

01153

2005
ARREDONDO VALDEZ, RAFAEL GUILLERMO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO



FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN
CIENCIAS DE LA TIERRA

ESPECIALIDAD EN : SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION

PROYECTO FINAL

APLICACIÓN DE BOMBEO NEUMATICO NO CONVENCIONAL
EN POZOS DEL CAMPO PAREDON DEL ACTIVO
JUJO - TECOMINOACAN

AUTOR: ING. RAFAEL GUILLERMO ARREDONDO VALDEZ

ASESOR: ING MODESTO MERCADO MARTINEZ



MEXICO D.F.

2004

2005

m 346426



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.

RESUMEN

En este trabajo se analizan las alternativas de aplicar en los pozos del campo Paredón el sistema de Bombeo Neumático Continuo no Convencional.

Se inicia con una descripción de las características del campo, de su historia de explotación y de las condiciones actuales de operación. De aquí se plantea la necesidad de implementar un Sistema Artificial que proporcione presión a los pozos para mejorar sus condiciones de producción

El sistema que se seleccionó para los pozos de este campo fue el Sistema de Bombeo Neumático Continuo no Convencional, del cual se describe su principio de operación así como las ventajas y desventajas. Se presentan los resultados y el desarrollo de la prueba de campo realizada en el pozo Paredón 34A, aplicando el sistema de Bombeo Neumático Continuo con Tubería Flexible y nitrógeno. Los resultados de ésta, sirvieron de base para evaluar otros pozos. Se analizaron y se seleccionaron los pozos con mejores condiciones para elegir los candidatos. Los pozos que resultaron idóneos para la aplicación de este sistema son: Paredón 2A, 3A y 34A.

A cada uno de los pozos, se realizó su análisis con dos alternativas del Sistema de Bombeo Neumático Continuo:

- a) Con tubería Flexible colgada
 - b) Con un orificio en la TP (disparo puncher)
- para seleccionar la mejor. Se presentan los resultados y se describe la infraestructura superficial requerida para que opere este sistema en el campo.

Finalmente, de los resultados de la mejor alternativa de cada pozo, se realizó el análisis económico para determinar los indicadores económicos.

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: ARREDONDO VALDEZ
R/DEL GUILLERMO

FECHA: 06-07-2005

FIRMA: DR. HUGO BECERRIL TAUBEGUE



CONTENIDO

○ RESUMEN	i
○ LISTA DE TABLAS	iii
○ LISTA DE FIGURAS	v
○ INTRODUCCIÓN	1
○ CAPITULO I ANTECEDENTES	2
I.1 HISTORIA DEL CAMPO PAREDON	3
I.2 CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO	5
○ CAPITULO II BOMBEO NEUMATICO NO CONVENCIONAL	6
II.1 BOMBEO NEUMATICO CON TUBERIA FLEXIBLE	8
II.2 BOMBEO NEUMATICO CON DISPARO PUNCHER	11
II.3 COMPRESOR A BOCA DE POZO	11
II.3 PRUEBA DE BOMBEO NEUMATICO CON T.F. EN CAMPO	12
○ CAPITULO III : ANALISIS DE BOMBEO NO CONVENCIONAL	13
III.1 POZOS CANDIDATOS	13
III.2 ANALISIS DE POZOS	16
III.3 RESULTADOS	20
III.4 ANALISIS ECONOMICO	24
○ CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	25
○ APENDICES (A) Y (B)	26

APENDICE A

26

Graficas de comportamiento de la Presión en superficie y Presion en el fondo ,con respecto al tiempo de los pozos Paredón 3A y 34A. Asi como la aportación de agua de los pozos, analizadas en el laboratorio de de produccion

APENDICE B

28

Analisis de la simulación con el software de los pozos paredón 2A, 3A y 34A. Con el modulo fluyente y de bombeo neumatico 42

o REFERENCIAS

36

LISTA DE TABLAS

II. BOMBEO NEUMATICO NO CONVENCIONAL

Tabla II.1 Resumen de los datos obtenidos de la prueba de bombeo neumático del pozo Paredón 34A	12
---	----

III. ANALISIS DEL BOMBEO NO CONVENCIONAL

Tabla III.I Condiciones de flujo de los Pozos Paredón 2A, 3A y 34A	14
Tabla III.2 condiciones actuales de producción	20
Tabla III.3 Resultados de la simulación con la aplicación el sistema artificial de bombeo	20
Tabla III.4 Especificaciones de operación de la línea de 4"ø	23
Tabla III. 5 Especificaciones de operación en la línea de 3"ø	23

LISTA DE FIGURAS

I. ANTECEDENTES

Figura I.1. Localización del Campo Paredón, ⁽¹⁾ 2

Figura I. 2. Configuración estructural del Campo Paredón.⁽²⁾ 4

II. BOMBEO NEUMATICO NO CONVENCIONAL

Figura II.1 Sistema de bombeo neumático continuo⁽⁶⁾ 7

Figura II.2 Método de bombeo neumático no convencional 8

Figura II.3 Flujo Potencial de liquido Multifasico vs Longitud de TF 10

III. ANALISIS DEL BOMBEO NO CONVENCIONAL

Figura III.1 Estados Mecánicos de los pozos candidatos Paredón 2A, 3A y 34A. 13

Figura. III. 2 Comportamiento de presión en superficie del pozo Paredón 2A ⁽¹⁰⁾ 14

Fig.III. 3 Control del comportamiento de agua del pozo Paredón 2A ⁽¹⁰⁾ 15

Fig.III.4 Comportamiento de la presión estática (Pws) y fluyente (Pwf) del pozo Paredón 2A ⁽¹⁰⁾ 15

Figura III.5 Sensibilidades con las correlaciones de flujo multifásico en el perfil de presión 16

Figura III.6 Ajuste del perfil de presión con la correlación de Gray 16

Figura III.7 Ajuste del pozo con el gasto de producción y nodo de solución en la cabeza del pozo 17

Figura III.8 Modelado del diámetro de un orificio (disparo puncher) a 3950m 17

Figura III.9 Modelado de la curva de inyección de gas con un orificio de 8/64" 18

Figura III.10 Producción que aporta el pozo (654 bpd) 23 con la inyección de gas 0.6 (mmpcd)	18
Figura III.11 Curva de inyección de gas con un orificio a 4850m	19
Figura III.12 Producción de 515 bpd que aporta el pozo con la inyección de gas de 0.5mmpcd	19
Figura III.13 Comportamiento del ritmo de producción con el sistema seleccionado	21
Figura III.14 Arreglo de la red de bombeo neumático para suministro de gas A los pozos Paredón 2A, 3A Y 34A	23
Figura III. 15 Indicadores Económicos	24
Figura A.1 Comportamiento de presión en superficie del pozo Paredón 3A ⁽¹⁰⁾	26
Figura A.2 Comportamiento de la presión estática (Pws) y fluyente (Pwf) del pozo Paredón 3A ⁽¹⁰⁾	26
Figura A.3 Control del comportamiento de agua del pozo Paredón 3A ⁽¹⁰⁾	26
Figura A.4 Comportamiento de la presión en superficie del pozo Paredón 34A ⁽¹⁰⁾	27
Figura A .5 Comportamiento de la presión estática (Pws) y fluyente (Pwf) del pozo Paredón 34A ⁽¹⁰⁾	27
Figura A.6 Control del comportamiento de agua del pozo Paredón 34A ⁽¹⁰⁾	27
Figura B.1 Modelado del diámetro de un orificio (disparo puncher) en condiciones estables.	28
Figura B.2 Curva de gastos de inyección de gas con un orificio (disparo puncher) a 3300m	28

Figura B.3 Producción que aporta el pozo a una profundidad de 3300m	29
Figura B.4 Modelado y análisis del diámetro de un orificio (48/64) a 4800m	29
Figura B.5 Modelado de la curva de inyección de gas obteniendo una producción de 326 bpd	30
Figura B.6 Producción que aporta el pozo con la inyección de gas a 4800m	30
Figura B.7 Sensibilidades con las correlaciones de flujo multifásico en el perfil de presión-temperatura	31
Figura B.8 Ajuste de la correlación de Hagedorn and Brown	31
Figura B.9 Ajuste con las condiciones de producción	32
Figura B.10 Sensibilidades al corte de agua, al 60% el pozo deja de fluir	32
Figura B.11 Modelado del diámetro de orificio (disparo poncher) a 4200m	33
Figura B.12. Modelado de la curva de inyección de gas y un orificio (disparo puncher)	33
Figura B.13. Producción del pozo con la inyección de gas a 4200 m	34
Figura B.14. Modelado y Análisis del diámetro del orificio de 48/64"(tubería flexible) a 4700m	34
Figura B.15 Modelado de la curva del gasto de inyección de gas y un orificio de 48/64" a 4700m	35
Figura B.16 Producción del pozo con inyección de gas a 4800m	35

INTRODUCCION

Los pozos del campo Paredón del Activo de Producción Jujo Tecominoacán son productores de aceite ligero y se encuentra en una etapa de explotación madura con una presión del yacimiento por debajo de la presión de burbuja, presiones de fondo bajas, y producción de agua, lo que provoca que la producción de los pozos disminuya, y que se comporten de manera intermitente o dejen de fluir.

Bajo estas condiciones los pozos Paredón 2A, 3A y 34A se han visto afectados en sus condiciones de explotación, de análisis previos se determinó que éstos pueden mejorar sus condiciones de producción con la implementación de algún sistema artificial. Se analizaron las alternativas para implementar el sistema de bombeo neumático continuo, a) efectuando un disparo puncher en la TP localizado arriba de la camisa de circulación, b) mediante la inyección de gas a través de una tubería flexible, con la finalidad de profundizar el punto de inyección.

Con la finalidad de conocer la factibilidad de que este sistema pudiera ser aplicable y de tener información real, se llevó a cabo una prueba de campo en el pozo Paredón 34^a, simulando el bombeo neumático continuo con la unidad de tubería flexible y nitrógeno. Los resultados de la prueba fueron favorables y sirvieron de base a los análisis de los otros pozos.

I. ANTECEDENTES

El Campo Paredón ⁽¹⁾ pertenece al activo Jujo -Tecominoacán de la Región Sur, localizándose a 46 kilómetros al suroeste de la Ciudad de Villahermosa, Tabasco (figura 1.1).

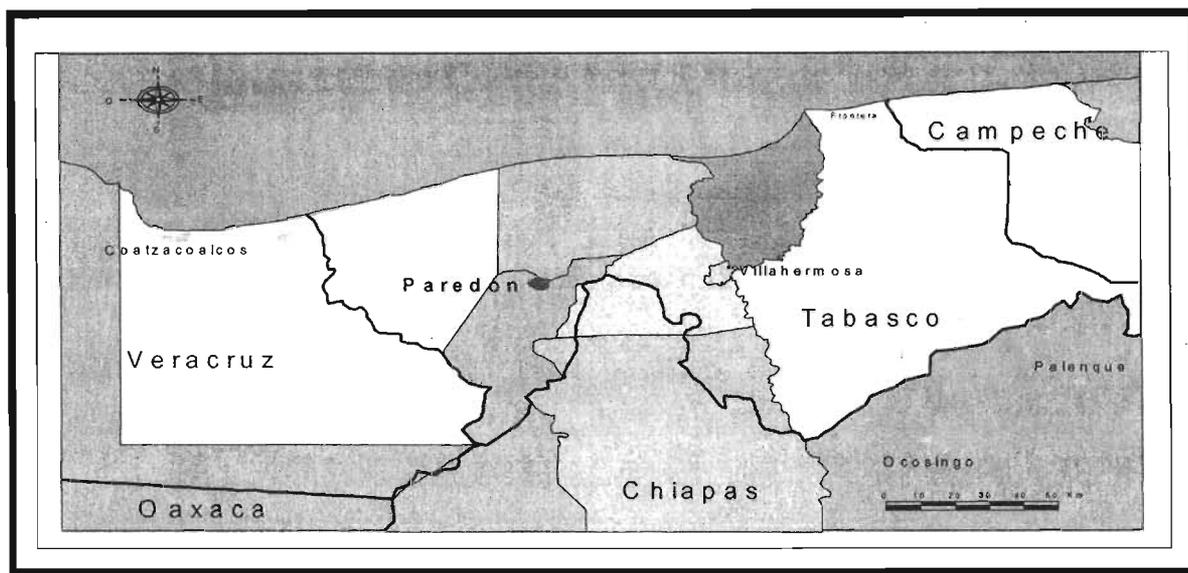


Figura I.1. Localización del Campo Paredón, ⁽¹⁾

El campo Paredón ⁽¹⁾ está ubicado en el área Chiapas-Tabasco en las Cuencas Terciarias del Sureste. Las rocas del yacimiento son dolomías, dentro de una trampa de tipo estructural.

Fue descubierto ⁽²⁾ en 1978 con la perforación del pozo Paredón-1 y se compone de un yacimiento que produce en los sedimentos del Jurásico Superior Kimmeridgiano, Jurásico Superior Tithoniano y Cretácico Inferior. El yacimiento es de aceite volátil con una densidad de 39 grados API.

El Campo cubre un área de 25 kilómetros cuadrados, con 21 pozos perforados de los cuales diez se encuentran activos.

En diciembre de 1997 la producción promedio diaria fue de 7,820 barriles de aceite y 26 millones de pies cúbicos de gas. Al 1 de enero de 1998 se han producido 164 millones de barriles de aceite y 441 miles de millones de pies cúbicos de gas.

I.1 HISTORIA DEL CAMPO^{(1) (2)}

En 1977 se inicia la perforación del pozo exploratorio Paredón-1, el cual termina en 1978 como productor de aceite volátil en rocas carbonatadas del Cretácico Inferior. La producción inicial fue de 3 mil barriles diarios de aceite y 7 millones de pies cúbicos de gas.

En 1978 se inicia el desarrollo del campo y la producción se empieza a incrementar gradualmente. En 1983 alcanza su máxima producción diaria de 51 mil barriles de aceite y 170 millones de pies cúbicos de gas. En total se han perforado 21 pozos, de los cuales diez se encuentran activos. El espacio promedio entre pozos es de mil metros.

Geología estructural local

Se ubica en una estructura de tipo anticlinal, asimétrico, con orientación de noroeste a sureste, delimitado al este y oeste por fallas inversas con orientación de norte a sur. Hacia el sur, la estructura presenta intrusión de sal que le sirve de cierre. Adicionalmente, presenta una serie de fallas normales sin una dirección definida que separa la estructura en varios bloques.

En la figura II. 2 se aprecia como el fallamiento inverso es el más importante en la evolución estructural en tanto las fallas normales son de carácter secundario.⁽²⁾

El Campo Paredón atravesó una secuencia sedimentaria marina que va del Jurásico Superior Kimmeridgiano al Mioceno Superior.

El Jurásico Superior Kimmeridgiano está constituido por dolomías micro-cristalinas fracturadas de color café y gris claro. En el Jurásico Superior Tithoniano se encuentran dolomías micro-cristalinas ligeramente arcillosas, de color café oscuro fracturadas.

