

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERÍA

“SIMULACIÓN NÚMÉRICA DE UN POZO PRODUCTOR DE ACEITE CON
UN SISTEMA DE SEPARACIÓN DE FONDO, PARA EL CONTROL DE AGUA
EN POZOS PETROLEROS”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
MAESTRO EN INGENIERÍA
P R E S E N T A:
OSCAR OMAR CUIN MACEDO

Director: Dr. Saúl Santillán Gutiérrez.

Co-Director: Dr. Fernando Ascencio Cendejas.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS

A: Mis Padres y Hermanos.

Que siempre han sido la fuente de luz en todo momento, aún en los momentos más oscuros de mi caminar, motivando la inspiración para realizar cada uno de mis proyectos, les doy mi más sublime agradecimiento.

A: Mis Familiares.

Por que siempre me han apoyado en cada momento por muy difícil que éste sea, formando parte elemental en mi caminar por la vida además agradezco la confianza depositada en mí, les doy mil gracias.

A: Mi Novia.

Por ser protagonista de cada uno de mis logros, venciendo a mi lado los retos de la vida, hombro con hombro, apoyándome en cada momento por muy difícil que éste sea, te doy mi más tierno agradecimiento.

A: Mi Gran Amigo Miguel A. Zarate.

Por ser un amigo entrañable que siempre ha sabido valorar el significado de la amistad, además mis logros forman parte de los suyos y en mis derrotas, es un gran apoyo para no desistir y seguir adelante, te doy mi más sincero agradecimiento

Al: Dr. Fernando Ascencio.

Por ser mi mentor y amigo, además de ser parte de ese motor que mueve y motiva a nunca claudicar, además le agradezco profundamente todos los sabios consejos que siempre tiene y comparte conmigo.

Al: Dr. Saúl Santillán.

Por ser parte fundamental de mi desarrollo personal y profesional, motivando siempre la superación personal, además por su valioso apoyo debido a que este proyecto sin él sólo sería un sueño, le doy mi más sincero agradecimiento.

Al: Ing. Francisco Pulido.

Por ser parte importante de mi desarrollo Profesional, brindando siempre el más Ferviente apoyo, minimizando los retos le agradezco todas sus enseñanzas.

A: Mis Amigos.

Por ser parte elemental de mi vida, brindándome apoyo y confianza para poder superar cualquier prueba que la vida tenga en mi camino.

ÍNDICE

Introducción	1
1. Problemática del agua en yacimientos con producción de aceite	
1.1 Análisis del problema de agua en yacimientos con producción de aceite.	3
1.2 Problemática del agua en yacimientos de aceite en México.	5
1.3 Clasificación de la problemática y sus causas.	6
1.4 Técnicas de Diagnóstico para el control de agua.	15
2. Manejo del problema del agua en yacimientos con producción de aceite	
2.1 Soluciones para el control del agua en el mundo	22
2.2 Control de agua en México	27
2.3 Separadores de fondo.	29
2.4 Sistema de auto-control de agua en pozos.	36
3. Objetivo y alcances de la tesis.	
3.1 Justificación técnica para la aplicación de los separadores de fondo en México	40
3.2 Propuesta para el desarrollo del simulador y el separador de fondo	41
3.3 Condiciones necesarias para la aplicación de esta tecnología.	43
3.4 Objetivos y alcances	44
4. Simulación computacional.	
4.1 Modelado de las propiedades de aceite, gas y agua.	45
4.2 Modelado de pérdidas de presión.	56
4.3 Diagrama de flujo del programa.	75
4.4 Análisis nodal.	79
5. Selección del Pozo y Correlación de Flujo Multifásico	
5.1 Selección del Pozo Candidato.	85
5.2 Selección de la correlación de trabajo	86
6. Análisis de resultados.	
6.1 Evaluación de resultados.	88
7. Conclusiones	
7.1 Conclusiones.	90
7.2 Trabajos futuros.	92
8. Referencias y Bibliografía	93
9. Anexos	98

Introducción

Cuando se esta produciendo aceite de un yacimiento, unos de los problemas a los que los ingenieros se van a enfrentar tarde o temprano es la producción de agua, éste problema puede ser un problema muy simple ó resultar un problema muy complejo. La producción de agua ocasiona una diversidad de problemas, los más importantes y comunes son: a) reducción de la producción de aceite, debido a que la permeabilidad relativa del agua es mayor a la del aceite, obteniendo como resultado más agua y menos aceite, b) es el principal culpable de que se presenten incrustaciones y corrosiones, en la tubería tanto de producción como en la de distribución, c) aumenta las pérdidas de energía potencial, reduciendo el gasto de aceite, d) incrementa los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones desde el aparejo hasta las instalaciones superficiales, e) incrementa el uso de productos químicos, reduciendo la rentabilidad.

La producción de este hidrocarburo es posible debido a que este fluido tienen energía en forma de presión, que es la que mueve los fluidos del yacimiento hasta la superficie, pero en la medida en que producimos más hidrocarburo el yacimiento pierde energía (presión), y hace necesario la aplicación de otras tecnologías para adicionar energía al yacimiento, una de las técnicas más comunes económicas y efectivas es la inyección de agua al yacimiento para mantener la presión y poder seguir recuperando hidrocarburo. Aun cuando esto ocasione los problemas más complejos en el control de agua en la vida madura del yacimiento.

Debido a que la afluencia de agua puede ser ocasionada por diferentes motivos, cuando se detecta que se esta produciendo agua es indispensable que se analice la causa de agua, para facilitar a los ingenieros existe una clasificación de los principales y más comunes mecanismos de afluencia de agua al pozo y estos son:

- Canales o estratos de alta conductividad que conectan a un acuífero con el pozo.
- Problemas mecánicos como Roturas, Malas cementaciones, Etc.
- Avance del contacto agua-aceite
- Problemas de Conificación
- Fracturas o fallas que comunican a un estrato inundado de agua ó con un acuífero activo.
- Segregación gravitacional
- Capa inundada con flujo transversal
- Barrido areal deficiente

Una vez que se detecta el agua hay diferentes metodologías y herramientas que nos ayudan a clasificar el problema de agua, es muy importante el clasificar adecuadamente el problema de la afluencia de agua, debido a que las soluciones dependen de los diferentes mecanismos de aporte de agua, y un error en la decisión en el tipo de solución puede dañar la formación e incluso se puede ocasionar un incremento de agua superando el límite económico.

Normalmente se puede clasificar en dos tipos las soluciones para el control de agua en pozos de aceite, estas son: químicas y mecánicas. Las soluciones químicas consisten principalmente en utilizar productos químicos para obturar las comunicaciones de agua al pozo, comúnmente se utilizan geles y cementos. Mientras que las soluciones mecánicas se encuentran los tapones, arreglos en la tubería de producción, separadores de fondo.

Separadores de Fondo

Hay dos tipos de separadores de fondo los de gravitatorios y los ciclónicos, los separadores por gravedad funcionan por medio de segregación gravitacional, estos separadores necesitan un tiempo de residencia donde se produce la separación, una de las grandes limitantes de estos separadores es que la diferencia de las densidades de las fases que se desean separar debe ser considerable, además estos separadores no pueden manejar gastos altos. En los separadores ciclónicos el fluido se hace pasar a través de un ciclón, generando fuerzas centrípetas y tangenciales, que son las que originan la separación debida a la diferencia de densidades de los fluidos; En ambos separadores una de las grandes limitantes es el espacio para colocar y diseñar el separador, debido a que solo tenemos el diámetro del pozo como limitante.

Las ventajas del uso de esta tecnología es la reducción de manejo de agua en superficie, minimizando el uso de productos químicos para evitar corrosiones e incrustaciones, disminuye el volumen de agua a tratar para deshecho y traslado, en la parte ambiental se reduce la contaminación por la reducción de los productos químicos tóxicos que utilizan en el tratamiento, se reduce el riesgo de contaminación ambiental por derrames y fugas, reducción de energía eléctrica reduciendo el uso de bombas para mover el agua, etc.

CAPITULO 1. Problemática del agua en yacimientos con producción de aceite

1.1. Análisis del problema de agua en yacimientos con producción de aceite.

La industria del petróleo es una industria que podemos llamar madura por que es una industria que tiene mucho tiempo trabajando en la extracción de aceite, por esta razón en algunos de los yacimientos ya se han agotado el aceite o están cerrados por que producen mucha agua, Cuando el yacimiento ha producido por años y sus reservas de aceite están en porciones bajas los podemos llamar yacimientos maduros, este tipo de yacimientos, y los yacimientos que empiezan a tener problemas de agua, por tanto hace necesario buscar nuevas tecnologías que nos permitan alargar la vida productiva de los yacimientos.

Desgraciadamente el agua siempre estará presente en todos los campos, hay que recordar que es el fluido más abundante en el yacimiento (Kuchuk et al 1999), además de que en muchos lugares del mundo se utiliza el empuje hidráulico para no perder presión en el yacimiento, por tanto no es de extrañar que forzosamente tarde o temprano tenemos que tratar con el agua. Hoy las compañías productoras de aceite están produciendo un promedio de tres barriles de agua por cada uno de aceite en yacimientos donde sus reservas ya se están acabando (Bailey et al 2000), el problema es de gran magnitud por que cada año se gastan más de 40 billones de dólares para el tratamiento de esta agua indeseada, que es un agua que puede producir un daño ecológico si es desechada directamente del pozo, normalmente esta agua tiene que ser tratada para poder desecharla en el mar o en otro lugar, una buena opción económica y ambientalmente es el reinyectar esta agua en algún pozo para agua residual.

En un yacimiento de aceite con una producción del 80 % de agua, el costo de tratamiento puede ser tan alto como de 4 Dólares por barril de aceite (Bailey et al 2000), la producción de agua es incrementada tan rápido como los niveles de las reservas de aceite se van agotando. En todo el mundo se está entregando una producción aproximada de 210 millones de barriles (33.4 millones M^3) de agua acompañada con 75 millones de barriles (11.9 millones de M^3) de aceite (Bailey et al 2000).

El manejo del agua en yacimiento es muy importante por que un error técnico puede reducir considerablemente el tiempo y la producción de aceite e incluso se puede llegar a cerrar el pozo, por esta razón es muy importante que primero, nos enfoquemos a las causas por las que el pozo puede estar produciendo agua, y después hagamos un análisis de cual tecnología es la más adecuada para el tipo de problema que se está tratando, en algunas ocasiones es necesario mezclar algunas de estas tecnologías ya que a veces son varias las causas que nos provocan este problema.

Al proceso que el agua sufre al momento que estamos produciendo aceite le podemos llamar el ciclo del agua, que consiste en: fluir a través del yacimiento, la tubería de producción, todo el proceso que se requiere para tratar el agua en superficie (tomando en cuenta su forma de transportación), y su destino final que puede ser a un lugar donde se deshecha el agua o simplemente se manda a reinyección. Este proceso es el que encarece la producción de aceite, por tanto todas las compañías que tienen pozos con problemas de agua, están interesadas en otras vías económicas que nos permitan mejorar las eficiencias de producción, por esto es que las tecnologías alternativas para el control de agua están teniendo aceptación. La economía de producción de agua a través del ciclo del agua depende de muchos factores como el total flujo, propiedades de los fluidos como peso molecular, salinidad del agua etc. y el método de desecho del agua. Gastos de operación, incluyendo la extracción, separación, filtrado, bombeo y reinyección. El desecho del agua puede variar mucho desde 10 centavos de dólar por barril de agua cuando se deshecha en el océano a 1.5 dólares por barril de agua cuando se tiene que transportar en tierra.

La presencia de agua en los pozos productores ocasiona los siguientes problemas **(Ascencio Et al 2001)** :

- Reducción de la permeabilidad relativa del aceite. La capacidad de producción de aceite es directamente proporcional a la permeabilidad efectiva de la formación productora, la cual puede constatarse con la ecuación de Darcy para flujo radial; sin embargo, a medida que se inicia a producir agua, la permeabilidad relativa del aceite disminuye gradualmente una vez que se alcanza la saturación crítica del agua, hasta que prácticamente esta se hace cero con una cierta saturación de agua dentro de la formación productora. La relación entre la permeabilidad efectiva de la formación productora con los fluidos que la saturan, son representadas por las curvas de permeabilidad relativa, las cuales son particulares a cada sistema de roca / Fluidos, y su forma depende tanto del tipo de mojabilidad, como de las características de los fluidos y la roca que los contiene.

- Incremento en las caídas de presión. A medida que el corte de agua (WOR) se incrementa, el peso de la columna de los fluidos (agua y aceite) aumenta, debido a que se levanta una columna de fluido desde el yacimiento hasta la superficie, el peso de la columna se incrementa de forma significativa, por tanto las caídas de presión aumentan, como las caídas de presión por peso de columna representan el 90 % de las caídas de la presión totales en las tuberías verticales. Debido a esto, para resistir la productividad de los pozos, es necesario instalar algún sistema de artificial de producción.

- Problemas de depositación de incrustación minerales. El agua congénita de la formación productora contiene sales minerales en solución a condiciones 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, cambian algunas de las condiciones de presión y temperatura, con esto se propicia en algunos casos la precipitación de incrustaciones inorgánicas, entre las que más frecuentemente se encuentran son el carbonato de calcio y el sulfato de bario. Este tipo de incrustaciones originan una reducción en el área de flujo de las tuberías, incrementándose sustancialmente las caídas de presión por fricción y reduciendo sustancialmente en la producción de aceite. Generalmente esta problemática es solucionada con limpiezas a los aparejos de producción, o con la inyección de productos químicos a la formación productora para prevenir la depositación de las incrustaciones en el sistema de producción.

1.2 Problemática del agua en yacimientos de aceite en México.

En los historiales de pozos productores de petróleo y/o gas, siempre hay reportes de problemas por presencia de agua, ya sea por que el yacimiento se comunica con un acuífero o por que hay un procedimiento de recuperación por empuje hidráulico, o simplemente, el yacimiento es maduro y contiene mucha agua y poco aceite. Esto es natural debido a que inicialmente en un yacimiento siempre hay agua congénita y aceite, conforme se va produciendo el aceite, se va llenando de agua el yacimiento, esto es para aportar la energía que requiere el yacimiento para poder producir (sin un sistema artificial de producción), cuando hay una invasión temprana es importante se analice el problema ya que si se toman decisiones erróneas podemos dañar al pozo, y/o reducir sustancialmente el potencial de producción, de aquí la importancia del control de agua, además que con un buen control de agua se puede llegar a tener la alternativa de alargar la vida del yacimiento.

Ahora la mayoría de los yacimientos mexicanos se encuentran en una etapa avanzada de explotación, por tanto muchos de los pozos empiezan a tener problemas por presencia de agua, y si se quiere seguir produciendo aceite de estos pozos no hay otra alternativa que hacerle frente a el problema del agua, continuando con la explotación en los mismos intervalos pero controlando el agua. Generalmente en los yacimientos de la región sur que se encuentran en la etapa madura de explotación los ritmos de producción de agua se incrementan en la misma proporción que disminuyen los ritmos de producción de los hidrocarburos (Ascencio et al, 2001).

1.3. Clasificación de la problemática y sus causas.

Las principales causas por las que podemos identificar el problema del agua en yacimientos con producción de aceite son los siguientes:

Filtración de agua a través de la tubería revestida, tubería de producción o empacadores.

Cuando se tienen filtraciones de agua a través de la tubería revestida (figura 1.1), la tubería de producción o los empacadores permiten el acceso al agua que proviene de otras zonas no productoras. La detección de los problemas y la aplicación de las soluciones dependen fundamentalmente de la configuración del pozo. Los registros básicos de producción, tales como la densidad del fluido, la temperatura y el flujo, algunas veces son suficientes para diagnosticar estos problemas. En los pozos de mayor complejidad, puede ser necesario contar con registros de flujo de agua WFL, o el registro de la fracción volumétrica (holdup) de cada una de las tres fases TPHL. Las herramientas con sondas eléctricas, como la herramienta FloView, pueden identificar pequeñas cantidades de agua en el flujo de producción. Las soluciones habituales incluyen la inyección forzada de fluidos como geles o cementantes para el corte de agua, así como dispositivos mecánicos por medio de tapones.

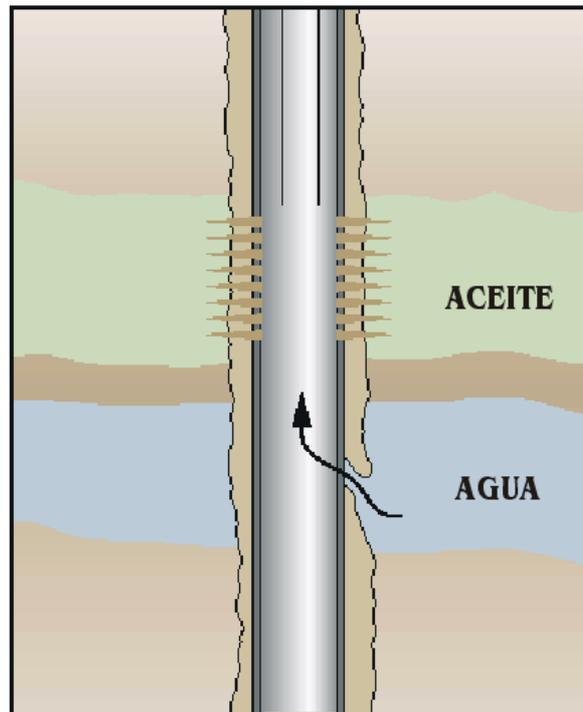


Figura 1.1.- Filtración de agua a través de la tubería revestida, tubería de producción o empacadores

Flujo agua a través de la zona cementada.

La existencia de fallas en la cementación puede provocar la conexión de zonas acuíferas con zonas de hidrocarburos. Estos canales permiten que el agua fluya por detrás de la tubería revestida e invada el espacio anular (Figura 1.2). Una causa secundaria puede ser la creación de un vacío detrás de esta tubería cuando se produce arena. Este flujo de agua se puede detectar mediante los registros de temperatura o los registros WFL basados en la activación del oxígeno. La solución principal consiste en el uso de fluidos para corte de agua, que pueden ser cementaciones 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.

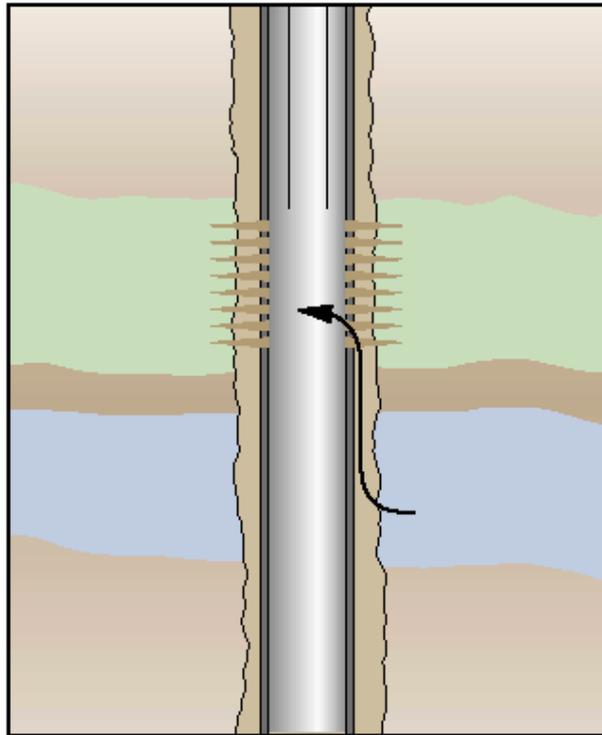


Figura 1.2.-Flujo de agua a través de la zona cementada

Contacto agua-aceite.

Si el contacto agua-aceite asciende uniforme hacia una zona de producción de un pozo durante la explotación normal de un pozo por empuje de agua (Figura 1.3), puede existir producción de agua indeseada. Esto ocurre en aquellos lugares donde existe una permeabilidad vertical muy baja. Dado que el área de flujo es extensa y que el contacto agua-aceite asciende lentamente, puede incluso ocurrir en casos en que las permeabilidades verticales son 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 y otros problemas que se describen más adelante. 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 corte de agua cerca del pozo resulta efectivo. El diagnóstico no se puede realizar únicamente sobre la base de la invasión de agua identificada en el fondo del pozo, ya que otros problemas también pueden provocar este mismo fenómeno.

En un pozo vertical, este problema se puede resolver fácilmente por aislamiento de la zona del pozo con aporte de agua, utilizando algún sistema mecánico, como un tapón de cemento o un tapón colocado por medio de cable de acero. Si el contacto agua-aceite OWC se desplaza muy por encima de la parte superior del tapón, será necesario realizar un segundo tratamiento.

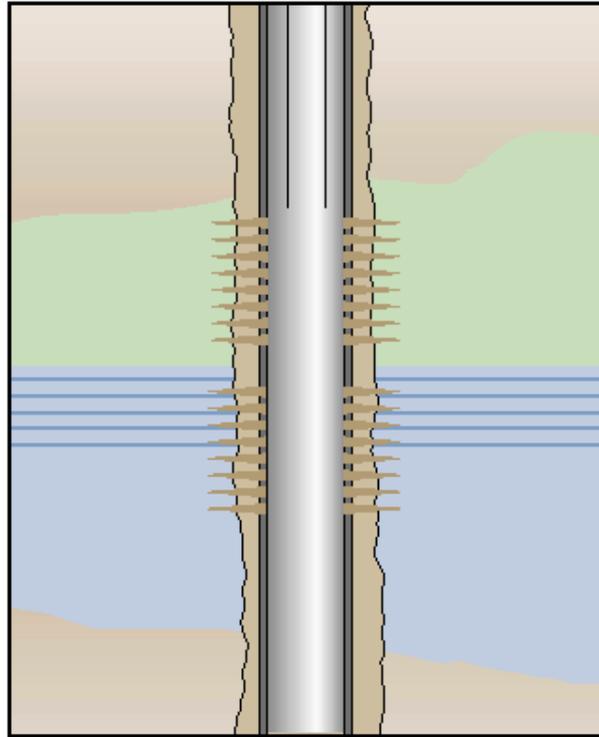


Figura 1.3.- Contacto agua-aceite.

Capa inundada

Un problema habitual en la producción de capas múltiples, se produce cuando una zona de alta permeabilidad rodeada por una barrera de flujo (como una capa de arcilla) está inundada (Figura 1.4). En este caso, la fuente de agua puede ser un acuífero activo o un pozo inyector de agua. Por lo general, la capa inundada presenta el nivel de permeabilidad más elevado. Al no existir flujo transversal en el yacimiento, este problema se resuelve fácilmente mediante la aplicación de fluidos para corte de agua rígidos o de un dispositivo mecánico, ya sea en el inyector o el productor. La decisión de colocar un fluido de corte de agua o utilizar un sistema de dispositivo mecánico para corte de agua depende de si se conoce cuál es el intervalo inundado. En este caso se pueden emplear fluidos selectivos, tema que se desarrolla más adelante. La ausencia de flujo transversal depende de la continuidad de la barrera de permeabilidad.

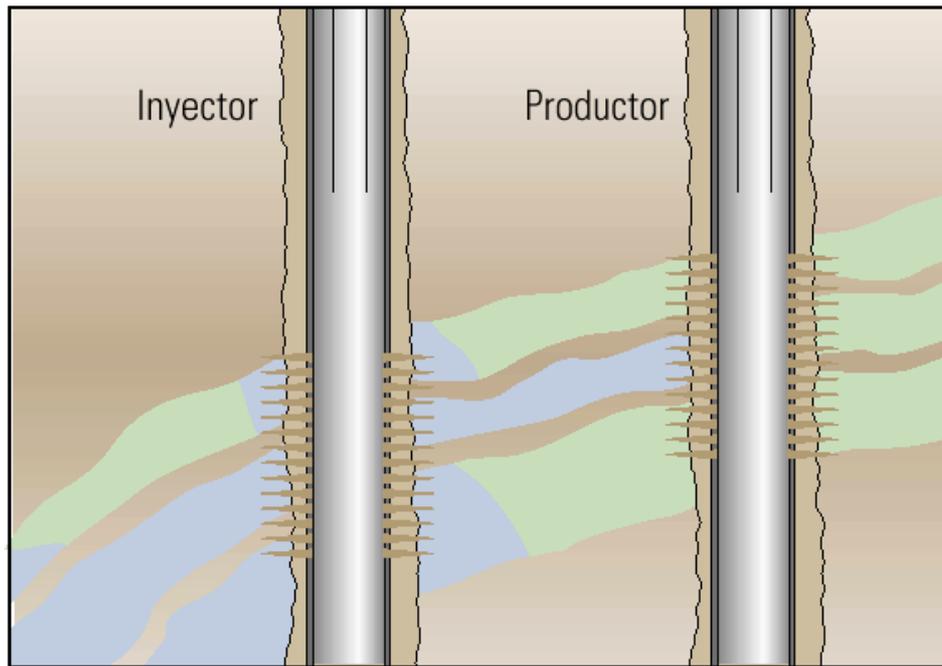


Figura 1.4.- Capa inundada

Fracturas o fallas entre inyector y productor

En las formaciones naturalmente fracturadas bajo recuperación secundaria por inyección de agua, el agua inyectada puede invadir rápidamente los pozos productores (Figura 1.5). Este fenómeno se produce en forma habitual cuando el sistema de fracturas es extenso o se encuentra fisurado y se puede confirmar mediante el uso de trazadores radioactivos y pruebas de presión transitoria. También se pueden utilizar registros de trazadores para cuantificar el volumen de las fracturas, valor que se utiliza para el diseño del tratamiento. La inyección de un gel en el pozo inyector puede reducir la producción de agua sin afectar la producción de aceite. Si se utiliza un flujo de geles reticulados, podría no resultar efectivo dado que su penetración en la matriz es limitada y, por lo tanto, penetra en las fracturas en forma selectiva. Por lo general, la mejor solución para este problema consiste en el corte de la producción de agua. Los pozos que presentan fracturas o fallas severas a menudo sufren una considerable pérdida de fluidos de perforación. Si se espera encontrar una falla conductora y fracturas asociadas con la misma durante la perforación, conviene bombear un gel dentro del pozo para resolver al mismo tiempo el problema de la perforación y los problemas consiguientes de producción de agua y barrido deficiente, en particular en las formaciones cuya matriz tiene poca permeabilidad.

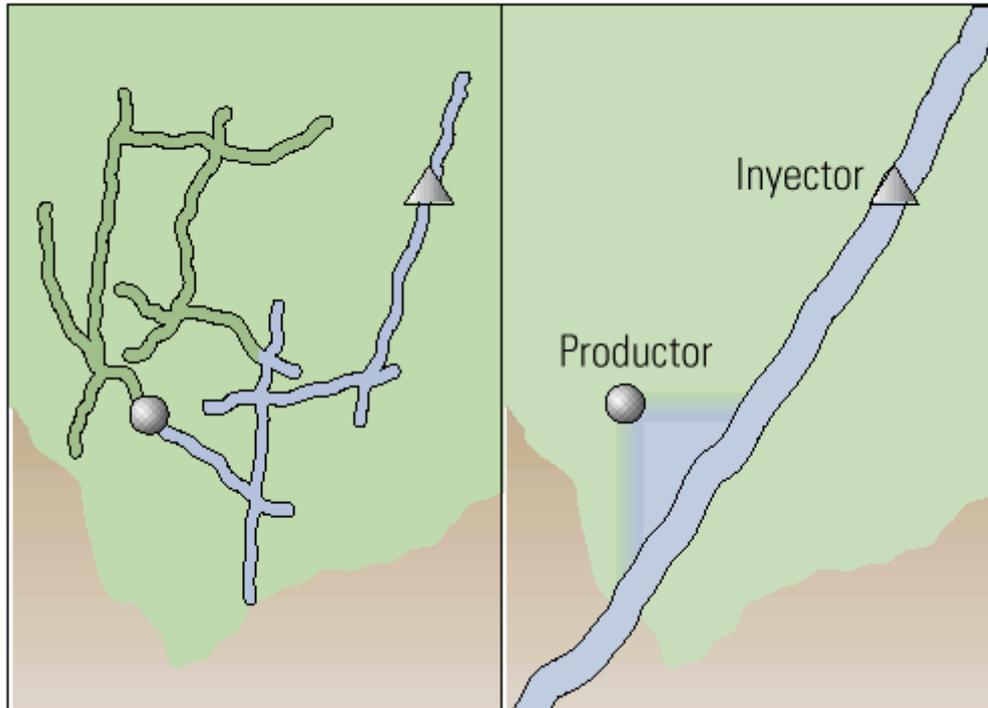


Figura 1.5.- Fracturas o fallas entre inyector y productor

Fracturas o fallas de una capa de agua

El agua puede provenir de fracturas que interceptan una zona de agua más profunda (Fig. 1.6). Estas fracturas pueden ser tratadas con un gel; lo cual resulta especialmente efectivo en los casos en que las fracturas no contribuyen a la producción de aceite. Los volúmenes de tratamiento deben ser lo suficientemente grandes para hacer el corte de agua en las fracturas a una distancia considerable del pozo. Sin embargo, el ingeniero de diseño se encuentra con tres dificultades. En primer lugar, es difícil determinar el volumen del tratamiento porque se desconoce el volumen de la fractura. En segundo lugar, como el tratamiento puede hacer un corte de aceite en las fracturas productoras, conviene efectuar un tratamiento overflush para mantener la productividad cerca del pozo. Por último, si se utiliza un gel, éste deberá ser capaz de resistir el contra flujo al que se verá afectado después del tratamiento. En los casos de fracturas localizadas, convendrá cortarlas cerca del pozo, sobre todo si el pozo se encuentra revestido y cementado. En forma similar, cuando las fracturas hidráulicas penetran una capa de agua se produce un aporte de agua a la producción. Sin embargo, en esos casos por lo general se conoce el problema y su medio de causa, esto nos ayuda para aplicar las soluciones adecuadas, como por ejemplo, los fluidos de corte de agua. En muchos yacimientos de carbonatos, las fracturas suelen ser casi verticales y tienden a ocurrir en grupos separados por grandes distancias, en especial en las zonas dolomíticas cerradas, por lo cual es poco probable que estas fracturas intercepten un pozo vertical. Sin embargo, estas fracturas se observan con frecuencia en pozos horizontales donde la producción de agua a menudo ocurre a través de fallas conductoras o fracturas que interceptan un acuífero. Como se dijo anteriormente, el bombeo de un fluido gelificado puede servir para solucionar este problema.

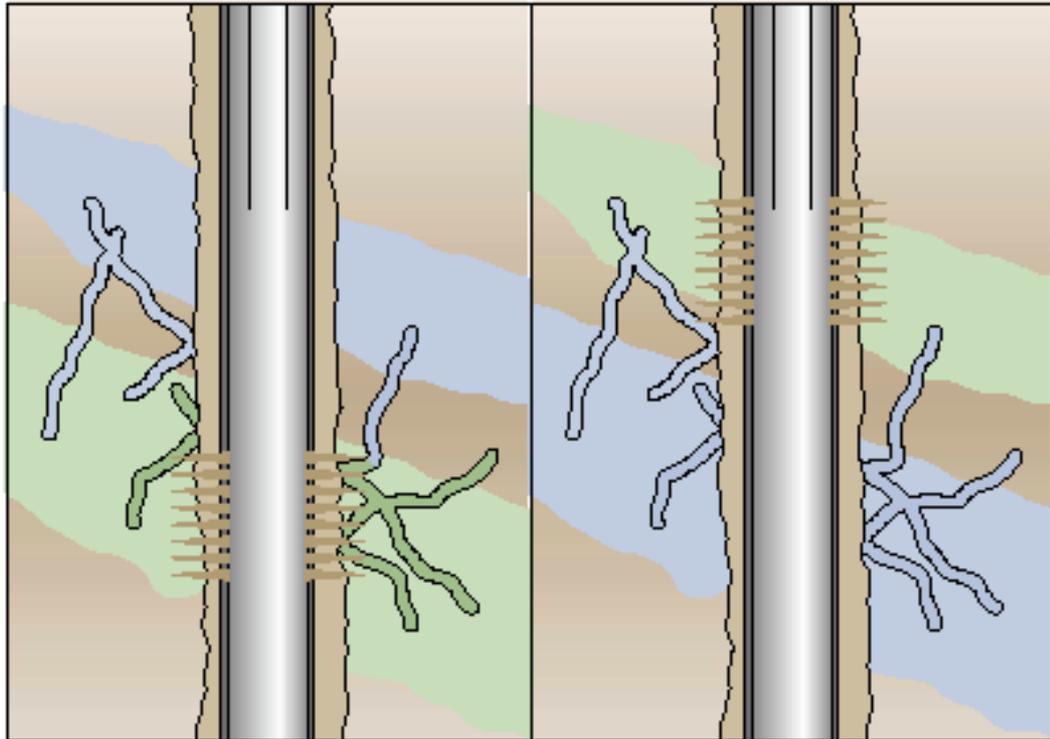


Figura 1.6.- Fracturas o fallas de una capa de agua.

Conificación.

En un pozo vertical se produce conificación cuando existe un contacto agua-aceite (OWC) cerca de los disparos en una formación cuya permeabilidad vertical es relativamente elevada. El gasto crítico de conificación es el flujo máximo al cual se puede producir aceite 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-aceite 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 WOR. Por ejemplo, para duplicar el flujo crítico de conificación, se necesita un radio gelificado efectivo de por lo menos 15 m [50 pies]. 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 a un aislante natural como láminas de lutitas. En lugar de colocar un gel, una alternativa conveniente consiste en perforar uno o más orificios laterales en la tubería de producción, en la parte más alta de la formación para aprovechar la mayor distancia con respecto al OWC y la disminución de la caída de presión, que reducen el efecto de conificación (figura 1.7).

