

# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO  
FACULTAD DE INGENIERÍA

“SIMULACIÓN DE SISTEMA DE SEPARACIÓN A FONDO DE  
POZO PARA POZOS PRODUCTORES DE GAS CON  
AFLUENCIA DE AGUA EN MÉXICO”

## T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
MAESTRO EN INGENIERÍA  
P R E S E N T A:  
MIGUEL ÁNGEL ZÁRATE CASTILLO

Director: Dr. Saúl Santillán Gutiérrez

México, Distrito Federal, Agosto de 2004.



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

## *Agradecimientos y dedicatorias*

de la  
en el  
l.  
Castilla Miguel Angel Zárate  
25 de Agosto de 2004  
fll

*A Dios*, por enseñarme que la vida es más que un despertar cada mañana, por ser el maestro que dirige mi vida y me alienta a vencer lo invencible. Esta tesis es solo un escalón más en mi destino, un escalón que subo tomado de la mano de mi gran maestro.

*A Eréndira*, la mujer que nunca baja los brazos y me impulsa cada día a vencer más de un problema, a vencer a la vida. La mujer que me ha dado el tesoro más grande que he recibido, mis hijos y su amor. Gracias por ayudarme a hacer realidad este sueño que junto a ti ha sido hermoso y lleno de alegría, a pesar de los obstáculos que enfrentamos para lograrlo. Gracias por tu fe en mí, desde el día que Dios nos unió, hasta el día de hoy que aprendí a luchar por seguir vivo. Te amo.

*A Miguel y Manuel*, por sacar lo mejor de mí y hacer de mí el padre más feliz del mundo. A ustedes no solo les dedico esta tesis, sino mi vida entera. Cuando entiendan el significado de esto, recuerden que la vida nunca es corta, la vida es tan larga y hermosa como ustedes la deseen, vivan cada día como el mejor de su vida y agradezcan a Dios haberlo vivido. Encuentren en esto, solo un pequeño ejemplo de las metas que un hombre puede lograr, piensen que ser un hombre pleno implica vencer más de un reto, más de una lucha, ser pleno es vencerse a sí mismo y ser el hombre que ustedes sueñan ser.

*A mi Madre*, por darme más que solo la vida, por darme la fuerza, la inteligencia y la moral para vivirla. Esto es uno más de nuestros logros, una más de nuestras metas alcanzadas, una más de nuestras alegrías. Gracias por dejarme ser parte de tu amor y permitirme aprender a ser quien soy desde tu regazo.

*A Lupita*, mi única hermana. Te dedico mi trabajo y mi estudio porque sé que nadie más que tu entiende el significado de ello. Siempre mira hacía adelante y nunca te arrepientas de lo vivido, siempre se la mujer que admiro y nunca bajes los brazos. Ve en este trabajo, la muestra de que no solo los demás pueden lograr crecer, tú más que nadie lo puedes hacer. Sigue adelante y lucha por tus sueños, como luchas por tu ángel.

*A Omar*, mi mejor amigo, quien más que nadie sabe el trabajo y tenacidad para lograr mis metas. Te agradezco amigo tu apoyo, tu respeto, tu amistad y te dedico esta tesis, que al fin y al cabo la logramos hombro a hombro. Te agradezco tu excelente amistad y tu invaluable respaldo, cuenta conmigo hasta la última gota de fuerza que me quede.

*Al Dr. Fernando Ascencio Cendejas*, a quien le agradezco la dirección de esta tesis, pero principalmente su enseñanza, no solo académica, si no de vida y ser mi más grande ejemplo de profesionalismo, dedicación y tenacidad, en la carrera del crecimiento personal y académico. Sin su orientación y visión tal vez nunca hubiera soñado en realizar los estudios de maestría y los que vienen en el futuro. Le agradezco despertar en mí más que una inquietud, si no una nueva forma de ver la realidad, mi realidad. Gracias por ser más que un maestro, por ser un gran amigo.

*Al Ing. Francisco Pulido Castañeda*, un excelente líder, al cual agradezco su apoyo y orientación para elaborar esta tesis, pero sobre todo por la confianza y estima hacía mi persona, que lo llevo a permitirme ser parte de un gran equipo de trabajo, donde he aprendido las mejores cualidades de cada uno de sus integrantes.

*Al Dr. Saúl Santillán Gutiérrez*, por dirigir este trabajo de tesis y por el apoyo para que mi titulación se lleve a cabo. Le agradezco su cercanía y orientación durante mis estudios de maestría, además de su valiosa amistad, que al final de cuentas, es lo más significativo que tengo de su persona, lo cual lo hace parte importante, no solo en mi formación, si no en mi vida profesional entera.

*A la Universidad Nacional Autónoma de México*, por permitir la realización de mis estudios de posgrado y poder formar parte de de su enorme grupo de profesionistas egresados de sus aulas, llenas de conocimiento, dedicación y profesionalismo en la formación de hombres y mujeres destacados, dentro la sociedad mexicana y universal.

# ÍNDICE

	Página
OBJETIVO	1
ALCANCES	1
CAPITULO 1.	
<b>1. Problemas principales asociados con la producción de agua en yacimientos de gas.</b>	2
1.1 Estudio de las condiciones existentes.	
1.2 Repercusión de la problemática en campos Mexicanos.	
1.3 Análisis de las causas.	
1.4 Técnicas de diagnóstico para el control de agua.	
CAPITULO 2.	
<b>2. Manejo del problema en el mundo.</b>	23
2.1. Tecnología existente utilizada a escala mundial.	
2.2. Estudio de las tecnologías aplicadas.	
2.3. Resultados obtenidos con tecnologías actuales.	
2.4. Tecnologías aplicadas en México.	
CAPITULO 3.	
<b>3. Objetivo y alcances.</b>	42
3.1. Tecnologías propuestas para simulación de producción.	
3.2. Condiciones necesarias del pozo para uso de las tecnologías.	
3.3. Comparación de necesidades de cada tecnología	
CAPITULO 4.	
<b>4. Desarrollo de la simulación del sistema de separación de agua a fondo de pozo.</b>	48
4.1 Análisis y modelado de variables.	
4.2 Definición de técnicas de análisis.	
4.3 Desarrollo del modelo por computadora.	
CAPITULO 5.	
<b>5. Simulación del sistema de separación de agua a fondo de pozo en un pozo productor de gas PEP-PEMEX.</b>	70
5.1. Selección de características de pozo.	
5.2. Datos de operación.	
5.3. Simulación de operación.	
CAPITULO 6.	
<b>6. Análisis de resultados de la simulación.</b>	73
6.1. Resultados de la simulación.	
6.2. Evaluación de resultados.	

CONCLUSIONES	_____	76
REFERENCIAS	_____	79
BIBLIOGRAFÍA	_____	81
APÉNDICE A		
<b>Resultados de la simulación de separación a fondo de pozo.</b>	_____	82

## OBJETIVO

El objetivo de este trabajo de tesis, es el desarrollar, en etapa inicial, un sistema de separación de agua a fondo de pozo para pozos productores de gas, utilizando separadores ciclónicos para gas-líquido. Dichos separadores son ahora utilizados, por diversas compañías, en la separación primaria en recipientes a presión, ya sea verticales u horizontales. Dichos separadores presentan ventajas en contra de los ya existentes en el mercado, ya que no requieren de grandes dimensiones en su diseño, su mantenimiento es mínimo, y pueden o no utilizar motores eléctricos para su funcionamiento; esto último depende de la velocidad de flujo con la que se cuenta. Además del desarrollo de un simulador numérico programado, especial para las caídas de presión, separación y propiedades de los fluidos, para un pozo de gas con afluencia de agua. Este simulador permite pronosticar el comportamiento de separación del separador de fondo, basado en la correlación de Gray, especial para caídas de presión en pozos de Gas con presencia de líquidos, además de contar con la simulación de la separación a fondo de pozo para determinar, de forma numérica, el comportamiento del flujo en la tubería de producción.

## ALCANCES

1. Desarrollar un simulador programado para la separación de fondo de gas y agua en pozos de gas.
2. Desarrollar un sistema de separación de agua en fondo de pozo para pozos de gas, basado en separadores ciclónicos.
3. Elaboración de una herramienta para el estudio del control de agua en pozos de gas, compuesta por la propuesta de desarrollo de un simulador y una herramienta de separación tipo ciclón.
4. Implementar la propuesta presentada en esta tesis, como parte del Programa Estratégico de Control de Agua del Instituto Mexicano del Petróleo y Petróleos Mexicanos.

## CAPITULO 1.

### 1. Problemas principales asociados con la producción de agua en yacimientos de gas.

#### 1.1. Estudio de las condiciones existentes.

La existencia de agua en yacimientos de producción de gas es uno de los problemas graves al que se enfrentan las compañías petroleras dedicadas a la extracción de gas, a tal grado que en ciertos casos se convierten en productoras de agua. Este exceso de agua en yacimientos de gas se convierte en un problema costoso, prolongado y reduce la vida productiva del pozo, por lo que se requiere soluciones tecnológicas eficientes y de bajo costo e impacto ambiental. Al existir presencia de agua en la producción de gas se tiene un problema bastante crítico, ya que se tiende a producir mayor cantidad de agua con el transcurrir del tiempo hasta llegar a ser totalmente ineficiente la extracción de gas y se opta por abandonar el pozo productor. Esto aunado con un mal planteamiento de explotación lleva a que el cierre del pozo sea la única opción, sin embargo, si se pronosticara una creciente en la producción de agua, esto nos daría pauta a saber el estado del pozo en varios años. Actualmente las curvas de producción varían según el pozo, aún estando en el mismo yacimiento, esto se da por la diferencia de presiones que se presentan por las diferentes profundidades de la tubería productora, y por las diferentes propiedades dentro del mismo yacimiento, como su porosidad, permeabilidad, etc.

En la corriente de flujo de un pozo productor de hidrocarburos en fase gaseosa, se pueden presentar líquidos que pueden ser agua y/o condensados, si la fase gaseosa no tiene la suficiente energía para elevar y descargar los líquidos, éstos se acumulan en el pozo ejerciendo contrapresión en la formación. Esto provoca que la producción sea errática, que la entrega de gas para succión de compresoras sea deficiente y que las pruebas de producción no den resultados satisfactorios para estudios del comportamiento de yacimientos y, en algunas ocasiones que el pozo deje fluir cuando el yacimiento tiene baja presión.

Hoy en día, las compañías productoras de gas obtienen en promedio tres veces más de agua por una parte de gas en sus reservas Bailey et al (2000). El flujo de agua en acuíferos de gas incrementa durante los periodos de producción de invierno Kretzschmar (1994).

#### ***Reservas con contenido de agua, gas y aceite.***

La figura 1.1 presenta la distribución de fluido en un yacimiento antes de iniciar la producción o inyección. Sobre el nivel de aceite libre, la saturación del agua estará en su



valor irreductible. La zona de transición entre los niveles de aceite libre y agua libre está caracterizada por un incremento gradual en saturación de agua al 100%. En esta zona, el aceite y el agua están parcialmente móviles. El espesor de la zona de transición depende de factores tales como la porosidad, presión capilar y permeabilidad. Hay una zona de transición entre las capas de hidrocarburos y la capa de agua donde la saturación del agua y el aceite varía. En general, rocas de baja permeabilidad darán amplias zonas de transición Bailey et al (2000).

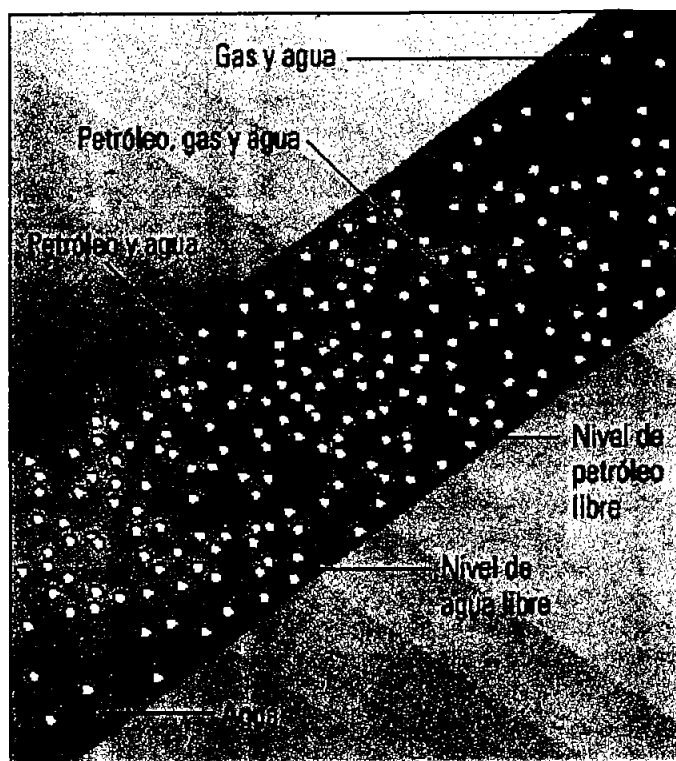


Figura 1.1 Yacimiento que contiene agua, petróleo y gas.

### ***Relación agua/petróleo.***

El control del agua, se aplica para aumentar la productividad del pozo y las reservas potenciales. Como ocurre en la mayoría de los pozos maduros, la relación agua/petróleo RAP (water/oil ratio) aumenta con la producción (A) debido al aumento de la cantidad de agua. Finalmente, el costo del manejo del agua se acerca al valor de la producción de aceite

y al "límite económico" de la RAP (B). La metodología y la tecnología del control del agua reducen la producción de agua del pozo (C), lo cual permite continuar la producción económica de crudo. El control de agua resulta en el incremento de la recuperación económica del pozo (D) Bailey et al (2000), Figura 1.2.

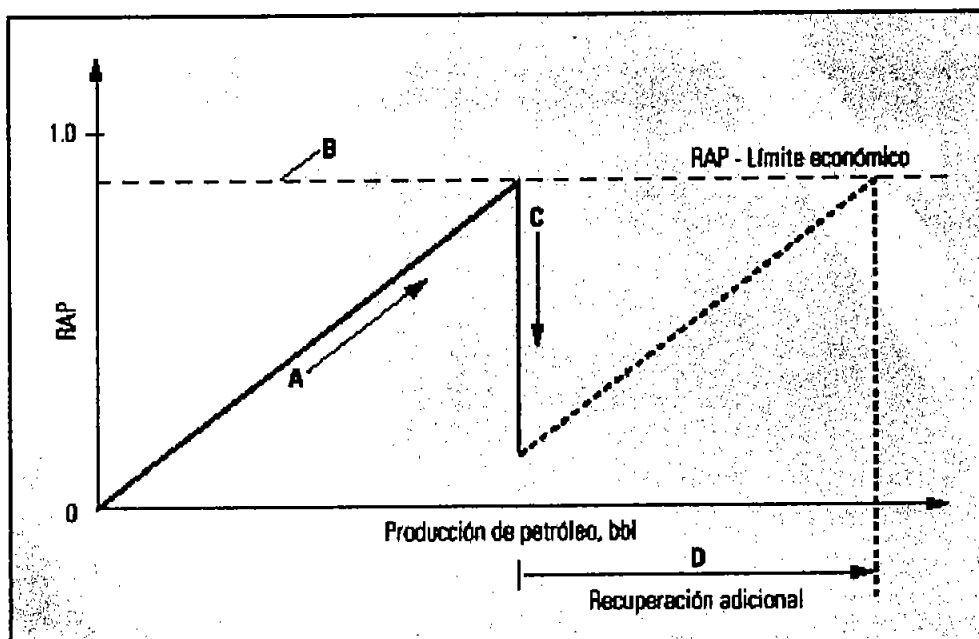


Figura 1.2. El control de agua aumenta la productividad del pozo y las reservas potenciales.

La consideración anterior se refiere a la relación agua/petróleo, pero se puede usar como referencia para la relación agua/gas, ya que en la actualidad no existe suficiente información sobre diagnóstico de causas en control de agua en gas.

### ***Problemas a nivel de campo.***

Tarde o temprano la mayor parte de los campos petroleros se encuentran bajo un empuje de agua, ya sea por un tratamiento de recuperación secundaria mediante la inyección de agua o por acuífero natural. Si se desea aumentar en forma significativa el factor de recuperación se debe incrementar por lo menos uno de los componentes de dicho factor: la eficiencia del desplazamiento, la eficiencia del barrido areal (producción por área de flujo) o la eficiencia del barrido vertical. La eficiencia de desplazamiento, solo se puede mejorar reduciendo la saturación residual del petróleo con un surfactante, flujo miscible o esquema alternativo del agua y gas. El control del agua mejora la eficiencia del barrido areal o vertical.

Para poder realizar un análisis de barrido de agua a nivel de un campo es necesario entender la geología y contar con una adecuada caracterización del yacimiento. En los inicios de la vida del campo se sabe muy poco acerca de la caracterización de yacimiento, en particular de su heterogeneidad, pero la información aumenta gradualmente a medida que se obtienen datos de la dinámica de la producción.

### ***Reducción de la productividad de los pozos debido a la producción de agua.***

Factores que reducen la producción de los pozos con presencia de agua, Ascencio et al (2001):

- *Reducción de la permeabilidad relativa al aceite.* La capacidad de producción de aceite es directamente proporcional a la permeabilidad efectiva de la formación productora de aceite, lo cual puede constarse con la ecuación de Darcy para flujo radial; sin embargo, a medida que se inicia a producir agua, la permeabilidad relativa al aceite disminuye gradualmente una vez que se alcanza la saturación crítica de agua, hasta que prácticamente ésta se hace cero con una cierta saturación de agua dentro de la formación productora. La relación entre las permeabilidades efectivas de la formación productora hacia los fluidos que la saturan, se presenta por las curvas de permeabilidad relativa, las cuales son particulares a cada sistema roca/fluidos, y su forma depende tanto del tipo de mojabilidad (capacidad de retención de líquido por la superficie de la roca), como de las características de los fluidos y la roca que los contiene.
- *Incremento de las caídas de presión.* A medida que el corte de agua se incrementa, el peso de la columna de fluido a ser levantada desde el yacimiento hasta la superficie se incrementa en forma significativa, incrementándose de la misma manera las caídas de presión, ya que las caídas por peso de columna representan el 90% de las caídas de presión totales en las tuberías verticales. Debido a esto, para restituir la productividad de los pozos es necesario instalar algún sistema artificial de explotación.
- *Problemas de depositación de incrustaciones minerales.* El agua congénita de la formación productora, contiene sales minerales en solución a condición de la presión y temperatura original del yacimiento, pero una vez que se inicia la explotación del yacimiento y que los fluidos son producidos a través de la tubería de producción, estas condiciones cambian propiciando en algunos casos la precipitación de incrustaciones inorgánicas, en donde más frecuentemente se encuentra el carbonato de calcio y el sulfato de bario. Este tipo de incrustaciones originan una reducción en el área de flujo de los conductos tubulares, incrementándose substancialmente las caídas de presión por fricción y reduciendo la capacidad de aportación de los pozos. Generalmente esta problemática es solucionada con limpiezas a los aparejos de producción, o bien, con inyección de productos químicos a la formación productora para prevenir las incrustaciones a lo

largo de la tubería de producción y la tubería de transporte de los hidrocarburos. Actualmente se implementa el uso de coples magnéticos, que han resultado eficientes para evitar este tipo de incrustaciones.

## 1.2 Repercusión de la problemática en campos Mexicanos.

En México se presenta un aumento en la cantidad de agua que se produce en los pozos de gas, por ello es indispensable que se generen prontas soluciones a este fenómeno. En los últimos años la producción de gas ha vuelto a ser de importancia en nuestro país, ya que desde los inicios de explotación de hidrocarburos en México, se ha dado mayor importancia a desarrollar tecnología y eficiencia a la producción de aceite, dejando la producción de gas un poco relegada, pero con los recientes avances en la locomoción por medio de gas natural, el aumento en la demanda de gas por la industria eléctrica, y demás tecnologías que requieren de esta rica fuente de energía, el gas ha vuelto a tomar fuerza, PEMEX junto con el Instituto Mexicano del Petróleo han creado diversos proyectos para impulsar la explotación eficiente de este producto. Por tal motivo, el propósito de esta tesis de maestría, es analizar y mejorar los esfuerzos generados hasta el momento, en lo que se refiera a control de agua en pozos de gas.

En la actualidad los pozos más afectados por este fenómeno, son los ubicados en la Región Norte, Región Sur y la Zona Marina. Donde se ha incrementado la producción de agua y eso ha debilitado la producción de gas y aceite en los pozos afectados.

### *Región Norte, Activo Burgos*

En el Activo Burgos los problemas de agua en el gas ha ido incrementando, por lo que se han usado distintos tipos de procedimientos para el manejo de agua. PEMEX (2000) Para determinar si el flujo del pozo es suficiente para remover los líquidos, se utilizó la ecuación obtenida en un estudio realizado por *Turner, Hubbard y Dukler* en el Valle de Texas, la cual determina el gasto mínimo necesario para descargar los líquidos que se presentan en la corriente de flujo de un pozo productor de gas. Siendo la remoción de las gotas, el mecanismo determinante en la descarga de líquidos del pozo, se calculó la velocidad terminal (crítica) considerando que la velocidad mínima del gas para que la gota se mueva hacia arriba, será igual a la que alcanza la gota más grande al caer libremente bajo influencia de la gravedad.

$$Vg(\text{agua}) = \frac{5.62 (67 - .0031 p)^{1/4}}{(0.0031 p)^{1/2}} \quad p = \text{presión (psi)} \quad \text{Ec. (1.1)}$$

Con esta velocidad y la geometría de la tubería, se calcula el gasto mínimo (crítico) requerido para acarrear la producción de líquido del fondo del pozo.

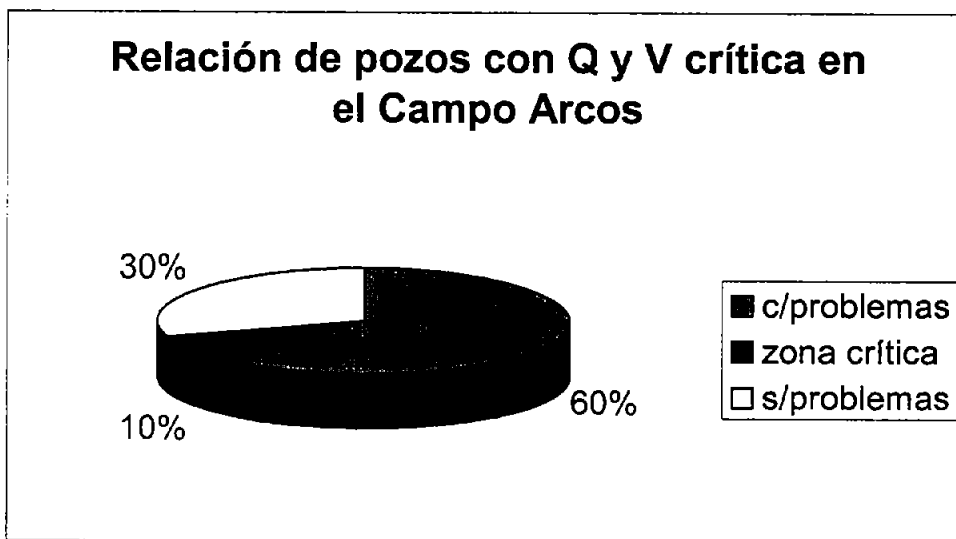
$$Q_g (\text{MMpcd}) = \frac{3.06 p V_g A}{Tz}$$

A = área de la tubería ( $\text{ft}^2$ ) Ec. (1.2)

T = temperatura ( $^{\circ}\text{R}$ )

z = factor de desviación

Campo Arcos: 41 pozos no alcanzan el gasto crítico.  
7 pozos en zona de transición.



Gráfica 1.1.- Relación de pozos con problemas, sin problemas y en zona crítica con afluencia de agua en el Campo Arcos.

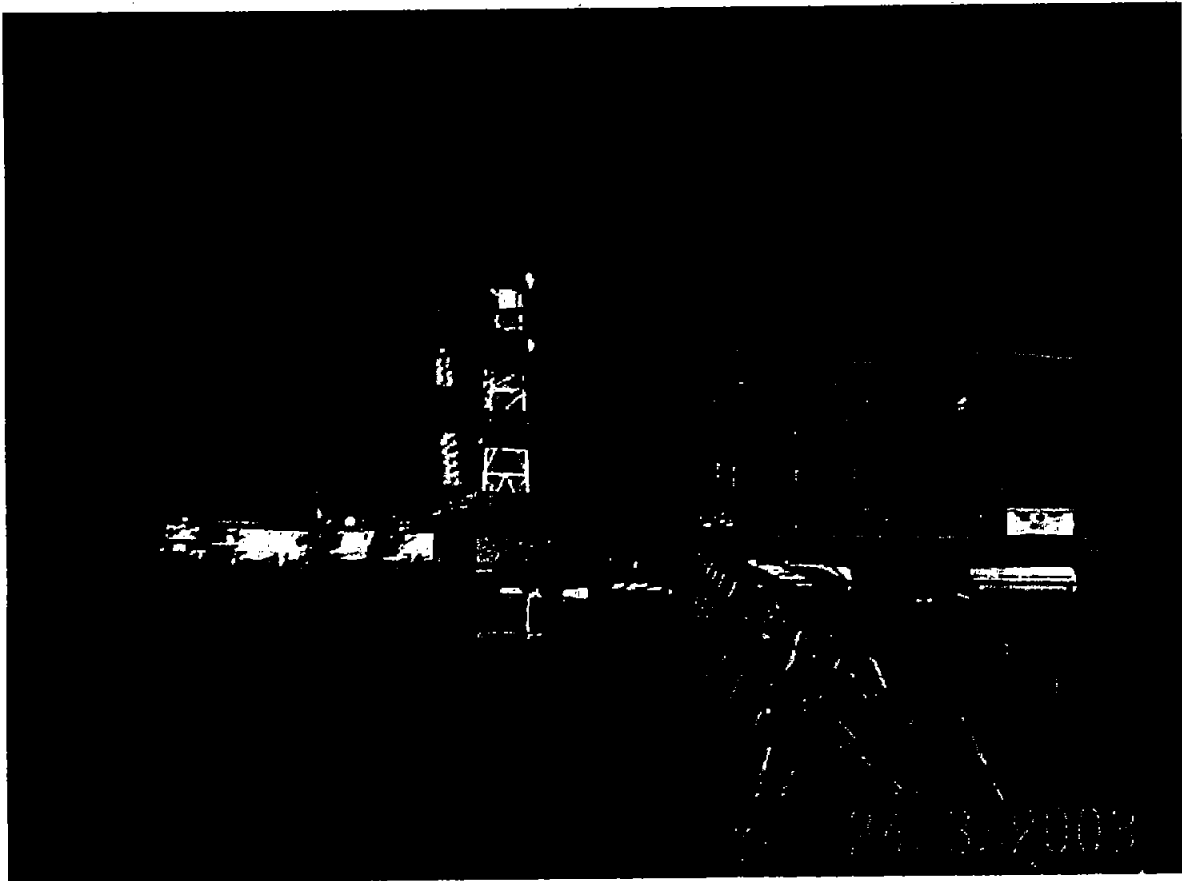
Para evitar que el agua bloquee la salida del gas, se han tomado varias acciones que permiten el flujo de agua hacia la superficie, utilizando métodos que permiten aligerar la columna de agua y así la presión del gas puede expulsar el líquido. Como ya se mencionó es fundamental contar las condiciones del pozo para conocer el comportamiento del gas en el pozo, y así determinar el método a utilizar. En la Región Norte, Burgos, se ha trabajado con varios métodos para la optimización de los pozos de gas, pero mencionaremos los que se refieren al manejo del agua, solamente, como son:

- Introducción de barras espumantes
- Introducción de sartas de velocidad
- Inyección de reactivos con tubería capilar
- Operación con émbolo viajero

La descripción de estos métodos se detalla en el capítulo 2, de este escrito.

### ***Zona Marina, Activo Pol-Chuc***

En este activo se nota un aumento en la producción del agua, calculándose que casi un 45% de pozos productores, presentan agua. Este problema se maneja con una separación superficial, la cual se efectúa en la plataforma Temporal, donde se encuentran dos separadores, y uno en separador remoto en la plataforma Chuc 1.



**Figura 1.3** Plataforma Campo Pol-Chuc

El aumento de agua en la producción, también genera un grave problema de incrustaciones a lo largo de las tuberías, desde la tubería de producción, hasta la entrada a los separadores, este problema se ha logrado disminuir con el uso de coples magnéticos, los cuales evitan las depositaciones de asfaltenos y otros depósitos inorgánicos y orgánicos, que ocasionan fuertes problemas en las tuberías. Aún disminuyendo las incrustaciones en las tuberías, el problema del agua aumenta las posibilidades del uso de medidas correctivas en el sistema de producción y transporte de hidrocarburos en esta zona, la cual, por su propia naturaleza, presenta problemas de espacio para implementar nuevos equipos en superficie.

### 1.3 Análisis de las causas.

Existen varias causas que provocan la filtración de agua en el pozo productor, las cuales podemos clasificar por fallas de origen mecánico o natural.

Las de origen mecánico se distinguen por; *Filtraciones en el revestimiento, tuberías de producción o empaques*. Las filtraciones a través del revestimiento, la tubería de producción o los empaques permiten que el agua proveniente de acuíferos cercanos a la zona de hidrocarburos, ingrese a la tubería de producción, figura 1.3. Los registros básicos de producción, tales como la densidad del fluido, la temperatura y el flujo pueden resultar suficientes para diagnosticar estos problemas. En los pozos más complejos, puede ser necesario utilizar los registros de flujo de agua, o el perfil de fluido multifásico, así como el registro de la fracción volumétrica de cada una de las tres fases. Las herramientas con sondas eléctricas, pueden identificar pequeñas cantidades de agua en el flujo de producción. Las soluciones habituales incluyen la inyección forzada de fluidos sellos y el corte mecánico por medio de tapones, cemento o empaques Bailey et al (2000).

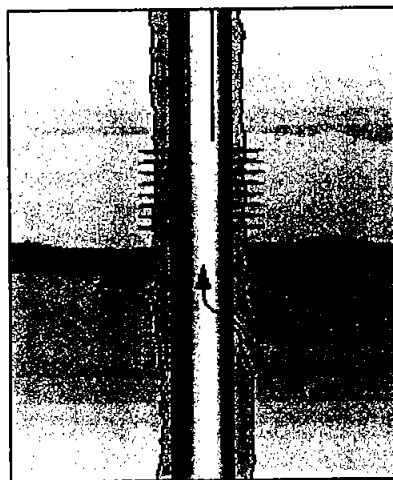


Figura 1.3. Filtraciones en el revestidor, en la tubería de producción o en el empaqueador.

*Flujo detrás del revestimiento.* La existencia de fallas en la cimentación primaria puede provocar la conexión de zonas acuíferas con zonas de hidrocarburos, figura 1.4. Estos canales permiten que el agua fluya por detrás del revestimiento e invada el espacio anular. Una causa secundaria puede ser la creación de un "vacío" detrás del revestimiento cuando la zona de producción está en arenas de alta porosidad. Este flujo de agua, se puede detectar por medio de los registros de temperatura o los registros de flujo de agua, basados en la activación del oxígeno. La solución principal consiste en el uso de flujos de corte de agua, que pueden ser cimentaciones forzadas de alta resistencia, fluidos a base de resinas colocados en el espacio anular, o fluidos a base de geles de menor resistencia colocados en la formación para detener el flujo dentro del espacio anular Bailey et al (2000).

