



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

**“LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS
AUTOABASTECIDO EN EL POZO VERNET 259
UTILIZANDO TUBERÍA FLEXIBLE COMO MEDIO
DE CONDUCCIÓN”**

**PROYECTO TERMINAL
PARA OBTENER EL DIPLOMA DE:**

**ESPECIALISTA EN INGENIERÍA EN SISTEMAS
ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN PETROLERA**

**P R E S E N T A :
CARLOS FERNANDO TAPIA GARCÍA**

**ASESOR :
M. EN I. LUIS JORGE CARRANZA BECERRA**



Ciudad Universitaria, México D.F. Noviembre del 2004



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.

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

NOMBRE: TAPIA GARCIA

CARLOS FERNANDO

FECHA: 07-12-2004

FIRMA: P.A. 

HUGO BECERRIL TRUJANO

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

El presente trabajo está dedicado a, quien sin su apoyo y comprensión no lo podría ni siquiera haber iniciado, mi familia.

***Rossana**, mi esposa, mi compañera, confidente; no hay suficientes palabras con las que yo pueda expresarte mi agradecimiento, pero indiscutiblemente, el decirte **GRACIAS** abarca mucho de lo que pudiera manifestar.*

***Katia y Aurora**, amadas hijitas; les agradezco todo el tiempo que me dispensaron para ocuparme en realizar mi trabajo, tiempo en el cual no pude jugar con ustedes. Gracias.*

*A mi mamá, **Ma. de los Dolores**; porque a pesar de la distancia que físicamente nos separa, pero a la vez nos acerca, nunca has dejado de ver por tu hijo. Eternamente agradecido.*

ÍNDICE

	Página	
RESUMEN	7	
INTRODUCCIÓN	8	
ANTECEDENTES	9	
Capítulo I	PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS DE GAS NATURAL.	10
Capítulo II	PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS DE ACEITE	12
Capítulo III	BOMBEO NEUMÁTICO NO CONVENCIONAL AUTOABASTECIDO	15
	Descripción del sistema	16
Capítulo IV	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO	19
	Recopilar, validar y analizar la información del pozo.	19
	Calcular los potenciales de las arenas productoras de aceite y gas	21
	Ajustar las condiciones de operación fluyentes del pozo.	23
	Contenido de agua en gases.	25
	Determinar el diámetro y profundidad de colocación de la tubería flexible mediante la curva de comportamiento de inyección de gas contra gasto de aceite producido.	27
	Calcular el perfil de presión del gas de inyección en la tubería flexible de acuerdo al volumen optimizado del mismo.	29
	Seleccionar el diámetro de estrangulador para permitir el flujo de gas requerido de la arena 6.	30
	Establecer el diseño del separador así	31

como de las conexiones superficiales y potencia requerida en el compresor.

Capítulo V	EVALUACIÓN ECONÓMICA	33
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		35
NOMENCLATURA		36
BIBLIOGRAFÍA		37

LISTA DE TABLAS

Tabla	Descripción	Página
4.1	Prueba de presión-producción pozo Vernet 259 (arena 14)	20
4.2	Comparativo datos de producción (arena 6) pozos Vernet 33 y pozo Vernet 259	20
4.3	Prueba de presión-producción (arena 6)	21
4.4	Registro de presión fluyente (arena 14)	24
4.5	Registro de presión fluyente (arena 6)	24
4.6	Composición del gas de la arena 6	26

LISTA DE FIGURAS

Figura	Descripción	Página
1.1	Potencial pozo de gas	11
1.2	Curva de IPR pozo de gas	11
2.1	Índice de productividad lineal	14
2.2	Curva de IPR	14
3.1	Estado mecánico pozo Vernet 259	16
3.2	Diagrama de proceso Bombeo Neumático Autoabastecido	17
4.1	Curva IPR pozo Vernet 259	22
4.2	Curva de IPR arena 6	22
4.3	Perfil de presión flujo de aceite	24
4.4	Perfil de presión flujo de gas	24
4.5	Análisis nodal intervalo productor de aceite	24
4.6	Análisis nodal intervalo productor de gas	24
4.7	Contenido de agua debido a hidrocarburos	26
4.8	Contenido de agua debido al CO ₂	26
4.9	Contenido de agua debido al H ₂ S	26
4.10	Líquido producido por gasto de gas inyectado, flujo por e.a. entre T.P. y T.F.	27
4.11	Profundidad de colocación T.F. vs q _o	28
4.12	Gradiente de presión fluyente, flujo e.a. T.P. y T.F.	29
4.13	Gradiente de presión fluyente, flujo gas interior T.F.	29
4.14	Análisis nodal con nodo solución en el fondo del pozo (gas arena 6).	30
5.1	Tiempo de cancelación	34

RESUMEN

El campo Vernet cuenta con yacimientos tanto de gas como de aceite, los cuales están almacenados en arenas pertenecientes al terciario. Cuando el yacimiento inicia a producir empieza a disminuir su presión y en cierto tiempo el pozo deja de aportar aceite.

Debido a que el potencial de producción del yacimiento de aceite no es alto, las inversiones que se requieren hacer en la construcción de infraestructura de transporte de gas así como en el acondicionamiento de los aparejos de producción de los pozos para ser operados con válvulas de bombeo neumático, originan que un proyecto de este tipo no sea rentable.

El propósito del presente trabajo es el de simular la inyección (mediante una tubería flexible colgada e introducida dentro del aparejo de producción) del gas proveniente de un yacimiento que se encuentran ubicado por arriba del de aceite y, que será producido por el espacio anular formado entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción, de tal forma que el aceite se pueda explotar por el espacio anular formado entre la tubería de producción y la tubería flexible.

Para lograr lo anterior se realizaron análisis de los perfiles de presión en:

- Tubería de producción.
- Espacio anular entre la tubería de revestimiento y tubería de producción.
- Tubería flexible.

Además, mediante un simulador de procesos, se seleccionó y dimensionó la infraestructura superficial requerida in-situ.

Al final se presenta un análisis económico de la rentabilidad del proyecto así como las conclusiones y recomendaciones a que se llegaron.

INTRODUCCIÓN

Los proyectos de bombeo neumático o levantamiento artificial por gas del tipo convencional, normalmente requieren de inversiones sustanciales para la construcción de la infraestructura superficial necesaria para transportar el gas mediante redes de distribución, así como de la compresión necesaria para proporcionarle la presión y volumen que los pozos requieren, además de las inversiones para intervenir al pozo cuya tubería de producción tendrá que ser acondicionada para convertirlo en un aparejo de producción que incluyan válvulas de bombeo neumático. Aunado a lo anterior, las erogaciones por concepto de operación y mantenimiento así como de transporte de gas, vienen a incrementar el costo de producción del barril de aceite que se produce mediante esta tecnología. Lo anterior origina que campos de aceite cuyo potencial de producción no es alto, no sean susceptibles de explotar mediante esta técnica.

En el presente trabajo* se propone utilizar gas proveniente de un yacimiento que se encuentra ubicado por arriba del de aceite, separados uno del otro por lutitas impermeables y que, dadas las características del gas, se hace propicio para ser inyectado a través de una tubería flexible colgada en el interior del aparejo de producción y, de este modo, explotar al yacimiento de aceite que, debido a la disminución de la presión del yacimiento, deja de aportar hidrocarburos. La compresión del gas así como su acondicionamiento, se llevarán al cabo en la misma localización del pozo, con lo que se pretende eliminar las inversiones por concepto de construcción de infraestructura de transporte así como de operación y mantenimiento, sin menoscabar la disminución del riesgo que representa el transporte de gas a alta presión, así como la problemática que se origina con las comunidades al construir y operar dicha infraestructura.

Al final se presenta un análisis económico de la rentabilidad del proyecto.

*El autor desea manifestar su agradecimiento al M. en I. Luis Jorge Carranza Becerra por el apoyo prestado en la realización del presente trabajo, así como a los ingenieros de las Coordinaciones de Operación de Explotación y Diseño de Explotación del Activo de Producción Chilapilla-Colomo de Pemex Exploración y Producción Región Sur, por las facilidades brindadas.

ANTECEDENTES

- DESCRIPCIÓN DEL CAMPO VERNET

Localización y descubrimiento.

El campo Vernet¹ está ubicado a 20 Km de Ciudad Pemex, Tabasco, cabecera del Activo de Producción Chilapilla-Colomo, con orientación N87°W, cuya producción principal a sido de aceite. Fue descubierto en 1953 con la perforación del pozo no. 2, perforándose a una profundidad de 5953.2 pie, resultando productor de aceite en el intervalo 3464-3477 pie de la formación Zargazal, fluyó durante 2 días a gasto y presión variado, acumulando una producción de 1598 barriles de aceite, dejando de fluir y abatiéndose el nivel de aceite en la superficie.

