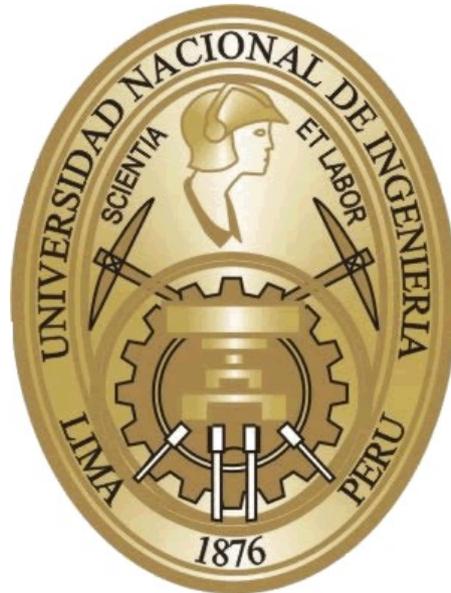


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUIMICA



“OPTIMIZACIÓN EN LA COMPLETACIÓN
DE POZOS CON FUERTE EMPUJE DE
AGUA”

TITULACION POR TESIS

ELABORADO POR:

ROSBERG OLIVER SALINAS SERPA
PROMOCION: 2008-I

JOSUÉ TSUKAMOTO ESPINOZA
PROMOCION: 2008-I

LIMA – PERU

2009

DEDICATORIA

El presente trabajo va dedicado a las personas mas importantes en mi vida “Mi Familia”, mi padre que con su coraje me dio valor para impulsarme a seguir mis estudios y mi madre que me dio la perseverancia que requería para afrontar mis retos, a ellos que nunca podré pagarles por cada noche de desvelo trabajando por brindarme un futuro mejor. A ellos mil gracias, además deseo extender mi agradecimiento a todos mis familiares quienes de diversas maneras me depositaron su confianza brindándome su amor y cariño de padres.

Agradecer también a mi Alma Mater, que me brindo entre muchas cosas las grandes enseñanzas y experiencias de sus catedráticos, además me permitió hacer grandes amigos, personas a las cuales nunca olvidare.

Así mismo a cada una de las personas que me colaboraron con el desarrollo del tema, grandes amigos del trabajo del Área de Desarrollo y Producción de la empresa Repsol (Perú), como también a los catedráticos de la facultad de Ingeniería de Petróleo.

INDICE

Capítulo 1: Introducción	1
1.1. Objetivos	2
1.2. Metas principales	2
1.3. Últimos avances tecnológicos en la completación de pozos	3
Capítulo 2: Definición y caracterización de yacimientos con empuje de agua	5
2.1. Descripción de las propiedades de los reservorios	5
2.2. Descripción del mecanismo de empuje de agua	6
2.3. Principales problemas debido a la presencia de un acuífero.	14
2.4. Conificación en el pozo como principal problema debido a la presencia de un acuífero	15
2.5. Revisión de casos de estudio.	25
Capítulo 3: Metodología para la selección de las alternativas óptimas de completación.	31
3.1. Campos nuevos	32
3.2. Campos maduros	46
Capítulo 4: Lineamientos para la completación de pozos con alto corte de agua en la selva peruana	85
4.1. Ubicación del área de estudio.	85
4.2. Selección de los tipos de reservorios a ser evaluados.	85
4.3. Gráficos de diagnóstico para el control de agua.	86
4.4. Evaluación de las alternativas de completación.	90
4.5. Selección de la alternativa óptima para cada tipo de reservorio.	96
Capítulo 5: Evaluación económica de las alternativas óptimas de completación para un pozo tipo	127

5.1.	Análisis económico del sistema DHOWS	127
5.2.	Análisis económico del sistema Cono Inverso	128
5.3.	Sistema de Modificadores de permeabilidad relativa	130
5.4.	Sistema de válvulas ICV e ICD para campos nuevos	131
Capítulo 6: Conclusiones y recomendaciones		132
Capítulo 7: Bibliografía		135

CAPITULO 1: INTRODUCCIÓN

El presente estudio se realizó basado en los desafíos actuales que vive la industria petrolera en nuestro país, con respecto a los reservorios que actualmente se encuentran en producción, así como en los nuevos campos descubiertos en la selva norte Peruana; teniendo en cuenta el principal problema que estos presentan en su etapa productora, así como el desafío que se tiene en los nuevos campos con respecto a un plan optimo de desarrollo. Actualmente, la contribución de la producción de petróleo de los reservorios de la selva norte va cercana a un 50% de la producción nacional, sin embargo la mayoría de estos campos son maduros y presentan un mecanismo de empuje de agua sumamente activo, que ha llevado a un incremento de del corte de agua hasta un 96.3% en promedio.

El costo que representa el tratamiento y disposición de agua es demasiado alto para las empresas operadoras, tanto por factores económicos como ambientales. Es por ello que se han realizado recientes estudios en la industria para controlar y mitigar este problema, generándose una variedad de oportunidades, las cuales podemos categorizarlas en preventivas (aplicadas a campos nuevos) y correctivas (aplicadas en campos maduros), las mismas que a su vez se subdividen según su aplicación. Dentro de las mejores opciones preventivas tenemos los controles de influjos, activos y pasivos, mientras que en las opciones correctivas tenemos los sistemas de control mecánico y químico.

Los resultados de esta investigación muestran los lineamientos de una metodología de selección de la opción óptima de completación para los pozos que producen o se espera que produzcan con alto corte de agua, ya sea en una etapa inicial o en una etapa madura, en base a la caracterización de reservorios y la predicción del comportamiento productivo.

1.4. Objetivos

El objetivo principal del presente estudio es identificar y analizar las diversas opciones con las que se cuentan para optimizar la producción en pozos con alto corte de agua, de acuerdo a la etapa en la que se encuentren.

Para alcanzar este objetivo final, debemos cumplir con una serie de objetivos previos, los cuales son:

- Caracterización de los Reservorios de la Selva Norte Peruana.
- Análisis del estado de la Completación de los Pozos.
- Análisis del Historial de Producción.
- Análisis del Historial de Intervenciones.
- Identificación de los Diversos Sistemas para control de agua.

Finalmente, para poder corroborar que se ha hecho una buena elección en el sistema de control de agua, desarrollaremos un modelo dinámico de un reservorio tipo, con propiedades promedios representativas de la zona.

1.5. Metas Principales

Como consecuencia de los objetivos señalados anteriormente, el presente estudio pretende contribuir con una alternativa optima para desarrollar campos con estas características.

Asimismo, se pretende mostrar la importancia del uso de un modelo dinámico para una mejor comprensión del desarrollo de un campo.

Últimos avances tecnológicos en la completación de pozos

El problema de la producción de agua y su disposición en los campos petroleros, es a nivel mundial, por lo que las Operadoras están haciendo esfuerzos para mitigar este problema, mediante la introducción de nuevos sistemas. Una manera de clasificarlos es según el tipo de estrategia y estas son:

1.5.1. Estrategia Preventiva

Aplicada al desarrollo de campos nuevos, mediante la perforación de pozos horizontales y sus diversas configuraciones, y un sistema de control de flujo Activo y Pasivo.

Incrementar el contacto pozo-reservorio, tiene un número de ventajas en términos de productividad del pozo, área de drenaje, eficiencia de barrido o retardo de la irrupción de agua, sin embargo tales posibilidades de pozos horizontales de un contacto extremo con el reservorio, no sólo contiene ventajas con respecto a pozos convencionales, sino también nos conlleva a retos dentro de la perforación y la completación, debido al incremento de la longitud y complejidad del pozo, y su exposición. Un contacto extremo con el reservorio, mejorará la eficiencia de barrido y asimismo retardará la irrupción del agua, mediante la reducción del drawdown y distribución del flujo de fluidos sobre una gran longitud de wellbore, trayendo dificultades con respecto al control del drenaje del reservorio.

Mediante el uso de dispositivos que proveen un rango de flujo de fluidos, existen opciones de control que pueden incrementar la eficiencia de barrido en el reservorio, y de esta manera, incrementar las reservas. Las variedades de las aplicaciones en los

reservorios se han ido incrementando, volviéndose cada vez más complejos y teniéndose que realizar un estudio para una selección de completación entre ambos sistemas de control.

1.5.2. Estrategia Correctiva

Aplica al desarrollo de pozos en campos maduros, a través de técnicas de producción, técnicas de control mecánico y químico.

Originalmente existe una condición de equilibrio, la misma que es necesaria para evitar la irrupción de agua en una zona petróleo/agua, puesto que la gradiente vertical de presión en la zona de petróleo, causada por las fuerzas viscosas, son balanceadas por la gradiente de gravedad-diferencial en la zona de agua. (Cono estable).

Si la gradiente de presión vertical, es mayor que la gradiente de presión hidrostática del agua, se puede observar el cono inestable (Es decir si se alcanzó el caudal crítico de producción de petróleo).

Los caudales o rates críticos de petróleo, para producciones de agua-petróleo libre, no son económicamente viables.

Es por eso que se puede manejar la producción de agua, controlando la producción, hasta una eventual irrupción de agua en el wellbore, etapa a partir de la cual la producción de agua se incrementa rápidamente. El desarrollo del cono de agua crea problemas de petróleo bypassado, consecuentemente se reduce la vida del pozo.

Como medida correctiva a este problema, existen diversas soluciones, tales como: perforación de pozos infill y disposición de agua, Squeeze, modificadores de permeabilidad relativa, Sistemas de Separación de Agua-Petróleo en fondo,

producción commingled de petróleo y agua; y Producción con completación dual (DWS).

CAPÍTULO 2: DEFINICIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS CON EMPUJE DE AGUA

2.6. Descripción de las Propiedades de los Reservorios

Para la caracterización de un reservorio, primero se debe tomar en cuenta cada una de las propiedades petrofísicas, así como la interacción que estas tienen con el fluido presente. El conocimiento de estas propiedades será muy importante dentro de la ingeniería de reservorios, ya que afectarán directamente a la cantidad, distribución y producción de los fluidos. A continuación se detallará las principales propiedades que presenta un Reservorio:

2.6.1. Porosidad

Es la medida porcentual del espacio poral que tiene la roca con respecto al volumen total que posee.

2.6.2. Saturación

Es la fracción de volumen poral ocupado por un fluido en particular.

2.6.3. Saturación de Agua Crítica

Es la máxima saturación de agua a la cual el agua permanecerá inmóvil dentro de la roca.

2.6.4. Saturación de Petróleo Residual

Es el Porcentaje del volumen poral que se mantendrá ocupado por petróleo después de la etapa final de producción del reservorio.

2.6.5. Mojabilidad

La tendencia de un fluido para adherirse en presencia de otro fluido inmisible.

2.6.6. Presión Capilar

Es la diferencia de presión que existe a lo largo de la interfase que separa a dos fluidos inmiscibles.

2.6.7. Permeabilidad

Es la propiedad de un medio poroso que mide la capacidad de este para poder transmitir fluidos.

2.6.8. Permeabilidad Relativa de Dos Fases

Se da cuando una fase mojante y una no mojante, fluyen juntas en un reservorio, pero cada una sigue un camino separado y diferente. Ello, consecuencia de las características de Mojabilidad que tiene cada fase.

2.7. Descripción del Mecanismo de Empuje de Agua

Generalmente los reservorios de hidrocarburos se encuentran bordeados por rocas con un alto contenido de agua, comúnmente llamados “acuíferos”. Estos acuíferos pueden ser considerablemente más grandes que los reservorios de hidrocarburos, pudiéndose considerarlos infinitos, por otra parte pudiendo ser muy pequeños y por tanto su influencia en el reservorios pueda ser despreciada.

Cuando los fluidos del reservorio son producidos y la presión del mismo va declinando, una presión diferencial es producida por el acuífero colindante con el reservorio.

Basándonos en la ley de flujo en medio poroso, esta presión diferencial producirá un influjo, modificando así el contacto original agua-petróleo.

En algunos casos, la invasión de agua ocurre debido a condiciones hidrodinámicas y a aportes externos por aguas superficiales, produciendo un afloramiento. Muchas veces, el volumen poral del acuífero no es significativo (El volumen del poro es mucho menor que el tamaño total del reservorio) y por tanto, la expansión de agua en el acuífero no es significativa dentro del sistema de energía del reservorio, comportándose volumétricamente; para este caso los efectos del influjo pueden ser ignorados. Y en otros casos donde la permeabilidad del acuífero pueda ser demasiado baja se necesitara una presión diferencial muy grande como para que una cantidad significativa de agua, pueda invadir la zona de petróleo.

Sin embargo, el tema principal de este estudio, concierne a los sistemas de reservorios con acuíferos, en los que el tamaño del acuífero es lo suficientemente grande y con una permeabilidad de la roca adecuada, tal que el influjo de agua ocurra cuando el reservorio esta siendo depletado.

2.7.1. Clasificación de los Acuíferos

La producción de crudo del reservorio y la subsecuente caída de presión, genera una respuesta compensatoria a la declinación de presión. Esta respuesta viene en forma de un influjo de agua, el cual es atribuido a lo siguiente:

- Expansión del agua en el acuífero.
- Compresibilidad de la roca.
- Flujo de aguas artesanales hacia el acuífero, produciendo un afloramiento.

Los sistemas de acuíferos son clasificados según:

- El grado de restablecimiento de la presión.

- Las condiciones de límite externo.
- El régimen de flujo.
- La geometría de flujo.

2.7.1.1. Grado de restablecimiento de la presión

Basado en el grado de restauración de presión provisto por el acuífero (como se muestra en la figura 1), el empuje de agua o acuífero puede ser clasificado como:

- Acuífero Activo.
- Acuífero Parcial.
- Acuífero Limitado.

Un Acuífero activo, Se refiere al mecanismo de influjo de agua, cuyo caudal es igual al caudal de producción total del reservorio. Estos reservorios son típicamente caracterizados por una ligera declinación en la presión.

Un Acuífero Parcial, Se refiere al mecanismo de influjo de agua, cuyo caudal es apreciable y soporta hasta determinado punto la presión del reservorio, tratando de contrarrestar el efecto de depletación.

Un Acuífero Limitado, Este mecanismo aporta con un menor restablecimiento de la Presión con respecto a los anteriores.

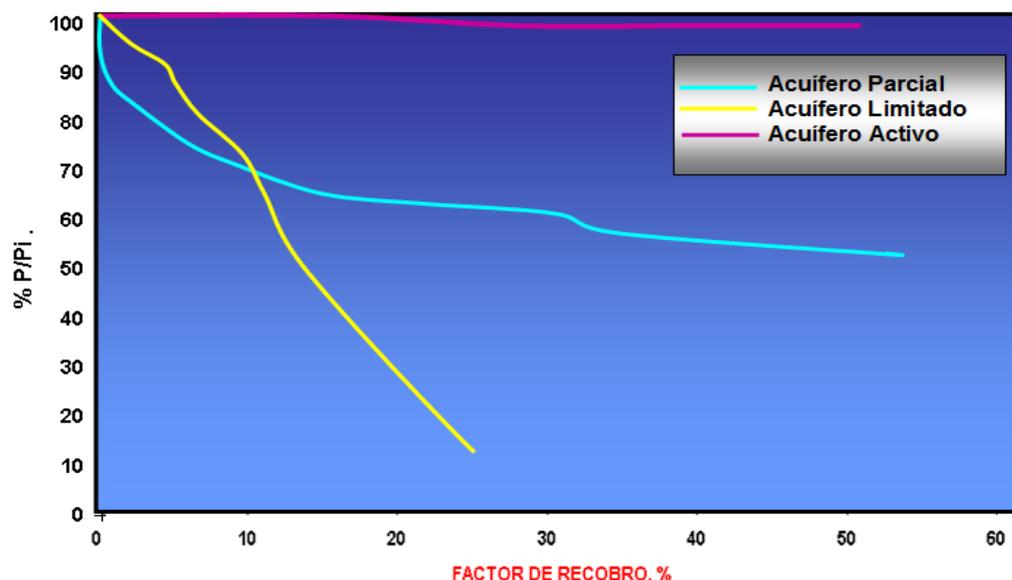


Figura 1

2.7.1.2. Las condiciones de límite externo.

Los reservorios pueden ser clasificados como infinitos o finitos (limitados). Sin embargo geológicamente todas las formaciones son finitas, pero pueden ser consideradas como infinitas en caso los cambios de presión en el contacto agua-petróleo (WOC) no son significativas en el límite del acuífero. Esto quizás debido a una reposición constante de agua, desde una fuente externa al Yacimiento.

De esta forma podemos ver que los límites externos gobiernan el comportamiento del acuífero, por lo que pueden ser clasificados de la siguiente manera:

Sistemas infinitos, indican que los efectos en los cambios de presión en el límite del acuífero, no son significativas. Este límite tiende a tener una presión constante o igual a la presión inicial del reservorio.

Sistemas finitos, indican que los límites del acuífero son afectados por el influjo en la zona de petróleo y que la presión en los límites variará con el tiempo.

2.2.1.3. Por el Régimen de Flujo

Según este tipo de clasificación, existen tres regímenes de flujo (ver figura 2) que influyen en el caudal de influjo de agua en el reservorio, estos son:

- Flujo Estable,
- Flujo Semiestable (Pseudoestable),
- Flujo Inestable.

El Flujo Estable, es identificado como este tipo de flujo, si la Presión en cada punto en el Reservorio es constante con el tiempo. Esta condición puede ser expresada de la siguiente manera:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t} \right)_i = 0$$

La condición de flujo estable, puede ocurrir únicamente cuando el reservorio está completamente recargado y soportado por un acuífero fuerte.

El Flujo Semiestable o Pseudoestable, se considera a este tipo de flujo, cuando la Presión en algunos puntos del reservorio se encuentra declinando linealmente como una función del tiempo, es decir a una variación de declinación constante. Matemáticamente, este estado se define como un cambio de presión constante con respecto al tiempo, de la siguiente manera:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t} \right)_i = \text{constant}$$

Cabe resaltar que este estado, también es conocido como estado cuasiestable.

El Flujo Inestable, frecuentemente llamado flujo transiente es definido como la condición del flujo de un fluido en el cual la variación de la presión con respecto al tiempo en algún punto en el reservorio, no es cero ni constante. Esta definición sugiere la siguiente función:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t} \right) = f(i, t)$$

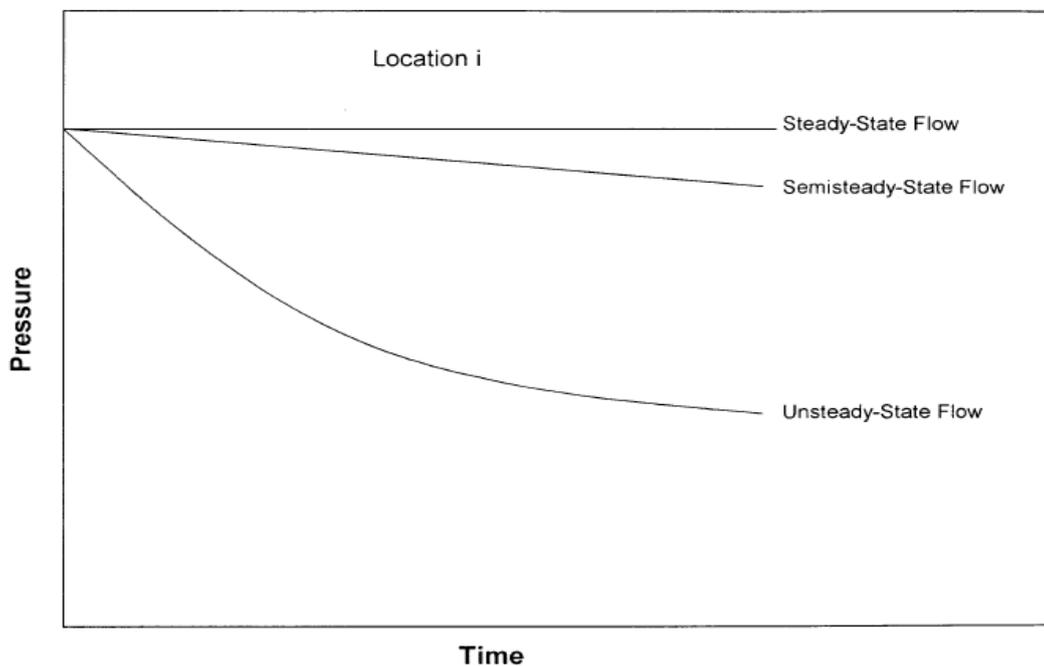


Figura 2

2.2.1.4. Por la Geometría del Flujo.

Esta clasificación del sistema reservorio-acuífero es de acuerdo a la geometría de flujo (ver figura 3) y es de la siguiente manera:

Acuífero lateral, es cuando el agua se mueve dentro de los flancos del reservorio, como resultado de la producción de petróleo. La presión cae en los límites del reservorio-acuífero, el flujo es esencialmente radial, con un insignificante flujo vertical.

Acuífero de fondo, ocurre en Reservorios con una gran extensión de área y con un apreciable buzamiento, donde el contacto reservorio-agua se encuentra a lo largo de la parte inferior del reservorio. El flujo es esencialmente radial, y en contraste al acuífero de borde, este tiene un significativo flujo vertical.

Acuífero lineal, es cuando el influjo proviene de un flanco de un reservorio. El influjo es estrictamente lineal, con una sección transversal constante.

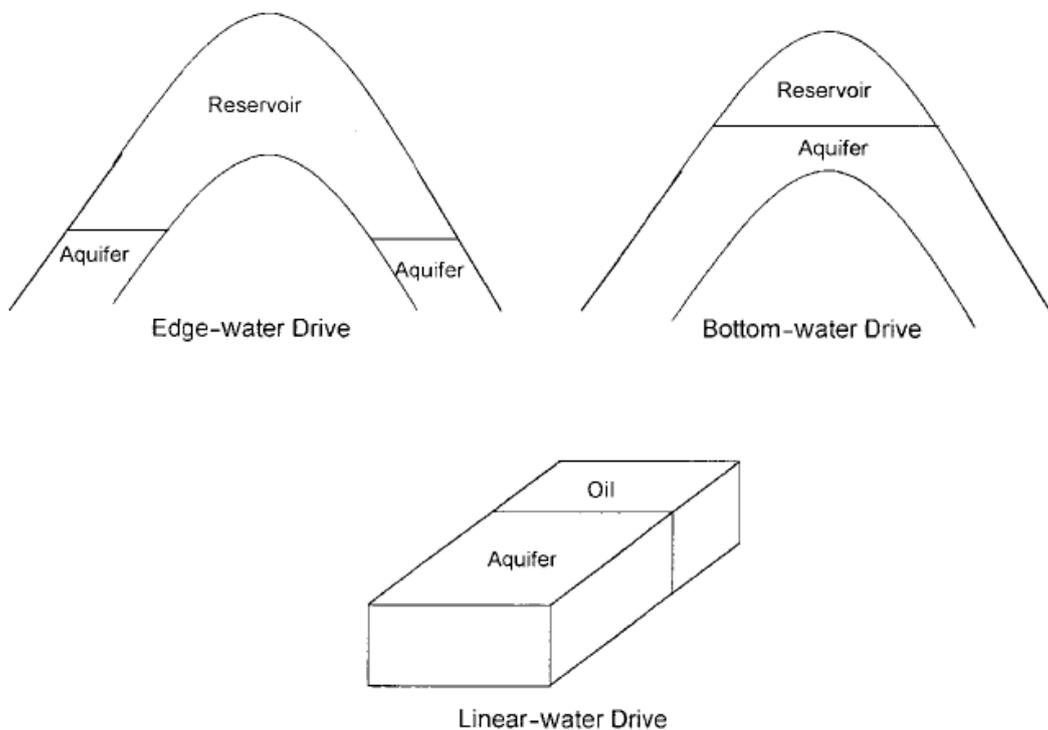


Figura 3

2.2.1.5. Reconocimiento de un Acuífero

Normalmente muy poca información es obtenida durante el periodo de exploración y desarrollo de un reservorio, en lo que respecta la presencia o características de un acuífero que pudiese proveer una fuente de influjo de agua durante el período de producción. Es por esa necesidad que se asumen influjos de agua naturales por

analogías de reservorios vecinos o desde interpretaciones de sísmica, sin embargo con el tiempo el reservorio tiende a proveer datos claves.

Una tasa de presión de reservorio comparativamente baja y decreciente, declina con el incremento acumulativo abrupto de la producción de fluido, ello es un indicativo de un influjo de fluido. Sucesivos cálculos de la producción, por variación de la presión del reservorio, pueden ayudar a un mejor entendimiento del comportamiento de éste.

Así como la realización de una prueba de Presión correctamente diseñada, puede ayudar a la detección del acuífero

Sin embargo, si los límites del reservorio no han sido delineados previamente, podrían alterar el comportamiento del modelo del reservorio, debido a la presencia de zonas no producidas (Sin variación de presión inicial).

Otro caso, es cuando la presión del reservorio es menor que la Presión de burbuja, produciéndose un bajo incremento de la Relación Gas-Petróleo (GOR) durante la producción, ello puede ser un indicativo de un influjo de un fluido.

La producción temprana de los bordes del pozo es un indicativo de invasión de agua. Tales observaciones deben ser consideradas para la posibilidad de una producción temprana de agua, esto debido a la formación de fracturas, de pequeño espesor y alta permeabilidad, o la conificación en conexión a un acuífero limitado. La producción de agua es quizá debido a agujeros en el casing.

El aumento del Oil in place, durante los estudios de la presión del reservorio, mediante el uso de balance de materiales y asumiendo que no existe un influjo de agua, podrían ser también un indicativo del influjo de un fluido.

2.2.2. Modelos de Acuíferos

Se debe tener en cuenta la presencia de muchas incertidumbres en esta parte de la ingeniería de reservorios, con respecto a otras. Esto es simplemente debido a que raras veces se obtiene información necesaria para poder caracterizar correctamente el comportamiento del acuífero, ya que simplemente se extrapola datos obtenidos de los pozos perforados en la zona de petróleo, sin embargo muchas veces es difícil asegurar que esta represente la verdadera geometría y las propiedades petrofísicas del acuífero.

Muchos modelos han sido desarrollados para estimar el influjo de agua, basados en asunciones que describen la característica del acuífero. Debido a la inherente incertidumbre en las características del acuífero, todos los modelos propuestos requieren datos de comportamiento histórico del reservorio para evaluar constantes representativas de los posibles valores de sus propiedades, ya que raramente son conocidos durante la perforación de pozos exploratorios y/o de desarrollo.

La ecuación de balance de materia, puede ser usada para determinar el influjo histórico del agua basado en el OOIP, el cual es conocido del volumen poral estimado. Esto permite la evaluación de las constantes en la ecuación de flujo con la cual puede predecirse el comportamiento de la tasa de influjo de agua.

2.8. Principales Problemas debido a La Presencia de un Acuífero.

Si bien es cierto que la presencia de un acuífero afecta considerablemente al corte de agua, al poco tiempo que el pozo inició su vida productiva, este problema puede ser controlado por diversos métodos que serán explicados más adelante, que ayudan a reducir la producción de agua y evitan que el petróleo quede bypassado.

Sin embargo, un acuífero también ayuda a mantener la presión en el reservorio y esto puede ser notado en los casos de crudo pesado siendo un factor clave en su producción.

Los principales problemas, que se presentan durante la vida productiva debido a la existencia de un acuífero, son:

2.8.1. Contacto agua-petróleo dinámica

Consiste en un Contacto Agua-Petróleo que se encuentra ascendiendo uniformemente hacia una zona donde se encuentran los perforados del pozo durante una producción normal por empuje de agua. Normalmente esto ocurre en zonas donde la permeabilidad vertical es baja, debido a que el área de flujo es extensa y el contacto sube lentamente.

Para solucionar este problema, basta con aislar los perforados de esta zona. Para el caso de pozos horizontales, cualquier solución aplicada en las cercanías del wellbore se debe extender lo suficiente hacia todas las direcciones con respecto al intervalo productor de agua para impedir que el flujo de agua horizontal supere los límites de tratamiento y así pueda retardar la invasión. Es recomendable hacer una desviación en el pozo cuando la Relación de Agua-Petróleo (WOR) es intolerable.

2.8.2. Capa inundada sin flujo transversal

Se presenta en capas múltiples, cuando una zona de alta permeabilidad rodeada por una barrera de flujo (como una capa de arcilla), está inundada. Generalmente la capa inundada presenta el mayor nivel de permeabilidad.

Si no hay flujo transversal en el reservorio, se puede colocar fluidos sellantes o sellantes mecánicos y así solucionar este problema, esto se aplica en el pozo productor o en el pozo inyector.

La ausencia de flujo transversal depende de la continuidad de la barrera de permeabilidad.

Los pozos horizontales completados en una sola capa, no son proclives a este tipo de problemas, pero en los pozos inclinados, el problema se enfrenta igual que en los pozos verticales.

2.8.3. Fracturas o fallas de una capa de agua

El agua que se produce, puede provenir de fracturas que interceptan una zona de agua más profunda (ver figura 4).

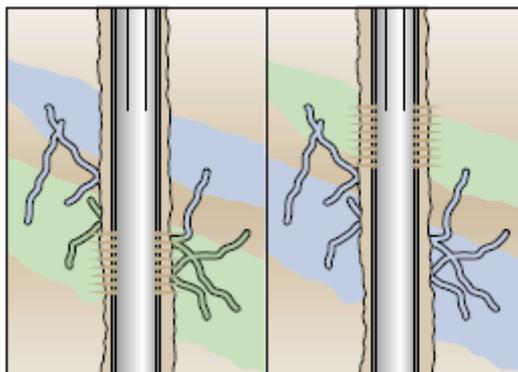


Figura 4

Estas fracturas pueden ser tratadas con un gel, resultando efectivo cuando las fracturas no contribuyen a la producción de petróleo. En muchos yacimientos carbonatados, las fracturas suelen ser casi verticales y tienden a ocurrir en grupos separados por grandes distancias, por lo cual es poco probable que estas fracturas intercepten un pozo vertical, más aún si representan un problema en pozos horizontales (ver figura 5).

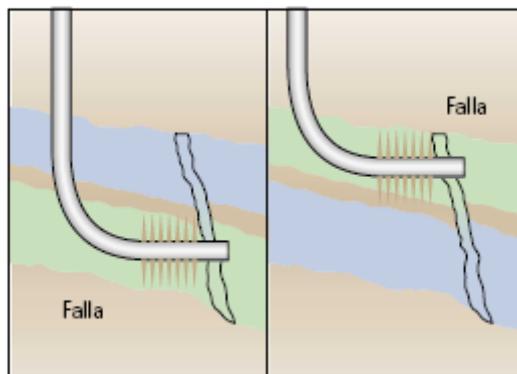


Figura 5

2.8.4. Conificación o formación de Cúspide (Cusping)

Se produce conificación, cuando existe un Contacto Agua-Petróleo cercano a los perforados en una formación de Permeabilidad vertical elevada.

En estos casos la tasa crítica de conificación, que es la tasa máxima a la cual se produce petróleo sin producir agua por conificación, a menudo es tan baja que no resulta económica. Para controlarlo, se puede usar grandes volúmenes de gel o también se recomienda hacer perforados cerca al tope de la formación y así aprovechar la mayor distancia con el Contacto Agua-Petróleo (WOC) y la disminución de la caída de presión (ver figura 6).

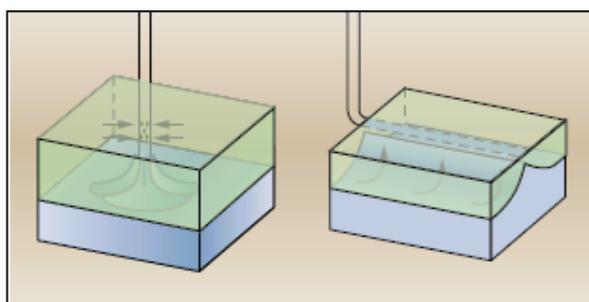


Figura 6

2.9. Conificación en el pozo como principal problema debido a la presencia de un acuífero

Hablamos de Conificación o Coning, para describir el movimiento del agua hacia arriba, en los perforados de un pozo productor. La conificación, puede impactar

seriamente la productividad de un pozo e influye en el grado de depletación y sobre principalmente en el factor de recobro de los reservorios.

Los problemas específicos de la conificación son:

- Incremento del Costo del manejo y tratamiento de agua.
- El agua es muchas veces altamente corrosiva y muy costosa por su disposición.
- Afecta al pozo, en un abandono temprano.
- Disminución del recobro total del campo.

El retraso de la invasión de agua, es un factor esencial para maximizar el recobro final del campo, debido a que la conificación influye en las operaciones, recobro y costos.

La conificación es el resultado del movimiento de los fluidos en el Reservorio en la dirección de menor resistencia, balanceado por una tendencia de los fluidos a mantener el equilibrio gravitacional.

La condición original de los fluidos del reservorio existente, se muestran en la figura 7:

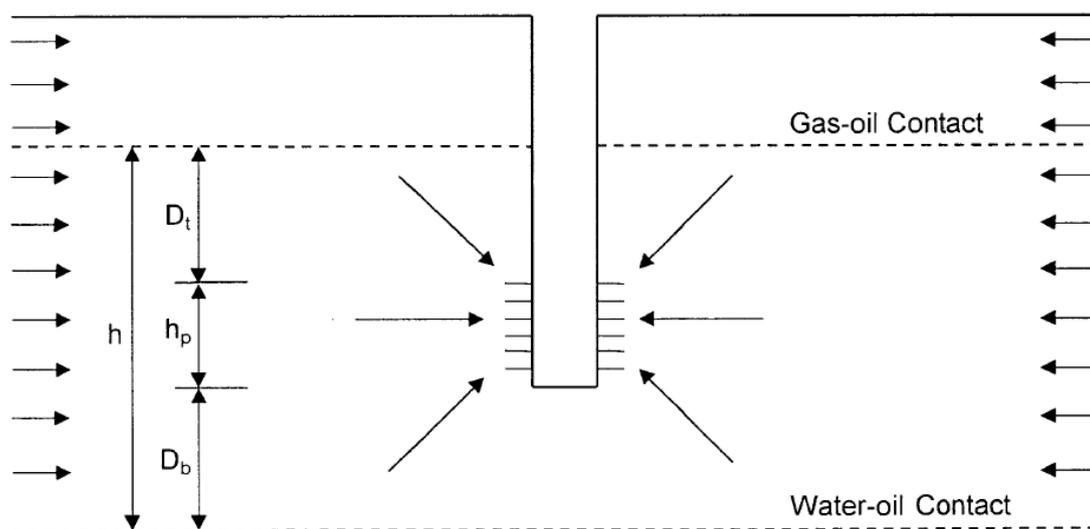


Figure 9-1. Original reservoir static condition.
Figura 7

Para un mejor entendimiento se asume una penetración parcial a la formación, la cual está ubicada en el centro de los contactos de los fluidos. La producción del pozo, creará una gradiente de presión que tenderá a bajar el contacto gas-petróleo y a elevar el contacto agua-petróleo en las cercanías del pozo. La reacción a esta gradiente de flujo es la tendencia del gas a mantenerse sobre la zona de petróleo, debido a su menor densidad; y la del agua a mantenerse debajo de la zona de petróleo debido a su mayor densidad. Estas fuerzas de reacción, tienden a deformar los Contactos de Gas-Petróleo (GOC) y los Contactos de Agua-Petróleo (WOC) en forma de campana, como se muestra en la figura 8:

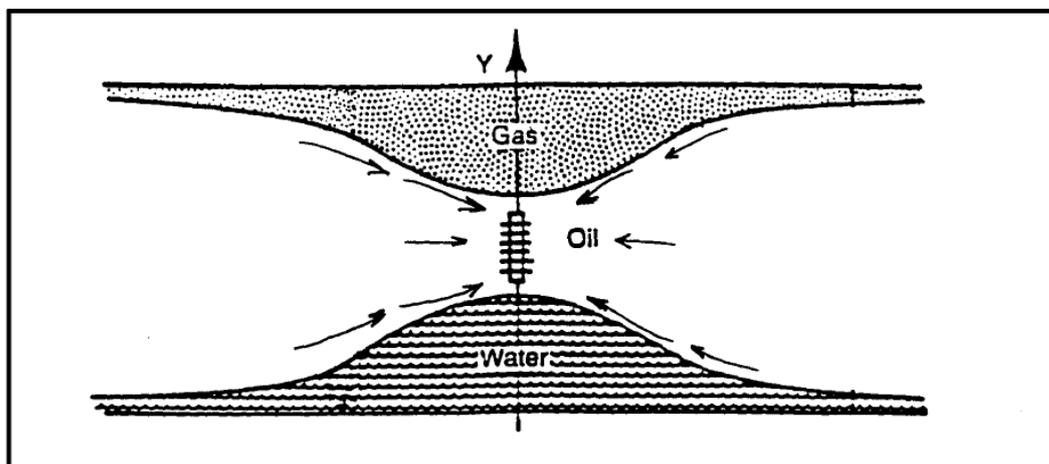


Figura 8

La formación del cono, se le atribuye esencialmente a tres fuerzas que pueden afectar la distribución en el flujo de los fluidos alrededor del wellbore, estos son:

- Fuerzas capilares.
- Fuerzas de gravedad.
- Fuerzas de viscosidad.

Las fuerzas de capilaridad, tienen importancia en el inicio de la vida del pozo, pues se altera el equilibrio inicial presente en el reservorio, pero ya durante la etapa productiva, su efecto en el coning es mínimo por lo tanto será despreciado.

Las fuerzas de gravedad, se encuentran en dirección vertical y se incrementan y son el resultado de la diferencia de densidades de los fluidos. Las fuerzas de viscosidad, se refiere a la gradiente de presión asociada al flujo del fluido a través del reservorio, como es descrito por la Ley de Darcy.

Y como resultado en un tiempo dado hay un balance entre las fuerzas gravitacionales y las fuerzas de viscosidad, en un punto lejos del intervalo de completación.

Cuando la fuerza dinámica (viscosidad) excede a la fuerza gravitacional, un cono irrumpirá en el Pozo.

Para un mejor entendimiento del tema, es necesario conocer lo siguiente:

Cono estable, se da cuando un pozo es producido a caudal constante y la gradiente de presión en el sistema de drenaje se hace constante consiguiendo un estado estable. Es así que la fuerza dinámica (viscosidad) es menor que la fuerza gravitacional y el cono de agua formado no se extenderá hacia el pozo, es decir no avanzará ni retrocederá

Cono inestable, se da cuando la Presión en el sistema se encuentra en estado inestable, de esta forma si la caída de presión fluyente en el pozo es suficiente para vencer la fuerza de gravedad, el cono inestable crecerá e irrumpirá en el Pozo.

Es importante de notar que el sistema de cono estable, puede ser solamente "pseudo-estable", porque el sistema de drenaje y la distribución de Presión, generalmente

varían. Es así que el cono inestable, avanzará hasta conseguir una condición de estado pseudo-estable.

Caudal de producción crítico, es el caudal sobre el cual la gradiente de presión fluyente en el pozo permite la formación del cono de agua. Por tanto es el caudal máximo de producción de petróleo sin que se den las condiciones para favorecer al desplazamiento de fase por coning (sin formar el coning). Este caudal crítico forma un cono estable pero con una posición en la cual se presenta una mínima irrupción.

La conificación es un problema difícil de controlar, por lo que hay que conocer las condiciones para conseguir la máxima producción de petróleo libre de agua.

Es por ello que los ingenieros frecuentemente se enfrentan a diversas formas para evitarlo, tales como:

- Predecir el máximo caudal de fluido que puede ser asignado a un pozo completado, sin tener una producción simultánea de agua.
- Definir la longitud óptima y posición del intervalo a ser perforado, para obtener el caudal máximo de producción libre de agua.

Es en busca del entendimiento de las causas y comportamiento de la conificación, que se desarrollaron diversos estudios, entre los cuales está el de Calhoun (1960) que señaló que el caudal al cual los fluidos se pueden encontrar en un nivel de equilibrio en la roca, puede ser muy lento, debido a la permeabilidad baja o debido a las propiedades de capilaridad, que éstas tengan un menor impacto que la fuerza gravitacional. Bajo estas circunstancias el agua será levantada en el wellbore.

La rapidez con la que un fluido se moverá es inversamente proporcional a su viscosidad y es por esta razón, que la cantidad de conos dependerá de la viscosidad del petróleo, respecto a la del agua.

Es evidente que el grado o rapidez del coning dependerá del caudal al cual los fluidos están siendo producidos y de la permeabilidad en dirección vertical, comparado con la permeabilidad horizontal.

La eliminación del cono, puede ser ayudado por una penetración parcial del pozo donde existe una zona de agua o por el desarrollo de una mejor permeabilidad horizontal. Aunque la permeabilidad vertical no puede ser disminuida, la razón de flujo horizontal o vertical puede ser incrementada por técnicas como acidificación o fracturamiento.

La aplicación de estas técnicas, necesitan ser controladas para que el efecto ocurra dentro de la zona de agua. Y así permita un levantamiento uniforme de esta.

Una vez ocurrida la conificación, es posible cerrar el pozo y permitir que los contactos se restablezcan. A menos que las condiciones para conseguir un rápido equilibrio de gravedad se presenten, la reestabilización del equilibrio no será extremadamente satisfactoria.

Afortunadamente, el agua de fondo es muchas veces encontrada en lugares favorables donde existen las condiciones para una separación por gravedad.