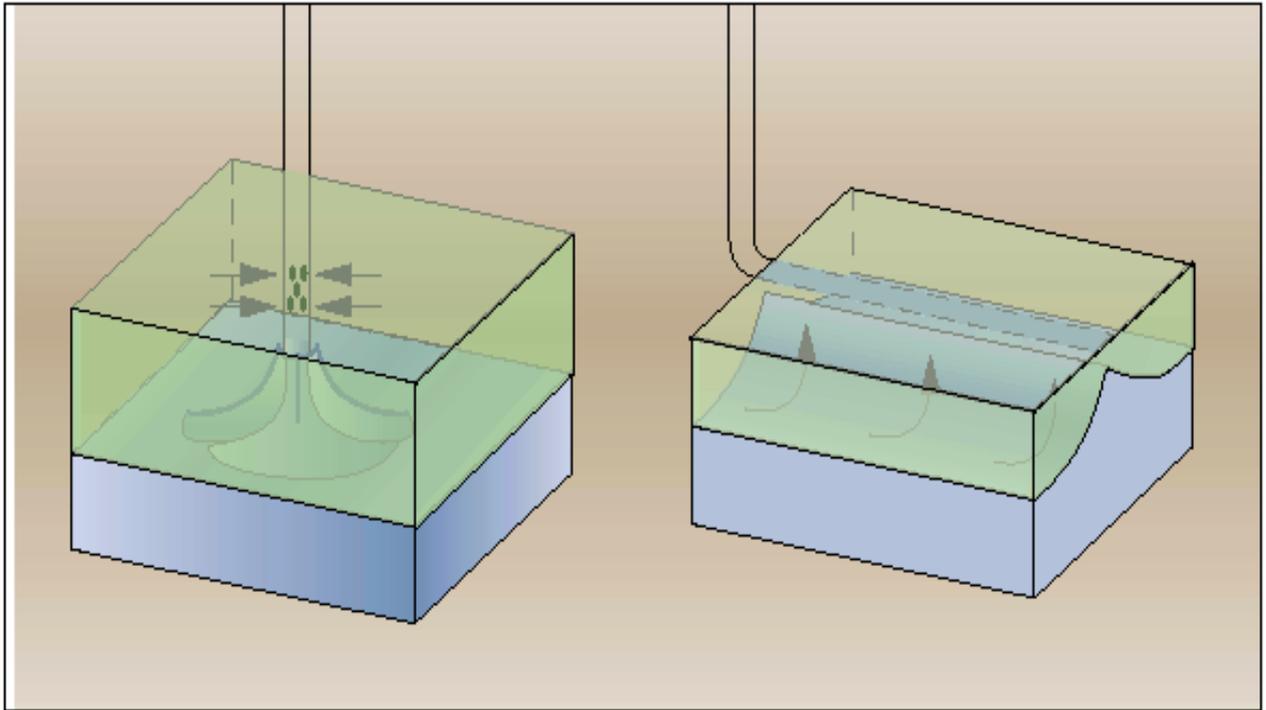


Figura 1.7.- Conificación.

Segregación gravitacional

Cuando en un yacimiento existe una capa de gran espesor con buena permeabilidad vertical, la segregación gravitacional (denominada a veces “barrido de agua en el fondo del pozo” (water under-run)) puede provocar la invasión de agua no deseada en un pozo productor (figura 1.8). El agua, ya sea que provenga de un acuífero o de un proceso de recuperación secundaria por inyección de agua, se escurre hacia abajo en la formación permeable y barre sólo la parte inferior del yacimiento. Cuando existe movimiento del contacto aceite-agua, es desfavorable, el problema puede agravarse, incluso más en las formaciones con texturas sedimentarias que se vuelven más finas hacia arriba, dado que los efectos viscosos junto con la segregación gravitacional fomentan el flujo en la base de la formación. Cualquier tratamiento realizado en el inyector con el fin de tapar los disparos inferiores tendrá sólo un efecto marginal en el barrido de un mayor volumen de aceite antes de que la segregación gravitacional vuelva a ser dominante. En el pozo productor existe conificación local y, como ocurrió en el caso de conificación descrito anteriormente, es poco probable que los tratamientos con geles produzcan resultados duraderos. Los orificios laterales de la tubería de producción pueden resultar efectivos para alcanzar al hidrocarburo no barrido y los fluidos de inyección viscosos y gasificados también pueden mejorar el barrido vertical.

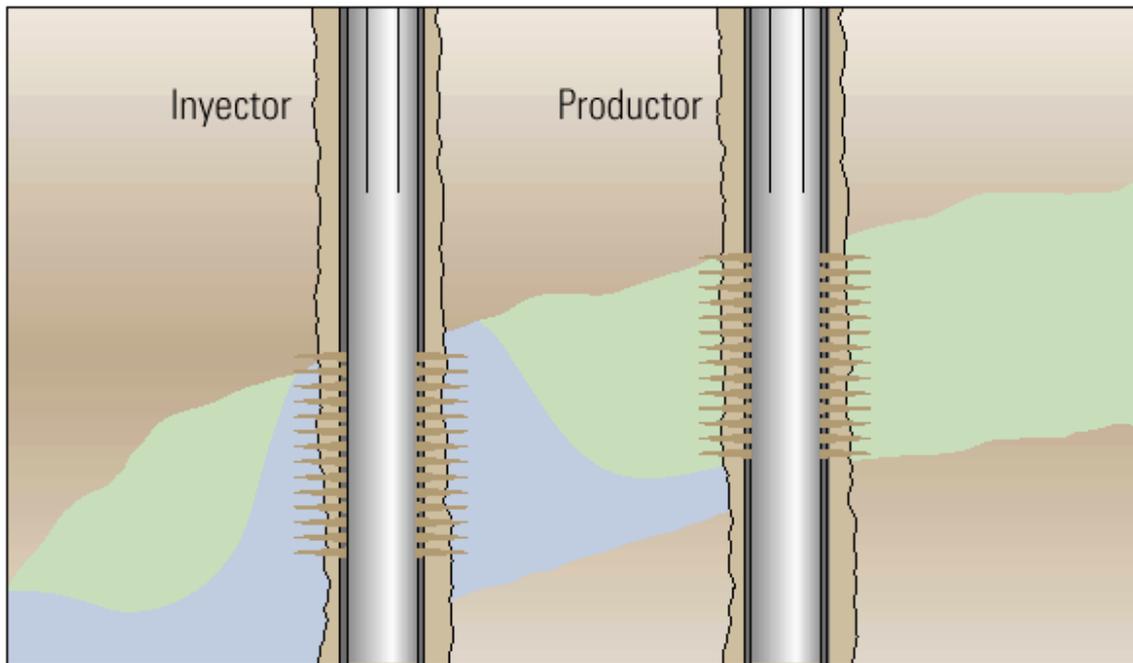


Figura 1.8.- Segregación gravitacional

Capa inundada con flujo transversal

El flujo transversal de agua puede existir en capas de alta permeabilidad que no se encuentran aisladas por barreras impermeables. El problema de la producción de agua a través de una capa sumamente permeable con flujo transversal es similar al de una capa inundada sin flujo transversal, pero se diferencia de éste es el hecho de que no existe una barrera para detener el flujo en el yacimiento (figura 1.9). En estos casos, los intentos realizados para modificar los perfiles de producción o de inyección cerca del pozo están condenados al fracaso debido a la existencia de flujo transversal lejos del pozo. Es fundamental poder determinar si existe flujo transversal en el yacimiento, puesto que ésta es la única diferencia entre los dos problemas. Cuando no existe flujo transversal, el problema se puede solucionar fácilmente, mientras que cuando existe flujo transversal es menos probable encontrar un tratamiento exitoso. Sin embargo, en casos aislados, puede ser posible colocar un gel muy penetrante en forma económica en la capa permeable ladrona, siempre que ésta sea delgada y tenga alta permeabilidad comparada con la zona de aceite. Aún bajo estas condiciones óptimas, antes de iniciar el tratamiento es necesario realizar una cuidadosa operación de ingeniería. En muchos casos, la solución consiste en perforar uno o más tramos laterales de drenaje para alcanzar las capas no drenadas.

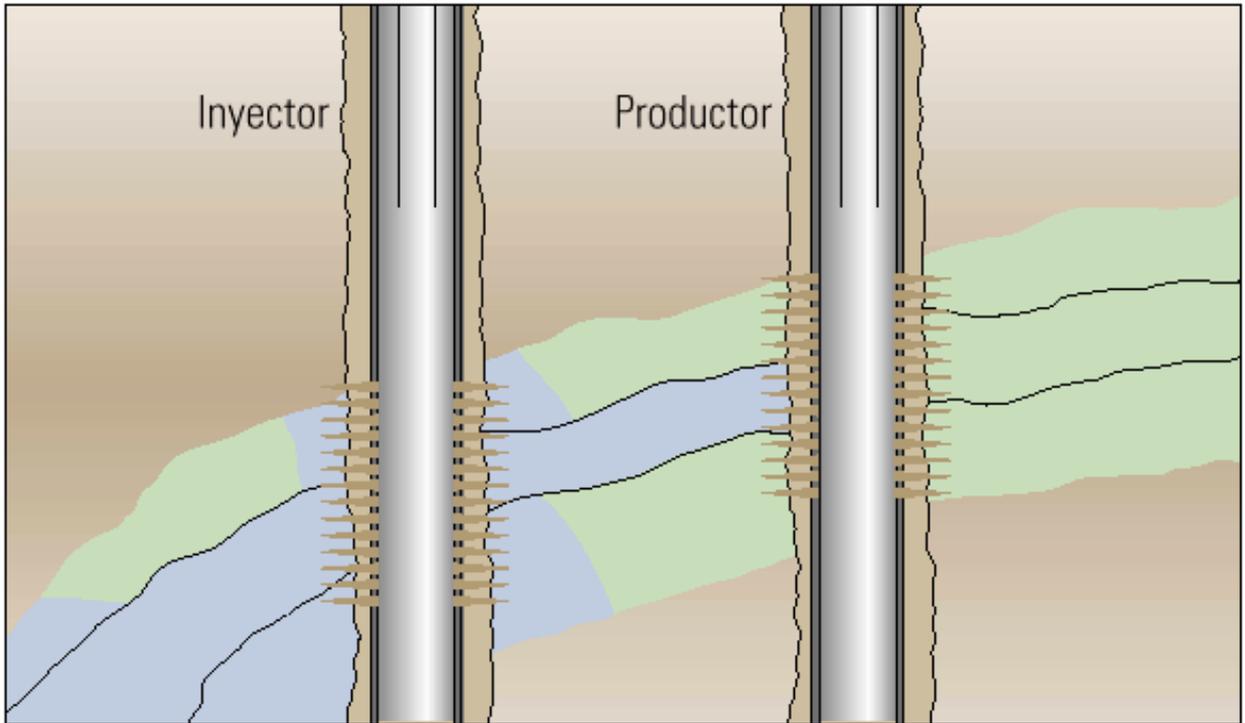


Figura 1.9.- Capa inundada con flujo transversal

Barrido areal deficiente

Muchas veces el agua de un acuífero o de un pozo inyector de agua, puede provocar en una zona productiva un barrido areal deficiente. Por lo general esto se debe a la anisotropía areal de la permeabilidad del campo, que es especialmente serio en los depósitos de canales de arena (figura 1.10). La solución consiste en desviar el agua inyectada fuera de la zona donde los poros están inundados de agua, provocando un barrido areal deficiente. Esto requiere un tratamiento de gran volumen o una inyección continua de un elemento viscoso, lo que normalmente resulta poco económico. En este tipo de situaciones con frecuencia se logra mejorar la recuperación mediante la perforación de pozos de relleno, sin embargo hacer orificios a tubería de producción (como en el caso de la conificación) ayudan para llegar al aceite no barrido en forma más económica.

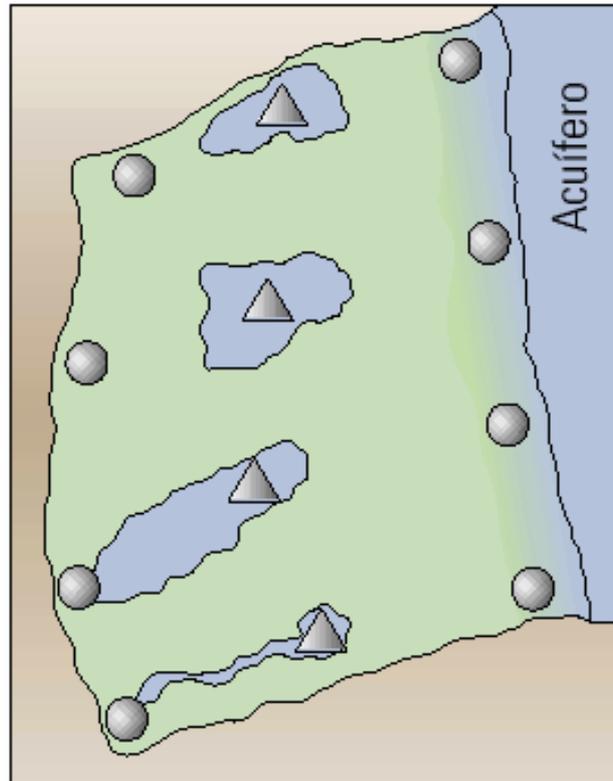


Figura 1.10.- Barrido areal deficiente

1.4 Técnicas de Diagnostico para el control de agua.

En el pasado, el control de agua sólo se concretaba a poner tapones y hacer operaciones de cementado ó tratamientos con químicos, a estas tecnologías las llamamos tecnologías tradicionales, esta es una de las razones por las cuales algunas compañías petroleras tuvieron grandes pérdidas, debido a que algunas veces se aplicaban tecnologías que no son las adecuadas para el tipo de problema que presenta el yacimiento, por tanto el problema principal se debe a la ignorancia que se tiene para identificar el problema de raíz, al no saber cual es el problema conlleva a escoger una solución no adecuada, entonces para saber cual es el tipo de solución idónea necesitamos saber primero cual es el problema de raíz. Entonces podemos decir que el factor clave es el diagnóstico, es decir poder identificar el problema específico que se presenta. Los diagnósticos de pozos se utilizan de tres maneras:

- a) *para seleccionar los pozos que podrían necesitar un sistema de control del agua*
- b) *para determinar el problema de agua de manera que se pueda seleccionar un método de control adecuado.*
- c) *para localizar el punto de entrada del agua en el pozo de tal manera que se pueda ubicar el tratamiento en el lugar correcto.*

Cuando se puede contar de un historial de producción confiable, este normalmente contiene información valiosa que nos puede ayudar a diagnosticar adecuadamente el tipo de problema que presenta el pozo, hay una serie de técnicas que nos ayudan a identificar el problema, algunas de estas son las siguientes:

Gráfica de recuperación.

La gráfica de recuperación (Figura 2.1) es una gráfica semilogarítmica de la relación agua-aceite (WOR) con respecto a la producción acumulada de Aceite. La tendencia de producción se puede extrapolar al límite económico de la WOR, para determinar la producción de petróleo que se obtendrá si no se toma ninguna medida para controlar el agua. Si la producción extrapolada es aproximadamente igual a las reservas esperadas para el pozo, quiere decir que el pozo produce un nivel de agua aceptable y no se necesita ninguna medida de control del agua. Si este valor es mucho menor que las reservas recuperables esperadas, significa que el pozo está produciendo agua no aceptable y, de existir suficientes reservas para compensar el costo de la intervención, se debería considerar alguna medida de reparación.

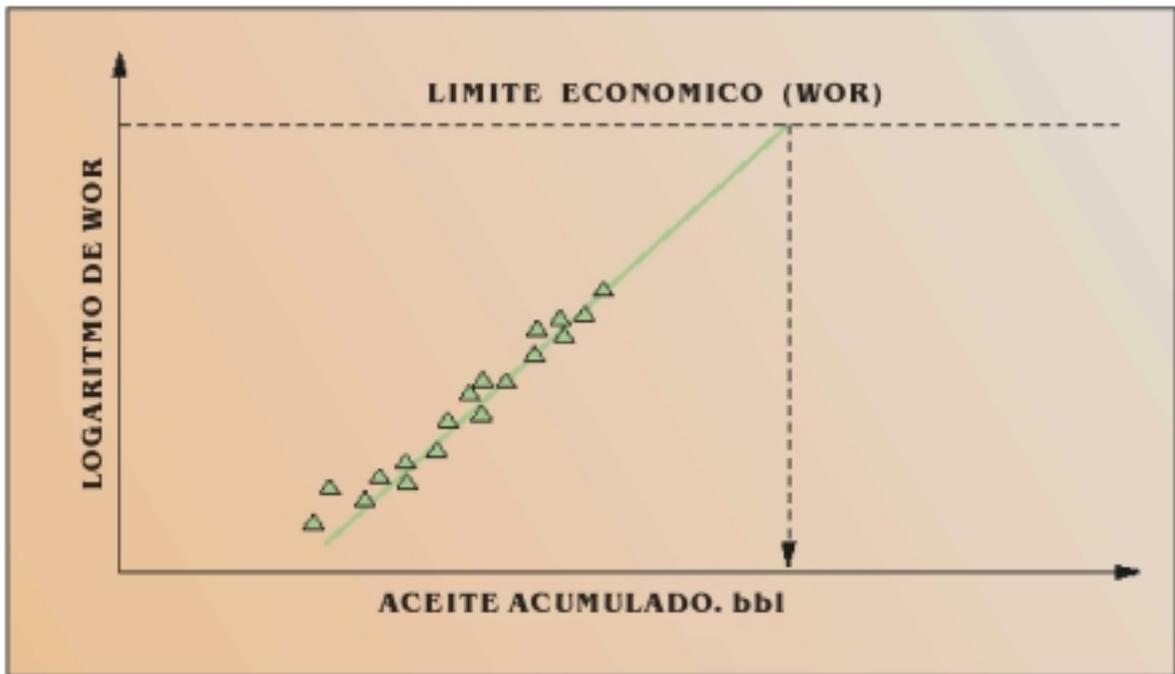
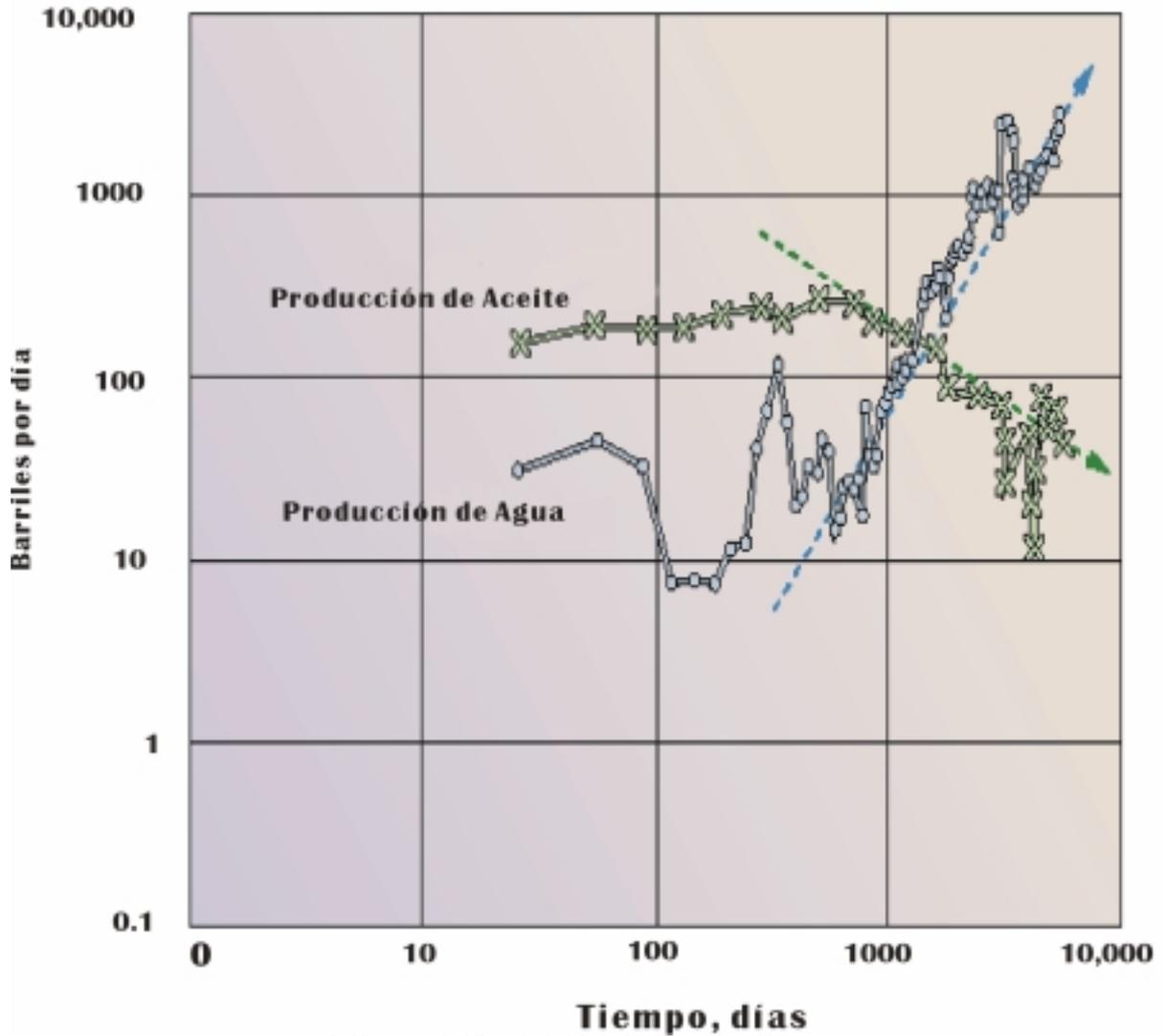


Figura 1.11.- Gráfica de recuperación

Gráfico de la historia de producción

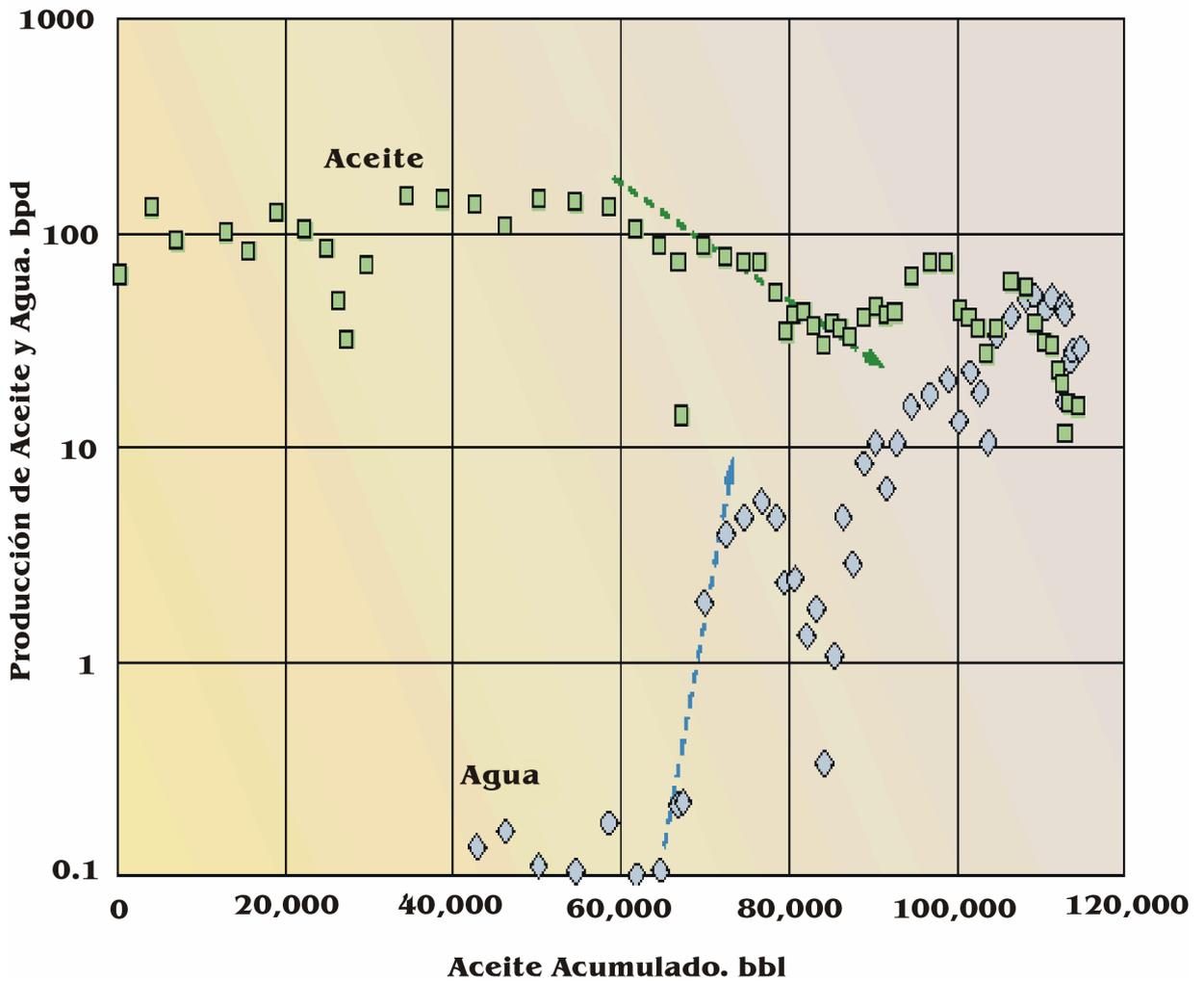
Esta gráfica es un gráfico doble logarítmico de producciones de aceite y agua con respecto al tiempo. Por lo general, los pozos en los que conviene aplicar un sistema de control del agua muestran un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de aceite en forma casi simultánea.



Gráfica 1.1. Gráfico de la historia de producción

Análisis de la curva de declinación

Este es un gráfico semilogarítmico de producción de Aceite con respecto al Aceite Acumulado. El agotamiento normal produce una curva cuya tendencia es rectilínea, mientras que una declinación pronunciada puede indicar la existencia de algún otro problema, como por ejemplo la disminución severa de la presión o el aumento del daño a la formación.



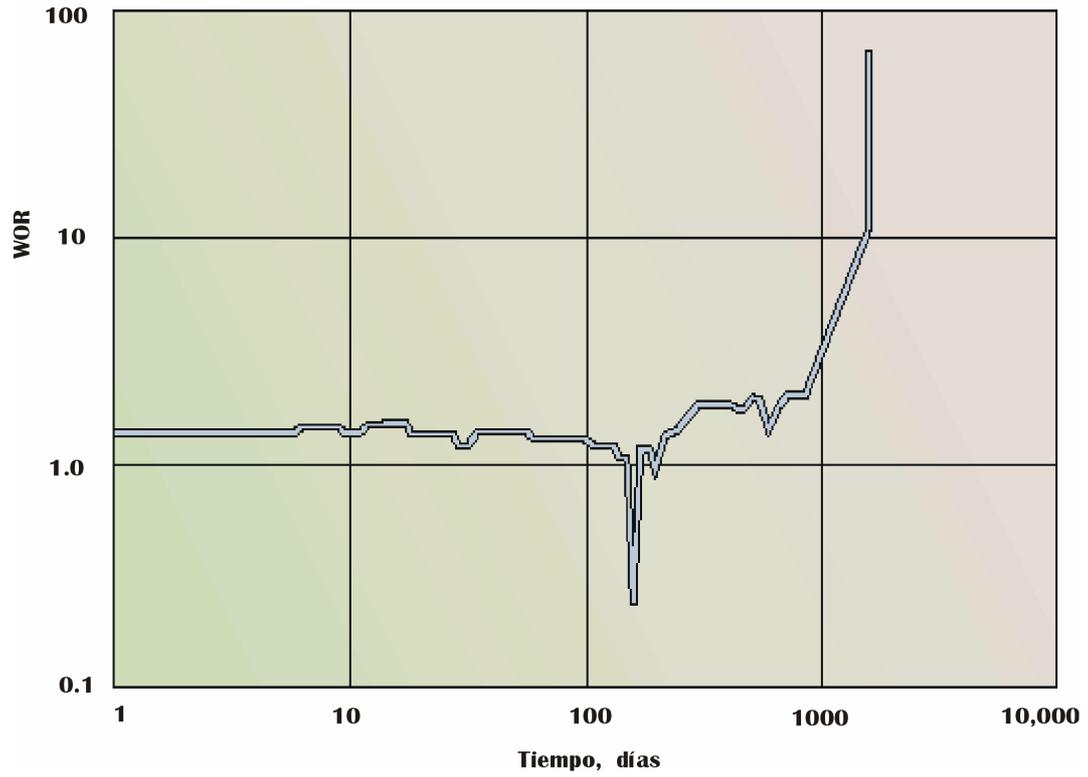
Gráfica 1.2. Análisis de la curva de declinación

Gráfica de diagnóstico

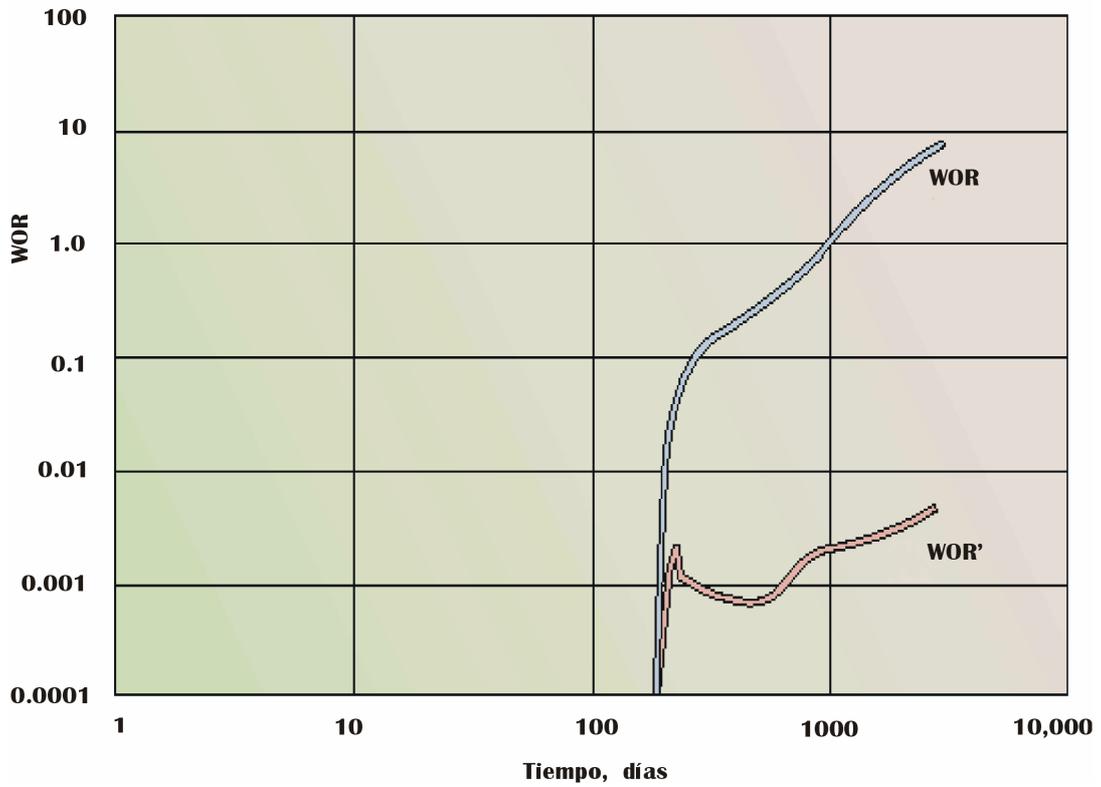
La gráfica que es más común utilizada para el diagnóstico es una gráfica logarítmica de la relación aceite-agua (WOR) con respecto al tiempo. Para determinar el tipo de problema primero se genera esta gráfica con los datos del pozo y con el comportamiento de la pendiente, se puede determinar el tipo de problema, debido a que hay pendientes típicas que relacionan a cada tipo de problema en específico. Existen tres signos básicos que permiten distinguir entre los diferentes tipos de invasión de agua como son: flujo abierto por fallas, fracturas o flujo por un canal detrás de la tubería revestida; flujo de agua marginal o un WOC; y problemas de conificación. (Chan et al 1995). Las interpretaciones del flujo de agua marginal fueron construidas a partir de simulaciones numéricas y experiencias de campo (Yortsos et al 1999).

Una técnica común es usar la derivada de la WOR 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. La utilidad de los gráficos de diagnóstico de la WOR para determinar la invasión del agua en múltiples capas se ilustra con el ejemplo de un campo manejado por una importante compañía que opera en el Mar del Norte (Bill Bailey2000).

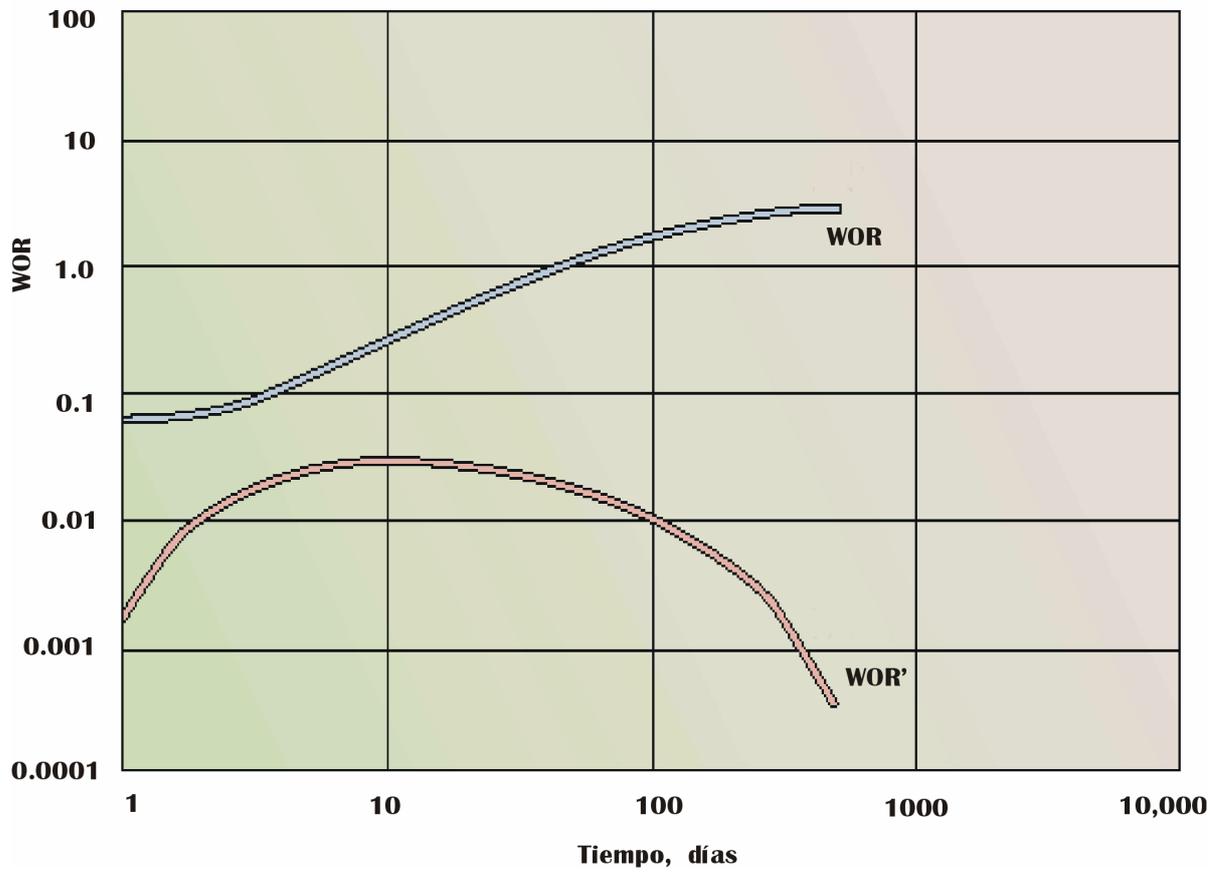
Los perfiles de las gráficas 1.3, 1.4 y 1.5 de diagnóstico caracterizan los mecanismos de invasión del agua más comunes. En la gráfica 1.3 la trayectoria de flujo muestra un incremento muy rápido del WOR. Éste perfil indica la existencia de flujo a través de una falla, una fractura o un canal detrás de la tubería revestida, que puede ocurrir en cualquier momento de la historia del pozo. La gráfica 1.4 muestra el flujo de agua marginal, por lo general el perfil muestra un rápido aumento en el momento de la invasión seguido después se estabiliza con una pendiente constante y en ascenso. En el caso de múltiples capas, la trayectoria puede presentar una forma escalonada dependiendo de la permeabilidad de la capa ó estrato. En la gráfica 1.5. se observa un aumento gradual de la WOR, que indica la existencia de conificación temprana en la vida del pozo. Normalmente se nivela entre una WOR de 1 a 10, además la pendiente de la WOR disminuye, observándose notoriamente en la derivada de la WOR. Una vez que se estabiliza la conificación, la curva de la WOR comienza a semejarse a la del flujo marginal.