Aspectos geológicos.

Con la información obtenida de los registros geofísicos de los pozos perforados, se construyeron los planos estructurales que definen los aspectos estructurales que constituyen el campo. De acuerdo a la caracterización estructural realizada, se definió que las rocas productoras de hidrocarburos son las correspondientes al Mioceno (medio e inferior), distribuidas en 19 arenas compuestas por 74 yacimientos (bloques).

El campo Vernet es uno de los más complejos en cuanto a sus estructuras contenedoras de hidrocarburos se refiere, debido a que en él se encuentran diferentes tipos de hidrocarburos como son: aceite ligero, gas y condensado y gas seco.

1. Departamento de Ingeniería de yacimientos, "Análisis de las condiciones actuales de explotación del campo Vernet", Distrito Ocosingo, 1991.

CAPÍTULO I

PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS DE GAS NATURAL.

El gas natural² está compuesto de diferentes hidrocarburos, siendo el metano (CH₄) el componente principal. Los otros componentes incluyen al etano (C₂H₆), propano (C₃H₈), butano (C₄H₁₀) y más pesados, además, bióxido de carbono (CO₂), ácido sulfhídrico (H₂S) y vapor de agua (H₂O). Las impurezas no proporcionan ningún valor agregado al poder calorífico del gas, pueden permanecer neutrales (como el nitrógeno) o efectuar efectos dañinos como la corrosión (vapor de agua, bióxido de carbono) o ser venenosos como lo es el ácido sulfhídrico.

El comportamiento de afluencia representa al ritmo de producción de un pozo como una función de una diferencial de presión. El comportamiento de afluencia o IPR (Inflow Performance Reservoir, por sus siglas en inglés) depende de varias propiedades del yacimiento así como del tipo de régimen de flujo bajo el cual el pozo está produciendo (transiente, pseudo estacionario o estacionario).

La ecuación 1 representa al comportamiento de afluencia para un pozo de gas:

$$q_g = \frac{703 E^{-3} kh (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)}{\mu_g z T \ln (r_e/r_w)} \quad 1$$

Para poder utilizar esta ecuación es necesario conocer tanto las propiedades de la formación así como la del gas que se produce.

Raullins y Shellhardt presentaron una ecuación empírica que usualmente se conoce como ecuación de contrapresión o potencial:

$$q_g = C(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \quad 2$$

La ecuación 2 es una de las más ampliamente utilizadas y representa a una línea recta en una gráfica con escala doble logarítmica (ver figura 1.1). La constante C representa el

2. Mohan Kelkar, Ph. D., J.D., "Gas production engineering", The University of Tulsa, 2000.

desplazamiento horizontal del comportamiento de la curva y n representa la inversa de la pendiente. Esta misma curva puede representarse en coordenadas cartesianas como se muestra en la figura 1.2.

Para la obtención de los valores de C y n , normalmente se recurre a una prueba de presión-producción, en donde se varía por lo menos tres veces el diámetro del estrangulador, registrándose la presión en el fondo del pozo y el gasto de gas correspondiente a cada diámetro del estrangulador.

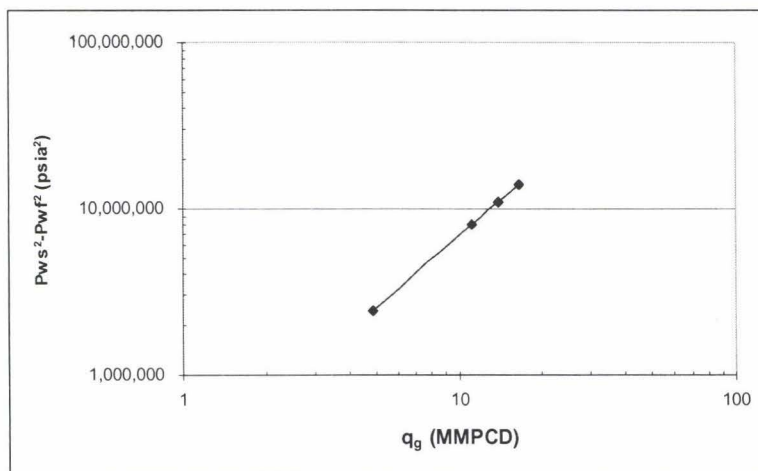


Fig.1.1 Potencial pozo de gas

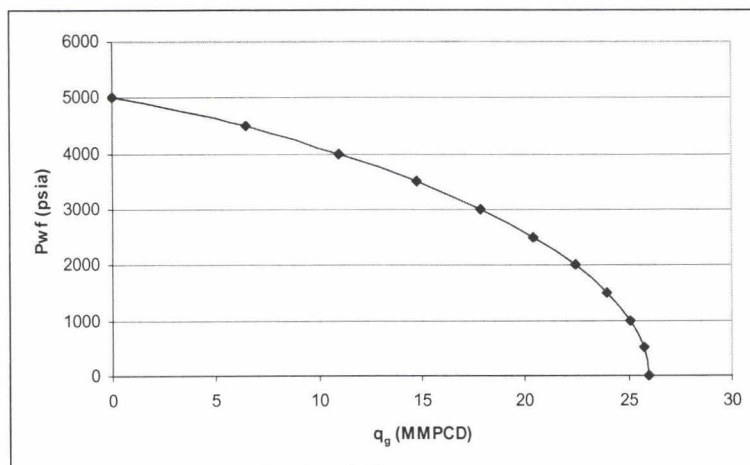


Fig. 1.2 Curva de IPR pozo de gas

CAPÍTULO II

PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS DE ACEITE

Como anteriormente se mencionó, el comportamiento de flujo de un pozo, representa la capacidad de ese pozo para aportar fluidos. Esta capacidad depende en gran medida del mecanismo de empuje que actúa en el yacimiento, así como de otras variables tales como la presión del yacimiento, permeabilidad, viscosidad, saturación de fluidos, etc.

A continuación se presentan algunos métodos que nos permite construir curvas de comportamiento de flujo al pozo o curvas de IPR, dependiendo de que si es flujo monofásico o bifásico.

a) Flujo monofásico.

Cuando los fluidos que fluyen dentro del yacimiento se encuentran en una sola fase que es incompresible, se utiliza el método lineal o del Índice de Productividad, el cual está definido como:

$$J = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \quad 3$$

La ecuación 3 se puede expresar como:

$$P_{wf} = (-1/J) q_o + P_{ws} \quad 4$$

Esta expresión representa a una línea recta en coordenadas cartesianas de la forma $y=mx+b$, donde J es el recíproco de la pendiente y P_{ws} representa la ordenada al origen, como se muestra en la figura 2.1.

El concepto implica un comportamiento lineal de la producción en función de la presión de fondo fluyendo. Es decir que el pozo aportará incrementos constantes de producción a decrementos iguales de presión.

b) Flujo en dos fases.

En 1968 Vogel publica un método para generar curvas de IPR, para pozos cuya presión de fondo se encuentra abajo de la presión de saturación, en yacimientos con empuje por gas disuelto.

Vogel observó que cuando se grafican en coordenadas X-Y los valores adimensionales $q_o/(q_o,max)$ y P_{wf}/P_{ws} se obtiene una curva de características muy similares, al variar las propiedades PVT de los fluidos del yacimiento y de otras variables tales como: permeabilidad relativa al gas y al aceite, saturación de fluidos, etc.

Observó además que la misma tendencia de la curva se mantiene para diferentes tiempos de explotación del yacimiento, para pozos fracturados y pozos dañados.

La expresión matemática que representa la curva de referencia es la siguiente:

$$\frac{q_o}{q_o \text{ max}} = 1 - 0.2 (P_{wf}/P_{ws}) - 0.8 (P_{wf}/P_{ws})^2 \quad 5$$

A partir de una prueba de presión-producción se obtienen los datos a utilizarse en la ecuación de Vogel. Aunque este método fue desarrollado para yacimientos con empuje por gas disuelto, la ecuación se puede emplear con otros mecanismos de empuje. Además, a sido encontrado que proporciona excelentes resultados para cualquier pozo con presión de yacimiento por debajo de la presión de saturación. La figura 2.2 ejemplifica la gráfica a obtenerse con esta ecuación.