Existen esencialmente tres categorías de correlaciones que son usadas para resolver el problema de coning:

- Cálculo del caudal crítico.

- Predicción del tiempo de irrupción.
- Comportamiento del pozo luego de la irrupción.

Estas categorías de cálculo, son aplicables para analizar el problema de conificación, tanto en pozos verticales, como horizontales.

2.9.1. Conificación en pozos verticales

El caudal crítico, está definido como el máximo caudal de petróleo al cual se puede producir el pozo para evitar la irrupción del cono.

El caudal crítico correspondería al desarrollo de un cono estable, a una elevación justo debajo del fondo de los perforados en un sistema agua-petróleo.

Hay muchas correlaciones científicas, que son comúnmente usadas para predecir el caudal crítico de petróleo, incluyendo las correlaciones de:

- Mayer-Garder
- Chierici-Ciucci
- Hoyland-Papatzacos-Skjaeverland
- Chaney et al.
- Chaperson
- Schols

El tiempo de irrupción (t_{bt}), está definido como el tiempo transcurrido desde el momento en que el pozo comienza su producción hasta el tiempo en que el cono inicia su irrupción debido al caudal con el que se opera. El cálculo del caudal de flujo crítico, frecuentemente muestra caudales bajos, que por razones económicas no pueden ser impuestos en la producción del pozo.

Dos de las correlaciones más usadas son:

- Método de Sobocinsky-Cornelius
- Método de Bournazel-Jeanson

El comportamiento del pozo luego de la irrupción, una vez que la irrupción de agua ocurre, es importante predecir el comportamiento de la producción de agua como una función del tiempo, normalmente usando modelos numéricos radiales para resolver este tipo de problemas.

Actualmente, no existe ninguna solución analítica simple, capaz de predecir el comportamiento de un pozo vertical luego de la irrupción. Kuo y Desbrisay (1983) aplicaron la ecuación de balances de materiales para predecir el levantamiento del WOC en un reservorio homogéneo y correlacionaron sus resultados numéricos en términos de los siguientes variables adimensionales:

- Corte de agua adimensional $(fw)_D$
- Tiempo de irrupción adimensional t_{DBT}
- Corte de agua límite adimensional $(WC)_{limit}$

2.9.2. Conificación en pozos horizontales

La aplicación de la tecnología de pozos horizontales en el desarrollo de reservorios de hidrocarburos ha sido grandemente usada en estos últimos años.

Uno de los principales objetivos en el uso de esta tecnología es mejorar al recobro de hidrocarburos en reservorios con alto empuje de agua. Las ventajas de usar un pozo horizontal respecto a un vertical, son su gran capacidad de producción de petróleo con un mismo drawdown y un mayor tiempo de irrupción a un caudal dado.

Como en los pozos verticales, existen tres categorías de correlaciones que son usadas para resolver el problema de la conificación:

- Cálculo del caudal crítico.
- Predicción del tiempo de irrupción.
- Predicción del comportamiento del pozo luego de la irrupción.

Correlaciones para el caudal crítico en pozos horizontales, entre las principales se tiene las siguientes cuatro correlaciones que pueden estimar el caudal de flujo crítico en pozos horizontales:

- Método de Chaperson.
- Método de Efros.
- Método de Karcher.
- Método de Joshi.

Cálculo del tiempo de Irrupción para pozos horizontales, Existen diversas relaciones matemáticas para determinar el tiempo de irrupción en pozos horizontales, dentro de ellos los más representativos son:

- Método de Ozkan-Raghavan.
- Método de Papatzacos.

Correlaciones para predecir el comportamiento del pozo, existen diversas correlaciones que han sido descritas para predecir el comportamiento del cono en pozos horizontales, siendo la principal la de Joshi (1991) quien señaló un tratamiento detallado para el problema de coning en pozos horizontales.

2.10. Revisión de Casos de Estudio.

Casos de Estudio: Selva Peruana y Selva Ecuatoriana:

La región nororiental al igual que el resto de la selva peruana, ha sido considerada como una región con potencial hidrocarburífero desde el siglo pasado, en razón del gran número de referencias que se tenía sobre el afloramiento de petróleo y gas en el borde andino oriental. Lo apartado de la región, el difícil acceso e inhospitalidad existente, así como el poco desarrollo tecnológico para trabajar en estas áreas, originaron que los primeros trabajos de exploración se limitaran a reconocimientos geológicos de superficie, esta situación prevaleció hasta casi finalizar la década.

En el año de 1970 comienzan las operaciones de exploración y explotación petrolera en los lotes 1AB y 8, a cargo de las empresas OCCIDENTAL PETROLEUM y PETROPERÚ respectivamente, y desde 1996 a cargo de la empresa PLUSPETROL NORTE S.A. en el lote 8, y a partir del 2000 en el lote 1AB. La producción actual de estos campos provee alrededor del 50% de petróleo que consume el Perú, sin embargo estos son campos maduros los cuales casi en su totalidad presentan un mecanismo de empuje de agua muy activo (de empuje de fondo y lateral), teniendo en consecuencia un corte de agua elevado de hasta 96.3%. La producción comercial en estos campos provienen principalmente de las formaciones Chonta y Vivian, pertenecientes al cretácico.

2.10.1. Lote 1AB – Perú

El Lote 1AB se encuentra situado en el Nor-Oriente peruano. Políticamente pertenece a la Región Loreto. Geográficamente se ubica en la parte centro oriental de la Cuenca Marañón.

La producción de petróleo del Lote 1AB, operado actualmente por Pluspetrol Norte, proviene principalmente de los reservorios Chonta Cético, Chonta Pona y Vivian de

edad Cretácica. Se ha probado también producción restringida en el reservorio Pozo Basal del Terciario. Posee diversos campos, entre ellos los mas importantes: Capahuari, Shiviayacu, Dorisa, San Jacinto, Huayuri, Forestal, Jibaro, Jibarito y El Carmen. Presentando la mayoría un mecanismo de producción con empuje de agua a excepción de Capahuari, el cual presenta un mecanismo de depletación (depletion drive).

Los parámetros petrofísicos de los reservorios que estos presentan no son realmente homogéneos, sino que están controlados por procesos diagenéticos que influyen en la calidad de los mismos.

Teniéndose hasta fines de Diciembre del 2006 un factor de recuperación de 26.5% y un acumulado total de 663.52 MMbbls. con una producción diaria de 22,896 bbls. de petróleo y una producción de agua de 568,572 bbls.

2.10.2. Lote 8 – Perú

El Lote 8, se encuentra situado al sur del Lote 1AB, y también operado por Pluspetrol Norte, posee los mismos reservorios que presentan los campos del Lote 1AB. Entre sus principales campos se encuentran: Chambira, Corrientes, Capirona, Pavayacu y Yanayacu. Siendo en su totalidad de un mecanismo de empuje de agua.

El lote tiene extensión total de 879,602.77 Hectáreas, hasta Diciembre del 2002 con un factor de recuperación de 26.5% y un acumulado total de 254.46 MMbbls. con una producción diaria de 22,570 bbls. de petróleo y una producción de agua de 568,572 bbls.

2.10.3. Lote 16 – Ecuador

El Lote 16 se encuentra en la parte Sur-Oriente Ecuatoriano. Políticamente pertenece a la provincia de Orellana, geográficamente se ubica en el centro de la cuenca Oriente Ecuatoriana. Teniendo una extensión de 2,000 km²

Descubierta por la Compañía Cónoco en 1986, la cual comenzó sus operaciones de desarrollo del campo el año de 1992. Actualmente la empresa Repsol YPF viene operando en este bloque con cerca de 25 mil barriles de petróleo diario. El bloque 16 presenta como sus principales campos: Amo, Bogi, Capirón, Iro y Daimi.

Los yacimientos son trampas estructurales de poco relieve con dos niveles productivos principales Cretácicos de la Formación Napo (M1C/M1A y U Inferior) con alta permeabilidad y de origen fluvio/deltaico. Otros niveles productivos son: Basal Tena, U Superior, Nivel T y Hollin.

Conteniendo crudos pesados, fuertemente subsaturados con viscosidades en el rango de 7-122 cp y una gravedad promedio: 15.3 ° API.

Es de gran importancia mencionar las razones principales para citar estos tres lotes, debido a que los Lotes presentados, tanto el Lote 1AB, Lote 8 y Bloque 16 (Ecuador), presentan reservorios de condiciones similares, con formaciones equivalentes entre ellas M1C - Vivian, M1 Chonta Pona, M2 – Chonta Cetico; teniendo las mismas descripciones geológicas(ver figura 9) , y al igual que los lotes de la selva peruana la mayoría de sus reservorios presentan un fuerte mecanismo de empuje de agua, además las características del crudo son muy parecidas, sin embargo estos bloques han tenido una estrategia de desarrollo diferente, mientras que los Lotes peruanos presentan en su mayoría pozos verticales, el bloque ecuatoriano presenta una mejor alternativa de desarrollo a través de pozos horizontales y dirigidos . Los tres presentan el mismo mecanismo de levantamiento mediante bombas electrosomergibles (BES) y con disposición de agua a pozos inyectores. Siendo las principales formaciones receptoras Vivian, Pozo Sand y Pozo Basal teniendo cada pozo un promedio de inyección diaria de 40,000 Bbl mientras que el bloque ecuatoriano reinyecta el agua en las formaciones M1, U y T.

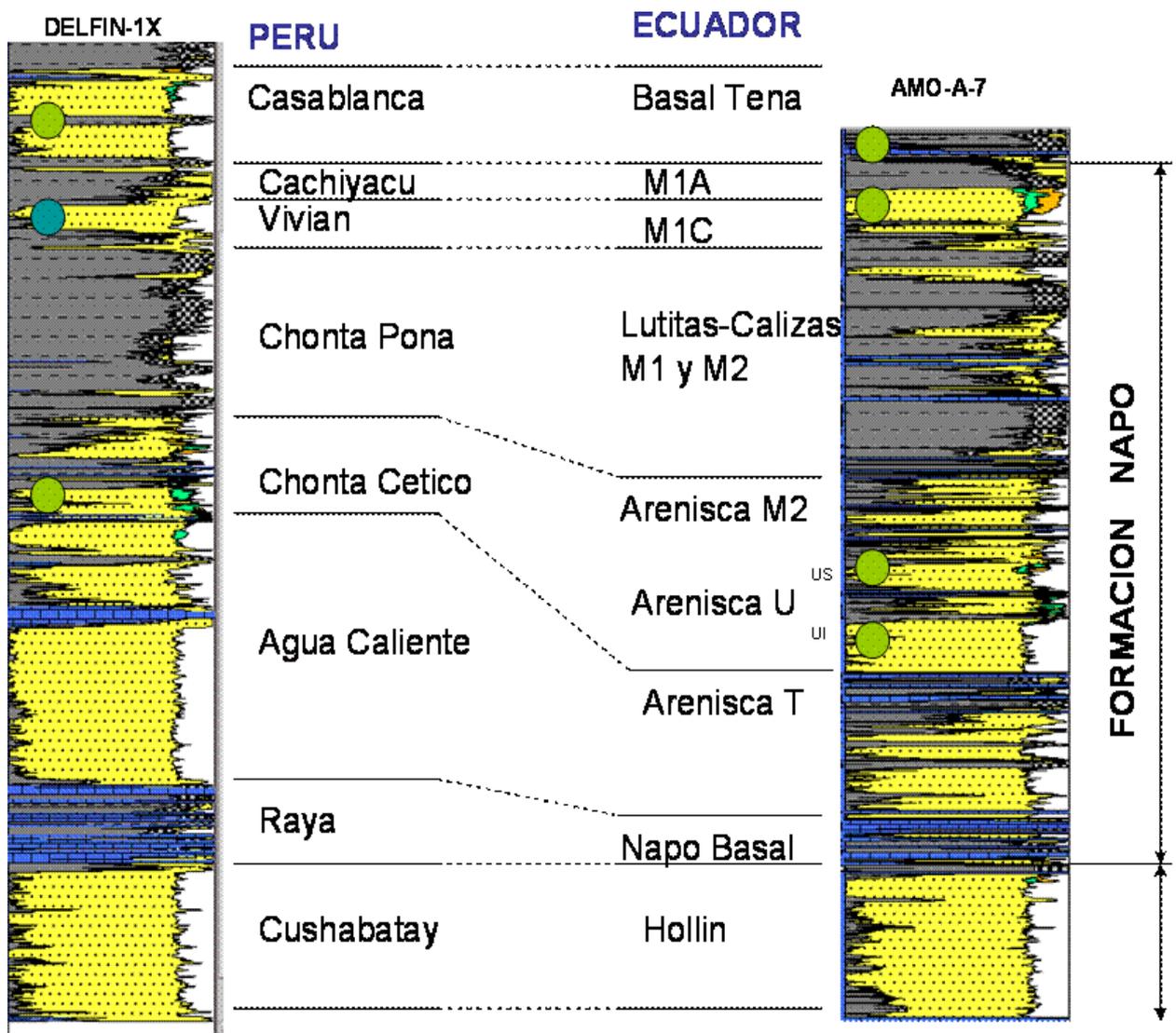


Figura 9

Si bien el corte de agua siempre en los tres lotes es alto, lo cual en todos implicaba un limitante en la producción de petróleo, la diferencia esta en el factor de recuperación que se puede alcanzar por una buena decisión al inicio del desarrollo, donde el impacto de una decisión acertada es más fuerte en el factor de recuperación. Por esto el planteamiento del problema y la alternativa de utilizar la tecnología aprendida del vecino país, en la cual también se ha probado diversas tecnologías como: separación en fondo, cono inverso y demás.

La disposición de agua se realiza actualmente como ya se mencionó, de igual manera tanto en los lotes peruanos como en los lotes del país vecino mediante Sistemas de Bombeo Electrocentrífugo Horizontal que disponen del agua en pozos inyectoros que reinyectan en un 100 % el agua producida (ver figura 10 y 11).



Figura 10

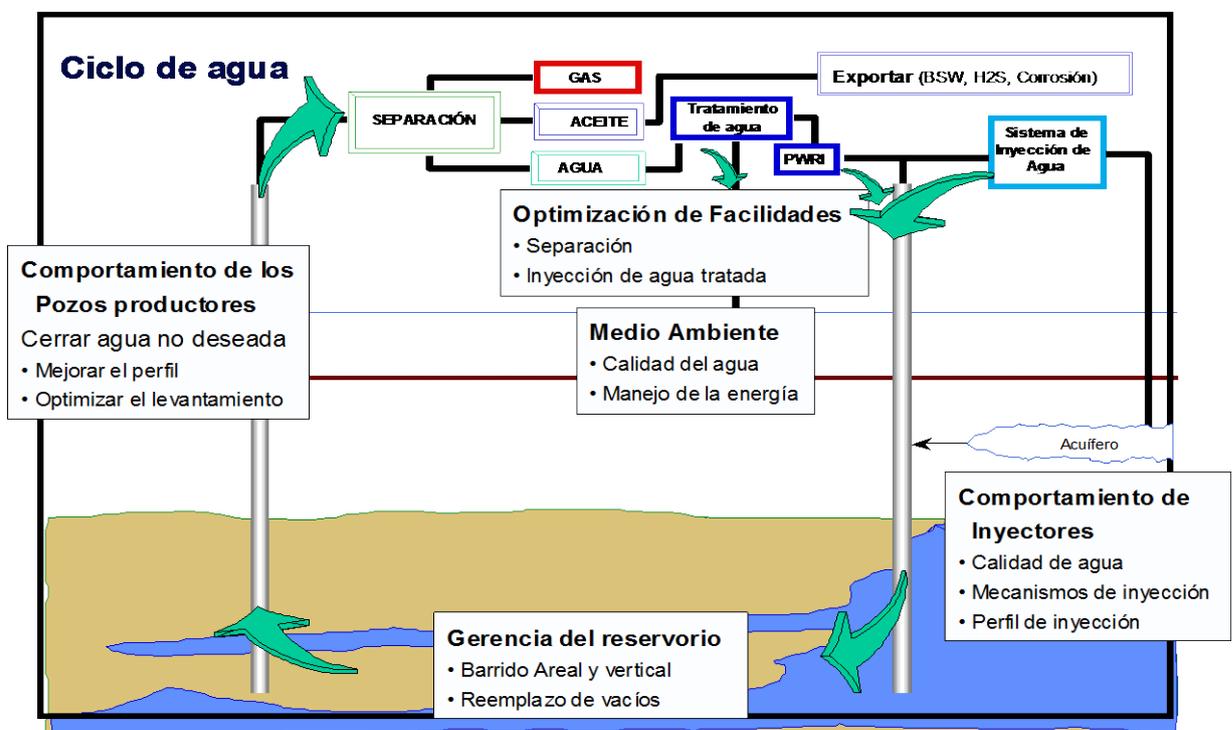


Figura 11

CAPITULO 3: METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVAS ÓPTIMAS DE COMPLETACIÓN

El incremento en los costos de producción, debido a la intrusión acuífera, ha motivado que los campos vean reducida su rentabilidad. A ello se suma el incremento en los costos por los equipos y operaciones, debido al tratamiento y disposición del agua producida y ello puede llegar a interferir en nuevas prospecciones. Por ello, para superar este problema, se debe enfrentar los siguientes problemas:

Costos energéticos, los costos de la producción de agua y el bombeo para su evacuación tienden a incrementarse en forma inversamente proporcional al nivel de producción petrolífera. Esto genera costos energéticos más altos, por barril de crudo producido.

Costos de los equipo de superficie, los volúmenes de agua en superficie significativamente incrementados, implican varias plantas de tratamiento de agua más grandes en relación con el nivel de producción. A eso se suma el reacondicionamiento de dichas plantas y la evacuación de grandes volúmenes de agua.

Costos de mantenimiento y tratamiento, cuanto más grandes son los equipos de los sistemas de tratamiento, mayores son los costos de mantenimiento y reparación. Los costos para la remoción de las incrustaciones, la corrosión, de petróleo y sólidos, se incrementan en forma directamente proporcional a la producción de agua. Los costos de inyección de los pozos incluyen trabajos periódicos para mantener los niveles de inyección.

Costos de cumplimiento de regulaciones medio ambientales, observar las regulaciones gubernamentales también incrementan los costos de producción, tratamiento y evacuación de grandes volúmenes de agua.

Pero el mayor costo de todos, son cuando los costos asociados, por la producción de agua, exceden las ganancias generadas por la producción de petróleo, ello implicaría abandonar el pozo, quedando las reservas de petróleo in situ, y se incurre en costos adicionales por abandonar el pozo y la restauración de los lugares de producción.

Es así que para solucionar este problema, hay una diversidad de sistemas de control que varían de acuerdo a su aplicación y condición, por lo cual a continuación se explicará cómo seleccionar la mejor alternativa, dependiendo si se trata de un campo nuevo o un campo marginal.

3.3. Campos Nuevos

3.1.1. Análisis de las Propiedades de Roca y Fluido de un Reservorio

Como mostramos anteriormente, es importante conocer las características que presentan tanto el Yacimiento, como los fluidos contenidos en este, para de esa forma poder tomar una decisión acertada en el desarrollo de un campo petrolero.

Actualmente se vienen realizando trabajos de exploración en la gran mayoría de campos en la selva norte peruana, los cuales en algunos casos se encuentran en la etapa de desarrollo conceptual, siendo estas de un mayor desafío debido a sus condiciones de reservorio a menor temperatura alrededor de 190°F y con un crudo mas pesado de hasta menores a 10 API, por estas razones se debe tener una mejor planificación de las facilidades en superficie.

Los datos de propiedades petrofísicas y de fluido representativos de uno de sus principales reservorios se describen a continuación en la tabla 1:

Formación Chonta		
Datum	(ftss)	4740
Profundidad	(ft)	5340
Temperatura	(°F)	195
Presión Inicial	(psi)	2365
Net Pay	(ft)	50
Mecanismo de Empuje		Water Drive

Tabla 1

De acuerdo al estudio realizado se puede observar los siguientes datos promedios de las propiedades petrofísicas (ver tabla 2)

Formación Chonta		
Porosidad	%	20
Permeabilidad	md	8180
Saturación de Agua	%	21
Comprensibilidad de Roca		2.85 E-06

Tabla 2

Los datos de propiedades promedio de fluido que se encuentran en estos campos para la formación chonta son los siguientes (ver tabla 3):

Formación Chonta	
Grado API	12
Factor de Volumen de Formación	1.075
Viscosidad	120
Relación Gas-Petróleo	100
Presión de Burbuja	250
Salinidad de Agua	35000

Tabla 3

Para los estudios de simulación que se realizarán, se tendrá en cuenta la figura 12 de permeabilidad relativa, debido a que es un panorama conservador con respecto a las otras curvas encontradas en los campos que actualmente vienen produciendo.

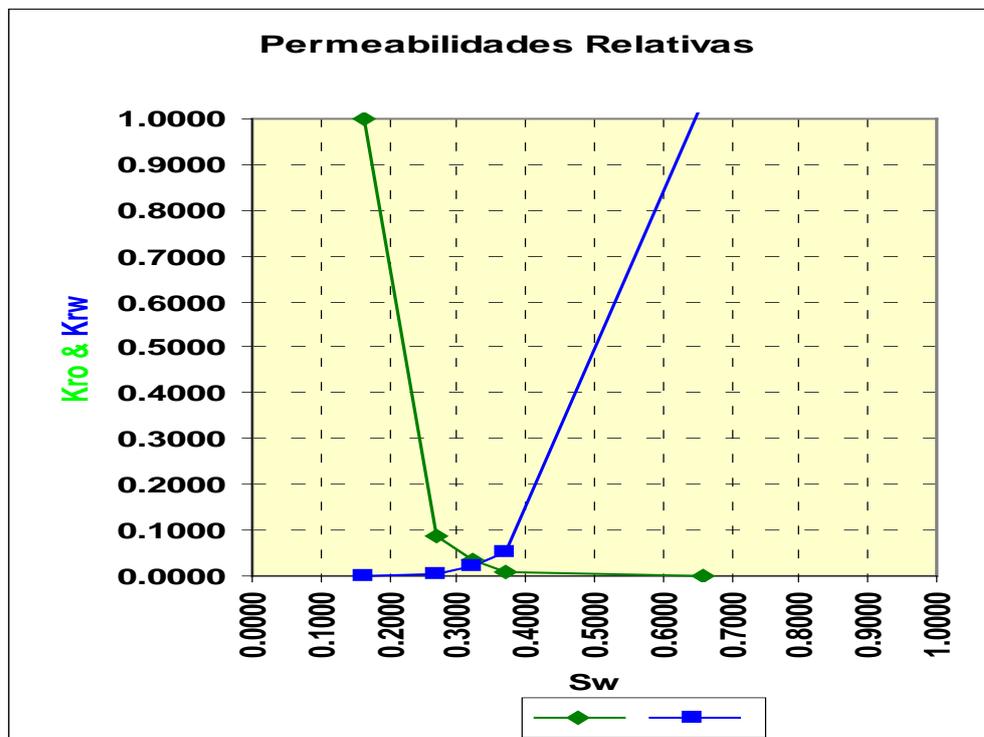


Figura 12

3.1.2. Descripción de las Alternativas de Completación.

Diversos investigadores recomiendan los pozos horizontales para el desarrollo de campos que presentan reservorios con empuje de agua, pues tarde o temprano presentarán problemas de conificación.

Los pozos horizontales presentan una ventaja respecto a los verticales, pues los pozos verticales actúan como un punto en el que se concentra todo el drawdown alrededor del fondo del wellbore, a diferencia de los pozos horizontales que actúan como una línea y el drawdown se distribuye a lo largo y alrededor del wellbore.

Entre las principales alternativas para la completación de pozos horizontales con problemas de conificación tenemos:

Completaciones de Pozos Horizontales con Stinger, este método, sirve para redistribuir las pérdidas de presión a lo largo del wellbore, insertando una pequeña pieza de tubería de diámetro menor (Stinger), en el interior de la completación/liner de producción (ver figura 13).

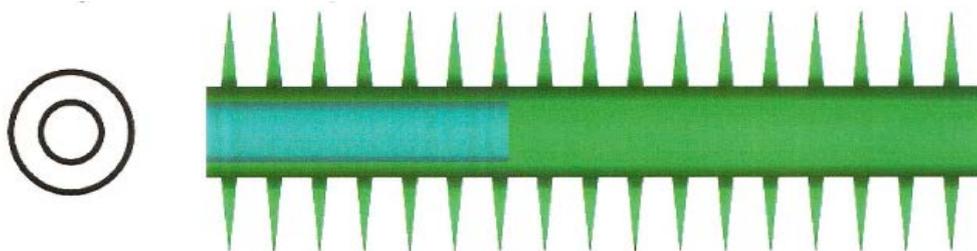


Figure 2-5 Horizontal Well Completion with a Stinger

Figura 13

Permadi, estudió esta propuesta, con un modelo numérico y uno físico; y determinó que una longitud del Stinger de 0.25 veces la longitud del wellbore horizontal, es la adecuada para redistribuir el drawdown y tener un flujo más uniforme a lo largo del wellbore. A través de este modelo, se pudo ver que la reducción del rate, debido a la inserción de un stinger no perforado, es relativamente pequeña y es superado por mucho en el retraso del tiempo de irrupción de agua.

Se recomendó una relación de 0.667 para el ID del liner y el OD del Stinger, para una óptima combinación de pérdida de Presión en el anular e incrementos en los rates de producción.

Así, para la mayoría de la longitud de la tubería estudiada, se observó que insertar el Stinger era capaz de retrasar el tiempo de la irrupción.

Brekke y Lien, reportaron que el método de completación con Stinger, en combinación con la densidad de perforación reducida, podría dar un 25% de incremento en la productividad del pozo durante la primera parte de su vida.

Se recomendó que el método de completación a ser usado en pozos horizontales donde las pérdidas de presión por fricción se daban a lo largo de la sección perforada restrinja la performance de producción.

Así, la completación de pozos horizontales con Stinger, crea un perfil de presión de arena mejorada, controlando el influjo de fluidos a lo largo del wellbore. Este proceso ayuda a redistribuir las pérdidas de presión a lo largo de la parte perforada del pozo.

Control de la Cresta de Agua (Conificación) con variación de la Densidad de perforados, Recomendado para uniformizar la distribución del influjo de fluidos. Es decir, la densidad de perforados es menor en el talón que en el pie del pozo horizontal.

Asheim y Oudemán (1997), investigaron la opción de variar la densidad de las perforaciones, para crear una producción uniforme y un perfil de inyección a lo largo del wellbore. Observaron que el diseño de influjo uniforme, quizás implique una reducción marginal en la productividad, comparada al método de perforación uniforme. Sin embargo, la eficiencia de barrido es mayor y retarda el tiempo de irrupción del agua, mejorando la recuperación de petróleo.

Marett y Landman (1993), observaron que en casos donde la formación de la Cresta de agua o gas es anticipada, es recomendable aplicar este método. Para conseguir este tipo de optimización, el pozo es particionado en pequeños segmentos perforados.

La densidad de los perforados en cada segmento, es variada (Ya sea variando el tamaño de los perforados o variando el número de estos de un mismo tamaño) hasta que la optimización de la distribución sea lograda. Para controlar la cresta de agua, la óptima distribución es cuando cada segmento tiene el mismo influjo. Sin embargo, la densidad de los perforados debe ser menor en el talón del pozo e irse incrementando hacia el pie (ver figura 14).

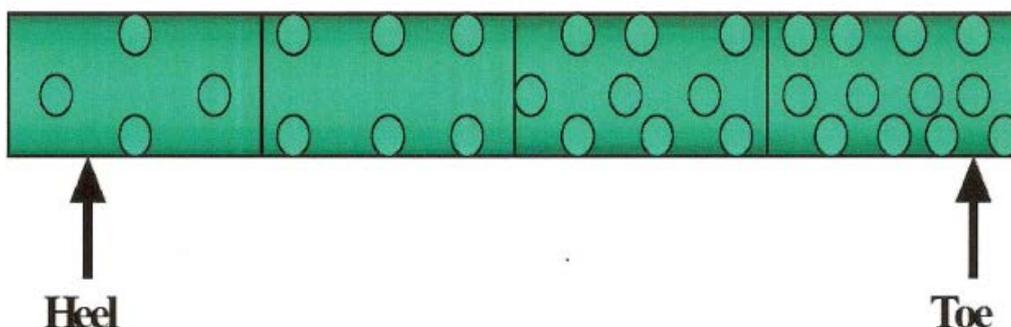


Figura 14

Control de la Cresta de agua (Conificación) con pozos de alto ángulo, Es una tecnología alternativa para el control de la conificación en pozos con empuje de agua. En el fondo de un reservorio con empuje de agua, el extremo del final del pozo, tiende a ubicarse cerca al WOC, mientras que el final del talón es ubicado en el tope de la zona de oil, lejos del WOC (ver figura 15) .

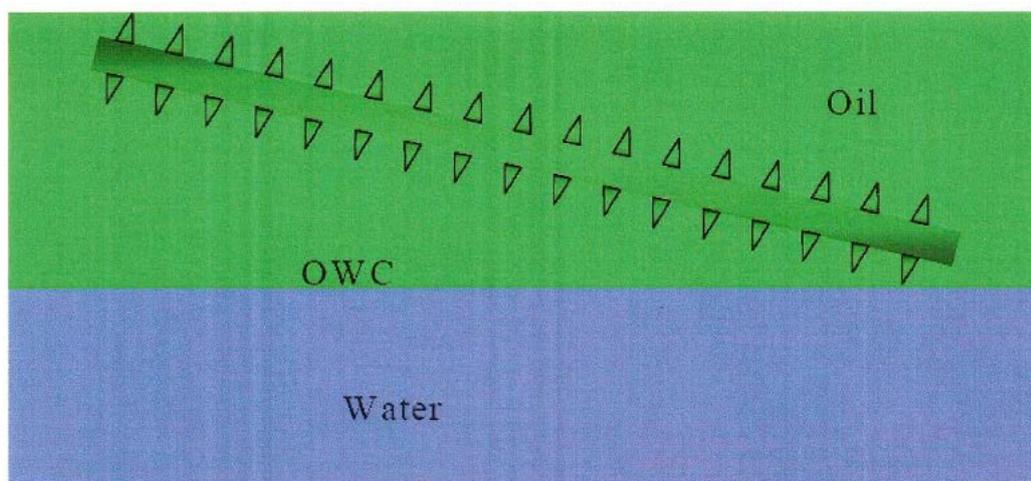


Figure 2-7 Schematic of High-Angle Well with tip Close to the OWC

Figura 15

Son considerados pozos con alto ángulo, aquellos con un ángulo mayor a 80° .

Los resultados, de la experiencia de campo, demostraron que la irrupción de agua en pozos de alto ángulo, pueden ocurrir en dos puntos cercanos al final del talón y en el pie del pozo, capas más delgadas de petróleo canalizan al agua, invadiendo al petróleo alrededor del pie luego de la irrupción y resultando en el incremento de la eficiencia de desplazamiento (Permadi, 1996).

En un modelo experimental desarrollado por Hele-Shaw, para ver el comportamiento de pozos de alto ángulo, Permadi vio que la recuperación de petróleo tendió a ser mayor para columnas de petróleo pesado y pozos de alto ángulo. Sin embargo, el agua iba a través de toda la longitud del pozo con alto ángulo, en un tiempo menor, mientras alguna parte de la longitud del pozo horizontal en la región superior, nunca fue invadida por el agua, incluso al haber un alto corte de agua.

Una importante observación es que cada uno de los tres métodos anteriormente mencionados involucra de alguna forma una restricción en la tasa de producción y específicamente en el caso de pozos de alto ángulo, la extensión de alcance de los pozos es limitado por el espesor de la zona de petróleo de la formación.

Control de la Cresta de Agua (Conificación) con Sistemas de Válvulas ICD e ICV, En los últimos años la industria petrolera ha venido presentando avances tecnológicos en pozos convencionales, pozos horizontales y multilaterales con la finalidad de maximizar el contacto con el reservorio, además se ha venido desarrollando en paralelo avances con respecto a los equipos de completación que estos presentan. Realizando dos tipos de control principalmente “Dispositivos de control Pasivo” también llamadas válvulas ICD y “Dispositivos de control Activo” también llamadas válvulas ICV. Estos dispositivos proveen un gran rango de manejo del flujo de fluido,

estas opciones de control pueden incrementar la eficiencia de barrido del reservorio e incrementar las reservas. Inicialmente las válvulas ICV fueron empleadas para controlar la producción en conjunto (commingled) de múltiples reservorios; mientras que las válvulas ICD fueron inicialmente orientadas a contrarrestar el efecto talón-pie (Talón-Pie). La variedad de sus aplicaciones en los reservorios se ha venido incrementando, volviéndose cada vez más complejos y teniendo que realizar un estudio para una selección de completación entre ICV e ICD.

Este trabajo presenta una comparación entre estas dos tecnologías a manera de alternativa para nuestro objetivo principal en campos nuevos, mediante la descripción de la funcionalidad y aplicabilidad de las dos tecnologías. Para una mejor implementación de estas tecnologías se requiere un flujo de trabajo basado en análisis de las ventajas que estas presentan, tanto las válvulas del tipo ICV, como las válvulas del tipo ICD en la aplicación a los reservorios, producción, operación y aspectos económicos. Teniendo un análisis detallado del modelamiento, aplicaciones a campos de gas y petróleo, costo de equipos y riesgos de instalación, tiempo de duración y performances.

Incrementar el contacto pozo reservorio conlleva un número de ventajas en términos de productividad del pozo, área de drenaje, eficiencia de barrido o retardo de la irrupción de gas o agua. Sin embargo, tales posibilidades de pozos multilaterales, contacto extremo con el reservorio, no solo contiene ventajas con respecto a muchos de los pozos convencionales sino también conlleva a retos dentro de la perforación y completación debido al incremento de la longitud y complejidad del pozo y su exposición.

Un contacto extremo con el reservorio mejorará la eficiencia de barrido y retardará la irrupción de agua o gas mediante la descentralización de un tramo pequeño hacia una

longitud más extensa de caída de presión, sin embargo, esto origina dificultades para el control del drenaje en el reservorio.

La producción de un pozo convencional generalmente se realiza en superficie mediante un choke en cabeza; por lo cual se puede aplicar una reducción de la producción total para obtener una disminución de la producción de agua en pozos con alto corte de agua, tal medida no trabaja tan igual con pozos horizontales, ya que tal contacto entre pozo y reservorio no garantiza la uniformidad del drenaje del reservorio.

Generalmente las irrupciones prematuras de agua ocurren debido a:

- Heterogeneidad de la permeabilidad del reservorio.
- Variación de la distancia entre el wellbore y contactos de fluidos debido tal vez a múltiples contactos, wellbore inclinado o un contacto agua-petróleo inclinado.
- Variación en la presión del reservorio a lo largo de las diferentes regiones de los perforados en el wellbore.
- El efecto talón -pie que lleva a una diferencia en el influjo de agua entre el pie y el talón, especialmente cuando el reservorio es homogéneo.

Para un buen control del flujo de fondo se emplean las válvulas ICV o ICD, los cuales han demostrado ser una solución práctica para resolver este problema.

3.1.2.1. Dispositivos de control Activo (ICV)

Este tipo de válvulas usadas para un control en fondo de pozo, la cual opera automáticamente (desde superficie), mediante un sistema hidráulico, eléctrico o electro-hidráulico. Diferentes arreglos de este tipo de válvulas se han realizado con un gran rango de funcionalidad de apertura y cierre. Cientos de pozos alrededor del mundo hoy en día son equipados con operación automática de válvulas ICV, de una

variedad de complejidad y capacidades. Estos son usados por ejemplo, para controlar activamente el influjo en pozos productores o flujo de inyección en pozos inyectoros.

3.1.2.2. Dispositivos de control Pasivo (ICD)

Este tipo de válvulas se utiliza como una restricción pasiva al influjo, normalmente montado en un empalme para el control de flujo del fluido del reservorio (ver Figura 16).

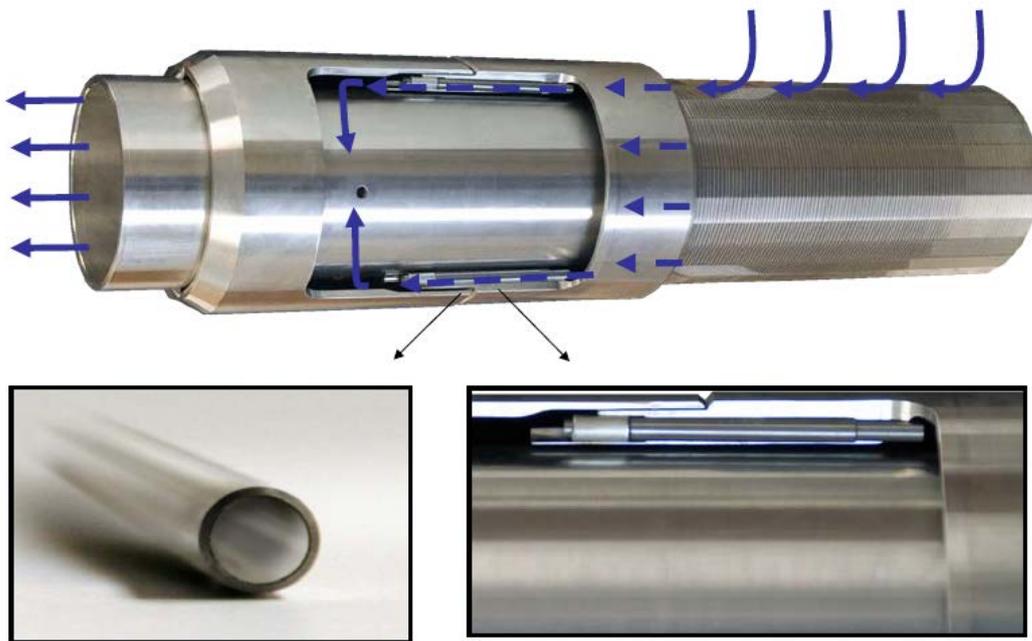


Figura 16

Una válvula ICD está orientada a equilibrar el influjo a lo largo de la longitud del pozo, mediante las leyes físicas que gobiernan el flujo de los fluidos en el reservorio (ver Figura 17).

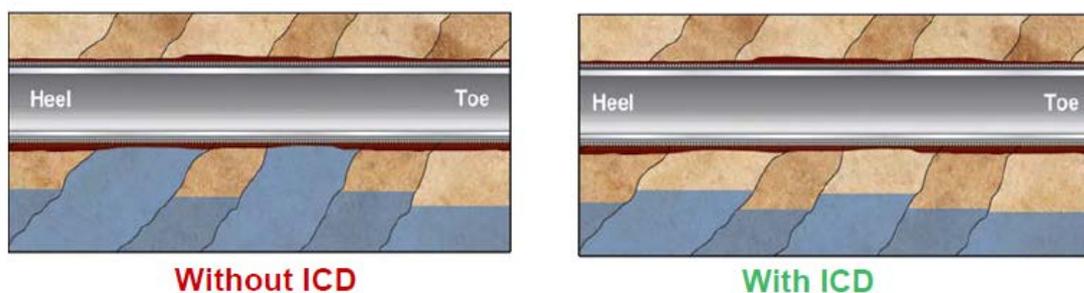


Figura 17

Cada proveedor de esta tecnología tiene un único diseño para la creación de la caída de presión. El tamaño de la restricción de la válvula ICD debe ser configurada exclusivamente para la completación de cada pozo. Teniendo en cuenta que opciones de ajustes posteriores del diámetro de restricción de flujo no son comúnmente posibles.

Las razones que alentaron al inicio del desarrollo de estas tecnologías tanto de válvulas ICD como las válvulas ICV fueron completamente diferentes. La primera aplicación de las válvulas ICV fue para permitir el control de la producción en conjunto de reservorios múltiples vía un único flujo de conducto; mientras que las válvulas ICD fueron diseñados para contrarrestar el efecto talón-pie. La aplicación de ambas tecnologías se ha incrementado significativamente desde sus primeras aplicaciones. Estudios de reservorios y subsecuentes experiencias de campos han confirmado el valor de ambas aplicaciones para mitigar el influjo o inyección desbalanceado para optimizar el pozo y el manejo de los campos.

3.1.2.3. Comparación del marco ICV-ICD

Desde sus tempranas aplicaciones, el área de aplicación de las ICV e ICD han tenido buenos resultados, a continuación se presenta una comparación entre las aplicaciones de las mismas en términos de reservorio, producción y costos de ingeniería:

- Incertidumbre en la descripción del reservorio, Las válvulas ICV muestran tener un mayor recobro y un menor riesgo comparado con las válvulas ICD debido a que puede ajustarse a situaciones imprevistas, es decir posee una adaptación automática al escenario en el que se presente.
- Mayor Flexibilidad en el Desarrollo, Las válvulas ICV poseen un mayor grado de libertad, permitiendo más flexibilidad en las estrategias de desarrollo del

campo. Ambos controles proactivo y reactivo pueden ser ejecutadas fácilmente mediante un ICV con una optimización en tiempo real.