Para el Cretácico Inferior y Medio, la litología consiste de dolomías microcristalinas de color café y gris claro fracturadas. El Cretácico Superior está representado por calizas de mar abierto

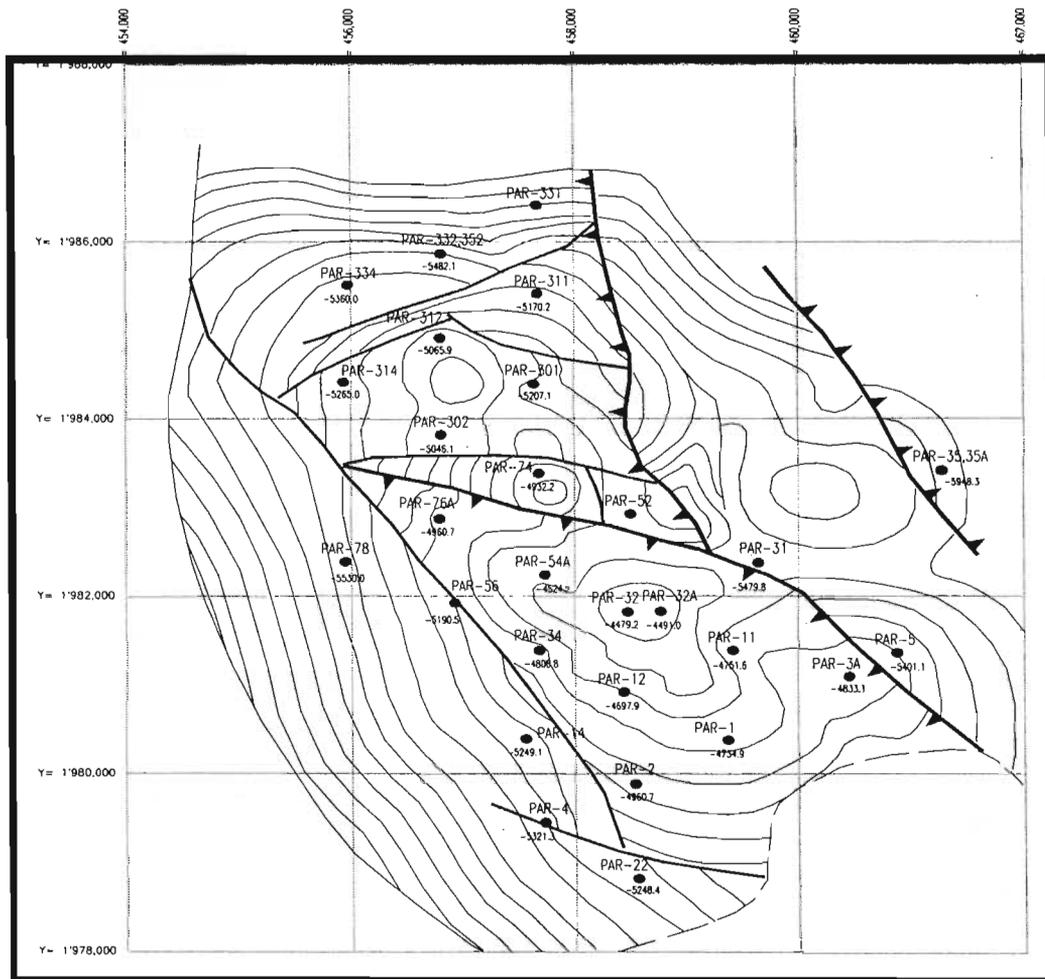


Figura 11. 2. Configuración estructural del campo Paredón.⁽²⁾

I.2 CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO

Se tiene definido un yacimiento de aceite volátil que produce en rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, Jurásico Superior Tithoniano y Cretácico Inferior. El yacimiento se caracteriza por estar constituido de dolomías que han incrementado su porosidad y permeabilidad debido al fracturamiento y los procesos diagenéticos a los que han estado sujetas.

El espesor promedio del yacimiento es de 260 metros, con una porosidad promedio (primaria más secundaria) del 4.1 por ciento y permeabilidad promedio de 67 milidarcies. La saturación de agua promedio es del 14 por ciento y tiene una salinidad de 142,000 partes por millón.

La presión inicial del yacimiento fue de 655 kg/cm^2 , la cual ha declinado hasta alcanzar los 300 kg/cm^2 que actualmente presenta. La temperatura es de 150 grados centígrados, la RGA de $440 \text{ m}^3/\text{m}^3$ y una densidad del aceite de 39 grados API. El yacimiento tiene una moderada entrada de agua.

RESERVAS ⁽⁴⁾

El volumen original de aceite se estima en 600 millones de barriles de los cuales se han producido 173 millones, lo que representa un factor de recuperación actual del 27 por ciento. Para el gas se estima un volumen original de 1,543 miles de millones de pies cúbicos, de ellos se han producido 471 miles de millones, lo que significa un factor de recuperación actual del 29 por ciento.

Las reservas remanentes probadas de hidrocarburos del Campo al 1 de enero del 2003 son de 54 millones de barriles de aceite y 586 miles de millones de pies cúbicos de gas

Las reservas de hidrocarburos fueron estimadas por medio de un modelo de simulación numérica, resultado del estudio integral que se efectuó en el Campo.

II. BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO NO CONVENCIONAL

El bombeo neumático es el Sistema Artificial de Explotación que más se parece al proceso de flujo natural, es un medio de levantamiento de fluidos desde el fondo del pozo y consiste en suministrar gas a alta presión, con la finalidad aligerar la columna de fluidos, reduciendo la presión en el fondo del pozo, generando con ello una diferencial de presión frente a la formación. En algunos casos, se inyecta el gas de la tubería de producción al espacio anular.

El bombeo neumático se lleva a cabo por uno de dos métodos:

- Bombeo Continuo: Se inyecta un volumen continuo de gas a alta presión en el fondo que permitirá una diferencial para producir el gasto deseado.
- Bombeo Intermitente: Se inyecta un volumen de gas periódicamente a alta presión para producir el aceite acumulado dentro de la TP, el cual es expulsado en forma de un tapón o bache hacia la superficie.

El bombeo neumático no convencional: La inyección de gas puede realizarse a través de una perforación (Puncher) en la tubería de producción, una válvula calibrada o una tubería flexible colgada. El uso de válvulas permite un mejor control del volumen de gas de inyección requerido, así como de la aplicación de la presión disponible. Por lo anterior, el uso de mandriles con válvulas de bombeo neumático es el método de mayor aplicación en el mundo. Ocasionalmente se utilizan el puncher o tubería flexible colgada.

El propósito del sistema artificial de producción es reducir la presión de fondo sobre la cara de la formación de manera tal que se provoque una caída de presión a través del sistema. Mantener la presión de fondo fluyendo requerida es la base de diseño de una instalación de inyección de gas o cualquier otro sistema artificial

El Bombeo neumático continuo⁽⁵⁾: es un método por el cual se introduce un volumen continuo de gas a alta presión por el espacio anular a la tubería de producción para airear o aligerar la columna de fluidos, hasta que la reducción de la presión de fondo permita una diferencial suficiente a través de la formación, causando que el pozo produzca al gasto deseado. Para realizar esto, se usa una válvula en el punto de inyección, figura II.1 junto con la válvula reguladora en la

superficie. Este método se usa en pozos con alto índice de productividad (>0.5 bl/día/lb./pg²) y presión de fondo fluyendo relativamente alta, (columna hidrostática del orden del 50% o mas en relación a la profundidad del pozo).

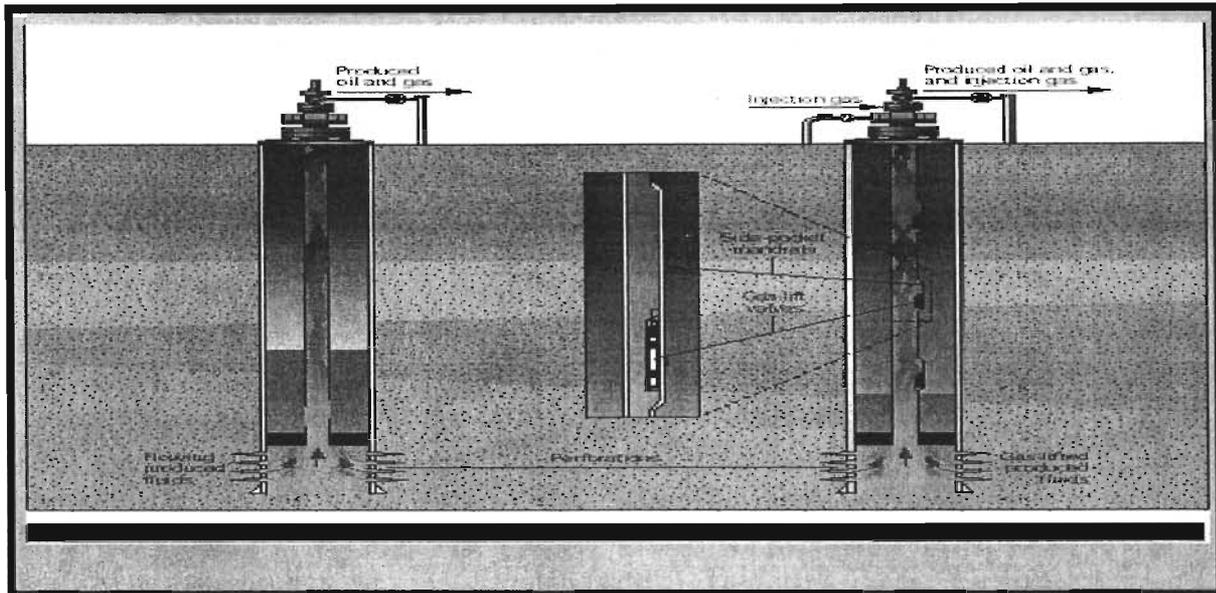


Figura II.1 Sistema de bombeo neumático continuo⁽⁶⁾

En pozos de este tipo la producción de fluidos puede estar dentro de un rango de 200 a 20,000 bl/día a través de tuberías de producción comunes. Si se explota por el espacio anular, es posible obtener a un más de 80,000 bpd. El diámetro interior de la TP rige la cantidad de flujo, siempre y cuando el índice de productividad del pozo, la presión de fondo fluyendo, el volumen y la presión del gas de inyección y las condiciones mecánicas sean las ideales.

El bombeo neumático continuo no convencional: es un método que nos permite inyectar un volumen de gas mediante una tubería flexible colgada o un disparo puncher, esta modalidad permite hacer la conversión a un pozo de bombeo neumático sin la necesidad de utilizar un equipo de reparación y se puede operar el mismo día con todos los componentes necesarios, para esta puesta en operación solo requerimos de colgar una tubería flexible o realizar un disparo con carga puncher en la tubería de producción se tiene otra de las ventajas, de que si no se tiene una red de bombeo neumático en el pozo se puede realizar la inyección de nitrógeno con unidades móviles lo que hace a este método mas flexible en comparación con el bombeo neumático convencional con válvulas de bombeo neumático. (Figura II.2)

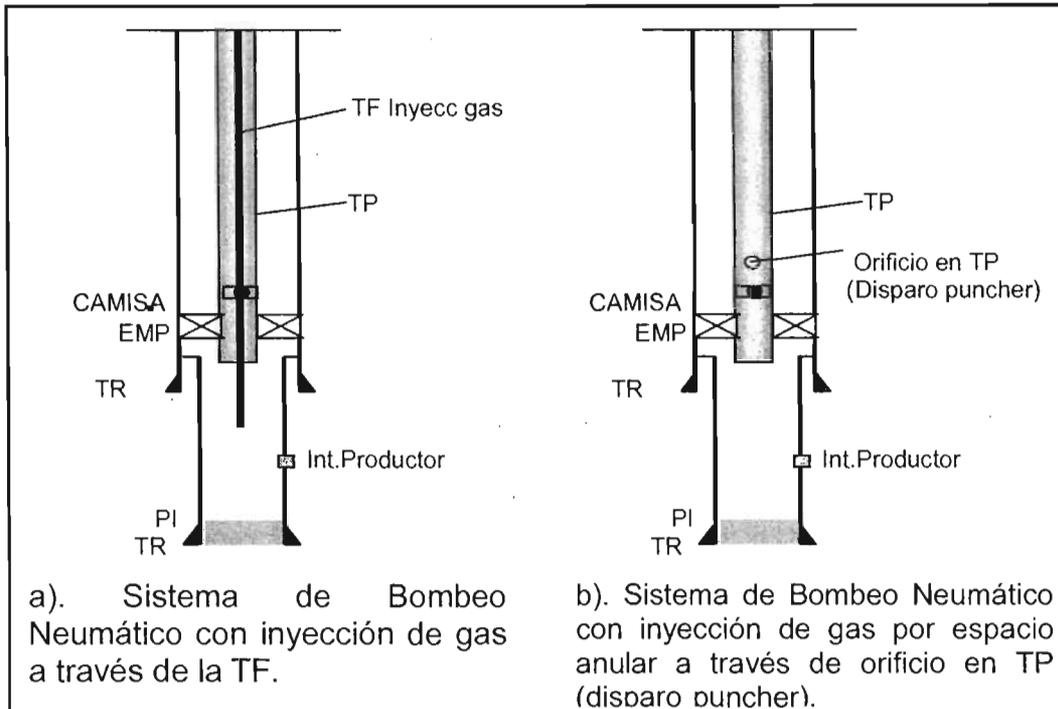


Figura II.2 Método de bombeo neumático no convencional

II.1 BOMBEO NEUMATICO CON TUBERIA FLEXIBLE.

La implementación del bombeo neumático con tubería flexible colgada y compresor a boca de pozo, es con la finalidad de inyectar gas a una mayor profundidad y presión en forma continua, y aligerar la columna de líquidos dentro del aparejo de producción. La ventaja de colgar la tubería flexible en el pozo, es que se puede colocar el punto de inyección a mayor profundidad, y a la vez disminuir el área de flujo aumentando la velocidad del mismo, evitando así, el resbamiento de líquidos. El gasto y presión de inyección de gas se puede regular de acuerdo a lo que requiera el pozo.⁽⁷⁾

La circulación de nitrógeno⁽⁸⁾ (N₂) a través de la Tubería Flexible (TF) bajando ésta hasta una profundidad determinada abajo del nivel estático del fluido, es una técnica de lo más común que se utiliza para desalojar los líquidos y el gas producido por el pozo. El flujo inicial se lleva a cabo por la reducción de la

presión hidrostática que se ejerce en el pozo por medio de airear los fluidos producidos los cuales se elevan a la superficie.

La Tubería Flexible transporta el gas operando por los mismos principios básicos del Bombeo Neumático con un punto único de inyección. Esta técnica ha tenido mucha mayor utilidad que la operación del bombeo neumático convencional de un solo punto de inyección porque el punto de inyección puede ser cambiado hacia arriba o abajo para optimizar los fluidos desalojados.

El nitrógeno (N₂) es el gas más utilizado para desalojar los fluidos del pozo porque químicamente es inerte y es ligeramente soluble en líquidos.

Comportamiento de desalojo de líquidos por nitrógeno (N₂)

Cuando se utiliza (N₂) para desalojar los líquidos e iniciar el flujo, es importante conocer los efectos de la elevación de los fluidos y las altas relaciones gas-líquido en la Tubería Flexible y el espacio anular de ésta y la TP. Como la relación de diámetros de la tubería flexible (d.e.) y la TP (d.i) se incrementa, las pérdidas de presión en el anular se incrementan exponencialmente. Además la longitud de la concetricidad de la tubería flexible dentro de la TP afecta significativamente las pérdidas de presión por fricción en el anular y el frente del flujo de fluidos comparado con una tubería libre. Cuando el punto de inyección de (N₂) se encuentra en lo más profundo del pozo, la respuesta esperada es un incremento en la presión de fondo y un incremento proporcional en la producción de líquidos. Sin embargo esta percepción no siempre es exacta.

Cuando una unidad de volumen de nitrógeno es bombeada hacia debajo de la tubería flexible, la presión requerida para vencer los gradientes del fluido en el anular, causa una compresión en el gas. Como el punto de inyección de (N₂) se encuentra lo más profundo dentro del pozo, los gradientes de presión se incrementan y causan que el (N₂) se comprima más. Cuando el nitrógeno sale de la tubería flexible e inicia a elevarse en el anular, los gradientes de presión de la columna fluyente del líquido disminuyen, causando la expansión del (N₂). La expansión de la unidad de volumen de nitrógeno dispersa en líquido que se encuentra en el anular incrementa aparentemente la velocidad del fluido, resultando en una disminución adicional del gradiente de presión. El incremento de la velocidad de los fluidos también disminuye el resbamiento del líquido en el pozo fluyente.

La expansión llega a ser dramática cuando el nitrógeno junto con el líquido continúa su flujo a la superficie. La velocidad del fluido y las pérdidas de presión por fricción en el anular se incrementan significativamente con relación a las que

se tienen en el fondo en el punto de inyección del nitrógeno. El incremento de las pérdidas de presión por fricción está en función de la turbulencia de la expansión del gas.

Como el área de la sección transversal del anular decrece, las pérdidas de presión por fricción para los gastos de circulación equivalentes de gas y líquido, llega a ser dramática. Los efectos de área de la sección transversal del anular y la longitud de la tubería flexible dentro de la tubería de producción pueden verse en la (figura II.3).