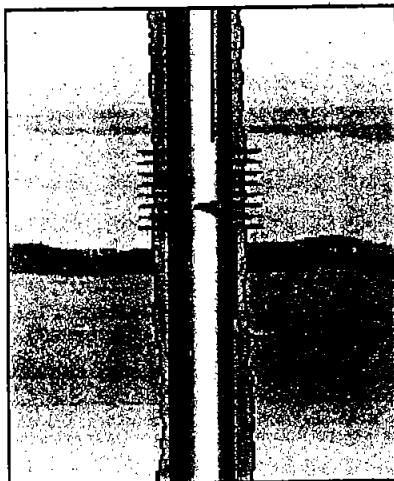


Figura 1.4. Flujo detrás del revestidor.

Las de origen natural se distinguen por; *Contacto dinámico agua – hidrocarburo*. Bailey et al (2000)<sup>1</sup> Si un contacto de agua – hidrocarburo uniforme asciende hacia la zona de producción de un pozo durante la producción normal por empuje de agua, puede existir producción de agua, figura 1.5. Esto ocurre en lugares donde existe una permeabilidad vertical muy baja. Dado que el área de flujo es extensa, y que el contacto asciende lentamente, puede incluso ocurrir en casos en que las permeabilidades verticales intrínsecas sean sumamente bajas (menos de 0.01 mD). En los pozos con mayores permeabilidades verticales ( $K_v > 0.01 K_h$ ) es más probable encontrar conificación de agua. En realidad, si bien este tipo de problema podría considerarse como un subgrupo dentro de la conificación, la tendencia a la conificación es tan baja, que el uso de fluidos de corte de agua cerca de la zona de la zona productora puede ser suficiente.

Como alternativa se puede considerar una desviación de la trayectoria una vez que la relación agua/gas resulte intolerable desde el punto de vista económico (Hill et al (1996).



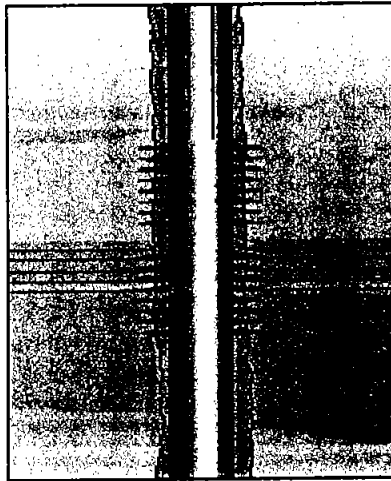


Figura 1.5. Contacto agua-petróleo dinámico.

*Fracturas o fallas de una zona acuífera.* El agua puede provenir de facturas que intercepten una zona de agua más profunda, figuras 1.6 y 1.7. Estas fracturas pueden ser tratadas con un gel; lo que resulta especialmente efectivo en los casos en que las fracturas no contribuyen a la producción de petróleo. Los volúmenes de tratamiento deben de ser lo suficientemente grandes para cerrar las fracturas a una distancia considerable del pozo Bailey et al (2000).

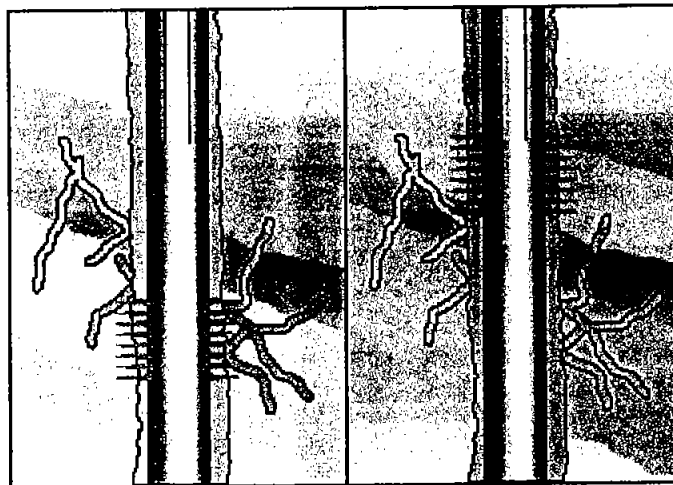


Figura 1.6. Fracturas o fallas en una capa de agua (pozo vertical).

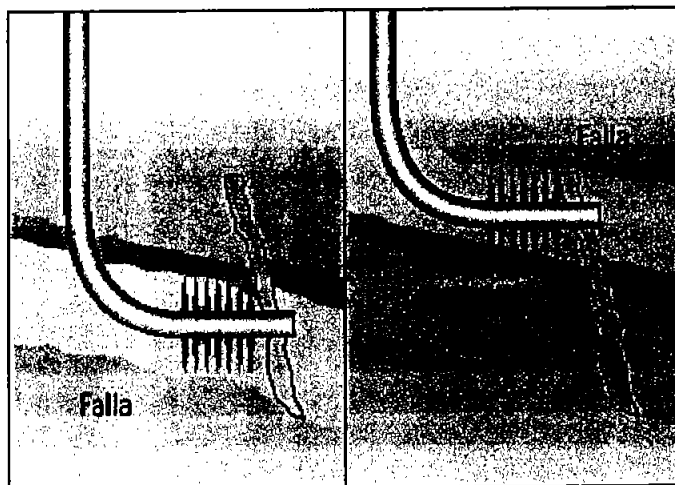


Figura 1.7. Fracturas o fallas en una capa de agua (pozo horizontal).

*Conificación.* En un pozo vertical se produce conificación cuando existe un contacto agua/gas cerca de los disparos de una formación cuya permeabilidad vertical es relativamente elevada, figura 1.8. La tasa crítica de conificación, que es la tasa máxima a la cual se puede producir gas sin producir agua por conificación, a menudo es demasiado baja para que resulte económica. En algunos casos, se propone colocar una capa de gel por encima del contacto agua/gas estacionario. Sin embargo, este método difícilmente podrá detener la conificación, ya que se necesita un gran volumen de gel para provocar una reducción significativa de la relación agua/gas. Para duplicar la tasa crítica de conificación, se necesita un radio efectivo de por lo menos 15m (50pies). Sin embargo, resulta difícil colocar un gel en forma económica tan adentro de la formación. Cuando se realizan tratamientos de menor volumen, por lo general se produce una rápida reinvasión del agua a menos que, por casualidad, el gel se conecte con láminas de lutitas\* Bailey et al (2000).

En lugar de colocar un gel, una alternativa conveniente consiste en perforar uno o más huecos laterales de drenaje cerca del tope de la formación para aprovechar la mayor distancia con respecto al contacto agua/gas y la disminución de la caída de presión, que reducen el efecto de conificación.

\*Lutitas.- Arcillas impermeables que se presentan en la formación.

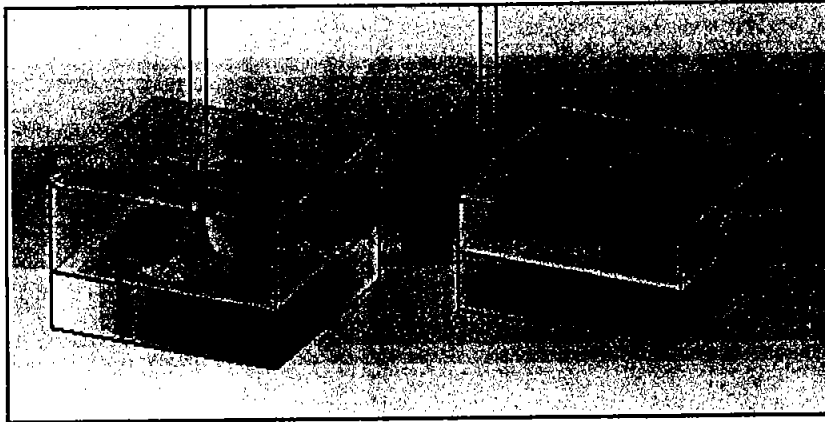


Figura 1.8. Conificación o formación de cúspide.

En los casos de áreas marinas poco profundas, a menudo se encuentran arcillas continuas que proporcionan un buen aislamiento vertical entre las capas. Cualquier problema existente con las capas inundadas sin flujo transversal se puede corregir fácilmente en el pozo y, en este ambiente, este problema es más habitual que el problema de las capas inundadas con flujo transversal, que resulta más difícil de solucionar

Las arenas eólicas, que a menudo tienen buen espesor y buena permeabilidad vertical, presentan problemas con respecto al control de agua. Puede existir segregación gravitacional de fluidos, causando invasión de agua en los pozos productores.

En ambientes con disposición fluvial, por lo general, se crean canales de arenas, que pueden variar desde arenas bien apiladas con buena continuidad vertical y horizontal, hasta canales aislados con escasa comunicación. Dado que en este ambiente pueden producirse varios tipos de problemas, es importante realizar una caracterización correcta de las arenas.

Los yacimientos de carbonatos presentan sus propios problemas, que incluyen frecuentes fracturas naturales que provocan invasión de agua proveniente de una capa de agua, o a través de fracturas que conectan los pozos inyectores con los pozos productores. Por otra parte, pueden existir grandes canales de disolución causados por el flujo de agua de subsuelo, que a veces tienen varios metros de amplitud, y pueden crear trayectos de alta velocidad para el flujo, provocando a menudo invasión prematura de agua. Estos se deben considerar como derivación de los problemas de agua inducidos por fracturas, y el cegado de este tipo de canales es sumamente difícil Bailey et al (2000).

#### 1.4. Técnicas de diagnóstico para el control de agua.

La razón principal por la cual la industria petrolera no puede lograr un método adecuado para controlar el agua, ha sido la falta de conocimiento en los diferentes

problemas y la consiguiente aplicación de soluciones inapropiadas. Esto queda demostrado con la gran cantidad de trabajos técnicos en los que se describen los tratamientos y los resultados con poca o ninguna referencia a la geología, al yacimiento o al problema de control de agua Bailey et al (2000).

El factor clave es el diagnóstico, es decir poder identificar el problema específico que se presenta. Los diagnósticos de pozos se utilizan en tres maneras:

- Para seleccionar los pozos que podrían necesitar un sistema de control de agua
- Para determinar el problema de agua de manera que se pueda seleccionar un método de control adecuado
- Para localizar el punto de entrada del agua en el pozo de tal manera que se pueda emplazar el tratamiento en el lugar correcto.

Cuando se cuenta con una historia de producción confiable, muchas veces ésta contiene un cúmulo de información que puede ayudar a diagnosticar el problema del agua.

Se han desarrollado diversas formas para la detección de agua en pozos productores de petróleo, y algunas de ellas se pueden utilizar para pozos de gas. A continuación se presentan las más comunes, y aunque se maneje el concepto de petróleo, se hace por respetar la terminología de las referencias aquí utilizadas, pero es totalmente viable en el caso del gas.

*Gráfico de recuperación.* - El gráfico de recuperación muestra la tendencia ascendente de la relación agua/petróleo respecto de la producción, figura 1.9. Si la RAP extrapolada alcanza el límite económico cuando el petróleo producido acumulado alcanza las reservas recuperables esperadas, entonces el agua producida se podrá considerar como aceptable, pero si este límite es superado por la extrapolación, entonces estamos frente a un problema de invasión excesiva de agua, y se debe iniciar el análisis de las causas y la posible utilización de un sistema de control de agua.

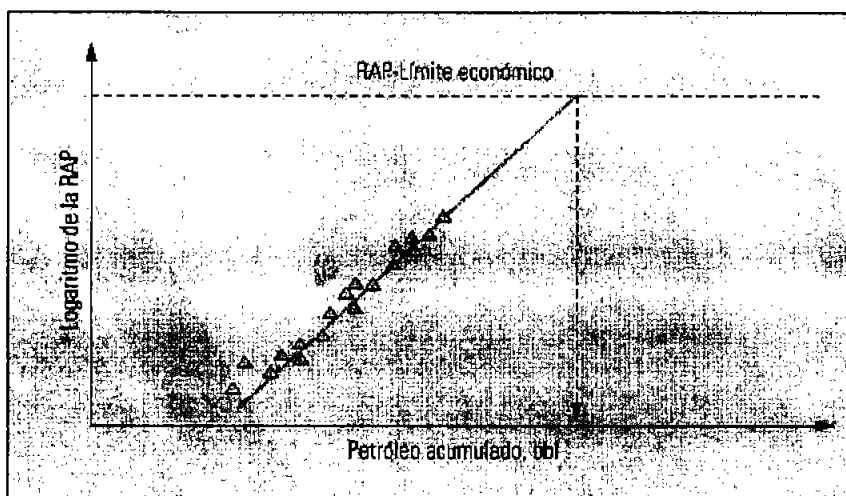


Figura 1.9. Gráfico de recuperación.

*Gráfico de la historia de producción.*- Este es un gráfico doble logarítmico de tasas de petróleo y agua respecto al tiempo, figura 1.10. Cualquier cambio brusco y simultáneo que indique un aumento del agua con una reducción del petróleo es señal de que se podría necesitar un tratamiento de control de agua.

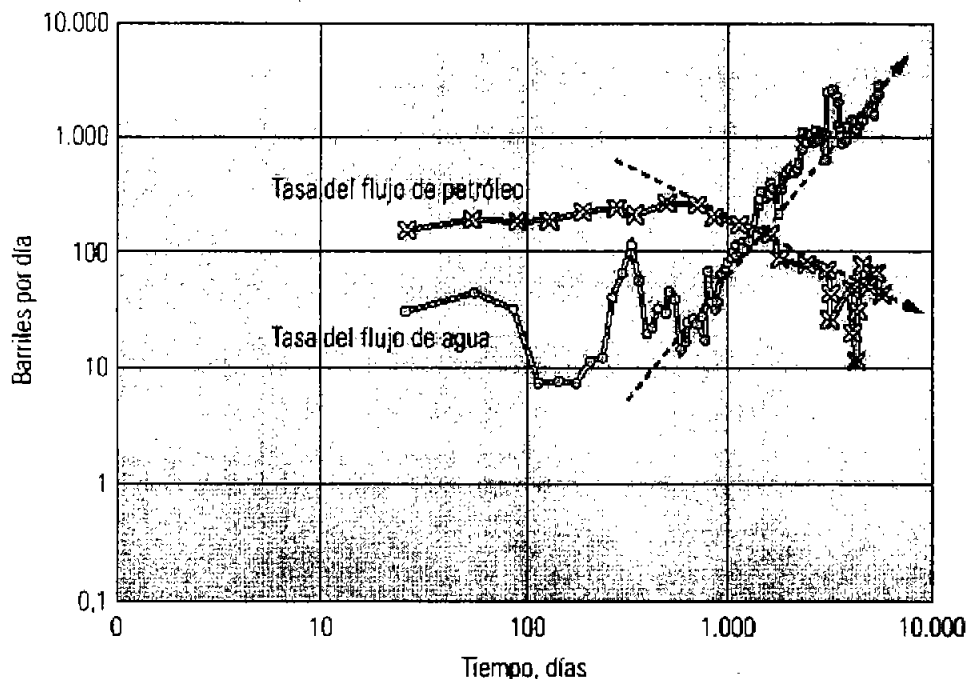


Figura 1.10. Gráfico de la historia de producción.

*Análisis de la curva de declinación.*- este es un gráfico semi logarítmico de la tasa de producción de petróleo con respecto al petróleo acumulado, figura 1.11. Cualquier cambio brusco en la pendiente de la recta típica de declinación de la tasa de producción de petróleo, constituye una advertencia de que el exceso de agua, junto con otros problemas, puede estar afectando la producción normal.

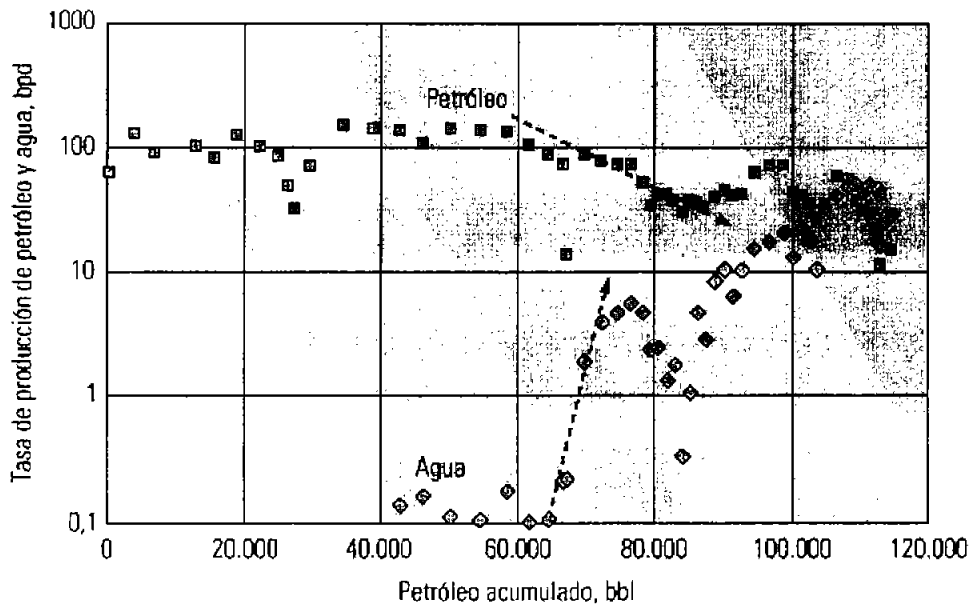


Figura 1.11. Curva de declinación.

*Gráficos de diagnóstico.*- Para determinar el tipo de problema específico estableciendo comparaciones con los esquemas de comportamiento conocidos, se utiliza un gráfico de diagnóstico doble logarítmico de la RAP (relación agua/petróleo) con respecto al tiempo. Existen tres signos básicos que permiten distinguir entre los diferentes mecanismos de invasión de agua: flujo abierto por fallas, fracturas o flujo por canal detrás del revestimiento, flujo de agua marginal o un CAP (contacto agua /petróleo) dinámico y problemas de conificación Chan KS (1995)<sup>7</sup>. Las interpretaciones del flujo de agua marginal fueron construidas a partir de simulaciones numéricas y experiencias de campo Yortsos et al (1999)<sup>8</sup>. También se puede utilizar la derivada de la RAP con respecto al tiempo, si bien su aplicación se ve limitada por las incertidumbres o el ruido propio de las mediciones de campo. El ingeniero a cargo de la interpretación puede aprender a reconocer las diversas variaciones existentes en estos perfiles y a minimizar el problema de la carencia de una solución única cuando se combinan con otros datos.

*Perfiles de los gráficos de diagnóstico que caracterizan los mecanismos de invasión de agua.*- Una trayectoria de flujo abierta muestra un incremento muy rápido, figura 1.12. Este perfil indica la existencia de flujo a través de una falla, una fractura o un canal detrás del revestimiento, que puede ocurrir en cualquier momento de la historia del pozo.

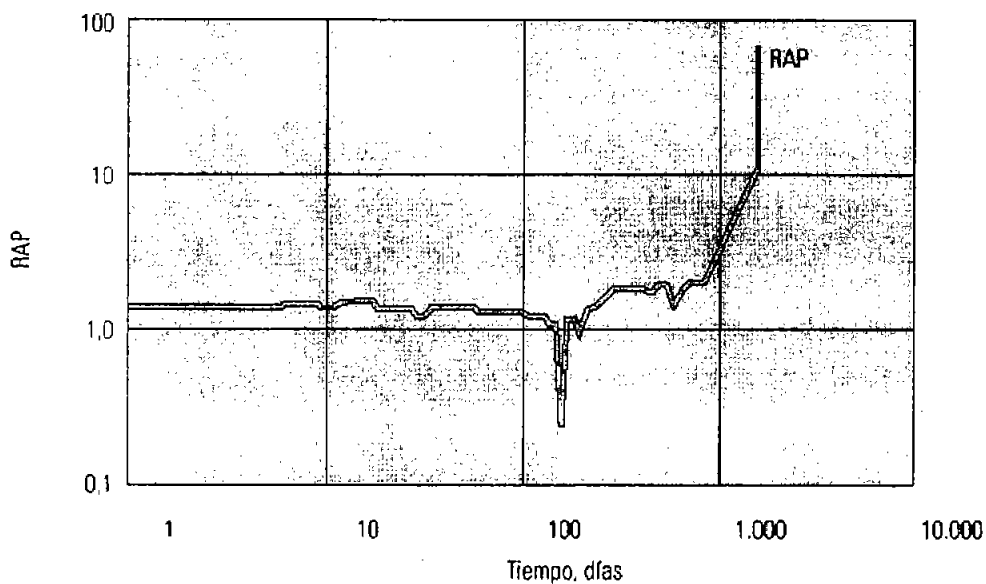


Figura 1.12. Incremento rápido de agua.

El flujo de agua marginal por lo general muestra un rápido aumento en el momento de la invasión seguido de una línea recta, figura 1.13. En el caso de múltiples capas, la línea puede presentar una forma escalonada dependiendo de los contrastes de permeabilidad de la capa.

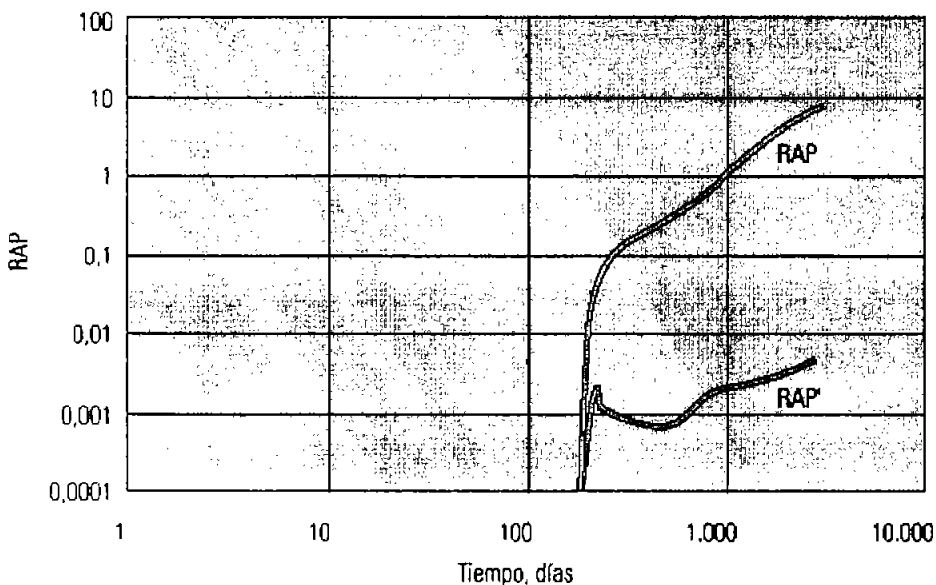


Figura 1.13. Flujo de agua marginal.

Un aumento gradual de la RAP indica la conificación de agua temprana en la vida del pozo, figura 1.14. Normalmente se nivela entre una RAP 1 y 10, y la pendiente de la RAP disminuye. Una vez que se estabiliza el cono de agua, la curva de la RAP comienza a semejarse a la del flujo marginal.

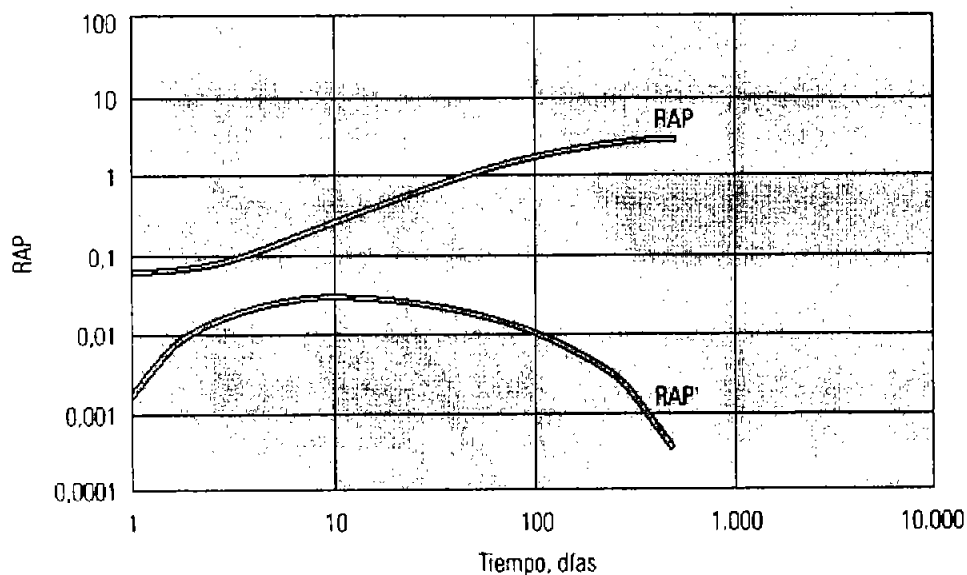


Figura 1.14. Conificación de agua.

### *Análisis NODAL como técnica de diagnóstico para el control de agua.*

*Análisis NODAL.*- Elphick et al (1996)<sup>10</sup> El diseño de un sistema de producción depende del rendimiento combinado del yacimiento y la tubería de fondo o sistema de mecánico del yacimiento, figura 1.15.

Las cantidades de petróleo, gas y agua que fluyen en un pozo, provenientes del yacimiento dependen de la caída de presión en el sistema de tuberías, y la caída de presión depende de la cantidad de cada fluido que corre por la tubería. La productividad de un pozo, a menudo, se puede ver disminuida en gran medida debido al rendimiento inadecuado o a una falla de diseño de alguno de los componentes del sistema. El análisis del comportamiento de un pozo en fluencia junto al de las tuberías asociadas con el mismo, se conoce como análisis NODAL y se utiliza con frecuencia para evaluar el efecto de cada componente en un sistema de producción desde el fondo de un pozo hasta el separador.

El análisis NODAL también se emplea para determinar la ubicación de zonas de resistencia excesiva al flujo, lo que provoca grandes pérdidas de presión en los sistemas de tuberías. Beggs et al (1991)<sup>11</sup> Por otra parte, también es posible determinar el efecto que produce el cambio de cualquiera de los componentes del sistema sobre las tasas de producción.

Por ejemplo, habitualmente se cree que el estrangulamiento de un pozo que produce agua servirá para reducir el corte de agua. Esto sucede por cierto en los casos de conificación convencional, pero en otros casos, depende del tipo de problema, así como también de las presiones del yacimiento. Por ejemplo, si un pozo se cierra por un período



de tiempo prolongado, la RAP (medida cuando el pozo se vuelve a poner en funcionamiento) dependerá del problema de agua y de las presiones involucradas.

Bailey et al (2000)<sup>1</sup> En el Mar del Norte, un pozo productor de petróleo negro con una inclinación de 35° se dispara y produce desde cinco capas diferentes. Se sabe que cada capa se encuentra aislada de las demás por barreras impermeables de lutitas sin flujo transversal entre las mismas. El soporte de presión proviene de un inyector cercano y de un acuífero. El pozo producía 29.000 bpd [4608m 3/d] con un corte de agua del 90%. Un registro de producción reciente realizado en este pozo muestra un significativo flujo transversal en condiciones de cierre, desde las capas inferiores hacia la capa superior, la que posiblemente sea una capa ladrona. Se realizó un análisis NODAL para ajustar el análisis obtenido con la herramienta de Registros de Producción PLT tanto para las condiciones de cierre como para las de fluencia. Este ajuste es necesario a los efectos de lograr la confiabilidad necesaria en las predicciones de producción adicional de petróleo como consecuencia de los diversos tratamientos de cegado del agua, figura 1.16.

Si bien el análisis NODAL es una metodología estándar para simular las respuestas de los pozos, en este caso hay que considerar dos factores importantes. En primer lugar, la necesidad de calibrar las respuestas de flujo calculadas frente al agresivo flujo transversal observado en condiciones de cierre y, en segundo lugar, el hecho de que en este caso se encontraban involucradas un número relativamente grande de capas separadas.

El análisis incluyó seis pasos:

- *Construcción de modelos.* La construcción básica de modelos de pozos requería un estudio de desviación detallado, las propiedades de presión, volumen y temperatura (PVT), las características del yacimiento en la región próxima al hueco para cada capa y la ubicación de los disparos.
- *Geología.* La información geológica acerca del ambiente deposicional alrededor del pozo fue necesaria para estimar el grado y la extensión lateral de las barreras impermeables. El pozo exhibió una buena extensión lateral de dichas barreras. En otras áreas del campo, la variación del ambiente deposicional provocó incertidumbres en la continuidad de las barreras de permeabilidad, lo cual hizo disminuir la confianza en el mantenimiento de los tratamientos de cegado localizados.
- *Presiones de las capas.* Las presiones individuales de las capas se obtuvieron a partir de los datos de cierre del pozo. En un principio se supuso que el factor de daño de la formación era cero.
- *Selección de la correlación.* Se realizó una comparación de la correlación del flujo multifásico sobre el sistema básico para determinar el grado de variación que presentaban los modelos y el impacto de los parámetros de correlación, como los ángulos de cambio de la correlación. Este paso implica ajustar los datos obtenidos en las pruebas de pozo.
- *Flujo transversal en condiciones de cierre.* En primer lugar, se simuló el flujo transversal en condiciones de cierre detectado por las mediciones de la herramienta PLT, lo cual permitió evaluar el factor de daño de cada capa. El proceso requería

utilizar un sistema de prueba y error, en el cual las estimaciones aproximadas (a partir de pruebas anteriores) del índice de productividad de cada capa se modificaran en forma secuencial para ajustar los datos. También se consultó el historial del pozo para determinar si era factible encontrar algún daño debido a la perforación o a consideraciones operativas. En este ejemplo, no se esperaba encontrar ningún daño.

- *Flujo transversal en condiciones de fluencia.* Se repitió este proceso para condiciones de fluencia y se analizaron varias tasas de producción. El proceso se puede acelerar si se cierran todas las capas productoras menos una, en forma sucesiva. El índice de productividad y los factores de daño debido al flujo no darciano de cada capa se modificaron posteriormente para ajustar los datos. El modelo final calibrado proporcionó un buen ajuste para todos los datos.

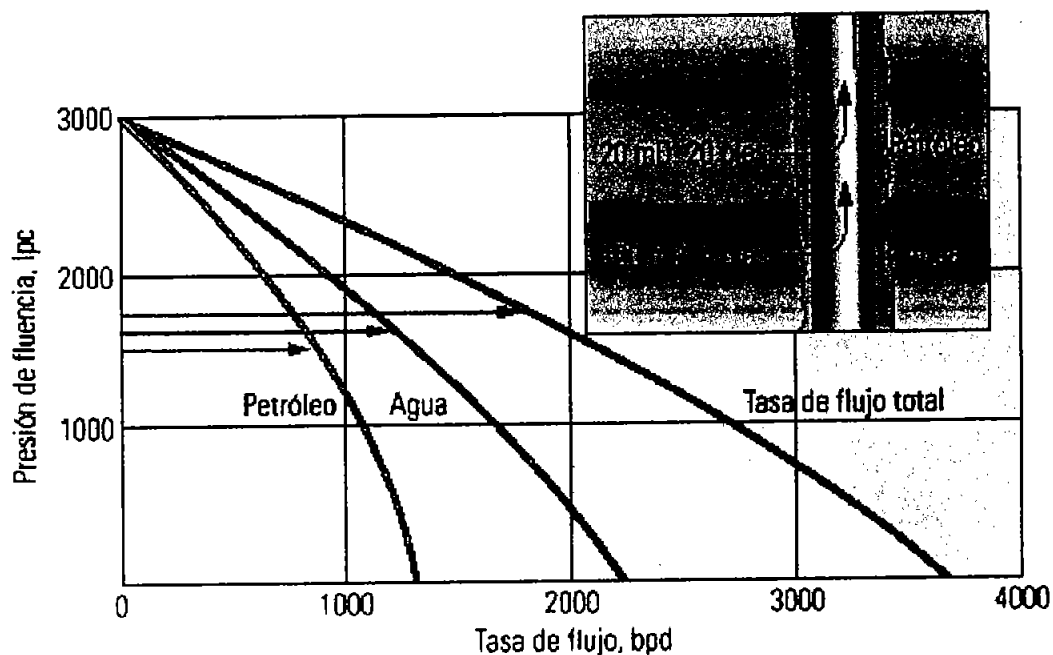


Figura 1.15.