- Numero de Zonas controladas, El máximo número de válvula ICV instalados en una única completación hasta la fecha es 6, por otra parte el número de válvulas ICD que pueden ser instalados en una sección horizontal es limitado únicamente por el número de packers, costo y/o esfuerzo por fricción limitante debido a la configuración de la completación.
- Diámetro Conductor de Flujo Interno, Las válvulas ICD presentan una ventaja de poseer un mayor conducto de flujo con respecto a las válvulas ICV, ya que las válvulas ICV reducen el diámetro de flujo interno con el incremento del efecto pie talón.
- Permeabilidad de la Formación, Fases de Fluidos, Caudal de Producción /Inyección & Variación de Productividad, Ambas tecnologías de válvulas ICV e ICD son capaces de equilibrar el influjo de reservorios heterogéneos. La aplicación de las válvulas ICD en reservorios de baja permeabilidad reduce grandemente la productividad del pozo a diferencia de las válvulas ICV. Para conseguir un nivel alto de uniformidad en influjo se requiere un alto esfuerzo del ICD, lo cual podría reducir la productividad del pozo. Sin embargo, Análisis simultáneos de otros parámetros tales como las fases de los fluidos, permeabilidad de la formación son requeridos para decidir cual de las tecnologías es la que deberá ser empleada:
 - Se debe determinar el apropiado grado en el equilibrio de influjo en los casos donde no se requiere la completa uniformidad del influjo. Cuando la distancia entre el wellbore y el fluido original o invadido varían significativamente a lo largo de la longitud del wellbore.

- Ambas tecnologías de válvulas ICV e ICD pueden igualmente ser usadas para manejar las distribuciones del agua y gas producidas o inyectadas. Sin embargo, las válvulas ICD son más usadas para reducir volúmenes asociados a capa de gas o producción de agua, mientras que las ICV son usadas frecuentemente para manejar alta producción de gas asociado (aplicación de un controlador en intervalos de corto tiempo).

- La emulsión Agua-Petróleo se puede formar debido a la mezcla formada por una alta velocidad de flujo del fluido dentro de una completación avanzada incorporando un diámetro pequeño de restricción de flujo. Esta emulsión causa el incremento de la viscosidad del fluido afectando la performance del flujo de salida del pozo.

- La relación entre la caída de presión/ caudal de flujo es fuertemente lineal a través del reservorio, y cuadrática a través de las válvulas ICD o ICV. La relación de la caída de presión y el subsecuente caudal de flujo es el principal factor en el diseño de completación de la ICD e ICV. Sin embargo, a diferencia de las válvulas ICV, el arreglo de la completación de las válvulas ICD realiza su “equilibrio” altamente dependiente de la operación del caudal de flujo. Esta eficiencia irá decreciendo si se opera a un caudal de flujo más bajo que del diseño realizado.

- Las completaciones con válvulas ICD pueden controlar diversos intervalos dentro de una zona tan bien como número de zonas haya de diferente productividad a lo largo del wellbore. El límite para tal completación es el mínimo tamaño de restricción de ICD que puede ser aplicado para un mínimo riesgo de erosión, emulsión. La completación

con válvulas ICV están limitados por el número de válvulas que pueden ser instaladas en una completación única.

- Valor de la Información, Indicadores de influjo de gas y/o agua son una ventaja, la cual puede ser ganada en ambas completaciones, cuando se posee unos medidores apropiados. Recientemente, la fibra óptica que es usado para la detección de distribución de la temperatura durante una prueba DTS, fue también instalada conjuntamente con una válvula ICD. Sin embargo, el valor de esta información puede aumentar para una ICV debido a su posibilidad de un control automático del caudal de flujo de zonas individuales en adición a los datos obtenidos. Dándole una gran ventaja sobre las válvulas ICD.
- Aplicaciones de Pozos multilaterales, Las válvulas ICV pueden normalmente ser instalados únicamente en el pozo principal (pozo madre) de un pozo multilateral, esto debido a la limitación de la tecnología para un control principal entre el pozo principal y laterales en conjunto. Las válvulas ICD pueden ser instaladas para equilibrar el flujo dentro de los pozos laterales individualmente. Esta diferencia de aplicabilidad conlleva a la integración de ambas tecnologías para optimizar la completación en pozos multilaterales.
- Manejo de reservorios múltiples, Ambas tecnologías ICV e ICD han sido aplicados para equilibrar el influjo de capas múltiples dentro de un único o múltiple reservorio. La elección óptima entre estas dos tecnologías para un pozo en particular dependerá de las características del reservorio específico, los fluidos y la arquitectura de la completación. Sin embargo, las válvulas ICV han sido provistas para un control óptimo de una producción en conjunto y prevenir la posible presencia de un flujo cruzado (crossflow) entre los reservorios múltiples.

3.2. Campos Maduros

Dentro de la selva peruana se han desarrollado varios campos muy importantes dentro de los Lotes 1AB y 8, operados actualmente por la empresa Pluspetrol Norte, ya previamente mencionados. El presente trabajo pretende aplicar las tecnologías que serán descritas a continuación dentro de un campo representativo, para lo siguiente se plantea un reservorio productor tipo del área con propiedades de roca y fluido promedio de la zona. La metodología de cada simulación estará basada en el modo de aplicación y finalidad a la que se orienta la tecnología.

3.2.1. Análisis de las Propiedades de Roca y Fluido de un Reservorio

Las propiedades promedio que presenta el principal reservorio que poseen los Lotes 1AB y 8 los cual se pueden resumir en la tabla 4:

Formación Vivian		
Datum	(ftss)	8625
Profundidad	(ft)	9200
Temperatura	(°F)	247
Presión Inicial	(psi)	4018
Presión Actual	(psi)	3500
Net Pay	(ft)	36.9
Mecanismo de Empuje		Water Drive

Tabla 4

Las propiedades petrofísicas que se han registrado en la zona no son muy variables entre campos vecinos (Ver Tabla 5):

Formación Vivian		
Porosidad	%	19.7
Permeabilidad	md	9200
Saturación de Agua	%	24.7
Comprensibilidad de Roca		3.98 E-06

Tabla 5

Las propiedades de fluidos que se presentan en la zona varían desde crudos muy pesados de 10 API hasta crudos livianos de 40 API. Siendo por tanto sus propiedades muy diferenciadas dando escenarios distintos (Ver Tabla 6).

Formación Vivian	
Grado API	20.2
Factor de Volumen de Formación	1.063
Viscosidad	7.152
Relación Gas-Petróleo	401
Presión de Burbuja	438
Salinidad de Agua	35000

Tabla 6

Dentro del desarrollo de los pozos en estos lotes, se manejaron diversos estudios para tener un mejor conocimiento de las características de estos reservorios y sus fluidos, dentro de estos estudios se incluyen los análisis de núcleos, con los cuales realizaron estudios de permeabilidades relativas, las cuales mostramos a continuación (Ver Figura 18):

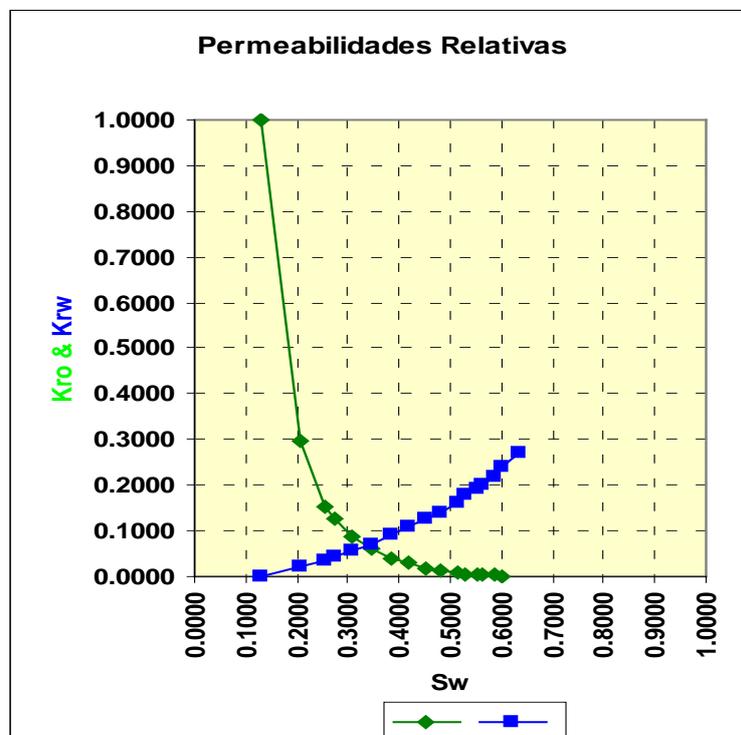


Figura 18

3.2.2. Análisis de Estado de Completación

Los pozos tipo que se encuentran en estos campos generalmente son casi verticales, aunque también existen algunos dirigidos, y llegan a profundidades mayores a los 10,000 pies, presentándose la siguiente configuración promedio (ver Tabla 7 y 8, Figura 19):

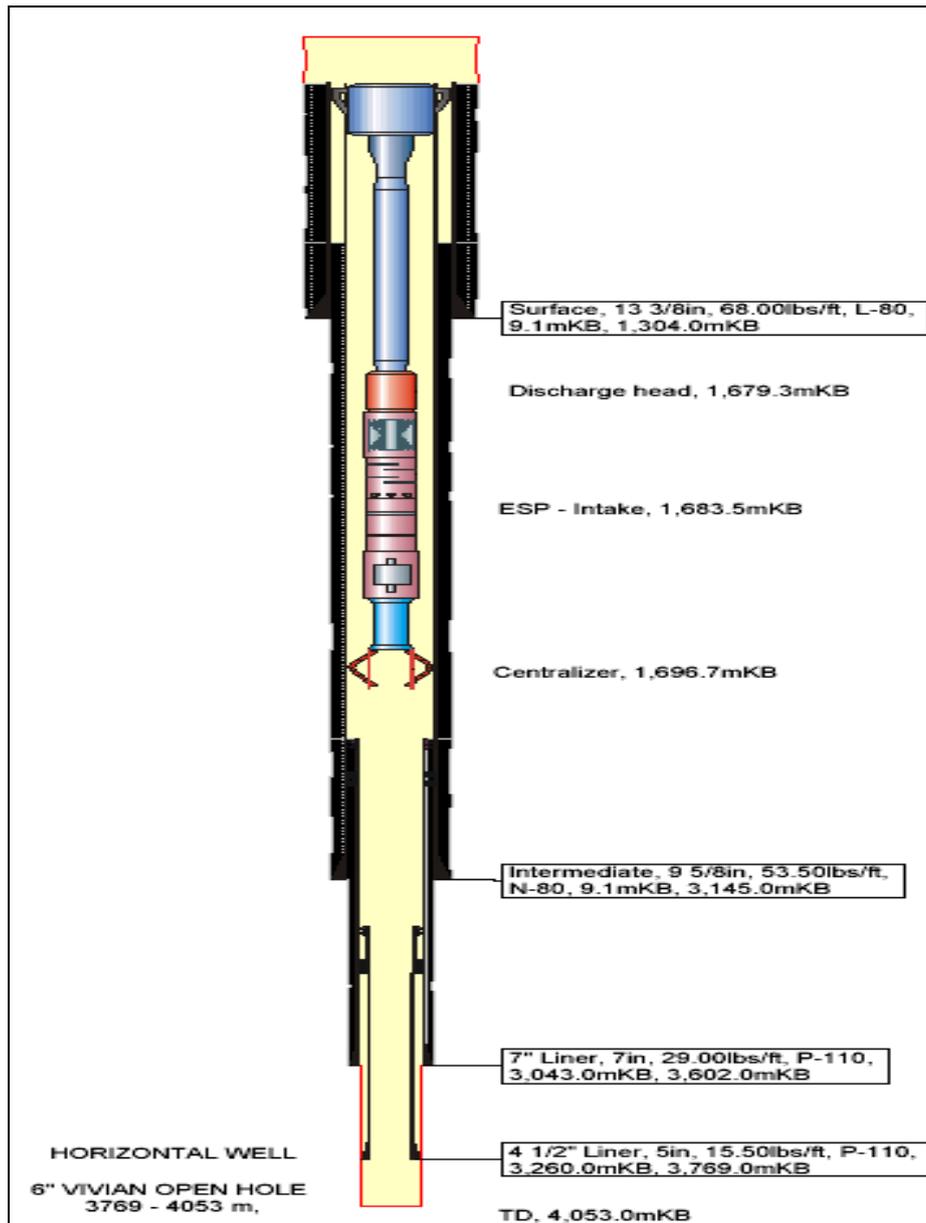
POZO TIPO			
Ground Elevation (m)	105.16		
KB Elevation (m)	112.78		
Componentes de tubing			
Equipo	OD (pulg)	Joints	Top (m KB)
tubing hanger	9	1	9.1
Crossover	4 ½	1	9.42
Tubing	3 ½	174	9.63
BES – Cabeza de Descaga	5.1	1	1679.33
BES – Cabeza de Descaga	5.4	1	1679.5
BES – Ingreso	5.1	1	1683.45
BES – Sello	5.1	1	1683.76
BES – Motor	5.6	1	1687.76
Sensor	4 ½	1	1696
Centralizador	4 ½	1	1697

Tabla 7

CASING				
OD	GRADO	PESO	ROSCA	PROF. (m)
13 3/8"	K-55	61.0	Buttres	1106.6
9 5/8"	N-80	53.5	Buttres	2930.0
7"	N-80	29.0	Buttres	2847.0 3315

TUBING				
OD	GRADO	PESO	ROSCA	PROF. (m)
4 1/2"	SD-70	12.6	SEC	2235.35

Tabla 8



Todas la Profundidades están referidas al Kelly Bushing
Figura 19

Cabe resaltar, que no todos los pozos presentan la configuración mostrada, pues por problemas en las condiciones del casing, se suele hacer una serie de remediaciones, sea con scub liner o tie back, lo cual implica una reducción en el diámetro, por lo que complica la elección de un sistema de levantamiento artificial adecuado.

3.2.3. Análisis de Estado de Producción.

En los campos de la Selva Norte Peruana y la Selva Ecuatoriana, los reservorios presentan al Mecanismo de Empuje por agua como mecanismo predominante, por ello que al poco tiempo de su vida productiva estos alcanzan un alto corte de agua, el cual viene aumentando drásticamente conforme se va desarrollando estos campos.

En la actualidad, las empresas operadoras debido a su planeamiento estratégico de su producción anual, deben realizar trabajos o maniobras de producción para poder cumplir con lo establecido, lo cual requiere incrementar la cantidad de fluido producido, aunque muchas veces esto implica un aumento más brusco en el corte de agua.

El corte de agua que presentan la mayoría de los pozos está en un rango de 95% a 99%, con la excepción de los campos que son relativamente jóvenes, los cuales presentan un corte de agua del 60% (Ver Figura 20).

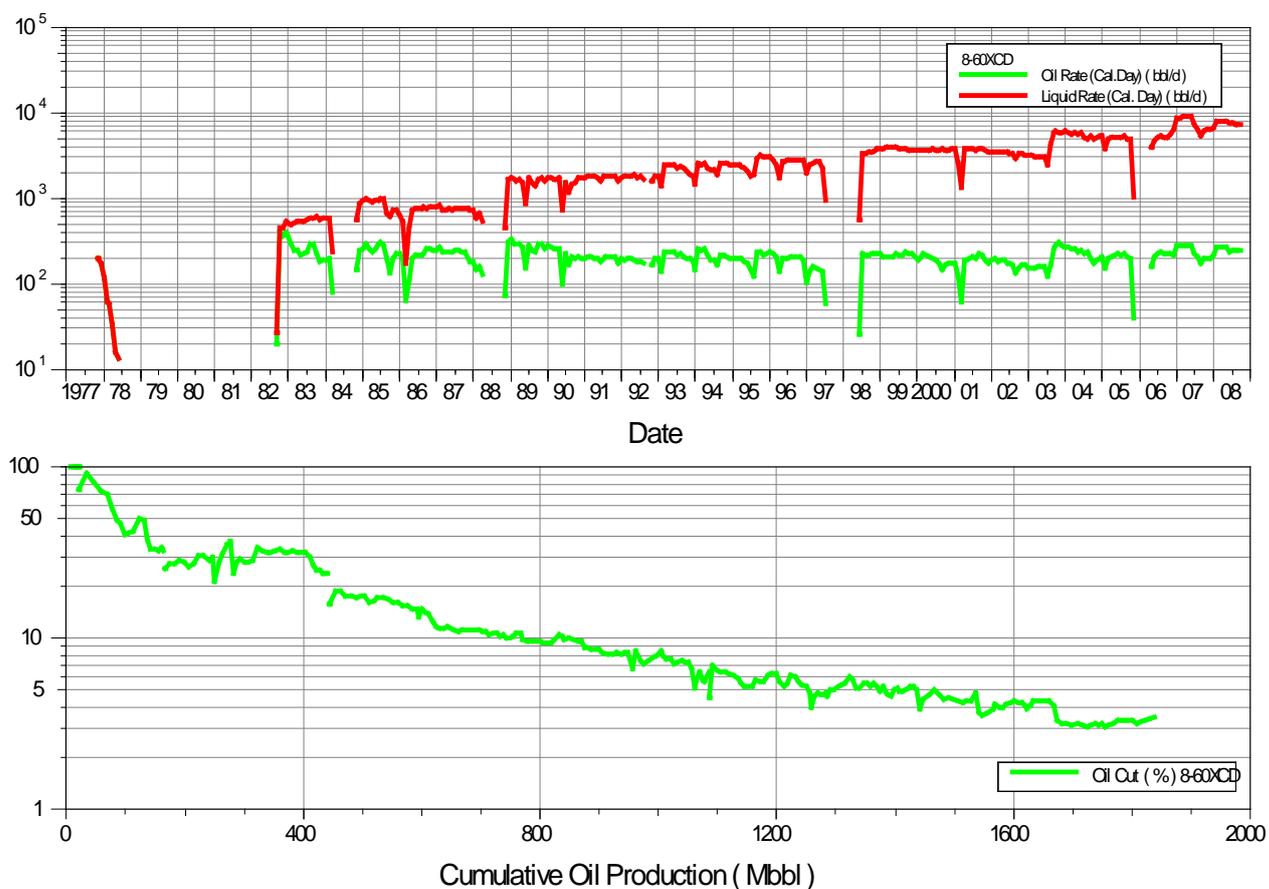


Figura 20

Es por ello que es de vital importancia realizar un análisis previo de costo- beneficio antes de alterar el estado productivo del pozo, pues el agua producida debe ser reinyectada y esto implica que previamente debe ser tratada, originando de esta manera un gasto adicional en la producción. De mantenerse esta tendencia presentada, se alcanzaría el límite económico en un tiempo más cercano al que se prevee. De ahí la necesidad de solucionar el problema de la producción y disposición del agua.

Por otro lado, si bien el principal motivo por el que hay un incremento en la producción de agua, es por efectos propios del acuífero, otra de las razones por las que se aumenta la producción de agua, es por las fallas que hay en la hermeticidad del cemento para aislar zonas acuíferas, así como las condiciones del casing. Para remediar ello, se vienen realizando una serie de trabajos, los mismos que detallaremos en el siguiente ítem.

3.2.4. Análisis de Historial de Intervenciones de Pozo.

La principal razón por la que un pozo es intervenido, es debido a la necesidad de un cambio del Sistema de Bombeo Electrosumergible, por falla de algún componente de este. Es ahí cuando se aprovecha para realizar los trabajos de workover.

Los principales trabajos realizados durante la intervención, son:

- Bajado de Registros CBL, VDL y Corrosión, para ver la integridad de los forros y poder determinar que zonas deben ser remediadas, ya sea con un Scab Liner o un Tie Back.
- Bajado de Registro CCL para rebalear zonas de interés.
- Control de agua, con un tapón de cemento en la zona a aislar, para luego molerlo y volver a balear la zona de interés.
- Bajada de Tapones, para aislación de zonas.

- Control de agua, mediante Modificadores de Permeabilidad Relativa.
- Estimulación de la zona de interés.

Finalmente, la forma en la que se priorizan los trabajos de control de agua es desde los más simples a los más complejos, según se puede ver en la Figura 21:

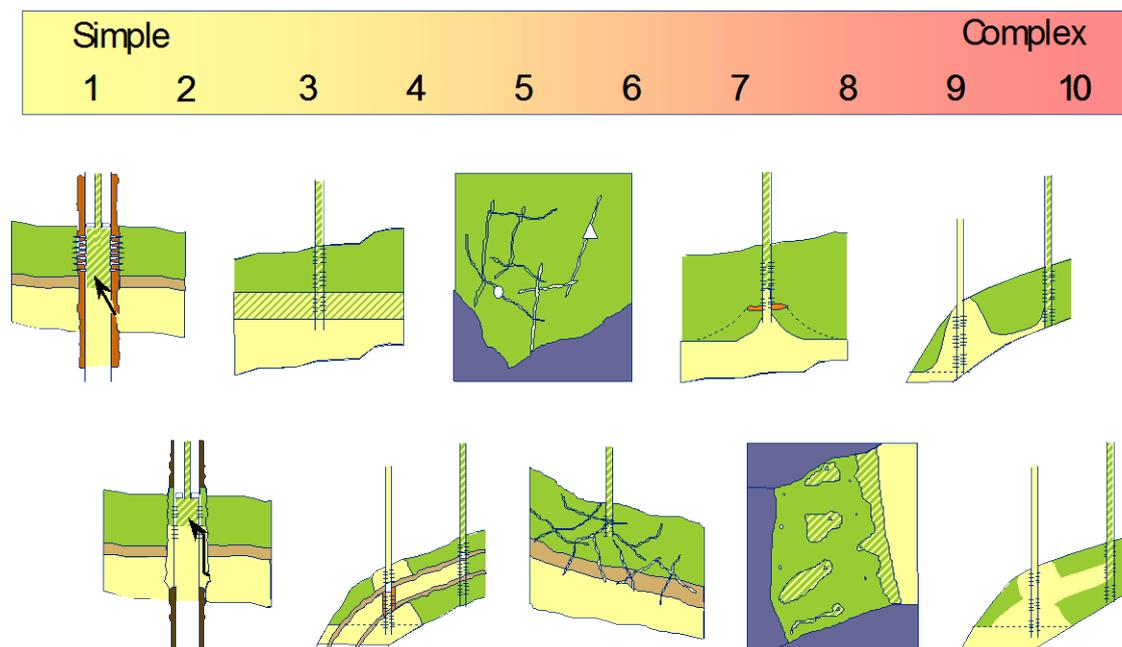


Figura 21

Donde:

1. Fuga o rotura en el casing.
2. Flujo detrás de la tubería.
3. Movimiento ascendente del contacto agua-petróleo.
4. Zona de agua en una formación estratificada sin cross-flow.
5. Fisuras desde un inyector.
6. Fisuras desde una capa de agua.
7. Conificación.
8. Barrido areal.
9. Capas segregadas por la gravedad.
10. Múltiples capas con "cross-flow".

3.2.5. Descripción de las Alternativas de Completación para Controlar la Producción de Agua

En la actualidad, existen muchas soluciones prácticas que buscan minimizar el nivel de severidad de la conificación de agua en pozos verticales. Estos pueden ser clasificados según su aplicación en:

3.2.5.1. Sistemas de Remediación en la Completación.

Este tipo de Sistemas, tratan de manejar la producción de agua y su conificación, a través de técnicas de remediación o recompletación de un pozo.

Entre los principales sistemas de aislación mecánica podemos encontrar:

Perforación Squeeze-off y Recompletación, este tipo de Sistemas, tratan de aislar las zonas de aporte de hidrocarburos de las zonas de aporte de agua, y de esa forma se logra controlar la producción de agua. Este método es aplicado, cuando hay deposiciones de arcillas intercaladas con las areniscas, las arcillas actúan como sellos.

Como se vio anteriormente, las capas de arena altamente permeable que se encuentran en contacto con la zona de agua, son muchas veces las responsables de un influjo de agua. Es por ello que para controlarlo (aislarlo) se usa un Squeeze, minimizando la producción de agua. En algunos casos una perforación entera es totalmente squeezeada y recompletada encima del WOC.

Este tipo de tipo de operaciones quizás no sea viable o efectiva en caso de que no haya un buen aislamiento.

Penetración Total, este sistema busca mantener el flujo radial a lo largo de los perforados, de esa forma la tasa de producción en esta es uniforme y así evita la formación del cono evitando que quede el petróleo bypassado.

Este método, implica el aumento en la producción, por lo mismo que también se incrementará el corte de agua, es por ello que se debe contar con las facilidades para la disposición y reinyección de agua.

Finalmente, si bien este método puede controlar la formación del cono por un tiempo, la conificación es inevitable (Ver Figura 22).

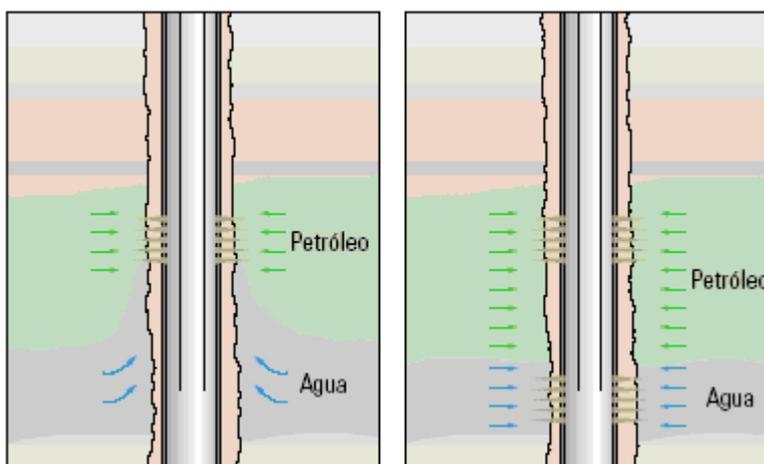


Figura 22

Completaciones duales o Cono Inverso, Este método lo que busca es una producción selectiva de petróleo y agua desde sus respectivas zonas, con completaciones duales e independientes entre sí, de esta manera logra reducir el crecimiento del cono de agua. La desventaja de este método de control es que se debe contar con las facilidades para la disposición final del agua, así como los costos propios de esta forma de completación.

Es por eso, que se modificó esta técnica para poder reducir los costos de la completación, para ello se debe perforar en la zona de petróleo y en la zona de agua debajo del Contacto de Agua-Petróleo o WOC y luego poder producir en commingled, usando packers o válvulas. El limitante de esta variación, es que sólo aplica para arenas de amplio espesor, en las cuales si se puede instalar estos equipos.

Esta modificación, si bien no solucionó el problema de producción de agua, si lo hizo con el de la conificación del agua y el del petróleo bypassado (Ver Figura 23).

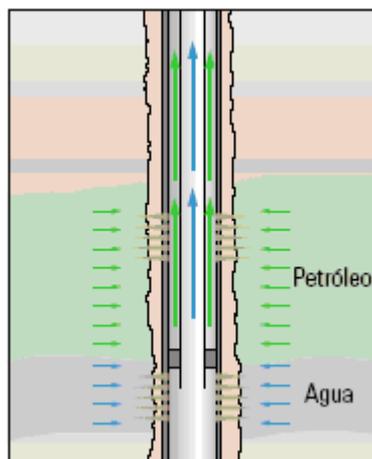


Figura 23

3.2.5.2. Sistemas de Tratamiento Químico

El tratamiento químico, es una alternativa para controlar la producción de agua. Su aplicación tiene que ser en pozos no dañados. Su éxito dependerá de la selección de los candidatos, la preparación del sistema en locación, y la limpieza de la tubería y equipos de superficie a ser usados.

Dentro de esta clasificación, podemos hablar de cuatro tipos de tratamiento, que se inyectan en condiciones matriciales:

- Bloqueadores de permeabilidad o gelificantes.
- Reductores desproporcionados de permeabilidad (DPR – Disproportionate Permeability Reducers).
- Bloqueadores de permeabilidad selectivos (SPB – Selective Permeability Blockers).
- Modificadores de permeabilidad relativa (RPM – Relative Permeability Modifiers).

3.2.5.2.1. Bloqueadores de permeabilidad o gelificantes

Como el nombre lo indica, estos materiales tapan los espacios porales, evitando el movimiento de fluido, generalmente por medio de una reacción química retardada y controlada que permite la inyección profunda del material antes que este reaccione formando un gel tridimensional. Son buenos ejemplos las soluciones de silicato de sodio, activadas internamente con ésteres de urea o resinas aminoplásticas.

Otras opciones incluyen resinas y látex o soluciones de polímeros que gelifican en respuesta a la temperatura, salinidad o pH para formar precipitados coagulados o geles tridimensionales, tales como aquellos obtenidos por resinas látex o fenólicas. Los sistemas más conocidos se basan en poliacrilamidas reticuladas con cromo y PVA reticulado con glutaraldehído. Son soluciones de baja concentración, bombeadas en un estado no reticulado, por lo que tienen baja viscosidad.

Se activan in situ, la temperatura las pone en acción y, controladas por reguladores de pH, forman un gel de obturación de alta viscosidad. Ninguno de estos materiales es selectivo, y tapan poros que contengan hidrocarburo y/o agua. Por lo tanto, requieren de medios de colocación selectiva para evitar que se tape la zona productora de petróleo. Estos tipos de tratamientos pueden ser aceptables si el único factor en la producción de agua es la conificación. En el caso de canalización, fingering o zonas de alta saturación de agua asociadas a yacimientos maduros (caso El Trapial), se produce una reducción en la producción de petróleo. Suelen ser de corta duración y comercialmente inaceptables (Ver Figura 24).

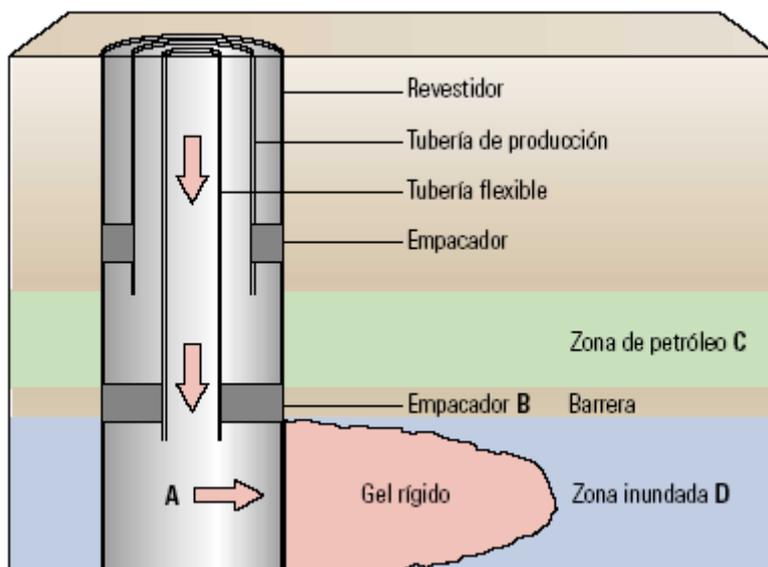


Figura 24

3.2.5.2.2. Reductores desproporcionados de permeabilidad (DPR – Disproportionate Permeability Reducers)

Estos materiales también taponan los espacios porales, restringiendo el movimiento del fluido, pero no precipitan, no se hinchan ni se viscosifican tanto en presencia de hidrocarburos (es decir, son parcialmente solubles en petróleo) como lo harían en el caso de estar en un ambiente acuoso. El efecto neto es una reducción de permeabilidad efectiva al agua por un factor mayor que la reducción de permeabilidad al hidrocarburo. Sin embargo, aunque la reducción de la permeabilidad al petróleo podría ser de más del 90% dependiendo del sistema seleccionado (tal el caso de varios DPR's), la aislación mecánica puede aún ser necesaria como con los bloqueadores de permeabilidad.

Los materiales base agua preferidos son los derivados de resinas de madera, que forman un precipitado coloidal que se aglutina formando una masa gelatinosa en presencia de agua. Estos materiales no reaccionan en presencia de hidrocarburos, sino que el precipitado se disuelve parcialmente en poros donde la saturación es mixta.

Otros materiales similares para uso en fluidos base aceite, incluye el tetra metil ortosilicato (TMOS) y el etil silicato que reacciona en presencia de agua y forma un gel rígido de sílice. La aplicación de este tipo de materiales no ha sido demasiado exitosa.

3.2.5.2.3. Bloqueadores de permeabilidad selectivos (SPB – Selective Permeability Blockers)

Nuevos sistemas basados en un surfactante viscoelástico aniónico, VAS (Viscoelastic Anionic Surfactant), han sido recientemente introducidos para el control de agua. Estos sistemas son únicos y completamente diferentes de los usados previamente con respecto a la ubicación y taponamiento de poros. El VAS, en presencia de cationes, produce geles de muy baja viscosidad efectiva cuando están sometidos a alta velocidad de corte. De muchas maneras estos geles son semejantes a aquellos producidos por reticulado de polímeros hidrosolubles (fluidos de fractura, por ejemplo).

Sin embargo, como el gel está libre de sólidos puede ser bombeado e inyectado en el reservorio, en condiciones matriciales (por debajo de la presión de fractura). Una vez que se encuentran en los poros de la formación, quedan sujetos a velocidades de corte típicas de aquellas encontradas en la producción radial (menores de 15 seg^{-1}); la viscosidad de estos sistemas VAS podría aumentar tanto como 100 veces, por lo que restringirían el movimiento de fluido.

Debido a la composición química única de estos sistemas especiales VAS, los hidrocarburos los rompen al contactarlos y se revierten a la viscosidad del agua salada base. Esto libera solamente los poros con saturación residual de hidrocarburo, dejándolos libres y fuertemente acuohumectados (Ver Figura 25).

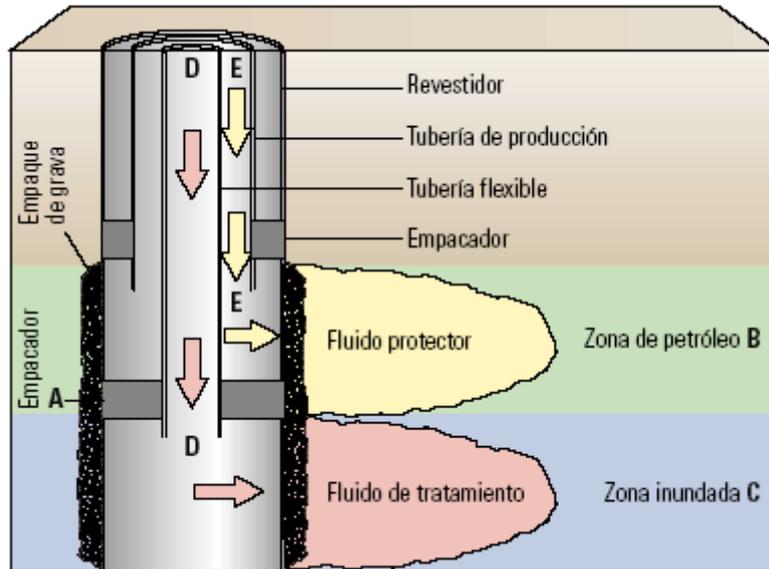


Figura 25

Este tipo de tratamientos requieren el emplazamiento preciso del fluido usando una tubería flexible con empacadores inflables, que permite colocar la mayor parte de los fluidos de tratamientos sin riesgo de afectar las zonas de hidrocarburo. La inyección doble con tubería flexible consiste en bombear un fluido protector por la tubería flexible hasta el anular de la tubería de revestimiento, bombeando el fluido de tratamiento por la tubería flexible.

Los pozos candidatos, donde se puede aplicar esta solución, deben ser reservorios con Water Drive, un ejemplo de los tratamientos químicos es el uso del Silicato de Sodio, el cual al ser completamente diluido en agua es mezclado luego con un catalizador, que por efecto de la temperatura, va a permitir una completa precipitación, creando un disco impermeable alrededor de la vecindad del pozo, de esa forma daña la formación, provocando un bloqueo en la permeabilidad efectiva al agua.

El silicato es activado internamente por medio de catalizadores, los cuales se clasifican en tres grupos de acuerdo a la temperatura a la que se trabajará,

Ver Tabla 9:

Servicio	BHT (°F)
Silicato 1	60 a 150
Silicato 2	120 a 180
Silicato 3	180 a 300

Tabla 9

Por condiciones de reservorio, las temperaturas son mayor a 250°F a profundidades mayores a 10000', para ello se debe mezclar el silicato de sodio, con un activador (urea) más el agua, para obtener la solución del tratamiento. Esta solución es permanente y no removible (Es decir, que si se aplica en una zona errónea, el daño es irreversible). En tal sentido para la colocación de este sellante químico, se usa la técnica de inyección dual, que consiste en inyectar la solución por directa y un fluido compatible por el espacio anular.

Se recomienda usarlo con una cola de mezcla de cemento, lo cual causa un efecto sinérgico en el tratamiento. La reacción del silicato con el cemento, causa una gelificación del primero y la deshidratación del segundo de manera casi inmediata.

El cemento resultante, tiene un alto esfuerzo compresivo cercano a la vecindad del pozo donde la presión diferencial es la más alta.

3.2.5.2.4. Tratamiento con fluidos inteligentes, polímeros o surfactantes (Modificadores de Permeabilidad Relativa)

Son sistemas de polímeros hidrofílicos, solubles en agua que cuando se hidratan producen largas cadenas de polímeros que libremente ocuparán en la roca los espacios porales. Debido a que son altamente hidrofílicos, atraen el agua y repelen el aceite y, como resultado neto, ejercen una fuerza de resistencia al flujo del agua en los poros con un mínimo efecto sobre el flujo de petróleo (que a veces es positivo). Como consecuencia, se reduce la permeabilidad efectiva al agua, mientras que la permeabilidad efectiva al petróleo es poco alterada.

Los primeros polímeros usados con este fin fueron poliacrilamidas de alto peso molecular y, más recientemente, los escleroglucanos. Sin embargo, las limitaciones de temperatura, la sensibilidad al corte y la poca tolerancia a los iones de calcio y magnesio disminuyen su efectividad ya que son removidos rápidamente por la producción de fluidos de reservorio.

Se han desarrollado RPM de mayor efectividad agregando radicales cargados a poliacrilamidas que forman así terpolímeros anfóteros (Poli-DMDAAC – Poli Dimetil-dialil cloruro de amonio). Esto mejora tanto su sensibilidad al corte, a la temperatura y la tolerancia a las sales como su adhesión a la roca. Más recientemente, un terpolímero vinil-amida ha sido introducido para reemplazar las poliacrilamidas anfóteras en pozos de condiciones más difíciles, debido a que ofrecen una mayor resistencia al flujo de agua. Así se ha expandido el rango de aplicación a situaciones más exigentes. Lo ideal sería que los materiales RPM fueran líquidos (hidrolizados en agua) y que su concentración fuera proporcional a la permeabilidad de la formación. Los RPM's incrementan la resistencia al flujo de agua en el orden de 2 a 100 veces. En cambio, el aumento de resistencia al flujo de petróleo (aspecto "negativo") es por lo menos un orden de magnitud más bajo, y nunca mayor que 2.

Estos tratamientos, junto a aquellos que emplean SPB, son los más seguros con respecto al mantenimiento de la producción de petróleo y los que tienen mayor probabilidad de éxito en el control de agua cuando se los coloca correctamente y para grados de movilidad de petróleo/agua por debajo de 10. Los cambios en el entorno tales como el pH, la salinidad o la baja presión alteran la efectividad y durabilidad del tratamiento. En otros términos, cualquier intervención de pozo luego del tratamiento, probablemente destruya parcial o completamente sus propiedades de control de agua (Ver Figura 26).

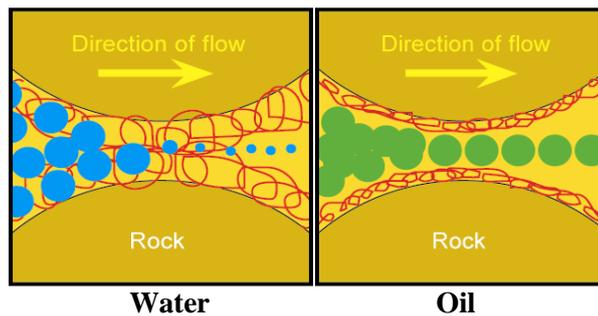


Figura 26

Este tipo de tratamientos, tienen una durabilidad de 6 y 24 meses, y una reducción en la producción de agua de 30 a 50% aproximadamente. Mayormente, su aplicación se da donde el aislamiento de zonas no funciona.

Para la selección de los pozos a aplicar este tratamiento, hay que considerar:

- La temperatura del reservorio, pues los Modificadores de Permeabilidad Relativa (RPM), son propensos a hacer hidrólisis a altas temperaturas.
- La fuente de agua, es importante saber si los mecanismos de agua son radiales (en la matriz de la formación) y lineal (en el flujo detrás del casing, canales o fracturas); pues los Modificadores de Permeabilidad Relativa (RPM) son aplicables en la matriz y microfracturas.
- Heterogeneidad Vertical, es recomendable tener capas de mayor Saturación de agua y otras con menor, de esa forma los Modificadores de Permeabilidad Relativa (RPM) penetrará más en la zona de agua (zona más permeable) y menos en la zona de petróleo (zona menos permeables).
- Flujo Cruzado, la aplicación de los modificadores de permeabilidad relativa (RPM), tienen una mejor aplicación en reservorios multicapas, donde el influjo de agua es por canalización, que en los casos que presenten conificación.

- La Producción, los Modificadores de Permeabilidad Relativa (RPM) reducen el índice de productividad (PI), por lo que en compensación se requiere tener un mayor Drawdown.
- Las variaciones de Presión o PH, pues estos afectan la durabilidad y efectividad de la aplicación.
- Los aspectos económicos, el pozo debe tener el potencial de disminuir la producción de agua, como para cubrir el costo del tratamiento y obtener una ganancia.

