año de 1976, con el objetivo de ayudar a mantener la energía de los yacimientos y retardar su depresionamiento, para así prolongar la vida productiva de los mismos. No obstante, debido a las características de los yacimientos, en varios pozos se presentaron surgencias de agua prematuras debidas a la canalización del agua de inyección hacia pozos productores, ocasionando que algunos de estos fluyeran con un alto porcentaje de esta agua, todo esto sin que se pudiesen alcanzar los niveles de producción esperados ni los gastos de inyección proyectados.

Ante esta situación se optó por reducir los volúmenes de inyección, para tratar de producir la imbibición, así como la utilización de sistemas artificiales de producción para tratar de elevar ó al mantener la producción de los campos. Actualmente la inyección de agua se encuentra suspendida en algunos campos como: Cunduacan, Sitio Grande, Cactus y Níspero. Mientras que en otros se continua como es el caso del campo Samaria. Los resultados obtenidos por medio de este sistema de recuperación secundaria no han sido los esperados, debido a que no se llevó un adecuado control de inyección de agua.

El sistema de producción artificial que se decidió implementar es el Bombeo Neumático, inicialmente los primeros pozos propuestos para explotarse con este

sistema, en la etapa inicial se contemplaban 66 pozos distribuidos en los siguientes campos: Cunduacán, Cactus, Iride, Níspero, Samaria y Sitio Grande.

En lo referente al suministro de gas de inyección para la conversión de los pozos a Bombeo Neumático, se decidió utilizar la red de gasoductos de alta presión cercanos a los campos mencionados, a partir de estos se construiría la red de líneas de suministro de gas con líneas de suministro de 8" y 4" de diámetro respectivamente; el gas que manejan los gasoductos es gas húmedo y amargo a una presión de 1000 lb/pg².

El objetivo de la implantación del sistema de Bombeo Neumático es: " Mantener un ritmo de producción de acuerdo a la etapa de la vida productiva del campo ".

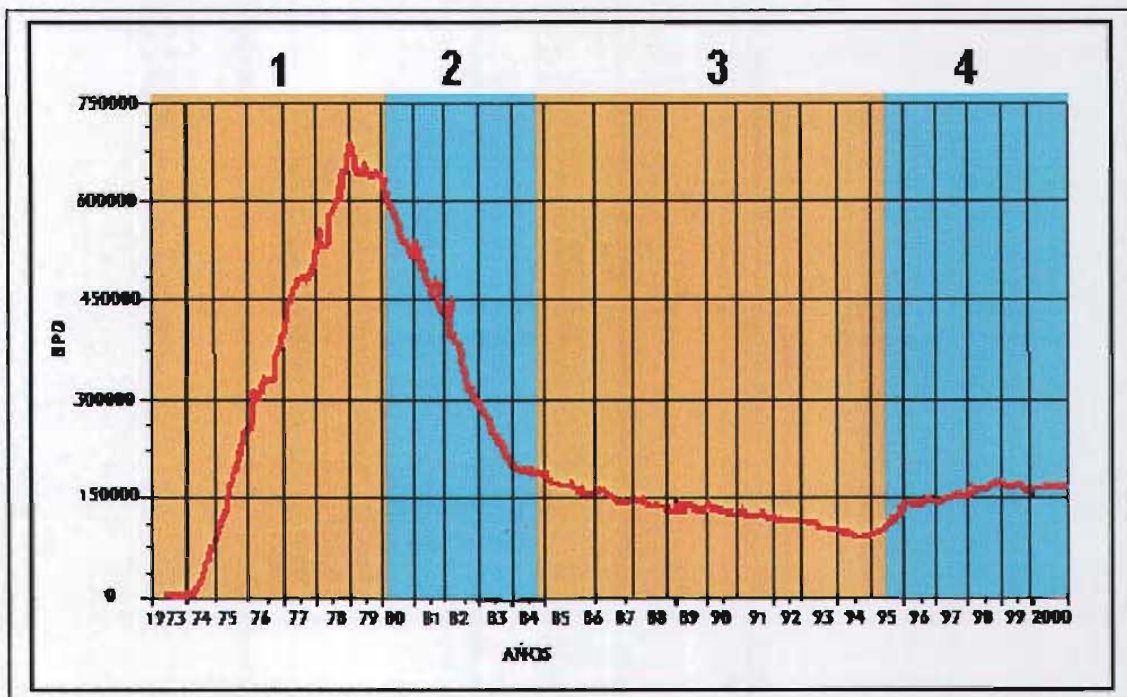


Fig. III.7 Comportamiento de la producción del Complejo Antonio J. Bermúdez ⁷

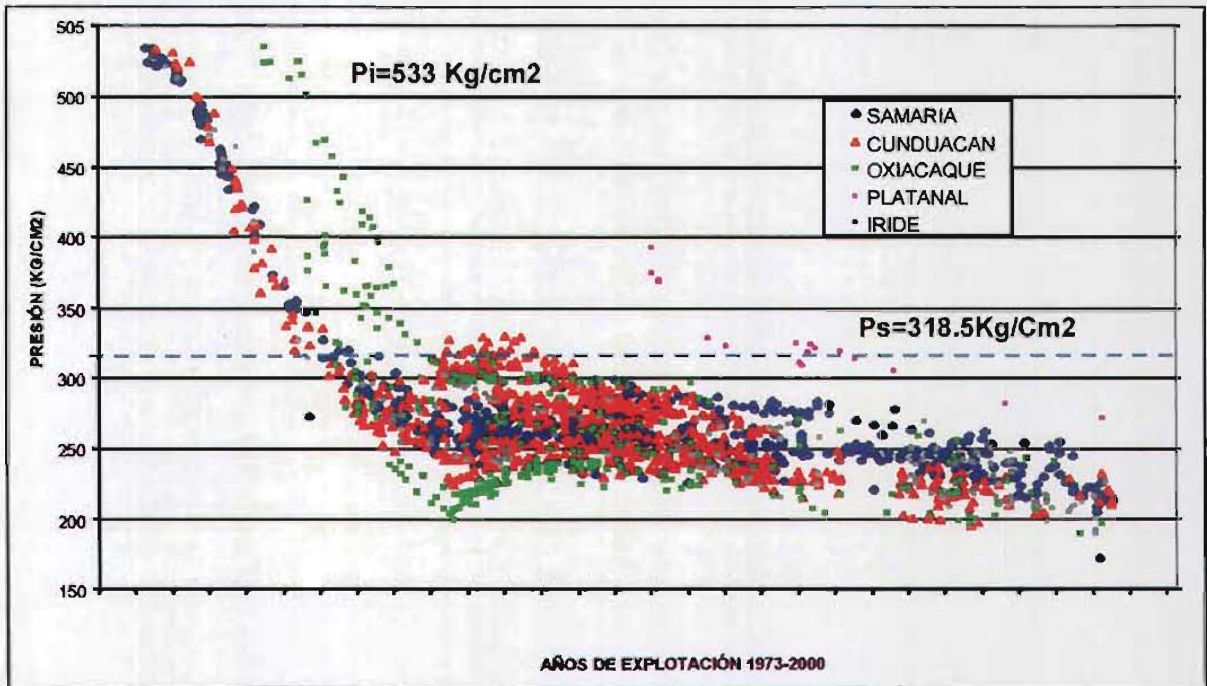


Fig. III.8 Comportamiento de la presión del Complejo Antonio J. Bermúdez ⁷

3.3 Análisis de propuesta de pozos

A partir de la implantación del Sistema de Bombeo Neumático en el Complejo Antonio J. Bermúdez, se han tomado acciones para la optimización del sistema.

Entre las que se encuentran:

- ❖ Rediseño del número de válvulas de bombeo neumático en los aparejos de producción.
- ❖ Disminución de la contrapresión en la cabeza del pozo y ampliación del diámetro en L.L.D. (Línea de descarga)
- ❖ Instalación de motocompresores a boca de pozo para incrementar la presión de inyección.
- ❖ Incremento en el gasto de inyección de gas hasta de 4.0 mmpcd.
- ❖ Profundización del punto de inyección.
- ❖ ***Inversión de flujo***
- ❖ ***Instalación de Sarta de Tubería Flexible***

En la actualidad en el Complejo Antonio J. Bermúdez, cuenta con varios pozos que producen a través de la Tubería de Revestimiento e inyectando gas por la Tubería de Producción.

Campo Samaria	10 pozos	(6 pozos con agua < 1%)
Campo Iride	4 pozos	(3 pozos con agua < 1%)
Campo Cunduacan	3 pozos	(2 pozos con agua < 1%)

Dadas las condiciones en que operan dichos pozos y sobre todo las condiciones del yacimiento y su producción de agua, es factible el considerar la instalación de una sarta de Tubería Flexible.

La inversión de flujo tiene su origen en considerar un área de mayor flujo del aceite, para incrementar su producción diaria cuidando el porcentaje de agua que no se eleve y su RGA constante.

Esta actividad es común se puede realizar sin equipo utilizando Unidad de Línea de Acero o Unidad de Tubería Flexible, consistiendo en recuperar las válvulas alojadas en los mandriles y cambiándolas por válvulas sin check o bien dejando el mandril sin válvula; posteriormente se abre la camisa por donde fluirá el aceite al espacio anular entre la Tubería de Producción y la Tubería de Revestimiento.

Por lo que respecta a los cambios en la superficie se cambia la línea de inyección, ahora la línea se debe de amarrar a la TP y la línea de descarga a la TR.

Cuando las condiciones mecánicas del pozo no permiten realizar lo anterior es necesario programar una Reparación menor al pozo, consistiendo en acondicionar el aparejo de producción, con las mismas características que en el caso anterior.