Gráfica 1.3 Gráfica de relación agua aceite Vs tiempo



Gráfica 1.4. Gráfica típica de canalización



Gráfica 1.5. Gráfica típica de conificación

CAPITULO 2. Manejo del problema del agua en yacimientos con producción de aceite.

2.1. Soluciones para el control del agua en el mundo.

Cada tipo de problema tiene distintas opciones de solución que varían desde las simples soluciones mecánicas y químicas, que normalmente son de relativo bajo costo, hasta las más complejas y costosas soluciones que incluso pueden implicar retrabajos. Es habitual la existencia de diversos problemas en el control de agua y a menudo, se hace necesario adoptar una combinación de varias soluciones. Hoy hay nuevas tecnologías innovadoras que nos ayudan a controlar el agua, que veremos en este capítulo.

Soluciones mecánicas

Muchos de los problemas que ocurren en las cercanías del pozo, como las filtraciones a través de la tubería revestida, el flujo por detrás de la tubería revestida, así como el aporte de agua desde el fondo o de capas inundadas sin flujo transversal, se opta por utilizar tapones mecánicos o inflables. El objetivo de poner un tapón es aislar la zona que está aportando agua con la que aporta aceite, aunque algunas veces es necesario aislar sólo una de las capa ó estratos, y no el resto del pozo, donde algunas veces todavía hay zonas de producción de aceite, para este tipo de problemas hay una herramienta llamada PatchFlex que veremos más adelante.

La herramienta PosiSet (figura 2.1), es un tapón mecánico, éste se puede transportar con tubería flexible ó bajar con un cable de acero, hasta la profundidad de colocación. Esta herramienta ya ha sido probada en el campo y garantiza el corte de agua del pozo tanto en pozos con tubería revestida como en pozos a agujero descubierto.

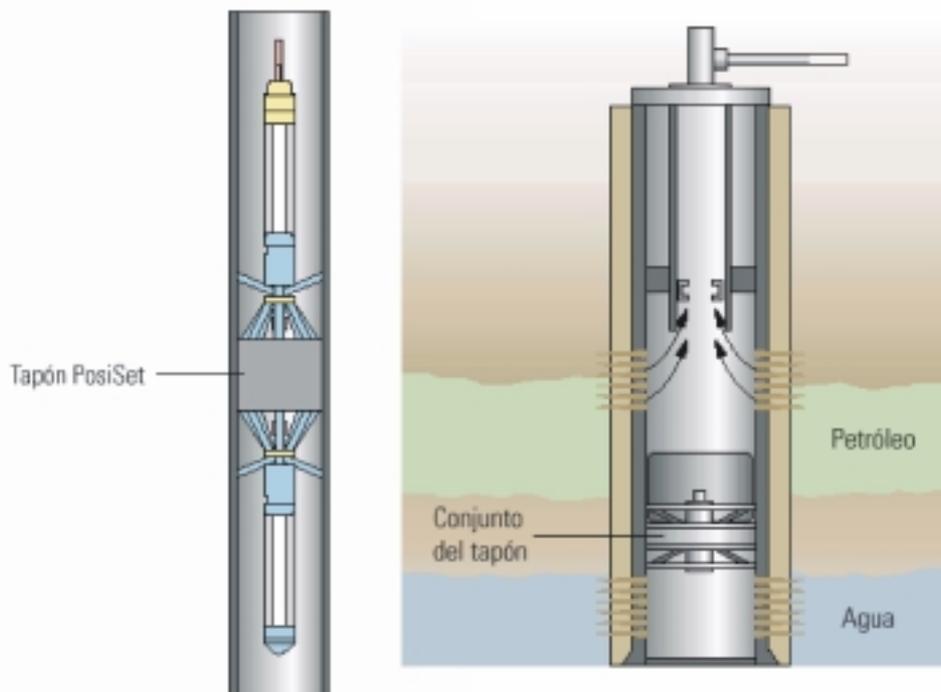


Figura 2.1. Tapón PosiSet

La denominada *camisa PatchFlex* (figura 2.2), que se puede colocar por medio de tubería flexible o cable de acero dentro de la tubería revestida, el PatchFlex se ha utilizado con todo éxito en diversas aplicaciones en todo el mundo. Resulta especialmente indicada para cortar la entrada de agua o gas mediante operaciones realizadas a través de la tubería de producción, y para modificar el perfil de inyección, así como para el aislamiento de una zona o capa. Las camisas inflables se construyen conforme a las necesidades, para ajustarse a la longitud de los intervalos donde se requiere hacer el corte de agua, pueden soportar las presiones de flujo transversal en el pozo. Una vez colocada, la camisa pasa a ser como una tubería corta adherida a la tubería revestida (figura 2.3); si fuera necesario realizar una posterior operación de cementación forzada, la camisa se puede fresar utilizando técnicas de perforación a través de la tubería de producción, o bien se puede volver a disparar para permitir la reentrada de las zonas aisladas. La única desventaja de esta herramienta es que esta reduce el diámetro de la tubería aproximadamente 1 plg. [2.5 cm.]. Sin embargo, otras alternativas mecánicas ocupan aún más espacio.

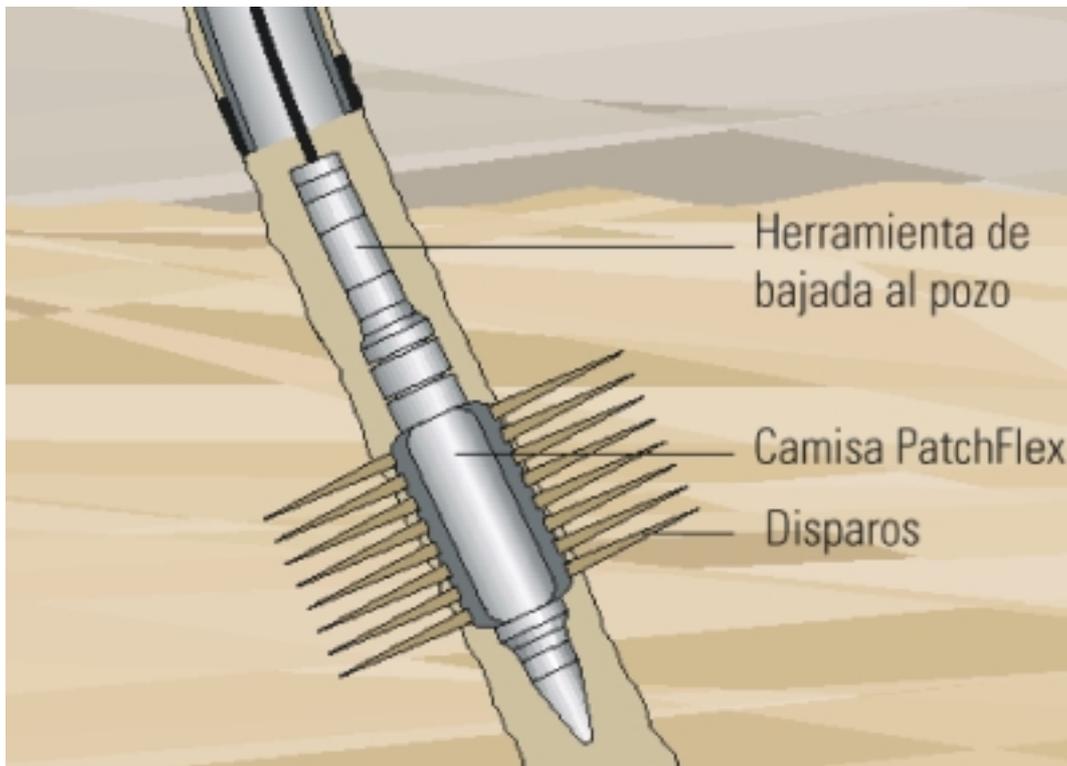


Figura 2.2. PatcFlex Instalación.

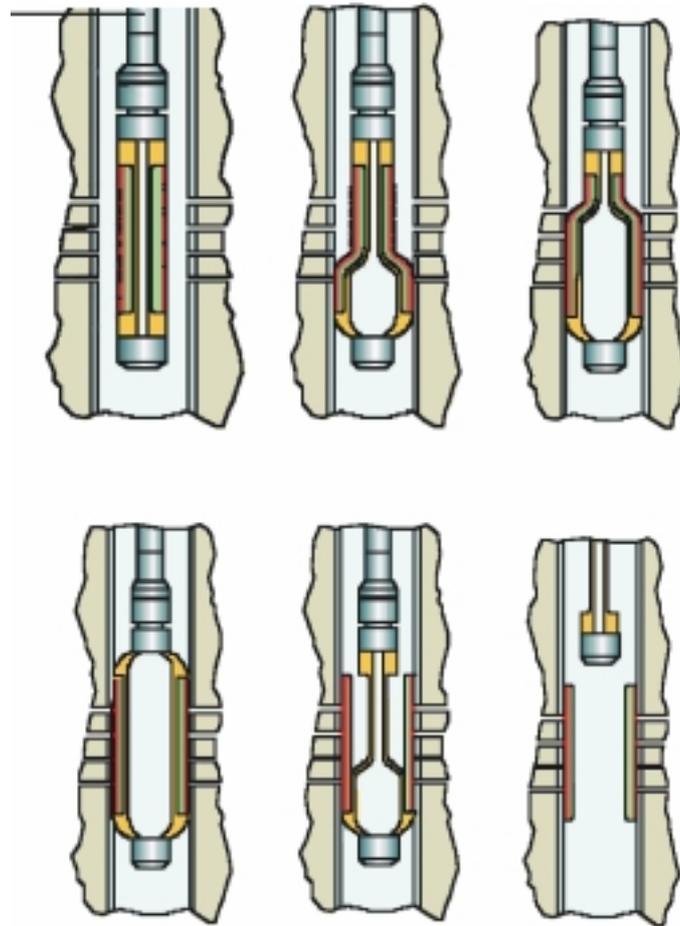


Figura 2.3. Procedimiento de Instalación del PatcFlex

Soluciones químicas

Los tratamientos con químicos requieren de una colocación precisa en el pozo. La tubería flexible con empaques inflables permite colocar la mayor parte de los fluidos de los tratamientos sin riesgo de afectar las zonas de hidrocarburos. La inyección por medio de una tubería flexible es un proceso que consiste en bombear un fluido protector a lo largo de la tubería flexible hasta el espacio anular y bombear el fluido del tratamiento a través de la tubería flexible (figura 2.4). El cemento SqueezeCRETE constituye otro elemento clave dentro del conjunto de soluciones para el control del agua (Boisnault JM 1999). Debido a su escasa pérdida de fluido y a su capacidad de penetrar microfisuras inferiores a 160 micrones, es el sistema ideal para tratamientos donde se requiere reparar las filtraciones en las tuberías, o flujo detrás de la tubería revestida. Una vez colocado, este cemento ofrece gran resistencia a la compresión, baja permeabilidad y alta resistencia a los ataques químicos.

El tratamiento SqueezeCRETE a menudo se utiliza con cemento común para hacer el corte de agua en la zona de disparos cuando existe un problema de capas inundadas, o bien cuando asciende el agua comúnmente llamado el OWC. También se puede aplicar para el sellado de empaques de grava, filtraciones en el la tubería revestida o canales por detrás de esta. Los geles rígidos son sumamente efectivos para cortar el exceso de agua en las cercanías del pozo. A diferencia del cemento, los geles se pueden forzar dentro de la formación para realizar el corte de agua por completo de esa zona o para llegar a las barreras de lutitas. Habitualmente están hechos a base de polímeros con aditivos reticuladores.

Productos como los sistemas MaraSEAL y OrganoSEAL-R se pueden mezclar con facilidad y tienen una larga vida útil. Pueden ser inyectados a presión en la formación para tratar problemas específicos de agua, como flujo por detrás de la tubería revestida y capas inundadas sin flujo transversal, o colocados selectivamente en la zona de agua usando tubería flexible y un empacador (estos geles no penetran en formaciones con permeabilidades menores a 25 mD). Otra solución es usar un gel que se puede inyectar en pequeñas fallas o fracturas pero sólo penetran en formaciones con permeabilidades superiores a 5 Darcies. Cuando se aplican grandes volúmenes (1.000 a 10.000 barriles) [159 a 1589 m³], estos fluidos por lo general son poco costosos, y se puede lograr cortar el agua en amplios sistemas de fracturas que rodean al pozo inyector o a los pozos productores (O' Brien et al 1999).

Al igual que los geles rígidos, los productos del tipo Marcit y Or-ganoSEAL-F son polímeros reticulados simples de mezclar, tienen un tiempo prolongado de trabajo (hasta tres días) antes de volverse rígidos. Por otra parte, se están desarrollando fluidos inteligentes o selectivos en la forma de polímeros y surfactantes para tratamientos en la matriz de la formación cercana al pozo. Estos tratamientos, denominados modificadores de permeabilidad relativa, producen un material similar al de un gel para detener el flujo de agua en las capas inundadas, pero mantienen el comportamiento del fluido en las capas de petróleo para permitir que continúe la producción.

El Empacador Químico Anular (ACP) (Figura 2.6), desarrollado para estos casos, realiza el aislamiento entre las diversas zonas utilizando empacadores o tapones colocados por medio de tubería flexible (Elphick et al 1998). El objetivo del ACP consiste en alcanzar una cobertura circunferencial total sobre una tubería relativamente corta (en longitud), mientras se deja la tubería corta libre del material que podría obstruir el flujo del fluido o el pasaje de la herramienta a través de esa sección. La operación consiste en bombear un fluido de baja viscosidad, a base de cemento, por medio de tubería flexible y emplazarlo en el espacio comprendido entre dos empacadores a través de las pequeñas ranuras de la tubería corta. Una vez en su lugar, el fluido adquiere inmediatamente la dureza de un gel, lo cual impide su desmoronamiento y garantiza el relleno completo y el aislamiento del espacio anular.

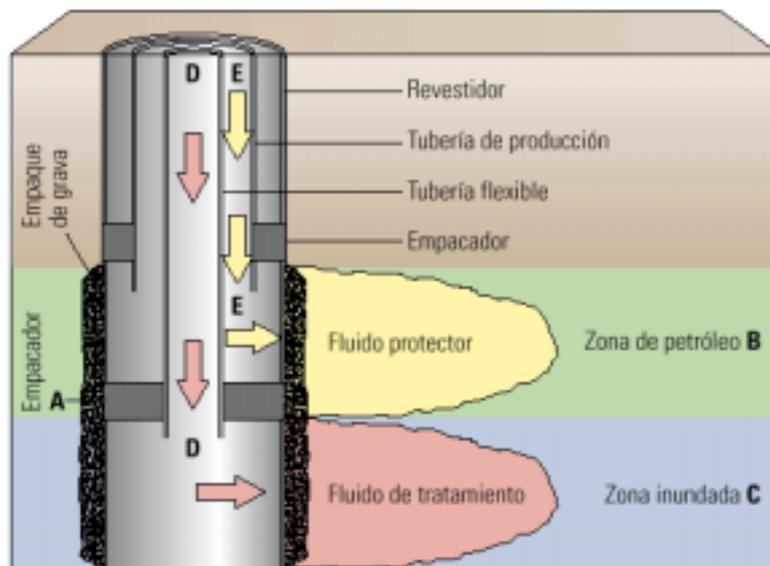


Figura 2.4- Figura de arreglo para inyectar fluido protector y de tratamiento.

En las figuras 2.4 y 2.5 se observa la doble Inyección con tubería flexible. En los problemas de control del agua donde resulta fundamental el emplazamiento del fluido de tratamiento, se puede utilizar un empacador inflable (A) manejado con tubería flexible para proporcionar el aislamiento del hueco entre las zonas de petróleo (B) y las zonas inundadas (C). En este ejemplo con empaque de grava, para detener el avance del agua no deseada se bombea un fluido de tratamiento (D) a través de la tubería flexible hacia la zona inundada inferior y al mismo tiempo se bombea un fluido protector (E) a través del espacio anular hacia la zona productora de petróleo.

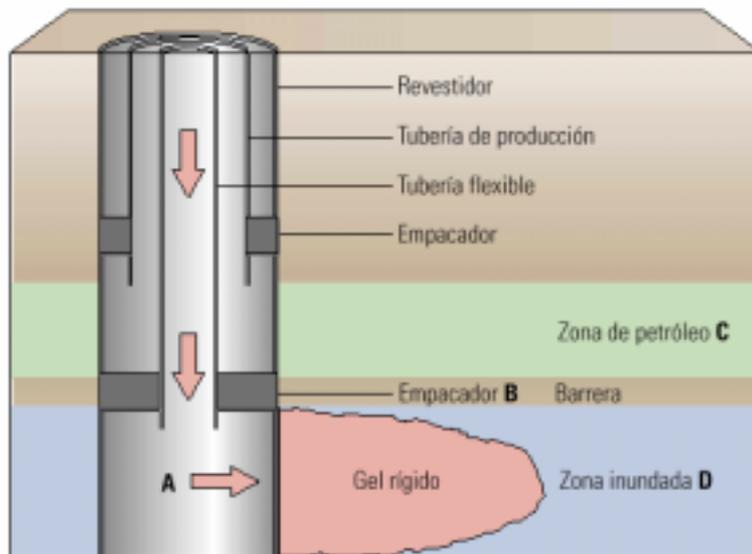


Figura 2.5- Figura de arreglo de tuberías para inyectar fluido de tratamiento

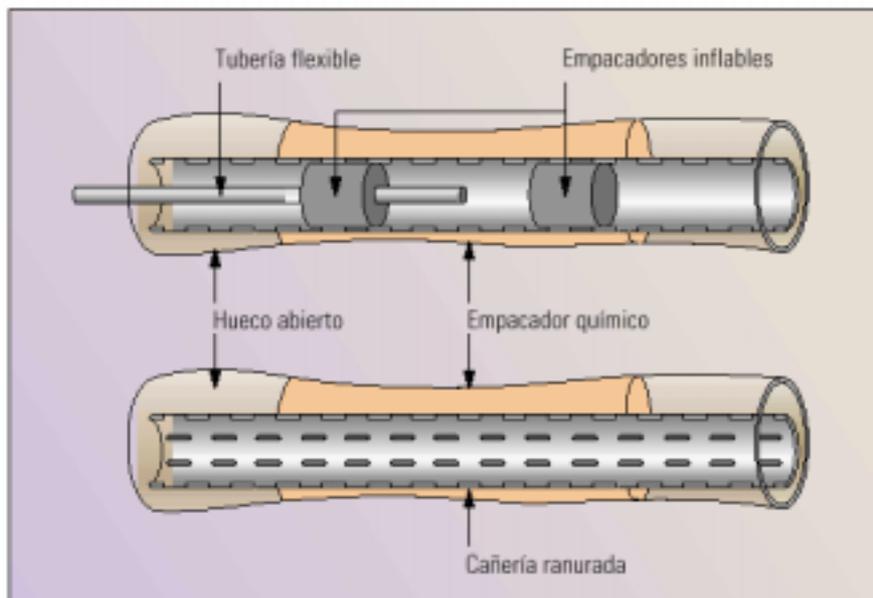


Figura 2.6- Empacador químico anular.

En los pozos horizontales, los tratamientos para resolver los problemas de agua resultan más efectivos cuando la zona tratada se encuentra aislada del resto del hueco. En los huecos revestidos, y hasta cierto punto, en los huecos abiertos, esto se logra en forma mecánica con empacadores inflables. Sin embargo, cuando se ha colocado una malla o una tubería corta pero no se han cementado, estos dispositivos mecánicos no logran aislar el espacio anular abierto

2.2. Control de agua en México.

En general en el mundo el fracaso del control de agua se debe a que antes el control de agua se asociaba a colocar tapones o cementar la zona de aporte de agua, México no era la excepción, cuando se dañaba la TR. se hacía un proceso de sementado para repararla o cuando el aporte de agua provenía de la parte baja se taponaba, pero el problema pocas veces era controlado, debido a que no se estudiaba el problema de raíz, por tanto sólo se controlaba de forma parcial, e incluso se podía llegar a dañar el pozo. En México muy particularmente nunca se preocupaba de la problemática del agua debido a que en cuanto se tenía problemas de agua inmediatamente se buscaba otra zona donde producir aceite sin problemas de agua, Pero poco a poco en México se empieza a presentar problemas de agua en sus pozos, debido a que sus pozos están entrando en una etapa madura y por tanto la presencia de agua es inevitable, por tanto se debe de tomar el problema de otro punto de vista, de un punto más integral para saber como controlar el agua.

Hay dos tipos de formaciones que son (Ascensio et al, 2001):

- Formaciones de arenas: En general en los pozos con éste tipo de formaciones es muy común se esté produciendo con partículas en suspensión (arenas), donde el agua acelera esta producción de arenas, lo que ocasiona muchos problemas de erosión. La solución tradicional a la producción de agua en este tipo de yacimiento era el abandono del estrato productor para buscar otro. Actualmente al disminuir estas opciones se está practicando una operación llamada exclusión de agua en el mismo intervalo productor. Consiste en inyectar cemento de características especiales contra la formación que se fragua en presencia de agua, se han obtenido buenos resultados. Otra solución es inyectar cemento en la parte baja del yacimiento con la finalidad de aislar la parte invadida por el agua y mejorar las condiciones de cementación de la T.R.
- Formaciones Carbonatadas. La mayoría de los campos en México y los más importantes son de este tipo de formación. Es característico de este tipo de formaciones sus grandes espesores lo cual ha facilitado el control de agua. Tradicionalmente al presentarse un alto porcentaje de agua se abandona el intervalo productor y se busca otro más arriba. Ahora la mayoría de los pozos se encuentran en la parte alta del yacimiento manejando porcentajes de agua importantes, el control de agua se dificulta por que casi todos los tratamientos no han dado resultados bajo estas condiciones (tratamientos tradicionales), la consecuencia lógica es el abandono de los pozos por la contrapresión de la columna de agua.

En PEMEX el control de agua de forma integral tiene muy poco tiempo, de hecho apenas se está trabajando para implementar las tecnologías adecuadas, apenas se están implementando las pruebas tecnológicas pero primero se debe hacer una revisión y análisis de todas las tecnologías para implementar la más adecuada para los campos mexicanos.

Una de las medidas más comunes que se utiliza en PEMEX es el estrangulamiento de los pozos, ésta es una medida simple y requiere de poca inversión, ésta medida normalmente se utiliza cuando se ha identificado el avance natural del contacto agua / aceite ó problemas de conificación. Sin embargo, esta medida reduce la producción de los hidrocarburos, por tanto esta opción requiere de un estudio de rentabilidad para de esta forma poder decidir si es viable seguir produciendo con esta simple medida de control ó se requiere de otra tecnología que pueda controlar este problema que normalmente requieren de mayor inversión económica.

Los estranguladores de fondo han sido utilizados últimamente para reducir la producción de agua en los pozos mexicanos. Se han obtenido resultados satisfactorios en la mayoría de los casos; sin embargo en algunos otros se ha ocasionado una problemática de depositación de incrustaciones a la profundidad del estrangulador. El fenómeno que se presenta en un estrangulador de fondo, es que se libera mayor cantidad de gas debido a la caída de presión generada en el estrangulador, lo que hace que la columna de fluido esté menos pesado, y que el patrón de flujo cambie generando un flujo más homogéneo, evitándose el patrón de flujo tipo bache, el cual es el causante de que existan mayores fluctuaciones de presión en el fondo del pozo. Las fluctuaciones de presión en el fondo del pozo generan flujos intermitentes de agua provenientes de la formación, y muy probablemente, debido a las relaciones de permeabilidad relativa en el sistema de fracturas. Por otra parte, con un estrangulador de fondo es posible incrementar el gasto de la producción, ya que la liberación de gas desde el fondo genera una columna menos pesada. Resultados positivos en ambos sentidos (incremento de producción y disminución de la producción de agua). Se ha logrado recientemente en pozos de la región sur (Ascencio et al 2001).

Si el problema identificado es el estado mecánico, probablemente requerirá de usar cemento o un gel para su reparación. El caso es complicado si tenemos el pozo en la parte alta del yacimiento con problemas de conificación. En ocasiones, el problema principal ha sido, trabajar el mismo intervalo para controlar el agua, como no se tiene el control de la penetración del fluido que se inyecta contra la formación no se ha obtenido resultados confiables en el campo.

Actualmente existen diferentes geles que ofrecen las compañías para controlar el agua, con diversas características tan diversas que pareciera fueran la panacea, de bloqueo total o parcial, estables, de baja viscosidad, rígidos, tolerantes a altas temperaturas, salmuera, etc. Con diferentes técnicas de inyección. Como se mencionó previamente, el control de agua en yacimientos homogéneos del área terciario no representan mayor problema, ya que los problemas de conificación de agua son controlados reduciendo los ritmos de extracción, mientras que los problemas del estado mecánico son controlados con estos geles o cementaciones dependiendo del problema, como veremos más adelante.

La problemática de control de agua en yacimientos naturalmente fracturados es mucho más compleja, ya que los problemas de conificación son muy difíciles de solucionar, y en la mayoría de los casos son impredecibles cuando se tiene empuje de un acuífero activo. Los problemas de canalización si pueden ser controlados mediante trabajos de remediación con cemento. A continuación se hace una descripción de los principales métodos que se han utilizado para el control de la conificación de agua en yacimientos naturalmente fracturados, así como los resultados obtenidos.

Aislar con cemento el cono de agua. Este método no ha sido exitoso, ya que debido a la interconexión del sistema de fracturas, no es posible aislar aquellas que tienen más penetración de los disparos.

Aislar con geles el cono de agua. Este método ya ha sido probado en algunos de los pozos de la región sur, sin tener resultados satisfactorios. En el pozo Chipilín X se utilizaron geles para detener el avance de agua, sin obtener resultados satisfactorios (Ascencio et al 2001). Se piensa que probablemente, al incrementar la viscosidad del gel en una zona de alta conductividad, se daña notablemente la permeabilidad efectiva de la zona, ocasionando la reducción de la producción de hidrocarburos.

Un aspecto importante por considerar es que si un pozo ha sido tratado, se debe reiniciar su explotación con ritmos bajos de producción, y se debe tener un control de la producción de agua y se debe de analizar en laboratorio. Un ritmo alto de explotación puede ocasionar que el agua irrumpa y dañe de forma definitiva el pozo teniendo que abandonarlo. Este fue el caso del pozo Agave X (Ascencio et al 2001).

2.3. Separadores de Fondo.

Tradicionalmente el aceite y agua se separan en la superficie, los separadores más comunes que se utilizan son los de gravedad. En plataformas marinas de producción, los separadores de gravedad ocupan áreas grandes de la plataforma. Se ha investigado mucho en los separadores para reducir el tamaño de éstos, en México es muy común que en un campo haya más de un separador donde se manda todo el flujo de aceite y agua (como sale de la formación) a estos separadores; por tanto son separadores grandes para poder separar todo el flujo. En plataformas marinas es común que en una de éstas se localice el separador, todo esto es costoso cuando se trata de grandes volúmenes de agua sin hablar de los problemas que nos genera el agua. Los separadores que son de menor tamaño son los ciclónicos ó centrífugos, éstos son de tamaño chico y de peso menor a los convencionales.

Durante los noventas, se empezó a prestar más atención a los separadores de fondo, debido a que con estos no se requiere de los grandes separadores, con esto se ahorra espacio sobre todo en las plataformas marinas donde el espacio puede ser utilizado en otras actividades.

El proceso de separación de aceite y agua en el fondo se abrevia como DHOWS o DOWS algunos autores utilizan la primera abreviatura pero la mayoría utiliza la segunda.

Aunque un sistema de separación ciclónico contiene muchos componentes, los dos componentes primarios, de éste son: a) el separador de aceite / agua, b) Cuando menos una bomba de fondo. Hay dos tipos básicos de sistemas de separación en el fondo son los ciclónicos y los separadores por gravedad, y hay tres tipos de bombas y son: a) bombas eléctricas sumergibles, b) bomba de cavidad progresiva, y c) bombas de varilla.

El gran problema o desafío para los diseñadores de esta tecnología es hacer que todos los sistemas, como separación y bombas trabajen juntos en un espacio definido por el diámetro del pozo que puede ser de 7 plg. a 5.5 plg. Esta tecnología de separación sostiene una tremenda promesa pero aun está en su infancia.

Los separadores ciclónicos pueden separar líquidos de sólidos o líquidos de otros líquidos. Los separadores líquido/líquido son los que se usan en la separación de fondo, debido a que tienen que separar al aceite del agua. Los separadores ciclónicos son capaces de separar continuamente una producción de dos fluidos, pero siempre hay un fluido más pesado que el otro, estos separadores usan la fuerzas centrífuga que se crea cuando la producción de estos dos fluidos entran en el separador, donde los fluidos tienen una trayectoria cónica y debido a la velocidad con la entra se forman fuerzas con una dirección tangencial. Los fluidos dentro del separador forman una especie de remolino con una velocidad suficiente para crear una fuerza de centrifuga que manda a los fluidos más pesados a la parte exterior del remolino y estos impulsan al más ligero a la parte interna del remolino. Típicamente, se diseñan los separadores ciclónicos para proporcionar una fuerza centrífuga mayor que la fuerza gravitacional.

Como la pared exterior del separador es cónica hace que los fluidos sigan esta trayectoria, produciendo una velocidad tangencial constante que es impartida a todo el fluido por eso, el fluido más pesado pasa a lo largo de la pared del cono, que por gravedad emigrará hacia el extremo inferior que es la parte con el diámetro más pequeño (figura 2.7), y la fase más ligera en el centro será empujada por el fluido más pesado hacia el extremo superior donde se tiene el diámetro más grande. La capacidad de un separador ciclónico está principalmente limitada por el diámetro (o radio) de la cabeza del separador. La eficacia del separador está en función del cuadrado de la velocidad tangencial entre el radio del separador. Por consiguiente, una separación eficaz requiere una velocidad tangencial alta. Si el radio del separador se aumenta, entonces la velocidad también debe aumentarse para mantener una eficacia dada. Si la presión de la formación que actúa en el líquido es baja, entonces la velocidad a la que entrará el líquido al separador será lenta y el separador se debe diseñar con un radio suficientemente pequeño para obtener una eficacia de la separación deseada.

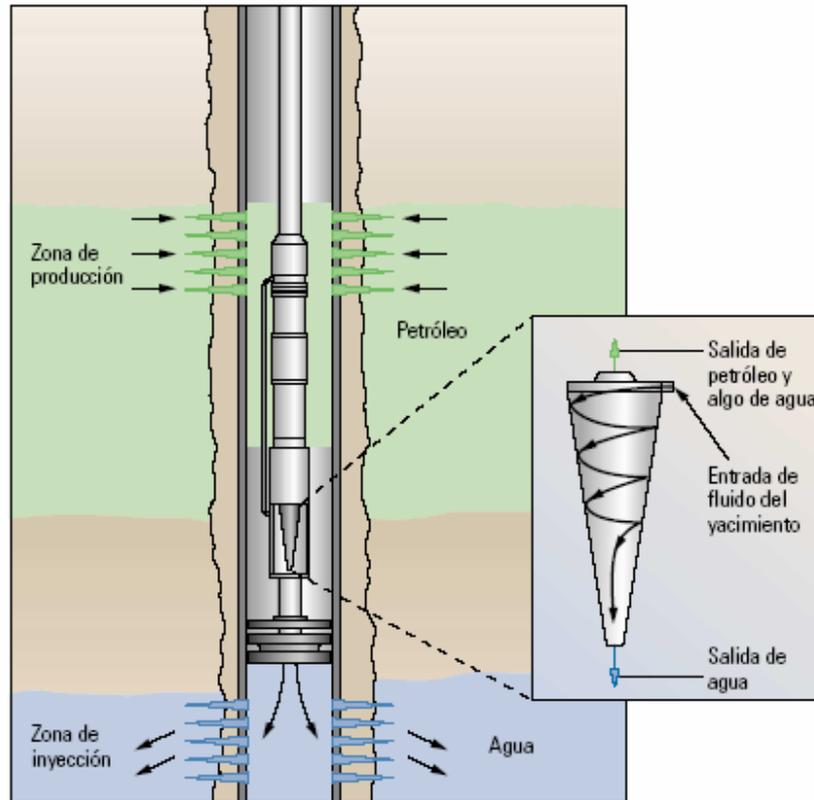


Figura 2.7- Esquema de un separador de fondo ciclónico.

Como el diseño de los separadores depende del diámetro del pozo normalmente estos tienden a ser estrechos y altos, pueden ser más pequeños que 50 mm en diámetro y 1-2 metros en longitud (Peachey et. al 1994). Cuando un separador no tiene la capacidad de manejar todo el caudal se pueden instalar varios separadores ciclónicos en paralelo (Sobie et. al 1997).

El aceite separado contendrá típicamente y aproximadamente 50 % de agua del volumen original de agua, e incluso puede contener más de 50 % de agua.

Con los separadores ciclónicos, se hace una separación preliminar de aceite y agua, donde después, ya en superficie se separa el resto del agua al aceite. Esta primera separación de agua se hace para ayudar a que el pozo continúe siendo económicamente viable para seguir produciendo a costos aceptables (primero se debe hacer un análisis económico), los separadores ciclónicos se colocan en pozos con alto porcentaje de agua, que puede ser desde un 70 % o más, el ahorro viene por que se reducen los costos en el manejo de agua en la superficie que normalmente son de considerarse.