3.2.5.3. Sistemas de Separación de Agua-Petróleo en fondo (DHOWS)

Anualmente inmensos volúmenes de agua vienen siendo producidos durante la vida productiva de los campos de petróleo. El tratamiento y disposición del agua producida representa un costo muy apreciable para la empresa operadora.

Una alternativa innovadora tecnológicamente hablando, son los Sistemas de Separación de Agua-Petróleo en fondo o DHOWS que separa y simultáneamente dispone el agua del petróleo producido en un wellbore productor.

El sistema usa una combinación de Sistema de Bombeo Electrosumergible (BES o ESP), sellos mecánicos (packers) y un hidrociclón para separar el agua antes de su bombeo a superficie, de esa forma separa el agua en el fondo obteniendo grandes beneficios e incrementando la producción de petróleo desde el reservorio. El hidrociclón es el corazón del proceso de separación de fondo. Como se muestra en la siguiente figura, el fluido del wellbore entra en la bomba de inyección y es bombeado al separador de agua-petróleo, el cual separa el fluido en agua para su disposición y petróleo concentrado. El agua es inyectada directamente en la zona de disposición aislada y el petróleo concentrado fluye a un manifold bypass o una bomba Booster opcional que lleva el crudo a superficie (Ver Figura 27).

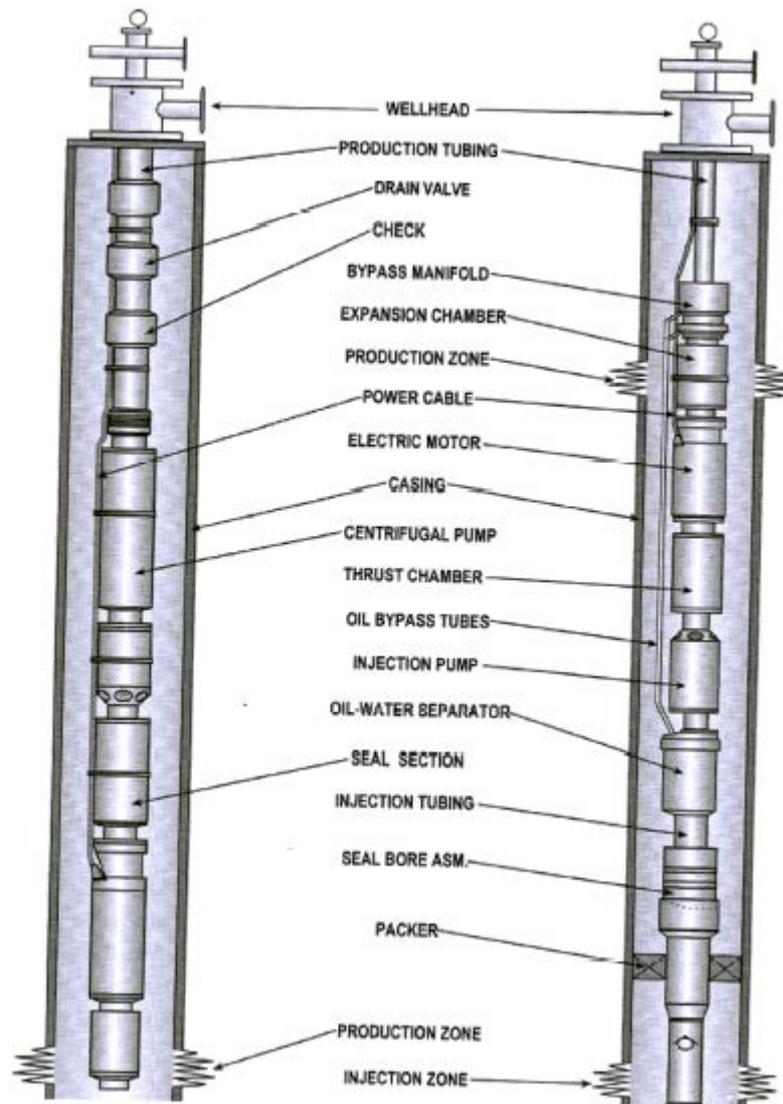


Figura 27

El hidrociclón no tiene parte móviles. Debido a que las fuerzas de separación, son generadas bajo un sistema de presión, usando un motor BES. Si la presión es muy baja, una bomba Booster opcional puede ser requerida. Los sistemas de separación por hidrociclón proveen una recuperación instantánea de procesos upset y pueden manejar amplias fluctuaciones en las condiciones de entrada (Volumen, presión o concentración).

Debido a que gran porcentaje del agua producida no es bombeada hacia superficie, ni tratada, ni reinyectada hacia una formación de disposición, el costo de manejo de agua

producida se vera reducida grandemente. Además el uso de DHOWS proporciona una serie de beneficios, tales como:

- Reduce costos operativos
- Incrementa las tasas de producción de petróleo.
- Incrementa las reservas recuperables.
- Resulta en beneficios ambientales significativos.

La reinyección de un alto porcentaje de agua producida reduce o elimina los problemas asociados con el control del agua en superficie y muchas veces reduce los costos de producción. Los sistemas DHOWS además pueden ser empleados en la recuperación mejorada mediante inyección de agua en el reservorio, así también el sistema DHOWS puede ser usado en el Cono Inverso para reducir el grado de influjo de agua dentro de la zona productora de petróleo, controlando el avance del cono.

Un sistema DHOWS, no necesariamente será de costo beneficio para todo tipo de pozos, sino que es muy importante tener un gran conocimiento del reservorio así como su producción histórica antes de optar por una instalación del sistema DHOWS. Las principales características que debe tener un pozo para tener un buen desarrollo con una instalación DHOWS incluyen, entre otros:

- Operaciones de producción están comprometidas con una excesiva producción de agua.
- Existe una zona de disposición con una saturación de petróleo residual, para evitar daños en la formación.
- Casing usado mayor a 5 ½"
- Corte de agua mayor a 65%
- Existe una zona de inyección con una inyectividad lo suficientemente alta como para mantener las tasas de inyección por períodos extendidos.

- La zona de agua debe estar aislada de la zona productiva, los packers pueden ayudar.
- La presión de superficie puede ser controlada para ajustar la separación de agua.
- Debe haber espacio suficiente en el casing, para la instalación de los tubos bypass.

Los resultados esperados de un sistema DHOWS, pueden ser:

- Separación de 90-95% del agua presente del flujo entrante.
- El agua descargada en la zona de disposición puede contener algo de petróleo, es por ello que Residuos (típicamente entre 10 y 200 ppm), pueden resultar en daño a la formación, especialmente en aquellas sin saturación de petróleo residual.
- La mayoría de diseños manejan un contenido de petróleo de 500 ppm de petróleo residual como máximo.

Cada Sistema DHOWS, está diseñado para una aplicación específica. Las distintas presiones en los pozos pueden hacer necesaria el uso de una o dos bombas; y la zona de inyección de agua puede estar por encima o por debajo de la zona de producción. Las condiciones del pozo, fuerzan la separación de los fluidos antes de que sean bombeados.

A continuación, describiremos el equipo de un Sistema DHOWS:

3.2.5.3.1. Hidrociclón

Se encarga de proporcionar la fuerza centrífuga necesaria para mover el agua, cuyo peso específico es mayor que el del petróleo, hacia afuera a medida que se desplaza

hacia abajo. El petróleo, más liviano, es desplazado hacia el centro de baja presión, donde se mueve hacia arriba, en sentido opuesto al agua (Ver Figura 27).

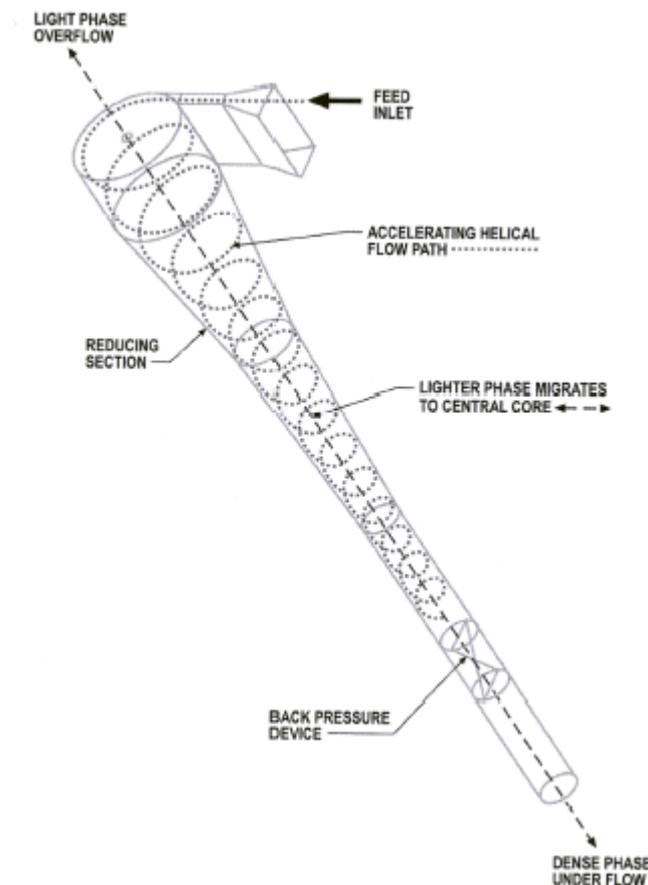


Figura 27

3.2.5.3.2. Bomba Primaria

En los sistemas DHOWS, se pueden requerir una o dos bombas. En un sistema simple, la función de la bomba primaria es:

- Proveer energía potencial para separar el petróleo del agua.
- Proveer energía para disponer el agua y asegurar que el petróleo llegue a superficie.

La bomba primaria puede descargar el total del flujo al hidrociclón o puede aceptar el flujo proveniente del hidrociclón desde la succión de la bomba. Las bombas con descarga en fondo son construidas como un estándar tandem inferior con un pequeño cojinete ubicado al final de la descarga para soportar el peso y empuje del eje por

upthrust. Si la bomba descarga directamente al separador de fondo, se debe colocar un seguro especialmente construido para asegurarlo a la descarga.

La bomba debe ser escogida cuidadosamente y de esa forma no impartir demasiado corte a la mezcla petróleo-agua. Un excesivo corte del fluido incrementa el riesgo de la formación de una emulsión, lo cual impediría una eficiente separación de fondo. Por ello son preferidas las Bombas primarias de flujo mixto a los diseños de flujo radial en sistemas push-through debido a que en los diseños de flujo mixto (Figur 21) se produce un menor corte. Si el fluido corta y emulsiona, entonces es mejor usar un modo pull through en el cual el fluido saliente de los separadores de fondo son bombeados. En general, se podrá tener mayor eficiencia hidráulica en la bomba y en la velocidad específica por etapa (Ver Figura 28).

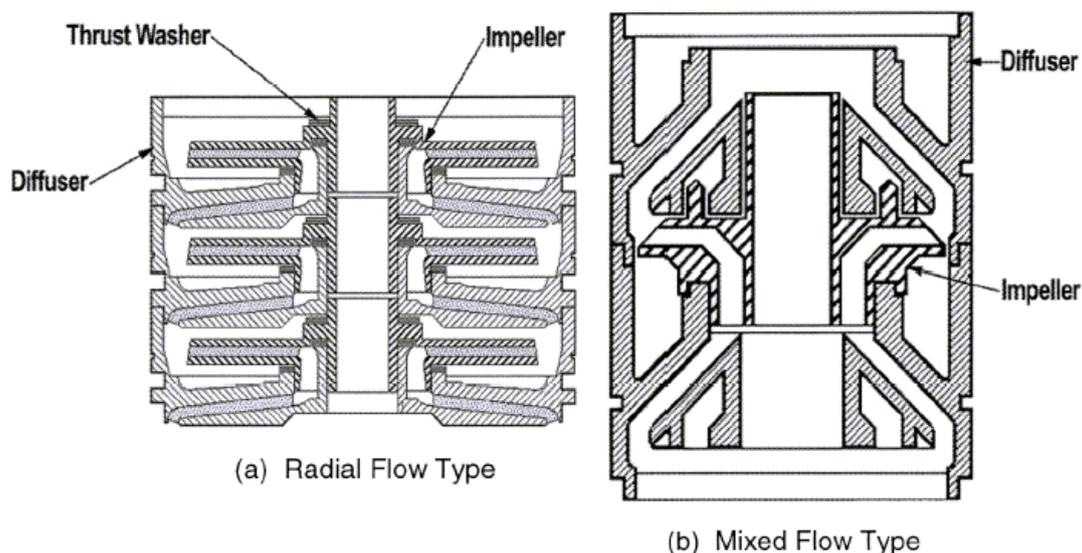


Figura 28

Como en un sistema BES convencional, también se considera la capacidad para el control de gas y resistencia a la abrasión, al escoger un Sistema DHOWS. Las limitaciones en un sistema DHOWS para el control del gas es similar a la de un sistema BES, aunque el sistema es ideal en situaciones de alto corte de agua donde hay excesivo gas libre, usualmente no representa un problema.

La capacidad de control de gas para varios diseños de bombas y para bombas en combinación de separadores de gas, son presentados en la siguiente figura, de la cual se puede ver que una bomba utilizada en conjunto con un separador en tandem es capaz de controlar un mayor porcentaje de gas libre que una bomba estándar. El separador de fondo no puede manejar porcentajes de gas mayores al 5%, por ello en pozos gasíferos, hay que tener extrema precaución para asegurar que el gas sea controlado antes de su ingreso al separador. Generalmente, condiciones gasíferas son atenuadas en un pozo con DHOWS colocando la bomba por debajo de los perforados y/o utilizando el modo push/through (donde el gas es puesto en solución debido al incremento en la presión sobre la bomba).

3.2.5.3.3. Bomba Booster

En algunas aplicaciones de DHOWS, sólo una bomba es insuficiente para proveer suficiente energía para la inyección del agua separada y la producción del petróleo concentrado bajo los requerimientos de presión de cabeza. Para estos casos, es necesario agregar una bomba Booster para generar un TDH adicional, ya sea para la producción del petróleo concentrado o para la disposición del agua separada, dependiendo de la configuración DHOWS optada.

Nota: En sistemas de dos bombas/un motor, las bombas rotan en direcciones opuestas.

Cuando se escoge las bombas Booster en tales sistemas, asegurarse que la rotación de la bomba Booster sea opuesta a la rotación de la bomba primaria.

3.2.5.3.4. Motor

Con algunas modificaciones, el motor usado tanto en aplicaciones DHOWS como en instalaciones BES convencionales, es el mismo. Para un sistema de un motor con bombas de descarga de fondo, el motor es un tandem superior que requiere de una

modificación en su base y en su eje. El motor girará dependiendo del sentido de giro de la bomba, sin embargo para sistemas de dos motores, el motor superior es un estándar y funciona encima del motor inferior, conectados con un aislador.

3.2.5.3.5. Sellos

En los sistemas BES convencionales, la sección sellante conecta el eje del motor al eje de la bomba o al eje del separador de gas. El Sello tiene cuatro funciones fundamentales:

- Permite la expansión del aceite del motor.
- Ecuiliza la Presión interna del motor con la presión externa (del anular).
- Aísla al motor de los fluidos del pozo.
- Absorbe el empuje de la bomba.

Para los sistemas DHOWS se usa una sección sellante estándar que cumple las funciones anteriormente descritas y como controlador (Ver Figura 29).

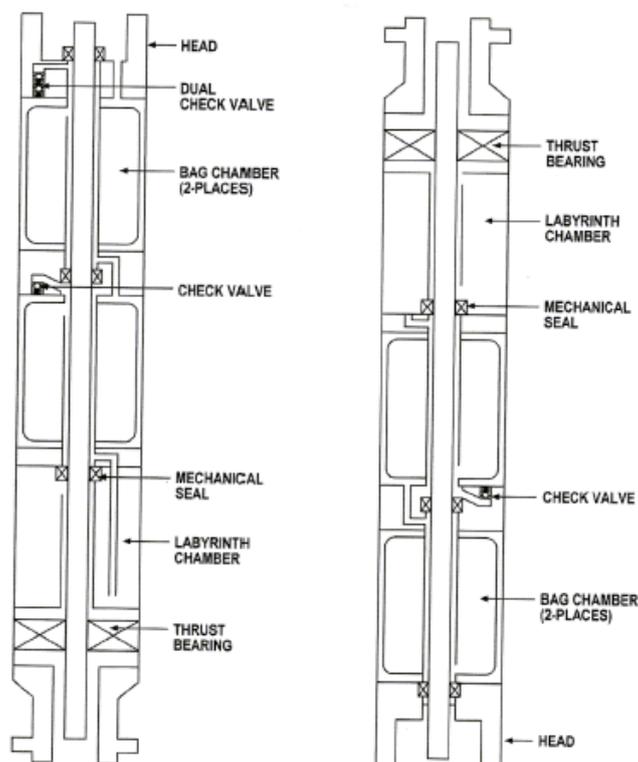


Figura 29

3.2.5.3.6. Tubos bypass para el Petróleo

Muchas configuraciones de los sistemas DHOWS, requieren de tubos capilares para bypassar al petróleo concentrado saliente del hidrociclón para la descarga. Alternativamente, en algunas configuraciones los tubos pueden bypassar el agua obtenida del hidrociclón y pueda ser inyectada. Un máximo de tres tubos de pequeño diámetro son configurados en paralelo para acomodar el rate de flujo requerido. El ID de cualquier tubo capilar en particular es determinado por el espacio anular (Ver Tabla 10).

OD, in. (mm)	Wall Thickness, in. (mm)	ID, in. (mm)	Q, b/d (m ³ /d)
1/4 (6.4)	0.035 (0.89)	0.180 (4.57)	60 (9.5)
3/8 (9.5)	0.035 (0.89)	0.305 (7.75)	172 (27.3)
1/2 (12.7)	0.035 (0.89)	0.430 (10.9)	341 (54.3)
5/8 (15.9)	0.035 (0.89)	0.555 (14.1)	569 (90.4)
3/4 (19.1)	0.049 (1.24)	0.652 (16.6)	785 (124.8)
7/8 (22.2)	0.065 (1.65)	0.745 (18.9)	1025 (162.9)
1 (25.4)	0.065 (1.65)	0.870 (22.1)	1398 (222.2)
1-1/4 (31.8)	0.065 (1.65)	1.120 (28.4)	2316 (368.3)
1-1/2 (38.1)	0.065 (1.65)	1.370 (34.8)	3466 (551.0)
1-3/4 (44.5)	0.083 (2.11)	1.584 (40.2)	4633 (736.6)
2 (50.8)	0.083 (2.11)	1.834 (46.6)	6211 (987.4)

Tabla 10

La siguiente ecuación puede ser usada para determinar el máximo flujo disponible para cada tubo, basado en límite de velocidad recomendado de 22 ft/s para las tuberías de cualquier diámetro:

$$Q_{\max} = C [OD_t - 2(WT_t)]^2$$

where, Q_{\max} = maximum rate per tube, b/d (m³/d)

OD_t = tubing outside diameter, in (mm)

WT_t = tubing wall thickness, in (mm)

C = conversion factor

To calculate Q_{\max} in b/d, enter tubing dimensions in inches and set $C = 1846.5$. To calculate Q_{\max} in m³/d, enter tubing dimensions in millimeters and set $C = 0.455$.

La velocidad de fluido en los tubos de bypass es una consideración importante y determina que tipo de tubería se debe usar. La principal preocupación es la erosión en la tubería si es que hay sólidos presentes. Otros factores que pueden influir en la selección de la tubería incluyen las presiones y temperaturas extremas y la presencia de corrosivos.

3.2.5.3.7. Manifold para Bypass

Es usado en un sistema simple de descarga de bomba de fondo cuando el sello de alta presión no es necesario, pues en este caso la tubería de bypass es terminado en un manifold para bypass especialmente construido. El Manifold para bypass tiene una conexión fijada al perno de la sección sellante y también se conecta con los tubos capilares, con los hilos de este.

3.2.5.3.8. Tubería de Inyección

Se encarga de llevar el agua a la zona de inyección. Generalmente se usa tubería de producción estándar, para mantener la velocidad del fluido en tubería menor a 4 m/s. Esta es conectada directamente al final del separador o a la descarga de la bomba, según sea el caso; un conjunto de sellos o conector sellante puede ser colocado debajo de la tubería de inyección, para conectarse al packer de aislamiento.

3.2.5.3.9. Packers

Pueden ser instalados encima o debajo del sistema DHOWS para anclar la sarta de tubería y proveer una aislación de presión y flujo en las zonas de producción inyección, dependiendo de la configuración del sistema. El uso de los packers dependerá de su aplicación tales como:

3.2.5.3.9.1. Aislación en fondo (Zona de inyección debajo de la zona productora)

Pueden ser permanentes o removibles, dependiendo de la necesidad de ganar acceso al intervalo ubicado debajo del packer para algún trabajo de workover y el costo relativo de moler y reemplazar el packer (Ver Tabla 11).

Tipos de Packer	Ventajas	Desventajas
Packers de activación Hidráulica	<p>Sentado con la Sarta; no requiere de cargas adicionales para sentar con wireline.</p> <p>Fácil colocado con la presión aplicada.</p> <p>Apropiado para pozos desviados.</p> <p>El Packer debe ser probado luego de su sentado, para verificar la hermeticidad contra el casing.</p>	<p>Baja velocidad en la bajada e instalación, incrementan el tiempo de la plataforma comparado con la instalación con wireline.</p> <p>Menos exactitud en la ubicación del packer, confiando en las medidas de los tubos para sentar al packer, ello puede complicar la operación en lugares cercanos a los intervalos.</p> <p>Para una mejor exactitud, se le puede colocar un CCL en la sarta.</p>
Packers de Sentado con Wireline	<p>Colocación exacta del packer, es normalmente corrido con un CCL para encontrar los casing collars en la sección donde el packer será sentado, reduciendo la posibilidad de falla en el packer.</p> <p>La velocidad de corrida es de 5000 ft/hr, ahorrando tiempo de operación en la plataforma.</p> <p>Seguro para el reservorio, pues el pozo no necesita ser matado.</p>	<p>No puede ser probado a presión luego de su sentado, pues no hay una vía directa para verificar la integridad de la presión.</p> <p>Se necesita una unidad de wireline adicional a la plataforma, elevando los costos.</p> <p>Dificultad para el sentado en pozos altamente desviados.</p>
Packers de activación Mecánica	<p>Corrido con la tubería, no se necesita un equipo de wireline adicional.</p> <p>De simple instalación, con la manipulación de la tubería.</p> <p>El packer puede ser sometido a pruebas de presión luego de su sentado para verificar su adherencia y hermeticidad al casing.</p> <p>Relativamente barato.</p>	<p>Baja velocidad en la bajada e instalación, incrementan el tiempo de la plataforma comparado con la instalación con wireline.</p> <p>Menos exactitud en la ubicación del packer.</p> <p>Dificultad de sentado en pozos altamente desviados.</p> <p>Limitado a aplicaciones relativamente someras.</p>

Tabla 11

3.2.5.3.9.2. Aislación superior (Zona de inyección por encima de la zona productora)

Se usa un packer para dos sartas de tubería, ubicado encima del intervalo de inyección y es usado para controlar el flujo en el sistema de separación y devolverlo a la zona de inyección. Un packer simple para una sarta de tubería es colocado entre la zona de inyección y la zona productora. La sarta primaria del packer de sarta doble, es usada como un conductor para los fluidos del wellbore productor hacia el sistema DHOWS. La sarta secundaria es usada para conducir el agua separada hacia la zona de inyección. Estos packers son generalmente colocados con tubería a presión y retirados en el pulling en la sarta de tubería. Los packers para doble sarta, son ubicados con presión hidráulica y no requieren de la rotación de la tubería, pues esta puede ocasionar daño en el cable de potencia y en las líneas de control.

3.2.5.3.10. Dispositivos de control de flujo

3.2.5.3.10.1. Válvula Hidráulica de Orificio Ajustable (Hydraulic Adjustable Orifice Valve o HAOV)

Está diseñado como un choke de fondo que puede ser ajustable en un amplio rango para controlar el flujo de inyección. El HAOV requiere de líneas hidráulicas conectadas a la superficie para la activación.

3.2.5.3.10.2. Válvula de Control para pérdida de fluidos (Fluid Loss Control Valve o FLCV)

Está ubicado debajo del packer para una sarta de tubería simple; usa una válvula de bola para cerrar la zona de inyección o producción (dependiendo del tipo de configuración) y previene cualquier pérdida de fluido o un flujo en reversa en caso de un pulling. Es operado mecánicamente por medio de un tubo montado en el conjunto sellante.

3.2.5.3.10.3. Válvula Check para inyección

Este dispositivo mantiene la presión en una sola dirección y debe ser usado justo debajo del puerto de inyección del sistema DHOWS para prevenir el flujo en reversa desde la zona de inyección, en caso de que la bomba se pare por alguna razón.

3.2.5.3.11. Protectores de cable

Protegen el cable de potencia y lo sujetan a la tubería. Las abrazaderas del cable o “carachamas” son instaladas en las juntas o coples de la tubería. Cada abrazadera de cable está diseñada para asegurar los cables requeridos para una instalación DHOWS, incluyendo las líneas hidráulicas y las líneas de señal.

3.2.5.3.12. Bandas de cable o flejes

También son usadas para sujetar el cable de potencia a la tubería de producción, motor, sello y bomba (según sea la configuración).

3.2.5.3.13. Centralizadores

A veces usados en Aplicaciones DHOWS para mantener el equipo centrado en el pozo, especialmente en pozos desviados, para eliminar el daño externo y asegurar una adecuada refrigeración en el equipo de fondo.

3.2.5.3.14. Equipos de Superficie

Típicamente se constituyen de un transformador reductor, un VSD y un transformador elevador.

3.2.5.3.15. Sensores de Fondo

Típicamente muestran una serie de valores, tales como la Presión de Succión, Presión de Descarga, Temperatura en la Succión, Temperatura del motor, vibración, etc. , que permiten un mejor monitoreo del funcionamiento del equipo de fondo.

Por otro lado, el Sistema DHOWS presenta diversas configuraciones, las mismas que son empleadas según las características y condiciones que presente el pozo.

- Configuración 1

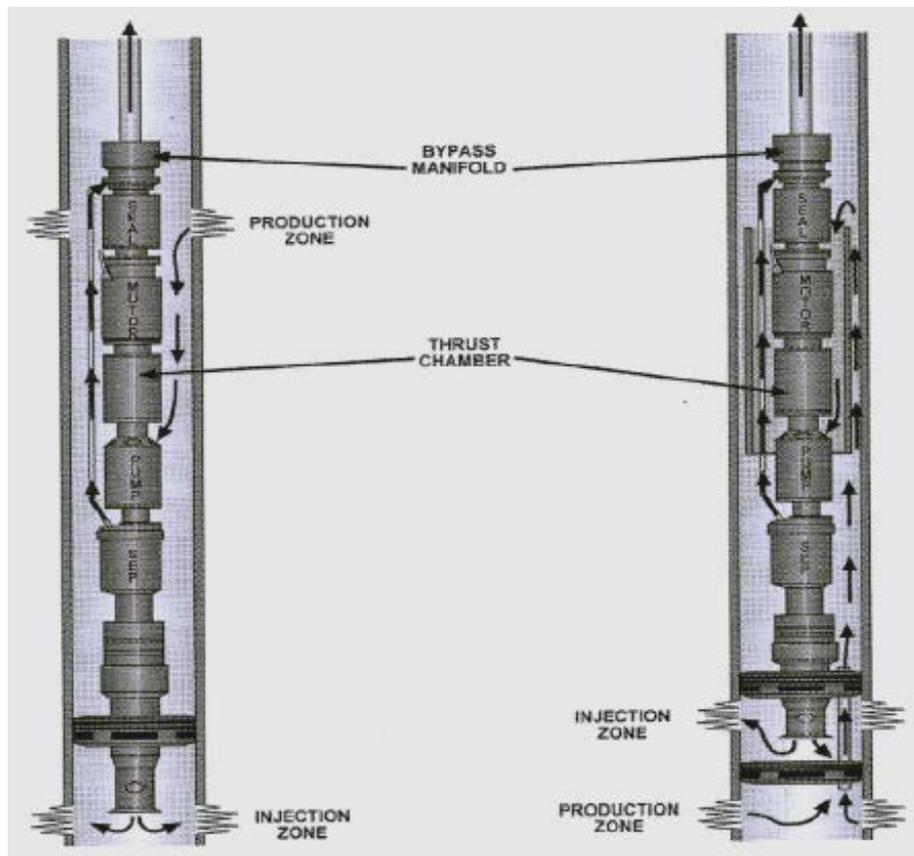


Figura 30

Usos	Ventajas	Desventajas
Esta configuración es usada, cuando la presión del fluido concentrado saliente del separador, es lo suficientemente alta como para llegar a superficie.	Instalación menos compleja, con un costo mínimo.	Para zonas de poca inyectividad, se debe usar tubería de producción para altas presiones.

Tabla 12

- Configuración 2

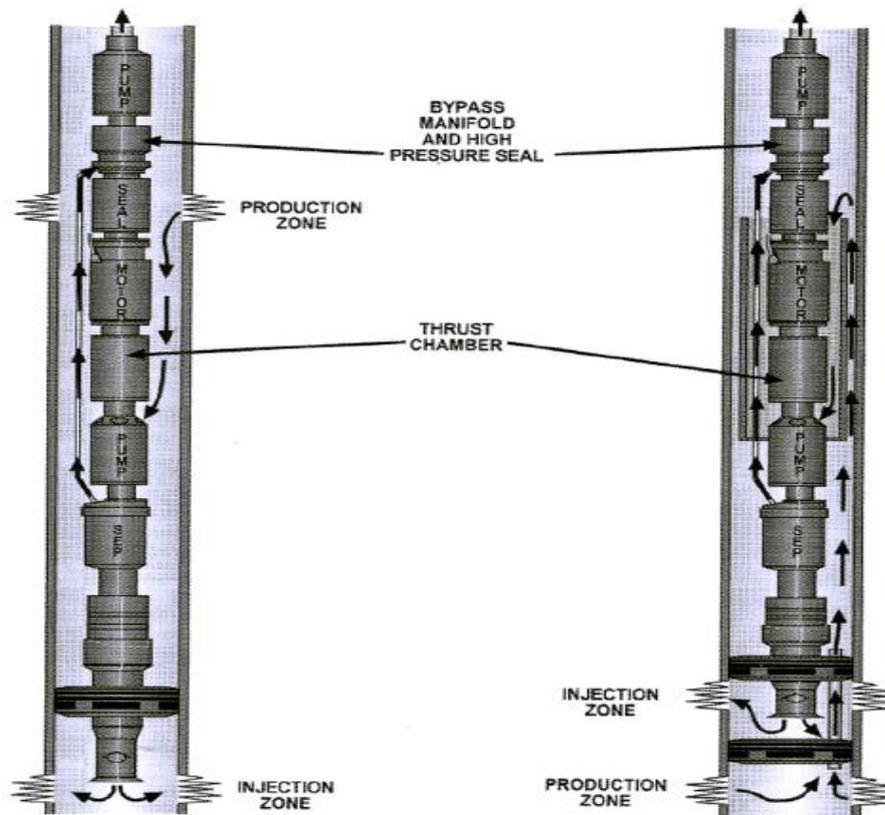


Figura 31

Usos	Ventajas	Desventajas
Esta configuración es usada, cuando la presión del fluido concentrado saliente del separador, no es lo suficientemente alta como para llegar a superficie.	En algunos casos, es necesario descargar al pozo, y con la ayuda de una bomba superior, se puede lograr.	Requiere de una bomba de rotación inversa. Es decir, si la bomba superior es de giro horario, la bomba inferior deberá ser de giro antihorario

Tabla 13

- Configuración 3

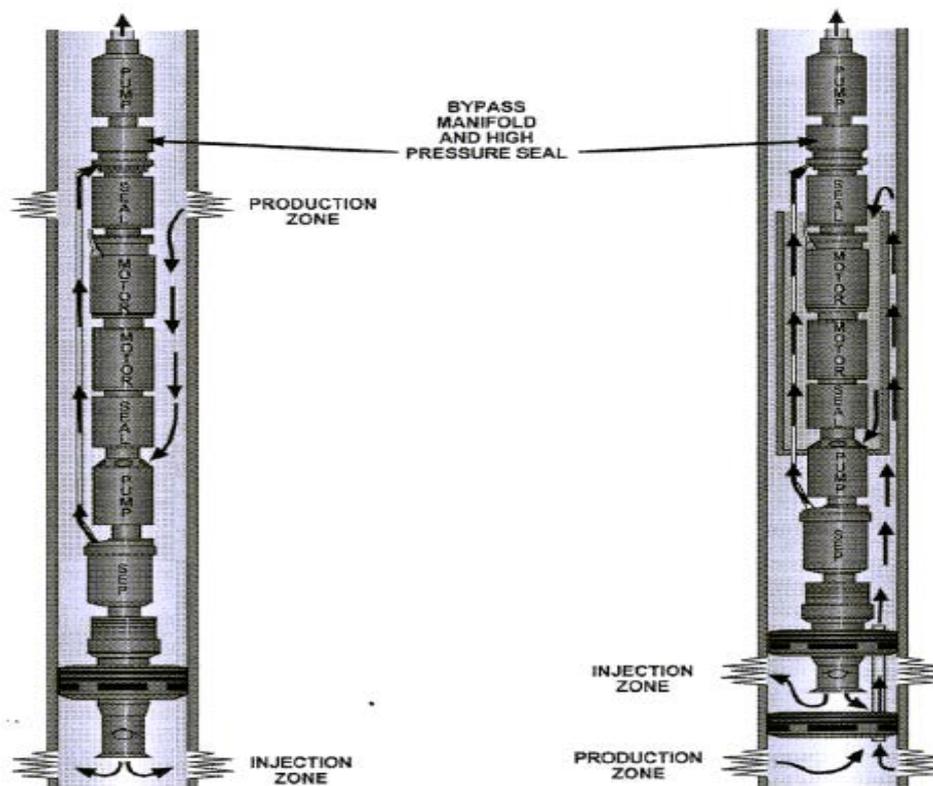


Figura 32

Usos	Ventajas	Desventajas
Esta configuración, usa dos motores independientes, que maximiza el control en superficie y permite operar al equipo en un amplio rango de condiciones.	Provee de un amplio rango operativo y maximiza el control en superficie.	Es una configuración más compleja y costosa

Tabla 13

- Configuración 4

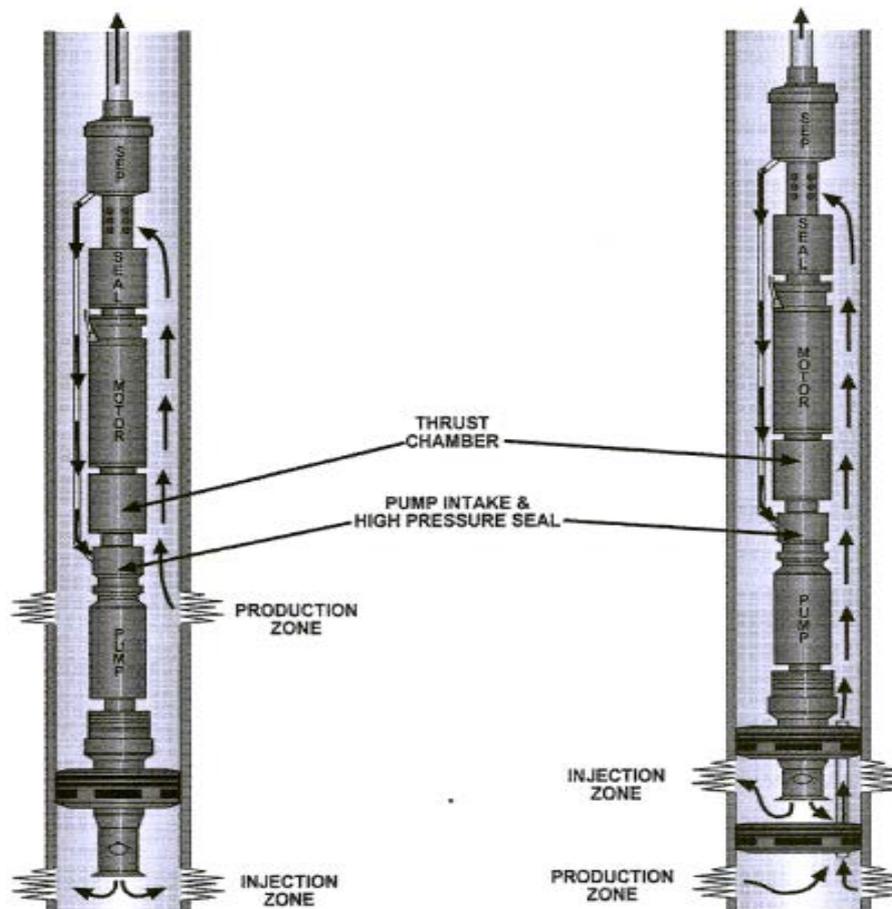


Figura 33

Usos	Ventajas	Desventajas
Es usado sólo cuando existe la presión de producción suficiente, como para empujar el fluido por el separador, y que el fluido concentrado llegue a superficie.	Previa separación, minimiza el corte del fluido, evitando su emulsificación	Las altas tasas de producción, y el agua separada debe ser bypassado. La Eficiencia de la separación es negativamente afectada por la entrada de gas libre en la succión.

Tabla 14

- Configuración 5

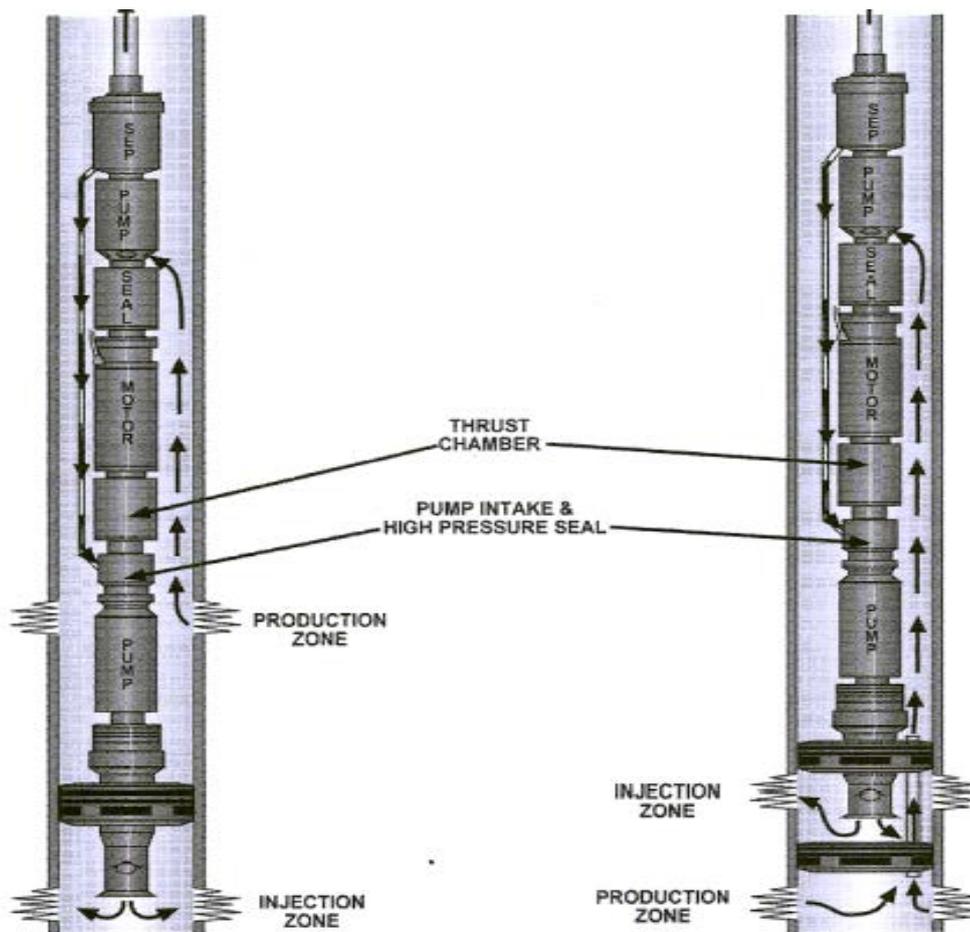


Figura 34

Usos	Ventajas	Desventajas
El fluido producido, entra a la bomba superior antes que al separador. Esta bomba debe incrementar la presión en el separador, lo suficiente como para que el fluido concentrado llegue a superficie.	Minimiza la presión en superficie y la potencia, para aplicaciones donde la presión de inyección es relativamente alta, para la presión de descarga de la bomba primaria.	Los altos rates, y el agua separada, deben ser bypassados.