Análisis NODAL multicapa. El modelo de pozo (gráfico inserto) utilizado para el análisis NODAL tiene dos capas, cada una con diferente espesor y distinta permeabilidad. El análisis multicapa muestra las tasas de flujo individual y total de las capas de petróleo y agua a medida que se producen en conjunto y a diferentes presiones.

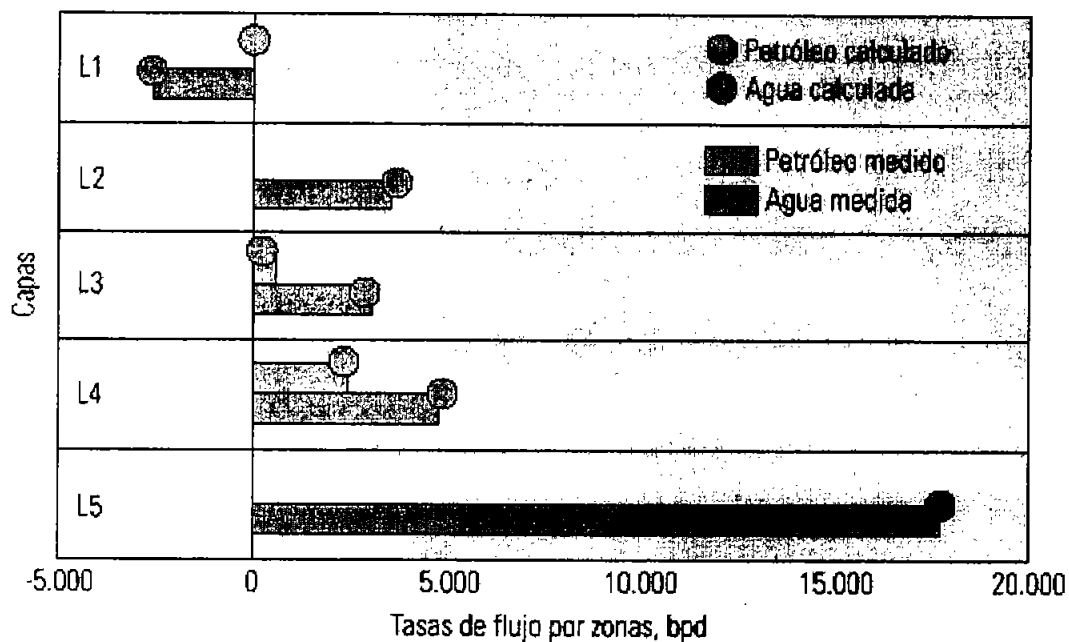


Figura 1.16.

Ajuste del análisis NODAL con las mediciones de producción. Los círculos representan los resultados del análisis NODAL. Las Capas 2 y 5 se encuentran totalmente inundadas. La Capa 1 recibe agua y algo de petróleo, como indican las tasas de flujo negativas, puesto que la presión estática del yacimiento es inferior a la presión dinámica de fluencia.

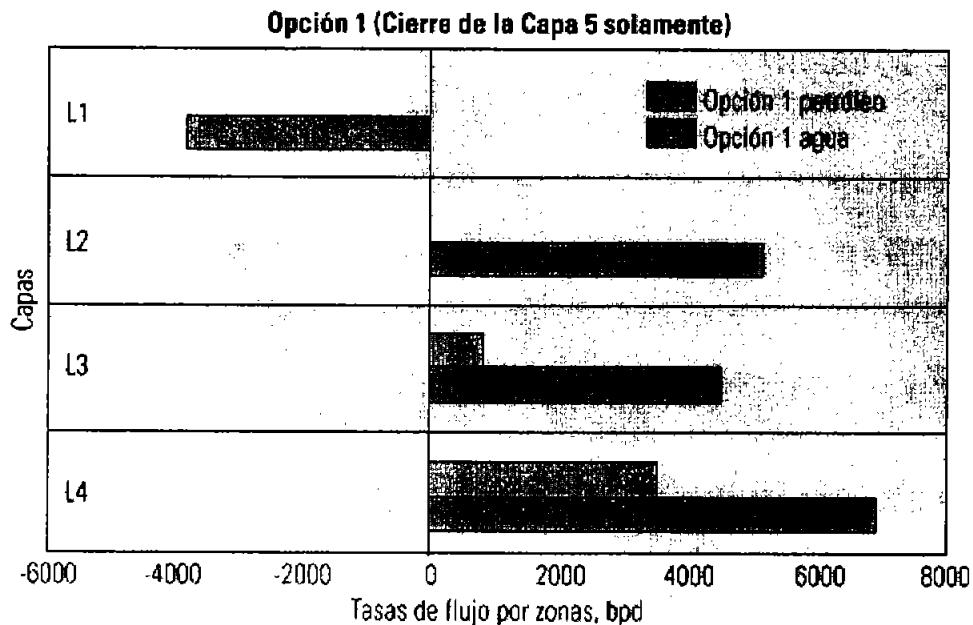


Figura 1.17

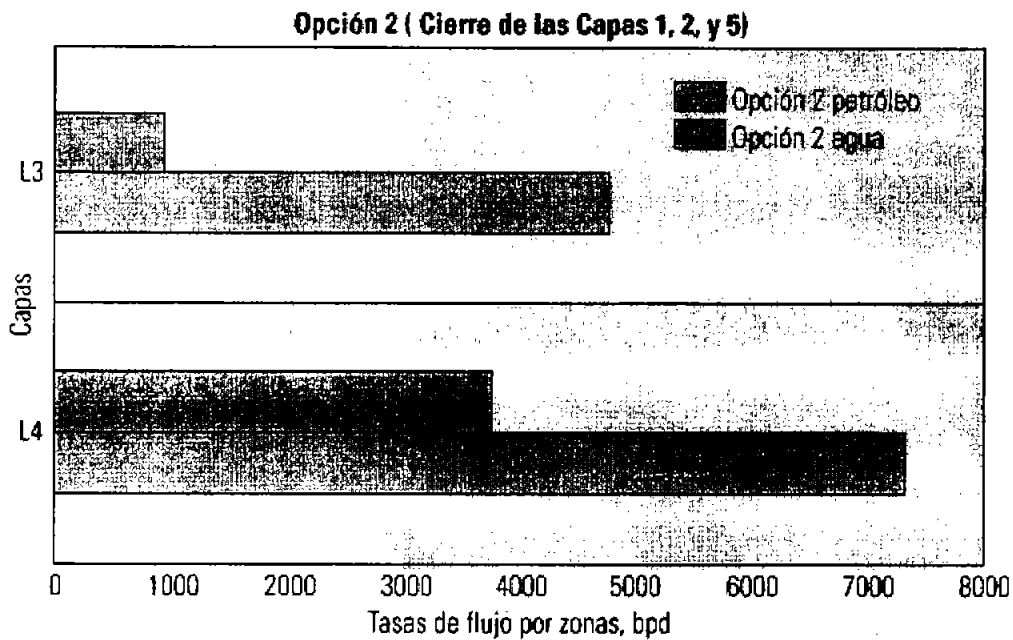


Figura 1.18

El análisis NODAL permite predecir los beneficios del control del agua. Las dos opciones propuestas para este pozo eran simplemente cegar la Capa 5 con un tapón y producir de las capas superiores, o bien cegar las Capas 1, 2 y 5, dejando las Capas 3 y 4 en producción. La primera opción (izquierda) produciría un aumento neto esperado de la producción de 1328 bppd [211 m<sup>3</sup>/d], mientras que la segunda opción (derecha) predice un aumento neto en la producción de 1647 bppd [262 m<sup>3</sup>/d]. La segunda opción es más costosa y probablemente requiera la colocación de un tapón para aislar la Capa 5, además de cementar las Capas 1 y 2. El operador prefirió la opción 1.

## CAPITULO 2

### 2. Manejo del problema en el mundo.

#### 2.1 Tecnología existente utilizada a nivel mundial.

El flujo de agua en pozos productores es un problema que influye de gran manera la costo de la producción. La producción excesiva de agua puede resultar en la reducción de productividad del pozo, corrosión extra, producción de arenas e incremento en los costos de protección de medio ambiente, así como la generación de incrustaciones en la tubería de producción y traslado de los hidrocarburos. Por otro lado, la inyección de agua y la expansión de los acuíferos son mecanismos vitales para la producción de aceite y gas en los yacimientos. Durante muchos años se ha optado por medidas para separar la formación de agua en yacimientos de gas y aceite con diferentes condiciones, lo cual ha dado como resultado el uso de diferentes métodos y productos.

En la actualidad hay dos formas de atacar este problema, una es usando sustancias químicas que al contacto con el agua la transforman en sustancias más fáciles de manejar, y otra es utilizar herramientas mecánicas que permiten la separación en superficie o en fondo de pozo, del aceite, gas y agua, e incluso, en algunos casos, aumentar la producción mediante una separación acompañada por una estimulación artificial del pozo.

##### 2.1.1 Polímeros

Los métodos químicos de control de agua se clasifican dependiendo de la estructura de la roca del yacimiento Y. Guerrini et al (1991).

- Método de barrido permanente
- Método de barrido selectivo

Si las zonas del agua y el hidrocarburo están claramente separadas, pueden usarse los métodos de barrido permanente en las zonas de presencia de agua, generalmente dando buenos resultados. Puede usarse la inyección de cementos, resinas o gels de silicato. Cuando el aceite, gas y agua están fluyendo simultáneamente, las soluciones de polímeros y/o se inyectan los cuales puede bloquear la fase del agua, pero manteniendo la permeabilidad del yacimiento.

Dependiendo del tipo de roca del yacimiento, temperatura del yacimiento y la salinidad del acuífero, se pueden utilizar diferentes polímeros para bloquear el agua. Para condiciones de baja salinidad y temperaturas moderadas, pueden ser usados *poliacrilamidas* junto con agentes polímeros entrecruzados (con cadena entrecruzada) para formar geles, por el contrario, para altas salinidades y temperaturas moderadas se pueden usar *biopolímeros* como el “*xanthans*” y “*scleroglucanes*”. Para muy altas temperaturas y alta salinidad se usan *copolímeros* sintéticos basados en *acrilamida*

(AM) y ácido acrílico (AA), ácido acrilamido-metilpropanesulfónico (AMPS) o ácido acrilamido-metilbutanol (AMBA), además pueden ser usados dos o tres grupos funcionales (*terpolímeros*).

C. McCormick et al (1992) describen las propiedades estructurales de esos productos y A. Audibert et al (1994) describen el uso para altas temperaturas, superiores a las 100°C. Solamente algunas pruebas de campo con altas temperaturas han sido publicadas y exclusivamente para pozos de aceite.

Si solo se quiere recuperar el agua y hacer que esta sea más fácil de manejar, se puede trabajar con los métodos de barrido selectivo, donde solo se ataca capas específicas del fluido o se utilizan sustancias como las barras espumantes o reactivos líquidos.

El control de agua en pozos de gas no es de uso común, a causa de los riesgos de taponar los poros del pozo con el alto peso molecular de las soluciones estándares de polímeros. Esto debido a las diferentes características que muestran los yacimientos de gas con respecto a los de aceite G. Push et al (1995).

## 2.1.2 Separadores

La parte mecánica del control de agua, se puede dividir en dos tecnologías, la diferencia de éstas consiste fundamentalmente en la forma de separar el agua del gas, ya sea en la *superficie* o en *fondo* del mismo pozo.

### *Separación en superficie*

Cuando se extrae petróleo de un yacimiento, tarde o temprano el agua proveniente de un acuífero subyacente o de los pozos inyectores se mezcla y es producida junto con el petróleo. Este flujo de agua a través de un yacimiento, que luego invade la tubería de producción y las instalaciones de procesamiento en la superficie y, por último, se extrae y desecha, o bien se inyecta para mantener la presión del yacimiento, recibe el nombre de "ciclo de agua" Bailey et al (2000).

*Ciclo de agua.* El transporte a través del campo comienza con el flujo en el yacimiento, prosigue con la producción y luego con su procesamiento en la superficie. Por último el agua se desecha en la superficie o se inyecta para su eliminación o para mantener la presión del yacimiento. Figura 2.1.

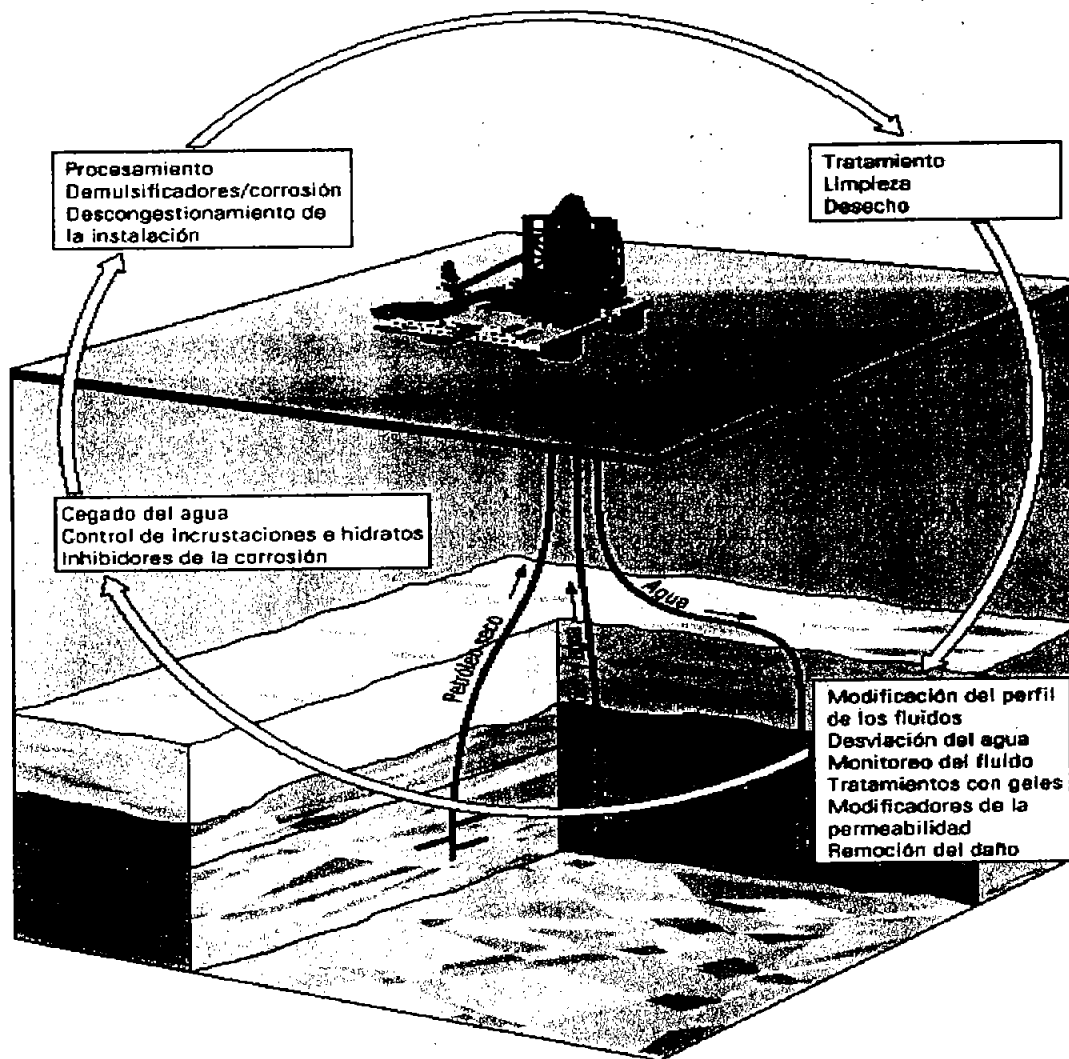


Figura 2.1. Ciclo del Agua.

En este sistema de separación, es necesario contar con equipo de superficie, separadores, bombas, etc. lo cual equivale a un espacio que en el caso de plataformas no se cuenta, por lo que se necesitan espacios especiales para estos equipos, figura 2.2. Como en el caso de la Zona Marina de nuestro país, donde se sigue al pie de la letra este tipo de sistemas.

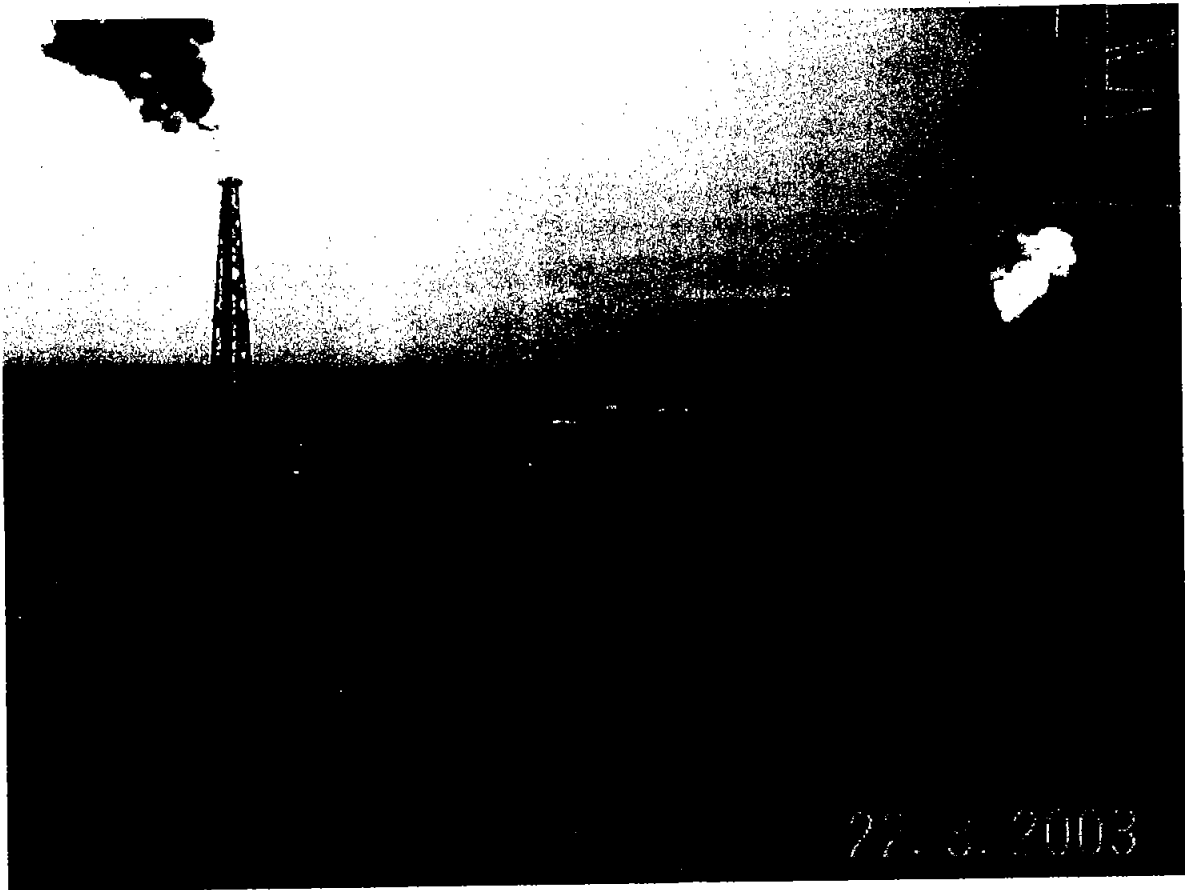


Figura 2.2 Instalaciones en plataforma marina en agua someras del Golfo de México.

### *Separadores de Fondo*

El otro tipo de tecnología consta de un separador a fondo de pozo, y se le conoce más comúnmente como *Separadores de Fondo de Pozo*, los cuales constan de un separador ciclónico (en el caso de aceite), una bomba tipo sumergible (ESP), válvulas de esfera y tipo check y un rotor que transmite la potencia de un motor eléctrico a la bomba y al o los separadores. En el caso de la separación de agua en gas, este sistema cambia un poco, ya que no es necesario de separadores ciclónicos, ya que la separación se realiza en el espacio anular, por medio de la diferencia de pesos específicos que presentan el gas y el agua, pero existen varios tipos de sistemas para la inyección del agua en la zona de desecho. Las más sencillas utilizan la fuerza de la gravedad como forma de inyección, ya que por medio de la presión de una columna de agua logran que ésta baje y venza a la presión del yacimiento, esto sólo se logra en yacimientos de baja presión. En estos sistemas se utilizan bombas rudimentarias de varillas y émbolos, pero han sido desplazados por los sistemas con bombas tipo ESP (Electric Submersible Pump) las cuales pueden ayudar a vencer la presión del yacimiento, dependiendo de su profundidad.

Estos dispositivos se colocan en la parte baja del pozo, pero también dependen de la ubicación de la zona de desecho, la cual debe de presentar una permeabilidad que no permita que el agua vuelva a mezclarse con el gas o aceite, pero en ocasiones es necesario



que el agua sea inyectada justamente bajo la zona productora para mantener la presión de producción en el yacimiento. También con la ayuda de este tipo de separadores se puede estimular la producción de un pozo, gracias al tipo de ESP's que se utilice, ya que comúnmente estas son utilizadas en la estimulación artificial de los pozos con baja producción.

## 2.2 Estudio de las tecnologías aplicadas.

### 2.2.1 Aplicación de Polímeros

Al existir la necesidad de reducir costos de operación, se ha intensificado el estudio, desarrollo y aplicación de tecnología en el control de agua. Una actividad y área continuamente desarrollada es el uso de geles polímeros para el control de agua en caso de campos de aceite y gas. Los geles polímeros al impregnarse en la roca de la formación (yacimiento), reducen la permeabilidad de la roca, provocando que se convierta en una barrera impermeable, capaz de repeler el flujo de agua por la está. Existe una necesidad en la industria petrolera para el de geles, ya que pueden ser empleados en yacimientos de altas temperaturas, además son fácilmente aplicables en agua salina para instalaciones que así lo requieran.

Los geles orgánicos para altas temperaturas han sido desarrollados en el laboratorio probado en aplicaciones de numerosos campos. Un análisis de cuatro campos probados con el sistema de gel orgánico muestra la versatilidad de geles en tratamientos de problemas muy comunes en el área de corte de agua. En dos aplicaciones fueron utilizados satisfactoriamente tanto en pozos de gas con carbonato fracturado, como en los de matriz de arenas rocosas, reduciendo la producción de agua y aumentando la recuperación de gas. La estabilidad del gel ha sido demostrada en los campos de altas temperaturas tan altas como de 125°C. Los geles han reducido agua e incrementado la producción de hidrocarburos.

En un principio las aplicaciones involucraban el uso de cargas de poliacrilamidas viscosas lo cual evolucionó a los más sofisticados sistemas de gel de hoy en día Sandiford et al (1973).

Los gels de polímeros orgánicos compiten con cementación por squeeze\*, taponeo por plástico y sistemas de gel inorgánico. La ventaja de geles polímeros tiene sobre las técnicas competitivas su bajo costo, de fácil aplicación, control sobre el tiempo de gelificación, compatibilidad con los fluidos de la formación y habilidad para penetrar considerables distancias dentro de la formación\*\*.

\*Squeeze.- Sistema de inyección o aplicación forzado por presión del fluido.

\*\*Formación.- Tipo de roca o arcilla donde se encuentra el yacimiento de hidrocarburos.

## ***Propiedades de los Polímeros***

Dovan et al (1996)

### *1. Tiempo de gelificación*

El tiempo de gelificación de la solución del polímero indica el tiempo de bombeo máximo permisible para la aplicación del polímero. El tiempo de gelificación debe ser controlado para que el polímero no gelifique dentro del pozo prematuramente e impida una buena penetración. El rango de gelificación está en función de la temperatura, salinidad y concentración de reactivos. Por la optimización de químicos, se puede lograr que el tiempo de gelificación se adapte a las condiciones de cada yacimiento.

### *2. Resistencia del gel*

La resistencia del gel es otro parámetro el cual debe ser ajustado y optimizado, con respecto al pozo en el que será tratado. Para fracturas y canales de alta permeabilidad, es necesario usualmente inyectar una solución de polímero la cual sea capaz de formar una fuerte y densa capa de gel. La resistencia seleccionada del gel, también depende de la composición del yacimiento y el tamaño de los poros distribuidos en la roca de la formación la resistencia del gel es principalmente una función de la selección del polímero, concentración de reactivos y la salinidad de la mezcla del agua.

### *3. Estabilidad del gel*

Una tercera cualidad importante del gel es la estabilidad. A menos que el gel esté estable por un periodo de tiempo en las condiciones del yacimiento, el efecto del tratamiento de gel será de corta vida. Después del tiempo de gelificación, el gel se adaptará a la temperatura del yacimiento. En la mayoría de los casos, la inestabilidad del gel puede ser identificada en pocas semanas. Si el gel no falla en algunas semanas, usualmente será estable por meses, si no es que por años, bajo esas condiciones.

### *4. Sinéresis*

Cuando un gel se convierte en inestable, se dice que se presenta una sinéresis. Cuando esto pasa, el gel se contraerá y permitirá el paso del exceso de agua. El gel se convierte en una composición dura chiclosa, y su estabilidad se decrementa. En casos extremos, el volumen final del gel se reducirá por lo menos hasta un 2% de su volumen original.

## ***Gels Polímeros Orgánicos Acuosa.***

En el trabajo realizado en el Centro de Investigación para la Recuperación de Petróleo de Nuevo México Liang et al (1995) se ha mostrado que la reducción de la permeabilidad es posible con gels polímeros acuosa entrecruzados (crosslinked). Los gels polímeros pueden también proveer de una profunda penetración y rangos de control de

gelificación. Hay dos tipos de polímeros que son usados primeramente, los poliacrilamidos y los polisacaridos (biopolímeros). Ambos tienen propiedades básicas muy diferentes, principalmente basadas en el tamaño de sus moléculas, donde los biopolímeros presentan moléculas con tamaño limitado, mientras que los poliacrilamidos pueden variar en su tamaño molecular Hutchins et al (1996).

Los geles polímeros entrecruzados también pueden dividirse en orgánico e inorgánicos.

### ***Sistemas Inorgánicos.***

Algunos ejemplos de tecnologías para control de agua involucran a los sistemas inorgánicos, donde se incluyen silicios y micro cementos. Los *gels de silicio*, son formados cuando una solución de silicio con alto pH\* es mezclada con una, o varias, especies reactivas Hutchins et al (1996). Las más populares de estas especies incluyen clorhídrico de calcio, ácido hidrociorhídrico y sales de amoníaco como el sulfato de amoníaco o el bicarbonato de amoníaco. Los *micro cementos* son una mejora de los cementos regulares. Aunque su profundidad de penetración es aún limitada comparada con las soluciones de polímeros entrecruzados. Los cementos ultra finos son aplicados en un fluido portador de hidrocarburo y actuarán solamente cuando el cemento encuentre agua Dahl et al (1992).

### ***Necesidades del Sistema de Gel.***

Los yacimientos de rangos de temperatura baja, cerca de 22°C hasta 80°C han sido tratados satisfactoriamente con la tecnología actual, pero existe la necesidad de llevar los tratamientos de gel a formaciones de alta temperatura además de incrementar su penetración. Los yacimientos de gas y aceite de lata temperatura que frecuentemente presentan problemas de agua, se encuentran en el Mar del Norte, la orilla del Pacífico y el Golfo de México. También es una aplicación potencial para pozos geotérmicos con altas temperaturas. Las temperaturas en algunas formaciones de gas y aceite exceden los 205°C, pero los 150°C es una temperatura tan alta como se propone en estas fechas.

En un diseño de tratamiento por gel se busca reducir el flujo o esencialmente detener el flujo de agua a través de los canales subterráneos del yacimiento. En general, se aumenta la velocidad de reacción significativamente con incrementos de temperatura. Hay una necesidad de desarrollar un proceso con un retardo de gelificación para tratar formaciones con temperaturas que excedan los 80°C.

Los estándares de seguridad y medio ambiente requieren el uso de químicos no tóxicos para facilitar el transporte en contenedores, la mezcla y la inyección. También, es muy importante no contaminar los acuíferos de agua limpia y que los químicos que sean tóxicos no se infiltren en el pozo. Es difícil diseñar una composición gelatinosa que pueda ser mezclada e inyectada a un costo moderado y que cumpla con todos esos requerimientos.

\*nivel de acidez de un fluido, mientras mayor pH, menos acidez y viceversa.

### *Sistema Orgánico de Alta Temperatura*

La formación de gel para alta temperatura requiere una reacción del polímero entrecruzado que forme una estructura compacta que no pueda ser fácilmente degradada bajo las condiciones dadas del yacimiento. El sistema de gel descrito ha mostrado estabilidad en agua de mar libre de oxígeno a 150°C para 12 meses y a 180°F para 5 meses. Los geles para formaciones de agua fresca (dulce) muestran buena estabilidad y en algunos casos, estos muestran mejor estabilidad que los geles para formaciones de agua salina. Con la selección apropiada del tipo y concentración de polímero, agentes ramificantes y estabilizadores, los tiempos de gelificación a esas altas temperaturas pueden ser retardados de horas a semanas. Usualmente se prefieren tiempos de gelificación de uno o dos días.

### *Beneficios Específicos*

El nuevo sistema orgánico desarrollado puede ser aplicado en una amplia variedad de condiciones de yacimientos.

Los datos de tiempo de gelificación y la resistencia del gel se muestran en la Tabla 2.1 para un número de formulaciones de geles. R.D.Hutchins et al (1996) El tiempo de envejecimiento representa el tiempo que el gel fue mantenido a la temperatura indicada.

Tabla 2.1 Muestreo de Datos de Gel Orgánico					
Temp °C	Tipo de Agua	Polímero ppm*	Tiempo de Gelificación	Condición Final del Gel	Tiempo de Envejecimiento
55	Fresca	5000	5 días	Rígida	1.5 años
55	Fresca	5000	8 días	Elástica	20 días
55	Mar	5000	5 días	Rígida	1 año
65	Mar	5000	4 días	Rígida	1 año
90	Fresca	5000	3 días	Elástica	56 días
90	Fresca	5000	1 día	Rígida	35 días
90	Fresca	5000	7 días	Elástica	56 días
90	Mar	5000	2 días	Elástica	56 días
90	Mar	5000	3 días	Rígida	1 año
90	Mar	5000	7 días	Rígida	70 días
150	Fresca	7000	1 día	Elástica	8 días
150	Fresca	10000	5 horas	Elástica	49 días
150	Mar	5000	5 horas	Elástica	35 días
150	Mar	10000	4 horas	Elástica	1 año
180	Mar	10000	2 horas	Rígida	5 meses

No se muestran las concentraciones de agente ramificante.

\*(ppm) partes por millón.

### ***Selección del Pozo Candidato***

La selección debe de involucrar más que simplemente la identificación de los pozos con alta producción de agua. Algunos de los criterios más importantes son:

1. Alta productividad de fluido o alto nivel de fluido, por lo que el gel reducirá la sobre productividad del pozo
2. Alta productividad de hidrocarburo y un pronto corte de agua en la vida del pozo, seguida por un dramático incremento en la relación de producción agua/aceite (agua/gas) mucho más temprano de lo previsto.

Esta es un indicio de que una conificación está deteniendo la producción de gas o aceite.

Mientras que los pozos arenosos y de carbonato pueden ser eficientemente tratados con polímeros, el consenso general es que los pozos de carbonato fracturado tienen un alto rango de efectividad por el alto contraste entre las permeabilidades de las fracturas y la matriz de formación. Los pozos con moderada viscosidad en aceite pueden también ser mejores candidatos.