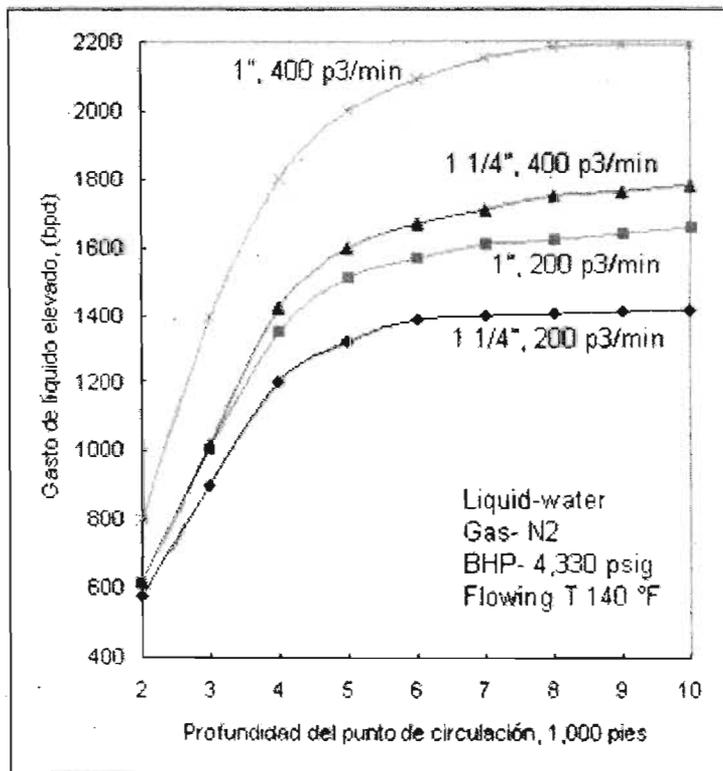


Fig. II.3 Flujo potencial de líquido multifásico vs longitud de TF de 1 y 1 1/4" dentro de una TP de 2 7/8", para una caída de 500 psi

La instalación con tubería flexible como sistema tiene la ventaja que no requiere equipo de reparación de pozos por lo que su costo es bajo. En caso de cualquier reparación es fácil su recuperación con un equipo de tubería flexible. Además cuando se tiene el riesgo de dejar pescados durante la reparación del pozo por el mal estado de la tubería de producción esta instalación es la adecuada.

II.2 BOMBEO NEUMATICO CON DISPARO PUNCHER⁽⁹⁾

Esta modalidad permite la conversión del pozo a bombeo neumático con una inversión muy baja ya que no requiere de equipo de reparación para su instalación. Y sólo hay que realizar un disparo con una carga puncher de 1/3" de diámetro en la tubería de producción, e inyectar el gas por espacio anular este tipo de instalación es conveniente cuando se tiene riesgo de pescado, al sacar el aparejo, pero tiene el inconveniente de que al disminuir la presión del pozo no es posible profundizar el punto de inyección.

La inyección de gas puede realizarse a través de una perforación (Puncher) en la tubería de producción, una válvula calibrada o una tubería flexible colgada. El uso de válvulas permite un mejor control del volumen de gas de inyección requerido, así como de la aplicación de la presión disponible. Por lo anterior, el uso de mandriles con válvulas de Bombeo Neumático es el método de mayor aplicación en el mundo. Ocasionalmente se utilizan el puncher o tubería flexible colgada.

II.3 COMPRESOR A BOCA DE POZO⁽⁷⁾

Debido a la necesidad cada vez mayor de inyectar gas a profundidades mayores, surge la necesidad de poner compresores a boca de pozo, ya que con esto podemos manejar diferentes presiones de descarga para diferentes volúmenes de gas, y con esto podemos llevar el punto de inyección más profundo, que no se lograría con la presión de la red de bombeo neumático y nos limitaría esta aplicación.

Condiciones operativas del Compresor a boca de pozo:

- Compresor de dos pasos con carrera de 3", y 1800 rpm máximo.
- Motor de combustión interna a gas, con arrancador aire/gas.
- Presión de succión de 800 psi. (56 kg/cm²).
- Volumen máximo a inyectar de 0.5 a 2.0 mmpcd.
- Presión de descarga máxima de 2500 psi.

II.4 PRUEBA DE BOMBEO NEUMÁTICO CON T.F. EN EL POZO PAREDON 34A

Del análisis de la información del comportamiento de los pozos, se seleccionó el pozo Paredón 34A para realizar un aprueba de bombeo neumático con unidad de Tubería Flexible (TF) y nitrógeno.

Desarrollo de la prueba.

Con la unidad de TF y de N₂ y con pozo fluyendo, se bajó la TF circulando N₂ hasta la profundidad de 4700 m. En esta profundidad se circuló N₂ a un gasto de 25 m³/min hasta que se estabilizó la presión de inyección. Se alineó el pozo a medición durante 4 horas. Los fluidos desalojados se midieron en la Batería Paredón.

Continuando con la TF estacionada a 4700 m se bajó el gasto de inyección a 20 m³/min hasta observar que se estabilizará la presión de inyección, posteriormente se alineó el pozo a medición durante 4 horas.

Se cambio el punto de inyección levantando la TF a 4200 m y se continuó inyectando N₂ a un gasto de 20 m³/min. Una vez que se estabilizó la presión de inyección se midió el pozo en batería.

Se levanto la TF a 3500 m y se continuó inyectando N₂ a un gasto de 20 m³/min, se esperó a que la presión de inyección se estabilizará, posteriormente se efectuó la medición en la Batería.

Los resultados de la prueba se presentan en la tabla 2.1

Tabla II.1 Resumen de los datos obtenidos de la prueba de B.N.

Profundidad TF (m)	Gasto Iny. N ₂ (m ³ /min)	Presión Inyección (lb/pg ²)	Qo (bpd)	Agua (%)
4700	25	1800	397	5
4700	20	1680	330	7
4200	20	1640	330	5
3500	20	1450	264	5

III. ANALISIS DE BOMBEO NEUMÁTICO NO CONVENCIONAL

Para la aplicación de este sistema a los pozos del campo, se analizaron y seleccionaron los más factibles a implantar, en los cuales se revisaron y estudiaron pozos con las mejores posibilidades, tanto sus propiedades de los fluidos como las condiciones mecánicas de los pozos para verificar que estos no tuvieran alguna restricción o anomalía que impidiera la aplicación de este sistema en su modalidad de tubería flexible colgada ó disparo puncher en el aparejo de producción.

III.1 POZOS CANDIDATOS

Del estudio de los pozos del Campo Paredón, se determino que los pozos con mejores condiciones mecánicas a implantar, son los pozos Paredón 2A, 3-A y 34-A figura III.1, además que presentan bajos porcentajes de agua.

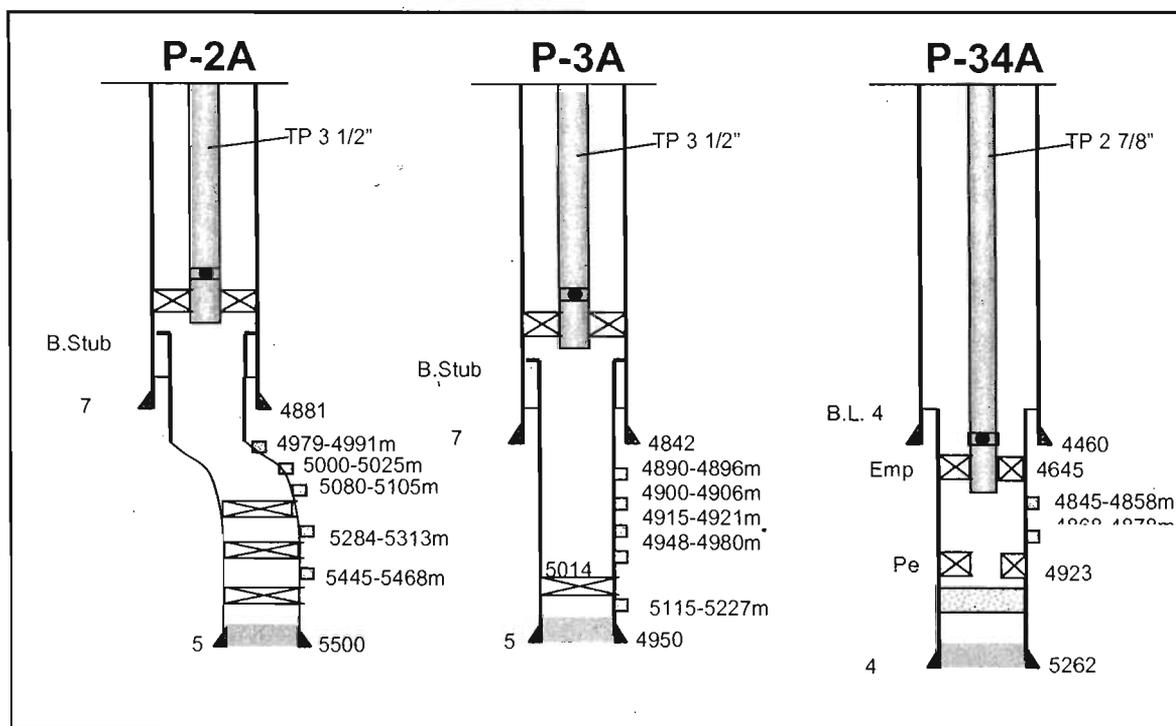


Figura III.1 Estados mecánicos de los pozos candidatos Paredón 2A, 3A y 34A.

Se validaron las condiciones de operación⁽⁶⁾ de los pozos candidatos: comportamiento de presiones del yacimiento (Pws), presión de fondo fluyendo (Pwf), en la cabeza (Pwh), línea de escurrimiento (Ple), así como de los datos en el porcentaje de agua (%w), Gasto de aceite (Qo), Gasto de gas (Qg), Gasto de agua (Qw), Relación Gas Aceite (RGA) Relación Gas Líquido (RGL), las cuales se presentan en la siguiente tabla III.1.

Pozo	Pws (KG/CM ²)	Pwf (KG/CM ²)	Qo (BPD)	Qg (MMPCD)	% W	RGA (M3/M3)	RGL (M3/M3)	Pwh (KG/CM ²)	Ple (KG/CM ²)	Estrang. (pg)
P-2A	278	81	363	1.09	5	562	533	15	10	5/8
P-3A	278	156	240	0.38	11	287	253	24	11	3/8
P34A	280	110	202	0.41	0	303	303	13	7	3/8

Tabla III.I Condiciones de flujo de los Pozos Paredón 2A, 3A y 34A

A continuación se presentara la revisión de la información disponible para los análisis de las simulaciones de los pozos, para lo cual solo se describirá el pozo paredón 2-A. El procedimiento de análisis de las gráficas para los dos pozos paredón 3-A y 34-A se presentan en el apéndice A.

Paredón 2-A

El seguimiento⁽¹⁰⁾ al comportamiento de la presión en la línea de escurrimiento, indica que esta tiende a represionarse, por la depositación de material orgánico, provocando que el pozo fluya con una contrapresión. Una limpieza a la línea de escurrimiento ayudara a que el pozo fluya sin contrapresión. Para la aplicación del sistema será necesario buscar el medio para evitar el represionamiento de la línea y el pozo fluya sin contrapresión Figura III.2.

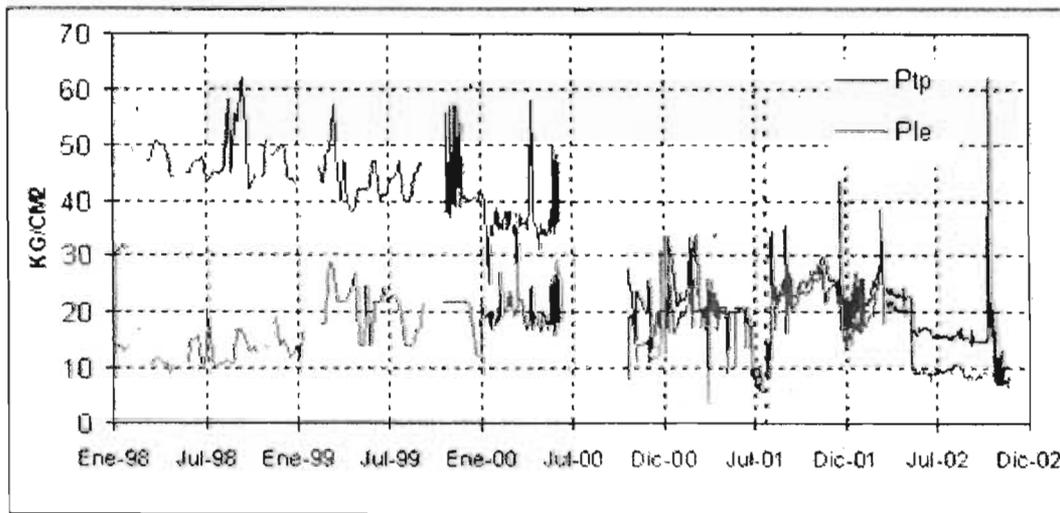


Figura. III. 2 Comportamiento de presión en superficie del pozo Paredón 2A ⁽¹⁰⁾

El seguimiento ⁽¹⁰⁾ con muestras tomadas en el pozo y analizadas en el laboratorio, se observa que la entrada de agua al pozo es poca con un porcentaje menor del 5% con algunos baches esporádicos de 20 %, como se muestra en la figura Fig.III. 3

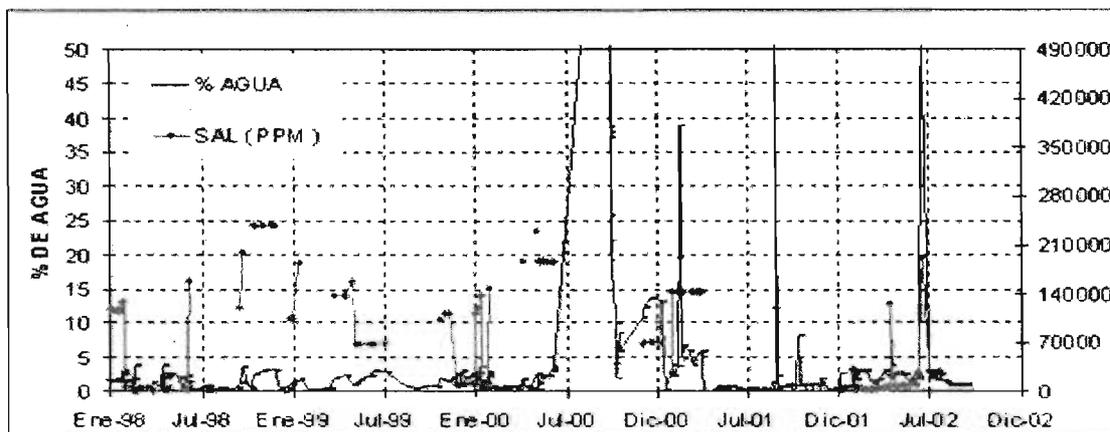


Fig.III. 3 Monitoreo de agua del pozo con muestras tomadas en superficie y analizada en el laboratorio de producción ⁽¹⁰⁾

El comportamiento ⁽¹⁰⁾ de la presión del yacimiento y la presión de fondo fluyente, nos muestra que con frecuencia la presión cae, esto debido a la depositación de material orgánico y/o inorgánico en la cara de la formación o por la entrada de agua al pozo o un daño a la formación, por lo que deberá ser restituida periódicamente como se muestra en la Figura III.4.

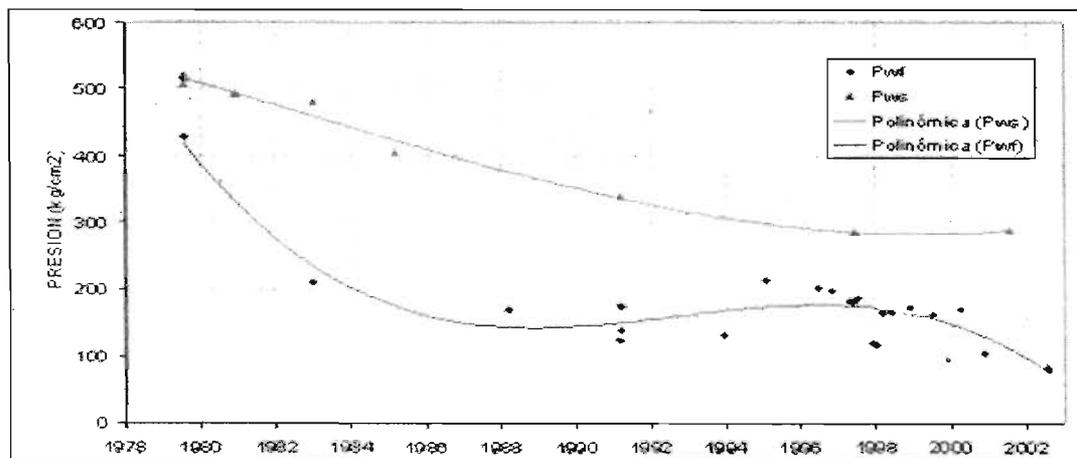


Fig.III.4 Comportamiento de la Presión estática (Pws) y fluyente (Pwf) con respecto al tiempo ⁽¹⁰⁾

III.2 ANALISIS DE POZOS

El análisis de los pozos se realizó con el software (wellflow) del cual se utilizaron los módulos para pozos fluentes y de bombeo neumático

Se analizó el pozo paredón 2A con el procedimiento que a continuación se describe:

Paso 1: Los datos validados se introducen al simulador junto con el estado mecánico del pozo detallado y las condiciones de producción.