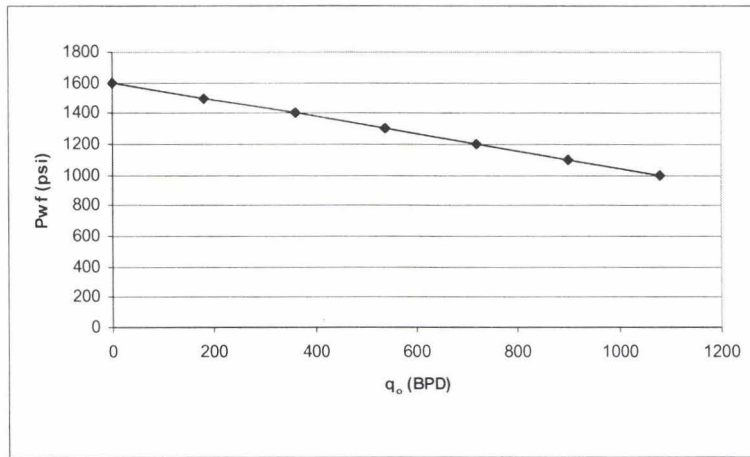


Fig. 2.1 Índice de productividad lineal

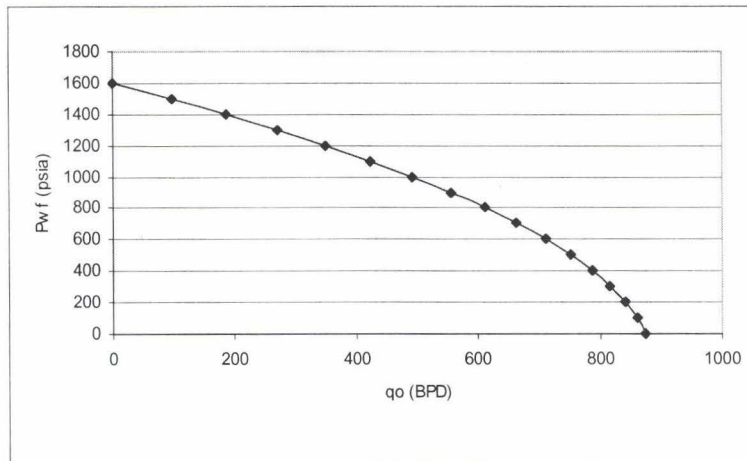


Fig. 2.2 Curva de IPR

CAPÍTULO III

BOMBEO NEUMÁTICO NO CONVENCIONAL AUTOABASTECIDO

El levantamiento artificial por gas se caracteriza por inyectar un gas de manera continua o intermitente en un punto determinado del aparejo de producción, resultando en una reducción en el gradiente de flujo natural de los fluidos del yacimiento, y reduciéndose de esta manera el componente hidrostático de la columna de fluidos desde el punto de inyección hasta la superficie. El propósito es llevar los fluidos hasta la superficie a una presión en la cabeza deseable, esto debido a que la presión en el yacimiento no es lo suficiente para dar la energía necesaria a los fluidos producidos.

Los beneficios que se obtienen al inyectar gas son, entre otros:

- Incrementar el gasto de producción al disminuir el peso de la columna hidrostática y, consecuentemente, la contrapresión en la formación.
- Cambiar la distribución vapor-líquido (régimen de flujo) a uno con mejor mezclado y reducida retención de líquidos.

La manera convencional de incorporar el gas a la columna de fluidos producidos es mediante la inyección por el espacio anular (e.a.) o por el interior de la tubería de producción el gas proveniente de un gasoducto a alta presión, siendo las válvulas de bombeo neumático el mecanismo mediante el cual se permite el paso del gas ya sea de manera continua o intermitente:

- A. Para inyección continua de gas, una "válvula operante" es utilizada para inyectar la cantidad apropiada de gas a una presión en la tubería de producción deseable en el punto de inyección. Este método de inyección continua de gas es utilizado en pozos cuya productividad es alta.
- B. La inyección intermitente puede emplearse en un solo punto o en puntos múltiples de inyección, para lo cual primeramente un bache de líquido deberá formarse por arriba del punto de inyección. Posteriormente la válvula abre, desplazando el líquido hasta la superficie. La válvula permanece abierta hasta que el bache llega a la superficie y posteriormente cierra, permitiendo que nuevamente se forme otro bache para nuevamente reiniciar el ciclo.

A continuación se tratará el tema sobre la manera de implantar un bombeo neumático "no convencional" y autoabastecido en la misma localización del pozo Vernet 259

Como antecedentes se puede mencionar que el pozo Vernet 259 (ver figura 3.1) fue perforado a una profundidad total de 3936 pie, con una profundidad interior a 3716.24 pie. En el intervalo 2355-2378 pie cuenta con un yacimiento de gas (arena 6) cuya composición se muestra en la tabla 4.6. Actualmente se encuentra disparado en el intervalo 3588.3-3604.72 pie (arena 14) que produce aceite de 32 °API y debido a la disminución de la presión del yacimiento, el pozo fluye de manera inestable e intermitente.

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

El proyecto propuesto en el siguiente trabajo consiste en realizar el diseño apropiado para comprimir en superficie y en la localización del pozo, el gas proveniente de la arena 6, el cual fluirá por el e.a. entre la T.R. y la T.P.; una vez que se le haya incrementado la presión al gas éste se inyectaría en el fondo del pozo a través de una tubería flexible de 1 ¼ pg de diámetro colgada dentro de la T.P., con la finalidad de que el aceite fluya por el e.a. entre la tubería de producción y la tubería flexible (ver figura 3.2).

