

Universidad Nacional de Ingeniería
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



**EVALUACION TECNICA ECONOMICA DE UN
PROYECTO DE INYECCION DE AGUA EN EL
YACIMIENTO BONANZA - FORMACION PARIÑAS**

TESIS

**PARA OPTAR EL TITULO DE
INGENIERO DE PETROLEO**

HENRY ANTENOR JARA VIDAL

PROMOCION 87 - 1

LIMA - PERU .

1989

SUMARIO

El presente trabajo constituye una evaluación técnico-económica de un proyecto de inyección de agua en el Yacimiento Bonanza-Formación Pariñas.

De la interpretación geológica del área, se ha establecido que la formación está dividida en siete bloques, de los cuales, cuatro han sido considerados para la inyección. Estos, presentan las mejores características de estructurales y de reservorio y, además están intercomunicados.

El área efectiva de inyección es de 140 acres con un volumen poral de arena neta de 12,521 Mbbls y un promedio de arena neta de 79 pies. La recuperación adicional de petróleo por efecto de la inyección de agua será de 730.5 Mbbls, con lo cual se incrementará la recuperación en 6% del petróleo original in situ.

El desarrollo del proyecto involucrará 14 pozos: 9 productores y 5 inyectores. Tanto los productores como los inyectores son pozos existentes.

Se ha planteado 2 alternativas de suministro de agua: (1) Agua de Quebrada Honda y, (2) Compra de agua al Consorcio Oxy-Bridas.

Los resultados de la evaluación económica nos dan un Valor actual Neto, descontado al 20%, de 947 MUS\$ y un TIR de 32%

para la alternativa (1) y; de 692 MUS\$ y un TIR de 692 MUS\$ para la alternativa (2).

Se concluye que la realización del proyecto es técnica y economicamente factible.

EVALUACION TECNICA ECONOMICA DE UN PROYECTO
DE INYECCION DE AGUA
EN EL YACIMIENTO BONANZA-FORMACION PARIÑAS

CONTENIDO

INTRODUCCION.

1. REVISION DE CONCEPTOS Y METODOS DE LA INGENIERIA DE INYECCION DE AGUA.

1.A Consideraciones Básicas.

1.B Mecanismo de Desplazamiento por Inyección de Agua.

1.C Evaluación de Proyectos de Inyección de Agua.

1.D Predicción de la Recuperación Final por Inyección de Agua.

1.E Patrones de Flujo y Confinamiento.

1 F Presiones y Regímenes de Inyección.

1.G Métodos de Predicción del Comportamiento de la Inyección-Producción.

2. DISCUSION DEL PROYECTO.

2.A Ubicación y Desarrollo Primario.

2.B Descripción Geológica.

2.C Datos de Reservorio y Cálculos Volumétricos.

- Porosidad y Permeabilidad.

Saturación de Agua Promedio.

Propiedades de los Fluidos.

- Historia de Producción y Presión.

- Cálculos Volumétricos.

2.D Factibilidad de Realizar Inyección de Agua.

Determinación de Reservas Secundarias.

Pronóstico de Inyección-Producción.

- Evaluación de los Factores Positivos y Negativos para la Inyección.

2.E Facilidades de Inyección y Producción

- Alternativas de Suministro de Agua.

Sistema de Inyección.

- Sistema de Producción.

2.F Agua de Inyección.

2.G Evaluación Económica.

CONCLUSIONES.

NOMECLANTURA.

REFERENCIAS.

BIBLIOGRAFIA.

TABLAS.

FIGURAS.

INTRODUCCION

En general, los reservorios del Noroeste del Perú, han tenido como mecanismo predominante de producción natural, el de gas en solución. Como se sabe, este mecanismo de producción es muy ineficiente en la recuperación de petróleo y el estado de depletación del reservorio, después de la recuperación primaria, es avanzado. Como consecuencia, existen cantidades considerables de petróleo posibles de ser recuperados, abasteciendo la energía del reservorio, mediante la inyección de fluidos. Esto constituye lo que conocemos como métodos de recuperación secundaria.

La inyección de agua es el método dominante entre los de recuperación secundaria. Su vasta aplicación se debe a factores tales como: la disponibilidad de agua, su relativa facilidad para la inyección, su eficiencia en el desplazamiento del petróleo en el reservorio.

A partir de la necesidad de incrementar la recuperación de petróleo de los reservorios del Noroeste del Perú; se ha elaborado un plan integral para el desarrollo de operaciones de recuperación secundaria por parte de Petróleos del Perú.

El presente trabajo constituye una evaluación técnica económica de un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua en el Yacimiento Bonanza-Formación Pariñas.

Se ha iniciado el trabajo haciendo una revisión de los conceptos y métodos básicos de la ingeniería de inyección de agua.

1. REVISION DE CONCEPTOS Y METODOS DE LA INGENIERIA DE INYECCION DE AGUA

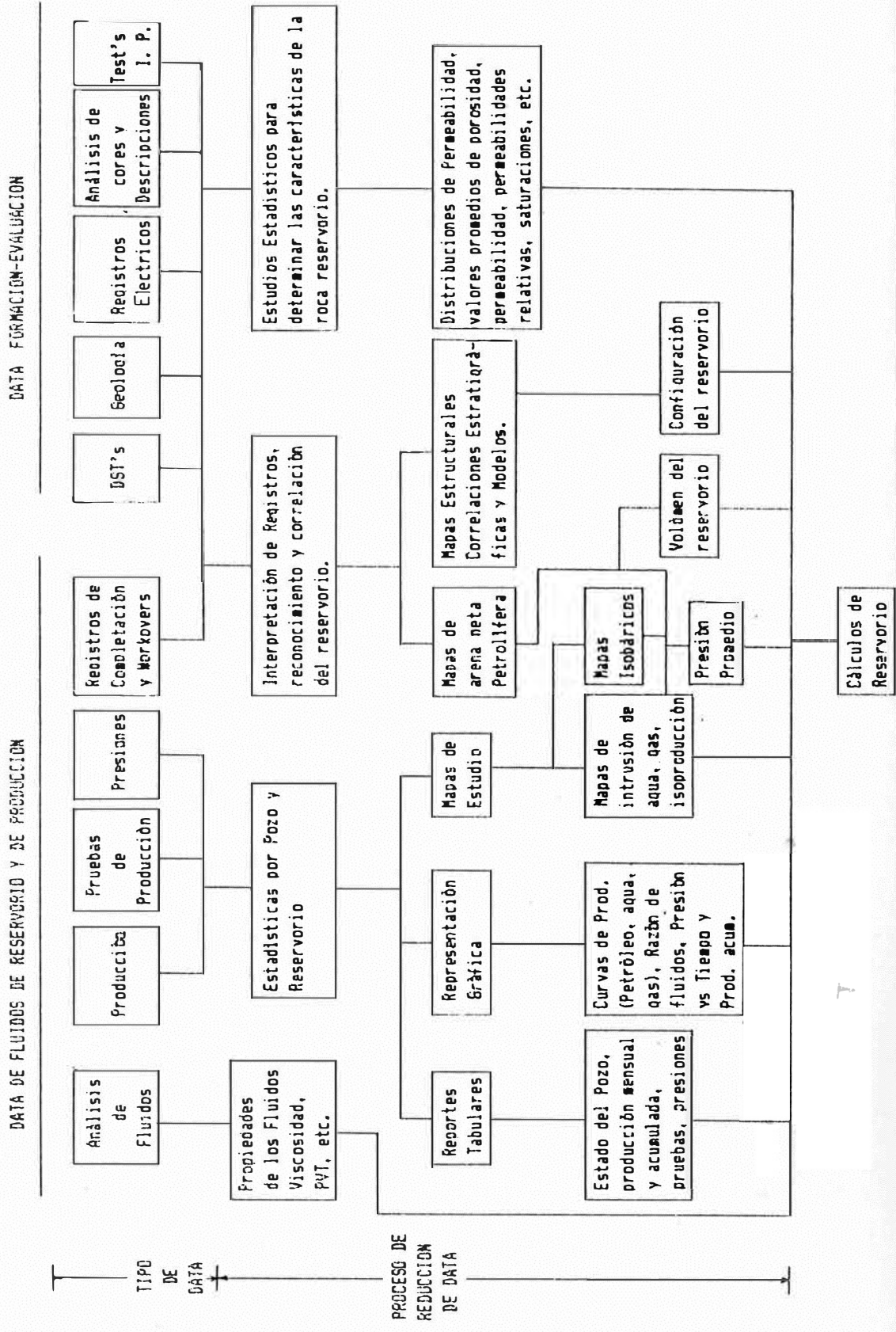
1.A CONSIDERACIONES BASICAS

Para el desarrollo de un proyecto, es necesario llevar a cabo un estudio integral del reservorio en consideración. Esto implica lograr una descripción del reservorio, en base a la información existente y mejorarla con la información que pueda obtenerse durante el desarrollo del proyecto. Como toda descripción interpretativa estará sujeta a modificaciones.

El diagrama 1.A-1 nos presenta el procedimiento básico para procesar los datos de reservorio. Este diagrama resume, las fuentes de datos y el proceso general de evaluación requerido, para reducir la cantidad de datos a parámetros descriptivos a ser usados en los cálculos de reservorio. Los datos básicos son obtenidos tanto del laboratorio como del campo y pueden ser agrupados en dos categorías generales: (1) Datos de fluidos de reservorio y de producción y, (2) Datos de evaluación de formaciones.

Una vez establecidos los parámetros básicos a ser usados en los cálculos de reservorio; se puede proceder a planificar y realizar un estudio progresivo del proyecto a desarrollarse. En nuestro caso,

DIAGRAMA 1. A-1



estudiar todo lo relacionado al proceso de recuperación secundaria por inyección de agua.

Las técnicas de recuperación secundaria involucran incrementar la energía del reservorio mediante la inyección de fluidos, generalmente agua o gas.

La inyección de agua ha tenido y tiene una gran aplicación debido esencialmente a: (1) la eficiencia del agua en el desplazamiento del petróleo, (2) la relativa facilidad con que se inyecta a la formación, (3) la disponibilidad general de agua.

La eficiencia de la recuperación secundaria por inyección de agua depende de diversos factores, pero que básicamente son los siguientes:

- Características petrofísicas de la roca reservorio.
- Heterogeneidad del reservorio.
- Geometría del reservorio y continuidad lateral
- Propiedades de la roca-fluido.
- Propiedades de los fluidos y saturaciones.
- Regímenes de flujo y localización de pozos.
- Calidad del agua de inyección.

Diseño adecuado de los sistemas de producción e inyección.

- Factores de orden económico

Antes de evaluar cada uno de estos factores, es necesario entender los procesos físicos que involucran el desplazamiento de petróleo por agua.

1.8 MECANISMO DE DESPLAZAMIENTO POR INYECCION DE AGUA

El desplazamiento por inyección de agua está gobernado por la ecuación de flujo fraccional y las ecuaciones de Buckley y Leverett que describen todo proceso de desplazamiento inmisible .

La mojabilidad de la roca afecta el proceso de desplazamiento por inyección de agua. Si es mojada preferentemente por agua el proceso es de imbibición y si lo es, por petróleo, el resultado es drenaje. En esta descripción nos referimos al proceso de desplazamiento por imbibición que es el que, en la generalidad de los casos, se presenta en recuperación secundaria por inyección de agua.

La figura 1.8-1(b) muestra un diagrama de la saturación total de líquido (agua + petróleo) a lo largo de una línea de flujo, antes de que el petróleo desplazado llegue al pozo productor. La base del segundo diagrama puede entenderse mejor considerando el primero; este, considera varias clasificaciones de espacios porales en el reservorio agrupados como unidades. En la parte inferior del diagrama, se mues-

tra el espacio poral originalmente ocupado por el agua inmóvil (agua connata). La siguiente banda horizontal, representa los espacios porales originalmente ocupados por el petróleo inmóvil (petróleo residual). La banda al tope, representa el volumen poral ocupado por el gas en equilibrio, es decir el gas no movable (generalmente de muy bajo valor de saturación). Para todos los propósitos prácticos, estos tres grupos de espacios porales pueden ser considerados como inactivos. Si sus fluidos no pueden moverse, no tienen mayor importancia en el proceso de desplazamiento.

Sin embargo, los espacios porales que inicialmente contienen el petróleo y gas movable juegan parte activa en el desplazamiento. El lado derecho del diagrama indica la porción del reservorio "no afectada"; así, esta área nos representa las saturaciones en el reservorio al inicio de la inyección. A la izquierda se muestra el banco de agua, lo cual nos está indicando que el agua que entra a la formación desplaza el petróleo movable y el petróleo del espacio poral ocupado por el gas movable. Entre la zona no afectada y el banco de agua, encontramos una zona donde el espacio poral ocupado por el gas movable, está casi completamente saturado con petróleo; por lo tanto, existe una cantidad muy pequeña de gas libre en el

banco de petróleo, sin considerar -por su puesto- el gas no movible. La pregunta es ¿Cómo ocurre esto ?.

La respuesta a la pregunta puede ser comprendida mejor desde un punto de vista físico, considerando lo que ocurre con el petróleo desplazado por el agua. Este petróleo debe elegir un camino a seguir. Es evidente que no puede entrar en los espacios porales ocupado por fluidos inmóviles, consecuentemente, el petróleo desplazado del banco de agua debe desplazar petróleo o gas movibles.

Bajo las condiciones de reservorio, el petróleo es generalmente cien veces más viscoso que el gas y ocupa espacios menos "favorables" que los ocupados por el gas. Lo que pasa, por lo tanto, es obvio: el petróleo desplazado sigue el camino de menor resistencia y desplaza el gas, de mayor movilidad, formando así el banco de petróleo. Desde que el gas libre de los bancos de petróleo y agua, estará desplazándose a través de la zona "no afectada", no es estricto llamarlo así ("zona no afectada"). Sin embargo, desde que el gas es mucho más movible que los líquidos del reservorio, este (el gas) fluirá hacia los pozos productores sin un incremento considerable en la presión de reservorio. Se debe anotar que rara vez cantidades apreciables de gas en equilibrio permanece en el reservorio después que el frente de

inundación ha pasado, debido a que el incremento en la presión origina que el gas libre entre en solución.

1.C EVALUACION DE PROYECTOS DE INYECCION DE AGUA

Existen parámetros de reservorio que tienen gran influencia en el éxito o en el fracaso de un proyecto de inyección de agua. Valores desfavorables de uno o dos de estos parámetros pueden dar como resultado proyectos pobres, aún en el caso de que los demás, sean favorables.