Desde un punto de vista de producción, es deseable que se tome en cuenta lo siguiente, para la aplicación de esta tecnología. El yacimiento debe tener reservas suficientes para justificar la inversión y el pozo debe tener una zona de desecho para agua, además la tubería revestida debe tener al menos un diámetro de 5.5 Plg y la separación mínima que debe tener 80 Ft entre la zona de producción y la zona de desecho para el agua (John A Veil et. al 1999). Además debe tener un corte de agua igual o mayor a 75 %, para garantizar que no se está bombeando aceite a la zona de desecho. También se evitan pozos con problemas de asfaltenos e incrustación o pozos con una alta relación gas /aceite (RGA).

El conocimiento del pozo (Geológicamente, Mecánicamente) y su historial de producción son importantes para poder seleccionar un sistema de separación de fondo, pero aún más importante es el conocimiento de las presiones tanto de yacimiento como la necesaria para inyectar el agua a la zona de deshecho, además de tener los datos actualizados de los flujos internos (Sobie et. al. 1997).

2.3.1 Justificación técnica para la aplicación de los separadores de fondo

Altas temperaturas significan bajas viscosidades de agua, esto incrementa la velocidad del aceite y acelera la separación. Debido a que la viscosidad del agua depende principalmente de la temperatura, y como las temperaturas en el pozo son relativamente altas la viscosidad por tanto es menor que en la superficie, al tener menor viscosidad en los fluidos las pérdidas de presión son menores también, por tanto podemos decir que el pozo es un lugar ideal para la separación.

Como hay una gran diferencia en las densidades de las fases esto ayuda a incrementar la velocidad del aceite y con esto la separación es más eficiente. Como la densidad del aceite es más baja debido a la alta temperatura y los gases disueltos en el separador de fondo, el aceite tiene la condición más favorable para el uso de los separadores de fondo.

Los separadores de fondo están diseñados para trabajar en cortes iguales o mayores del 75 %, es muy común que con esta tecnología se pueda extender la vida del pozo económicamente viable.

En las plataformas, las tuberías que transportan el fluido de la formación (Aceite y Agua) o las que transportan sólo agua, pueden presentar muchos problemas debido al agua. Normalmente para evitar los problemas se utilizan químicos y el costo de estos químicos le quita rentabilidad, además del costo de bombear el agua para desplazarla de un lugar a otro, con la separación de fondo se maneja poca agua, ya que la mayoría de esta se inyecta a una zona de desecho.

En los yacimientos areniscos, es común que se tengan problemas con la producción de aceite, agua y arena que ocasiona erosión en las tuberías, válvulas, etc. Con la separación de fondo se elimina el problema ya que la arena y el agua se separa del aceite y es inyectada en la zona de desecho. (Solanki et. al. 1996). El problema de este tipo de yacimiento es que ahora el problema se presenta sólo en el separador y la tubería de desecho.

Ventajas Económicas

La ventaja principal de colocar un sistema DHOWS es el hecho que acelera la producción y alarga la vida del pozo (Marte Johnsen et. al. 2000). Este es el efecto más importante que DHOWS tiene para ofrecer a las compañías Petroleras, y la razón más importante por qué se sigue investigando en este campo.

Sin embargo, el sistema DHOWS puede dar varias otras ventajas económicas, pueden lograrse grandes reducciones de costo con respecto al manejo de agua. Debido a que se separa en su mayoría el agua en el fondo del pozo, inyectándola en la zona de desecho, por tanto habrá menos necesidad de equipos y productos químicos para el tratamiento de agua, reduciendo también actividades en la superficie, esto baja las inversiones en las plataformas.

Principales factores que afectan a los pozos productores de aceite, cuando se produce agua. (Peachey et. al. 1997)

- Producción de agua a la superficie.
- Crecimiento de las instalaciones y costo de las instalaciones.
- Sistemas de desecho.
- Localización de la zona de desecho en el pozo.
- Problemas de corrosión e incrustación y costos medioambientales.
- Costos ambientales.
- Ventajas medioambientales.

Estos factores se describirán a continuación:

Producción de agua a la superficie

Cuando se incrementa la relación agua-aceite (WOR), se incrementa la necesidad de mayor energía para que el fluido llegue a la superficie. Esto es que porque el agua es más pesada que el aceite, por tanto al incrementar la cantidad de agua necesariamente se requiere mayor energía, para desplazar los fluidos desde el fondo del pozo a la superficie.

Crecimiento de las instalaciones y costo de las instalaciones:

Al aumentar los flujos de agua se requiere de mayor dinero para el manejo de ésta. Debido a que se necesita instalar nuevas instalaciones ó cambiar diámetros de tuberías. Además al aumentar la producción de agua aumenta también el consumo de combustible y el consumo de productos químicos para tratar el aceite y el agua.

Sistemas de desecho:

El diseño del sistema de desecho generalmente se encarece dependiendo de la potencia de la bomba, por eso es importante conocer la presión de inyección en la zona de desecho, determinando los caballos de la bomba necesarios para poder inyectar a la zona de desecho. Los pozos de desecho y líneas de desecho de alta presión representan costos elevados, normalmente las bombas son menos caras en comparación con las instalaciones, pero cada aumento en potencia de la bomba aumenta su costo y el consumo de energía.

Localización de la zona de desecho del pozo

Tradicionalmente los pozos que se destinan para pozos de desecho de agua son los pozos productores que tienen el WOR más alto, al aplicar los separadores de fondo se podría mantener estos pozos produciendo por más tiempo, en lugar de volverlos pozos inyectoros, por tanto no habría una disminución en la producción de aceite, debida a la conversión de pozos productores a pozos inyectoros.

Problemas de corrosión e incrustación

Cuando hay un aumento en el WOR, las incrustaciones y la corrosión puede aparecer de manera rápida y causar problemas que requieran de una inversión considerable, para solucionar estos problemas se requiere de un aumento de productos químicos, además de correr el riesgo de tener grandes pérdidas por el tiempo que las instalaciones están fuera de servicio, debido a las incrustaciones y/o por corrosión de la tubería.

Costos medioambientales:

El agua a menudo es la causante de que algunos equipos fallen y se provoque un derramamiento de esta agua indeseable, el impacto de un derramamiento de agua es más problemático que de aceite, por tanto es aún más caro su tratamiento, también el área que se afecta siempre es mayor con la salmuera que si fuera aceite (Kjos. et. al, 1995) (Solanki. et. al 1997) (Liljegren et. at. 1999).

Ventajas medioambientales

En los últimos años los aspectos medioambientales se les ha dado mucha importancia, por tanto no es de extrañar que se esté trabajando en nuevos productos y métodos de producción. En algunas situaciones, los aspectos medioambientales son tan importantes como los aspectos económicos (Liljegren, 1999).

Las ventajas medioambientales de colocar un sistema DHOWS comparado con los métodos de producción de aceite tradicionales son (Kjos. et. al, 1995) (Solanki. et. al 1997) (Liljegren et. at. 1999)

- Se reducirá el consumo de energía porque se necesita menos energía cuando sólo se transporta aceite y gas. Esto conlleva reducir las emisiones de CO₂.
- En general, pueden lograrse ahorros de energía de un 10% hasta un 50%, si la reinyección puede realizarse bajo condiciones de no fracturar.
- La reducción de problemas de corrosión ó incrustación en tuberías reduce también el uso de inhibidores tóxicos para remover o controlar estos problemas, que normalmente son contaminantes.
- El uso de floculantes disminuirá. Los floculantes se acostumbra usar para aumentar el tamaño de la gota de aceite, con el objetivo de obtener una mejor separación en la superficie.
- La erosión causada por partículas de arena se eliminará en las tuberías de la superficie debido a que la arena se manda con el agua a una zona de desecho.
- Cuando se usa en plataformas marinas se reduce el uso de químicos para el transporte del aceite y agua
- El uso de Químicos para la remoción de agua disminuirán.

Aplicación de los separadores de fondo en el mundo

Los resultados de la aplicación de los separadores de fondo en el sureste de Canadá en Saskatchewan se muestra en la siguiente tabla: (John A Veil et al 1999)

Pozo	Tipo de Separador de Fondo	Producción en superficie bpd			
		Antes de instalar Dows		Después de Instalar Dows	
		Aceite	Agua	Aceite	Agua
Talismán Creelman 3c7-12	Ciclónico	113	2516	277	126
Talismán Handsworth 4d8-16	Ciclónico	88	1700	50	189
Tri-Link Bender 9-30	Ciclónico	35	976	35	227
Talismán Handsworth 2d5-13	Ciclónico	63	1260	38	63
Talismán Tidawater 4-27	Gravedad	16	252	33	139
Richland Parkman 1-17	Gravedad	20	220	15	190
Southward 11-13	Gravedad	24.5	458	16	Sin dato

Tabla 2.1 de resultados de la instalación de separadores de fondo, en Saskatchewan, Canadá

En promedio la producción de aceite se incrementó cerca de un 30 % en todas estas pruebas tecnológicas, y la producción de agua en la superficie se redujo en un promedio del 90 %, El pozo Talismán Creelman produjo aproximadamente el doble de producción de aceite y el corte de agua a la superficie se redujo a sólo un 5% del volumen original. Sin embargo en cuatro de los pozos la producción de aceite se redujo, sin embargo el objetivo principal en este campo es el de reducir los altos cortes de agua a la superficie, y no incrementar el volumen de aceite (Sobie et. al. 1997), seis de siete de los pozos muestran una reducción en la producción de agua a la superficie, y en cuatro de estos pozos se logro reducir en promedio un 75 % del volumen total producido a la superficie.

Este de Alberta, Canadá

Pozo	Tipo de Separador de Fondo	Producción en superficie bpd			
		Antes de instalar Dows		Después de Instalar Dows	
		Aceite	Agua	Aceite	Agua
Pinnacle-Alliance	Ciclónico	44	380	100	95
Pinnacle-Alliance 06D	Ciclónico	25	820	100	160
Pinnacle-Alliance 07C	Ciclónico	38	1200	37	220
Pan Canadian Provost 11c-5	Ciclónico	21	690	17	Sin dato
Pan Canadian 11a2-5	Ciclónico	34	979	14	Sin dato
Pan Canadian Provost 00/16-5	Ciclónico	9.4	546	16	Sin dato
Talismán Hayter	Gravedad	25	250	32	25

Tabla 2.2 de resultados de la instalación de separadores de fondo, en el este de Alberta, Canadá

En la tabla 2.2 (John A Veil et al 1999) se muestra la aplicación de separadores de fondo en Canadá, donde el promedio del incremento de la producción de aceite fue del orden del 60 %, mientras el promedio de la producción de agua en la superficie se redujo en un orden del 80 %, Debido al costo del manejo del agua esto es un gran logro, sin embargo en tres pozos la producción de aceite se redujo en un pequeño porcentaje (Matthews et al. 1996), a pesar de que la zona de producción y la zona de deshecho es mucho menor de 100 ft, no se reportan recirculamientos de agua en ninguno de los casos, en uno de los pozos Pinnacle está muy cerca del límite económico, sin embargo éste pozo tiene ya más de 3 años de operación sin sobrepasar el límite económico.

Centro de Alberta en Reef Trend, Canadá

En todas las pruebas tecnológicas se obtuvieron muy buenos resultados, el promedio general del incremento de aceite en estas pruebas tecnológicas fue de aproximadamente de un 150 %, sin embargo en los separadores por gravedad disminuyó un poco, y el promedio general de agua producida a la superficie disminuyó en un promedio de 85 %, en ambos tipos de separadores (Peachey et al. 1997), los resultados de la aplicación de los separadores se muestra en la tabla 2.3 (John A Veil et al 1999).

Pozo	Tipo de Separador de Fondo	Producción en superficie bpd			
		Antes de instalar Dows		Después de Instalar Dows	
		Aceite	Agua	Aceite	Agua
Imperial Redwater 1-26	Ciclónico	19	1780	24	59
Anderson 08-17	Ciclónico	176	3648	264	264
Gulf Canada 02/12-01	Ciclónico	21	1038	117	217
Pan Canadian 00/07-09 B.	Ciclónico	19	352	62	250
Pan Canadian 00/02-09 B.	Ciclónico	13	428	164	239
Chevron PNB 14-20	Gravedad	75	517	84	14
Talismán South Sturgeon	Gravedad	27	932	26	179
Tristar Sylvan Lake	Gravedad	35	403	Sin dato	57
Crestar Sylvan Lake 00/08	Gravedad	25	315	2	54

Tabla 2.3. Resultados de la instalación de separadores de fondo, en el centro de Alberta

2.4. Sistema de auto—control de agua en pozos (Ascensio et al, 2001)

En las siguientes secciones se describen diversas configuraciones del sistema de auto—control de agua en pozos. La selección de una u otra dependerá del contexto geológico donde se aplique esta solución.

Inyección abajo zona productora

La figura 2.8 muestra una configuración típica del sistema de auto-control de agua en pozos. En este caso la producción de aceite (o gas) más el agua producida es de forma natural hacia la superficie. La producción es por el espacio anular y la inyección del agua inyectada en el estrato permeable más profundo es por la tubería de producción.

Esta configuración podría aplicarse a casos de la cuenca de Burgos. La inyección sería en las arenas depresionadas previamente explotadas. Asimismo, es reconocido que entre uno y otro paquete de arenas existen secuencias de lutitas que actúan como sellos o tarteras impermeables. Igualmente, este sería el caso de diversos campos productores de aceite del Activo Agua Dulce.

Otra aplicación de esta configuración pero en rocas carbonatadas, es en diversos campos de la Región Sur. Por ejemplo, en situaciones que se han abandonado pozos en el sector jurásico por alto flujo fraccional y se ha desarrollado el sector cretácico; en esta situación, el primero de éstos podría actuar como la zona receptora del agua inyectada.

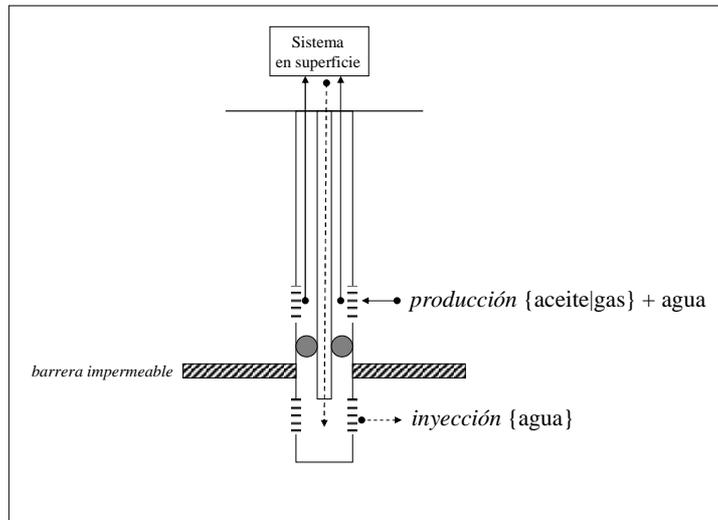


Figura 2.8- Esquema de un de la aplicación del sistema de Auto-Control, por debajo de la zona de producción.

Inyección arriba zona productora

Este caso difiere del anterior en que la zona de inyección se localiza arriba de la zona productora, según se muestra en la figura 2.9. 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.

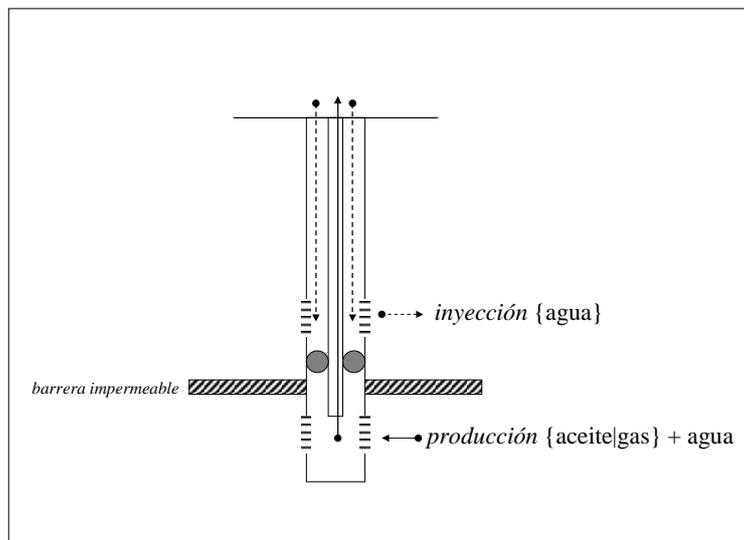


Figura 2.9- Esquema de un de la aplicación del sistema de Auto-Control, por arriba de la zona de producción.

Inyección con sistema artificial de explotación con auto-abastecimiento 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 3. Se utilizaría el gas para aligerar la columna de agua y así situar el pozo en un status de productor. El inconveniente del gas natura es que requiere para su uso medidas especiales de seguridad y, a diferencia del nitrógeno, no es un gas inerte.

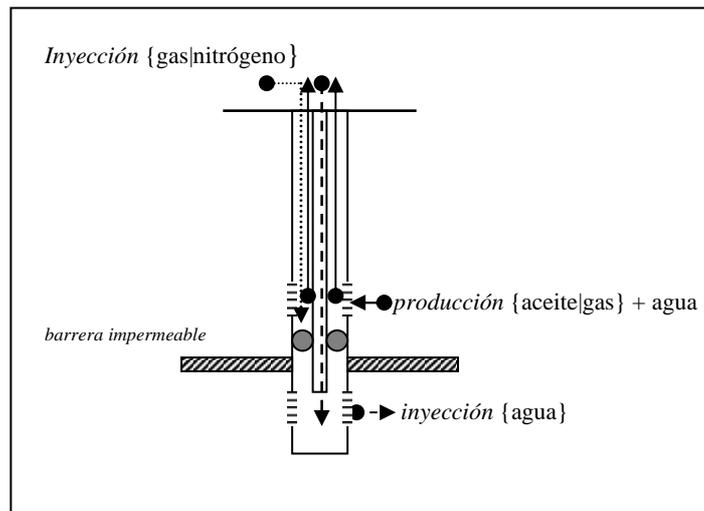


Figura 2.10- Esquema de un de la aplicación del sistema de Auto-Control, con un sistema artificial de explotación con auto-abastecimiento de gas.

2.4 Sistema Wojtanowicz.

La producción de agua por efectos de conificación (y cuando se tiene adecuadamente identificado en el yacimiento el contacto agua/aceite) puede ser reducida a partir de una terminación dual de tal forma que por la tubería interna se produzca el agua y por el espacio anular el aceite, según se ilustra en la figura 2.11. La producción abajo del contacto agua/aceite tiene como objeto invertir el cono de agua y por tanto reducir la producción de la misma en el pozo. Esta propuesta fue planteada inicialmente por *Wojtanowicz* y *Bassiouni* (1991), y detallada más adelante por *Swisher* y *Wojtanowicz* (1995a,b).

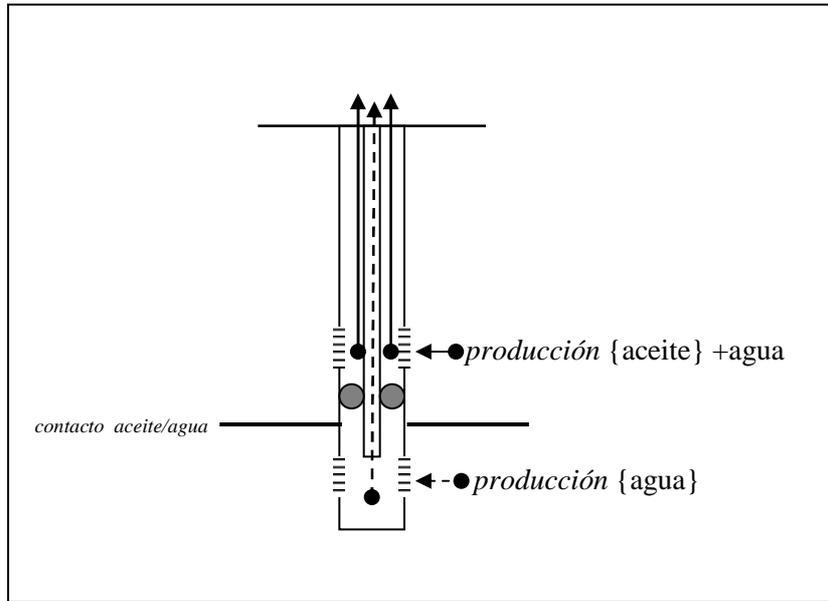


Figura 2.11- Esquema del Sistema Wojtanowicz (Downhole Water Sink).

Sistema Wojtanowicz con auto-control de agua

La configuración que se muestra en la figura 2.12 corresponde a la de Wojtanowicz, pero incluye el auto-control del agua el pozo inyectando en alguna zona permeable localizada arriba de la zona productora. Si el aceite y/o el agua no produjeran naturalmente se seleccionaría un determinado sistema artificial de explotación.

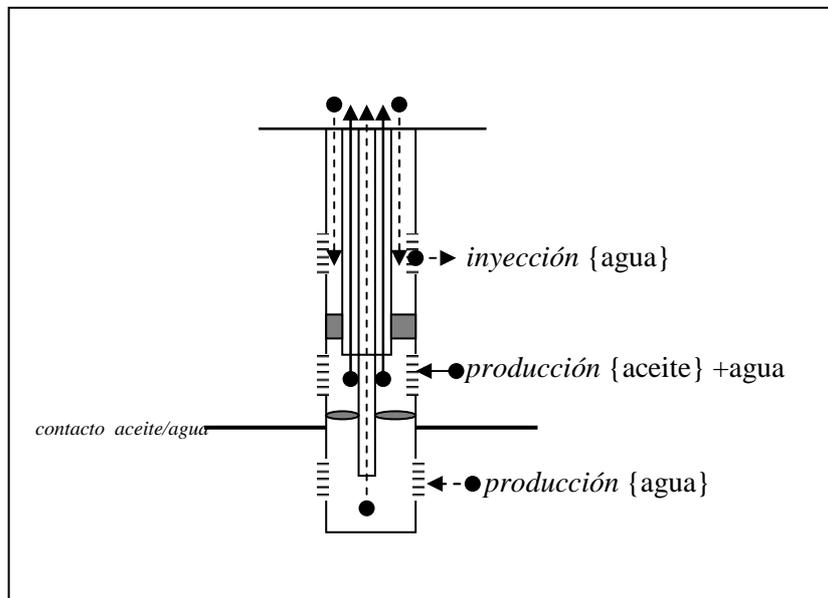


Figura 2.12- Esquema del Sistema Wojtanowicz (Downhole Water Sink) y Auto-Control de agua.

Capítulo 3, Objetivo y alcances de la tesis

3.1 Justificación técnica para la aplicación de los separadores de fondo en México

Mientras más crecen las ciudades, mayor es la demanda de energía eléctrica y mucho mayor el consumo de hidrocarburos, pero desgraciadamente cada vez los yacimientos de México disminuyen sus reservas; debido a todos los años que se han estado explotando los yacimientos, y como no se han descubierto nuevos yacimientos, esto hace necesaria la aplicación de nuevas tecnologías que nos permitan producir la mayor cantidad de hidrocarburos de los yacimientos Mexicanos.

El incremento de agua es inevitable, debido a que el agua siempre ha estado presente, de hecho el agua es el fluido más abundante en el yacimiento (Kuchuk F et. al. 1999), donde el yacimiento puede ser invadido por agua buena y/o agua mala (ver figura 3.1), el agua buena casi siempre es debido a un sistema de recuperación secundaria (ó un acuífero en activo), donde este consiste en el empuje o desplazamiento de aceite por medio de agua para poder producir el pozo, de otra manera no sería posible sacar esta sección de aceite; el agua mala, es cuando el aporte de agua es excesivo disminuyendo considerablemente el aporte de aceite, la problemática y clasificación del aporte de agua mala se revisó en el primer capítulo de este trabajo. Esto hace necesaria la búsqueda de nuevas tecnologías que nos permitan explotar los yacimientos durante mayor tiempo, logrando reducir el corte de agua e incrementando o simplemente manteniendo la producción de aceite.

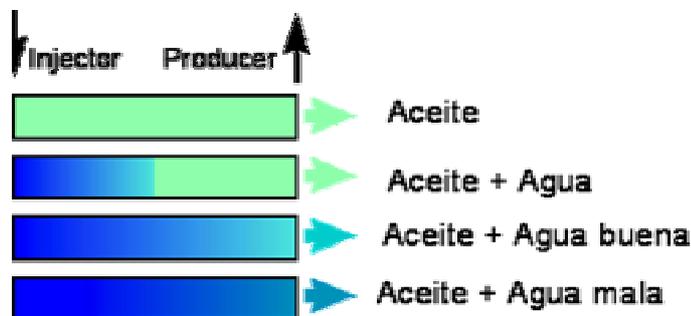


Fig 3.1 Producción de agua buena y agua mala

Unos de los grandes problemas a los que México está por enfrentar es la producción de hidrocarburos con altos cortes de agua, debido a que mientras más se produzcan los hidrocarburos el incremento del corte de agua va a ser mayor hasta sobre pasar el límite económico, por lo que el objetivo de este trabajo es el de presentar una solución, donde proponemos la aplicación de los separadores de fondo, con el fin de controlar la afluencia de agua al pozo.

Otro de los grandes retos es la necesidad de producir yacimientos en aguas someras y profundas, debido a que en este tipo de yacimientos el transporte y manejo de agua es aún más costoso y hace menos redituable la explotación de estos, herramientas como los separadores de fondo hacen que estos costos disminuyan, esto hace que en México haya más necesidad de probar este tipo de tecnologías.

La forma tradicional de tratar un pozo y/o yacimiento cuando inicia la afluencia de agua, es el uso de productos químicos que tapan los canales de comunicación del agua con el pozo, pero también se corre el riesgo de cortar los canales de comunicación del aceite, además la mayoría de estos productos se ven afectados por la temperatura degradándolos, hasta perder su efectividad, provocando que se tengan que estar aplicando durante la vida productiva del pozo y/o yacimiento, siempre que se utilizan estos productos se tiene el riesgo de dañar a la formación y tener producciones tan bajas de hidrocarburos que sea necesaria otra intervención al pozo, haciendo estos tratamientos muy caros, otra de las maniobras más comunes es el uso de estranguladores, para reducir el aporte de agua, sin embargo, esta medida es temporal y sólo es aplicable a problemas muy simples, el aporte de agua va continuar subiendo, por tanto es necesario que se analice la raíz del problema para encontrar la mejor solución.

3.2- Propuesta para el desarrollo del simulador y el separador de fondo.

El problema de la invasión de agua en pozos petroleros puede ser muy complejo o muy simple, esto se debe a que pueden ser varias causas las que provoquen la intromisión de agua, debido a esto es muy importante caracterizar el problema adecuadamente, por ejemplo puede ser tan sencilla, como una ruptura de la tubería revestida, que se soluciona con una cementación en donde se produjo la fisura ó ruptura, o tan compleja que se combinan varios factores, como puede ser conificación y un barrido areal deficiente, esto hace muy compleja la decisión para encontrar una solución adecuada.

Se tiene demostrado que cuando se tiene un problema de conificación y se utilizan productos químicos, la afluencia de agua disminuye un tiempo, pero el avance del agua es inevitable, volviendo el problema de conificación, por eso es importante hacer una evaluación antes de aplicar una posible solución, para asegurar que sea la mejor opción.

Una de las herramientas más poderosas con las que se cuenta actualmente es la computadora, debido a que en la computadora se puede programar los modelos en los cuales se puede predecir el comportamiento del sistema pozo yacimiento afectado por la afluencia de agua, una vez programados podemos hacer simulaciones donde se pueden suponer diferentes escenarios, con el objeto de poder evaluar estos escenarios para tomar la mejor decisión.

Actualmente muchas de las compañías productoras de aceite están trabajando en simuladores inteligentes que nos permitan visualizar y detectar el problema del agua para así poder tomar la mejor decisión a un problema de control de agua, lo cual desgraciadamente es muy complejo. Por esto mismo, los programas computacionales que han presentado hasta hoy las compañías, no son simuladores que nos permitan analizar el problema del agua en pozos productores de aceite y/o gas, con afluencia de agua, los simuladores están enfocados al análisis de la información de producción, y cuentan con una base de datos donde por estadística nos proporciona un resultado aproximado de la causa de la intromisión del agua. Además ninguna de las compañías está desarrollando simuladores que nos permitan evaluar herramientas como los separadores de fondo.

Por este motivo se propone diseñar y desarrollar un simulador el cual es capaz de emular el sistema pozo-yacimiento afectado por la afluencia de agua, donde normalmente esta afluencia es severa, utilizando un sistema de separación de fondo para el control de agua. Con la idea que este simulador sea una herramienta para analizar los beneficios y desventajas que puede representar la aplicación de un separador de fondo a un pozo.

El simulador tiene la capacidad de poder predecir, el comportamiento de flujo del yacimiento, las pérdidas de presión debidas a todo lo relacionado con el pozo y simular el comportamiento del separador de fondo del pozo

Para poder simular el comportamiento del yacimiento se desarrollo el método de Vogel, (Vogel 1968), que es el método más utilizado para simular la afluencia del aceite hacia el pozo. Anexando la modificación propuesta por Petrobras (Andrew wojtanowicz 2003) donde se simula el yacimiento afectado por agua.

Con respecto a las pérdidas de presión se desarrollaron tres modelos de flujo multifásico que son: Begg y Brill, Orkiszewski, Mukherjee y Brill. Estos modelos se desarrollaron con el fin de seleccionar, el modelo que más se aproxime a los datos reales del pozo, dando la posibilidad de poder hacer un varias corridas con diferentes modelos.

En la Parte de propiedades del aceite y gas se desarrollaron los modelos de Standing, Vazquez, Oistein y Lasater. Estos modelos se desarrollaron con el fin de poder seleccionar la correlación que más se aproxime a las propiedades del aceite en estudio.

Los separadores de fondo son equipos muy particulares, lo que queremos expresar es que los separadores de fondo deben ser diseñados para cada aplicación, debido a que cada pozo maneja un gasto, una presión de fondo, un corte de agua, etc, es decir cada pozo tiene unos parámetros de producción muy particulares, por este motivo el separador de fondo en un pozo puede ser todo un éxito, pero en otro pozo puede ser un fracaso. Por este motivo se propone que se diseñe y optimice el separador de fondo para poder obtener el mayor beneficio posible de este equipo.

Para simular el comportamiento del separador de fondo ciclónico, se utilizan datos que son arrojados después de simular el separador diseñado en un software especializado en dinámica de fluidos (CFD), los datos que sacamos de esta simulación son: eficiencia de separación y pérdida de presión desde la entrada hasta la salida.

En este trabajo se utilizan los datos de un diseño preliminar de un separador de fondo ciclónico, simulando este separador en el software de dinámica de fluidos Fluent ver. 6.1, de esta simulación se obtienen los datos que alimentan al simulador desarrollado en este trabajo, debido a que la información del diseño es confidencial de PEMEX-IMP, no se podrá detallar el diseño del separador de fondo ciclónico.

3.3. Condiciones necesarias para la aplicación de esta tecnología

Para poder aplicar esta tecnología se debe determinar y caracterizar el problema del agua, además el problema de agua debe ser severo, es decir el corte de agua debe estar por arriba del 70 % o más, el estado mecánico del pozo debe estar en buenas condiciones, la zona de deshecho se recomienda que debe estar cuando menos a 35 mts de distancia de la zona productora, y el diámetro de la tubería debe ser cuando menos de 5.5 plg.

La información que se recomienda analizar del pozo es:

Datos de producción del pozo

- Tipo de fluido producido (Caracterizado)
- Historial de producción
- Historial relación aceite/gas
- Pruebas de producción (PLT)

Estado mecánico del pozo.

- Diámetros de tuberías TR y TP
- Profundidad del pozo
- Localización del anclaje de la tubería
- Localización de la zona de disparos

Condiciones del yacimiento.

- Presión
- Temperatura
- Potencial

Estratigrafía

- Tipo de formación
- Permeabilidad
- Localización de posibles zonas de deshecho

Localización

- Localización geográfica.
- Se cuenta con energía eléctrica.
- Tipo de instalaciones (en tierra ó marina)

3.4. Objetivos y alcances

Los objetivos los resumimos en los siguientes puntos:

- Desarrollar un simulador que nos indique los beneficios y carencias que se presentarán al aplicar los separadores de fondo ciclónicos, con el fin de tener los elementos necesarios para tomar la decisión de aplicar esta tecnología o buscar otra opción.
- Solucionar problemas de afluencia de agua a pozos productores de aceite
- Simular pozos con diferentes escenarios antes que se presente el problema de la afluencia severa de agua
- Aumentar la recuperación de las reservas de Petróleos Mexicanos.

El alcance de este trabajo es el de diseñar y desarrollar un simulador que nos proporcione información para analizar de forma teórica, la aplicación de los separadores de fondo ciclónicos en pozos productores de aceite, ofreciendo una alternativa al control de agua en pozos petroleros.

4.- Simulación computacional.

4.1- Modelado de las propiedades del aceite, gas y agua.

Las propiedades termodinámicas de un fluido siempre se pueden determinar por medio de un estudio en laboratorio, sin embargo, el costo de estas pruebas es muy alto por lo que normalmente se tiene poca información del fluido. Debido a esto se ha investigado para poder determinar estas propiedades, llegando a modelos empíricos que son los que nos permiten modelar el comportamiento termodinámico de los fluidos.

En la ingeniería petrolera se acostumbra llamar a estos estudios de laboratorio como pruebas PVT, debido a que al fluido se le aplican una serie de pruebas variando las propiedades de presión, temperatura y volumen, para así poder obtener información del fluido, como el punto de saturación, factor de volumen, relación gas-aceite, densidades a diferentes presiones y temperaturas, etc.

4.1.1 Propiedades del aceite saturado

Antes de iniciar con las propiedades del aceite, primero se indicarán las principales definiciones, que serán usadas para el modelado del fluido.

Encogimiento

Es la disminución del volumen que experimenta una fase líquida por efecto de la liberación del gas disuelto y por contracción térmica. El Factor de encogimiento es el recíproco del factor de volumen.

Condiciones Estándar.

Las condiciones estándar son definidas por estados o país, por ejemplo en el estado de Texas las condiciones estándar son: $P = 14.65$ psia y $T = 60$ °F; mientras que en Colorado son: $P = 15.025$ psia y $T = 60$. Para el caso de México se tiene considerado como $P = 14.69$ psia y $T = 60$ °F.

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 a condiciones estándar.

Factor de Volumen de un Líquido.

Es la relación del volumen líquido, medido a condiciones de yacimiento o de escurrimiento, entre el volumen de dicho líquido medido en el tanque de almacenamiento a condiciones estándar.

Gas Disuelto

Es el conjunto de hidrocarburos que a condiciones atmosféricas constituyen un gas pero que a condiciones de yacimiento forma parte de la fase líquida.

Densidad Relativa de un Gas

Se define como el peso molecular de un gas entre el peso molecular del aire

Relación Gas-Aceite.

Son los pies cúbicos de gas producido por cada barril de aceite producido, medidos ambos a condiciones estándar.

Colgamiento (hold Up).