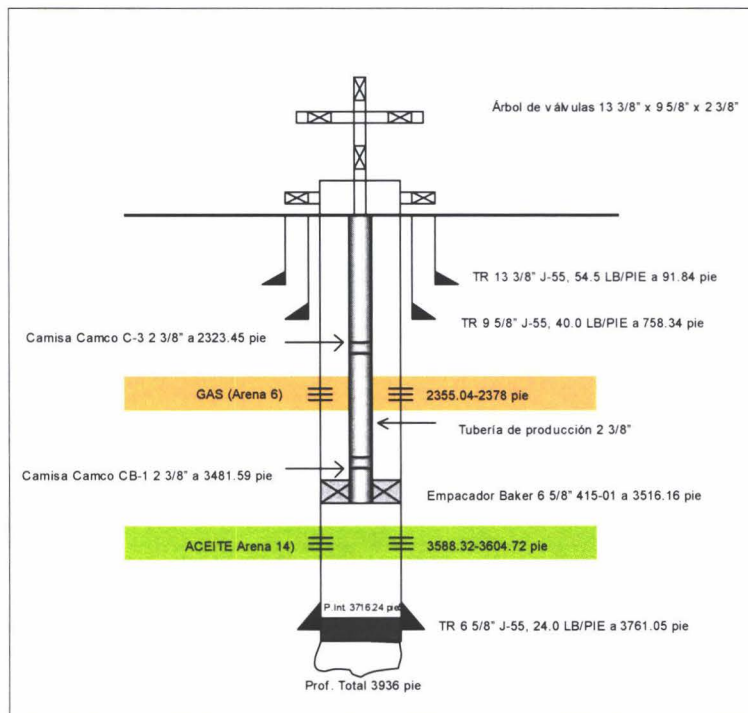


Fig. 3.1 Estado Mecánico Pozo Vernet 259

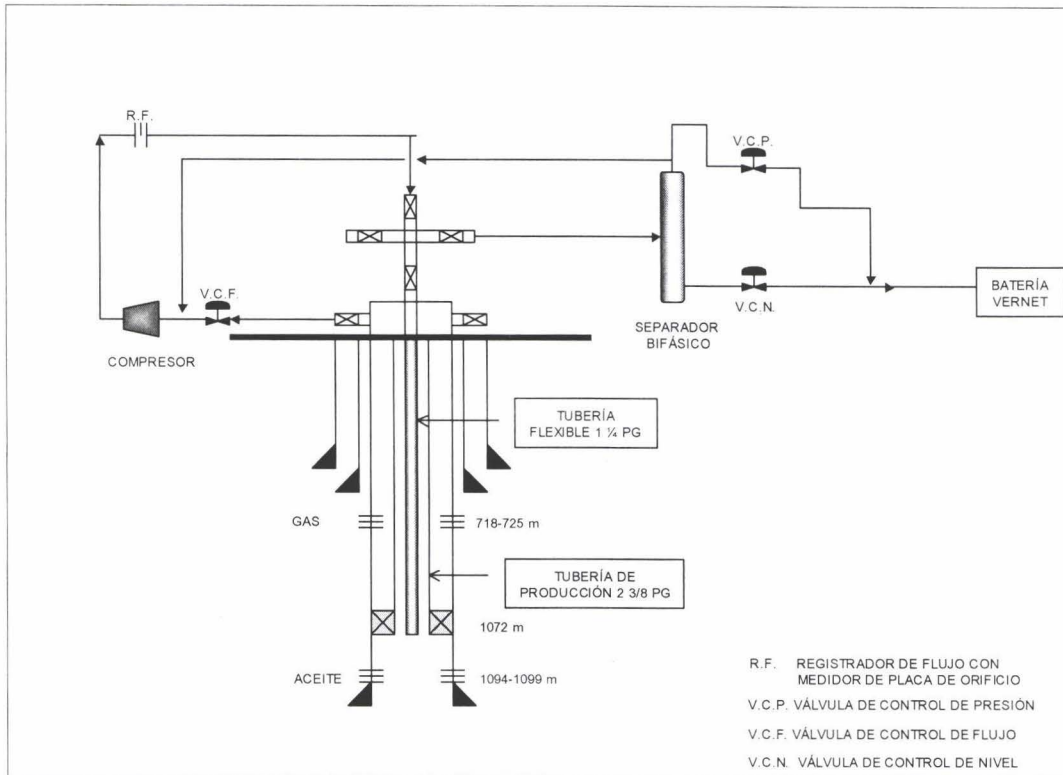


Fig. 3.2 Diagrama de proceso Bombeo Neumático Autoabastecido

Debido a que la reserva de gas en la arena 6 es pequeña (600 MMPC), el diseño de las instalaciones superficiales debe contemplar un circuito cerrado para el gas, es decir, que el gas que se inyecte al pozo sea recuperado en superficie para que nuevamente se reutilice, de tal modo que el único gas que se consume sea el que utilice el compresor como combustible. Esta condición obliga a que la presión de succión del compresor sea ligeramente menor a la contrapresión con que va a fluir el pozo. Para diseñar las instalaciones superficiales se utilizó un simulador de procesos, con lo cual se logró determinar que no es necesario instalar un separador antes de la succión del compresor, ya que el gas que se comprimirá no presenta condensación de líquidos, ya sea por disminución de presión o por temperatura, y en caso de que se presenten, con el rectificador que el mismo "patín" del compresor trae consigo, es suficiente para que puedan ser manejados.

A continuación se dará una breve descripción de los componentes que integran al sistema.

- **Separador bifásico.** La finalidad de la instalación de un separador bifásico es la de separar la fase líquida de la fase gaseosa, la fase líquida será enviada a la batería

Vernet en donde finalmente será depositada en tanques de almacenamiento. La fase gaseosa será comunicada con la succión del compresor.

- **Compresor.** El compresor comprimirá 0.200 MMPCD de gas, succionando a una presión de 72 psia y descargando a una presión de 710 psia. El motor que utilizará este equipo será del tipo de combustión interna a gas, el cual será tomado del mismo gas que produce la arena 6; asimismo, es importante recalcar que este tipo de motores tiene una mayor flexibilidad en cuanto a la variación de la velocidad con que opera.
- **Colgador y tubería flexible.** El colgador tiene como función la de sostener a la tubería flexible, además de proporcionar un aislamiento entre ésta y el interior del aparejo de producción. La tubería flexible será el medio conductor por el cual se inyecte el gas desde la superficie.
- **Válvula de control de presión.** Está contemplado una válvula de control de presión a instalarse en la descarga del compresor bifásico, de manera tal que controle la presión de descarga del separador, enviando el excedente de gas a la línea de descarga de líquidos del separador, después de la válvula de control de nivel.
- **Válvula reguladora de flujo.** Su principal función es la de regular el volumen de gas que el compresor comprimirá para posteriormente ser inyectado a la tubería flexible.
- **Válvula de control de nivel.** Como su nombre lo indica, esta válvula regulará el nivel de líquido dentro del separador.
- **Medidor de placa de orificio.** Con la finalidad de cuantificar el gasto de gas que se inyecta al interior de la tubería flexible, así como el comportamiento de flujo del sistema.

CAPÍTULO IV

PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO.

A continuación se enumera el procedimiento que se siguió para la realización del presente proyecto.

1. Recopilar, validar y analizar la información del pozo.
2. Calcular los potenciales de las arenas productoras de aceite y gas.
3. Ajustar las condiciones de operación fluyentes del pozo.
4. Determinar el diámetro y profundidad de colocación de la tubería flexible mediante la curva de comportamiento de inyección de gas contra gasto de aceite producido
5. Calcular el perfil de presión del gas de inyección en la tubería flexible de acuerdo al volumen optimizado del mismo.
6. Seleccionar el diámetro de estrangulador para permitir el flujo de gas requerido de la arena 6.
7. Establecer el diseño del separador así como de las conexiones superficiales y potencia requerida en el compresor.

Recopilar, validar y analizar la información del pozo.

Una de las actividades que requiere de mayor cuidado y consume la mayor cantidad de tiempo, es sin duda la referente a este punto. La certeza de que los datos utilizados son los correctos nos dará la confianza de que los resultados que arrojen las simulaciones realizadas sean sujetas de llevarse a la práctica.

En septiembre de 1993 se le realizó al pozo Vernet 259 una prueba de presión-producción en el yacimiento productor de aceite (arena 14), en la tabla 4.1 se muestran los valores obtenidos de dicha prueba.

Tabla 4.1 Prueba de presión-producción pozo Vernet 259 (arena 14)

\varnothing Estr (pg)	q_o (BPD)	RGA (pie ³ /bl)	Pwf (psia)	Pwh _u (psia)	T _{Fdo} (°F)	T _{Sup} (°F)	P sep (psia)
12/64	178	175	1409	334	152	86	72
16/64	292	299	1362	363	152	86	72

Pws= 1531 psia.

Pwh_d= 114 psia

°API= 32

A fin de identificar que parte del sistema de producción nos “consume” la mayor cantidad de energía, un balance de energía es susceptible de ser realizado, para lo cual, se tomaron los datos de la prueba correspondiente al diámetro de estrangulador de 16/64 pg. De este modo tenemos que:

$\Delta P_{yac} =$ Caída de presión en el yacimiento = Pws-Pwf= 1531-1362= 169 psi (11.15 %)

$\Delta P_{TP} =$ Caída de presión en el aparejo de producción= Pwf-Pwh_u=1362-363=**999 psi (65.88%)**

$\Delta P_{Estr} =$ Caída de presión en el estrangulador = Pwh_u - Pwh_d = 363 - 114 = 249 psi (16.42%)

$\Delta P_{Ld} =$ Caída de presión en la línea de descarga = Pwh_d - P Sep = 114-72 = 42 psi (2.77%)

$\Delta P_{Total} = \Delta P_{yac} + \Delta P_{TP} + \Delta P_{Estr} + \Delta P_{Ld} = Pws - P Sep = 1531-72=1459$ psi

De los cálculos realizados se puede ver que el aparejo de producción es el elemento que consume la mayor cantidad de energía que produce el yacimiento (65.88 %), mientras que la línea de descarga es la que menos energía consume (2.77 %).

Para el caso de la arena 6 de este mismo pozo, los datos de presión de fondo no eran confiables, no así para el gasto, por lo que se determinó utilizar los datos de otra prueba de presión-producción de otro pozo (Vernet 33) en el cual el yacimiento de gas es el mismo. En la tabla 4.2 se muestra un comparativo de ambos pozos.