Tabla 15

- Configuración 6

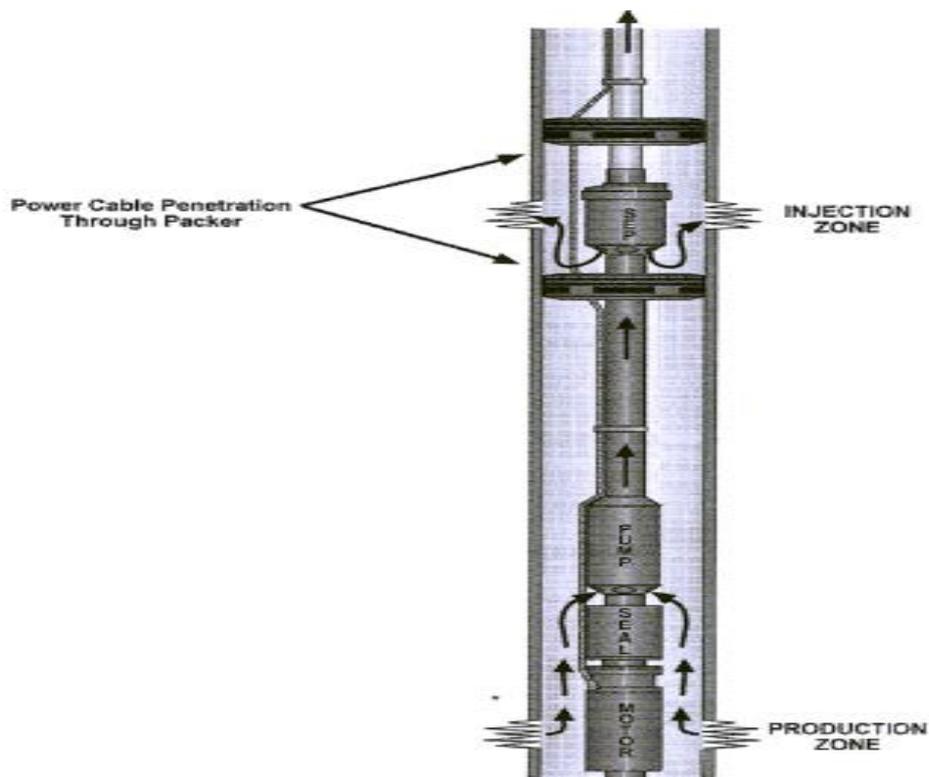


Figura 35

Usos	Ventajas	Desventajas
Esta configuración no requiere de tubos para bypass. Puede ser usado cuando la zona de inyección está sobre la zona productiva. La parte BES del equipo DHOWS, es exactamente igual a un típico equipo BES.	Permite tener bajas presiones de fondo y no importa cuan alto este la zona de inyección sobre la zona productora.	Instalación compleja, requiere que el cable de potencia, pase por los dos packers.

Tabla 16

3.2.6. Descripción de las Alternativas de Completación para Controlar la formación del Cono

Para controlar la conificación, se puede recurrir a una combinación de los métodos anteriormente explicados, como en reservorios donde sólo queda una delgada columna de petróleo remanente, la conificación puede ocasionar que se abandonen grandes cantidades de petróleo. Produciendo grandes cantidades de agua de un

intervalo estrecho de los perforados en el tope de una zona, puede mejorar el recobro, pero muchas veces puede reducir la productividad.

Los pozos horizontales han sido usados para reducir la tendencia de la conificación, manteniendo tasas de producción en un nivel económico. Los Sistemas DHOWS pueden ser utilizados para reducir la producción de agua a superficie a través de la reinyección, como se muestra en la Figura 36.

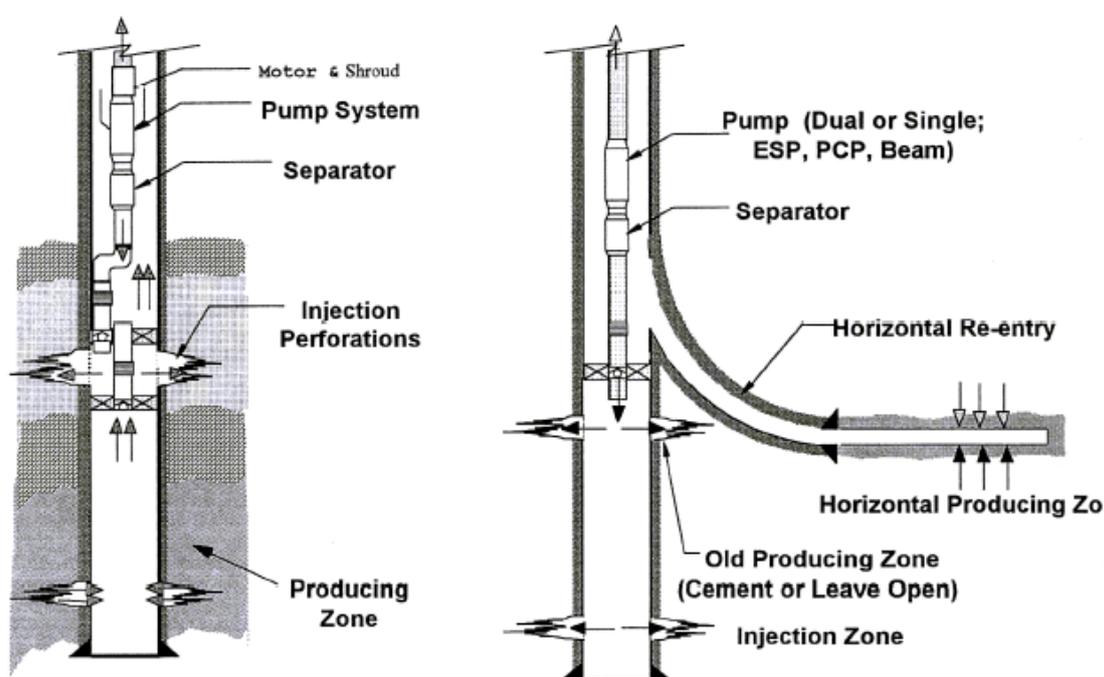


Figura 36

Otros métodos a considerar son los de Supresión del Cono, o Cono inverso. Se realiza un conjunto de perforaciones en la zona de petróleo en la que tiende a formarse el cono, mientras que se hace otro conjunto de perforaciones en la zona de agua, para suprimir el cono.

La supresión del cono funciona de muchas maneras como dos pozos convencionales que desarrollan un límite de no-flujo a cierta distancia de ellos. En este punto, las moléculas del fluido tienen el mismo potencial hacia los perforados una vez que se

vuelven inmóviles. Teóricamente, en la misma manera, la teoría de Well Testing crea una frontera de no-flujo a una distancia L desde el pozo, ubicando un pozo imagen, produciendo a un mismo régimen a una distancia $2L$ del pozo original. Este mismo concepto debería ser cierto entre los dos sets de perforados; sin embargo, los efectos del wellbore cercano, permeabilidad relativa y los efectos en las variaciones de la permeabilidad, lo hace muy difícil para predecir las tasas de producción necesarias.

3.2.6.1. Método de supresión del Cono o Cono Inverso Simple

Consiste en que el fluido es retraído de la zona de petróleo y la zona de agua. En este caso, un sistema DHOWS no es requerido, conceptualmente sólo un diseño de bombas duales, como se muestra en la Figura 37a.

En la supresión del cono, se hace crítico que el intervalo inferior produzca a una tasa donde sólo el agua sea producida. El agua producida puede ser inyectada en una zona de disposición o en la misma formación siempre cuando esta se encuentre con una barrera semicontinua.

Simulaciones realizadas por Kjos (1995) demostraron el potencial del método de Supresión del Cono para mantener los niveles de la tasa de producción por períodos largos de tiempo. La aplicación de este trabajo fue reportada por Swisher para Hunt Petroleum en el campo Nebo-Hemphill en LaSalle Parish en Louisiana.

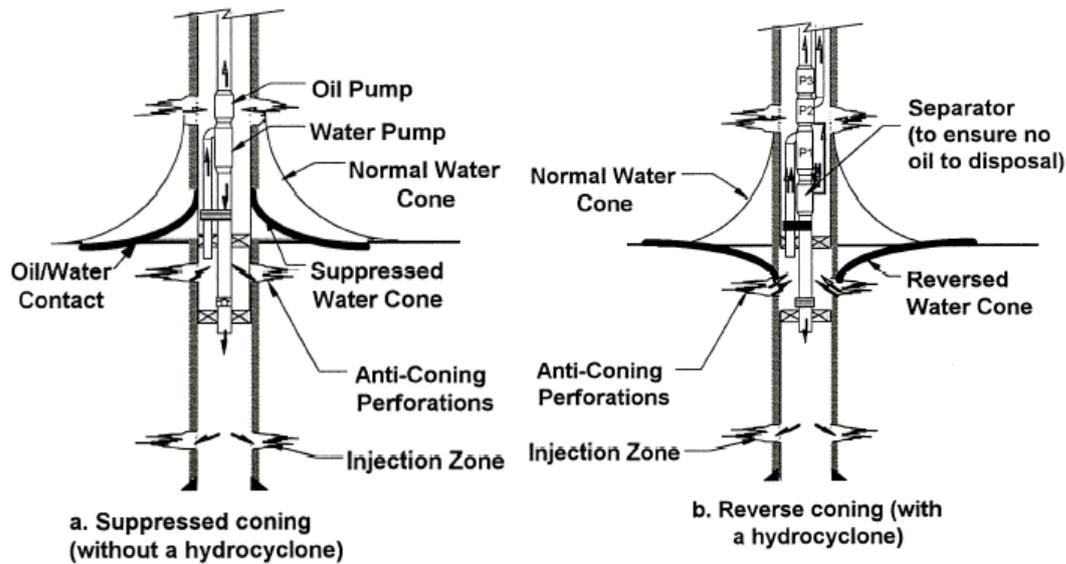


Figura 37

3.2.6.2. Método del Cono inverso con DHOWS

Es ligeramente diferente que el método de supresión del cono descrito anteriormente en que el rate del intervalo inferior se hace lo suficientemente grande para permitir la producción de agua limpia (Ver Figura 37b). Esto pudiese ocasionar un daño en la zona de inyección y resultar en pérdida de reservas. La siguiente figura muestra la idea conceptual de cómo instalar un sistema DHOWS para poder revertir el cono. Conceptualmente una bomba P3 produce petróleo de los perforados superiores, mientras que la bomba P1 bombea el agua producida por debajo del contacto agua-petróleo para luego pasar por el separador de fondo, el agua es inyectada en una formación de disposición mientras que el petróleo es llevado a la superficie. La bomba P2, bombea una mezcla de petróleo y agua concentrada hacia la superficie.

CAPITULO 4: LINEAMIENTOS PARA LA COMPLETACIÓN DE POZOS CON ALTO CORTE DE AGUA EN LA SELVA PERUANA

4.6. Ubicación del Área de Estudio.

El Presente Estudio, está dirigido para aplicaciones en los campos petroleros de la Selva Norte Peruana, en los departamentos de Loreto, Ucayali, Amazonas y San Martín, los mismos que pertenecen principalmente a la Cuenca Marañón, Cuenca Ucayali y algunos a la Cuenca Santiago.

Los campos pertenecientes a estas cuencas, presentan condiciones similares, por lo que la experiencia ganada en los lotes 1ab y 8 sirven de mucho para el desarrollo de nuevos campos de la zona.

Finalmente, dadas las condiciones de operación, las normas legales y ambientales , la disposición de agua en estas zonas siempre ha representado un problema, por lo que se busca reducir la producción de agua de una manera que afecte lo menos posible la producción de petróleo y así llevar las operaciones de una manera económicamente viable.

4.7. Selección de los tipos de Reservorios a ser Evaluados.

Los reservorios de petróleo ubicados en el área de estudio, son principalmente Casablanca, Vivian y Chonta, los cuales presentan en su mayoría un mecanismo de empuje de agua, por lo mismo que siempre tienen problemas con la producción de agua.

4.8. Gráficos de Diagnóstico para el Control de Agua.

Las razones, por las que es importante realizar un buen diagnóstico, es para seleccionar los pozos que podrían necesitar un sistema de control de agua, para determinar el problema de agua y seleccionar una forma de control, y para localizar el punto de entrada del agua en el pozo y dar una aplicación en el lugar correcto.

Mediante esta evaluación integral es posible diferenciar si existe un problema de conificación o canalización del agua en los pozos. Este criterio se utiliza para un análisis preliminar del tipo de problema de producción de agua, asociado a cada uno de los pozos productores de los diferentes campos.

Las gráficas usualmente usadas para realizar este tipo de análisis son:

4.8.1. Producción de petróleo, agua y gas en función del 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 petróleo en forma casi simultánea (Ver Figura 38).

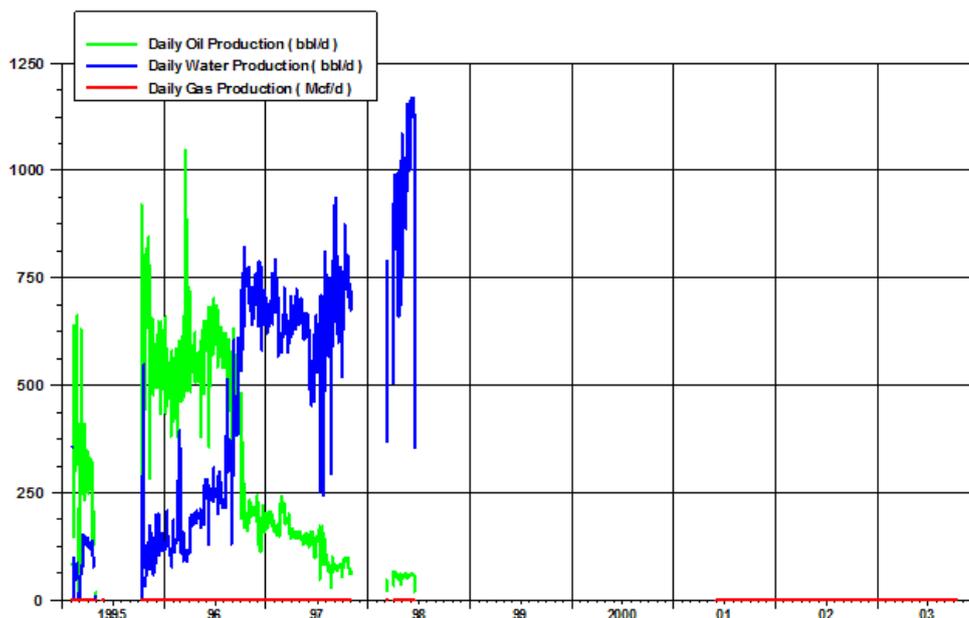


Figura 38

4.8.2. El corte de agua en función del tiempo.

Vea la Figura 39



Figura 39

4.8.3. WOR (relación agua-petróleo) y su derivada en función del tiempo.

Estos gráficos, sirven para determinar el tipo de problema específico, estableciendo comparaciones con los esquemas de comportamiento conocidos. El gráfico, es un plot log-log, del WOR vs el tiempo, desarrollado a partir de simulaciones numéricas y experiencias de campo.

El primer gráfico indica la existencia de flujo a través de una falla, fractura o canal detrás del revestidor. El segundo gráfico, indica el flujo de agua marginal, mostrando un rápido aumento en el momento de la invasión, seguido de una línea recta. En el caso de múltiples capas, la línea puede presentar una forma escalonada dependiendo de los contrastes de permeabilidad de la capa. En el tercer gráfico, se muestra un aumento gradual del WOR, indicando la conificación de agua temprana en la vida del pozo. Una vez estabilizado el cono, la curva del WOR empieza a asemejarse a la de flujo marginal. Para mayor entendimiento, Vea la Figura 40.

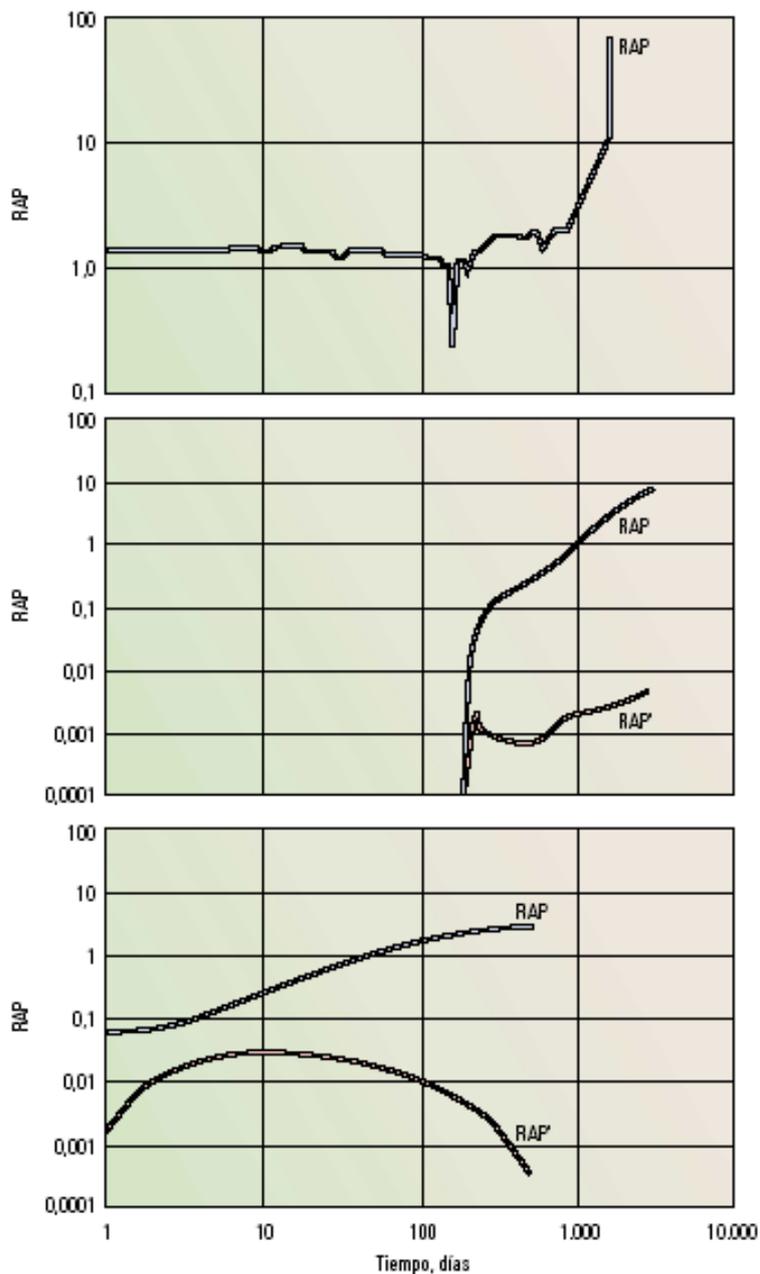


Figura 40

4.8.4. WOR versus Np (la producción de petróleo acumulada)

Si el WOR extrapolado alcanza el límite económico, cuando el petróleo producido acumulado alcanza las reservas recuperables esperadas, significa que el pozo produce un nivel de agua aceptable y no necesita un sistema de control.

Si este valor es mucho menor que las reservas recuperables esperadas, significa que el pozo produce agua no aceptable. De existir suficientes reservas para compensar el costo de la intervención, se debería considerar alguna medida de reparación.

Vea la Figura 41.

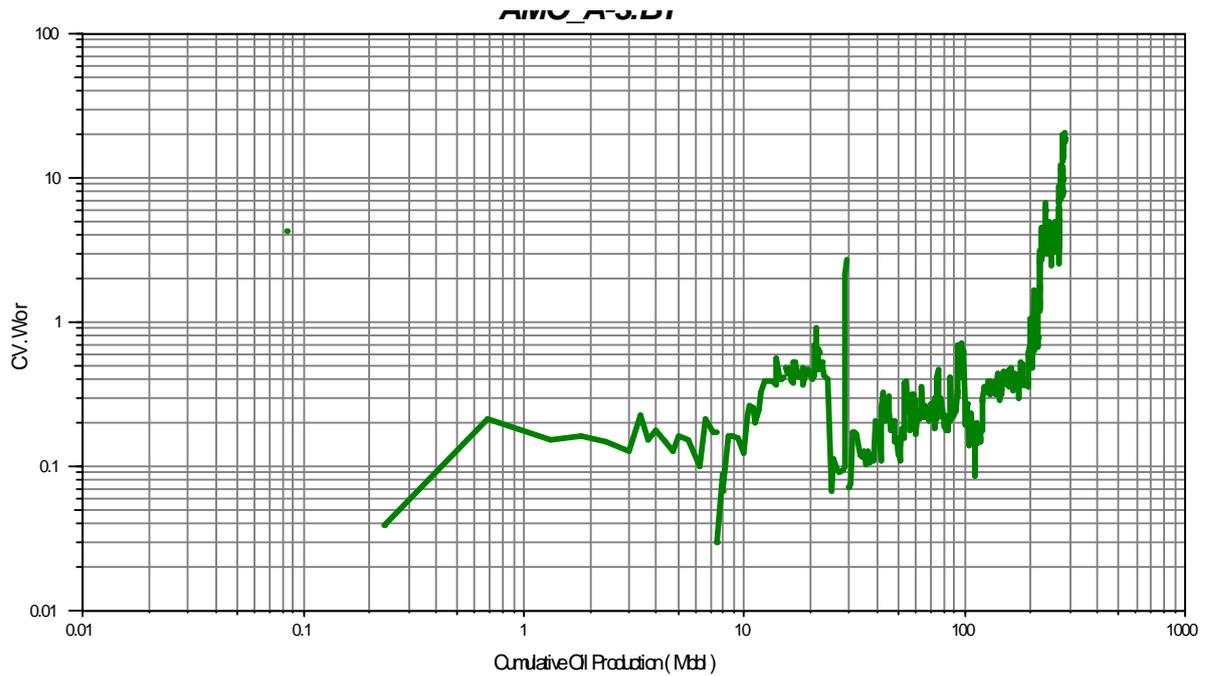


Figura 41

4.8.5. Las curvas de declinación de producción del petróleo.

El agotamiento normal, produce una curva tendencia recta, mientras que una declinación pronunciada indica otro problema, como por ejemplo la disminución severa de la presión o el aumento del daño (Vea la Figura 42).

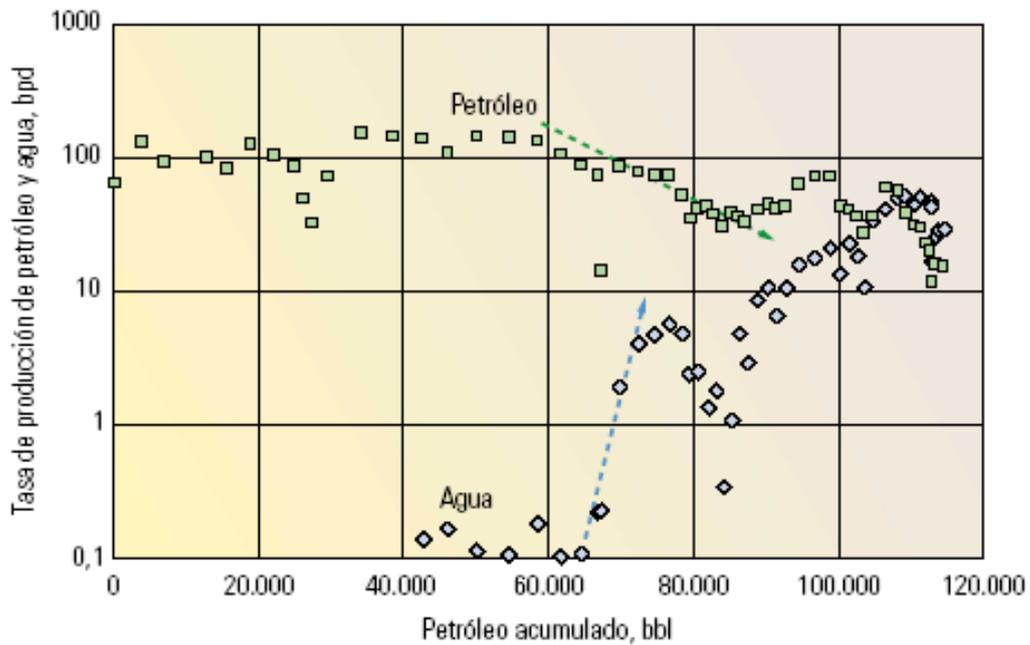


Figura 42

4.9. Evaluación de las Alternativas de Completación.

4.9.1. Campos Nuevos: Implementación de Sistemas ICD e ICV en Pozos Horizontales

El análisis que involucra el estudio de una tecnología en un campo nuevo debe ser esencialmente analizado en forma global, es decir la implementación en cada pozo que se va a perforar para su desarrollo buscando un número de óptimo de pozos, así como también el pozo tipo óptimo para su configuración. Para esto basándonos en estudios previamente realizados por las compañías operadoras en la Selva Norte se definirán como un desarrollo óptimo la construcción de pozos horizontales, en la cual se analizarán la implementación de las tecnologías de las válvulas ICD e ICV, observando principalmente su efecto en el tiempo de irrupción, producción de agua, y factor de recuperación.

Se opta por los pozos horizontales, pues permiten tener un mayor contacto con el intervalo productor, resultando en una mayor producción a un menor drawdown. Sin embargo, este tipo de pozos no son ajenos al problema de Conificación. Un pozo horizontal, con una Completación convencional, el influjo en el pozo es mayor en el talón por lo que el agua se mueve rápidamente hacia el talón. Este fenómeno resulta en petróleo bypassado. Un pozo horizontal completado con ICDs creará un patrón de influjo uniforme hacia el pozo, así empuja al agua uniformemente hacia el pozo. Vea la

Figura 43



Figura 43

Los Sistemas ICDs, son usados para homogenizar el influjo del agua dentro del segmento horizontal, de tal forma que el influjo se produzca de una forma uniforme (Vea la Figura 44).

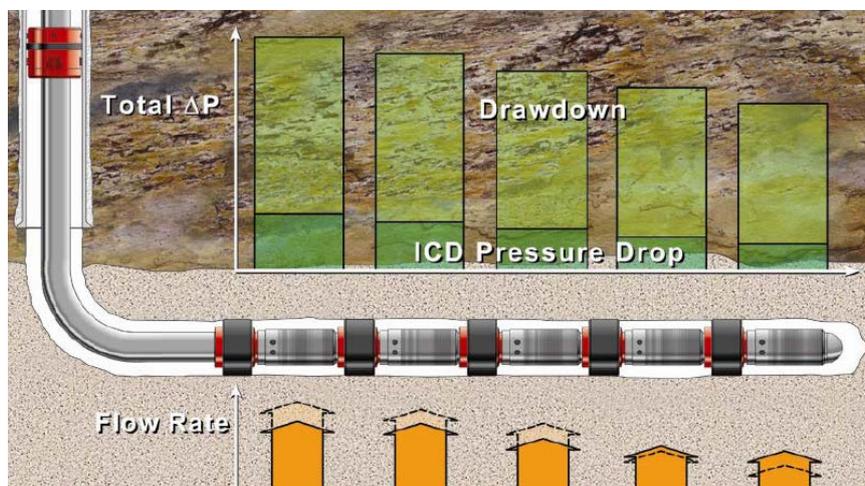


Figura 44

Los Sistemas ICVs, son usados para controlar el flujo dentro del segmento horizontal (Ver la Figura 45)

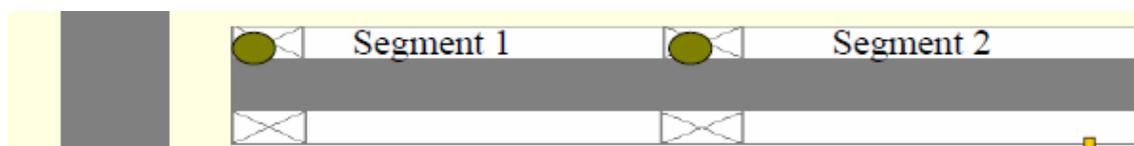


Figura 45

Es por ello que una completación puede ser ahora diseñada con un sistema combinado de ICDs e ICVs, para maximizar la recuperación de petróleo, incrementando la longitud del segmento horizontal del pozo y aliviando los riesgos de conificación de agua. Esto también puede reducir el número de pozos requeridos para una recuperación eficiente de hidrocarburos en el reservorio, reduciendo los costos de desarrollo del campo.

La implementación de Sistemas ICD e ICV, aún no se ha implementado en los campos de nuestra Región, por lo que se recurrirá a casos históricos que nos ayudarán a comprender el efecto de esta tecnología sobre el control de agua.

Posteriormente, se procederá a simular las condiciones de un pozo horizontal, dentro de un modelo con las características de los reservorios peruanos, que nos servirá para saber con exactitud en que punto del pozo se requerirá de estos dispositivos de control de flujo, con la finalidad de controlar el influjo de agua.

4.9.2. Campos Maduros

Principalmente el análisis que se realiza para la aplicación de esta tecnología es individual, por tanto se le hace un estudio a cada pozo y la factibilidades que se tiene para la instalación de cada una de las tecnologías, por tanto se verá el estudio en un pozo tipo anteriormente ya descrito observando las ventajas y desventajas que a tenido en su aplicación.

Para estas aplicaciones, hay que considerar la Teoría de inyectividad, la cual es importante para Aplicaciones de DHOWS, Cono inverso y Modificadores de Permeabilidad Relativa.

La Técnica generalmente usada es el Plot de Hall, que es una técnica para la interpretación de datos de un pozo inyector. El objetivo es sacar conclusiones respecto al efecto Skin o daño en la inyección de agua.

Buell, estudió los efectos las aplicaciones del Gráfico de Hall para la inyección de agua y la inyección de polímeros. Para el Plot se requiere la presión de inyección de fondo promedio (la presión de inyección de cabeza también puede ser usada, si es correctamente transformada a presión de fondo, considerando la presión hidrostática y las pérdidas por fricción en la tubería), la Presión de Reservorio (P_r), volúmenes de inyección mensual y los días de inyección por mes.

El procedimiento asume:

- Ha ocurrido el llenado de gas (GOR ha colapsado).
- $M=1$
- La inyección está en estado estable.

La tasa de inyección, puede ser expresada de la siguiente manera:

$$i_w = \frac{0.00707 * k * h * (P_{wi} - P_r)}{\mu * [\ln(r_e/r_w) + S]}$$

En este punto, se asume que k , h , μ , r_e , r_w , y S son constantes, de esa forma la

Ecuación se reduce a:

$$i_w = C * (P_{wi} - P_r)$$

$$C = \frac{0.00707 * k * h}{\mu * [\ln(r_e/r_w) + S]}$$

Arreglando la ecuación, obtenemos :

$$P_{wi} - P_r = \frac{i_w}{C}$$

Integrando ambos términos respecto al tiempo:

$$\int (P_{wi} - P_r) dt = (1/C) * \int i_w dt$$

Resolviendo la integral, obtenemos:

$$\int (P_{wi} - P_r) dt = W_i/C$$

Donde W_i : es el volumen de agua inyectado acumulado en un tiempo t , en bbls.

Los parámetros que dan forma a C (la pendiente de la gráfica), son constantes pero si estos varían, la pendiente también lo hará. De esta forma se pueden notar los cambios que se dan en las condiciones de inyección, ya sea por taponamiento o restricciones

que ocurren gradualmente durante la inyección, el efecto resultante es un gradual incremento en el daño (S). Si el daño se incrementa, C decrecerá y en consecuencia la pendiente aumentará. De igual forma, si S decrece, es quizás debido a la formación de una fractura causada por un exceso de presión durante la inyección (Vea la Figura 46).

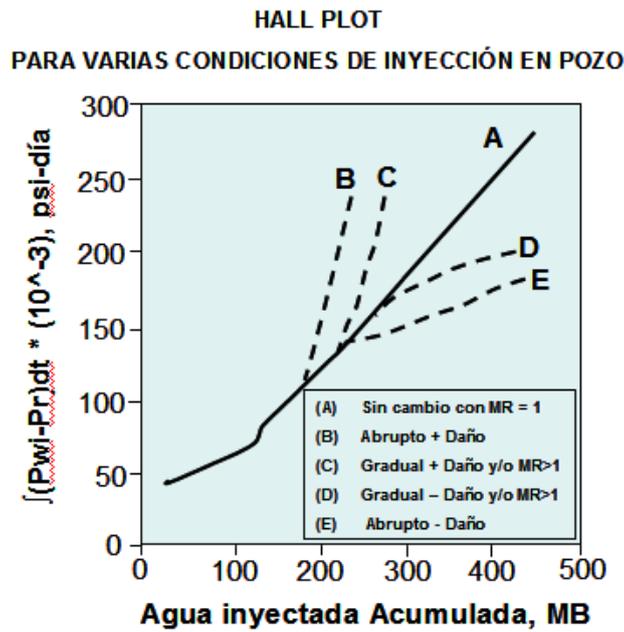


Figura 46

La parte más difícil del desarrollo de este Plot, es la evaluación de la función integral de la presión, pero esta función puede ser resuelta a través de sumatorias para un intervalo de tiempo dado (ya sea mensual, anual, etc.) y trabajando con Presiones promedio (Vea la Figura 47).

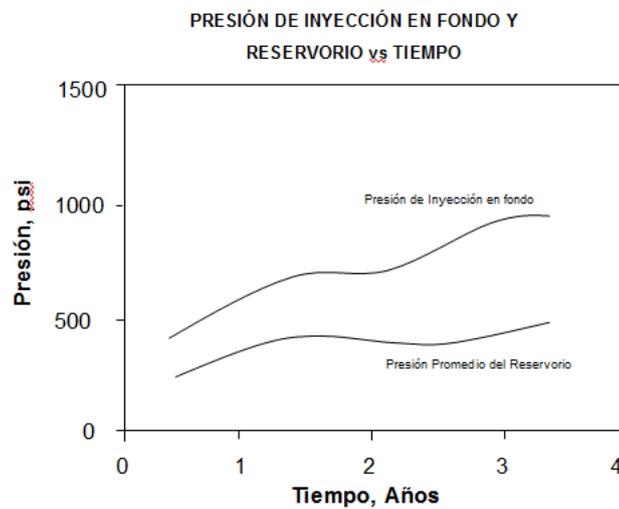


Figura 47

Las aplicaciones, que recomendamos para campos maduros son:

4.9.2.1. DHOWS

El modo de aplicación de este sistema es mediante la instalación de separadores en fondo con un mecanismo de levantamiento, por tanto su trabajo va orientado netamente al flujo en tuberías y la inyección en otra formación receptora. El objetivo principal de esta tecnología es la reducción de producción de agua en superficie, más no un trabajo directamente en el reservorio.

Tomando en cuenta estos puntos la simulación que se realizará para este caso es la de un modelo en un simulador de flujo vertical. Realizando este trabajo en 4 etapas bien diferenciadas.

- Flujo desde el reservorio a la succión de la bomba, usando un Hidrociclón a 50% de eficiencia, hasta su producción en superficie.
- Flujo del agua separada hacia la zona de disposición.

Nota: La inyección también se puede realizar en la misma formación productora, lo cual requeriría de simulación numérica del reservorio, la misma que represente el efecto de un pozo inyector, su eficiencia de barrido y su influencia en el factor de recobro.

Para el diseño de la configuración de Equipos DHOWS, hay una diversidad de opciones, dependiendo de la ubicación de la zona de disposición, la distancia entre la zona productora y la de inyección, del TDH requerido, etc.

Estas configuraciones varían en costos, dependiendo del equipo instalado en el pozo, cuya explicación fue mostrada anteriormente.

4.9.2.2. Cono Inverso

El modo de aplicación de esta tecnología es mediante la apertura de un intervalo de la zona conificada, con la instalación de uno o dos mecanismos en paralelo de levantamiento. Por tanto su trabajo va orientado a la producción de la zona de agua en forma paralela a la de petróleo, con el objetivo de disminuir el brusco avance del cono.

Tomando en cuenta estos puntos la simulación que se realizará en este caso es la de un modelo en un simulador numérico con representación de pozos llamados “espejos”, (pozos con una misma ubicación en pozos existentes) para poder representar la producción de la zona de apertura del cono y de la zona productiva.

4.9.2.3. Modificadores de Permeabilidad Relativa (RPM)

Su modo de aplicación, es mediante el bombeo de un polímero que ante la presencia del agua, reacciona e impide el flujo de esta, y ante la presencia del petróleo, tiene una posición pasiva, permitiendo su flujo. Su uso, si bien es efectivo al inicio, lamentablemente no es duradero y dado que causa un efecto en la formación, obliga a seguir realizando trabajos de estimulación.

Tomando en cuenta lo dicho anteriormente, es que se hará una simulación para un pozo en un pequeño modelo, modificando la permeabilidad relativa en los alrededores del pozo, como efecto del tratamiento. De esa forma, se podrá ver el impacto de los modificadores de permeabilidad relativa en el control de agua.

4.10. Selección de la Alternativa Óptima para cada tipo de Reservorio.

4.10.1. Campos Nuevos: Aplicación de un Sistema Combinado ICDs e ICVs.

4.10.1.1. Caso Estudio #1

El modelo es un reservorio heterogéneo canalizado, ubicado en el Mar del Norte, donde se estudió el rendimiento de las aplicaciones ICD e ICV, para proveer las bases del proceso de selección.

Vea la Figura 48.

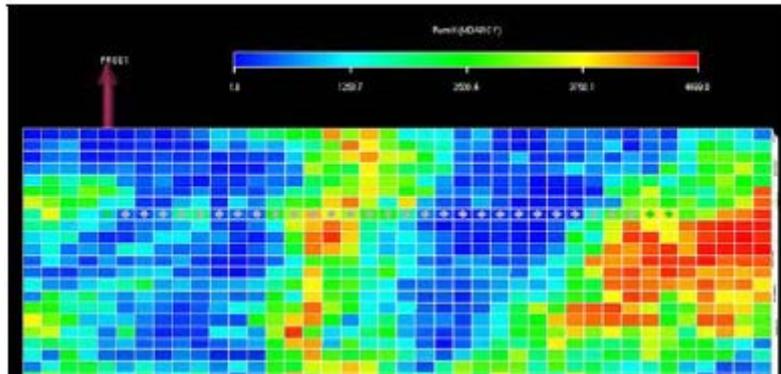


Figura 48

El reservorio es desarrollado con un wellbore horizontal que cruza por dos canales de alta permeabilidad (1 a 4100 md.) sin una capa o fluido que las separe (Vea la Figura 49).

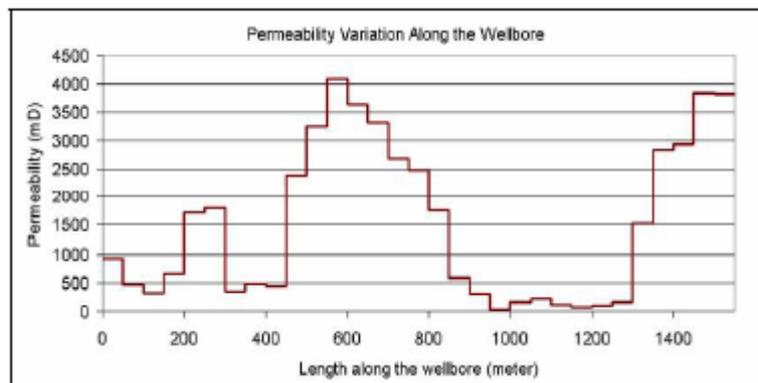


Figura 49

El modelo, tiene un grillado de 40 x 20 x 50, con las siguientes características:

X: 80'

Y: 120'

Z: 50'

- Con una porosidad de 10 a 40% y una permeabilidad de 1 a 5000 md, las mismas que fueron distribuidas estocásticamente a lo largo del modelo.
- La Relación de anisotropía es de 0.1
- La presión inicial es de 3500 Psi

- La densidad del Petróleo es de 19 API y su viscosidad es de 10.1 cP a condiciones de Reservorio.
- El segmento horizontal del pozo, es de 2480' con un diámetro de 8.5".
- Las ICDs instaladas fueron de 6" de ID y las ICVs fueron de 4".
- El Casing usado era de 6.0" de ID.
- La Presión del reservorio es soportada por un acuífero de fondo potente.

La completación original del pozo fue perforada a lo largo de toda la longitud del segmento horizontal del pozo y tuvo un caudal de producción máximo de 12,600 STB. El pozo tuvo un aporte de caudal variado a lo largo de la zona horizontal, causando un movimiento irregular de agua en el reservorio con irrupciones del frente de agua en varios puntos del mismo.

Ambas completaciones ICV e ICD fueron instaladas para optimizar el rendimiento del pozo y poder de esta manera verificar las ventajas de estas tecnologías.

Los ICD's fueron instaladas para:

- Ecuilizar el caudal de influjo a lo largo de la zona horizontal.
- Ecuilizar la invasión de agua hacia el pozo para modelar la eficiencia de barrido del reservorio.
- Minimizar el flujo anular que pueda resultar de las completaciones ICD sin Aislaciones de Flujo Anular (AFI).

Dos ICVs fueron instaladas para separar los dos canales de alta permeabilidad. El ICV en el talón tenía 4" de diámetro, mientras que el ICV en el pie tenía 3" de diámetro de flujo abierto. Estas fueron operadas para:

- Controlar la contribución de cada zona del canal luego de la irrupción de agua.

- Minimizar la producción de agua.
- Incrementar la recuperación de petróleo.

El tamaño óptimo de la restricción de flujo ICD, fue aplicado a lo largo de la zona horizontal. Los tamaños de las restricciones ICD fueron hechas basadas en los diferentes IP que presentan los pozos locales. La completación ICD ecualizó el influjo a lo largo de la zona horizontal e incrementó la recuperación de petróleo (Vea la Figura 50).