Se define como la relación entre el volumen de líquido existente en una sección de la tubería a las condiciones de flujo, y el volumen de la sección mencionada. Esta relación de volúmenes depende de la cantidad de líquido y gas que fluyen simultáneamente en la tubería. Generalmente, la velocidad con la que fluye el gas es diferente de la velocidad con que fluye el líquido, propiciado un resbalamiento entre fases.

4.1.1.1 Correlación de M.B. Standing

Esta correlación establece las relaciones empíricas observadas entre presión de saturación y el factor de volumen, en función de la razón gas disuelto-aceite, las densidades del gas y del aceite producido, la presión y la temperatura. La correlación se fue probada y desarrollada con los aceites producidos en California y para otros sistemas de crudo de bajo encogimiento (aceite negro)(**Standing, et. al 1947**)

Relación gas disuelto

La Relación gas disuelto se obtiene con

$$R_s = \gamma_g d \left(\left(\frac{P}{18} \right) 10^{(0.0125 * API - 0.0009 * T)} \right)^{\frac{1}{0.83}} \quad \text{Ec. 4.1}$$

Factor de volumen de aceite saturado

Factor de volumen del aceite fue correlacionado con la relación gas disuelto-aceite, la temperatura, la densidad relativa del gas y la densidad del aceite, obteniendo la siguiente expresión

$$B_o = 0.972 + 0.000147 (F)^{1.175} \quad \text{Ec. 4.2}$$

Donde

$$F = R_s (Y_{gd} / Y_o)^{0.5} + 1.25 T \quad \text{Ec. 4.3}$$

4.1.1.2 Correlación de Vázquez

Para establecer estas correlaciones se usaron más de 6 000 datos de R_s , B_o y μ_o , a varias presiones y temperaturas (Vázquez et al 1980). Como el valor de la densidad relativa del gas es un parámetro de correlación importante, se decidió usar un valor de dicha densidad relativa normalizando a una presión de separación de 100 Psi manométrica, por tanto el primer parámetro esta correlación la primer parte es usar la densidad relativa del gas a dicha presión y temperatura, por lo que se obtiene la siguiente ecuación

$$\gamma_{gs} = \gamma_{gp} (1 + 5.912E-5 * API * T * \text{Log} (P/114.7)) \quad \text{Ec. 4.4}$$

Relación gas disuelto

La relación gas disuelto es:

$$R_s = C_1 * \gamma_{gs} * P^{C_2} * \text{Exp} (C_3 * API / (T + 460)) \quad \text{Ec. 4.5.}$$

Dónde los valores de los coeficientes dependen de la densidad del aceite, obteniendo los siguientes valores :

Coeficiente	°API ≤ 30 °	°API > 30°
C1	0.0362	0.0178
C2	1.0937	1.1870
C3	25.724	23.931

Tabla 4.1 Coeficientes empíricos para determinar la relación de gas disuelto

Factor de volumen de aceite saturado

El factor de volumen se obtiene de la siguiente ecuación

$$B_o = 1 + C_1 * R_s + (T - 60) * (°API / \gamma_{gs}) * (C_2 + C_3 * R_s) \quad \text{Ec. 4.6}$$

Dónde ahora para el factor de volumen los coeficientes son:

Coeficiente	°API ≤ 30 °	°API > 30°
C1	4.677 E-4	4.67 E-4
C2	1.751 E-5	1.1 E-5
C3	-1.811 E-8	1.337 E-9

Tabla 4.2 Coeficientes empíricos para determinar el factor de volumen

4.1.1.3 Correlación de Oistein

Para esta correlación se utilizaron aceites del Mar del Norte, donde predominan aceites más ligeros (**Oistein et. al 1980**)

Para obtener la relación del gas disuelto en aceite, se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$R_s = \gamma_{gd} * (P^*) * API^{0.989} / T^a)^{1/0.816} \quad \text{Ec. 4.7}$$

Donde

$$\text{Log } P^* = -2.57364 + 2.35772 * \log p - 0.703988 * \log^2 p + 0.098479 * \log^3 p \quad \text{Ec. 4.8}$$

Donde a es el valor de ajuste para el tipo de aceite, siendo los siguientes valores

Valor	Tipo de Aceite
a = 0.130	Aceites volátiles
a = 0.172	Aceites Negros

Tabla 4.3 Coeficientes empíricos para ajuste con el tipo de aceite T. 4.3

Factor de volumen de aceite saturado

El factor de volumen se calcula con las siguientes expresiones:

$$B_o = 1 + 10^{aa} \quad \text{Ec. 4.9}$$

Donde:

$$BBo = R_s * (\gamma_{gd} / \gamma_o)^{0.526} + 0.968 * T \quad \text{Ec. 4.10}$$

$$aa = -6.58511 + 2.91329 * \log BBo - 0.27683 * \log^2 BBo \quad \text{Ec. 4.11}$$

4.1.1.4 Correlación de J. A. Lasater

Esta correlación se basa en 158 mediciones experimentales de la presión en el punto de saturación, e información de 137 sistemas independientes de diferentes campos, algunos de Canadá, Estados Unidos y América del sur (Lasater et. al. 1958)

$$P = p_f (T + 460) / \gamma_{gd} \quad \text{Ec. 4.12}$$

Donde

$$P_f = 504.3 \text{ E-2} * \gamma^3_g + 310.526 \text{ E-2} * \gamma^2_g + 136.226 \text{ E-2} * \gamma_g + 119.118 \text{ E-3} \quad \text{Ec. 4.13}$$

$$\gamma_g = \frac{R_s / 379.3}{(R_s / 379.3) + \frac{350 \gamma_o}{M_o}} \quad \text{Ec. 4.14}$$

Donde el peso molecular M_o , depende de la densidad, calculando este valor con el siguiente criterio:

Rango	Ecuación
$15 \leq \text{API} < 40$	$M_o = (63.506 - \text{API}) / 0.0996$
$40 \leq \text{API} < 55$	$M_o = (1048.33 / \text{API})^{1.6736}$

Tabla 4.4 Coeficientes empíricos para corrección del peso Molecular, dependiendo de la densidad

Relación gas disuelto de aceite saturado

La relación gas disuelto se obtiene de con las siguientes formulas

$$R_s = 132755 \left(\frac{Y_g * \gamma_o}{(1 - Y_g) * M_o} \right) \quad \text{Ec. 4.15}$$

Densidad del aceite saturado

La densidad del aceite saturado se puede calcular por medio de la siguiente expresión:

$$e_0 = \frac{62.4 * \gamma_o + 0.013662 * R_s * \gamma_{gd}}{B_0} \quad \text{Ec. 4.16}$$

Viscosidad de aceite saturado

La viscosidad del aceite saturado se puede calcular se con las siguientes expresiones:

$$\mu_0 = a * \mu_{0m}^b \quad \text{Ec. 4.17}$$

Donde:

$$a = 10.715(R_s + 100)^{-0.515} \quad \text{Ec. 4.18}$$

$$b = 5.44(R_s + 150)^{-0.338} \quad \text{Ec. 4.19}$$

$$\mu_{0m} = 10^X - 1 \quad \text{Ec. 4.20}$$

$$X = Y * T^{-1.63} \quad \text{Ec. 4.21}$$

$$Y = 10^Z \quad \text{Ec. 4.22}$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023 * API \quad \text{Ec. 4.23}$$

Tension Superficial

La tensión superficial se puede determinar con la siguiente expresión

$$\sigma_0 = (42.4 - 0.047 * T - 0.267 * API) * \text{Exp}(-0.0007 * P) \quad \text{Ec. 4.24}$$

4.1.2 Propiedades del aceite Bajo Saturado.

Compresibilidad de aceite bajo saturado

La compresibilidad del aceite bajo saturado se determina con la expresión:

$$C_0 = \left(\frac{-1433 + 5 * R_s + 17.2 * T + (-1180) * \gamma_{gs} + 12.61 * API}{1E^5 * P} \right) \quad \text{Ec. 4.25}$$

Densidad del aceite bajo saturado

La densidad del aceite bajo saturado es

$$e_0 = e_{ob} * \text{Exp}(C_0(P - Pb)) \quad \text{Ec.4.26}$$

Viscosidad del aceite bajo saturado

La viscosidad se obtiene de la siguiente expresión

$$\mu_0 = \mu_{0b} \left(\frac{P}{pb} \right)^m \quad \text{Ec. 4.27}$$

$$m = 2.6 * P^{1.187} * \text{Exp}(-11.513 + (-8.98E - 5) * P) \quad \text{Ec. 4.28}$$

Factor de volumen del Aceite bajo saturado.

Para el aceite bajo saturado se tiene la siguiente ecuación

$$B_0 = B_{0b} * \text{Exp}(-C_0 * (P - P_0)) \quad \text{Ec. 4.29}$$

4.1.3 Propiedades del Agua

4.1.3.1 Propiedades del Agua Saturada

Factor de volumen del agua

El Factor de volumen del agua saturada se expresa por

$$B_W = 1 + 1.2E - 4 * (T - 60) + 1E - 6 * (T - 60) - 3.33E - 6 * P \quad \text{Ec. 4.30}$$

Densidad del agua Saturada

Densidad del agua Saturada se puede obtener con

$$e_w = \frac{62.43}{B_W} \quad \text{Ec. 4.31}$$

Viscosidad del agua saturada

Viscosidad del agua saturada, es afectada por el porcentaje de NaCl, que contenga, teniendo la siguiente ecuación

$$\mu_w = A + \frac{B}{T} \quad \text{Ec.4.32}$$

Donde

$$A = -0.04518 + 0.009313 * (\% NaCl) - 0.000393(\% NaCl)^2 \quad \text{Ec. 4.33}$$

$$B = 70.634 + 0.09576 * (\% NaCl)^2 \quad \text{Ec. 4.34}$$

Para el caso de manejar altas presiones, la viscosidad debe ser corregida con la siguiente ecuación

$$C_{(P,T)} = 1 + 3.5E - 12 * P^2 * (T - 40) \quad \text{Ec. 4.35}$$

4.2.2.1 Propiedades del Agua Bajo Saturada

Compresibilidad del agua bajo saturada

La compresibilidad se puede determinar con la ecuación

$$C_w = (A + B * T + C * T^2) 1E - 6 * f1 \quad \text{Ec. 4.36}$$

Donde

$$A = 3.8546 - 0.000134 * P \quad \text{Ec. 4.37}$$

$$B = -0.01052 + 4.77E - 7 * P \quad \text{Ec. 4.38}$$

$$C = 3.9267E - 5 - 8.8E - 10 * P \quad \text{Ec. 4.39}$$

$$f1 = 1 + 8.9E - 3 * R_{sw} \quad \text{Ec. 4.40}$$

Densidad del agua bajo saturada

La densidad del agua bajo saturada se determina con la siguiente expresión

$$e_w = e_{wb} * \text{Exp}(-C_w * (P - P_b)) \quad \text{Ec. 4.41}$$

Factor de volumen del agua bajo saturada

El factor de volumen del agua bajo saturada es expresada con la siguiente ecuación

$$B_w = B_{wb} \text{Exp}(-C_w(P - P_b)) \quad \text{Ec. 4.42}$$

4.3.1 Propiedades del Gas

Factor de volumen del Gas

El factor de volumen del gas se calcula con la siguiente ecuación

$$B_g = \frac{0.02825 * Z * (T + 460)}{P} \quad \text{Ec. 4.43}$$

Densidad del gas libre

La densidad del gas libre se calcula con la siguiente expresión

$$e_g = \frac{2.7044 * P * \gamma_{gf}}{Z * (T + 460)} \quad \text{Ec. 4.44}$$

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 los componentes intermedios (C2-C6) (Benedict et.al 1940). Standing sugiere el uso de las curvas de condensados en los cálculos que involucran gases en equilibrio con aceite, y el uso de curvas correspondientes al gas para gases superficiales (Standing et. al. 1942)

La ecuación para gases superficiales es:

$$T_{PC} = 167 + 316.67 * \gamma_{gf} \quad \text{Ec. 4.45}$$

$$P_{PC} = 702.5 - 50 * \gamma_{gf} \quad \text{Ec. 4.46}$$

La ecuación de los gases húmedos es

$$T_{PC} = 238 + 210 * \gamma_{gf} \quad \text{Ec. 4.47}$$

$$P_{PC} = 740 - 100 * \gamma_{gf} \quad \text{Ec. 4.48}$$

Con los datos de las ecuaciones anteriores se calculan los siguientes

$$T_{Pr} = \frac{T + 460}{T_{PC}} \quad \text{Ec. 4.49}$$

$$P_{Pr} = \frac{P}{P_{PC}} \quad \text{Ec. 4.50}$$

Con las siguientes ecuaciones se calcula el factor de compresibilidad por medio de un procedimiento iterativo, que consiste en suponer un valor inicial de Z, para obtener un valor de e_r , con este valor se recalcula el valor de Z, donde se comparan los valores de Z, el actual con el valor anterior, si la diferencia entre el valor actual y el anterior no es menor o igual a 0.001, el valor actual de Z, pasa a ser el anterior y se recalcula e_r , e inicia el ciclo.

$$e_r = \frac{0.27 * P_{Pr}}{Z * T_{Pr}} \quad \text{Ec. 4.51}$$

$$Z = 1 + \left(A1 + \frac{A2}{T_{Pr}} + \frac{A3}{T_{Pr}^3} \right) * e_r + \left(A4 + \frac{A5}{T_{Pr}} \right) * e_r^2 + \frac{A5 * A6 * e_r^5}{T_{Pr}} + \left(\frac{A7 * e_r^2}{T_{Pr}^3} \right) * (1 + A8 * e_r^2) * \text{Exp}(-A8 * e_r^2) \quad \text{Ec. 4.52}$$

donde

A1 = 0.31506	A5 = -0.6123
A2 = -1.0467	A6 = -0.10489
A3 = -0.5783	A7 = 0.68157
A4 = 0.5353	A8 = 0.68446

Las propiedades pseudo críticas de los gases que tienen cantidades apreciables de CO₂ y H₂S pueden calcularse por el método de Standing-Katz (Standing et. al. 1942) modificado por Wichert y Aziz (Wichert et. al. 1972)

La modificación consiste en un factor de ajuste ϵ_3 , por medio de las siguientes expresiones

$$T'_{Pc} = T_{Pc} - \epsilon_3 \quad \text{Ec. 4.53}$$

$$P'_{Pc} = \frac{P_{Pc} * T'_{Pc}}{(T_{Pc} + Y_{H_2S} * (1 - Y_{H_2S}) * \epsilon_3)} \quad \text{Ec. 4.54}$$

$$\epsilon_3 = 120(Y_{CH}^{0.9} - Y_{CH}^{1.6}) + 15(Y_{H_2S}^{0.5} - Y_{H_2S}^4) \quad \text{Ec. 4.55}$$

Donde

CH = Es la suma de las fracciones molares de CO₂ y H₂S.

Y_{H_2S} = Es la fracción molar de H₂S

Para hacer la corrección los valores obtenidos de T'_{PC} y P'_{PC} , obtenidos de las Ec. 4.45 y 4.46 se sustituyen, por los valores de T_{PC} y P_{PC} respectivamente, en la ecuación Ec. 4.55, obteniendo el factor de compresibilidad corregido cuando hay presencia de CO₂ y H₂S.

Viscosidad del gas

La Viscosidad del gas se obtiene con la correlación de Lee (Lee et. al 1942) y se calcula con las siguientes ecuaciones:

$$\mu_g = (K * 1E - 4) * Exp \left(X * \left(\frac{e_g}{62.428} \right)^Y \right) \quad \text{Ec. 4.56}$$

Donde

$$K = \frac{(9.4 + 0.5794 * \gamma_{gf}) * (T + 460)^{1.5}}{209 + 550.4 * \gamma_{gf} + (T + 460)} \quad \text{Ec. 4.57}$$

$$X = 3.5 + \left(\frac{986}{T + 460} \right) + 0.2897 * \gamma_{gf} \quad \text{Ec. 4.58}$$

$$Y = 2.4 - 0.2X \quad \text{Ec. 4.59}$$

También para la viscosidad se puede corregir cuando hay presencia de N₂, CO₂ y H₂S, donde la viscosidad del gas natural corregida, se obtiene con las siguientes expresiones:

$$\mu_g = \mu_{gc} + C_{N_2} + C_{CO_2} + C_{H_2S} \quad \text{Ec. 4.60}$$

Donde

$$C_{N_2} = Y_{N_2} * (8.48E - 3 * Log(\gamma_g) + 9.59E - 3) \quad \text{Ec. 4.61}$$

$$C_{CO_2} = Y_{CO_2} * (9.08E - 3 * Log(\gamma_g) + 6.24E - 3) \quad \text{Ec. 4.62}$$

$$C_{H_2S} = Y_{H_2S} * (8.49E - 3 * \gamma_g + 3.73E - 3) \quad \text{Ec. 4.63}$$

μ_{gc} = Es la viscosidad del gas natural calculada con la ecuación Ec. 4.56

C_{N_2} = Es la corrección por presencia de N_2 .

C_{CO_2} = Es la corrección por presencia de CO_2 .

C_{H_2S} = es la corrección 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 .

4.2- Modelado de pérdidas de presión

4.2.1. Conceptos y ecuaciones fundamentales de flujo multifásico

El problema de predecir con exactitud las caídas de presión en pozos fluentes de aceite y gas, ha dado lugar a muchas soluciones especializadas para condiciones particulares, pero ninguna ha sido aceptada para condiciones muy generales. La razón para estas soluciones es que el flujo en dos fases es muy complejo y difícil de analizar incluso para condiciones muy particulares como en el laboratorio donde se cuenta con el control de algunas de las variables que afectan al patrón de flujo. Por ejemplo, bajo algunas condiciones el gas se mueva a velocidades mayores que la del líquido, como ejemplo, en el fondo del pozo este fluye con una densidad de mezcla mucho más alta, que la que calcularíamos con la presión y temperatura de fondo, debido a que la relación gas líquido con la que se cuenta es la que corresponde a la que se toma en superficie, otro ejemplo, la velocidad de los líquidos a lo largo de la pared de la tubería podría variar considerablemente en una distancia corta, por tanto la pérdida de presión es variable.

La diferencia en la velocidad de las fases y la geometría tienen una fuerte influencia en las pérdidas de presión. Esta influencia es la que proporciona las bases para la categorización del flujo en dos fases, estas son como se muestran en la figura 4.1.

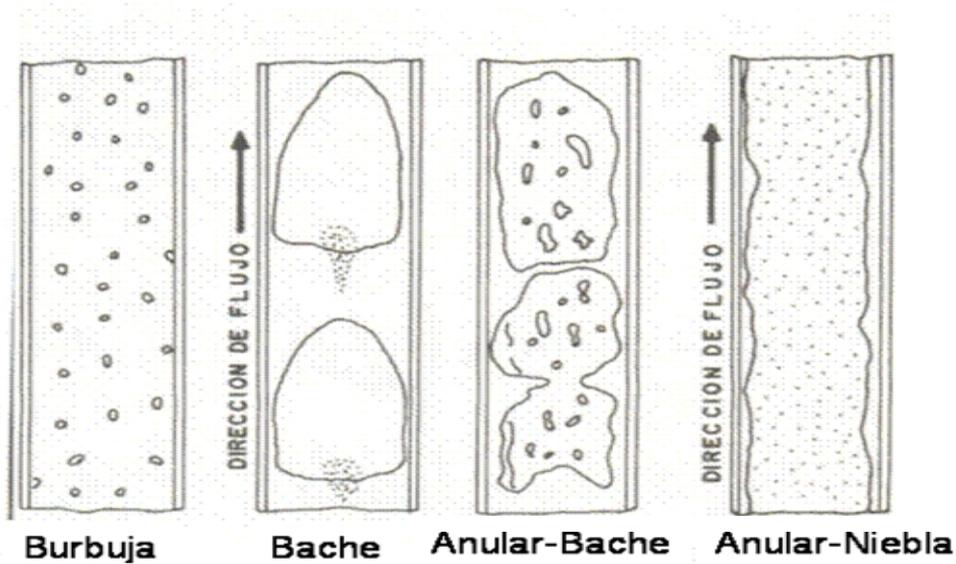


Fig 4.1. Patrones de flujo

Estos patrones de flujo se describen brevemente:

Flujo Burbuja

En este caso el patrón de flujo se reproduce cuando la tubería está casi completamente llena con el líquido y la fase de gas libre es pequeña. El gas está presente en burbujas pequeñas, estas están distribuidas al azar en toda la sección de la tubería, además los diámetros de las burbujas son variables. Las burbujas se mueven a diferentes velocidades dependiendo de sus respectivos diámetros, sin embargo la fase líquida se mueve a una velocidad promedio uniforme.

Flujo Bache

En este régimen de flujo la fase gaseosa está más pronunciada, sin embargo la fase líquida es aún continua, la fase gaseosa tiende a formar burbujas estables de aproximadamente el mismo diámetro y forma donde sus diámetros están cercanos al diámetro de la tubería. Las burbujas están separadas por baches de líquido, la velocidad de las burbujas es mayor que la del líquido y se puede predecir con relación de la velocidad del bache de líquido. Alrededor de la burbuja de gas existe una película de líquido. La velocidad del líquido no es constante pero siempre se mueve en dirección del flujo (ascendente cuando se produce el aceite), la película puede moverse en dirección del flujo, pero con una velocidad menor o puede moverse en dirección opuesta al flujo, esta variación en la velocidad de líquido afecta tanto en las pérdidas por fricción en la pared, como en el Holdup donde este influye en la densidad del flujo (mezcla gas/aceite). A mayor velocidad de flujo, el líquido puede penetrar las burbujas de gas.

Flujo en Transición

El cambio de una fase continua líquida a una fase continua gaseosa sucede en esta región. El bache de líquido entre las burbujas de gas virtualmente desaparecen y una cantidad considerable de líquido entra en las burbujas disgregándolas, haciendo la fase gaseosa predominante en esta región.

Flujo Anular

La fase gaseosa es continua y la mayor parte de líquido que entra es transportado por la fase gaseosa. En esta región se forma una película alrededor de la pared de la tubería, pero sus efectos son secundarios. La fase gaseosa es el factor a controlar.

El término resbalamiento se usa para describir el fenómeno natural del flujo, donde una de las fases tiene mayor velocidad que la otra, las causas de este fenómeno son diversas, dentro de las más importantes son:

- a) La resistencia al flujo por fricción es mucho menor en la fase gaseosa que en la fase líquida.
- b) La diferencia de compresibilidades entre el gas y el líquido, hace que el gas en expansión viaje a mayor velocidad que el líquido.
- c) Cuando el flujo es ascendente, la fase líquida es más afectada por segregación gravitacional que la fase gaseosa, haciendo que esta última viaje a mayor velocidad
- d) Cuando el flujo es descendente la fase líquida es más afectada por segregación gravitacional que la fase gaseosa, haciendo que la fase líquida viaje a mayor velocidad que esta última.

Para calcular las pérdidas de presión por elevación, es necesario predecir con la mayor presión posible el colgamiento considerando el resbalamiento entre fases.

4.2.2 Flujo multifásico vertical

Al pasar los fluidos del yacimiento a través de la tubería de producción, se consume la mayor parte de la presión para llevarlos del yacimiento hasta las baterías de separación, por lo que es muy importante, realizar una evaluación precisa de la distribución de presión a lo largo de estas tuberías, al hacer esto conjuntamente de un análisis integral del sistema de producción es posible:

- Diseñar las tuberías de producción y líneas de descarga.
- Proyectar aparejos de producción artificial (neumático, mecánico y eléctrico)
- Obtener la presión de fondo, sin tener que intervenir los pozos
- Calcular el efecto de los estranguladores sobre el gasto
- Determinar la vida fluyente de los pozos.

Cuando el flujo es vertical, las caídas de presión por aceleración son muy pequeñas por lo que la mayoría de veces se desprecian, por lo que la ecuación general de pérdidas de presión se expresan de la siguiente manera:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f \quad \text{Ec. 4.64}$$

4.2.3 Análisis de las correlaciones para predecir las pérdidas de presión

La mayoría de los métodos publicados fueron analizados para determinar si algunos métodos son lo bastante generales, o si tiene los ingredientes para ser general, es decir que se pueden utilizar para predecir pérdidas de presión con buena aproximación en un amplio rango de variables del pozo.

Los métodos fueron clasificados en tres categorías de acuerdo a las simplificaciones que sus autores hacen al estudiar las pérdidas de presión.

Categoría 1

En esta categoría están los siguientes trabajos:

- a) Poettmann y Carpenter
- b) Baxendell y Thomas
- c) Fancher y Brown

Estos trabajos tienen en común que el líquido Holdup no es considerado en los cálculos de la densidad, esta es simplemente la densidad compuesta de los fluidos que son tomados a boca de pozo, donde el único factor de corrección es la presión y la temperatura del fondo del pozo. En estas correlaciones no se hacen distinciones de los patrones de flujo.

Categoría 2

En este tipo de correlaciones se encuentran los trabajos de:

- a) Hagedorn y Brown
- b) Gray
- c) Asheim

En este tipo de correlaciones tienen en común que si se considera el Holdup en los cálculos de la densidad, el líquido holdup es calculado de forma independiente o es determinado en combinación con las pérdidas de presión por fricción. Sin embargo esta pérdida está asociada a las propiedades termodinámicas de los fluidos, en este tipo de correlaciones tampoco se hace distinción entre los patrones de flujo.

Categoría 3

Este tipo de correlaciones son las más completas, debido a que en estas se contemplan mayor cantidad de factores que afectan las pérdidas de presión, en esta categoría se encuentran las siguientes:

- a) Duns y Ros
- b) Orkiszewski
- c) Azis
- d) Chierici
- e) Begg y Brill
- f) Mukherjee and Brill

En esta Categoría si se considera para los cálculos de la densidad el líquido HoldUp, así como el concepto de resbalamiento, las pérdidas por fricción en la pared son determinadas de las propiedades de los fluidos de la fase continua, en este caso si se consideran cuatro tipos de patrones de flujo.

4.2.4 Correlaciones utilizadas en el programa

Las correlaciones que se fueron seleccionadas corresponden a la categoría 3 como ya se mencionó este grupo de correlaciones son las más completas, estas correlaciones son las siguientes:

- a) Orkiszewski
- b) Begg y Brill
- c) Mukherjee and Brill

4.2.4.1 Correlación de Orkiszewski

Para establecer y evaluar su modelo, Orkiszewski (Orkiszewski et. al 1967) analizó 13 métodos publicados y los aplicó para predecir caídas de presión en pozos con condiciones muy diferentes a las supuestas en el desarrollo de los mismos. Orkiszewski observó que los mejores resultados, bajo ciertas condiciones, se obtenían con los métodos de Griffith y Wallis, Duns y Ros, por lo que tomó estas correlaciones como base para desarrollar su método, combinándolas para los diferentes patrones de flujo, como se muestra en la siguiente tabla.

Correlación	Patrón de flujo
Griffith y Wallis	Burbuja
Griffith y Wallis	Bache (termino de la densidad)
Orkiszewski	Bache (termino de la fricción)
Duns y Ros	Transición Bache-Niebla
Duns y Ros	Niebla, Anular

Tabla 4.5 Correlaciones utilizadas por Orkiszewski

Con su aplicación se observó una precisión del orden de 10% (Orkiszewski et. al), este valor fue obtenido después de simular 148 pozos. El autor establece que la diferencia en velocidad y la geometría de las dos fases tienen una influencia considerable en las caídas de presión. En este modelo la densidad de la mezcla se determina mediante el colgamiento, considerando en ella el resbalamiento entre las fases. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua. Estos factores proporcionan la base para analizar el flujo bifásico en los diferentes patrones de flujo.

A continuación se indica como se definen los regímenes de flujo y como se calculan los gradientes de presión correspondientes a cada uno de ellos.

Patrón de flujo tipo burbuja

Se presenta cuando:

$$\left(\frac{V_{sg}}{V_m}\right) < L_B \quad \text{Ec. 4.65}$$

donde:

$$L_B = 1.071 - \left(2.6616 * \frac{V_m^2}{d}\right) \quad \text{Ec. 4.66}$$

$$L_B \geq 0.13 \quad \text{Ec. 4.67}$$

El gradiente por elevación se obtiene de la siguiente manera:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_e = \left(\frac{1}{144}\right) * (e_L * Y_L + e_g * (1 - Y_L)) \quad \text{Ec. 4.68}$$

Donde

$$Y_L = 1 - (C_1 - C_2) / 2 \quad \text{Ec. 4.67}$$

$$C_2 = \left(C_1^2 - \left(\frac{4}{0.8} * V_{sg}\right)\right)^{0.5} \quad \text{Ec. 4.68}$$

$$C_1 = 1 + \frac{V_m}{0.8} \quad \text{Ec. 4.69}$$

La pérdida por fricción se obtiene con la ecuación de Darcy Weisbach, y la pérdida por fricción se calcula con la siguiente ecuación.

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f = \frac{1}{144} \left(\frac{12 * f * e_L * V_L^2}{64.4 * d}\right) \quad \text{Ec. 4.70}$$

Patrón de flujo tipo bache

En este tipo de patrón de flujo se presenta cuando

$$\left(\frac{V_{sg}}{V_m} > L_B \right) \quad \text{y} \quad (N_{gv} < L_s) \quad \text{Ec. 4.71}$$

Donde

$$L_s = 50 + 36 * N_{LV} \quad \text{Ec. 4.72}$$

El gradiente por elevación se obtiene de acuerdo al procedimiento delineado por Griffith y Wallis:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_e = \frac{1}{144} \left(\frac{C_3}{V_m + V_b} + e_L * \delta \right) \quad \text{Ec. 4.73}$$

Donde

$$C_3 = e_L (V_{SL} + V_b) + e_g * V_{sg} \quad \text{Ec. 4.74}$$

El término δ se conoce como el coeficiente de distribución del líquido, el cual considera los siguientes fenómenos físicos:

- 1.- El líquido está distribuido en tres espacios: el bache, la película alrededor de la burbuja de gas y dentro de la misma como gotas atrapadas. Un camino en su distribución cambiará las pérdidas netas por fricción.
- 2.- Las pérdidas por fricción están constituidas esencialmente por dos componentes, una corresponde al bache del líquido y la otra a la película del mismo.
- 3.- La velocidad de elevación de la burbuja se aproxima a cero conforme el flujo tiende al régimen burbuja.

Este coeficiente de distribución de líquido (δ) se calcula como se indica en la siguiente tabla:

Fase continua	V_m	Aplicar la ecuación
Agua $f_w > 0.75$	< 10	4.75
	> 10	4.76
Aceite $f_o > 0.25$	< 10	4.77
	> 10	4.78

Tabla 4.6 Cálculo de (δ) dependiendo del corte de agua o producción de aceite

$$\delta = -0.681 + 0.013 * \left(\frac{d}{12}\right)^{-1.380} * \text{Log}(\mu_L) + 0.232 * \text{Log}(V_m) - 0.428 * \text{Log}\left(\frac{d}{12}\right)$$

Ec. 4.75

$$\delta = 0.709 + 0.0451 * \left(\frac{d}{12}\right)^{-0.799} * \text{Log}(\mu_L) - 0.162 * \text{Log}(V_m) - 0.888 * \text{Log}\left(\frac{d}{12}\right)$$

Ec. 4.76

$$\delta = -0.284 + 0.0127 * \left(\frac{d}{12}\right)^{-1.415} * \text{Log}(\mu_L + 1) + 0.167 * \text{Log}(V_m) + 0.113 * \text{Log}\left(\frac{d}{12}\right)$$

Ec. 4.77

$$\delta = 0.161 + 0.0274 * \left(\frac{d}{12}\right)^{-1.317} * \text{Log}(\mu_L + 1) -$$

$$- \left(0.397 + 0.01 * \left(\frac{d}{12}\right)^{-1.571} * \text{Log}(\mu_L + 1) + 0.631 * \text{Log}\left(\frac{d}{12}\right) \right) * \text{Log}(V_m) + 0.569 * \text{Log}\left(\frac{d}{12}\right)$$

Ec. 4.78

El gradiente por fricción se obtiene con la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f = \left(\frac{f * V_m^2 * e_L}{772.8 * d}\right) * \left(\delta + \frac{V_{SL} + V_b}{V_m + V_b}\right)$$

Ec. 4.79

Patrón de flujo tipo transición bache-niebla

Para este caso, Orkiszewski adoptó el método de interpolación propuesto por Duns y Ros que consiste en calcular $(\Delta P / \Delta L)_e$ y $(\Delta P / \Delta L)_f$ en las fronteras para flujo bache y flujo niebla, para luego ponderar linealmente cada término respecto al valor de N_{gv}
 La zona de transición está definida por:

$$L_m > N_{gv} > L_s \quad \text{Ec. 4.80}$$

Donde

$$L_m = 84 * N_{Lv}^{0.75} + 75 \quad \text{Ec. 4.81}$$

El valor de la pérdida de presión debida a la elevación, en este patrón de flujo esta dado por:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_e = a * \left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{e_{BACHE}} + b * \left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{e_{NIEBLA}} \quad \text{Ec. 4.82}$$

Y el término por fricción está dado por:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_f = a * \left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{f_{BACHE}} + b * \left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{f_{NIEBLA}} \quad \text{Ec. 4.83}$$

Donde a y b se refieren a la ponderación lineal, la cual está dada por:

$$a = \frac{L_m - N_{gv}}{L_m - L_s} \quad \text{Ec. 4.84}$$

$$b = \frac{N_{gv} - L_s}{L_m - L_s} \quad \text{Ec. 4.85}$$

Patrón de flujo tipo transición niebla

Para calcular el gradiente de presión correspondiente a esta región se aplica el método de Duns y Ros.

Esta región esta definida por:

$$N_{gv} > L_m \quad \text{Ec. 4.86}$$

El gradiente o término por elevación, debido a que el líquido va en suspensión dentro de la corriente de gas y no existe diferencia de velocidad entre las fases, se calcula con la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_e = \frac{1}{144} * \left(\frac{e_L * V_{SL} + e_g * V_{sg}}{V_m} \right) \quad \text{Ec. 4.87}$$

Para el término de las pérdidas por fricción, se considera que la mayor parte de las caídas de presión por fricción se deben al flujo de gas por la tubería, que está expresado por la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_f = \frac{f * e_g * V_{sg}^2}{772.8 * d} \quad \text{Ec. 4.88}$$

El término que expresa las caídas de presión por aceleración se expresa por:

$$E_k = \frac{V_m * e_m * V_{sg}}{4637 * \bar{P}} \quad \text{Ec. 4.89}$$

Finalmente el gradiente de presión total está expresado por la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right) = \frac{\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_e + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_f}{1 - E_k} \quad \text{Ec. 4.90}$$

4.2.4.1 Correlación de Beggs y Brill

Begg y Brill (Begg et. al. 1973) establecieron una correlación para calcular la distribución de la presión en tuberías con flujo multifásico, a partir de pruebas de laboratorio. El método es aplicable a flujo horizontal, inclinado y vertical.