Tabla 4.2

Vernet 259					Vernet 33				
P Sep (psia)	Pwh _u (psia)	\varnothing Estr (pg)	q _g (MMPCD)	Intervalo (m)	P Sep (psia)	Pwh _u (psia)	\varnothing Estr (pg)	q _g (MMPCD)	Intervalo (m)
612	953.22	¼	0.625	718-725	569	768.4	¼	0.612	735-738

De una prueba de presión-producción realizada a la arena 6 se obtuvieron los siguientes datos (tabla 4.3):

Tabla 4.3 Prueba de presión-producción (arena 6)

\varnothing_{Estr} (pg)	q_g (MMPCD)	P_{wf} (psia)	P_{wh_u} (psia)	T_{Fdo} (°F)	T_{Sup} (°F)	P_{sep} (psia)
12/64	0.550	856.38	792.68	125.6	86	569.28
16/64	0.612	813.44	739.06	125.6	86	569.28
20/64	0.771	671.81	616.21	125.6	86	569.28

$$P_{ws} = 1036.55 \text{ psia.}$$

$$P_{wh_d} = 590.7 \text{ psia}$$

$$S.G. = 0.6 \text{ (aire}=1)$$

Al igual que en el caso del yacimiento de aceite, un balance de energía se realiza para este yacimiento de gas, utilizando los valores obtenidos con el estrangulador de 16/64 pg de diámetro:

$$\Delta P_{yac} = \text{Caída de presión en el yacimiento} = P_{ws} - P_{wf} = 1036.55 - 813.44 = \mathbf{223.1 \text{ psi (21.83\%)}}$$

$$\Delta P_{TP} = \text{Caída de presión en el aparejo de producción} = P_{wf} - P_{wh_u} = 813.44 - 739.06 = 74.38 \text{ psi (7.28\%)}$$

$$\Delta P_{Estr} = \text{Caída de presión en el estrangulador} = P_{wh_u} - P_{wh_d} = 739.06 - 590.7 = 148.36 \text{ psi (14.52\%)}$$

$$\Delta P_{Ld} = \text{Caída de presión en la línea de descarga} = P_{wh_d} - P_{Sep} = 590.7 - 569.28 = 21.42 \text{ psi (2.1\%)}$$

$$\Delta P_{Total} = \Delta P_{yac} + \Delta P_{TP} + \Delta P_{Estr} + \Delta P_{Ld} = P_{ws} - P_{Sep} = 1036.55 - 569.28 = 467.27 \text{ psi}$$

De los cálculos realizados se puede ver que en el yacimiento es donde se origina la mayor pérdida de presión (21.83 %), esto es debido a la baja permeabilidad con que cuenta este elemento, mientras que la línea de descarga es la que menos energía consume (2.1 %).

Calcular los potenciales de las arenas productoras de aceite y gas.

Con los datos anteriores y utilizando la ecuación 5 se calcula el gasto máximo teórico de aceite que el pozo puede aportar:

$$q_{o \max} = \frac{q_o}{1 - 0.2 (P_{wf}/P_{ws}) - 0.8 (P_{wf}/P_{ws})^2}$$

$$q_{o \max} = \frac{292}{1 - 0.2 (1362.3/1531) - 0.8 (1362.3/1531)^2} = 1545.4 \text{ BPD}$$

En la figura 4.1 se muestra la curva de IPR calculada.

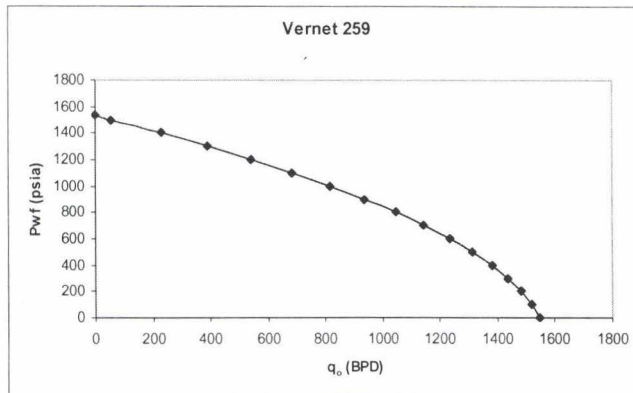


Fig. 4.1 Curva IPR

Para el caso de la arena de gas, con los datos anteriores y utilizando la ecuación 2 se construye la curva de IPR para este pozo (ver figura 4.2.).

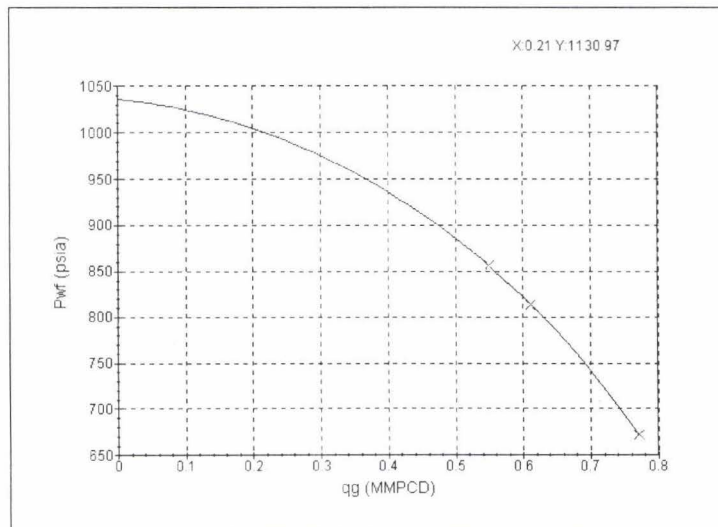


Fig. 4.2 Curva IPR arena 6

Ajustar las condiciones de operación fluyentes del pozo.

Para reproducir los datos medidos de las pruebas de presión-producción, se utilizó un simulador de flujo multifásico, en el cual se seleccionaron las siguientes correlaciones (para el aceite) y ecuaciones de estado (para el gas):

- a) La correlación de Standing fue la utilizada para calcular la R_s y B_o del aceite producido.
- b) Para el ajuste de las propiedades del gas de la arena 6, se seleccionó la ecuación de estado de Peng-Robinson.
- c) Para ajustar los perfiles de presión en las tuberías :

- Aceite

Flujo multifásico vertical: Duns y Ros

Flujo multifásico horizontal: Beggs y Brill

- Gas

Flujo multifásico vertical: Hagerdon y Brown, mapa de Duns y Ros

Flujo multifásico horizontal: Beggs y Brill revisada

- d) Para reproducir las condiciones de operación en el estrangulador se seleccionó una ecuación mecánica.

En las figuras 4.3 y 4.4 se pueden apreciar los perfiles de presión correspondientes, tanto medidos como calculados. Las tablas 4.4 y 4.5 contienen los datos medidos de los perfiles de presión fluyendo con los cuales se logró el ajuste señalado.

En las figuras 4.5 y 4.6 se muestra al análisis nodal ajustado que representan a los potenciales obtenidos anteriormente. En ambos casos se consideró al fondo del pozo como nodo de solución.

Para el caso del intervalo productor de aceite (ver figura 4.5), se puede apreciar que cuando la presión del yacimiento es menor a 1150 psia, el flujo es inestable o intermitente.

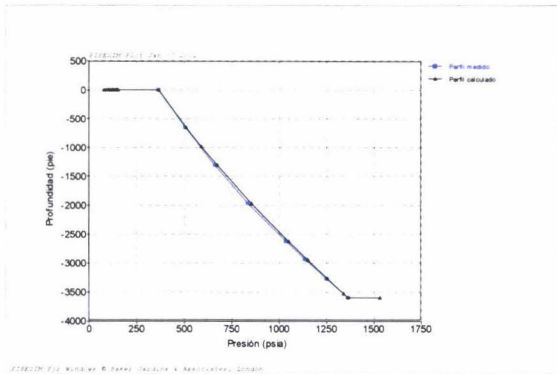


Fig. 4.3 Perfil de presión flujo de aceite

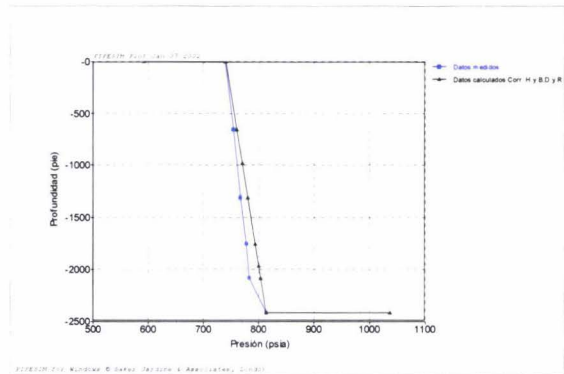


Fig. 4.4 Perfil de presión flujo de gas

Tabla 4.4 Registro presión fluyente (arena 14)

Profundidad (pie)	Presión (psia)
0	362.95
656	503.87
1312	656.45
2624	835.19
2940.52	1034.27
3268.52	1135.38
3596.52	1362.33

Tabla 4.5 Registro presión fluyente (arena 6)

Profundidad (pie)	Presión (psia)
0	739.06
656	754.28
1312	766.94
1758.08	777.46
2086.08	783
2414.08	813.4