### **2.2.2 Análisis de los Separadores de Fondo para Pozos de Gas**

En la actualidad existen cuatro tipos de separación de gas/agua en fondo de pozos (DGWS) se identificaron por tecnologías y se categorizaron, basados en el diseño del equipo de bombeo a fondo de pozo: herramientas bypass (bypass tool), bombas de varilla con pistón modificadas, bombas eléctricas sumergibles, y las bombas de la cavidad progresivas. Cada tipo tiene ciertas ventajas y limitaciones y depende de la producción de agua específica y de la profundidad.

#### ***Herramientas de Puenteo (bypass tool)***

El dispositivo de separación gas/agua en fondo de pozo más simple es una herramienta de puenteo en la que se asienta una bomba de varilla de succión, figura 2.3. El agua fluye de la formación y se acumula en el espacio anular. El gas se separa y fluye en el espacio anular hasta la superficie. En el ascenso del pistón de la bomba, el agua es arrastrada en la cámara de la bomba a través del puerto de entrada de la herramienta de puenteo y la válvula en pie (válvula fija de canica y asiento). En el descenso del pistón de la bomba, la válvula en pie cierra, la válvula viajera se abre, y el agua fluye a través de la válvula viajera y el pistón y se descarga en la tubería. El agua se acumula en la tubería hasta que la columna hidrostática es suficiente superar la presión de yacimiento de la zona de desecho, y el agua se drena a través de gravedad por los puertos de la descarga en la

herramienta de puenteo en la formación de desecho que debe localizarse bajo el intervalo productor Rudolph (1999).

Las herramientas de tipo puenteo dependen de la gravedad por la fuerza de la inyección, la zona de desecho debe tener una presión muy baja. Por ejemplo, si la zona de desecho está 50 pies debajo de la zona de inyección, una columna de 2000-pie columna de agua en la tubería crea una presión de inyección de 896 libras por pulgada cuadrada (psi), asumiendo 15 psi de presión en la tubería. Desde un yacimiento normalmente con presión a 3000 pies de profundidad estaría aproximadamente a 1290 psi, estas herramientas se han aplicado típicamente en zonas de baja presión, aunque se han usado sistemas de presión más altas. Un fabricante informa de sistemas que operan con presiones de superficie de 600 a 800 psi en la tubería.

Las proporciones máximas de flujo de agua que los sistemas DGS (separación a fondo de pozo de gas) de tipo puenteo pueden estar limitadas por la capacidad de las bombas de inserción que por sus herramientas de puenteo. Los sistemas de bomba de inserción propiamente diseñados pueden mover más de 600 bpd de agua, aunque son más comunes proporciones de 200 a 400 bpd de agua.

## Esquema de una instalación de una herramienta tipo puenteo (bypass)

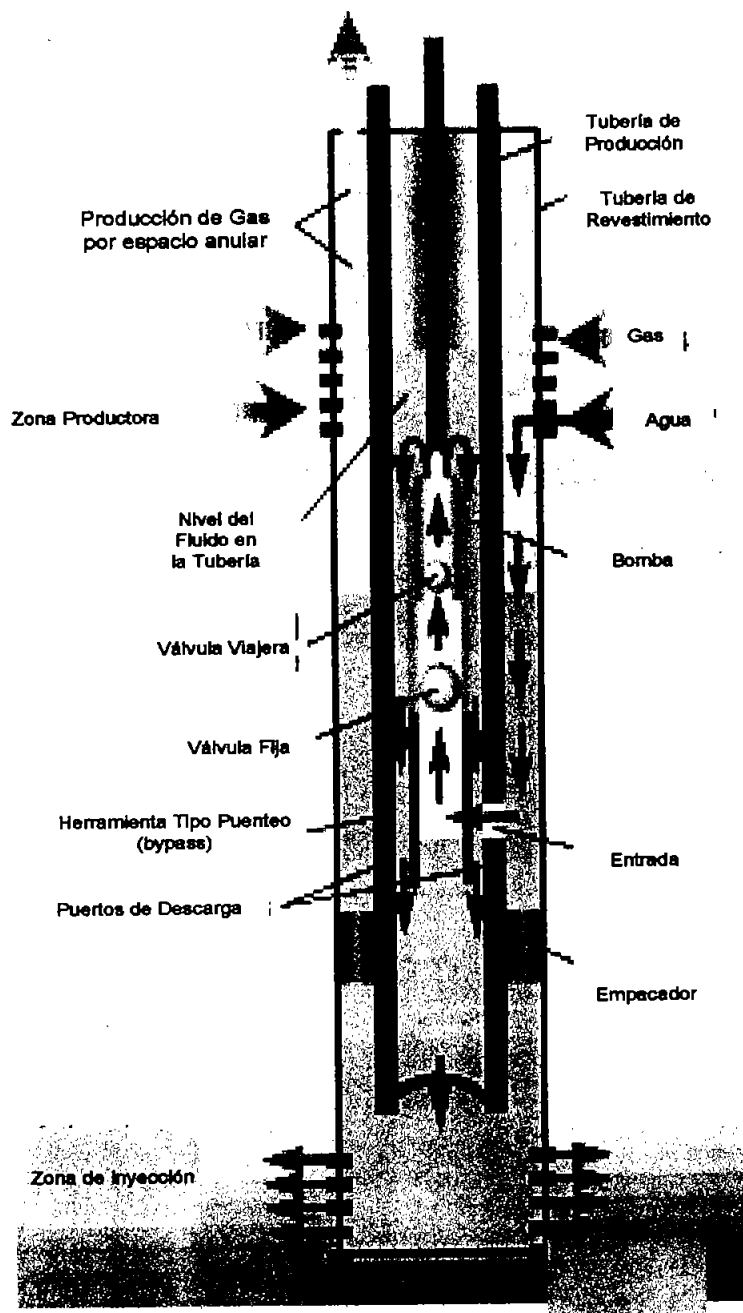


Figura 2.3 Esquema de instalación de herramienta de puenteo

### ***Bombas Modificadas de Varilla de Émbolo***

El sistema de desecho con la bomba modificada de varilla de émbolo (MPRP) consiste en una sección corta de tubería con una a cinco válvulas de succión de esfera y una válvula de contrapresión opcional en la descarga, figura 2.4. La herramienta se instala debajo de una bomba en la que la válvula viajera ha sido removida desde el émbolo y el émbolo selló y se crea una bomba de émbolo sólido eficazmente. La bomba es activada desde la superficie con una unidad de bombeo y una sarta de varillas. En el ascenso de la bomba, el émbolo viaja hacia arriba, crea una área de baja presión en el cilindro de la bomba y permite a las válvulas abrir y el agua entra en el cilindro de la bomba. En el descenso de la bomba, el émbolo saca al fluido del cilindro y llega abajo de la zona de desecho. Una válvula opcional de contrapresión o válvula check puede se instalada bajo la descarga de la herramienta para prevenir que el agua regrese a la herramienta Rudolph (1999).

En aplicaciones de las MPRP, la tubería está cargada con fluido y la columna hidrostática agregada puede permitir inyección en una zona de desecho de presión más alta, lo cual sería posible con una simple descarga por gravedad. Sin embargo, un tanque igualador pequeño debe ser colocado en la superficie para asegurar un flujo estable de la tubería por la turbulencia causada por el ir y venir del émbolo. El buen funcionamiento de las MPRP depende de las proporciones de producción de agua de aproximadamente 800-1000 bpd de agua y profundidades del pozo a más de 8000 pies.



## Esquema de una instalación de una bomba modificada de varilla de embolo

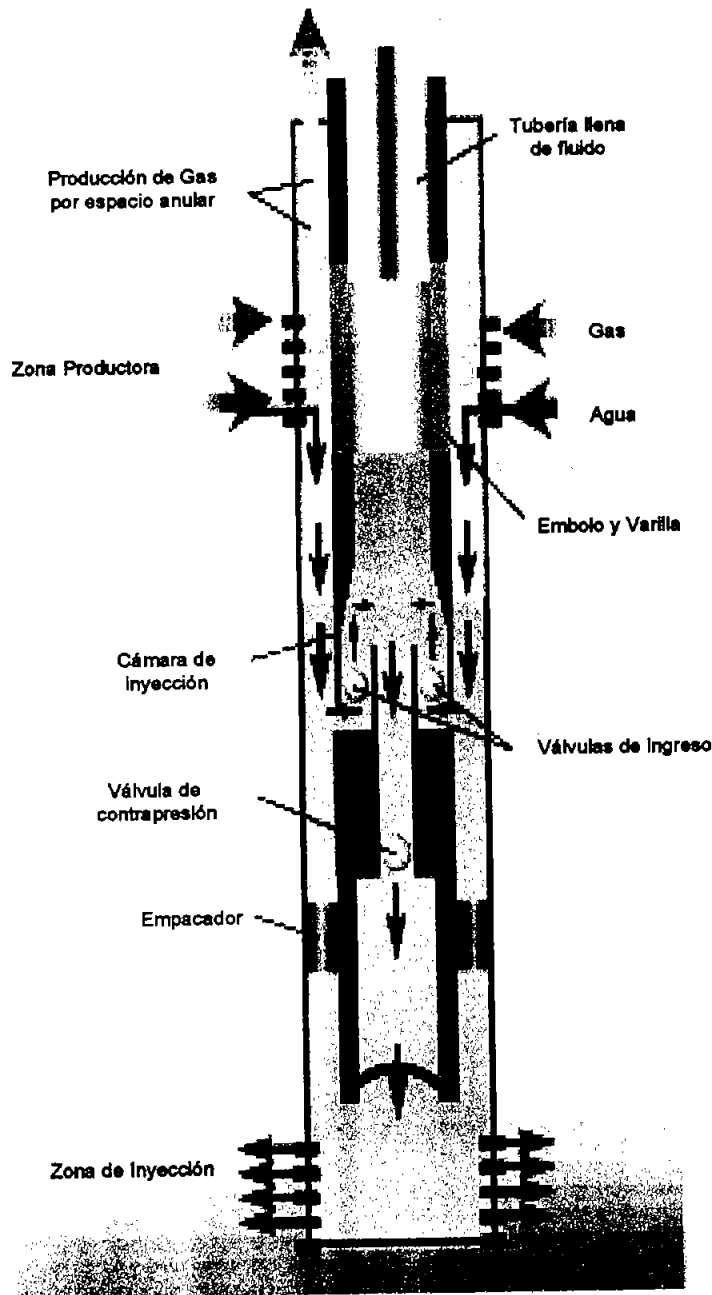


Figura 2.4 Esquema de instalación de una bomba modificada de varilla de émbolo.

### ***Bombas Sumergibles Eléctricas***

Las bombas sumergibles eléctricas (ESPs) se usan ampliamente en la industria de aceite, sobre todo en aplicaciones donde son comunes los grandes volúmenes fluidos. Una ESP consiste en una bomba centrífuga de multipasos, y bipolar (generalmente), con un motor de inducción trifásico, el cual es enfriado por el fluido producido en la formación. Un motor controlador de velocidad variable normalmente se instala para controlar el flujo de la bomba variando la velocidad de motor y para proteger el sistema de fondo de pozo de fluctuaciones de potencia por amplitud grandes Rudolph (1999).

En una aplicación del DGWS, el sistema de la ESP se configuraría como un sistema de descarga en el fondo con la bomba puesta en el fondo, seguido por la sección de succión de la bomba y el motor. El motor se pone ligeramente debajo de las perforaciones de la zona productora para permitir que el fluido producido refresque el motor cuando fluya. Se descarga fluido en una zona de desecho que se aísla de la zona productora con un empaque.

Las ESPs proporcionan una ventaja sobre de las bombas tipo varilla en pozos con muy altas (>800 bwpd) proporciones de flujo de agua, y en pozos profundos donde el tamaño de la unidad de bombeo requerida y el de la sarta de varillas hacen a las ESPs más atractivas económicamente. Las ESP's son también constantemente favorecidas, donde el espacio en la plataforma de producción es limitado, o en áreas agrícolas donde los sistemas de la irrigación no pueden instalar una unidad de bombeo de alto rango en la superficie.

Recientemente, una ESP fue instalada en una tubería en espiral (CT-ESP) y ha sido introducida por una compañía de Alberta. La base del sistema CT-ESP se diseña para aplicaciones en profundidades relativamente pequeñas (menos de 3000 pies) y necesita una potencia de 10 HP, 600 voltios, un motor trifásico con una bomba multipasos de descarga de fondo. El sistema tiene una presión de descarga máxima de aproximadamente 1000 psi y un rendimiento nominal máximo de 630 bwpd (100 m<sup>3</sup>/día). La bomba, motor, y el ensamble de empaque son instalados ensamble sencillo en una tubería en espiral OD de 1-1/2 plg. y puede instalarse en un pozo activo. El cableado es corrido por el interior de la tubería, el cableado es protegido del ambiente del fondo de pozo y no contribuye aumentar la dimensión exterior del sistema. Esta compañía ha agregado sistemas con motores de mayor voltaje, que pueden ser usados a profundidades mayores a los 10,000 pies.

### ***Bombas de Cavidad Progresiva***

Una bomba de la cavidad progresiva (PCP) consiste en un rotor helicoidal dentro de un estator doble-helicoidal. El rotor es movido por una varilla de succión y gira dentro del estator el cual está revestido de un material elastomérico para proporcionar un buen

sellado. Como el rotor gira excéntricamente en el estator, las hélices descentradas causan una cavidad que se forma entre la entrada y salida de la bomba. Como existe una cavitación encerrada, lo siguiente es que esa cavidad salga, y el fluido es impulsado a través del estator. El flujo de la bomba esta en función del diferencial de presión a través de la bomba y la velocidad del rotor Rudolph (1999).

Para aplicaciones en DGWS, una PCP puede ser configurada para descarga en el fondo del pozo, para lo cual se requiere revisar la dirección rotacional del estator. Alternamente, una PCP puede ser instalada en una herramienta de puenteo y bombear el fluido convencionalmente dentro de la tubería. Como con la herramienta de puenteo convencional, cuando la columna hidrostática sea suficiente se logra superar la baja presión de la zona de desecho, el agua se drena por la tobera de bombeo, a través de la herramienta puenteo, y entra a la zona de desecho. Los sistemas de PCP que trabajan son herramientas puenteo (máxima descarga de las PCPs) y son convenientes para proporciones de flujo que van de 75 a 300 bwpd, y pueden lograr presiones a la descarga de 2400 psi (elevación máxima de 6000 pies).

Algunas de las tecnologías descritas pueden ser adaptadas para su uso sobre zonas de desecho, donde el agua producida es bombeada hacia arriba de la tubería y entrar a la zona de desecho, si ésta se encuentra sobre la zona de producción. Tales adaptaciones son más complicadas y requieren una colocación especial del empaque para aislar la zona de producción de la zona de desecho.

### **2.2.3 Análisis de la propuesta de Separación en Superficie de Agua en Producción de Gas con Inyección de Agua.**

El Dr. Fernando Ascencio de la Gerencia de Productividad de Pozos, STDP, PEMEX, propone el siguiente arreglo para el manejo de agua en superficie Ascencio (2000). Dicho arreglo es sólo una propuesta, la cual no ha sido llevada a la práctica, pero fue presentada como una opción viable y en proyecto próximo.

La figura 2.5 muestra los componentes del sistema en superficie para yacimientos de gas, la cual consta de los siguientes componentes:

1. Separador de las fases de gas y agua provenientes del pozo.
2. Compresor para suministrar gas natural (o nitrógeno) a presión al sistema artificial de explotación.
3. Bomba para la inyección del agua separada a la zona permeable.
4. Bomba para suministrar productos químicos a la corriente del agua inyectada (opcional).
5. Motores de gas natural para suministrar energía mecánica a las bombas y compresor.

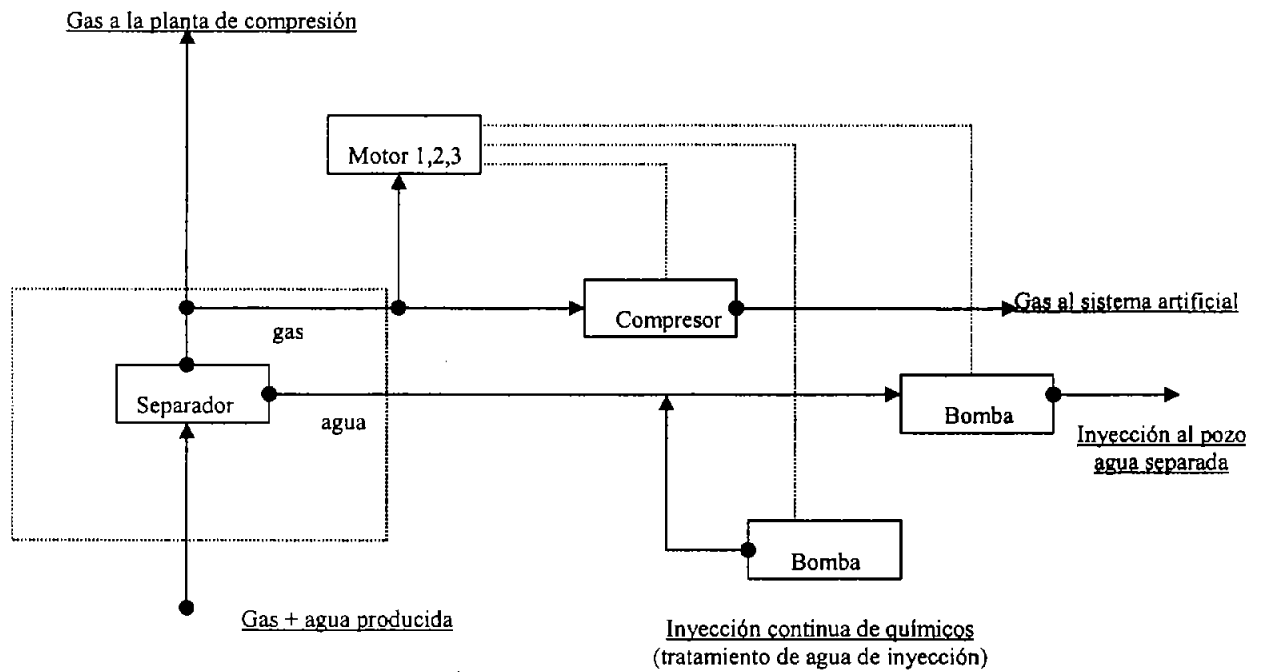


Figura 2.5 Diagrama de la propuesta de Control de Agua para Pozos de Gas en Superficie

## 2.2.4 Inyección del Agua de Desecho

### *Inyección debajo de la zona productora*

La figura 2.6 muestra una configuración típica del sistema de autocontrol de agua en pozos. En este caso la producción aceite/gas + agua, se da en forma natural hacia la superficie. La producción de la mezcla gas/agua se da por el espacio anular y la inyección del agua tratada es en el estrato permeable más profundo y se inyecta por la tubería de producción.

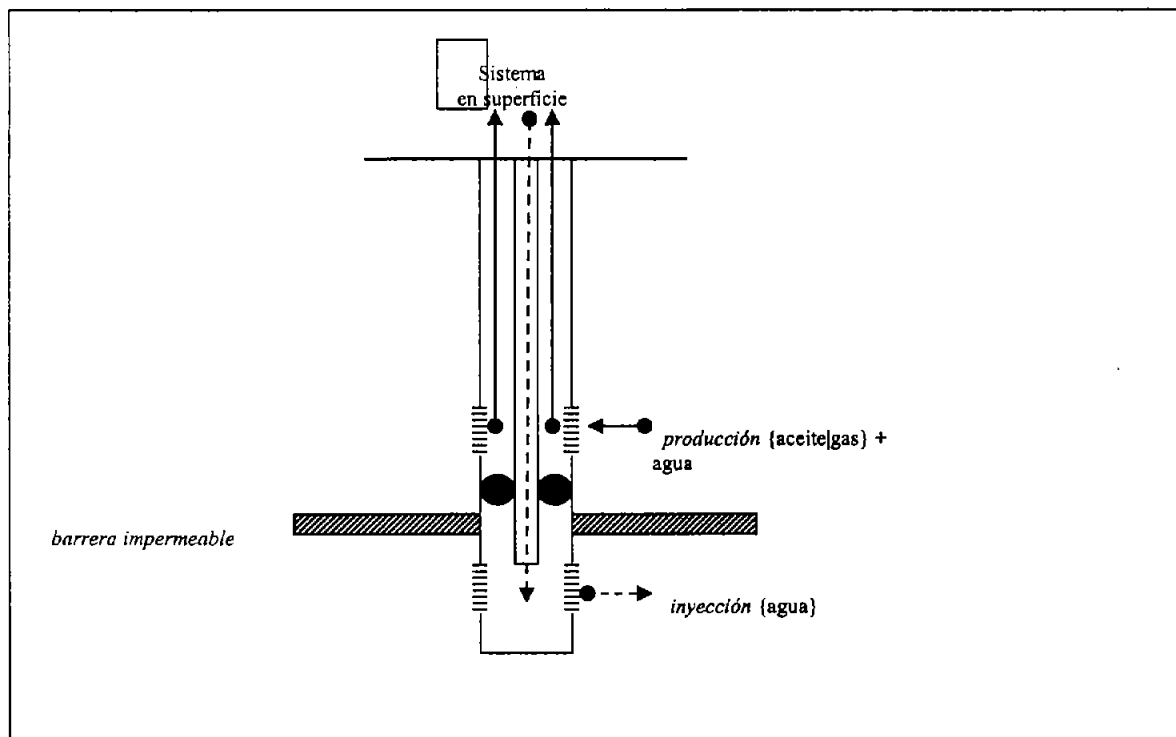


Figura 2.6 Inyección debajo de zona productora.

### Inyección arriba de la zona productora

En este caso la zona de inyección se localiza en la parte superior de la zona productora, según se muestra en la figura 2.7. Esta zona de inyección podría ser un acuífero profundo el cual puede ser identificado a partir de los registros en agujero descubierto tomados durante la perforación del pozo. Asimismo, el agua inyectada deberá ser tratada con objeto de evitar problemas de corrosión e incrustación en el pozo.

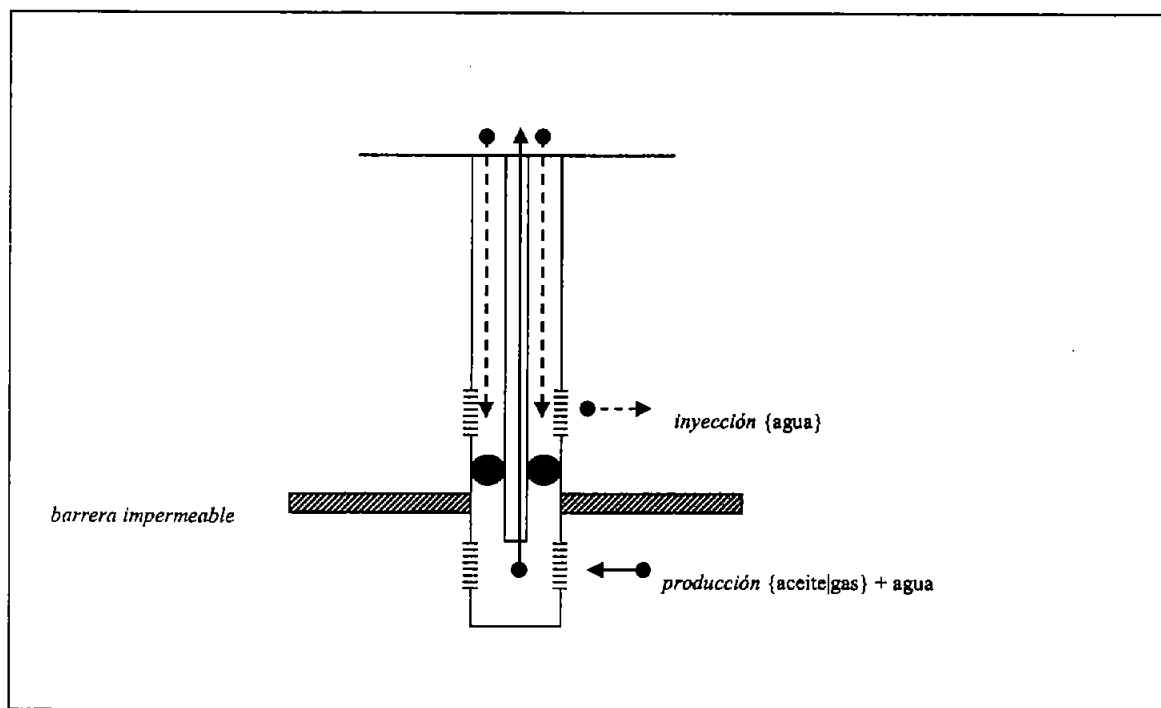


Figura 2.7 Inyección arriba de la zona productora.

### Inyección con sistema artificial de explotación con autoabastecimiento de gas.

Si el sistema no produce de manera natural la utilización del propio gas natural producido por el pozo puede ser utilizado en el sistema artificial de explotación. Esto aplica en yacimientos de gas con altas producciones de agua. Ver figura 2.8. se utiliza el gas para aligerar la columna de agua y así situar el pozo en estatus de productor. El inconveniente del gas natural es que requiere para su uso medidas especiales de seguridad y, a diferencia del nitrógeno, no es un gas inerte.

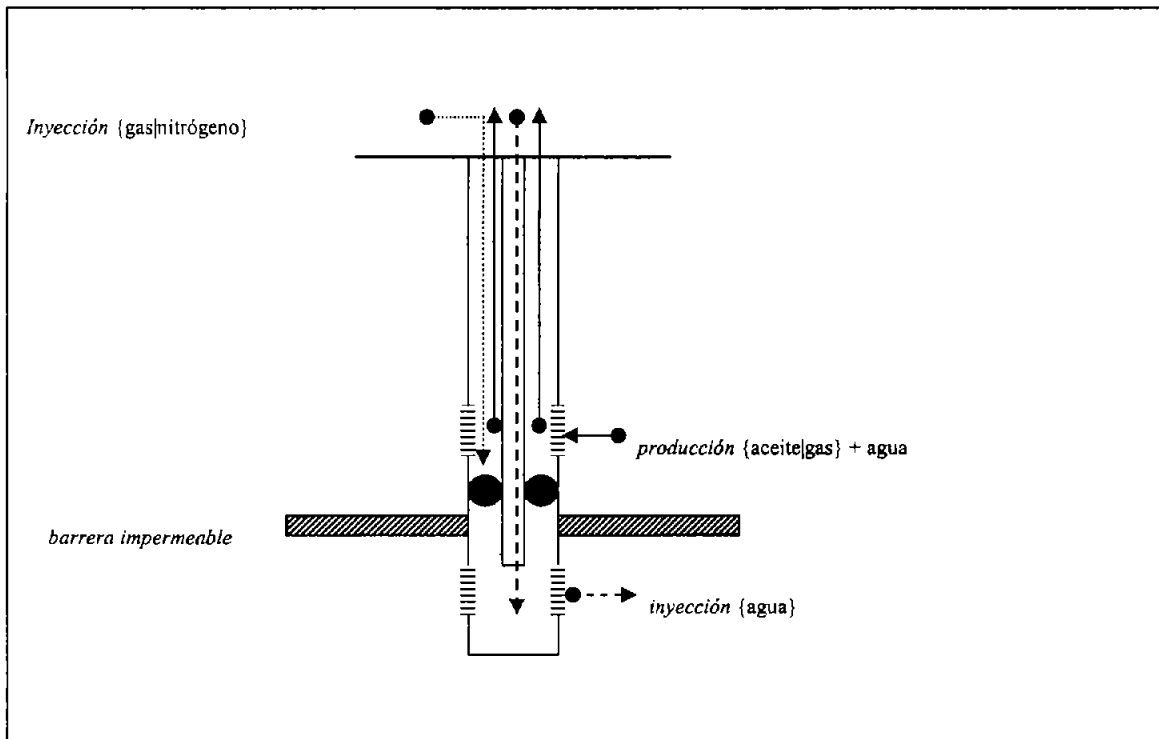


Figura 2.8 Inyección con sistema artificial con gas lift\*.

\*El gas lift, es un sistema de inyección de gas/nitrógeno para aligerar la columna de la mezcla aceite/gas + agua y aumentar la producción.

## CAPITULO 3

### 3. Objetivos, alcances y propuesta de tecnología.

#### 3.1 Tecnología de separación de agua en el fondo de pozo para pozos productores de gas con afluencia de agua.

La propuesta del uso de esta tecnología, ha sido motivo de varios debates en los campos petroleros de nuestro país. En la actualidad se ha desarrollado solamente la separación de agua en superficie, por lo que los problemas se agravan con gran velocidad, debido al aumento de producción de agua en los pozos con esta problemática. Sin embargo, en la actualidad se ha creado un grupo multidisciplinario en el Instituto Mexicano del Petróleo, el cual responde a la necesidad de Petróleos Mexicanos para abatir el problema de agua que se presenta en diversos campos del país.

En el caso de los separadores de agua a fondo de pozo, el más conocido y utilizado a nivel internacional es el que se refiere a separar agua de aceite, ya que durante toda la historia de la vida petrolera, el aceite crudo ha sido el principal hidrocarburo explotado por las empresas y naciones que cuentan con estos recursos, lo cual tiende a cambiar, ya que las reservas petroleras de aceite van en decremento y cada vez es más costoso producirlo, por lo que el uso del gas ha ganado terreno y su producción ha aumentado considerablemente. Por tal motivo, se debe incrementar el uso y desarrollo de tecnologías capaces de optimizar la explotación de este importante hidrocarburo. La propuesta de la simulación de una separación de agua a fondo de pozo, presentada en esta tesis, forma parte de la nueva política de desarrollo tecnológico por parte del Instituto Mexicano del Petróleo, pero por el momento solo se presenta como una propuesta que en un futuro podrá ser parte del acervo de desarrollo tecnológico en el Programa de Control de Agua.

La simulación del sistema de separación de fondo se basa en simular la producción de un pozo con afluencia de agua y aplicar una segunda simulación con un factor de separación, es decir, aplicándole la eficiencia de separación a fondo de pozo. Por el momento no se estudia la parte de inyección de agua al yacimiento por parte de la bomba tipo electrosumergible (ESP), ya que es complicado generalizar este procedimiento por depender del tipo de formación, agua, presión de yacimiento, zonas permeables y potencia requerida en la bomba, constituyendo un trabajo de investigación más arduo y complejo, el cual se desarrolla a nivel inicial dentro del Programa de Control de Agua ya mencionado.

El objetivo de la simulación, es demostrar si el uso de esta tecnología es rentable para la aplicación en pozos mexicanos. Para esto se requiere de ciertos datos de producción y estado del pozo, con lo que se puede estimar si la separación será suficiente para un incremento de producción de gas y un decremento de producción de agua. Por lo que los resultados obtenidos por la simulación numérica, ofrecen un parámetro de eficiencia en el comportamiento de la separación y del estado de producción del pozo de gas con afluencia de agua.



### **3.2 Condiciones necesarias para el uso de la tecnología de separación de agua a fondo de pozo.**

La primera condición para el uso de esta tecnología en los pozos de gas con afluencia de agua, es que la producción de agua sea por lo menos de un 30% de la producción total del pozo, ya que a mayor presencia de agua mayor será la diferencia de pesos específicos, por ende su separación será más efectiva. La separación también depende de la velocidad de flujo y la presión de fondo fluyendo con la que cuente el pozo.

También resulta necesario conocer el estado mecánico del pozo, puesto que la instalación de las herramientas de separación en algunos casos las bombas electrosumergibles, cuentan con dimensiones mínimas requeridas. Dichas dimensiones deben ser analizadas y evaluadas, ya que dependiendo de las necesidades de separación y bombeo será las características que necesitará el estado mecánico del pozo.