La justificación de esta actividad es validad de acuerdo al incremento de producción esperado, sin embargo como se comento en los capítulos anteriores se debe analizar desde el conocimiento de las características del yacimiento y sus fluidos, así como el medio por donde fluirá a la superficie, sin olvidar las conexiones superficiales necesarias.

Así lo muestra y se justifica con el análisis nodal que se realizo para algunos pozos del campo Samaria, en las figuras siguientes.

Principales observaciones:

- ❖ Aparejos de producción B.N. convencionales con sus accesorios correspondientes (mandriles, válvulas, camisa deslizable, empacador)
- ❖ Incrementos de producción considerables
- ❖ Baja producción de agua.

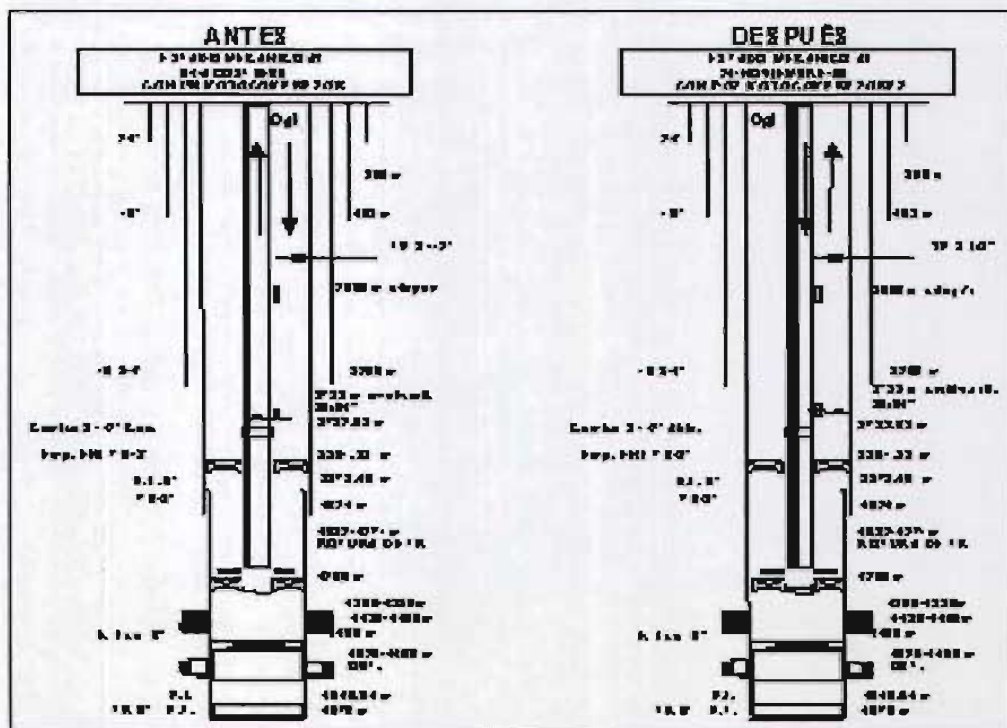


Fig. III.9 Estado Mecánico del pozo Samaria 97⁷

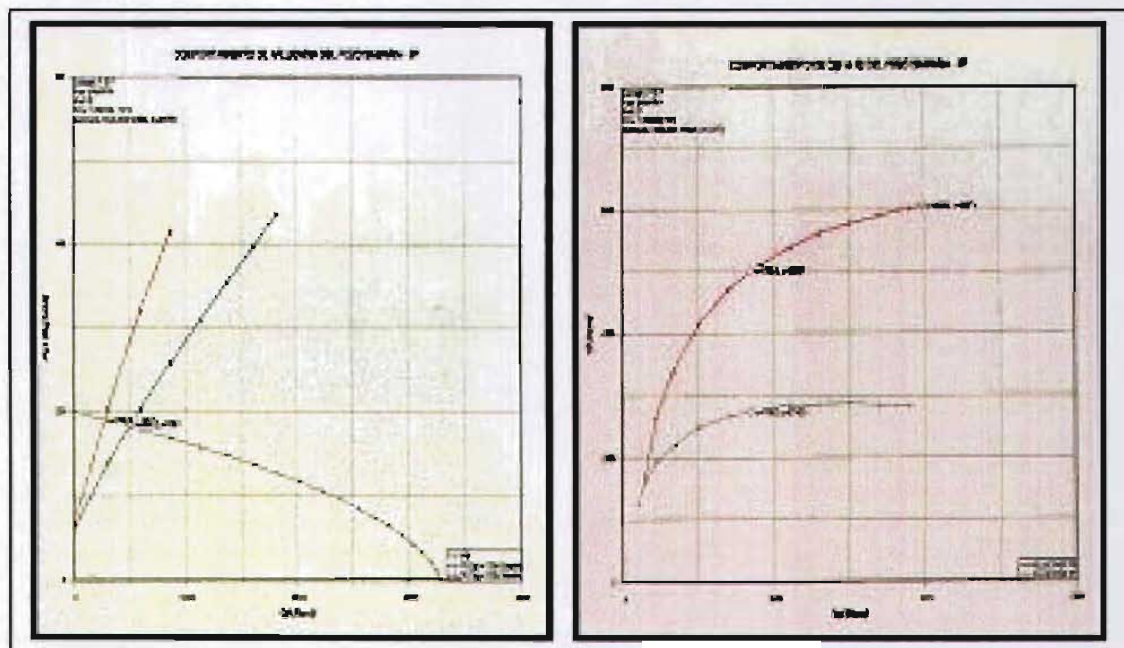


Fig. III.10 Análisis del comportamiento de la afluencia y del gasto de inyección de gas del pozo

Samaria 97⁷

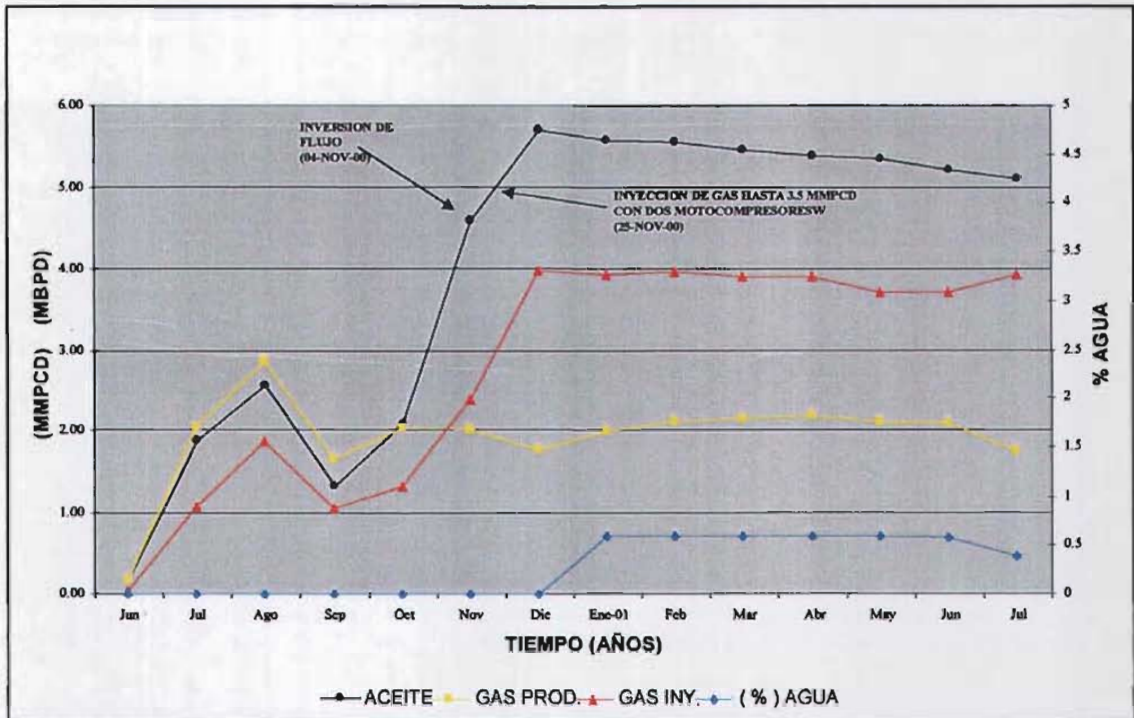


Fig. III.11 Comportamiento de la producción de aceite, gas y agua del pozo Samaria 97 ⁷