Para investigar la manera en que cada uno de estos parámetros opera y su relativa importancia, será necesario asumir un conjunto de valores e investigar el efecto de variar independientemente uno o dos de estos parámetros. Se debe enfatizar que los valores derivados de la eficiencia de recuperación por inyección de agua, no tienen mayor significación excepto para las condiciones asumidas.

FACTORES QUE CONTROLAN LA RECUPERACION POR INYECCION DE AGUA

Los factores involucrados en el cálculo directo de la recuperación por inyección de agua, asumiendo que estos factores son conocidos, son pocos y su método de operación es relativamente simple. La selección adecuada de estos valores es otro problema y, usualmente, requiere de cuidadosos enjuiciamientos basados

en consideraciones teóricas y en la experiencia. Para propósitos de esta discusión los factores de reservorio involucrados en la evaluación del factor de recuperación por inyección de agua han sido arbitrariamente divididos en dos grupos de variables: El primer grupo lo llamaremos "variables primarias", consistente de factores que tienen una relación matemática directa en la cantidad de petróleo a ser recuperado por inyección de agua. Algunas de estas variables primarias no son factores independientes y su valor depende de otro grupo de factores los cuales son llamados "variables secundarias". Las variables secundarias operan indirectamente a través de las variables primarias en establecer la cantidad de petróleo que puede ser obtenido por inyección de agua. Las variables primarias son:

1. Eficiencia de recuperación primaria.
2. Saturación de agua connata.
3. Eficiencia de barrido.
4. Saturación de petróleo residual.
5. Factor de volumen de formación.

Las variables secundarias son enumeradas, junto con una indicación entre paréntesis, de las variables primarias sobre las cuales operan.

1. Viscosidad del petróleo (1,3,4).
2. Permeabilidad (1,2,3,4).
3. Consideraciones estructurales (1,3).
4. Uniformidad de la roca de reservorio (3).
5. Tipo de flujo (3).
6. Tiempo de flujo (5).
7. Factores económicos (1,3,4).

El último grupo llamado "factores económicos" incluye factores como el precio del crudo, profundidad del reservorio, costos operativos, espaciamiento, disponibilidad de agua y otras consideraciones que podrían afectar el límite económico al cual las operaciones de inundación pueden ser llevadas.

Los cálculos que aquí se presentan se fundan en la presunción de que la porción de reservorio que no es inundada (porción no barrida) al tiempo del abandono de la inyección está completamente saturada con petróleo y agua connata. Bajo esta presunción, las partes del reservorio no barridas actúan como zonas ladronas, las cuales son resaturadas con petróleo desplazado de las áreas barridas del reservorio. Este tratamiento de las áreas no inundadas asume que éstas, están en comunicación con las áreas inundadas

del reservorio, pero son sobrepasadas por el agua de inyección debido a las variaciones de permeabilidad o las consideraciones físicas dictadas por la geometría de la sección de arena o el patrón de flujo usado. Esto asume también que el incremento de presión es suficiente para que el gas libre entre en solución.

Este tratamiento impone una limitación más severa sobre la eficiencia de barrido requerida para el desarrollo de un proyecto exitoso que la que establece asumir un "factor de conformidad"; enfoque en el cual las zonas no barridas se consideran no afectadas por la inundación. El concepto de la resaturación se aproxima en mayor grado a las condiciones reales que se desarrollan en una inundación por agua.

La ecuación fundamental para evaluar la recuperación por inyección de agua, en términos de las cinco variables primarias establecidas previamente, es igual al petróleo original in situ menos la recuperación primaria y menos el petróleo residual (después de la inyección).

$$\text{Petróleo original in situ} = 7758\phi(1-S_w)/B_o \quad 1.C-1$$

$$\text{Recuperación primaria} = R[7758\phi(1-S_w)/B_o] \quad 1.C-2$$

$$\text{Petróleo residual (porción barrida)} = 7758\phi E_{Sor}/B_{op}$$

Petróleo residual (porción no barrida)

$$7758\phi(1-E)(1-S_w)/B_{op}$$

Petróleo residual (total)

$$= 7758\phi(1/B_{op})[E.S_{or}+(1-E)(1-S_w)]$$

$$= [7758\phi(1-S_w)/B_o](B_o/B_{op})[E.S_{or}/(1-S_w)+(1-E)]$$

$$= [7758\phi(1-S_w)/B_o](B_o/B_{op})(1-E[1-S_{or}/(1-S_w)]) \quad 1.C-3$$

Recuperación por inyección de agua

$$=[7758\phi(1-S_w)/B_o] - R[7758\phi(1-S_w)/B_o] -$$

$$[7758\phi(1-S_w)/B_o](B_o/B_{op})(1-E[1-S_{or}/(1-S_w)])$$

$$=[7758\phi(1-S_w)/B_o](1-R-(B_o/B_{op})(1-E[1-S_{or}/(1-S_w)])) \dots$$

$$\dots(1.C-4)$$

En la ecuación (1.C-4) el término $[7758\phi(1-S_w)/B_o]$ representa el petróleo original in situ en bls./acre-pie y el término $(1-R-(B_o/B_{op})(1-E[1-S_{or}/(1-S_w)]))$ representa la fracción de petróleo original in situ que puede ser recuperado por inyección de agua.

La inspección de esta relación matemática revela que cualquiera de las cinco variables tienen un profundo efecto en la recuperación de petróleo por inyección de agua. Algunos de estos factores, en particular, tienen un efecto notable, aun en pequeños rangos de variación.

Con el propósito de investigar los efectos de estos factores sobre la eficiencia de recuperación por inyección de agua, ciertas condiciones de reservorio son establecidas:

Porosidad (ϕ)	14.5%
Saturación de agua connata (S_{wc})	37.5%
Factor de volumen de formación original (B_o)	1.25
Petróleo original in situ - bbl/acre-pie	560
Eficiencia de recuperación primaria (R)	30%
Recuperación primaria - bbl/acre-pie	166
Saturación de petróleo residual (S_{or})	25%
Eficiencia de barrido Total (E)	55%
FVF al inicio de la inyección (B_{op})	1.05
Recup. por inyección de agua - bbl/acre-pie	70

Las figuras de la 1.C-1 a la 1.C-5 investigan el efecto de cada una de las variables sobre la eficiencia de recuperación, cuando uno de los parámetros es variado, sobre límites razonables y todos los demás factores son mantenidos constantes.

De mayor interés que el efecto independiente de cada uno de los factores, es el efecto combinado de todos

los factores en conjunto. Si fuese posible construir un diagrama de 6 dimensiones, se podría establecer rangos de valores de todos los factores que nos den condiciones favorables para la inyección de agua. Obviamente esto no es posible y debemos limitar nuestra investigación al efecto combinado de 2 ó 3 variables en conjunto.

Se hace evidente de la ecuación 1.C-4 y las figuras del 1.C-1 a la 1.C-5, que un considerable rango de variación en cualquiera de los factores puede ser tolerado siempre que los demás factores sean razonablemente favorables. Sin embargo, una combinación de condiciones desfavorables, para dos o más factores, resultará generalmente en proyectos de inyección con pobres resultados.

Algunas de las cinco variables fundamentales son más sensibles a la evaluación que otras, bajo las mismas condiciones de reservorio. El factor de volumen de formación puede, usualmente, ser determinado con bastante aproximación. La saturación de petróleo residual, generalmente, no varía sobre un rango muy amplio y la eficiencia de recuperación primaria puede ser determinada con bastante aproximación en la mayoría de campos. La saturación de agua connata, está frecuentemente sujeto a considerable interpretación. La eficiencia de barrido total, E, ha sido objeto de

gran cantidad de investigación experimental y teórica, concluyéndose que el mejor valor de eficiencia de barrido es determinada en base a la analogía y a la experiencia

Efecto de la saturación de agua y de la eficiencia de barrido

El efecto combinado de las variaciones en la saturación de agua connata y la eficiencia de barrido, E , para las condiciones de reservorio establecidas, es indagado en la figura 1.C-6. Una apreciable recuperación por inyección de agua puede ser obtenida, a saturaciones de agua connata en el orden del 50%, solamente si se tienen eficiencias de barrido altas. Por otro lado, valores relativamente bajos de la eficiencia de barrido, pueden ser tolerados si la saturación de agua es bastante baja (En el rango de 15% al 25%). Una combinación de saturación de agua baja y valores relativamente altos de E pueden, en ausencia de otras condiciones inusuales, resultar en una recuperación bastante buena.

Como es evidente de la ecuación 1.C-4, la saturación de agua connata tiene efecto no solamente sobre la eficiencia de recuperación por agua, si no también sobre la cantidad de petróleo a ser recuperado. El efecto de la saturación de agua sobre la recuperación

de petróleo en bbl/acre-pie se aprecia en la figura 1.C-7.

Efecto del factor de volumen de formación.

De las cinco variables que afectan la recuperación por inyección de agua solamente dos, La eficiencia de barrido y el factor de volumen formación (factor de "encogimiento"), pueden estar sujetos a cierto control. La eficiencia de barrido puede ser controlada, en cierto grado, por el diseño y ejecución apropiada del programa de inyección y el factor de volumen de formación puede ser controlado, en alguna extensión, por el tiempo al cual se inician las operaciones de inundación. Es evidente a partir de la ecuación 1.C-4 y de la figura 1.C-5 que la relación (B_o/B_{op}) será mayor y la recuperación menor si el reservorio está completamente depletado, por el mecanismo de gas en solución, al tiempo que la inundación es iniciada. Es evidente también, que se obtendrá mayor recuperación por inyección de agua, si la inyección es iniciada durante los primeros años de la vida productiva del campo y que la recuperación por inyección de agua progresivamente disminuirá a medida que la inundación sea postergada. Un cierto rango de "encogimiento" del crudo puede ser tolerado en el caso de que los demás factores sean favorables. Esto se ilustra en la figura 1.C-8, donde la recuperación

por inyección de agua es investigado como función del efecto combinado de la eficiencia de barrido y del encogimiento del crudo. Este gráfico nos muestra el profundo efecto del factor de encogimiento sobre la recuperación, especialmete para valores altos de este factor. Muchos reservorios con valores relativamente altos del factor de encogimiento deberían ser inundados en los primeros años de la vida del campo.

El valor de Bop se toma como el valor del factor de volumen de formación a la presión de reservorio existente al inicio de la inyección. El verdadero valor de Bop diferiría de este debido a: (1) la vuelta a solución del gas libre contenido en el espacio poroso, (2) compresión del fluido de una sola fase, después de que el gas a entrado en solución. Sin embargo la corrección es pequeña, excepto para inundaciones iniciadas a presiones de reservorio relativamente altas.

También, para el propósito de estos ejemplos, la eficiencia de barrido total y la saturación de petróleo residual (saturación de petróleo después de la inundación), se asumen ser las mismas sin considerar el nivel de presión al cual la inundación es iniciada. En la práctica la eficiencia de barrido tenderá a ser ligeramente menor y la saturación de petróleo residual ligeramente mayor para inundaciones iniciadas a

bajas presiones de reservorio debido esencialmente a la mayor viscosidad del crudo.

Efecto de la recuperación primaria

Como es evidente de la ecuación 1.C-4 la recuperación primaria y la recuperación por inyección de agua son complementarias una de otra.

La figura 1.C-9 es un gráfico de la saturación de agua connata vs. eficiencia de barrido, en la cual cada línea representa la recuperación por efecto de la inyección de agua como porcentaje del petróleo original in situ. Estas líneas están basadas en la presunción de una eficiencia de recuperación primaria de 30%. Si otro valor de la eficiencia de recuperación primaria es asumido, el efecto será cambiar las líneas en valor cuantitativo. Ejemplo: si la eficiencia de recuperación primaria cambia a 20%; la línea de 15% de recuperación por inyección de agua, en la figura, se convertirá en 25% y la de 5% en 15%.

1.D PREDICION DE LA RECUPERACION FINAL POR INYECCION DE AGUA

La siguiente ecuación nos dará resultados bastante aproximados del volumen de petróleo a ser recuperado por inyección de agua, si cada uno de los parámetros

de esta ecuación son evaluados correctamente:

$$N_{pf} = 7758 \phi E V_{sw} [(S_{op}/B_{op}) - (S_{or}/B_{or})] \quad 1.D-1$$

Esta ecuación está basada en la diferencia de petróleo contenido en el volumen total de barrido, V_{sw} , al comienzo y al abandono de la inyección. En la ecuación, el petróleo residual, S_{or} , representa la saturación de petróleo remanente al abandono, en la parte del reservorio que ha sido inundado por agua. La saturación al inicio de la inundación o después de la recuperación primaria, se denota por S_{op} . Como se verá, parte del volumen de reservorio incluido en el volumen total de barrido no es inundado por el agua; por lo tanto, un factor de eficiencia total de barrido, E , como fracción, es introducido para corregir ésta diferencia. Así la expresión $7758 \phi E V_{sw}$, representa el volumen de reservorio inundado por agua, en bls. Este grupo de términos al ser multiplicado por (S_{op}/B_{op}) nos da los STB de petróleo en el reservorio al inicio de la inyección. El mismo grupo de términos al ser multiplicado por (S_{or}/B_{or}) nos dá los STB de petróleo en el reservorio después de la inundación y la diferencia nos dá, por lo tanto, la recuperación por inyección de agua.

Todos los factores de la ecuación están interrelacionados. La eficiencia de barrido, E , usada deberá tomar en cuenta el método de evaluación del volumen

total de barrido, y del petróleo residual; el cual a la vez debe ser correlacionado con la eficiencia de barrido, el volumen total de barrido y la porosidad.

Consecuentemente, la ecuación que aparece como una simple ecuación de balance volumétrico, puede ser de gran utilidad o perder validez, si no se considera cuidadosamente las bases e interrelaciones de los parámetros de reservorio.

La saturación de petróleo al inicio de la inundación, S_{op} , es generalmente mejor evaluada por balance de materiales, basado en el volumen total del reservorio en vez del volumen de barrido. Se asume una saturación uniforme a través de todo el reservorio al inicio de la inundación.

$$S_{op} = (N - N_p)B_{op}(1 - S_w) / N \cdot B_o \quad 1.D-2$$

N_p representa el petróleo producido acumulado al inicio de la inyección. La ecuación nos representa el petróleo remanente en el reservorio, $(N - N_p)B_{op}$, dividido por el volumen poroso del reservorio determinado a partir de la saturación inicial del petróleo y el volumen de petróleo in situ, $N B_o / (1 - S_w)$.