Los experimentos se realizaron en tubos transparentes de acrílico. Estos tubos estaban dotados de un mecanismo que permite variar su posición desde horizontal hasta totalmente vertical; además se tiene dispositivos para medir gasto, caídas de presión, ángulos de inclinación y el colgamiento. Los fluidos utilizados fueron aire y agua.

A partir del balance de energía, se obtuvo la siguiente ecuación para determinar el gradiente de presión en tuberías horizontales:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right) = \frac{43.539 * f_{tp} * W_m^2}{e_{ns} * P * d^5 * (1 - E_K)} \quad \text{Ec. 4.91}$$

El factor de fricción para las dos fases se obtiene de la siguiente ecuación:

$$f_{tp} = \left(\frac{f_{tp}}{f_n}\right) * f_n \quad \text{Ec. 4.92}$$

Donde f_n es el factor de fricción del diagrama de Moody para tuberías lisas, Begg y Brill proponen la siguiente expresión para obtener este valor

$$f_n = \left[2 * \text{Log} \left(\frac{N_{Re}}{4.5223 * \text{Log}(N_{Re}) - 3.8215} \right) \right]^{-2} \quad \text{Ec. 4.93}$$

El factor de fricción normalizado (f_{tp}/f_n) es función del colgamiento del líquido $Y_L(o)$, y del colgamiento sin resbalamiento λ , expresado por la siguiente ecuación:

$$\frac{f_{tp}}{f_n} = e^s \quad \text{Ec. 4.94}$$

Donde

$$S = \frac{\ln(x)}{-0.0523 + 3.182 * \ln(x) - 0.8725 * \ln^2(x) + 0.01853 * \ln^4(x)} \quad \text{Ec. 4.95}$$

$$x = \frac{\lambda}{Y_L(o)} \quad \text{Ec. 4.96}$$

De sus observaciones Begg y Brill elaboraron un mapa de patrones de flujo, que este depende del colgamiento sin resbalamiento y el número de Froude. El patrón de flujo se puede determinar con la siguiente Tabla

CLASIFICACIÓN DE LOS PATRONES DE FLUJO	
Patrón de Flujo	Condición
Segregado	$(\lambda \leq 0.01)$ y $(N_{FR} < L1)$ ó $(\lambda \geq 0.01)$ y $(N_{FR} < L2)$
Transición	$(\lambda \geq 0.01)$ y $(L2 < N_{FR} \leq L3)$
Intermitente	$(0.01 \leq \lambda < 0.4)$ y $(L3 < N_{FR} \leq L1)$ ó $(\lambda > 0.4)$ y $(L3 < N_{FR} \leq L4)$
Distribuido	$(\lambda > 0.4)$ y $(N_{FR} \geq L1)$ ó $(\lambda \geq 0.4)$ y $(N_{FR} > L4)$

Tabla 4.7 Tabla para determinar el patrón de flujo de acuerdo a Begg y Brill

Donde

$$N_{FR} = 7734.9 * \frac{W_m^2}{e_{ns}^2 * d^5} \quad \text{Ec. 4.97}$$

$$L1 = 316 \lambda^{0.302} \quad \text{Ec. 4.98}$$

$$L2 = 0.0009252 * \lambda^{-2.4684} \quad \text{Ec. 4.99}$$

$$L3 = 0.10 * \lambda^{-1.4516} \quad \text{Ec. 4.100}$$

$$L4 = 0.5 * \lambda^{-6.738} \quad \text{Ec. 4.101}$$

El cálculo del colgamiento real del líquido, se obtiene de la siguiente expresión:

$$Y_L(o) = \frac{a * \lambda^b}{N_{FR}^c} \quad \text{Ec. 4.102}$$

E el caso de flujo transitorio, el cálculo del colgamiento real se obtiene de la siguiente manera:

$$Y_L(o) = A * Y_L(o)_{\text{Segregado}} + B1 * Y_L(o)_{\text{Intermitente}} \quad \text{Ec. 4.103}$$

Donde

$$A = \frac{L3 - N_{FR}}{L3 - L2} \quad \text{Ec. 4.104}$$

$$B1 = 1 - A \quad \text{Ec. 4.105}$$

Para el caso de flujo vertical, se determina el colgamiento que existirá si la tubería fuese horizontal y luego se corrige por la inclinación real de la tubería.

$$Y_L = Y_L(o) * \Psi \quad \text{Ec. 4.106}$$

Donde

$$\Psi = 1 + 0.3 * C \quad \text{Ec. 4.107}$$

$$C = (1 - \lambda) * \text{Ln}(d * \lambda^e * N_{Lv}^f * N_{FR}^g) \quad \text{Ec. 4.108}$$

El símbolo ψ , es un factor de corrección para tuberías diferentes a la posición horizontal. Las constantes a, b, c, d, e, f y g toman valores dependiendo del patrón de flujo, cómo se observa en la siguiente tabla:

BEGG Y BRILL COEFICIENTES EMPIRICOS PARA DIFERENTES PATRONES DE FUJO							
Patrón de Flujo	a	b	c	d	e	f	g
Segregado	0.98	0.48 46	0.08 68	-	-	-	-
Intermitente	0.84 5	0.53 51	0.01 73	-	-	-	-
Distribuido	1.06 5	0.58 24	0.06 09	-	-	-	-
Segregado (cuesta arriba)	-	-	-	0.01 1	- 3.76 8	3.53 9	- 1.61 4
Intermitente (cuesta arriba)	-	-	-	2.96	0.30 5	- 0.44 73	0.09 78
Distribuido (cuesta arriba)	-	-	-	C = 0; $\psi = 1$			
Todos los patrones (cuesta abajo)	-	-	-	4.70	- 0.36 92	0.12 44	- 0.50 56

Tabla 4.8 Tabla de coeficientes para calcular el colgamiento dependiendo del patrón de flujo.

Finalmente la ecuación para predecir las caídas de presión para Begg y Brill es la siguiente:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right) = \left[\frac{(g * \text{Sen}(\phi) * e_m) + \left(\frac{f_{tp} * e_{ns} * V_m^2}{5.362 * d}\right)}{1 - \left(\frac{V_m * V_{sg} * e_m}{144 * P}\right)} \right] \quad \text{Ec. 4.109}$$

4.2.4.1 Correlación de Mukherjee y Brill

El método de Mukherjee (Mukherjee et. al. 1985) en primera instancia se pretendía eliminar algunas de las restricciones del método de Begg y Brill, tomando ventajas de la nueva instrumentación, para medir Holdup. Su banco de pruebas es mejor que el que tenía Begg y Brill, los fluidos que ellos utilizaron fueron querosina, aceite tipo "lube" y aire. En el banco corrieron una infinidad de pruebas, donde reportan más de 1000 pérdidas de presión que representan más de 1500 valores de Holdup medidos, de donde obtuvieron los datos para el modelo.

Mukherjee y Brill desarrollaron un diagrama de flujo para obtener el tipo de patrón de flujo como se observa en la figura Fig 4.2

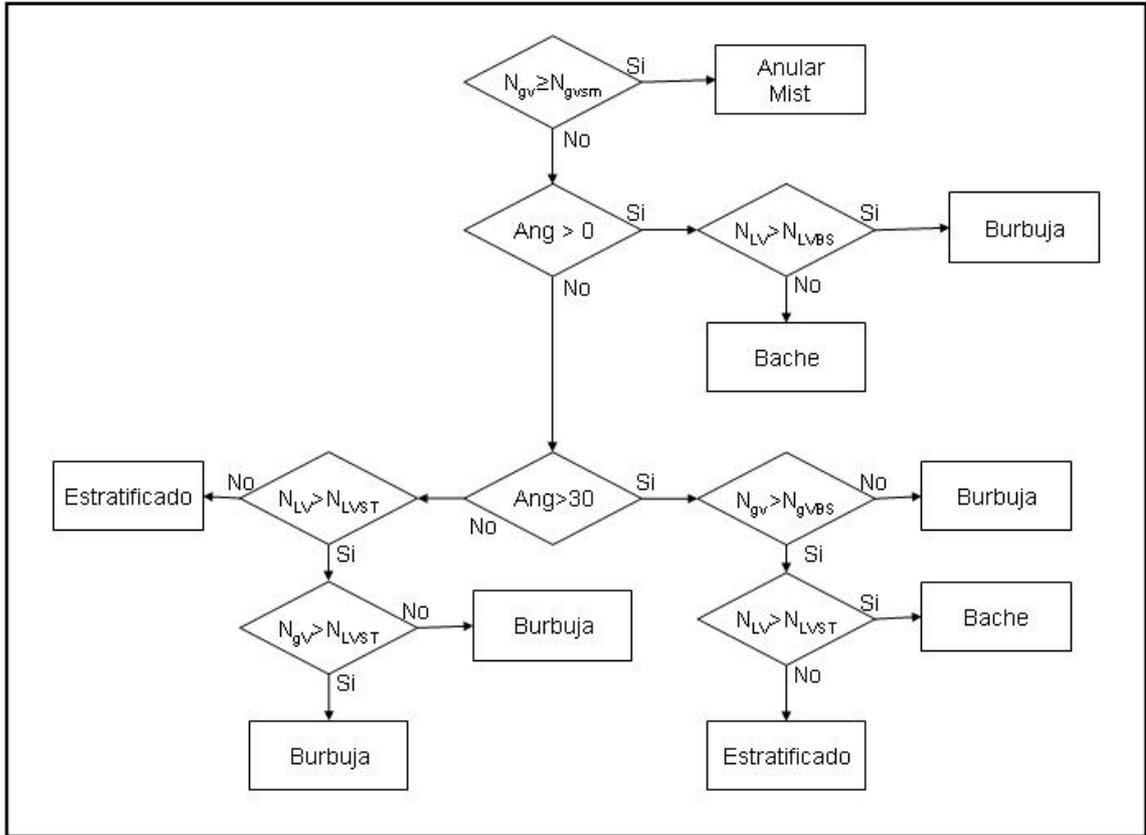


Figura 4.2. Diagrama para determinar el tipo de flujo

Para predecir el Holdup, desarrollaron la siguiente ecuación:

$$H_L = Exp \left[\left(C1 + C2 * Sen(\phi) + C3 * Sen^2(\phi) + C4 * N_L^2 \right) * \left(\frac{N_{gv}^{C5}}{N_{LV}^{C6}} \right) \right] \quad \text{Ec. 4.110}$$

Donde:

Mukherjee y Brill coeficientes empíricos para predecir el Holdup			
Coefficiente s	Cuesta Arriba	Estratificado Cuesta Abajo	Todos los demás Cuesta Abajo
C1	-0.3801	-1.3302	-0.5166
C2	0.1298	4.8081	0.7898
C3	-0.1197	4.1715	0.5516
C4	2.3432	56.2622	15.5192
C5	0.4756	0.0799	0.3717
C6	0.2886	0.5048	0.3939

Tabla 4.9 Tabla de coeficientes empíricos para calcular el colgamiento.

Una vez definido el patrón de flujo se calcula la pérdida de presión, de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

Patrón de flujo tipo Bache

La pérdida de presión con este patrón de flujo se determina con la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f = \left(\frac{f * e_s * V_m^2}{2 * d}\right) \quad \text{Ec. 4.111}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_e = e_s * g * \text{Sen}(\phi) \quad \text{Ec. 4.112}$$

De acuerdo al balance de energía obtenemos:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right) = \frac{\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_e}{1 - E_K} \quad \text{Ec. 4.113}$$

Donde

$$E_K = \frac{e_s * V_m * d}{\mu_n} \quad \text{Ec. 4.114}$$

Patrón de flujo tipo Anular

La pérdida de presión para este tipo de flujo se puede determinar por medio de las siguientes ecuaciones:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f = \left(\frac{f * e_n * V_m^2}{2 * d}\right) \quad \text{Ec. 4.115}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_e = e_s * g * \text{Sen}(\phi) \quad \text{Ec. 4.116}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right) = \frac{\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_e}{1 - E_K} \quad \text{Ec. 4.117}$$

Mukherjee y Brill desarrollaron una expresión empírica para calcular el factor de fricción dependiente del Holdup. Primero se determina el colgamiento, con la Ec. 4.110 después se determina un radio de colgamiento, con la siguiente expresión:

$$H_R = \frac{\lambda_L}{H_L} \quad \text{Ec. 4.118}$$

Y con este valor se determina una relación de fricción interpolando de la siguiente tabla:

Relación de fricción para flujo anular de Mukherjee y Brill	
f_R	H_R
1	0.01
0.98	0.20
1.20	0.30
1.25	0.40
1.30	0.50
1.25	0.70
1	1
1	10

Tabla 4.10 Tabla de coeficientes empíricos para calcular la relación de fricción

Determinando el factor de fricción con la siguiente ecuación:

$$f = f_n * f_R \quad \text{Ec. 4.119}$$

Patrón de flujo tipo Estratificado

Este tipo de flujo solo se presenta en tuberías prácticamente horizontales, por lo que para este trabajo no es de mucho interés, debido a que sólo se está trabajando con pozos verticales, por tanto sólo se establecen las ecuaciones para calcular la caída de presión para este patrón de flujo.

$$\left(\frac{dp}{dL}\right) = -(\tau_{wL} * P_L + \tau_{wg} * P_g) - (e_L * A_L + e_g * A_g) * g * \text{Sen}(\phi) \quad \text{Ec. 4.120}$$

Donde

$$\tau_{wL} = \frac{f_L * e_L * V_L^2}{2 * g} \quad \text{Ec. 4.121}$$

$$\tau_{wg} = \frac{f_g * e_g * V_g^2}{2 * g} \quad \text{Ec. 4.122}$$

4.3 Diagrama de flujo del simulador

El diagrama de flujo del simulador se divide en varios subprogramas, estos son: Prop, Caídas de presión, IPR como se muestran en las siguientes diagramas:

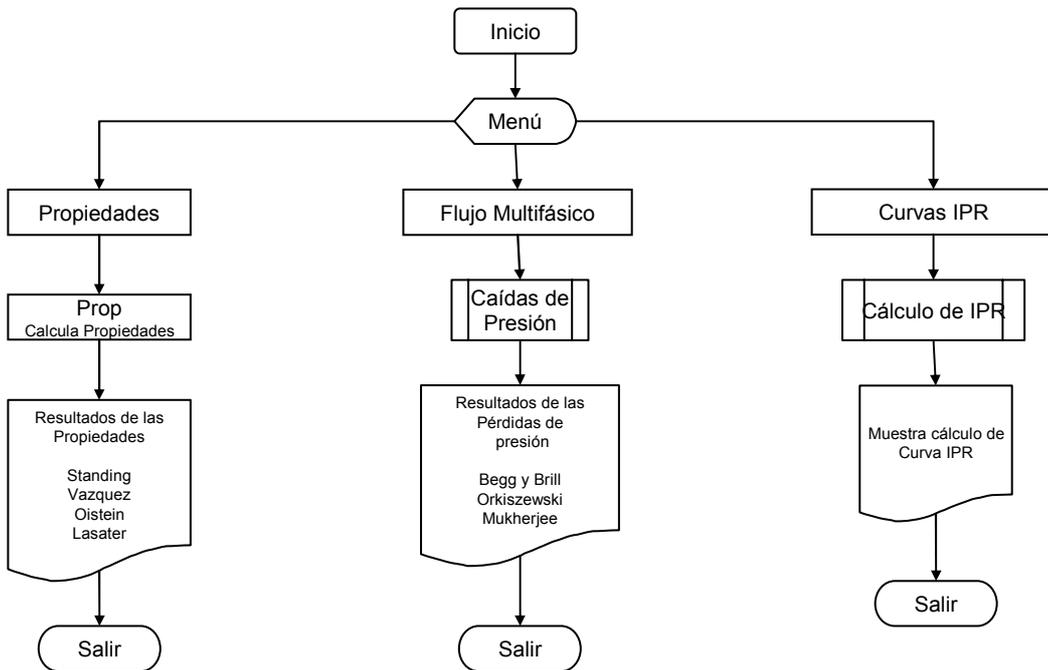


Figura 4.3. Diagrama de flujo, principal

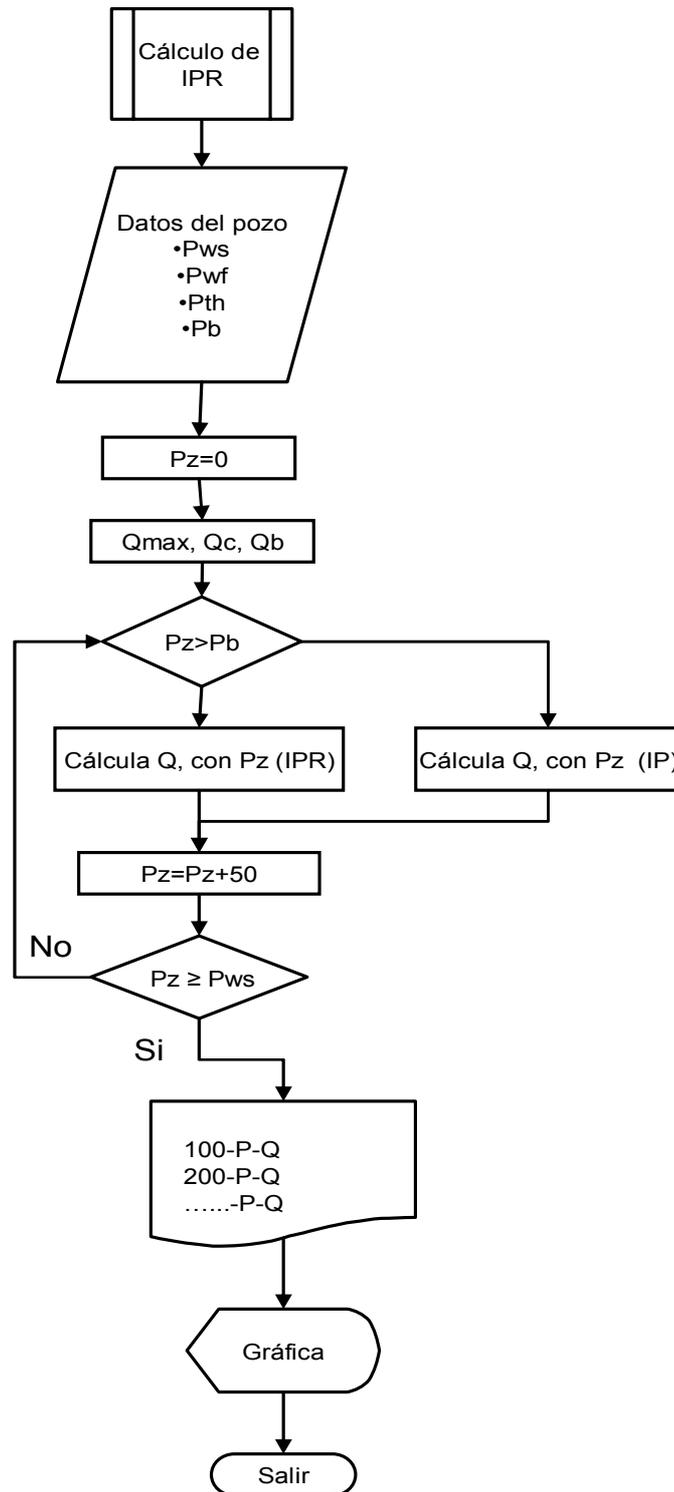


Figura 4.4. Diagrama de flujo de cálculo de curvas IPR.

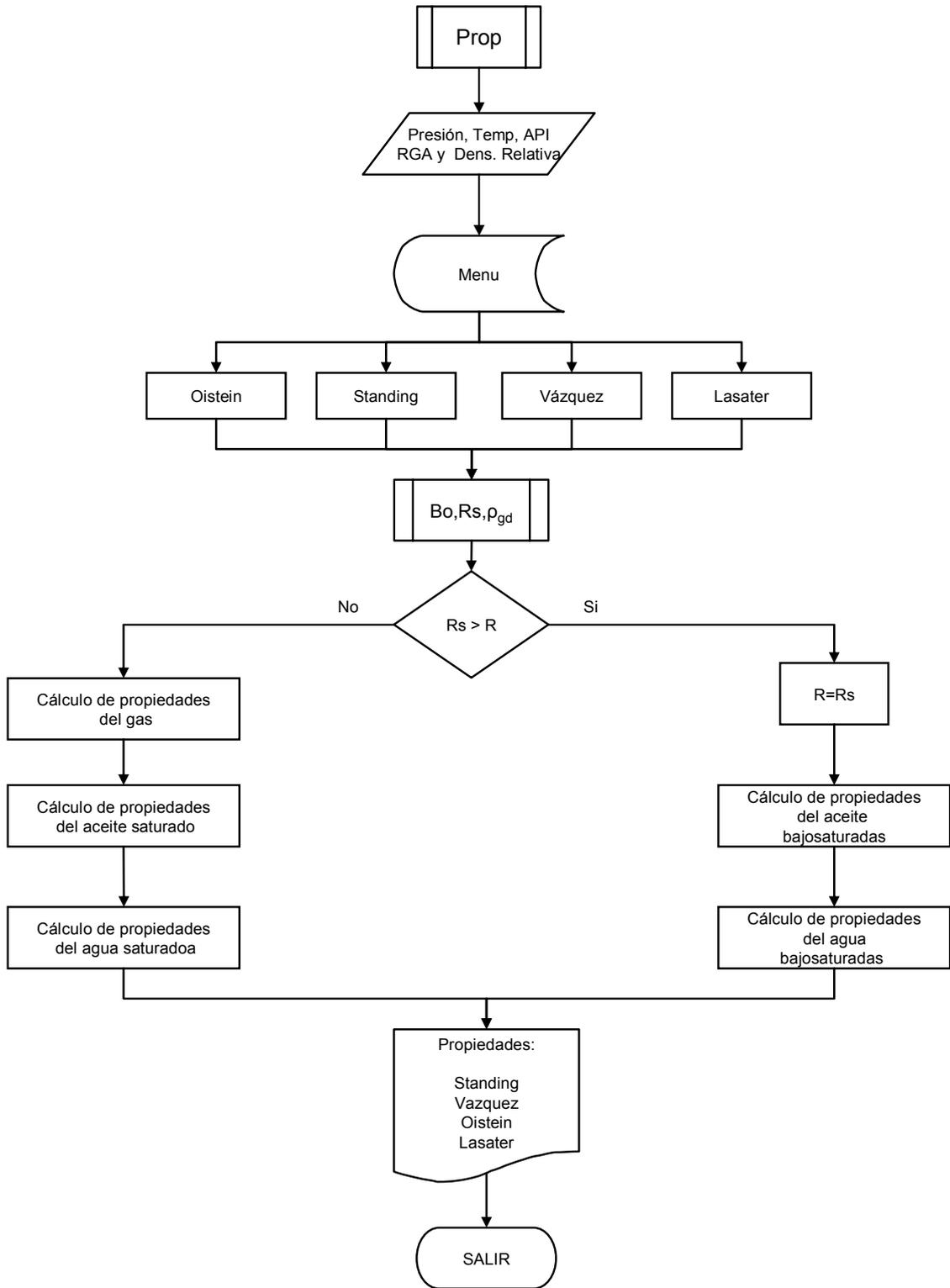


Figura 4.5. Diagrama de flujo de cálculo de propiedades del aceite, gas y agua

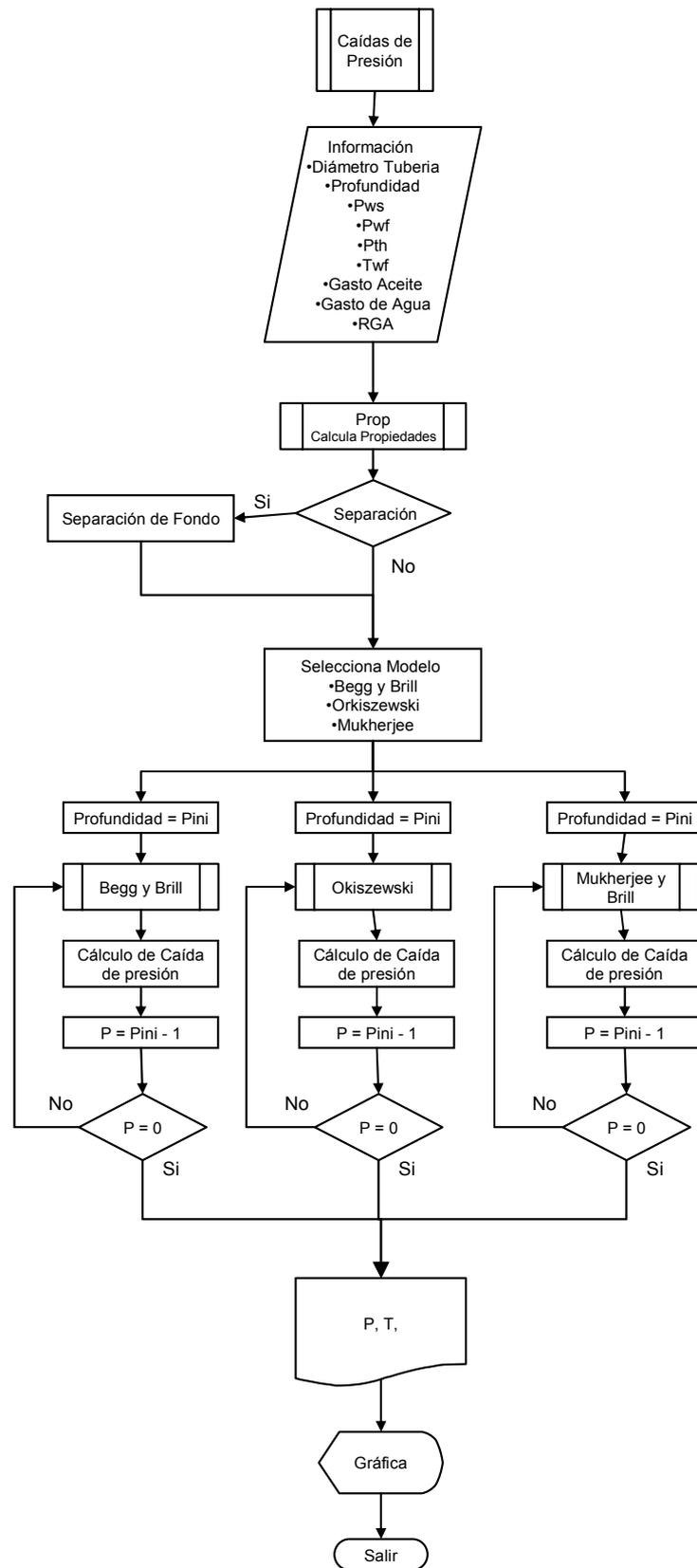


Figura 4.6. Diagrama de flujo de cálculo de caídas de presión.

4.3 Análisis Nodal

La razón fundamental de someter un sistema de producción a la técnica de análisis nodal es simplemente por que esta involucra en sus cálculos a todos los elementos del sistema, permitiendo determinar el efecto de su variación en la capacidad de transporte de fluidos, y de tener una imagen donde se muestra el comportamiento del pozo. Podemos definir el análisis nodal como el estudio del flujo de fluidos en un sistema de producción, el cual se divide en subsistemas dependiendo del nodo de solución, normalmente son dos los subsistemas los más comunes es el yacimiento y la tubería de producción o vertical.

Se le llama análisis nodal por que se divide el sistema de flujo en partes, con la finalidad de predecir el gasto y la presión en los nodos de unión de los subsistemas, o bien en los extremos del mismo.

El objetivo del análisis nodal lo dividimos en :

- 1) Predecir el comportamiento del flujo con las condiciones actuales y/o futuras
- 2) Predecir el comportamiento del flujo al variar los parámetros en algún nodo del sistema.
- 3) Tomar decisiones para optimizar las condiciones de flujo, en base a parámetros de volúmenes de producción de aceite, gastos críticos y parámetros económicos

En la figura 4.3 se muestra un sistema de producción y se observan las pérdidas de presión asociadas a cada elemento, donde podemos dividir estas pérdidas en:

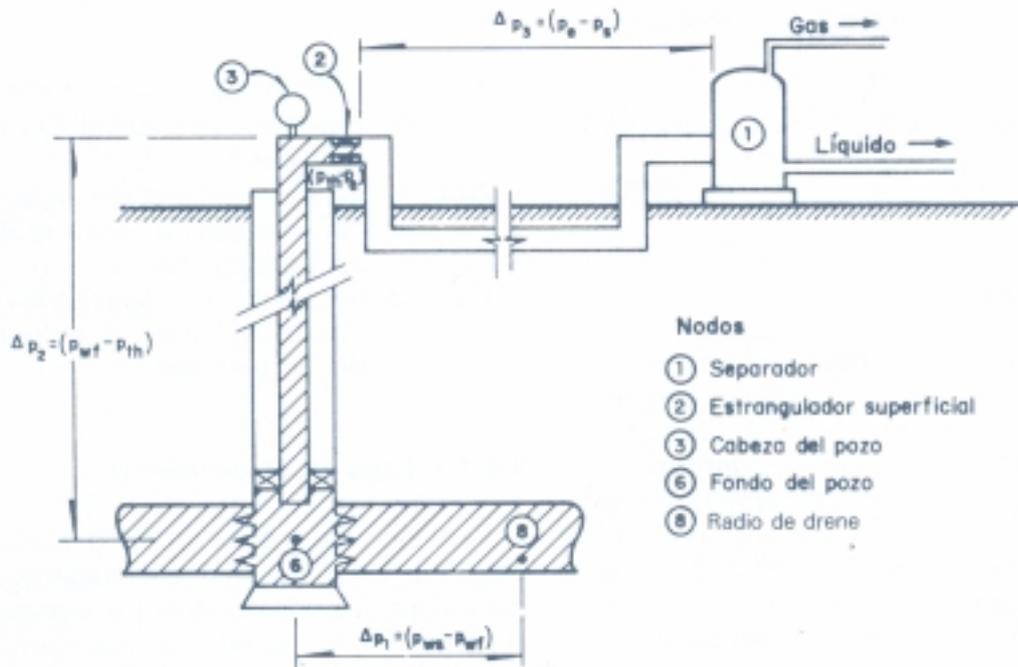


Figura 4.3 Sistema de producción

- $\Delta P_1 =$ Pérdidas de presión debidas al flujo en el yacimiento, donde estas pueden representar el 10 al 50 % de las pérdidas totales
- $\Delta P_2 =$ Pérdidas de presión debidas a la tubería de producción o vertical, esta representa entre 30 y 80 % de las pérdidas totales
- $\Delta P_3 =$ Pérdidas de presión debidas a la tubería de descarga y dispositivos después del estrangulador, estas representan entre 5 y 30 % de las pérdidas totales

Elección del nodo de solución

La elección del nodo de solución para pozos fluentes o inyectores, depende del componente que se desee evaluar; esto es, que su análisis muestre convenientemente la respuesta del sistema a las condiciones dadas y a las que se establezcan como supuestas, de tal forma que se pueda identificar con certeza el problema y planear la solución técnica.

El nodo de solución que vamos a usar para desarrollar el simulador es del nodo del fondo del pozo, debido a que se requiere que se divida en subsistemas donde se acopla el separador de fondo, para poder tomar la información antes del separador y proporcionar la información después del separador, para continuar con el siguiente subsistema.

Fondo de pozo como nodo de solución

Es un nodo de solución muy común y se localiza a la profundidad media del intervalo disparado. En estas condiciones el sistema se divide en dos, el yacimiento y el sistema de tuberías.

La cabeza del pozo como nodo de solución

Es también un nodo de solución muy común. En estas condiciones el sistema se divide en dos, la primera parte es el separador y la línea de descarga y el segundo es el yacimiento y la tubería vertical.

El separador (superficial) como nodo de solución.

La elección del separador superficial como nodo de solución es apropiada cuando el gas y/o aceite a la descarga del mismo debe tener una presión tal, que permita incorporarse a un sistema de alta presión o algún otro sistema de recolección, Además, como la presión de separación controla a los compresores, y estos están directamente relacionados con la potencia requerida de estos. Entonces la variación en la presión de separación debe analizarse considerando el sistema en su conjunto, pues no siempre una reducción de ella se traduce en un incremento del gasto. La razón es que la línea de escurrimiento, o la TP, o el yacimiento en pozos de baja productividad o dañados pueden constituir la restricción principal al flujo.

4.3.1 Comportamiento de los fluidos en el yacimiento.

En el yacimiento sólo hay dos modelos diferentes para simular el comportamiento de éste, y es cuando la presión está por arriba de la presión de saturación y cuando ésta se encuentra por debajo de la presión de saturación.

El flujo de fluidos del yacimiento se puede tipificar como se observa en la figura 4.4 donde la línea A es una línea con tendencia recta que se presenta cuando la presión de fondo fluyendo es mayor a la presión de saturación, mientras B,C y D se presentan cuando la presión de fondo fluyendo es menor a la presión de saturación, además en particular las curvas C y D se presentan cuando el yacimiento se está depresionando.

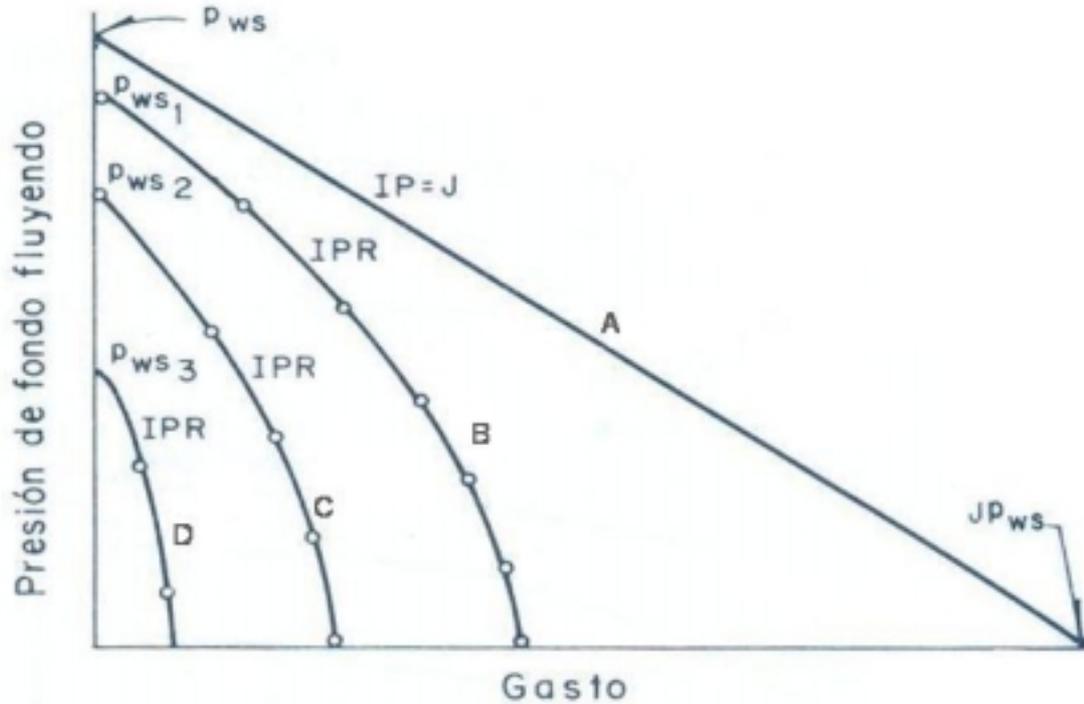


Figura 4.4 Curvas IPR típicas

Curva IP

El índice de productividad (IP), se puede calcular por medio de una prueba de producción, siempre y cuando la presión de fondo fluyendo sea mayor a la presión de saturación, este índice de productividad se calcula con la siguiente relación:

$$IP = J = q * (P_{ws} - P_{wf}) \quad \text{Ec. 4.123}$$

O bien considerando un flujo radial para yacimiento homogéneo, horizontal, y de poca compresibilidad con la ecuación:

$$J = IP = \frac{7.082E3 * h}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S + Dq} * \left[\frac{k_o}{B_o * \mu_o} + \frac{k_w}{B_w * \mu_w} \right] \quad \text{Ec. 4.124}$$

Donde

S = es el factor de daño a la formación el cual puede ser determinado con pruebas de presión en los pozos.