Paso 2: Se reproduce el perfil de presión del pozo haciendo sensibilidades con las diferentes correlaciones de flujo multifásico, ajustándose para este caso la correlación de Gray (figura 111.5)

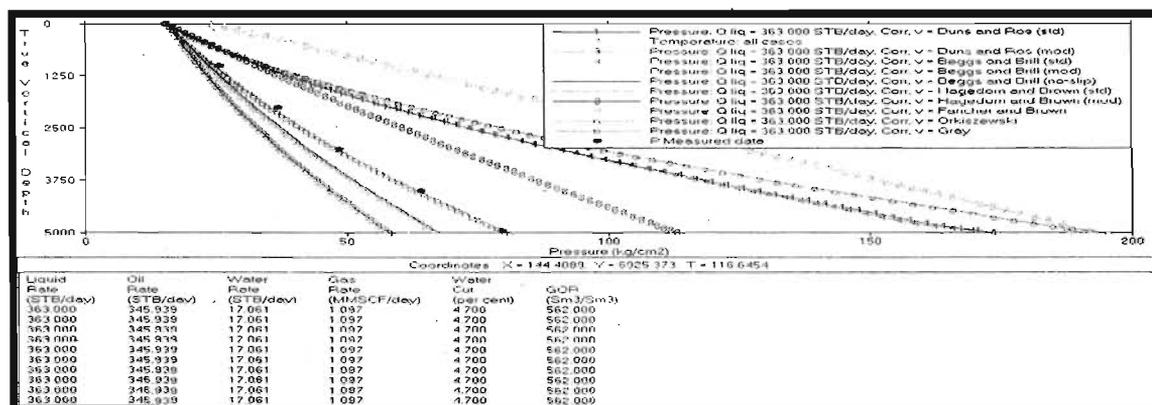


Figura III.5 Sensibilidades con las diferentes correlaciones de flujo multifásico en el perfil de presión

Paso 3: Se ajusta el perfil de Presión-Temperatura utilizando la correlación de Gray. (Figura III.6)

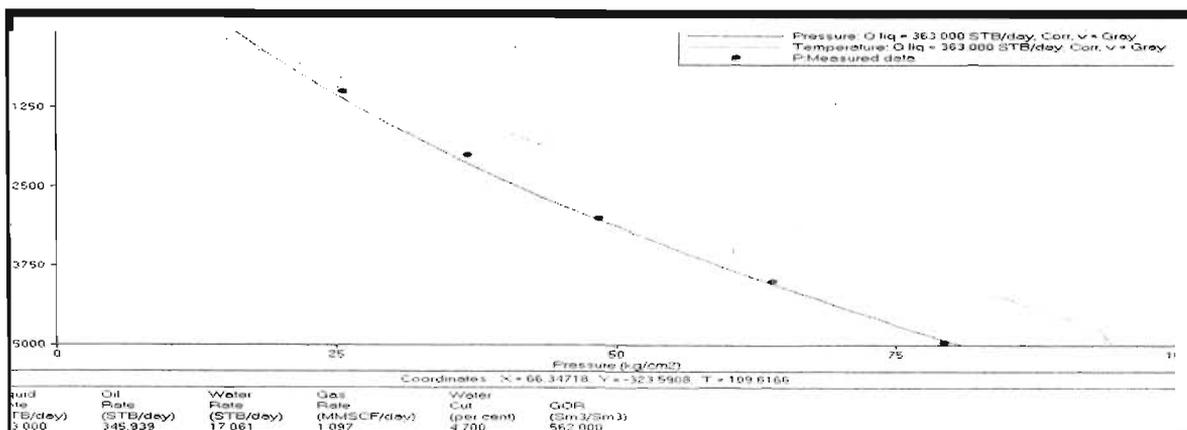


Figura III.6 Perfil ajustado con la correlación de Gray

Paso 4: Se reproduce el ajuste del pozo fluyente con los gasto de producción (Figura III.7)

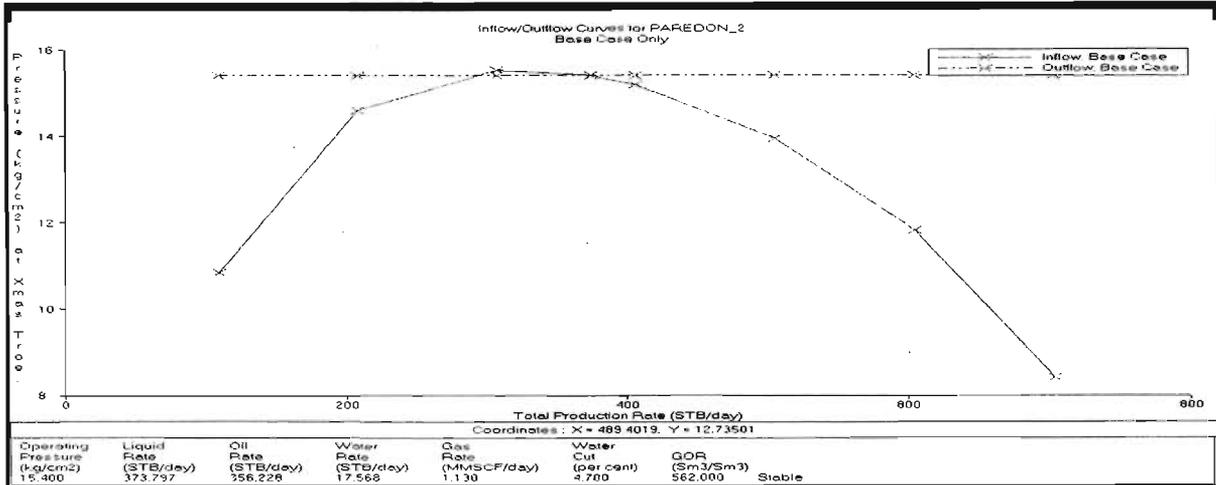


Figura III.7 Ajuste del pozo con el gasto de producción y nodo de solución en la cabeza del pozo

Paso 5: Se simulo el sistema con un orificio a la profundidad de 3950m (disparo poncher) y se realizaron sensibilidades al diámetro del orificio observando cual se encuentra en flujo critico determinando el de 8/64 con el cual se puede manejar hasta 0.72mmpcd de gas (Figura III.8)

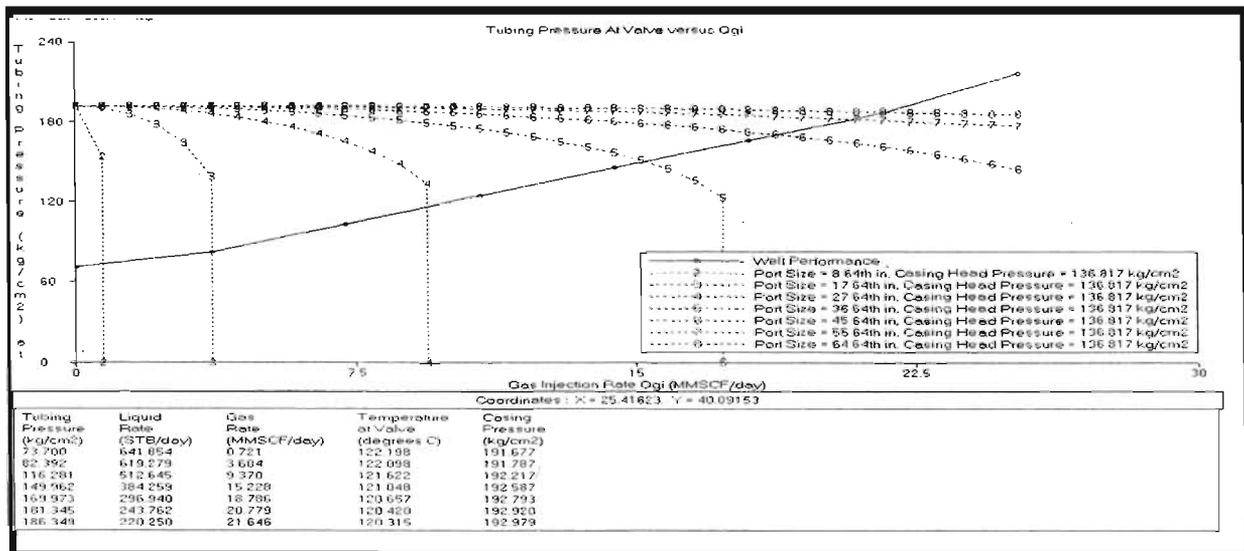


Figura III.8 Modelado del diámetro de un orificio (disparo poncher) a 3950m

Paso 6: Con el diámetro de 8/64 se realizó una sensibilidad para diferentes gastos de inyección (Figura III.9) obteniendo un gasto óptimo de 0.6 mmpcd, y con este gasto de inyección obtenemos una producción de 654bpd (figura III.10)

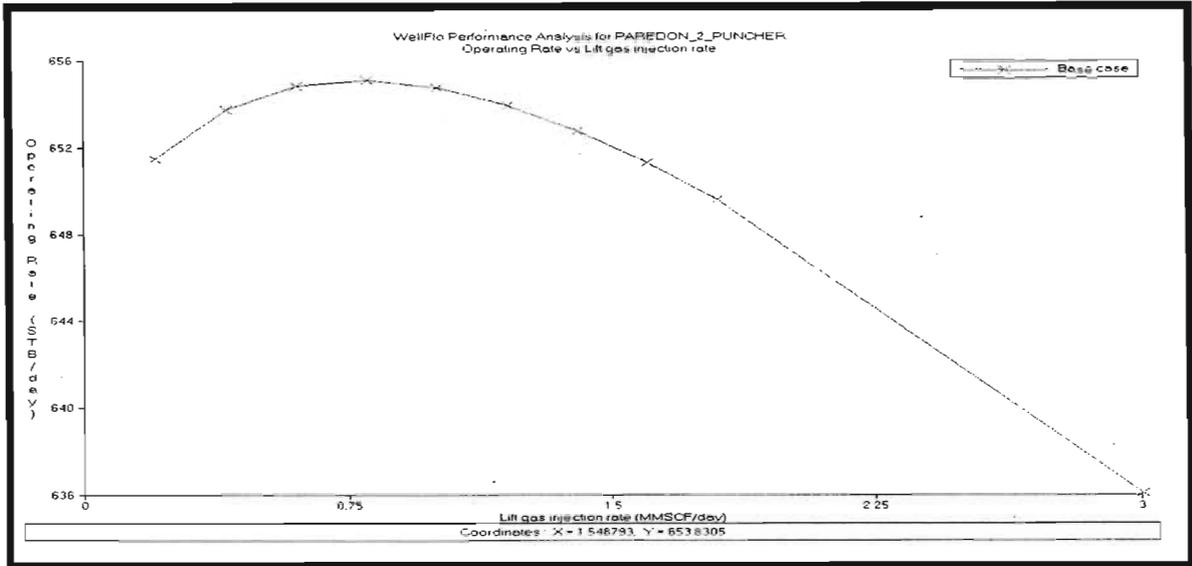


Figura III.9 Modelado de la curva de inyección de gas con un diámetro de orificio de 8/64”

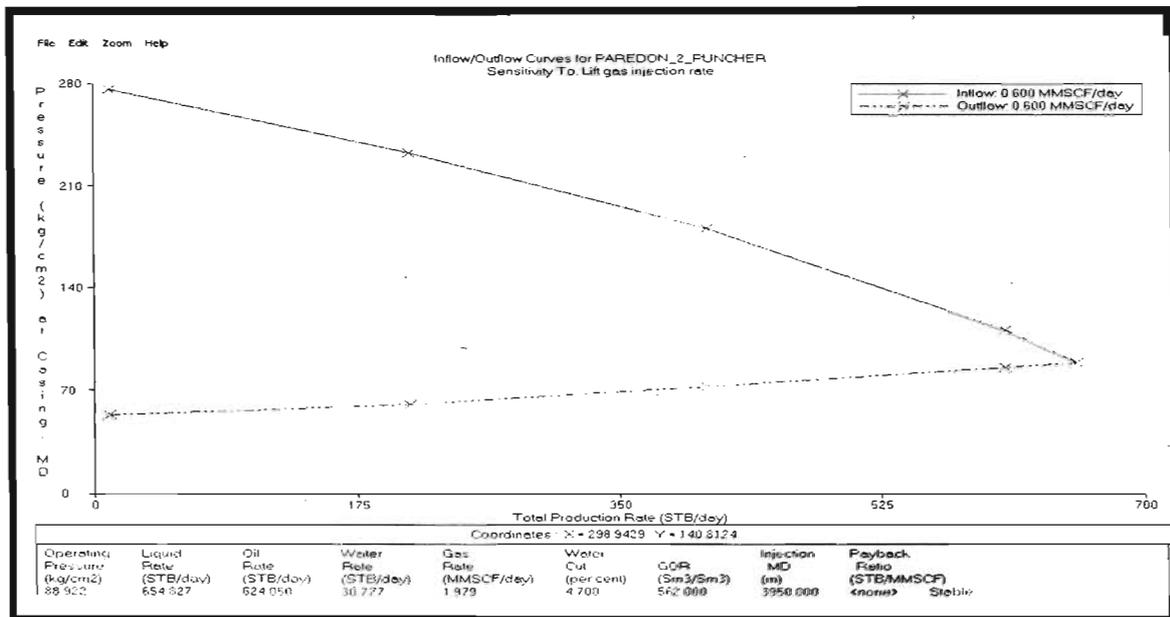


Figura III.10 Producción que aportara el pozo con la inyección de gas de 0.6 (mmpcd)

Paso 7: El análisis con la tubería flexible a una profundidad de 4850m se hizo Con el diámetro de 48/64 así mismo se realizó una sensibilidad para diferentes gastos de inyección (Figura III.11) obteniendo un gasto optimo de 0.5 mmpcd, y con este gasto de inyección obtenemos una producción de 654bpd (figura III.12)

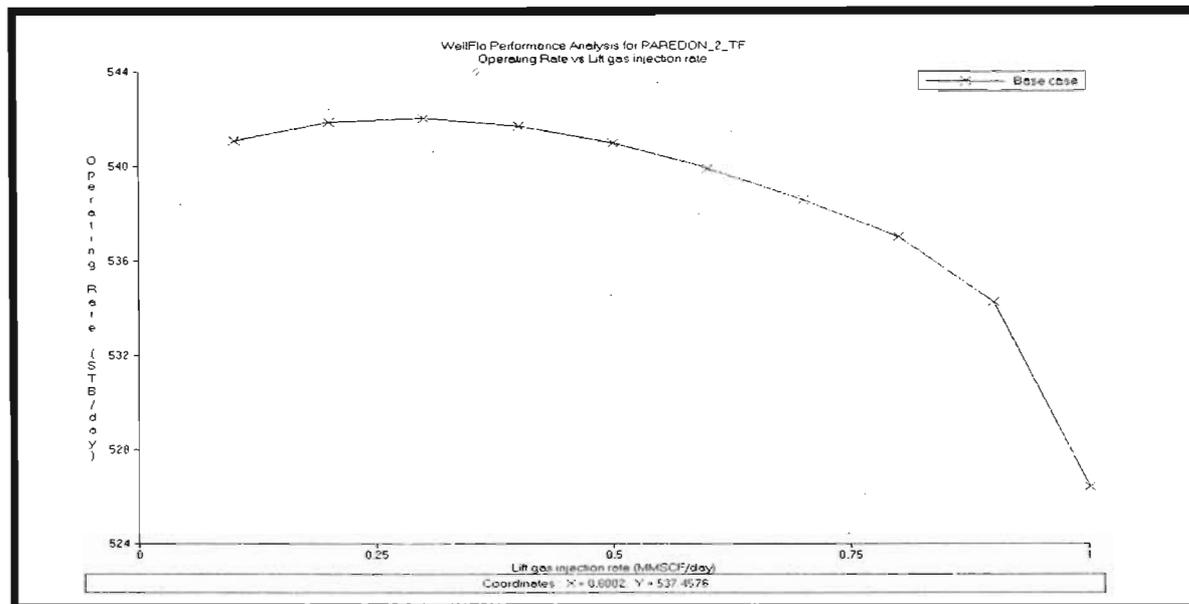


Figura III.11 Curva de inyección de gas con un orificio a 4850m.