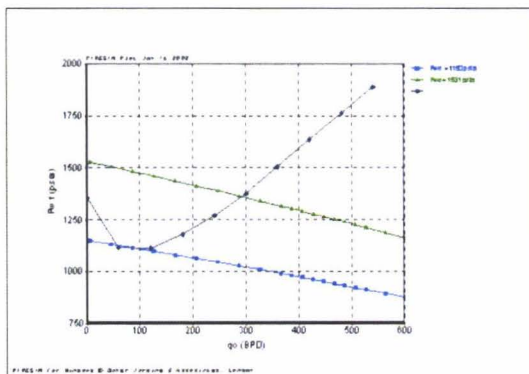


Fig. 4.5 Intervalo productor de aceite

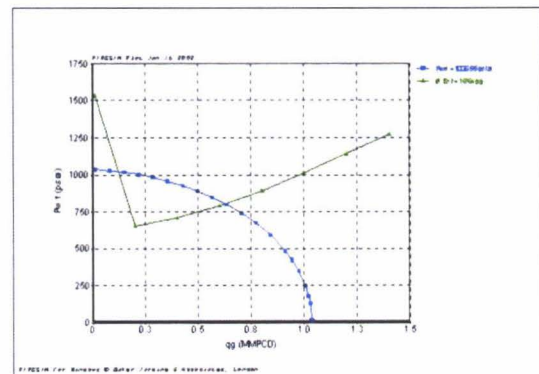


Fig. 4.6 Intervalo productor de gas

Contenido de agua en gases.

A pesar de que en la prueba de producción que se le realizó a la arena 6 no se reporta que haya habido presencia de agua en el gas, es importante determinar la cantidad con que viene saturado.

Hay varios métodos disponibles para calcular el contenido de agua de gases que contengan H₂S y CO₂. La siguiente ecuación fue la utilizada para determinar la cantidad de agua contenida en el gas de la arena 6.

$$W = Y W_{hc} + Y_1 W_1 + Y_2 W_2 \quad 6$$

Donde:

W = Contenido de agua en el gas.

W_{hc} = Contenido de agua debido a los hidrocarburos = 100 (lb/MMPC) (figura 4.7³)

W₁ = Contenido de agua debido al CO₂ = 150 (lb/MMPC) (figura 4.8³)

W₂ = Contenido de agua debido al H₂S = 250 (lb/MMPC) (figura 4.9³)

Y = 1 - Y₁ - Y₂

Y₁ = Fracción mol de CO₂ = 0.013265 (tabla 4.6)

Y₂ = Fracción mol de H₂S = 0 (tabla 4.6)

$$Y = 1 - 0.013265 - 0 = 0.98674$$

$$W = 0.98674 \times 100 + 0.013265 \times 150 + 0 \times 250 = 100.67 \text{ (lb/MMPC)} = 0.287 \text{ bl}_w\text{/MMPC.}$$

La importancia de determinar este valor de W nos permitirá que al alimentar de datos al simulador, éste nos proporcione resultados acordes a los obtenidos en la prueba de campo.

3. Campbell, John M., "Gas conditioning and processing", Campbell Petroleum Series, Vol.1.1994

Tabla 4.6 Composición del gas de la arena 6

Ci	Fracción mol
H ₂ S	0
CO ₂	0.013265
N ₂	0.003675
C ₁	0.958103
C ₂	0.008184
C ₃	0.007604
iC ₄	0.003859
nC ₄	0
iC ₅	0.002706
nC ₅	0
C ₆ ⁺	0.002604

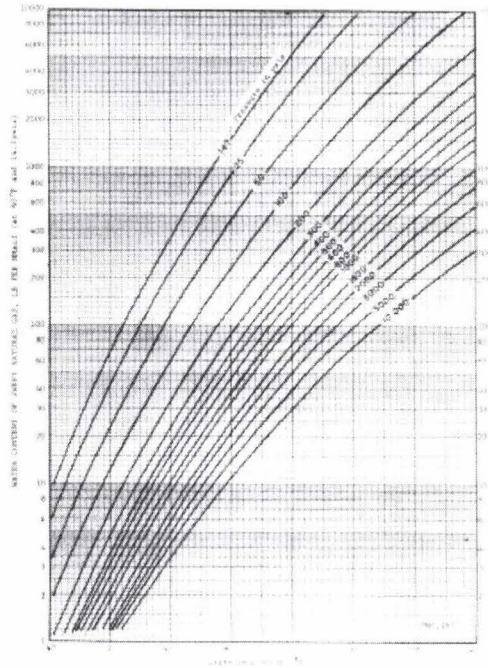


Fig. 4.7 Contenido de agua debido a los hidrocarburos.

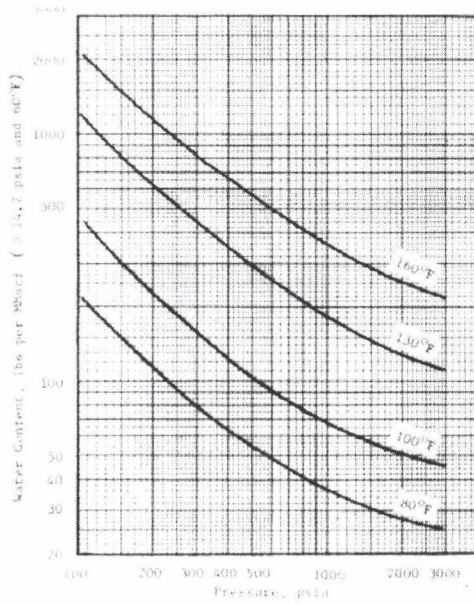


Fig. 4.8 Contenido de agua debido al CO₂.

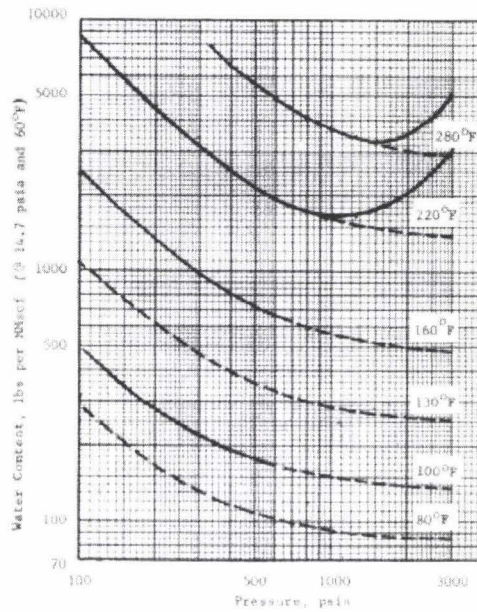


Fig. 4.9 Contenido de agua debido al H₂S.

Determinar el diámetro y profundidad de colocación de la tubería flexible mediante la curva de comportamiento de inyección de gas contra gasto de aceite producido.

Para seleccionar el gasto de gas de inyección se realizó una simulación colgando tubería flexible de 1 pg y de 1 ¼ pg de diámetro a una profundidad de 3516.82 pie (71.5 pie por arriba de la cima del intervalo disparado) obteniéndose los resultados que se pueden ver en la figura 4.10, de donde se puede distinguir claramente que con una T.F. de 1 pg se recupera más aceite que con la T.F. de 1 ¼ pg. Debido a que en almacenes se cuenta con T.F. de 1 ¼ pg se decidió utilizar ésta seleccionando 0.200 MMPCD como el gasto de gas a inyectarse con lo cual se obtendrían 340 BPD de aceite; para incrementos adicionales de gas de inyección, ya no se obtienen aumentos sustanciales en producción de aceite.

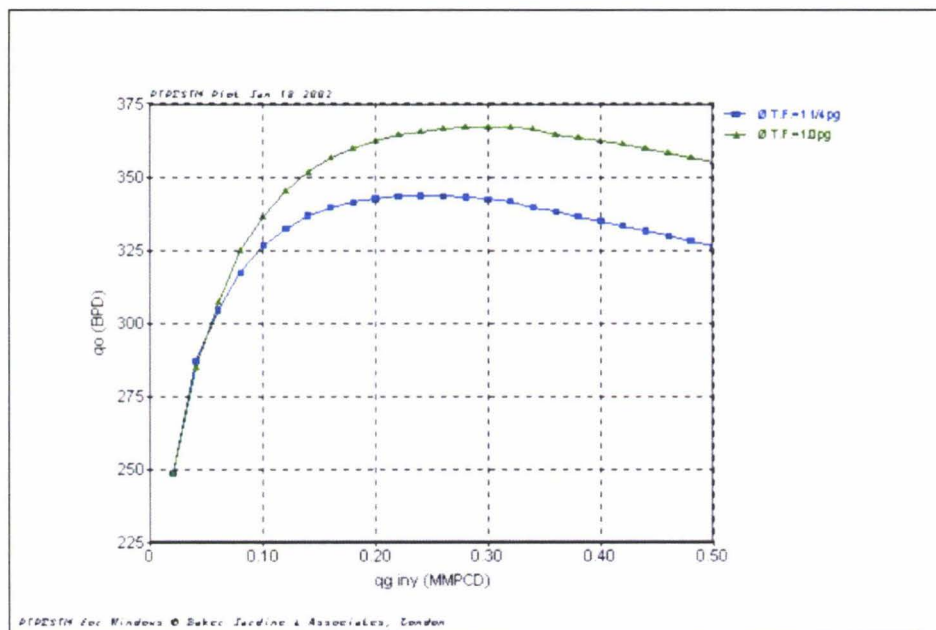


Fig. 4.10 Líquido producido por gasto de gas inyectado, flujo por e.a entre T.P. y T.F.