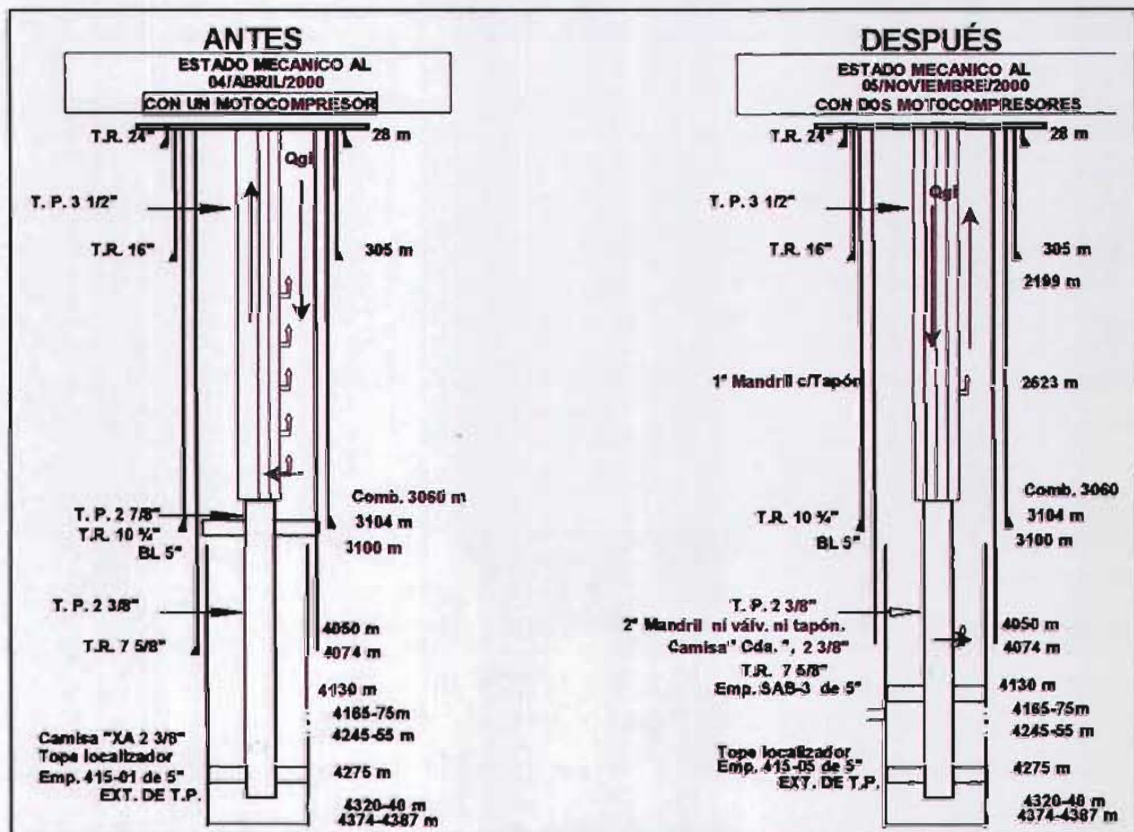


Fig. III.9 Estado Mecánico del pozo Samaria 109 ⁷

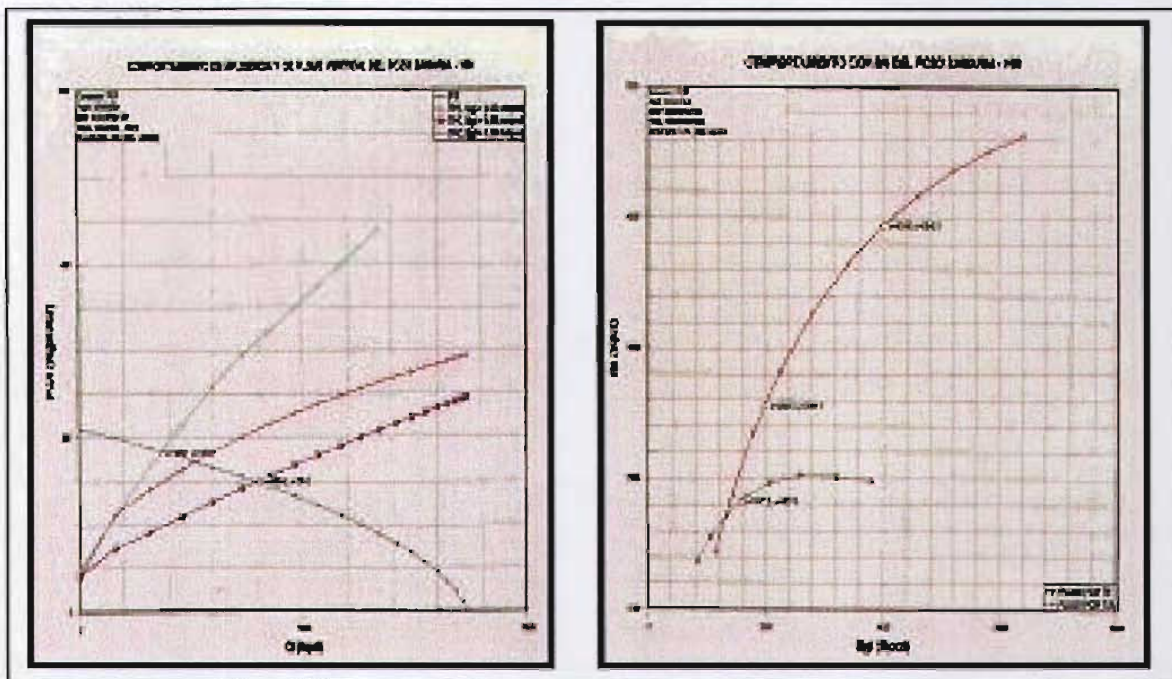


Fig. III.10 Análisis del comportamiento de la afluencia y del gasto de inyección de gas del pozo Samaria 109⁷

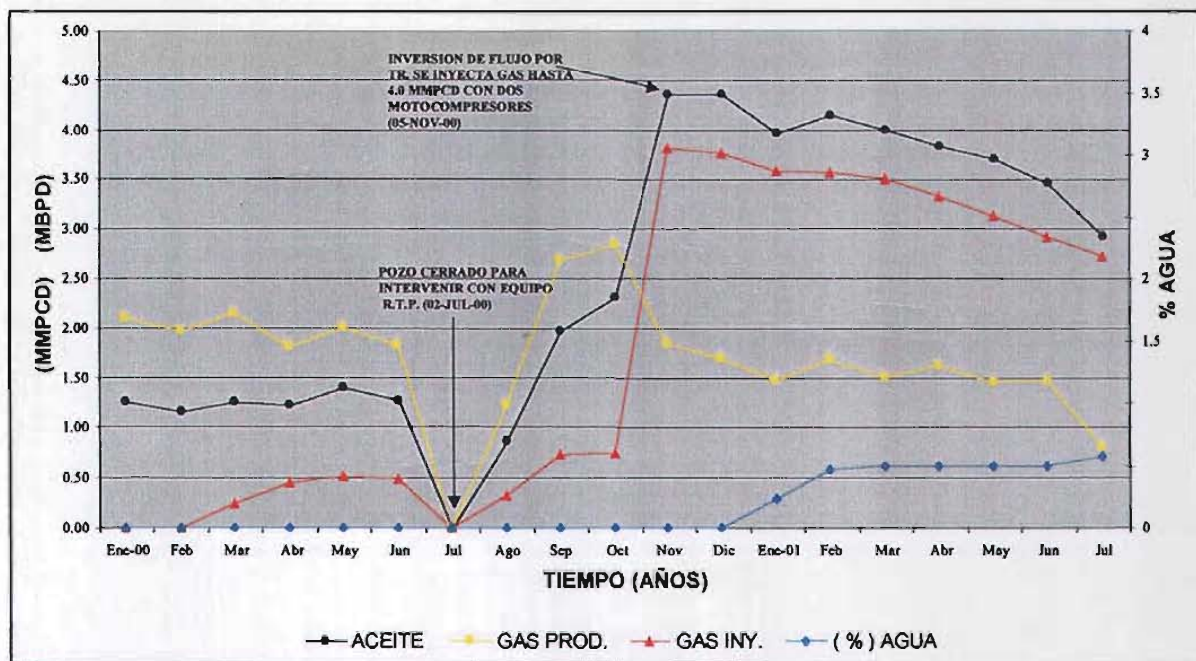


Fig. III.11 Comportamiento de la producción de aceite, gas y agua del pozo Samaria 109⁷

Como se observa la inversión de flujo es una practica realizada con buenos resultados sobre todo buscando mantener la producción del campo y con un incremento, debido a esto nos dimos a la tarea de considerar otras opciones de mejorar esta práctica, por lo tanto siguiendo el estudio que se hizo de la Tubería Flexible en el Capítulo II, y buscando el incrementar la producción de aceite sin dañar las características del yacimiento se propone la utilización de la sarta de Tubería Flexible como aparejo de inyección de gas para el sistema de Bombeo Neumático, lo cual nos permite bajar el punto de inyección hasta el nivel medio de los disparos, buscando alargar la vida productiva del pozo.

Tal es el caso presentado en el pozo Samaria 85 donde se tenía un aparejo de inyección de gas combinado de 3 ½" y 2 3/8", se realizó su estudio para analizar las posibilidades de sustituir el aparejo de inyección de gas convencional por una sarta de Tubería Flexible.

Obteniendo los siguientes resultados según el análisis nodal realizado y el análisis de costos (que se presentará detallado más adelante).