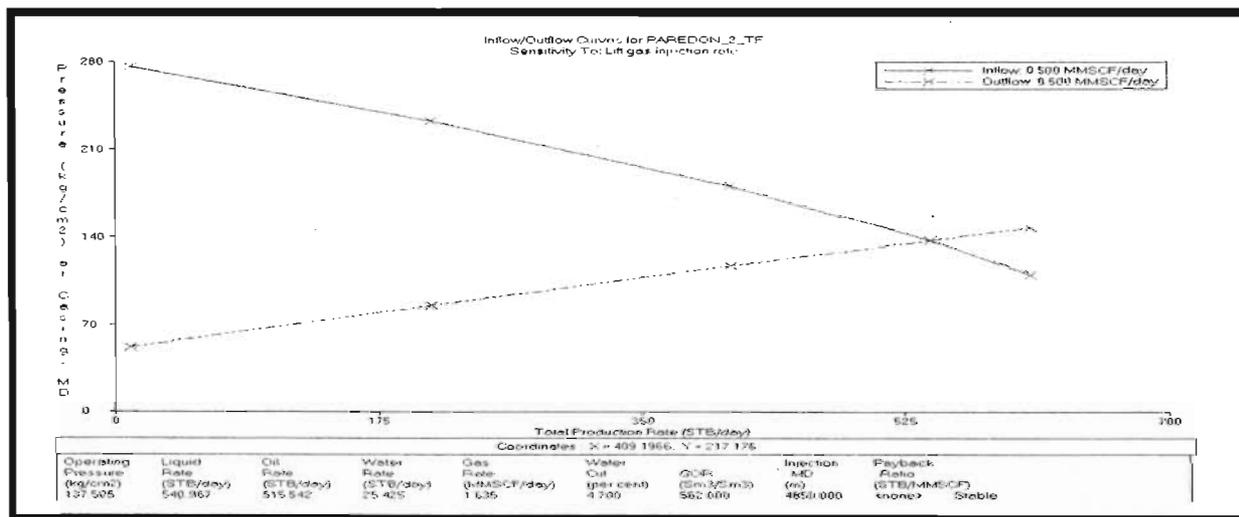


Figura III.12 Producción que aporta el pozo con la inyección de gas de 0.5(mmpcd)

El procedimiento de análisis de las gráficas para los dos pozos paredón 3-A y 34-A se presentan en el **Apéndice B**.

III.4 RESULTADOS

Se muestran las condiciones actuales de producción antes de aplicación del sistema artificial ver tabla III.2

A los pozos paredón 2 A, 3 A y 34 A se les realizaron los análisis con las dos alternativas simulando el sistema con tubería flexible y disparo puncher obteniendo los resultados que a continuación se muestran en la tabla III.3

Pozo	Pws (kg/cm ²)	Pwf (kg/cm ²)	Ptp (kg/cm ²)	Qo (bpd)	RGA (m ³ /m ³)	Estrang (pg)
Paredón 2A	278	81	15.4	363	562	5/8
Paredón 3A	278	156	23.5	240	287	3/8
Paredón 34A	280	110	13.0	202	303	3/8

Tabla III.2 Condiciones actuales de producción

Pozo	Cond. Act.		Prof.. (m)	Qo (bpd)		Qg Iny. (mmpc d)	⊙ orif. pg	Incremento to Qo (bpd)
	Qo (bpd)	Pwf (kg/cm ²)		D.P.	T.F 1 ¼"			
P – 2A	363	81	3950	654		0.6	1/8	291
			4850		515	0.5	48/64	152
P – 3A	240	156	3300	320		0-6	1/8	80
			4800		326	1.1	48/64	86
P – 34A	202	110	4200	311		0.5	1/8	109
			4700		426	1.0	48/64	224

D.P.: Disparo puncher

Tabla III.3 Resultado de la simulación con la aplicación del sistema artificial

T.F.: Tubería flexible

La modalidad que se determino para cada pozo estuvo en función tanto del incremento de producción, del gasto de inyección, y del costo de cada sistema para su aplicación así como las condiciones operativas de producción.

Así mismo se analizo el comportamiento del ritmo de producción con los incrementos obtenidos y los pronósticos que se tendrían con la aplicación del sistema con tres escenarios (Figura III.13)

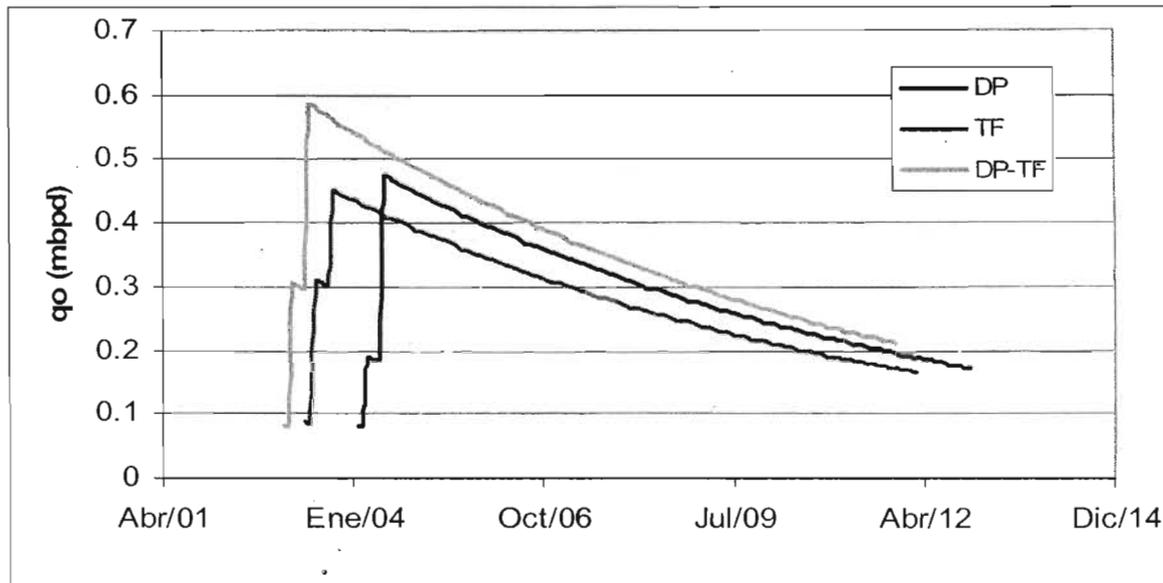


Figura III.13 Comportamiento del ritmo de producción con el sistema seleccionado

Paredón 2 A.- Se determino la aplicación de un disparo duncher a una profundidad de 3950m debido a que se tendría un incremento de 139bpd con respecto a la tubería flexible con una inyección de gas de 0.6 mmpcd

Paredón 3 A.- Se determino la aplicación de un disparo Puncher a una profundidad de 3300m debido a que se muestra en los resultados de la simulación que se requiere mas gas de inyección en la tubería flexible que en el disparo puncher y la producción no seria la diferencia entre los sistemas

Paredón 34 A.- Se determino la aplicación con tubería flexible de 1.25"ø a una profundidad de 4700m, ya que en este pozo se observo un incremento de 115 bpd con respecto al disparo puncher, y apoyados en la prueba de campo fue el punto donde su comportamiento fue menos inestable

Debido a que se requiere la implantación del Bombeo Neumático en el campo Paredón se tiene que realizar la construcción de una línea de suministro de gas para Bombeo Neumático de 4" con ramales de 3" a fin de suministrar gas dulce a los pozos Paredón 2A,3A Y 34A de acuerdo a los volúmenes, presiones y temperaturas del gas, para así cumplir con los programas operativos de producción, considerando la explotación racional del yacimiento ,tomando en cuenta el entorno ecológico, la comunidad, el personal e instalaciones de PEP.

La línea de 4" estará diseñada para manejar un gasto máximo de 7.5 mmpcd de gas para satisfacer las necesidades del campo con una presión máxima de 70 kg/cm² , así como los disparos de 3"Ø hacia los pozos tomándose en consideración para este análisis la posibilidad de implementar en el futuro Bombeo Neumático en otros pozos del campo Paredón.

Descripción de la construcción de las líneas de suministro de gas dulce de 4"Ø (nominal) x 3.6 km y Ramales de 3"Ø (nominal) a los pozos Paredón 2A,3A. Y 34 A

La interconexión de la línea de 4"Ø , que alimentara de gas a los ramales de 3"Ø se llevara a cabo a partir de la estación de medición de gas combustible ubicado en las trampas frente a la estación de compresión Paredón las líneas construidas estarán diseñadas para operar los 365 del año (factor de servicio = 1). Toda la tubería superficial, enterrada y aérea, deberá protegerse con el recubrimiento adecuado al servicio (protección mecánica especial para baja temperatura) y medio ambiente imperante en la zona, así como la colocación de protección catódica o impresa, válvulas de seccionamiento y conexiones requeridas para su operación

Así mismo se muestra el arreglo esquemático y las condiciones de operación de la red de suministro de gas dulce a estos pozos en la siguiente figura III.14

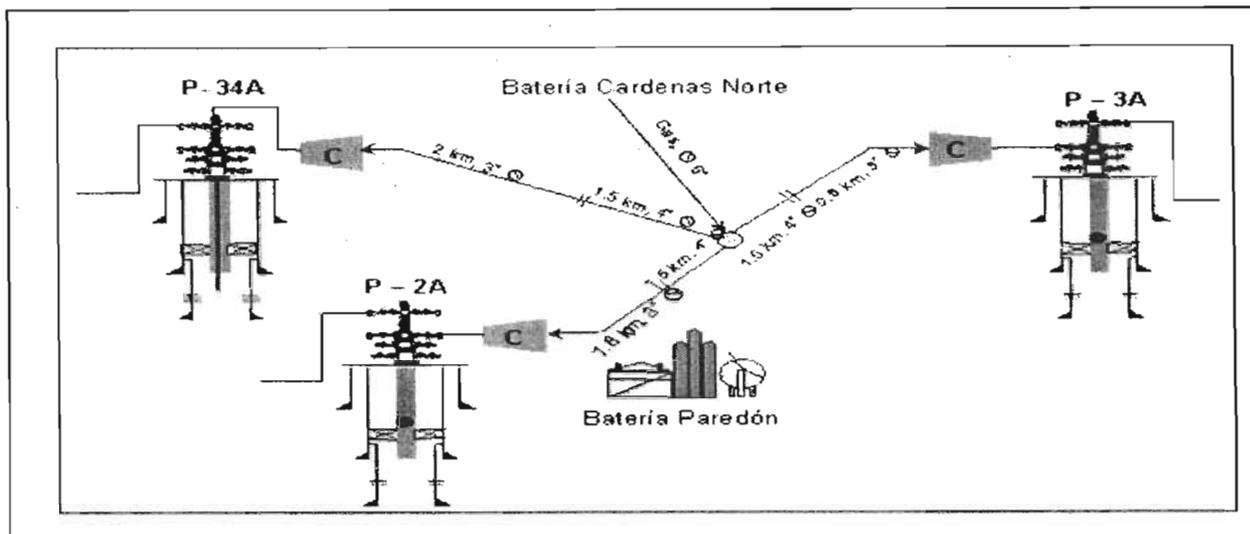


Figura III.14 Arreglo de la red de bombeo neumático para suministro de gas a los pozos Paredón 2A, 3A Y 34A

Las Especificaciones de Operación de la Líneas de Gas se muestran en las tablas III.4 y III.5.

Tabla III.4 Especificaciones de operación en la línea de gas de 4''ø

Condición	Flujo (mmpcd)	Presión (kg/cm ²)	Temperatura (o c)	Longitud (km)
Máxima	7.5	70	40	
Normal	3.5	56	30	1.498
Mínimo	1.5	21	25	

Pozo	Condición	Flujo (mmpcd)	Presión (kg/cm ²)	Temp (° c)	Longitud (km)
Paredón 2 A	Máxima	1.5	70	40	
	Normal	1.0	56	30	1.88
	Mínimo	0.5	21	25	
Paredón 3 A	Máxima	1.5	70	40	
	Normal	1.0	56	30	0.811
	Mínimo	0.5	21	25	
Paredón 34 a	Máxima	1.5	70	40	
	Normal	1.0	56	30	2.038
	Mínimo	0.5	21	25	

Tabla III. 5 Especificaciones de operación en la línea de gas de 3''ø

III.4 ANALISIS ECONOMICO

Una vez que se conocen los incrementos de producción obtenidos de la simulación de los pozos por la aplicación del sistema en la modalidad de tubería flexible para el pozo paredón 34 A y disparo puncher en los pozos paredón 2 A Y 3 A se realiza la evaluación económica para saber si es rentable la aplicación del sistema artificial

Para este análisis se consideraron las siguientes premisas

Para un tiempo de 5 años (60 meses)

Costo de la red de bombeo neumático 11.5MM\$

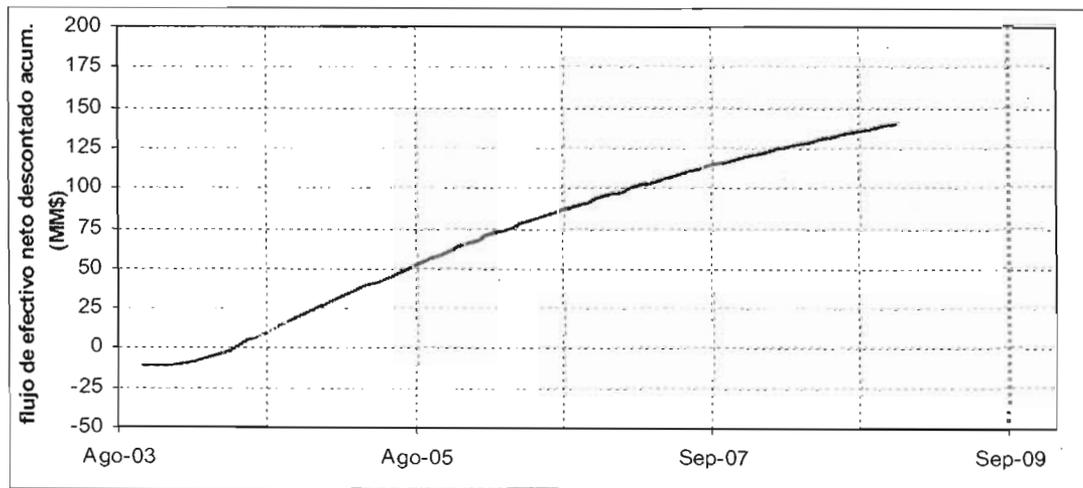
Costo de las tres (3) reparaciones menores a los pozos para la implementación del sistema artificial

Con Disparo Poncher por pozo (2) de 0.2MM\$

Con tubería flexible 1.2 MM\$

Costo por el servicio de compresión para los tres pozos .089MM \$Mensual

Con estas premisas y el uso de un modelo de evaluación se visualiza el comportamiento de sus indicadores económicos ver Figura III .15



VPN MM\$	VPI MM\$	VPN/VPI	P.R * (MESES)	RBC**	PARIDAD PS/DL
140	25	5.6	6	5.6	10.1

* PR PERIODO DE RECUPERACION

** RELACION COSTO BENEFICIO

Figura III. 15 Indicadores Económicos

IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1.-La etapa de explotación en la que encuentra el Campo Paredón, hace necesario la aplicación de un Sistema Artificial a los pozos para que mejoren sus condiciones de producción.

2.-Por las características de los pozos, los fluidos y del yacimiento, la aplicación del Sistema Artificial de Bombeo Neumático Continuo es la mejor opción para que opere en el campo Paredón..

3.-La aplicación de un Sistema de Bombeo Neumático Continuo No Convencional como son: Con Tubería Flexible u orificio en la TP (disparo puncher), representa una gran ventaja en la inversión, ya que no requiere equipo de reparación para acondicionar el pozo.

4.-El realizar una prueba de campo como la que se realizó en el pozo Paredón 34A, confirma la factibilidad de llevarse a cabo y proporciona mayor confiabilidad y certidumbre en los resultados esperados.

5.-Se recomienda que en pruebas de campo se realicen con equipo de medición portátil y sonda de presión-temperatura de fondo durante toda la prueba. Esto no proporcionará información para los análisis requeridos.

6.-De los antecedentes del comportamiento de los pozos, se recomienda tener un sistema de monitoreo a los pozos, ya que el agua tiene tendencias incrustantes, y el gas que se va a inyectar provocará cambios de presión temperatura que pueden acelerar los ritmos de depositación.

De los resultados del análisis económicos, se concluye que es un proyecto rentable.