El petróleo original in situ, N , se calcula por balance de materiales o volumétricamente.

$$N = 7758 \phi (1 - S_w) V_b / B_o \quad 1.D-3$$

Determinación del volumen total de barrido

Uno de los errores más comunes en el cálculo de la recuperación total por inundación, es asumir que el volumen de barrido es igual al volumen total del reservorio sin el ajuste correspondiente de la eficiencia total de barrido y la saturación de petróleo residual. Desde que estos parámetros están interrelacionados no se puede tener valores correctos o erróneos de uno de ellos sin considerar los demás parámetros

La necesidad de diferenciar entre el volumen de drenaje primario y el volumen de barrido se muestra en la figura 1.D-1. Este reservorio ideal está limitado por una lutita al contorno de arena neta cero. Originalmente fue desarrollado en un patrón de cinco puntos y depletado por mecanismo natural de gas en solución. Durante esta fase de desarrollo es evidente que el reservorio será drenado por los cinco puntos de caída de presión, representado por los 5 pozos productores. Sin embargo, cuando los 4 pozos exteriores son convertidos a inyectoros y el quinto pozo continúa produciendo, es claro que durante la vida económica de la inundación -antes de que el corte de agua se haga antieconómico- muy poco del petróleo contenido entre el límite del volumen de barrido y el límite del reservorio será producido. Inicialmente el

agua inyectada en los cuatro pozos se moverá radialmente formando un banco de petróleo adelante del banco de agua. Una vez que bancos adyacentes de petróleo se encuentren; el petróleo será desplazado de entre los dos bancos de agua en, aproximadamente, la mitad de su volumen hacia el pozo productor y ser producido y la, otra mitad, hacia el límite del reservorio y ser atrapado. Una vez que todo el gas ha sido desplazado del volumen de barrido, ya sea por producción o por desplazamiento hacia los límites del reservorio, la mayoría del fluido inyectado se moverá a lo largo de líneas de flujo dentro del volumen de barrido. Esto ocurrirá debido a que solo existirá un punto de caída de presión (pozo productor).

Posteriormente, después que se ha alcanzado, de manera sustancial, un estado estable; algo de flujo ocurrirá fuera del límite del volumen de barrido. Se puede demostrar que las líneas de flujo del estado estable cubren el reservorio en su totalidad. Sin embargo, la velocidad a lo largo de las líneas de flujo fuera del límite del volumen de barrido es baja comparada con las velocidades en el área de barrido, que su significancia es mínima, especialmente si se establece que esto ocurre en los últimos periodos de la vida de la inundación.

La discusión acerca de la Figura 1.D-1, se ha basado en la presunción de que una sustancial saturación de gas existe en el reservorio al momento de iniciarse la inundación. Sin embargo, nótese que esencialmente la misma situación resultará cuando no existe gas libre en el reservorio al momento de iniciar la inundación. En este caso, el reservorio se aproximará rápidamente a condiciones de estado estable, pero el flujo, sustancialmente, ocurrirá dentro del área de barrido. Por lo tanto, el volumen de barrido será esencialmente el mismo.

La consideración de la figura 1.D-1 se ha hecho solamente con el propósito de demostrar por qué se debe diferenciar entre el volumen de drenaje primario y el de drenaje secundario. En la mayoría de situaciones la delineación es mucho más complicada que el simple caso descrito en la figura 1.D-1.

Para la delineación del volumen de barrido, en geometrías de inundación más complicadas, se debe tener en consideración fundamentalmente lo siguiente: (1) la saturación de gas libre al inicio de la inundación y; (2) los límites del reservorio y la existencia de barreras impermeables.

Determinación de la eficiencia total de desplazamiento

La eficiencia total de desplazamiento incluye la eficiencia de desplazamiento horizontal o eficiencia de barrido, la eficiencia vertical o estratigráfica y la eficiencia de conformidad. Por lo tanto la eficiencia total será el producto de estas tres.

$$E = E_h \cdot E_v \cdot E_c$$

donde:

E: Eficiencia volumétrica de barrido.

E_h: Eficiencia horizontal de barrido.

E_v: Eficiencia vertical de barrido.

E_c: Factor de conformidad.

Como se dijo anteriormente, la determinación de la eficiencia total de desplazamiento, ha sido objeto de gran cantidad de estudios experimentales y teóricos.

La eficiencia de desplazamiento horizontal o eficiencia de barrido, se define como el porcentaje de volumen poroso en contacto con el fluido inyectado a una cantidad dada de volúmenes porosos inyectados del fluido desplazante. Esta eficiencia depende fundamentalmente del patrón de inyección y de la razón de movilidad. Como se verá más adelante, se han publi-

cado correlaciones que nos muestran el efecto de la razón de movilidad en la eficiencia de área barrida para diferentes arreglos de inyección.

La eficiencia de desplazamiento vertical depende esencialmente de las variaciones verticales de la permeabilidad y su evaluación puede aproximarse por diferentes métodos teóricos.

La eficiencia de conformidad es usada para incluir las variaciones laterales de la permeabilidad o para cubrir ineficiencias en el desplazamiento que no se consideran en las de barrido horizontal o vertical. Este es un parámetro sin mayor apoyo teórico por lo cual su evaluación se hace bastante difícil.

Una conclusión fundamental a la que se ha llegado en base a los estudios y ensayos experimentales, es que la eficiencia de desplazamiento total es mejor evaluada por analogía o experiencia.

1.E PATRONES DE FLUJO Y CONFINAMIENTO

El interés principal de esta sección será los patrones de flujo y las eficiencias de barrido que pueden ser obtenidas a cantidades dadas de volúmenes del fluido desplazante inyectado, para ciertos rangos de la razón de movilidad. Por definición la razón de

movilidad es:

$$M = \frac{\text{Movilidad del fluido desplazante}}{\text{Movilidad del fluido desplazado}}$$

Donde la movilidad del fluido es la razón de la permeabilidad al fluido a su viscosidad. Si M tiene un valor de uno la movilidad del fluido desplazante es igual a la del fluido desplazado. Donde la razón de movilidad es menor de uno, se dice que es "favorable" y la eficiencia de barrido areal es usualmente mayor. Cuando la razón de movilidad es mayor de uno, la causa -generalmente- es la baja movilidad del fluido desplazado.

PATRONES DE INYECCION BASICOS

El frente ideal de avance debería ser un plano, pero esto en la práctica no es posible, debido a la configuración del campo, las heterogeneidades del reservorio, la diferencia de densidades de los fluidos y las fuerzas capilares.

Una de las maneras de aproximarse a un frente vertical de avance, puede ser mediante un patrón de flujo en línea directa tal como se muestra en la figura 1.E-1(a). Cuanto más alejados estén los pozos inyectoros de los productores, más se aproximará el frente de avance a un plano vertical. Es evidente que las

eficiencias de barrido, para el empuje en línea directa, variará de 0 a 100% aproximadamente. Muskat¹, ha expresado este aspecto del espaciamiento de pozos como la razón d/a , donde d es la distancia de la línea de pozos productores a inyectores y, a es la distancia o espaciamiento entre pozos en la misma línea, en un patrón regular de perforación. La figura 1.E-1 presenta las eficiencias de barrido para un rango aplicable de la relación d/a .

En un empuje en línea directa, existen realmente "dos grados de libertad", la razón d/a puede ser cambiada o las líneas pueden ser desplazadas sobre su misma dirección, creándose un patrón de empuje en línea alterna, figura 1.E-1(b). Un estudio de la figura 1.E-2, muestra que el efecto de este desplazamiento de líneas incrementa significativamente la eficiencia de barrido al irrumpimiento, en comparación con el empuje en línea directa, para relaciones d/a menores que 2. A mayores valores de d/a la ventaja de el empuje en línea alterna no es muy marcada. Esta consideración de eficiencia de barrido es de gran importancia, si es posible seleccionar la configuración de pozos debido a la perforación de nuevos pozos. La figura 1.E-2 también nos muestra las diferencias en la eficiencias de barrido, para el empuje en línea

alterna, determinadas por diferentes autores. La relación (curva 2) desarrollada por Muskat² asume que "la línea de flujo de velocidad promedio mayor es la línea que une los centros entre el inyector y el productor". Esto solo es cierto cuando d/a es igual a 0.5 (patrón de cinco puntos). El hecho de que la línea de centros no coincida con la línea de irrumpimiento a otras razones de d/a , es evidente debido a los requerimientos de flujo radial en la vecindad inmediata de los pozos productor e inyector. Prats³, ha presentado (curva 3) los resultados donde las eficiencias de barrido al irrumpimiento y la geometría del patrón, han sido determinados usando la forma apropiada de las líneas de flujo. Para esto usó una rigurosa y compleja teoría de potenciales. La figura 1.E-3 muestra el efecto del alargamiento de las líneas de flujo en un empuje en línea alterna. La línea marcada A, en la figura, claramente nos muestra que deja el pozo inyector y entra al productor a 45° con la horizontal; luego el paso de flujo más corto ocurrirá cuando d/a sea 0.5 y por lo tanto tendrá la mayor conductividad, haciendonos evidente que el patrón de cinco puntos es un caso especial del empuje en línea alterna.

Existen dos casos comunes de patrones de inundación donde la razón de pozos inyectores a productores no

es uno. La figura 1.E-4 presenta un diagrama del patrón de 7 puntos, mientras que la figura 1.E-5 es una representación del patrón de 9 puntos. La inspección de la figura 1.E-4 nos muestra que la razón de inyectores a productores es de dos. Este patrón tiene mérito si la inyectividad es baja, pero implica un considerable gasto económico en la conversión de pozos productores a inyectores y en el sistema de inyección requerido.

Actualmente, el patrón normal de 7 puntos puede analizarse como un patrón de 4 puntos, que también se muestra en la figura 1.E-4. Es convencional nombrar un patrón repetitivo de inyección por el número de inyectores que rodean a cada productor. Así, el llamado patrón de 7 puntos invertido puede ser nombrado como un patrón de 4 puntos. En este caso la razón de inyectores a productores es un medio. Como se ve, los roles de los pozos inyectores y productores pueden ser invertidos. Este patrón será muy útil en donde el fluido desplazante sea fácilmente aceptado por la formación. La conversión de un menor número de pozos productores a inyectores es beneficioso. Cuando la razón de movilidad es uno la eficiencia de barrido es aproximadamente 74.5% en el patrón normal e invertido.

La figura 1.E-5 presenta un diagrama del patrón de 9 puntos. En este caso, la razón de pozos inyectores a productores es tres. Este sistema tiene mérito si la permeabilidad de la formación es baja o, los regímenes de inyección deben ser bajos debido a presencia de arcillas hidratables en la formación o problemas de naturaleza similar. Actualmente el patrón "invertido" de 9 puntos es más común, desde que en este caso la relación de inyectores a productores es $1/3$. Esta configuración encontrará aplicación donde la inyectividad en los pozos es alta y donde considerable ahorro en líneas de inyección y conversiones de pozos pueden efectuarse. Cuando los regímenes de producción e inyección están balanceados, de tal manera que el estado estable prevalece en el reservorio y todos los pozos producen a regímenes constantes, el régimen de inyección será aproximadamente tres veces el régimen de producción.

INYECCION DESPUES DEL IRRUMPIMIENTO Y EL EFECTO DE LA RAZON DE MOVILIDAD

En los patrones de flujo descritos y en otros de geometría lineal y especialmente, donde la razón de movilidad es adversa, la recuperación de petróleo, debido a la inyección continua, pasado el irrupimiento del fluido desplazante en los pozos productores, generalmente se incrementa.

Muchos autores han analizado este problema y han presentado resultados gráficos mostrando el efecto de la razón de movilidad en la eficiencia de área barrida, para un rango de valores de la fracción del fluido desplazante o para los volúmenes desplazables; estos, son el producto del volumen poroso del patrón de inyección y la eficiencia de desplazamiento lograda en la región barrida. Las figuras 1.E-6 a 1.E-9, presentan algunas de estas correlaciones gráficas. Una amplia publicación de estas correlaciones se puede encontrar en la literatura especializada.

OTROS FACTORES QUE AFECTAN EL AREA BARRIDA

Permeabilidad direccional.- En algunas formaciones la permeabilidad en una dirección puede ser considerablemente mayor que la existente en una direccional a 90° con respecto a la anterior. Esta falta de uniformidad ordenada se denomina "permeabilidad direccional" y, frecuentemente, se debe al movimiento del agua en una dirección predominante durante la sedimentación o durante el desarrollo de la porosidad.

De diferentes estudios realizados, se ha concluido que la mejor eficiencia de área barrida se obtiene cuando la dirección de máxima permeabilidad es paralela a la línea que conecta a pozos de inyección adyacentes.

Buzamiento de la formación.- En general, cuando la formación es inclinada, es preferible inyectar agua en el extremo más bajo de la zona productora, cerca de la base de la columna de petróleo. La gravedad separará el petróleo del agua y, por lo tanto, permitirá un barrido máximo con el agua inyectada.

Fracturas.- Tempranos irrumpimientos ocurrirán cuando los pozos inyector y productor están a lo largo de una línea paralela a la dirección de las fracturas. Si los pozos inyectores están localizados a lo largo de una línea paralela a la dirección de las fracturas, la interferencia entre los pozos inyectores causará que el agua se mueva en línea directa cruzando las fracturas hacia los pozos productores. Flujos de esta naturaleza resultarán en una mayor eficiencia de recuperación que la que se podría obtener en un sistema uniforme sin fracturas.

1.F PRESIONES Y CAUDALES DE INYECCION

Como en todas las técnicas de recuperación secundaria existe la necesidad de métodos que nos permitan calcular o al menos estimar un orden de magnitud para los regímenes y presiones de inyección. Esto es importante para el adecuado diseño del sistema de inyección y de las bombas; además, excesivas presiones de inyección, para regímenes de inyección adecuados, pueden ser lo suficientemente grandes para inducir

fracturas y perjudicar el comportamiento del flujo. Información avanzada en la inyektividad y la productividad de los pozos inyectoros y productores respectivamente, provee invaluable información para el desarrollo de un proyecto de inyección. Una de las razones para implementar un proyecto piloto es, precisamente, obtener información concerniente a las presiones y regímenes de inyección.

Muskat⁴, ha presentado ecuaciones para patrones regulares de inyección en formaciones homogéneas para empuje en línea directa, empuje en línea alterna, 5 puntos y el de 7 puntos; a partir de los cuales se puede calcular el régimen de inyección, para el caso ideal en que la razón de movilidad sea uno. El desarrollo matemático de estas ecuaciones no se presenta aquí. La tabla 1.F-1, presenta un sumario de estas ecuaciones en unidades de campo: la inyektividad, i , está en BPD a condiciones de presión y temperatura del reservorio. La ecuación presentada para el patrón de 9 puntos ha sido desarrollada por Deppe⁵.