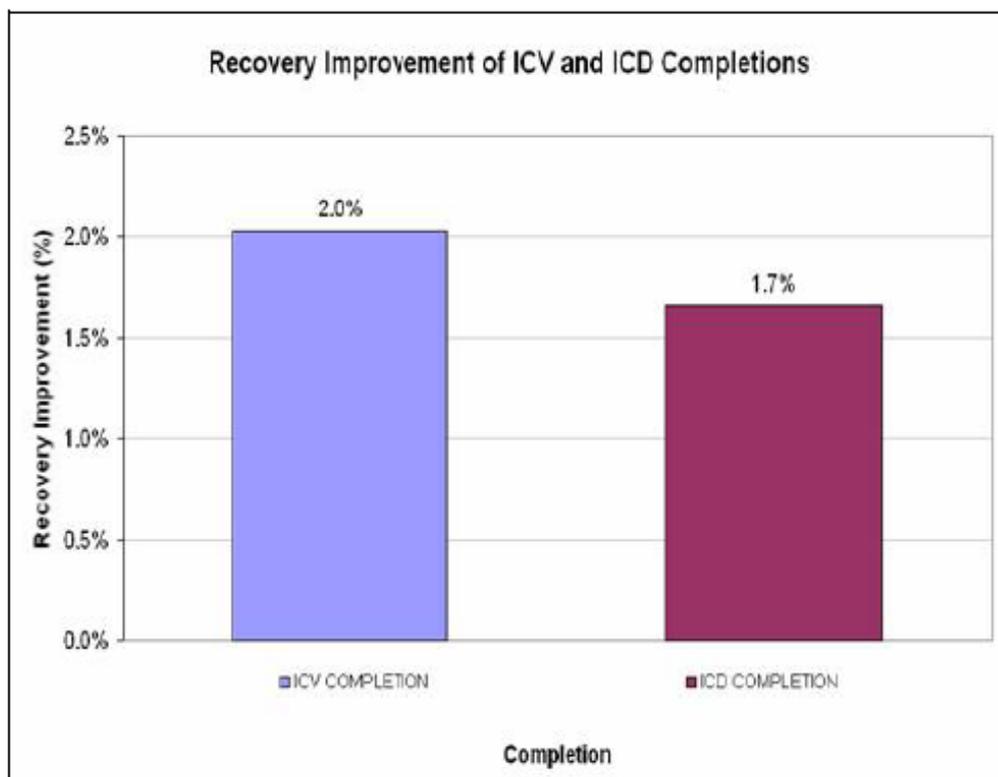


Figura 50

Confiabilidad del Equipo, se analizó y estudió diversos escenarios de fallas en las instalaciones ICD e ICV y el impacto que estas tuvieron en el desempeño del pozo.

Se consideró 4 escenarios de fallas de los equipos ICD:

- Taponamiento total de las ICD durante la instalación o limpieza del pozo (a los 7 días del inicio de la producción).
- Taponamiento repentino de las ICD. (Devolución del flujo de tratamiento).

- c. Taponamiento gradual de las ICD durante la vida del pozo.
- d. Erosión gradual de las ICD durante la vida del pozo.

Cada escenario fue evaluado para los siguientes casos:

- Zonas de alta permeabilidad.
- Zonas de baja permeabilidad.
- Zonas de ambos tipos.

Se presentó 9 escenarios de fallas de las ICV (6 para casos ICV y 3 para casos mixtos):

- a. Falla en una posición totalmente abierta al momento de la instalación.
- b. Falla en una posición totalmente cerrada al momento de la instalación. (Sólo una ICV).
- c. Falla, parcialmente cerrada al momento de la instalación.
- d. Falla en la posición óptima de la válvula a un determinado momento.
- e. Falla segura, cuando está totalmente cerrada durante la vida del pozo.
- f. Falla segura, cuando está totalmente abierta durante la vida del pozo.

Como se esperaba, la falla en el ICV cuando esta cerrada al momento de la instalación o la completación ICD se bloquea durante la instalación o desfogue, tiene un impacto pronunciado en el comportamiento del pozo. Este tipo de falla, puede ser controlada abriendo totalmente la ICV por recuperación de la completación si los packers no han sido sentados aun o por una intervención del pozo. La falla del sistema ICV cuando está totalmente abierta tiene sus desventajas, pero sin embargo es la que menor impacto tiene en el rendimiento del pozo (Vea la Figura 51).

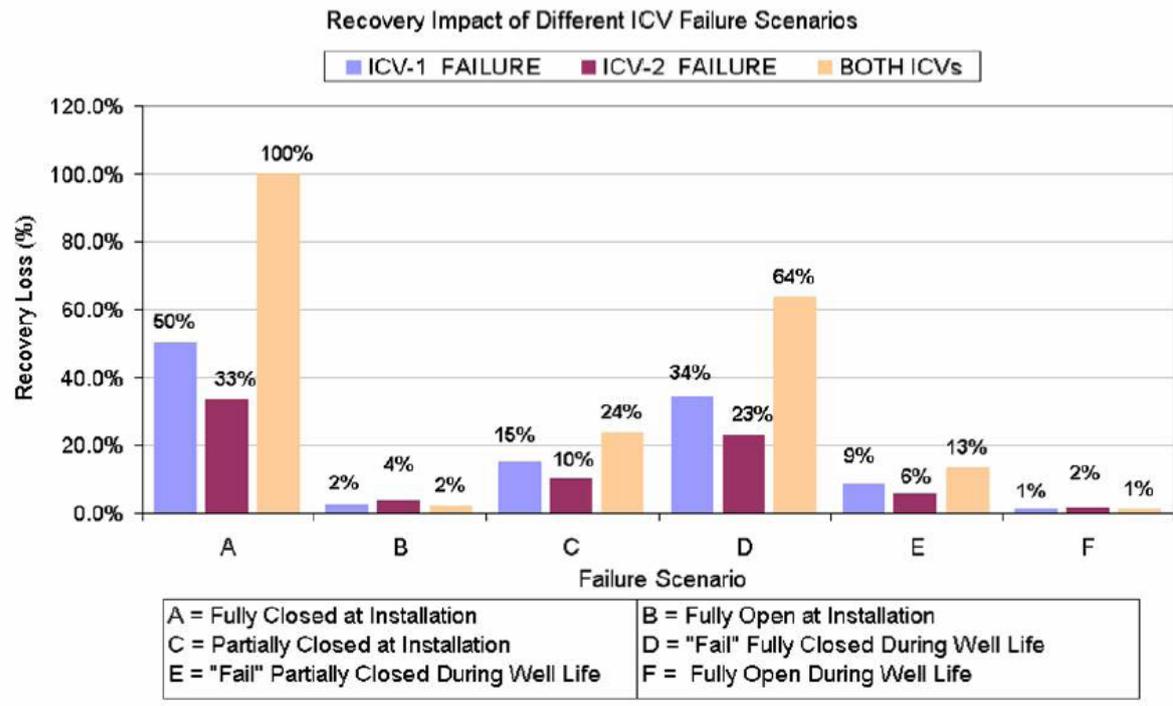


Figura 51

El taponamiento de las ICD a lo largo del segmento horizontal, tienen un gran impacto en el rendimiento del pozo, particularmente si este ocurre durante la instalación o limpieza (Vea la Figura 52).

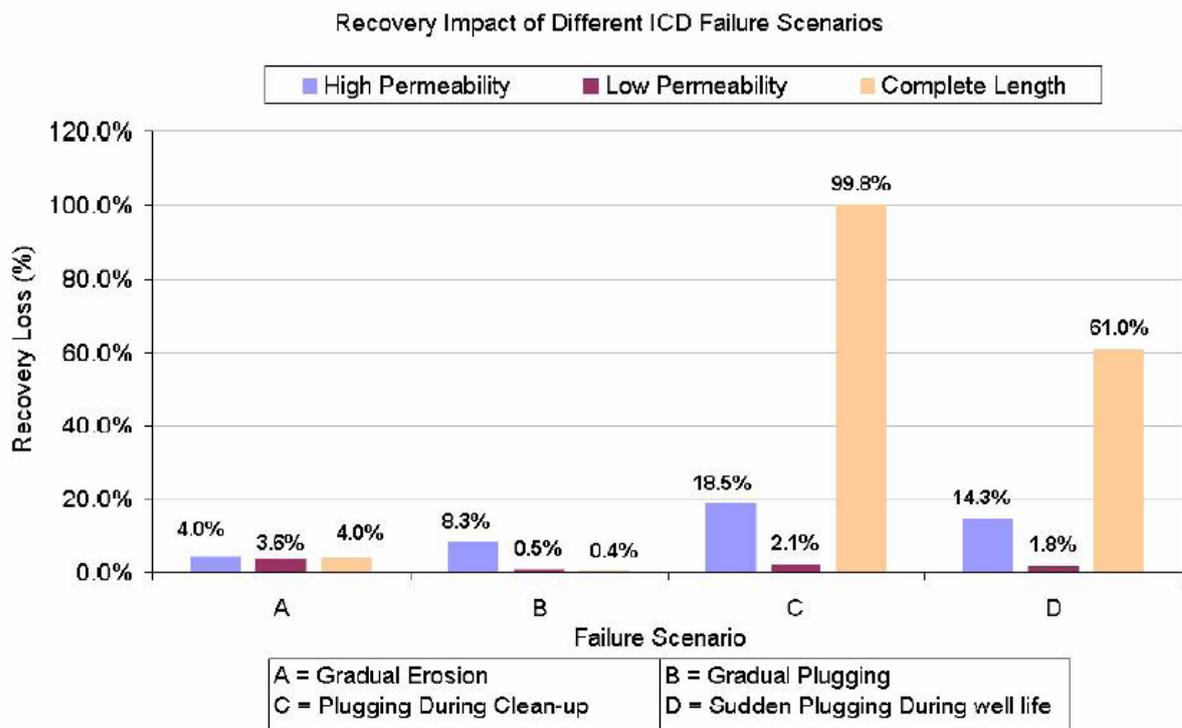


Figura 52

La erosión gradual de las válvulas del ICD durante la vida del pozo tiene un menor impacto. Sería un gran problema, si la falla impactase ambas tecnologías durante la vida del pozo. Notando que las fallas en el sistema ICV tienen un mayor impacto que las fallas en las del sistema de ICD en el rendimiento del pozo.

4.10.1.2. Caso Estudio #2

Si el pozo es completado con las técnicas clásicas en una formación de alta permeabilidad, el mito del límite en la sección horizontal de 1500' puede ser cierto. En una formación de baja permeabilidad, la limitación de 1500' no aplica del todo. El mecanismo que causa que los pozos incrementen el influjo cerca al talón, es la resistencia al flujo de la base de la tubería siendo mayor que la resistencia del flujo en la formación. Con formaciones de baja permeabilidad, la resistencia al flujo de la formación contrarresta la resistencia al flujo de la base de la tubería, y así no ocurre el influjo no uniforme.

Un análisis fue realizado para ilustrar el impacto del límite de 1500'. Un reservorio hipotético con un mecanismo de empuje de agua, con unas dimensiones de 8000' x 1400' x 50'. Para todos los pozos analizados, el talón está en las coordenadas 880', 700', 35'. Todos los pozos son horizontales y paralelos al acuífero. Todos los pozos son producidos a un rate de 3.75 bpd/ft. Las propiedades del reservorio y del pozo, están resumidas en la Tabla 17.

Permeability	8000 mD
Porosity	0.29
Oil Viscosity	4.0 cp
Oil Density	22.5 API
Bottom Hole Temperature	149 deg F
Screen Diameter	5.5 in.
Wellbore Diameter	8.5 in.
Production Rate	3.75 bpd/ft

Tabla 17

La siguiente figura, muestra el WOC al final de la vida del pozo para un pozo de 1600' completado con Tubería estándar. El volumen bajo la superficie del WOC tiene correlación con el volumen de petróleo producido. Tal como el petróleo es producido, ello es desplazado por agua, por lo tanto es recomendable rastrear los movimientos del WOC, por lo que este es considerado un método para saber donde quedó el petróleo. Ello puede verse en la Figura 53, donde queda mucho petróleo remanente detrás del pie de los 1600' del pozo. Es por ello que para producir este petróleo es necesario perforar y completar otro pozo.

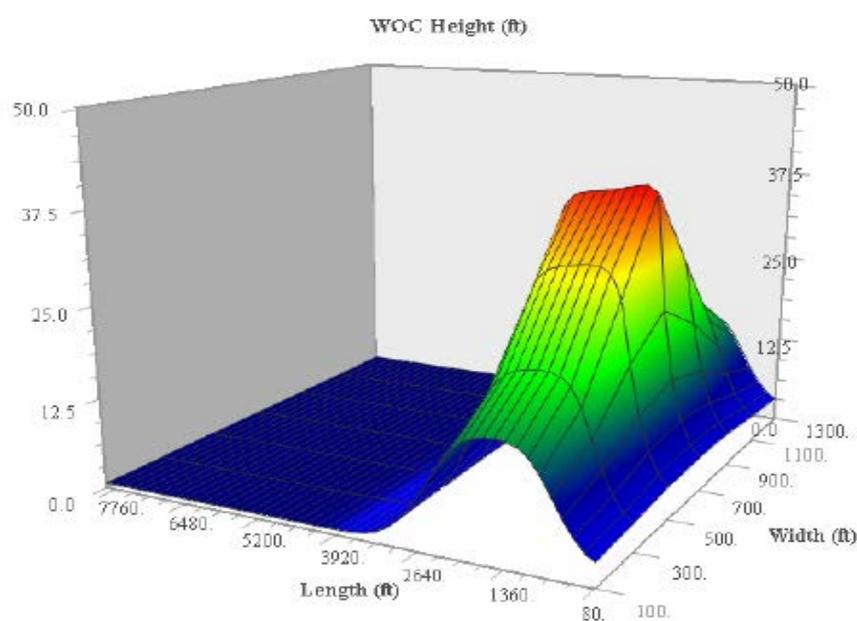


Figura 53

La Figura 54, muestra el WOC al final de la vida del pozo para el mismo reservorio con un pozo de 6400' completado con screens estándar. En el punto cuando este pozo es invadido totalmente por agua, una gran cantidad de petróleo deja de ser producido. Ello también puede verse que el nivel del WOC es mayor que el talón del pozo. Esto es debido al hecho de que el talón del pozo está produciendo a un mayor rate que el pie del pozo. Esta es una de las razones por las que se limita la longitud del segmento horizontal a 1500'.

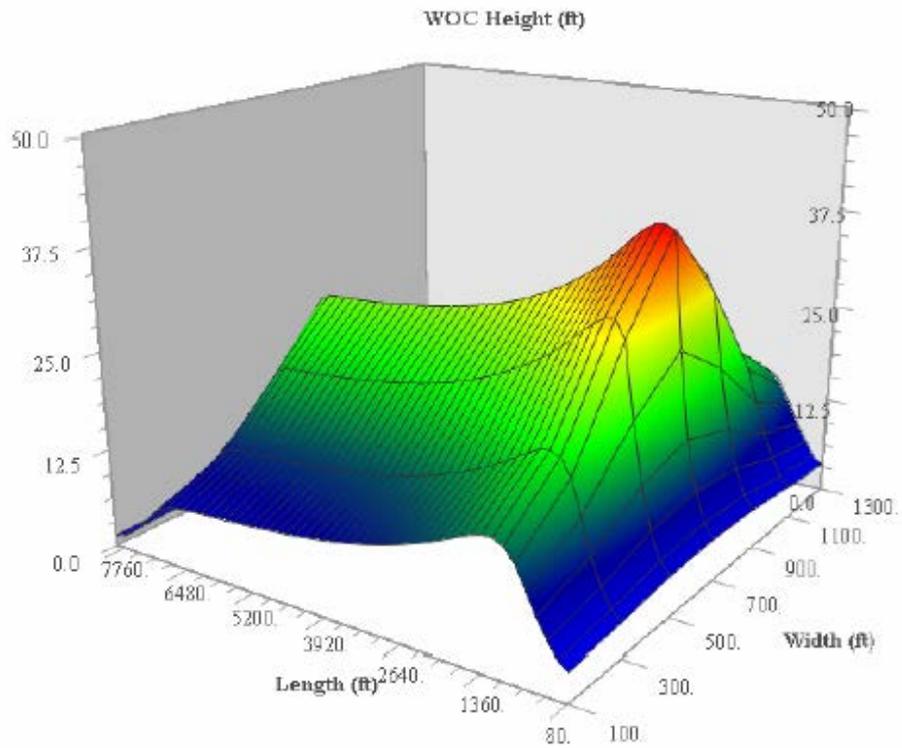


Figura 54

Si los 6400' del pozo es completado con dispositivos de control de flujo, los resultados son mostrados en la Figura 55:

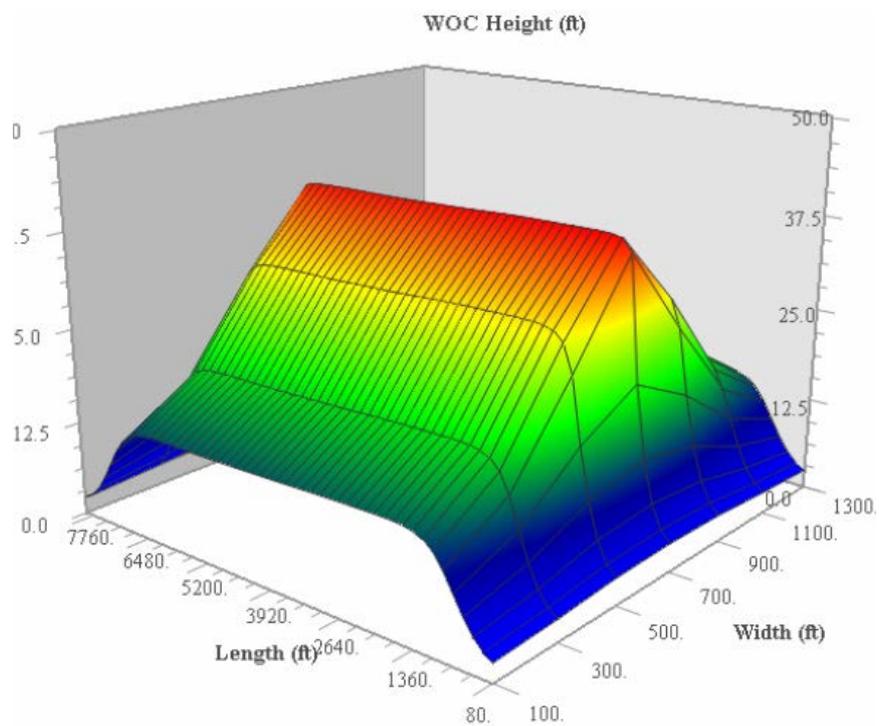


Figura 55

Es evidente que ecualizando el influjo de petróleo a lo largo del segmento horizontal, se incrementa la recuperación volumétrica. Las tasas de producción de agua y petróleo mostrados en las Figuras anteriores, son incluidas en el siguiente gráfico (Vea Figura 56):

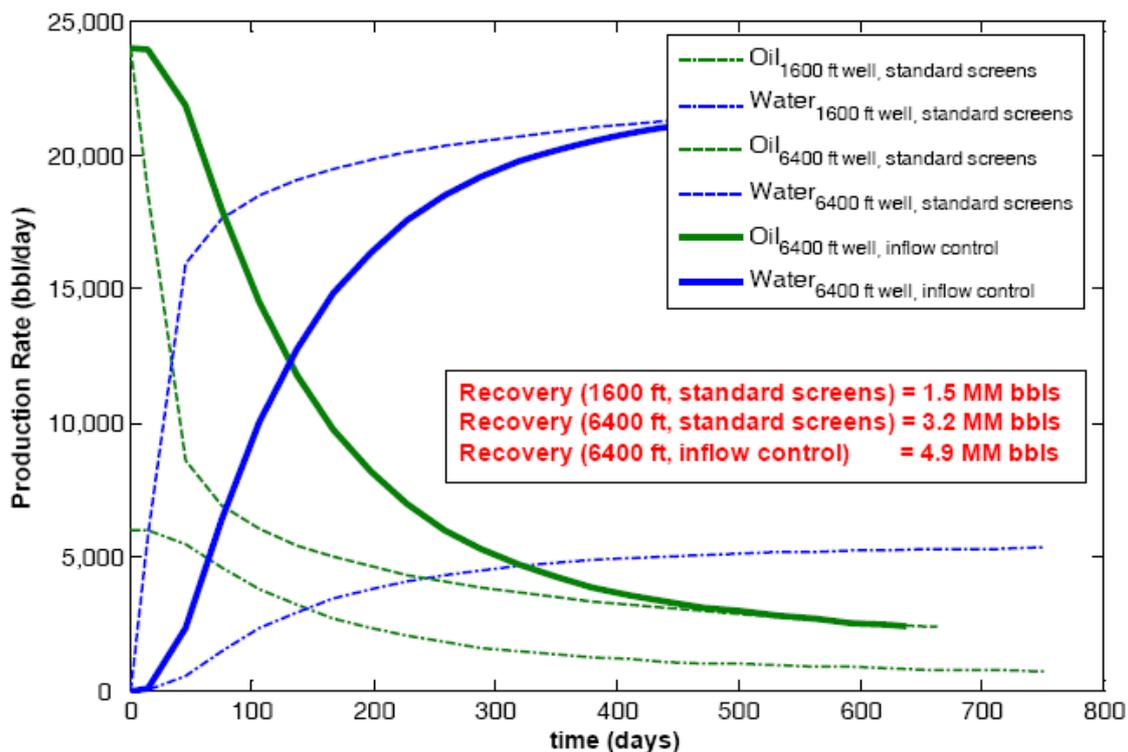


Figura 56

Incrementando la longitud del segmento horizontal del pozo, incrementa la tasa de producción y también incrementa el acceso del pozo a la zona de petróleo. Las curvas de producción de petróleo, pueden ser integradas para obtener la recuperación volumétrica.

Incluso aunque el reservorio en cuestión tiene una alta permeabilidad, los 6400' del pozo completado con tubería estándar tiene más que el doble del recobro del pozo de 1600'. Utilizando los dispositivos de Control de Influjo, el primero produce más que el triple que el segundo.

4.10.2. Campos Maduros.

4.10.2.1. Resultados de la aplicación del Sistema DHOWS.

Para este análisis, se usó un Simulador de Flujo multifásico y así poder ver la condición actual con la propuesta de la tecnología del sistema DHOWS.

De acuerdo a la información del pozo tipo que se desea representar, se construyó el siguiente modelo, teniendo la siguiente (Vea Figura 57):

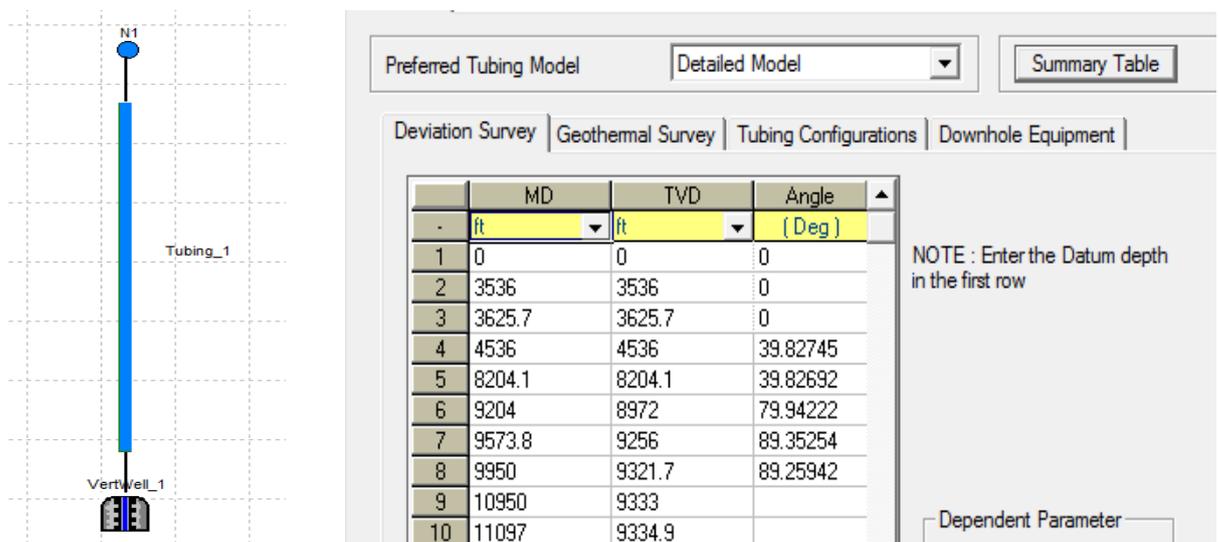


Figura 57

La configuración de la sarta de producción, es la siguiente (Vea Figura 58):

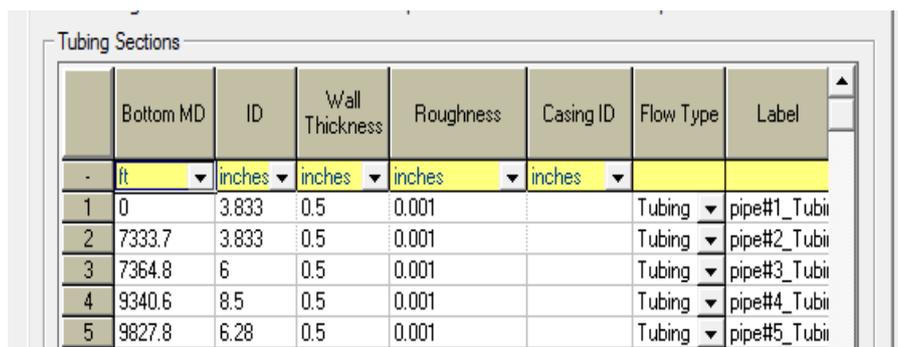


Figura 58

Ubicando el Equipo de Bombeo Electrosumergible, a la siguiente profundidad (Vea Figura 59):

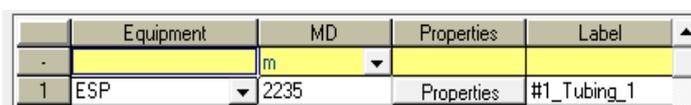


Figura 59

El sistema está diseñado para bombear 12000 Barriles de fluido por día (Ver Figura 60).

ESP/Pump/Compressor Data | Performance Table | Standard Curves | Variable Speed Curves

Select Base Data
 ESP Generic Pump Compressor

Manufacturer: Reda
 Model: HN13000
 Advanced Select...

Design Data
 Speed: 60 hz
 Stages: 150
 Head Factor: 1.15 fraction

Calculation Options
 Viscosity Correction
 Gas Separator Present
 Separator Efficiency (%): 90

Diameter: 5.63 inches
 Min Flowrate: 9200 bbl/d
 Max Flowrate: 16400 bbl/d
 Base Speed: 60 hz

Figura 60

Se realizó la simulación operando la bomba a 60 Hz. Obteniendo el siguiente comportamiento, siendo este un comportamiento representativo de los pozos productores en la Selva Norte. Aplicando la Configuración DHOWS, para este caso, tenemos (Ver Figura 61):

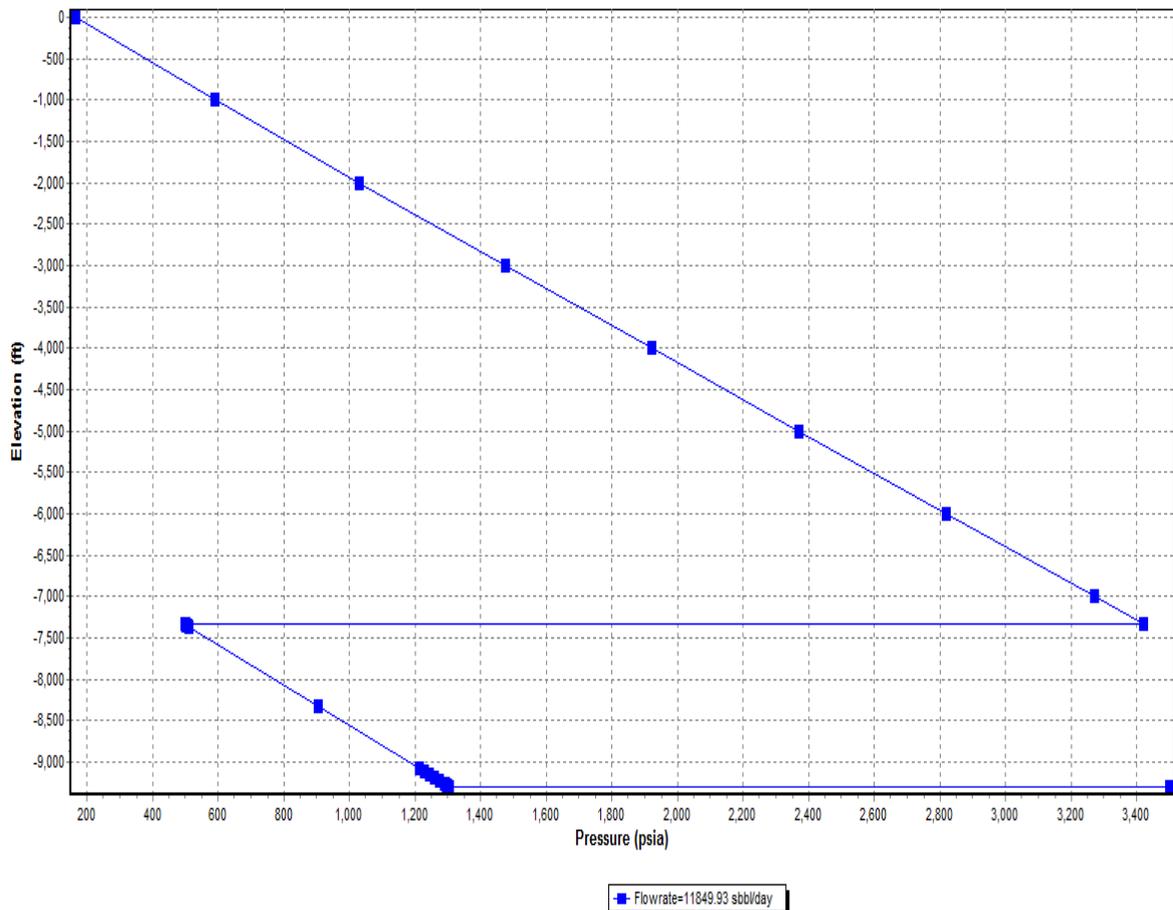


Figura 61

Dados las condiciones del pozo tipo, se optó por la configuración # 6, trabajando a su máxima eficiencia (Según diseño, un hidrociclón puede tener una separación máxima del 50% de Agua).

Para poder representarla, se hará la simulación en dos etapas, tal como fue descrito anteriormente (Ver Figura 62 y 63).

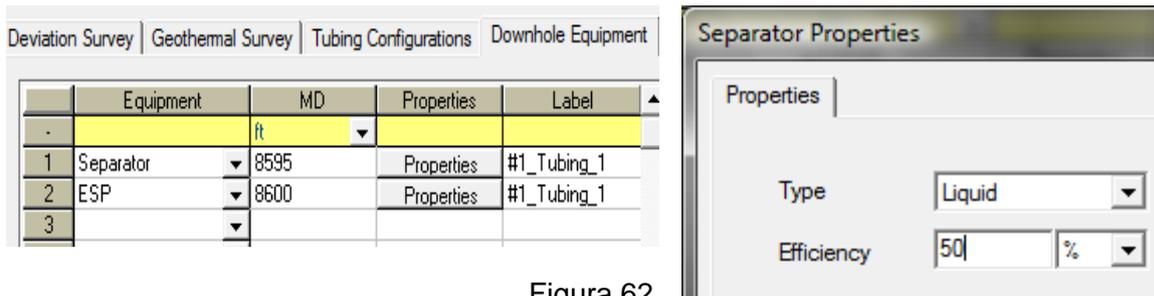


Figura 62

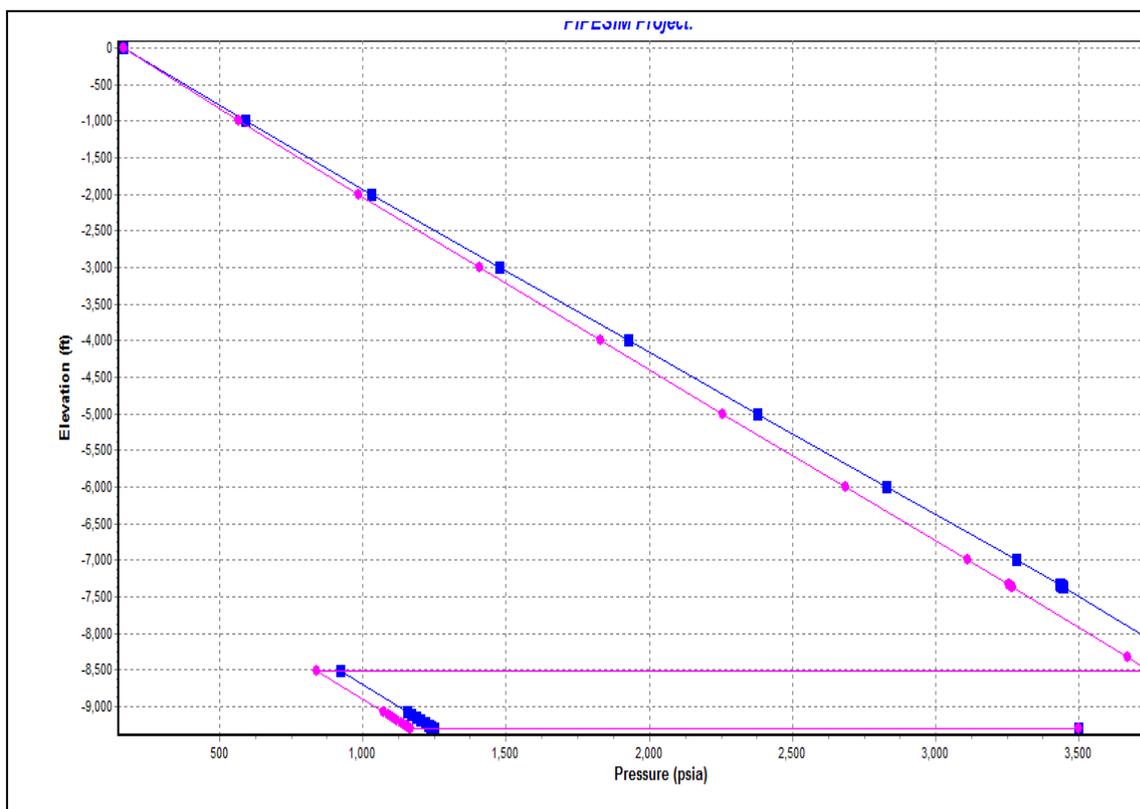


Figura 63

Comparando los resultados obtenidos, con un Sistema DHOWS y el Sistema BES convencional, podemos encontrar lo siguiente (Vea Figura 64):

DHOWS

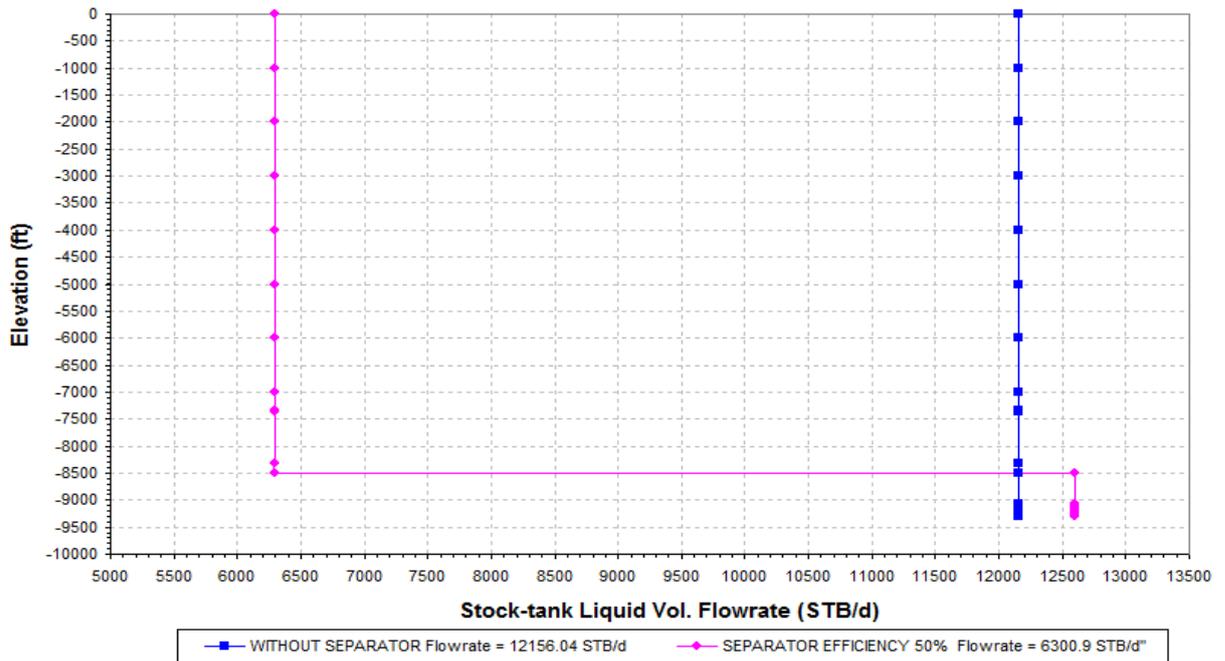


Figura 64

De los resultados podemos claramente deducir que la aplicación del sistema DHOWS muestra una gran disminución del fluido total, lo cual analizaremos en la Tabla 18:

Pozo con Dows		
	Caudal Total de Liquido	Presión
Antes del Separador	12156	3934
Despues del Separador	6300	3746

Tabla 18

El diferencial entre la cantidad de fluido total final con respecto al modelo inicial, es debido a la separación del 50% del contenido de agua, con ligeras impregnaciones de petróleo, que para el caso son despreciables.