REFERENCIAS

- 1.- Memoria descriptiva de los campos del Activo Jujo –Tecominoacán/diseño de explotación diciembre 1997
- 2.- Estudio del campo paredón/Carlos Pérez Escamilla/ enero 2000
- 3.- Reporte diario de producción / Estadísticas de medición /nov.2002
- 4.- Informe Anual de Reservas 2003 PEMEX
- 5.- Arellano Mejia José Luis/ Apuntes de Bombeo Neumático volumen 1 1999
6. - Oilfield Review 1999 spring (55) Artificial Lift and field Optimization
- 7.- Carranza Becerra Jorge/Ramos Rodríguez / Inyección de gas dulce a alta presión utilizando compresores portátiles a boca de pozo (tubería flexible y/o disparo puncher / AIPM / Abril 1997
8. - Coiled Tubing Hand Book parte 5 Operations and Services-Mark E Teel Word oil Company 1993
- 9.- Lozada Aguilar Miguel A/Apuntes de Bombeo Neumático/ Especialidad de Sistemas Artificiales de Producción /2002
- 10.- Departamento de Ingeniería de Yacimientos

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

APENDICE A

Se presentan las graficas de comportamiento dinámico del pozo fluvente Paredón 3A (Figuras A.1, A.2 y A.3)

Pozo Paredón 3A

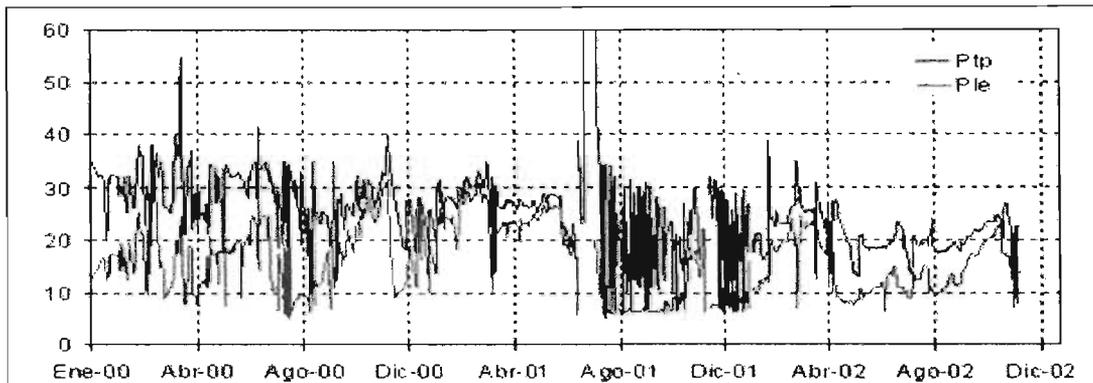


Figura A.1 Comportamiento de presión en superficie del pozo Paredón 3A ⁽¹⁰⁾

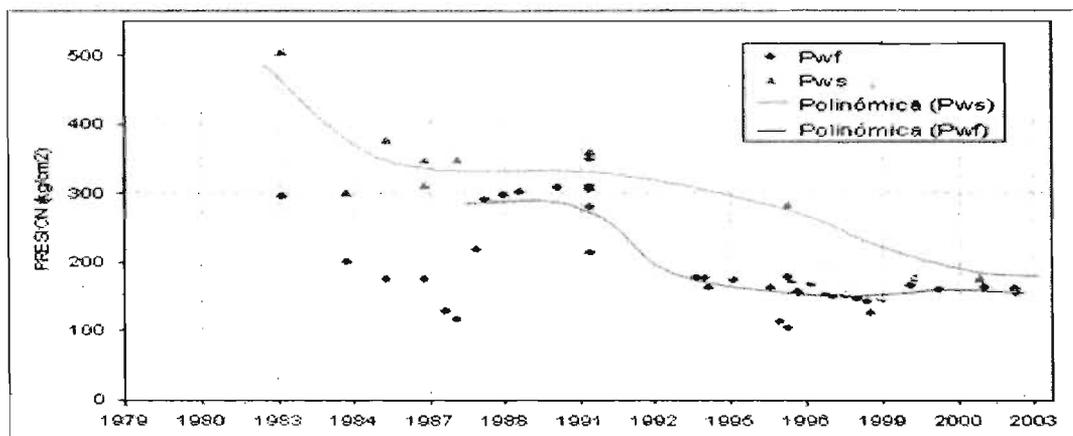


Figura A.2 Comportamiento de la presión estática (Pws) y fluvente (Pwf) del pozo Paredón 3A ⁽¹⁰⁾

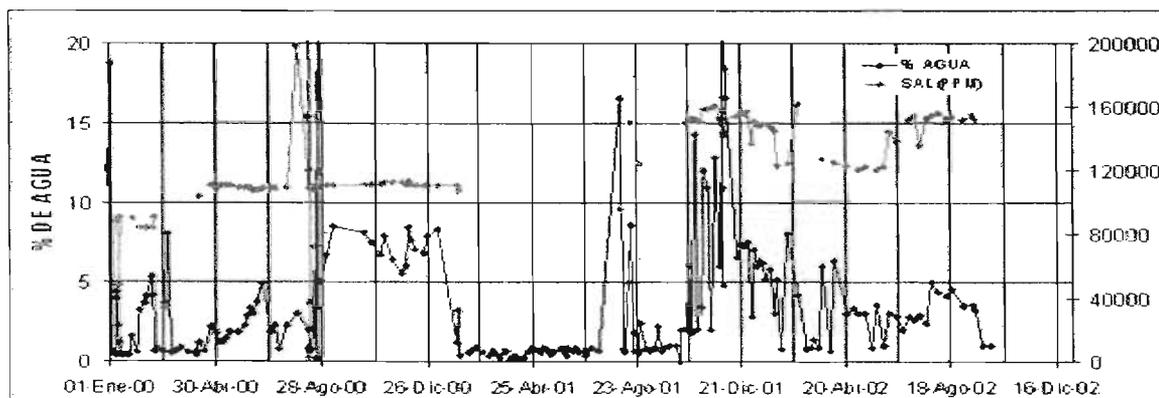


Figura A.3 Control del comportamiento de agua del pozo Paredón 3A ⁽¹⁰⁾

Pozo Paredón 34 A Graficas de comportamiento dinámico (Figuras A4, B5 YB6)

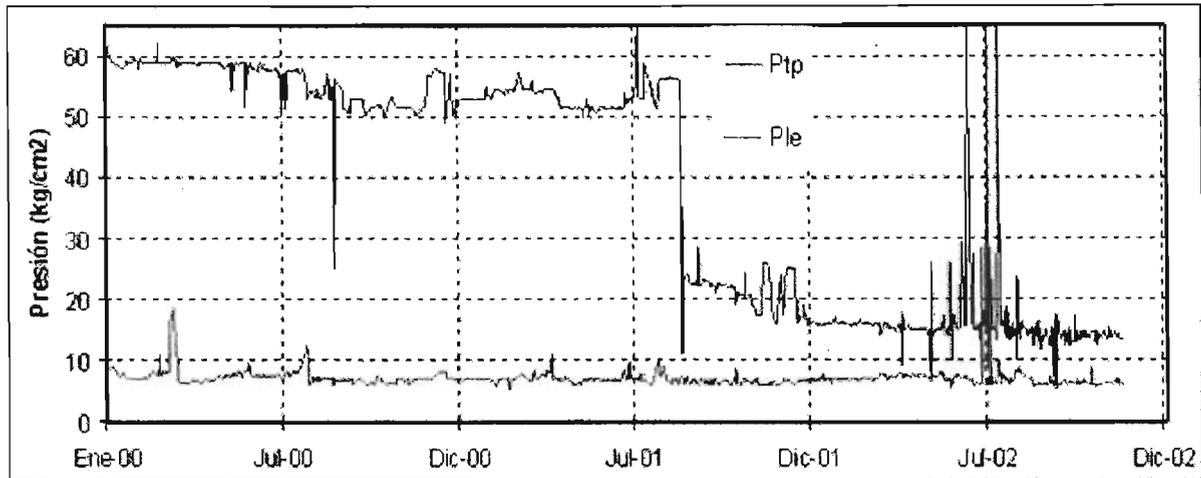


Figura A.4 Comportamiento de la presión en superficie del pozo Paredón 34A ⁽¹⁰⁾

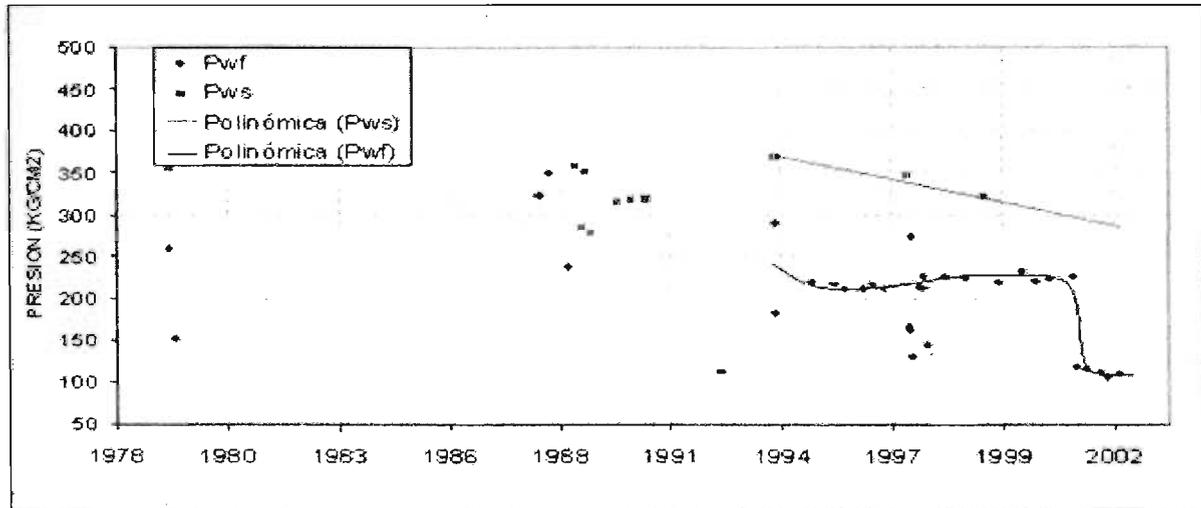


Figura A.5 Comportamiento de la presión estática (Pws) y fluente (Pwf) del pozo Paredón 34A ⁽¹⁰⁾

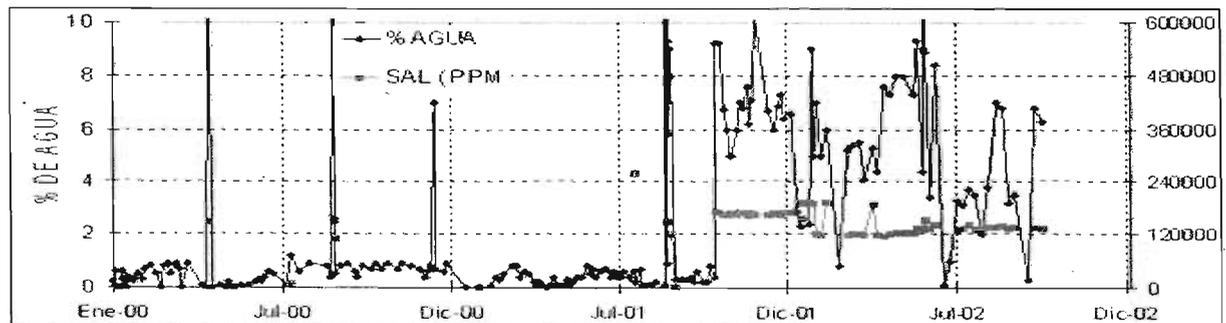


Figura A.6 Control del comportamiento de agua del pozo Paredón 34A ⁽¹⁰⁾

APENDICE B

Análisis de la simulación de los pozos Paredón 2A,3A y 34A con el software para la aplicación del sistema de Bombeo Neumático no convencional

Simulación del pozo Paredón 3A con disparo puncher

Para este análisis se decidió colocar un disparo puncher por arriba de la camisa 3300m. Modelando sensibilidades a diferentes diámetros de orificio, y analizando que estos se encuentren en flujo crítico y puedan manejar el gas requerido (figura B.1)

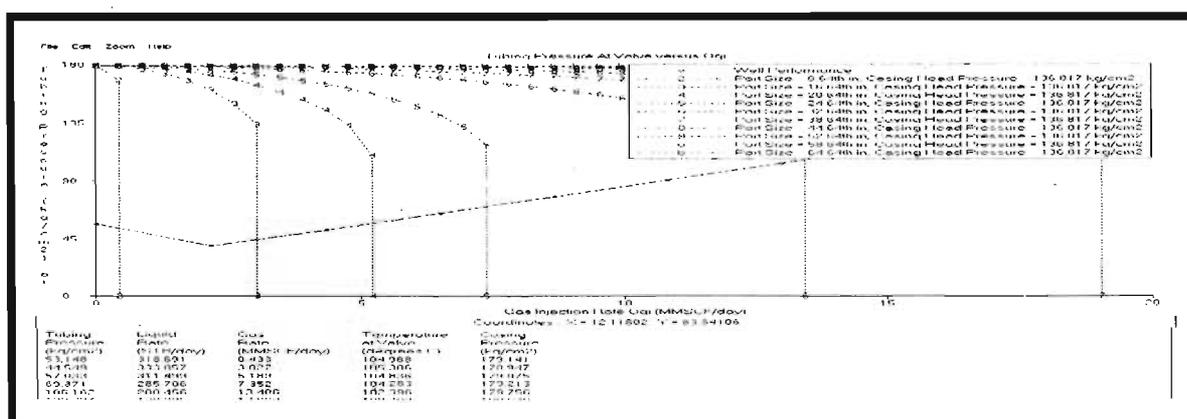


Figura B.1 Modelado del diámetro de un orificio (disparo puncher) en condiciones estables.

Gasto de gas óptimo. Con el diámetro 8/64 se realizaron sensibilidades para diferentes gastos de inyección (figura B.2) .Obteniendo un gasto optimo de 0.6mmpcd, y con este gasto de inyección de gas obtenemos una producción de 320 bpd (Figura B.2)

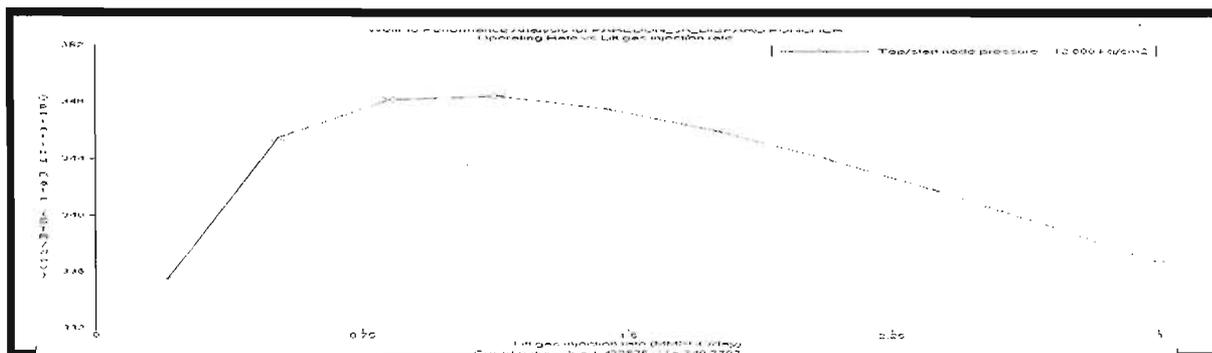


Figura B.2 Curva de gastos de inyección de gas con un orificio (disparo puncher) a 3300m

Con un gasto de inyección de 0.6mmpcd y un orificio de 8/64” (disparo puncher), la producción del pozo fue de 320 bpd (Figura B.3)