En el caso del simulador presentado, es importante señalar que solo se podrán realizar simulaciones en pozos con un estado mecánico sencillo, el cual solo consta de una tubería de producción y una de revestimiento, es decir una tubería no telescópica ni desviada, ya que el alcance de este simulador es solo presentar el incremento de la producción en pozos de gas con afluencia de agua y no una herramienta estándar para evaluar cualquier tipo de pozos.

### **3.3 Propuesta del desarrollo del sistema de separación de agua a fondo de pozo, por separadores ciclónicos.**

Un gran avance en la separación de agua y gas, es el llamado separador ciclónico. Comúnmente este principio es utilizado para la separación a fondo de pozo líquido-líquido, pero su principio es ya una opción para la separación gas-líquido en instalaciones de separación en superficie, o en depósitos de separación estática, como parte de los ciclos de separación de la misma. La empresa CDS Separation Technologies implementó en sus equipos de separación estática, tanto en superficie como en fondo de mar, los ciclones como separadores gas-líquido(agua), figura 3.1. Este tipo de herramientas fue estudiado por el Ing. Miguel Ángel Zárate en las instalaciones del Instituto Mexicano del Petróleo en presencia de representantes de la compañía CDS. La evaluación física, tuvo como conclusión que mediante ligeros cambios a su diseño original, es posible su uso en fondo de pozo, siendo así una nueva aportación en la tecnología de separación a fondo de pozo para pozos de gas con afluencia de agua.

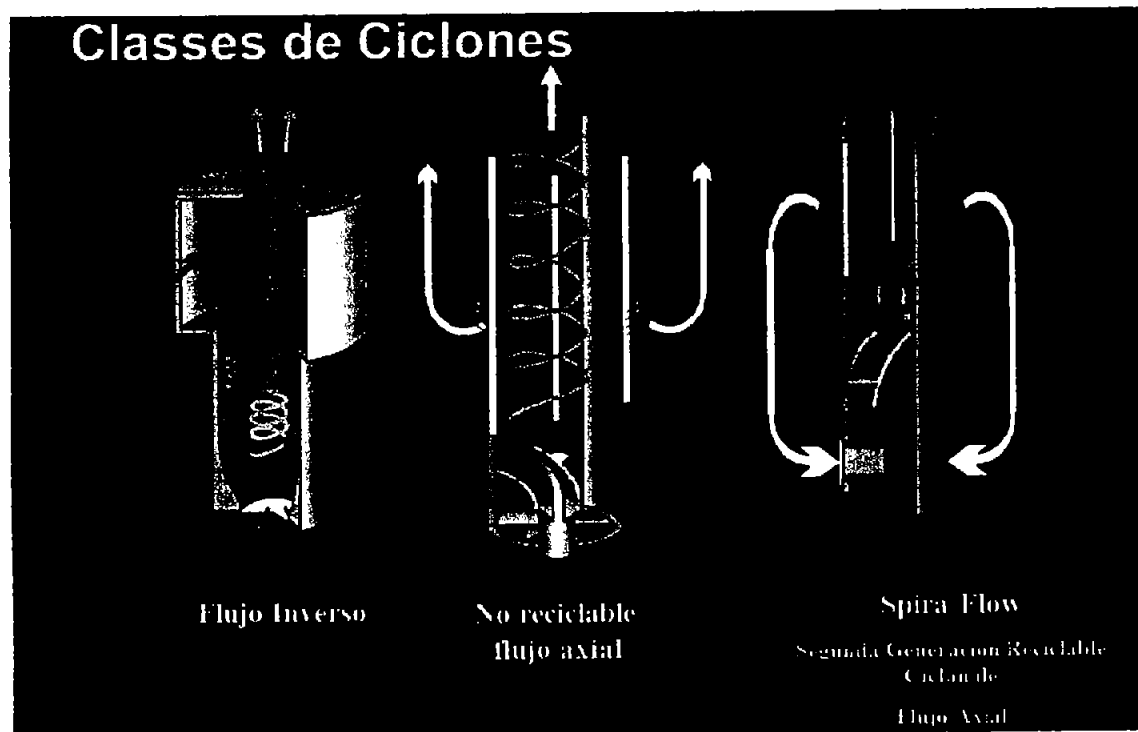


Figura 3.1 Clases de Ciclones

### 3.3.1 Descripción de la Tecnología propuesta

En la figura 3.2 se muestra un esquema para visualizar como es posible instalar el separador ciclónico de gas.

1. El empacamiento doble cerca de la zona de disparos, ayuda a mantener la velocidad de flujo estable y evita la turbulencia a la entrada del separador.
2. La mezcla de gas y agua producida, entra por la parte superior del separador y fluye a través de rotor helicoidal que gira libremente, en donde se genera una separación de fases, es decir, por efecto de las fuerza centrifugas que actúan en el movimiento circular de los álabes, las fases son separadas dentro del cilindro.
3. El gas, al ser la fase más ligera, se conduce por un orificio ubicado en la parte superior de la cámara de separación, donde por diferencia de presiones fluye libremente a la tubería flexible.
4. El agua, por el contrario, al ser más pesada que el gas, fluye en dirección opuesta hacia la parte baja del separador, donde entra a la bomba ESP y es inyectada al interior del yacimiento en una zona de alta permeabilidad.
5. El arreglo presentado muestra una etapa inicial de la propuesta, ya que en caso de ser necesario se puede producir por el espacio anular o tubería flexible, además la

zona de inyección puede estar arriba o debajo de la productora dependiendo de las condiciones del estrato productor y del estrato aislado electo para su inyección.

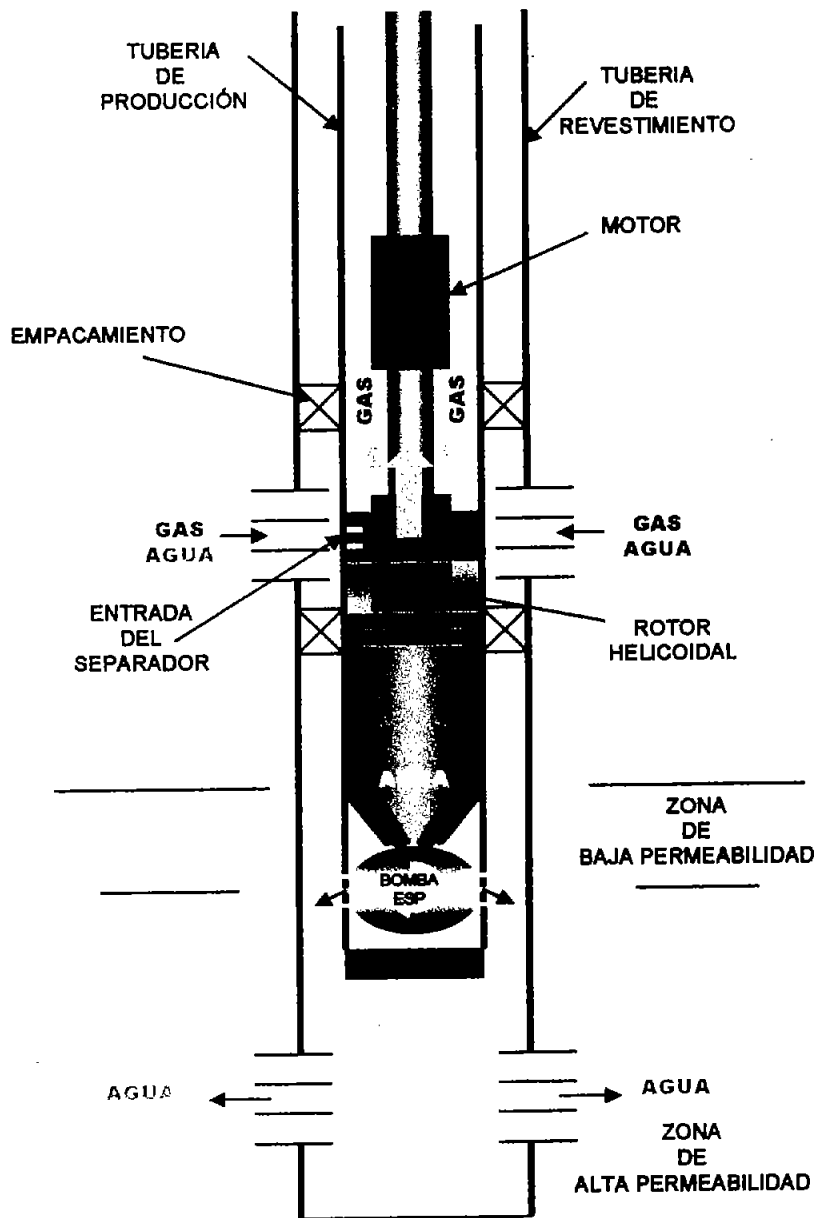


Figura 3.2 Esquema de Separador Ciclónico en fondo de pozo. Pozo de Gas.

La propuesta puede contar con un motor para el trabajo eficiente del separador, el mismo puede hacer funcionar a la bomba ESP (EléctroSumergible). En caso de no ser necesario el motor solo se puede seleccionar para el funcionamiento de la ESP, puesto que

si los cálculos lo permiten, el trabajo de separación del ciclón se logrará con la velocidad de flujo únicamente.

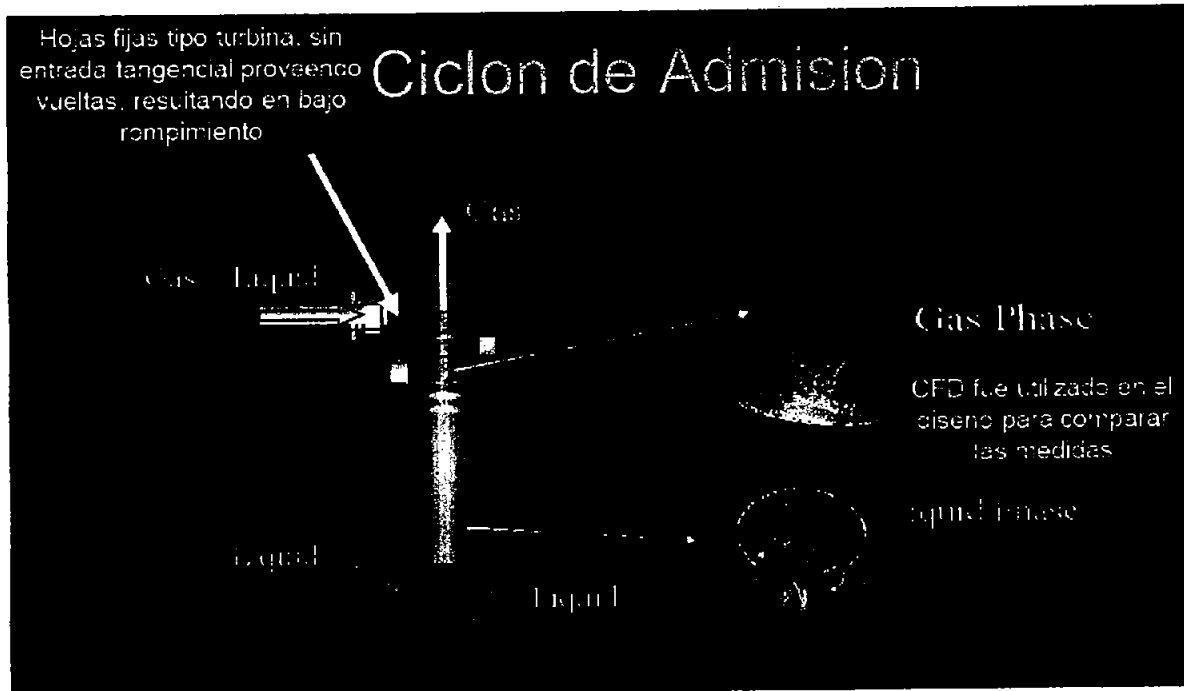


Figura 3.3 Diagrama de separación en un separador tipo ciclón.

En el diagrama 3.3, se muestra la separación en un separador tipo Ciclón comercial, para uso en superficie, pero es totalmente idéntico al funcionamiento que se tendría a fondo de pozo.

- La mezcla gas-líquido ingresa por una entrada tangencial, esto permite que se genere un giro en la mezcla ya dentro de la cámara del separador, dicho giro causa un momento en las espas del rotor de separación, las cuales tienen un ángulo diseñado conforme a las especificaciones del flujo producido, tales como velocidad, densidad de la mezcla y viscosidad.
- Al girar las espas del rotor de separación, el flujo toma una velocidad tangencial y centrífuga, lo cual se traduce en fuerzas centrífugas y centripetas, dando lugar a que el agua, la cual es más pesada que el gas, se impregne en las paredes de la cámara interna del separador.
- El agua que con fuerza se adhiere a las paredes, cae por su propio peso específico hasta el fondo del separador, donde se conecta a la entrada de una bomba eléctrosumergible que la envía a la zona de de inyección seleccionada.
- El gas queda circulando en el centro de la cámara del separador, donde existe un conducto que va desde el centro superior de la cámara de separación, hasta la parte

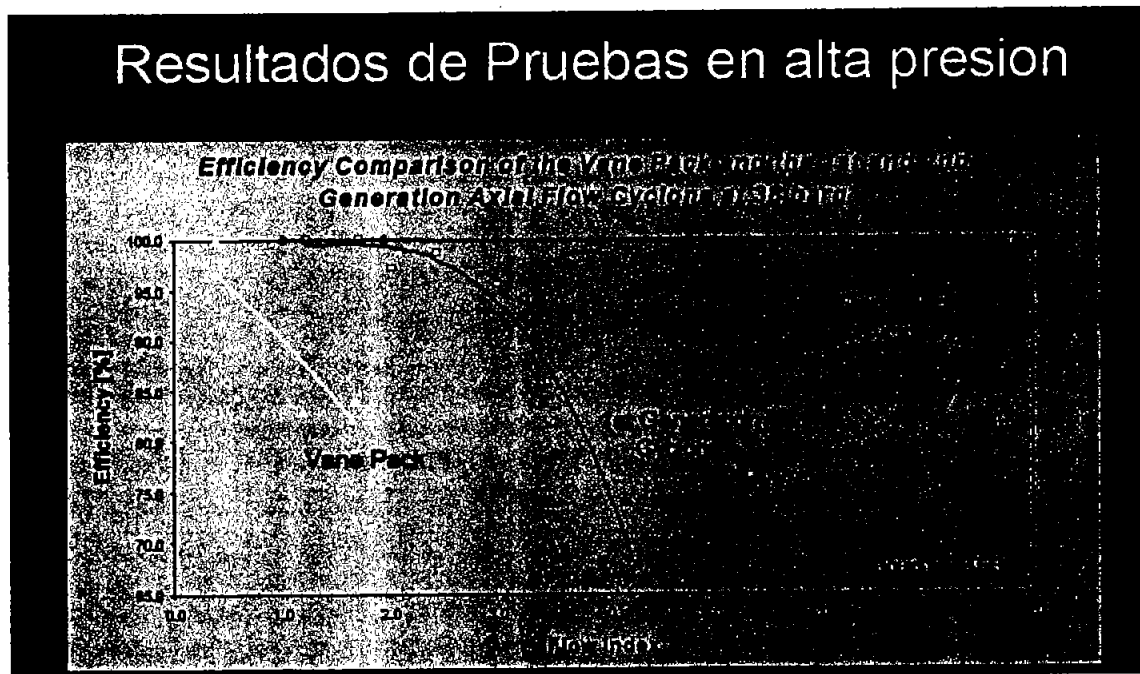
externa superior del separador, este conducto se puede denominar como la salida superior del separador, y la del agua como salida inferior.

- El gas al encontrar menor presión en la parte superior que en la cámara de separación fluye de forma libre hacia arriba y es descargado por la salida superior a la tubería de producción.

### 3.3.2 Eficiencia de Separación

Este tipo de separación es exitosa a nivel comercial en los equipos ya probados y en venta de CDS, pero en sistemas de separación estática en superficie de pozo. La eficiencia de separación puede considerarse en el orden del 90 al 99%, figura 3.4, por lo que en el fondo de pozo, donde la presión es alta y la velocidad de flujo alta, se podría pensar en una eficiencia de separación del orden del 90% mínimo.

Esta eficiencia de separación es implementada en la simulación del Método de Gray, para caídas de presión en pozos de gas con producción de agua Gray (1999).



Gráfica 3.4 Comparación de eficiencia entre diversos separadores ciclónicos.

## **CAPITULO 4.**

### **4. Desarrollo de la simulación del sistema de separación de agua a fondo de pozo.**

#### **4.1. Análisis y modelado de variables.**

En cualquier simulación de producción de un pozo, es necesario conocer las características de los fluidos producidos, así como las condiciones de producción, es decir, las propiedades de los fluidos a determinados datos de operación. En el caso de un pozo productor, las condiciones de operación establecidas deben ser utilizadas para la simulación de producción, puesto que ofrecen los rangos en los cuales se basan los resultados y así poder estimar lo más aproximadamente posible a la realidad los datos de salida ofrecidos por la simulación.

Basándose en los datos de operación, tales como presión en la cabeza, presión en la bajante y presión de separación, así como la temperatura en la cabeza principalmente, es posible ajustar los datos de la simulación. Para hacer más eficiente y aproximado el cálculo de las propiedades, así como de las temperaturas y presiones a diferentes profundidades o condiciones, es necesario contar con presiones de fondo fluyendo, de fondo estático, de yacimiento, así como el estado mecánico del pozo a simular.

En el caso de pozos de gas con afluencia de agua, las propiedades a calcular deben ser consideradas para un flujo multifásico, ya que existen dos fluidos de diferentes características fluyendo por el sistema yacimiento-pozo-instalaciones. El presente estudio solo examinará a estos fluidos en su trayectoria por el interior del pozo, es decir, desde la zona productora hasta el cabezal del pozo, ya que el sistema de separación de fondo se instala en la posición de la zona productora, y los beneficios deben repercutir en la presión y gasto en la cabeza del pozo. Por tal motivo, la simulación debe presentarse en condiciones actuales del pozo, sin separación en el fondo, así como en condiciones de separación. Con lo anterior se verifica que el sistema otorgaría beneficios reales a la producción de gas.

#### **4.1.1 Propiedades del gas natural.**

Para cualquier estudio de gas que se desee plantear, es necesario conocer y entender las propiedades fisicoquímicas del mismo. En el caso de una simulación de producción de un pozo productor de gas con afluencia de agua, es primordial tener en cuenta que nuestro sistema contará con un fluido multifásico, es decir, una mezcla de fases, en este caso se considerará solamente el Gas y el Agua, el gas en fase gaseosa y el agua en fase líquida, ya sea saturada o bajo satura, dependiendo de la presión y temperatura a la que se encuentre.

Las principales propiedades de estos fluidos se presentan a continuación:

- *Densidad Relativa del Gas.*- Es el peso molecular de un gas entre el peso molecular del aire. El metano, con un peso molecular de 16.04 lb, tiene una densidad relativa de  $16.04/28.97 = 0.55$ .
- *Factor de Volumen del Gas.*- Se define como el volumen de una masa de gas medido a presión y temperatura del yacimiento o de escurrimiento, dividido por el volumen de la misma masa de gas medido a condiciones estándar.
- *Factor de Compresibilidad.*- Se denomina también factor de desviación o factor de supercompresibilidad. Es un factor que se introduce a la ley de los gases ideales para tomar en cuenta la desviación que experimenta un gas real con respecto a un gas ideal, es decir  $pV = ZnR(T+460)$ , donde Z es el factor de compresibilidad.

#### 4.1.1.1 Densidad relativa del gas.

En los cálculos de las propiedades de los fluidos se utilizan tres tipos de densidades relativas del gas, por lo que es conveniente distinguirlas. La densidad relativa que generalmente se tiene como dato es la del gas producido ( $\gamma_g$ ). Cuando no se tiene como dato se puede calcular de la siguiente manera:

$$\gamma_g = \frac{\sum_{i=1}^n \gamma_{gi} q_{gi}}{q_g} \quad \text{Ec. (4.1)}$$

Donde:

n = es el número de etapas de separación.

$\gamma_{gi}$  = es la densidad relativa del gas en la salida del separador i.

$q_{gi}$  = es el gasto de l gas a la salida del separador i ( $\text{pie}_g^3 \text{ a c.s./ día}$ ).

La densidad relativa del gas disuelto puede obtenerse con la correlación de Katz.

$$\gamma_{gd} = 0.25 + 0.02^\circ \text{API} + R_s \times 10^{-6} (0.6874 - 3.58^\circ \text{API}) \quad \text{Ec. (4.2)}$$

El gas que primero se libera es principalmente el metano ( $\gamma_g = 0.55$ ). Al declinar la presión se vaporizan hidrocarburos con mayor peso molecular, aumentando tanto  $\gamma_{gf}$  como  $\gamma_{gd}$ . Por tanto:  $\gamma_{gd} \geq \gamma_{gf} \geq 0.55$ .

El valor de la densidad relativa del gas libre puede obtenerse de un balance másico:

$$W_g = W_{gd} + W_{gf} \quad \text{Ec. (4.3)}$$

Donde:

$W_g$  = es el gasto másico total de gas producido en  $\text{lb}_m/\text{día}$ .

$W_{gd}$  = es el gasto másico del gas disuelto en lb<sub>m</sub>/día.

$W_{gf}$  = es el gasto másico del gas libre en lb<sub>m</sub>/día.

$$W_g = 0.0764 R_s q_o \gamma_g \quad \text{Ec. (4.4)}$$

$$W_{gd} = 0.0764 R_s q_o \gamma_{gd} \quad \text{Ec. (4.5)}$$

$$W_{gf} = 0.0764 (R - R_s) q_o \gamma_{gd} \quad \text{Ec. (4.6)}$$

sustituyendo las Ecs. (4.4), (4.5), (4.6) en la Ec. (4.3), se obtiene:

$$0.0764 R q_o \gamma_g = 0.0764 R_s q_o \gamma_{gd} + 0.0764 (R - R_s) q_o \gamma_{gf} \quad \text{Ec. (4.7)}$$

Resolviendo para  $\gamma_{gf}$

$$\gamma_{gf} = \frac{R\gamma_g - R_s\gamma_{gd}}{R - R_s} \quad \text{Ec. (4.8)}$$

El numerador de esta ecuación debe ser positivo, dado que  $R > R_s$ . Por lo tanto el valor de  $\gamma_g$  que se use como dato, debe ser mayor o igual que el de  $\gamma_{gd}$  obtenido con la Ec. (4.2), usando  $R$  en vez de  $R_s$ .

Al elaborar el diagrama de flujo es necesario considerar esta situación, o sea, calcular primero  $\gamma_{gd}$  como se indicó, comparar su valor con el de  $\gamma_g$  y sustituir  $\gamma_{gd}$  por  $\gamma_g$  si  $\gamma_g < \gamma_{gd}$ .

#### 4.1.1.2. Factor de volumen del gas.

De la ecuación de los gases reales se obtiene:

$$B_g = \frac{0.02825Z(T + 460)}{p} \quad \text{Ec. (4.9)}$$

#### 4.1.1.3. Densidad del gas libre.

La densidad del gas libres esta dada por la siguiente expresión:

$$\rho_g = \frac{0.0764\gamma_{gf}}{B_g} \quad \text{Ec. (4.10)}$$

Sustituyendo la Ec. (4.9) en la Ec. (4.40)



$$\rho_g = \frac{2.7044 p \gamma_{gf}}{Z(T + 460)} \quad \text{Ec. (4.11)}$$

#### 4.1.1.4 Factor de compresibilidad del gas.

Existen diferentes correlaciones para calcular las propiedades pseudocríticas del gas. Las curvas correspondientes a los gases han sido establecidas utilizando gases de los separadores y vapores obtenidos en los tanques de almacenamiento. Estos gases contienen altas proporciones de metano y etano. Las curvas correspondientes a los "condensados" pertenecen a gases que contienen cantidades relativamente grandes de los componentes intermedios (C<sub>2</sub>-C<sub>6</sub>).

La ecuación para gases superficiales es:

$$T_{pc} = 167 + 316.67 \gamma_{gf} \quad \text{Ec. (4.12)}$$

$$P_{pc} = 702.5 - 50 \gamma_{gf} \quad \text{Ec. (4.13)}$$

La ecuación para gases húmedos es.

$$T_{pc} = 238 + 210 \gamma_{gf} \quad \text{Ec. (4.14)}$$

$$P_{pc} = 740 + 100 \gamma_{gf} \quad \text{Ec. (4.15)}$$

Las ecuaciones siguientes permiten calcular, por ensaye y error, el valor de Z:

$$T_{pr} = \frac{T + 460}{T_{pc}} \quad \text{Ec. (4.16)}$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad \text{Ec. (4.17)}$$

$$\rho_r = 0.27 p_{pr} / Z T_{pr} \quad \text{Ec. (4.18)}$$

$$Z = 1 + (A_1 + A_2/T_{pr} + A_3/T_{pr}^3) \delta_r + (A_4 + A_5/T_{pr}) \delta_r^2 + A_5 A_6 \delta_r^5 / T_{pr} + (A_7 \delta_r^2 / T_{pr}^3) (1 + A_8 \delta_r^2) * \exp(-A_8 \delta_r^2) \quad \text{Ec. (1.19)}$$

donde:

$$A_1 = 0.31506$$

$$A_5 = -0.6123$$

$$A_2 = -1.0467$$

$$A_6 = -0.10489$$

$$\begin{aligned} A_3 &= -0.5783 & A_7 &= 0.68157 \\ A_4 &= 0.5353 & A_8 &= 0.68446 \end{aligned}$$

El procedimiento consiste en suponer un valor de  $Z$  y obtener  $\delta_r$  para ese valor supuesto. Se calcula  $Z$  con la Ec. (4.19) y se compara con el supuesto. Si no coinciden estos valores, se hace para la siguiente iteración el valor de  $Z$  supuesto, igual al valor de  $Z$  calculado. El procedimiento se repite hasta caer dentro de una tolerancia preestablecida (menor o igual a 0.001).

Para determinar el factor de compresibilidad del gas a presiones mayores que 5000 lb/pg<sup>2</sup> abs y densidades mayores o iguales que 0.7, se recomienda consultar el apéndice A.

#### 4.1.1.5 Correcciones para el factor de compresibilidad del gas por presencia de otros gases.

Las propiedades pseudocríticas de gases que contienen cantidades apreciables de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>O, pueden calcularse por el método de Standing-Katz, modificado por Wichert y Aziz.

La modificación de este método consiste en usar un factor de ajuste ( $\epsilon_3$ ) para calcular la presión temperatura pseudocríticas:

$$T'_{pc} = T_{pc} - \epsilon_3 \quad \text{Ec. (4.20)}$$

$$p'_{pc} = p_{pc} T'_{pc} / T_{pc} + y_{H_2S} (1 - y_{H_2S}) \epsilon_3 \quad \text{Ec. (4.21)}$$

$\epsilon_3$  se determina con base en las fracciones molares CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S de la siguiente manera:

$$\epsilon_3 (\text{°R}) = 120 \left( y_{CO_2}^{0.9} - y_{H_2S}^{1.6} \right) + 15 \left( y_{H_2S}^{0.5} - y_{H_2S}^4 \right) \quad \text{Ec. (4.22)}$$

donde:

$y_{CO_2}^{CO_2}$  = es la suma de las fracciones molares CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S.

$y_{H_2S}$  = es la fracción molar de H<sub>2</sub>S.

Los valores de  $T'_{pc}$  y  $p'_{pc}$  así obtenidos se usan en vez de  $T_{pc}$  y  $p_{pc}$  a partir de la EC. (4.16) para el cálculo del factor de compresibilidad  $Z$ .

#### 4.1.1.6 Viscosidad del Gas

Las viscosidad del gas se obtiene con la correlación de Lee.

$$\mu_g = K \times 10^{-4} \exp \left( X (\delta_g / 62.428)^Y \right) \quad \text{Ec. (4.23)}$$

$$K = \frac{(9.4 + 0.5794\gamma_{gf})(T + 460)^{1.5}}{209 + 550.4\gamma_{gf} + (T + 460)} \quad \text{Ec. (4.24)}$$

$$Y = 2.4 + 0.2X \quad \text{Ec. (4.25)}$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{(T + 460)} + 0.2897\gamma_{gf} \quad \text{Ec. (4.26)}$$

#### 4.1.1.6 Corrección de la viscosidad del gas por presencia de gases contaminantes.

La viscosidad del gas natural corregida, se obtiene con las siguientes expresiones:

$$\mu_g = \mu_{gc} + C_{N_2} + C_{CO_2} + C_{H_2S} \quad \text{Ec. (4.27)}$$

$$C_{N_2} = Y_{N_2} (8.48 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 9.59 \times 10^{-3}) \quad \text{Ec. (4.28)}$$

$$C_{CO_2} = Y_{CO_2} (9.08 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 6.24 \times 10^{-3}) \quad \text{Ec. (4.27)}$$

$$C_{H_2S} = Y_{H_2S} (8.49 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 3.73 \times 10^{-3}) \quad \text{Ec. (4.30)}$$

donde:

$\mu_{gc}$  = es la viscosidad del gas natural calculada con la Ec. (4.23)

$C_{N_2}$  = es la correlación por presencia de  $N_2$ .

$C_{CO_2}$  = es la correlación por presencia de  $CO_2$ .

$C_{H_2S}$  = es la correlación por presencia de  $H_2S$ .

$Y_{N_2}$  = es la fracción molar de  $N_2$ .

$Y_{CO_2}$  = es la fracción molar de  $CO_2$ .

$Y_{H_2S}$  = es la fracción molar de  $H_2S$ .

#### 4.1.2 Propiedades del agua saturada.

##### 4.1.2.1 Factor de volumen del agua saturada.

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

$$B_w = 1.0 + 1.2 \times 10^{-4} (T - 60) + 1.0 \times 10^{-6} \frac{(T - 60)^2}{(T - 60) - 3.33 \times 10^{-6} p} \quad \text{Ec. (4.24)}$$

#### 4.1.2.2 Densidad del agua saturada.

La densidad del agua del agua saturada puede obtenerse con la siguiente expresión:

$$\rho_w = \frac{62.43}{B_w} \quad \text{Ec. (4.25)}$$

#### 4.1.2.3 Viscosidad de agua saturada

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

$$\mu_w = A + B/T \quad \text{Ec. (4.26)}$$

donde:

$$A = -0.04518 + 0.009313 (\%NaCl) - 0.000393 (\%NaCl)^2 \quad \text{Ec. (4.27)}$$

$$B = 70.634 + 0.09576 (\%NaCl)^2 \quad \text{Ec. (4.28)}$$

Si las presiones son elevadas, es necesario corregir el valor de la viscosidad, obtenido con la Ec. (4.17), por efecto de la presión. Este se obtiene con la expresión:

$$C(p,T) = 1 + 3.5 \times 10^{-12} p^2 (T - 40) \quad \text{Ec. (4.29)}$$

Esta correlación puede aplicarse para el rango de valores siguientes:

$$\begin{aligned} 60^\circ\text{F} < T < 400^\circ\text{F} \\ P < 10,000 \text{ lb/pg}^2 \\ \text{Salinidad \% NaCl} < 26\% \end{aligned}$$

#### 4.1.2.4 Tensión superficial agua-gas

La tensión superficial agua – gas se calcula con las siguientes expresiones:

$$\sigma_w = \frac{(280 + T)}{206} (\sigma_{w2} - \sigma_{w1}) + \sigma_{w1} \quad \text{Ec. (4.30)}$$

$$\sigma_{w1} = 52.5 - 0.006 p \quad \text{Ec. (4.31)}$$

$$\sigma_{w2} = 76 \exp(-0.00025 p) \quad \text{Ec. (4.32)}$$

donde:

$\sigma_{w1}$  = es la tensión superficial agua – gas a 280°F.