En la figura 4.11 se puede observar que según aumenta la profundidad de colocación de la T.F. mayor producción de aceite se obtiene. Esto tiene su explicación en que conforme se aligera una mayor columna de aceite, menor contrapresión tendrá la formación y una mayor cantidad de hidrocarburos podrá aportar.

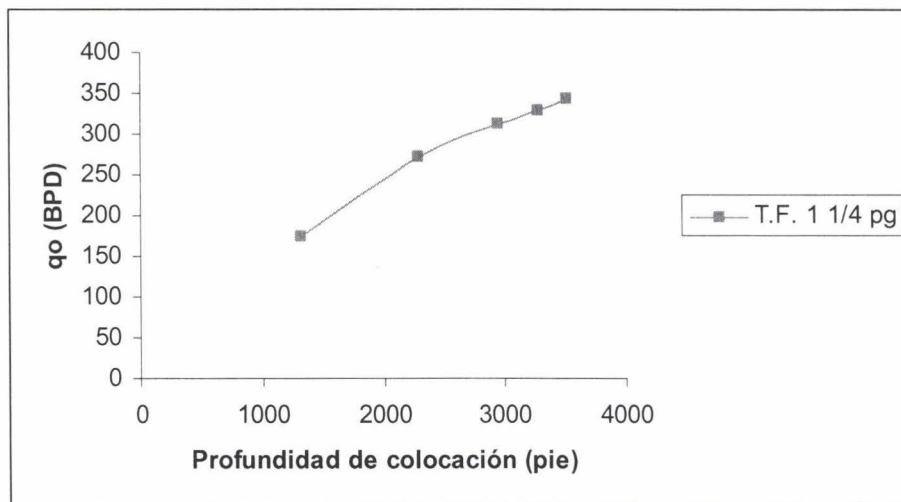


Fig. 4.11 Profundidad de colocación T.F. vs q_0 .

Calcular el perfil de presión del gas de inyección en la tubería flexible de acuerdo al volumen optimizado del mismo.

En la figura 4.12 se puede apreciar el gradiente de presión fluyente que se obtendría al inyectar 0.200 MMPCD de gas a través de tubería flexible de 1 ¼ pg a una profundidad de 3516.82 pie, de tal modo que la presión del gas de inyección a esa profundidad debe ser ligeramente mayor para que pueda ser incorporado al líquido producido. La presión seleccionada en el fondo fue de 800 psia, con lo cual se determinó que la presión en superficie debe ser de 710 psia (ver figura 4.13).

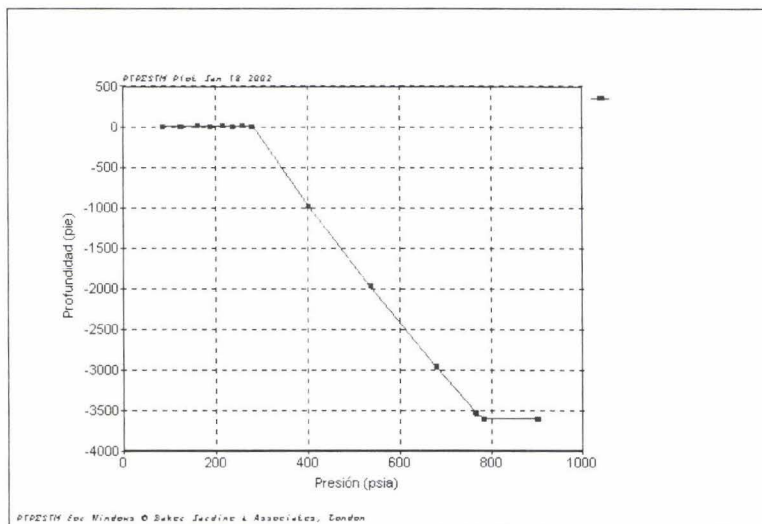


Fig. 4.12 Gradiente de presión fluyente, flujo e.a. T.P. y T.F

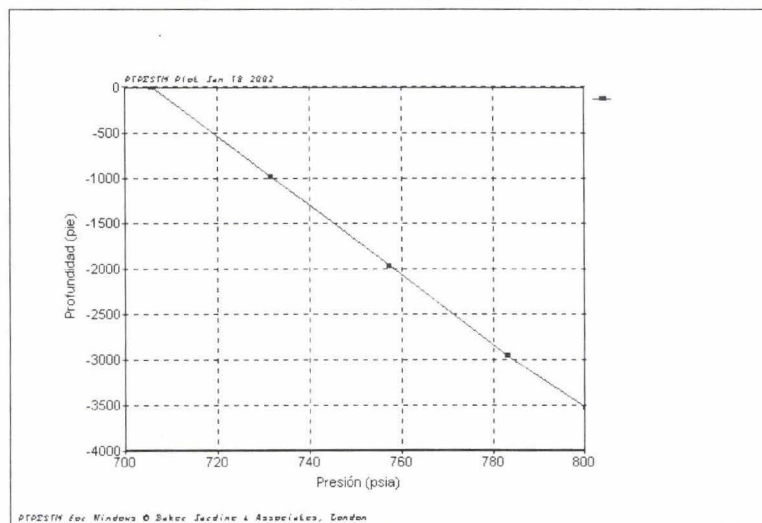


Fig. 4.13 Gradiente de presión fluyente, flujo gas interior T.F.

Seleccionar el diámetro de estrangulador para permitir el flujo de gas requerido de la arena 6.

Una vez determinado el gasto de gas de inyección, 0.200 MMPCD, que es el gas que debe aportar la arena 6, y conociendo el comportamiento de afluencia de este yacimiento, el cual relaciona presión y gasto, es posible calcular cual es el diámetro del estrangulador que permitirá el paso del gas requerido.

En la figura 4.14 se puede ver que con 7/64 pg de diámetro de estrangulador se obtienen 0.200 MMPCD de gas en superficie. Además, se puede observar que cuando la presión del yacimiento disminuye (actualmente es de 905 psia), el gasto de gas disminuye sustancialmente, lo cual obliga a que el proyecto presentado no contemple la comercialización del gas producido por esta arena.

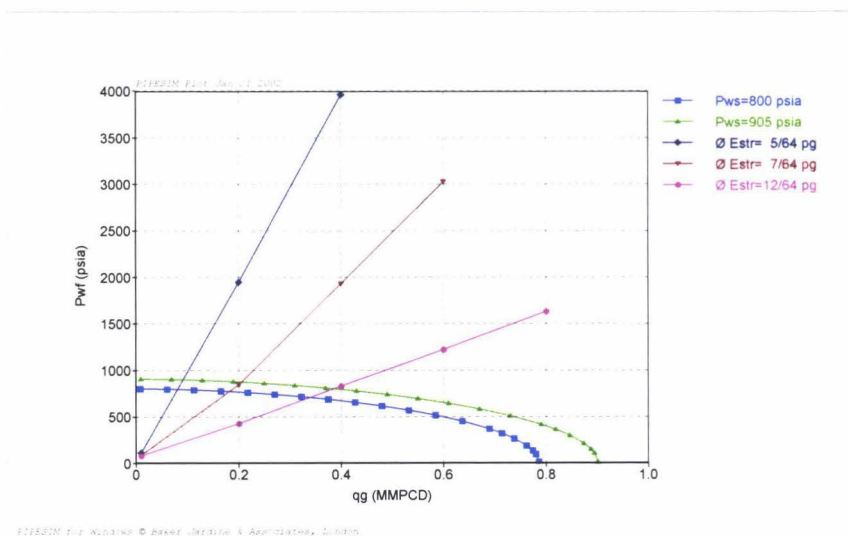


Fig. 4.14 Análisis nodal en el fondo del pozo, arena 6

Establecer el diseño del separador así como de las conexiones superficiales y potencia requerida en el compresor.