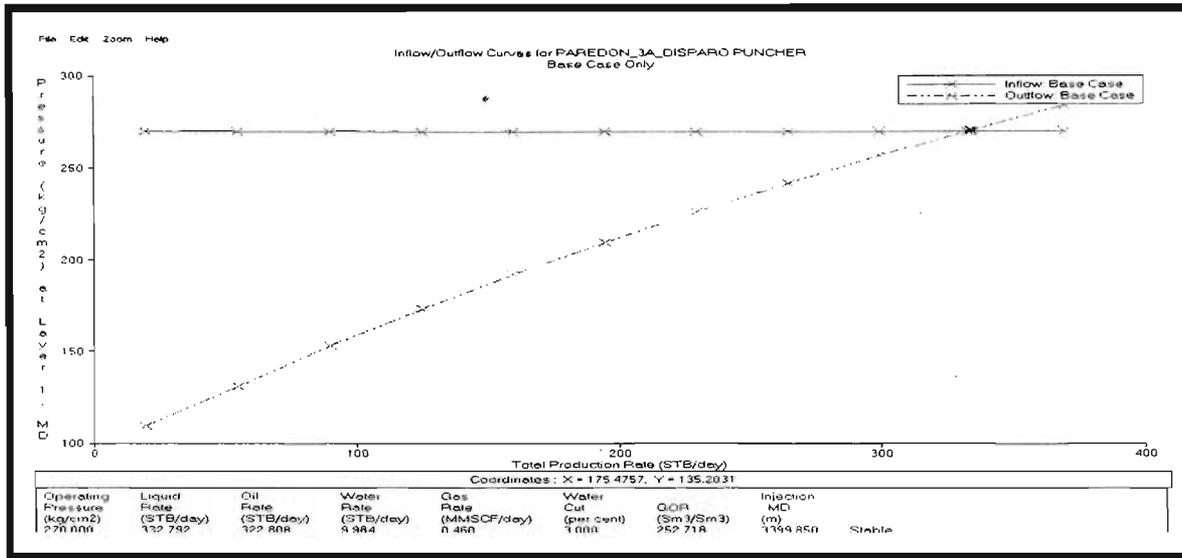


Figura B.3 Producción que aporta el pozo a una profundidad de 3300m

Simulación del pozo Paredón 3A con tubería flexible de 1.25”ø

Se realizaron sensibilidades a diferentes diámetros de orificio, y se busco que este manejara el gas requerido considerando el diámetro interior de 48/64”de la tubería flexible figura B.4

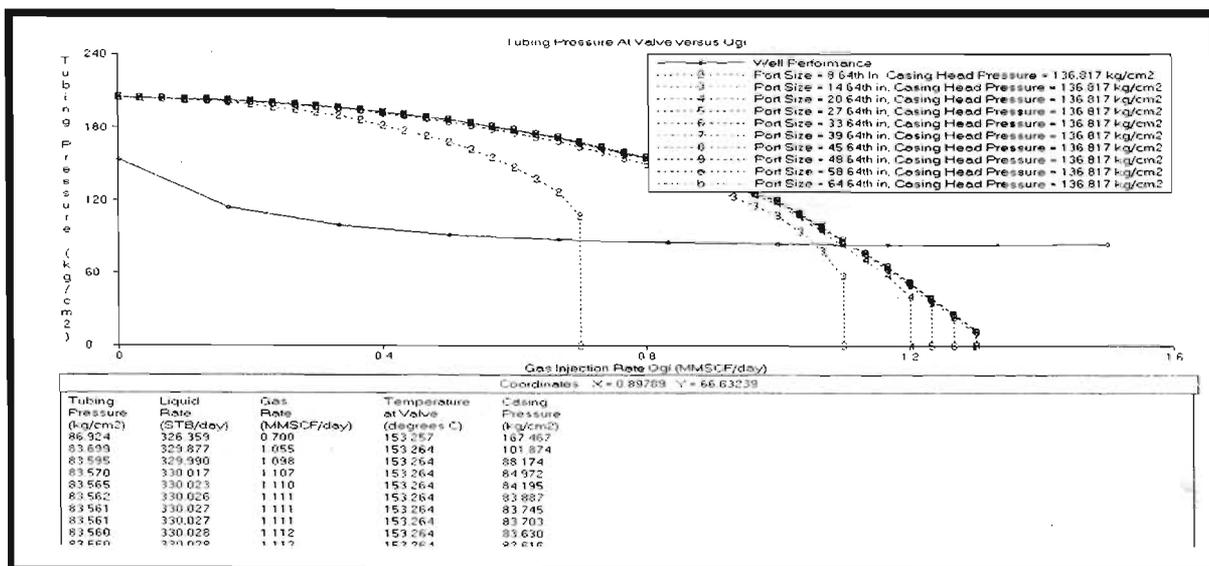


Figura B.4 Modelado y análisis del diámetro de un orificio (48/64) a 4800m

Con el diámetro de orificio de 48/64 (tubería flexible) se realizaron sensibilidades para diferentes gastos de inyección (Figura B.5) .Obteniendo un gasto optimo de 1.0mmpcd, y con este gasto de inyección de gas obtenemos una producción de 326 bpd (Figura B.6)

Gasto de inyección óptimo

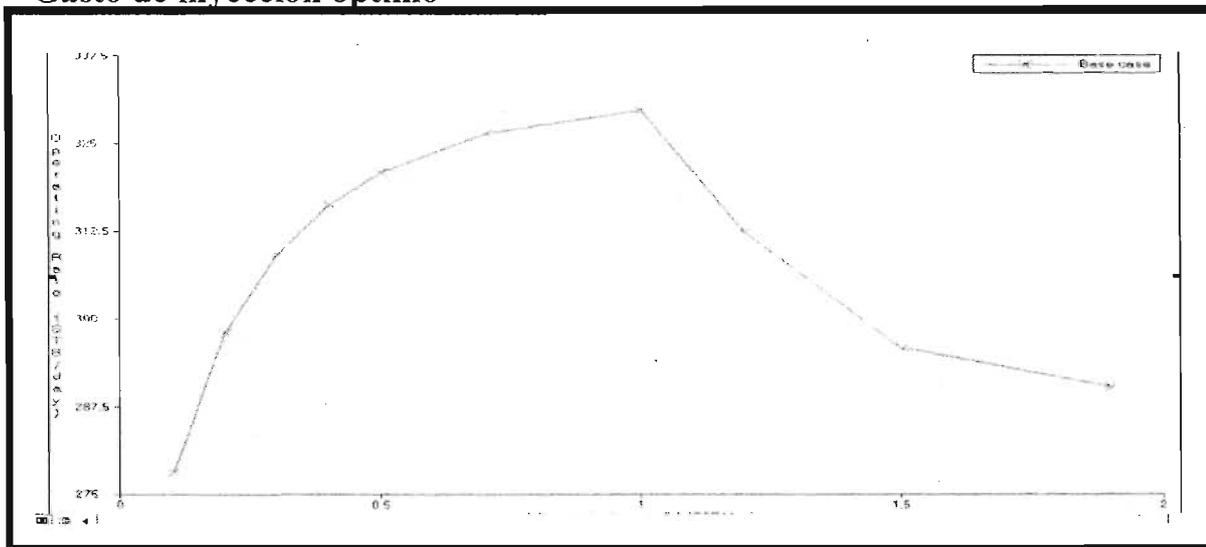


Figura B.5 Modelado de la curva de inyección de gas obteniendo una producción de 326 bpd

Producción de 326 bpd con un gasto de iny. De 1 mmpcd y un orificio de 48/64 a una profundidad de 4800m (Figura B.6)

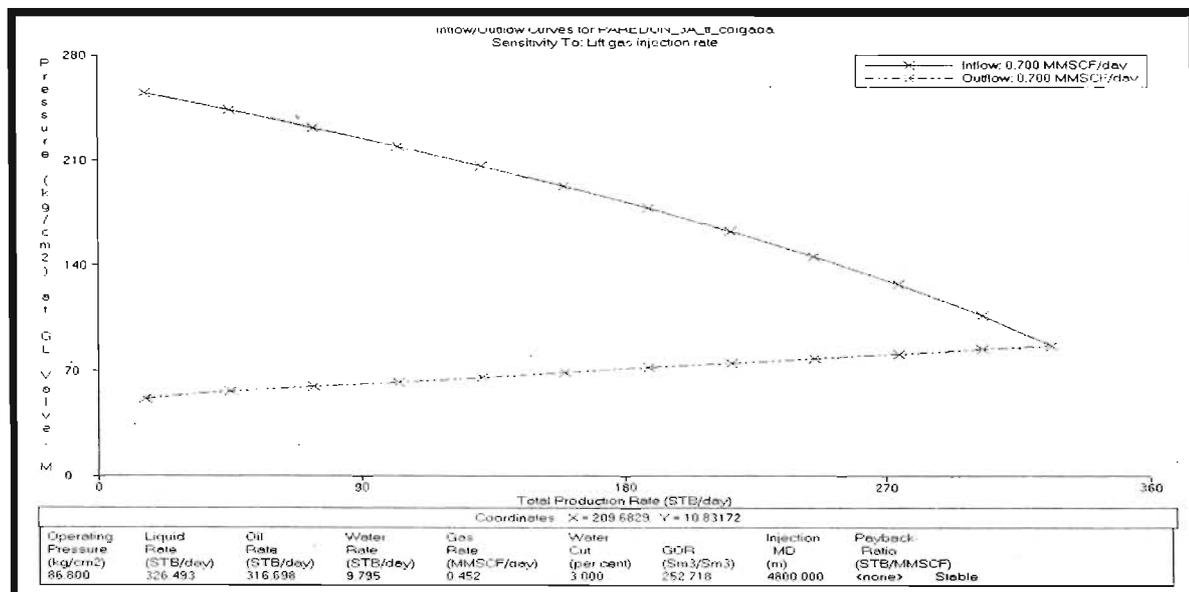


Figura B.6 Producción que aporta el pozo con la inyección de gas a 4800m

Simulación del pozo Paredón 34A con disparo poncher

Con los datos validados de producción se reproduce el perfil de presión - temperatura haciendo sensibilidades con las diferentes correlaciones de flujo multifásico (Figura B.7)

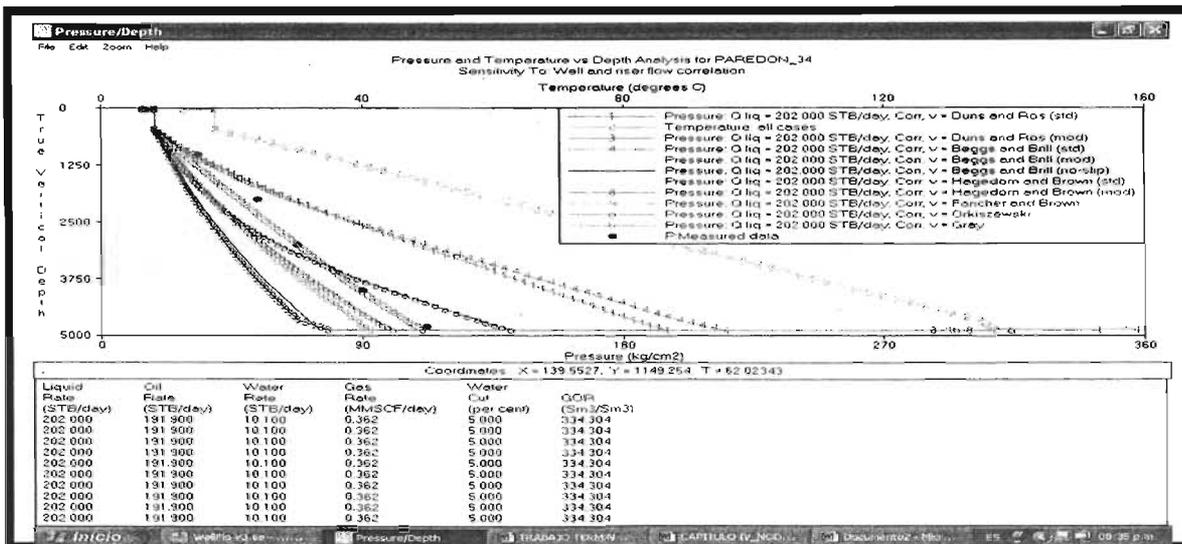


Figura B.7 Sensibilidades con las correlaciones de flujo multifásico en el perfil de presión-temperatura

Se ajusta el perfil de presión-temperatura utilizando la correlación de Hagedorn and Brown. (Figura B.8)

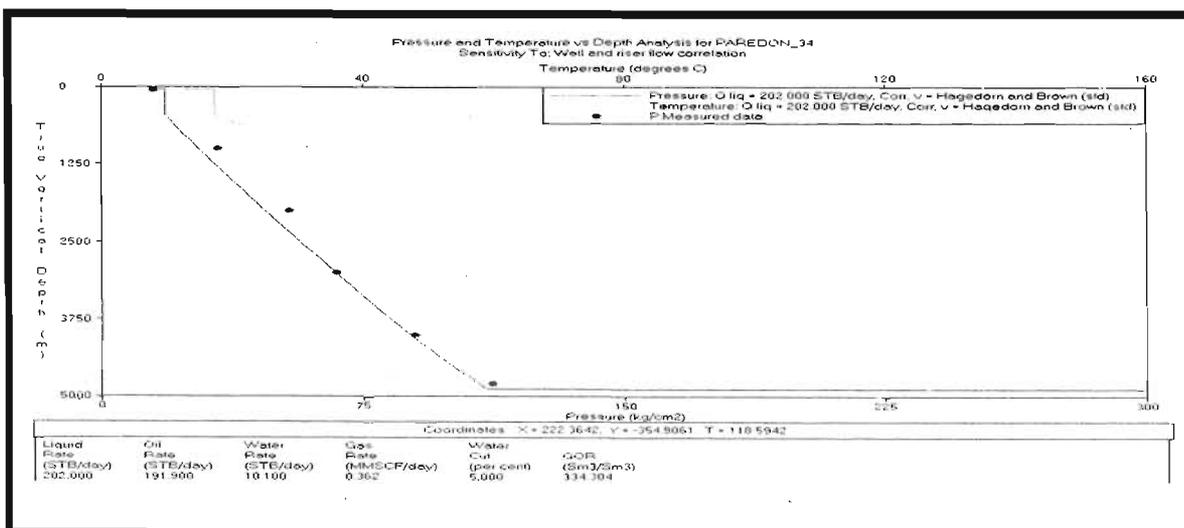


Figura B.8 Ajuste de la correlación de Hagedorn and Brown

Se reproduce el ajuste del pozo fluyente con los datos de producción gasto de aceite de 202 bpd y con una presión de fondo fluyendo de 110 (kg/cm²) (Figura B.9)

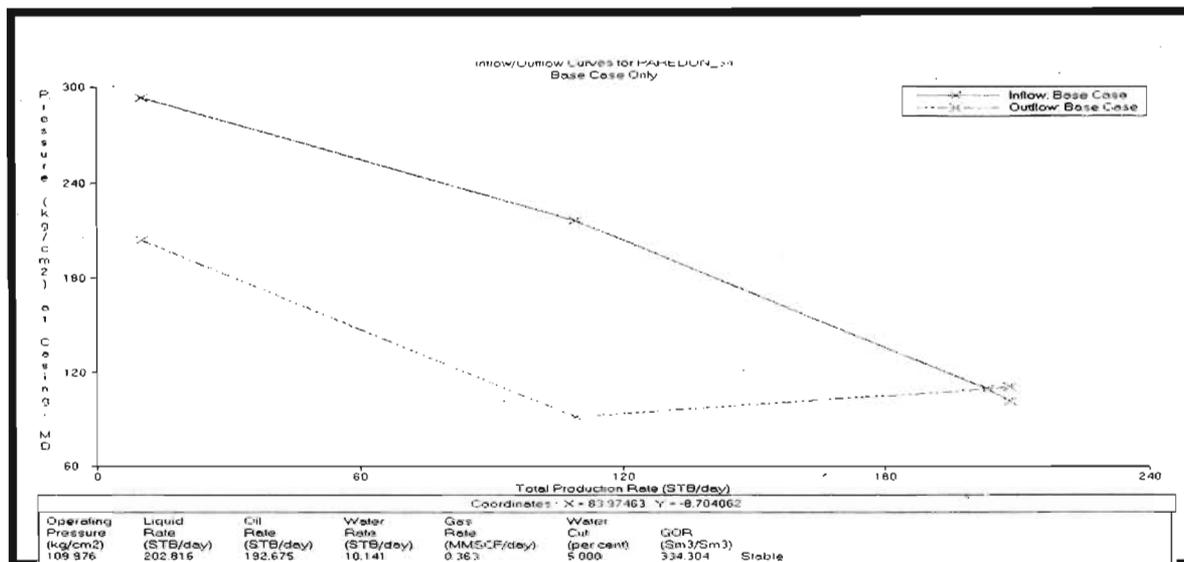


Figura B.9 Ajuste con las condiciones de producción

Para conocer como seria su comportamiento a diferentes cortes de agua se realizaron sensibilidades con diferentes valores, del análisis se observa que con un corte de agua de 60% el pozo deja de fluir ver (Figura B. 10)