Dq = Es el término de ajuste por flujo turbulento, generalmente despreciado cuando se está produciendo gastos bajos y para formaciones de baja permeabilidad.

Ko = Permeabilidad relativa del aceite.

Kw = Permeabilidad relativa del agua.

Bo = Factor de volumen del aceite.

Bw = Factor de volumen del agua.

μ_o = Viscosidad el aceite.

μ_w = Viscosidad del agua.

Curva IPR

Para yacimientos productores por empuje de gas disuelto liberado ($p_{wf} < P_b$), y suponiendo flujo radial, saturación de agua constante en un medio poroso uniforme e isotrópico, en donde los efectos gravitacionales y de compresibilidad de la formación no son significativos, Vogel (Vogel 1968), desarrolló una ecuación con la que se puede determinar el comportamiento de un yacimiento cuando la presión de fondo fluyendo está por debajo de la presión de saturación.

$$\frac{q}{q_{\max}} = 1 - 0.2 * \left(\frac{P_{ws}}{P_{wf}} \right) - 0.8 * \left(\frac{P_{ws}}{P_{wf}} \right)^2 \quad \text{Ec. 4.125}$$

4.3.2 Comportamiento de flujo a través de la tubería de producción

El comportamiento del flujo a través de la tubería de producción (vertical ó TPH) ha sido indicado al inicio de este capítulo, en la parte de pérdidas de presión verticales, sin embargo en la aplicación del análisis nodal debemos tomar en consideración algunos aspectos. Al igual que para las curvas IPR las curvas TPH tienen un comportamiento tipificado, este comportamiento se puede observar en la siguiente figura 4.5, donde en la figura podemos encontrar la solución a los dos modelos al IPR y al TPH, esta solución es la intersección de ambas curvas, sin embargo la intersección 1 (como se observa en la figura), este punto es un punto donde el pozo se puede encontrar produciendo con cabeceo o inestable, mientras que el punto 2 es la solución al sistema, donde este punto localiza la producción de aceite óptima para las condiciones de análisis.

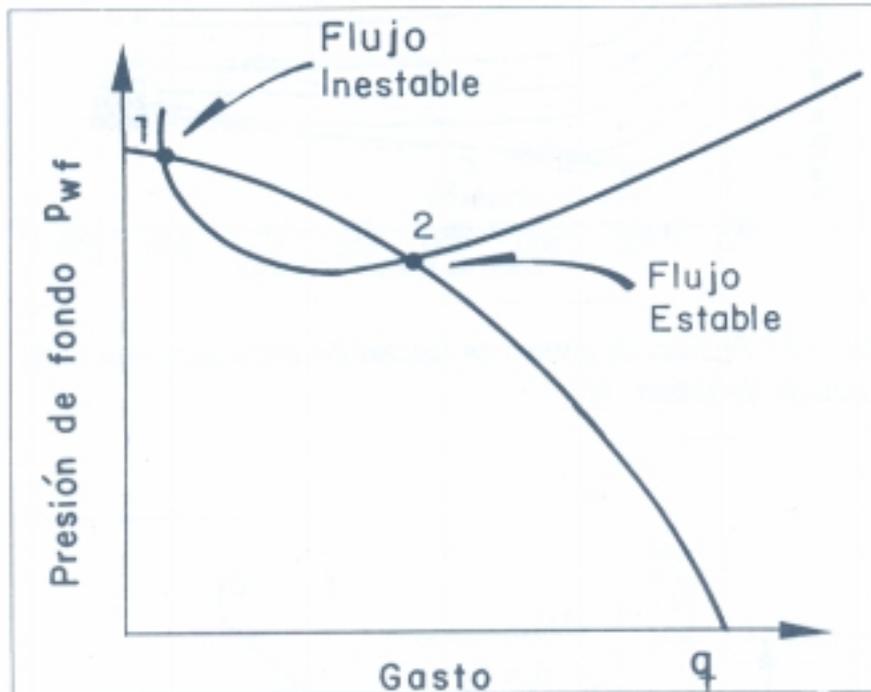


Figura 4.5 Análisis nodal

5.- Selección del Pozo y Correlación de Flujo Multifásico

5.1. Selección del pozo Candidato.

El pozo que se seleccionó es un pozo que pertenece a PEMEX exploración y producción (PEP), es un pozo productor de aceite, pero debido a los contratos de confidencialidad del IMP y PEMEX, en este trabajo no se puede mostrar información, como es la localización, nombre, características de los fluidos, etc. sólo se mostrará la información necesaria para la simulación de este pozo, por este motivo el Pozo será nombrado como Pozo OC-1 en lo subsiguiente.

El pozo OC-1 es un pozo productor de aceite, con problemas severos de agua, de acuerdo al diagnóstico que se realizó a este pozo, se detectó que este tiene un problema de conificación de agua, además es un pozo productor de aceite con el potencial suficiente para soportar los gastos de las instalaciones de un separador de fondo ciclónico, sin perder su rentabilidad, además la integridad de su aparejo de producción está en buenas condiciones.

La información analizada en el diagnóstico del problema de agua para el pozo OC-1, es información confidencial de PEMEX, además está fuera del alcance de este trabajo, por este motivo no se muestra esta información.

Información del Pozo OC-1

Presión estática (Pws) :	4000 psi
Presión de fondo fluyendo (Pwf):	3700 psi
Presión de saturación (Pb):	2000 psi
Temperatura estática (Tws):	291 °F
Gasto Total (qt) :	3300 bpd
Corte de agua (Fw):	75 %

Información del estado Mecánico del Pozo

- 0 – 2500 mts Diámetro de 5.5 plg
- 2500 – 3000 mts Diámetro de 7 plg
- 3900 - Zona de deshecho

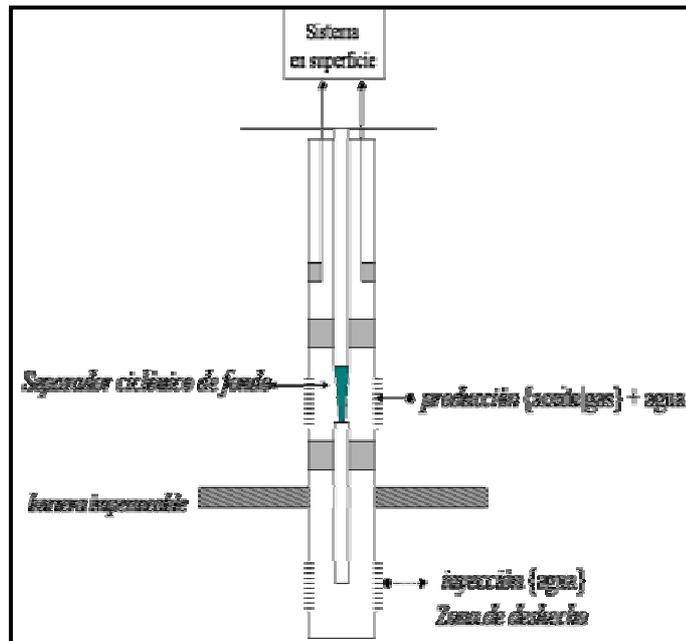


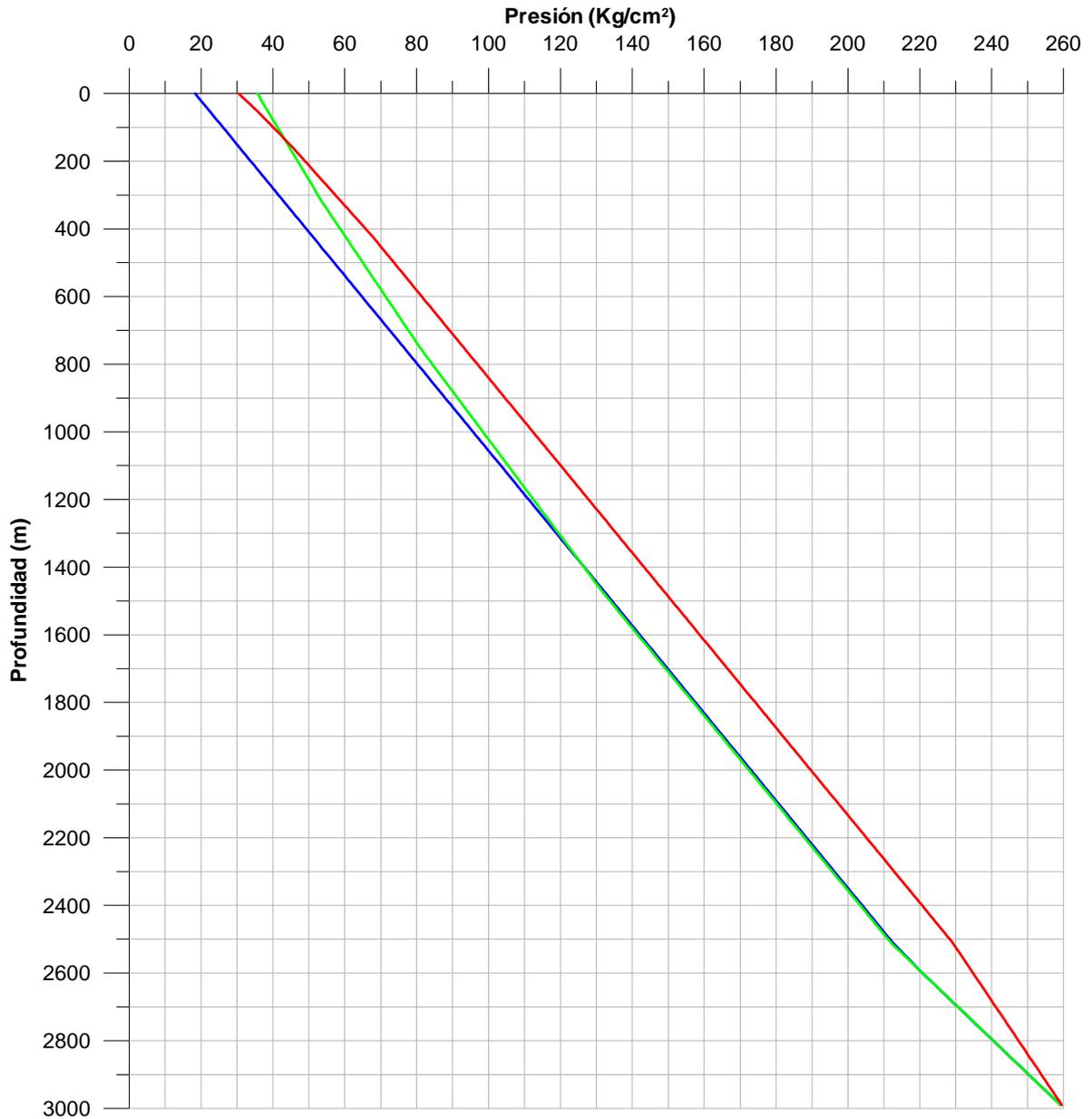
Figura 5.1.- Diagrama esquemático de aparejo de producción del pozo OC-1

5.1 Selección de la Correlación

Para poder seleccionar la correlación más adecuada, primero se hace un perfil de presiones, donde se comparan los resultados, seleccionando la que más se aproxime a los datos reales; con esto estamos asegurando que el porcentaje de error de la simulación sea mínimo, y que todos los resultados sean confiables, gráfica 5.2.

Como se puede observar en la gráfica 5.2, y en la tabla 5.1, la correlación que más se aproxima a los datos reales es Orkiszewski, por lo que en las siguientes simulaciones se realizarán con esta correlación.

PERFILES DE PRESIÓN CON LAS CORRELACIONES DE ORKISZEWSKI, BEGG Y MUKHERJEE



Gráfica 5.2 Perfiles de presión para diferentes correlaciones

PRESIONES DE CABEZA CON DIFERENTES CORRELACIONES			
Real	Orkiszewski	Begg y Brill	Mukherjee
20 Kg/cm ²	18 Kg/cm ²	35 Kg/cm ²	30 Kg/cm ²

Tabla 5.1 Tabla de presiones en la cabeza con diferentes correlaciones

6.- Análisis de resultados

6.1 Evaluación de resultados

La evaluación de los resultados se dividió en dos, la primera parte se discutirá acerca de los perfiles de presión, en la segunda se discutirá lo referente al análisis nodal.

Perfiles de presión:

En los perfiles de presión con diferentes cortes de agua, se puede observar cómo se incrementa la caída de presión conforme se incrementa el corte de agua, esto se debe a que el agua es más pesada que el aceite provocando una mayor carga hidrostática, conforme se incrementa la afluencia del agua, esta carga hidrostática puede ocasionar que el pozo deje de fluir de manera natural, por lo que hace necesaria la aplicación de algún sistema de control.

La diferencia en las presiones de cabeza cuando tenemos cortes de agua de 0 y 75 %, es aproximadamente de 80 kg/cm², ésta carga hidrostática está disminuyendo la productividad del pozo, y puede llegar a ocasionar el cierre prematuro del pozo, por la afluencia tan alta de agua.

PRESIONES EN LA CABEZA A DIFERENTES CORTES DE AGUA		
Presión (Kg/cm ²)	Presión (Kg/cm ²)	Presión (Kg/cm ²)
Fw = 0.0	Fw= 75 %	Con Separador F.
99.62	19.33	49.7

Tabla 6.1 Presiones de cabeza a diferentes cortes de agua, cambiando el diámetro de la TP de 4.5 a 5.5.

La presión en la cabeza del pozo OC-1 cuando se tiene un corte agua del 75 %, es de aproximadamente 20 kg/cm², tabla 6.1, sin embargo cuando se simula el mismo pozo con las mismas condiciones con la diferencia, de que ahora se acopla un sistema de separación de fondo, la presión en la cabeza se incrementa a 49.7 kg/cm², lo que representa un incremento aproximado de 2.5 veces más. Este aumento de presión se debe a la disminución de la carga hidrostática debida al agua, provocando un incremento en la capacidad de transporte de la tubería de producción, y manteniendo el pozo en condiciones para seguir produciendo por más tiempo.

Análisis Nodal

Aplicando el análisis nodal a diferentes cortes de agua, se obtienen los gastos óptimos para cada corte de agua que son los que se observan en la tabla 6.2

GASTO ÓPTIMO PARA DIFERENTES CORTES DE AGUA		
Gasto (BPD)	Gasto (BPD)	Gasto (BPD)
Fw = 0.0	Fw= 50 %	Fw= 75 %
11,718	6,694	3,080

Tabla 6.2 Gasto óptimo a diferentes cortes de agua,

Cuando se tienen diferentes cortes de agua se puede observar como el gasto es afectado por la afluencia de agua al pozo, produciendo un efecto de reducción de producción de aceite, Cuando se tiene un corte de agua de 75 %, la producción total es de 3,080 BPD, esto es aproximadamente un poco menos una tercera parte, si se compara cuando no hay afluencia de agua, por eso es importante controlar la afluencia de agua al pozo.

Observando el análisis nodal cuando se tiene un corte de agua del 50 % y comparándolo con el de 75 %, se observa que la producción de agua es mayor cuando se tiene 50 % de corte de agua, estas producciones de agua son de 3347 BPD y 2310 BPD respectivamente (tabla 6.3), sin embargo los gastos de aceite son de 3347 BPD y 770 BPD, esta diferencia del gasto de aceite y agua se debe al aumento de la carga hidrostática reduciendo la capacidad de transporte de los fluidos en la tubería, produciendo una reducción aproximada del 77 % la producción de aceite.

PRODUCCIONES DE AGUA ACEITE A DIFERENTES CORTES DE AGUA					
Gasto (BPD)		Gasto (BPD)		Gasto (BPD)	
Fw = 0.0		Fw= 50 %		Fw= 75 %	
Aceite	Agua	Aceite	Agua	Aceite	Agua
11718	0	3347	3347	770	2310

Tabla 6.3 Producciones de aceite y agua a diferentes cortes de agua

El gasto de aceite cuando el corte de agua es de 75 %, se obtiene un gasto óptimo de aceite de 770 BPD, mientras que con el separador el gasto aumenta a 1707 BPD (tabla 6.4), esto representa un incremento de más de dos veces la producción de aceite, utilizando el separador; Con respecto a la producción de agua hay un incremento del 10 % cuando se utiliza el separador.

RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN CON EL SEPARADOR DE FONDO	
Gasto en BPD	
Aceite	Agua
1707	2560

Tabla 6.4 Resultados de la simulación con el separador de fondo

7.- Conclusiones

7.1. Conclusiones

La afluencia de agua en los pozos de aceite es inevitable motivo por el cual Petróleos Mexicanos ha invertido mucho dinero para mantener estable y produciendo los pozos de aceite con afluencia de agua, obteniendo buenos resultados, pero esto no es suficiente, por el incremento de la afluencia del agua a los pozos, motivo por el cual Petróleos Mexicanos ha formado un grupo de especialistas en control de agua y ha formado una alianza con el Instituto Mexicano del Petróleo para hacerle frente a la problemática del agua, que se va a presentar a futuro no muy lejano, cabe resaltar que Petróleos Mexicanos no estaba inmerso en el control de agua debido a que las producciones de agua en todos sus pozos eran muy bajas, sin embargo ante el creciente aumento de agua en sus campos hace necesario iniciar el camino hacia el control de agua.

Debido a que en Petróleos Mexicanos no tenía la necesidad de controlar la afluencia de agua, no se desarrollaron ingenieros especialistas en control de agua, por este motivo el Instituto Mexicano del Petróleo creó un programa estratégico para asimilar y desarrollar la tecnología que puede ser aplicada a los pozos de Petróleos Mexicanos; aun cuando el programa esta por iniciar, el presente trabajo forma una pequeña parte de este esfuerzo por obtener las mejores herramientas para valorar y aplicar las mejores tecnologías, así cómo desarrollar las ideas de los ingenieros mexicanos.

Las ventajas del uso de los separadores de fondo se pueden dividir en:

Económicas:

La ventaja económica más importante es el mantener y/o aumentar la producción de aceite por más tiempo, además de reducir los costos de manejo de agua, reducir el espacio en plataformas marinas debido a que se reducen de tamaño los separadores superficiales, reducción de productos químicos inhibidores de incrustaciones, reducción de tiempos muertos de producción y costos por intervenciones debidas a incrustaciones minerales.

Ambientales :

Con respecto al medio ambiente todas las compañías petroleras están preocupadas por no dañar la ecología, en este aspecto los separadores de fondo son muy convenientes ya que el agua de deshecho del separador se manda a un estrato donde el agua no causa ningún daño, además se reduce el riesgo contaminar con esta agua, se reduce el consumo de energía para transportar el agua para su tratamiento.

Con el uso del simulador numérico desarrollado en este trabajo nos da la posibilidad de poder predecir el comportamiento del pozo además nos da la opción de poder hacer estudios de comportamiento de los fluidos, por ejemplo, cuando cambiamos el aparejo de producción (diámetros de tubería de producción) optimizando la producción y reduciendo las pérdidas de presión, también es una herramienta importante para predecir el comportamiento de la afluencia de agua y lo que hace muy especial al simulador es el de predecir el comportamiento de un separador de fondo ciclónico, acoplado a un sistema pozo-yacimiento, ofreciendo una opción para el control de agua en pozos de aceite.

Cuando se tiene un problema de control de agua es muy importante contar con herramientas que nos ayuden a determinar la raíz del problema, pero también es muy importante contar con herramientas que nos permitan analizar cada una de las opciones de solución, con el objetivo de seleccionar la mejor. Para poder seleccionar la mejor opción debemos primero hacer un estudio que nos permita visualizar como va a funcionar, cuales son las ventajas de utilizar esta opción y cuales son las desventajas. De esta manera se puede hacer un balance de lo bueno y malo para poder optar por la opción más idónea para esa aplicación.

El uso del simulador desarrollado en este trabajo presenta el comportamiento de cómo estaría operando el pozo si se coloca un separador de fondo, analizando la información de las pérdidas de presión y los gastos que el pozo permite producir, así como la cantidad de agua que se manda a reinyección y cuanta agua es la que es necesario manejar en superficie para de esta manera optimizar al máximo los separadores de superficie y poder estimar la cantidad de productos químicos que son necesarios, en resumida cuentas nos da las herramientas para poder hacer un análisis económico y poder determinar el impacto del uso de los separadores de fondo para cada aplicación en campo.

Conclusiones de la simulación del Pozo OC-1

Analizando los resultados de la simulación, se observa que si utilizamos el separador de fondo la producción de agua aumento en un 10 %, sin embargo para este caso el incremento de producción de aceite es un poco más del doble, además de acuerdo al análisis nodal el pozo está por entrar a la zona inestable, reduciendo considerablemente el tiempo de vida del pozo, sin embargo al utilizar el separador de fondo se logra aumentar la producción de aceite, además se espera que el pozo siga produciendo aceite por un tiempo mayor. Por otro lado se esperaba que el separador de fondo disminuyera en un porcentaje mayor la producción de agua a la superficie, esto tiene varias causas las más importantes son:

- 1) El potencial del pozo es bueno (es decir el pozo cuenta con una reserva de aceite considerable).
- 2) Las pérdidas presión se redujeron, debido a que se disminuyó la afluencia de agua al pozo y se aumentó el gasto de aceite.
- 3) El diseño del separador fue un diseño conservador debido a los altos gastos que maneja el pozo y su corte de agua que está en el límite del mínimo necesario para la aplicación de separadores de fondo.
- 4) El no colocar más separadores de fondo en serie y/o en paralelo.

De acuerdo a los resultados y análisis que se obtuvieron de la simulación del pozo OC-1, se concluye que necesariamente el pozo requiere la aplicación de un sistema que controle la afluencia de agua, debido a que al aumentar ésta, el pozo va a dejar de fluir de manera natural, pudiendo darse la posibilidad de gastar más dinero en tratar el agua que el dinero de entrada de la venta del aceite extraído del pozo, ocasionando el cierre de éste, sin poder recuperar más de éste aceite, el uso de un separador ciclónico en el fondo para el pozo OC-1, de acuerdo a las simulaciones es una buena opción, para mantener el pozo produciendo por más tiempo recuperando la mayor cantidad de aceite posible.

Sin embargo el uso del separador de fondo, como medida de reducción del aporte de agua es regular debido a que no reduce mucho porcentaje de agua, sin embargo, el incremento de la producción de aceite es excelente debido a que se incrementa ésta en un poco más del doble, y mantiene la producción de aceite del pozo por un periodo mayor, lo que justifica la aplicación de un separador ciclónico de fondo, desde el punto de la simulación teórica.

7.2.1 Trabajos futuros

Trabajar en el diseño y optimización de los separadores de fondo, debido a que se requiere que los separadores de fondo cuenten con eficiencias más altas, para poder aplicarse en pozos que cuenten con cortes de agua menores a 75 %, optimizando al máximo la relación de producción de aceite y aumentando la inyección de agua a la zona de deshecho.

Después de optimizar el diseño del separador de fondo se requiere crear un modelo a escala del separador de fondo acoplado a un pozo, con el objeto de evaluar físicamente el comportamiento del separador y obtener datos suficientes para poder validar la simulación.

Hacer una prueba tecnológica con Petróleos Mexicanos y el Instituto Mexicano del Petróleo de la instalación de un separador de fondo ciclónico en campo, utilizar y validar el simulador con los datos reales de una aplicación en campo.

8- Referencias y Bibliografía.

8.1 Referencias

Andrew K. Wojtanowic, "Mechanical Control of Produced water, Downhole and Water Sink Technology, Presented at Mexican Institute of Petroleum, Mexico city, August 11-15, 2003.

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.

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.

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.

Beggs HD: Production Optimization Using NODAL Analysis. Tulsa, Oklahoma, EE.UU.: OGCI Publications, Oil & Gas Consultants International, Inc., 1991.

Bill Bailey, Mike Crabtree, Jeb Tyrie, Jon Elphinck, Fikri Kuchuk, Chirstian Romano, Leo Roodhart: Water Control, Oilfield Review, Spring 2000, PP 30-51.

Boisnault JM, Guillot D, Bourahla A, Tirlia T, Dahl T, Holmes C, Raiturkar AM, Maroy P, Moffett C, Mejía GP, Martínez IR, Revil P y Roemer R: "Concrete Developments in Cementing Technology," Oilfield Review 11, no. 1 (Primavera de 1999): 16-29.

Chan KS: "Water Control Diagnostic Plots", SPE 30775, Conferencia y Exhibición Anual de la SPE, Dallas, Texas. EE.UU, octubre 22-25, 1995.

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.

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

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.

Elphick, Jon, Schlumberger Dowell, Randy Seright, New Mexico Petroleum Recovery Research Center; "A Classification of Water Problem Types"; Conference of Reservoir Conformance, 1997

Elphick J, Fletcher P y Crabtree M: "Techniques for Zonal Isolation in Horizontal Wells," presentado en la Reunión de la Asociación de Ingenieros de Producción, Reading, Inglaterra, Noviembre 4-5, 1998

Gray,: "Mukherjee and Brill Method", Libro, Multiphase Flow in Wells, autor, Brill, James P, y Mukherjee, Año 1999.

Guerrini, Y., Kohler, N., Zaitoum, A.: Polyacrylamide Treatments for Water Control in Producing Wells, JPT, 862-867, July 1991.

H - J Kretzschmar, DBI GUT, Polymer Injection in Gas Wells Reducing Water Cut, THERMIE Project No. OG/155/94, PP 477-483.

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.

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.

John A Veil, Bruce g. Langhus, Stan Belie, " Feasibility Evaluantion of Downhole oil/Water Separator (Dows Technology)", Prepared for U.S. Department of Energy Office of Fossi Energy Office, January 1999.

Jon Rudolph,: "Thecnology Assessment and Economic Evaluation of Downhole Gas/Water Separation and Disposal Tools", Gas Research Institute, 2000.

Kjos, T., Sangesland, S., Michelet, J.F., Kleppe, J.: "*Down Hole Water-Oil Separation and Water Reinjection Through Well Branches*", Paper SPE 030518, 1995

Kuchuk F. Patra Sk, Narasimham jl, Ramanan S y Banerji S; "Water Watching"; Middele East well Evaluation Review 22 (Noviembre 22 1999):24-43

Liljegen, C.: "*RAM Analysis of a Subsea Separation and Injection System*", NTNU, Trondheim, 1999.

Matthews, C. M., R. Chachula, B. R. Peachey, and Solanki, 1996, "Application of Downhole Oil/Water Separation System in Alliance Field", SPE 35817, Presented at the 3rd International Conference on Health, Safety & Evironment in Oil and Gas Exploration & Production, New Orleans, LA, June 9-12

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.

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.

O'Brien W, Stratton JJ y Lane RH: "Mechanistic Reservoir Modeling Improves Fissure reatment Gel Design in Horizontal Injectors, Idd El Shargi North Dome Field, Qatar," artículo de la SPE 56743, presentado en la Conferencia y Exhibición Anual de la SPE, Houston, Texas, EE.UU., Octubre 3-6, 1999.

Peachey, B. R., and C.M. Matthews, 1994, "Downhole oil/water Separator Development", Journal of Canadian Petroleum Technology, 33(7): 17-21.

Peachey, B.R., S. Solanki, T. Zahacy, and K. Piers, 1997, "Downhole oil/water Separation Moves into High Gear", CIM Paper 97-91, presented at 48th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society, Calgary, Alberta, Canada, June 8-11.

Push G., Kohler N., Kretzschmar H.J., Practical Experience with Water Control in Gas Wells by Polymer Treatments. 8th European IOR - Symposium in Vienna, Austria, May 15 - 17, 1995.

Push, G., Kohler, N., Kretzschmar, H.J.: Practical Experience with Water Control in Gas Wells by Polymer Treatments, 8th European IOR - Symposium in Vienna, Austria, May 15-17, 1995.

Reporte "Optimización de Explotación", Región Norte, Activo Burgos, Optimización de Instalaciones, 2000.

Sandiford, B.B., Graham, G.A.: "Injection o Polymer Solutions in Producing Wells, " AIChE Symposium Series, No. 127, 38, 1993

Sobie, S., and Matthews 1997, "Talisman Application Experience with Downhole oil/water Separation systems in Southeast Saskatchewan" presented at Canadian Section Society of petroleum Engineer, November 12

Solanki, S. C., T. A. Zahacy, W.D. Roggensack, B.R. Peachey, and J. Mann 1996, Downhole oil/water Separation System (Aqwanof™) Joint Industry Project" Presented at SPE Electric Submersible Pump Workshop, Houston, May 1-3.

Solanki, S., Alhanti, F., Matthews, C.: 1997 "*Downhole Oil Water Separation in Offshore Applications*", Centre for Engineering Research Inc.

Vogel, V.J.: "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells" J.P.T. January, 1968.

Yortsos YC., Youngmin C., Zhengmin Y. y Shah PC: "Analysis and Interpretation of Water/Oil Ratio in Water-floods", SPE Journal 4, no. 4, 413-4

8.2 Bibliografía.

Flujo Multifásico en Tuberías
Instituto Mexicano del Petróleo
Autor: Acuña, R. Antonio et al.

Two-Phase Flow in Pipes and heat exchangers
Autor: D. Chisholm
Pitman Press Ltd., Bath
1983

Two-Phase Flow in Pipes
Autor: Dr. James P. Brill, Dr. H. Dale Beggs
Sexta Edición, Cuarta Impresión, Abril, 1994.

Transporte de Hidrocarburos por Ductos
Autor: Ing. Francisco Garaicochea Petirena et al
Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.
1991.

Vertical Lift Performance
Autor: David A. T. Donohue
PE 103; Video Library for Exploration & Production Specialist
Internacional Human Resources Development Corporation

Flujo Multifásico en Tuberías – Especialización en Sistemas Artificiales de Producción
Autor: Dr. Ovidia Shoham
Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería
Mayo, 2002.

Transferencia de calor
Autor: B.V. Karlekar
Interamericana, 2a edición
1985

Petroleum Production Systems
Autor: Michael Economides et al
Prentice Hall Petroleum Engineering Series
1994.

Handbook of Natural Gas Engineering
Autor: Donald L. Katz et al
McGraw-Hill Book Company, New York.

Procesos de Transferencia de Calor

Autor Donald Q. Kern

CECSA

Agosto, 1986.

Production Optimization Using NODAL™ Análisis

Autor: H. Dale Beggs

OGCI Publications

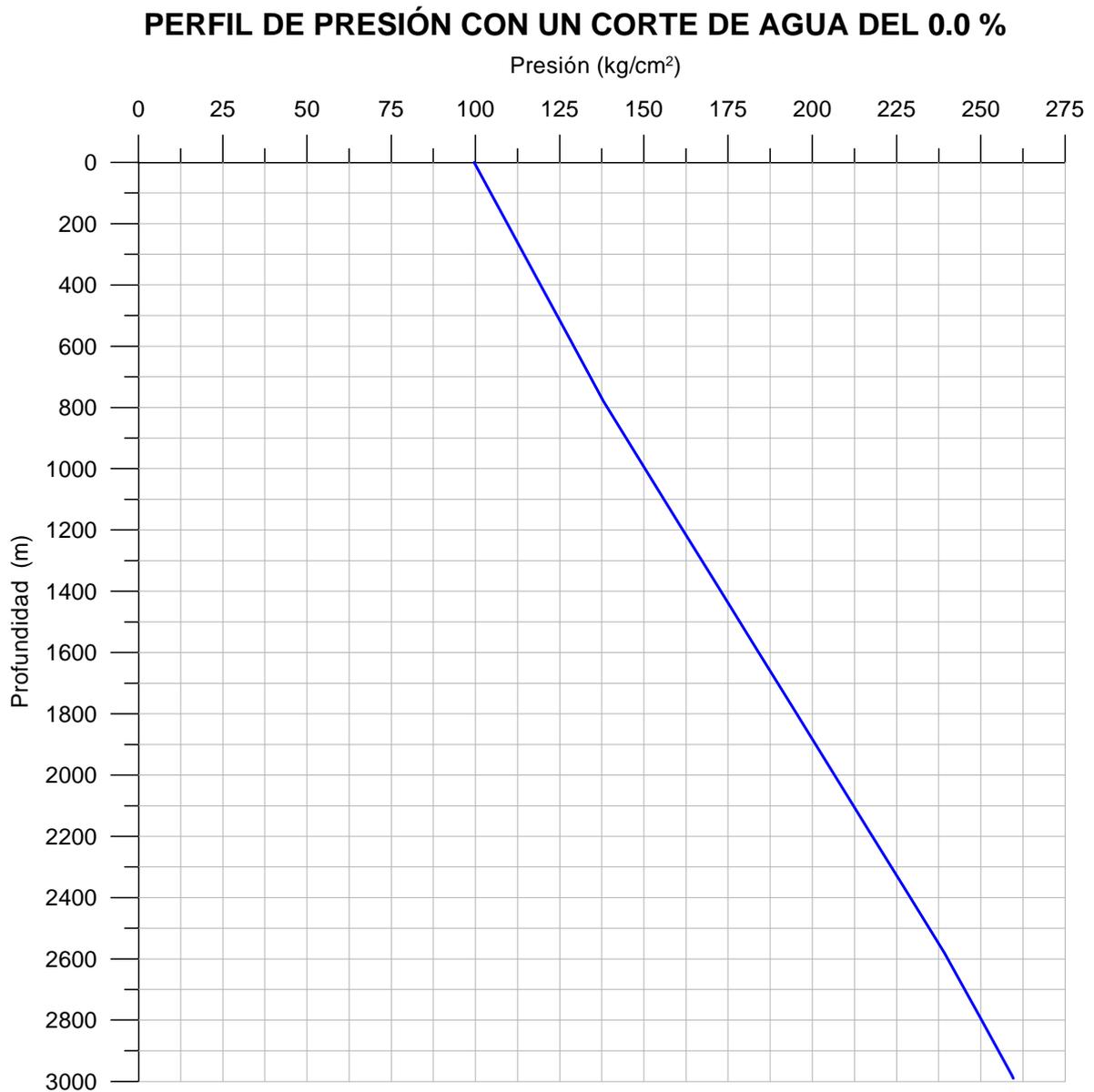
Oil & Gas Consultants Internacional Inc.