- ❖ Se presenta su estado mecánico antes y después de la intervención (se realizo Rm para recuperar el aparejo de inyección y posteriormente sin equipo se instalò la sarta de Tubería Flexible).
- ❖ Se realizó el análisis nodal del pozo considerando una Tubería de 1 ½" inyectando a través de ella gas a varios gastos de inyección para obtener el apropiado para las condiciones de operación.
- ❖ Se realizó el análisis nodal del pozo para ver el índice de productividad como se comportaba con una Tubería de 1 ½" y determinando la producción esperada (5500 bpd)
- ❖ El comportamiento de la producción de aceite, gas y agua, así como el gas de inyección. Aceite 6824 bpd – Gas 2.14 mmpcd – Agua 0.2% Gas Iny. 3.72 mmpcd

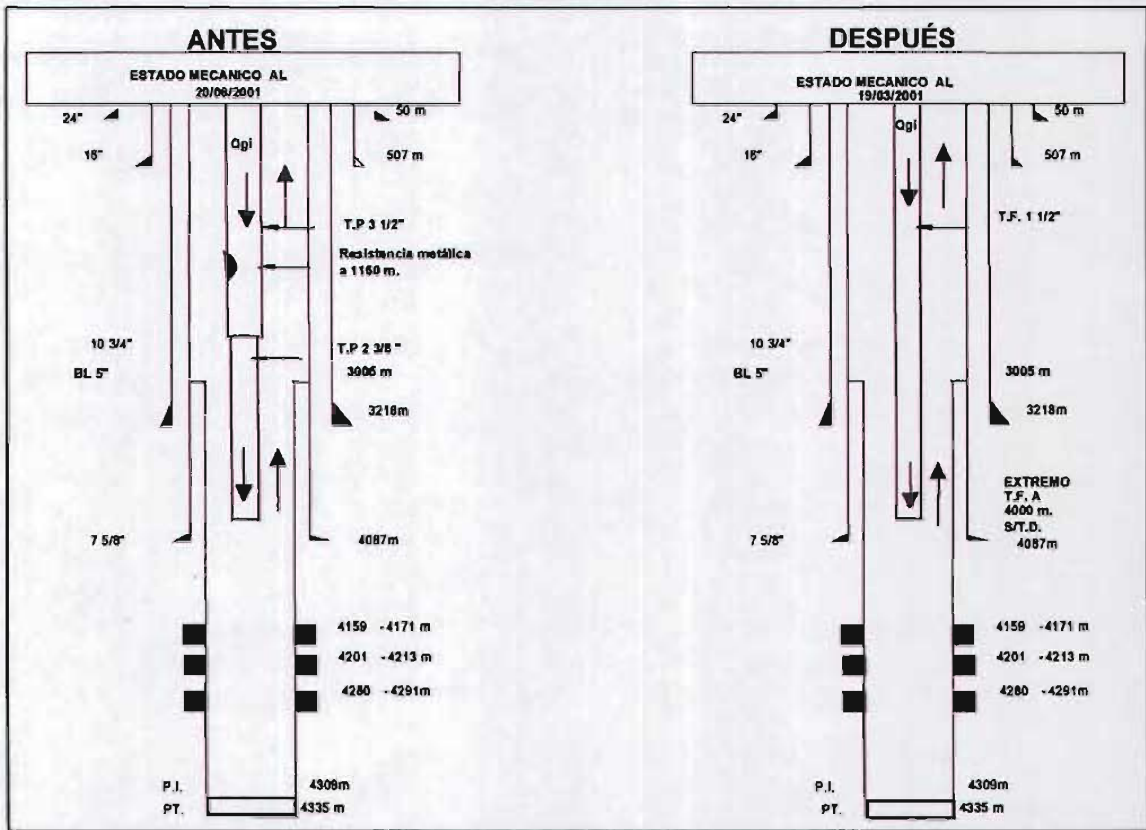


Fig. III.12 Estado Mecánico del pozo Samaria 85 ⁷

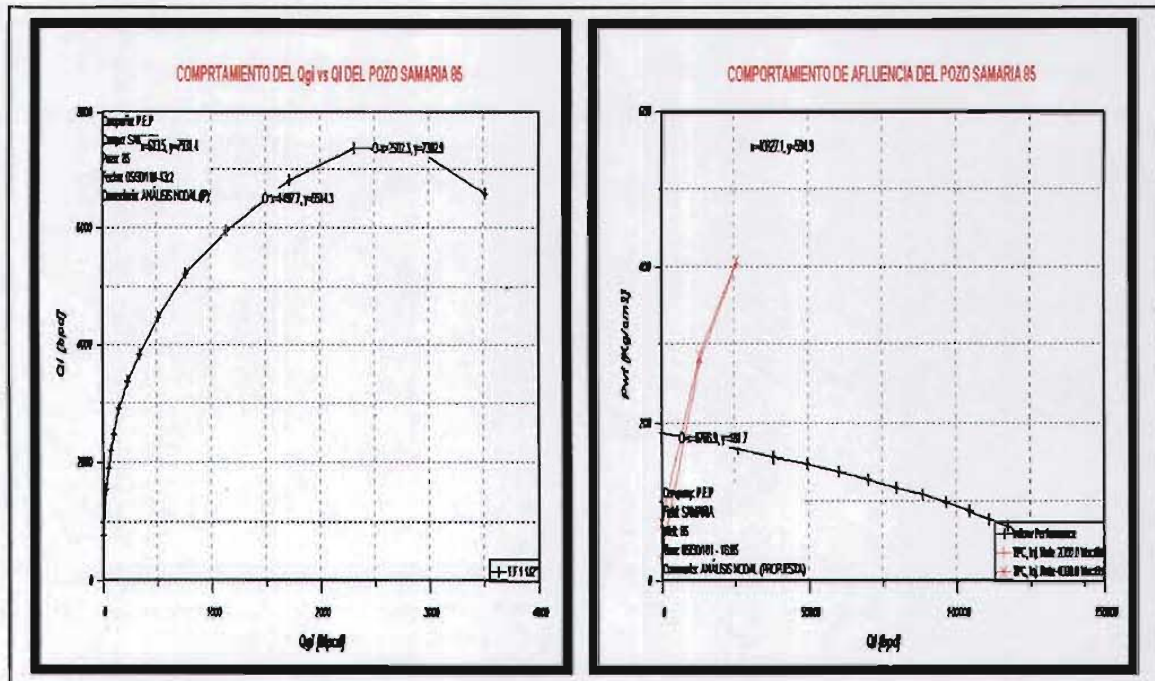


Fig. III.13 Análisis del comportamiento de la afluencia y del gasto de inyección de gas del pozo Samaria 85 ⁷

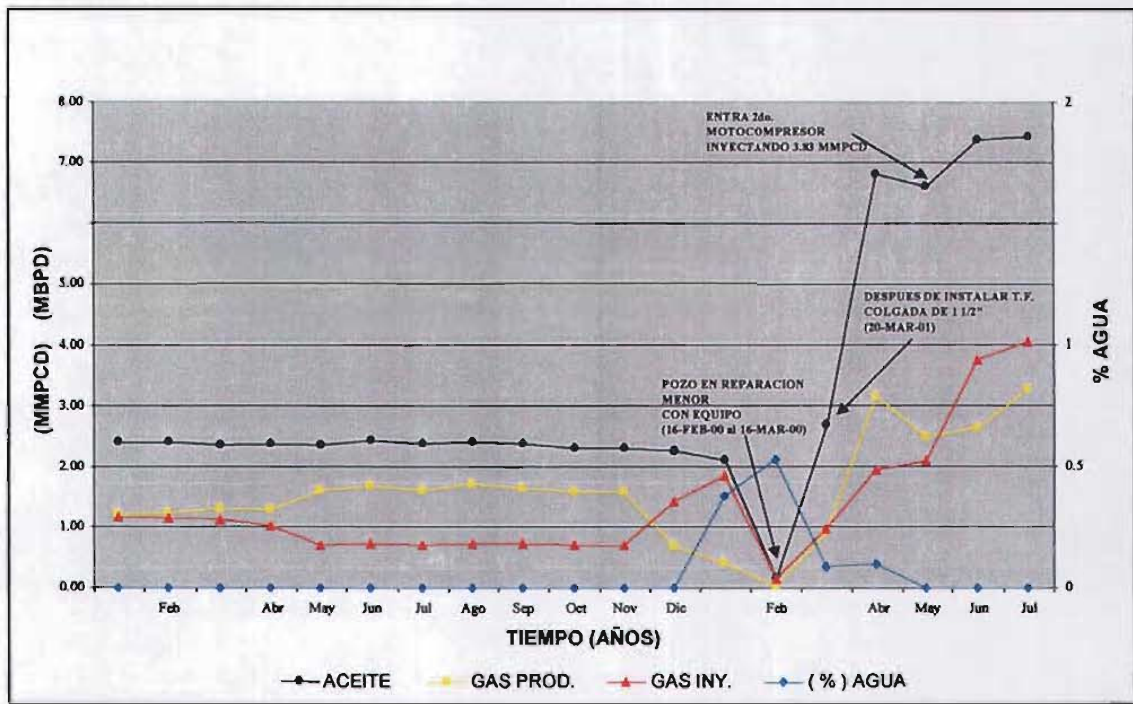


Fig. III.17 Comportamiento de la producción de aceite, gas y agua del pozo Samaria 109⁷

ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA

3.4 Análisis de Costos

Toda empresa relacionada con las actividades de la Industria petrolera conoce la importancia que existe de tener el control de los costos, tal es el caso de Petróleos Mexicanos que siendo una empresa paraestatal requiere contar con un departamento de presupuestos en cada una de sus áreas, trátase de Exploración, Yacimientos, Producción, Perforación & Mantenimiento de Pozos; para cumplir con la encomienda de las autoridades del Gobierno Federal ***“un mejor manejo de los recursos financieros”***.

El Área de Perforación y Mantenimiento de Pozos tiene como obligación el que toda propuesta de intervención de un pozo vaya acompañada de su ***programa*** de intervención y ***costos*** desglosados; con el objetivo de informar a las áreas de los Activos de Producción la cantidad de recursos financieros que se requieren para realizar la intervención al pozo.

A través de la historia de PEMEX, han existido una variedad de programas para llevar el control de los costos de las intervenciones, pasando de hojas de cálculos hasta programas de computo más sofisticados, para el costeo de las intervenciones; tal es el caso del sistema SAP-R3 que actualmente opera.

No es difícil realizar el costeo de un pozo, solo se requiere que el Ingeniero tenga las herramientas necesarias para hacerlo, como: Precios actuales de los materiales, servicios, transporte, administrativos y el tipo de equipo a utilizar y el tiempo de duración de la intervención. Todos los elementos antes mencionados en conjunto representan el costo del pozo programado.