$\sigma_{w2}$  = es la tensión superficial agua – gas a 74°F.

#### 4.1.2.5 Solubilidad del gas en el agua.

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

$$P' = 1 - \exp(-p/2276) \quad \text{Ec. (4.33)}$$

$$T^* = \frac{5}{9}(T - 32) \quad \text{Ec. (4.34)}$$

$$T' = \frac{T^* - 32}{10} \quad \text{Ec. (4.37)}$$

$$S = P'(A + BT' + CT'^2 + DT'^3) \quad \text{Ec. (4.36)}$$

donde:

$$A = 3.69051 \quad B = 0.08746$$

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

$$R_{sw} = 5.6146 S$$

El valor de  $R_{sw}$  así obtenido, debe corregirse para considerar el efecto de la salinidad del agua. El factor de corrección es:

$$C_{cs} = 1 + (0.0001736 T - 0.07703) \% \text{ NaCl} \quad \text{Ec. (4.37)}$$

#### 4.1.3 Propiedades del agua bajosaturada

##### 4.1.3.1 Compresibilidad del agua bajosaturada

La compresibilidad del agua bajosaturada.

La compresibilidad del agua se puede determinar de la siguiente manera:

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

donde:

$$A = 3.8546 - 0.000134 p \quad \text{Ec. (4.38)}$$

$$B = -0.01052 + 4.77 \times 10^{-7} p \quad \text{Ec. (4.39)}$$

$$C = 3.9267 \times 10^{-5} - 8.8 \times 10^{-10} p \quad \text{Ec. (4.40)}$$

$$f^* = 1 + 8.9 \times 10^{-3} R_{sw} \quad \text{Ec. (4.41)}$$

$f^*$  es un factor de corrección por presencia de gas en solución.

El rango de aplicación de esta correlación es:

$$\rho_w = \delta_{wb} \exp(C_w(p - p_b)) \quad \text{Ec. (4.42)}$$

#### 4.1.3.2 Factor de volumen de agua saturada.

El valor de volumen del agua saturada esta dado por la siguiente expresión:

$$B_w = B_{wb} \exp(-C_w(p - p_b)) \quad \text{Ec. (4.43)}$$

## 4.2 Definición de técnica de análisis utilizado en la simulación numérica.

### 4.2.1 Método de Gray

Gray desarrollo un método para determinar las caídas de presión en pozos verticales de gas que también produzcan fluidos o agua. Un total de 108 registros de pozos fueron usados para desarrollar las correlaciones empíricas. De esos registros, 88 fueron obtenidos en pozos que reportaban producción de líquido libre. Los autores no recomiendan su uso para velocidades mayores a 50 pie/s, diámetros nominales mayores a 3.5 pg, relaciones de líquidos y condensados sobre los 50 bbl/MMpie<sup>3</sup>, y relaciones agua-líquido mayores a 5 bbl/MMpie<sup>3</sup>, Gray (1999).

Gray propone esta ecuación para predecir el gradiente de presión para flujo en dos fases en pozos verticales de gas:

$$\frac{dp}{dz} = \frac{f\rho_n v_m^2}{2d} + \rho_s g - \rho_n^2 v_m^2 \frac{d}{dz} \left( \frac{1}{\rho_n} \right) \quad \text{Ec. (4.44)}$$

#### 4.2.1.1 Cálculo del Hold Up (Relación Volumen de Fluidos) Líquido.

Del análisis dimensional y pruebas de laboratorio, se seleccionan tres grupos de variables dimensionales para la correlación del hold up líquido.

$$N_V = \frac{\delta_n^2 v_m^4}{g \sigma_L (\delta_L - \delta_g)} \quad \text{Ec. (4.45)}$$

$$N_D = \frac{g(\delta_L - \delta_g) d^2}{\sigma_L} \quad \text{Ec. (4.46)}$$

$$R = \frac{v_{SL}}{v_{Sg}} \quad \text{Ec. (4.47)}$$

La correlación desarrollada para predecir el hold up líquido fue dada como

$$H_L = 1 - \frac{1 - e \left\{ -2.314 \left[ N_V \left( 1 + \frac{205.0}{N_D} \right) \right]^B \right\}}{R + 1} \quad \text{Ec. (4.48)}$$

donde:

$$B = 0.0814 \left[ 1 - 0.0554 \ln \left( 1 + \frac{730R}{R+1} \right) \right] \quad \text{Ec. (4.49)}$$

$$\sigma_L = \frac{f_o \sigma_o + 0.617 f_w \sigma_w}{f_o + 0.617 f_w} \quad \text{Ec. (4.50)}$$

$$f_o = \frac{q_o}{q_o + q_w} \quad \text{Ec. (4.51)}$$

#### 4.2.1.2 Factor de fricción.

El método de Gray propone:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.74 - 2 \lg \left( \frac{2\epsilon}{d} \right) \quad \text{Ec. (4.52)}$$

$\epsilon$  = Pseudo Rugosidad de la pared

$\epsilon'$  = Rugosidad variable (método Duns & Rus)

$$\epsilon' = \frac{28.5 \sigma_L}{\rho_n v_m^2} \quad \text{Ec. (4.53)}$$

Para  $R \geq 0.007 \rightarrow \epsilon = \epsilon'$

Para  $R < 0.007 \rightarrow \epsilon = \epsilon_g + \frac{R(\epsilon' - \epsilon_g)}{0.0007}$

$\epsilon_g$  = Rugosidad absoluta, para flujo de gas de una sola fase.

### 4.2.1.3 Mezcla Gas-Líquido

Numerosas ecuaciones se han propuesto para describir las propiedades físicas de las mezclas gas/líquido. En general, esas ecuaciones son referidas para propiedades con o sin resbalamiento dependiendo de cual  $H_L$  o  $\lambda_L$  se use como factor de peso volumétrico. Por lo que, para el caso de la viscosidad en dos fases es

$$\mu_s = \mu_L H_L + \mu_g(1 - H_L) \quad \text{Ec. (4.54)}$$

$$\text{ó } \mu_s = (\mu_L^{H_L}) \times [\mu_g^{(1-H_L)}] \quad \text{Ec. (4.55)}$$

$$\text{y } \mu_n = \mu_L \lambda_L + \mu_g (1 - \lambda_L) \quad \text{Ec. (4.56)}$$

Densidades de una mezcla de flujo multifásico

$$\rho_s = \rho_L H_L + \rho_g(1 - H_L) \quad \text{Ec. (4.57)}$$

$$\rho_n = \rho_L \lambda_L + \rho_g(1 - \lambda_L) \quad \text{Ec. (4.58)}$$

y

$$\rho_k = \rho_L \frac{\lambda_L^2}{H_L} + \rho_g \frac{(1 - \lambda_L)^2}{(1 - H_L)} \quad \text{Ec. (4.59)}$$

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} \quad \text{Ec. (4.60)}$$

donde:

$\rho_k$  = mezcla homogénea donde interviene la energía cinética.

### 4.2.1.4 IPR (Inflow Performance Relationship) Relación de Comportamiento de Flujo para Yacimientos de Gas.

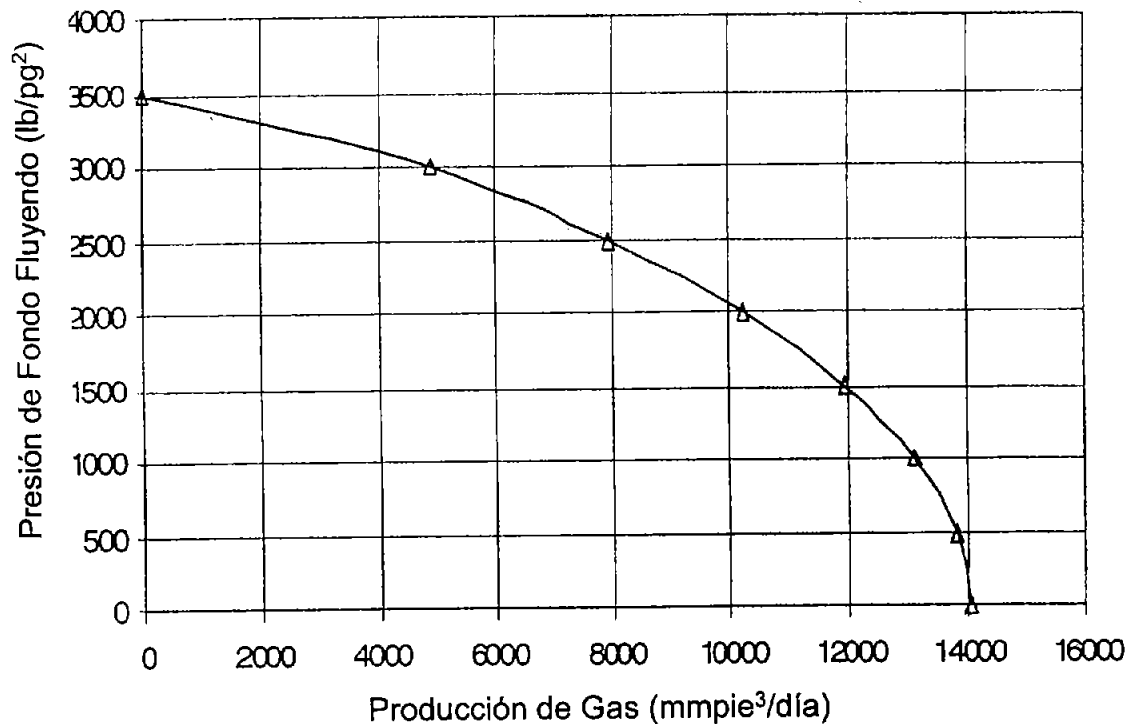
La capacidad de producción de un sistema de producción, depende de la presión estática del pozo productor, las características del yacimiento, de las tuberías, el estrangulador, la presión de separación y las propiedades del gas producido. Por tales motivos, la producción obtenida es un reflejo de las condiciones benéficas u opuestas que se presenten en el sistema.

Por lo anterior, se debe tomar en cuenta que la capacidad de producción de gas en un pozo con afluencia de agua, es significativamente menor a la de uno con solo producción de hidrocarburos. La separación de fondo, presenta una oportunidad de mejora real a la producción de gas, ya que el evitar que el agua fluya por la tubería de producción o en su defecto por el espacio anular, dependiendo del sistema de producción, permite un mayor flujo de gas y una caída de presión menor, por evitar las pérdidas de presión por



fricción que el agua puede presentar, debido a que las pérdidas de fricción por gas son mínimas. Al disminuir las pérdidas de presión en el sistema yacimiento-pozo, la producción de gas aumenta, el desgaste en la tubería de producción disminuye, el costo por manejo de agua en superficie es reducido drásticamente, así como el costo por su tratamiento, y en algunos casos se evita la reinyección de agua producida, además de incrementar la vida útil de los equipos de separación en superficie y sistemas de la red de transporte de los hidrocarburos.

La IPR calculada es de gran importancia para la simulación de la producción de un pozo, ya que los datos arrojados por ésta son los que alimentan a esta curva, y reflejan el estado del yacimiento con respecto a la producción del pozo. En la curva del IPR, gráfica 3.2, se puede observar la producción máxima y mínima en las condiciones de yacimiento, así como sus correspondientes presiones de fondo fluyendo,  $P_{wf}$ , contando con esta curva se determina que tipo de producción se desea, puesto que la vida útil del pozo, así como evitar el crecimiento de una conificación de agua, en caso de haberla, dependen del ritmo de producción del pozo.



Gráfica 3.2 Ejemplo de una curva del IPR.

#### 4.2.1.5 TPR (Tubing Performance Relationship) Comportamiento de la Tubería de Producción.

El cálculo de la TPR requiere correlaciones de flujo en dos fases. Las pérdidas de presión dependen de la cantidad de gas y líquido, y su régimen de flujo. Existen algunos modelos mecánicos para flujo en dos fases, por lo que la mayoría acepta modelos empíricos, resultado de trabajos experimentales de laboratorio.

Las correlaciones empíricas pueden ser agrupadas por las siguientes consideraciones:

- Asumiendo las propiedades de los fluidos combinados.
- Incluyendo la relación gas/líquido de las diferentes velocidades de flujo en la producción.
- Incluyendo correlaciones para identificar el régimen de flujo, las correlaciones para de separación para estimar la relación gas/líquido y factores de fricción como una función del régimen de flujo.

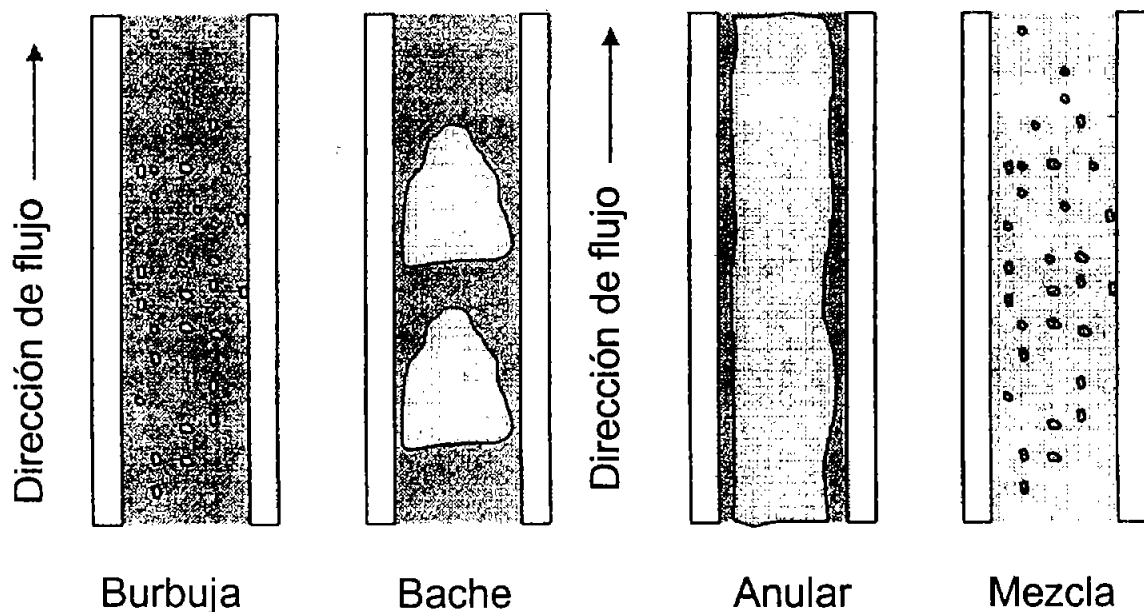


Figura 4.1 Regímenes de Flujo para flujo vertical.

#### 4.2.1.6 Análisis Nodal

El análisis nodal es un método que involucra las condiciones de un sistema completo de producción Yacimiento-Pozo-Instalaciones.

Cualquier pozo de producción es perforado y terminado para transportar aceite o gas desde su posición original en el yacimiento hasta los tanques de almacenamiento o líneas de

descarga. El transporte de esos fluidos requiere de energía para contrarrestar las pérdidas por fricción en el sistema a la inyección de productos en la superficie. Los fluidos deben viajar a través del yacimiento y los sistemas de tuberías hasta llegar dentro del separador de gas líquido. El sistema de producción puede ser relativamente simple o puede incluir muchos componentes en los cuales ocurren pérdidas de energía o presión. Por ejemplo, un diagrama de un sistema de producción complejo, el cual ilustra el número de componentes en donde se presentan pérdidas de presión, es mostrado en la figura 4.2.

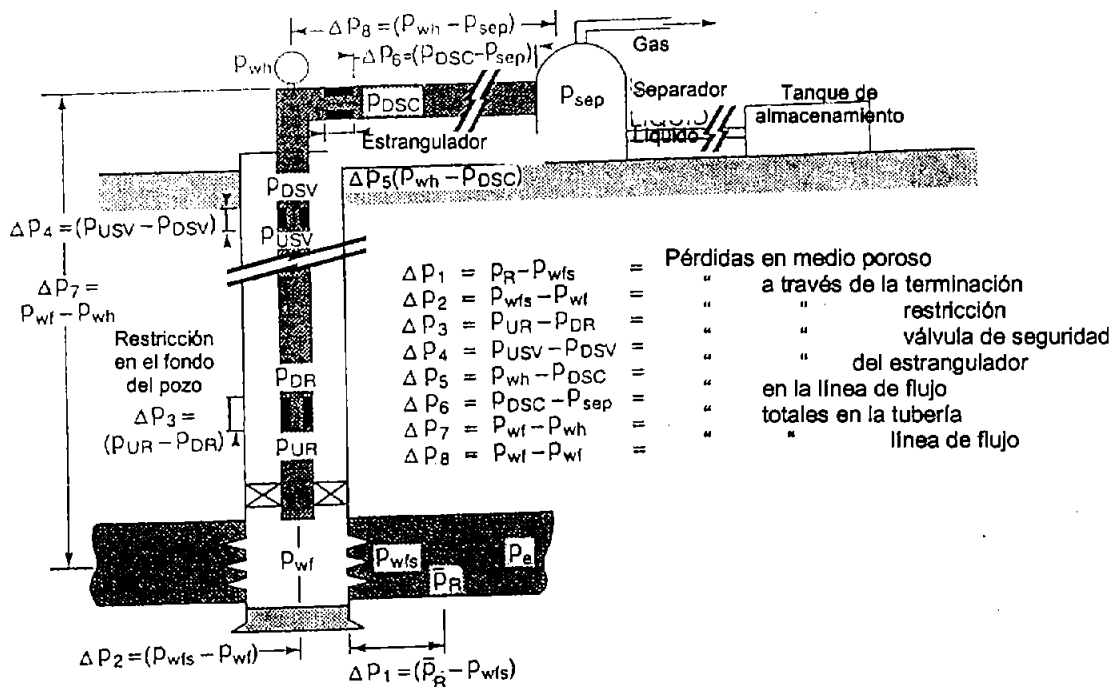


Figura 4.2 Posibles pérdidas de presión en un sistema de producción completo.

Las caídas de presión en el sistema total a algunos tiempos será la presión inicial del fluido menos la presión final del fluido,  $\bar{p}_R - p_{sep}$ . Esta pérdida de presión es la suma de las pérdidas de presión ocurridas en todos los componentes del sistema. Puesto que las caídas de presión ocurren en cualquier componente del sistema, el gasto de producción será controlado por el componente seleccionado. La selección y dimensionamiento de las componentes individuales es muy importante, sobre todo porque la interacción entre los componentes es muy importante ya que un cambio de presión en uno de ellos puede cambiar la caída de presión en el yacimiento y en todos los demás. Esto ocurre porque el fluido fluyendo es compresible, y, por esta razón, las caídas de presión en un componente particular dependen no solamente del flujo que fluya por el componente, si no también de la presión promedio que exista en dicho componente.

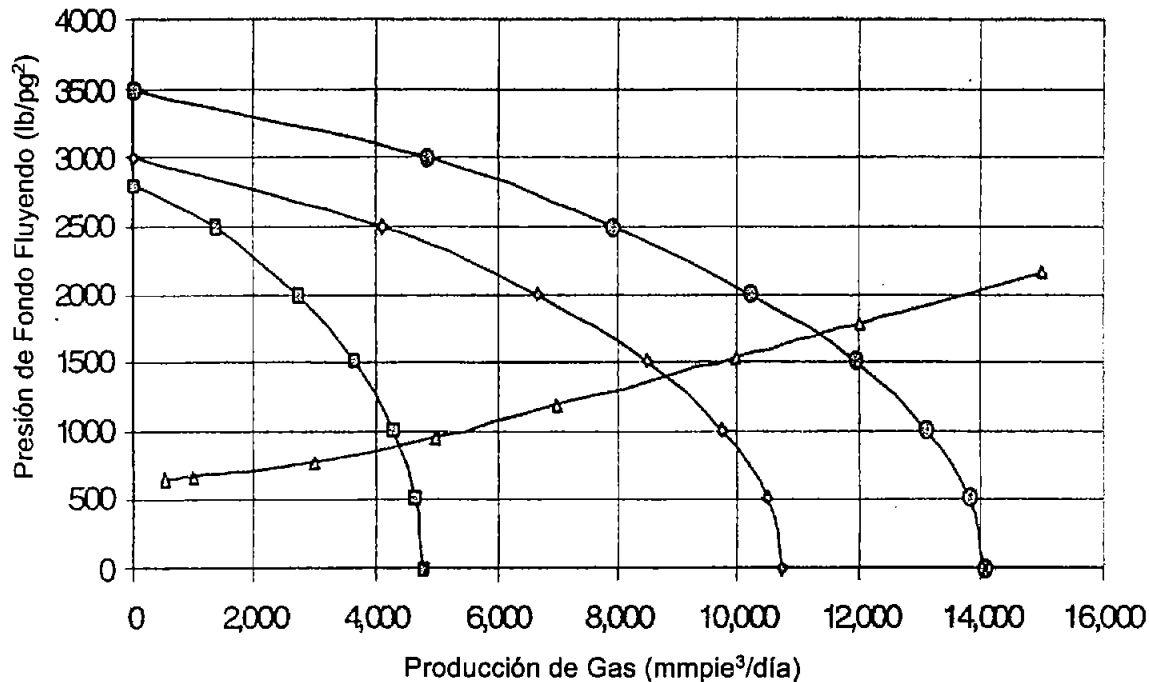
El diseño final de un sistema de producción no puede ser dividido entre el comportamiento del yacimiento y el del sistema, no se pueden tratar independientemente. La cantidad de aceite y gas fluyendo dentro del pozo desde el yacimiento, depende de la

caída de presión en el sistema de tuberías, y la caída de presión en la tubería depende de la cantidad de flujo que fluye a través de ella. Por lo tanto, el sistema entero de producción puede ser analizado como una unidad.

Los rangos de producción o entrega de un pozo pueden usualmente ser severamente restringidos por el comportamiento de un solo componente en el sistema. Si el efecto de cada componente en el comportamiento del sistema total puede ser aislado, el comportamiento del sistema puede ser optimizado en la manera más económica. Experiencias pasadas han demostrado el desperdicio de grandes cantidades de dinero en estimulaciones a la formación, para aumentar la capacidad de producción del pozo, cuando se hubiera obtenido el mismo, o mejor resultado, con tan solo aumentar y restringir, según sea le caso, los diámetros de en las tuberías de producción. Otro ejemplo de error en el diseño de la terminación del pozo es la instalación de tubería demasiado larga. Esto comúnmente ocurre cuando se espera que el pozo dé grandes cantidades de producción de hidrocarburos. Esto puede ocasionar que el pozo se muera por exceso de carga de líquidos, necesitando tempranamente de sistemas artificiales de producción.

El método de análisis nodal puede ser utilizado para determinar el comportamiento de la producción del pozo con afluencia de agua, sobre todo el gasto máximo de producción a diferentes gastos de agua, diámetro de tubería de producción, diámetro de estrangulador, presiones de cabeza, rugosidades de los fluidos, daño en la formación, permeabilidad de la roca, entre otras variables.

Las curvas de IPR y TPR evaluadas mediante el análisis nodal, ayudan a visualizar las condiciones idóneas para producir un gasto máximo y mínimo, el cual puede ser optimizado según los datos arrojados por este método, como se muestra en la gráfica 3.3. Donde el punto de convergencia entre la IPR y la TPR es el gasto máximo de producción óptimo para el pozo, considerando una presión de fondo fluyendo, necesaria para lograr esa producción y la vida óptima del pozo, ya que se obtiene la producción máxima sin caer en flujos inestables, ni exceso en la producción que haga que la presión de yacimiento decline rápidamente, ni que se llegue a invadir por conificación de agua, o demás problemas en superficie y tubería de producción por exceso de flujo inestable o turbulento.



Gráfica 3.3 Curvas de IPR y TPR en un análisis nodal.

### 4.3 Desarrollo del modelo por computadora.

El simulador de separación esta programado en lenguaje pascal, mediante Delphi de Borland.

*Cálculo de Propiedades.*- El modelo consiste en la programación de las propiedades de los fluidos, en este caso del gas y el agua. Cada cálculo de las propiedades es ingresado a la correlación de Gray, donde se realiza un ciclo para determinar las caídas de presión y temperatura presentes en cada intervalo de estudio.

*Datos de Operación.*- Los datos de operación son evaluados por el simulador, tales como la presión de yacimiento, de flujo y en la cabeza, así como el diámetro del pozo, zona de disparos y longitud de la tubería de producción. Dichos datos permiten realizar los cálculos de las caídas de presión y temperatura que a su vez son necesarios para determinar el beneficio de la separación de fondo.

*Datos de Producción.*- Los datos de producción proporcionan los gastos de gas y agua producidos, con lo que se evalúa la separación, ya que se puede predecir la cantidad de agua producida con y sin separador de agua en el fondo del pozo. Los resultados obtenidos en la simulación, son analizados directamente en el cambio de producción de agua y el aumento en la producción de gas, esto debido al aligeramiento de la columna de agua que se presenta en la tubería de producción.

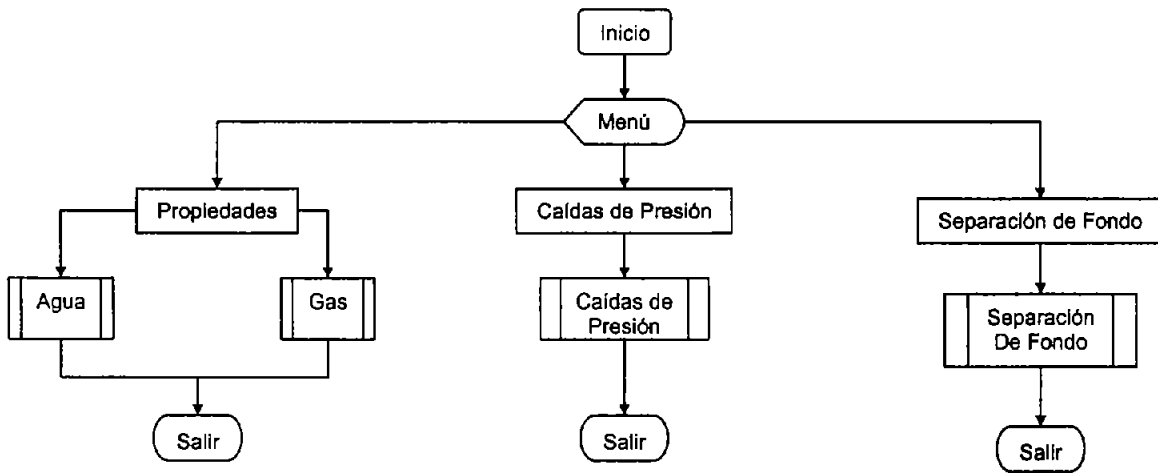
El modelo está basado en un menú general, donde se elige el tipo de cálculo, al poderse escoger entre Propiedades de los Fluidos, Caídas de Presión y Separación de Agua a Fondo de Pozo. En el caso de la separación de fondo, se toma como modelo la eficiencia de separación del separador tipo ciclón de la compañía CDS Technologies Solutions, el cual presenta eficiencias del 90 al 99%. Esta separación refleja sus resultados en la caída de presión y el análisis nodal, ya que la generación de la curva TPR (Tubing Production Rate) Relación en la Tubería de Producción y las caídas de presión, son dependientes de la cantidad de agua que entra al pozo, por lo que el beneficio de una separación de este tipo puede ser analizada en los resultados de las caídas de presión y el análisis nodal del pozo.

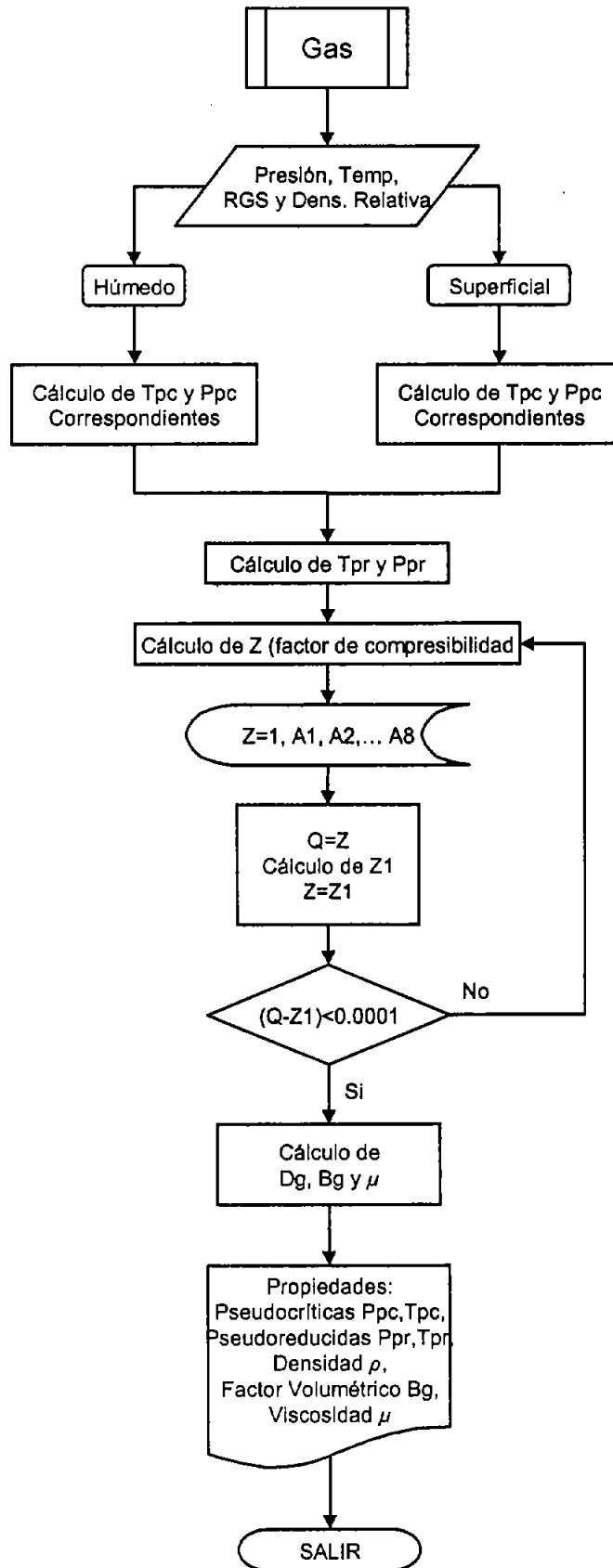
*Caídas de Presión y Temperatura.*- El modelo respeta la metodología establecida por el método Gray para caídas de presión en pozos de gas con producción de agua. Cada propiedad calculada por los métodos correspondientes es introducida en la sección del método correspondiente, como se muestra en el subcapítulo 4.2. La programación del método de Gray se realiza por medio del método de diferencias finitas y se determinan intervalos de profundidad para cada ciclo, los cuales el programa toma al dividir de forma automática 100 veces hasta la longitud promedio de la zona de disparos, manteniendo siempre el mismo diámetro de tubería de producción.

*Separación en el Fondo.*- La separación en el fondo del pozo constituye un gran beneficio para efectos de simulación del modelo, ya que solo basta aplicar la eficiencia de separación al gasto de producción de agua en el fondo fluyendo del pozo. Por lo que su integración al modelo de caídas de presión es antes de que éste empiece a ejecutarse. La eficiencia de separación se tomó del 90%, el mínimo ofrecido por los separadores ciclónicos en condiciones favorables. La velocidad del agua, así como su gasto, son afectados por dicha eficiencia, por lo que los primeros cálculos para su aplicación son efectuados considerando esta condición de separación, así se garantiza que los siguientes cálculos de propiedades y caídas de presión y temperatura ya involucren directamente el efecto de separación primaria ocurrida en el fondo del pozo.