Finalmente con estos datos, obtenidos del simulador, podemos continuar con la segunda etapa de la simulación (reinyección del agua separada) en la Figura 65:

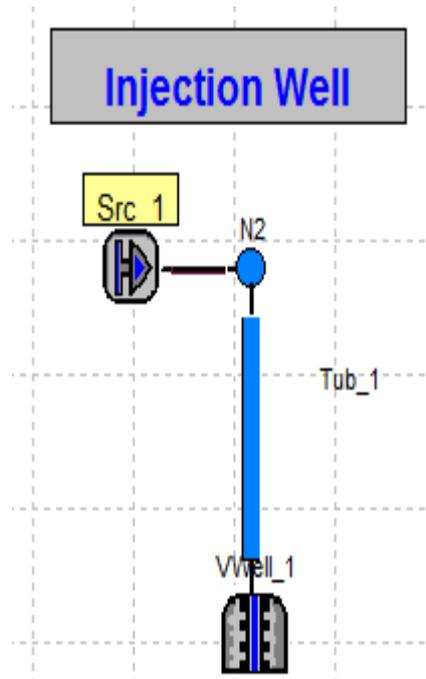


Figura 65

Para lo cual, debemos tener en cuenta, la información de la zona o formación donde se realizará la reinyección, considerando un IP promedio de esta zona (Vea la Figura 66):

Reservoir Data		
Static Pressure	2500	psia
Temperature	255	F
Completion Model		
Model Type	Well PI	
Liq.PI	8	STB/d/psi

Figura 66

Los resultados de la inyección en la zona de disposición son (Vea la Figura 67):

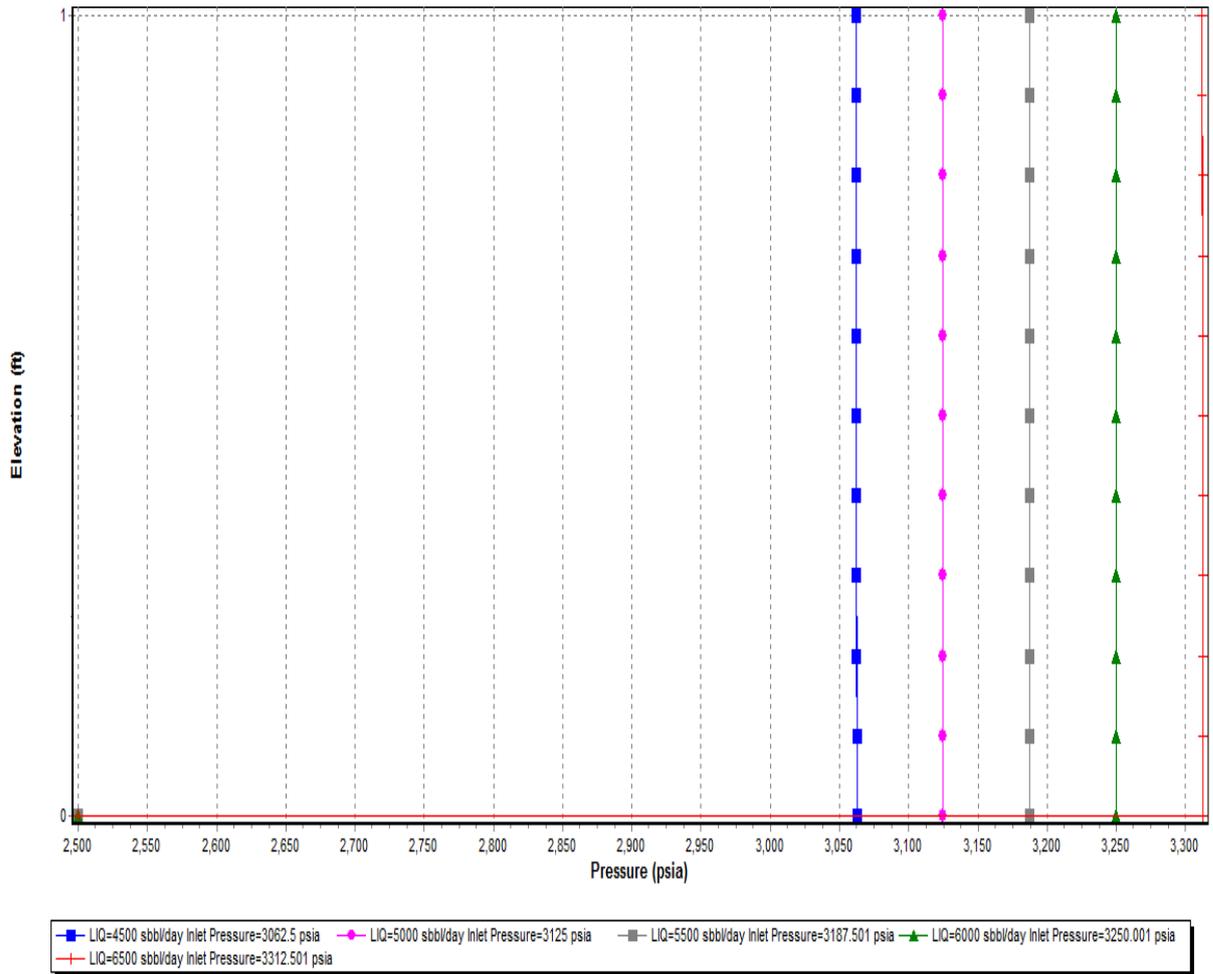


Figura 67

El Sistema DHOWS, que recomendamos para este tipo de acuerdo a las condiciones presentadas vendría ser el siguiente (Vea la Figura 68):

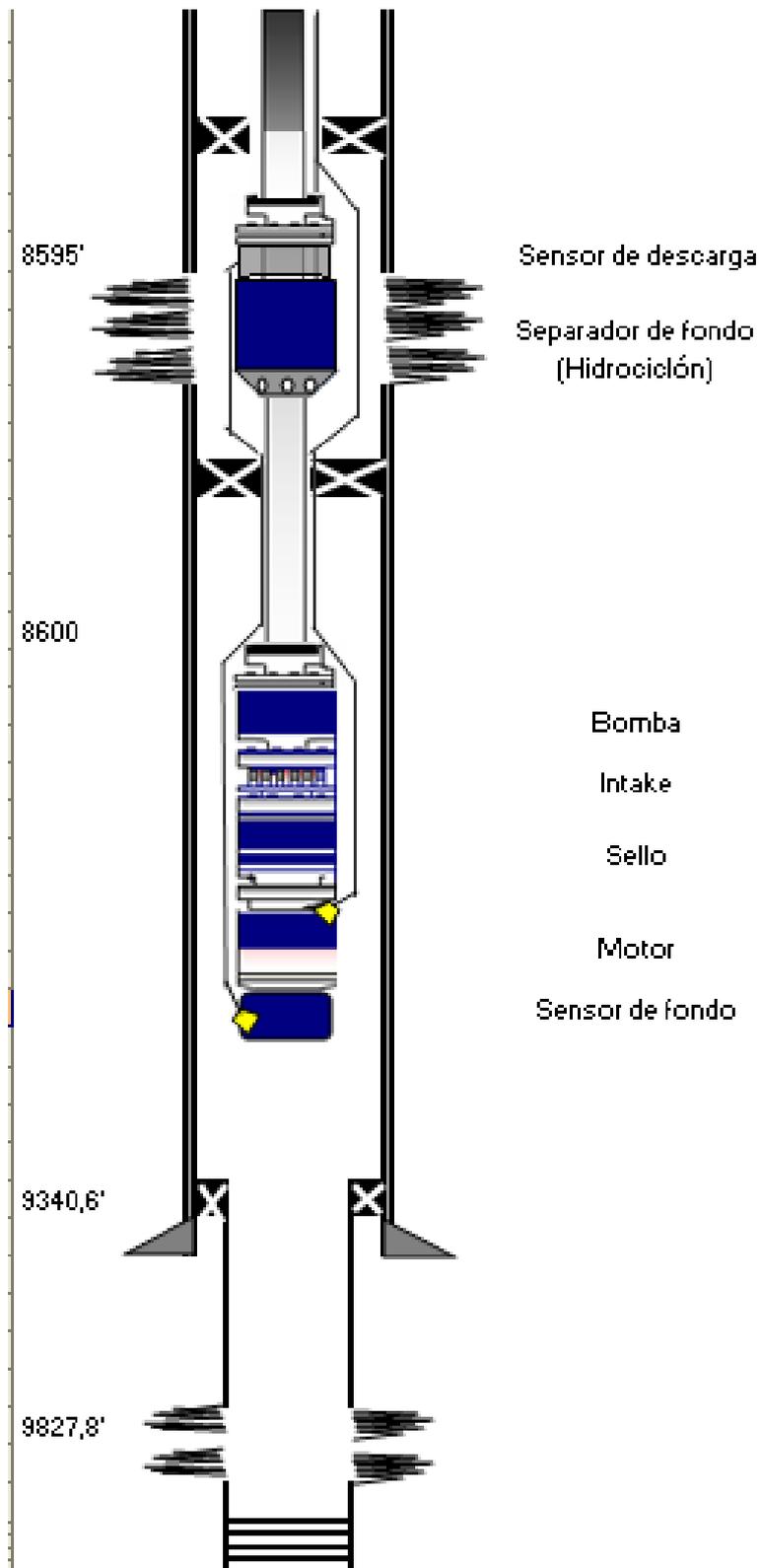


Figura 68

Para un mayor control de la inyección de agua, es recomendable usar adicionalmente al sensor de fondo usar un sensor en la descarga para medir la presión de descarga

en el Separador y poder construir el Hall Plot, y de esta manera monitorear el comportamiento de la formación receptora del agua separada.

4.10.2.2. Resultados de la aplicación del Cono Inverso.

Para este análisis, se usó un simulador dinámico de reservorios, el cual permitió comparar el comportamiento actual del pozo tipo y el eventual comportamiento, si es que se utilizaría un Sistema de Cono Inverso.

El modelo usado, ha sido diseñado con una grilla de 8 x 9 x 9, con las siguientes características. Las dimensiones, son de:

X1: 100, X2: 100, X3: 100, X4: 200, X5: 200, X6: 100, X7: 100, X8: 100

Y1: 500, Y2: 150, Y3: 50, Y4: 15, Y5: 5, Y6: 15, Y7: 50, Y8: 150, Y9: 500

Z1: 16, Z2: 16, Z3: 14, Z4: 4, Z5: 4, Z6: 7, Z7: 8, Z8: 8, Z9: 8

La permeabilidad es de:

$X_{(Z1)}$: 9000, $X_{(Z2)}$: 9000, $X_{(Z3)}$: 8000, $X_{(Z4)}$: 9000, $X_{(Z5)}$: 8000, $X_{(Z6)}$: 8500, $X_{(Z7)}$: 9000,

$X_{(Z8)}$: 9000, $X_{(Z9)}$: 9000.

$Y_{(Z1)}$: 9000, $Y_{(Z2)}$: 9000, $Y_{(Z3)}$: 9000, $Y_{(Z4)}$: 9000, $Y_{(Z5)}$: 8000, $Y_{(Z6)}$: 8500, $Y_{(Z7)}$: 9000,

$Y_{(Z8)}$: 9000, $Y_{(Z9)}$: 9000.

$Z_{(Z1)}$: 2420, $Z_{(Z2)}$: 1420, $Z_{(Z3)}$: 420, $Z_{(Z4)}$: 400, $Z_{(Z5)}$: 300, $Z_{(Z6)}$: 250, $Z_{(Z7)}$: 250,

$Z_{(Z8)}$: 250, $Z_{(Z9)}$: 250.

La porosidad promedio del modelo, es del 20%.

La información PVT:

Presión	Bo	Viscosidad
341	1.098	14.749
538	1.096	16.583
1030	1.091	21.273
1504	1.087	26.201
2005	1.083	31.486
2610	1.079	37.835
3048	1.076	44.065
4033	1.069	56.672
5015	1.064	69.237

La información de Permeabilidades Relativas usadas es (Vea la Figura 69):

Sw	Kro	Krw	Pc
0.20	0.00000	1.00000	3.600
0.25	0.00004	0.77248	2.960
0.30	0.00068	0.58618	2.720
0.35	0.00343	0.43581	1.480
0.40	0.01083	0.31641	1.240
0.45	0.02644	0.22340	1.000
0.50	0.05482	0.15259	0.760
0.55	0.10156	0.10011	0.520
0.60	0.17325	0.06250	0.280
0.65	0.27751	0.03664	0.040
0.70	0.42297	0.01978	0.038

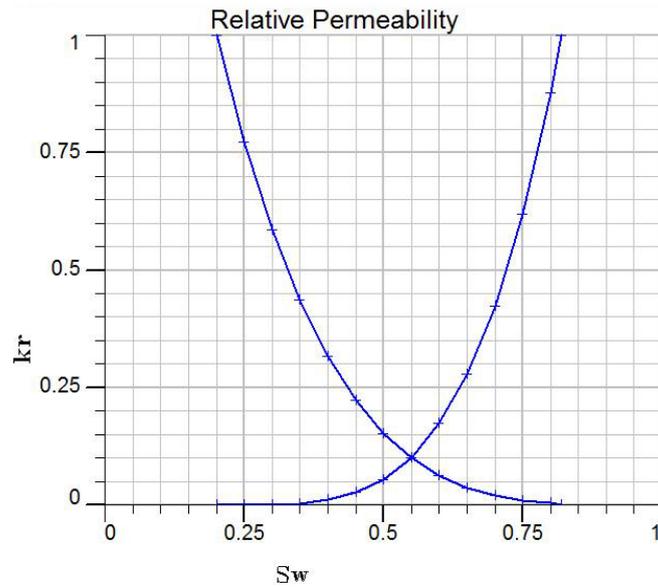


Figura 69

El pozo, se encuentra en la grilla 4 en X y 5 en Y (Vea Figura 70).

	1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	2	3	4	5	6	7	8
2	9	10	11	12	13	14	15	16
3	17	18	19	20	21	22	23	24
4	25	26	27	28	29	30	31	32
5	33	34	35	36	37	38	39	40
6	41	42	43	44	45	46	47	48
7	49	50	51	52	53	54	55	56
8	57	58	59	60	61	62	63	64
9	65	66	67	68	69	70	71	72

Figura 70

El intervalo productor se encuentra en la capa 1 @ 9200 pies, con una presión de 4018 Psi., únicamente con las 3 primeras capas abiertas en el pozo productor (la zona superior de petróleo), como se muestra en la Figura 71.

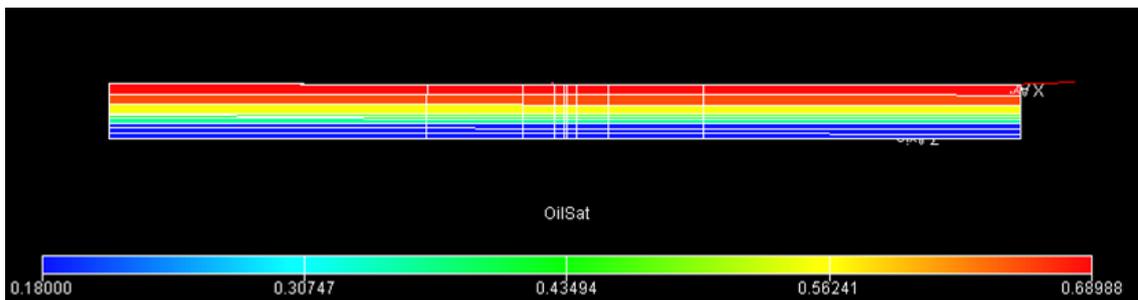


Figura 71

Realizando la simulación para las condiciones actuales, se obtuvieron los siguientes resultados que son mostrados a continuación para la producción de petróleo y agua, en un período de 10 años (Vea Figura 72,73 y Tabla 19):

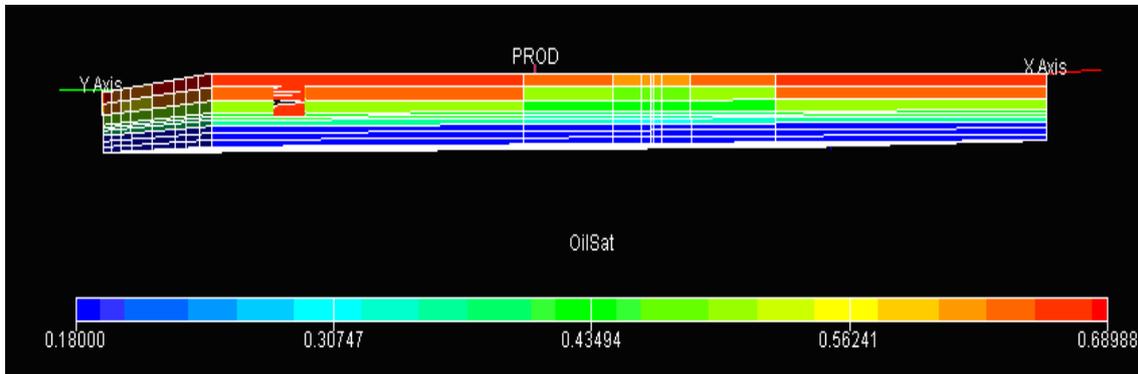


Figura 72

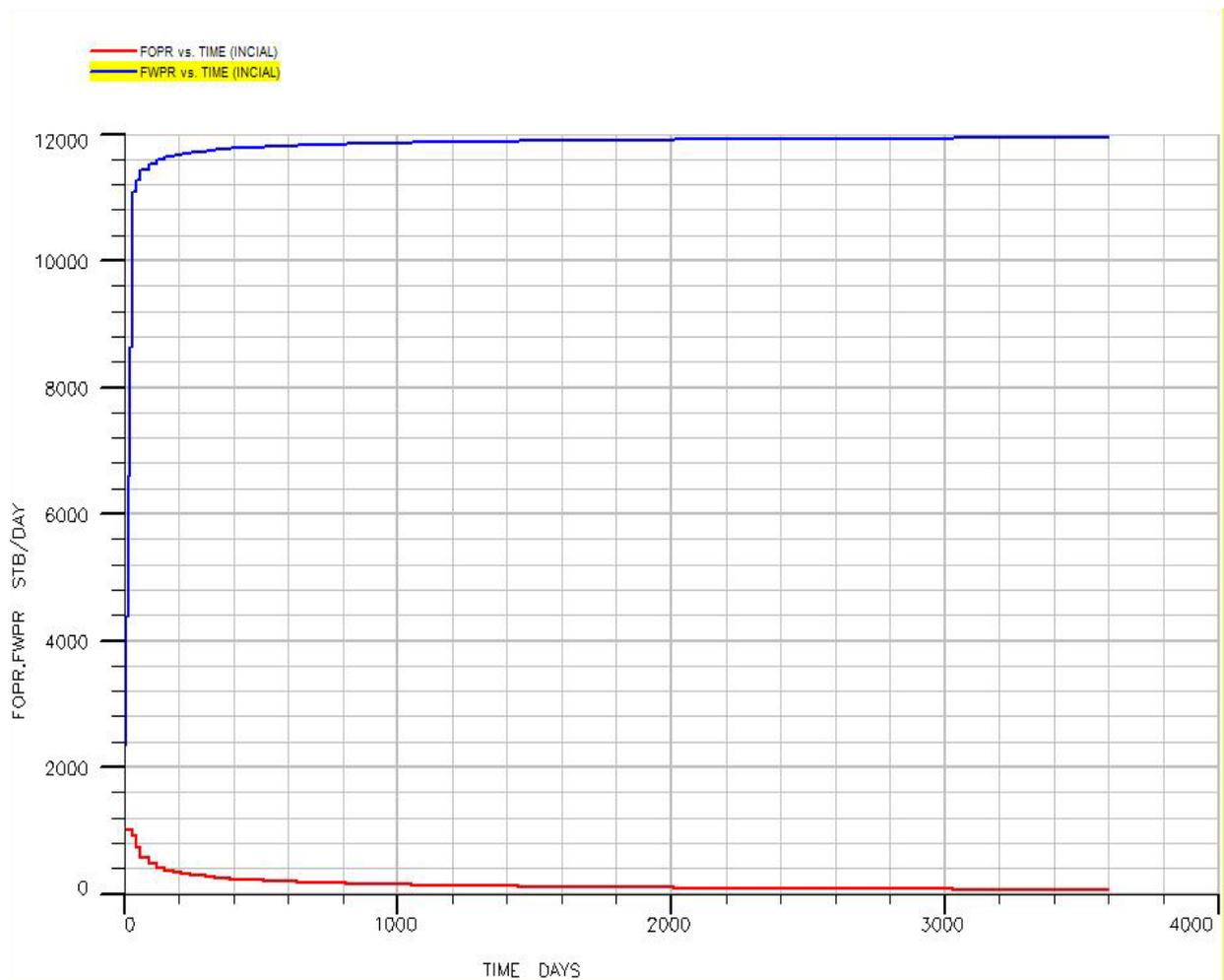


Figura 73

CONDICIONES ACTUALES							
Serie de Bomba	Caudal Total Producido BBL/D	Aporte de Petróleo de la Zona Superior BBL/D	Aporte de Agua de la Zona Superior BBL/D	Aporte de la Zona Generada por El Cono Inverso BBL/D	Petróleo Acumulado STB	Factor de Recuperación	Producción de Agua Acumulada (10E7)BBL
650	12100	100	12000	0	512000	0.27	4.2

Tabla 19

Actualmente, los pozos tienen la siguiente configuración (Vea la Figura 74) :

:

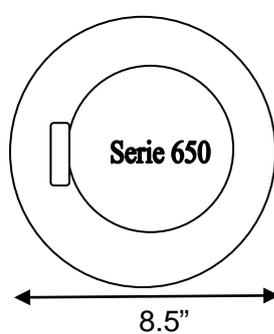


Figura 74

Aplicando el Cono Inverso para este caso tenemos:

Para la simulación de esta tecnología se tomó el modelo inicial como base para su construcción, con el intervalo productor únicamente en la capa 1 @ 9200 ft para la producción de petróleo (asumiendo el sellado de los perforado de las capas 2 y 3 mediante un squeeze), la capa 7 y 8 de 9269 ft @ 9285 ft. para la producción de agua del cono. El objetivo en esta simulación fue buscar un caudal óptimo de producción de fluidos en la zona productora con un determinado caudal óptimo de agua en la zona de supresión del Cono (debajo del WOC), de tal forma, que se logre maximizar la recuperación de petróleo.

Los resultados de la simulación, se muestran a continuación en la Figura 75 y la Tabla 20:

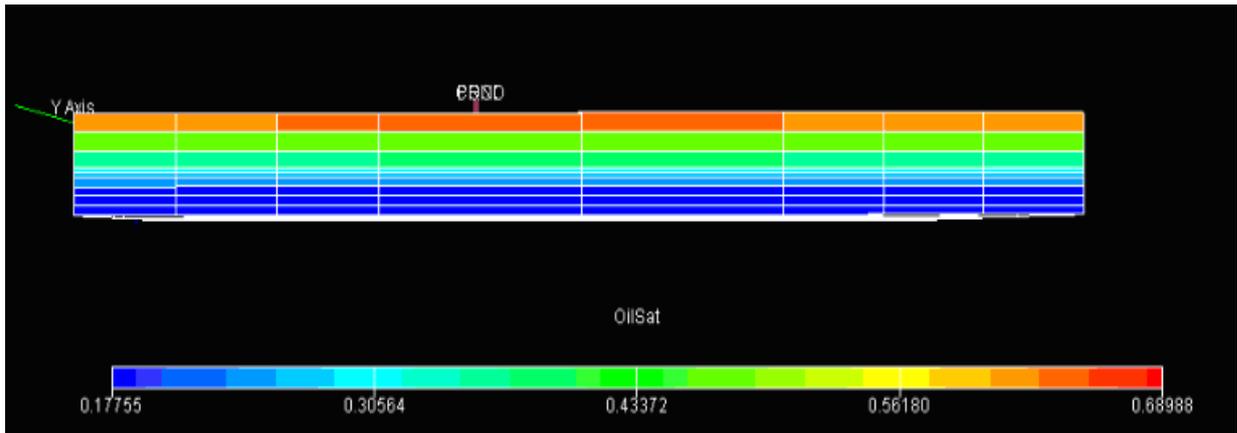


Figura 75

CONO INVERSO							
Serie de Bomba	Caudal Total Producido de la Zona Superior	Aporte de Petróleo de la Zona Superior	Aporte de Agua de la Zona Superior	Aporte de la Zona Generada por El Cono Inverso	Petróleo Acumulado	Factor de Recuperación	Producción de Agua Acumulada
	BBL/D	BBL/D	BBL/D	BBL/D	STB		(10E7) BBL
400	5200	200	5000	3000	360000	0,19	2,73
400	5200	200	5000	5000	400000	0,21	3,41
400	5200	200	5000	8000	460000	0,24	4,43
513	7500	500	7000	5000	471000	0,25	4,25
513	7500	500	7000	8000	540000	0,28	5,29
513	7500	500	7000	11000	615000	0,32	6,36
538	9000	1000	8000	8000	574000	0,31	5,68
538	9000	1000	8000	10000	627000	0,33	6,39
538	9000	1000	8000	12000	682000	0,36	7,12
400	6000	1000	5000	18000	604000	0,32	6,42
400	5000	1000	4000	13000	542000	0,28	5,8
400	4300	800	3500	13000	515000	0,27	5,51

Tabla 20

Como se muestra en la tabla previa, se tienen diferentes arreglos de caudales de aporte de las zonas baleadas, con el objetivo de representar diferentes escenarios de producción, hasta encontrar un punto optimo donde sea factible producir agua generada del cono inverso (debajo del WOC), a una mayor recobro de petróleo (Vea la Figura 76)

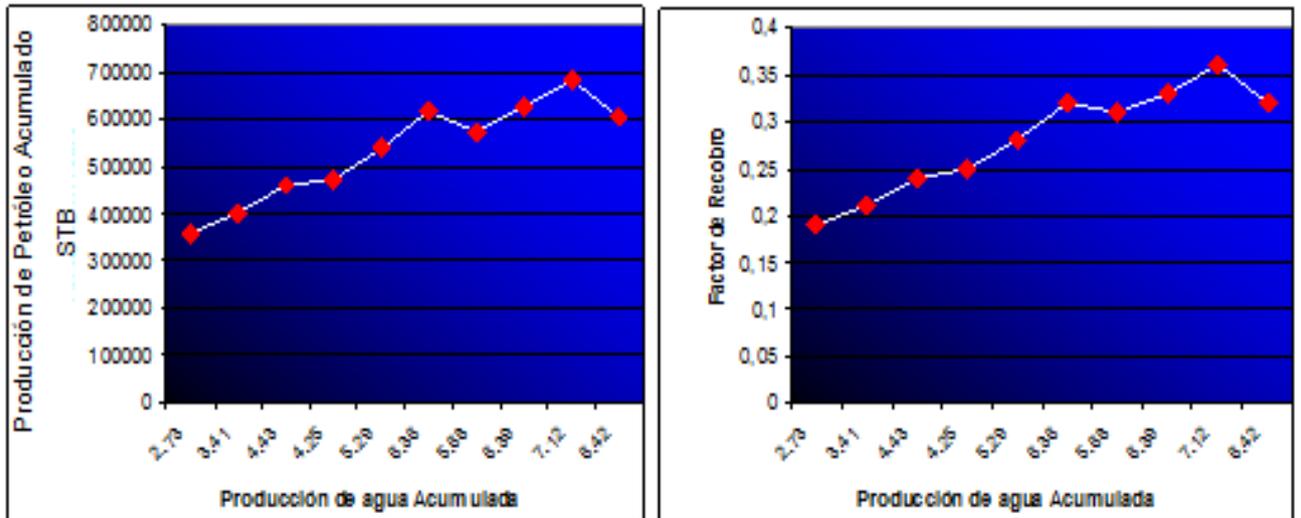


Figura 76

Como se muestra en las gráficas, un aumento del régimen de la producción de agua desde el Cono Inverso y de la producción de fluidos desde la zona de petróleo, se obtiene claramente un mayor factor de recobro de petróleo, pues de esta forma se mantiene un asenso uniforme del contacto agua - petróleo en los perforados, evitando de esta manera el fuerte impacto de la formación del cono y la posible formación de crudo bypassado (Vea la Figura 77).

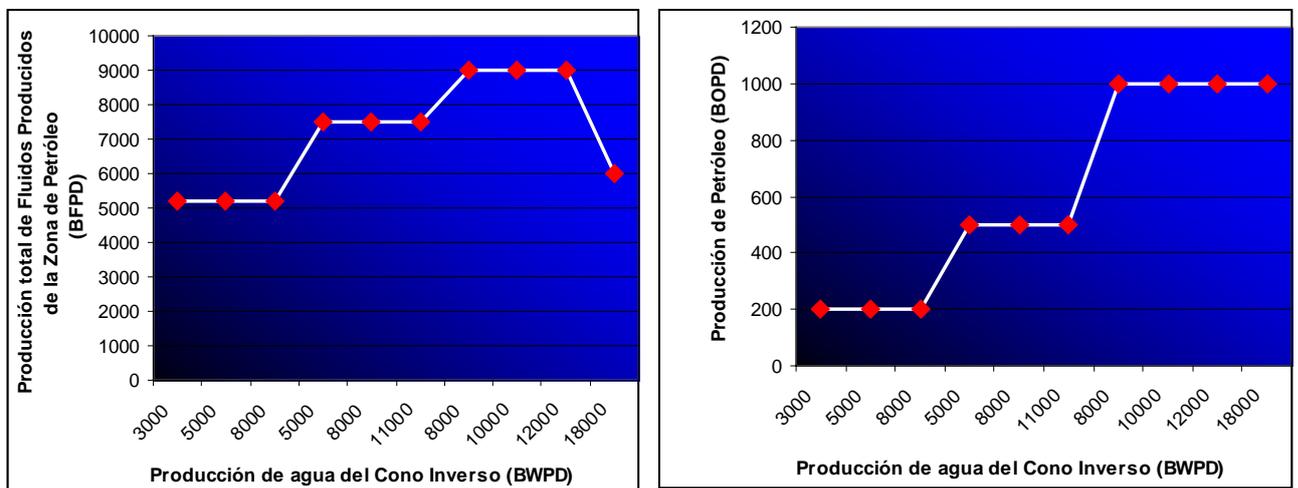


Figura 77

Dentro de esta tecnología se deben analizar dos temas principales para poder escoger el intervalo a balear en la zona inferior o del cono, lo cual depende del caudal que se requiere para tener un recobro óptimo de petróleo. Por consiguiente se debe analizar el caudal de agua en ambas zonas. Sin embargo a pesar de necesitar un mayor caudal de agua posible en ambos, como se muestran en las tablas previas, esta se restringe a cierto caudal ya que una mayor producción de agua implica tener un equipo de Bombeo Electrosumergible de una serie mayor (es decir un diámetro mayor), lo

cual reduce el diámetro disponible para la tubería en paralelo del equipo de la zona alterna ya sea zona superior o inferior (Vea la Figura 78).

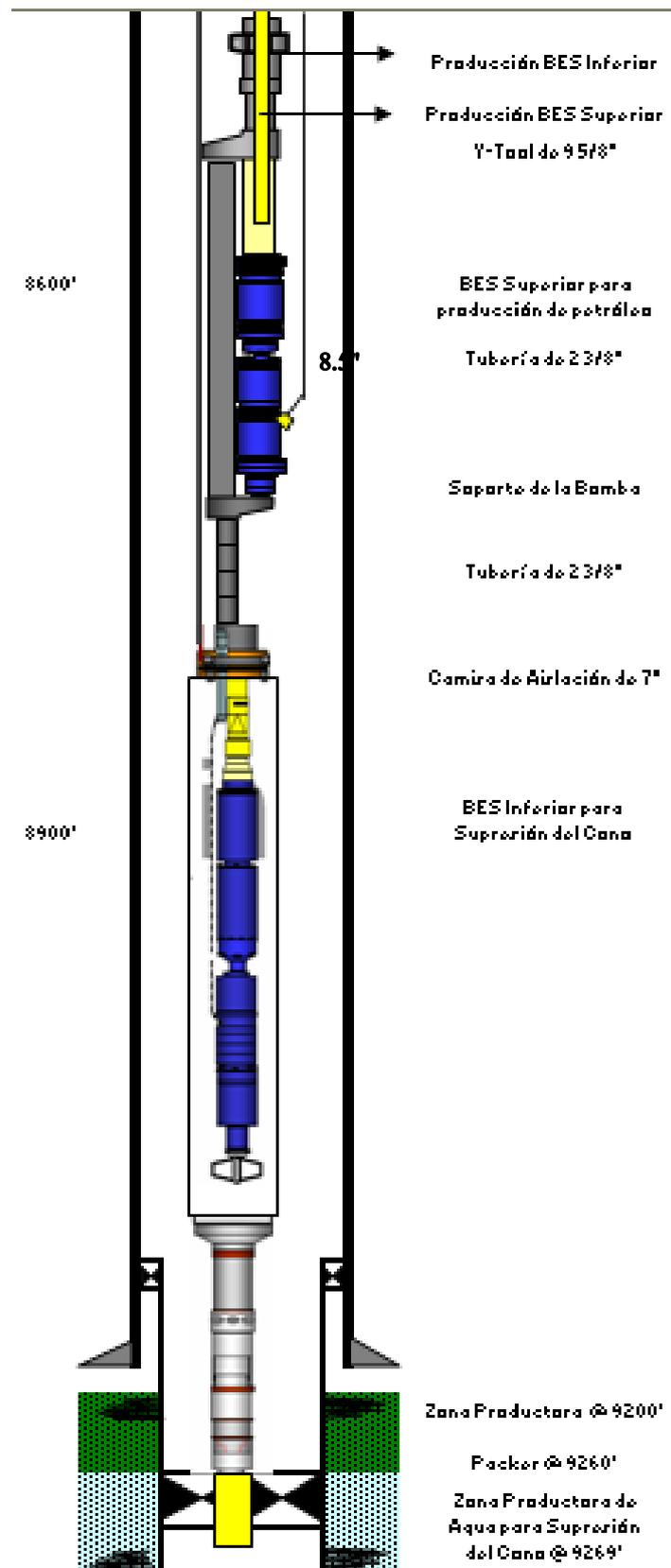


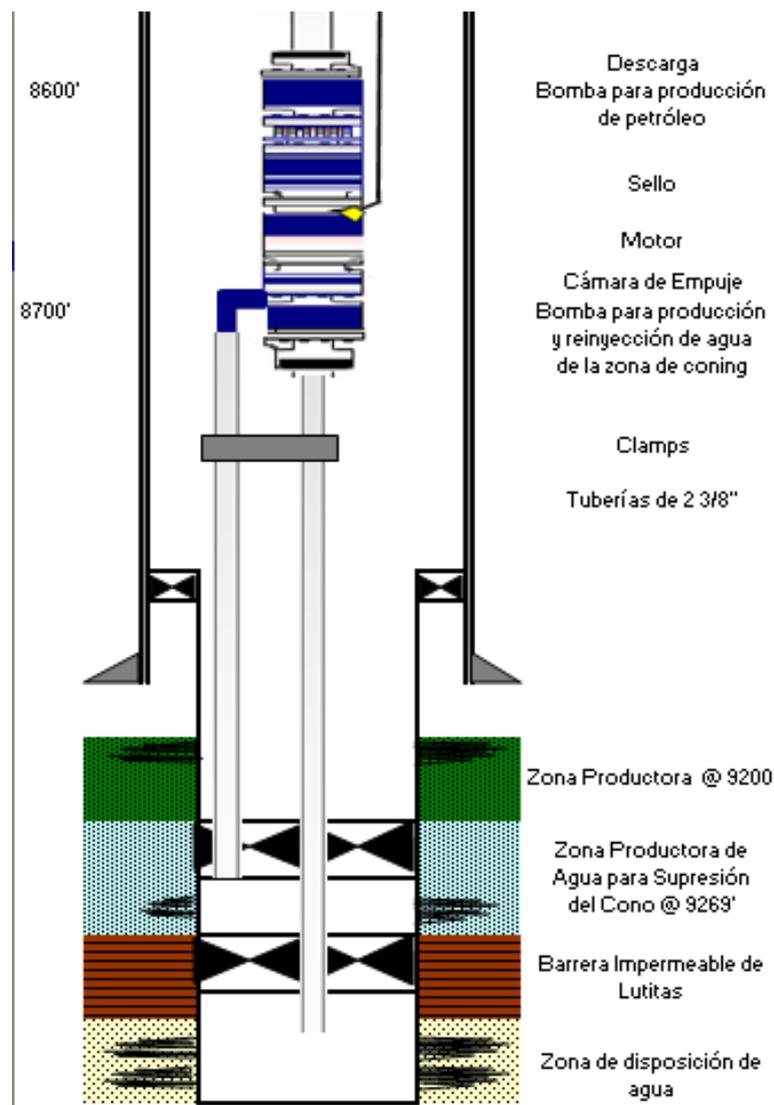
Figura 78

Es por estas limitaciones, que recomendamos producir los fluidos de la zona superior con una Bomba Serie 513 que permita trabajar con altos caudales, mientras que los fluidos de la zona de agua (debajo del WOC) pueden trabajar con una Bomba de mayor Serie (Ejm: Bomba Serie 538), que permita producir agua a grandes caudales, pues en esta zona ya no hay las limitaciones de espacio en el anular.

Para casos en que se pueda realizar la disposición del agua producida en fondo:

Realizando un análisis de esta tecnología se puede ver que el aumento de la producción de agua, es muy considerable y a su vez conlleva a elevar el costo de producción, por consiguiente basándonos en la tecnología previamente planteada del sistema DHOWS, sería una alternativa recomendable el poder realizar una configuración de Cono inverso con reinyección de agua en fondo (Configuración de Supresión del Cono), la misma que consistiría de una bomba Electrosumergible para la producción de petróleo y otra bomba para la producción y reinyección del agua proveniente del coning.

Este tipo de configuración, permitiría abarcar tres grandes problemas de los sistemas anteriores, que es conseguir un mayor recobro, con una menor producción de agua en superficie debido aun mejor aprovechamiento de los espacios anulares disponibles; a un menor costo de equipos en tubería y sistemas electrosumergibles (Vea la Figura 79).



Cono Inverso con Disposición de Agua en fondo
Figura 79

4.10.2.3. Resultados de la aplicación de modificadores de Permeabilidad Relativa.

Según la Publicación presentada en el IV Ingepet 2008 por Tomás García, William Navarro y Juan Mendoza, titulada “aplicación y evaluación de modificadores de permeabilidad relativa para control de agua en los lotes 8 y 1ab de la selva peruana”, presentan los siguientes resultados obtenidos (Vea Tabla 21 y Figura 80).

Test	Depth, Ft	Rf water Cycle 1	Rf water Cycle 2	Rf oil Cycle 1
Two-step Treatment: Acetic SSA followed by AquaCon HP. No FSA-1 in acid pre-treatment	9130.2	10.93	3.56	3.18
Two-step Treatment: Acetic SSA followed by AquaCon HP. FSA-1 in acid pre-treatment	9140.4	6.45	10.68	1.35
Two-step Treatment: SSA (ABF + HV-acid only) followed by AquaCon HP. FSA-1 in acid pre-treatment	9155.4	5.07	8.37	1.32
One step treatment: HV-Acid + ABF + AquaCon only in acid	9150.3	7.79	6.74	2.53

Tabla 21

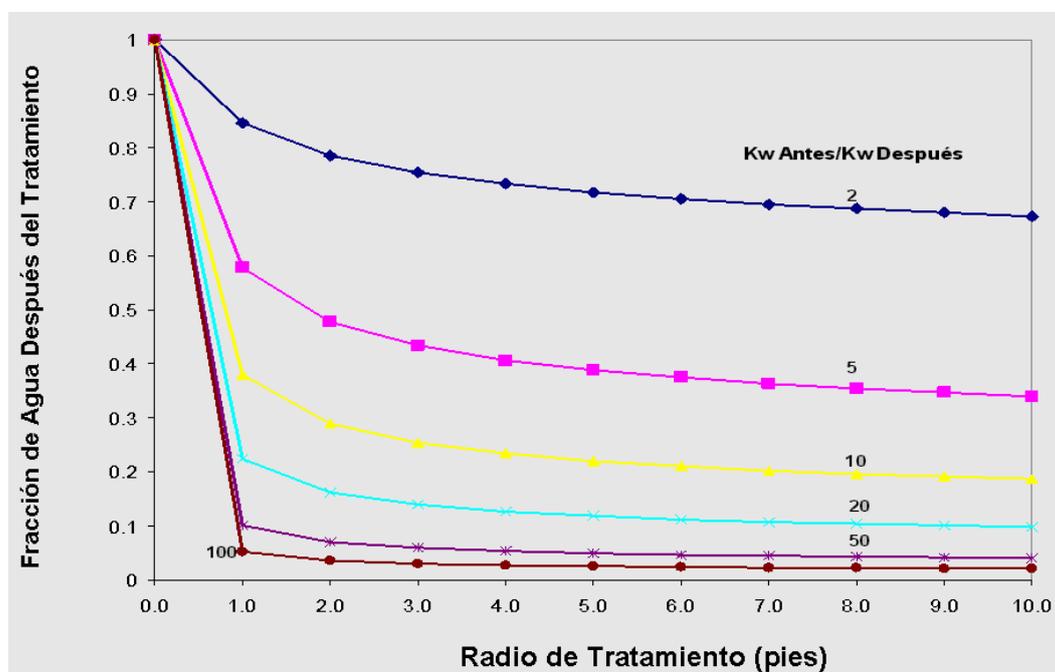


Figura 80

Para el caso Peruano, el radio de aplicación del tratamiento obtenido es de 6 a 10 pies de profundidad.

Para la simulación se modificó las dimensiones de la grilla original alrededor del pozo realizando un afinamiento en este, para poder tener una representatividad del radio de invasión del tratamiento. Para mantener el tamaño original del modelo, se compensó el tamaño de las demás grillas, como se muestra a continuación:

X1: 200, X2: 200, X3: 170, X4: 10, X5: 10, X6: 10, X7: 200, X8: 200

Y1: 500, Y2: 150, Y3: 50, Y4: 15, Y5: 5, Y6: 15, Y7: 50, Y8: 150, Y9: 500

Z1: 16, Z2: 16, Z3: 14, Z4: 4, Z5: 4, Z6: 7, Z7: 8, Z8: 8, Z9: 8

En el modelo, las grillas 27, 28, 29, 35, 36, 37, 43, 44 y 45 son consideradas como la zona invadida por el tratamiento (Figura 81).

	1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	2	3	4	5	6	7	8
2	9	10	11	12	13	14	15	16
3	17	18	19	20	21	22	23	24
4	25	26	27	28	29	30	31	32
5	33	34	35	36	37	38	39	40
6	41	42	43	44	45	46	47	48
7	49	50	51	52	53	54	55	56
8	57	58	59	60	61	62	63	64
9	65	66	67	68	69	70	71	72

Figura 81

Por tanto para esta se usará unas curvas de permeabilidad modificadas que nos puedan representar el comportamiento de los modificares, para poder realizar una estimación adecuada de la disminución de agua.