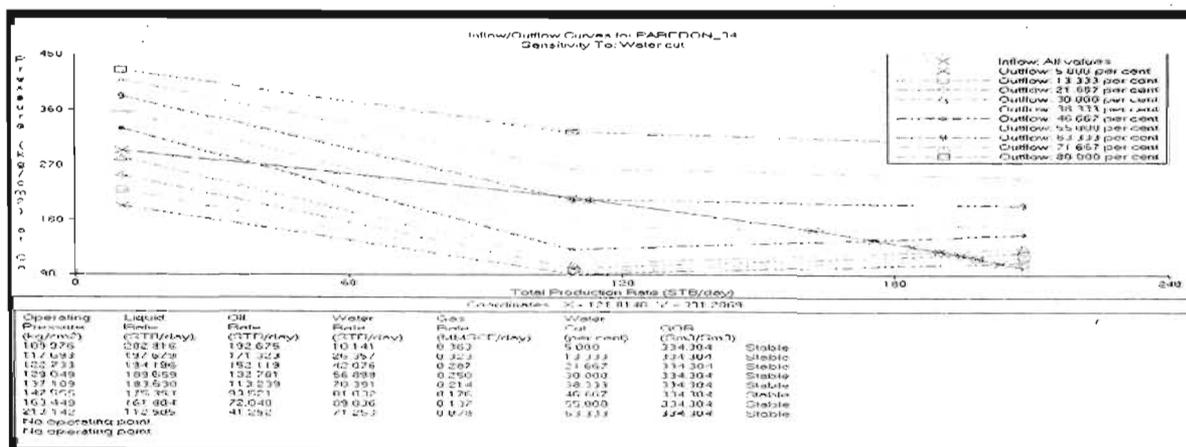


Figura B.10 Sensibilidades al corte de agua, al 60% el pozo deja de fluir

Análisis del pozo paredón 34 A con disparo poncher

Para este análisis se decidió colocar un disparo poncher por arriba de la camisa 4200m. Modelando sensibilidades a diferentes diámetros de orificio, y analizando que estos se encuentren en flujo crítico y puedan manejar el gas requerido (Figura B.11)

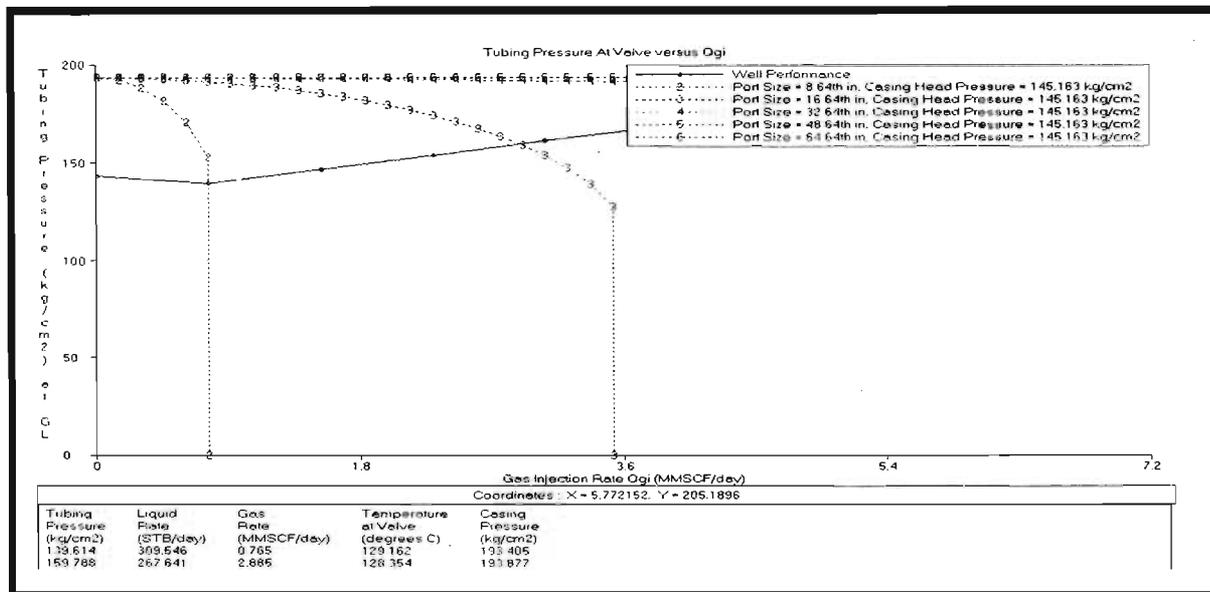


Figura B.11 Modelado del diámetro de orificio (disparo poncher) a 4200m

Con el diámetro de orificio de 8/64 se realizaron sensibilidades para diferentes gastos de inyección (Figura B.12). Obteniendo un gasto optimo de 0.6mmpcd, y con este gasto de inyección de gas obtenemos una producción de 311 bpd (Figura B.13)

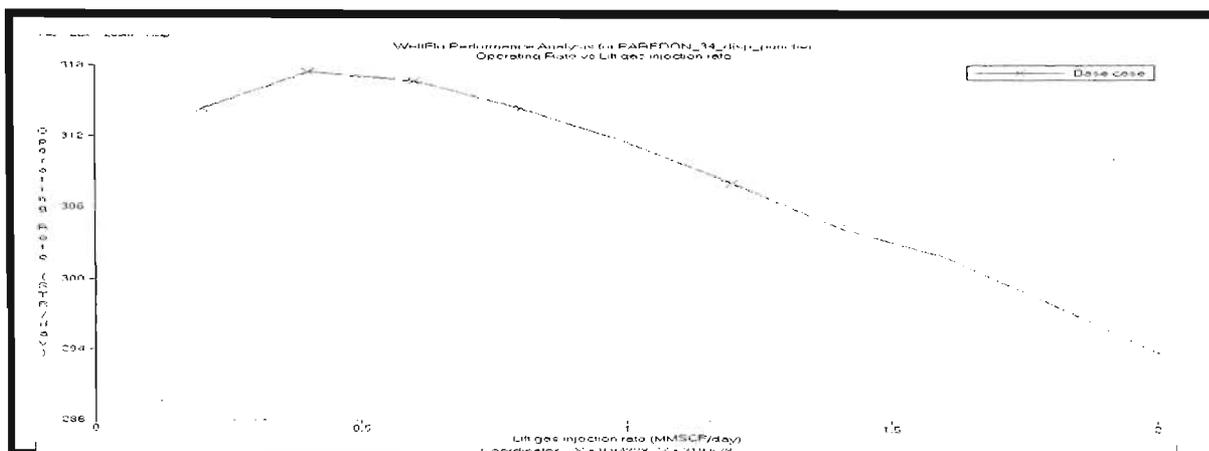


Figura B.12. Modelado de la curva de inyección de gas y un orificio (disparo poncher)

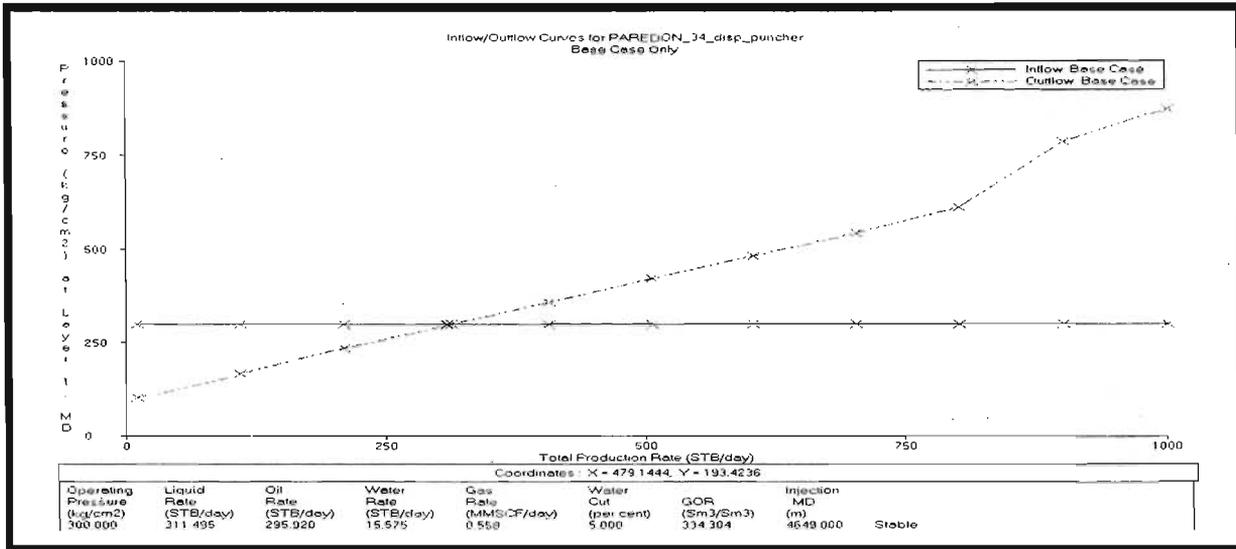


Figura B.13 Producción del pozo con la inyección de gas a 4200m

Análisis del pozo paredón 34 A con tubería flexible de 1.25"ø a una profundidad de 4700m

Se realizaron sensibilidades a diferentes diámetros de orificio, y se busco que este manejara el gas requerido considerando el diámetro interior de 48/64" de la tubería flexible (Figura B.14)

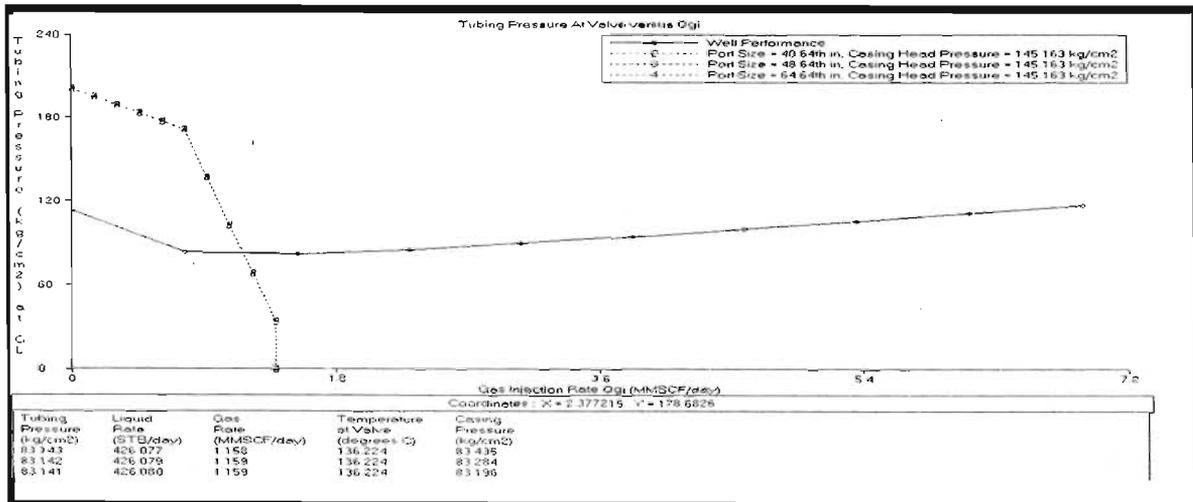


Figura B.14. Modelado y Análisis del diámetro del orificio de 48/64 " (tubería flexible) a 4700m

Con el diámetro de orificio de 48/64 se realizaron sensibilidades para diferentes gastos de inyección (Figura B.15) .Obteniendo un gasto optimo de 1.0mmpcd, y con este gasto de inyección de gas obtenemos una producción de 426 bpd (Figura B.16)

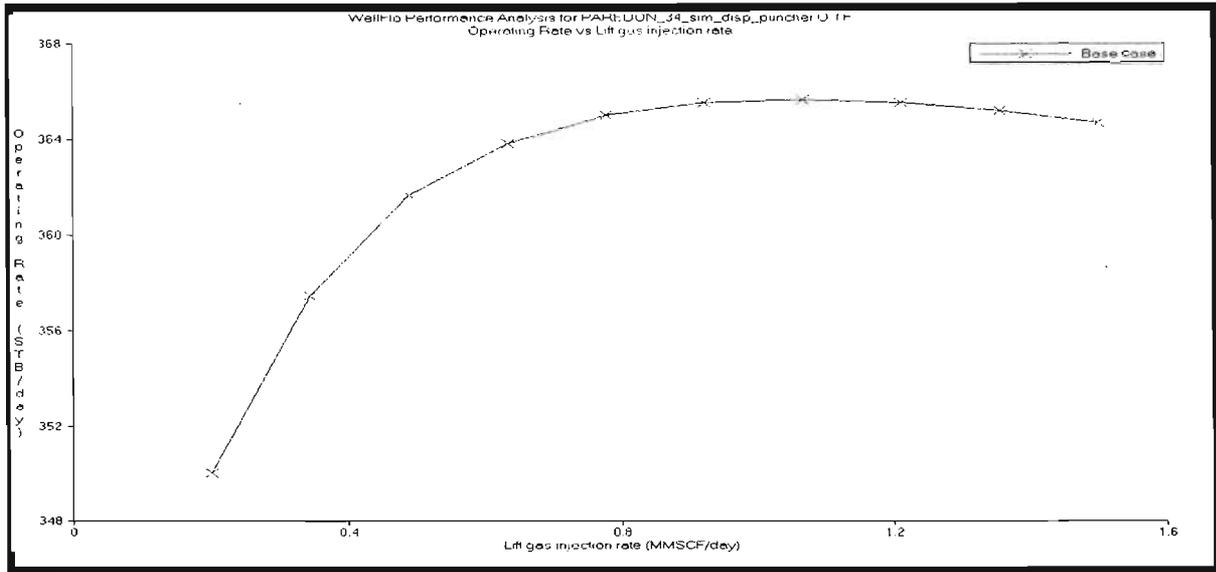


Figura B.15 Modelado de la curva de inyección y un orificio a 4700m

Producción de 426 bpd que aporta el pozo con un gasto de inyección de 1.0 mmpcd, y un orificio de 48/64”ø

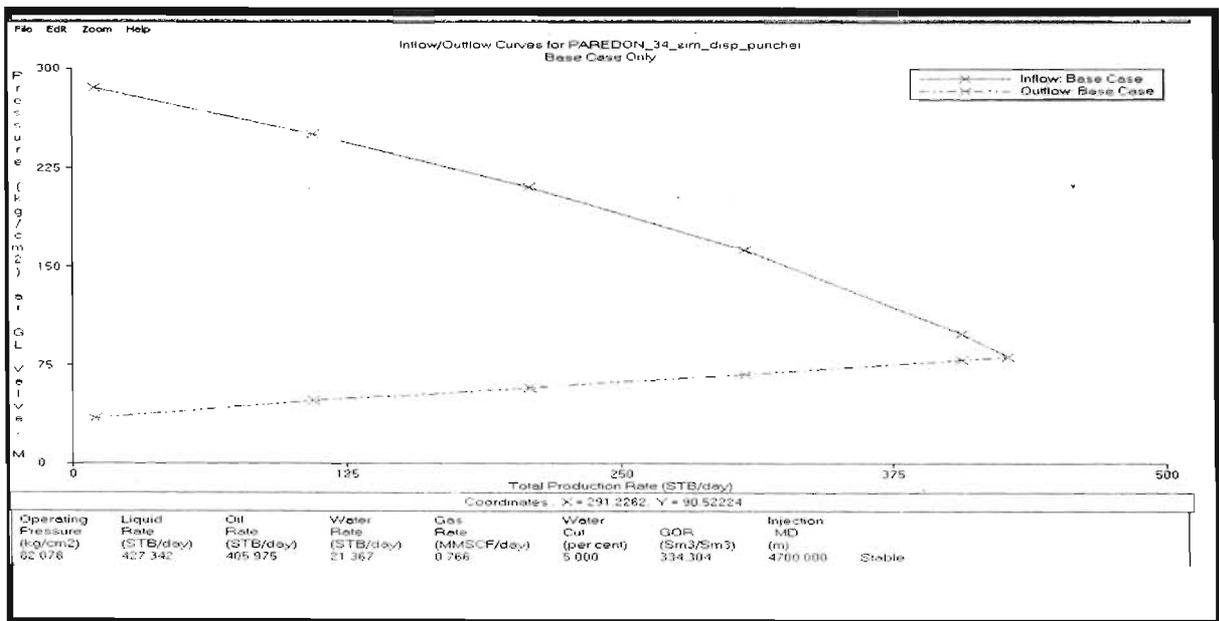


Figura B.16 Producción del pozo con inyección de gas a 4800m