Mientras que soluciones analíticas exactas pueden ser desarrolladas para distribuciones de presión en estado estable y los regímenes de inyección resultantes pueden ser calculados donde: la razón de movilidad es igual a uno, la formación es homogénea, el patrón de inyección es regular y todas las consideraciones per-

tinentes para el desarrollo de flujo radial; es evidente que estas soluciones generalmente no pueden ser aplicadas a reservorios y condiciones de flujo que no cumplen, esencialmente, estas condiciones. El valor resultante de aplicar estas ecuaciones a un reservorio real, no puede ser mejor que el que se obtenga por analogía o experiencia en el área.

Algunos métodos empíricos desarrollados para el estudio de proyectos de inyección de agua plantean calcular la inyectividad de un pozo mediante el uso de un factor de BPD/pie de arena neta o BPD/acre-pie. Estos factores se determinan como resultado de la experiencia ganada en inundaciones en el área.

Un aspecto importante es el efecto de la razón de movilidad en la inyectividad de los pozos. Algunos investigadores han dedicado su atención a la variación de las inyectividades de los fluidos que podría ocurrir en diversos arreglos de pozos para razones de movilidad diferentes a la unidad. Mediante el uso de modelos potenciométricos y modelos de flujo en medios porosos con fluidos miscibles y usando redes de resistencias eléctricas encontraron el mismo efecto cualitativo: Para relaciones de movilidad favorables ($M < 1$), la inyectividad del fluido declina a medida que aumenta el área inundada; pero para relaciones de movilidad desfavorables ($M > 1$), la in-

yectividad del fluido aumenta a medida que se acerca la cobertura total.

La relación de movilidad es una medida de la inyectividad del pozo con relación a su productividad. Para relaciones de movilidad "desfavorables" ($M > 1$), la inyectividad del agua de un pozo de inyección excede la productividad de petróleo de un pozo productor después del llenado, por lo que para equilibrar la productividad de petróleo deseada con la inyección de agua, un arreglo de pozos con un mayor número de productores que de inyectores es el indicado. Para relaciones de movilidad "favorables", es aplicable lo contrario y el arreglo recomendado es con un mayor número de inyectores que de productores. Por lo tanto, observamos que mientras una relación de movilidad inferior a la unidad es favorable desde el punto de vista de barrido es desfavorable desde el punto de vista de la inyectividad.

1.6 METODOS DE PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN - PRODUCCIÓN

El método ideal de predicción del comportamiento de la inyección-producción incluiría, desde luego, todos los efectos pertinentes del flujo de fluidos, de los patrones de inyección y de las heterogeneidades del reservorio.

Los efectos del flujo de fluidos incluyen la influencia de las diferentes características de permeabilidad relativa agua-petróleo, según difieren de un reservorio a otro como resultado de la mojabilidad, la distribución de las dimensiones de los poros y las saturaciones congénitas. Se incluiría un frente de invasión (zona en la que aumenta abruptamente la saturación de agua), así como la consideración de cualquier petróleo fluyente detrás del frente de invasión. También se tomaría en cuenta en el método ideal de predicción la posible presencia de la saturación de gas, formada por el agotamiento del empuje de gas disuelto o por la inyección de gas antes de la inyección de agua.

Los efectos del arreglo de pozos considerados por el método ideal de predicción, serían el de la relación de movilidad sobre la eficiencia areal de barrido a la surgencia del agua y también sobre el incremento del área barrida posterior a la surgencia, con una inyección continuada de agua. El método ideal no se limitaría a unos cuantos modelos o a ciertos arreglos de pozos de inyección y producción, sino que también podría predecir el comportamiento de las inyecciones periféricas y de las inyecciones en pozos localizados irregularmente.

Los efectos de heterogeneidad previstos por el método ideal, incluiría las variaciones areales y verticales de la permeabilidad. También se incluirían consideraciones del flujo cruzado entre segmentos adyacentes de diferente permeabilidad y también la presencia de alguna discreta y aislante barrera al flujo. Desde luego, este método de predicción consideraría la influencia de los efectos de la viscosidad, la capilaridad y la gravedad sobre el movimiento de los fluidos.

Un método de predicción de este género, puesto que considera todos los efectos sobre la inyección de agua, produciría una concordancia entre el comportamiento predicho y el real. Pero un método de predicción ideal requeriría también información detallada del reservorio, probablemente más de la que actualmente tenemos en cualquier reservorio.

Los métodos de predicción de la inyección los podemos categorizar en grupos que consideran **principalmente:**

1. Heterogeneidad del yacimiento.
2. Efectos de área barrida.
3. Métodos numéricos.
4. Soluciones empíricas.

Una explicación detallada de cada uno de los métodos desarrollados para predecir el comportamiento de la inyección es innecesaria, ya que se tiene una vasta bibliografía al respecto. Schoeppel⁶ ha publicado un excelente trabajo de recopilación de estos métodos.

De particular interés son los métodos empíricos de predicción, basados en la analogía y en la experiencia. Se ha observado que en muchos casos las predicciones basadas en estos métodos se han aproximado, en mayor grado, al comportamiento real, que las predicciones establecidas por métodos analíticos.

Un método empírico de gran aplicación es el desarrollado por Bush y Helander denominado como "Predicción Empírica del Régimen de Recuperación por Inyección de Agua en Arenas Depletadas". Este método nos servirá de base para nuestras predicciones, por lo que lo describiremos en detalle.

METODO DE BUSH Y HELANDER.

Datos de producción e inyección mensual fueron obtenidas para 86 inundaciones exitosas localizadas en 23 ciudades de Oklahoma. Estas inundaciones representan 56 campos independientes y 23 arenas diferentes. Las áreas productivas de estas inundaciones varían de 30 a 3,050 acres.

Etapas de una inundación.

Una inundación de agua puede ser dividida en los siguientes periodos:

Respuesta Inicial.- Periodo entre la inyección inicial de agua y la primera respuesta a la inyección en forma de un incremento en la producción. Durante este periodo el régimen de producción de petróleo puede declinar o permanecer constante. Se produce el "llenado" del reservorio, el gas libre entra en solución y se incrementa la presión del reservorio. De las inundaciones revisadas se tiene que este periodo puede variar entre el 5 al 11% de la vida de la inundación, teniendo un promedio aritmético de 8.3% para el caso más probable. Este periodo va del 5 al 11% dependiendo de: (1) la arena va heterogénea a homogénea, (2) el tipo de flujo va desde patrón regular, línea directa a periférico, (3) el espaciamiento se hace mayor (el régimen de inyección por unidad de volumen decrece) y, (4) mayor grado de depletación primaria.

Incremento de la Producción.- Periodo entre la primera respuesta y el máximo régimen de producción alcanzado como respuesta a la inyección. Durante este periodo el frente de flujo afecta los pozos productores y la producción de petróleo se va incrementando, existiendo muy poca producción de agua. Este

periodo no se puede definir de una manera muy precisa debido a que las variaciones en las características de los reservorios tiene un efecto predominante en la duración de este periodo. En algunos casos el pico de producción ocurre tiempo después de logrado el llenado. Esto es cierto para reservorios con elevadas saturaciones de agua. Este periodo variará de 6 a 30% del total de vida de la inundación, bajo las mismas condiciones mencionadas para la respuesta inicial.

Declinación de la Producción.- Periodo entre el pico de producción y el abandono. Se inicia después que el pico es alcanzado y la producción de petróleo empieza a decrecer a medida que el corte de agua se va incrementando. Una vez que este periodo es alcanzado, un estimado razonable de la producción final puede ser hecho. Constituye el periodo más largo dentro de la vida del proyecto. Varía entre 60 a 87% de la vida de la inundación con un promedio aritmetico de 71%, haciéndose mayor para proyectos que tengan límites económicos bajos y para las arenas más heterogéneas.

La vida de los 86 proyectos evaluados varían de 4.7 a 22.5 años. Sin embargo el 66% de ellos tuvieron un periodo de duración entre 9 a 14 años. Sólomente 3.5% tuvieron una vida menor que 7 años y 4.6% mayor que 18 años. El periodo total de inyección se incrementa por: (1) el régimen de inyección decrece, (2) estado

de depletación mayor, (3) el tipo de flujo va de patrones de inyección a empuje en línea directa a periférico.

Recuperación en relación al tiempo de duración del proyecto.

Junto a las reservas totales, el factor crítico más importante para la rentabilidad de un proyecto de inyección de agua, es el régimen al cual estas reservas pueden ser recuperadas. El factor que controla el régimen de recuperación es el mantenimiento de los volúmenes de inyección establecidos. En los estudios de proyectos de inyección, los regímenes de inyección son mantenidos a niveles casi constantes y, el régimen de recuperación presenta algunas características comunes.

Una de las características a ser anotadas es la recuperación, como porcentaje de la recuperación final, durante el periodo de llenado. De las inundaciones estudiadas el 84% produjeron del 13 al 40% de sus reservas durante el periodo de incremento de producción. Sin embargo, este periodo representa solamente 6 a 30% de la vida de la inundación. El rango de recuperación fue de 7.8 a 62.4% de la recuperación final con un promedio aritmético de 29%. La recuperación se incrementa a medida que el reservorio es más homogéneo.

La producción acumulada durante el periodo de declinación varía de 36.5 a 92.2% del total de reservas secundarias, con un promedio aritmético de 71%. Un 84% de las inundaciones produjeron de 60 a 87% de sus reservas durante este periodo, el cual representa de 80 a 94% de la vida de la inundación. La recuperación durante este periodo se incrementa a medida que el reservorio es más heterogéneo.

Ninguna inundación ha requerido menos de 17% o más de 53% de la vida de la inundación para producir la mitad de sus reservas. El promedio aritmético fue de 34.8%. Un 80% de las inundaciones recuperaron la mitad de sus reservas en los primeros 26 a 46% de la vida de la inundación.

El tiempo requerido para recuperar 3/4 partes de las reservas por inyección varía entre 33 a 72% de la vida del inundación y, el 75% de todas las inundaciones recuperaron 3/4 de sus reservas en los primeros 38 a 60% de la vida de la inundación. El promedio aritmético fue de 50%. El tiempo para recuperar la mitad y los 3/4 de las reservas decrece a medida que el régimen de inyección y la homogeneidad de la arena se incrementen.

Regímenes de Producción

Uno de los factores críticos que afectan la economía de un proyecto de inyección de agua es el tiempo requerido para recuperar las reservas por inyección de agua. Esto está determinado por la capacidad de los pozos productores e inyectores. Aunque el parámetro de régimen de producción por pozo varía en un rango mayor que los tratados anteriormente, es significativo anotar que el 65% de las inundaciones analizadas tuvieron un régimen de producción promedio entre 10 a 50 BOPD/pozo, al pico de producción. Este parámetro está profundamente afectado por el espaciamiento de pozos. Solamente el 9.6% de las inundaciones tuvieron un pico de producción por sobre 75 BOPD/pozo. El promedio aritmético fue de 41 BOPD/pozo.

Un criterio más aproximado para determinar el pico de producción es el basado en el régimen de inyección de agua total (para todo el campo). El régimen de inyección puede ser determinado con un razonable grado de aproximación a partir de datos de permeabilidad o de experiencia de otros campos. De los proyectos estudiados 51% tuvo un pico de producción de 12 a 31% del régimen total de inyección. Solamente 11% tuvo un pico de producción mayor al 40% del régimen total de inyección. El promedio aritmético fue de 22.6%.

Por lo tanto, con un razonable conocimiento del régimen total de inyección, un rango de picos de producción pueden ser calculados para determinar el máximo, el mínimo y el más probable. El pico de producción se incrementará a medida que el régimen de inyección se incremente, la formación sea más homogénea, la permeabilidad de la formación sea mayor y el espaciamiento de pozos decrezca.

Declinación después del pico de producción

La producción de solamente el 10% de las inundaciones declinó a menos de 20% por año, en el primer año después del pico de producción. La producción de 70% de las inundaciones declinaron de 20 a 55% por año; moderando notablemente su declinación después del primer año. El promedio aritmético fue de 41.5% por año. El régimen de declinación se incrementará a medida que la formación sea más homogénea.

Método de predicción del régimen de recuperación por inyección de agua

Se plantea tres casos teóricos básicos de respuesta a la inyección: (1) Caso de régimen de recuperación promedio, (2) Caso de régimen de recuperación mínimo y, (3) Caso de régimen de recuperación máximo.

1. Cálculo de la recuperación final por inyección de agua.- La ecuación 1.D-1, discutida anteriormente,

deberá ser usada para determinar el volumen de petróleo a ser recuperado por efecto de la inyección de agua.

2. Cálculo del régimen de inyección de agua.- Para calcular la vida del proyecto es necesario estimar el régimen de inyección total. Esto se hace generalmente usando un factor de BPD/pie de arena neta o BPD/acre-pie de arena. Estos factores se determinan como resultado de la experiencia ganada en inundaciones en el área y el reservorio en particular. Este parámetro varía de reservorio a reservorio, pero generalmente está en el rango de 5 a 15 BPD/pie de arena neta y de 0.75 a 1 BPD/acre-pie de arena.

Un método más sofisticado de predecir el régimen de inyección es el propuesto por Earlougher⁷. Este método es también empírico y está basado en los datos de inyección de más de 1000 núcleos. Para estimar el régimen de inyección usa la siguiente ecuación: $Q_{wi} = IF \cdot (Kh) \cdot (P_{sf}/1000)$ Un gráfico del factor de inyectividad (IF) vs. Permeabilidad promedio (K), es usado para determinar el factor de inyectividad. P_{sf} representa la presión de inyección en la cara de la formación.

3. Cálculo de la vida del proyecto.- Se puede estimar la vida del proyecto a partir del régimen de in-

yección. Un primer método está basado en el agua inyectada acumulada como fracción del volumen poroso efectivo de inyección. La vida del proyecto en meses puede ser calculada como sigue:

$$7758V_{sw}(1.25)/30.4Q_{wi}$$

Regímenes de inyección constantes o variables puede ser usados para este método; sin embargo, un régimen constante es asumido para facilitar los cálculos. Guerrero y Earlougher⁸ determinaron que el rango normal de inyección de agua total, como porcentaje del volumen poroso, es de 1.25 a 1.70 con un promedio de 1.5. Sin embargo, de las 86 inundaciones revisadas se encontró que la razón 1.25 es más representativa.

Un segundo método de predecir la vida del proyecto es usando la razón de agua inyectada acumulada a petróleo producido acumulado. La vida del proyecto en meses debe ser calculada como sigue

$$N_{pf}(W_i/N_{pf})/30.4(Q_{wi})$$

El rango normal para la razón W_i/N_{pf} es de 7:1 a 15:1. Solamente 11 de las 86 inundaciones revisadas tienen razones menores de 11:1.