Al igual que es importante realizar un costeo de intervención por pozo programado, resulta ser más importante el tener el costo real por intervención del pozo, lo que nos permitirá realizar una evaluación de las intervenciones y obtener indicadores de tiempo y costo por tipo de intervención; detectando de igual

manera que en la O.C.T.R., problemas presentes en el aspecto financiero y tener áreas de oportunidad para mejorar.

En la Región Sur se tiene una base de datos donde se captura las intervenciones realizadas desde 1996 hasta el presente año, donde se registra el tipo de intervención, su duración, el costo de la intervención, el precio del dólar, entre otros parámetros.

La figura III.15 ejemplifica el comportamiento del costo real que se tuvo de las intervenciones desde 1996 hasta el año 2000, observando en particular la tendencia del costo real por intervención en Reparaciones menores se tiene que va de los \$5'000,000.00 a los \$9'000,000.00 M.N., entendiéndose que esta variación radica en muchas ocasiones a problemas mecánicos en el pozo, accesorios para el aparejo, problemas de carácter social que ocasionan el cierre de accesos incrementando el costo por disponibilidad del equipo, entre los principales.

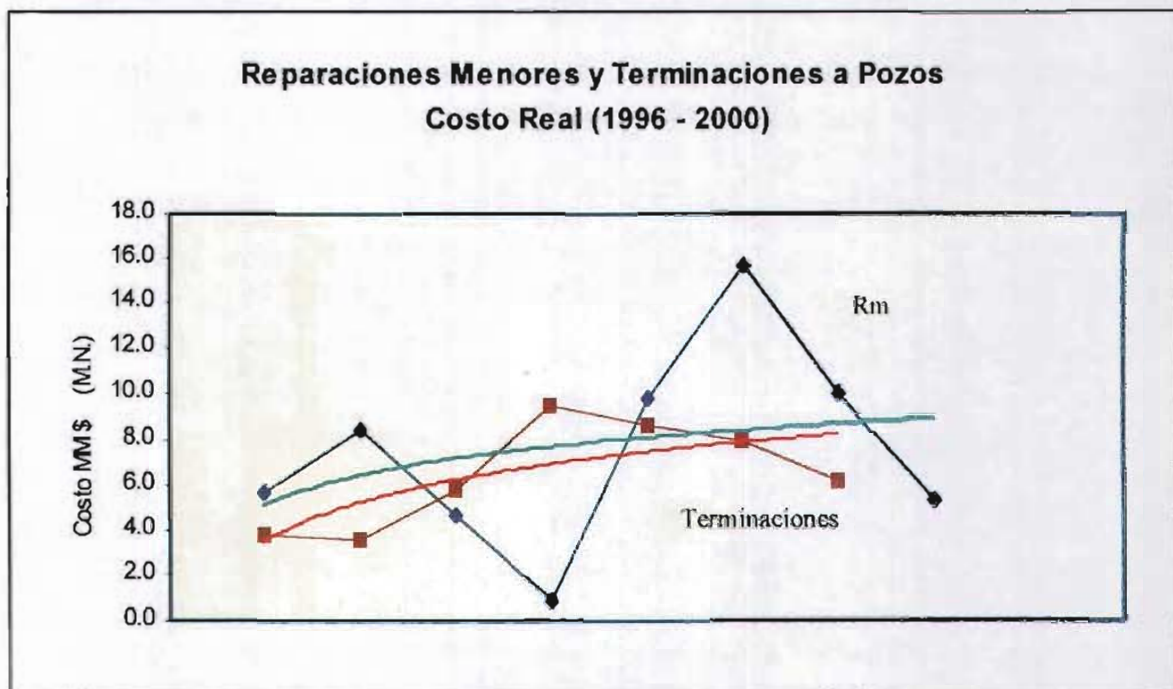


Fig. III.18 Comportamiento del costo real de intervenciones a pozos en Reparaciones Menores y Terminaciones del Complejo Antonio J. Bermúdez ⁸

Para el caso de las Terminaciones de pozos con equipo el comportamiento del costo real se observa en la figura III.15 donde se encuentra en un rango de MM\$4.0 a MM\$ 8.0 (M.N.).

La tabla III.1 Costos considerados para una Reparación Menor de pozo considerando Tubería de Producción de 3 ½".

CONCEPTO	COSTO (MNS)
Costo día/equipo (Total de 30 días x \$65,000.00 MN)	1'950,000.00
Transporte de:	
Accesorios y material diverso	350,000.00
Equipo (desmantelar transportar e instalar)	300,000.00
Fluidos de control	300,000.00
Tuberías	60,000.00
Subtotal	1'010,000.00
Materiales.	
Mandriles	270,000.00
Tuberías de Revestimiento	--
Camisa deslizable	70,000.00
Accesorios para T.R's.	--
Empacador	200,000.00
Molinos y escariadores	60,000.00
Tuberías de producción	1'300,000.00
Perforación	--
Subtotal	1'900,000.00
Servicios "SAP"	
Prueba de lubricador	20,000.00
Apriete computarizado (llave y computadora)	100,000.00
Disparos	--
Estimulación	400,000.00
Instalación de bola y niple colgador	30,000.00
Cementaciones de T.R's.	--
Mantto., instalación y prueba del ½ árbol	18,000.00
Nitrógeno	150,000.00
Pruebas hidráulicas	19,000.00
Registros	--
Tubería flexible	200,000.00
Unidad de alta presión	120,000.00
Unidad Línea de Acero (registro. de gradientes y muestras)	50,000.00
Renta de Htas. (RTTS).	--

	Subtotal	1'107,000.00
Servicios TyRP		
Anclaje de empacadores		10,000.00
Combinaciones		10,000.00
Filtrado de fluidos de terminación		-
Software (WELLCAT ; WEM ; PROSPER)		7,000.00
	subtotal	27,000.00
	SUB-TOTAL	5'904,000.00
	Indirectos y de administración	939,780.00
	COSTO Y GASTO TOTAL	6'873,780.00

La tabla III.2 Costos considerados para una Terminación de pozo considerando Tubería de Producción de 3 ½".

CONCEPTO	COSTO (MN\$)
Costo día/equipo (Total de 20 días x \$45,000.00 MN)	900,000.00
Transporte de:	
Accesorios y material diverso	350,000.00
Equipo (desmantelar transportar e instalar)	300,000.00
Fluidos de control	300,000.00
Tuberías	60,000.00
	Subtotal
	1'010,000.00
Materiales.	
Mandriles	270,000.00
Tuberías de Revestimiento	--
Camisa deslizable	70,000.00
Accesorios para T.R's.	--
Empacador	200,000.00
Molinos y escariadores	60,000.00
Tuberías de producción	1'300,000.00
Perforación	--
	Subtotal
	1'900,000.00
Servicios "SAP"	
Prueba de lubricador	20,000.00
Apriete computarizado (llave y computadora)	100,000.00
Disparos	800,000.00
Estimulación	400,000.00
Instalación de bola y niple colgador	30,000.00
Cementaciones de T.R's.	--

Mantto., instalación y prueba del ½ árbol	18,000.00
Nitrógeno	150,000.00
Pruebas hidráulicas	19,000.00
Registros	330,000.00
Tubería flexible	200,000.00
Unidad de alta presión	120,000.00
Unidad Línea de Acero (registro. de gradientes y muestras)	50,000.00
Renta de Htas. (RTTS).	--
Subtotal	2'237,000.00
Servicios TyRP	
Anclaje de empacadores	10,000.00
Combinaciones	10,000.00
Filtrado de fluidos de terminación	115,000.00
Software (WELLCAT ; WEM ; PROSPER)	7,000.00
subtotal	142,000.00
SUB-TOTAL	3'952,000.00
Indirectos y de administración	939,780.00
COSTO Y GASTO TOTAL	4'891,780.00

Como se observa de las tablas III.1 y III.2 el costo oscila entre los \$ 5'000,000.00 y \$ 7'000,000.00 M.N., por lo tanto comparando estos costos de los pozos en terminación y reparación menor, sin olvidar que el pozo producirá por espacio anular entre la TP y la TR y se inyectará el gas a través de la Tubería de Producción, con el que se tiene considerando una sarta de Tubería Flexible (Tabla III.3), resulta ser más económico el utilizar una sarta de Tubería Flexible, así como para sus futuras intervenciones de reparación o para toma de información.

La tabla III.3 Costos considerados para una Terminación de pozo con sarta de Tubería Flexible 1 ½".

CONCEPTO	COSTO (MN\$)
Costo día/equipo (Total de 0 días x \$45,000.00 MN)	—
Transporte de:	
Equipo (desmantelar transportar e instalar)	—
Fluidos de control	—
Tuberías	350,000.00

	Subtotal	350,000.00
Materiales.		
Accesorios de aparejo (Mandriles, Camisa deslizable, Empacador)		--
Molinos y escariadores		--
Tuberías de producción		--
	Subtotal	--
Servicios "SAP"		
Prueba de lubricador		--
Apriete computarizado (llave y computadora)		--
Disparos		800,000.00
Estimulación		400,000.00
Instalación de bola y niple colgador		30,000.00
Mantto., instalación y prueba del ½ árbol		18,000.00
Nitrógeno		150,000.00
Pruebas hidráulicas		--
Registros		330,000.00
Tubería flexible		1'000,000.00
Unidad de alta presión		120,000.00
Unidad Línea de Acero (registro. de gradientes y muestras)		--
	Subtotal	2'848,000.00
Servicios TyRP		
Anclaje de empacadores		--
Combinaciones		--
Filtrado de fluidos de terminación		--
Software (WELLCAT ; WEM ; PROSPER)		--
	subtotal	--
	SUB-TOTAL	3'198,000.00
	Indirectos y de administración	--
COSTO Y GASTO TOTAL		3'198,000.00

Capitulo IV

Resultados de Aplicación

4.1 Antecedentes del Pozo Samaria 85

4.2 Programa de intervención

4.3 Informe final de la intervención

IV. Resultados de Aplicación (Pozo Samaria 85)

4.1 Antecedentes del Pozo Samaria 85

Perforación del 26 de Mayo al 26 de Septiembre de 1979.