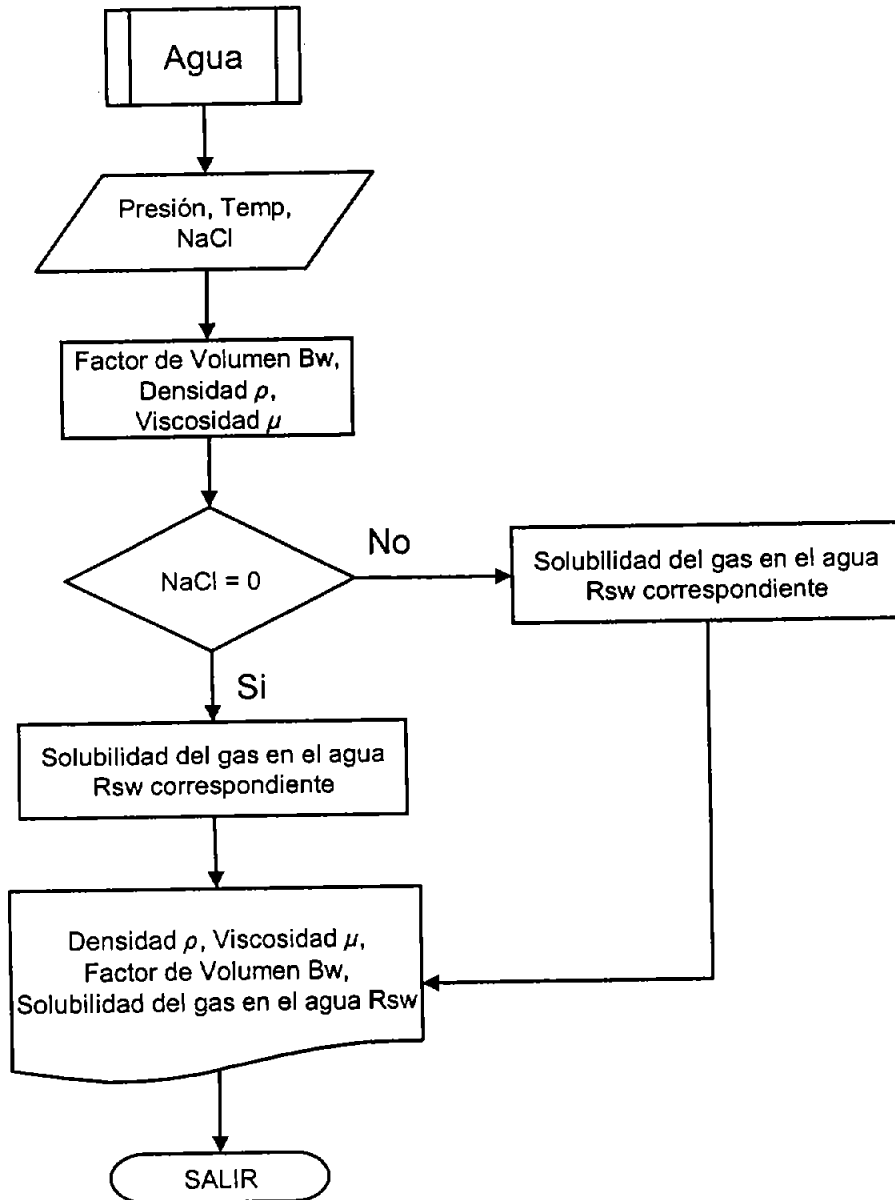
*Restricciones del Modelo.*- En el caso del estado mecánico del pozo, no es posible introducir desviaciones en la profundidad, ni un cambio de diámetro en la tubería de producción, esto debido a que no cuenta con el número de ciclos necesarios para realizar el cálculo de caídas de presiones a diferentes diámetros en una misma tubería de producción. La razón se debe a que es un programa de evaluación de un sistema de separación, no un simulador de producción de pozos de gas. Cabe mencionar que el pozo real seleccionado de PEP-PEMEX, cuanta con estas características, no cambia de diámetro ni es desviado.

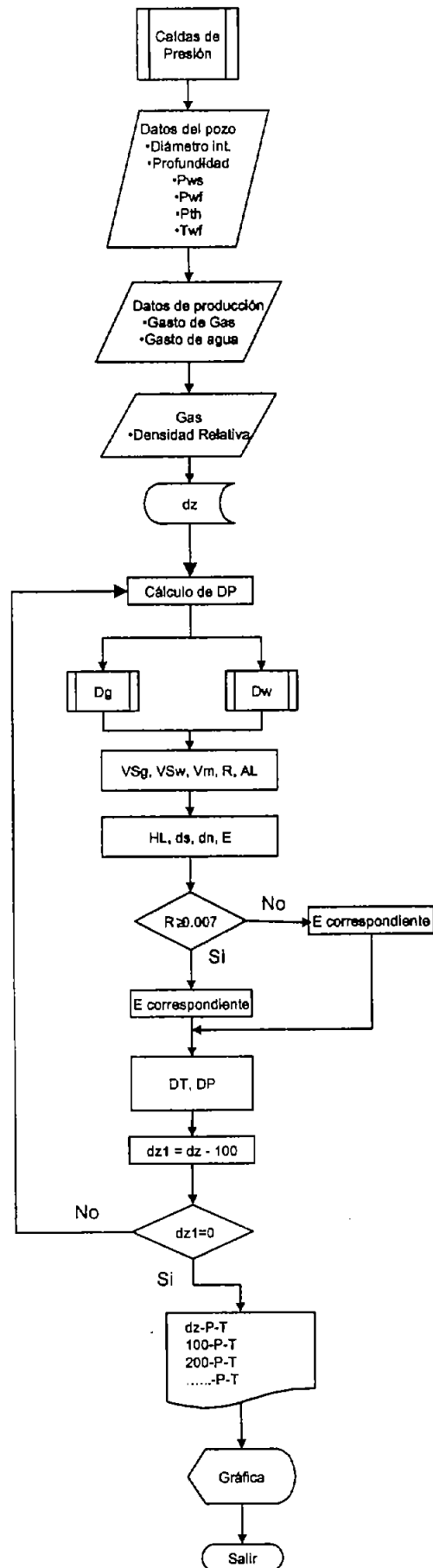
### 4.3.1 Diagrama de flujo.

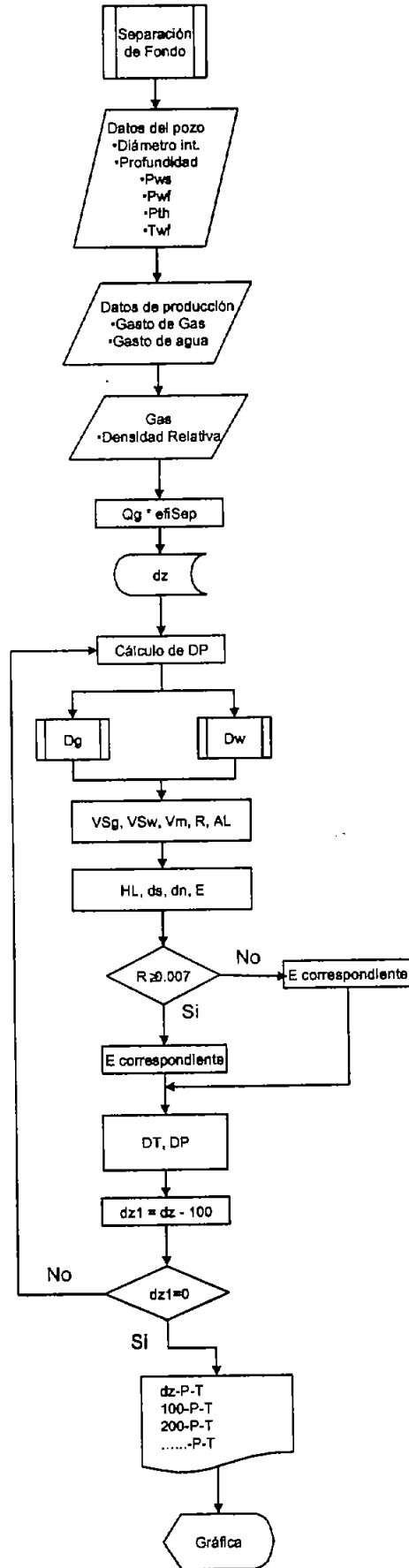












## CAPITULO 5

### 5. Simulación del sistema de separación de agua a fondo de pozo en un pozo productor de gas de PEP-PEMEX.

#### 5.1. Selección de características de pozo.

La producción de gas está definida por dos tipos de hidrocarburos, el gas y los condensados, los cuales son desprendidos en el proceso de transporte por las caídas de presión y temperatura. Usualmente se clasifican como dos tipos de yacimientos de gas, los de gas seco (gas natural) y los de gas y condensados.

En el caso de pozos de gas con afluencia de agua, comúnmente llamados "aguadores", estos pueden producir de yacimientos de gas seco o de gas y condensados. El estudio y propuesta de separadores de fondo para pozos de gas está basado principalmente en pozos de gas seco con afluencia de agua, por lo que se deben de elegir este tipo de pozos para su posterior estudio.

El pozo productor seleccionado para su estudio pertenece a PEP-PEMEX. La confidencialidad de la información aquí descrita prohíbe, por parte de PEMEX, su uso comercial, por lo que solo se darán los datos de operación y demás necesarios para su simulación, pero no se especificará nombre ni ubicación. Por lo que en lo subsiguiente se le nombrará Pozo G01.

#### 5.2. Datos de operación y estado mecánico del Pozo G01.

##### POZO G01

Profundidad de la zona de disparos: 2690-2715 m.

Diámetro nominal de la Tubería de Producción: 3 pg.

Diámetro interno de la Tubería de Producción: 2.992 pg.

Diámetro Corrido: 3 pg.

Diámetro del Pozo (Wellbore): 8.681 pg.

Presión en la Cabeza  $P_{th}$ : 1760 psi.

Presión de Fondo Fluyendo  $P_{wf}$ : 3735.81 psi.

Presión de Fondo Estática (yacimiento)  $P_{ws}$ : 4092.261 psi.

Temperatura en la Cabeza  $T_{th}$ : 115 °F.

Temperatura de Fondo Fluyendo  $T_{wf}$ : 172.165 °F.

Temperatura de Fondo Estático (yacimiento)  $T_{ws}$ : 173.74 °F.

Gasto de Gas: 1.7 mmpcd.

Gasto de Agua: 800 bpd.

NaCl: 0.27% (2700ppm)

Densidad Relativa del Gas: 0.5627

# POZO G01

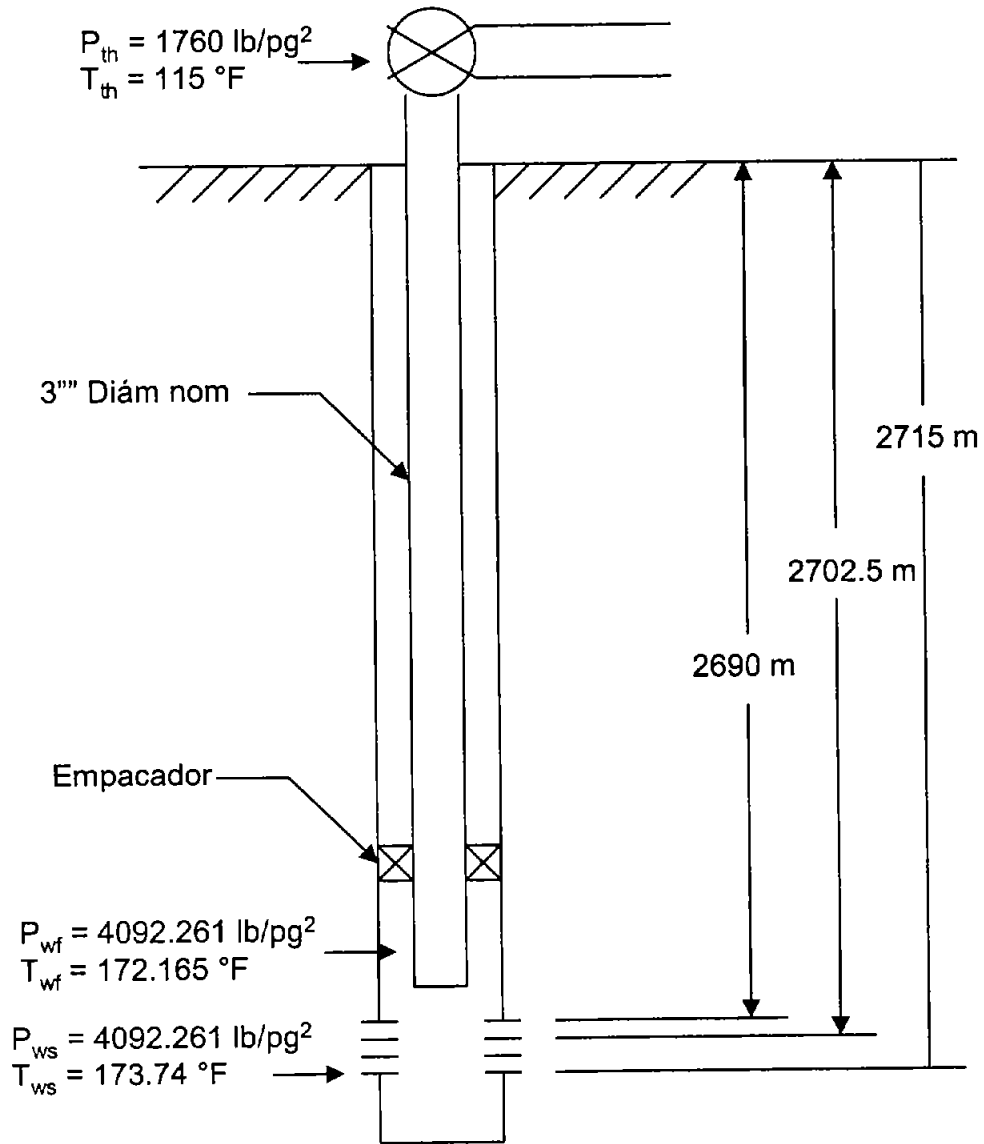


Figura 5.1 Estado mecánico del pozo G01 con condiciones de flujo.

### **5.3. Simulación del comportamiento del pozo y la separación de agua en fondo.**

1.- Los datos de operación se introducen en la sección de “Sistema de Separación”, donde se ejecutará la función de Caídas de Presión en la tubería con las condiciones indicadas.

2.- Las caídas de presión dependerán de los datos de flujo, producción y estado mecánico del pozo.

3.- Teniendo las caídas de presión el programa realizará la curva de TPR y con los datos de yacimiento y producción graficará la curva de IPR.

3.- Se ejecuta el análisis nodal con las curvas y datos de la TPR y la IPR.

4.- Los resultados se muestran tanto en gráfica como en tabla de resultados para su evaluación posterior.

## CAPITULO 6.

### 6. Análisis de resultados de la simulación.

#### 6.2. Evaluación de resultados.

Los resultados arrojados por la simulación, APÉNDICE A, de caídas de presión y análisis nodal, muestran el comportamiento del pozo G01 con dos producciones de agua, una primera de 800 bbl/día correspondiente a la actual, y una segunda producción de 80 bbl/día, la cual corresponde al 90% menos que la primera, ya que ésta corresponde a la producción de agua que resulta de la separación de fondo aplicada a la producción total del pozo. La producción de gas para ambas producciones de agua, corresponde a la actual de 1.7 mmpie<sup>3</sup>/día.

Se eligió evaluar las curvas de caídas de presión y temperatura y las del comportamiento de IPR y TPR correspondientes al análisis nodal. Se consideró como nodo de solución el fondo de pozo para el caso del análisis nodal.

*Caídas de presión.*- En la gráfica A.1, se observa la caída de presión en el pozo con un flujo de agua de 800bbl/día. Se consideró una presión en la cabeza real de 2100 lb/pg<sup>2</sup> con una presión de yacimiento real de 4092.261 lb/pg<sup>2</sup>, además de una presión de fondo real de 3580 lb/pg<sup>2</sup>. Los resultados de la simulación arrojaron una presión de fondo calculada de 3727 lb/pg<sup>2</sup>, así como una presión de cabeza de 2127 lb/pg<sup>2</sup>. El pozo produce 1.7 mmpie<sup>3</sup>/día de gas.

Comparando los resultados con los obtenidos en las tablas A.1 y A.2 correspondientes a la simulación de la caída de presión en pozo G01 con un flujo de gas de 1.7 mmpie<sup>3</sup>/día. Se obtuvieron los siguientes resultados significativos:

Producción de Agua	Presión de Cabeza
800 bbl/día	1956 lb/pg <sup>2</sup>
80 bbl/día	2399 lb/pg <sup>2</sup>

Tabla 6.1 Presión de Cabeza, simulada.

Se observa un incremento en la presión de cabeza. Este incremento es debido a que la columna de agua ya no es tan grande por lo que se permite un flujo mayor de gas y su velocidad se incrementa, al mismo tiempo se reducen las pérdidas de presión por fricción en las paredes de la tubería de producción, que son bastante significativas para un flujo de líquido, condición que es muy reducida en el caso de un flujo de gas

En el caso de las presiones de fondo fluyendo calculadas se obtuvo lo siguiente:

Producción de Agua	Presión de Fondo F.
800 bbl/día	3000 lb/pg <sup>2</sup>
80 bbl/día	2700 lb/pg <sup>2</sup>

Tabla 6.2 Presión de Fondo Fluyendo, simulada.

En el caso del cálculo de presiones de fondo fluyendo, se destaca un incremento en el caso de la producción de agua de 80 bbl/día, debido a que la separación de fondo está precisamente involucrada en esa profundidad. En el caso de una separación de fondo por separadores ciclónicos, estos pueden ayudar al aumento de velocidad en el gas, ya que en algunas ocasiones y con el diseño adecuado, se convierten en un sistema artificial de producción, pero de menor escala a los sistemas diseñados para ese propósito. Otro motivo por el cual se incrementa la presión de fondo, es porque al eliminar una buena parte de la columna de agua, el gas fluye sin restricciones y la entrada de gas al pozo se incrementa, este efecto es muy significativo ya que aunque la simulación de caídas de presión se realizó con un gasto de gas de 1.7 mmpie<sup>3</sup>/día, este puede incrementarse por el mayor de flujo de gas en el fondo del pozo, efecto que puede visualizarse al evaluar los resultados del análisis nodal posteriormente.

Por último se evalúan las presiones de yacimiento, las cuales deben ser las mismas, ya que este dato es el único constante con o sin presencia de agua en el fondo del pozo, como se observa en la tabla 6.3.

Producción de Agua	Presión de Yacimiento
800 bbl/día	4092.28 lb/pg <sup>2</sup>
80 bbl/día	4092.28 lb/pg <sup>2</sup>

Tabla 6.3 Presiones de Yacimiento



*Análisis Nodal.* - Los resultados obtenidos en el análisis nodal, nos ofrecen un panorama de producción óptima con distintos escenarios de producción de agua.

En la gráfica A.5 se observa que el gasto óptimo con una producción de agua de 800bbl/día y una presión de fondo fluyendo de 3200 lb/pg<sup>2</sup> se obtiene aproximadamente un flujo de gas de 1.4 mmpie<sup>3</sup>/día, datos muy similares a los de operación actuales. La curva de IPR es la correspondiente a una WGR water gas relationship (relación agua gas) de 470.5 bbl/mmpie<sup>3</sup>. Por lo que se puede deducir que se está produciendo de forma efectiva en este momento, con el correspondiente gasto de agua.

En la gráfica A.6 se observa que con un IPR con una WGR(Water Gas Relationship) igual a 47 bbl/mmpie<sup>3</sup> y una curva de TPR con gasto de agua de 80 bbl/día, el gasto óptimo de gas sería de 2.2 mmpie<sup>3</sup>/día, lo que significa un incremento en la producción de gas de 2.2 mmpie<sup>3</sup>/día, con una presión de fondo fluyendo de 2800 lb/pg<sup>2</sup>. Por lo anterior se puede estimar que una disminución en la producción de agua, a las mismas condiciones mecánicas y de operación del pozo G01, se obtiene un beneficio significativo en la producción de gas, ya que decremento en la presión de fondo causada por la columna de agua, permite un flujo mayor de gas a la superficie, además se evitan las grandes pérdidas por fricción en las paredes de la tubería ocasionadas por el líquido fluyendo. Como resultado se obtiene un aumento en la producción de gas y una disminución de problemas y costos ocasionados por una producción de agua a gran escala.

## CAPITULO 7

### 7. Conclusiones

El actual incremento de afluencia de agua en pozos productores de gas en México, representa un reto en la optimización de la producción de hidrocarburos en nuestro país. Durante décadas se produjo en forma descontrolada, por desconocimiento de nuevas y mejores técnicas de producción. En los últimos años Petróleos Mexicanos ha invertido enormes cantidades de recursos para realizar una explotación más controlada y eficiente. Los resultados han sido halagadores, pero aún falta mucho por hacer, ya que en muchos activos de PEP se ha presentado la producción de agua como parte de la producción de hidrocarburos, pero esta costumbre ha ocasionado innumerables inversiones en el manejo del agua producida, así como en el mantenimiento de las instalaciones y equipos de superficie, además de que el agua es principal causante de los depósitos orgánicos en las tuberías y equipo de producción.

Por lo anterior mencionado Petróleos Mexicanos ha implementado un programa de control de agua, liderado por el Instituto Mexicano del Petróleo, con el objetivo de incrementar el conocimiento tecnológico, así como crear recurso humano para prevenir, pronosticar y resolver problemas por invasión de agua en los pozos de producción. Es importante resaltar que en México este tipo de tecnologías no son de uso común, por lo que, los ingenieros mexicanos han desarrollado habilidad y conocimiento en forma independiente y aislada, ya que por ahora no se cuenta con un equipo de especialistas dedicado de tiempo completo al estudio de esta problemática. El resultado obtenido en este trabajo de tesis, es solo una pequeña parte del inicio del programa de estudio sobre control de agua, que se realiza en el Instituto Mexicano del Petróleo, a meses del arranque definitivo del Programa Estratégico de Control de Agua.

Según la técnica empleada en la separación de fondo, la ventaja principal de este tipo de herramienta es el no permitir o disminuir el flujo de agua en la tubería de producción, esto beneficia de gran manera los problemas ocasionados en la tubería de producción, inicialmente, y después en las instalaciones de transporte, equipo de separación y bombeo. El efecto positivo de evitar el flujo de agua en superficie, se refleja en varios aspectos:

- *Económico.*- Se ahorra presupuesto en sistemas complejos de separación, control y remoción de depósitos orgánicos, así se incrementa las ganancias netas con una mayor producción de gas, teniendo las mismas presiones de producción.
- *Ambiental.*- Es sabido que el control ambiental es un aspecto cada día más importante en la industria petrolera, el uso de este tipo de tecnología de separación, garantiza que el agua que se inyecta o reinyecta a la formación no necesita ningún tipo de tratamiento, al mantener sus propiedades similares en todo momento de la separación, por lo que se evita el manejo de agua en la superficie y su inyección en zonas de alto riesgo ambiental.
- *Equipo.*- Al reducir considerablemente la producción de agua en superficie, los equipos de separación tienden a ser menos complejos, así como con menor

dimensión. Esto se refleja en un mayor espacio libre, sobre todo en plataformas marinas, las cuales siempre cuentan con espacios reducidos y problemas de manejo de equipo, además de menor tiempo en el mantenimiento de los equipos de separación y transporte.

Como se observa en los resultados obtenidos en las simulaciones, el incremento de producción de gas es notorio, sobre todo en los resultados obtenidos en el análisis nodal, dicho efecto es debido al aumento de presión de fondo de pozo que se presenta al aligerar la columna de líquido en la tubería de producción. La presión en la cabeza se incrementa, a pesar de que el diámetro del estrangulador se mantiene de 3/8 pg, al igual que el diámetro de la tubería de producción de 3 pg. Esto significa que no es necesario modificar las condiciones mecánicas del pozo para obtener beneficios en la producción de gas. Como se observa en las tablas 6.1, 6.2, las presiones en la cabeza se incrementan, esto beneficia al flujo de gas, sobre todo su velocidad aumenta y los riegos de su condensación temprana disminuyen. En el caso de las presiones de fondo, estas disminuyen ya que la columna de agua se reduce y al existir menor resistencia al flujo de gas en el fondo del pozo, este fluye de manera más libre a su ingreso al pozo.

El incremento en la producción de gas, simulado con la separación de fondo, tiende a ser del orden de 1.5 veces mayor al actual con condiciones sin separación de agua en el fondo del pozo. Idealmente la reducción en la producción de agua disminuiría un 90% de su valor actual, lo cual dependerá de las condiciones del separador ciclónico, el arreglo en la tubería de producción, las condiciones estables o inestables en la producción de agua, velocidades de flujo y la eficiencia en la reinyección del agua.

La herramienta de separación propuesta, consiste en un separador ciclónico, utilizado principalmente en equipo de separación estática en superficie, el cual funge como un sistema de separación primaria dentro de un separador estático de tipo vertical u horizontal. El separador ciclónico se instala al final de la tubería de producción, al nivel de la zona de disparos, esto asegura que la separación se llevará a cabo antes de que el líquido ingrese en la tubería de producción. Se instala una bomba del tipo eléctrico sumergible, la cual inyectará al fluido a la zona deseada dentro del yacimiento, la cual debe de contar con una alta permeabilidad para facilitar el ingreso del agua y oponer poca resistencia al flujo. Este tipo de tecnología no ha sido utilizada en pozos mexicanos, inclusive por el tipo de separador propuesto, no existen reportes a nivel mundial del uso de dicha herramienta para el propósito aquí citado.

Es importante señalar que para obtener los mayores beneficios en la producción, se debe contar con un estudio completo, tanto de yacimiento, fluidos como de ritmo de producción, ya que todos estos factores involucran directamente a la inducción en la presencia de agua, por lo cual si alguna variable de estas es modificada sin antes realizar un estudio de afluencia de agua, los beneficios por la separación a fondo de pozo no podrán ser los esperados, según las simulaciones y estudios realizados.

La validación del simulador y el sistema de separación por ciclones, se puede realizar en futuras pruebas de campo, dentro del programa Control de Agua del Instituto

Mexicano del Petróleo, ya que se tiene contemplado un análisis de pozos y yacimientos con presencia de agua, sobre todo en estado crítico. En el análisis propuesto se planea realizar:

- Pruebas de monitoreo
- Toma de muestras de hidrocarburos
- Separación de agua en laboratorio
- Estudio del agua
- Estudio del yacimiento productor de agua
- Estudio de las características geológicas en los estratos perforados en el pozo
- Modelado por computadora de la separación en la herramienta ciclónica
- Optimización del diseño del separador ciclónico para uso en el fondo de un pozo de gas
- Manufactura del separador ciclónico para fondo de pozo de gas
- Prueba de campo con el separador ciclónico prototipo en un pozo de gas con afluencia de agua
- Simulación de la separación, caídas de presión y análisis nodal en la prueba de campo con el separador ciclónico prototipo
- Evaluación de resultados y ajustes del simulador computacional

Con las consideraciones anteriores, se puede validar y recomendar el uso de un separador ciclónico a fondo de pozo para pozos de gas con afluencia de agua, así como el uso del simulador computacional, programado específicamente para este propósito.

## REFERENCIAS

- 1.- Bill Bailey, Mike Crabtree, Jeb Tyrie, Jon Elphinck, Fikri Kuchuk, Chirstian Romano, Leo Roodhart: Water Control, Oilfield Review, Spring 2000, PP 30-51.
- 2.- H - J Kretzschmar, DBI GUT, Polymer Injection in Gas Wells Reducing Water Cut, THERMIE Project No. OG/155/94, PP 477-483.
- 3.- Push G., Kohler N., Kretzschmar H.J., Practical Experience with Water Control in Gas Wells by Polymer Treatments. 8<sup>th</sup> European IOR - Symposium in Vienna, Austria, May 15 - 17, 1995.
- 4.- Morgan, J,: State-of-the-Art of Water Shut-off Well Treatments, Presentations en el PSTI-Workshop, London, "Best Practices for Improved Oil Recovery", Nov. 1993.
- 5.- Hill D., Neme E., Ehlig – Economides C. y Mollinedo M.: "Reentry Drilling Gives New Life to Aging Fields", Oilfield Review 8, no. 3, 4-17, Otoño de 1996.
- 6.- Reporte "Optimización de Explotación", Región Norte, Activo Burgos, Optimización de Instalaciones, 2000.
- 7.- Chan KS: "Water Control Diagnostic Plots", SPE 30775, Conferencia y Exhibición Anual de la SPE, Dallas, Texas. EE.UU, octubre 22-25, 1995.
- 8.- Yortsos YC., Youngmin C., Zhengmin Y. y Shah PC: "Analysis and Interpretation of Water/Oil Ratio in Water-floods", SPE Journal 4, no. 4, 413-424, Diciembre de 1999.
- 9.- Ascencio, F., Losada, M.A., Jimenez, M.A.; "Evolución tecnológica en el control de agua en Región Sur", Primer Simposium de Control de Agua, Halliburton, Villahermosa, Tab., Julio 20 de 2001.
- 10.- Elphick J: "NODAL Analysis Shows Increased Oil Production Following Water Shutoff," presentado en la Conferencia de la Red Educativa de la 2da. Conferencia Internacional Anual sobre Modificación Concordante del Yacimiento, Cegado del Agua y el Gas, Houston, Texas, EE.UU., Agosto 19-21, 1996.
- 11.- Beggs HD: Production Optimization Using NODAL Analysis. Tulsa, Oklahoma, EE.UU.: OGC Publications, Oil & Gas Consultants International, Inc., 1991.
- 12.- Guerrini, Y., Kohler, N., Zaitoum, A.: Polyacrylamide Treatments for Water Control in Producing Wells, JPT, 862-867, July 1991.

- 13.- Mc Cormick, C., Hester, R.: Responsive Copolymers for Enhanced Petroleum Recovery, Progress Review No. 76, of DOE/BC-941, Contract DE-AC 22-92 BC 14, 882.
- 14.- Audibert, A., Noirk, C., Deplaplace, P.: Injectivity of Sulfonated Polymers Under North Sea Fields Conditions, SPE Paper 27769 Ninth Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, April 1994.
- 15.- Push, G., Kohler, N., Kretzschmar, H.J.: Practical Experience with Water Control in Gas Wells by Polymer Treatments, 8<sup>th</sup> European IOR – Symposium in Vienna, Austria, May 15-17, 1995.
- 16.- Sandiford, B.B., Graham, G.A.: “Injection of Polymer Solutions in Producing Wells,” AICHE Symposium Series, No. 127, 38, 1993
- 17.- Dovan, H.T., Hutchins, R.: “Water Control in Oil and Gas Wells Using Polymer Crosslinked Gels”, Second International Conference on Reservoir Conformance, Profile Modification, Water and Gas Shut Off, August 19-22, 1996
- 18.- Hutchins, R., Dovan H.T., SPE, Unocal Production & Development Technology, Sandiford B.B.: “Field Applications of High Temperature Organic Gels for Water Control”, SPE/DOE 35444, 419-426, 1996.
- 19.- Dahl, J.A., Nguyen, P.D., Dalrymple, E.D., Rahimi, A.B.: “Current Water-Control Treatment Designs,” SPE 25029, European Petroleum Conference, Cannes, France, Nov. 16-18, 1992.
- 20.- Jon Rudolph.: “Technology Assessment and Economic Evaluation of Downhole Gas/Water Separation and Disposal Tools”, Gas Research Institute, 2000.
- 21.- Ascencio, F.: “Sistema de Auto – Control de Agua en Pozos”, Nota técnica. Versión 2.0, Gerencia de Productividad de Pozos. STDP, 21 de diciembre de 2000.
- 22.- Gray.: “Gray Method”, Libro, Multiphase Flow in Wells, autor, Brill, James P, y Mukherjee, Pag 31-32, Año 1999.
- 23.- R.D. Hutchins, SPE and H.T. Dovan, SPE, Unocal Production & Development Technology, and B.B. Sandiford, SPE, Polymer Applications. 1996 SPE/DOE Tenth Symposium on improved Oil Recovery held in Tulsa OK, 21-24 April 1996.