4. Cálculo del tiempo a la primera respuesta.- Para los casos de régimen de recuperación máximo,

promedio y mínimo el tiempo a la primera respuesta será 11, 8.3 y 5% de la vida del proyecto, respectivamente.

5. Cálculo del periodo de incremento de producción y las reservas recuperadas.- Para los caso máximo, promedio y mínimo este periodo será el 30, 18.6 y 6% de la vida del proyecto, respectivamente. Las reservas producidas durante este periodo serán de 40, 29 y 13% de las reservas totales por inyección de agua.
6. Cálculo del tiempo para alcanzar el máximo régimen de producción y el valor de este régimen.- Para los casos máximo, promedio y mínimo; el pico de producción será 31, 22.6 y 12% del régimen de inyección de agua total del campo, respectivamente. El tiempo para alcanzar este pico, después de iniciada la inyección, será 41, 26.9 y 11% de la vida del proyecto.
7. Tiempo requerido para producir el 50 % y 75 % de las reservas finales por inyección.- Para el caso máximo, promedio y mínimo el tiempo requerido para producir el 50% de la reservas finales, será 46, 34.8 y 26% de la vida del proyecto, respectivamente. El tiempo requerido para producir 75% de las reservas finales, será 60, 50 y 38%, respectivamente.

8. Plotear las curvas de comportamiento de la inyección.- Conociendo la vida del proyecto, pico de producción, los intervalos de tiempo para la respuesta inicial y de incremento de producción, las reservas producidas durante este periodo y el tiempo requerido para producir el 50 y 75% de las reservas finales; las curvas del comportamiento de la inyección, para los casos máximo, promedio y mínimo, pueden ser fácilmente obtenidas por ensayo y error.

2. DISCUSION DEL PROYECTO

2.A UBICACION Y DESARROLLO PRIMARIO

El Yacimiento Bonanza, se encuentra ubicado a aproximadamente 12 Kilómetros al noreste de la ciudad de Talara; en el límite de las Concesiones Lima y de la Brea y Pariñas, Figura B-1. Como consecuencia de esta ubicación geográfica, la parte sur del yacimiento (Consección de la Brea y Pariñas), se encuentra dentro de las cuadrículas 13-N-7, 8 y 14-N-7, 8; mientras que el área ubicada en las Concesiones Lima, se encuentra dentro de las cuadrículas 3-H, I y 4-H, I. Esta área es conocida también como AJD.

Los yacimientos adyacentes al yacimiento Bonanza son: al noroeste, Folche (explotado por el Consorcio OXY-Bridas, como parte de la recuperación secundaria de petróleo por inyección de agua); al noreste, Rimac; al este, Ronco y al sur, Honda

El yacimiento Bonanza-AJD fue descubierto con la perforación del pozo J-2, en Julio de 1950. Este pozo alcanzó una profundidad total de 4862 pies, encontrando un desarrollo favorable de la formación Pariñas con 375 pies de espesor de arena total y una producción surgente inicial de 487 BOPD x 0 BWPD x 414 PC/B1. La parte sur del yacimiento fue desarro-

llada inicialmente con la perforación del pozo 4169, en Octubre de 1950. Este pozo alcanzó una profundidad total de 4430 pies, con un espesor de arena total de la formación Pariñas de 402 pies y una producción surgente inicial de 504 BOPD x 0 BWPD x 495 PC/B1.

Entre Julio de 1950 y Setiembre de 1952 se perforaron un total de 22 pozos, a fin de desarrollar integralmente el yacimiento determinándose a la vez los límites fallados del mismo. Del total de pozos perforados 16 resultaron productores y 5 secos. Los pozos fueron perforados con equipo de mesa rotaria. El patrón de perforación que muestra el campo es aproximadamente regular con un espaciamento promedio de 20 acres por pozo.

En Junio de 1988 se perforó el pozo 6055, cuyos objetivos primarios fueron las formaciones Basal Salina y Mogollón; encontrándose la formación Basal Salina con escaso espesor de arena y la formación Mogollón con bajo nivel productivo. En Noviembre del mismo año se baleó la formación Pariñas; completándose el pozo en las formaciones Mogollón y Pariñas (considerado inicialmente como objetivo secundario); asignándosele un RPI de 30 BOPD x 4 BWPD x PU. Se estima un aporte del Pariñas de 20 BOPD. Las reservas asignadas a este pozo son de 15 Mbls. y 10 Mbls para las formaciones Pariñas y Mogollón respectivamente.

La Tabla B-1 muestra un resumen de los pozos perforados en el yacimiento.

La totalidad de los pozos del campo fueron completados con forros de producción, cementados y baleados en forma selectiva en los intervalos más favorables, determinados por registros electricos y pruebas de formación (DST's)

El objetivo de los pozos perforados en el área, a excepción de pozo 6055, fue la formación Pariñas. Durante el desarrollo del campo se realizaron retrabajos con la intención de evaluar otros horizontes productivos. En Setiembre de 1968, el pozo J-36 fue baleado y fracturado en la formación Talara que, de acuerdo a los registros electricos, presentaba buenas características de arena productiva. No se obtuvo producción comercial de esta formación. Similarmente, en Abril de 1974, el pozo J-52 fue baleado y fracturado en la formación Pariñas Inferior; obteniéndose un aporte productivo de esta formación de aproximadamente 11.4 Mbls. de petróleo acumulado, en un periodo de 6 años.

Con el decrecimiento pronunciado de la presión de reservorio, la producción de petróleo declinó notablemente, con el consecuente incremento de la razón gas-petróleo. Con fines de mantenimiento de presión y mejorar la recuperación de petróleo se determinó in-

yectar gas en el reservorio. Es así que en Junio de 1951 se inició la inyección de gas en el pozo J-2 situado, estructuralmente, en las partes más elevadas de la formación. Este pozo fue recompletado dualmente inyectándose gas en la parte superior de la de la formación Pariñas, para tomar la producción de las arenas inferiores del Pariñas. La técnica consistió en inyectar gas por casing y obtener producción por tubing; aislandose ambos fluidos en profundidad por un empaque. Posteriormente, en Junio de 1953, se modificó el sistema de inyección, inyectándose el gas a través del tubing convirtiendo, así, al pozo J-2 en inyector de gas exclusivamente. A través de este pozo se inyectó un total de 7'775,557 MPC de gas, entre Junio de 1951 y Julio de 1978. En los factores de recuperación de los pozos vecinos al J-2 se hace evidente los efectos favorables de la inyección de gas. Además el pozo J-41 fue convertido a inyector de gas en setiembre de 1952, inyectándose un total de 494,613 MPC de gas, entre Setiembre de 1952 y Febrero de 1955.

A fin de mejorar la capacidad productiva del pozo, se realizaron un total de 10 trabajos de fracturamiento, que pueden calificarse de positivos. Asimismo se sentaron empaques, para aislar las zonas de elevada producción de gas.

A Diciembre de 1988 se tiene una producción acumulada del Pariñas de 4'666,012 Bls. de petróleo, con promedio de 292 Mbls. de producción de petróleo por pozo, para los 16 pozos productores perforados inicialmente (no se ha considerado el pozo 6055 que, como se mencionó anteriormente, fue perforado en este año y su aporte productivo a la fecha es mínimo).

A la fecha se tienen 3 pozos activos con una producción promedia del Pariñas de 15 BOPD (incluye la producción del 6055)

2.B DESCRIPCION GEOLOGICA

Estructuralmente, el yacimiento Bonanza se encuentra en el mismo alineamiento de los yacimientos Malacas, Chivo, Media Siches y Honda; ubicados al sur del ramal lindero del gran levantamiento del Jabonillal, que es le rasgo estructural más importante del área.

El reservorio se encuentra a una profundidad promedio de -4000 pies. El rumbo promedio de los estratos en la formación Pariñas es de N 50° E y el buzamiento varía de 6° a 7° hacia el SE.

Existen dos sistemas principales de fallamiento que controlan la estructura del área: un sistema este-oeste (fallas: "Media" y "Bonanza Sur") y; el otro norte-sur (fallas: "Folche NE" y "Bonanza").

El reservorio Pariñas en el yacimiento Bonanza, está limitado por las siguiente fallas:

Falla "Media": Limita el bloque hacia el norte y tiene una separación vertical aproximada de 1000 pies.

Falla "Bonanza": Limita el bloque hacia el este y tiene aproximadamente 1100 pies de separación vertical.

Falla "Bonanza Sur": Es el límite sur del Bloque y Tiene una separación vertical de 350 pies.

Falla "Folche NE": Es el límite oeste del bloque y tiene una separación vertical aproximada de 1000 pies.

Los rasgos estructurales mayores, anteriormente descritos, encierran un sistema de fallamiento en bloques, que son el resultado de fallas menores y fallas de compensación. La Figura B-2, presenta el mapa estructural a líneas rectas en el tope de la formación Pariñas y las Figuras B-3, B-4 y B-5 nos muestran secciones estructurales en diferentes direcciones.

La formación Pariñas sobreyace en contacto gradacional a miembro Chivo, e infrayace, también en contacto gradacional, a la formación Chacra.

La figura B-8 nos muestra la cuenca estratigráfica generalizada de la Cuenca Talara.

Litológicamente, la formación Pariñas, está constituido por areniscas cuarcíferas de color blanco grisáceo, de grano grueso a medio algo conglomerádicas, friables, cemento calcareo poco compacto con feldespatos y minerales oscuros con intercalaciones de lutitas de color gris verdoso, micaceas, laminares. En su parte inferior la formación Pariñas presenta una arenisca verdosa de grano medio a fino. Las intercalaciones lutáceas presentan, de acuerdo a los registros eléctricos, una buena correlación en los pozos del área, lo que nos indicaría una buena extensión areal de estos miembros lutaceos. Esto ha permitido dividir a la formación Pariñas en cuatro (4) cuerpos arenosos bien diferenciados, tal como se muestra en las secciones estratigráficas. Figuras B-6 y B-7.

El ambiente deposicional del área a sido determinado como complejo deltaico; lo cual ha favorecido positivamente en el tipo de arenas depositadas.

La formación Pariñas presenta una facie que, en casi su totalidad, es arenosa y cuya variación horizontal como vertical es marcada. Es así que hacia el oeste, en dirección de los yacimientos Yeso y Pozo, sus potencias alcanzan entre 1200 a 1010 pies, respectiva-

mente; no así hacia el este, donde disminuyen notablemente, alcanzando espesores entre 350 y 400 pies (yacimientos Fondo y Lindero), hasta ser totalmente truncados por la discordancia Post-Chacra tanto al norte como al sur. En el yacimiento Bonanza el espesor máximo encontrado de la formación Pariñas ha sido de 452 pies, en el pozo J-51.

2.C DATOS DE RESERVORIO Y CALCULOS VOLUMETRICOS

Como resultado de la intensa actividad tectónica posterior a la deposición sedimentaria los yacimientos de la Cuenca Talara se presentan fallados en bloques. Muchos de estos bloques se comportan como reservorios independientes, debido a que las fallas limitantes presentan saltos verticales considerables. Además, existen fallas menores y de compensación, que han originado bloques menores (sub-bloques). En estos casos se debe evaluar si estos bloques menores se comportan como reservorios independientes. En la generalidad de los casos, estas fallas menores permiten la intercomunicación entre arenas.

De acuerdo al mapa estructural y las secciones estructurales desarrolladas para el área, ha sido posible establecer la existencia de siete (7) bloques de la formación Pariñas en el yacimiento Bonanza. Se debe enfatizar el hecho de que existe intercomunicación entre los bloques A-B, B-C y A-F. La inyección

de gas realizada en el área nos da un cierto grado de confirmación de esta comunicación, ya que se observa una evidente respuesta a la inyección en la producción de los pozos situados al otro lado de las fallas.

Lo más adecuado hubiese sido establecer los parámetros de reservorio y de fluidos para cada bloque, pero esto no ha sido posible debido a la insuficiente información de núcleos y de PVT's.

POROSIDAD Y PERMEABILIDAD

En el yacimiento Bonanza se han tomado núcleos convencionales en 3 pozos (J-6, J-23 y 6055). En los mismos se han realizado análisis convencionales de núcleos, para la determinación de porosidades y permeabilidades. Solamente en el pozo J-23 se tomó núcleos de los cuatro miembros arenosos en los que se ha dividido a la formación Pariñas. Los núcleos tomados en los pozos J-6 y 6055 corresponden a los 2 miembros arenosos superiores.

Como se mencionó anteriormente, se han desarrollado secciones estratigráficas por la necesidad de zonificar el reservorio de acuerdo a sus características petrofísicas y así lograr un mejor estudio y correlación del reservorio.

Con la información existente se ha estimado valores de porosidad y permeabilidad para cada uno de los miembros arenosos y los valores promedio para el yacimiento.

El cálculo de la porosidad promedio se ha realizado de la siguiente manera:

Para cada uno de los miembros arenosos en los que se ha dividido la formación Pariñas, se ha calculado un valor de porosidad promedio.

Luego se calculó un promedio ponderado por espesor promedio de arena de cada miembro arenoso.

Para determinar un valor de porosidad más representativo del área se debería proceder de la siguiente manera: (1) Determinar un valor de porosidad promedio por pozo; (2) Construir un mapa de isoporosidad a partir de los datos de porosidad promedio de cada pozo. Este mapa nos describe las variaciones areales de la porosidad; (3) Construir un mapa de isoporosidad-arena neta. Este mapa se determina multiplicando el valor de la porosidad de cada pozo por su espesor de arena neta; (4) El volumen poroso total de arena neta se obtiene planimetreando el mapa de isoporosidad-arena neta. La porosidad promedio se obtendrá, entonces, dividiendo el volumen poroso anteriormente calculado entre el volumen de arena neta.

El cálculo de la permeabilidad promedio se realizó de manera similar:

Se calculó un valor de permeabilidad promedio para cada uno de los miembros arenosos. Se usó un promedio geométrico.

Se estimó un valor promedio de permeabilidad, ponderándolo por espesor de arena de cada miembro arenoso de acuerdo a:

$$K = \frac{1}{\sum h_j} \left(\sum K_j h_j \right)$$

Donde K Valor de permeabilidad de cada miembro.

h Espesor de arena de cada miembro.

n Número de miembros (n = 4)

Este valor corresponde a un promedio geométrico. Se ha demostrado experimentalmente, que el comportamiento más probable de un sistema heterogéneo se acerca al de un sistema uniforme con una permeabilidad igual a la media geométrica. Es así que la media geométrica es el único valor recomendado para caracterizar una formación.