Primer Etapa –Conductor de 24”

Con barrena de 30” perforo a 24 m con lodo bentonítico 1.08 gr/cc por 50 seg. Metió tubo conductor de 24” , cementó con 10 ton cemento tipo II.

Segunda Etapa – TR de 16”

Con barrena 22” perforó normal y cementó TR 16” a 507 m con 65 ton de cemento tipo “H”

Tercera Etapa – TR de 10 3/4”

Con barrena de 14 3/4” perforó a 3266 m, con lodo LSE 1.35 gr/cc x 55 seg., Tomó registros eléctricos y cementó TR 10 3/4” 3218 m: Primera etapa con 15 ton de cemento tipo “H” densidad 1.57/1.90 gr/cc, Pf= 150 kg/cm², probó equipo de flotación sin éxito, por lo que dejo pozo represionado con 75 kg/cm², durante la cementación no observó circulación. Cemento segunda etapa a través del cople “DV” con 60 ton de cemento tipo “H”, densidad 1.87 gr/cm², saliendo cemento a superficie.

Cuarta Etapa. –TR corta de 7 5/8”

Con barrena 9 ½” rebajó cemento y zapata perforando a 4087 m, con lodo E.I. 1.50 gr/cc x 75 seg. Cementó Liner TR 7 5/8” a 4087 m, con 40 ton, cemento Tipo “H”, densidad 1.88 gr/cc, Pf= 140 kg/cm², quedando boca Liner 3100 m.

Coloco tapón de cemento por circulación quedando cima a 3101 m, con barrena 6 ½” rebajó cemento y perforó a 4360 m, con lodo LSE 1.06 gr/cc x 50 seg., Observando perdida de circulación. Tomó registros eléctricos.

Complemento de TR 7 5/8”

Metió complemento de TR 7 5/8” a 3104 m, enchufó Tie back con C-2, probó efectividad del empaque sin éxito, cementó con 80 ton, tipo II, densidad de 1.88 gr/cc, Pf= 262 kg/cm², checó equipo de flotación trabajando parcialmente, la operación se realizó con circulación normal sin salir cemento a superficie.

Terminación del 3 de Marzo al 31 de Marzo de 1980.

TR corta de 5”

Colocó tapón de cemento por circulación quedando cima a 3101 m, con barrena 6 ½” rebajó cemento y perforó a 4360 m, con lodo LSE 1.06 gr/cc x 50 seg., observando perdida de circulación. Tomó registros eléctricos.

Cementó TR 5” a 4335 m (por resistencia), con 2.5 ton, tipo “G”, densidad 1.4/1.85 gr/cc, Pf=210 kg/cm², checó equipo de flotación, bien.

Metió barrena 6 ½” a 3775.53 m, (BL 5”) sin encontrar cemento, probó con 140 kg/cm² durante 30 min satisfactoriamente. Metió rima 5 3/16” a 3774 m y operó misma, Metió y cementó Stub 5” de 3774 a 3005 m con 8.5 ton de cemento tipo “H”, Con barrena 6 ½” checó BL 5” a 3005 m.

Con molino 4 1/8” rebajó cemento de 3774 a 3780 m, probó con 175 kg/cm² y bajó a 4312 m, escarió TR 5”.

Metió aparejo de producción con niple campana y tubería 2 3/8" 8hrr y 3 1/2" 8hrr C-75 a 4136 m (TP franca). Desmantelo preventores e instaló medio árbol de producción, probó con 350 kg/cm².

Disparó intervalos 4159-4171, 4201-4213 y 4280 – 4295 m, con pistolas de 1 9/16" c/m, se efectuó prueba de admisión con presión de 280 kg/cm², Q=1.5 bl, además inyectoro 1 m³ de ácido acético, abatiéndose a 0 psi, en 3 minutos, bombeó ácido nitrogenado con 14 m³ de agua, desplazó por TP con 3000 m³ de N₂, abrió pozo sin manifestar.

El 24-abril-1980, efectuó estimulación selectiva con 225 m³ sin fluir, se indujo pozo con N₂. El 4 de junio de 2000 se midió pozo con un gasto de 2428 bpm, RGA=118 m³/m³ y 0.3 % de agua, el pozo producía por espacio anular.

NO SE CUENTA CON MAYORES ANTECEDENTES DE LA TERMINACION DEL POZO

SAMARIA 85

Estado Mecánico Inicial

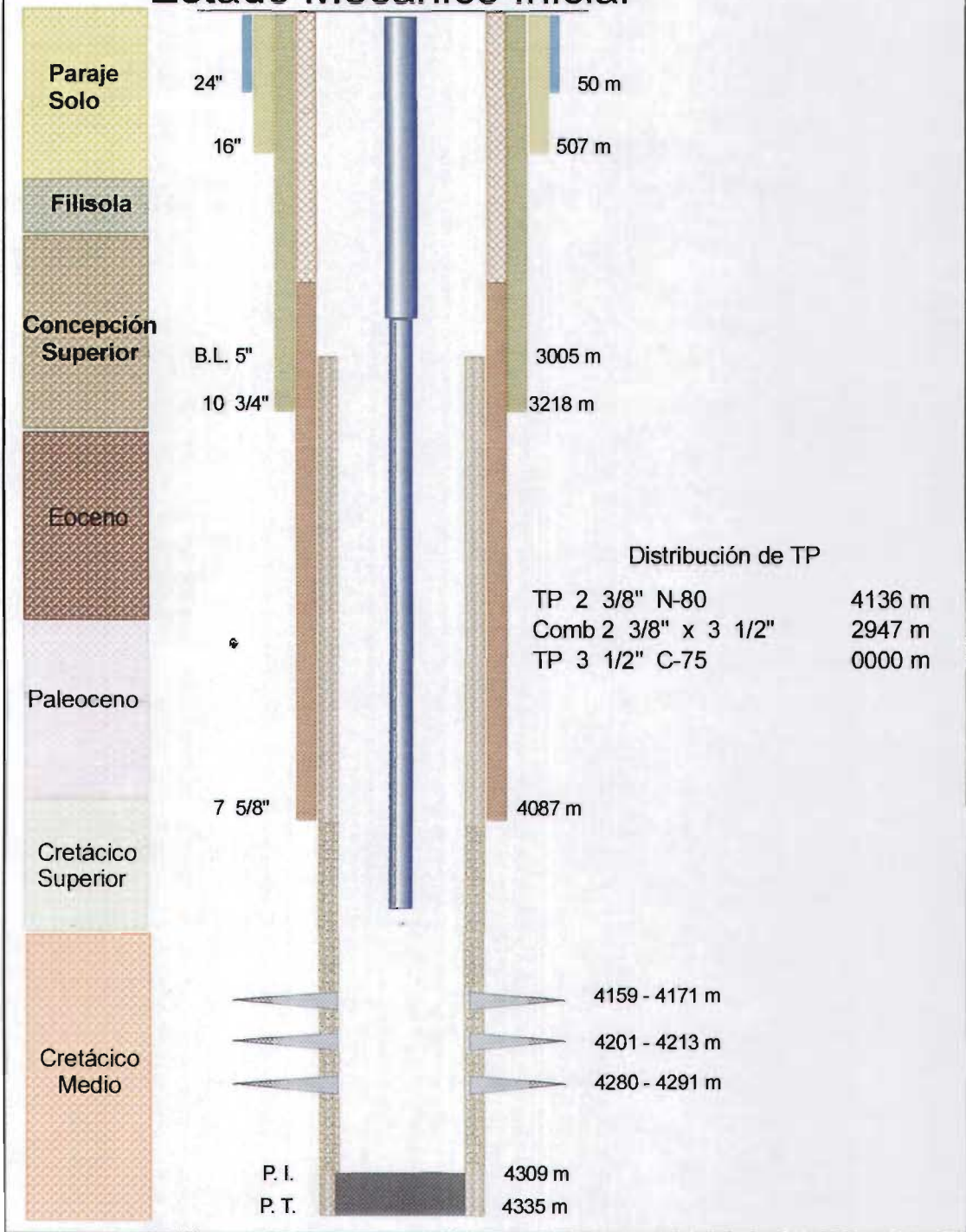


Fig. V.1 Estado Mecánico Inicial posterior de la terminación

OPERACIONES CON LÍNEA DE ACERO.

17-FEB-1999

Calibró con cortador 1 25/32" a 4295 m, libre tomó registro de presión de fondo fluyendo.

18-AGOS-1999

Calibró con cortador 1 23/32" a 4159 m, libre tomó registro de presión de fondo fluyendo.

13-OCT-1999

Calibró con cortador 1 3/4" a 4159 m, libre tomó registro de presión de fondo cerrado.

4.2 Programa de intervención

Previo a la intervención del pozo el Area de Yacimiento del Activo de Producción en conjunto con la Coordinación de Servicios de Apoyo Operativo, la Coordinación de Operación de Explotación y la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos; integró toda la información disponible del pozo Samaria 85, para realizar su estudio de Factibilidad y determinar los resultados esperados posteriores a la reparación.