Sw	Zona invadida ($r = 10'$)			Zona virgen		
	Krw	Kro	Pc	Krw	Kro	Pc
0.20	0.000000	1.000000	3.600000	0.000000	1.000000	3.600000
0.25	0.000902	0.772480	2.960000	0.000040	0.772480	2.960000
0.30	0.002602	0.586180	2.720000	0.000680	0.586180	2.720000
0.35	0.004752	0.435810	1.480000	0.003430	0.435810	1.480000
0.40	0.008902	0.316410	1.240000	0.010830	0.316410	1.240000
0.45	0.011402	0.223400	1.000000	0.026440	0.223400	1.000000
0.50	0.012602	0.152590	0.760000	0.054820	0.152590	0.760000
0.55	0.020852	0.100110	0.520000	0.101560	0.100110	0.520000
0.60	0.042502	0.062500	0.280000	0.173250	0.062500	0.280000
0.65	0.081902	0.036640	0.040000	0.277510	0.036640	0.040000
0.70	0.143402	0.019780	0.038000	0.422970	0.019780	0.038000
0.75	0.231352	0.009540	0.024000	0.619280	0.009540	0.024000
0.80	0.350102	0.003910	0.010000	0.877080	0.003910	0.010000
0.82	0.407200	0.000000	0.001000	1.000000	0.000000	0.001000

Tabla 22

Se consideró que el tratamiento no afectó la permeabilidad relativa al petróleo debido ya que ésta es mínima (Vea la Figura 82)

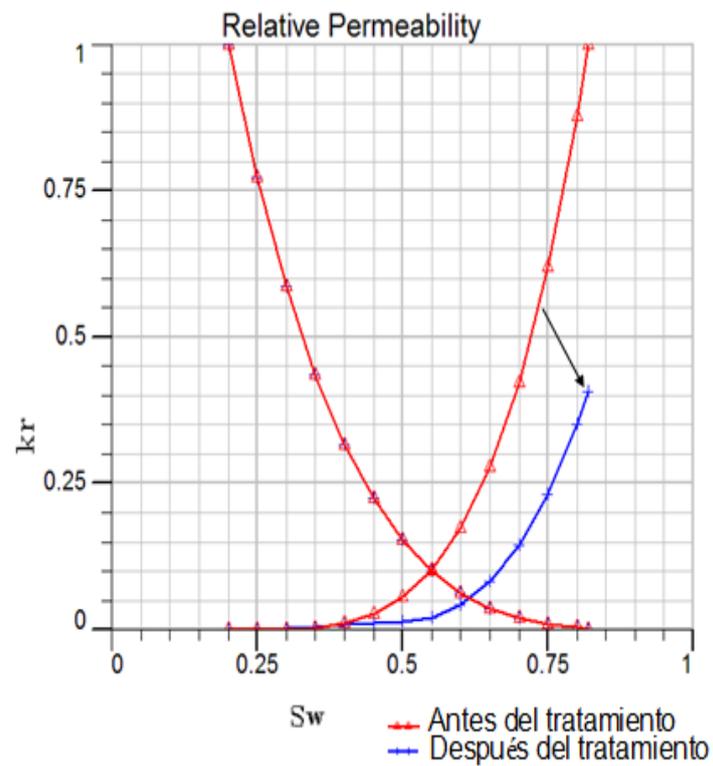


Figura 82

La simulación se hizo para un período de 2 años, debido a que el producto inyectado tiene un efecto dentro del reservorio de hasta 2 años reportados por las empresas que han aplicado esta tecnología en sus pozos (Vea la Figura 83 y Tabla 23)

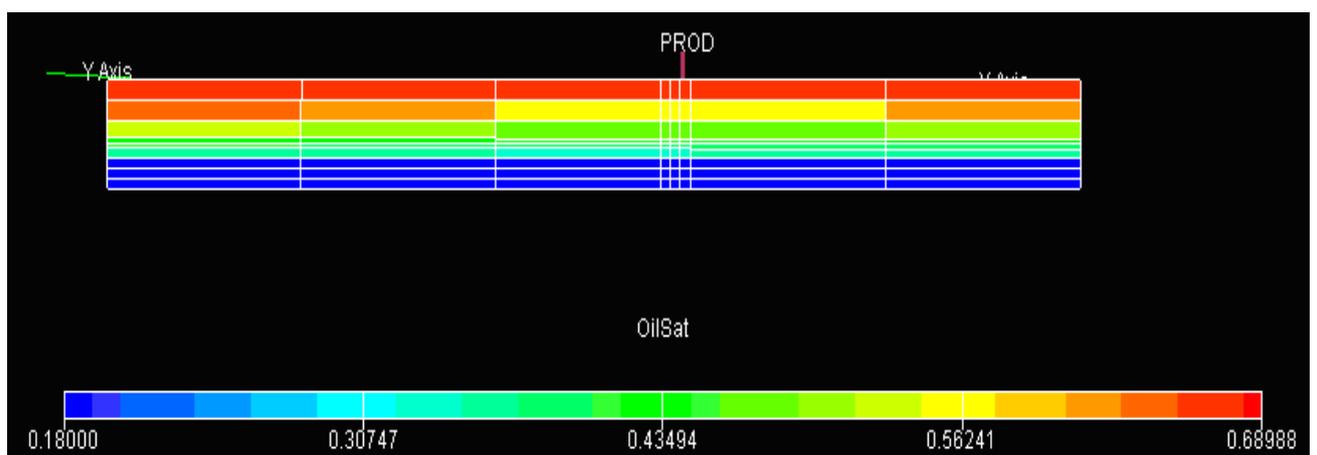


Figura 83

	Condiciones Actuales (Sin Tratamiento)	Condiciones Actuales (Con Tratamiento)
Factor de Recobro	12.350%	12.832%
Producción de Agua Acumulada (STB)	8,240,000	8,130,000
Producción de Oil Acumulado (STB)	232,620	242,775

Tabla 23

Como se muestra en la tabla previa, existe un incremento en la producción de petróleo de 10,155 STB y una reducción en la producción de agua de 110,000 STB., la cual significaría una reducción de aproximadamente 160 barriles diarios de agua si fuera uniforme, sin embargo se sugiere un cambio mas brusco en los primeros meses de la inyección y una reducción del efecto al final de los dos años.

CAPITULO 5: EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS ALTERNATIVAS ÓPTIMAS DE COMPLETACIÓN PARA UN POZO TIPO

5.5. Análisis Económico del Sistema DHOWS

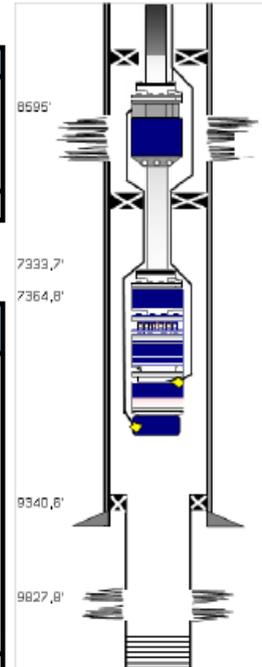
Sistema DHOWS

TANGIBLES

		P. unit	P total
Cantidad de tubería :	287 tubos de 3 1/2" de producción	\$ 18.20	\$ 156,702.00
Packers:	2 Packer para casing de 9 5/8"	\$ 22,000.00	\$ 44,000.00
Equipo DHOWS	1 Equipo BES de serie 563 + hidrociclón	\$ 260,000.00	\$ 260,000.00
Cabezal:	1 Cabezal	\$ 170,000.00	\$ 170,000.00
	Sub-total		\$ 630,702.00

INTANGIBLES

	Días de la Operación	Costo por día	Costo total
Trasteo	5	\$ 300.00	\$ 1,500.00
Armado del Equipo	3	\$ 9,000.00	\$ 27,000.00
Alquiler del Equipo	23	\$ 8,000.00	\$ 184,000.00
Desarmado del Equipo	1	\$ 8,000.00	\$ 8,000.00
Personal de Rig (AVION)	1	\$ 5,000.00	\$ 5,000.00
Servicios Varios			\$ 10,000.00
Inspección de Tubería de Producción	2	\$ 1,500.00	\$ 3,000.00
Instalación de Sistema DHOWS			\$ 9,000.00
Fluido de Work Over			\$ 2,000.00
Combustible	15	\$ 350.00	\$ 5,250.00
Contingencias			\$25,475.00
	Subtotal		\$280,225.00
	Total		\$910,927.00



EVALUACION ECONOMICA - DHOWS

POZOS: Pozo Selva
YACIMIENTO: Campo Selva
FORMACION: Vivian

PARAMETROS: OIL
Precio (\$/Bl & \$/MPC) 45
Gasto Variable Incremental (\$/Bl & \$/MPC) 0.4
Gasto por reinyección y tratamiento 0.2
Gasto Fijo (M\$/POZO-AÑO)
Impuestos (%) 30%
Tasa Actual (%) 0.01 1.00% Mensual 12.0% Anual

RESULTADOS:

VAN (i=12%) @ 1 año	3832.20	M\$
PAY-OUT	1	Mes
INV/RES		\$/Bbl
BENEFICIO-COSTO	36.48	
IVA	35.48	
TIR	1.155	

INVERSION (M\$) (intang+tang) 4.00 104.00 108.00

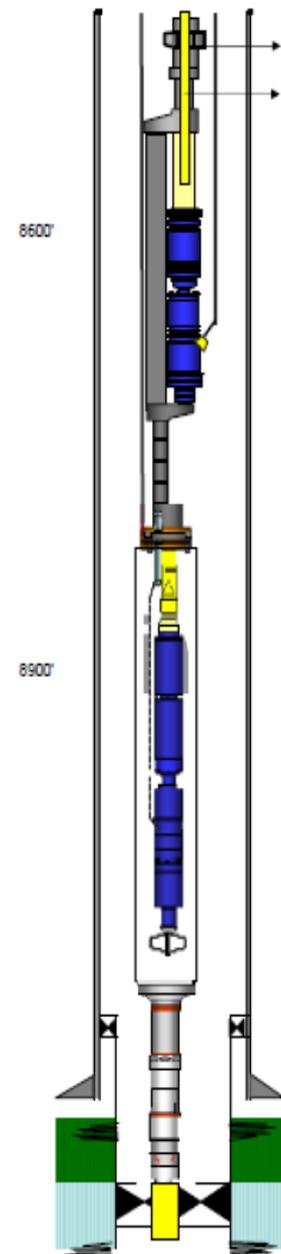
MES	PROD. OIL (BOPD)	PROD. OIL (MBbl)	PROD. AGUA (MBbl)	INVERSION		ING. BRUTO (OIL) (M\$)	COSTOS OPERAT. (M\$)	DEPRECIACION		UTILIDAD BRUTA (M\$)	IMPTOS (M\$)	FLUJO DE FONDO (M\$)	FLUJO ACTUAL (M\$)	FLUJO ACUMULADO (M\$)
				INTANG. (M\$)	TANG. (M\$)			INTANG. (M\$)	TANG. (M\$)					
1	0	0.00	80.18682	4.00	104.00	0.00	-48.11	4.00	34.67	9.45	2.83	-62.72	-62.10	-62.10
2	0	0.00	171.50869			0.00	-102.91			102.91	30.87	72.03	70.61	8.51
3	0	0.00	172.94601			0.00	-103.77			103.77	31.13	72.64	70.50	79.01
4	0	0.00	173.85295			0.00	-104.31			104.31	31.29	73.02	70.17	149.18
5	0	0.00	174.47155			0.00	-104.68			104.68	31.40	73.28	69.72	218.91
6	0	0.00	174.92795			0.00	-104.96			104.96	31.49	73.47	69.21	288.12
7	0	0.00	175.2891			0.00	-105.17			105.17	31.55	73.62	68.67	356.79
8	0	0.00	175.5854			0.00	-105.35			105.35	31.61	73.75	68.10	424.89
9	0	0.00	175.83485			0.00	-105.50			105.50	31.65	73.85	67.52	492.41
10	0	0.00	176.04615			0.00	-105.63			105.63	31.69	73.94	66.94	559.35
11	0	0.00	176.22875			0.00	-105.74			105.74	31.72	74.02	66.34	625.69
12	0	0.00	176.39			0.00	-105.83			105.83	31.75	74.08	65.75	691.44
TOTAL		0.00	2003.27	4.00	104.00	0.00	-1201.96	4.00	34.67	1163.29	346.15	744.97	65.75	3832.20

5.6. Análisis Económico del Sistema Cono Inverso**Cono Inverso****TANGIBLES**

		P. unit	P total
Cantidad de tubería :	8600' de tubería de 2 3/8"	\$ 18.20	\$ 156,520.00
	8600' de tubería de 5 1/2"	\$ 22.50	\$ 193,500.00
	300' de tubería de 2 3/8"	\$ 18.20	\$ 5,460.00
	169' de tubería de 2 3/8"	\$ 18.20	\$ 3,075.80
Y-Tool:	1 para tubería de 2 3/8 y bomba Superior	\$ 5,000.00	\$ 5,000.00
Packers:	1 Packer para casing de 7"	\$ 10,000.00	\$ 10,000.00
Sistema BES:	1 Equipo BES de serie 513	\$ 200,000.00	\$ 200,000.00
	1 Equipo BES de serie 538	\$ 220,000.00	\$ 220,000.00
Cabezal:	1 Cabezal Especial para tubería concéntrica	\$ 255,000.00	\$ 255,000.00
Camisa:	1 Camisa de 200' para BES inferior de 7"	\$ 25.00	\$ 5,000.00
Accesorios			\$ 50,000.00
		Sub-total	\$ 1,103,555.80

INTANGIBLES

	Días de la Operación	Costo por día	Costo total
Trasteo	5	\$ 300.00	\$ 1,500.00
Armado del Equipo	3	\$ 9,000.00	\$ 27,000.00
Alquiler del Equipo	28	\$ 8,000.00	\$ 224,000.00
Desamado del Equipo	1	\$ 8,000.00	\$ 8,000.00
Personal de Rig (AVION)	1	\$ 5,000.00	\$ 5,000.00
Servicios Varios			\$ 10,000.00
Inspección de Tubería de Producción	2	\$ 1,500.00	\$ 3,000.00
Instalación de Sistema Cono Inverso			\$ 13,000.00
Fluido de Work Over			\$ 8,000.00
Squeeze y Reperforados (Trabajos y Materiales)			\$ 30,000.00
Combustible	20	\$ 350.00	\$ 7,000.00
Contingencias			\$33,650.00
		Subtotal	\$370,150.00
		Total	\$1,473,705.80



EVALUACION ECONOMICA - CONO INVERSO

POZOS: Pozo Selva
YACIMIENTO: Campo Selva
FORMACION: Vivian

PARAMETROS: OIL 45
 Precio (\$/Bbl & \$/MPC)

Gasto Variable Incremental (\$/Bbl & \$/MMPC) 0.4
 Gasto por retención y tratamiento 0.2
 Gasto Fijo (\$/POZO-AÑO) 30%
 Impuestos (%) 0.01
 Tasa Actual (%) 1.00% Mensual 12.00% Anual

RESULTADOS:

VAN I=12% @ 1 año	-13818.48	M\$
PAY-OUT	NV	M\$
INV/RES	28.40	\$/Bbl
BENEFICIO-COSTO	-20.44	
I/A	-21.44	
TIR	NV	

INVERSION (M\$) (intang+tang) 38.00 597.30 635.30

MES	PROD. OIL (BOPTD)	PROD. OIL (MMBbl)	PROD. AGUA (MMBbl)	INVERSION INTANG. (M\$)	TANG. (M\$)	ING. BRUTO (OIL) (M\$)	COSTOS OPERAT. (M\$)	DEPRECIACION INTANG. (M\$)	TANG. (M\$)	UTILIDAD BRUTA (M\$)	IMPOTOS (M\$)	FLUJO DE FONDO (M\$)	FLUJO ACTUAL (M\$)	FLUJO ACUMULADO (M\$)
1	400	12.16	110.68	3.17	49.78	547.20	71.27	3.17	49.78	422.99	126.90	-286.27	-283.43	-283.43
2	14.81803211	0.45	111.782	3.17	49.78	20.27	67.25	3.17	49.78	-99.92	-29.98	-17.00	-16.67	-300.10
3	15.10361842	0.46	112.916	3.17	49.78	20.66	67.93	3.17	49.78	-100.21	-30.06	-17.21	-16.70	-316.80
4	15.3885526	0.47	114.056	3.17	49.78	21.05	68.63	3.17	49.78	-100.52	-30.16	-17.42	-16.74	-333.55
5	15.6543421	0.48	115.194	3.17	49.78	21.42	69.31	3.17	49.78	-100.83	-30.25	-17.64	-16.78	-350.33
6	15.92072368	0.48	116.358	3.17	49.78	21.78	70.01	3.17	49.78	-101.17	-30.35	-17.88	-16.84	-367.17
7	16.1875	0.49	117.538	3.17	49.78	22.14	70.72	3.17	49.78	-101.52	-30.46	-18.12	-16.90	-384.07
8	16.44652363	0.50	118.71	3.17	49.78	22.50	71.43	3.17	49.78	-101.87	-30.56	-18.37	-16.96	-401.03
9	16.68190789	0.51	119.87	3.17	49.78	22.82	72.12	3.17	49.78	-102.25	-30.67	-18.63	-17.03	-418.07
10	16.89638158	0.51	120.976	3.17	49.78	23.11	72.79	3.17	49.78	-102.62	-30.79	-18.89	-17.10	-435.17
11	17.07035474	0.52	121.96	3.17	49.78	23.35	73.38	3.17	49.78	-102.97	-30.89	-19.14	-17.16	-452.33
12	17.2151842	0.52	122.888	3.17	49.78	23.55	73.94	3.17	49.78	-103.33	-31.00	-19.39	-17.21	-469.53
13	17.33157895	0.53	123.75	3.17	49.78	23.71	74.46	3.17	49.78	-103.75	-31.23	-19.63	-17.25	-486.78
14	17.44276316	0.53	124.508	3.17	49.78	23.86	74.98	3.17	49.78	-104.12	-31.38	-19.88	-17.28	-504.06
15	17.53880263	0.53	125.142	3.17	49.78	23.99	75.48	3.17	49.78	-104.51	-31.53	-20.11	-17.30	-521.36
16	17.62763158	0.54	125.664	3.17	49.78	24.11	75.97	3.17	49.78	-104.91	-31.68	-20.33	-17.31	-538.66
17	17.70559211	0.54	127.072	3.17	49.78	24.22	76.46	3.17	49.78	-105.32	-31.83	-20.54	-17.32	-555.96
18	17.77138158	0.54	127.85	3.17	49.78	24.31	76.93	3.17	49.78	-105.74	-31.98	-20.74	-17.32	-573.26
19	17.8411842	0.54	128.67	3.17	49.78	24.41	77.42	3.17	49.78	-106.17	-32.13	-20.94	-17.32	-590.56
20	17.91420789	0.54	129.498	3.17	49.78	24.51	77.92	3.17	49.78	-106.61	-32.28	-21.14	-17.31	-607.86
21	18.02023684	0.55	129.914	3.17	49.78	24.91	78.17	3.17	49.78	-107.06	-32.43	-21.34	-17.29	-625.16
22	18.23421053	0.55	130.746	3.17	49.78	24.94	78.67	3.17	49.78	-107.52	-32.58	-21.54	-17.26	-642.46
23	18.25427632	0.55	131.566	3.17	49.78	24.97	79.28	3.17	49.78	-108.00	-32.73	-21.74	-17.22	-659.76
24	18.42527632	0.56	132.632	3.17	49.78	25.21	79.80	3.17	49.78	-108.50	-32.88	-21.94	-17.17	-677.06
25	18.50328947	0.56	133.772	3.17	49.78	25.31	80.49	3.17	49.78	-109.02	-33.03	-22.14	-17.11	-694.36
26	18.66447368	0.57	134.376	3.17	49.78	25.53	80.85	3.17	49.78	-109.56	-33.18	-22.34	-17.04	-711.66
27	18.44703947	0.56	134.464	3.17	49.78	25.24	80.90	3.17	49.78	-109.00	-32.90	-22.00	-16.90	-728.96
28	18.12368421	0.55	134.48	3.17	49.78	24.79	80.91	3.17	49.78	-108.00	-32.70	-21.70	-16.70	-746.26
29	17.96480263	0.55	134.484	3.17	49.78	24.58	80.91	3.17	49.78	-107.00	-32.50	-21.50	-16.50	-763.56
30	17.80230263	0.54	134.492	3.17	49.78	24.35	80.91	3.17	49.78	-106.00	-32.30	-21.30	-16.30	-780.86
31	17.63980263	0.54	134.492	3.17	49.78	24.13	80.91	3.17	49.78	-105.00	-32.10	-21.10	-16.10	-798.16
32	17.48026316	0.53	134.486	3.17	49.78	23.91	80.91	3.17	49.78	-104.00	-31.90	-20.90	-15.90	-815.46
33	17.32035474	0.53	134.504	3.17	49.78	23.69	80.91	3.17	49.78	-103.00	-31.70	-20.70	-15.70	-832.76
34	17.16557895	0.52	134.504	3.17	49.78	23.47	80.91	3.17	49.78	-102.00	-31.50	-20.50	-15.50	-850.06
35	16.98518421	0.52	134.516	3.17	49.78	23.24	80.92	3.17	49.78	-101.00	-31.30	-20.30	-15.30	-867.36
36	16.81803211	0.51	134.512	3.17	49.78	23.01	80.91	3.17	49.78	-100.00	-31.10	-20.10	-15.10	-884.66
37	16.65522368	0.51	134.528	3.17	49.78	22.79	80.92	3.17	49.78	-99.00	-30.90	-19.90	-14.90	-901.96
38	16.50723684	0.50	134.528	3.17	49.78	22.58	80.92	3.17	49.78	-98.00	-30.70	-19.70	-14.70	-919.26
39	16.35953947	0.50	134.528	3.17	49.78	22.38	80.92	3.17	49.78	-97.00	-30.50	-19.50	-14.50	-936.56
40	16.21447368	0.49	134.536	3.17	49.78	22.18	80.92	3.17	49.78	-96.00	-30.30	-19.30	-14.30	-953.86
41	16.06803211	0.49	134.536	3.17	49.78	21.98	80.92	3.17	49.78	-95.00	-30.10	-19.10	-14.10	-971.16
42	15.92171053	0.48	134.544	3.17	49.78	21.78	80.92	3.17	49.78	-94.00	-29.90	-18.90	-13.90	-988.46
43	15.77730263	0.48	134.548	3.17	49.78	21.58	80.92	3.17	49.78	-93.00	-29.70	-18.70	-13.70	-1005.76
44	15.63322368	0.48	134.552	3.17	49.78	21.39	80.92	3.17	49.78	-92.00	-29.50	-18.50	-13.50	-1023.06
45	15.48818421	0.47	134.552	3.17	49.78	21.19	80.92	3.17	49.78	-91.00	-29.30	-18.30	-13.30	-1040.36
46	15.33289474	0.47	134.56	3.17	49.78	20.98	80.92	3.17	49.78	-90.00	-29.10	-18.10	-13.10	-1057.66
47	15.18190789	0.46	134.568	3.17	49.78	20.77	80.93	3.17	49.78	-89.00	-28.90	-17.90	-12.90	-1074.96
48	15.03092105	0.46	134.568	3.17	49.78	20.56	80.92	3.17	49.78	-88.00	-28.70	-17.70	-12.70	-1092.26
TOTAL		24.07	2941.15	38.00	597.30	1083.03	1774.32	38.00	597.30	-1326.59	-397.98	-1563.91	-17.21	-13618.46

5.7. Sistema de Modificadores de Permeabilidad Relativa

Sistema RPM

TANGIBLES

		P. unit	P total
Modificadores de Permeabilidad	8 Bbls		\$ 70,000.00
Sub-total			\$ 70,000.00

INTANGIBLES

	Dias de la Operación	Costo por día	Costo total
Trasleo	5	\$ 300.00	\$ 1,500.00
Armado del Equipo	3	\$ 9,000.00	\$ 27,000.00
Alquiler del Equipo	19	\$ 8,000.00	\$ 152,000.00
Desarmado del Equipo	1	\$ 8,000.00	\$ 8,000.00
Personal de Rig (AVION)		\$ 5,000.00	\$ 5,000.00
Servicios Varios			\$ 10,000.00
Servicio de Bombeo del RPM			\$ 30,000.00
Servicio de WorkOver			\$ 80,000.00
Inspección de Tubería de Producción	2	\$ 1,500.00	\$ 3,000.00
Instalación de Sistema BES			\$ 5,000.00
Fluido de Work Over			\$ 2,000.00
Combustible	10	\$ 350.00	\$ 3,500.00
Contingencias			\$32,700.00
Subtotal			\$359,700.00
Total			\$429,700.00

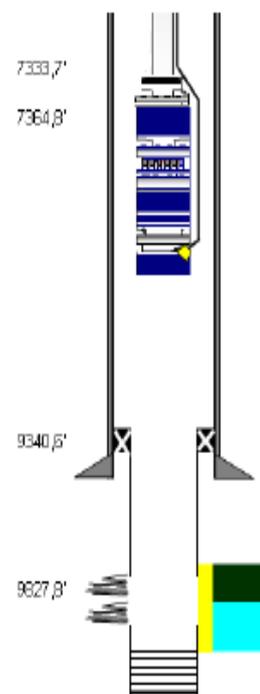


TABLA N° 6 EVALUACION ECONOMICA - RPM

POZOS: Pozo Selva
YACIMIENTO: Campo Selva
FORMACION: Vivian

PARAMETROS:

Precio (\$/Bl & \$/MPC)	OIL	45
Gasto Variable Incremental (\$/Bl & \$/MPC)		0.4
Gasto por reinyección y tratamiento		0.2
Gasto Fijo (M\$/POZO-AÑO)		
Impuestos (%)		30%
Tasa Actual (%)		0.01
	1.00% Mensual	12.0% % Anual

INVERSION (M\$) (intang+tang) 359.70 70.00 429.70

RESULTADOS:

VAN (i=12%) @ 1 año	80.20	M\$
PAY-OUT	3	Mes
INV/RES	40.73	\$/Bbl
BENEFICIO-COSTO	1.19	
IVA	0.19	
TIR	13%	

SENSIBILIDAD ECONOMICA:

INVERSION MAXIMA	76.50	M\$
RESERVAS MINIMAS	1.72	MSTB

MES	PROD. OIL (BOPD)	PROD. OIL (MBbl)	PROD. AGUA (MBbl)	INVERSION		ING. BRUTO (OIL) (M\$)	COSTOS OPERAT. (M\$)	DEPRECIACION		UTILIDAD BRUTA (M\$)	IMPTOS (M\$)	FLUJO DE FONDO (M\$)	FLUJO ACTUAL (M\$)	FLUJO ACUMULADO (M\$)
				INTANG. (M\$)	TANG. (M\$)			INTANG. (M\$)	TANG. (M\$)					
1	132.06757	4.01	49.78169	119.90	23.33	180.67	-28.26	119.90	23.33	65.70	19.71	-240.48	-238.10	-238.10
2	85.849633	2.61	32.09487	119.90	23.33	117.44	-18.21	119.90	23.33	-7.58	-2.27	137.93	135.21	-102.89
3	50.304167	1.53	2.57544	119.90	23.33	68.82	-0.93	119.90	23.33	-73.48	-22.05	91.79	89.10	-13.79
4	31.344167	0.95	1.5091			42.88	-0.52			43.40	13.02	30.38	29.20	15.41
5	19.6208	0.60	0.9404			26.84	-0.33			27.17	8.15	19.02	18.09	33.50
6	12.25	0.37	0.5887			16.76	-0.20			16.96	5.09	11.87	11.19	44.69
7	7.6263333	0.23	0.3676			10.43	-0.13			10.56	3.17	7.39	6.90	51.58
8	4.589	0.14	0.2284			6.28	-0.08			6.36	1.91	4.45	4.11	55.69
9	2.502	0.08	0.1378			3.42	-0.05			3.47	1.04	2.43	2.22	57.91
10	0.912	0.03	0.0752			1.25	-0.03			1.28	0.38	0.90	0.81	58.73
11	0.0	0.00	0.0273			0.00	-0.02			0.02	0.00	0.01	0.01	58.74
12	0.0	0.00	0.00			0.00	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	58.74
TOTAL		10.55	88.33	359.70	70.00	474.79	-48.78	359.70	70.00	93.86	8.45	65.70	0.00	80.20

5.8. Sistema de Válvulas ICV e ICD Para Campos Nuevos**Sistema con Ecuilibradores de Flujo ICV - ICD****TANGIBLES**

	Cantidad	P. unit	P. total
Packer de 9 5/8" x 6" (47 lb/ft)	1	\$22,000.00	\$22,000.00
Conector de fondo X-over de 5.459", 4 1/2" Thread	1	\$5,000.00	\$5,000.00
Rejilla ICD con Sistema Equalizer de 7"	500	\$450.00	\$225,000.00
4 1/2" Oil swellable packer, slide on sleeve	1	\$20,000.00	\$20,000.00
GV Packer Tipo CUP		\$5,000.00	\$0.00
4 1/2" x 5 3/4" Spirolizers con 2ea. Stop Rings ICV	1	\$700.00	\$0.00
	1	\$800,000.00	\$800,000.00
Cabezal de Pozo	1	\$170,000.00	\$170,000.00
Tubería de Producción de 3 1/2"			\$0.00
Sistema ESP y accesorios	1	\$220,000.00	\$220,000.00
Sensor de fondo	1	\$20,000.00	\$20,000.00
		Subtotal	\$1,482,000.00

INTANGIBLES

	Días de la Operación	Costo por día	Costo total
Trasteo	5	\$300.00	\$1,500.00
Armado del Equipo	3	\$9,000.00	\$27,000.00
Alquiler del Equipo	26	\$8,000.00	\$208,000.00
Desarmado del Equipo	1	\$7,000.00	\$7,000.00
Personal de Rig (AVION)	1	\$5,000.00	\$5,000.00
Servicios Varios			\$3,000.00
Inspección de Tubería de Producción	2	\$1,500.00	\$3,000.00
Instalación de Dispositivos de Control de flujo	3	\$5,000.00	\$15,000.00
Instalación de Sistema BES			\$7,000.00
Fluido de Work Over			\$2,000.00
Combustible	18	\$350.00	\$6,300.00
Contingencias			\$28,480.00
		Subtotal	\$313,280.00
		Total	\$1,795,280.00

Producción de Agua	3000 BWPD
Producción de Petróleo	1000 BOPD
Producción de Fluidos	4000 BFPD

	Barrel	Día	Mensual	Anual
Precio de Barril	\$25.00	\$25,000.00	\$750,000.00	\$9,000,000.00
Costo de Producción de Fluido	\$0.40	\$1,600.00	\$48,000.00	\$576,000.00
Costo de Tratamiento y Reinyección	\$0.20	\$600.00	\$18,000.00	\$216,000.00
Ganancia		\$22,800.00	\$684,000.00	\$8,208,000.00

Tiempo de Recobro	2.6 Meses
--------------------------	------------------

CAPITULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El avance de la tecnología ha permitido dar un abanico de oportunidades con respecto al tema de reservorios con waterdrive, aunque algunos con diferentes objetivos, ya sea la disminución de agua producida a superficie, aumentar el recobro de petróleo o evitar la formación brusca del cono.

Dentro de los campos maduros, se ha comprobado la eficacia de cada una de las tecnologías presentadas, mediante simulación de cada una de las alternativas, mostrando un modelo para las condiciones actuales que tiene un pozo tipo en la selva.

La primera tecnología simulada fue la del sistema DHOWS, en la cual se utilizó un simulador de flujo multifásico, ya que únicamente esta tecnología está orientada en la reducción de la producción de agua en superficie; se verificó una reducción de un 50% de la producción total de agua, cifra que concuerda con los diversos sistemas DHOWS instalados hasta la fecha.

La tecnología del Cono Inverso está orientada al retrasar y uniformizar el avance del contacto agua – petróleo, disminuyendo de esta manera la formación del cono. Se simuló el cono inverso en un reservorio de petróleo tipo selva, mediante dos pozos colocados en la misma ubicación, en la cual el primero produce únicamente la zona superior y el segundo produciendo de la zona de agua: se verificó el retardo en la irrupción de agua, mediante un mejor patrón de flujo caracterizado por un ascenso uniforme del contacto agua petróleo, que contribuyó con un aumento del recobro de petróleo.

El uso de modificadores de permeabilidad relativa se ha vuelto más común en la actualidad; esta tecnología tiene impacto en ambos fluidos, sin embargo únicamente se modificó la permeabilidad del agua y se desprecia la variación que podría tener la permeabilidad del petróleo. Mediante la simulación se verificó una reducción en la producción total del agua, un retraso en el avance del contacto agua-petróleo, y un ligero incremento en el factor de recobro de petróleo.

Los nuevos desafíos encontrados en los reservorios de la selva nos llevan a dar una alternativa de completación más ambiciosa, mediante la construcción de pozos horizontales, los cuales han demostrado ser una gran alternativa en este tipo de reservorios, brindando un mejor recobro; la completación óptima de estos pozos requiere de tecnologías de control de flujo como las ICV e ICD, los cuales inicialmente presentaban otros objetivos, pero el desarrollo de las mismas permiten actualmente un buen control de agua, con un mejor recobro, diseñando un adecuado uso del ICD para el efecto de entrada de agua en el talón del pozo horizontal y un uniforme aporte a lo largo de la zona horizontal mediante la tecnología ICV. Sin embargo, no se pudo realizar la simulación debido a una aplicación que no se tenía activa en el simulador numérico, para poder seccionar y controlar los aportes en el pozo horizontal. Pero se contó con un estudio realizado por la Universidad Heriott Watt de Escocia en la cual analizaron el empleo de ambas tecnologías en un pozo, mostrando resultados óptimos.

Finalmente, podemos concluir que de acuerdo al análisis de costos realizados para los sistemas de DHOWS y cono inverso, se recomienda trabajar en forma conjunta, de tal manera que se pueda aprovechar mucho más la aplicación de las mismas, pudiendo maximizar el recobro del reservorio, con una menor producción de agua, y sobre todo lograr un flujo de caja óptimo. Como se muestra a continuación:

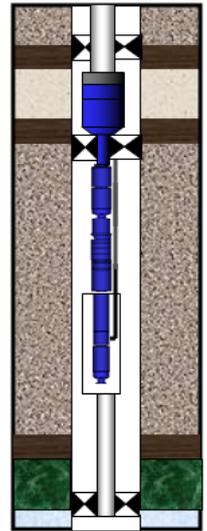
Cono Inverso + DHOWS

Tangibles

		P. Unit	P. Total
Cantidad de Tubería	287 tubos de 3 1/2" para Equipo de producción	18.2	156702
	20 tubos de 3 1/2" para Bomba de Agua	18.2	10920
Packers	3 Packer para casing de 9 5/8"	22000	66000
Equipo DHOWS	1 Equipo BES de serie 650 + Hidrociclón	240000	240000
Camisa	1 Camara de Empuje + 1 Bomba BES serie 650	120000	120000
Cabezal	1 Camisa de 100' para Bomba Inferior de 7"	25	2500
Accesorios	1 Cabezal	170000	170000
			50000
		Sub-total	816122

Intangibles

	Dias de la Operación	Costo por día	Costo Total
Trasteo	5	300	1500
Armado del Equipo	3	9000	27000
Alquiler del Equipo	28	8000	224000
Desarmado del Equipo	1	8000	8000
Personal del Rig (Movilidad)	1	5000	5000
Servicios Varios			10000
Inspección de Tubería de Producción	2	1500	3000
Instalación de Sistema de Cono Inverso+DHOWS			10000
Fluido de Work Over			8000
Squeeze y Reperforados (Trabajos y Materiales)			30000
Combustible	20	350	7000
Contingencias			33650
		Sub-total	367150
		Total	1183272



EVALUACION ECONOMICA - DHOWS+CONO

POZOS: Pozo Selva
 YACIMIENTO: Campo Selva
 FORMACION: Vivian

PARAMETROS:

Precio (\$/Bl & \$/MPC)	OIL	45
Gasto Variable Incremental		0.4
Gasto por reinyección y tratamiento		0.2
Gasto Fijo (M\$ POZO-AÑO)		
Impuestos (%)		30%
Tasa Actual (%)		0.01 1.00% Mensual 12.0% % Anual

RESULTADOS:

VAN (i=12%) @ 1 año	37001.63	M\$
PAY-OUT	1	Mes
INVRES	1.91	\$/Bbl
BENEFICIO-COSTO	113.32	
IVA	112.32	
TIR	160%	

DIVERSION (M\$) (intang+tang) 40.00 289.42 329.42

MES	PROD. OIL (BOPD)	PROD. OIL (MBbl)	PROD. AGUA (MBbl)	INVERSION		ING. BRUTO (OIL) (M\$)	COSTOS OPERAT. (M\$)	DEPRECIACION		UTILIDAD BRUTA (M\$)	IMP.TOS (M\$)	FLUJO DE FONDO (M\$)	FLUJO ACTUAL (M\$)	FLUJO ACUMULADO (M\$)
				INTANG. (M\$)	TANG. (M\$)			INTANG. (M\$)	TANG. (M\$)					
1	0.35123333	0.01	118.260355	40.00	289.42	0.48	-70.95	40.00	289.42	-257.99	-77.40	-180.59	-178.80	-178.80
2	178.280933	5.36	227.856315			241.15	-134.57			375.72	112.72	263.01	257.82	79.02
3	434.849387	13.21	197.844395			594.60	-113.30			707.90	212.37	495.53	480.96	559.98
4	470.859487	14.31	179.99898			644.14	-102.27			746.41	223.92	522.49	502.10	1062.08
5	407.7882	12.40	179.858475			557.82	-103.02			660.84	198.25	462.59	440.14	1502.21
6	365.582487	11.11	179.9414			500.12	-103.52			603.64	181.09	422.55	398.06	1900.27
7	335.192	10.19	179.9412			458.54	-103.89			562.43	168.73	393.70	367.21	2267.48
8	308.343333	9.37	179.88915			421.81	-104.19			526.00	157.80	368.20	340.03	2607.51
9	282.378333	8.58	179.80615			386.29	-104.45			490.74	147.22	343.52	314.09	2921.61
10	261.985887	7.96	179.74885			358.41	-104.66			463.07	138.92	324.15	293.45	3215.06
11	246.117887	7.48	179.7228			336.69	-104.84			441.53	132.46	309.07	277.03	3492.08
12	232.988333	7.08	179.70875			318.74	-104.99			423.73	127.12	296.61	263.23	3755.31
13	222.088887	6.75	179.70805			303.79	-105.12			408.91	122.67	-43.18	-37.94	-37.94
14	213.44	6.49	179.7189			291.99	-105.24			397.22	119.17	278.06	241.90	203.96
15	205.728333	6.25	179.73025			281.44	-105.34			386.77	116.03	270.74	233.20	437.16
16	204.112333	6.21	179.8205			279.23	-105.41			384.64	115.39	269.25	229.62	666.78
17	195.542887	5.94	179.7945			267.50	-105.50			373.00	111.90	261.10	220.47	887.25
18	191.118333	5.81	179.90925			261.45	-105.62			367.07	110.12	256.95	214.82	1102.06
19	177.535887	5.40	182.0745			242.87	-107.09			349.95	104.89	244.97	202.77	1304.83
20	168.838	5.13	184.03525			230.70	-108.37			339.07	101.72	237.35	194.52	1499.35
21	156.882	4.77	188.339			214.61	-109.90			324.51	97.35	227.16	184.33	1683.67
22	145.127333	4.41	188.838			198.53	-111.42			309.95	92.99	216.97	174.31	1857.98
23	138.188887	4.20	188.6705			189.01	-112.12			301.14	90.34	210.80	167.68	2025.66
24	131.590887	4.00	180.83725			180.02	-112.78			292.80	87.84	204.96	161.42	2187.07
TOTAL		172.44	4362.56	40.00	289.42	7759.94	-2548.56	40.00	289.42	9979.07	2993.72	6655.93	263.23	37001.63

CAPÍTULO 7: BIBLIOGRAFÍA

1. Tomás García, William Navarro y Juan Mendoza: “Aplicación y evaluación de modificadores de permeabilidad relativa para control de agua en los lotes 8 y 1ab de la selva peruana”, presentado en el VI INGEPET, Octubre del 2008.
2. Larry J.Chrusch, P. Eng; Chevron Petroleum Technology Company, Production Engineering Work Group of the Drilling and Well Performance Department: “Downhole Oil and Water Separation-Potential of a New Technology”, presentado por Proceedings, Indonesian Petroleum Association en Twenty-Fifth Silver Anniversary Convention, Octubre de 1996.
3. Baker Hughes: “SubSep Handbook”, 1999.
4. Baker Hughes: “HydroSep”, 1998.
5. C.M. Mathews, Centre for Engineering Research Inc., R. Chacula, PanCanadian Petroleum Limited, B.R. Peachey, New Paradigm Engineering Ltd. And S.C. Solanki, Centre for Engineering Reserarch Inc. : “Applicantion of Downlole Oil/Water Separation Systems in the Alliance Field”; Presentado en SPE 35817.
6. Chris Shaw and Bernie Fay, Centrilift, a Baker Hughes Company: “Practicalities and Economics of Operating a Downhole Oil-Water Separation System”, Presentado por SPE en ESP Technolgy Meeting, 1998.
7. S.M. Stroder, ARCO Oil & Gas Co., and E.E. Wolfenberger, Vortoil Separation Systems: “Hydrocyclone Separation-A Preferred Means of water separation and handling in oilfield production”, presentado en el paper SPE 27621.

8. F. Sonier, Ph. Besset, Institut Francais du Pétrole, Rueil-Malmaison, France and R. Ombret, ELF. RE, Paris, France: “ Numerical Coning Applications”, presentado en el paper SPE 3738.
9. F.J. Cordero, Corpoven S.A. : “Modelling Horizontal Wells in a Water Drive Reservoir: Guafita Norte Field, South Western Venezuela”, publicado en el paper SPE 23662.
10. William Navarro, Pluspetrol Norte: “Gerenciamiento del agua producida en Reservorios Maduros con alto corte de agua”, presentado por la SPE Lima Section.
11. Bill Bailey, Mike Crabtree, Jeb Tyrie, Jon Elphick, Fikri Kuchuk, Christian Romano, Leo Roodhart: “Control de Agua”, presentado en Oilfield Review del Verano del 2000, publicado en www.slb.com/media/services/oilfieldreview/spanish/sum00.
12. John Baldauff, Trevor Runge, Jo-hn Cadenhead, Marian Faur, Remi Marcus, Cholid Mas, Rob North, Gary Oddi: “ Perfilaje y cuantificación de flujos multifásicos complejos”, presentado en Oilfield Review del Invierno 2004/2005, publicado en www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish04/win04/composite.pdf
13. Manuel Quevedo Zavala: “Aplicación de Solución de Silicato de Sodio con Catalizador para controlar la producción de agua en Pozos de Selva Norte”, publicado en la Tesis para optar el título de Ingeniería Petroquímica en la Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica.
14. José Figueroa: “Correlación para predecir el tiempo de conificación”, en la Tesis para optar el título de Bachiller en Ingeniería de Petróleo en la Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica.
15. Tarek Ahmed y Paul D. McKinney: “Advanced Reservoir Engineering”.
16. Tarek Ahmed: “Reservoir Engineering Handbook”.