La permeabilidad promedio debería ser calculada por un método similar al propuesto para el cálculo de la porosidad. El mapa de isopermeabilidad describiría

las variaciones areáles de la permeabilidad. Los intervalos de contornos de este mapa son logarítmicos no lineales. Por ejemplo: la distancia entre el contorno de 10 md y 100 md es la misma que la distancia entre los contornos de 100 md y 1 darcy (1000 md). Una vez establecido el mapa de isopermeabilidad el siguiente paso es combinar el mapa de isopermeabilidad y el de arena neta, para construir un mapa de isopermeabilidad-arena neta o mapa de isocapacidad. El mapa de isocapacidad es de gran utilidad para estimar índices de productividad e inyectividad de pozos individuales. El valor de la permeabilidad promedio del reservorio se obtendría planimetreando el mapa de isocapacidad y dividiendo este valor entre el volumen de arena neta.

De acuerdo a nuestros resultados, observamos que la formación presenta buenas características de permeabilidad, sobre todo para los dos miembros arenosos superiores. La variación de la permeabilidad con la profundidad es favorable para la inyección, en el caso de que exista comunicación entre estos miembros arenosos.

SATURACION DE AGUA PROMEDIO

Se conoce que la saturación de agua es función de las presiones capilares. Además, se ha demostrado que las presiones capilares pueden ser correlacionadas con la

permeabilidad y la saturación de agua (gráfico lineal del logaritmo de la permeabilidad vs. la saturación de agua, para cada valor de la presión capilar) y además, se puede correlacionar los valores de porosidad con la permeabilidad y la saturación de agua (gráfico lineal del logaritmo de la permeabilidad vs. la saturación de agua, para cada valor de porosidad). Mediante estos principios y teniendo como base las pruebas especiales de núcleos, realizadas en algunos yacimientos del área, para la formación Pariñas, se han desarrollado curvas tipo de la distribución de la saturación de agua por sobre el contacto agua-petróleo, para diferentes valores de porosidad y rangos de permeabilidad. La Figura B-7, presenta estas curvas para una porosidad de 15 % y un amplio rango de permeabilidades. Estas curvas son bastante representativas para el área y son de gran utilidad para estimar el valor de la saturación de agua promedio, si no se tienen pruebas para el yacimiento específico en estudio, como es nuestro caso.

Mediante el uso de estas curvas tipo y teniendo los valores de porosidad, permeabilidad y espesores promedio para cada uno de los 4 miembros de la formación, se establece una aproximación de la distribución de la saturación de agua por sobre el contacto agua-petróleo y, se calcula un promedio de saturación

para el reservorio. Se ha estimado un valor de saturación de agua de 37.5% para la formación Pariñas en el yacimiento Bonanza.

PROPIEDAD DE LOS FLUIDOS

En el yacimiento Bonanza se tienen dos análisis de PVT (Pozos J-2 y J-13). Las muestras fueron tomadas al inicio de su vida productiva y bajo condiciones de muestreo adecuadas, por lo que se les considera representativas de las propiedades de los fluidos del reservorio.

Teniendo en consideración que el pozo J-2 fue el primero en perforarse en el área y como consecuencia los resultados del análisis de PVT de este pozo son más representativos de las características del petróleo original, se han considerado estos resultados para los cálculos volumétricos. La Figura B-10 nos muestra gráficamente estos resultados.

La presión de saturación se ha determinado en 2000 psi. y el factor de volumen de formación y la razón gas-petróleo en solución inicial en 1.256 STB/Bbl. y 510 SCF/STB, respectivamente.

De los análisis de fluidos se tiene: Crudo HCT con un grado API que varía entre 40 y 45.

HISTORIA DE PRODUCCION Y PRESION

De acuerdo a los historiales y curvas de producción, el comportamiento de las presiones y de los análisis de PVT, se puede concluir que el mecanismo predominante de producción del reservorio ha sido el de gas en solución, con algunos efectos evidentes de segregación gravitacional. Se debe recalcar el hecho de que la historia productiva del área se ha visto afectada por la inyección de gas, realizado con fines de mantenimiento de presión y para estimular las condiciones de segregación gravitacional del crudo. Los efectos positivos de esta inyección se hacen evidentes en los buenos factores de recuperación de los pozos situados en el área de inyección.

Otro factor que, naturalmente ha influenciado en la producción de los pozos, ha sido su posición estructural. Se puede observar que los pozos situados hacia los flancos de la estructura de anticlinal que presenta el reservorio han tenido un mejor comportamiento productivo (pozos J-5, J-13, J-23, J-24, J-51, 4203, 4224 y 4226). Estos pozos tienen una curva de producción característica: marcada declinación inicial de la producción para luego mantenerse en niveles productivos medios a declinaciones moderadas. Naturalmente que la inyección de gas ha favorecido la producción de estos pozos. Los pozos situados hacia

los límites del yacimiento, como es de esperarse, tienen bajas producciones acumuladas debido, esencialmente, a su pobre espesor de arena neta. Los pozos situados, estructuralmente en las partes más altas muestran una producción inicial elevada para luego declinar rápidamente y sus producciones acumuladas son comparativamente regulares.

Inicialmente los pozos fueron fluyentes con una producción inicial promedio de 340 BOPD con estrangulador de 1/4" y una razón gas-petróleo promedio de 940 PC/B1. La mayor producción inicial se registró en el pozo 4169 con 504 BOPD y una razón gas-petróleo de 495 PC/B1. El pozo de mas baja producción inicial fue el J-41 con 41 BOPD y una razón gas-petróleo de 2026 PC/B1.

La rápida declinación de la presión trajo como consecuencia una notable disminución en la producción de petróleo y un incremento de la razón gas-petróleo. Con el fin de controlar la producción de gas se sentaron empaques para aislar zonas con elevadas producciones de gas. Además, con el propósito de mejorar la capacidad productiva de los pozos, se realizaron un total de 11 trabajos de fracturamiento en los pozos J-5, J-13, J-23, J-28, J-36, J-51, J-52, 4203, 4224 Y 4226. En todos los pozos el fracturamiento tuvo resultados positivos.

La producción acumulada promedio por pozo es de 292 Mbls. De los 16 pozos considerados para este promedio (exceptuando el 6055), 6 pozos presentan acumulados mayores al promedio. Los pozos J-51 y J-24 presentan los mejores acumulados, 646 Mbls. y 608 Mbls. respectivamente. Los 10 pozos restantes tienen acumulados menores al promedio, siendo los mas pobres en producción acumulada el J-41 y J-36 con 10 Mbls y 51 Mbls, respectivamente. La figura B-11 nos muestra la historia de producción del yacimiento.

Como ya se mencionó anteriormente, en el yacimiento Bonanza se realizó inyección de gas con fines de mantenimiento de presión. La inyección se llevó a cabo casi desde el inicio de su vida productiva. En Junio de 1951 se inició la inyección de gas a través del pozo J-2 a un régimen de 240 MPC/D y a la presión de 1750 psi. Se inyectó en forma continua, a un régimen promedio de 1150 MPC/D, hasta Agosto de 1958. El máximo régimen de inyección alcanzado en este periodo fue de 1620 MPC/D. En Febrero de 1963 se reinició la inyección de gas a un régimen de 1410 MPC/D y se inyectó hasta Julio de 1978 con interrupciones temporales en la inyección. A partir de 1967 se aprecia un decrecimiento en los volúmenes de inyección. A través de este pozo se inyectó un total de 7'775,557 MPC de gas.

En el pozo J-41 se inyectó un total de 464,613 MPC de gas entre Setiembre de 1952 y Febrero de 1955. Se inició la inyección a un régimen de 185 MPC/D incrementándose hasta un máximo de 815 MPC/D en Agosto de 1954. En Febrero de 1955 se suspende la inyección en este pozo debido esencialmente a los pocos efectos positivos en el mantenimiento de la producción de los pozos vecinos. La tabla B-3 nos muestra la historia de inyección de gas en el yacimiento.

El comportamiento histórico de la presión de cada pozo ha sido posible reconstruirlo en base a los datos de pruebas de presión tomados durante su vida productiva. Los graficos B-12, B-13, B-14 y B-15, nos muestran el comportamiento de la presión en el tiempo, para los bloques A, B-C, E y F.

La presión inicial se ha estimado en 2000 psi. Esta declinó brúscamente en los primeros años. Como se puede observar, en los bloques A, B y F se hacen evidentes los beneficios de la inyección de gas y nos confirma que tanto las fallas A (en su parte suroeste) y la falla C no constituyen sello.

Para determinar los niveles de energía actuales en los diferentes bloques se realizaron pruebas de presiones con paradas en los pozos J-2, J-5, J-13, J-24 y J-52. Además se tomó un BHP modificado en el pozo 6055.

CALCULOS VOLUMETRICOS

Para la determinación del petróleo original in situ se ha trabajado bajo las siguientes consideraciones:

Reservorio inicialmente saturado. La presión inicial del reservorio es aproximadamente igual a la presión de saturación.

Mecanismo de producción predominante: Gas en solución.

Reservorio volumétrico: No existe intrusión de agua y la producción de agua es prácticamente cero.

División en bloques. El cálculo del petróleo original in situ se ha hecho para cada bloque independientemente.

Del planimetro del mapa isópaco de arena neta de la formación Pariñas, Figura B-17, se ha determinado el volumen de arena de cada uno de los bloques y del yacimiento en conjunto. El yacimiento Bonanza cubre un área de 428.5 acres, con volumen poral de arena neta de 28,943 Mbls. y un promedio de arena neta de 60 pies. El petróleo original in situ se ha estimado en 14,403 Mbls.

El cálculo del petróleo original in situ por balance de materiales se hace prácticamente imposible, debido

esencialmente a la poca información de gas producido y de presiones.

A Diciembre de 1988 el reservorio tiene una producción acumulada de 4'666,012 Bls. (181 Bls/acre-pie), que representa una recuperación en promedio del área de 32.4%. Evidentemente este factor de recuperación es muy bueno para la zona. Esto se debe, esencialmente, a los efectos positivos en la recuperación de petróleo de la inyección de gas y de las buenas características de permeabilidad del reservorio.

La Tabla B-4 presenta los resultados del análisis volumétrico para cada bloque y del total del yacimiento. Como se puede observar las propiedades petrofísicas de la roca, la saturación de agua, saturación de petróleo residual y las propiedades de los fluidos, han sido uniformizadas para todos los bloques. La razón para esto es, como se mencionó anteriormente, la escasa información disponible, por lo que se ha considerado los valores promedio obtenidos. En cuanto a los factores de recuperación para cada bloque, se puede observar que los bloques A, B, C y F presentan recuperaciones aproximadamente iguales (en el orden del 32%), esto debido a la intercomunicación existente entre estos bloques. Como se verá más adelante, estos bloques integrarán el área efectiva de inyección.

De acuerdo a las recuperaciones obtenidas y al estado de depletación del reservorio no se ha considerado conveniente reactivar pozos con el fin de obtener reservas primarias remanentes (que se estiman muy pocas). Al pozo 6055 ,perforado en Junio de 1988, se le ha asignado reservas de 15 Mbls y 10 Mbls para las formaciones Pariñas y Mogollón, respectivamente.

2.D FACTIBILIDAD DE REALIZAR INYECCION DE AGUA

En base a los resultados de los análisis volumétricos (Tabla B-4), se puede concluir que existen bloques con potenciales reservas secundarias. La última fila de la tabla nos indica el petróleo posible de ser recuperado por inyección de agua.

Para la determinación de los bloques a ser considerados en la inundación, se ha tomado en cuenta básicamente los siguientes criterios:

Las reservas secundarias posibles a ser obtenidas por inyección de agua.

Las características estructurales del bloque y sus espesores promedio de arena neta.

De acuerdo a estos criterios básicos se ha definido el área efectiva de inyección más apropiada en volúmenes de petróleo a ser recuperado y en características estructurales favorable para la inyección.

DETERMINACION DE RESERVAS SECUNDARIAS

La determinación de las reservas secundarias totales se ha hecho en base a la ecuación 1.D-1.

$$N_{pf} = 7758 \phi E \cdot V_{sw} \{ (S_{op}/B_{op}) - (S_{or}/B_{or}) \}$$

La determinación de la saturación al inicio de la inyección se determina por la ecuación 1.D-2

$$S_{op} = (N - N_p) B_{op} (1 - S_w) / N \cdot B_{oi}$$

N_p nos representa el petróleo producido acumulado. Este valor lo hemos establecido a Diciembre de 1988.

Determinación del Volumen Total de Barrido

Para la ubicación de pozos inyectores y productores se ha utilizado únicamente los pozos existentes, a fin de evitar los elevados costos que implicaría la perforación de nuevos pozos.

Se ha tratado de que el arreglo de pozos inyectores y productores propuesto cumpla los requerimientos mínimos siguientes:

Proporcionar la capacidad de producción de petróleo deseada.

Proporcionar una cuota de inyección de agua suficiente para obtener la productividad de petróleo deseada.

Maximizar la recuperación de petróleo con un mínimo de producción de agua.

Aprovechar las faltas de uniformidad conocidas del yacimiento, por ejemplo: permeabilidad direccional, diferencias regionales de permeabilidad, buzamiento de la formación.

Ser compatible con las características estructurales del reservorio y con el arreglo de los pozos existente.

La primera decisión que debe tomarse es el modelo de la inyección, es decir, si la inyección de agua debe ser según un arreglo repetitivo o debe hacerse el intento de tratar el yacimiento como conjunto, utilizando una inyección periférica, una inyección de extremo a extremo, línea central de pozos de inyección o establecer alguna combinación de estos. Una inyección periférica da generalmente el máximo de recuperación de petróleo con un mínimo de agua producida. Por otra parte, debido al número pequeño de pozos de inyección en la inyección periférica, en comparación con el número de pozos productores, se requiere un tiempo prolongado para que el agua inyectada llene el espacio de gas del reservorio. Otro factor que debe considerarse para decidir la inyección de agua periférica es si la permeabilidad de la formación es lo suficientemente grande para permitir

el movimiento del agua en el volumen deseado y en la distancia requerida. En los yacimientos inclinados es recomendable inyectar periféricamente para aprovechar al máximo el buzamiento de la formación y uniformizar el frente de invasión.

Para el reservorio Pariñas en el área del yacimiento Bonanza, el modelo de inyección establecido se aproxima a una inyección periférica, situando los pozos inyectoros en las partes estructuralmente más bajas tratando así, de lograr un patrón de confinamiento y maximizar el área de influencia a la inyección. El diseño del modelo de inyección y, consecuentemente la determinación del área efectiva a la inyección, se ha hecho en base a la interpretación geológica elaborada para el área; así, se ha trabajado considerando que las fallas C F y A (hacia el suroeste) no constituyen sello.