Se analizaron las condiciones del yacimiento, del pozo que actualmente prevalecían, de la localización. Para la primera etapa se requería un equipo de Reparación y Terminación de Pozos, situación del terreno con la gente de la comunidad, condiciones superficiales del pozo, y disponibilidad de accesorios para instalar una sarta de Tubería Flexible.

Se determinó el objetivos de la intervención:

"Recuperar aparejo actual de PRODUCCIÓN de 3 ½" y 2 3/8" e introducir tubería flexible de 1 ½". Operar el pozo con motocompresor a boca de pozo inyectando gas de la red de B.N. a través de la T.F. y explotar pozo por el espacio anular entre la TF y la TR."

Secuencia Operativa del Programa

- a).- Instalar equipo
- b).- Descargar presiones del espacio anular y la tubería de Revestimiento
- c).- Controlar Pozo
- d).- Desmantelar medio árbol de válvulas e instalar preventores
- e).- Recuperar aparejo de inyección de gas
- f).- Reconocer profundidad interior
- g).- Escarear Tuberías de Revestimiento
- h).- Eliminar Preventores e instalar medio árbol de válvulas
- i).- Colgar Tubería Flexible sobre el medio árbol de válvulas
- j).- Con Nitrógeno inducir pozo y amarrar sistema de inyección de B.N.

Tiempo estimado de intervención 16 días.

Historia de Intervención

(Del 16 de Febrero al 8 de Marzo del 2001)

Control del pozo.

Con equipo y líneas superficiales de control instaladas y probadas 100%, bombeó por TP 8 m³ de fluido de control FAPX de 0.86 g/cc x 350, y 5 m³ por espacio anular, sin presión. Observó pozo abierto franco, sin manifestar.

Cambio de medio ÁRBOL de producción por conjunto de preventores.

Instaló válvula tipo "H" y eliminó medio árbol de producción FIP 9" x 3-1/8" x 2-1/16" 5M 100%, instaló brida adaptadora 9" x 11" 5M y preventor de 11" 5M arreglo #3 y conexiones superficiales de control 3-1/2", probó ensamble de estrangulación y preventor con 4 500 psi, bien.

Recuperación de Aparejo de Producción

Operó a liberar sarta de aparejo de producción, tensionó con 23 ton arriba de su peso ($W_s = 49$ ton), sin éxito. Por estar pegada la bola colgadora en el cabezal. Bombeo por TP 10 m³ y por espacio anular 5 m³ de fluido de control. Desmanteló preventor

Cameron 11" 5 000 arreglo #3 y brida adaptadora 9" x 11" 5 000, aflojó tornillera del cabezal FIP 9" x 11" 5M, y el cabezal de producción, cambio por otro similar.

Instaló preventor CAMERON 11" 5M, nuevamente y probó con 4500 psi, bien.

Recuperó aparejo de producción combinado 2-3/8" y 3-1/2" 8 hrr por lingadas a superficie 100%, con bombeo intermitente por pérdida de circulación parcial.

Reconocer Profundidad Interior.

Conectó y metió molino 4-1/8" BMMM con 4 orificios de circulación 1/4" 4299 m con bombeo Intermitente por perdida cada 5 lingadas, checando resistencia, operó venciendo a 4305.32 m, donde encontró resistencia franca, sacó por lingadas bien.

Escariar T. R.

Con niple de aguja 2-3/8" con escariador p/TR 5" y 7-5/8" a 4154 m y 3003 m respectivamente escarió TR's.

Desmantelar conjunto de preventores e instalar medio árbol de válvulas.

Armó tapón puente recuperable modelo "C" tamaño 47C para TR 7-5/8" de 33.7 a 39 lbs/pie, con soldador modelo "H" de 4-1/2", un tramo TP 2-7/8 " HDWT-26 y TP 3-1/2" IF 9.5 lbs/pie bajó a 819 m, ancló tapón puente con: giró 6 vueltas a la izquierda, cargó 4.5 ton sobre su peso (Ws =18 ton). Levantó soldador tipo "H", observó sarta libre. Desmanteló preventor 11" 5M, recuperó cabezal FIP 9" x 11" 5m, observó traslape de TR 7-5/8" dañado por corrosión, acondicionó nuevamente traslape en TR 7-5/8" 100%, instaló cabezal FIP 9" x 11" 5M y válvulas laterales 2-1/16" 5 000 100%, instaló preventor CAMERON 11" 5 M, probó I.s.c., preventor, enlace de preventor, cabezal con 4000 psi, bien. Con soldador mecánico Tipo "H" recuperó tapón puente a 819.28 m, bien.

Instaló bola envolvente 9" x 3-1/2" y niple colgador 3-1/2" MVAM, 9.2 lbs/pie, bien; eliminó líneas superficiales, con válvula tipo "H" instalada, desmanteló preventor CAMERON 11" 5 M e instaló medio árbol de producción FIP 9" x 3-1/8" x 2-1/16" 5 M y líneas superficiales de control, probó mismas con 4 000 psi, durante 15 min bien.

Acondicionar Tubería Flexible como tubería de inyección de B.N.

Eliminó válvula de sondeo 3-1/8" 5 M e instaló carrete colgador de Tubería Flexible. Instaló Unidad de Tubería Flexible y armó herramienta centrador Mecánico con flejes de 5" + tubo difusor 1-11/16" con 4 orificios de 1/4", válvula Check 1-11/16", conector ROLL-ON 1-11/16" y T.F. 1-1/2"; Probó carrete con 4 000 psi. Bajó tubo difusor a 4 000 m, colgó misma y desmanteló unidades.

Definición de Intervalo

Instaló válvula de sondeo 3-1/8" 5 000, y con Unidad Inyectora de N2 y bombeo N2 a través de T.F. con Q= 20 m3/min, P=1650 psi, con pozo alineado a la batería, indujo pozo desalojando aceite, Ple=15 kg/cm2.

Tabla V.1 Análisis de las muestras recuperadas

Densidad (g/cc)	% Agua	% Sedimentos	% Aceite	pH
0.864	0.3	0.2	99.5	7.5
0.863	0.3	0.2	99.5	7.5
0.867	0.6	0.2	99.2	7.5
0.874	0.4	Trazas	99.6	7.5
0.874	0.3	0.2	99.5	7.5
0.875	0.4	Trazas	99.6	7.5
0.878	0.3	Trazas	99.7	7.5
0.877	0.2	Trazas	99.8	7.5
0.879	0.1	Trazas	99.9	7.5
0.875	0.6	Trazas	99.4	7.5
0.879	0.2	Trazas	99.8	7.5

Desmantela equipo.

4.3 Informe final de la intervención

Aparejo de inyección actual (final).

Distribución	Prof. (m)	
	de	a
Trompo de circulación 1-1/2" Válvula check 1-11/16" Conector roll-on 1-11/16" Centrador mecánico con flejes 5" Tubería flexible de 1- 1/2"	4000	0.0

Cabezal de producción y 1/2 árbol de válvulas

Descripción	Dimensiones y rango de trabajo
Medio árbol de válvulas	FIP 9" x 3-1/8" x 2-1/16" 5M
Cabezal de Producción	FIP 9" x 11" 5M
Colgador de TF	3 1/8" x 1 1/2" 5M

Resultado de los intervalos probados(abiertos de anteriores intervenciones).

Intervalo (m)	Formación	Litología	Formación	Sw	∅
4291-4280	k.m.	caliza	km	14	8
4213-4201	k.m.	caliza	ks	20	3
4171-4159	k.m.	caliza	ks	15	4

Tiempo programado contra el real.

Programado	real
16.0 días	21.0 días

Causas de desviación.

Se encontró la bola colgadora pegada al cabezal de producción, por lo que hubo que recuperar la bola integrada al cabezal, para posterior cambiar éste (3 días adicionales).

El tubo difusor utilizado se tapo durante el amarre del pozo lo que generó la necesidad de recuperar la Tubería Flexible y cambiar el trompo difusor (5 días adicionales).

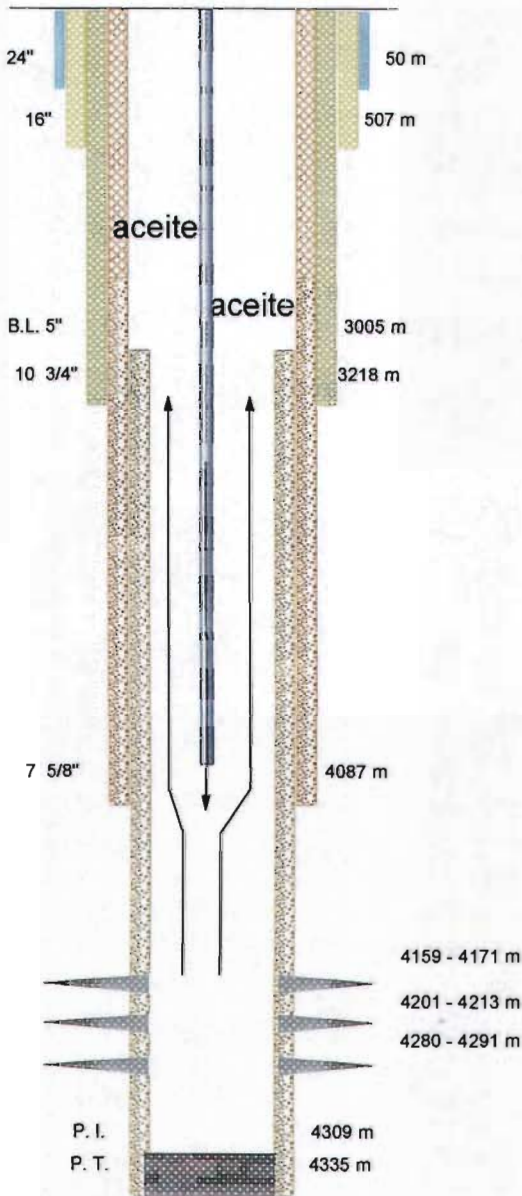
Costos programados contra el real.