Tulsa.

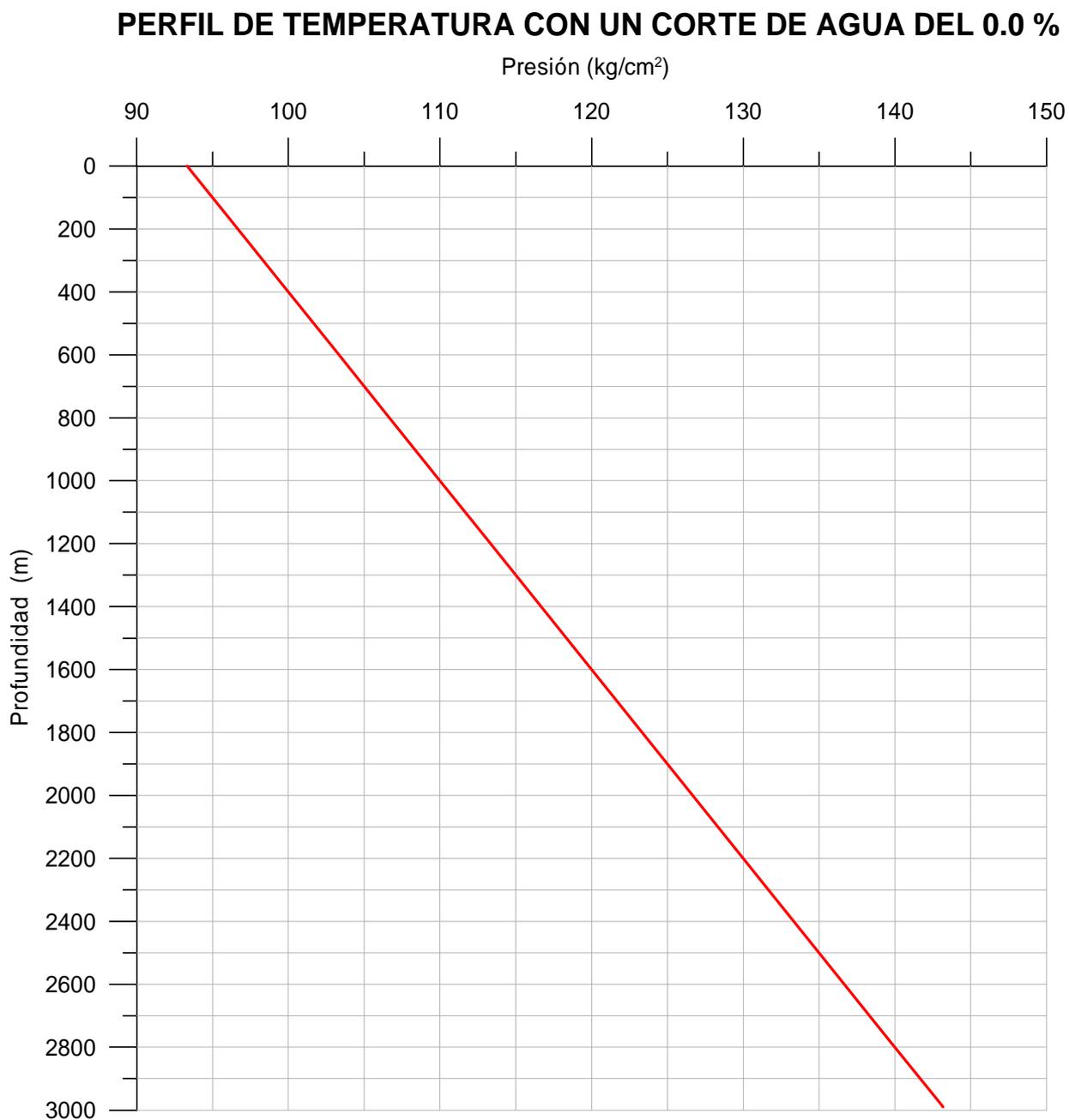
9.- Anexos

Anexo A

En todas las gráficas se simuló el pozo OC-1 y se utilizó la correlación de Orkizzewki para flujo multifásico y Standing para las propiedades del aceite, debido a que fue la correlación que más se aproximó a los datos reales.



A.1- Simulación del perfil de presión con un corte agua de 0.0 %

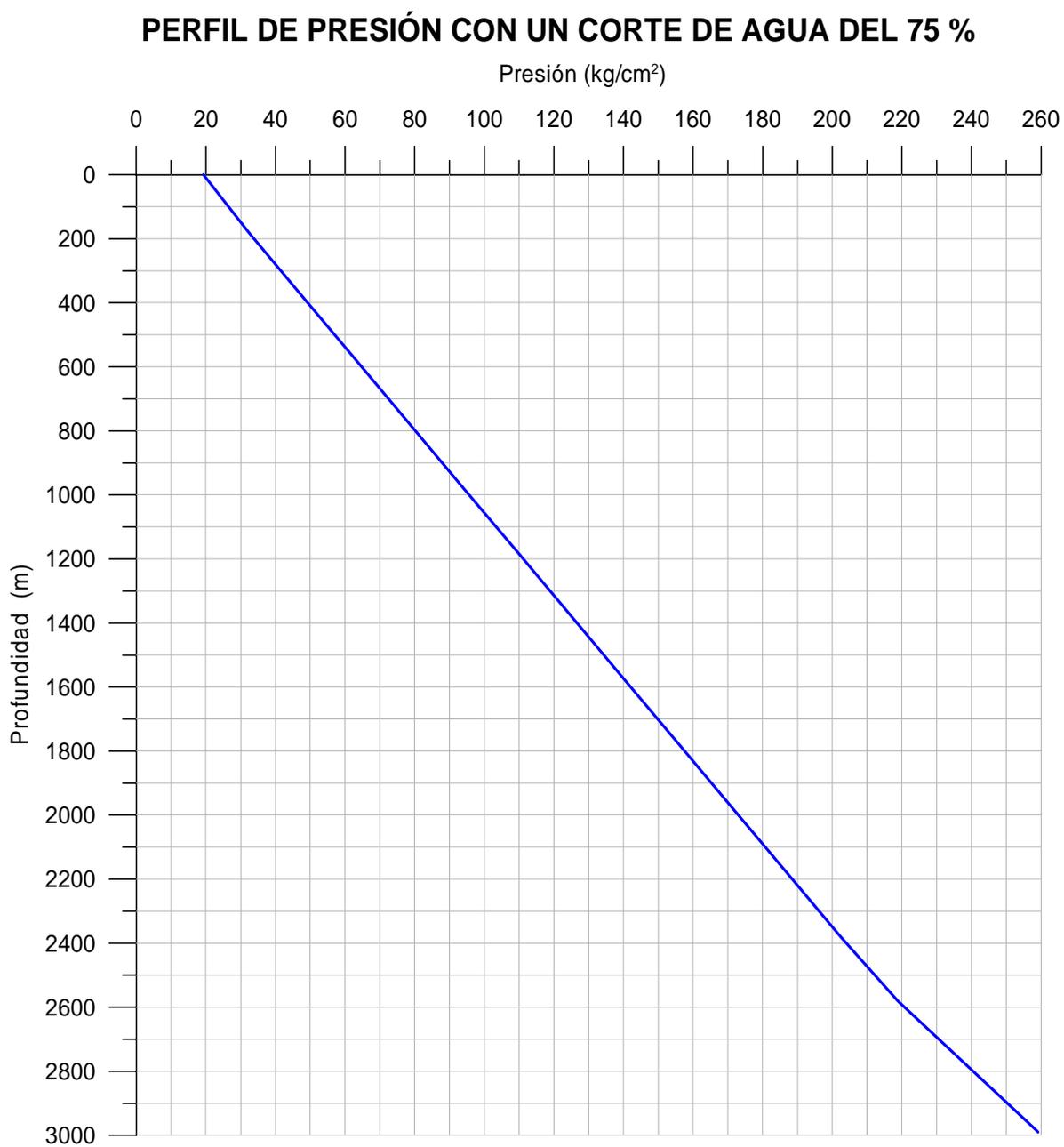


A.2- Simulación del perfil de temperatura con un corte agua de 0.0

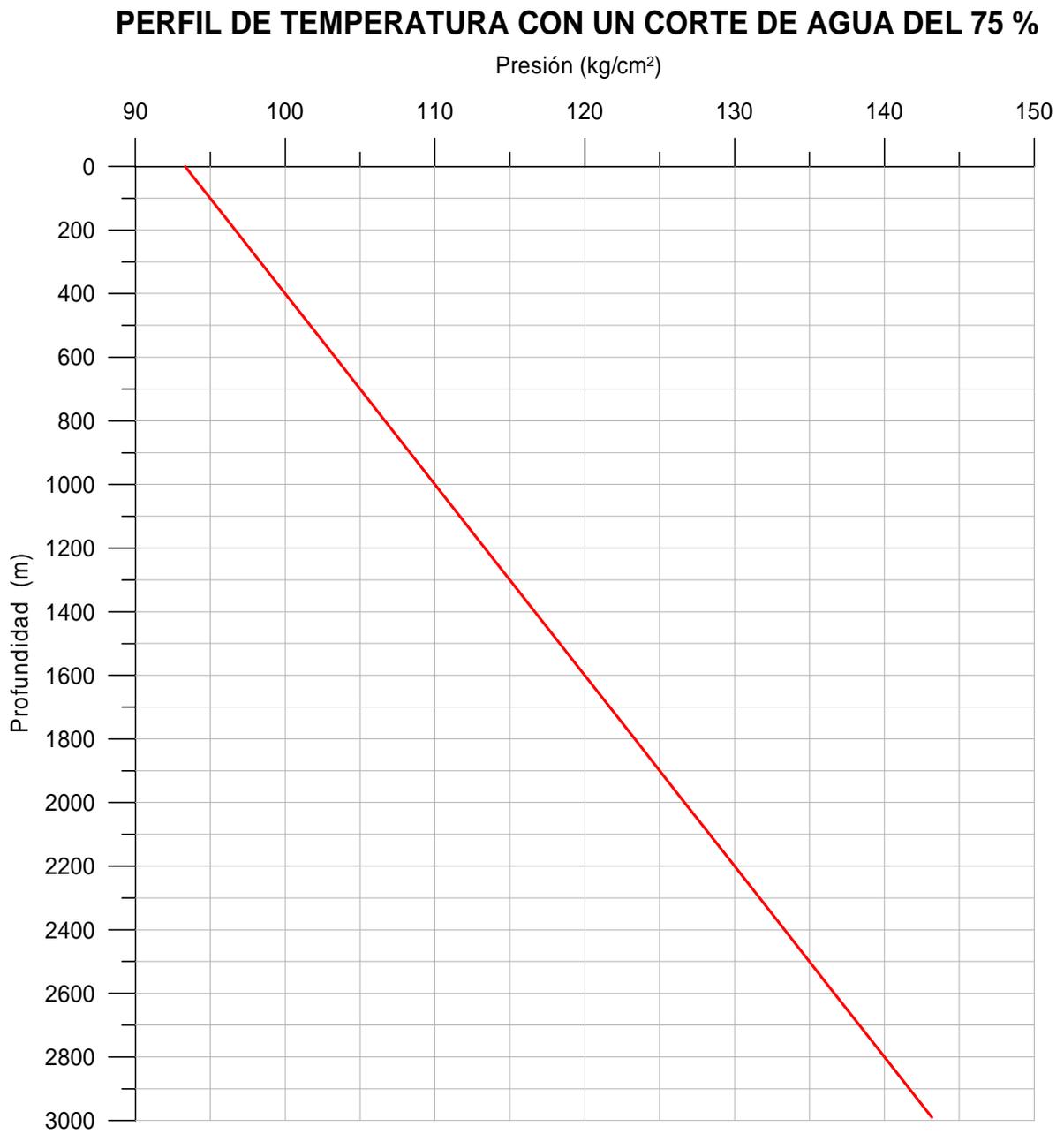
TABLA DE PRESIÓN Y TEMPERATURA CONTRA PROFUNDIDAD
CON UN CORTE DE AGUA DE 0.0 %

Presión Kg/cm ²	Profundidad m	Temperatura °C
99.63	0	93.33
100.61	20	93.67
108.49	180	96.33
118.33	380	99.67
128.17	580	103.00
138.02	780	106.33
149.19	980	109.67
160.44	1180	113.00
171.69	1380	116.33
182.94	1580	119.67
194.19	1780	123.00
205.44	1980	126.33
216.69	2180	129.67
227.94	2380	133.00
239.19	2580	136.33
249.31	2780	139.67
259.16	2980	143.00
259.65	2990	143.17

Tabla a1. Tabla de Presión y Temperatura con un corte de agua de 0.0%



A.3- Simulación del perfil de presión con un corte agua del 75 %



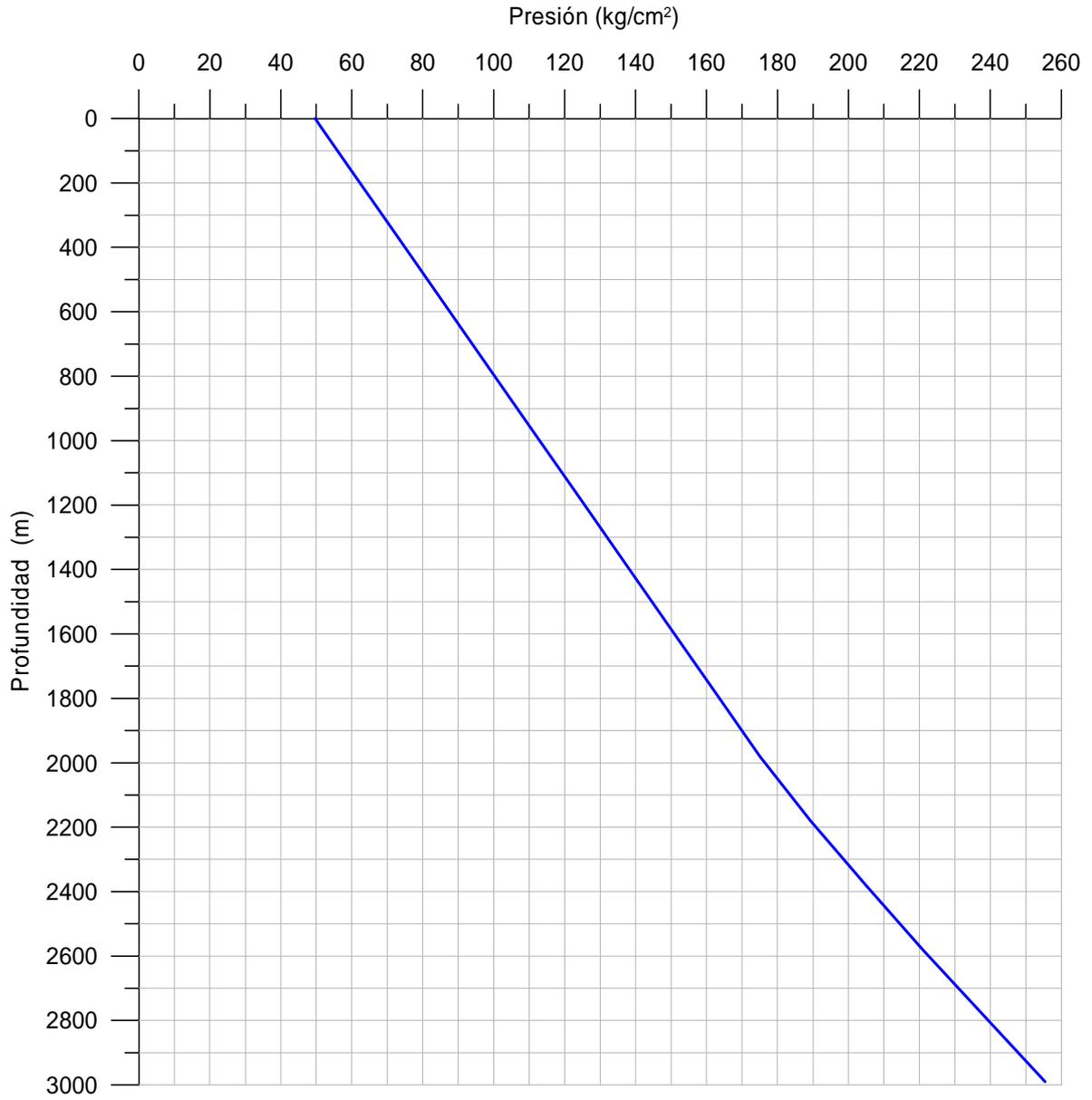
A.4- Simulación del perfil de Temperatura con un corte agua de 75 %

TABLA DE PRESIÓN Y TEMPERATURA CONTRA PROFUNDIDAD
CON UN CORTE DE AGUA DE 75 %

Presión Kg/cm ²	Profundidad m	Temperatura °c
19.33	0	93.33
20.74	20	93.67
32.27	180	96.33
47.74	380	99.67
63.21	580	103.00
78.68	780	106.33
94.14	980	109.67
109.61	1180	113.00
125.08	1380	116.33
140.55	1580	119.67
156.01	1780	123.00
171.48	1980	126.33
186.95	2180	129.67
202.42	2380	133.00
218.87	2580	136.33
238.49	2780	139.67
258.17	2980	143.00
259.16	2990	143.17

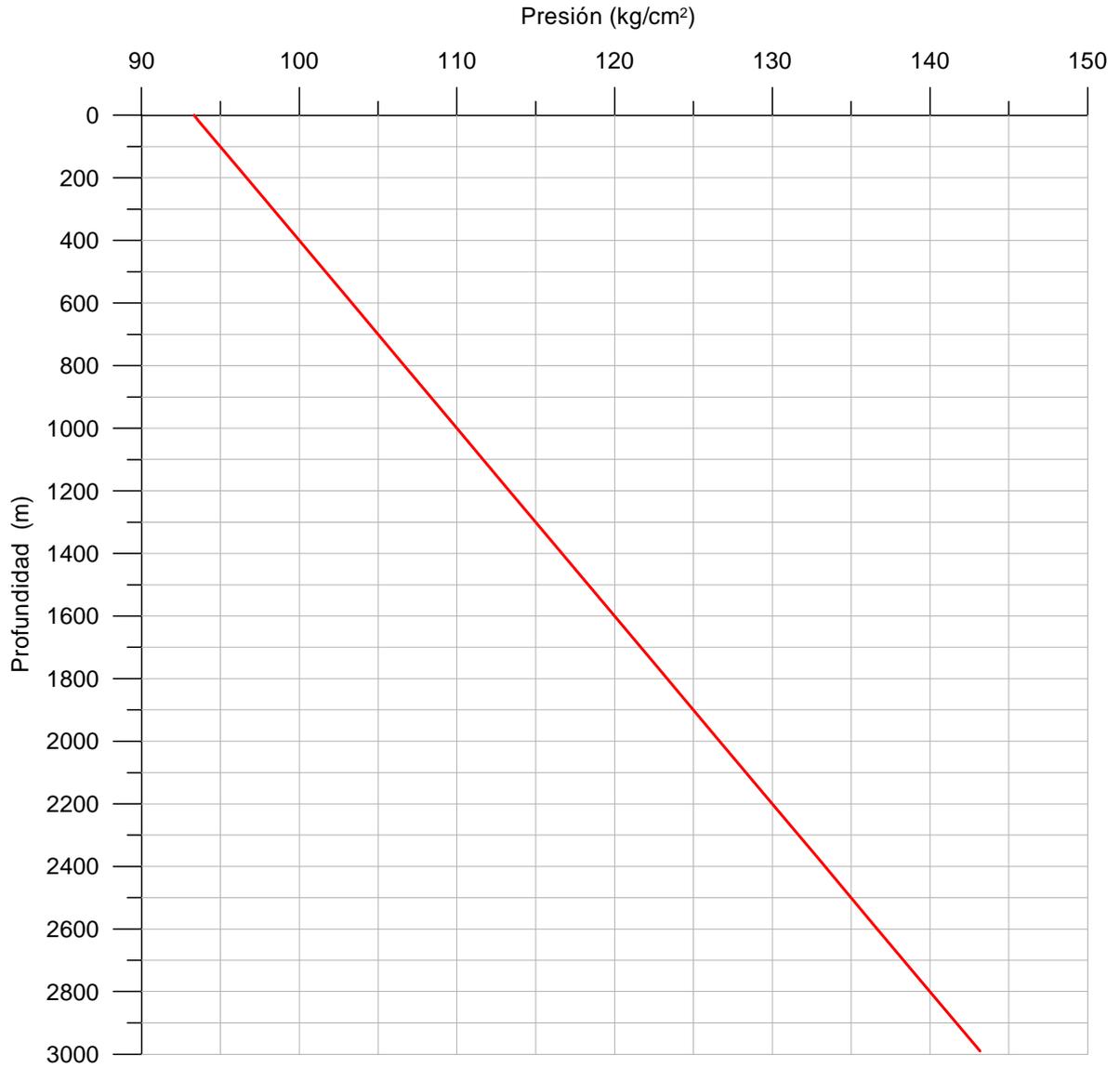
Tabla a2. Tabla de Presión y Temperatura con un corte de agua de 75%

PERFIL DE PRESIÓN CON UN CORTE DE AGUA DEL 75 % CON UN SEPRADOR CICLÓNICO EN EL FONDO DEL POZO



A.5- Simulación del perfil de presión con el separador de fondo

PERFIL DE TEMPERATURA CON UN CORTE DE AGUA DEL 75 % CON UN SEPRADOR CICLÓNICO EN EL FONDO DEL POZO



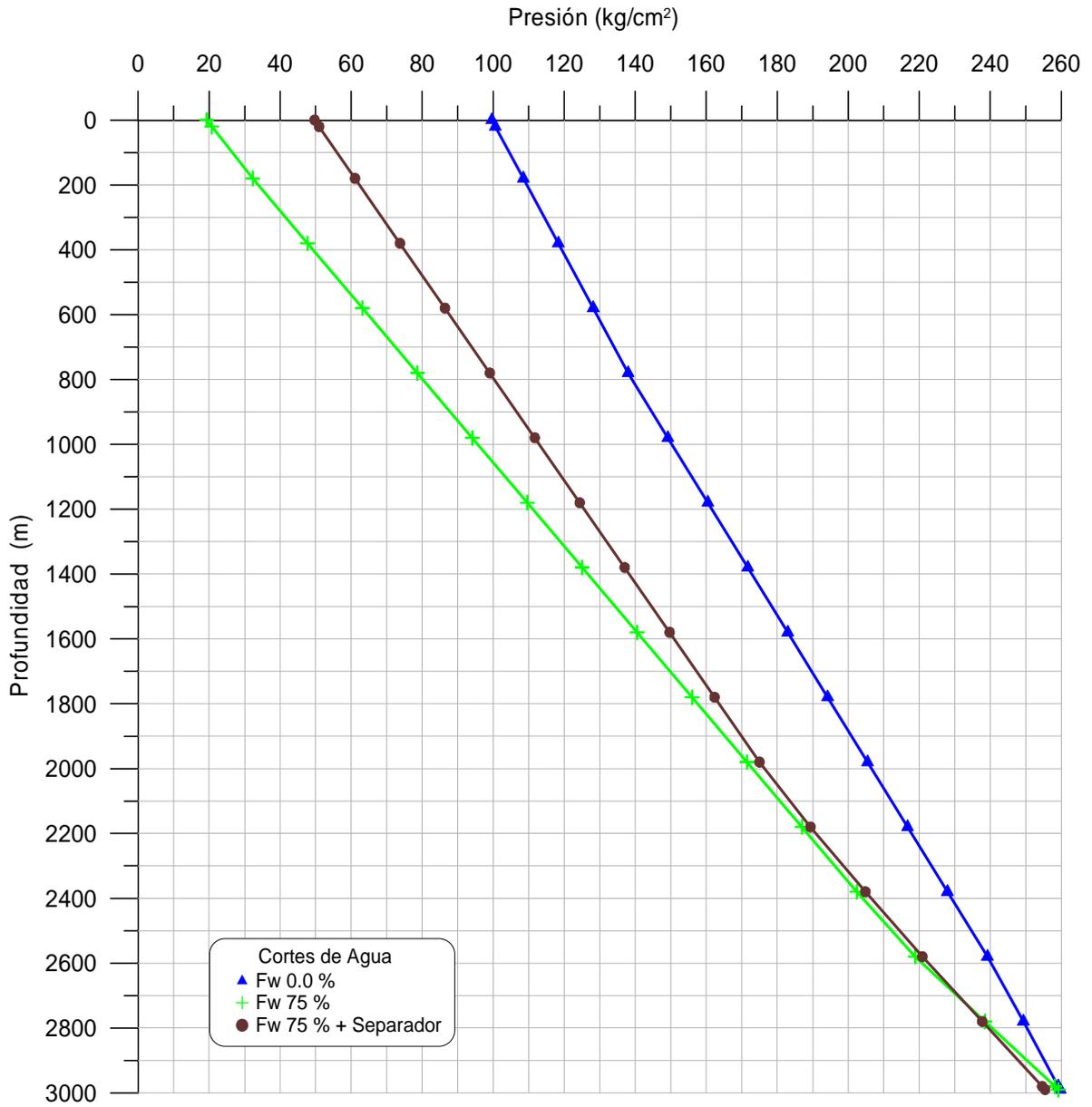
A.6- Simulación del perfil de temperatura después de pasar por el separador de fondo.

TABLA DE PRESIÓN Y TEMPERATURA CONTRA PROFUNDIDAD
DESPUÉS DE PASAR POR EL SEPARADOR
CON UN CORTE DE AGUA DE 75 %

Presión Kg/cm ²	Profundidad m	Temperatura °c
49.71	0	93.33
50.97	20	93.67
61.10	180	96.33
73.75	380	99.67
86.41	580	103.00
99.06	780	106.33
111.72	980	109.67
124.38	1180	113.00
137.03	1380	116.33
149.69	1580	119.67
162.34	1780	123.00
175.00	1980	126.33
189.34	2180	129.67
204.81	2380	133.00
220.84	2580	136.33
237.71	2780	139.67
254.59	2980	143.00
255.43	2990	143.17

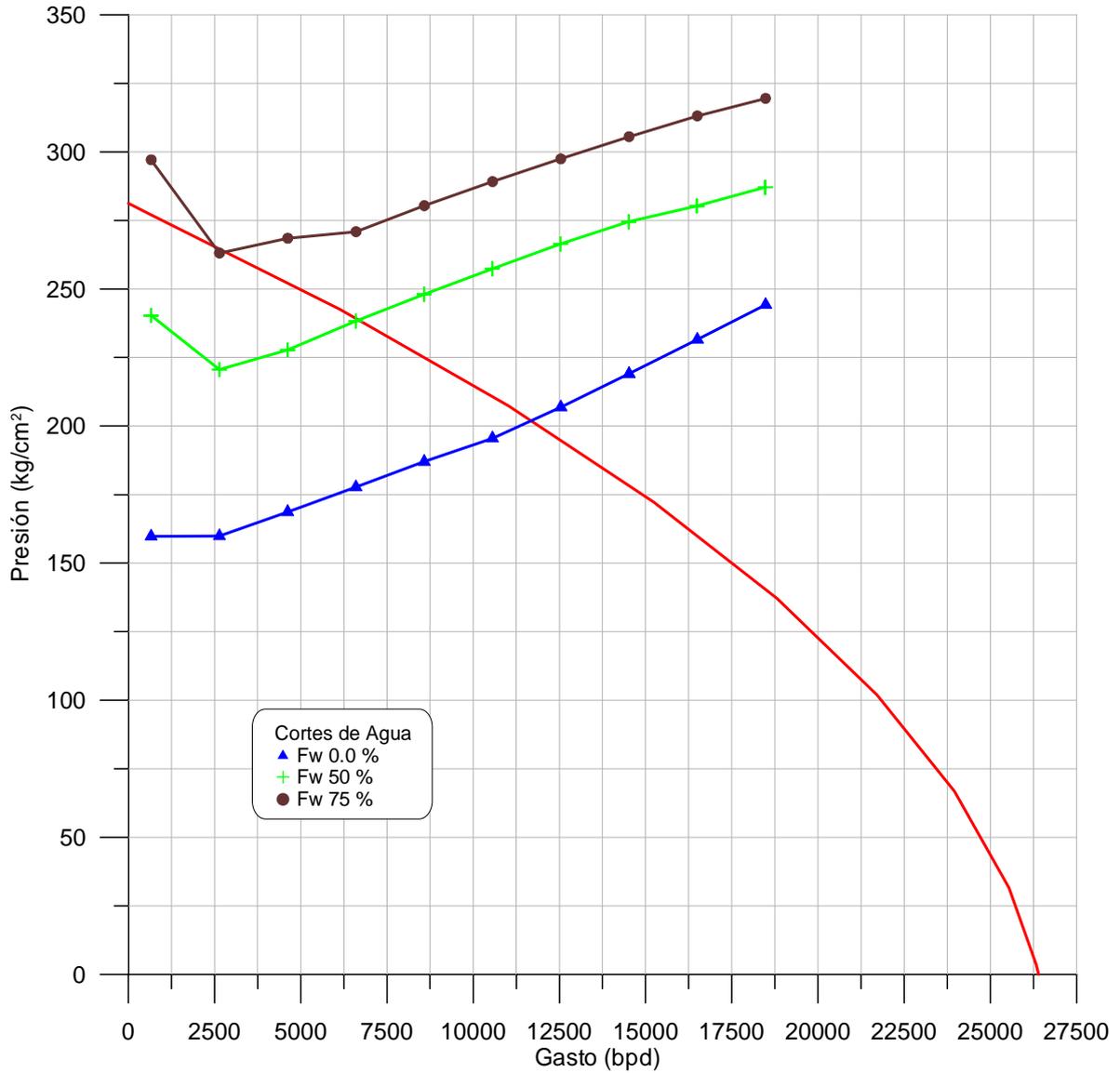
Tabla a3. Tabla de Presión y Temperatura después de pasar por el separador con un corte de agua de 75%

PERFILES DE PRESIÓN CON DIFERENTES CORTES DE AGUA Y UTILIZANDO EL SEPARADOR CICLÓNICO DE FONDO



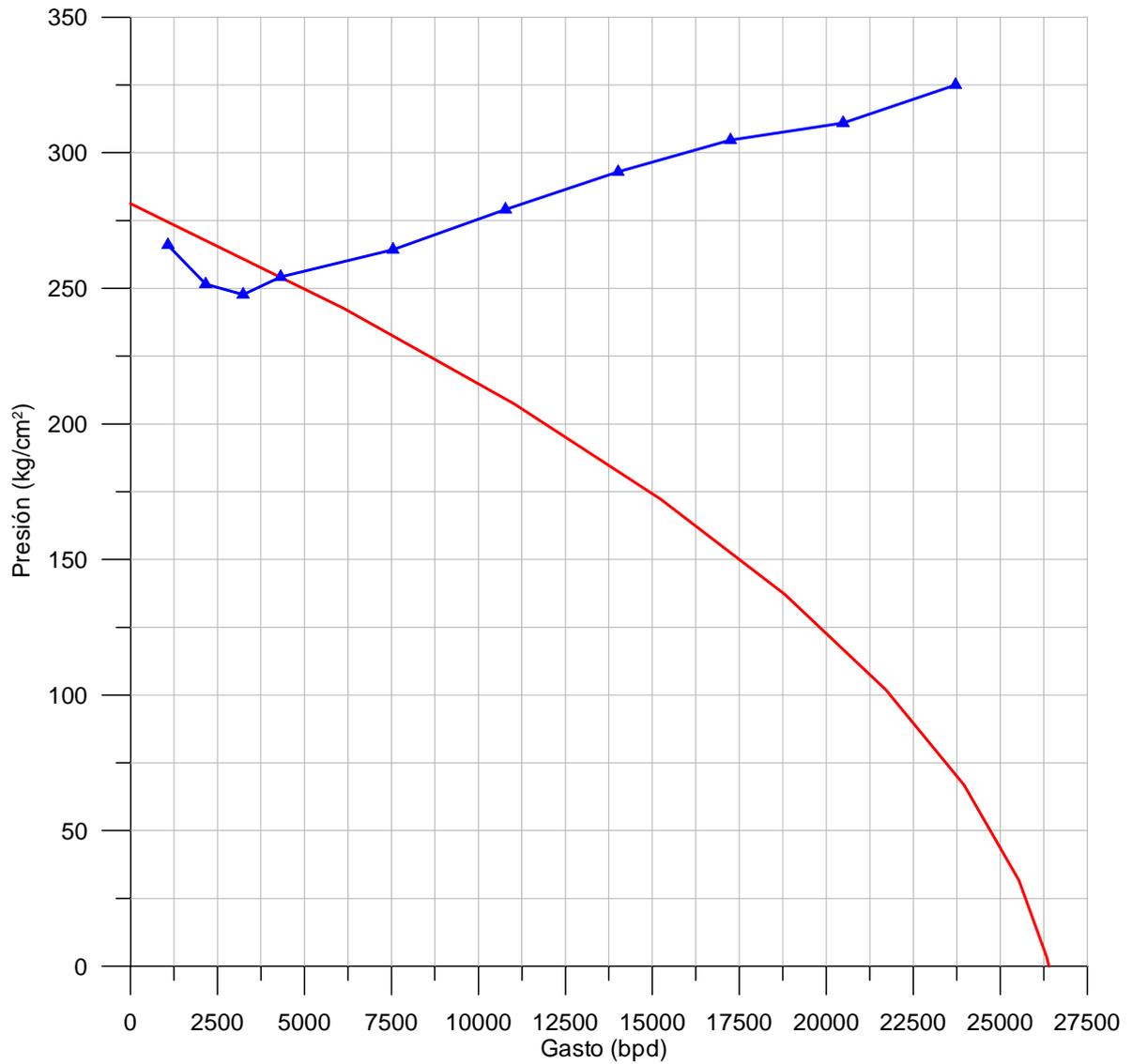
A.7. Pérdidas de Presión con 0, 75 % de agua y Utilizando separador de fondo separador

ANÁLISIS NODAL CON CORTES DE AGUA DE 0.0, 50, 75 %



A.8- Análisis nodal con diferentes cortes de agua, sin separador de fondo

ANÁLISIS NODAL CON EL SEPRADOR DE FONDO Y UN CORTE DE AGUA DE 75 %



A.9.- Análisis nodal con el separador de Fondo