Un simulador de procesos fue utilizado para seleccionar y dimensionar el equipo superficial requerido para manejar tanto el gas que será comprimido e inyectado, así como el aceite que será producido. Como resultado se obtuvo que no es necesario la instalación en la succión de un separador adicional al rectificador con que viene equipado el compresor, ya que la condensación del gas no se presentará ya sea por disminución tanto de la presión como de la temperatura.

Asimismo, para manejar el aceite producido junto con el gas inyectado, solo es necesario la instalación de un separador de 24 pulgadas de diámetro por 8 pie de altura; la capacidad de manejo de este separador es de 1.8 MMPCD de gas y 450 BPD de aceite a una presión de operación de 72 psia y una temperatura de 86 °F.

Las conexiones superficiales se diseñaron en 2 pulgadas de diámetro, ya que las pérdidas de presión no son significativas porque el gasto tanto de aceite como de gas no son altos, así como las distancias entre los diferentes elementos que integran el sistema, que son relativamente cortos.

Una vez determinada la presión de descarga y succión del compresor, así como el gasto de gas que va a comprimir, es posible calcular la potencia requerida, para lo cual se emplea la siguiente ecuación:

$$\text{BHP} = 0.0857 z^{1/k} z_s^{(k-1)/k} (q_g T_s) / (E_m E_a) (k \eta_p) / (k-1) (R^{(k-1)/k \eta_p} - 1)$$

$z_s =$	Factor de compresibilidad del gas a las condiciones de succión	=0.99
$z_d =$	Factor de compresibilidad del gas a las condiciones de descarga	=0.925
$z =$	$(z_s + z_d) / 2$	=0.9575
$k =$	Relación de calores específicos	=1.266
$T_s =$	Temperatura de succión (°R)	=546 °R
$E_m =$	Eficiencia mecánica (Para bajas velocidades en compresores recíprocos (200 a 600 rpm) utilizar 0.95 a 0.98)	=0.95
$E_a =$	Eficiencia adiabática (Para compresores recíprocos utilizar de 0.85 a 0.9)	=0.85
$\eta_p =$	Eficiencia politrópica (Para compresores recíprocos utilizar 1)	=1

R=	Pd/Ps	=9.86
Pd=	Presión de descarga (psia)	=710 psia
Ps=	Presión de succión (psia)	=72 psia
q _g =	Gasto de gas a condiciones estándar (MMPCD)	=0.200 MMPCD
BHP=	Potencia del compresor (HP)	

Las etapas seleccionadas del compresor recíprocante fueron de 2, con lo que:

$$BHP=0.0857 \times 0.9575^{(1/1.266)} \times 0.99^{(1.266-1)/1.266} \times (0.200 \times 546) / (0.95 \times 0.85) \times (1.266 \times 1) / (1.266-1) \times (9.86^{(1.266-1)/(1.266 \times 1)} - 1)$$

$$BHP= 33 \text{ HP}$$

CAPÍTULO V

EVALUACIÓN ECONÓMICA

La evaluación económica del proyecto se realizó con las siguientes premisas:

C = Inversión inicial (USD)	= 118,773.4
q _o = Gasto inicial de aceite (BPD)	= 340
q _g = Gasto inicial de gas (pie ³ /día)	= 101,660
d _o = Declinación nominal aceite (% anual)	= 21.36
d _g = Declinación nominal gas (% anual)	= 12
u _o = Costo del barril de aceite (USD/b)	= 20
u _g = Costo gas (USD/mpc)	= 2.25
i = Costo del capital (% anual)	= 10
n = Duración del proyecto (años)	= 5
Renta compresor (USD/HP/día)	= 0.663
Operación y mantenimiento equipo compresor (USD/HP/día)	= 0.287
Costo unitario de operación Y mantenimiento (USD/bpce)	= 3.54

Con los datos anteriores se obtienen los siguientes resultados:

G = Ganancia (USD)	= 4'792,175.31
Relación beneficio-costos (USD/USD)	= (G+C)/C = 41.35
Tasa de rendimiento (% anual)	= (1/n) ln ((G+C)e ⁱⁿ /C) = 84.44
Tasa interna de retorno (%)	= u(365 q _o)/C - (-ln(1-d)) = 2,065.66
Tasa de ganancia (%)	= (G/C) i e ⁱⁿ / (e ⁱⁿ - 1) = 1025.42

En la figura 5.1 se muestra el tiempo de cancelación del proyecto, que es de aproximadamente 6 meses.



Fig. 5.1 Tiempo de cancelación

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 1 El bombeo neumático autoabastecido es susceptible de ser aplicado en campos que cuenten con yacimientos productores de aceite y gas y no tengan infraestructura superficial de redes de bombeo neumático, como es el caso del campo Vernet.
- 2 Sistema altamente rentable, de bajo costo y fácil de implementar.
- 3 Mediante la aplicación de este sistema se pueden evitar grandes erogaciones por concepto de construcción y mantenimiento para infraestructura de transporte de gas, por lo que es una gran opción para campos de aceite cuyo potencial de producción sea bajo.
- 4 El riesgo que representa transportar gas a alta presión es eliminado.
- 5 Además del pozo Vernet 259, existen 9 pozos más, de este mismo campo, donde es viable la aplicación de esta técnica de explotación.
6. Se recomienda utilizar simuladores de flujo multifásico en conjunto con simuladores de procesos para optimizar el sistema y reducir riesgos e inversiones innecesarias.

NOMENCLATURA

Variable	Descripción	Unidades
	Barriles por día	BPD
	Barriles de agua	bl _w
	Condiciones estándar 14.7 psia, 60°F	
\emptyset_{Estr}	Diámetro del estrangulador	pg
h	Espesor de la formación	pie
e.a.	Espacio anular	
z	Factor de compresibilidad del gas	Adimensional
Bo	Factor de volumen del aceite	Adimensional
q _o	Gasto de aceite	BPD
q _{o max}	Gasto máximo de aceite	BPD
q _g	Gasto de gas a condiciones estándar	MMPCD
J	Índice de productividad	BPD/psi
	Libras por cada millón de pies cúbicos de gas medidos a condiciones estándar	lb/MMPC
	Miles de pies cúbicos de gas medidos a condiciones estándar	mpc
	Millones de pies cúbicos por día de gas medidos a condiciones estándar	MMPCD
	Millones de pies cúbicos de gas medidos a condiciones estándar	MMPC
k	Permeabilidad de la formación	md
P _{ws}	Presión estática del yacimiento	psia
P _{wf}	Presión de fondo fluyendo	psia
P _{sep}	Presión de separación	psia
P _{wh_u}	Presión corriente arriba del estrangulador	psia
P _{wh_d}	Presión corriente abajo del estrangulador	psia
R _s	Relación de solubilidad	pie ³ /bl
r _e	Radio de drene	pie
r _w	Radio del pozo	pie
RGA	Relación gas-aceite	pie ³ /bl
T	Temperatura de fondo	°R
T _{Fdo}	Temperatura de fondo	°F
T _{Sup}	Temperatura superficial	°F
T.P.	Tubería de producción	
T.F.	Tubería flexible	
T.R.	Tubería de revestimiento	
μ _g	Viscosidad del gas	cp

BIBLIOGRAFÍA

- 1 Departamento de Ingeniería de yacimientos, : "Análisis de las condiciones actuales de explotación del campo Vernet". Distrito Ocosingo. 1991.
- 2 Mohan Kelkar, Ph. D, J.D., "Gas production engineering", The University of Tulsa, 2000.
- 3 Ikoku, Chi U. : "Natural gas production engineering", Krieger publishing company. 1993.
- 4 Zúñiga Guevara Horacio.: "Compendio de apuntes de sistemas artificiales de producción", DEPMI, UNAM. 1996.
- 5 Economides, Michael J. et al: "Petroleum Production Systems", Prentice Hall Petroleum Engineering series. 1994.
- 6 Martinez, John: "Gas lift", Production Associates, Inc. 2001.
- 7 Lozada, M.A. : "Bombeo Neumático Autoabastecido en el pozo Mora 22: una aplicación en condiciones adversas de corrosión por gases amargos", XXXIX Congreso Nacional AIPM, Villahermosa, Tabasco.2001.
- 8 Campbell, John M, : " Gas conditioning and processing", Campbell Petroleum Series, Vol.1.1994