Programado		Real	
Costo USD \$	Gasto USD \$	Costo USD \$	Gasto USD \$
678,101.50	501,548.00	564,790.15	404,621.47

PRODUCTOR DE ACEITE Y GAS

Estado Mecánico Final y Conexiones Superficiales Actuales en el pozo

Estado Mecánico



- Distribución de
- TF 1 1/2"
 - Centrador mecánico con flejes
 - Conector Roll - On 1
 - Valvula Check 1
 - Trompo de circulación 1



Conclusiones

1. El tiempo de intervención se reduce notablemente al pasar de tiempos promedios de 50 días a 20 días.
2. El costo promedio de una Reparación es del orden de 8.5 millones de pesos, en este caso se reduce en un 50%
3. Menores costos en intervenciones al terminar los pozos con sartas de Tubería Flexible, ya que eliminamos la necesidad de utilizar accesorios convencionales (camisa deslizante, mandriles, B.N., Tubería de Producción, etc), los accesorios empleados para Tubería Flexible son muy baratos.
4. La sarta de Tubería Flexible cumple con los requerimientos de inyección de gas para la producción del pozo.
5. Con la sarta de Tubería Flexible se puede bajar el punto de inyección de gas a la zona disparada, mejorando la vida productiva del pozo, con una reducción en las caídas de presión por fricción en flujo vertical.
6. Existen pozos con condiciones propicias para su terminación con sartas de Tubería Flexible.
7. Pozos con los siguientes factores son candidatos para terminarlos con sartas de Tubería Flexible, índice de productividad del pozo alto, presión de fondo fluyendo equivalente a una columna hidrostática del orden del 50% y bajo porcentaje de agua.
8. De acuerdo a como se acondicionó el pozo Samaria 85 es imposible el realizar Toma de Información.

Recomendaciones

1. El éxito de toda intervención requiere invertir tiempo y trabajo en equipo para lograrlo.
2. Es de suma importancia el contar con información confiable del pozo y bien documentada.
3. El caso de pozo Samaria 85, nos arroja información para continuar terminando pozos con sartas de tubería flexible.
4. Para las subsecuentes terminaciones de pozos se requiere que los pozos se han terminados con accesorios para terminaciones dobles.
5. Con terminaciones dobles permite la toma de información.
6. En caso de requerir mayor presión de inyección puede instalarse un motocompresor a boca de pozo.
7. Es de suma importancia el verificar que todos los accesorios se encuentren en buen estado; para evitar re-trabajos que incrementan el tiempo de intervención y por lo tanto los gastos.
8. Los errores nos enseñan para mejorar; así es que no hay que enterrarlos u ocultarlos.

Bibliografía

Apuntes de Producción

Universidad Nacional Autónoma de México, 1988

Tesis “Análisis Nodal para definir intervenciones a pozos”

Instituto Politécnico Nacional, 1999.

Tesis “Aplicación del Sistema Bombeo Neumático, Distrito Norte”

Ing. Fernando Pérez Blancarte

Instituto Politécnico Nacional, 1994.

Tesis “Sistemas Artificiales de Producción”

Ing. Ulises Santamaría Andres

Instituto Politécnico Nacional, 1994.

Tesis “Elementos de la Ingeniería de Producción del Petróleo”

Ing. Jorge Alberto Arévalo

Instituto Politécnico Nacional, 1994.

Apuntes del curso “Perforación y Actividades no convencionales con Tubería Flexible”

M. en I. Alfonso Mora Ríos

PEMEX

Información de campo y base de datos de la Gerencia de Perforación y del Área de Ingeniería de Pozos,

Región Sur, PEMEX

“Acciones para incrementar la producción de hidrocarburos en pozos con Bombeo Neumático Continuo “

M. en I. Salvador Flores Mondragón y colaboradores

AIPM, Jornadas Técnicas Vhsa. Tab. 2001

Manual Técnico de Accesorios y Árboles de Válvulas para pozos petroleros

Cia. FIP, 2001

Índice de figuras

		Pag.
Fig. I.1	Diagrama de fase de presión Temperatura	7
Fig. I.2	Diagrama de fases de los fluidos de un yacimiento de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento	8
Fig. I.3	Diagrama de fases de los fluidos de un yacimiento de aceite y gas disuelto de alto encogimiento	9
Fig. I.4	Diagrama de fases de los fluidos de un yacimiento de gas y condensado	10
Fig. I.5	Diagrama de fases de los fluidos de un yacimiento de gas húmedo	11
Fig. I.6	Comportamiento típico de un yacimiento por empuje hidráulico	12
Fig. I.7	Comportamiento típico de un yacimiento con empuje por casquete de gas	13
Fig. I.8	Comportamiento característico de un yacimiento con empuje por gas en solución	13
Fig. I.9	Formación estratificada idealizada	16
Fig. I.10	Gráfica del Análisis Nodal a un pozo del campo Samaria	25
Fig. II.1	Esquema de una Unidad de Potencia de la U. T.F.	29
Fig. II.2	Esquema del carrete de la U. T.F.	30
Fig. II.3	Medidor de profundidad de la U. T.F.	31
Fig. II.4	Esquema del cuello de ganso y la unidad inyectora de la U. T.F.	33
Fig. II.5	Esquema de las cadenas de la Unidad inyectora de la T.F.	34
Fig. II.6	Esquema del equipo de control de presión de la T.F.	35
Fig. II.7	Esquema del arreglo de preventores para la T.F.	35
Fig. II.8	Curva del comportamiento de esfuerzo – deformación para materiales	37
Fig. II.9	Diagrama de Von Mises para T.F.	38
Fig. II.10	Eventos de pandeo sobre la tubería flexible durante un viaje en el pozo	39
Fig. II.11	Diagrama y gráficas obtenidas del Software	43
Fig. II.12	Conector tipo grapa para T.F.	45
Fig. II.13	Conector tipo roscable para T.F.	46
Fig. II.14	Conector tipo Roll – On para T.F.	47
Fig. II.15	Válvula de contrapresión (check) para T.F.	48

Fig. II.16	Tipos de válvulas de contrapresión (esfera y charnela) para T.F.	49
Fig. II.17	Cabezal para tubería en terminación doble	53
Fig. II.18	Adaptador para tubería en terminación doble	54
Fig. II.19	Adaptador forjado para tubería en terminaciones dobles	55
Fig. II.20	Camisa sello para terminaciones dobles	56
Fig. II.21	Cruceta forjada para terminaciones dobles	56
Fig. II.22	Arreglo Medio Árbol de Válvulas y colgador de T.F.	57
Fig. II.23	Comportamiento del gasto de inyección de gas	59
Fig. II.24	Comportamiento de la afluencia de aceite	60
Fig. II.25	Comportamiento entre una sarta de inyección de TP 3 ½" y TF 1 ½"	61
Fig. II.1	Distribución de tiempos en la terminación de pozos durante el periodo 1997-2000	65
Fig. III.2	Distribución de tiempos en Reparaciones Mayores Convencionales con equipo periodo 1997-2000.	65
Fig. III.3	Plano de localización de los campos de la Región Sur	66
Fig. III.4	Distribución de pozos por actividad en el Complejo Antonio J. Bermúdez	67
Fig. III.5	Producción diaria de aceite y gas del Complejo Antonio J. Bermúdez	68
Fig. III.6	Producción diaria de aceite por campo del Complejo Antonio J. Bermúdez	68
Fig. III.7	Comportamiento de la producción del Complejo Antonio J. Bermúdez	71
Fig. III.8	Comportamiento de la presión del Complejo Antonio J. Bermúdez	72
Fig. III.9	Estado mecánico del pozo Samaria 97	75
Fig. III.10	Análisis del comportamiento de la afluencia y del gasto de inyección de gas del pozo Samaria 97	75
Fig. III.11	Comportamiento de la producción de aceite, gas y agua del pozo Samaria 97	76
Fig. III.12	Estado mecánico del pozo Samaria 109	76
Fig. III.13	Análisis del comportamiento de la afluencia y del gasto de inyección de gas del pozo Samaria 109	77
Fig. III.14	Comportamiento de la producción de aceite, gas y agua del pozo Samaria 109	77
Fig. III.15	Estado mecánico del pozo Samaria 85	79

Fig. III.16	Análisis del comportamiento de la afluencia y del gasto de inyección de gas del pozo Samaria 85	79
Fig. III.17	Comportamiento de la producción de aceite, gas y agua del pozo Samaria 85	80
Fig. III.18	Comportamiento del costo real de intervenciones a pozos en Rm y Terminaciones del Complejo Antonio J. Bermúdez	82
Fig. IV.1	Estado Mecánico inicial posterior de la Terminación Samaria 85	91
Fig. IV.2	Estado mecánico final posterior de la Rm Samaria 85	100

Índice de tablas

	Pag.
Tabla. I.1 Pérdidas de presión en cada uno de los componentes	23
Tabla III.1 Costos considerados para Rm considerando TP 3 ½"	83
Tabla III.2 Costos considerados para una Terminación considerando TP 3 ½"	84
Tabla III.3 Costos considerados para una Terminación considerando TF 1 ½"	86
Tabla IV.1 Análisis de las muestras recuperadas pozo Samaria	85