## BIBLIOGRAFIA

1. Two-Phase Flow in Pipes  
Autor: Dr. James P. Brill, Dr. H. Dale Beggs  
Sexta Edición, Cuarta Impresión, Abril, 1994.
2. Handbook of Natural Gas Engineering  
Autor: Donald L. Katz et al  
McGraw-Hill Book Company, New York.
3. Flujo Multifásico en Tuberías – Especialización en Sistemas Artificiales de Producción  
Autor: Dr. Ovadia Shoham  
Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería  
Mayo, 2002.
4. Flujo Multifásico en Tuberías  
Instituto Mexicano del Petróleo  
Autor: Acuña, R. Antonio et al.
5. Production Optimization Using NODAL™ Análisis  
Autor: H. Dale Beggs  
OGCI Publications  
Oil & Gas Consultants Internacional Inc.  
Tulsa.
6. Transporte de Hidrocarburos por Ductos  
Autor: Ing. Francisco Garaicochea Petrirena et al  
Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.  
1991.
7. Petroleum Production Systems  
Autor: Michael Economides et al  
Prentice Hall Petroleum Engineering Series  
1994.
8. Procesos de Transferencia de Calor  
Autor Donald Q. Kern  
CECSA  
Agosto, 1986.

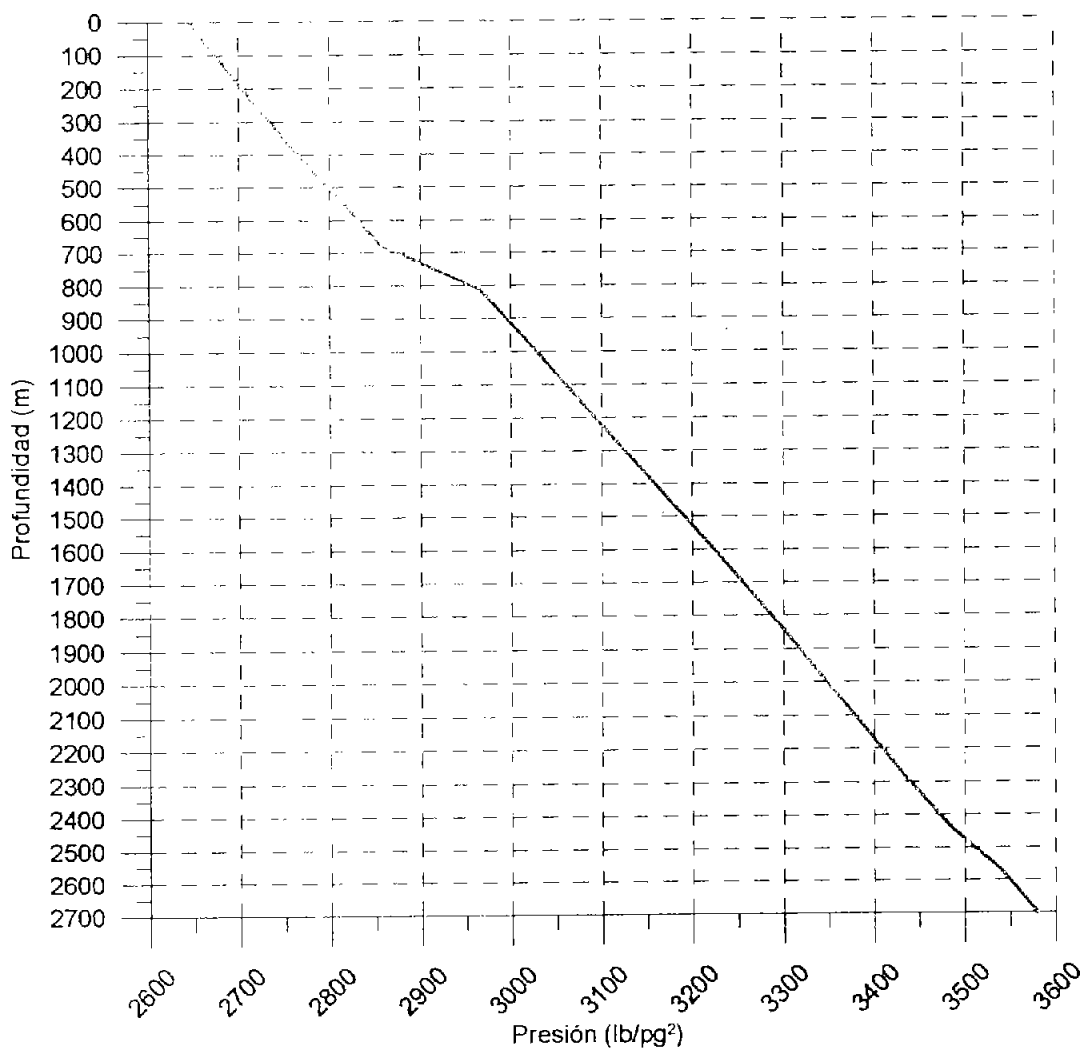
## APÉNDICE A

### Resultados de la simulación de separación a fondo de pozo.

*Caidas de Presión:*

#### CAÍDAS DE PRESIÓN POZO G01

Presión en la Cabeza: 1760 lb/pg<sup>2</sup>  
 Presión de Fondo Fluyendo: 3580 lb/pg<sup>2</sup>  
 Producción de Gas: 1.7 mmpie<sup>3</sup>/día  
 Producción de Agua: 800 bbl/día

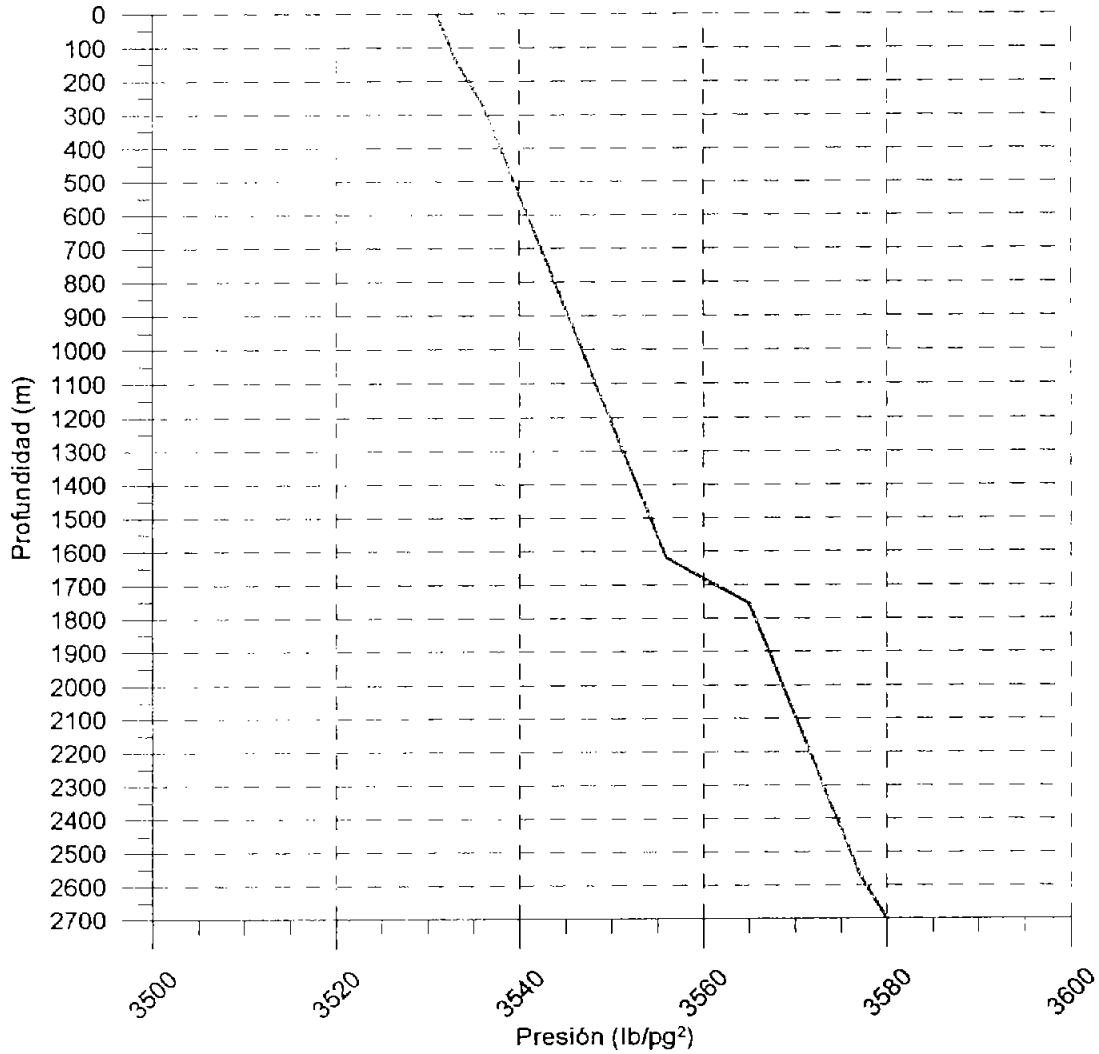


Gráfica A.1 Caída de presión del pozo prototipo G01, con producción de agua de 800bbl/día.



## CAÍDAS DE PRESIÓN POZO G01

Presión en la Cabeza (Gray): 3531 lb/pg<sup>2</sup>  
Presión de Fondo Fluyendo(Gray): 3580 lb/pg<sup>2</sup>  
Producción de Gas: 1.7 mmpie<sup>3</sup>/día  
Producción de Agua: 80 bbl/día

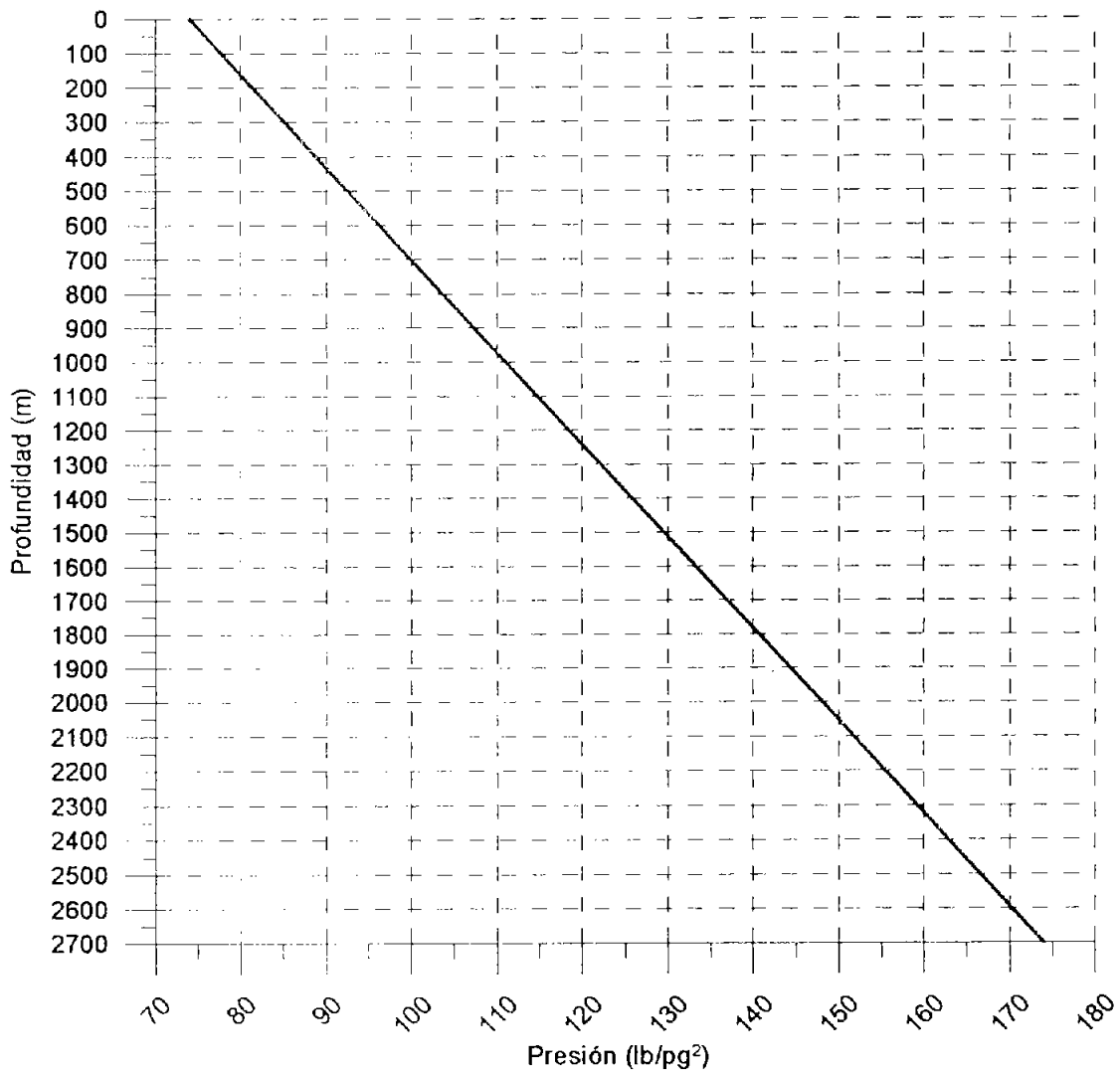


Gráfica A.2 Caídas de presión del pozo prototipo G01, con producción de agua de 80bbl/día.

*Gradientes de Temperatura:*

## GRADIENTE DE TEMPERATURA POZO G01

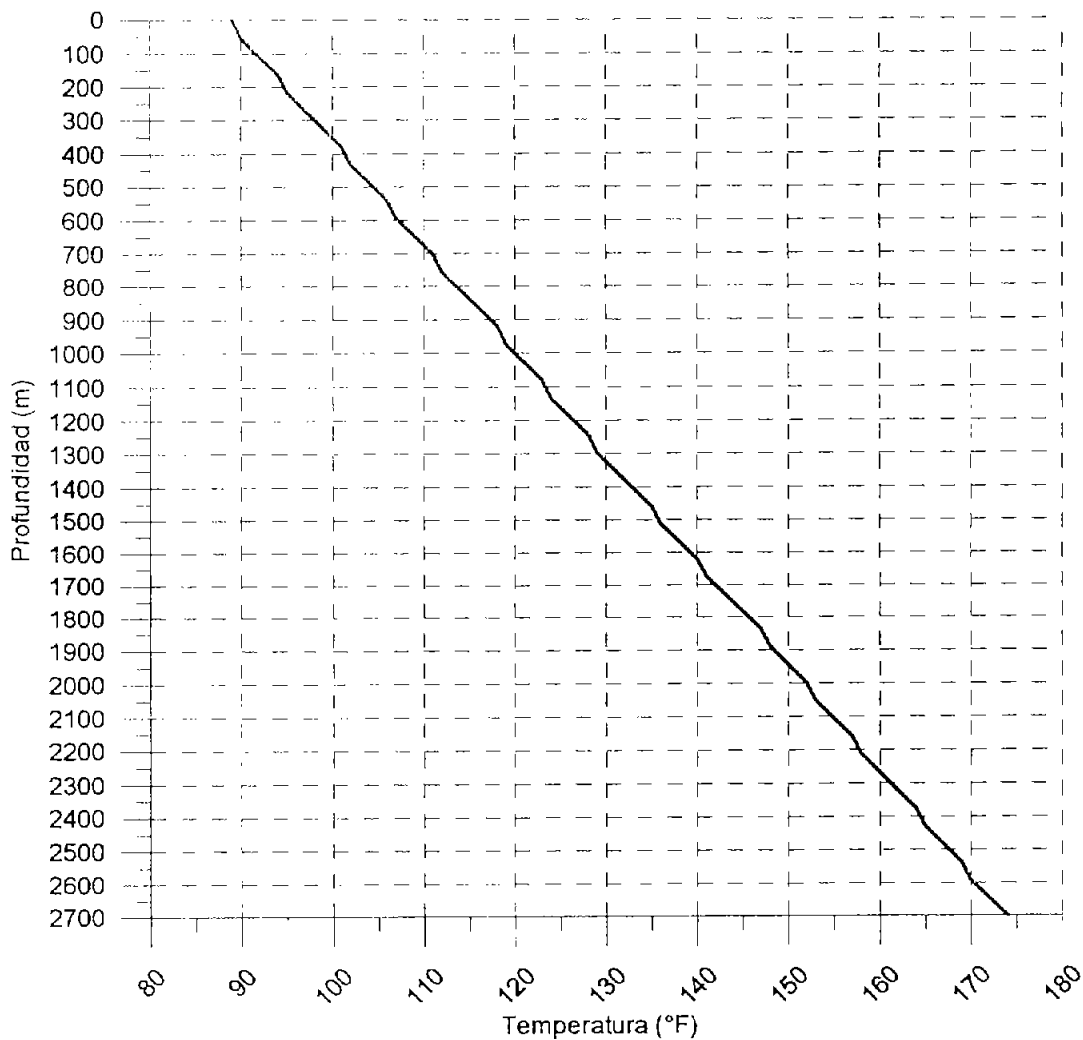
Temperatura en la Cabeza: 74.3 °F  
Temperatura de Fondo Fluyendo: 170.16 °F  
Producción de Gas: 1.7 mmpie<sup>3</sup>/día  
Producción de Agua: 800 bbl/día



Gráfica A.3 Gradiente de temperatura en el pozo prototipo G01, con producción de agua de 800bbl/día.

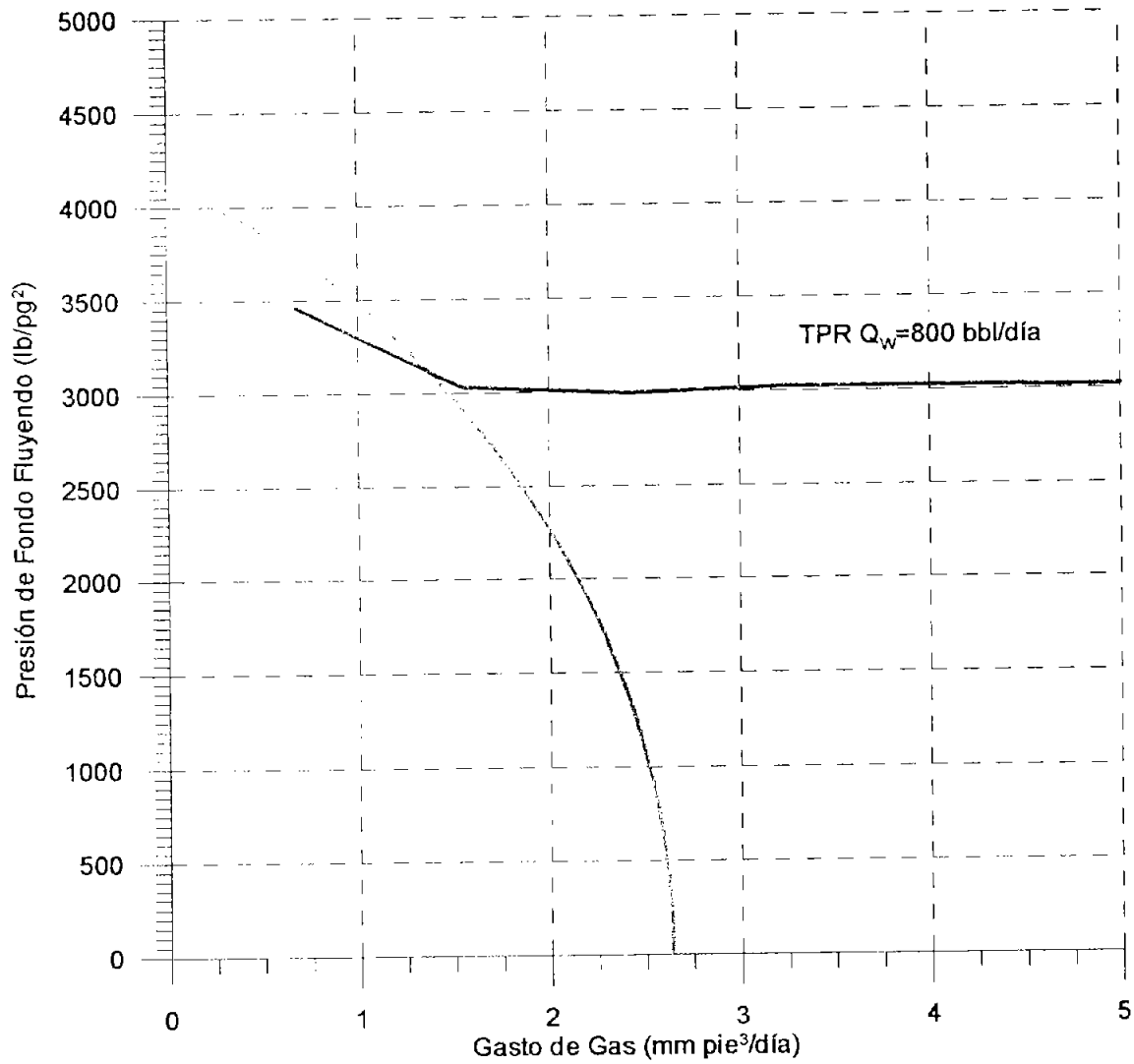
## GRADIENTE DE TEMPERATURA POZO G01

Temperatura en la Cabeza (Gray): 88.66 °F  
Temperatura de Fondo Fluyendo (Gray): 170.16 °F  
Producción de Gas: 1.7 mmpie<sup>3</sup>/día  
Producción de Agua: 80 bbl/día



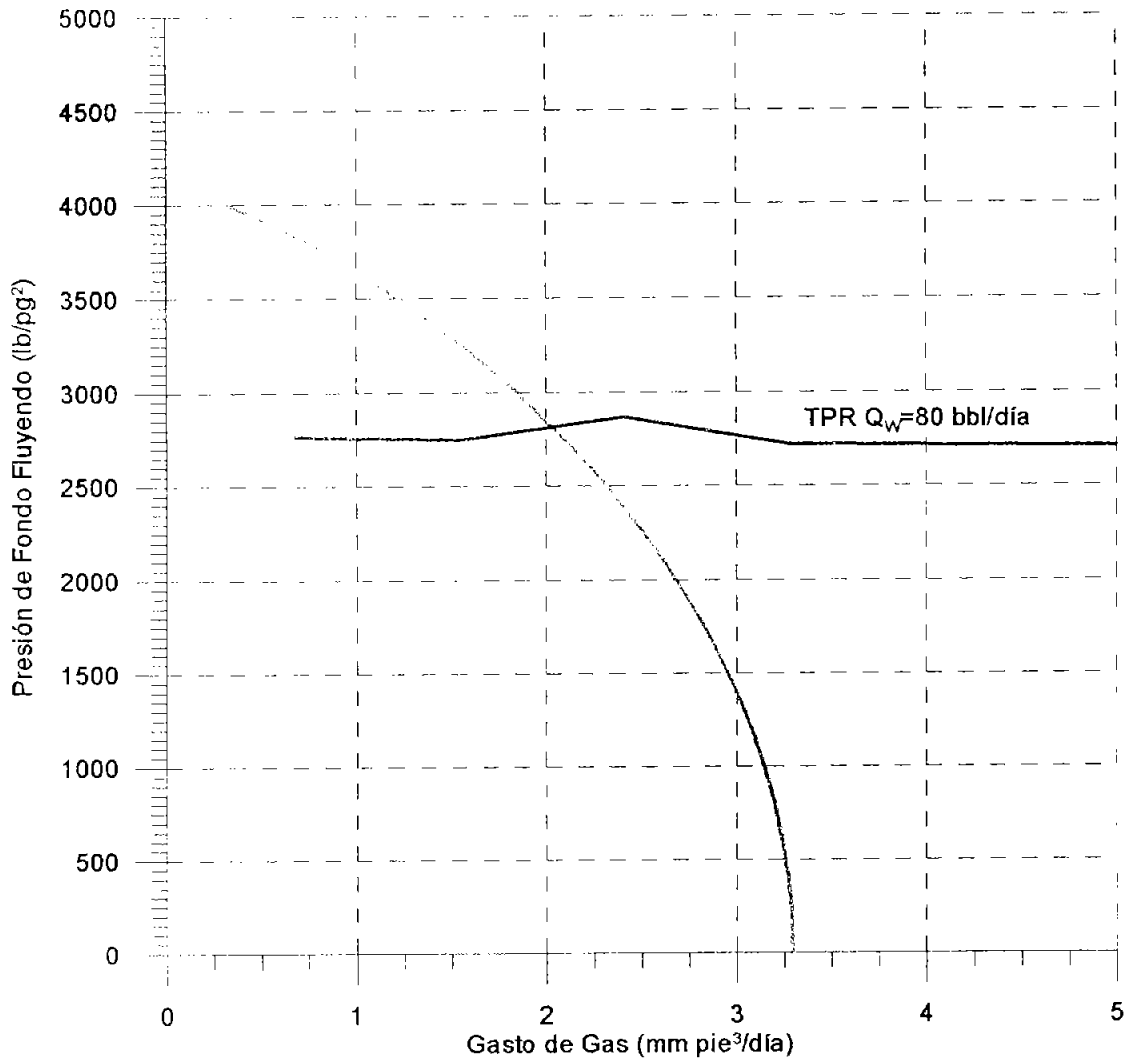
Gráfica A.4 Gradiente de temperatura del pozo prototipo G01, con producción de agua de 80bbl/día.

# ANÁLISIS NODAL POZO G01 $Q_w = 800$ bbl/día



Gráfica A.5 Análisis nodal del pozo prototipo G01, con producción de agua de 800bbl/día y Relación Gas Agua de 470.5bbl/mmpie<sup>3</sup>.

# ANÁLISIS NODAL POZO G01 $Q_w = 80$ bbl/día



Gráfica A.6 Análisis nodal del pozo prototipo G01, con producción de agua de 80bbl/día y una Relación Gas Agua de 47.05bbl/mmpie<sup>3</sup>.

Tabla A.I Resultados de la simulación de caídas de presión en el pozo G01, producción de agua de 800bbl/día.

<b>Presión (lb/pg<sup>2</sup>)</b>	<b>Profundidad (m)</b>
2646	0
2685	135
2725	270
2767	405
2813	540
2856	675
2965	810
3011	945
3054	1080
3098	1215
3142	1350
3186	1485
3230	1620
3273	1755
3315	1890
3356	2025
3397	2160
3438	2295
3482	2430
3538	2565
3580	2700

Tabla A.2 Resultados de la simulación de caídas de presión en el pozo G01, producción de agua de 80bbl/día.

Presión (lb/pg <sup>2</sup> )	Profundidad (m)
3531	0
3533	135
3536	270
3538	405
3540	540
3542	675
3544	810
3546	945
3548	1080
3550	1215
3552	1350
3554	1485
3556	1620
3565	1755
3567	1890
3569	2025
3571	2160
3573	2295
3575	2430
3577	2565
3580	2700

Tabla A.3 Resultados de la simulación de gradiente de temperatura en el pozo G01, producción de agua de 800bbl/día.

Temperatura (°C)	Profundidad (m)
74	0
76	54
78	108
80	162
82	216
84	270
86	324
88	378
90	432
92	486
94	540
96	594
98	648
100	702
102	756
104	810
106	864
108	918
110	972
112	1026
114	1080
116	1134
118	1188
120	1242
122	1296
124	1350
126	1404
128	1458
130	1512
132	1566
134	1620
136	1674
138	1728
140	1782
142	1836
144	1890
146	1944
148	1998
150	2052
152	2106
154	2160
156	2214
158	2268
160	2322
162	2376
164	2430
166	2484
168	2538
170	2592
172	2646
174	2700



Tabla A.4 Resultados de la simulación de gradiente de temperatura en el pozo G01, producción de agua de 80bbl/día.

Temperatura (°C)	Profundidad (m)
89	0
90	54
92	108
94	162
95	216
97	270
99	324
101	378
102	432
104	486
106	540
107	594
109	648
111	702
112	756
114	810
116	864
118	918
119	972
121	1026
123	1080
124	1134
126	1188
128	1242
129	1296
131	1350
133	1404
135	1458
136	1512
138	1566
140	1620
141	1674
143	1728
145	1782
147	1836
148	1890
150	1944
152	1998
153	2052
155	2106
157	2160
158	2214
160	2268
162	2322
164	2376
165	2430
167	2484
169	2538
170	2592
172	2646
174	2700

Tabla A.5 Resultados del cálculo del IPR aplicado al Pozo G01, producción de agua de 800bbl/día.

IPR = 800bbl/día de Agua	
Presión de Fondo Fluyendo	Gasto de Gas
(lb/pg <sup>2</sup> )	(MMpie <sup>3</sup> /día)
0	2.63500286
100	2.63382268
200	2.630281081
300	2.62437488
400	2.616098746
500	2.605445159
600	2.592404351
700	2.576964233
800	2.559110298
900	2.5388255
1000	2.516090119
1100	2.490881585
1200	2.463174278
1300	2.432939294
1400	2.400144164
1500	2.364752526
1600	2.326723734
1700	2.286012406
1800	2.242567875
1900	2.196333544
2000	2.147246108
2100	2.095234623
2200	2.040219361
2300	1.982110425
2400	1.920806019
2500	1.856190295
2600	1.788130621
2700	1.716474077
2800	1.641042877
2900	1.561628297
3000	1.47798243
3100	1.38980673
3200	1.296735617
3300	1.198312212
3400	1.093950879
3500	0.982876313
3600	0.864017701
3700	0.735807749
3800	0.595750391
3900	0.439293897
4000	0.255651722

Tabla A.6 Resultados del cálculo del TPR aplicado al Pozo G01, producción de agua de 800bbl/día.

TPR	
800 bbl/día de Agua	
Presión de Fondo Fluyendo (lb/pg <sup>2</sup> )	Gasto de Gas (mmpie <sup>3</sup> /día)
3022	5
3024	4.136
3026	3.272
2995	2.408
3033	1.544
3458	0.68

Tabla A.7 Resultados del cálculo del IPR aplicado al Pozo G01, producción de agua de 80bbl/día.

IPR = 80bbl/día de Agua	
Presión de Fondo Fluyendo	Gasto de Gas
(lb/pg <sup>2</sup> )	(MMpie <sup>3</sup> /día)
0	3.293753575
100	3.29227835
200	3.287851351
300	3.2804686
400	3.270123433
500	3.256806448
600	3.240505438
700	3.221205291
800	3.198887872
900	3.173531875
1000	3.145112649
1100	3.113601981
1200	3.078967847
1300	3.041174117
1400	3.000180205
1500	2.955940657
1600	2.908404668
1700	2.857515508
1800	2.803209844
1900	2.74541693
2000	2.684057636
2100	2.619043278
2200	2.550274201
2300	2.477638031
2400	2.401007523
2500	2.320237869
2600	2.235163277
2700	2.145592596
2800	2.051303596
2900	1.952035371
3000	1.847478038
3100	1.737258413
3200	1.620919521
3300	1.497890265
3400	1.367438599
3500	1.228595392
3600	1.080022126
3700	0.919759686
3800	0.744687989
3900	0.549117371
4000	0.319564652

Tabla A.8 Resultados del cálculo del TPR aplicado al Pozo G01, producción de agua de 80 80bbl/día.

TPR	
80 bbl/día de Agua	
Presión de Fondo Fluyendo (lb/pg <sup>2</sup> )	Gasto de Gas (mmpie <sup>3</sup> /día)
2710	5
2716	4.136
2723	3.272
2870	2.408
2750	1.544
2766	0.68