Los pozos seleccionados como inyectoros presentan buen desarrollo de arena neta y su comportamiento productivo está por sobre del promedio del campo. En general los malos productores no son buenos pozos de inyección y de hecho, con mayor frecuencia, son inyectoros pobres.

El método usado para definir el área efectiva de inyección es el presentado por H. C. Slider. Este método, previamente descrito (sección 1.D), nos pro-

porciona un medio consistente de estimar el área efectiva de inundación, ya que toma en consideración factores como la saturación de gas libre al inicio de la inyección, los límites del reservorio y la existencia de barreras impermeables. Las líneas del área efectiva a la inyección de agua son dibujadas de pozo inyector a productor en el mapa isópaco de arena neta, tal como se presenta en la figura B-17.

De acuerdo a este modelo de inyección, se requeriría convertir a inyectores los pozos J-5, J-23, J-24, 4203 y 4226.

Determinación de la Eficiencia Volumétrica de Barrido

En evaluaciones de proyectos de inyección de agua, es importante que la eficiencia de barrido volumétrica sea determinada con bastante aproximación, ya que este valor, junto con los volúmenes movibles de petróleo, son usados para determinar reservas de recuperación secundaria. La eficiencia de barrido volumétrica se definió como:

$$E = E_h \cdot E_v \cdot E_c$$

La compleja geología, heterogeneidad del reservorio, cambios lateral y vertical en las propiedades de las rocas del reservorio y falta de datos de permeabilidades relativas para la mayoría de reservorios de Noroeste, hacen que la determinación de la eficiencia

volumétrica de barrido por métodos teóricos sea extremadamente difícil. De una revisión de proyectos pasados de inyección de agua en los reservorio del Noroeste realizado por la Compañía Contratista QUESTA, les fue posible determinar las eficiencias volumétricas de barrido alcanzadas en estos proyectos y desarrollar un método empírico para estimar la eficiencia volumétrica de barrido para proyectos de inyección de agua en el área.

De los proyectos revisados, tres (Negritos, Overales y Pueblo Este) fueron producidos hasta condiciones de límite económico y bajo patrones de inundación. Basado en el comportamiento de estos proyectos, la eficiencia volumétrica de barrido es calculada, re-
reglando la ecuación para el cálculo de reservas por inyección de agua como sigue:

$$E = NpfBop / [7758 \phi V_{sw}(Sop - Sor)]$$

La eficiencia volumétrica calculada, usando este método, toma en cuenta el efecto de resaturación de gas en las áreas de inundación, junto con características geológicas y del reservorio y los tipos de patrones de inyección.

La Figura B-18, presenta los diversos parámetros a los cuales se ha relacionado la eficiencia volumétrica de estos campos. Un promedio de los va-

lores tomados de estas relaciones es usado para determinar una eficiencia volumétrica de barrido.

El factor de conformidad es un parámetro usado frecuentemente para permitir variaciones laterales en la permeabilidad debido a la presencia de arcillas o áreas de baja permeabilidad. También puede ser usado para permitir eficiencias de desplazamiento no incluidas en las eficiencias de barrido vertical y horizontal. Este es un parámetro con muy poco apoyo teórico como para ser determinado independientemente, es por eso que el método empírico descrito, es muy consistente ya que incluye implícitamente todos los factores que influyen en la eficiencia de barrido.

Reservas Secundarias

En base al diseño del esquema de inyección establecido, se ha planimetreado el volumen poral efectivo a ser considerado para el cálculo de las reservas secundarias a recuperarse. La tabla B-5 presenta un resumen de los resultados obtenidos, así como de los diferentes parámetros utilizados para el estimado de las reservas secundarias.

Se estima que por efecto de la inyección de agua se logrará una recuperación adicional de 731 Mbbls de petróleo. Con esto la recuperación ha obtenerse se

incrementará de 32.4 a 38% del petróleo original in situ, aproximadamente.

El área efectiva de inundación es de 140.4 acres con un promedio de arena neta de 79.2 pies y un volumen poral de 12,520.6 Mbls.

PRONOSTICO DE INYECCION PRODUCCION

La técnica de predicción del comportamiento de la inyección-producción es una modificación del método empírico de J. L. Bush y D. P. Helander presentado en detalle en Sección 1.G.

El régimen de inyección para el campo se ha estimado en base a los valores de inyectividad que se ha tenido en proyectos previos de inyección. Se ha considerado valores de inyectividad de 5 BPD/pie de arena neta antes de llenado y de 3.5 BPD/pie de arena neta para después del llenado. El régimen de inyección calculado para el campo es de 1990 BWPD antes del llenado y de 1390 BWPD después del llenado. La reducción en la inyectividad se debe generalmente al hinchamiento de las arcillas y/o a la migración de finos dentro de la formación.

La inyección de agua tratada se iniciará a un régimen igual a la mitad del régimen de diseño (995 BWPD). Esto permitirá un llenado uniforme y parejo alrededor del pozo inyector y prevendrá problemas prematuros

del perfil de inyección. Pasados dos meses de inyección este régimen será incrementado al régimen total del diseño de la inyección (1990 BWPD) sobre un periodo de cuatro meses, permitiendo que el reservorio alrededor del pozo inyector se represurize gradualmente. Después de los primeros seis meses el régimen de inyección es mantenido constante hasta el final del periodo de producción máxima.

Los volúmenes de inyección acumulados son usados para determinar el tiempo de la primera respuesta, el tiempo para alcanzar el régimen máximo de producción de petróleo y la duración del periodo fijo. Al final del periodo fijo el régimen de inyección es reducido en el periodo de un año al régimen de inyección calculado para después del llenado. Esto está basado en datos históricos del comportamiento de la inyección y por los efectos de interferencia de pozos y reducción de inyectividad debido al hinchamiento de arcillas y/o a la migración de finos en la formación. Los gradientes de inyección han sido limitados a 0.75 psi/pie anterior al llenado y 0.80 psi/pie después que las condiciones del llenado son logradas. Estos valores son menores a los gradientes de fractura de la formación Pariñas.

Una vez que los cortes de agua calculados alcanzan el 95% (WOR=19), el coeficiente de inyección es decli-

nado a un régimen tal que se mantenga este corte de agua hasta el final de la vida del proyecto. Esto es mediante trabajos para mejorar el perfil de inyección, tales como dejar de inyectar en arenas canalizadas o cerrando pozos inyectoros que permitan comenzar la producción de agua en los pozos productores.

A partir del régimen de inyección de agua y de los volúmenes de inyección acumulados se estima el **comportamiento productivo de petróleo en función de los volúmenes de agua inyectados equivalentes a los volúmenes de gas libre en el reservorio.**

Se ha establecido tres casos básicos de respuesta a la inyección de agua: pobre, promedio y bueno.

La primera respuesta a la inyección ocurrirá cuando se haya inyectado un volumen de agua acumulado equivalente entre 20 al 40% del volumen de gas libre, correspondiendo estos porcentajes a los casos pobre y bueno respectivamente. La respuesta máxima de producción de petróleo es estimada como un porcentaje del régimen de inyección de agua y varía del 8 al 16% para el caso pobre y bueno respectivamente. El tiempo a la máxima respuesta se dará cuando un volumen de agua equivalente al 100% del volumen de gas libre haya sido inyectado. El régimen máximo de petróleo es mantenido constante durante un periodo fijo. Este pe-

riodo corresponde a un volumen de agua inyectado que va de 120 a 240% del volumen de gas. Al final de este periodo el régimen máximo de producción será declinado a uno o dos diferentes coeficientes de declinación. Estos, varían entre 25 y 35% anual en los dos años siguientes al periodo fijo y entre 12 y 20% anual hasta el final de la vida del proyecto (caso pobre y bueno respectivamente).

La vida del proyecto se estima en el tiempo requerido para inyectar de 1 a 1.25 volúmenes porosos. Para nuestro proyecto se ha estimado un tiempo de aproximadamente 17 años.

El estimado de la producción total de fluidos (agua y petróleo) se ha hecho de la siguiente manera: Se calculó el valor de la relación agua-petróleo (WOR) al inicio del segundo régimen de inyección (régimen de inyección al año siguiente de la finalización del periodo fijo) asumiendo que el régimen total de fluido será 75% del régimen de inyección desde este punto hasta el final del proyecto. Este valor de WOR es usado para calcular el régimen total máximo de fluidos al punto medio del periodo fijo, basado en el régimen de producción de petróleo en ese momento dado. Teóricamente una vez que el llenado ha sido alcanzado la extracción de petróleo del reservorio debería ser cercano a los regímenes de inyección. Esto

fue raramente observado en los proyectos pasados; posiblemente debido a la pérdida de agua de inyección fuera de los patrones de inyección o a planos de falla. Como se mencionó anteriormente una vez que los cortes de agua alcanzan el 95%, el régimen de inyección es declinado al mismo régimen de declinación estimado para la producción de petróleo.

la figura B-19 presenta en forma gráfica los pronósticos de producción e inyección de fluidos y la tabla B-6 las cifras de los pronósticos en promedios anuales. Al final del proyecto se tendrá una relación agua inyectada acumulada petróleo producido acumulado de 13.8. Este valor está dentro de los límites permisibles para el desarrollo de un proyecto de inyección de agua.

EVALUACION DE LOS FACTORES POSITIVOS Y NEGATIVOS PARA LA INYECCION

A continuación se sumarizan los factores que influenciarán positiva y negativamente en la inyección de agua, a fin de evaluar su relativa importancia en el desarrollo del proyecto.

Factores positivos para la inyección de agua

El yacimiento está limitado por grandes fallas que impedirán la comunicación con zonas vecinas y permitirán el confinamiento del agua de inyección.

De las fallas menores que presenta el yacimiento, solo 2 de ellas presentan saltos verticales considerables que, posiblemente, impedirán la intercomunicación entre arenas.

Profundidad moderada de las arenas productivas (4000 pies bajo en nivel del mar).

- Buenas características de permeabilidad del reservorio.

- No hay presencia de contacto agua-petróleo.

Saturación actual de petróleo satisfactorio para la inyección (36%).

Características de viscosidad (1.2 cp.) y de gravedad del crudo (40 °API) satisfactorios para la inyección.

- Fuentes de suministro de agua cercanos.

Factores negativos para la inyección.

- Reservorio depletado por producción primaria.

- Saturación actual de gas elevada (25 %).

- Relación arena neta/arena total baja (24 %).

- Probable migración de finos.

Algunos de estos factores considerados como negativos pueden ser minimizados si se hace un control efectivo de las operaciones de inyección (volúmenes de inyección, selección adecuada de los sistemas de inyección, calidad del agua).

Considerando el volumen potencial de petróleo a ser recuperado por inyección de agua y haciendo un balance objetivo de los factores positivos y negativos se concluye que la realización del proyecto es factible.

2.E FACILIDADES DE INYECCION Y PRODUCCION

Para el diseño de los sistemas de inyección y de producción se seleccionan equipos e instalaciones de acuerdo con la norma "Standar NACE RP-0475 Selection of Metallic Materials to be used in all phases of Water Handling for injection into Oil Bearing Formations".

ALTERNATIVAS DE SUMINISTRO DE AGUA

Para la realización del proyecto es necesario disponer de un suministro de 2000 BPD de agua de inyección, tratada de acuerdo con las especificaciones de calidad que debe tener el agua de inyección y a la presión de 1500 psi.

Como posibles fuentes de suministro de agua se han considerado 2 alternativas.

Alternativa 1.- Consistente en la captación de agua de Quebrada Honda, para lo cual se deberá completar adecuadamente dos pozos ubicados en la quebrada Honda. Dichos pozos han sido abandonados y no tienen reservas potenciales de petróleo.

En Quebrada Honda existen pozos perforados por la Compañía Occidental, exclusivamente para producir agua del aluvial, habiendose obtenido producciones de agua del orden de 4000 BPD por pozo. El nivel de agua se encuentra aproximadamente a 10 mts. de la superficie.

Esta alternativa considera el levantamiento del agua, filtración, inyección de productos químicos para el tratamiento, presurización y transporte hasta el múltiple de inyección.

Alternativa 2.- Consistente en la compra de agua al Consorcio Oxy-Bridas. Se estima tomar el agua de mar, tratada y presurizada, de la línea de suministro de agua del yacimiento vecino Folche, que en la actualidad se encuentra parcialmente sometido a operaciones de recuperación secundaria por inyección de agua. Como es de suponerse, esta alternativa, estaría su-

peditada a que exista disponibilidad de agua en el sistema de inyección del Consorcio OXY-Bridas.

SISTEMA DE INYECCION

El diseño del sistema de inyección se ha realizado en base a los requerimientos de los volúmenes de inyección calculados y de acuerdo a las especificaciones de calidad del agua de inyección. Para el desarrollo del proyecto se requiere un volumen de agua de inyección de 1990 BPD a una presión de 1500 psi, previamente tratada para eliminar sólidos suspendidos, contenido de bacterias, deoxigenar, etc.

El transporte del agua desde el punto de captación (Agua de Quebrada Honda o del sistema de OXY-Bridas), se hará a través de una línea de 4 pulg. de diámetro (línea de alta presión). Inmediatamente antes de llegar al múltiple de inyección el agua será filtrada a través de filtros tipo cartucho y luego pasará al múltiple de inyección para ser distribuida, regulada la presión y medido el volumen de agua que será transportada, por líneas de 2 pulg. de diámetro, hacia los pozos inyectoros. La presión requerida en la cabeza de los pozos de inyección es de 1300 psi.

El equipo de filtración estaría instalado en la línea de 4 pulg. de diámetro y próximo al múltiple de inyección, con un conjunto de válvulas que permitan

mantener siempre en operación un equipo de filtración y puntos de muestreo de agua (válvulas de 1/2 pulg. de diametro), antes y después del mismo para monitoreo de la calidad del agua.

El múltiple de inyección tendrá 5 salidas cada una con válvulas de control de flujo, medidor de presión y válvula de bloqueo.

En cada pozo se instalará un sistema de control y medición del agua inyectada, la cual se inyectará por dos zonas a través de tubos y forros, aislados por un empaque. En la figura B-20 se muestra el diagrama de flujo del proceso.

SISTEMA DE PRODUCCION

Para la implementación del proyecto de inyección de agua en el yacimiento Bonanza, se ha considerado la adquisición de facilidades de producción para la construcción de una nueva batería, la cual se encontraría ubicada hacia la parte central del yacimiento.

El diseño realizado se ha hecho con el suficiente detalle, como para que nos permita la preparación de estimados de costos unitarios para el desarrollo propuesto; el cual permitirá medir y tratar un máximo de 1475 Bls. de fluido por día 236 BPD de petróleo y 1239 BPD de agua proveniente de 9 pozos productores.

Se ha previsto la instalación de un múltiple de producción (9 pozos), un separador de totales bifásico, dos gun barrel con sus respectivos medidores de petróleo y agua, un scrubber, un tanque de almacenamiento y una bomba de transferencia. La figura B-21 nos presenta un diagrama de flujo del proceso.

2.F AGUA DE INYECCION

Casi todos los proyectos por inyección de agua requieren agua de calidad mayor que la normalmente disponible y, por consiguiente, requieren la utilización de tratamiento de agua sea este físico o químico.

El tratamiento de agua involucra modificaciones de tipo físico o químico previo a su inyección.

La calidad del agua de inyección debe ser ajustada a fin de corregir o eliminar los siguientes problemas potenciales:

1. Corrosión.
2. Incrustamiento.
3. Compatibilidad de aguas.
4. Compatibilidad de agua/arcillas.
5. Sólidos suspendidos.

6. Actividad bacterial.

7. Arrastre de aceite.

Los puntos 1 y 2 implican la protección del equipo, los puntos 3, 4 y 5 protección de la formación y los puntos 6 y 7 protección del equipo y de la formación.

Algunos de estos ajustes involucran tecnología de remoción:

- . Remoción de sólidos suspendidos.

- Remoción de iones divalentes.

- . Remoción de gases corrosivos.

- Remoción de aceite.

Algunos de estos ajustes involucran tecnología de adición:

- . Protección contra la corrosión.

- . Control de incrustamiento.

- . Protección a la formación.

- Control bacterial.

Algunos de estos ajustes involucran ambas tecnologías:

- . Control de la corrosión.

Control del incrustamiento.

. Compatibilidad de aguas.

Sólidos suspendidos.

. Remoción de aceite.

Una secuencia típica de tratamiento involucrará la remoción inicial de aquellas impurezas perjudiciales seguida por la adición de productos químicos para proteger el equipo y/o evitar problemas en el fondo del pozo o formación.

El agua contiene usualmente dos grupos mayores de "impurezas":

- Impurezas insolubles

. Bacterias.

. Arcillas

Petróleo

. Arena.

Precipitados de fierro.

- Impurezas solubles

. Gases.

Salinidad.

Dureza.

Sales coloidales.

Petróleo soluble.

La determinación del tipo de tratamiento requerido debe basarse en un análisis de:

- Muestras representativas de núcleos.

Muestras de aguas propuestas a ser inyectadas, para determinar su tendencia al taponamiento y concentraciones de iones perjudiciales.

La intensidad del tratamiento de agua requerida es función de la cantidad de agua necesaria, la calidad del agua disponible y la calidad de agua requerida para un proyecto específico.

Un proyecto de inyección de agua, con un mínimo de problemas, requiere un conocimiento integral de lo que se necesita para tratar el agua a ser inyectada, proteger el equipo involucrado y matener las propiedades petrofísicas del reservorio.

Los problemas más comunes encontrados en los fluidos de inyección se deben a los siguientes:

- Planeamiento pobre.

- Equipo de superficie inadecuado.

- Corrosión.
- Incrustamiento.
- Actividad bacterial.
- Arena/sedimentos.
- Oxido de fierro.
- Sulfuro de fierro.
- Hidrocarburos residuales.
- Oxígeno.
- Sulfuro de hidrógeno.
- Dióxido de Carbón.

Suministro inadecuado de agua.

Selección impropia de los productos químicos de tratamiento o técnicas impropias para su aplicación.

- Puntos insuficientes para monitorización.

La mayoría de estos problemas pueden ser solucionados por una combinación de técnicas de remoción o adición:

- Técnicas de remoción.

Clarificación.

Filtración.

Precipitación masiva.

Intercambio iónico.

Osmosis reversa.

Degasificación.

Secuestramiento químico.

Flotación.

Coalescencia.

- Técnicas de adición.

Tratamientos Batch.

Tratamientos continuos.

Tratamientos de forzamiento.

Las técnicas de remoción involucran procesos físicos y químicos. Para la incorporación correcta de estas técnicas en un proyecto de inyección de agua, se debe conocer las áreas de aplicación, las limitaciones y la interdependencia de las diferentes técnicas.

2.6 EVALUACION ECONOMICA

Inversión.

La inversión requerida estará de acuerdo a las alternativas de suministro de agua. Como se mencionó anteriormente se ha planteado dos alternativas:

Alternativa 1.- Agua de Quebrada Honda. Para lo cual se deberá captar el agua, efectuar la filtración y el tratamiento del agua, presurización y la construcción de una línea de aproximadamente 3 Kms. para llevar el agua hasta el múltiple de inyección.

La tabla B-7 presenta el calendario de inversiones anuales a realizarse para esta alternativa. La inversión total es de 1'335,801 US\$.

Alternativa 2.- Comprar el agua al Consorcio Oxy-Bridas, para lo cual se deberá construir una línea de suministro de aproximadamente 1.8 Kms. e instalar un medidor del volumen de agua recibida. La línea a construirse permitirá captar agua del sistema de distribución que abastece al Yacimiento Folche.

La tabla B-8 presenta el calendario de inversiones anuales a realizarse. La inversión total es de 1'232,205 US\$.

Costos de Operación.

Los costos de operación utilizados para la evaluación del proyecto han sido proporcionados por la Unidad de Planeamiento y Sistemas de Petroperú.

Los costos operativos considerados son de 4950 US\$/pozo-año para los pozos productores e inyectores y un costo variable de 0.07 US\$/Barril de producción de petróleo.

Costo de Agua.

Se ha considerado un costo de 0.05 US\$/Bl para el caso en que se tome agua de Quebrada Honda. Este valor ha sido estimado basándonos en los costos de tratamiento, transporte y presurización del agua de inyección de Oxy-Bridas.

Para la alternativa de compra de agua a Oxy se ha considerado un precio de 0.2 US\$/bl. Se debe mencionar que este precio sería válido hasta el año 1995, fecha a la cual las instalaciones de tratamiento de agua del consorcio Oxy-Bridas, deberán pasar a ser propiedad de Petroperú. Como consecuencia, el costo de agua a partir de este año será mucho menor (igual a la alternativa 1).

Resultados de la Evaluación Económica.

Los parámetros económicos utilizados como base para la evaluación económica se muestran en la tabla B-9.

Los resultados de la evaluación económica a Nivel Empresa y a Nivel País se muestran en la tabla B-10.

Alternativa 1.- Se ha obtenido un Valor Actual Neto, descontado al 20 %, de 946.8 MUS\$ a Nivel Empresa y de 1,910.79 MUS\$ a Nivel País.

Se han realizado análisis de sensibilidad del Valor Actual Neto a las reservas, las inversiones y al precio del crudo. La figura B-22, nos muestra los resultados de estos análisis. Se puede observar que la economía del proyecto continúa siendo positiva, aun en el caso de que la inversión se incremente en un 90% o, las reservas disminuyan en un 40% o, el precio del crudo disminuya a 12 US\$/Bl.

Alternativa 2.- Se ha obtenido un Valor Actual Neto, descontado al 20%, de 691.6 MUS\$ a Nivel Empresa y 1,526.3 MUS\$ a Nivel País.

De igual modo se han realizado análisis de sensibilidad del Valor Actual Neto a las reservas, las inversiones y el precio del crudo. La Figura B-23 muestra gráficamente los resultados de los análisis de sensibilidad. Se puede apreciar que la economía continúa

siendo positiva aun en el caso de que las reservas disminuyan en 30% o, las inversiones aumenten en 70% o, el precio del crudo disminuya a 14 US\$/Bl.

CONCLUSIONES

1. El reservorio Pariñas, en el área del yacimiento Bonanza, tiene una extensión de 428.5 acres y un volumen poral de arena neta de 28,942 Mbls. El petróleo original in situ, calculado volumétricamente, es de 14,402.3 Mbls.

A Diciembre de 1988 la producción acumulada es de 4'666,012 Bls.; existiendo 3 pozos activos con una producción total del pariñas de aproximadamente 15 BOPD.

2. El mecanismo predominate de producción natural ha sido el de gas en solución. La inyección de gas ha favorecido notablemente en la recuperación de petróleo del reservorio.
3. El reservorio se presenta fallado, debido a la intensa actividad tectónica posterior a la deposición de los sedimentos.
4. La Formación Pariñas, presenta características estructurales, de reservorio y de fuidos favorables para la inyección de agua: limitado por grandes fallas, fallas menores dentro del área, profundidad moderada de las arenas productivas, buenas características de permeabilidad, saturación actual de petróleo y características de viscosidad y gravedad del crudo favorables.

5. El área efectiva de inyección es de 140.4 acres con un volumen poral de arena neta de 12,520 Mbls. y un promedio de arena neta de 79.3 pies.

La recuperación adicional de petróleo por efecto de la inyección de agua será de 730.5 Mbls, con lo cual se incrementará la recuperación en un 5.2% del petróleo original in situ.

6. El desarrollo del proyecto involucra un total de 14 pozos: 9 pozos productores (J-2, J-6, J-12, J-28, J-51, J-52, 4169, 4224 y 6055) y 5 pozos inyectoros (J-5, J-23, J-24, 4203 y 4226).

Los pozos inyectoros son pozos existentes, requiriéndose convertirlos de productores a inyectoros.

7. El volumen de agua requerido es de 1990 BPD a 1500 psi de presión. Se estima un volumen acumulado de agua de inyección al final del proyecto de 10,140 Mbls. La razón agua inyectada acumulada petróleo producido acumulado será de 13.5

8. Se han evaluado dos alternativas como posibles fuentes de suministro de agua:

Alternativa 1. Agua de Quebrada Honda.

Alternativa 2. Compra de agua al consorcio OXY-Bridas.

9. La inversión requerida para el desarrollo del proyecto sería de 1,335.8 MUS\$ ó de 1,232.2 MUS\$ para las alternativas 1 ó 2 respectivamente
10. Los resultados de la evaluación económica, considerando costo de agua de inyección de 0.05 US\$/Bl para la alternativa 1 y de 0.2 US\$/BL para la alternativa 2 son los siguientes:

Alternativa 1

	VAN (MUS\$) al 20%	TIR
Nivel Empresa	946.8	31.9
Nivel Pais	1,910.8	40.5

Alternativa 2

	VAN (MUS\$) al 20%	TIR
Nivel Empresa	691.6	28.7
Nivel Pais	1,526.3	36.5

Adicionalmente se han realizado análisis de sensibilidad del Valor Actual Neto, al 20 % de tasa de descuento, con respecto a las reservas, las inversiones,

el precio del crudo y el costo del agua, concluyéndose que:

Alternativa 1.- La economía del proyecto sigue siendo positiva, aún en el caso de que la inversión se incremente en un 90% o, las reservas disminuyan en 40% o, el precio del crudo disminuya a 12 US\$/BL.

Alternativa 2.- La economía del proyecto sigue siendo positiva aun en el caso de que la inversión se incremente en un 70% o, las reservas disminuyan en 30% o, el precio del crudo disminuya a 14 US\$/BL.

11. La realización del proyecto es técnica y económicamente posible.

NOMENCLATURA

Porosidad

- a Espaciamiento entre pozos en un patrón regular de perforación.
- Bo Factor de volumen de formación del crudo a condiciones iniciales.
- Bop Factor de volumen de formación del crudo al momento de iniciar la inyección.
- d distancia entre la línea de pozos productores y la de pozos inyectoros.
- E Eficiencia total de barrido.
- Ec Factor de conformidad.
- Eh Eficiencia de barrido areal.
- Ev Eficiencia de barrido vertical.
- i, Q_{wi} Inyectividad.
- N Petróleo original in situ.
- Np Petróleo producido acumulado.
- Npf Petróleo a recuperarse por inyección de agua.
- R Factor de recuperación primaria.
- Sop Saturación de petróleo al momento de iniciar la inyección.
- Sor Saturación de petróleo residual (después de la inyección).
- Vsw Volumen efectivo de inyección (volumen de barrido).
- Wi Agua inyectada acumulada.

REFERENCIAS

1. Muskat, Morris, "Physical Principles of Oil Production". pag. 648, New York, McGraw-Hill Book Co., Inc., 1949
2. Muskat, Morris y Wiyckoff, R.D., Trans. AIME 107, pag 62 (134).
3. Prats, M., J. Petrol, Technol., pag 67 (Diciembre, 1956).
4. Muskat, Morris, "Physical Principles of Oil Production". pag 650, New York, McGraw-Hill Book Co., Inc, 1949
5. Deppe, J.C., Trans AIME paper 1472 G, Mayo 1960.
6. Schoepfel, R.J., "Waterflood Prediction Methods", Oil and Gas J. (1968; Ene. pag , 72-75; Feb. 98-106; Mar. pag 91-93; Abr. pag 80-86; May. pag 111-114; Jun. pag 100-105, Jul. pag 71-79.
7. Earlougher, R.C., "Prediction of Water Injection Rates from Permeability Data". Paper 1049-G, Marzo 1958.
8. Guerrero, E.T. y Earlougher, R.C., "Analysis and Comparison of Five Methods Used to Predict Waterfloods Reserves and Performance". Paper 1480 G, Abril 1961.

BIBLIOGRAFIA

Amix, James W., Bass, Daniel M. Jr., Whiting, Robert L.: Petroleum Reservoir Engineering Physical Properties.

Craig, Forrest F. Jr.: Aspectos de la Ingeniería de Inyección de Agua.

- Cornejo, Hector: Información Geológica de la Formación Pariñas en el Yacimiento Bonanza.

Flores, Mario: Diseño y Operación del tratamiento de Aguas.

Hunter, F.H., Kyte, F.H., Pickel, J. S.: Determining Reservoir Stratification and Volume.

Muñoz Ochoa, Lizardo: Estudio del Area del Reservorio Bonanza.

Questa Corporation: Estudio de Factibilidad de Recuperación Secundaria Area de la Brea y Pariñas.

Ramos, Guillermo; Salirrosas, Victor: Estudio de Factibilidad Técnica Económica de Inyección de Agua. Yacimiento Honda-Bloque A, Formación Pariñas.

Slider H.C.: Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods.

Smith, Charles R.: Mechanics of Secondary Oil Recovery.

Society of Petroleum Engineers: Waterflooding (Reprinted Series).

Zevallos Portugal, Wilfredo.: Evaluación Geológica de la Formación Pariñas en el Yacimiento Bonanza Noroeste Peruano.